

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

გიორგი ცივქარაშვილი

მაგისტრალური ნავთობსადენების საექსპლუატაციო რეჟიმების
განგარიშების და რეგულირების საკითხები

წარმოდგენილია დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად

სადოქტორო პროგრამა“ ენერგეტიკა და ელექტროინჟინერია“
შიფრი 0405

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

თბილისი, 0175, საქართველო

ივლისი, 2019 წელი

საავტორო უფლება © 2019 წელი, გიორგი ცივქარაშვილი

თბილისი

2019 წელი

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი
ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი

ჩვენ, ხელისმომწერნი ვადასტურებთ, რომ გავეცანით გიორგი ცივქარაშვილის მიერ შესრულებულ სადისერტაციო ნაშრომს დასახელებით: „მაგისტრალური ნავთობსადენების საექსპლუატაციო რეჟიმების გაანგარიშების და რეგულირების საკითხები“ და ვაძლევთ რეკომენდაციას საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის სადისერტაციო საბჭოში მის განხილვას დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად.

....., 2019 წელი

ხელმძღვანელები: პროფესორი დ. ნამგალაძე

..... ასოც. პროფესორი ლ. შატაკიშვილი

რეცენზენტი:

რეცენზენტი:

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

2019

ავტორი: გიორგი ცივქარაშვილი

დასახელება: „მაგისტრალური ნავთობსადენების საექსპლუატაციო რეჟიმების გაანგარიშების და რეგულირების საკითხები“

ფაკულტეტი: ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის

აკადემიური ხარისხი: აკადემიური დოქტორი

სხდომა ჩატარდა:..... 2019 წ.

ინდივიდუალური პიროვნებების ან ინსტიტუტების მიერ ზემოთ მოყვანილი დასახელების დისერტაციის გაცნობის მიზნით მოთხოვნის შემთხვევაში მისი არაკომერციული მიზნებით კოპირებისა და გავრცელების უფლება მინიჭებული აქვს საქართველოს ტექნიკურ უნივერსიტეტს.

ავტორის ხელმოწერა

ავტორი ინარჩუნებს დანარჩენ საგამომცემლო უფლებებს და არც მთლიანი ნაშრომის და არც მისი ცალკეული კომპონენტების გადაბეჭდვა ან სხვა რაიმე მეთოდით რეპროდუქცია დაუშვებელია ავტორის წერილობითი ნებართვის გარეშე.

ავტორი ირწმუნება, რომ ნაშრომში გამოყენებული საავტორო უფლებებით დაცულ მასალებზე მიღებულია შესაბამისი ნებართვა (გარდა იმ მცირე ზომის ციტატებისა, რომლებიც მოითხოვენ მხოლოდ სპეციფიურ მიმართებას ლიტერატურის ციტირებაში, როგორც ეს მიღებულია სამეცნიერო ნაშრომების შესრულებისას) და ყველა მათგანზე იღებს პასუხისმგებლობას.

რეზიუმე

სადისერტაციო ნაშრომი მიზნად ისახავს მაგისტრალური მილსადენებით ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ენერგოდაზოგვის მეთოდების და საშუალებების გამოყენებას რეჟიმების ოპტიმიზაციით. აღნიშნული ამოცანის გადაჭრა მეტად აქტუალური საკითხია.

ნაშრომის კვლევის ძირითადი ამოცანებია: სატუმბო სადგურების და მილსადენების ფაქტიური ჰიდრავლიკური მახასიათებლების დადგენა „ბაქო-სუფსის“ მაგისტრალური ნავთობსადენისათვის. ასევე სატუმბო დანადგარების ჩართვის სქემის ოპტიმიზაციის მეთოდები (თეორიული პოზიციებისა და კომპიუტერული მეთოდები); მაგისტრალური ტუმბოს მუშაობის რეგულირების მეთოდების შერჩევა და მათი გამოყენების რეკომენდაციების შემუშავება; სატუმბო სადგურების ავტონომიური ელექტრომომარაგების გამოყენების ტექნოლოგიების განვითარება; ენერგორესურსების ტერიტორიული განაწილების ოპტიმიზაცია და ენერგო დანაკარგების შემცირება კომუნიკაციებში.

დისერტაციაში გამოყენებული მეთოდებისა და ალგორითმების დადასტურების მიზნით, განხილულია მაგისტრალური ნავთობსადენის „ბაქო-სუფსა“ დისპეტჩერიზაციის ინფორმაცია; სატუმბო სადგურების კომპიუტერული პროგრამებით ჩატარებული გაზომვისა და კონტროლის სისტემების მონაცემთა ბაზა, როგორც ექსპერიმენტული მონაცემები და სხვა წარმოების ინფორმაცია. სადისერტაციო ნაშრომში ჩატარებულია კვლევა ტრადიციული მეთოდებით (სტატისტიკური ანალიზი, დროის მწკრივების პროგნოზირება, ფაქტორული ანალიზი და ეკონომიკური პროცესების პროგნოზირება, შეფასებისა და პროგნოზირების ექსპერტული მეთოდები). აღმოჩნდა, რომ მათ გააჩნიათ შეზღუდული გამოყენების შესაძლებლობა, როგორც თეორიული და პრაქტიკული თვალსაზრისით; ნავთობტერმინალებით პროდუქტის გადასაზიდად დატვირთვის დაგეგმვა და ოპტიმიზაცია წარმოადგენს აქტუალურ პრობლემას.

ნაშრომი ეძღვნება ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მაგისტრალური მილსადენის ენერგოეფექტურობის ანალიზს, ასევე განიხილება ნავთობსადენების ექსპლუატაციის ენერგოდაზოგვის ეფექტის ძირითადი გზები. დარგის ენერგოეფექტურობა განისაზღვრება შემდეგი ძირითადი ფაქტორებით: საწარმოს საკუთარი საჭიროებების ენერგოხარჯები, რომლებიც, თავის მხრივ, იყოფა ტექნოლოგიურ და დამხმარე საშუალებად; ელექტროენერგიის დანაკარგების რაოდენობა - ტრანსფორმატორებში, საკაბელო ხაზებში და თბოიზოლაციის სისტემაში. აგრეთვე ნავთობპროდუქტების დანაკარგები ტრანსპორტირებისა და შენახვის დროს.

ტურბომექანიზმების ამძრავის მწარმოებლურობის რეგულირება - დროსელირების გამოყენებას გააჩნია რიგი უპირატესობები. სტაციონალურ რეჟიმებში ეს არის მოწყობილობის მცირე დატვირთვები, შემცირებული გაჟონვები და სხვა დანაკარგები მაგისტრალურ მილსადენებში. დინამიკაში, ეს არის რეგულირების გაუმჯობესებული ხარისხი,

ჰიდრავლიკური დარტყმების წარმოშობის ალბათობის შემცირება, ურთიერთდაკავშირებული ცვლადების მართვის ავტომატიზირება. რიგი კვლევები აჩვენებს, რომ ზოგიერთ შემთხვევაში მისი გავლენა მნიშვნელოვნად აღემატება ენერჯის დაზოგვის შედეგებს.

ნაშრომში მიიღება ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მოძრაობის მათემატიკური მოდელები სტაციონარული და არასტაციონარული რეჟიმებისთვის. განიხილება სტაციონარული რეჟიმების განტოლების მეთოდების ანალიზის ეფექტურობა. მიღებულია მილსადენის მაგისტრალის მახასიათებლების ცნება და დადგენა. ნაჩვენებია, რომ დროსელირების მართვა დაკავშირებულია მილსადენის ხელოვნური მახასიათებლების ფორმირებასთან.

სადისერტაციო ნაშრომში შემუშავდა მაგისტრალური ნავთობსადენების სარეჟიმო პარამეტრების ოპტიმიზაციის მეთოდი სატუმბო სადგურების ენერგოდაზოგვის კრიტერიუმით. შემოთავაზებულია საანგარიშო მეთოდები სატუმბო სადგურების მახასიათებლების გაანგარიშებისა და კონტროლისათვის, რომლებიც ხელმისაწვდომია სატუმბო აგრეგატების სხვადასხვა კომბინაციებით. დადგენილია, რომ ამ მეთოდის გამოყენება საშუალებას იძლევა გაიზარდოს სატუმბო სადგურის ეფექტურობა არსებული აღჭურვილობის მაქსიმალური ღირებულებით. შემუშავდა ტექნოლოგიების რისკების მახასიათებლების პროგრამული პაკეტი, მისი გამოყენება და შეფასება.

ნაშრომში ჩატრდა გარდამავალი პროცესების რეგულირების გამოკვლევა, რაც გვამლევს ტურბომექანიზმების ბრუნვის საშუალებას მაღალი სიხშირით; შემუშავებულია ჰიდრავლიკური ქსელის დომინანტ წერტილში წნევისა და ხარჯის მათემატიკური მოდელი, რომელიც გვიჩვენებს, რომ გვაქვს მართვადი და შემფოთების ცვლადი ზემოქმედებები.

მიღებულია მაგისტრალურ ნავთობსადენში ნაკადის ენერგოდაზოგვის მათემატიკური მოდელი დამყარებული რეჟიმისათვის. ტრანსპორტირების ენერგეტიკული ეფექტურობის კრიტერიუმის შეფასებისათვის შეტანილია ცნება და იგი გამოიკვლევა მაგისტრალის მარგი ქმედების კოეფიციენტისათვის. აღნიშნული სიდიდე დროსელირების მეთოდით გვამლევს მწარმოებლობის მართვას - ენერგოდაზოგვით. მიღებული შედეგით შესაძლებელია 2-2,5-ჯერ ენერჯის დაზოგვა. შემუშავებულია მაგისტრალის ხელოვნური სადაწნეო მახასიათებლების აგების მეთოდიკა. ნავთობტერმინალებით ტანკერებში ჩასხმის (დატვირთვის) დაგეგმვისა და ოპტიმიზაციის მიზნით, შემუშავდა პროდუქტის გადაზიდვის მათემატიკური ოპტიმიზაციის მეთოდი. კომპიუტერული ტექნოლოგიის პროგრამების გამოყენებით, შემუშავებულია საზღვაო ჩამომსხმელი ტერმინალებით ტანკერში პროდუქტის ჩასხმის მოდელირება რთული კონფიგურაციის მილსადენების გათვალისწინებით. ჩამკეტი-მარეგულირებელი და დამცავი მოწყობილობის მოდელირება, დამყარებულია ფაქტიურ ჰიდრავლიკურ მახასიათებლებზე.

„ბაქო-სუფსას“ მაგისტრალური მილსადენის ნატურულმა და რიცხვითმა ექსპერიმენტმა გვიჩვენა, რომ მოდელისა და მისი კომპიუტერული პროგრამით რეალიზაცია ადექვატურად აისახება სისტემაში გარდამავალი პროცესების დროს. კერძოდ, სხვადასხვა გაერთმთლიანების დროს: სატუმბო სქემები, ტანკერებში ნავთობის ჩასხმის პროცესში და ა.შ.

თანამედროვე მათემატიკური მოდელები და პროგრამული უზრუნველყოფა შეიძლება გამოყენებულ იქნეს საპროექტო დოკუმენტაციის შემუშავებაში.

შემოთავაზებულია მაგისტრალური ნავთობსადენების უსაფრთხოებისა და საიმედოობის ალბათური ანალიზის ადაპტირებული მეთოდოლოგია, რომელიც მიღებულია რაოდენობრივად და თვისობრივად დასაბუთებული კრიტერიუმებით.

Abstract

Dissertation work aims to use of energy saving methods and means of the oil and oil products by the pipelines to optimize the regimes. The solution of this problem is a very actual issue.

The main objectives of the research are: to determine the actual hydraulic characteristics of pumping stations and pipelines for the Baku-Supsa oil pipeline. Also the methods of optimizing the pumping equipment scheme (theoretical positions and computer techniques); Selection of methods of regulating magistral pump work and developing recommendations for their use; Development of technologies of the use of autonomous power supply pumping stations; Optimization of territorial distribution of energy resources and reduction of energy losses in communications.

In order to verify the methods and algorithms used in the dissertation, the Baku-Supsa dispatch information of the main oil pipeline is discussed; Database of measurement and control systems carried out by pumping stations computer programs as experimental data and other production information. In the dissertation the study has been conducted by traditional methods (statistical analysis, forecasting of time series, factor analysis and forecasting of economic processes, evaluation and forecasting expert methods). Research found that they have limited use to theoretical and practical viewpoint; Planning and optimizing the loading of the product by oil terminals is a topical problem.

The work is dedicated to analyzing the energy efficiency of the oil and oil products pipelines, as well as the main ways of energy saving exploitation of oil pipelines. The energy efficiency of the sector is determined by the following key factors: the energy costs of the station's own needs, which, in turn, are divided into technological and supportive means; The volume of electricity losses - in transformers, cable lines and in the insulation system. Also loss of oil products during transportation and storage.

Regulation of the turbo mechanism engine - the use of drosseling has a number of advantages. In stationary modes this is the device's low loads, reduced leaks and other losses in the main pipelines. In dynamics, this is an improved degree of regulation, reduction of the likelihood of hydro hammer, automating interconnected variables management. A number of studies show that in some cases its impact is significantly higher than energy savings.

In the work, the mathematical models for flow of oil and oil products are established for stationary and non-state regimes. The efficiency of analyzing the methods of equation of stationary regimes is considered. The concept and determination of the pipeline highway characteristics has been obtained. It is shown that management of drosseling method is related to the formation of artificial characteristics of the pipeline. In the dissertation the method of optimization of the parameters of pipelines is developed by the energy efficiency criteria of pumping stations. The calculation methods for estimation and control of pumping stations are available through different combinations of pump aggregates.

It is estimated that the use of this method allows to increase efficiency of pumping station at the maximum cost of existing equipment. The software package of technology risk characteristics, its use and evaluation has been developed.

In the work, held the process of regulating transient processes, which gives us the possibility of rotation of turbo-mechanisms with high frequency; The mathematical model of pressure and expenditure in the dominant point of the hydraulic system has been developed, which shows that we have managed and variable impact.

A mathematical model of energy efficiency of flow in the main oil pipeline is obtained for the established regime. For the evaluation of the energy efficiency criterion of transport, the concept is included and it will examine the coefficient of the Pipeline linear part. This component during drosseling method gives us of handling flow - energy saving. The resulting results can save energy 2-2.5 times. Methods of building artificial pumping characteristics have been developed. Mathematical Optimization Method for product shipping has been developed in order to plan and optimize the loading of tankers with oil terminals. Using computer technology programs, marine bottling terminals have been developed to handle product loading in the tanker with considerable configuration pipelines. Modeling of shutter-regulating and protective equipment is based on factual hydraulic characteristics.

Experiments based on the Baku-Supsa pipeline showed that realization of the model and its computer program will be adequately reflected during the transition process in the system. In particular, during various interactions: pump circuits, during loading oil in tankers, etc.

Modern mathematical models and software can be used in creation construction documentation.

Adapted methodology for probability analysis of safety and reliability of mains oil pipelines is provided by quantitative and qualitatively grounded criteria.

შინაარსი

88.

შესავალი	17
თავი 1. მაგისტრალური ნავთობსადენის აღწერა და მიმოხილვა	23
1.1. მაგისტრალური ნავთობსადენის აღწერა	23
1.2. ნავთობის გადატუმბვის სისტემები	26
1.3. ნავთობის გადასატუმბი სადგურების შედგენილობა და კლასიფიკაცია	28
1.4. ცენტრიდანული ტუმბოების გაერთმთლიანება	31
1.5. ნავთობსადენების სახაზო ნაწილის საიმედოობა	35
1.6. სატუმბი სადგურების მოწყობილობის საიმედოობა	42
თავი 2. მაგისტრალური ნავთობსადენის „ბაქო-სუფსა“-ს და ტერმინალის აღწერა და ანალიზი	45
2.1. მაგისტრალური ნავთობსადენის „ბაქო-სუფსას“ აღწერა	45
2.2. სანგაჩალის ტერმინალის აღწერა	50
2.3. შუალედური სატუმბი სადგურების აღწერა	52
2.4. მაგისტრალური ტუმბოები	54
2.5. წნევის დამწევი სადგურის აღწერა	57
2.6. სუფსის ტერმინალი	59
თავი 3. ნავთობსადენების კოროზიული დეფექტების ალბათური მახასიათებლების და ობიექტის ნარჩენი რესურსის პროგნოზირება	67
3.1. ნავთობსადენების კოროზიის მექანიზმის ანალიზი	67
3.2. ექსპლუატირებული კოროზირებული ნავთობსადენის რესურსის პროგნოზირება ალბათური მეთოდებით	74
თავი 4. ნავთობსადენში სითხის ნაკადის მათემატიკური მოდელის დადგენა	88
4.1. ნავთობსადენში სითხის ნაკადის სტაციონარული მათემატიკური მოდელის დადგენა	88

4.2. მაგისტრალური ნავთობსადენის სითხის ხარჯის სტატიკაში მათემატიკური მოდელის ანალიზი	98
4.3. მაგისტრალური ნავთობსადენის Q – H მახასიათებლების ცნებები .	101
4.4. ნავთობსადენის მაგისტრალის მარგი ქმედების კოეფიციენტი	105
4.5. ნავთობსადენში სითხის ნაკადის მათემატიკური დაუმყარებელი მოდელი	110
თავი 5. მაგისტრალური ნავთობსადენის ავარიული სიტუაციები, სცენარები და თვისობრივი ანალიზი	113
5.1. მაგისტრალური ნავთობსადენის ავარიული სიტუაციებისა და სცენარების ანალიზი	113
5.2. მაგისტრალური ნავთობსადენების ავარიების სტატისტიკური ანალიზი	122
5.3. მაგისტრალური ნავთობსადენის დაზიანებისა და ავარიების თვისობრივი ანალიზი	141
თავი 6. ტურბომექანიზმების მწარმოებლობისა და დაწნევის მართვის სტრუქტურული სქემა, დროსელირების მეთოდის გამოყენებით	146
დასკვნა.....	156
გამოყენებული ლიტერატურა.....	159

ცხრილების ნუსხა

88.

ცხრილი 1. ნავთობსადენების სახაზო ნაწილის მტყუნების საფრთხე (λ ტყუნება/1000 კმ ² წელიწადი).....	38
ცხრილი 2. ავარიულობის განაწილება მიზეზების ხასიათის მიხედვით.....	39
ცხრილი 3. ცენტრიდანული ტუმბოების საიმედოობის მაჩვენებლების ნორმატიული მოთხოვნები.....	43
ცხრილი 4. ცენტრიდანული ტუმბოს მტყუნებათა სტრუქტურა.....	44
ცხრილი 5. ნავთობსადენის საპროექტო პარამეტრები.....	47
ცხრილი 6. ნავთობის შემადგენლობა.....	47
ცხრილი 7. პიკეტაჟი მოპოვებიდან საქართველოს საზღვარამდე.....	49
ცხრილი 8. პიკეტაჟი საქართველოს საზღვრიდან სუფსამდე.....	50
ცხრილი 9. შუალედურ სადგურზე არსებული ტუმბოს პარამეტრები.....	56
ცხრილი 10. სუფსის ტერმინალში არსებული ტუმბოების ტექნიკური მონაცემები	62
ცხრილი 11. ნავთობსადენის საკონტროლო უბნების კოროზიული დეფექტების h_i სიღრმეები (მმ; $N = 437$).....	80
ცხრილი 12. დეფექტების სიღრმეების განაწილება.....	81
ცხრილი 13. \bar{y} , $\xi_a(\bar{y})$, Q და k/k_0 -ის მნიშვნელობები.....	100
ცხრილი 14. მილსადენის $Q-p$ მახასიათებლის მნიშვნელობები	104

ცხრილი 15. სიჩქარითი დაწნევის ანუ ხარჯის უზრუნველყოფა	108
ცხრილი 16. მტყუნებების მიზეზები ბოლო 20 წლის განმავლობაში	115
ცხრილი 17. რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობის ცვლილება სხვადასხვა დიამეტრებისათვის 2000-2016 (ავარიების რაოდენობა/1000 კმწელი)	117
ცხრილი 18. რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობა 2012-2016 წლები.....	118
ცხრილი 19. მაგისტრალური ნავთობსადენების ავარიების სტატისტიკა.....	125
ცხრილი 20. მაგისტრალური ნავთობსადენების ავარიების სტატისტიკა.....	125
ცხრილი 21. ევროპაში და ჩრდილოეთ ამერიკაში ავარიების მიზეზები...	126
ცხრილი 22. ევროპაში და ჩრდილოეთ ამერიკაში ავარიების მიზეზები (რანჟირება პროცენტულად).....	127
ცხრილი 23. ავარიების გარე ზემოქმედების ჩაშლა კატეგორიებად.....	128
ცხრილი 24. ავარიის სცენარების განვითარების რეალიზაციის ალბათობები.....	133
ცხრილი 25. ავარიის შესაძლო ჯამური ზარალი.....	134
ცხრილი 26. ნავთობის დაღვრის ფარდობითი განაწილება, დაღვრის მასის მიხედვით.....	140
ცხრილი 27. კუმულაციური წირის აგება (პირველი ვარიანტი)	141
ცხრილი 28. კუმულაციური წირის აგება (მეორე ვარიანტი)	144

ნახაზების ნუსხა

88.

ნახ. 1. მაგისტრალური ნავთობსადენი.....	23
ნახ. 2. ნავთობის გადატუმბვის სისტემები.....	26
ნახ. 3. სათავო ნავთობდასატუმბი სადგური.....	29
ნახ. 4. საშუალო ნავთობდასატუმბი სადგურის ტექნოლოგიური სქემა.....	30
ნახ. 5. ერთნაირი ცენტრიდანული ტუმბოების პარალელური მახასიათებლის აგება.....	32
ნახ. 6. სხვადასხვა ცენტრიდანული ტუმბოების პარალელური მახასიათებლის აგება.....	33
ნახ. 7. ერთნაირი ცენტრიდანული ტუმბოების მიმდევრობითი მახასიათებლის აგება.....	35
ნახ. 8. მტყუნებათა $n(t)$ რიცხვის დინამიკა მოქმედ ნავთობ- გაზსადენებზე	36
ნახ. 9. მტყუნების $\lambda(t)$ საფრთხის დინამიკა მაგისტრალურ ავთობსადენებზე.....	37
ნახ. 10. „ბაქო-სუფსა“ მაგისტრალური ნავთობსადენის ტრასა	45
ნახ. 11. „ბაქო-სუფსა“ მაგისტრალური ნავთობსადენის გრძივი პროფილი..	46
ნახ. 12. „ბაქო-სუფსა“ მაგისტრალური ნავთობსადენის გრძივი პროფილი (საქართველოს უბანი).....	48
ნახ. 13. სანგაჩალის ტერმინალი.....	51
ნახ. 14. სანგაჩალის ტერმინალის სქემა.....	51
ნახ. 15. შუალედური სატუმბი სადგურების სქემა.....	53
ნახ. 16. PS 11 სატუმბი სადგურის გეგმა.....	54
ნახ. 17. შუალედური სადგურის ცენტრიდანული ტუმბო ჭრილში.....	55

ნახ. 18. შუალედური სატუმბი სადგურის ტუმბოს მუშა მახასიათებელი.....	56
ნახ. 19. შუალედური სადგურის ჰიდრავლიკური სქემა.....	56
ნახ. 20. წნევის დამწევი სადგურის PRS 1-ის გეგმა.....	58
ნახ. 21. ნაკადის მარეგულირებელი საკეტი.....	58
ნახ. 22. სუფსის ტერმინალის გეგმა.....	59
ნახ. 23. სუფსის ტერმინალში არსებული ნავთობის ექსპორტის ტუმბო.....	60
ნახ. 24. ა. ტუმბოების უნივერსალური მახასიათებელი, ბ. მ.ქ. კოეფიციენტის ხარჯზე დამოკიდებულება.....	61
ნახ. 25. სუფსის ტერმინალში არსებული ტუმბოების გაერთმლიანება.....	62
ნახ. 26. მილსადენის დაბლოვება ზღვის ფსკერზე.....	63
ნახ. 27. ტივტივა.....	64
ნახ. 28. ტანკერში ნავთობის ჩატვირთვის პროცესი.....	64
ნახ. 29. ტანკერში ნავთობის ჩასხმის სქემა.....	65
ნახ. 30. კოროზიული პროცესების კლასიფიკაცია.....	68
ნახ. 31. ელექტროქიმიური კოროზიის მექანიზმი.....	71
ნახ. 32. ადგილობრივი კოროზიის სახეები. ა - ლაქები, ბ - წყლულოვანი, გ - წერტილოვანი, დ - ზედაპირისქვედა, ე - სტრუქტურულ-შერჩევითი, ვ - კრისტალთშორისი, ზ - კოროზიული ბზარვა.....	74
ნახ. 33. ჰისტოგრამა და განაწილების სიმკვრივის ფუნქცია.....	82
ნახ. 34. განაწილების პარამეტრის ფორმის კოეფიციენტი α -ს დადგენა (ნომოგრამა).....	83
ნახ. 35. სტატისტიკაში მათემატიკური მოდელის ინტერპრეტაცია.....	90
ნახ. 36. სიჩქარის ზღვრული სიდიდეების გრაფიკი.....	93

ნახ. 37. სარქველის და სისტემის „სარქველი - მილსადენის“ მახასიათებლები: სარქველის „შიგა“ ხარჯის წრფივი მახასიათებელი; სისტემის „სარქველი - მილსადენის“ ხარჯის მახასიათებელი; სისტემაში „სარქველი - მილსადენის“ სარქველის გაღების ხარისხის გამამლიერებლის კოეფიციენტის დამოკიდებულება.....	102
ნახ. 38. მილსადენის Q – H მახასიათებლის გრაფიკები: ბუნებრივი $\bar{y} = 1$; ხელოვნური $\bar{y} = 0,31$; ხელოვნური $\bar{y} = 0,1444$	103
ნახ. 39. ცხრილ 2.5-ის შესაბამისი მნიშვნელობების გრაფიკი.....	109
ნახ. 40. მაგისტრალური ნავთობსადენი: ა. მშენებლობა; ბ. მონტაჟი; გ. ექსპლუატაცია.....	113
ნახ. 41. სხვადასხვა დიამეტრის მქონე ნავთობსადენების ავარიების მიზეზების განაწილება.....	116
ნახ. 42. რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობის ცვლილება სხვადასხვა დიამეტრებისათვის 2000-2016 (ავარიების რაოდენობა/1000 კმ წელი).....	117
ნახ. 43. რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობა 2012-2016 წლები.....	118
ნახ. 44. გაზსადენების კუთრი ინტენსივოვები საშუალო ყველა მიზეზების მიხედვით (ავარიების რაოდენობა/1000კმ.წელი).....	119
ნახ. 45. მაგისტრალური გაზსადენების სახაზო ნაწილის ავარიების შექმნისა და განვითარების შესაძლო სცენარების ანალიზის ბლოკ-სქემა.....	120
ნახ. 46. ნავთობსადენის დაზიანებებისა და ავარიების სტატისტიკა.....	122
ნახ. 47. მოცემული ეტაპების თვალსაჩინო სქემა.....	123
ნახ. 48. ინფორმაციის გადასვლა პირველი ეტაპიდან მეორეში.....	124
ნახ. 49. მაგისტრალური ნავთობსადენების ავარიების სტატისტიკა: ა. რაოდენობა; ბ. რანჟირება პროცენტულად.....	124
ნახ. 50. ევროპაში და ჩრდილოეთ ამერიკაში ავარიების მიზეზები; ა. პოლიგონი; ბ. რანჟირებული პოლიგონი (%).....	126

ნახ. 51. ავარიების გარე ზემოქმედების ჩაშლა კატეგორიებად (რანჟირებულად, პროცენტული).....	127
ნახ. 52. ავარიის განვითარების მოდელი.....	132
ნახ. 53. ჯამური ზარალი შესაძლო ავარიის, სცენარების C2 C4 და C9 რეალიზაციებისას.....	134
ნახ. 54. სრული შესაძლო ზარალი ავარიისას.....	135
ნახ. 55. მიზეზების სტატისტიკური მონაცემები.....	137
ნახ. 56. ნავთობის ჩატვირთვა-ამოტვირთვისას დაღვრის მიზეზების სტატისტიკა.....	138
ნახ. 57. კონკრეტული ოპერაციების დაღვრის მიზეზების სტატისტიკა.....	139
ნახ. 58. დაღვრის მიზეზები ხომალდების მოძრაობისას.....	140
ნახ. 59. პოლიგონი და რანჟირებული პოლიგონი.....	142
ნახ. 60. ქულების ფაქტორების პოლიგონი და რანჟირებული პოლიგონი..	142
ნახ. 61. ჰისტოგრამა და კულუმაციური წირი.....	143
ნახ. 62. პოლიგონი და რანჟირებული პოლიგონი.....	144
ნახ. 63. ჰისტოგრამა და პარეტოს წირი.....	145
ნახ. 64. მილსადენის ჰიდრავლიკური სქემა: ორი პარალელურად შეერთებული ტუმბოს მუშაობა მაგისტრალზე.....	147
ნახ. 65. ერთი ტუმბოს დაწნევისა და ხარჯის დინამიკური წირები.....	152
ნახ. 66. ორივე ტუმბო შეერთებულია პარალელურად და ნაკადი გადის ძირითად ხაზში, დაწნევისა (ა) და ხარჯის (ბ) დინამიკური წირები.....	153
ნახ. 67. ერთი ტუმბოს, ორ ტანკერში ნაკადის მიწოდება.....	154
ნახ. 68. ერთი ტუმბოს, ორ ტანკერში ნაკადის მიწოდების დაწნევა (ა) და ხარჯის (2) დინამიკური წირები.....	154

შესავალი

საქართველოს ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მაგისტრალური მილსადენების სისტემა ქმნის ერთ-ერთ ყველაზე მნიშვნელოვან საბიუჯეტო წარმოებას.

XX საუკუნის 90-იანი წლების შუა რიცხვებში სამრეწველო წარმოების ზოგადი კლების შემდეგ, ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მილსადენების დატვირთვა 15-18%-მდე დავიდა. 2019 წლისთვის ეს მაჩვენებელი 64.2%-მდე გაიზარდა და ფიქსირდება ამ მახასიათებლის მუდმივი ზრდა. 2019 წლისთვის დაგეგმილია ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ტრანსპორტირება, რომლის მოცულობაც 43.8 მილიონ ტონას შეადგენს.

მაგისტრალური ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მილსადენები წარმოადგენს საფრთხის გაზრდის წყაროებს. ამჟამად მილსადენებისადმი წაყენებულია მოთხოვნები მისი უსაფრთხო ფუნქციონირების უზრუნველსაყოფად, საჭიროა მეტი ყურადღების დათმობა ავარიების თავიდან აცილების და მათი ნეგატიური შედეგების შემცირებისათვის. ნავთობის ტრანსპორტირების უსაფრთხოების გაუმჯობესება დიდწილად ეფუძნება რისკის ანალიზს.

იმის გათვალისწინებით, რომ მსოფლიო თანამეგობრობის ეკონომიკა საკმაოდ სტაბილურად ვითარდება და უმრავლეს ქვეყნებში მთლიანი შიდა პროდუქტის წლიური ზრდა 3-6%-ის ფარგლებშია, შეიძლება დავასკვნათ, რომ ენერგორესურსების ენერჯის მოხმარების ზრდის ენერგოდაზოგვის პოლიტიკა - მნიშვნელოვანი და აქტუალურია.

ზემოაღნიშნულიდან გამომდინარე, დაგეგმილია ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ძირითადი ტრანსპორტის განვითარება (სარკინიგზო ტრანსპორტის წარმატებული კონკურენციის გამო). ყველაზე მნიშვნელოვანი პირობაა სატუმბი დანახარჯების შემცირება, რომელიც ერთ-ერთი უმნიშვნელოვანესი კომპონენტია ენერგოხარჯებში.

არსებობს ძირითადი მაგისტრალური ტუმბოების ამძრავის ელექტროენერჯის მოხმარების შემცირების სხვადასხვა გზები. მათ შორის: ნავთობსადენის ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობის შემცირება პერიოდული გაწმენდის ან მისართების შერევის გზით; ტუმბოს მუშა ხარჯის რეგულირება, ოპტიმიზაციის თანამედროვე მეთოდების გამოყენებით; გამანაწილებელ ქსელებში და საექსპლუატაციო მოწყობილობებში ელექტროენერჯის დანაკარგების შემცირება; თანამედროვე ტექნოლოგიების გადასვლა ენერგოდამზოგავ მოხმარებაზე.

სადისერტაციო ნაშრომი მიზნად ისახავს ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მაგისტრალურ მილსადენებში ენერგოდამზოგვის მეთოდების და საშუალებების გამოყენებას - რეჟიმების ოპტიმიზაციით. **დასმული ამოცანა მეტად აქტუალურია.**

სადისერტაციო ნაშრომის კვლევის ძირითადი ამოცანებია: სატუმბო სადგურების და მილსადენების ფაქტიური ჰიდრავლიკური მახასიათებლების თეორიული პოზიციებისა და კომპიუტერული მეთოდების შემუშავება. ასევე სატუმბო დანადგარების ჩართვის სქემის ოპტიმიზაციის მეთოდები; მაგისტრალური ტუმბოს მუშაობის რეგულირების მეთოდების შერჩევა და მათი გამოყენების რეკომენდაციების შემუშავება; სატუმბო სადგურების ავტონომიური ელექტრომომარაგების გამოყენების ტექნოლოგიების განვითარება. ენერგო დანაკარგების შემცირება კომუნიკაციებში.

პრობლემების და ამოცანების გადაჭრისას გამოყენებულ იქნა ჰიდროდინამიკის ძირითადი პრინციპები, ასევე ალბათობის სტატისტიკური მეთოდები, მწკრივების თეორია და სხვა სამილსადენო ტრანსპორტის ოპტიმიზაციის **პრობლემების გადაჭრის მეთოდები.**

დისერტაციაში გამოყენებული მეთოდებისა და ალგორითმების დადასტურების მიზნით გამოიყენებოდა მაგისტრალური ნავთობსადენის „ბაქო-სუფსა“ დისპეტჩერიზაციის ინფორმაცია, სატუმბო სადგურების

კომპიუტერული გაზომვისა და კონტროლის სისტემების მონაცემთა ბაზა, როგორც ექსპერიმენტული მონაცემები და სხვა ინფორმაცია.

ნაშრომი ეძღვნება ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მილსადენის ენერგოეფექტურობის ანალიზს, ასევე განიხილება მილსადენების ექსპლუატაციის დროს ენერგოდაზოგვის ძირითადი გზები. დარგის ენერგოეფექტურობა განისაზღვრება შემდეგი ძირითადი ფაქტორებით: საწარმოს საკუთარი საჭიროებების ენერგოდანახარჯები, რომლებიც, თავის მხრივ, იყოფა ტექნოლოგიურ და დამხმარე საშუალებებად; ელექტროენერგიის დანაკარგების რაოდენობა - ტრანსფორმატორებში, საკაბელო ხაზებში და თბოიზოლაციის სისტემაში. აგრეთვე ნავთობპროდუქტების დანაკარგები ტრანსპორტირების და შენახვის დროს.

ტექნოლოგიური ენერგიის მოხმარება, უპირველეს ყოვლისა, მოიცავს ელექტრომოხმარებას, რომელიც მოიხმარება ძირითადი და დამხმარე ტუმბოებით, რაც მთლიანი ენერგომოხმარების 70-95%-ს შეადგენს. ამ ტიპის დანახარჯები დამოკიდებულია მრავალ ფაქტორზე - მილსადენების ჰიდრავლიკურ მახასიათებლებზე, მათ ტექნიკურ მდგომარეობაზე, წნევაზე უბნის საწყის და ბოლო წერტილში, სატუმბო აგრეგატების დანადგარების ჩართვის სქემაზე და ა.შ.

ზემოაღნიშნული ასპექტების გათვალისწინებით, ერთ-ერთი მიზანია განისაზღვროს ნავთობსადენების გრძელვადიანი ექსპლუატაციის დრო და მათი სამრეწველო უსაფრთხოების მართვის სისტემის გაუმჯობესება.

ტურბომექანიზმების ამძრავის რეგულირება - დროსელირების გამოყენებით, გააჩნია რიგი უპირატესობები. სტაციონალურ რეჟიმებში ეს არის მოწყობილობის მცირე დატვირთვები, შემცირებული გაჟონვები და სხვა დანაკარგები მაგისტრალურ ნავთობსადენებში. დინამიკაში, ეს არის რეგულირების გაუმჯობესებული ხარისხი, ჰიდრავლიკური დარტყმების წარმოშობის ალბათობის შემცირება, ურთიერთდაკავშირებული ცვლადების მართვის ავტომატიზირება. რიგი კვლევები აჩვენებს, რომ

ზოგიერთ შემთხვევაში, მისი გავლენა მნიშვნელოვნად აღემატება ენერჯის დაზოგვის შედეგებს.

თუმცა, ამ საკითხზე გარკვეული შეკითხვები საჭიროებს უფრო სიღრმისეულ განვითარებას. კერძოდ, მილსადენებში პროდუქტის მოძრაობის დროს მათემატიკური მოდელები წარმოდგენილია გამარტივებული ფორმით. „ელექტრულიამძრავის - ტურბომექანიზმი - მაგისტრალის მილსადენის“ სისტემის ტექნოლოგიური ცვლადებით მართვის აგება წნევის კარნახის წერტილებში, დონეები რეზერვუარებში, კონცენტრაციები ნარევეებში და ა.შ. - მეტად რთულია. ნავთობსადენებში პროდუქტის მოძრაობის დინამიკური განტოლებების არარსებობა ართულებს ისეთი ტექნოლოგიური ცვლადების კონტროლის მექანიზმების წარმოქმნას, როგორცაა მწარმოებლობა, წნევის კარნახის წერტილებში, რეზერვუარების რაოდენობა და ა.შ. - ქმნის მართვის რთულ პროცედურებს.

აღნიშნული ანალიზის შედეგად გამოვლინდა პრობლემები, რომლებიც შემდგომ განვითარებას საჭიროებს. ნაშრომის თავდაპირველ ნაწილში, შემუშავდა თეორია წნევის კარნახის სისტემის მოდელირებისა და გაანგარიშებისათვის. გაირკვა, თუ რა გავლენას ახდენს სატუმბო სადგურების წნევის ცვლილების ხასიათს, მაღალი წნევის სისტემის პარამეტრებს.

ნაშრომში მიიღება ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მოძრაობის მათემატიკური მოდელები სტაციონარული და არასტაციონარული რეჟიმებისთვის. განიხილება სტაციონარული რეჟიმების განტოლების ეფექტურობის მეთოდების ანალიზი. მიღებულია მილსადენის მაგისტრალის მახასიათებლების ცნება და დადგენა. ნაჩვენებია, რომ დროსელირებით მართვა დაკავშირებულია მილსადენის ხელოვნური მახასიათებლების ფორმირებით.

მიღებული სტაციონარული რეჟიმების განტოლება გამოიყენება მილსადენის მარგი ქმედების კოეფიციენტის თანაფარდობისათვის.

დამაჯერებლად ჩანს, რომ დროსელირების მეთოდი არის ენერგოდანახარჯის გზით მწარმოებლობის რეგულირება. გაწერილია ღონისძიებები მარგი ქმედების კოეფიციენტის გაზრდისათვის სრულად გაღებული ჩამკეტი არმატურისათვის.

შემუშავებულია ტურბომექანიზმის მარგი ქმედების კოეფიციენტის ეფექტურობის გაანგარიშების მეთოდი, რაც დამოკიდებულია სხვადასხვა სტატისტიკური დაწნევის მართვაზე, როდესაც ხდება მწარმოებლობის მართვა მექანიზმის ბრუნვის სიხშირის შეცვლის გზით. შემოტანილია საშუალო მარგი ქმედების კოეფიციენტის ცნება მწარმოებლობის ცვლილება გარკვეულ დიაპაზონში სიხშირის ცვლილების გათვალისწინებით. მიღებული საშუალო კოეფიციენტების შედარება ამცირებს ენერჯის დაზოგვის მიღებულ ეფექტს. ტურბომექანიზმების მწარმოებლობის მართვა დროსელირების და ბაიპასირებით მეთოდის შედარებით გვიჩვენებს, რომ ისინი თითქმის ექვივალენტურია ენერგოდაზოგვის თვალსაზრისით, ამიტომ ბაიპასირებით ენერგოდაზოგვა - შემდგომში აღარ განიხილება. ტურბომექანიზმის მწარმოებლობის ამ ორი მეთოდის შედარება, გვამღევეს სტაციონარული რეჟიმის მახასიათებლებს, რადგანაც დროსელირების მეთოდი წარმოადგენს არაწრფივს, ტურბომექანიზმის ბრუნვის სიხშირის ცვლილებასთან შედარებით.

„ბაქო სუფსას“ მაგისტრალური მილსადენის ნატურულმა და რიცხვითმა ექსპერიმენტმა გვიჩვენა, რომ მოდელის და მისი კომპიუტერული პროგრამით რეალიზაცია ადექვატურად აისახება სისტემაში გარდამავალი პროცესების დროს. კერძოდ, სხვადასხვა გაერთმთლიანების შემთხვევაში: სატუმბო სქემები, ტანკერებში ნავთობის ჩასხმის პროცესში და ა.შ.

თანამედროვე მათემატიკური მოდელები და პროგრამული უზრუნველყოფა შეიძლება გამოყენებულ იქნეს საპროექტო დოკუმენტაციის შემუშავებაში.

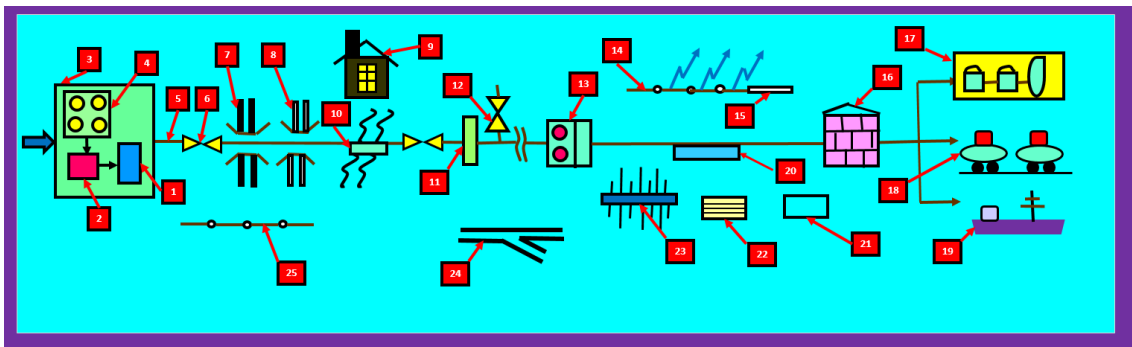
ნაშრომის აპრობაცია. სადისერტაციო სამუშაოს შედეგები მოხსენებულ იქნა საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის, ჰიდროენერგეტიკისა და მაგისტრალური სამილსადენო სისტემების დეპარტამენტში I, II და III კოლოქვიუმებზე და დისერტაციის წინასწარ განხილვაზე. ასევე, სტუ-ს სტუდენტთა 86-ე ღია საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენციაზე - ჰიდროენერგეტიკისა და მაგისტრალური სამილსადენო სისტემების სექცია, თბილისი 2018 წელი.

დისერტაციის თემაზე გამოქვეყნებულია 3 სამეცნიერო სტატია.

თავი 1. მაგისტრალური ნავთობსადენის აღწერა და მიმოხილვა

1.1. მაგისტრალური ნავთობსადენის აღწერა

მაგისტრალური ნავთობსადენი [1], იწყება სათავო ნავთობგადასატუმბი სადგურიდან (ნახ. 1) (3) - ბოლო სარეზერვუარო პუნქტამდე (16) და შეიცავს: სახაზო ნაგებობებს, საკუთრივ ნავთობსადენისგან, რომლითაც ხდება ნავთობის გადატუმბვა და დამხმარე ნაგებობებს (კავშირგაბმულობის სისტემა, კოროზიისგან დაცვის სისტემები, ტრასის გასწვრივ მყოფი გზები და ა.შ.); ნავთობგადასატუმბ სადგურებს, რომლებიც უზრუნველყოფენ ნავთობის გადატუმბვას.



ნახ. 1. მაგისტრალური ნავთობსადენი. 1. ძირითადი ცენტრიდანული ტუმბოები; 2. შეტბორვის ცენტრიდანული ტუმბოები; 3. სათავო ნავთობგადასატუმბი სადგური; 4. რეზერვუარი პარკი; 5. მაგისტრალური გაზსადენი; 6. სახაზო ჩამკეტი არმატურა; 7. ხელოვნური ზღუდარები (ავტოგზები); 8. ხელოვნური ზღუდარები (რკინიგზა); 9. კავშირგაბმულობის და სარემონტო პერსონალის ნაგებობები; 10. ბუნებრივი ზღუდარები (მდინარეები, ხეხევი და ა.შ.); 11. საშუალოდ ნავთობგადასატუმბი სადგური; 12. სახაზო ნაწილის ამრინები; 13. ნავთობგადასატუმბი სადგური, რეზერვუარებით და შეტბორვის ტუმბოებით; 14. ელექტროგადაცემის ხაზები; 15. ელექტროქიმიური კოროზიის დაცვის სისტემები; 16. ბოლო პუნქტი; 17. ნავთობგადასამუშავებელი ქარხანა; 18. რკინიგზის ჩამომსხმელი ცისტერნები; 19. ჩამომსხმელი ტანკერები; 20. ლუპინგები; 21. ვერტმფრენების ასაფრენი მოედანი; 22. მიწების ავარიული მარაგების ნაგებობები; 23. დამცავი ნაგებობები; 24. გზები; 25. კავშირგაბმულობის სისტემა

სარეწიდან ნავთობი მიეწოდება სათავო ნავთობგადასატუმბი სადგურის (3), სარეზერვუარო პარკში (4). სარეზერვუარო პარკის დანიშნულებაა დამატებითი სარეზერვო მოცულობის შექმნა, რომელიც

გამოიყენება სარეწიდან ნავთობსადენისთვის ნავთობის მიწოდების შეჩერების შემთხვევაში. რეზერვუარების პარკში ხდება ნავთობის შენახვა, რომელიც საჭიროა მილსადენის ორი ან სამი დღით ნავთობით კვებისთვის. რეზერვუარების პარკიდან ნავთობი გადაიტუმბება შეტბორვის ცენტრიდანული ტუმბოებით (2), რომლებიც ქმნის აუცილებელ შეტბორვას (ე.ი გაზრდილი წნევა 0,5-დან 0,8 მპა-მდე), ძირითადი ცენტრიდანული ტუმბოების წინ (1). ძირითადი ტუმბოებით ნავთობის გადატუმბვა ხდება მაგისტრალურ მილსადენში (5), სახაზო ჩამკეტი არმატურის გავლით (6). ძირითადი ტუმბოების გაერთმლიანება ხდება მიმდევრობით ან პარალელურად, რათა ნავთობსადენში შეიქმნას აუცილებელი მუშა წნევა და ხარჯი.

ნაკადის ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობის გამო, მილსადენში წნევა თანდათანობით მცირდება. ტრასის იმ ადგილას, სადაც წნევა ნავთობსადენში მცირდება მინიმალურ შეტბორვამდე, ამ ადგილას ხდება შემდეგი საშუალოდ ნავთობგადასატუმბი სადგურის განთავსება (11), პროცესი მეორდება შემდეგ საშუალოდ სადგურამდე და ა.შ. ნავთობსადენის ტრასის გასწვრივ შუალედურ სადგურს განალაგებენ საშუალოდ ყოველ 100-150 კმ-ში, რელიეფის მიხედვით. ამ შემთხვევაში სადგურებს, როგორც წესი, არ გააჩნიათ რეზერვუარები და შეტბორვის ტუმბოები. იმ შემთხვევაში, თუ შუალედურ სადგურებს შორის მანძილი დაახლოებით 300-500 კმ-ია, მაშინ ეწყობა ნავთობგადასატუმბი სადგური (13), რეზერვუარებით და შეტბორვის ტუმბოებით. ნავთობსადენის გასწვრივ გვხვდება ბუნებრივი (მდინარეები, ხეხევი 10) და ხელოვნური ზღუდარები (რკინიგზა 8, ავტოგზები 7).

ბოლო პუნქტში (16), ნავთობი შედის რეზერვუარებში, საიდანაც მიეწოდება მომხმარებლს, მაგალითად: ნავთობგადასამუშებელი ქარხანა (17), სარკინიგზო ცისტერნებში ჩასხმის პუნქტი (18), ან საზღვაო ნავთობბაზა, საიდანაც ხდება ნავთობის ტრანსპორტირება ტანკერებით (19).

ტრასის გასწვრივ აგებულია: ვერტმფრენების ასაფრენი მოედნები (21), დამცავი ნაგებობები (23), ელექტროქიმიური კოროზიისგან დაცვის სისტემები (15), სათადარიგო მილების შესანახი მოედანი (22), ელექტროგადაცემის ხაზები (14), კავშირგაბმულობის სისტემა (25), გზები (24), ტექნიკური პერსონალის საცხოვრებელი (9), სახაზო ნაწილზე ამრინი ცალკე მომხმარებლისკენ (12) და ლუპინგები (20).

გარდა ამისა არსებობს გამწმენდი და დიაგნოსტიკური მოწყობილობის გაშვებისა და მიღების კვანძები; მიწისქვეშა რეზერვუარები, რომლებშიც გადაიტუმბება ნავთობი მილსადენზე ავარიის შემთხვევაში, რათა არ მოხდეს ნავთობის დაღვრა; ნავთობის შეთბობის პუნქტები; სახანძრო საშუალებები [2].

რელიეფის მიხედვით, მილსადენის ტრასაზე, უბნების იზოლირებისათვის, ავარიისა და რემონტის გამო, 10-30 კმ-ის ინტერვალით ამონტაჟებენ ურდულებს [2].

მაგისტრალური ნავთობსადენი მილის დიამეტრის მიხედვით იყოფა ოთხ კლასად:

I კლასი - დიამეტრი 1000 მმ-ზე მეტი;

II კლასი - 500 ÷ 1000 მმ-ის ჩათვლით;

III კლასი - 300 ÷ 500 მმ-ის ჩათვლით;

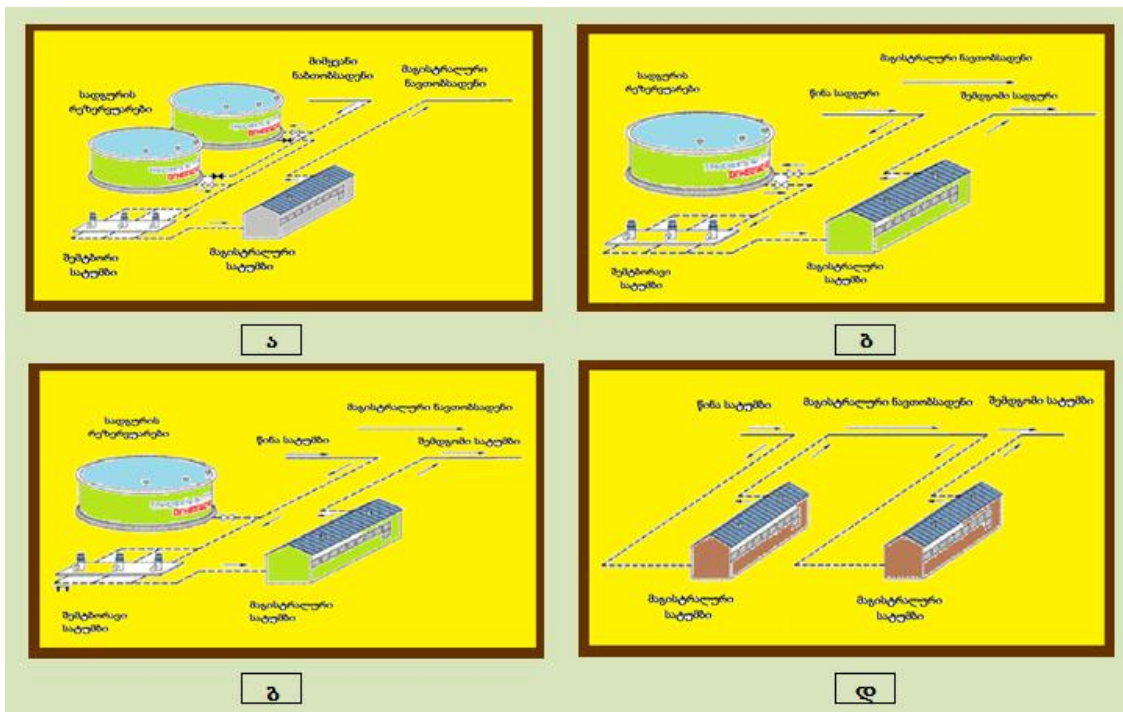
IV კლასი - 300 მმ და ნაკლები.

კლასის მიხედვით შეირჩევა უსაფრთხო მანძილები მილსადენიდან ნაგებობამდე. გარდა ამისა დადგენილია მილსადენის უბნების ხუთი კატეგორია, რომლითაც დგინდება მილსადენის სიმტკიცის მახასიათებლები: B, I, II, III, IV. ყველაზე მაღალი - B კატეგორიაა. ამ კატეგორიას შეესაბამება 1000 მმ და მეტი დიამეტრის მქონე მილსადენები, რომლებიც გადადიან განიერი წყლის ზღუდეებზე, გაზსადენებზე და მიწისქვეშა გაზსაცავებში. კატეგორია IV წარმოადგენს ვაკეზე გატარებულ ნავთობსადენებს, შორს ნაგებობებიდან.

1.2. ნავთობის გადატუმბვის სისტემები

იმის და მიხედვით, თუ როგორ ხდება ნავთობის მოძრაობის ორგანიზაციული სტრუქტურა, გამოიყენება გადაქაჩვის შემდეგი სისტემები [3]

- გადაქაჩვა სადგურებით;
- გადაქაჩვა რეზერვუარის გავლით;
- გადაქაჩვა მიერთებული რეზერვუარით;
- გადაქაჩვა „ტუმბო - ტუმბოში“;



ნახ. 2. ნავთობის გადატუმბვის სისტემები: ა. გადაქაჩვა სადგურების საშუალებით; ბ. გადატუმბვა რეზერვუარის გავლით; გ. გადატუმბვა მიერთებული რეზერვუარით; დ. გადატუმბვა „ტუმბო ტუმბოში“

ნავთობის “გადატუმბვა სადგურებით“ ნაჩვენებია ნახ.2. ა-ზე, ნავთობი მიიღება სადგურის ერთ-ერთ რეზერვუარში, ხოლო მიწოდება შემდეგი სადგურისთვის ხორცილდება სხვა რეზერვუარიდან. ეს გვაძლევს გადატუმბული ნავთობის აღრიცხვის საშუალებას თითოეულ უბანზე სადგურებს შორის. ასევე საშუალებას იძლევა, რომ დროულად

მოხდეს შესაძლო გაჟონვების გამოვლენა და აღმოფხვრა. ამ გადატუმბვის სისტემის უარყოფით მხარეს წარმოადგენს დიდი დანაკარგები აორთქლებაზე ავზებიდან.

გადატუმბვის სისტემა „სადგურის რეზერვუარის გავლით“ გამორიცხავს გადატუმბული ნავთობის აღრიცხვის სქემას და ნაჩვენებია ნახ. 2. ბ-ზე. ნავთობის აორთქლების დანაკარგი ამ შემთხვევაში შედარებით მცირეა, ვიდრე “ გადატუმბვა სადგურებით“. მაგრამ რეზერვუარში ნავთობის შენახვით გამოწვეული, აორთქლების დანაკარგი მაინც დიდია.

ნახ. 2. გ-ზე ნაჩვენებია შედარებით სრულყოფილი გადატუმბვის სქემა, გადატუმბვა „მიერთებული რეზერვუარებით“. მოცემულ შემთხვევაში რეზერვუარები, უზრუნველყოფს სხვადასხვა ხარჯებით გადატუმბვის შესაძლებლობას. მილსადენში სტაბილური გადატუმბვის დროს ნავთობის ძირითადი მასა გადის რეზერვუარის გვერდის ავლით, ამიტომ აორთქლების დანაკარგი ნაკლებია.

ნავთობის გადატუმბვის დროს პროდუქტის დანაკარგის შემცირების თვალსაზრისით, ყველაზე სრულყოფილი სისტემა „ტუმბო - ტუმბოში“ ნაჩვენებია ნახ. 2. დ-ზე. ასეთი გადატუმბვის სისტემისას ყველა სადგური გადატუმბავს ერთსა და იმავე ხარჯს. ეს არ არის საშიში ყველა სადგურის ნორმალური მუშაობებისას. მაგრამ, თუ ერთერთი სადგური გამოდის მწყობრიდან, მაშინ გრძელი ნავთობსადენის პირობებში გამოიწვევს სხვა სადგურების გაჩერებას, რაც უარყოფით გავლენას ახდენს მილსადენის მუშაობასა და ტუმბო-ძალურ მოწყობილობებზე. სწორედ ამის გამო, როცა გვაქვს გრძელი ნავთობსადენი, რომელიც მუშაობს სისტემით „ტუმბო - ტუმბოში“, მილსადენს ყოფენ საექსპლუატაციო უბნებად, რომლებსაც გააჩნიათ რეზერვუარების პარკი [4]. რეზერვუარებში ნავთობის მიღება ხორციელდება მხოლოდ ავარიისა და რემონტის დროს.

1.3. ნავთობის გადასატუმბი სადგურების შედგენილობა და კლასიფიკაცია

მაგისტრალური ნავთობსადენი შედგება სათავო და შუალედური გადასატუმბი სადგურებისაგან. სათავო გადასატუმბი სადგურის დანიშნულებაა სარეზერვუარო ნავთობის მიღება და მაგისტრალურ ნავთობსადენში გადატუმბვა შესაბამისი დანადგარებით. სათავო გადასატუმბ სადგურს გააჩნია მნიშვნელოვანი ელემენტი, რომელიც აღრიცხავს ნავთობის ნაკადს. მოცემული კვადი განლაგებულია რეზერვუარსა და ტუმბოს შორის. ასევე სათავო სადგურს გააჩნია ნავთობსადენის გამწმენდი და დიაგნოსტიკური მოწყობილობების გაშვების საშუალებები;

სათავო გადასატუმბი სადგურების ობიექტები იყოფა ორ ჯგუფად: ძირითადი (ტექნოლოგიური) და დამხმარე დანიშნულების ობიექტები [2].

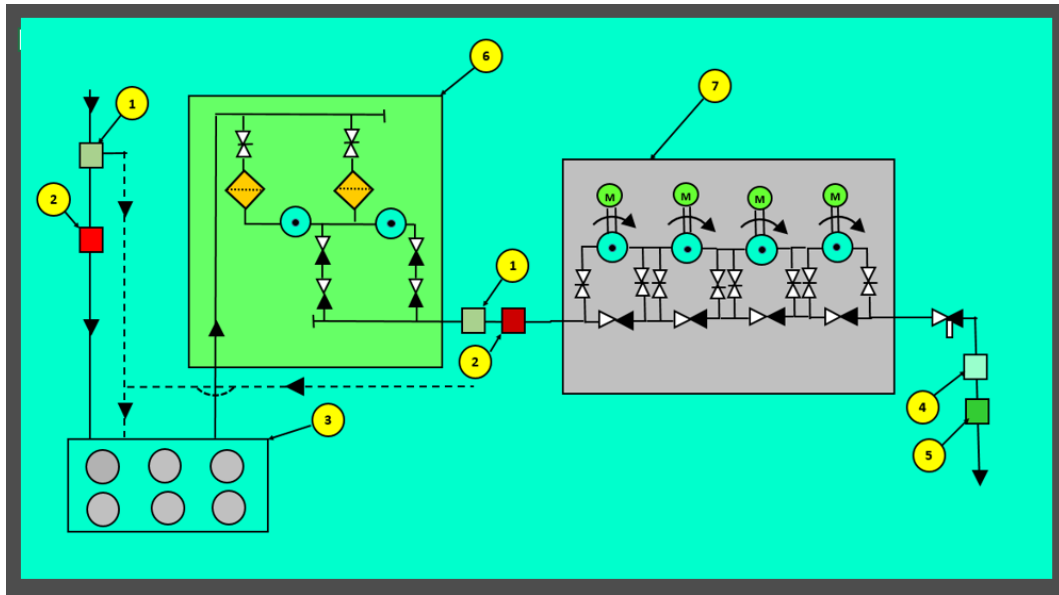
პირველ ჯგუფში შედის: სარეზერვუარო პარკი; შემტობორავი ტუმბოები; ნავთობის აღრიცხვის კვანძი, შესაბამისი ფილტრებით; მაგისტრალური ტუმბოები; წნევის რეგულირების კვანძი და დამცველი მოწყობილობები; გამწმენდი და დიაგნოსტიკის მოწყობილობის გაშვების და მიღების კამერები; ტექნოლოგიური მილსადენები, ჩამკეტი არმატურებით.

ობიექტების მეორე ჯგუფს მიეკუთვნება: დამწვევი ქვესადგური, გამანაწილებელი მოწყობილობებით; წყალმომარაგების კომპლექსი; დრენაჟის კომპლექსი; საქვაბე თბოქსელით; კავშირგაბმულობის კვანძი; ლაბორატორიული კორპუსი; სახანძრო დეპო; საწყობი და ა.შ [5].

სათავო გადასატუმბ სადგურზე ხორციელდება შემდეგი ტექნოლოგიური ოპერაციები: ნავთობის მიღება და აღრიცხვა; ნავთობის მოკლევადიანი შენახვა რეზერვუარებში; სადგურში ნავთობის შიგა გადაქაჩვა; ნავთობის ჩაჭირხვნა მაგისტრალურ მილსადენში; გამწმენდი და დიაგნოსტიკური მოწყობილობების მილსადენში გაშვება;

სათავო ნავთობგადასატუმბი სადგურის ძირითად კვანძს წარმოადგენს სარეზერვუარო პარკი. მას გააჩნია სამი ძირითადი ფუნქცია:

პირველი, ბუფერი ნავთობის სარეწისა და მაგისტრალურ მილსადენს შორის. სარეზერვუარო პარკი აკომპენსირებს სარეწის მწარმოებლურობას და მაგის-ტრალური მილსადენის დისბალანსს, რითაც უზრუნველყოფს მაგისტრალური მილსადენის სტაბილურ მუშა რეჟიმს.



ნახ. 3. სათავო ნავთობგადასატუმბი სადგური: 1. დამცავი მოწყობილობის კვანძი; 2. აღრიცხვის კვანძი; 3. სარეზერვუარო პარკი; 4. წნევის რეგულირების კვანძი; 5. გამწვევნი მოწყობილობის გამშვები კამერა; 6. შემტბორავი სადგური; 7. ძირითადი გადასატუმბი სადგური

მეორე, წარმოადგენს ავარიულ ტევადობას, რომელშიც შედის ნავთობი სარეწიდან, სათავო ნავთობგადასატუმბი სადგურის, ან მაგისტრალური მილსადენის ავარიისას.

მესამე დანიშნულებაა დაზიანებული მაგისტრალიდან ამოჭირხნული ნავთობის მიმღები ტევადობის შექმნა. ამ დროს მცირდება ნავთობის ავარიული დანაკარგები და ამავდროულად ეკოლოგიური ზარალი.

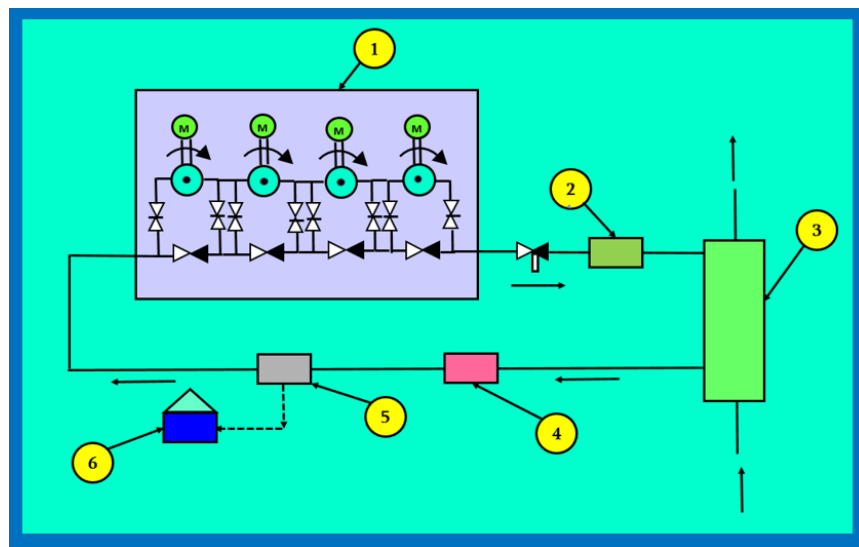
სადგურის შესასვლელზე, ნავთობი გადის დამცველი მოწყობილობების კვანძს, რომელიც იცავს მილსადენებს და სადგურის ტექნოლოგიურ მოწყობილობას. მიმღებ მილსადენში თუ წნევა

გადააჭარბებს დასაშვებ მნიშვნელობას, ნავთობის ნაწილის გადაგდება ხდება სპეციალურ დამატებით მოცულობაში.

დამცველი მოწყობილობების კვანძის შემდეგ განლაგებულია აღრიცხვის კვანძი, სადაც ხდება სადგურში შემავალი ნავთობის აღრიცხვა.

ნავთობის ტუმბოების დანიშნულებაა ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ტრანსპორტირება. ტუმბოებიდან გამოსვლის შემდეგ ნავთობი შედის წნევის რეგულირების კვანძში. მოცემული კვანძი განკუთვნილია სადგურიდან გამომავალი ნავთობის ხარჯის და წნევის რეგულირებისათვის.

გრადა აღნიშნული კვანძებისა არსებობს: ნავთობგადასატუმბი სადგურის მაგისტრალზე მიერთების კვანძი და ნავისდამცავი-ფილტრების მოედანი.



ნახ. 4. საშუალო ნავთობდასატუმბი სადგურის ტექნოლოგიური სქემა: 1. სატუმბი სადგური; 2. წნევის რეგულირების კვანძი; 3. სატუმბი სადგურის მაგისტრალურ მილსადენთან მიერთების კვანძი; 4. ფილტრ-ნავის დამჭერების მოედანი; 5. წნევის ტალღების გაგლუვების სისტემა; 6. უდაწნეო რეზერვუარი

შუალედური გადასატუმბი სადგურები უზრუნველყოფს მილსადენში ისეთი დაწნევის შენარჩუნებას, რომელიც საკმარისია ნავთობის ტრანსპორტირება შემდგომ სადგურამდე (ნახ. 4). სატუმბი სადგურის „ტუმბო-ტუმბოში“ რეჟიმისას, საშუალო გადასატუმბ

სადგურებს არ გააჩნიათ სარეზერვუარო პარკი. აგრეთვე საშუალებდო გადასატუმბ სადგურებში დამონტაჟებულია წნევის ტალღის გაგლუვებისა და ჰიდრავლიკური დარტყმებისგან დაცვის სისტემები.

შუალედური სატუმბი სადგურები შედგება შემდეგი კვანძებისგან [5]: ნაგვისდამჭერი ფილტრების კვანძი, წნევის ტალღის გაგლუვების სისტემა, ძირითადი სატუმბი სადგური, უდაწნეო რეზერვუარი, წნევის რეგულირების და სადგურის მაგისტრალთან მიერთების კვანძი.

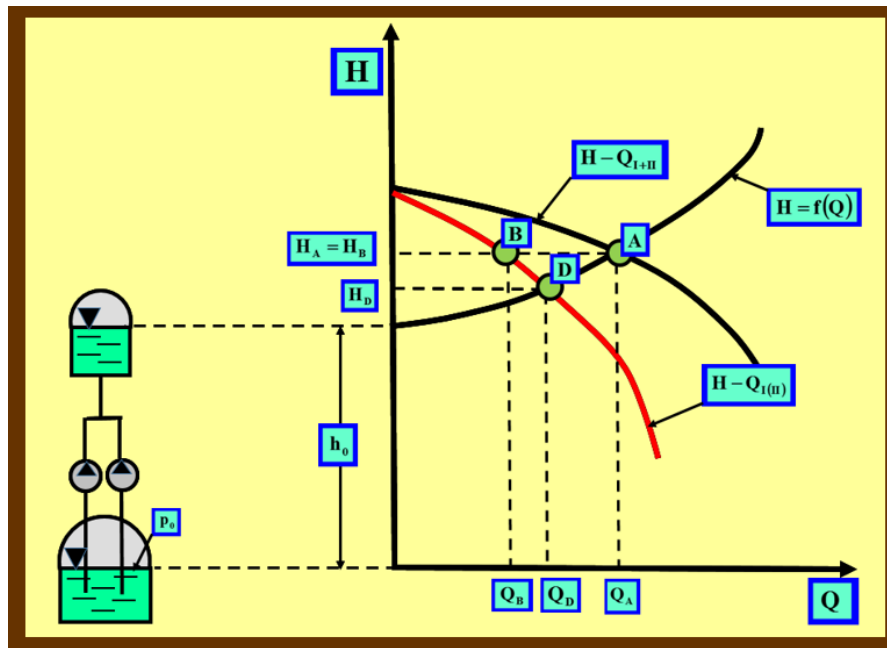
სატუმბი სადგურის შესასვლელზე განლაგებულია ნაგვის დამჭერი ფილტრები. ფილტრების გავლის შემდეგ ნავთობი ხვდება წნევის ტალღის გაგლუვების სისტემაში, რომელიც წარმოადგენს მილსადენების სისტემების დაცვას, ჰიდრავლიკური დარტყმისგან. მოცემული სისტემა საჭიროების შემთხვევაში ნავთობის ნაწილს ძირითადი მილსადენიდან გადაადგებს დამატებით უდაწნეო მილსადენში. წნევის ტალღის გაგლუვების სისტემის გავლის შემდეგ განლაგებულია ძირითადი ტუმბოები, რომელთა საშუალებითაც ხდება ნავთობის წნევის გაზრდა შემდგომი ტრანსპორტირებისათვის. ტუმბოების შემდეგ განლაგებულია წნევის რეგულირების კვანძი, სადაც წნევის რეგულირება ხორციელდება დროსელირებით. მოცემული კვანძის დანიშნულებაა წნევის და სადგურის ხარჯის რეგულირება.

1.4. ცენტრიდანული ტუმბოების გაერთმთლიანება

იმისათვის, რომ უზრუნველვყოთ სატუმბი სადგურის აუცილებელი დაწნევა და ხარჯი, გამოიყენება რამოდენიმე ტუმბოს ერთდროული მუშაობა. დაწნევის გასაზრდელად, ტუმბოების აყენებენ მიმდევრობით, ხოლო ხარჯის გასაზრდელად პარალელურად [6].

მილსადენისათვის, ტუმბოების ერთობლივი მუშაობისას, აიგება ერთობლივი **H-Q** მახასიათებელი.

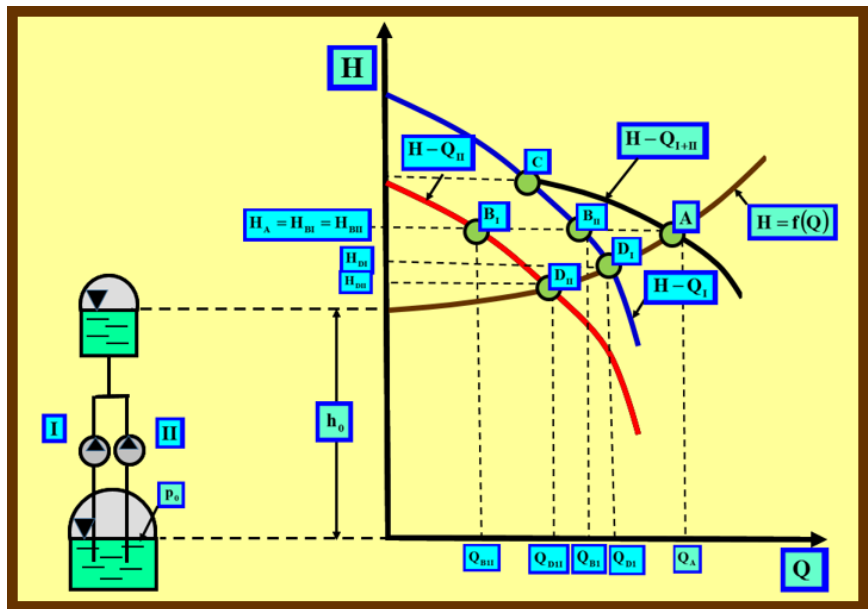
პარალელურად მომუშავე ორი ერთნაირი მახასიათებლის მქონე ტუმბოს საერთო ხარჯს ახასიეთებს მუშა **A** წერტილი და ტოლია აბსცისთა ღერძზე Q_A , ხოლო დაწნევა გადაიზომება ორდინატთა ღერძზე და ტოლია H_A (ნახ. 5).



ნახ. 5. ერთნაირი ცენტრიდანული ტუმბოების პარალელური მახასიათებლის აგება

ამრიგად, ტუმბოების პარალელურად მუშაობის დროს ხარჯის სქემის განხორციელებისას დასადგენია თითოეული პარალელურად მომუშავე ტუმბოს მუშა რეჟიმი, აუცილებელია მუშა **A** წერტილზე გატარდეს წრფე რომელიც პარალელურია აბსცისთა ღერძის. აბსცისა, რომელიც შეესაბამება ამ წრფისა და $H - Q_{I(II)}$ წირის გადაკვეთას (წერტილი **B**), განსაზღვრავს ხარჯს Q_B -ს, ხოლო ორდინატა ღერძზე დაწნევას $H_B = H_A$ თითოეული პარალელურად მომუშავე ტუმბოსათვის. ამგვარად, დაწნევა, რომელსაც ავითარებს თითოეული ტუმბო ტოლია დაწნევის, რომელსაც ორი ტუმბო ავითარებს მათი პარალელური მუშაობისას, ხოლო ცალკეული ტუმბოს ხარჯი ტოლია ორი ტუმბოთი ჯამურად გამომუშავებული ხარჯის ნახევრის [6-8].

თუ მოცემულ მილსადენზე მუშაობს მხოლოდ ერთი ტუმბო, მაშინ რეჟიმი ხასიათდება **D** წერტილით. როგორც ნახ. 10-დან ჩანს, მისი ხარჯი იქნებოდა უფრო მეტი, ვიდრე პარალელური მუშაობისას. აქ ხარჯი ნაკლებია, ვიდრე იგივე ტუმბოების ხარჯების ჯამი, მათი დამოუკიდებლად მუშაობის დროს. ეს ხდება მაშინ, როდესაც მილსადენში მიწოდებული სითხის საერთო ხარჯი იზრდება, იზრდება დაწნევის დანაკარგები და შესაბამისად იზრდება დაწნევაც, რომელიც აუცილებელია მოცემული ხარჯის მიწოდებისათვის, რაც საბოლოო ჯამში იწვევს თითოეული ტუმბოს ხარჯის შემცირებას.



ნახ. 6. სხვადასხვა ცენტრიდანული ტუმბოების პარალელური მახასიათებლის აგება

სხვადასხვა მახასიათებლების მეორე ტუმბოების პარალელურად მუშაობის შესაძლებლობის და მიზნობრიობის დასადგენად, უნდა მოხდეს მილსადენის და ტუმბოების ერთობლივი მახასიათებლების თანხვედრის ანალიზი (ნახ. 6). როგორც ნახაზიდან ჩანს, ტუმბო II ავითარებს H დაწნევას უფრო ნაკლებად, ვიდრე ტუმბო I, ამიტომ ტუმბო II პარალელურად მუშაობაში უნდა იყოს ჩართული იმ წერტილიდან, როდესაც დაწნევები გახდება ერთნაირი. ტუმბოების მუშაობის ჯამური

მახასიათებელი, დაიწყება წერტილი **C**-დან და აიგება **I** და **II** ტუმბოების მახასიათებლების აბსცისების შეკრების გზით, ერთნაირი ორდინატების დროს (ტუმბოების განვითარებული დაწნევებით). ტუმბოების საერთო მუშა მახასიათებლის და მილსადენის მახასიათებლის გადაკვეთა გვამღევს **A** წერტილს, რაც განსაზღვრავს ორი ტუმბოს პარალელური მუშაობის რეჟიმს მილსადენზე.

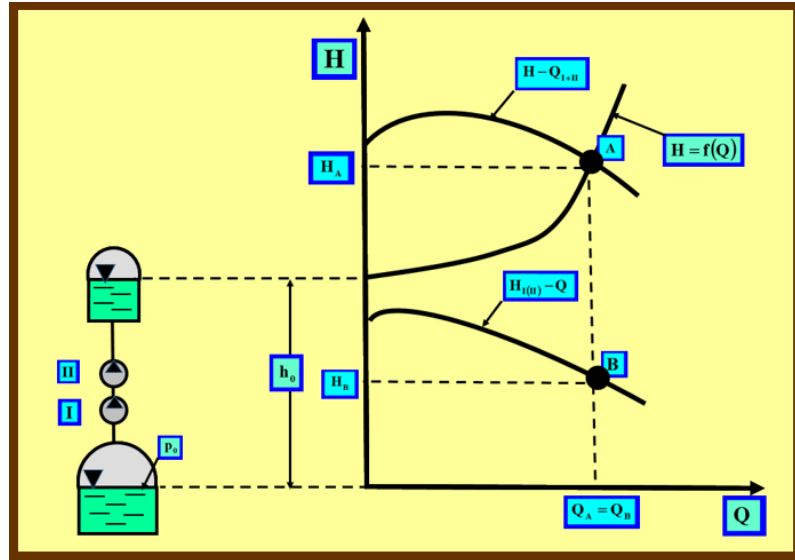
პარალელურად მომუშავე ტუმბოებიდან თითოეულის ხარჯის განსაზღვრა შესაძლებელია თუ **A** წერტილიდან გავატარებთ აბსცისთა ღერძის პარალელურ წრფეს. ამ წრფის გადაკვეთა **I** და **II** ტუმბოს მახასიათებლებთან მოგვცემს შესაბამის წერტილებს **B_I** და **B_{II}**, საიდანაც დავადგენთ თითოეული ტუმბოს შესაბამის ხარჯებს **Q_{BI}** და **Q_{BII}**-ს. ისევე, როგორც ორი ერთნაირი მახასიათებლების მქონე ტუმბოს პარალელურ რეჟიმში მუშაობისას, მოცემულ შემთხვევაშიც ორივე ტუმბოს მიერ პარალელურად მუშაობის დროს განვითარებული ხარჯი ნაკლებია დამოუკიდებლად მომუშავე თითოეული ტუმბოს წარმადობაზე.

ცეტრიდანული ტუმბოები ჩართულია ერთ სისტემაში მიმდევრობით, იმ შემთხვევაში, როდესაც ერთი ტუმბოს მიერ განვითარებული დაწნევა არასაკმარისია სითხის გადასატუმბად საჭირო დაწნევაზე. ამ დროს პირველი ტუმბო მიაწოდებს სითხეს მეორე ტუმბოს შემწვავ მილსადენში, რომელიც შემდგომში სითხეს მიაწოდებს სადაწნეო მილსადენს.

მიმდევრობით მომუშავე ტუმბოების ჯამური მახასიათებლების ასაგებად უნდა შეიკრიბოს **H-Q** მახასიათებლების ორდინატები, ამ ტუმბოების ერთსა და იგივე ხარჯისას. მიმდევრობით მომუშავე ტუმბოების დაწნევა ტოლია ცალკეულად ტუმბოების განვითარებული დაწნევების ჯამის.

ამ შემთხვევაში, ერთსა და იგივე მახასიათებლების მქონე ორი ტუმბოს მახასიათებლების ორდინატები (მოცემული ხარჯისას) ორმაგდება (ნახ. 7).

მიმდევრობით ჩართული ტუმბოების მუშა წერტილი (წერტილი A) წარმოადგენს ტუმბოების ერთობლივი მახასიათებლის და მილსადენის მახასიათებლის გადაკვეთას.



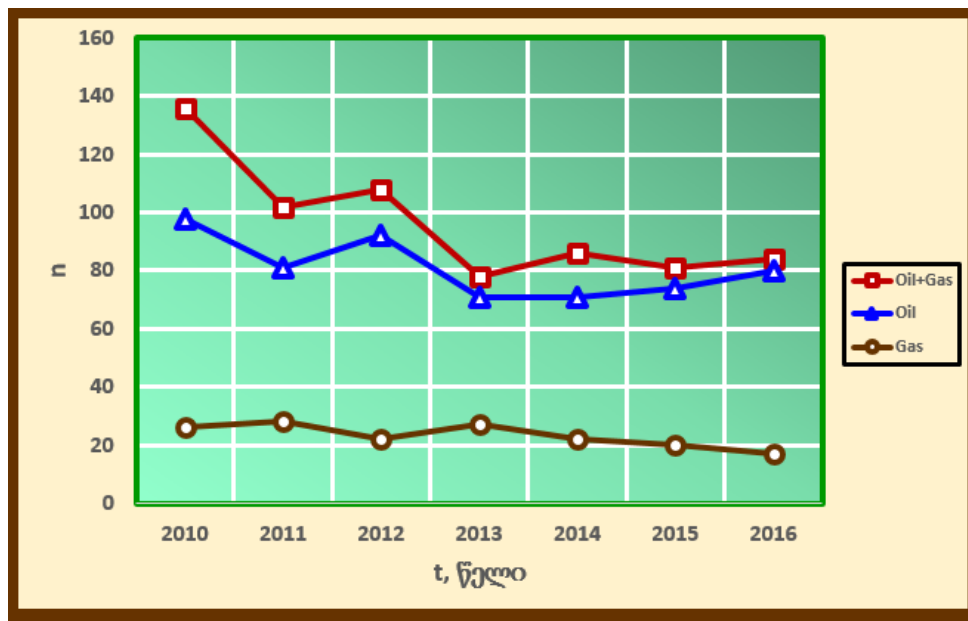
ნახ. 7. ერთნაირი ცენტრიდანული ტუმბოების მიმდევრობითი მახასიათებლის აგება

ორი სხვადასხვა მახასიათებლის ტუმბოს მიმდევრობითი ჩართვისას, მათი ჯამური მახასიათებელი აიგება ანალოგიურად, თვითეული მიმდევრობით მომუშავე ტუმბოს მახასიათებლის ორდინატების შეკრებით.

1.5. ნავთობსადენების სახაზო ნაწილის საიმედოობა

მილსადენის სახაზო ნაწილის საიმედოობას განსაზღვრავს მისი ელემენტების, კვანძების და უბნების ტექნიკური მდგომარეობა, მათ შორის: ჩამკეტი აპარატურის, ავტომატიკის საშუალებების, კოროზიის საწინააღმდეგო ელექტროქიმიური დაცვის მდგომარეობა; ტექნიკური მომსახურებისა და რემონტის დონე; მილსადენის არასასურველი ზემოქმედებებიდან დაცვის დონე. სახაზო ნაწილის საიმედოობაზე დიდ

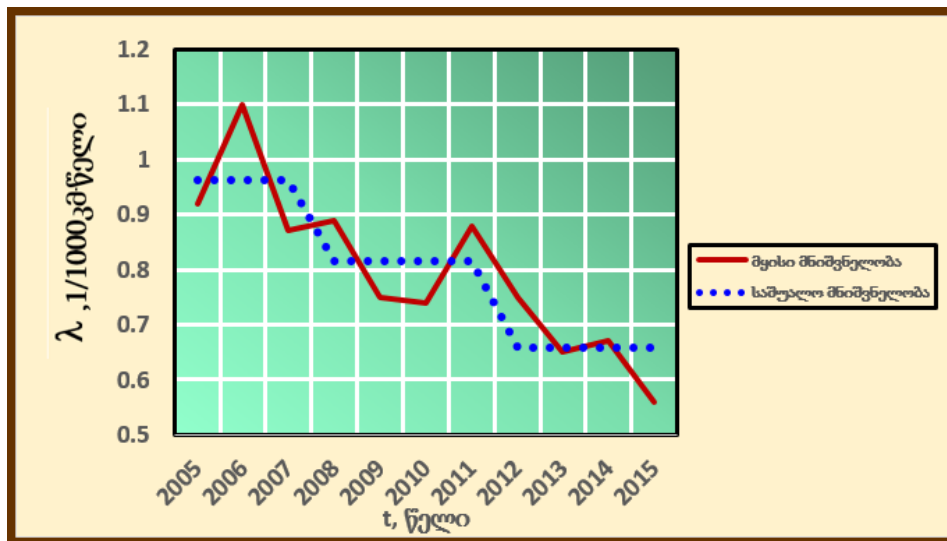
გავლენას ახდენს გამოყენებული კონსტრუქციების, ნაკეთობების და მასალების ხარისხი, მშენებლობის ხარისხი, მიმღებ-ჩაბარების სამუშაოების ჩატარების ტექნიკური დონე. სახაზო ნაწილის ავარიულობა ფასდება მტყუნებათა ნაკადის პარამეტრით, რომლის ამ შემთხვევაში რემონტის დრო საშუალოდ გაცილებით ნაკლებია ნამუშევარზე.



ნახ. 8. მტყუნებათა $n(t)$ რიცხვის დინამიკა მოქმედ ნავთობგაზსადენებზე 2010-2016 წლებში (Oil+Gas); მტყუნების $\lambda(t)$ საფრთხის დინამიკა მოქმედ ნავთობგაზსადენებზე (Oil), 1000 კმ-ზე წელიწადში, 2010-2016 წლებში (Gas)

ნახ. 8-ზე მოყვანილია განზოგადოებული მონაცემები მოქმედი ნავთობ და გაზსადენების მტყუნების საფრთხეების შესახებ (ექსპლუატაციის პერიოდი მოიცავს 2005-2015 წლებს). ნახ. 9-ზე ნაჩვენებია ნავთობსადენების კუთრი მტყუნების საფრთხის დამოკიდებულება დროზე, უფრო ხანგრძლივი დროის პერიოდისათვის და მათი გასაშუალოებული მნიშვნელობები ათწლიანი პერიოდისათვის. გრაფიკებიდან ჩანს, რომ ადგილი აქვს მტყუნების საფრთხის შემცირების ტენდენციას, რაც შესაძლებელია აიხსნას იმით, რომ

იზრდება გეგმიური რემონტების მოცულობა შედარებით ახალი სამილსადენო სისტემებისათვის.



ნახ. 9. მტყუნების $\lambda(t)$ საფრთხის დინამიკა მაგისტრალურ ნავთობსადენებზე, 1000 კმ-ზე წელიწადში, 2005-2015 წლებში: 1. წლების მიხედვით; 2. გასაშუალოებული მნიშვნელობა

დადგენილი ტრადიციის შესაბამისად, სახაზო ნაწილის მტყუნებად ითვლება მილის მთლიანობის რღვევა, ანუ გაგლეჯა. ამ თვალსაზრისით შემდგომში იქნება გამოყენებული ტერმინები მტყუნება და ავარია. ნაკლებად არსებითი მტყუნებები, მაგალითად სვიშები, რომლებშიც ხდება ტრანსპორტირებული პროდუქტის გაჟონვები, ხშირად ოფიციალური სამსახურების მიერ არ ფიქსირდება. სვიშების არსებობისას, ექსპლუატაცია არ წყდება იმის გამო, რომ სარემონტო გაჩერება გაჟონვების აღმოსაფხვრელად უფრო ძვირია, ვიდრე დაკარგული პროდუქტის ღირებულება [6-9].

ნავთობსადენის გაგლეჯას თან ახლავს აფეთქებები და ხანძრები. აფეთქებისას შეიძლება მოხდეს მილის და არმატურის ნაწილების გატყორცნა, ზოგჯერ იქმნება ქვაბულები. დაფიქსირებულია შემთხვევები, როდესაც ნაწილების გაბნევის რადიუსი 300 მეტრამდე აღწევდა. მაქსიმალური დაფიქსირებული ქვაბულის ზომებია - 35x30x12 მ.

მტყუნების საფრთხე დამოკიდებულია მრავალ ფაქტორზე: ლითონის ხარისხი და მილების დამზადება; გაშვების ვადები და ელექტროქიმიური დაცვის ფუნქციონირების ხარისხი; მილის კედლის სისქე და წნევა; მილსადენის ჩალაგების ხერხი; კლიმატური პირობები, რელიეფი და ა.შ. იმის გამო, რომ ფაქტორები მრავალმხრივია, ხოლო ავარიები – შედარებით იშვიათი, ამიტომ დაგროვილი მონაცემების მიხედვით ძნელია თითოეული ფაქტორის მტყუნების ნაკადის პარამეტრზე გავლენის დადგენა. თუმცა შესაძლებელია ანალიზის გაკეთება მილის დიამეტრის მიხედვით, რადგანაც განსხვავება ავარიულობაში სხვადასხვა დიამეტრის მილებისათვის, საკმაოდ მნიშვნელოვანია (ცხრილი 1).

ცხრილი 1. ნავთობსადენების სახაზო ნაწილის მტყუნების საფრთხე (λ მტყუნება/1000 კმწელიწადი)

წლები	მაგისტრალური მილსადენის დიამეტრი, მმ			
	<820	1020	1220	1420
2008	-	0,863	0,455	0,125
2010	0,565	1,057	0,669	0,088
2012	0,629	0,757	0,374	0,127
საშუალო 2000-2016 წლებში	-	1,2	0,68	0,21

ავარიების ინტენსივობის შემცირება მილის დიამეტრის გაზრდასთან ერთად, მიუთითებს მცირე დიამეტრის მილსადენების მცირე მექანიკურ სიმტკიცეზე. მეტად მნიშვნელოვანია [15]-ში მოყვანილი, 1980 წლისათვის დაგროვილი მონაცემები, მილსადენების (1020 და 1220 მმ დიამეტრის) მტყუნების საფრთხის ექსპლუატაციის ხანგრძლივობაზე დამოკიდებულების შესახებ. ორივე შემთხვევაში გამოვლენილია დროში λ -ს ზრდა. ასე მაგალითად, 1020 მმ დიამეტრის მილებისათვის, პირველი შვიდი წლის ექსპლუატაციის შემდეგ, მისი მნიშვნელობაა 1,42 ავარია/1000 კმწელიწადი, ხოლო შემდეგი რვა წლისათვის – 3,54. ანალოგიურად 1220 მმ დიამეტრის მილებისათვის, შესაბამისად პირველი რვა და მომდევნო სამი წლისათვის, λ -ს მნიშვნელობა შესაბამისად აღწევს 0,639 და 2,974-ს.

აღნიშნული მტყუნების საფრთხეების რიცხვითის მნიშვნელობები მეტია ცხრილ 1-ში მოყვანილ მნიშვნელობებზე. ეს გამოწვეულია აგრესიული გრუნტების გაუთვალისწინებლობით, ფენოვანი იზოლაციის გამოყენებით და კათოდური დაცვის სისტემის არადროული მწყობრში შეყვანით.

ცხრილი 2. ავარიულობის განაწილება მიზეზების ხასიათის მიხედვით

წლები	გარე კოროზია	მშენებლობის დეფექტები	მექანიკური დაზიანებები	მოწყობილობის დეფექტები	სხვა
2010	39,3	20,3	16,9	17,9	5,6
2011	42,3	15,4	17,3	13,5	11,5
2012	55,2	13,2	10,5	13,2	7,9
2013	37,4	21,2	24,1	16,2	11,1
2014	30,4	20,2	19,0	10,2	20,2
2015	34,2	18,1	17,3	9,1	21,3

მთლიანობაში სიტუაციის დასახასიათებლად, შესაძლებელია გაკეთდეს ორი ძირითადი დასკვნა: 1. ავარიულობის დინამიკის დასახასიათებლად, მათემატიკური სტატისტიკის ცნობილი მეთოდების გამოყენების გარდა, საჭიროა ყოველი კონკრეტული სიტუაციის ევრისტიკული ანალიზი. 2. მიზანშეწონილია რეტროსპექტიული ინფორმაციის სრული ანალიზის ორგანიზება და რეგულარული ჩატარება, კერძოდ მტყუნებების გარკვეულ ფაქტორებზე დამოკიდებულების დადგენა. განზოგადოებული მონაცემები ავარიულობაზე, მიზეზების ჩვენებით მოყვანილია ცხრილ 2-ში.

ავარიის ყველაზე ხშირი მიზეზია – გარე და შიგა კოროზია (ავარიების სრული რაოდენობის დაახლოებით 40%). მილის კოროზიული დაზიანების მიზეზებია: ა. გრუნტის მაღალი კოროზიული აქტივობა (ტენიანობა, მარილები); ბ. იზოლაციის დეფექტები; გ. კათოდური დაცვის სადგურის არასაკმარისად საიმედო მუშაობა. კოროზიის გამო მილის კედლის სისქის შემცირება, იწვევს გამტარუნარიანობის 7-10%-მდე

შემცირებას, რადგანაც მტყუნების დიდი ალბათობის გამო, მილსადენებს ამუშავებენ საანგარიშოზე გაცილებით ნაკლებ წნევაზე.

მოქმედ მილსადენებზე, სახაზო ნაწილის მტყუნებების ლოკალიზაცია მეტად უთანაბროა, როგორც მთლიანად სისტემაში, ასევე სახაზო ნაწილის ნებისმიერ უბანში. მილსადენების ფიზიკური ხანგამძლეობა, ასევე ძლიერად ირხევა გადასატუმბი პროდუქტის ტიპის, გამოყენებული მასალების და ჩალაგების პირობების მიხედვით. ასევე განსხვავებულია სახაზო ნაწილის სხვადასხვა კონსტრუქციული ელემენტების (ბუნებრივი მოხვეულობები, ამრიდები, არმატურა და ა.შ.) მტყუნებები.

ავარიულობის მიზეზები, ყოფილი საბჭოთა კავშირისა და დასავლეთის მაგისტრალური მილსადენების მტყუნებებს შორის განსხვავება მნიშვნელოვანია. ეს აიხსნება იმით, რომ მონაცემები ყოფილი საბჭოთა კავშირის მაგისტრალური მილსადენების შესახებ, როგორც წესი, მიეკუთვნება მხოლოდ დიდი დიამეტრების მილსადენებს, ხოლო დასავლეთის – ყველა სახის მილსადენს. ამასთანავე, რაც უფრო მცირეა მილის დიამეტრი, მით უფრო დიდია ანთროპოგენული ზემოქმედებების კუთრი წილი. აშშ-ს მონაცემებით, ავარიების ინტენსივობა სხვადასხვა წლებში და სხვადასხვა მიზეზების წილი სრული ავარიულობის რაოდენობაში, ხასიათდება დიდი გაბნევით, თანაც ყველაზე დიდი წილი მოდის ავარიებზე, რომელთა გამომწვევი მიზეზებია – გარე ზემოქმედებები [8]. მაგალითად 1990-2000 წლებში, აშშ-ში მტყუნების ავარიების ინტენსივობა ტოლი იყო $0,58 \div 0,71$ ავარია/1000კმწელიწადი.

გარე ზემოქმედებებით გამოწვეული ავარიების ინტენსივობა ირხევა მნიშვნელობიდან $\lambda = 0,68$ ავარია/1000კმ·წელი, 152 მმ დიამეტრის მილსადენისათვის, $\lambda = 0,017$ ავარია/1000კმ·წელი მნიშვნელობამდე, 914 მმ-ზე მეტი დიამეტრის მილსადენებისათვის. ყველაზე დიდი მტყუნების საფრთხე, დაფიქსირებულია კოროზიული დაზიანებებისათვის $\lambda = 0,22$ ავარია/1000კმ·წელი, დიამეტრის 250/500 მმ დიაპაზონისათვის, რომელზეც

მოდის აშშ-ს მაგის-ტრალური მილსადენების მთლიანი სიგრძის დაახლოებით 40%. აღსანიშნავია, რომ აშშ-ში, მტყუნებების ყველაზე დიდი რაოდენობა, დაკავშირებულია გარე ზემოქმედებასთან, ე.ი. ყველაზე ხშირია შემთხვევითი მტყუნებები [9].

მაგისტრალური მილსადენებისათვის არსებულ თანამედროვე დიაგნოს-ტიკურ სამსახურს, გააჩნია მრავალი ხელსაწყო და მეთოდი მილსადენის მდგომარეობის დიაგნოსტიკისათვის. ყველაზე თანამედროვე (და შესაბამისად ძვირი), არის დიდი რაოდენობის გადამწოდების მქონე გამწმენდი “ღორის” გატარება, რომელიც იძლევა სრულ სურათს მილსადენის გარე და შიდა კოროზიული მდგომარეობისა და სხვა დეფექტების შესახებ. ასევე ხდება მილსადენების დაძაბულ-დეფორმირებული მდგომარეობის ანალიზი (მილის გრძივი ღერძის ჩაღუნვის, მისი ზედაპირის კონფიგურაციის და კედლებში არსებული ძაბვების).

მაგისტრალური მილსადენების უმტყუნო მუშაობის ამაღლებისათვის, შესაძლებელია დაისახოს შემდეგი გზები:

1. ავტომატიზაციის დონის ამაღლება და პირველ რიგში ექსპლუატაციაში საიმედო გადამწოდების, გარდამქმნელების, ავტომატიკის და ტელემექანიკის აგრეგატული სისტემების გამოყენება.

2. მილსადენების მდგომარეობის დიაგნოსტიკის გაუმჯობესება, თანამედროვე ტექნიკური საშუალებების ბაზაზე.

3. საიზოლაციო საფარის და მილის კედლების მუდმივი კონტროლი. კათოდური დაცვის სადგურების მდგომარეობის გეგმიური, კომპლექსური შემოწმება.

4. დეფექტოსკოპიის არსებული საშუალებების სრული გამოყენება და ახალი საშუალებების შექმნა.

5. კავშირგაბმულობის ახალი სისტემების (მათ შორის თანამგზავრულის) გამოყენება, მილსადენის ყველაზე საშიში უბნების მდგომარეობის შესახებ ინფორმაციის ოპერატიული გადაცემისათვის.

6. გაჟონვების კონტროლის სამსახურის და ხერხების სრულყოფა, ლაზერული ხელსაწყოების მქონე ვერტმფრენების და თვითმფრინავების მიერ ტრასის შემოფრენა.

ასევე მეტად მნიშვნელოვანია მოხდეს მტყუნებების შესახებ ინფორმაციის აღრიცხვის ავტომატიზაცია, მონაცემების ოპერატიულად მოწოდების შესაბამისად.

1.6. სატუმბი სადგურების მოწყობილობის საიმედოობა

სატუმბი სადგურების მოწყობილობა და სახაზო ნაწილის დაზიანებები წარმოადგენს მაგისტრალური მილსადენების ავარიულობის ძირითად მიზეზს. სრული მტყუნებების დაახლოებით ნახევარზე მეტი, მოდის ამ სატუმბი სადგურების მოწყობილობაზე. სატუმბი სადგურების საიმედო მუშაობისათვის, როგორც წესი, გამოიყენება ელექტროკვების ორი წყარო: გარე და ადგილობრივი. სატუმბი სადგურების ავტომატიზაცია ითვალისწინებს მათ აღჭურვას ტექნიკური საშუალებების კომპლექსით, რომელიც უზრუნველყოფს შემდეგი ძირითადი ამოცანების შესრულებას:

1. ყველა ტექნოლოგიური ობიექტის ავტომატური მართვა, რეგულირება და დაცვა.

2. ტექნოლოგიური ობიექტების ფაქტიური რეჟიმის ოპერატიული ანალიზი და სადისპეტჩერო კონტროლი.

3. ოპერატიულ-დისპეტჩერული და სტატისტიკური ინფორმაციის შეგროვება და მაგისტრალური მილსადენის ტექნოლოგიური პროცესების მართვის ავტომატური სისტემის უმაღლეს დონეზე გადასაცემად.

კონსტრუქციის თავისებურებებთან დაკავშირებით, კონსტრუქციული საიმედოობის მართვისას, ძირითადად გამოიყენება რეზერვირების მეთოდები, ხოლო კვანძების და დეტალების საიმედოობის უზრუნველყოფა წარმოებს ფიზიკური და საკონსტრუქტორო მეთოდებით.

კონსტრუქციას მიეყენება მოთხოვნები, რომელთა შესრულება უზრუნველყოფს საიმედოობის დანიშნულ დონეს.

მაგალითისათვის ცხრილ 3-ში მოყვანილია ცენტრიდანული ტუმბოების საიმედოობის მაჩვენებლების ნორმატიული მოთხოვნები.

ცხრილი 3. ცენტრიდანული ტუმბოების საიმედოობის მაჩვენებლების ნორმატიული მოთხოვნები

მზადყოფნის კოეფიციენტი	0,98 ÷ 0,985
ტექნიკური გამოყენების კოეფიციენტი	0,91 ÷ 0,94
ნამუშევარი მტყუნებაზე	3,5 ÷ 4 ათასი·სთ
სრული რესურსი ჩამოწერამდე	100 ათასი·სთ
საშუალო რემონტებს შორის რესურსი	10 ÷ 12 ათასი·სთ
გაშვების მზადყოფნის კოეფიციენტი	20 ÷ 25 ათასი·სთ

სატუმბო სადგურების საექსპლუატაციო მონაცემების სტატისტიკური დამუშავებისას, იძულებითი მოცდენის და მტყუნებათა რაოდენობები, როგორც წესი, ჯგუფდება შემდეგნაირად: სატუმბო სადგურის მექანიკური ნაწილის კვანძების და დეტალების რღვევა და დაზიანება [7]; ელექტრომომარაგების სისტემის მტყუნებები; საკონტროლო გამზომი ხელსაწყოების სისტემის მტყუნებები; რეგულირების და ზეთის მიწოდების სისტემის მტყუნებები; სადგურის სისტემების მტყუნებები; ტექნიკური ექსპლუატაციის წესების დარღვევა. პირველ ჯგუფში აგრეთვე გამოიყოფა მოცდენის დროს მარაგნაწილების არარსებობის გამო [5-9]. ცხრილ 4-ში მაგალითისათვის მოყვანილია ფართე გავრცელებაში მყოფი გაზოტურბინული, ელექტროამძრავიანი და დგუშიანი გაზგადასაქაჩი აგრეგატის საიმედოობის მაჩვენებლები, ერთი წლის ექსპლუატაციისათვის.

ასევე, ცხრილ 4-ში, მაგალითისათვის მოყვანილია ცენტრიდანული ტუმბოს მტყუნებათა სტრუქტურა, სხვადასხვა ტიპის ამძრავების შემთხვევაში.

ცხრილი 4. ცენტრიდანული ტუმოს მტყუნებათა სტრუქტურა

მოცდენის მიზეზი	ტუმოს ამძრავის ტიპი			
	სტაციონარული გაზოტურბინულ ო დანადგარები	ავიაციურ ო გემის ამძრავი	ელექტრ ო ამძრავი	დგუმიან ო ამძრავი
ძრავის მტყუნება	24,2	$\frac{41,4}{16}$	23,6	52,4
მტყუნება ელექტრომომარაგებაში ო	22,7	$\frac{8,9}{9}$	46,8	-
ავტომატური მართვის სისტემის და ძრავის ელექტრ- ომოწყობილობის მტყუნება	22,9	$\frac{15,6}{22}$	15,6	2,4
ზეთის მიწოდების და რეგულირების სისტემის მტყუნება	16,1	$\frac{14,6}{30,7}$	6,5	39,6
სასადგურე სისტემების მტყუნება	5,2	$\frac{7,5}{9}$	1,6	3,9
ტექნიკური ექსპლუატაციის წესების დარღვევა	11,2	$\frac{12}{13,3}$	5,9	1,7

თავი 2. მაგისტრალური ნავთობსადენის „ბაქო-სუფსა“-ს და ტერმინალის აღწერა და ანალიზი

2.1. მაგისტრალური ნავთობსადენის „ბაქო-სუფსას“ აღწერა

დასავლეთის მიმართულების საექსპორტო მილსადენი, რომელსაც ასევე ”ბაქო-სუფსა“-ს მილსადენს უწოდებენ აერთიანებს, ნავთობსადენებს, წნევის ამწევ და დამწევ სადგურებს, ოფშორში ნავთობის ჩასატვირთ მოწყობილობებს და ნავთობის საცავ ტერმინალს. ნავთობსადენის დანიშნულებაა ნავთობის გადატუმბვა კასპიის ზღვის სანაპიროზე მდებარე სანგაჩალის ტერმინალიდან, შავი ზღვის სანაპიროზე სუფსის ტერმინალში.

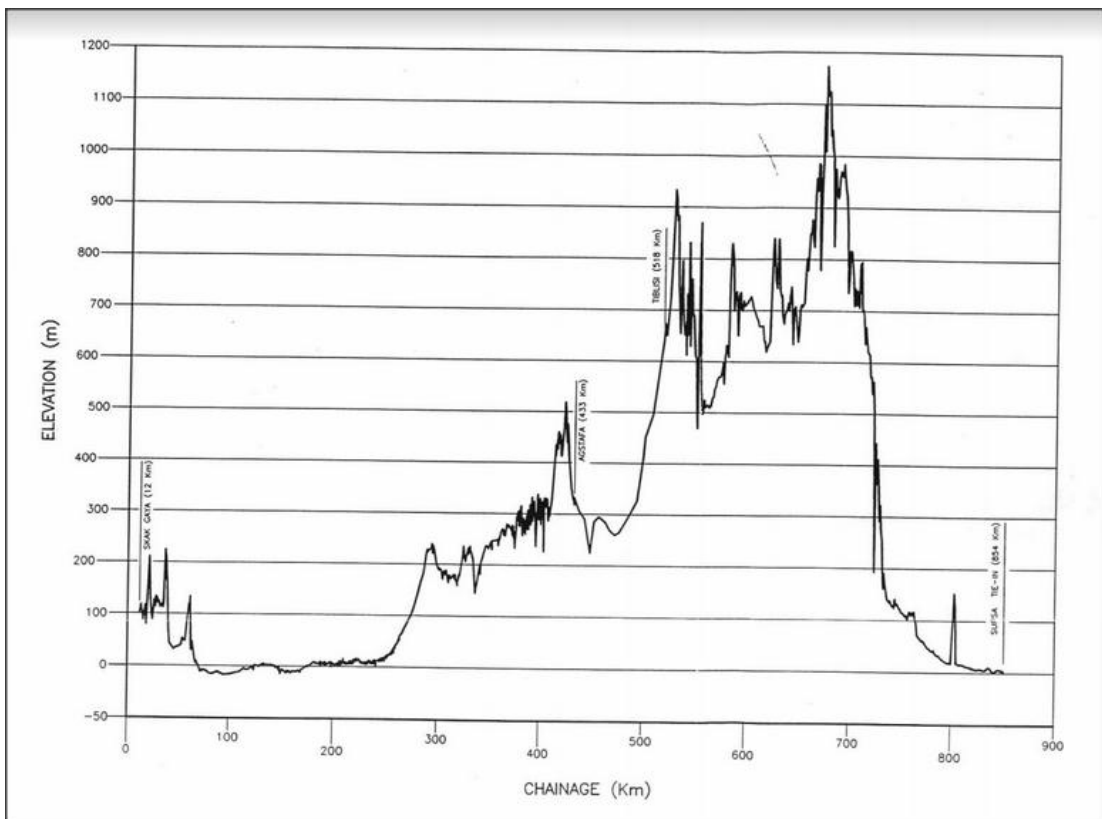
საექსპორტო მილსადენის, სატუმბი და წნევის დამწევი სადგურების კონტროლი სანგაქალიდან ხორციელდება. ხოლო ტანკერში ნავთობის ჩატვისთვის მოწყობილობები და ნავთობის ტერმინალი კონტროლდება სუფსიდან. ნავთობის მთლიანი მოცულობა მილსადენის სიგრძეზე კონტროლდება და აღირიცხება (ნახ. 10).



ნახ. 10. „ბაქო-სუფსა“ მაგისტრალური ნავთობსადენის ტრასა

ნავთობსადენის დიამეტრი 530 მმ-ია, ხოლო სრული სიგრძე 834.5 კმ-ს შეადგენს, (780 კმ-იანი მონაკვეთი ახალი მილსადენია, 55 კმ კი არსებული და შეკეთებული, რომელიც საქართველოს ტერიტორიაზე მდებარეობს). ნავთობსადენს გააჩნია რვა სადგური: ხუთი წნევის ამწევი სადგური (PS), ერთი გამწმენდი სადგური და ორი წნევის დამწევი სადგური (PRS) (ნახ. 10, 11 და 12).

საწყის ეტაპზე ნავთობსადენი დაპროექტებული იყო საშუალოდ დღეში 115 000 ბარელის გატარებაზე (5 მილიონი ტონა წელიწადში). 2000 წელს ნავთობსადენის მოდიფიკაციის შემდეგ შესაძლებელი გახდა დღეში 125 000 ბარელის გადატუმბვა. 2001 წელს კი გადატუმბული ნავთობის რაოდენობამ დღეში 140 000 ბარელს მიაღწია.



ნახ. 11. „ბაკო-სუფსა“ მაგისტრალური ნავთობსადენის გრძივი პროფილი

ნავთობსადენი დაპროექტებულია შემდეგ პარამეტრებზე (ცხრილი 5):

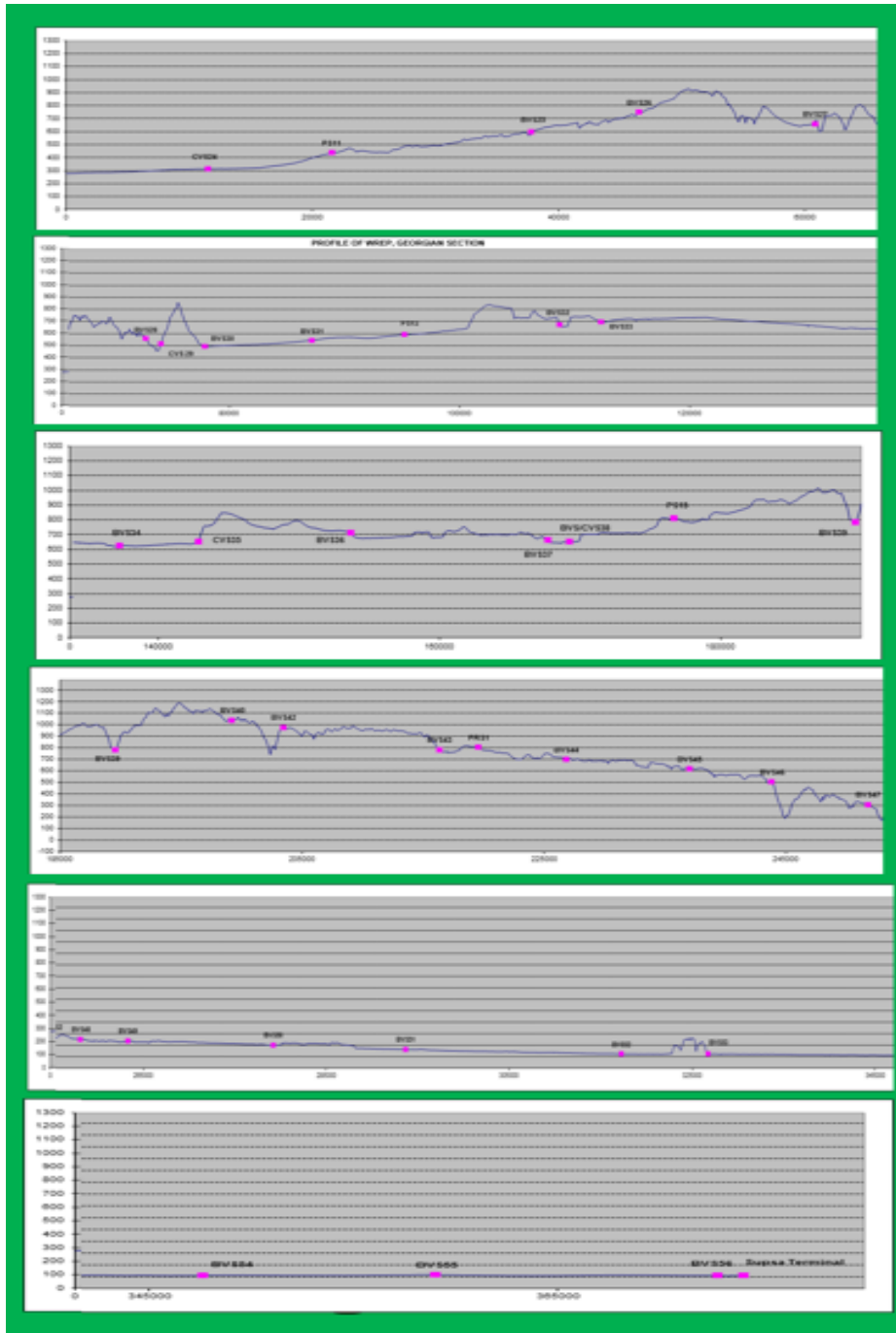
ცხრილი 5. ნავთობსადენის საპროექტო პარამეტრები

	მინიმალური	მაქსიმალური	კომენტარი
წარმადობა (ხარჯი)	-	762 მ ³ /წმ	1325 მ ³ /წმ გაფართოვების შემთხვევაში
წნევა- აზერბაიჯანში	-	72 ბარი	-
წნევა-საქართველოში	-	35-70 ბარი	-
მაქსიმალური დასაშვები წნევა მილსადენისათვის	-	40-70 ბარი	-
დასაშვები წნევა ტანკერში ჩატვირთვის დროს	-	49 ბარი	-
ნორმალური წნევა მილსადენისათვის	-	-	55 ბარი ოპტიმალური რეჟიმის დროს
ჩატვირთვის ნორმალური წნევა	-	-	15 ოპტიმალური რეჟიმის დროს
საპროექტო ტემპერატურა	-25°C	71°C	-
პროდუქტის ტემპერატურა	5°C	25°C	15°C ნორმალურ რეჟიმში მუშაობის დროს

ნავთობის შემადგენლობა მოყვანილია ცხრილ 6-ში:

ცხრილი 6. ნავთობის შემადგენლობა

ნავთობის შემადგენლობა	წყალი	8.37 %
	ნახშირორჟანგი	0.09 %
	მეთანი	0.04 %
	ეთანი	0.48 %
	პროპანი	1.65 %
	ნ-ბუტანი	2.02 %
	ი-ბუტანი	0.77 %
	ნ-პენტან	1.40 %
	ი-პენტან	1.45 %
	პენტან + გოგირდის შემცველობა ვაქსა	83.73 % <0.1 % ვაქსის გარეშე
ნავთობის მახასიათებლები	სიმკვრივე	845 კგ/მ ³
	სიბლანტე	17.07 .. 18.8°C და 515 კპა 28.39 .. 7.0°C და 515 კპა
	აორთქლების ტემპერატურა	90 კპა (აბს.) 38°C 55 კპა (აბს.) 38°C



ნახ. 12. „ბაქო-სუფსა“ მაგისტრალური ნავთობსადენის გრძივი პროფილი (საქართველოს უბანი)

ნავთობსადენის სიმაღლის დიაპაზონი მერყეობს კასპიის ზღვის სანაპიროდან 1189 მ-მდე ზღვის დონიდან საქართველოს მთიან რეგიონებში (ნახ. 11).

ბაქო-სუფსას მილსადენი გაყოფილია ორ ძირითად აზერბაიჯანის და საქართველოს უბნად (ცხრილი 7).

ცხრილი 7. პიკეტაჟი მოპოვებიდან საქართველოს საზღვარამდე

პიკეტი 1-დან	პიკეტი 2-მდე	სექციის სიგრძე	საიზოლაციო ბლოკ საკეტი	კომენტარი
სანგაჩალის ტერმინალი (0.0 კმ)	PS 2 (გამწმენდი სადგური) (55კმ)	55 კმ	2	მილსადენის ახალი სექცია
PS 2 (55კმ)	PS 5 (207.4 კმ)	152.4 კმ	7	მილსადენის ახალი სექცია
PS 5 (207.4 კმ)	PS 8 (345.5 კმ)	138.1 კმ	7	მილსადენის ახალი სექცია
PS 8 (345.5 კმ)	საქართველოს საზღვარი (466.3 კმ)	120.8 კმ	6	მილსადენის ახალი სექცია

ნავთობსადენის უბანი, რომელიც აზერბაიჯანის ტერიტორიაზე მდებარეობს მოიცავს ნავთობსადენის მონაკვეთს სანგაჩალის ტერმინალიდან საქართველო აზერბაიჯანის საზღვრამდე. მოცემული მონაკვეთის სიგრძეზე 466.3 კმ-ია, ნავთობსადენის დიამეტრი 530 მმ-ია, ხოლო კედლის სისქე 8 მმ. ამ მონაკვეთზე განლაგებულია რამოდენიმე საიზოლაციო ბლოკ საკეტი (სფერული საკეტი რომლის შიგა დიამეტრი ნავთობსადენის დიამეტრის ტოლია) და სამი უკუსარქველი, რომლებიც განლაგებულია ნავთობსადენის 237-ე, 390-ე და 425-ე კილომეტრებზე. აზერბაიჯანის ტერიტორიაზე არსებული ნავთობსადენის უბანზე განლაგებულია სამი წნევის ამწევი სადგური. მოცემული სადგურები უზრუნველყოფენ ნავთობსადენში საჭირო ხარჯის და დაწნევის უზრუნველყოფას. მოცემულ მონაკვეთზე განლაგებულია ნავთობსადენის ნორმალური ფუნქციონირებისათვის საჭირო დამხმარე მოწყობილობები.

საქართველოს ტერიტორიაზე არსებული ნავთობსადენის დიამეტრი 530 მმ-ია, კედლის სისქე კი 8 მმ-დან 9 მმ-მდე მერყეობს. სექციის სიგრძე 368.6 კმ-ს შეადგენს, რომელიც საქართველოს საზღვრიდან იწყება და სუფსის ტერმინალამდე გრძელდება. საქართველოს ტერიტორიაზე ნავთობსადენში დამონტაჟებულია ხუთი უკუსარქველი და რამდენიმე ბლოკ-საკეტი. ასევე მოცემულ მონაკვეთზე განლაგებულია სამი წნევის ამწევი და ორი წნევის დამწევი სადგური.

ცხრილი 8. პიკეტაჟი საქართველოს საზღვრიდან სუფსამდე

დან	მდე	სექციის სიგრძე	საიზოლაციო ბლოკ საკეტი	კომენტარი
საქართველოს საზღვარი (466.3 კმ)	PS 11 (486.6 კმ)	20.3 კმ		მილსადენის ახალი სექცია
PS 11 (486.6 კმ)	PS 13 (560 კმ)	73.4 კმ	6	რეაბილიტირებული სექცია
PS 13 (560 კმ)	PS 15 (638.8 კმ)	78.8 კმ	6	რეაბილიტირებული სექცია
PS 15 (638.8 კმ)	PRS1 (680.8 კმ)	42 კმ	4	რეაბილიტირებული სექცია
PRS1 (680.8 კმ)	PRS2 (714.9 კმ)	34.1 კმ	4	მილსადენის ახალი სექცია
PRS2 (714.9 კმ)	სუფსის ტერმინალი (834.9 კმ)	120 კმ	9	მილსადენის ახალი სექცია

2.2. სანგაჩალის ტერმინალის აღწერა

სანგაჩალის ტერმინალი წარმოადგენს ტექნიკურ ობიექტს, რომელიც ახდენს კასპიის ზღვაში მოპოვებული ნავთობის და გაზის მიღებას, გადამუშავებას, შენახვას და ექსპორტს. ოფშორში არსებულ პლატფორმებზე მოპოვებული ნავთობი და გაზი მიედინება ზღვის ფსკერზე განლაგებული მილსადენების საშუალებით ტერმინალში. სანგაჩალის ტერმინალი განლაგებულია დაახლოვებით 550 ჰექტარზე და წარმოადგენს მსოფლიოში ერთ ერთ უმსხვილეს ტერმინალს. ტერმინალი მოიცავს ნავთობის და გაზის გადამუშავების ობიექტებს, დასავლეთის მიმართულების საექსპორტო მილსადენის (ბაქო-სუფსა) და ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის პირველ სატუმბ სადგურებს, სამხრეთ კავკასიის გაზსადენის პირველ საკომპრესორო სადგურს და სხვა ობიექტებს.

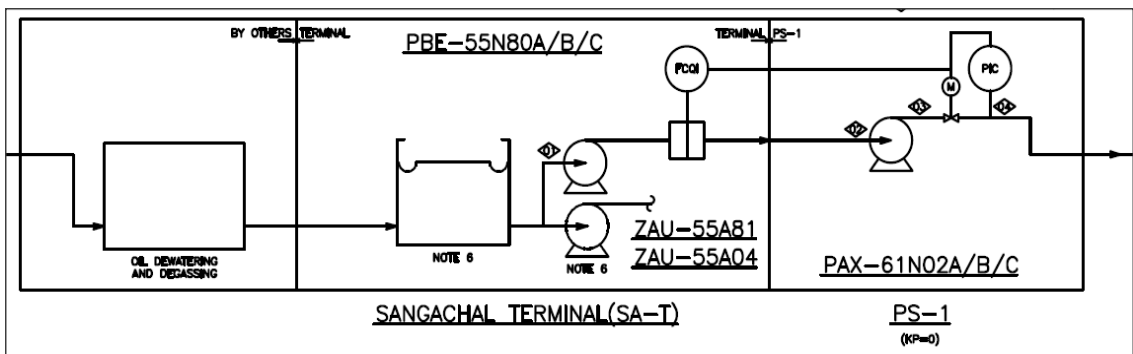
სანგაჩალის ტერმინალში ნავთობი მოპოვების შემდეგ სუფთავდება (წყლისგან და გაზისგან), რის შემდეგაც ნავთობს ასხამენ ოთხ 25,500 მ³ მოცულობის ავზში, საიდანაც ხდება ნავთობის მიწოდება დასავლეთის

მიმართულების საექსპორტო მილსადენში (ბაქო-სუფსა). წარსულში ავზებიდან ხდებოდა სამხრეთის და ჩრდილოეთის მარშუტის ნავთობსადენის ნავთობის მიწოდება მაგრამ დღეისათვის ჩრდილოეთის მიმართულების ნავთობსადენი აღარ ფუნქციონირებს (ნახ. 14).



ნახ. 13. სანგაჩალის ტერმინალი

ბაქო-სუფსას ნავთობსადენში შემავალი ნავთობი აღირიცხება, რის შემდეგაც მიეწოდება ტუმბოებს, რომლებიც აწვდის ნავთობსადენს ნავთობს წნევის ქვეშ. ნავთობსადენში შემავალ ნაკადს არეგულირებს საკეტი, რომლის გაღებაც დამოკიდებულია ნავთობსადენის მუშაობის რეჟიმზე. მაღალი წნევისგან ნავთობსადენს იცავს დამცველი სარქველი. ასევე სადგურის იზოლაციისათვის გათვალისწინებულია სფერული საკეტი.

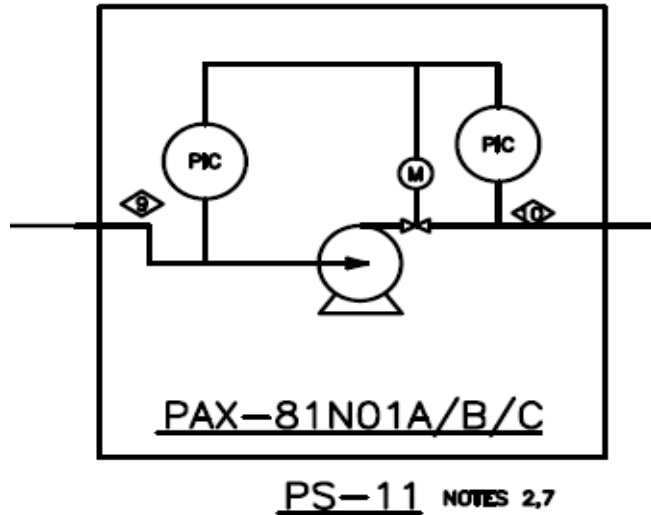


ნახ. 14. სანგაჩალის ტერმინალის სქემა

2.3. შუალედური სატუმბი სადგურების აღწერა

ბაქო-სუფსას ნავთობსადენზე არსებული ყველა შუალედური სატუმბი სადგური იდენტურია. თითოეულ სატუმბ სადგურში შესვლამდე ნავთობი გადის ორ ფილტრში 1 და გაწმენდის შემდეგ მიედინება ძირითადი ტუმბოების 2 შემწვავ ნავთობსადენში. ტუმბოები დაჭირხნიან ნავთობს ნავთობსადენის საჭირო მუშა წნევამდე. დამჭირხნ ნავთობსადენზე დამონტაჟებულია დამცველი სარქველი. დამცველი სარქველის დანიშნულებაა სადგურში არსებული მილების და ნავთობსადენის დაცვა მაღალი წნევისგან. სარქველის იმართება მკვეთარას საშუალებით. მაღალი წნევის შემთხვევაში დამცველი სარქველი იღება და ნავთობი იღვრება სადგურის დრენაჟში. როცა ნავთობის დონე დრენაჟში მიაღწევს წინასწარ დადენილ ნიშნულს, ნავთობი დრენაჟის ტუმბოს საშუალებით ბრუნდება ნავთობსადენში. სადგურს გააჩნია ორი დამცველი სარქველი, ერთი მუშა, ხოლო მეორე რეზერვში. სარქველების გადართვა ხდება სფერული საკეტების საშუალებით, ამისათვის თითოეულ სარქველს გააჩნია ორი საკეტი შემსვლელ და გამომსვლელ მილებზე. დამცველი სარქველის გაღების წნევა სადგურებისათვის სხვადასხვაა. მაგალითად PS-5, PS-8 და PS-11-ზე სარქველის გაღება დაკალიბრებულია 60 ბარზე, PS-13-ზე 46 ბარზე, ხოლო PS-15-ზე 42 ბარზე.

ყველა სადგურს გააჩნია ბაიპასი PS11 და PS15-ის გარდა. ამ ორ სადგურს არ გააჩნია ბაიპასი იმის გამო, რომ მათ მუშაობის გარეშე ვერ მოხდება ნავთობსადენის მუშაობა საჭირო წნევის შექმნისათვის და შესაბამისად ნავთობის გადატუმბვა ვერ მოხდება ნავთობსადენში. ბაიპასი აკავშირებს სადგურის შემწვავ და დამჭირხნ ნავთობსადენს სადგურის გვერდის ავლით. ბაიპასის მილი სადგურის ტერიტორიის გარეთ მდებარეობს. მის შემადგენლობაში შედის უკუსარქველი და სფერული საკეტი.



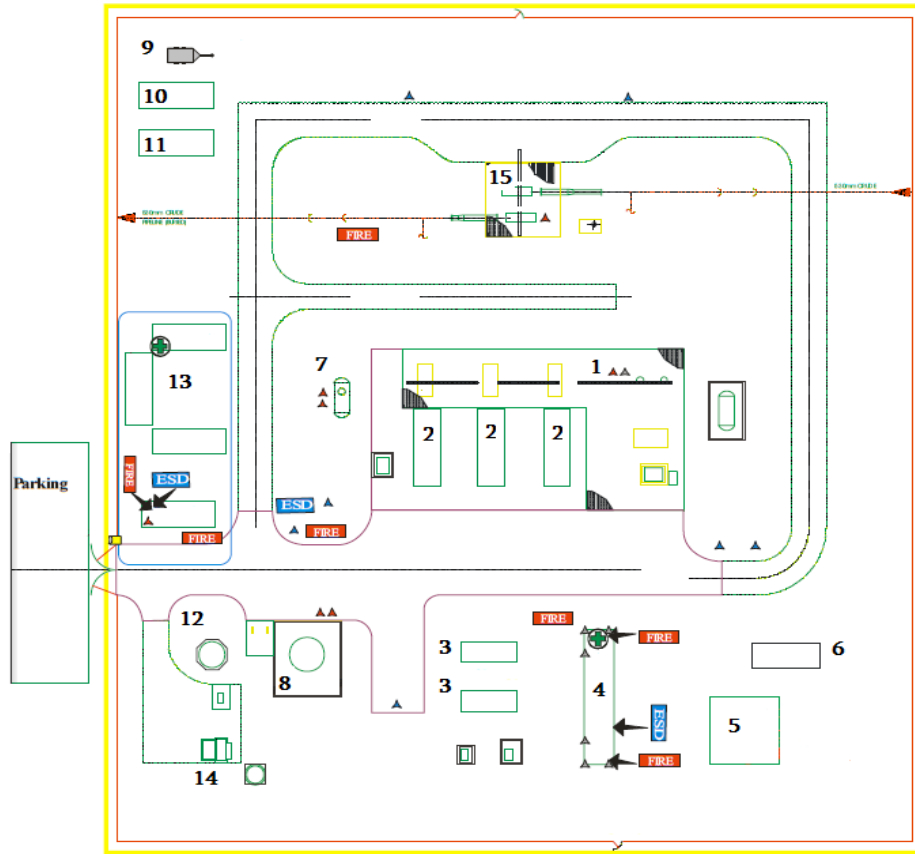
ნახ. 15. შუალედური სატუმბი სადგურების სქემა

სადგურის ელ. ენერგიით მომარაგება ხდება ავტონომიურად, ორი დიზელის გენერატორის 3 საშუალებით, რომელთაგან ერთი მუშაა ხოლო მეორე იმყოფება რეზერვში.

ასევე სატუმბი სადგურის ტერიტორიაზე განლაგებულია შემდეგი ნაგებობები: სადგურზე მდებარე მოწყობილობების მართვის ოთახი 4, კავშირგაბმულობის ოთახი 5, კავშირგაბმულობის ანძა 6, კათოდური დაცვის ტრანსფორმატორი, დრენაჟის სისტემა 7, დიზელის ავზი სადგურის მოწყობილობების საწვავით კვებისათვის 8, ნავთობის დაღვრის ლიკვიდაციისთვის საჭირო მოწყობილობები 9, სახელოსნო 10, საწყობი 11, ხანძარსაწინააღმდეგო სისტემა 12, ოფისი 13, ნავთობის და წყლის სეპარატორი 14.

ყველა სატუმბი სადგური აღჭურვილია გამწმენდი მოწყობილობების მიმღები და გამშვები პუნქტით 15, ვინაიდან ეს მოწყობილობები წარადგენს ნავთობსადენის ნორმალურ ფუნქციონირების ერთ-ერთ მნიშვნელოვან კომპონენტს. ამისათვის გამოიყენება ე.წ. „ჭკვიანი“ და სხვა ტიპის გამწმენდი მოწყობილობები. მათი მეშვეობით ხდება ნავთობსადენის შიდა ზედაპირის ინსპექცია და დიაგნოსტიკა, რის გამოც ვლინდება სხვადასხვა

სახის დაზიანებები, როგორცაა კოროზია და ბზარები ნავთობსადენის შიდა და გარე კედელზე.



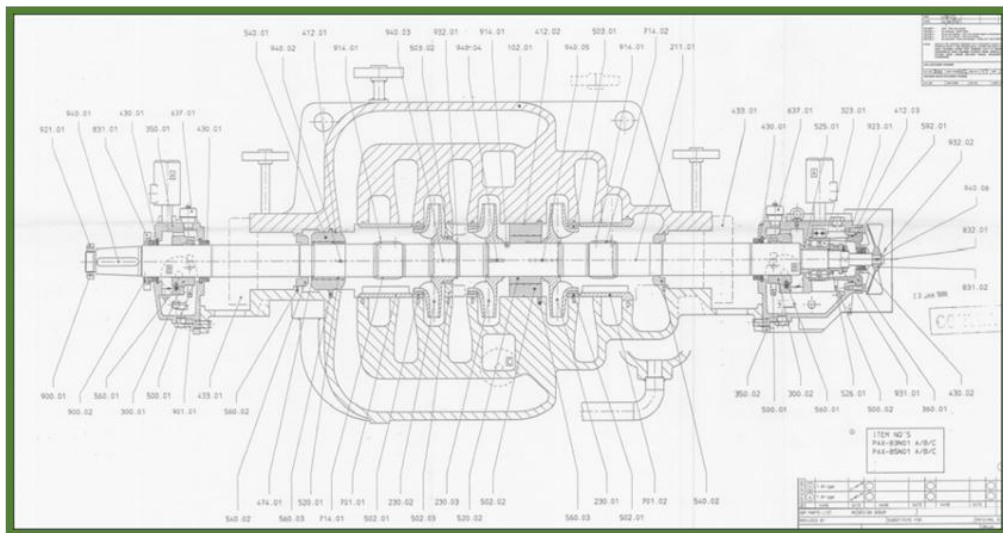
ნახ. 16. PS 11 სატუმბო სადგურის გეგმა

გამწმენდი მიმღები მოწყობილობები აღჭურვილია მაღალი წნევისაგან დამცველი სარქველით, ბაიპასისით, რომლითაც ხდება გამწმენდი საშუალებების მიმღები და გამშვები მოწყობილობების შევსება და ასევე დრენაჟის მიღებით, რომელთა საშუალებითაც ხდება მოწყობილობის დაცლა ნავთობისაგან.

2.4. მაგისტრალური ტუმბოები

სადგურზე ტერიტორიაზე განლაგებულია სამი ჰორიზონტალურ ლილვიანი ცენტრიდანული ტუმბო, დიზაინით ტუმბოები ხუთ

საფეხურიანია, მაგრამ მოცემული ნავთობსადენის მოთხოვნილი პარამეტრებიდან გამომდინარე, მათ გააჩნიათ მხოლოდ სამი საფეხური. შუალედური სადგურის ცენტრიდანული ტუმბო ჭრილში ნაჩვენებია ნახ. 17-ზე. ტუმბოებიდან ორი მუშაა ხოლო ერთი რეზერვშია და ქსელში პარალელურად არის შეერთებული. თითოეულ ტუმბოს ამძრავს გააჩნია 1152 კვტ. სიმძლავრის დიზელის ძრავი. ძრავს და ტუმბოს შორის განლაგებულია გადაცემათა კოლოფი. ტუმბოების ფირმებია წარმოებული „Sulzer“-ის, ხოლო ძრავები „Caterpillar“-ის მიერ.



ნახ. 17. შუალედური სადგურის ცენტრიდანული ტუმბო ჭრილში

ტუმბოს დამჭირხნ ნავთობსადენს გააჩნია ცირკულაციის საჭირო ხაზი, რომელიც ახდენს პროდუქტის ცირკულაციას დაბალი ხარჯის დროს. ეს მოწყობილობა გამოიყენება ტუმბოს ამუშავების დროს, როდესაც ტუმბოს არ გააჩნია საკმარისი ბრუნთა რიცხვი. ტუმბოს ცირკულაცია და ამუშავება შესაძლებელია მხოლოდ მაშინ, როცა ბაიპასის მილზე არსებული საკეტი მთლიანად ღიაა.

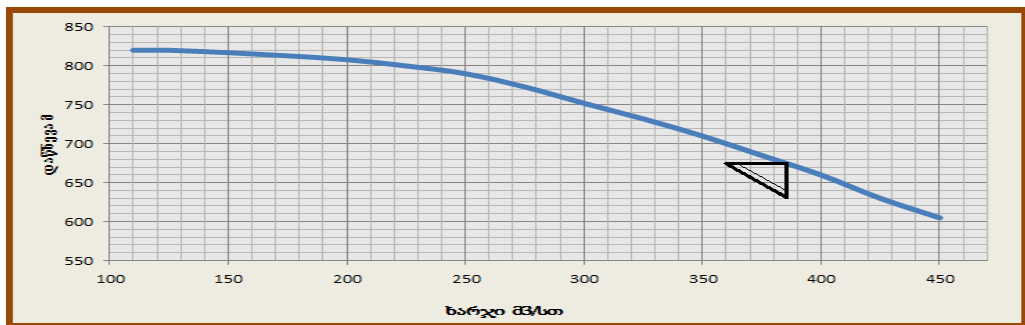
ცხრილ 9-ში მოცემულია პარამეტრები, რომლითაც ხდება ტუმბოების მუშაობა ნომინალურ რეჟიმში.

ნახ. 18-ზე ნაჩვენებია ერთერთი სადგურის ტუმბოს მუშა მახასიათებელი (თვითოვეული ტუმბოს მუშა მახასიათებელი

ინდივიდუალურია და აიგება ტესტირების დროს დამამზადებლის მიერ)
[10].

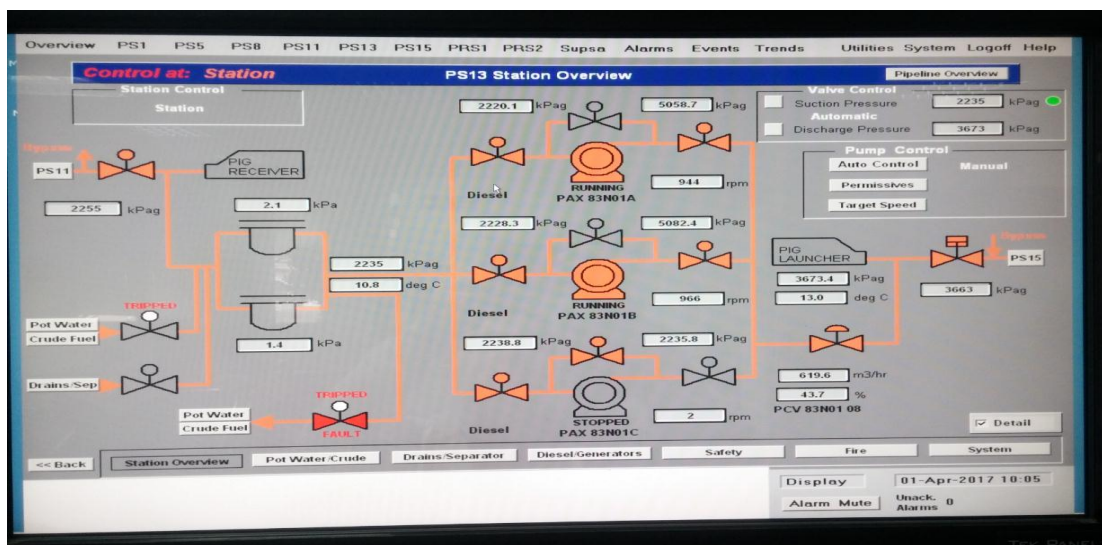
ცხრილი 9. შუალედურ სადგურზე არსებული ტუმბოს პარამეტრები

შუალედურ სადგურზე არსებული ტუმბოს პარამეტრები	
ბრუნთა რიცხვი	3600 ბრ/წთ
ხარჯი	381 მ ³ /წმ
დაწნევა	610 მ.
სიმძლავრე	774 კვტ.
მ.ე.კ	70%
ნომინალური შეწოვის სიმაღლე	9.3 მ.
ამძრავის სიმძლავრე (Caterpillar“-ის დიზელის ძრავი)	1152 კვტ.



ნახ. 18. შუალედური სატუმბო სადგურის ტუმბოს მუშა მახასიათებელი

შუალედური სატუმბო სადგურის ჰიდრავლიკური სქემა მოყვანილია
ნახ. 19-ზე.

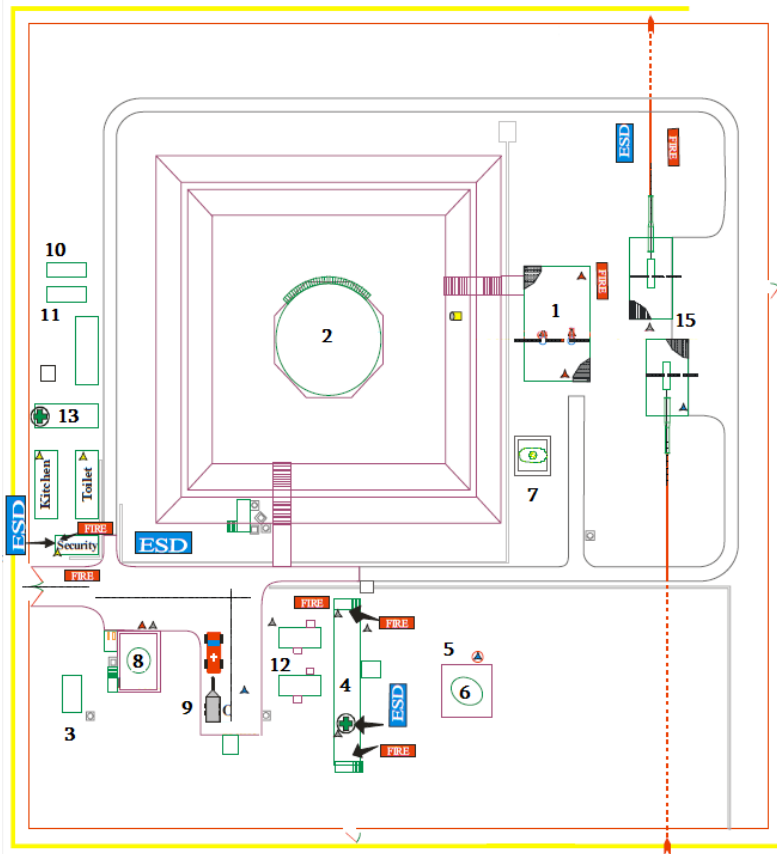


ნახ. 19. შუალედური სადგურის ჰიდრავლიკური სქემა

2.5. წნევის დამწვევი სადგურის აღწერა

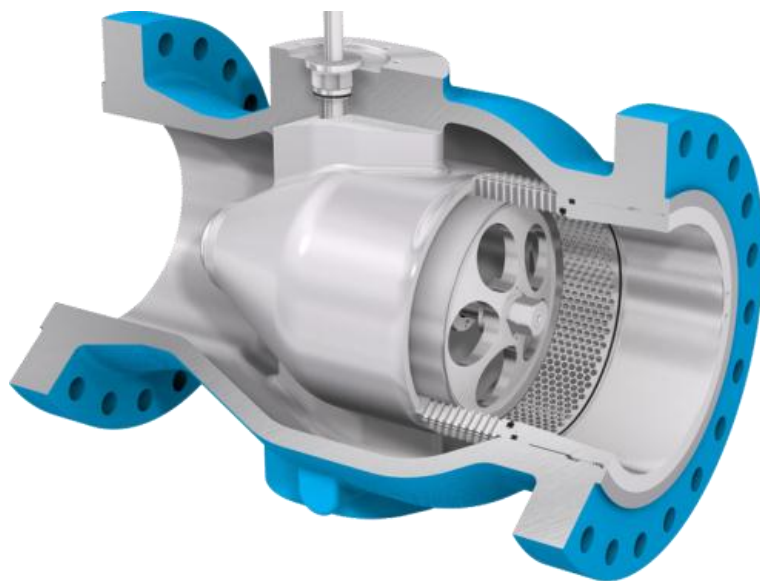
საქართველოს ტერიტორიაზე მთების გადალახვის შემდეგ ნავთობსადენი ეშვება შავი ზღვის სანაპიროსკენ. დიდი დონეთა სხვაობის გამო ნავთობსადენში ნავთობის წნევა იზღებდა და აღწევს ნავთობსადენის მუშაობისათვის დაუშვებელ ნიშნულს. ამის გამო ნავთობსადენის მოცემულ მონაკვეთზე განლაგებულია ორი წნევის დამწვევი სადგური (Pressure Reduction Station PRS), რომლებიც ნავთობსადენში ნორმალური წნევის შენარჩუნებას ახდენენ.

თითოეული სადგური აღჭურვილია ორი მოდულით, რომელთაგან ერთი მუშაა, ხოლო მეორე რეზერვშია. თითოეული მათგანის შემადგენლობაში შედის ფილტრები, ნაკადის მარეგულირებელი საკეტი და შესაბამისი არმატურა. წნევის დამწვევი სადგური ასევე აღჭურვილია დამცლელი სარქველით, რომელიც ამუშავდება ნაკადის მარეგულირებელი საკეტის 1 გაუმართაობის შემთხვევაში. დამცლელი სარქველი გადაუშვებს ნავთობს ავზში 2 (გამათანაბრებელ რეზერვუარში), რომელშიც ატმოსფერული წნევაა, საიდანაც შემდეგ დამხამრე ტუმბოების საშუალებით ხდება ნავთობის შეტუმბვა ნავთობსადენში. ასევე წნევის დამწვევი სადგურის ტერიტორიაზე განლაგებულია შემდეგი ნაგებობები: ნავთობის და წყლის სეპარატორი 3, სადგურზე მდებარე მოწყობილობების მართვის ოთახი 4, კავშირგაბმულობის ოთახი 5, კავშირგაბმულობის ანბა 6, დრენაჟის სისტემა 7, დიზელის ავზი სადგურის მოწყობილობების საწვავით კვებისათვის 8, ნავთობის დაღვრის ლიკვიდაციისათვის საჭირო მოწყობილობები 9, სახელოსნო 10, საწყობი 11, გენერატორი 12, ოფისი 13, გამწმენდი მოწყობილობების მიმღები და გამშვები პუნქტი 15.



ნახ. 20. წნევის დამწევი სადგურის PRS 1-ის გეგმა

წნევის დამწევი სადგურის ძირითად მოწყობილობას წარმოადგენს ნაკადის მარეგულირებელი საკეტი, რომელიც ნაჩვენებია ნახ. 21-ზე.



ნახ. 21. ნაკადის მარეგულირებელი საკეტი

2.6. სუფსის ტერმინალი

სუფსის ტერმინალი მდებარეობს შავი ზღვის სანაპიროზე, ტერმინალში ხდება "ბაქო-სუფსას" ნავთობსადენის მიერ გადატუმბული ნავთობის შენახვა და აღრიცხვა ტანკერებში ჩატვირთვამდე. ნავთობის ჩატვირთვა ხორციელდება ოფშორში მდებარე ჩასატვირთი პლატფორმის საშუალებით. სადგურის შესასვლელში განლაგებულია დამცველი სარქველი, რომლის დანიშნულებაცაა შემავალი წნევის კონტროლი, რათა თავიდან იქნას აცილებული ტერმინალის მილსადენების დაზიანება. სარქველის გავლის შემდეგ ნედლი ნავთობი აღრიცხება, რის შემდეგაც გადაიტვირთება საცავში. ტერმინალში არის ოთხი ნავთობის ავზი თითოეულის მოცულობა დაახლოებით 40 000 ტონას შეადგენს.

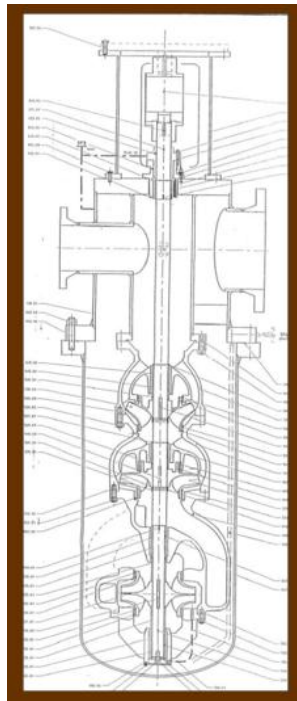


ნახ. 22. სუფსის ტერმინალის გეგმა

საექსპორტო ჩატვირთვის სისტემა მოიცავს სამ ტუმბოს, რომელთა ამძრავს დიზელის ძრავები წარმოადგენს. ისინი გადატუმბავენ ნავთობს ავზებიდან ექსპორტის აღრიცხვის სისტემაში, სადაც ხდება ტანკერში ჩატვირთული ნავთობის აღრიცხვა. ჩატვირთვის სისტემა შედგება ასევე 600 მმ-იანი (24 ინჩი) დისკური და 60 მმ-იანი (4 ინჩი) სფერული საკეტისგან, რომლითაც ხდება ხარჯის რეგულირება სისტემაში. საკეტების შემდეგ 2,5 კმ სიგრძის 914 მმ (36 ინჩი) დიამეტრის მქონე მილსადენი მიდის შავი ზღვის

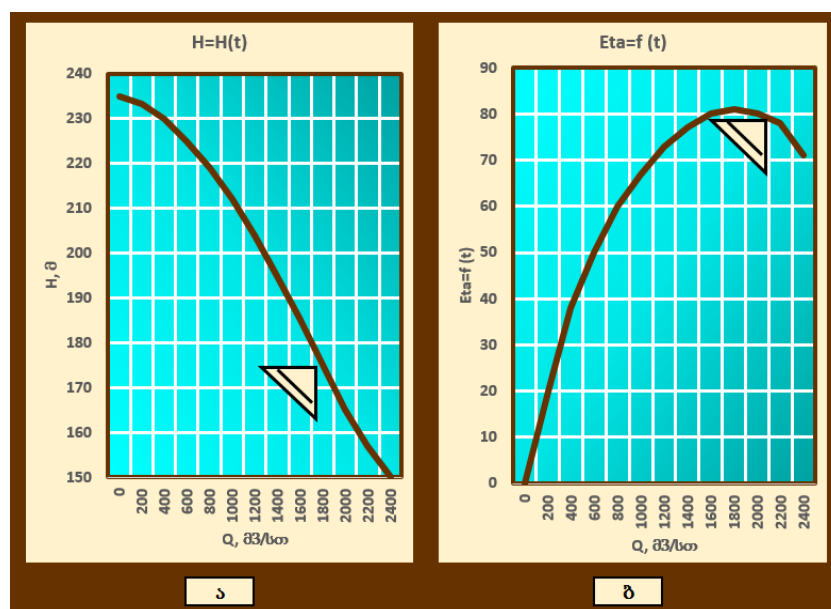
სანაპირომდე. ზღვის სანაპიროსთან მდებარეობს ბლოკ სარქველი. სარქველის შემდეგ 3,1 კმ 914 მმ (36 ინჩი) დიამეტრის მქონე ნავთობსადენი გრძელდება შავი ზღვის ფსკერზე.

სუფსის ტერმინალში არის განლაგებული ოთხი ნავთობის ავზი, რომელთა დიამეტრი 66 მეტრია ხოლო სიმაღლე 16,25 მეტრი, მათი მოცულობა დაახლოებით შეადგენს 39,845 მ³. თითოეული მათგანი აღჭურვილია ორმაგი მოძრავი სახურავით, რომელსაც გააჩნია ორმაგი შემჭიდროვება. იზოლაციისთვის ავზების შესასვლელზე და გამოსასვლელზე დამონტაჟებულია საკეტები, რომლებიც ელექტრო ძრავით იმართება. საკეტები ასევე გამოიყენება ნავთობის ტანკერში ჩატვირთვის დროს, როცა ხდება ავზების გადართვა ექსპორტის ტუმბოების გაჩერების გარეშე. ეს ხდება მაშინ, როცა ერთი ავზი იცლება და საჭიროა დამატებითი მოცულობა ტანკერის შესავსებად. ავზები ასევე აღჭურვილია: სახანძრო სისტემებით, SCADA სისტემებით, მაღალი წნევისგან დამცველი სარქველით და დრენაჟის სისტემით, რომელიც გამოიყენება ავზის რემონტის ან ინსპექციის დროს.



ნახ. 23. სუფსის ტერმინალში არსებული ნავთობის ექსპორტის ტუმბო

ნავთობის ექსპორტისათვის გამოიყენება სამი პარალელურად შეერთებული სამ საფეხურიანი ვერტიკალურ ლილვიანი ცენტრიდანული ტუმბო. ტუმბოს ნახაზი ნაჩვენებია ნახ. 23-ზე, ტუმბოების უნივერსალური მახასიათებელი ნახ. 24 ა-ზე და მკვ-ს ხარჯზე დამოკიდებულება ნახ. 24 ბ-ზე. ტუმბოების ამძრავს დიზელის ძრავი წარმოადგენს (თითო ტუმბოს თითო ძრავი). ძრავის და ტუმბოს დაკავშირება ხდება 90⁰-იანი გადაცემათა კოლოფით. ნორმალური მუშაობის პირობებში თითოეული ტუმბოების მიწოდება 1840 მ³/სთ-ია, ხოლო სამივე ტუმბოს პარალელურად მუშაობის დროს 5500 მ³/სთ. მაქსიმალური ხარჯი 1927 მ³/სთ-ია, ხოლო სამივე ტუმბოს პარალელურად მუშაობის დროს 5750 მ³/სთ. ტუმბოს შემწვავ ნავთობსადენში არსებული წნევა დამოკიდებულია ნავთობის დონეზე ტერმინალის ავზებში. საშუალოდ ეს მაჩვენებელი მერყეობს 0,8-0,9 ბარს შორის. ტუმბოდან გამოსული ნავთობის წნევა შეადგენს 10-12 ბარს, მაგრამ მილსადენში ადგილობრივი და სიგრძეზე დანაკარგების გამო ტანკერში ჩატვირთვა ხდება 6-6,5 ბარით [11-14].



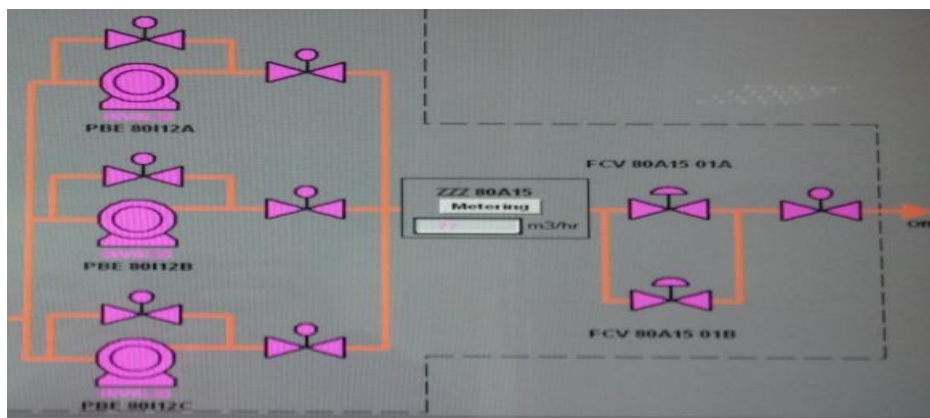
ნახ. 24. ა. ტუმბოების უნივერსალური მახასიათებელი, ბ. მკვ-ს ხარჯზე დამოკიდებულება

ტერმინალში განთავსებული ტუმბოების ტექნიკური მახასიათებლები მოყვანილია ცხრილ 10-ში.

ცხრილი 10. სუფსის ტერმინალში არსებული ტუმბოების ტექნიკური მონაცემები

მუშა სითხე	ნედლი ნავთობი
მინიმალური ტემპერატურა	5°C
მინიმალური მუშა ტემპერატურა	15°C
მაქსიმალური მუშა ტემპერატურა	25°C
ნომინალური შეწოვის წნევა	-17,3 კპა
ნომინალური წნევა დამჭირხნ მილსადენში	1500 კპა
ნომინალური დიფერენციალური წნევა	1517,3 კპა
ნომინალური დაწნევა	182 მ
ნომინალური ხარჯი	1927 მ ³ /სთ
ბრუნთა რიცხვი	1200 ბრ/წთ
ტუმბოს მქკ	77%
ტუმბოს სიმძლავრე	1073 კვტ
ძრავის სიმძლავრე	1391 კვტ

მოცემულ ტუმბოებს გააჩნია საკეტი და ბაიპასი, რომელიც გამოიყენება დაბალი წარმადობის დროს ტუმბოების ამუშავების და გაჩერების პერიოდში. როცა ტუმბოს მიწოდება და დაწნევა მიუახლოვდება მუშაობის საჭირო ნიშნულს, ბაიპასის ხაზი იკეტება, სადაწნეო ნავთობსადენზე განლაგებული ბურთულიანი საკეტი იღება და ნავთობი გადაიტუმბება სისტემაში. ტუმბოების ამუშავება შესაძლებელია როგორც ადგილობრივად ასევე SCADA სისტემის გამოყენებით მართვის ოთახიდან. სატუმბო სადგურის სქემა და გაერთმთლიანობა მოყვანილია ნახ. 25-ზე.

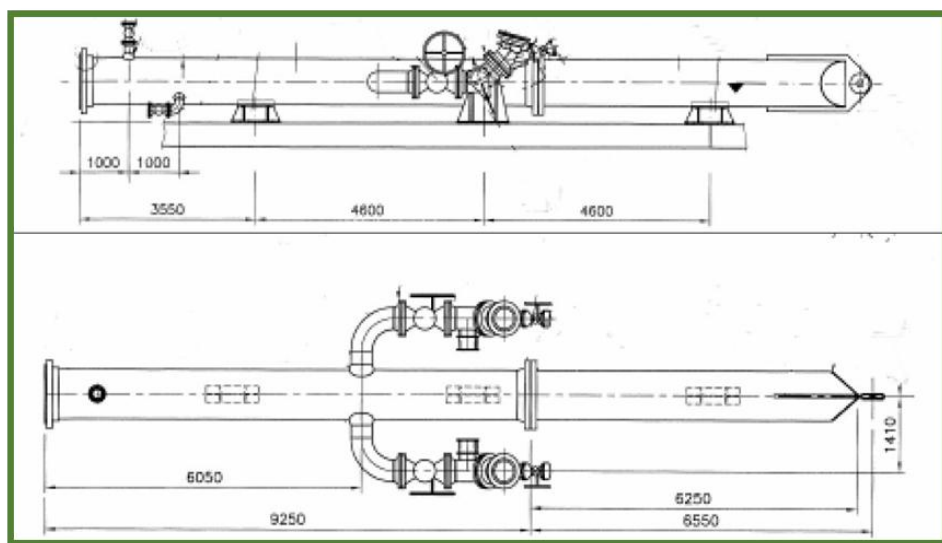


ნახ. 25. სუფსის ტერმინალში არსებული ტუმბოების გაერთმთლიანობა

ნედლი ნავთობის გადატუმბვა ტანკერებში ხდება სუფსის ტერმინალიდან 914 მმ (36 ინჩი) დიამეტრის მქონე ნავთობსადენით.

ტუმბოების შემდეგ 2,5 კმ სიგრძის 914 მმ (36 ინჩი) დიამეტრის მქონე ნავთობსადენი მიდის შავი ზღვის სანაპირომდე. ზღვის სანაპიროსთან მდებარეობს ბლოკ სარქველი. სარქველის შემდეგ 3,1 კმ 914 მმ (36 ინჩი) დიამეტრის მქონე ნავთობსადენი გრძელდება შავი ზღვის ფსკერზე. ნავთობსადენი სრულდება წყლის ზედაპირიდან 50 მეტრის სიღრმეზე ლითონის კონსტრუქციით.

მასზე განლაგებულია ორი 406 მმ (16 ინჩი) დიამეტრის მქონე მექანიკური სფერული საკეტი, საიდანაც ნავთობი 80 მეტრის სიგრძის ორი 406 მმ-იანი (16 ინჩი) ელასტიური შლანგის საშუალებით მიეწოდება ტივტივას [16]. მისი დამაგრება ხდება ზღვის ფსკერზე 6 ჯაჭვის საშუალებით. ტივტივას სიგრძე და სიგანე 12 მ-ია, სიმაღლე 3,8 მ, ხოლო წონა დაახლოებით 250 ტონა. მას შეუძლია საათში 6000 ტონა ნავთობის გატარება. ტივტივაში განლაგებულია მნიშვნელოვანი მოწყობილობები მაგ. საკისრები, შეერთებები და ა.შ. ტივტივა მათ იცავს გარემოს მავნე ზემოქმედებისაგან. კორპუსის შიგნით განლაგებულია ორი 20 ინჩი დიამეტრის მქონე მექანიკური სფერული საკეტი, რომელთა გავლის შემდეგაც ნავთობი ორი 508 მმ (20 ინჩი) მოტივტივე შლანგის საშუალებით ჩაიტვირთება ტანკერში.



ნახ. 26. მილსადენის დაბოლოება ზღვის ფსკერზე



ნახ. 27. ტივტივა

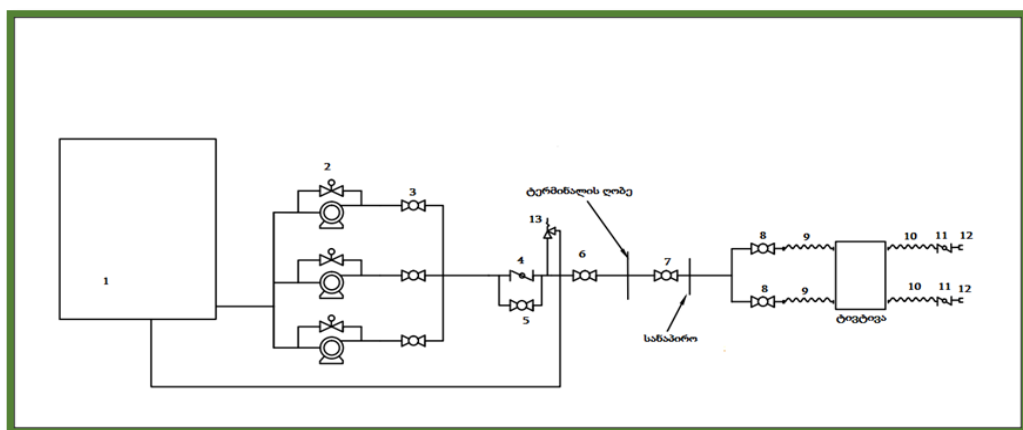
შლანგები ბოლოვდება 406 მმ (16 ინჩი) დიამეტრის მქონე საკეტიტ, რომელიც წარმოადგენს ნავთობის დაღვრისგან დაცვის მექანიზმს, შლანგების ავარიულად ტანკერიდან მოწყვეტის შემთხვევაში [17].



ნახ. 28. ტანკერში ნავთობის ჩატვირთვის პროცესი

დღეისათვის სუფსის ტერმინალიდან ჩატვირთვა ხდება ტანკერებში, რომელთა მოცულოა შეადგენს 630 000 ბარელს (100 162 მ³), რომელიც დაახლოებით უდრის 100 000 მ³. ტანკერის ავზების შევსება ხდება 18 სთ-ში, თუ ჩატვირთვის დროს მუშაობს სამი ტუმბო პარალელურად. ტანკერში ჩატვირთვა უნდა დაიწყოს შედარებით დაბალი ხარჯით 1000 მ³/სთ და მხოლოდ ერთ ავზში. ჩატვირთვის პარამეტრების დასტაბილურების, ასევე შლანგების და ტივტივას შემოწმების შემდეგ თუ არ მოხდება გაჟონვების ან რაიმე სხვა სახის დაზიანების აღმოჩენა შესაძლებელია ხარჯის გაზრდა მაქსიმალურ მნიშვნელობამდე 5781 მ³/სთ. ავზის შევსების მომენტში ხარჯი უნდა შემცირდეს და გაილოს შემდეგ ავზის შემვსებ ნავთობსადენზე არსებული საკეტი, რათა დაიწყოს მომდევნო ავზის შევსება. ჩატვირთვის დროს პერიოდულად უნდა მოხდეს შლანგების შეერთებების, მოტივტივე შლანგების ტივტივის, ტანკერზე არსებული ნავთობსადენის ქსელის, ასევე ტანკერის და ტივტივას გარშემო წყლის ზედაპირზე დაკვირვება რათა მოხედს შესაძლო დეფექტების და გაჟონვების დროული გამოვლენა, ეკოლოგიური დაზიანებების თავიდან აცილების მიზნით. ჩატვირთვის პარალელურად ხდება ტანკერზე არსებული ბალასტის ავზების წყლისგან დაცლა, რათა მოხდეს ტანკერის დისბალანსის თავიდან აცილება ჩატვირთული ნავთობის მოცულობის გამო.

ტანკერში ნავთობის ჩატვირთვის ჰიდრავლიკური სქემა მოყვანილია ნახ. 29-ზე.



ნახ. 29. ტანკერში ნავთობის ჩასხმის სქემა

ნავთობის ავზი 4x40 000 მ³ 1. ტუმბოს ბაიპასის ხაზზე არსებული 8 ინჩიანი საკეტი 2, ელ. ამძრავით. ტუმბოს სადაწნეო ხაზზე არსებული სფერული საკეტი 18 ინჩიანი (457,2) 3, ელ ამძრავით. 609,6 მმ-იანი დისკური საკეტი საექსპორტო მილსადენზე 4, ელ ამძრავით. დისკურ საკეტთან ბაიპას ხაზზე არსებული 4 ინჩიანი სფერული საკეტი 5, ელ ამძრავით. ავარიული და ტერმინალის საიზოლაციო მიზნებისთვის არსებული 914 მმ (36 ინჩი) სფერული საკეტი 6, ელ ამძრავით. ზღვის სანაპიროსთან არსებული საიზოლაციო 914 მმ (36 ინჩი) სფერული ბლოკ საკეტი 7. ხელით სამართავი 406.4 მმ-იანი სფერული საკეტი (16 ინჩი) 8. 406.4 მმ-იანი ელასტიური შლანგი, რომელიც აკავშირებს მილსადენის ბოლოს და ტივტივას 9. 500 მმ-იანი (20 ინჩი) მოტივტივე შლანგი 10. 406.4 მმ-იანი (16 ინჩი) დისკური საკეტი 11. შლანგის ტანკერთან მიმაგრების მოწყობილობა 12, რომლის დანიშნულებაც ასევე შლანგის ავარიულად მოწყვეტის დროს არ დაუშვას ნავთობის დაღვრა. დამცველი სარქველი 13, რომელიც ამუშავდება თუ ნავთობსადენში წნევა 45 ბარამდე გაიზრდება.

თავი 3. ნავთობსადენების კოროზიული დეფექტების ალბათური მახასიათებლების და ობიექტის ნარჩენი რესურსის პროგნოზირება

3.1. ნავთობსადენების კოროზიის მექანიზმის ანალიზი

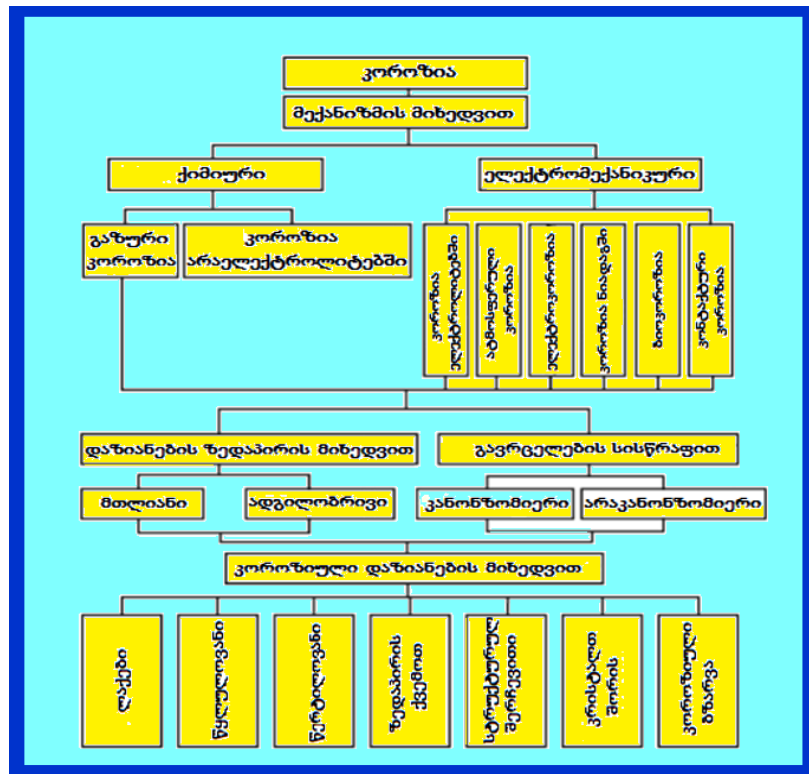
მილსადენები დღეისათვის წარმოადგენს მსოფლიოში ყველაზე გავრცელებულ საშუალებას სითხის და გაზის ტრანსპორტირებისათვის. მილსადენების ექსპლუატაციის პერიოდში ადგილი აქვს კოროზიის პროცესს, რაც მათი მწყობრიდან გამოსვლის უმთავრეს მიზეზს წარმოადგენს. მიწისქვეშა კოროზია მაგისტრალურ მილსადენებს აყენებს დიდ მატერიალურ და ეკონომიკურ ზიანს, იწვევს ავარიებს და ტრანსპორტირებული პროდუქტის ნავთობის დამატებით დანაკარგს, მათ ნაადრევ ცვეთას, ამცირებს რემონტებს შორის პერიოდს. მიწისქვეშა ნავთობსადენის მწყობრიდან გამოსვლის 30-35% კოროზიით არის გამოწვეული. ამიტომ ნავთობსადენის მიწისქვეშა კოროზიისგან დაცვა წარმოადგენს უმნიშვნელოვანეს ამოცანას [18].

კოროზიას იწვევს კოროზიასაშიში გარემო, რომელთანაც ნავთობსადენს აქვს კონტაქტი შიდა და გარე ზედაპირით. ნავთობსადენის შიდა ზედაპირების კოროზია ხდება გადატუმბული პროდუქტის ქიმიური ზემოქმედებით ნავთობსადენის კედლებზე. ამდაგვარ ზემოქმედებას ადგილი აქვს ნედლი ნავთობის და გაზის გადატუმბვის დროს. განსაკუთრებით საშისი პროცესი არის მაშინ, როცა პროდუქტში გახსნილია კოროზიასაშიში ნივთიერებები: მარილები, მჟავები და ა.შ. გარე ზედაპირის კოროზია დამოკიდებულია მილსადენის გაყვანის ხერხზე და კონსტრუქციულ გადაწყვეტილებებზე.

ლითონის ნავთობსადენის მიწისქვეშა განლაგების შემთხვევაში ექვემდებარება ნიადაგის კოროზიას. გრუნტი ყოველთვის შეიცავს მარილებს, მჟავებს, ორგანულ ნივთიერებებს, რომლებიც მავნე

ზემოქმედებას ახდენენ ლითონის მილების კედლებზე. ზოგ შემთხვევაში ასეთმა კოროზიამ შეიძლება ძალიან მალე გამოიწვიოს გამჭოლი ხვრელის წარმოქმნა ლითონის მილში და ამით მწყობრიდან გამოიყვანოს ნავთობსადენი, ასეთი დაზიანებები ხდება ძალიან ხშირად ნავთობსადენში, რომლებიც ჩალაგებულია ნიადაგში და არ გააჩნიათ საკმარისი დაცვა კოროზიისგან [20-23].

სამილსადენო სისტემების წარმატებული დაცვა კოროზიისგან შესაძლებელია განხორციელდეს, თუ მოხდება დაზიანების დროული აღმოჩენა, მათი სიდიდის განსაზღვრა და დაცვითი მექანიზმების შემუშავება. ექსპლუატაციის საწყის პერიოდში ნავთობსადენის მდგომარეობა განისაზღვრება დაპროექტების და მშენებლობის ხარისხით. ამ ფაქტორების გავლენა მცირდება დროში და ძირითად მნიშვნელობას იძენს ნავთობსადენის ექსპლუატაციის პირობები.



ნახ. 30. კოროზიული პროცესების კლასიფიკაცია

მაგისტრალური ნავთობსადენების ძირითადი ნაწილი მიწისქვეშ არის განლაგებული.

მიწისქვეშ განლაგებული ლითონის მილები კოროზიის გამო სხვადასხვა სიხშირით განიცდის დაზიანებას. კოროზია – ეს არის ლითონის ზედაპირების დაზიანება გარემოს ქიმიური ან ელექტროქიმიური გავლენის შედეგად. კოროზიული პროცესების კლასიფიკაცია მოცემულია ნახ. 30-ზე.

მიწისქვეშა ნავთობსადენებს შესაძლოა დაემუქროს კოროზია ნიადაგის ზეგავლენით, მოხეტიალე დენებით და ცვლადი დენით ელექტროფიცირებული ტრანსპორტით. ქიმიური კოროზია გამოწვეულია სხვადასხვა გაზების ლითონზე შემოქმედებით და თხევადი არაელექტროლიტებით. ეს ქიმიური შენაერთები, მოქმედებენ ლითონზე, წარმოქმნიან მის ზედაპირზე თხელ ფენას, რომელიც შედგება კოროზიის პროდუქტებისგან. ქიმიური კოროზიის დროს მილსადენის კედლის სისქე მცირდება თანაბრად, ანუ პრაქტიკულად არ ხდება მილის გამჭოლი დაზიანებები.

ქიმიურ კოროზიას უფრო მეტად ექვემდებარება ნავთობსადენის შიგა კედლები. ეს გამოწვეულია იმით, რომ არ ხდება მილის პროდუქტით მთლიანად შევსება, ნავთობსადენის ნაწილობრივი დაცლის ან ისეთი რეჟიმის წარმოქმნის შემთხვევაში, როცა გადატუმბვის დროს არ ხდება მილის მთლიანი კვეთის შევსება. წარმოქმნილ ღრუში გამოიყოფა ნავთობში გახსნილი წყლის ორთქლი და გოგირდწყალბადი, რომლებიც წარმოადგენენ ძლიერ კოროზიულ აგენტებს. შედაბლებულ მონაკვეთებზე წარმოიქმნება ინერტული ზონები, რომლებსაც ავსებს წყალი, რომელიც იწვევს კოროზიას მილის კედლის ქვედა ნაწილზე.

ტერმინი ”ელექტროქიმიური კოროზია” აერთიანებს შემდეგი სახის კოროზიულ პროცესებს:

კოროზია ელექტროლიტებში – ლითონების კოროზია თხევად გარემოში, რომელიც ატარებს ელექტრულ დენს (წყალი, მჟავების ნაერთი, მარილები);

ნიადადგის კოროზია – ეს არის მიწისქვეშა ლითონის სტრუქტურების კოროზია, ნიადაგის ელექტროლიტური გავლენით.

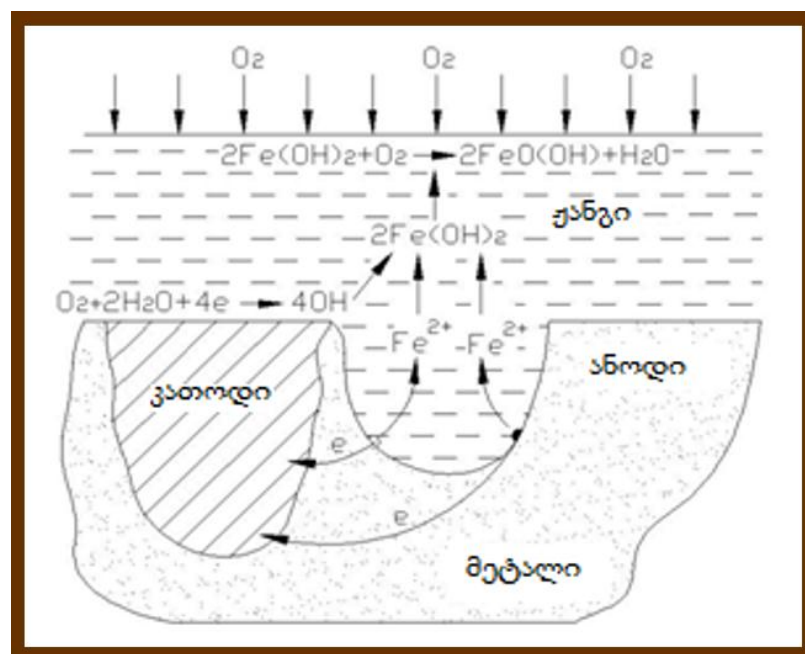
მაგისტრალურ ნავთობსადენში ყველაზე გავრცელებულია ელექტროქიმიური კოროზია, რომელიც მიმდინარეობს ელექტროქიმიური მექანიზმით, მას საფუძვლად უდევს პოტენციალთა შორის სხვაობის გაჩენა ნავთობსადენის სხვადასხვა უბნებს შორის. დენის გადინების შედეგად ხდება ნავთობსადენის უბნების ჟანგვა.

ნავთობსადენში ერთ-ერთ მნიშვნელოვან ფაქტორს, კოროზიის მხრივ, მათი დიდი სიგრძე წარმოადგენს. დიდი სიგრძის გამო მიწისქვეშა ნავთობსადენის გააჩნიათ სხვადასხვა შემადგენლობა და აგებულება ნიადაგში, რის გამოც გვაქვს განსხვავებული ტენიანობა და აერაცია. ეს ყველაფერი ქმნის მნიშვნელოვანი პოტენციალთა სხვაობების გაჩენის შესაძლებლობას, მიწისქვეშა ნავთობსადენის ცალკეულ უბნებს შორის. იმის გამო, რომ ნავთობსადენებს გააჩნია დიდი გამტარობა ამიტომ მათზე ადვილად წარმოიქმნება გალვანური კოროზია, რომლის სიგრძეც ზოგ შემთხვევაში რამოდენიმე ათეულ და ასეულ მეტრს აღწევს.

ანოდურ მონაკვეთებზე ხშირად წარმოიქმნება მაღალი დენის სიმკვრივე, რის გამოც ხდება კოროზიული პროცესების აჩქარება. კოროზიის განვითარებისათვის მნიშვნელოვან ფაქტორს ასევე წარმოადგენს ის, რომ მიწისქვეშა მიწები განთავსებულია ისეთ სიღრმეზე, სადაც ყოველთვის შენარჩუნებულია გარკვეული ტენიანობა, რაც უზრუნველყოფს კოროზიული პროცესების განვითარებას. ნავთობსადენის განლაგების სიღრმეზე ტემპერატურა იშვიათად ეცემა 0⁰-ზე ქვემოთ, რაც ასევე ხელს უწყობს კოროზიას.

კვლევების შედეგად დადგინდა, რომ ლითონის დიდ ზედაპირზე არსებობს დიდი ალბათობა უფრო მძიმე კოროზიული დაზიანების წარმოქმნისა. ამით აიხსნება, ის რომ სხვა მიწისქვეშა ლითონის სტრუქტურები, ნავთობსადენის სიახლოვეს, რომლებიც იმყოფება მსგავს პირობებში, ელექტროქიმიური კოროზია მიმდინარეობს შედარებით ნელი ტემპებით.

ელექტროკოროზია - ლითონის სტრუქტურების კოროზიას მოხეტიალე დენების ზემოქმედებით. ასეთი დენები არის ანთროპოგენული წარმოშობის დენები, რომელებიც გაედინება ნიადაგში და მიწისქვეშა ლითონის კონსტრუქციებში. ასეთი დენები წარმოიშობა ექსპლუატაციაში მყოფი მოწყობილობებიდან მიწაში გაჟონილი დენების ხარჯზე. როგორც ცნობილია, ელექტრული დენი ყოველთვის მიისწრაფვის იმოდროს ნაკლები წინაღობის მიმართულებით. მიწისქვეშა მაგისტრალური ნავთობსადენის ელექტროგამტარობა რამდენჯერმე მეტია ნიადაგის ელექტროგამტარობასთან შედარებით, ამის გამო მოხეტიალე დენები აუცილებლად გაივლის ნავთობსადენში, თუ ის იმყოფება მოხეტიალე დენების გავრცელების ზონაში. ყველაზე ხელსაყრელ ადგილას მოხეტიალე დენი გამოედინება ნიადაგიდან უკან ნიადაგში. მილსადენის ის ნაწილი საიდანაც მოხეტიალე დენი ბრუნდება ნიადაგში, წარმოადგენს ანოდს, ხოლო ის მონაკვეთი საიდანაც დენი ხვდება ნავთობსადენში წარმოადგენს კათოდს. ანოდურ უბნებზე მოხეტიალე დენები მაღალი სიხშირით იწვევენ ნავთობსადენის საგრძნობ კოროზიულ დაზიანებებს, რომელთა სიდიდემ შეიძლება წლის განმავლობაში შეადგინოს 10-20 მმ.



ნახ. 31. ელექტროქიმიური კოროზიის მექანიზმი

ატმოსფერული კოროზია – ლითონების კოროზია ატმოსფერული ჰაერის ან სხვა გაზების ზემოქმედებით, რომლებიც შეიცავენ წყლის ორთქლს; ამ ტიპის კოროზია წარმოადგენს ლითონების კოროზიის ერთ-ერთ გავრცელებულ სახეობას, რომელიც მიმდინარეობს ატმოსფერული ჰაერის ან სხვა გაზების ზემოქმედებით, რომლებიც შეიცავენ წყლის ორთქლს.

ბიოკოროზია – კოროზია, გამოწვეული მიკროორგანიზმების ზემოქმედებით, რომლებიც გამოიმუშავენ კოროზიული პროცესების დამაჩქარებელ ნივთიერებებს;

მიკროორგანიზმებს შეუძლიათ ისეთი ნივთიერებების წარმოება, რომლებიც იწვევენ კოროზიას (მაგალითად მჟავები), ისინი ქმნიან ლითონის ზედაპირზე პირობებს, რომლებიც მიზეზია ლითონის ზედაპირზე პოტენციალთა სხვაობის გაჩენის, რაც განაპირობებს დამატებითი ანოდური და კათოდური უბნების შექმნას, რაც სამომავლოდ იწვევს ლითონის კოროზიის პროცესს ელექტროკოროზიის მექანიზმით.

კონტაქტური კოროზია – ლითონების კოროზია წყლის მონაწილეობით, გამოწვეული ორი სხვადასხვა ლითონის უშუალო კონტაქტის დროს;

ლითონების და შენადნობების არასწორის შერჩევის შემთხვევაში მოცემული კოროზიის ტიპს შეუძლია მწყობრიდან გამოიყვანოს რთული ლითონის კონსტრუქციები. ამ ტიპის კოროზიას შესაძლოა ადგილი ჰქონდეს ერთნაირი ლითონების კონტაქტის შემთხვევაშიც. ამის გამომწვევი მიზეზი შეიძლება გახდეს ლითონის განსხვავებული მექანიკური დამუშავება ან შეერთება შედუღების გზით. შედუღების ადგილზე შესაძლოა ელექტროქიმიური მახასიათებლები განსხვავებული იყოს ძირითადი ლითონის მახასიათებლებთან.

კოროზიის პროცესი იწყება ლითონის ზედაპირიდან და ვრცელდება მის სიღრმეში. ელექტროქიმიური კოროზიის ზემოქმედებით მილის კედლებზე წარმოიქმნება ადგილობრივი კავერნები და გამჭოლი ხვრელები.

ამიტომ კოროზიის ეს ტიპი გაცილებით სახიფათოა, ვიდრე ქიმიური კოროზია.

ადგილობრივი კოროზია არის ჟანგვა, რომელსაც ადგილი აქვს ლითონის სხვადასხვა უბანზე. ის შეიძლება იყოს შემდეგი სახის (ნახ. 32.):

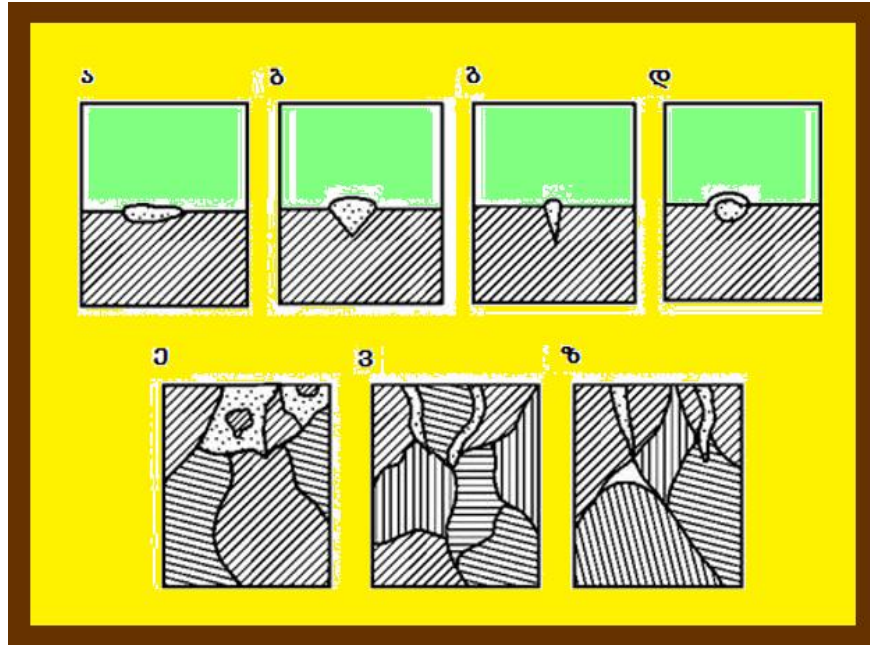
- ლაქები, რომელთა დაზიანების სიღრმე გაცილებით ნაკლებია დიამეტრზე;
- წყლულოვანი, რომელთა დაზიანების სიღრმე, დაახლოვებით მისი დიამეტრის ტოლია;
- წერტილოვანი, დაზიანების სიღრმით, რომელიც გაცილებით დიდი სიღრმე აქვს დიამეტრთან შედარებით;
- ზედაპირისქვედა, რომლის დროსაც კოროზიული პროცესები მიმდინარეობს დაუზიანებელი ლითონის ფენის ქვეშ.
- სტრუქტურულ-შერჩევითი, რომლის დროსაც ინგრევა შენადნობის რომელიმე ერთი კომპონენტი;
- კრისტალთშორისი, რომლის დროსაც კოროზიულ დაშლას ადგილი აქვს კრისტალებს შორის საზღვარზე.
- კოროზიული ბზარვა, რომლის დროსაც კოროზიულ-მექანიკურ ზემოქმედებას მივყავართ ლითონში ბზარების წარმოქმნამდე;

მიწისქვეშა ნავთობსადენში, რომელსაც გააჩნია საიზოლაციო საფარი მათთვის კოროზიული პროცესები პრაქტიკულად არ წარმოადგენს საშიშროებას, რადგან საიზოლაციო საფარის ქვეშ კოროზიული პროცესები აღწევს ძალიან ნელა. შედარებით ძლიერად კოროზია ვითარდება თუ საიზოლაციო საფარს აქვს დეფექტი. დეფექტის ზონაში ლითონის კოროზიის ინტენსივობა დამოკიდებულია დეფექტის ზომაზე, საფარის ტიპზე და კოროზიულ გარემოზე.

მაგისტრალურ ნავთობსადენს მიწისქვეშა კოროზიისგან იცავენ ორი გზით:

1. ნავთობსადენის ზედაპირის საიზოლაციო მასალით დაფარვა;
2. ელექტრული მეთოდებით;

მიწისქვეშა ნავთობსადენის კოროზიისგან დაცვის მექანიზმების შერჩევისათვის საჭიროა დადგინდეს გრუნტის კოროზიული აქტივობა და მილსადენის გასწვრივ მოხეტიალე დენების გავრცელების ხასიათი ნავთობსადენის გასწვრივ.



ნახ. 32. ადგილობრივი კოროზიის სახეები. ა - ლაქები, ბ - წყლულოვანი, გ - წერტილოვანი, დ - ზედაპირისქვედა, ე - სტრუქტურულ-შერჩევითი, ვ - კრისტალთშორისი, ზ - კოროზიული ბზარვა

3.2. ექსპლუატირებული კოროზირებული ნავთობსადენის რესურსის პროგნოზირება ალბათური მეთოდებით

მიწისქვეშა ნავთობსადენებში ხდება შიგა და გარე ზედაპირების კოროზია. გარე ზედაპირების კოროზიის მიზეზია საიზოლაციო საფარის კონტაქტი გრუნტის წყლების დროს. ხოლო შიგა ზედაპირთან გვაქვს ურთიერთქმედება გადატუმბულ პროდუქტთან, რომლებიც შემცველია აგრესიულ მინარევებს და წყალს. კოროზიული დეფექტების განაწილება და ზრდა ექვემდებარება შემთხვევითი რიცხვების კანონებს, ნატურული მონაცემების დამუშავების გზით [24-26].

თუმცა, ხშირ შემთხვევაში, კვლევა შეიძლება ჩატარდეს მხოლოდ შეზღუდულ უბნებზე. მოცემულ ნაშრომში მოყვანილია კვლევის შედეგების დამუშავების მეთოდოლოგია, რომლის საშუალებით შესაძლებელია დეფექტების განვითარების საიმედოობის პროგნოზირების კრიტერიუმების დადგენა და ნავთობსადენის ნარჩენი რესურსის შეფასება.

ამ თავში, ნაშრომის მიზანი და ამოცანები წარმოადგენს, რათა შემუშავდეს ნავთობსადენის ალბათური შეფასების მეთოდოლოგია, შემოსაზღვრულ უბნებზე კვლევის ნარჩენი რესურსის შედეგების გამოყენებით და მოცემული კრიტერიუმებით.

მოყვანილ თავში გამოიყენება ალბათობის თეორიის და მათემატიკური სტატისტიკის ძირითადი დებულებები.

ნავთობსადენის მუშაუნარიანობის პროგნოზირება მოიცავს მისი ტექნიკური მდგომარეობის მოცემულ ალბათობას, დროის მოცემული ინტერვალით. იგი უშუალოდ დაკავშირებულია სიმტკიცის და ნარჩენი რესურსის შეფასებასთან, კოროზიული და სხვა სახის დეფექტების განვითარებასთან, ლითონის თვისებების და ექსპლუატაციის რეჟიმების ცვლილებასთან [27]. რადგანაც ნავთობსადენები წარმოადგენენ ხანგამძლე ტექნიკურ ობიექტებს, ამიტომ მათი მუშაობის დრო შესაძლოა გაგრძელდეს პრაქტიკულად განუსაზღვრელი ვადით, მათი რემონტირების ან შეცვლისას. ნარჩენი რესურსის სარემონტო სამუშაოების მოცულობების გაზრდისას, ხდება გადაწყვეტილება, ნავთობსადენის მუშა მდგომარეობის შენარჩუნების მიზანშეწონილობის შეფასების ბაზის საფუძველზე.

ნავთობსადენების მუშაუნარიანობის და უსაფრთხოებისას, შეიძლება შეიზღუდოს როგორც მიწები და მათი შეერთებები, და ასევე როგორც საიზოლაციო საფარის მდგომარეობა. თუ ნავთობსადენს გააჩნია შიგა დამცავი საფარი, მაშინ უნდა მოხდეს ნავთობსადენის ეროზიული ცვეთის გავითვალისწინება. მოცემულ ნაშრომში განხილულია ნავთობსადენის ნარჩენ რესურსს, დაკავშირებულს მიწებთან და შედუღების შეერთებებთან [27].

ნარჩენი რესურსის შეფასებისას რეკომენდირებულია ყველა შესაძლო მუშაუნარობის დაკარგვის მიზეზის ანალიზი, მათ შორის:

1. კოროზიული დეფექტების წარმოქმნა და ზრდა, ჰერმეტიკულობის დაკარგვისას ზოგადი ან ლოკალიზებული კოროზიის სახით;
2. ბზარების ზრდა, დაღლილობის ან მცირეციკლური მექანიზმების წყალბადური ან კრისტალიტურშორისი კოროზიისას;
3. ლითონის დაბზარვა ძაბვის ქვეშ, მექანიზმების წყალბადური ან კრისტალიტურშორისი კოროზიისას;
4. ნავთობსადენის რღვევა პერსონალის, სხვა ორგანიზაციების და კერძო პირების მცდარი ქმედებების გამო.

რღვევის მექანიზმის პირველი ორი გაანგარიშდება ამა თუ სხვა დამაჯერებლობის ხარისხით. რღვევის განვითარების სხვა მექანიზმების შეფასება რთულდება საჭირო ინფორმაციის არარსებობის გამო, ან პრინციპში შეუძლებელია.

მაგალითისათვის, განვიხილოთ პირველი შემთხვევა - რღვევა კოროზიის ლითონის დაკარგვა. ამ დროს არსებობს ნავთობსადენის ნარჩენი რესურსის შეფასების ორი მიდგომა: დეტერმინისტული და ალბათური [28,29].

დეტერმინისტული მიდგომისათვის, ნავთობსადენის ნარჩენი რესურსის შეფასება ხდება აღმოჩენილი კოროზიული დეფექტის მაქსიმალური სიღრმის მიხედვით, შემდეგი ფორმულის მიხედვით:

$$T_{\text{Nar(M)}} = \frac{\delta_{\text{Nar}} - \delta_{\text{min}}}{\eta_{\text{Kor}} \nu_{\text{Kor}}} \cdot \nu_{\text{Kor}} = \frac{h_{\text{Def}}}{T} \quad (1)$$

T - აღმოჩენილი კოროზიული დეფექტის მაქსიმალური სიღრმე;

h_{Def} - დეფექტური კედლების მინიმალური კედლის სისქე;

δ_{min} - მილების კედლის მინიმალურად დაშვებული (წუნის მიხედვით) სისქე;

ν_{Kor} - კოროზიის მაქსიმალური სიჩქარე;

η_{kor} - ნარჩენი რესურსის მარაგი, რომელიც მიღებულია ზღვრებში 1,2 ... 1,5 დამოკიდებულებით, თუ რამდენად სრულია დიაგნოსტიკური ინფორმაცია და უსაფრთხოების საჭირო დინე. ეს ხარვეზი გარკვეულწილად კომპენსირდება η_{kor} მარაგის კოეფიციენტით [21,22].

ნავთობსადენის ნარჩენი რესურსის ალბათური შეფასებისას მხედველობაში მიიღება კოროზიული დეფექტების სრული მასივი, რომლის გარდა შეიძლება არ მოხვდეს თვალთახედვის გარეთ, და შეუძლებელია ზუსტად განისაზღვროს კრიტიკული დეფექტი, მაგალითად სვიში [23-26]. ნავთობსადენის შემოსაზღვრული უბნის კვლევის გამოვლენილი დეფექტების მასივის ნაწილი, გვადლევს ნავთობსადენის მიხედვით დეფექტების განაწილების სტატისტიკური კანონზომიერების ზოგად წარმოდგენას, რადგანაც სწორი სტატისტიკური დამუშავების მიღებული მონაცემები შეიძლება დავიყვანოთ პროგნოზის მინიმუმზე. მითუმეტეს, რომ უსაფრთხოების განსაზღვრა ახორციელებს ალბათობის ცნებას (უსაფრთხოება - მტყუნების გამრავლებულს მტყუნების გარკვეული ზარალის ზომაზე).

პროგნოზი შეიძლება ჩამოყალიბდეს შემდეგნაირად: „მოცემული ნავთობსადენის ზღვრული მდგომარეობა P ალბათობით, შეიძლება მოხვდეს T დროის შემდეგ“.

ალბათობის თეორია და მათემატიკური სტატისტიკა [27-28] ოპერირებს შემთხვევითი სიდიდეების განაწილების $F(x)$ ფუნქციებით და ალბათობის განაწილების $f(x)$ სიმკვრივის ფუნქციებით, რომლებიც აღწერენ შემთხვევითი რიცხვების განაწილების კანონზომიერებას x პარამეტრის მიხედვით.

$F(x)$ განაწილების ფორმულები ახასიათებენ ალბათობას იმას, რომ შემთხვევითი სიდიდე h (შემთხვევით შერჩეული კოროზიული დეფექტის სიღრმე) ნაკლებია მოცემულ მნიშვნელობა x -ზე: $F(x) = P(h < x)$.

შემთხვევითი სიდიდის ალბათობის განაწილების სიმკვრივეს ეწოდება განაწილების ფუნქციის პირველ წარმოებულს:

$$\begin{cases} f(x) = F'(x); \\ F(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x) dx. \end{cases} \quad (2)$$

აღბათობა იმისა, რომ შემთხვევითი სიდიდე h ხდება დიაპაზონში $a < h < b$, მაშინ ეს ფუნქციები განისაზღვრება შემდეგნაირად:

$$P(a < h < b) = F(b) - F(a) = \int_a^b f(x) dx. \quad (3)$$

თუ დიაპაზონი $\Delta h = b - a$ მცირეა, მაშინ შეიძლება მივიღოთ, რომ

$$P(a < h < b) \approx f(h) \Delta h. \quad (4)$$

კოროზიული დეფექტების აღწერისათვის შესაძლებელია გამოვიყენოთ სხვადასხვა ტიპის განაწილებები, თუმცა ამ შემთხვევაში მისაღებია ვაიბულის ორპარამეტრიანი მოდიფიცირებული ფუნქცია

$$f(d) = \alpha \lambda d^{\alpha-1} e^{-\lambda d^\alpha}. \quad (5)$$

ჩვენს მიერ შემუშავდა საანგარიშო ალგორითმი და შესაბამისი პროგრამა, რომლის საშუალებით შესაძლოა განვსაზღვროთ α და λ პარამეტრები, ავავოთ $f(d)$ ფუნქცია და განვსაზღვროთ ნარჩენი რესურსის პროგნოზი, კოროზიული დეფექტების გაზომვების შედეგად.

ალგორითმი შეადგენს შემდეგ ბიჯებს:

1) განვსაზღვროთ საწყისი მონაცემები:

- მილსადენის L სიგრძე, D დიამეტრი და δ კედლის სისქე;
- ნავთობსადენის ექსპლუატაციის ვადა, დროის T მომენტისათვის;
- ნავთობსადენის გამოსაკვლელი უბნების ჯამური I სიგრძე (მაგალითად გამოსაკვლევი შურფების სიგრძეები);
- კოროზიული დეფექტების h_i შედეგების გაზომილი სიღრმეები; გაზომილი N რაოდენობა უნდა იყოს საკმაოდ დიდი;

2) განვათავსოთ რიცხვები h_i რანჟირებული მიმდევრობით;

3) ჰისტოგრამის ასაგებად, დავყოთ კედლის სისქე δ დიაპაზონებზე Δh_k ; დიაპაზონების რაოდენობა უნდა იყოს საკმარისი, კერძოდ $m = H / \Delta h \geq 10$;

4) განისაზღვრება Δh_k დიაპაზონებში მომხვედრილი h_i რიცხვების რაოდენობა (განისაზღვრება რიცხვები n_k);

5) აღვწეროთ n_k რიცხვების განაწილება, ანალიზური ფუნქციით (5), რისთვისაც აუცილებელია α და λ პარამეტრების მნიშვნელობების განსაზღვრა, n_k რიცხვების შესაბამისი საუკეთესო გზით; შეირჩევა S ჯამური გადახრების მინიმიზაციის მეთოდით

$$S = \sum_{k=1}^K [\eta(h_k) - n_k]^2 = \min ; \quad (6)$$

6) შევარჩევთ ნავთობსადენის დაწუნების კრიტერიუმს:

- მინიმალური კედლის სისქის ნარჩენი დასაშვები, ან h^* დეფექტის დასაშვები სიღრმე;

- ნავთობსადენზე საშიში დეფექტის წარმოქმნის P^* დასაშვები ალბათობა;

7) კოროზიული დეფექტების ზრდის პროგნოზის შედგენა (ნარჩენი რესურსის შეფასება), ნავთობსადენის შემდგომი ექსპლუატაციისას.

ეტაპები 1-4 არ იწვევს ეჭვს.

შემდგომში განვიხილოთ რუსეთში არსებული (რომელმაც ამოწურა რესურსი) ნავთობსადენის საკონტროლო უბნების ჯამური სიგრძით $l = 76,5$ კმ-ის მქონე შემდეგი მონაცემები (ცხრილი 11).

მეოთხე ეტაპის შემდეგ ვღებულობთ დეფექტების განაწილებას დიაპაზონების მიხედვით, რაც ნაჩვენებია ცხრილ 12-ში. ნომინალური კედლის სისქე ტოლია $\delta = 5$ მმ და ჩაშლილია დიაპაზონების $\Delta h_k = 0,2$ მმ-ის მიხედვით; h_k - დიაპაზონის Δh_k -ის შუაში.

განვსაზღვროთ ვაიბულის განაწილების ორ პარამეტრიანი სიმკვრივის პარამეტრები:

$$f(d) = \alpha \lambda t^{\alpha-1} e^{-\lambda t^\alpha} . \quad (7)$$

ცხრილი 11. ნავთობსადენის საკონტროლო უბნების კოროზიული დეფექტების h_i სიღრმეები (მმ; N = 437)

0.44	0.6	0.72	0.81	0.26	0.68	0.92	1.18	0.142
0.32	0.86	1.21	0.83	0.12	0.73	0.69	1.04	0.49
0.29	0.76	0.67	0.38	0.13	0.92	0.7	0.67	0.146
0.22	0.73	0.84	0.38	0.13	0.75	0.49	0.52	0.52
0.27	0.85	0.73	0.38	0.49	0.7	0.7	0.63	0.49
0.21	0.75	0.53	0.79	0.64	0.75	0.72	1.39	0.63
0.32	1.12	0.7	0.93	0.52	0.65	0.92	1.25	0.118
0.38	1.03	0.45	1.04	0.25	0.66	0.54	0.42	0.14
0.46	0.72	0.66	1.12	0.34	0.38	0.8	1.28	0.23
0.58	0.77	0.66	1.05	0.24	0.39	1.26	1.44	0.26
0.59	1.35	0.75	1.45	0.68	0.46	1.21	0.98	0.123
1.71	1.37	0.83	1.11	0.62	0.57	0.35	0.83	0.37
0.3	1.1	0.85	1.18	0.67	0.52	0.29	0.63	0.54
0.35	0.96	0.68	0.86	0.22	0.62	1.04	0.45	0.52
0.33	1.33	1.1	1.29	0.23	0.36	1	0.58	1.04
0.83	1.21	0.96	0.89	0.22	0.38	0.46	0.59	1.13
0.65	1.46	0.69	0.71	0.103	0.57	0.49	0.74	0.79
0.66	1.52	0.71	0.72	0.104	0.33	0.65	0.39	0.72
0.97	2.64	0.86	0.64	0.103	0.3	0.75	0.62	0.75
0.52	2.55	0.85	0.2	0.55	0.35	0.56	0.76	0.61
0.53	1.14	0.91	0.43	0.72	1.17	0.65	0.73	0.34
0.28	1.6	0.87	0.31	0.65	0.93	0.23	0.84	0.36
0.23	1.13	0.96	0.98	0.58	1.08	0.44	0.59	0.31
0.38	1.25	1.07	0.66	0.58	0.49	0.31	0.87	0.33
0.23	0.94	1.03	0.8	0.57	0.51	0.42	0.74	0.37
0.39	0.96	1.18	0.23	0.103	0.57	0.44	0.7	0.36
0.18	0.99	1.47	0.25	0.104	0.87	0.42	0.83	0.34
0.3	1	1.47	0.26	0.103	0.84	0.48	0.89	0.36
0.35	0.88	0.94	0.47	0.79	0.55	0.41	0.72	1.61
3.6	0.69	0.86	0.24	0.67	0.54	0.39	1.4	3.08
1.5	0.84	1.22	0.28	0.37	0.106	0.28	0.74	2.02
1	0.36	0.96	0.29	0.37	0.106	0.24	0.78	0.87
0.65	0.38	0.79	1.07	0.3	0.103	0.109	1	0.85
0.59	0.36	0.99	0.43	0.61	0.62	0.2	0.98	0.78
0.57	0.28	1.05	0.44	0.77	0.54	0.22	0.39	0.44
0.95	0.24	1.21	0.55	0.61	0.6	0.23	0.52	0.44
1.09	0.37	0.62	0.49	0.41	0.33	0.17	0.32	0.42
1.06	0.37	0.65	0.5	0.56	0.41	0.18	0.69	0.42
1.03	0.53	0.78	0.47	0.5	0.44	0.46	0.69	0.46
1.03	0.53	0.89	0.49	0.49	0.67	0.39	0.5	0.43
0.93	0.96	0.51	0.49	0.71	0.67	0.45	0.63	0.44
0.89	1.88	0.55	0.63	0.62	0.59	1.29	0.57	0.43

0.81	1.52	0.55	0.32	1.11	1.37	0.41	0.59	0.59
0.96	0.8	0.32	0.33	0.82	1.47	0.95	0.75	0.72
0.93	1.52	0.32	0.32	0.84	0.7	0.45	0.118	1.35
0.83	0.68	0.31	0.21	0.7	0.61	0.51	0.131	0.96
0.83	0.87	0.91	0.63	0.68	0.63	0.46	0.296	0.3
0.69	0.66	0.64	0.64	0.63	0.68	0.43	0.61	0.62
1.13	0.96	0.22	0.62	1.04				

ცხრილი 12. დეფექტების სიღრმეების განაწილება

ინტრევალის ცენტრი	n_i	ჰისტოგრამა	$f(d)$
1	1	3	4
0.1	45	0.522041763	0.99189
0.3	105	1.218097448	1.252443
0.5	89	1.032482599	1.058291
0.7	70	0.812064965	0.751949
0.9	61	0.707656613	0.475914
1.1	31	0.35962877	0.275336
1.3	17	0.197215777	0.147771
1.5	10	0.116009281	0.074279
1.7	3	0.034802784	0.035207
1.9	1	0.011600928	0.015817
2.1	1	0.011600928	0.006761
2.3	0	0	0.002759
2.5	1	0.011600928	0.001078
2.7	1	0.011600928	0.000404
2.9	0	0	0.000145
3.1	1	0.011600928	5.05E-05
3.3	0	0	1.69E-05
3.5	0	0	5.45E-06
3.7	1	0.011600928	1.7E-06
	N=437		

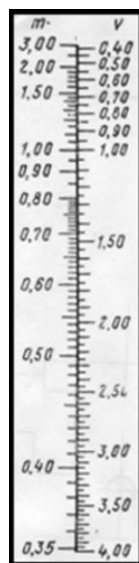
პირველ რიგში ვიპოვოთ მათემატიკური მოლოდინი $\mu = 0,678046$ და საშუალოკვადრატული გადახრა $\sigma = 0,40888$. მოვახდინოთ მონაცემების რანჟინირება, გაზრდის მიხედვით. ვიპოვოთ მიღებული სტატისტიკური მწკრივის მაქსიმალური და მინიმალური მნიშვნელობები $\mu_{\max} = 3,6$ და $\mu_{\min} = 0,1$. განვსაზღვროთ მნიშვნელობების დიაპაზონი ანუ სტატისტიკური მწკრივის ამპლიტუდა $\xi = \mu_{\max} - \mu_{\min} = 3,5$. ვიპოვოთ

ინტერვალების რაოდენობა ($N = 437$, $k = \sqrt{N} \approx 20$) და განვსაზღვროთ ინტერვალის სიგრძე $\Delta d = \frac{\xi}{k} \approx 0,2$.

მიღებული სიდიდეების მნიშვნელობების მიხედვით ვაგებთ ჰისტოგრამას (ნახ. 34).

განვსაზღვროთ ვარიაციის კოეფიციენტის მნიშვნელობა $v = \frac{\sigma}{\mu} \approx 0,60$.

შერჩევით განვსაზღვროთ განაწილების კანონის განაწილება და მისი პარამეტრები. შემოვიყვანოთ ჰიპოთეზა საშუალო ნამუშევარის განაწილების კანონი მტყუნებამდე. თუ $v > 0,5$, რადგანაც $0,60 > 0,5$, მაშინ მოცემული შემთხვევითი კანონი ექვემდებარება ვაიბულის კანონს. ამგვარად ძირითადი ჰიპოთეზაა H_0 - საშუალო ნამუშევარი მტყუნებამდე შეესაბამება ვაიბულის განაწილებას. ძირითადი ჰიპოთეზაა H_1 - საშუალო ნამუშევარი მტყუნებამდე არ შეესაბამება ვაიბულის განაწილებას. H_1 - საშუალო ნამუშევარი მტყუნებამდე არ შეესაბამება ვაიბულის განაწილებას. განვსაზღვროთ აღნიშნული განაწილების პარამეტრები: ფორმის კოეფიციენტი $\alpha = 1,48$ (ნახ. 33-ის ნომოგრამა), ხოლო მასშტაბი $\lambda = 2,175112$ ($\lambda = \frac{1}{\mu^2}$).



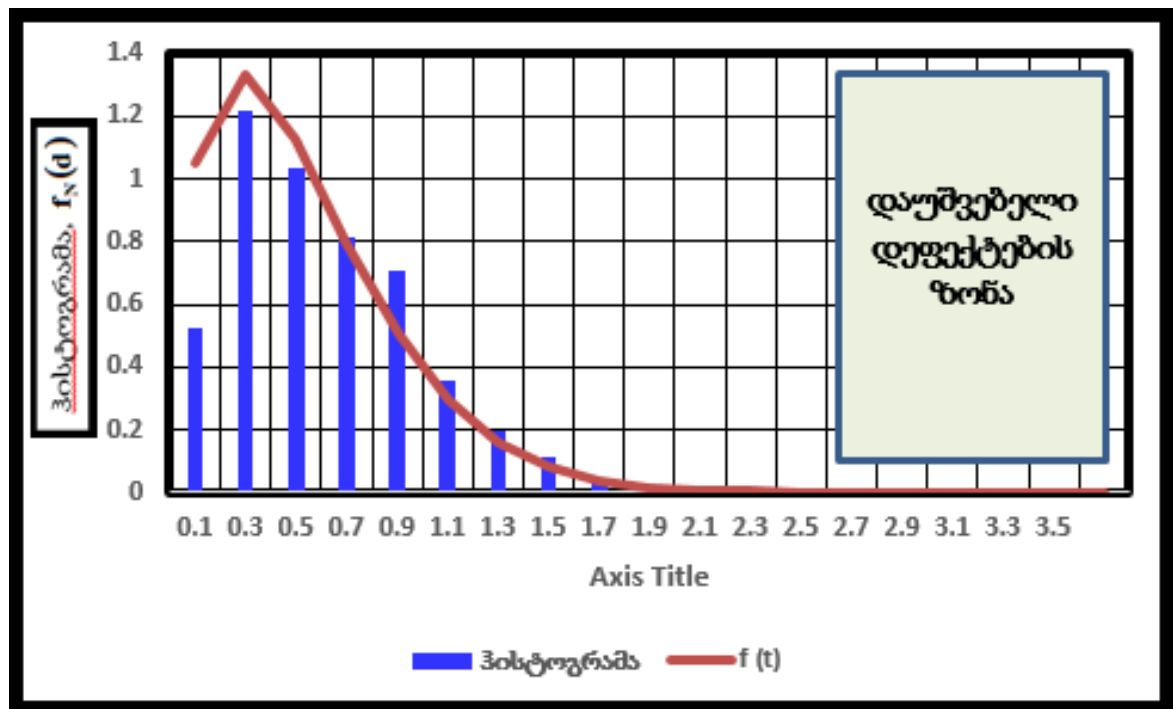
ნახ. 33. განაწილების პარამეტრის ფორმის კოეფიციენტი α -ს დადგენა (ნომოგრამა)

ამგვარად, მარტივი ჰიპოთეზა H_0 - საშუალო ნამუშევრის მტყუნებამდე ექვემდებარება ვაიბულის კანონს პარამეტრებით $\alpha = 1,48$, $\lambda = 2,175112$.

საბოლოოდ, (7)-ის თანახმად გვექნება $\alpha\lambda = 3,219166$ და ფუნქციას გააჩნია შემდეგი სახე (ნახ. 34).

$$f(d) = 3,219166 t^{0,48} e^{-2,175112 t}. \quad (8)$$

განვიხილოთ ჰიპოთეზის დადასტურება. ჰიპოთეზის დასადასტურებლად გამოვიყენოთ პირსონის თანხმობის χ^2 კრიტერიუმი, რომელიც ახასიათებს გადახრას თეორიულ წირსა და ჰისტოგრამას შორის:



ნახ. 34. ჰისტოგრამა და განაწილების სიმკვრივის ფუნქცია

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(n_i - n_{Teor})^2}{n_{Teor}}. \quad (9)$$

მივიღოთ ინტერვალების რაოდენობა 5-ზე ნაკლებად. გვექნება:

$$n_{Teor} = P_m N; \quad (10)$$

სადაც P_m არის t_i -დან t_{i+1} -მდე ინტერვალში მოხვედრის ალბათობა;

$$P_m = e^{-\lambda_i^a} - e^{-\lambda_{i+1}^a}. \quad (11)$$

χ^2 -ის გასაანგარიშებლად გვექნება შემდეგი მნიშვნელობა - 3,471931. შევადაროთ χ^2 -ის საანგარიშო მნიშვნელობა, χ^2 -თეორიულთან, კერძოდ $\chi_{\text{Teor}}^2(\mathbf{r}, \beta)$ სადაც \mathbf{r} არის თავისუფლების ხარისხი;

β - პირველი რიგის ალბათობის შეცდომა ($\beta = 0,05; 0,01$);

$\mathbf{r} = \mathbf{k} - \mathbf{s} - 1 = 6 - 1 = 5$, სადაც

\mathbf{s} არის დადებული ბმების რაოდენობა ($\mathbf{s} = 0$);

\mathbf{k} - ინტერვალების რაოდენობა.

საბოლოოდ მივიღებთ $\chi_{\text{Teor}}^2(5; 0,01) = 4,72$.

ამიტომ $3,471931 < 4,72$, რაც ნიშნავს რომ საანგარიშო χ^2 ნაკლებია χ_{Teor}^2 -ზე და ჰიპოთეზა სწორია და საბოლოოდ განაწილება ექვემდებარება ვაიბულის განაწილებას.

ფუნქცია $\mathbf{f}(\mathbf{d})$ - გამოსახულება (12) დამოკიდებულია გაზომილი დეფექტების \mathbf{N} რაოდენობაზე. იმისათვის, რომ მოხდეს გაურკვევლობის აღმოფხვრა, საჭიროა სიმკვრივის ფუნქცია გახდეს ნორმირებული, (3) გამოსახულების თანახმად:

$$P(\mathbf{a} < \mathbf{h} < \mathbf{b}) = \int_0^{\infty} \mathbf{f}(\mathbf{x}) \mathbf{d}\mathbf{x}. \quad (12)$$

ამ (12) გამოსახულების არსი შემდეგია: კოროზიული დეფექტების სიღრმის ალბათობა, დიაპაზონში $(0, \infty)$, არის ერთი.

ნორმირების შემდეგ, ფუნქცია $\mathbf{f}_N(\mathbf{d})$ -ს გააჩნია განაწილების სიმკვრივის ფუნქციის არსი (2)-ის შესაბამისად:

$$\mathbf{f}_N(\mathbf{d}) = 3,42 \mathbf{t}^{0,48} \mathbf{e}^{-2,1751\mathbf{t}^{1,48}}. \quad (13)$$

თუ ფორმულა (3)-ში მივიღებთ, რომ თუ $\mathbf{a} = \mathbf{h}$ და $\mathbf{b} = \infty$, მაშინ \mathbf{I} სიღრმის გამოსაკვლევ უბანზე, გვაქვს დეფექტები \mathbf{h} -ზე მეტი სიღრმეები.

$$P_1 = \int_h^{\infty} \mathbf{f}(\mathbf{x}) \mathbf{d}\mathbf{x}. \quad (14)$$

უსაფრთხოების კრიტერიუმის სახით შევარჩიოთ ისეთი მდგომარეობა, როდესაც მოცემული L სიგრძის ნავთობსადენისათვის (ვთქვათ $L = 1,8$ კმ), შეიქმნება თუნდაც ერთი დეფექტი 2 მმ-ზე მეტი ნარჩენი კედლის სიგრძე მეტი ვიდრე 2 მმ -ის ალბათობით P_L^* (დეფექტის დასაშვები მაქსიმალური სიღრმეა $h^* = 4$ მმ-ს). დაუშვათ, რომ უსაფრთხოების პირობიდან მიღებულია რომ $P_L^* = 0,3$. უნდა განვსაზღვროთ, თუ როდის შეიქმნება უსაფრთხო მდგომარეობის დადგენის დროის მომენტი იმ შემთხვევაში, რომ ნავთობსადენის ექსპლუატაციის ვადაა $T = 7$ წელი.

ამოცანა ამოვხსნათ შემდეგი დებულების მიხედვით:

1) ჩავთვალოთ, რომ ნავთობსადენი ერთგვაროვანია, ე.ი. დეფექტების განაწილების ფუნქციები ერთნაირია ყველა უბნებზე (დაახლოებით მსგავსია ერდგოდიული პროცესის) [29].

2) გამოკვლევის უბნის l სიგრძეზე იქნება ერთი მაინც დაუშვებელი დეფექტი; აღვნიშნოთ იგი P_1 . მაშინ ალბათობა იმის, რომ მოცემულ უბანზე არ იქნება არც ერთი დაუშვებელი $(1 - P_1)$ ალბათობა;

3) L სიგრძის ნავთობსადენს გააჩნია m უბანი სიგრძით l (მოცემულ კონკრეტულ შემთხვევაში $m = L/l = 1800/76,5 \approx 24$). რადგანაც დეფექტების განვითარება ყველა m უბანზე დამოუკიდებელია ერთმანეთისაგან (დამოუკიდებელი ხდომილებები), ამიტომ ალბათობა იმისა, რომ L სიგრძის ნავთობსადენისათვის არ იქნება არც ერთი დაუშვებელი დეფექტი, ამიტომ ალბათობა განისაზღვრავს შემდეგს: $(1 - P_1)^m$. თუ ნავთობსადენი სრულად გამოკვლეულია, მაშინ $l = L$; $m = 1$;

4) ალბათობა იმის, რომ L სიგრძის ნავთობსადენისათვის შეიქმნება თუნდაც ერთი დაუშვებელი დეფექტი და ტოლია:

$$P_L = 1 - (1 - P_1)^m. \quad (15)$$

5) ამოცანის პირობებიდან გამომდინარე, ექსპლუატაციის T^* კრიტიკულ დროში, ალბათობა P_L მიაღწევს ზღვრულ ალბათობის სიდიდეს

P_L^* (ჩვენ შემთხვევაში მიღებულია $P_L^* = 0,1$). ამ დროს ალბათობა p_1 ასევე მიაღწევს ზღვრულ სიდიდეს p_1^* , რომელიც დაკავშირებულია P_L^* -თან შემდეგნაირად:

$$p_1^* = 1 - \sqrt[3]{1 - P_L^*}. \quad (16)$$

ამიტომ ჩვენს შემთხვევაში გვექნება:

$$p_1^* = 1 - \sqrt[3]{1 - P_L^*} = 1 - \sqrt[3]{1 - 0,1} = 1 - \sqrt[3]{0,9} = 1 - 0,99562 = 0,00438;$$

6) შემდეგი ეტაპი მდგომარეობს იმაში, რომ უნდა განისაზღვროს თუ რა დროში მიაღწევს სიდიდე p_1 -თვის, სადაც $P_L^* = 0,00438$.

ფორმულებიდან (13) და (14)-დან გვაქვს, რომ მოცემული მომენტისათვის ალბათობა $P_L^* = 0,00438$ შეესაბამება დეფექტის სიღრმე $h = 1,53$ მმ-ს, ე.ი. ალბათობას დეფექტის სიღრმის 1,53 მმ -ზე მეტისათვის, გვექნება ალბათობა 0,00438.

შევაფასოთ დრო T^*

$$\left\{ \begin{array}{l} v = \frac{h}{T} = \frac{h^* - h}{T^*}; \\ T^* = T \frac{h^* - h}{h} = 7 \frac{4 - 1,53}{1,53} = 11,3. \end{array} \right. \quad (17)$$

მიღებული ნაშრომი გამოყენებულია ისეთი გამოყენების სფეროში, რომლებიც წარმოადგენს ენერგეტიკულ ობიექტებს, კერძოდ მაგისტრალური ნავთობ და გაზსადენები.

ამგვარად, კონკრეტული მაგალითის კვლევის შედეგად, შეიძლება დავადგინოთ შემდეგი დასკვნები:

მოცემული ნავთობსადენის 1 კმ-ზე 11,3 წლის შემდეგ, 4 მმ ერთი-ერთი მაინც სიღრმის დეფექტის შექმნისას, გვექნება ალბათობა - 0,3.

საიმედოობის მოცემული ნავთობსადენის ალბათობა 0,3, შემცირდება კრიტიკულ დონემდე 11,3 წლის მომენტისათვის.

საიმედოობის მოცემული ნავთობსადენის ზღვრული მდგომარეობის ალბათობა 0,3-თვის მოხდება დაახლოებით 11 წლის შემდეგ [30].

აუცილებლობისას შეიძლება მოხდეს ცხრილის შედგენა ან აიგება T^* ნარჩენი რესურსის დამოკიდებულების გრაფიკი, მოცემული საჭირო საიმედოობების შესაბამისად (ალბათობები P_L^*).

მოცემული ალგორითმი შეიძლება გამოყენებულ იქნას ნავთობსადენის მდგომარეობის საიმედოობის პროგნოზირება სხვა მახასიათებლებით, მაგალითად საიზოლაციო დაფარვის გარდამავალი წინააღმდეგობისათვის.

თავი 4. ნავთობსადენში სითხის ნაკადის მათემატიკური მოდელის დადგენა

4.1. ნავთობსადენში სითხის ნაკადის სტაციონარული მათემატიკური მოდელის დადგენა

ნავთობსადენში სითხის ნაკადის მოძრაობა გამოწვეულია სიმძიმისა და წნევის ძალებით, რეზერვუარების დონეების გამო და ტურბომექანიზმებით.

სითხეების ტექნოლოგიური ნაკადები შემოსაზღვრულია რეზერვუარებით, ნავთობსადენების ტექნოლოგიური მექანიზმებით და ჩამკეტი არმატურით.

ურთიერთკავშირი მოქმედები ძალებისა და სითხეების მოძრაობის ხასიათით განისაზღვრება სითხეების თვისებით, ტურბომექანიზმების და არმატურის მახასიათებლებით.

ზოგადად, სითხის მოძრაობის მიზეზია წნევის ძალები, ხოლო მოძრაობა წარმოადგენს შედეგს. ამიტომ მატერიალური ნაკადის მოძრაობა წარმოადგენს როგორც მიზეზს, ასევე შედეგს.

ამგვარად, ეს გარემოება გვეუბნება, რომ ნაკადი და ნაკადის წყაროები დაკავშირებულია ერთმანეთთან და მათი რეგულირების დამოუკიდებლობა - შეუძლებელია. ამავე დროს ცნობილია, რომ მილები, საკეტები, სარქველები, საკვალთეები და სხვა მოწყობილობა ქმნის ნაკადის წინააღმდეგობას. ეს სიდიდეები დაკავშირებულია ერთმანეთთან და ვიხილავთ მხოლოდ დამყარებულ მოძრაობას. სიმარტივისათვის, ჯერ ჩავთვალოთ, რომ წნევის წყაროს წარმოადგენს რეზერვუარში მყოფი სითხის სვეტის სიმძიმის ძალა, ხოლო შემდეგ წყაროდ ჩაითვლება ტურბომექანიზმები.

მილსადენში სითხის ნაკადის დამყარებული რეჟიმის მათემატიკურ მოდელს წარმოადგენს ხარჯის (მწარმოებლობის) დამოკიდებულებას

ნავთობსადენის პარამეტრების და შემაშფოთებელი ზემოქმედებების დამყარებული რეჟიმისათვის. ე.ი. ამ დროს გამოსასვლელი ცვლადების სიდიდეები დროში უცვლელია.

აღნიშნავთ, რომ ნებისმიერი ობიექტის მათემატიკური მოდელი დაუმყარებული რეჟიმისას, წარმოადგენს მართვასა და შეშფოთებებს, რის შემდეგაც შესასვლელი ფაქტორები იცვლება დროში. თუ ცნობილია დაუმყარებული მოდელი, მაშინ მართვის თეორიის პოზიციიდან შეიძლება შევექმნათ მართვის მოწყობილობა.

საყოველთაოდ მიღებულია დაუმყარებული მათემატიკური მოდელის მიღება, ხოლო შემდეგ, როგორც კერძო შემთხვევა, შეიძლება მივიღოთ მათემატიკური დამყარებული მოდელი.

მაგრამ, ისეთი ობიექტის მართვა, რომელიც წარმოადგენს მაგისტრალური ნავთობსადენის მწარმოებლობას - მეტად რთულია. ამიტომ, ფიზიკური არსისაგან გამომდინარე, ამ ეტაპზე უფრო მარტივია დამყარებული მათემატიკური მოდელის მიღება.

მარტივი ნავთობსადენისათვის მათემატიკური დამყარებული მოდელი შეიძლება ჩაიწეროს, შემდეგნაირად:

$$Q = f(H, \mu, y)$$

სადაც Q არის ნავთობსადენის მწარმოებლობა;

μ - ნავთობსადენის პარამეტრები;

y - არმატურის მარეგულირებელი ორგანოების მდგომარეობა.

ნავთობსადენის პარამეტრებად ჩაითვლება მისი სიგრძე, შიგა დიამეტრი. მილის კედლის მასალა, მოხვეულობები, ადგილობრივი შევიწროვებები და ა.შ. ნავთობსადენის არმატურისათვის მიღებულია მისი ხარჯის მახასიათებელი, წინააღმდეგობების კოეფიციენტები ღია მდგომარეობაში და სხვა.

დამყარებული პროცესებისას გვაქვს ძირითადი ფორმულა, რომელიც აკავშირებს დაწნევის დანაკარგს ΔH , პა, მილის კვეთში საშუალო სიჩქარეს v , მ/წმ-ით და სამართლიანია დარსის ფორმულა [31-33].

$$\Delta H = \zeta \frac{\gamma v^2}{2g}, \quad (18)$$

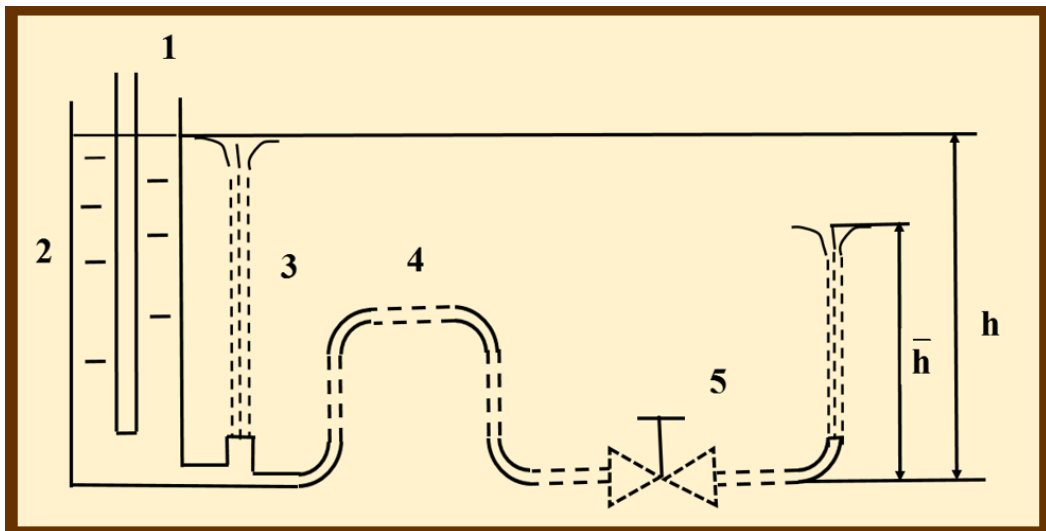
სადაც ζ არის ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობის კოეფიციენტი;

γ - სითხის კუთრი წონა, ნ/მ³;

g - სიმძიმის ძალის აჩქარება, მ/წმ².

დამყარებული განტოლების მისაღებად გამოვიყენოთ შემდეგი აზრობრივი ექსპერიმენტი.

ვთქვათ გვაქვს ვერტიკალური კედლების მქონე რეზერვუარი, რომლის სითხის სარკე უსასრულოა (ნახ. 35), ხოლო რეზერვუარის სიმაღლეა h .



ნახ. 35. სტატიკაში მათემატიკური მოდელის ინტერპრეტაცია

წარმოვიდგინოთ, რომ რეზერვუარის ფსკერთან პარალელურად გამოდის მილაკი (2), რომელიც ერთდება რეზერვუარის ფსკერთან, ხოლო რეზერვუარი და მილაკი დაკავშირებულია ატმოსფეროსთან. ამიტომ სითხის დონე მილაკში გვაქვს იგივე h -ის ტოლი. თუ ასევე მილაკს (3) გადავჭრით და სითხეს გამოდინების საშუალება ექნება, მაშინ დავინახავთ შადრევანს. რადგანაც მიღებულია, რომ სითხე იდეალურია (ხახუნის სითხის ფენებს შორის მოძრაობის დროს არ გვაქვს), მაშინ ხახუნის უგულვებელყოფისას დგება საკითხი - როგორია შადრევანის სიმაღლე.

ასეთი ვარაუდისას, შადრევანის სიმაღლემ ასევე უნდა მიაღწიოს h -ს. ცხადია, რომ ეს გარკვეული იდეალიზაციაა და რეალური სიმაღლე, სხვადასხვა ფაქტორების გათვალისწინებით, იქნება შედარებით ნაკლები, მაგრამ, ასეთი ვარაუდი საშუალებას მოგვცემს, რომ ვიპოვოთ ხვრეტიდან სითხის გამოდინების სიჩქარე. შემდგომში, სითხის ვერტიკალური მოძრაობისას მოქმედი სიმძიმის ძალა იწვევს სიჩქარის შემცირებას და სიჩქარე ხდება ნული, თუ გვაქვს სიმაღლე h . სითხის მაქსიმალური სიჩქარის განსაზღვრისათვის, გამოვიყენოთ ფიზიკის მექანიკური კანონები, კერძოდ თანაბრად აჩქარებული მოძრაობა.

$$\begin{cases} h = V_H t - \frac{gt^2}{2}; \\ V_K = V_H - gt. \end{cases} \quad (19)$$

სადაც h არის სითხის სვეტის (შადრევანის) სიმაღლე;

V_H - სითხის მილიდან გამოდინების სიჩქარე;

t - სითხის ელემენტარული მოცულობის ასვლის დრო;

V_K - სითხის ელემენტარული მოცულობის სიჩქარის მიღწევა h სიმაღლეზე.

რადგანაც $V_K = 0$, ამიტომ გამომდინარეობს რომ $V_H = gt$. საბოლოოდ

(19)-დან მივიღებთ:

$$\begin{cases} h = gt^2 - \frac{gt^2}{2}; \\ t = \sqrt{\frac{2h}{g}}; \\ V_H = \sqrt{2gh}. \end{cases} \quad (20)$$

ჩავთვალოთ, რომ $V_H = V$, ამიტომ $V = \sqrt{2gh}$ და $V^2 = 2gh$.

გავაგრძელოთ იგივე აზრობრივი ექსპერიმენტი. ჩავთვალოთ, რომ რეზერვუარის ფსკერისაგან გამოდის საკმაოდ გრძელი მილაკი, რომლის ბოლოზე კვლავ გვაქვს შადრევანი. მილის გაგრძელებისას, მისი სიმაღლე მცირდება. მაშინ შეიძლება ფორმულა ჩავწეროთ შემდეგი სახით:

$$V^2[1 + \xi + \dots] = 2gh, \quad (21)$$

სადაც ξ არის სითხისა და მილს შორის ხახუნის კოეფიციენტი.

თუ ნახ. 35-ის მიხედვით მილის გასწვრივ მოწყობილია დამატებითი წინააღმდეგობები (მუხლები, მარეგულირებელი ორგანო და ონკანები), მაშინ განტოლება (21)-ის თანახმად გვემატება დამატებითი შემადგენლები:

$$V^2 \left[1 + \xi_x + \sum \zeta_c + \zeta_0(\bar{y}) \right] = 2gh, \quad (22)$$

სადაც $\xi_x = \lambda \frac{L}{D}$ არის იგივე სითხესა და მილს შორის ხახუნის კოეფიციენტი.

λ - 1 მ სიგრძის 1 მ დიამეტრის მქონე მილის ჰიდრავლიკური კუთრი კოეფიციენტი;

L და D - შესაბამისად მილის სიგრძე და დიამეტრი;

$\sum \zeta_c$ - ადგილობრივი წინააღმდეგობის ჯამური კოეფიციენტი;

$\zeta_0(\bar{y})$ - ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობის კოეფიციენტი;

$0 \leq \bar{y} \leq 1$ - მარეგულირებელი ორგანოს ფარდობითი მდგომარეობა (0- ჩაკეტილია, 1 - სრულად ღია).

ზემოთ მოყვანილი (22) განტოლების სამართლიანობის დასადაგენად, უფრო დაწვრილებით განვიხილოთ მილსადენში სითხის მოძრაობის ხასიათი.

თუ გვაქვს ლამინარული რეჟიმი $Re < Re_{kr}$, მაშინ დანაკარგები წრფივად დამოკიდებულია სიჩქარეზე. ხოლო, თუ $Re > Re_{kr}$ და გვაქვს ტურბულენტური მოძრაობა, მაშინ დანაკარგები კვადრატულადაა დამოკიდებული სიჩქარეზე. აქ Re არის რეინოლდსის რიცხვი, დიამეტრის მიხედვით. Re_{kr} - კრიტიკული რეინოლდსის რიცხვია.

ლითონის მილებისათვის, ლიტერატურაში მიღებულია ნაკლებად კრიტიკული რიცხვების განსხვავება (2000-დან 2320-მდე). ჩავთვალოთ მარაგით [34] $Re_{kr} = 2320$. Re_{kr} -ს მრგვალი მილებისათვის ჩათვლილია, რომ

$$Re = \frac{VD}{\nu}, \quad (23)$$

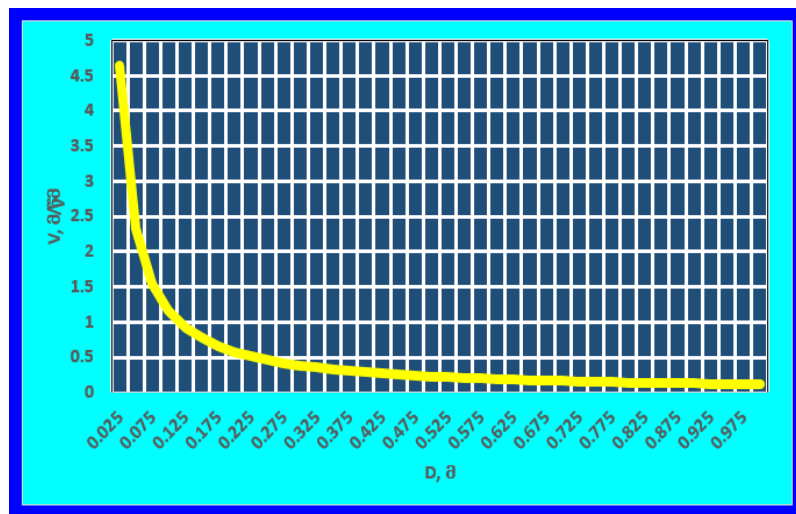
სადაც V არის მილსადენში სითხის მოძრაობის საშუალო სიჩქარე (მ/წმ);

D - შიგა დიამეტრი, მ;

v - სიბლანტის კინემატიკური კოეფიციენტი (მ²/წმ).

ხშირ შემთხვევაში, სამრეწველო ნავთობსადენში სითხის მოძრაობას გააჩნია ტურბულენტური მოძრაობა და მათი რეინოლდსის რიცხვები დაახლოებით რამდენიმე რიგით მეტია კრიტიკულთან შედარებით. აღვნიშნავთ, რომ თუ ხდება მაზუთის ტრანსპორტირება, მაშინ გვაქვს ლამინარული რეჟიმი და გვაქვს ე. წ. ცოცვადი მოძრაობა.

ვნახოთ, რომ სხვადასხვა დიამეტრების მიღებისათვის, შეიძლება განისაზღვროს სიჩქარის ზღვრული სიდიდეები. მაგალითად, თუ ვიხილავთ, რომ $t = 18^{\circ}\text{C}$, $v \approx 50$ სსტ = $5 \cdot 10^{-6}$ მ²/წმ, $Re_{kr} = 2320$ და საბოლოოდ $v = \frac{0,116}{D}$. დიამეტრის დიაპაზონისათვის $D = 0,025 \div 1,0$ მ (ნახ. 36).



ნახ. 36. სიჩქარის ზღვრული სიდიდეების გრაფიკი

თუ ჩავთვლით, რომ სითხის ფაქტიური სიჩქარეების გათვალისწინებით ვიხილავთ მხოლოდ ტურბულენტურ რეჟიმს, ამიტომ, მიღებულია დამოკიდებულება (22). თუ გავამრავლებთ (22)-ის მარცხენა და მარჯვენა მხარეებზე γ -ზე და მოვახდენთ გარკვეულ გარდაქმნებს, მივიღებთ:

$$\gamma h = \left[1 + \lambda \frac{L}{D} + \sum \zeta_c + \zeta(\bar{y}) \right] \frac{\gamma V^2}{2g}. \quad (24)$$

რადგანაც, (24)-ში გვაქვს განზომილება მნ/მ³=ნ/მ², ამიტომ **h** სიმაღლის სვეტის წნევა გარდაიქმნება ასეთნაირად:

$$\mathbf{H} = \left[1 + \lambda \frac{L}{D} + \sum \zeta_c + \zeta(\bar{y}) \right] \frac{\gamma V^2}{2g}. \quad (25)$$

მოხერხებულია (25)-ში გადავიდეთ მოცულობით ხარჯზე და წარმოვიდგინოთ როგორც

$$\mathbf{H} = \left[1 + \lambda \frac{L}{D} + \sum \zeta_c + \zeta(\bar{y}) \right] \frac{\gamma Q^2}{2g\omega^2}, \quad (26)$$

სადაც **ω** არის მილსადენის ცოცხალი კვეთის ფართობი.

განტოლება (26)-ში, კვადრატულ ფრჩხილებში მოთავსებული გამოსახულება გამრავლებული $\frac{\gamma Q^2}{2g\omega^2}$ -ზე, შეესაბამება წნევას. ამიტომ, (26)

შესაძლებელია მივიღოთ გამოსახულების შემდეგი სახე:

$$\mathbf{H} = \Delta H_v + \Delta H_T + \Delta H_c + \Delta H_a; \quad (27)$$

სადაც **H** არის **h** სიმაღლის სვეტის დაწნევა (წნევა ნავთობსადენის შესასვლელზე);

$$\Delta H_v = \frac{\gamma Q^2}{2g\omega^2} - \text{შექმნილი სიჩქარითი დაწნევის დახარჯული დაწნევის}$$

ნაწილი;

$$\Delta H_T = \lambda \frac{L}{D} \frac{\gamma Q^2}{2g\omega^2} - \text{დაწნევის ნაწილი, რომელიც მოდის ნავთობსადენის}$$

კედლებზე ხახუნზე;

$$\Delta H_c = \sum \zeta_c \frac{\gamma Q^2}{2g\omega^2} - \text{ნავთობსადენში ადგილობრივ წინააღმდეგობზე}$$

მოსული დაწნევის ნაწილი;

$$\Delta H_a = \zeta(\bar{y}) \frac{\gamma Q^2}{2g\omega^2} - \text{არმატურაში ადგილობრივ წინააღმდეგობაზე მოსული}$$

დაწნევის ნაწილი.

აღნიშნული ჩამონათვალის შემადგენელები (27)-ში მხოლოდ „სასარგებლო“ და ქმნის სიჩქარით დაწნევას. ამ ფორმულაში შემადგენელი გვიჩვენებს შადრევანის სიმაღლეს მილის ბოლოში. ცხადია, რომ თუ მარეგულირებელი მოწყობილობა სრულად გახსნილია, მაშინ შადრევანის სიმაღლე არსებითად მეტია საწყისზე $h_{\phi} \ll h$ (ნახ. 35). (26) მათემატიკური მოდელის შექმნისას მიღებულია შემდეგი დაშვებები:

- სითხე უკუმშვადია;
- მილსადენი და არმატურა არა დრეკადია;
- მილსადენი ჰორიზონტალურია;
- სითხე ნავთობსადენიდან გამოდის თავისუფლად.

თუ ბოლო ორი დაშვება ირღვევა, მაგალითად ნავთობსადენის ბოლოში ნიშნული მეტია დასაწყისთან შედარებით, ან სითხე შედის სხვა რეზერვუარში, რომელსაც გააჩნია სითხის გარკვეული დონე, მაშინ (27)-ის მარჯვენა ნაწილში იქმნება ახალი შემადგენელი ΔH - სტატიკური. სიმარტივისათვის გამოვიყენოთ (27), გავამრავლოთ მარცხენა და მარჯვენა მხარეები Q -ზე, მაშინ ნამრავლის განზომილება გვექნება $[H \cdot Q] = (h/m^2) \cdot (m^3/წმ) = h \cdot m/წმ$, რაც შეესაბამება სიმძლავრის განზომილებას.

მაშინ, მარჯვენა მხარის შემადგენელები შეიძლება ინტერპრეტირდეს, როგორც ნავთობსადენში სითხის ტრანსპორტირებისათვის დახარჯული საერთო სიმძლავრე.

ამ შემთხვევაში (27) ჩავწეროთ შემდეგი სახით:

$$N = \Delta N_v + \Delta N_T + \Delta N_c + \Delta N_a, \quad (28)$$

სადაც ΔN_v არის სიმძლავრის ნაწილი, რომელიც უზრუნველყოფს სითხის სიჩქარით მოძრაობას, ანუ სასარგებლო სიმძლავრე;

ΔN_T - სიმძლავრის ნაწილი, რომელიც იხარჯება ნავთობსადენის კედლებზე ხახუნზე;

ΔN_c - სიმძლავრის ნაწილი, რომელიც იხარჯება ნავთობსადენში ადგილობრივ წინააღმდეგობაზე;

ΔN_a - სიმძლავრის ნაწილი, რომელიც იხარჯება არმატურაში ადგილობრივ წინააღმდეგობაზე.

ბოლოს, განვიხილოთ (26)-ში კვადრატულ ფრჩხილებში მყოფი გამოსახულება. კედლებზე ხახუნი განისაზღვრება შიგა ზედაპირით, სიგრძითა და დიამეტრით. მაგალითად, ფოლადის მილებისათვის [33,34] $\lambda = 0,01 \div 0,03$. ერთერთ ნაშრომში მიღებულია წინააღმდეგობის დამოკიდებულება შემდეგი სახით:

$$\lambda = \left[1,14 + 21g \left(\frac{D}{\Delta} \right) \right]^{-2}, \quad (29)$$

სადაც $\bar{\Delta}$ არის მილის შიდა ზედაპირის ექვივალენტური ხორკლიანობა.

უნაკერო მილებისათვის $\bar{\Delta} = (0,18 \div 0,22)$ მმ, ხოლო შენადული მილებისათვის $\bar{\Delta} = 0,3$ მმ.

თუ ამ ფორმულაში შევიტანთ დიამეტრების მნიშვნელობებს $D = (0,025 \div 1,0)$ მ, გვაძლევს $\lambda = 0,035 \div 0,01$. ამიტომ რეკომენდირებულია [35]-ის მიხედვით.

კოეფიციენტი $\sum \zeta_c$ დამოკიდებულია ადგილობრივი წინააღმდეგობების რაოდენობაზე. მაგალითად [34]-ში მოყვანილია გაანგარიშების მეთოდიკა. კერძოდ, თვითეული მოხვეულობის 90° -ის მიხედვით, $\sum \zeta_c$ -ს ემატება 0,1. რეგულირების მიხედვით საინტერესოა კოეფიციენტი $\zeta_a(\bar{y})$, რომელიც განსაზღვრავს საკეტის მდებარეობას. თუ $\bar{y} = 0$, ე. ი. მარეგულირებელი ორგანო სრულად დაკეტილია, თუ $\zeta(\bar{y}) = \zeta(0) = \infty$ და მწარმოებლობა ნულია. თუ $\bar{y} = 1$, მაშინ მარეგულირებელი ორგანო სრულად ღიაა და $\zeta_a(1)$ კოეფიციენტი - მინიმალურია. საკვალთისათვის ღია მდგომარეობაში $\zeta_a(1) = 0,1 \div 6,32$ ხოლო სარქველისათვის $\zeta_a(1) = 3 \div 15$ [34].

მარეგულირებელი ორგანოს გადაადგილების $\zeta_a(\bar{y})$ -ს ცვლილება განისაზღვრება შესაბამისი არმატურის „შიგა“ მახასიათებლებით. ეს მახასიათებლები შეიძლება იყოს წრფივი, პარაბოლური ან

თანაბარპროცენტიანი. ყველაზე ხშირად გავრცელებულია წრფივი, სადაც ამ სიდიდის წინააღმდეგობის კოეფიციენტი [34] გაანგარიშდება თანაფარდობებით:

$$\zeta_a = \left(\frac{\omega_y}{\mu \omega} \right)^2 \text{ ან } \zeta_a = \left(\frac{5,04 \omega_y}{G_y} \right)^2, \quad (30)$$

სადაც ω_y არის მარეგულირებელი ორგანოს სრული ღია ფართობი;

μ - ღია მარეგულირებელი ორგანოს სრული ხარჯის კოეფიციენტი;

ω - ღია კვეთის ფაქტიური ფართობი;

G_y - სრულად ღია არმატურის პირობითი წონითი გამტარუნარიანობა, 0,098 მპა (1 ატმ) წნევის ვარდნილისათვის;

სამწუხაროდ ეს თანაფარდობები მდგომარეობს იმაში, რომ არ გვაქვს მარეგულირებელი ორგანოს ამ ζ_a სიდიდის დამოკიდებულება ცხადი სახით. იმისათვის, რომ უნდა გამოვიყენოთ ეს დამოკიდებულება ისეთი გარემოებით, რომ (26)-ში წნევის ნაწილის ვარდნილი მარეგულირებელი (\bar{y}) ორგანოსათვის ტოლია:

$$\Delta H = \zeta_a(\bar{y}) \frac{\gamma Q^2}{2g\omega_{Pir}^2}. \quad (31)$$

თუ $\bar{y} = 1$ მარეგულირებელი ორგანოს გაღების ხარისხი უდიდესია, მაშინ წინააღმდეგობის კოეფიციენტი $\zeta_a(1)$ - უმცირესია.

ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობის კოეფიციენტი ამ პირობებში გვაქვს:

$$\zeta(\bar{y} = 1) = \frac{\Delta p_a 2g\omega_{Pir}^2}{\gamma Q_{Pir}^2}. \quad (32)$$

თუ ამ ფორმულაში შევიტანთ შესაბამის სიდიდეებს განზომილების გათვალისწინებით, გვექნება;

$$\zeta_a(1) = \frac{0,098 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \cdot 2 \cdot 9,8 \cdot \frac{m}{sec^2} \omega_{Pir}^2 m^4}{9800 \frac{N}{m^3} \cdot Q_{Pir}^2 \frac{m^6}{sec^2}} = \frac{20g\omega_{Pir}^2}{Q_{Pir}^2}. \quad (33)$$

მარეგულირებელი ორგანოს საშუალოდ $0 \leq \bar{y} \leq 1$ მდგომარეობისას, თანაფარდობა (33) მიიღებს შემდეგ სახეს:

$$\zeta_a(y) = \frac{20g\omega_{\text{Pir}}^2}{Q^2}. \quad (34)$$

მაგრამ, ხარჯის წრფივი მახასიათებელი გალების ფარდობითი ფართობისათვის $\frac{\omega}{\omega_{\text{Pir}}} = \bar{y}$, ხოლო $Q = Q_{\text{Pir}} \frac{\omega}{\omega_{\text{Pir}}} = Q_{\text{Pir}} \bar{y}$.

მაშინ, ასეთი გამოსახულება მიიღებს შემდეგ სახეს:

$$\zeta_a(\bar{y}) = \frac{20g\omega_{\text{Pir}}^2}{(Q_{\text{Pir}} \bar{y})^2}. \quad (35)$$

აქედან ჩანს, რომ მარეგულირებელი ორგანოს საკეტის გადაადგილებისას შეიძლება შეიცვალოს არმატურის და სრული ნავთობსადენის ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობის კოეფიციენტი.

4.2. მაგისტრალური ნავთობსადენის სითხის ხარჯის სტატიკაში მათემატიკური მოდელის ანალიზი

ზევით მიღებული მათემატიკური მოდელი (26) და ამ საფუძველზე მიღებული თანაფარდობები (28) და (35) გვამღებს მარეგულირებელი მახასიათებლების მიღების საშუალებას, მილსადენის მწარმოებლობის და ენერგეტიკული მახასიათებლების მართვის შესაძლებლობას.

პირველ რიგში საინტერესოა სტატიკური მახასიათებლის მართვა - დამოკიდებულება გამოსასვლელ სიდიდესა და მართვადი ზემოქმედებისა, ანუ ხარჯის მახასიათებელი [36]. (26)-დან შეიძლება მივიღოთ:

$$Q = \sqrt{\frac{2gH\omega_{\text{Pir}}^2}{\left[1 + \lambda \frac{L}{D_{\text{Pir}}} + \sum \zeta_c + \zeta_a(\bar{y})\right] \gamma}}. \quad (36)$$

ფორმულაში თუ შევიტანთ $\zeta_a(\bar{y})$ -ს მნიშვნელობას (35)-დან მივიღებთ:

$$Q = \sqrt{\frac{2gH\omega_{Pir}^2}{\left[1 + \lambda \frac{L}{D_{Pir}} + \sum \zeta_c + \frac{20g\omega_{Pir}^2}{(Q_{Pir} \bar{y})^2}\right] \gamma}} \quad (37)$$

ბოლო გამოსახულებიდან, არსებობს გამოსასვლელი სიდიდის მართვის ორი ხერხი:

- დროსელირება - ეს არის მარეგულირებელი ორგანოს საკეტის გადაადგილება; \bar{y} -ის ცლილებისას ნულიდან ერთამდე (ჩაკეტილი მდებარეობიდან - სრულ ღიამდე) კოეფიციენტი $\xi_a(\bar{y})$ იცვლება ზღვრებში $\infty \leq \xi_a(\bar{y}) \leq \xi_{a \max}$; შესაბამისად მწარმოებლობა იზრდება ნულიდან მაქიმალურამდე (ნომინალურისას). ამ დროს მხედველობაში მიღებულია, რომ დაწნევა გამოსასვლელში არ იცვლება, ან იცვლება დაწნევის წყაროს თვისებებით ტექნოლოგიურ ზღვრებში;
- წნევის (დაწნევის) ცვლილების მეთოდი, რომლის დროსაც მილსადენს გააჩნია სრულად ღია ჩამკეტი და მარეგულირებელი არმატურა. წნევის წყაროები შეიძლება იყოს სხვადასხვა, მაგალითად, დონეები ტევადობებში და ა.შ.

განვიხილოთ მილსადენის ხარჯის მახასიათებლები, როგორც მართვის ობიექტი, დროსელირების გამოყენებით. მიუხედავად იმისა, რომ „შიგა“ მახასიათებელი განიხილება არმატურის წრფივად, თუმცა ხარჯის მახასიათებელი - არაწრფივია. ვაჩვენოთ ეს (37)-ის გამოყენებით. აღვნიშნოთ:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sqrt{qgH\omega_{Pir}^2} = a; \\ \left[1 + \lambda \frac{L}{D_{Pir}} + \sum \xi_c\right] \gamma = b; \\ \frac{20g\omega_{Pir}^2}{Q_{Pir}^2} = d. \end{array} \right. \quad (38)$$

გარკვეული გარდაქმნების შემდეგ, (37)-ის ნაცვლად მივიღებთ ხარჯის მახასიათებელს:

$$Q = \frac{d\bar{y}}{\sqrt{(b\bar{y} + d)^3}} \quad (39)$$

სარქველის გამაძლიერებელი კოეფიციენტი $k = \frac{dQ}{d\bar{y}}$, სხვადასხვა მნიშვნელობისას, \bar{y} აღარ არის მუდმივი. თუ ჩავატარებთ დიფერენცირებას (39)-თვის \bar{y} -ის მიხედვით, მივიღებთ:

$$k = \frac{ad}{\sqrt{(b\bar{y} + d)^3}} \quad (40)$$

ბოლო თანაფარდობიდან ჩანს, რომ გამაძლიერების კოეფიციენტი წარმოადგენს სარქველის მდებარეობის და შიგა წნევის ფუნქციას; თუ ბოლო სიდიდე უცვლელია, მაშინ გამაძლიერებლის კოეფიციენტი მცირდება სარქველის გაღების ზრდის ხარისხით. ეს მეტად თვალსაჩინოა, რაც ჩანს რეალური სისტემის ხარჯის მახასიათებლების გრაფიკებზე.

განვიხილოთ მაგალითად სისტემის ილუსტრაცია: ორ უნაგირიანი სარქველი $D_{pir} = 25$ მმ, $L = 50$ მ, $\lambda \frac{L}{D_{pir}} = 20$, $\sum \xi = 0$, $Q_{pir} = 8,0$, წნევა მილსადენის შესასვლელზე 0,098 მპა.

ცხრილი 13. \bar{y} , $\xi_a(\bar{y})$, Q და k/k_0 -ის მნიშვნელობები

\bar{y}	$\xi_a(\bar{y})$	$Q \cdot 10^{-4}$ მ ³ /წმ	k/k_0
0	∞	0	1
0.1	957.5	2.176	0.969
0.2	239.4	4.22	0.894
0.3	106.4	6.04	0.764
0.4	59.84	7.589	0.64
0.5	38.3	8.87	0.524
0.6	26.59	9.907	0.423
0.7	19.54	10.74	0.339
0.8	14.96	11.41	0.273
0.9	11.82	11.95	0.22
1	9.57	12.39	0.179

ცხრილ 13-ში ნაჩვენებია სარქველის ჰიდრავლიკური წინაღობის კოეფიციენტის, ხარჯის და მილსადენის ხარჯის მახასიათებლის გამაძლიერების კოეფიციენტის სიდიდეები. კერძოდ, როდესაც $\bar{y} = 0$, $k = 1$, ხოლო დანარჩენი მნიშვნელობები მოყვანილია მის მიმართ. ამ ცხრილის შესაბამისად აგებული გრაფიკი მოყვანილია ნახ. 37-ზე.

4.3. მაგისტრალური ნავთობსადენის Q – H მახასიათებლების ცნებები

მეტად მნიშვნელოვანია ნავთობსადენის მახასიათებელი - დამოკიდებულება ხარჯს, წნევასა და მარეგულირებელი ორგანოს მდებარეობას შორის.

მოცემული გვაქვს თანაფარდობა:

$$H = \rho gh, \quad (41)$$

სადაც h - სითხის სეტის სიმაღლე, მ;

ρ - სითხის სიმკვრივე, კგ/მ³.

ამიტომ (41) შესაძლებელია სხვანაირად ჩავწეროთ:

$$H = \gamma h, \quad (42)$$

სადაც γ არის კუთრი წონა, ნ/მ³.

ნავთობსადენის Q – H მახასიათებლის მისაღებად გამოიყენება (27) მათემატიკური მოდელი და Q – H მილსადენის მახასიათებელი, რომლებსაც დავარქვათ შემდეგი ფუნქციები:

$$H = f(Q, \bar{y}) \text{ ან } Q = f(H, \bar{y}). \quad (43)$$

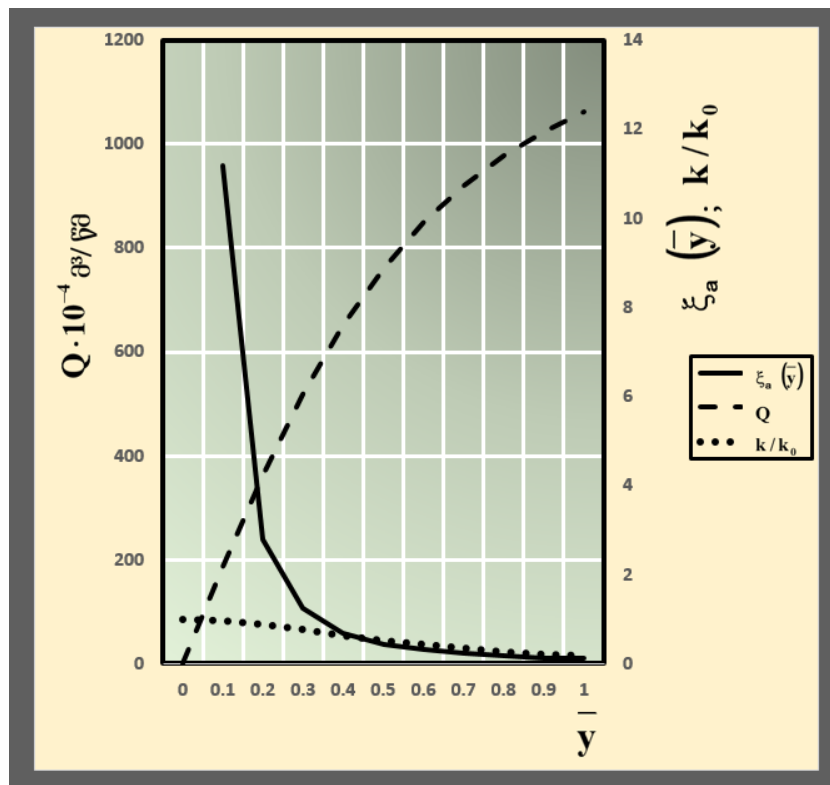
მახასიათებლები (27), რომლებიც მიღებულია $\bar{y} = 1$, და მათ დავარქვათ ბუნებრივი Q – H მახასიათებლები, ხოლო საკეტის შუალედური მდებარეობისას, როდესაც $0 \leq \bar{y} \leq 1$ - ხელოვნური.

მაგალითად, განვიხილოთ ნავთობსადენის Q – H მახასიათებლის გაანგარიშება, დიამეტრით 25 მმ, სიგრძე 50 მმ, სარქველის მდებარეობას სამი \bar{y} -ის პოზიციის დროს.

ვთქვათ, გვაქვს ზემო მოყვანილი ნავთობსადენი პარამეტრებით $D_{Pr} = 25$ მმ, $L = 50$ მ, $\sum \xi = 0$, $\lambda = 0,01$ და გაანგარიშება მოხდეს (35) თანაფარდობით. მაშინ მაგისტრალური ნავთობსადენის $Q-H$ მახასიათებელი მიიღება:

$$H = \left[1 + \lambda \frac{L}{D} + \zeta(\bar{y}) \right] \frac{\gamma Q^2}{2g\omega_{Pr}^2} \quad (44)$$

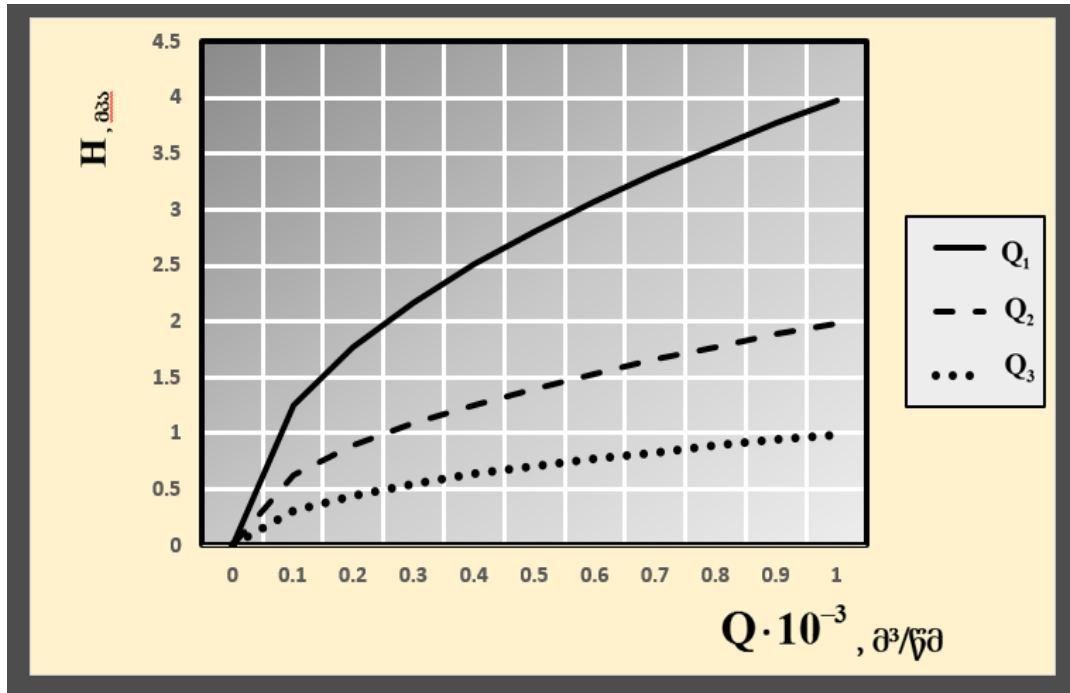
როდესაც $\bar{y} = 1$, ან $\xi_a(1)$, მაშინ $Q-H$ მახასიათებელი - ბუნებრივია, ხოლო თუ $0 \leq \bar{y} \leq 1$ - ხელოვნურია.



ნახ. 37. სარქველის და სისტემის „სარქველი - მილსადენის“ მახასიათებლები: სარქველის „შიგა“ ხარჯის წრფივი მახასიათებელი; სისტემის „სარქველი - მილსადენის“ ხარჯის მახასიათებელი; სისტემაში „სარქველი - მილსადენის“ სარქველის გაღების ხარისხის გამამდიერებელი კოეფიციენტის დამოკიდებულება

განვიხილოთ მხოლოდ სამი მახასიათებელი - ბუნებრივი და ორი ხელოვნური, თანაც ისე რომ შესაბამის წნევაზე გამოსასვლელში, მწარმოებლობა ნავთობსადენში იყოს პირველში $0,5Q$, მეორეში - $0,25Q$,

ხოლო მესამე ბუნებრივ რეჟიმში Q_B . გაანგარიშება გვაძლევს, რომ ეს შეესაბამება საკეტის მდებარეობა $\bar{y} = 0,31$ და $\xi_a(\bar{y} = 0,31) = 101,28$, ხოლო მეორისათვის შესაბამისად $\bar{y} = 0,1444$ და $\xi_a(\bar{y} = 0,1444) = 468,12$.



ნახ. 38. ნავთობსადენის $Q - H$ მახასიათებლის გრაფიკები: ბუნებრივი $\bar{y} = 1$; ხელოვნური $\bar{y} = 0,31$; ხელოვნური $\bar{y} = 0,1444$

ცხრილ 14-ში ნაჩვენებია აღნიშნული ნავთობსადენის წნევისა და ხარჯის დამოკიდებულების მახასიათებლის გრაფიკები (ერთი ბუნებრივი და ორი ხელოვნური მახასიათებელი), ცხრილის 14-ის და ნახ. 38-ზე შესაბამისი პარამეტრები.

ცხრილის მონაცემებით და განსაკუთრებით თვალსაჩინოდ გრაფიკებზე ჩანს, რომ $Q - H$ მახასიათებლები, სარქველის თანდათანობითი ჩაკეტვისას და ერთსა და იგივე წნევისას, ხარჯი მცირდება. არმატურის სრული ჩაკეტვისას, $Q - H$ მახასიათებელი თანხვედება აბსცისთა ღერძს.

ცხრილი 14. ნავთობსადენის Q – H მახასიათებლის მნიშვნელობები

H, მპა	$Q_1 \cdot 10^{-3}$ მ ³ /წმ	$Q_2 \cdot 10^{-3}$ მ ³ /წმ	$Q_3 \cdot 10^{-3}$ მ ³ /წმ
0	0	0	0
0.1	1.255	0.6227	0.3138
0.2	1.775	0.8877	0.4438
0.3	2.174	1.087	0.543
0.4	2.51	1.255	0.643
0.5	2.807	1.403	0.701
0.6	3.075	1.537	0.768
0.7	3.32	1.66	0.83
0.8	3.55	1.775	0.887
0.9	3.77	1.883	0.941
1	3.97	1.985	0.993
შენიშვნა	Q – H მახასიათებელი ბუნებრივი $\bar{y} = 1$ $\xi_a(\bar{y}) = 9,57$	Q – H მახასიათებელი ხელოვნური $\bar{y} = 0,31$ $\bar{y} = 0,31$	Q – H მახასიათებელი ხელოვნური $\bar{y} = 0,1444$ $\xi_a(\bar{y}) = 468,12$.

Q – H მახასიათებლის თვისების ინტერპრეტაცია შესაძლოა მოხდეს შემდეგაირად: იგივე ხარჯი, შეიძლება მივიღოთ ბუნებრივისათვის, როდესაც გაიზრდება მოდებული წნევა. მაგალითად, თუ გვაქვს მწარმოებლობის $Q = 1 \cdot 10^{-3}$ მ³/წმ მპა, მახასიათებელზე საკმარისია დაწნევა $H = 0,0625$ მპა, მაშინ ხელოვნურ მახასიათებელზე, თუ მარეგულირებული ორგანო იღებს მდებარეობას $\bar{y} = 0,31$ -ს, ხოლო აუცილებელია $H = 0,0625$ მპა, რაც დაწნევაზე 4-ჯერ მეტია.

უფრო რთული შემთხვევა გვაქვს, თუ მარეგულირებელი ორგანო ვთქვათ, იღებს მდებარეობას $\bar{y} = 0,144$ -ს, აქ დაწნევაა $H = 1,0$ მპა, ე.ი. 16-ჯერ მეტია ბუნებრავთან შედარებით. დაწნევა კი წარმოადგენს პოტენციალური ენერჯიის ზომას. ნავთობსადენის მაგისტრალში სითხის მოძრაობის უზრუნველყოფისას ენერჯია გადადის პოტენციურიდან კინეტიკურში. თუ ამ დროს მწარმოებლობა უცვლელია, მაშინ ხელოვნურ მახასიათებლებზე პოტენციალური ენერჯია მკვეთრად იზრდება და

მცირდება მქც ენერჯის ერთი სახიდან მეორეში გადატანისას. ეს გარემოება გვეკარნახობს ნავთობსადენის მაგისტრალში ენერჯეტიკული პროცესების დაწვრილებით განხილვის მიზანშეწონილობის.

4.4. ნავთობსადენის მაგისტრალის მარგი ქმედების კოეფიციენტი

აღრე, ჩვენს მიერ მიღებულია (28)-ის გამოსახულება:

$$N = \Delta N_v + \Delta N_T + \Delta N_c + \Delta N_a, \quad (45)$$

სადაც N არის ტურბომექანიზმით გაცემული სიმძლავრე ნავთობსადენის მაგისტრალზე.

სიმძლავრის ამ ოთხი შემადგენელიდან, გვაქვს სასარგებლო შემადგენელი, რომელიც უზრუნველყოფს სიჩქარით დაწნევას, ΔN_v . აქედან გამომდინარე, შევიტანოთ მქც შემდეგი სახით:

$$\eta_{pip} = \frac{\Delta N_v}{N} = \frac{\Delta N_v}{\Delta N_v + \Delta N_{xax} + \Delta N_c + \Delta N_a}. \quad (46)$$

რადგანაც, სიმძლავრე ტოლია წნევისა და ხარჯის ნამრავლის, ამიტომ (46) ჩაიწერება შემდეგნაირად:

$$\eta_{pip} = \frac{\Delta N_v}{N} = \frac{Q \Delta N_v}{Q [\Delta N_v + \Delta N_{xax} + \Delta N_c + \Delta N_a]}. \quad (47)$$

სადაც ΔH_v არის სიჩქარითი დაწნევა;

H - მაგისტრალის დასაწყისში არსებული დაწნევა.

ისევე, როგორც ადრე, ჩავთვალოთ რომ სისტემაში გვაქვს დაუმყარებელი დაწნევა. მაშინ თანაფარდობა (47) გარდაიქმნება შემდეგნაირად:

$$\eta_{xax} = \frac{Q^2 \gamma / 2g\omega_{pir}^2}{\left[1 + \lambda \frac{L}{D_{pir}} + \sum \xi_c + \xi_a(\bar{y}) \right] \frac{Q^2 \gamma}{2g\omega_{pir}^2}} = \frac{1}{1 + \lambda \frac{L}{D_{pir}} + \sum \xi_c + \xi_a(\bar{y})}. \quad (48)$$

ბოლო გამოსახულიდან კარგად ჩანს, რომ გვაქვს ნავთობსადენის მაგისტრალის ხელოვნური $Q-H$ მახასიათებლების მქც-ს გაუარესების

მიზეზები - ეს არის არმატურის დამატებითი წინაღობა. გარდა ამისა გვაქვს სხვა ფაქტორებიც, რომლებიც გავლენას ახდენს მის სიდიდეზე. ამიტომ გავანალიზოთ თანაფარდობა (35) უფრო დაწვრილებით. აქედან ჩანს, რომ რაც მეტია მქკ, მით მეტია მნიშვნელში ერთეულის „წილი“ ჯამში შეყვანილი შესაკრებების. აქ ადგილი ექნება ნავთობსადენის მინიმალურ წინააღმდეგობის კოეფიციენტებს, ადგილობრივი წინააღმდეგობების კოეფიციენტების ჯამისა და $\xi_a(\bar{y})$ უმცირეს კოეფიციენტისას, ე. ი. სრულად ღია არმატურისათვის (\bar{y}). ამიტომ გვაქვს მეტად მნიშვნელოვანი დასკვნა: ნავთობსადენის ექსპლუატაციისას ხორკლიანი **Q – H** მახასიათებლებისას, ყველაზე ეკონომიკური ენერგეტიკული დანაკარგები, გვაქვს სრულად ღია მილსადენის არმატურისას.

თუმცა გამოსახულება მქკ-თვის გვიჩვენებს ბუნებრივი მახასიათებლების გაუმჯობესების გზებს. კერძოდ, მილის კედლის წინაღობის $\lambda \frac{L}{D_{pir}}$ კოეფიციენტმა, ეკონომიკურმა მიდგომამ შემადგენლების მიმართ, შეიძლება მოგვცეს არსებითი ეფექტი. ლითონის მილების არსებობის შემთხვევაში, მცირდება კუთრი ხახუნის კოეფიციენტი λ , მილის შიგა ზედაპირის დამუშავების შედეგად. ასევე ხშირად იყენებენ ანტიფრიქციულ ზედაპირებს, ტურბულენტურ მისართებს და ა.შ.

ენერგოეფექტურობის მნიშვნელოვანი ფაქტორია, ნავთობსადენის ეკონომიკურად დასაბუთებული შიგა დიამეტრი. კერძოდ, თუ ნავთობსადენის სიგრძე დიდია, მაშინ ხახუნის დაძლევა შეადგენს სიმძლავრის ძირითად ნაწილს (95-98%).

დიამეტრის გადიდება წარმოჩინდება ორმხრივად:

- მცირდება კომპლექსი $\lambda \frac{L}{D_{pir}}$;
- ერთსა და იმავე მწარმოებლობისას, მცირდება სითხის მოძრაობის საშუალო სიჩქარე.

მაგალითისათვის შეიძლება ვაჩვენოთ, რომ დიამეტრის 2-ჯერ გაზრდისას, კომპლექსი $\lambda \frac{L}{D_{pir}}$ მცირდება 2-ჯერ, ხოლო სიჩქარე 4-ჯერ.

ამიტომ ნავთობსადენის კედლის ხახუნის დაწნევის შემადგენელი გვაქვს

$$\Delta H = \lambda \frac{L}{2D_{pir}} \frac{Q_0^2 \gamma}{2g(4\omega)^2} \text{ და მცირდება 32-ჯერ.}$$

მაგისტრალური ნავთობსადენისათვის საინტერესოა მქკ-ს თანაფარდობა, რადგანაც მნიშვნელოვანია მარეგულირებელი ორგანოს მდებარეობა და შესაბამისად მქკ დროსელირების მეთოდების დროს.

როგორც ჩანს (48)-დან ბუნებრივი მახასიათებლისათვის, მქკ მაქსიმალურია, თუ არმატურის სრული გაღების წინააღობის კოეფიციენტი $\xi_A(\bar{y} = 1)$ - უმცირესია. თუმცა მქკ-ს აბსოლუტური სიდიდე შეიძლება იყოს საკმაოდ მცირე. კერძოდ, ნავთობსადენისათვის, რომლის **Q-H** მახასიათებლები ნაჩვენებია ნახ. 35-ზე და მქკ-ს მაქსიმალური სიდიდის გაანგარიშება ხდება (48)-ით:

$$\eta_{xax} = \frac{1}{1 + 20 + 9,57} = 0,0327 = 3,27\% .$$

იმ შემთხვევაში, როდესაც სარქველი სრულად ღიაა და $\xi_A(\bar{y}) = 9,57$. ხელოვნური მახასიათებლისათვის, გვაქვს იგივე დაწნევის უზრუნველყოფა, გვაქვს ორჯერ ნაკლები მწარმოებლობა $\xi_A(\bar{y} = 0,31) = 101,28$. ამ შემთხვევაში მქკ ტოლია:

$$\eta_{xax} = \frac{1}{1 + 20 + 101,28} = 0,0081779 = 0,81779\% .$$

მქკ-ს სიდიდე, ბუნებრივ **Q-H** მახასიათებლთან შედარებით შემცირდა 4-ჯერ. უფრო უარესი სიდიდე მქკ-თვის გვექნება შემდგომი მწარმოებლობის შემცირებისას, ვიდრე ბუნებრივი მახასიათებელი $\xi_A(\bar{y} = 0,1444) = 468,12$) და მქკ ტოლია:

$$\eta_{xax} = \frac{1}{1 + 20 + 468,12} = 0,0020445 = 0,204\% .$$

აქ მკვ, ბუნებრივ მახასიათებელთან შედარებით 16-ჯერ მცირდება.

ამ მაგალითებიდან ჩანს, რომ ნავთობსადენის მწარმოებლობის შემცირებისას, დაწყებულს ნომინალურიდან, დროსელირების მკვ გვაქვს შემცირებული კვადრატული დამოკიდებულებით ხარჯთან. ასეთი დასკვნა თითქოს არაჩვეულებრივია, თუმცა ფიზიკური არსი უფრო თვალსაჩინოა არა დამოკიდებულებით (48), არამედ (47)-ით $\eta_{\text{max}} = \frac{\Delta H_V}{H}$, სადაც ΔH_V არის სიჩქარითი დაწნევა, ე. ი. საერთო დაწნევის ის ნაწილი, რომელიც უზრუნველყოფს ნაკადის სიჩქარეს და წარმოადგენს სასარგებლო შემადგენელს.

აღრე უკვე ნაჩვენებია, რომ გვაქვს $\frac{Q^2 \gamma}{2g\omega_{\text{Pr}}^2}$ ნავთობსადენის ის მახასიათებელი, რომლებიც მოყვანილია ნახ. 39-ზე, გადავანგარიშით $Q-H$ მახასიათებლები სასარგებლო შემადგენლისათვის, ე. ი. განვსაზღვროთ ΔH_V -ის სიდიდეები, რომლებიც გამოიყენება სიჩქარითი დაწნევის ან ხარჯის უზრუნველყოფით. ამისათვის ავიღოთ ხარჯები ცხრილი 15-ის მეორე სტრიქონიდან [37-39].

ცხრილი 15. სიჩქარითი დაწნევის ანუ ხარჯის უზრუნველყოფა

$Q \cdot 10^{-3} \text{ მ}^3/\text{წმ}$	$\Delta H \cdot 10^{-3} \text{ მპა}$
0	0
1.255	3.273
1.775	6.548
2.174	9.814
2.51	13.1
2.803	16.37
3.075	19.65
3.32	22.91
3.55	26.19
3.77	29.54
3.97	32.76

ნახ. 39.-ზე მოყვანილია ცხრილ 15-ის შესაბამისი გრაფიკი.

შედარებისათვის, მქკ-ს სიდიეები სხვადასხვა **Q – H** მახასიათებლების, დაწნევის ერთი და იგივე მწარმოებლობისას, მაგალითად მნიშვნელობისათვის $1 \cdot 10^{-3}$ მ³/წმ.

$$\text{როდესაც } \Delta H_v = \frac{(1 \cdot 10^{-3}) \cdot 10000}{2 \cdot 10 \cdot 2,4095 \cdot 10^{-7}} = 2,06 \cdot 10^{-3} \text{ მპა;}$$

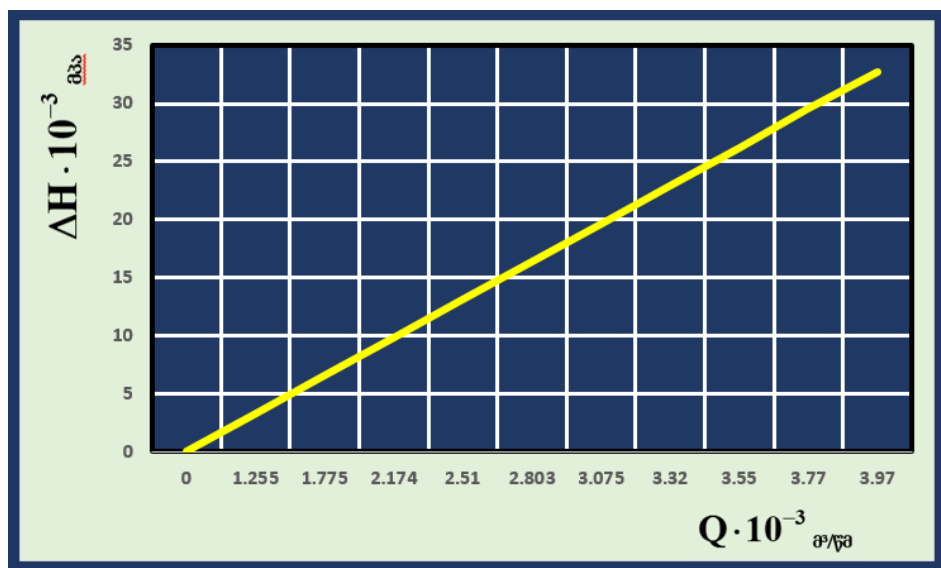
როდესაც ბუნებრივი **Q – H** მახასიათებელი **H = 0,0625** მპა;

როდესაც ხელოვნური (2) **Q – H** მახასიათებელი **H = 0,25** მპა;

როდესაც ხელოვნური (3) მახასიათებელი **H = 1,0** მპა.

ამიტომ მქკ-ს შესაბამისი მნიშვნელობები სამი **Q – H** მახასიათებელი გვექნება: $\eta_{\text{Xax}} = 3,295$; $\eta_{\text{Xax}} = 0,824\%$; $\eta_{\text{Xax}} = 0,206\%$.

ამგვარად, თვასაჩინოდ ჩანს თუ როგორია მქკ-ის დამოკიდებულება ხელოვნური მახასიათებლისა და მარეგულირებელი ორგანოს ჩამკეტი არმატურისათვის. ერთსა და იმავე მწარმოებლობისას მქკ-ის შემცირების თანმხლებია ენერჯის დამატებითი დანახარჯები. ასე მაგალითად, ხელოვნური (20) მახასიათებელი გვიჩვენებს, რომ მქკ ბუნებრივ მახასიათებელთან შედარებით მცირდება 16-ჯერ, ხოლო ერთსა და იმავე მწარმოებლობისას ენერჯის დანახარჯი 16-ჯერ გაიზრდება.



ნახ. 39. ცხრილ 15-ის შესაბამისი მნიშვნელობების გრაფიკი

დროსელირებისას, ენერგეტიკული დანაკარგები განისაზღვრება ხარჯის შერჩეული ხელოვნური მუშა მახასიათებლის წირით. განსხვავებით დროსელირებისგან, მწარმოებლობის მართვა ხდება დაწნევის ცვლილებით, მილსადენის მქკ რჩება მუდმივი მწარმოებლობის რეგულირების მთელ დიაპაზონში. ეს სიდიდე განისაზღვრება ბუნებრივი მახასიათებლის მაჩვენებლებით და შესაბამისად (48), მით უფრო დიდია მისი მნიშვნელობა, როცა მილსადენს აქვს მაღალი ჰიდრავლიკური წინაღობა [40].

4.5. ნავთობსადენში სითხის ნაკადის მათემატიკური დაუმყარებელი მოდელი

ნავთობსადენში სითხის ნაკადის მათემატიკური დაუმყარებელი მოდელი ასახავს ყველა ცვლადების მოქმედებას, როგორც დამყარებული ასევე დაუმყარებელი რეჟიმების დროს. ეს მოდელი წარმოადგენს უნივერსალურს, რადგანაც შესაძლებელია ნებისმიერი კოორდინატის ცვლილების ხასიათის დაკვირვება შესასვლელში ზემოქმედებისას, ასევე მუდმივებია დროში. ასეთი დაუმყარებელი მოდელი წარმოადგენს დამყარებელი მოდელის კერძო შემთხვევას.

ჩვენ ვიხილავთ გამარტივებულ დაუმყარებელ მოდელს, სადაც ნავთობსადენში ხარჯი ითვალისწინებს სითხის მასის ინერციას. მაგალითად, სითხის ინერცია გათვალისწინებულია ბერნულის განტოლებაში [36], სადაც h_1 -ის შემადგენელში გათვალისწინებულია დაწნევის ინერციული ნაწილი და ამგვარად უზრუნველყოფს აჩქარებას, ანუ ნავთობსადენში სითხის მასის შენელება. ასეთი შემადგენელი ტოლია:

$$h_1' = \frac{1}{q} \int_{\omega_1}^{\omega_2} \frac{du}{dt} dL ; \quad (49)$$

სადაც u არის ნავთობსადენში სითხის მოძრაობის სიჩქარე;

L - მილის უბნის სიგრძე დასაწყისიდან განხილულ კვეთებამდე.

იმისათვის, რომ „მივაბათ“ ინერციულ შემადგენელთან განტოლება(49), ვნახოთ მათემატიკური დამყარებელი მოდელი.

დაუმყარებელი მოდელის მისაღებად გავითვალისწინოთ შემდეგი გარემოებები: თუ მილსადენში დამყარებული მოძრაობისას, მარეგულირებელი ორგანოს საკეტის გადაადგილებისას, მოდებული წნევის ძალა ან ჰიდრავლიკური წინაღობა შეიცვლება, ასევე შეიცვლება სითხის მოძრაობის სიჩქარეც. შემფოთების დამთავრებისას, მიიღება სითხის მოძრაობის სიჩქარის ახალი მნიშვნელობა [72-80].

ერთი სიჩქარიდან - მეორეში გადასვლა, გვიჩვენებს, რომ ნავთობსადენში სითხის მასა მიიღებს აჩქარებას (დადებითს ან უარყოფითს). ნაკადის აჩქარება წარმოადგენს მოქმედი მოძრაობის ნაწილის წნევის ძალას. ამიტომ ამ ძალისათვის მივიღებთ ძირითად დაუმყარებელ განტოლებას:

$$\mathbf{F} = \mathbf{m} \frac{d\mathbf{V}}{dt} . \quad (50)$$

მეორე მხრივ ეს ძალა ჩაიწერება შემდეგნაირად:

$$\mathbf{F} = \Delta H_{aV} \mathbf{S}_{Acq} , \quad (51)$$

სადაც **m** არის ნავთობსადენში სითხის მასა;

$\frac{d\mathbf{V}}{dt}$ - ნაკადის საშუალო აჩქარება;

ΔH_{aV} - წნევის ნაწილი, რომელიც მიეწოდება ნაკადის აჩქარებას;

გავითვალისწინოთ, რომ $\mathbf{m} = \gamma \frac{\mathbf{W}}{\mathbf{q}}$, სადაც $\mathbf{W} = \mathbf{L} \omega_{Pir}$ არის სითხის

მოცულობა ნავთობსადენში. მაშინ (50) და (51)-ს გათვალისწინებით მივიღებთ:

$$\gamma \frac{\mathbf{L} \omega_{Pir}}{\mathbf{q}} \frac{d\mathbf{V}}{dt} = \Delta H_{aV} \omega_{Pir} . \quad (52)$$

თუ გადავალთ სიჩქარიდან - მოცულობით მწარმოებლობაზე, მაშინ მიღებულ განტოლებას ΔH_{aV} -თვის მივიღებთ:

$$\Delta H_{av} = \frac{\gamma L}{g \omega_{pir}} \frac{dQ}{dt}.$$

თანაფარდობა (52) ძალაშია თუ გვაქვს მხოლოდ გარდამავალი პროცესი. ამ შემთხვევაში საწყისი წნევა ნავთობსადენის გასასვლელში უნდა გააწონასწოროს დამატებითა შემადგენელმა და გარდამავალმა რეჟიმმა, გარდა (27)-ის უნდა გამოვიყენოთ განტოლება:

$$H = \Delta H_v + \Delta H_T + \Delta H_c + \Delta H_a + \Delta H_{av}. \quad (53)$$

შევიტანოთ (25)-დან (52)-ში, მივიღებთ:

$$H = \left[1 + \lambda \frac{L}{D} + \sum \zeta_c + \zeta(\bar{y}) \right] \frac{\gamma Q^2}{2g \omega_{pir}} + \frac{\gamma L}{g \omega_{pir}}. \quad (54)$$

კოშის ფორმით მიღებული განტოლებისათვის მივიღებთ ნავთობსადენში სითხის ხარჯის მათემატიკურ დაუმყარებელი მოდელისათვის, კერძოდ შემდეგ დიფერენციალურ განტოლებას:

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{H \omega g}{L \gamma} - \left[1 + \lambda \frac{L}{D} + \sum \zeta_c + \zeta(\bar{y}) \right] \frac{Q^2}{2g \omega}; \quad (55)$$

მიღებული განტოლება შეესაბამება რიკატის განტოლების ერთერთ სახეს.

ამგვარად, ეს განტოლება აღწერს მართვად ზემოქმედებას $Q(t)$ -ს, დროში შესასვლელი ზემოქმედების $H(t)$ და $\bar{y}(t)$ ცვლილებისას.

ეს ზემოქმედებები, კერძოდ შემთხვევაში წარმოადგენს: \bar{y} - მარეგულირებელი ორგანოს საკეტის გადაადგილებას, ხოლო მწარმოებლობის ცვლილება ახასიათებს გარე დაწნევას - H . შემფოთების სახით ვიხილავთ კვადრატულ ფრჩხილებში არსებულ სიდიდეებს: λ , D_{pir} და ა. შ. დამყარებულ მდგომარეობაში (55)-ის მარცხენა ნაწილი ხდება ნული და ჩვენ დავდივართ დამყარებელ განტოლებაზე (26).

თავი 5. მაგისტრალური ნავთობსადენის ავარიული სიტუაციები, სცენარები და თვისობრივი ანალიზი

5.1. მაგისტრალური ნავთობსადენის ავარიული სიტუაციებისა და სცენარების ანალიზი

განვიხილოთ მაგისტრალური ნავთობსადენის ძირითადი დაზიანების შემთხვევები.

თვალსაჩინოებისათვის, ნახ. 40-ზე ნაჩვენებია მაგისტრალური ნავთობსადენის სიცოცხლის ყველა ციკლი: მშენებლობა, მონტაჟი და ექსპლუატაცია.



ნახ. 40. მაგისტრალური ნავთობსადენი: ა. მშენებლობა; ბ. მონტაჟი; გ. ექსპლუატაცია

სატუმბი სადგური ავარიული რეჟიმისას, ძირითადად გაუმართაობა გამოწვეულია ავტომატიზაციის მართვის დარღვევით - წნევის რელე, კონტაქტორი ან დეტექტორი. ავტომატური გამორთვის ფუნქციის აღდგენის მიზნით, უნდა შემოწმდეს ელექტროსქემის და ელექტროგაყვანილობის გამორთვის სქემები.

სატუმბი სადგურის ჩაურთველობა გამოწვეულია შემდეგი მიზეზების გამო: არასწორად არის შერჩეული ელექტროენერგიის წყარო; ავტომატიკისა და გაყვანილობის უწყისივრებები; სატუმბი სადგურის ელექტროძრავას

უწესივრობა, რაც შესაძლებელია გამოწვეულ იქნას არასწორი ტრანსპორტირებით და ექსპლუატაციისას.

წნევის ვარდნა სატუმბ სადგურში: ყველაზე ხშირ მიზეზს წარმოადგენს სატუმბი მოწყობილობის არასწორი შერჩევა, რის გამოც ვერ ხერდება მაქსიმალური დატვირთვის მიღწევა. აგრეთვე სატუმბი სადგურის მუშაუნარიანობის დაწევას იწვევს, ჰაერის მოხვედრას ნავთობსადენში (მილტუჩების შეერთების დარღვევა, კრიტიკული დაწნევის დაწევა ტუმბოს შესასვლელზე და ნავთობსადენის ჰერმეტიზაციის დარღვევა გაჟონვების გამო).

ელექტროამძრავი ამუშავდება, მაგრამ სითხე არ მიეწოდება თუ ტუმბო არ ფუნქციონირებს: ტუმბოს მუშაობის "მშრალი" რეჟიმი, რაც იწვევს დაწნევის შემცირებას შესასვლელზე, კამერის არასაკმარისი შევსება; შეწოვის ჩობალის შესქელების დაცობა; ტუმბოს ლილვისა და ელექტროამძრავის ლილვის შემაერთებელი ქუროს უწესივრობა.

მქკ-სა და დაწნევის შემცირების ძირითადი მიზეზებია:

1. ტუმბოების სხმული დეტალების დაბალი ხარისხი, ტექნოლოგიის არასრულყოფილება, ნაკეთობების კომლექტაციის არადაამაკმაყოფილებელი ხარისხი;

2. სატუმბი აგრეგატების საექსპლუატაციო პარამეტრების ოპტიმიზაციის კონტროლის არასაკმარისად სრულყოფილი ორგანიზება;

3. მოწყობილობის არასრულყოფილი გეგმიურ-პრევენციული სისტემა;

4. სატუმბი გადატუმბვის ტექნოლოგიური რეჟიმის დარღვევები ან რეჟიმების არასწორი შერჩევა;

5. მაღალი დინამიკური დატვირთვის მქონე ტუმბოების მაღალი ვიბრაცია ექსპლუატაციის დროს;

მოწყობილობის რემონტშიორისი რესურსი ირხევა მნიშვნელოვან დიაპაზონში. ტუმბოებისათვის იგი წარმოადგენს 4000-8000 საათს.

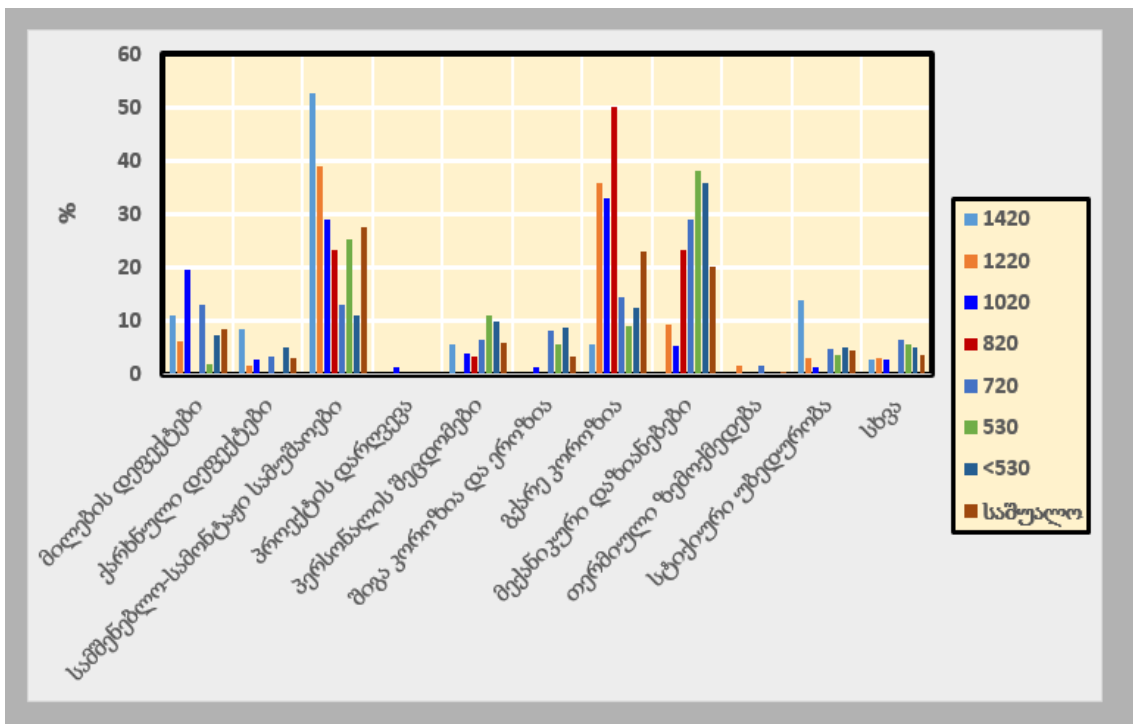
ძირითადი ტუმბოების შემთხვევაში, ყველა მტყუნების 30% მოდის ლილვის ტორსების შესქელებებზე, 15% - საკისრებზე, 9% - ზეთის სისტემა, პერსონალის შეცდომები - 12%, ვიბრაცია 4-10%.

მაგისტრალურ ნავთობსადენებზე ავარიული სიტუაციების ანალიზი გვიჩვენებს: ამჟამად, რუსეთში ექსპლუატაციაშია 145 ათასი კმ-ის მაგისტრალური ნავთობსადენები, რომელთა დიამეტრები წარმოადგენს 1020 მმ-ზე მეტს და დაზიანებები შეადგენს 60%-ს. განზოგადებული მონაცემები, მტყუნებების მიზეზები ბოლო 20 წლისათვის, ნაჩვენებია ცხრილ 16-ში და ნახ. 41-ზე.

ცხრილი 16. მტყუნებების მიზეზები ბოლო 20 წლის განმავლობაში

მიზეზები, %		ნავთობსადენების დიამეტრები, მმ						
		1420	1220	1020	820	720	530	<530
1		2	3	4	5	6	7	8
მილების დეფექტები	9.4	11.1	6.2	19.7	0	12.9	1.8	7.4
ქარხნული დეფექტები	3	8.3	1.6	2.6	0	3.2	0	4.9
სამშენებლო-სამონტაჟი სამუშაოები	25.8	52.8	39.1	29	23.3	12.9	25.4	11.1
პროექტის დარღვევა	0.2	0	0	1.3	0	0	0	0
პერსონალის შეცდომები	5.9	5.5	0	4	3.4	6.5	10.9	9.9
შიგა კოროზია და ეროზია	4	0	0	1.3	0	8.1	5.5	8.7
გარე კოროზია	22	5.6	35.9	32.9	50	14.5	9.1	12.4
მექანიკური დაზიანებები	21	0	9.4	5.3	23.3	29	38.2	35.8
თერმიული ზემოქმედება	0.5	0	1.6	0	0	1.6	0	0
სტიქიური უბედურება	4.2	13.9	3.1	1.3	0	4.8	3.6	4.9
სხვა	4	2.8	3.1	2.6	0	6.5	5.5	4.9

აღსანიშნავია, რომ აშშ-ს და კანადის მილსადენების მახასიათებლები მსგავსია. დიდი ბრიტანეთის მილსადენები დაახლოებით 1,5-2,0-ჯერ საიმედოა, ევროპის კონტინენტალურ ნაწილთან შედარებით. ევროპის და ჩრდილო ამერიკის მილსადენები მსგავსია - ავარიულობა შეადგენს დაახლოებით 0,1-0,2 ავარია წელიწადში 1000 კმ-ზე. ბოლო 5 წლის განმავლობაში, რუსეთის მილსადენების ავარიულობა უახლოვდება ევროპის მაჩვენებელს, რომელიც უფრო ზუსტად ევროპისათვის წარმოადგენს: 0,27 - ავარია წელიწადში 1000 კმ-ზე, ნავთობსადენისათვის - 0,06, ხოლო გაზსადენებისათვის - 0,13. ავარიულობის ძირითადი მიზეზებია გარე ზემოქმედება და არაჰერმეტიულობა (მათ შორის დეფექტის გათვალისწინებით) [81]. რუსეთის სტატისტიკური მონაცემები გაზსადენებისათვის მოყვანილია ცხრილებში 17 და 18:



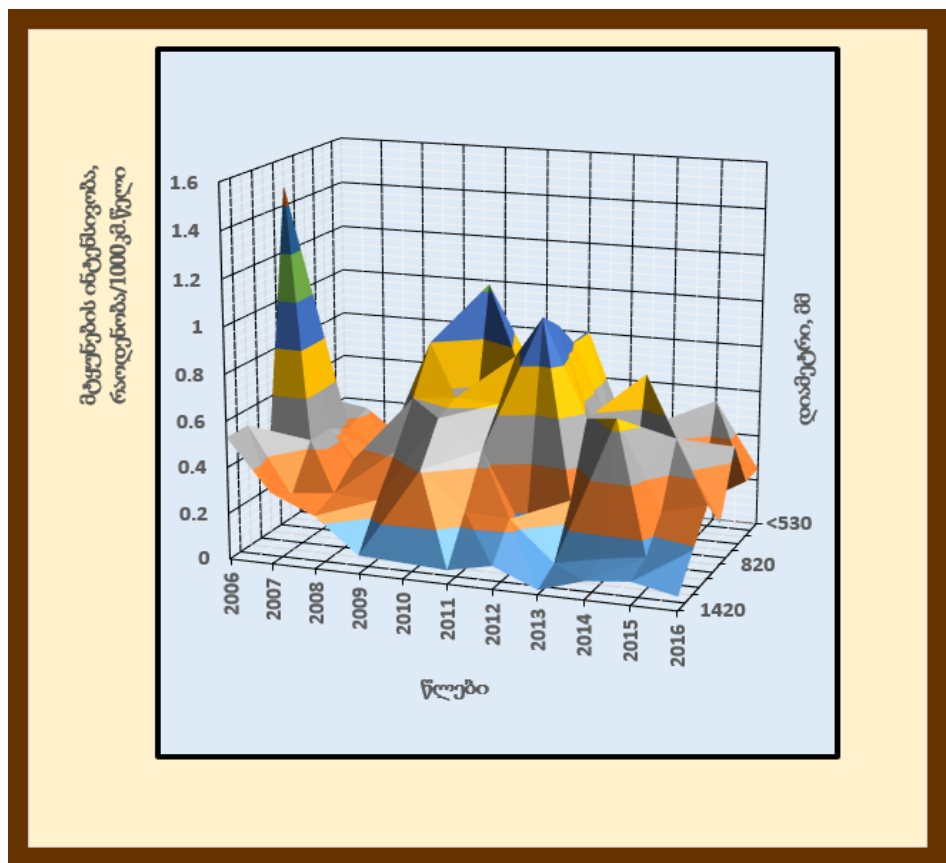
ნახ. 41. სხვადასხვა დიამეტრის მქონე ნავთობსადენების ავარიების მიზეზების განაწილება

ნახ. 42, 43 და 44-ზე მოყვანილია რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობა 2012-2016 წლები, რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობა 2012-2016 წლები და გაზსადენების კუთრი ინტენსივობები

საშუალო ყველა მიზეზების მიხედვით (ავარიების რაოდენობა/1000კმ.წელი).

ცხრილი 17. რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობის ცვლილება სხვადასხვა დიამეტრებისათვის 2000-2016 (ავარიების რაოდენობა/1000 კმწელი)

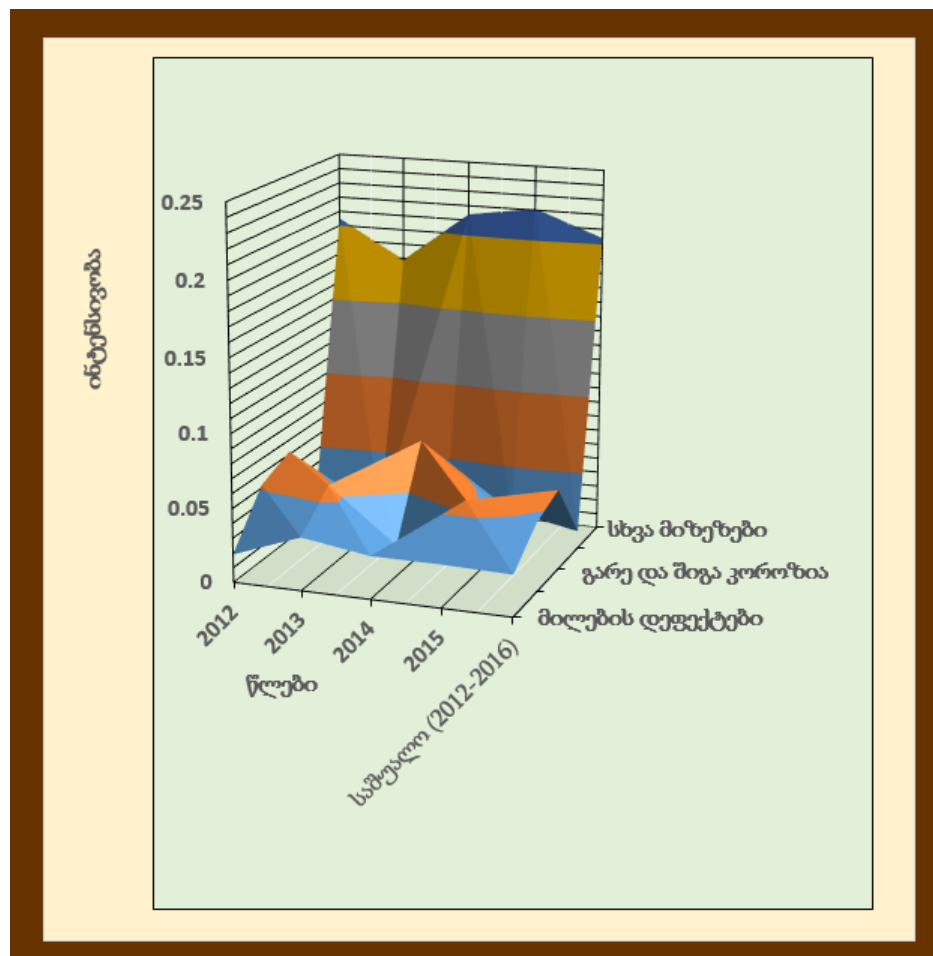
დიამეტრი მმ	წლები											
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
1420	0.53	0.31	0.23	0.08	0.07	0.06	0.1	0.02	0.08	0.1	0.06	
1220	0.53	0.24	0.27	0.26	0.41	0.25	0.24	0.07	0.11	0.14	0.19	
1020	0.36	0.43	0.36	0.42	0.58	0.46	0.11	0.28	0.65	0.27	0.32	
820	1.49	0.43	0.21	0.6	0.62	0.61	1	0.58	0.18	0.53	0.18	
720	0.31	0.38	0.27	0.8	0.35	0.77	0.92	0.4	0.74	0	0.46	
530	0.45	0.42	0	0.49	1.03	0.64	0.8	0.4	0.48	0.14	0.25	
<530	0.33	0.3	0.14	0.34	0.51	0.51	0.81	0.33	0.38	0.54	0.25	



ნახ. 42. რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობის ცვლილება სხვადასხვა დიამეტრებისათვის 2000-2016 (ავარიების რაოდენობა/1000 კმწელი)

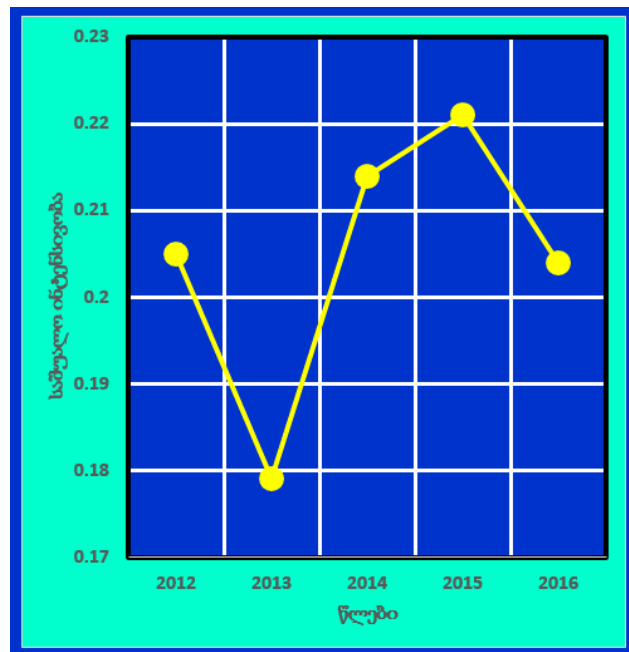
ცხრილი 18. რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობა 2012-2016 წლები

ავარიის მიზეზები	ავარიის კუთრი ინტენსივობა (ავარიების რაოდენობა/1000კმ.წელი)				
	2012	2013	2014	2015	საშუალო (2012-2016)
მილების დეფექტები	0.019	0.036	0.029	0.029	0.028
სამშენებლო და სამონტაჟო მუშაობები და შედუღება	0.052	0.057	0.021	0.057	0.047
გარე და შიგა კოროზია	0.062	0.036	0.079	0.043	0.055
მექანიკური ზემოქმედება	0.019	0.007	0	0.021	0.012
სხვა მიზეზები	0.205	0.179	0.214	0.221	0.204
საშუალო ყველა მიზეზების მიხედვით	0.205	0.179	0.214	0.221	0.204



ნახ. 43. რუსეთის გაზსადენების ავარიების ინტენსივობა 2012-2016 წლები

ქვემოთ ნაჩვენებია გაზსადენების კუთრი ინტენსივობები საშუალო ყველა მიზეზების მიხედვით (ავარიების რაოდენობა/1000კმ.წელი).



ნახ. 44. გაზსადენების კუთრი ინტენსივობები საშუალო ყველა მიზეზების მიხედვით (ავარიების რაოდენობა/1000კმ.წელი)

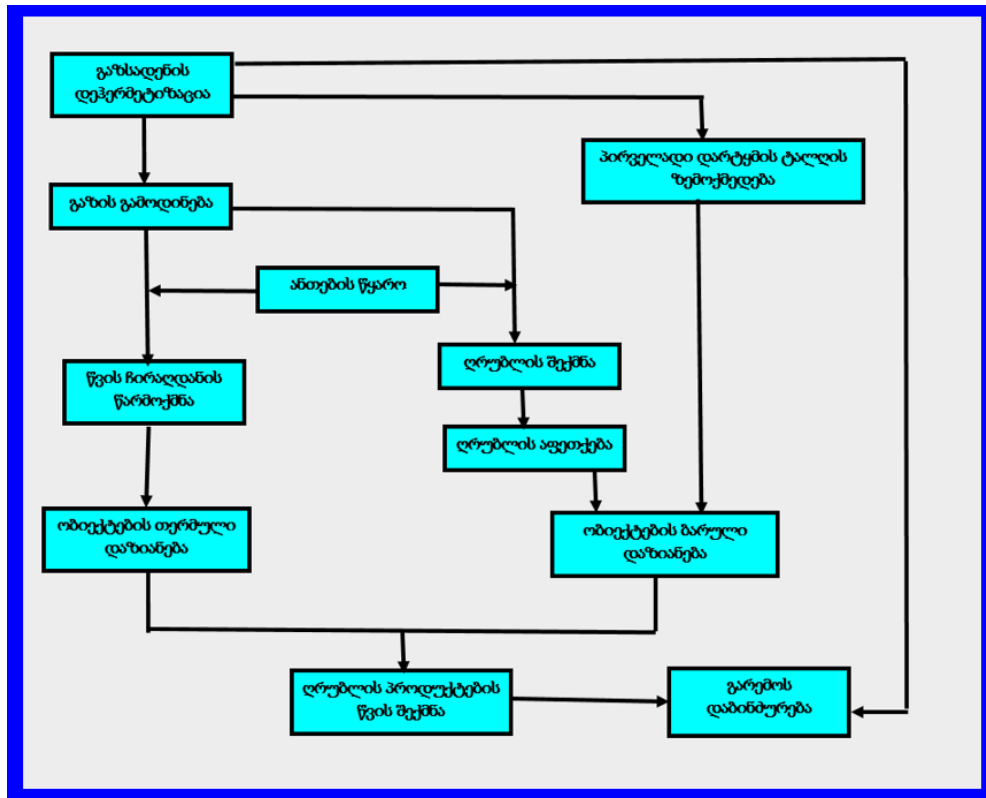
განვიხილოთ ავარიული სიტუაციების ანალიზი, კერძოდ შესაძლოა არსებობს მაგისტრალური გაზსადენებისათვის სამი სცენარი:

პირველი სცენარების ჯგუფი №1: მაგისტრალური გაზსადენის ნაწილობრივი/სრული რღვევა \Rightarrow გაზის გამოდინება \Rightarrow ღრუბლის წარმოქმნა \Rightarrow ღრუბლის გავრცელება + აალების წყარო \Rightarrow ღრუბლის აფეთქება \Rightarrow ადამიანების, ნაგებობებისა და მოწყობილობის სრული დაზიანება (პირველადი და მეორადი დარტყმის ტალღები) \Rightarrow ღრუბლის დაწვის პროდუქტების შექმნა და გავრცელება, გარემოს დაბინძურება.

სცენარების ჯგუფი №2: მაგისტრალური გაზსადენის ნაწილობრივი/სრული რღვევა \Rightarrow გაზის გამოდინება + აალების წყარო \Rightarrow წვის ჩირაღდანის შექმნა \Rightarrow ადამიანების, ნაგებობებისა და მოწყობილობის თერმული დაზიანება \Rightarrow ღრუბლის დაწვის პროდუქტების შექმნა და გავრცელება, გარემოს დაბინძურება.

სცენარების ჯგუფი №3: მაგისტრალური გაზსადენის ნაწილობრივი/სრული რღვევა ⇒ გაზის გამოდინება (აალების გარეშე) ⇒ გარემოს დაბინძურება.

მაგისტრალური გაზსადენების სახაზო ნაწილის ავარიების შექმნისა და განვითარების შესაძლო სცენარების ანალიზის ბლოკ-სქემა, ნაჩვენებია ნახ. 45-ზე.



ნახ. 45. მაგისტრალური გაზსადენების სახაზო ნაწილის ავარიების შექმნისა და განვითარების შესაძლო სცენარების ანალიზის ბლოკ-სქემა

ნავთობსადენის დეჰერმეტიზაციის ძირითადი მიზეზები შემდეგია:

ნავთობსადენის დეჰერმეტიზაცია, რის შედეგადაც გამოწვეულ იქნა ნიადაგისა და მდინარის დაბინძურება. ავარიის მიზეზი - ქარხნული ნაკერის რღვევა.

მდინარის დაბინძურება მილის რღვევისას. ავარიის მიზეზი - სატუმბო სადგურის გაჩერების გამო ჰიდრავლიკური დარტყმის შედეგად, მილსადენის რღვევა ადგილზე ფართო გარე კოროზიის გამო.

ნავთობსადენის დეჰერმეტიზაცია, რის შედეგადაც გამოწვეულ იქნა ნიადაგისა და მდინარის დაბინძურება. ავარიის მიზეზი - ხრახნული შეერთების დეჰერმეტიზაცია, რომელიც არასათანადო გეგმიური სარემონტო სამუშაოების ჩატარების შედეგად იქნა გამოწვეული.

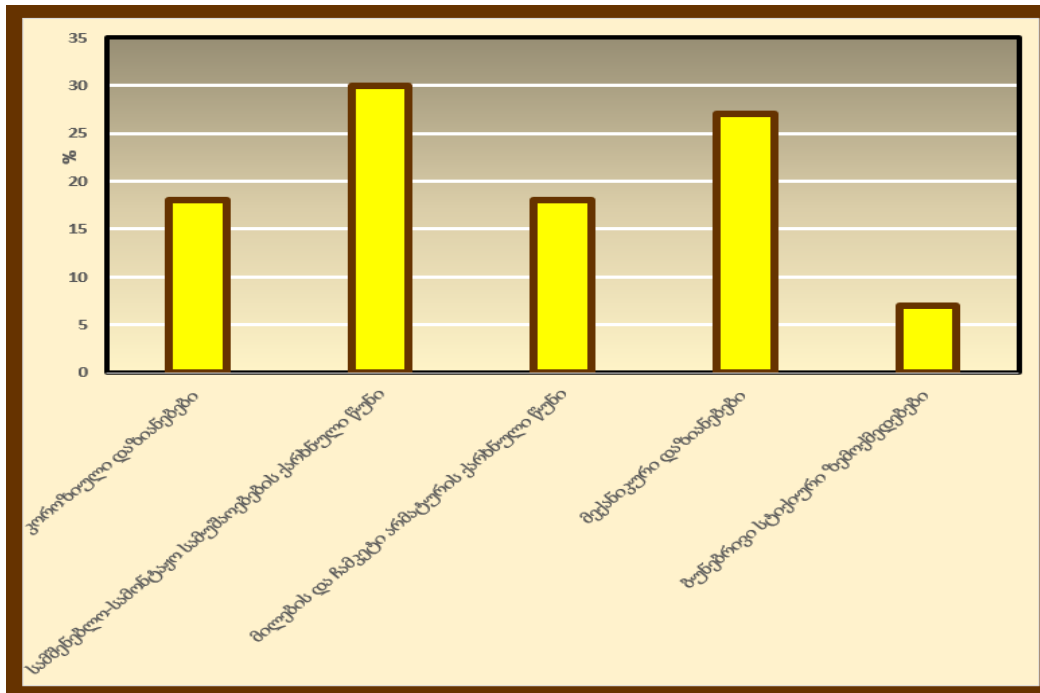
ნავთობსადენის დეჰერმეტიზაცია, რის შედეგადაც გამოწვეულ იქნა ნიადაგის დაბინძურება. ავარიის მიზეზი - სარემონტო სამუშაოებების ჩატარებისას, როტორული ექსკავატორის მიერ ნავთობსადენის დაზიანება.

ნავთობსადენიდან გაჟონვა. ავარიის მიზეზი - რგოლური ნაკერის რღვევა, რომელიც მოხდა ხანგრძლივი ექსპლუატაციით, ან ციკლური დატვირთვებით. ნავთობის წვა ნავთობსადენში ძაბრის ნავთობის წვა, მრავალი ფაქტორების გამო (შემთხვევითი ფაქტორები, ბოროტმოქმედება, ტერორიზმი და ა.შ.).

ანალიზის შედეგად შეიძლება გამოვლინდეს დაზიანებებისა და ავარიების შემდეგი ძირითადი მიზეზები: კოროზიული დაზიანებები - 18% (საიზოლაციო საფარის ცუდი ხარისხი ან ბუნებრივი დაძველება); სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების ქარხნული წუნი - 30% (უხარისხო სამონტაჟო სამუშაოები ან შედუღებულ პირაპირები, მილის არაგამჭოლი დაზიანებები). ასეთი მიზეზებით მტყუნებების რაოდენობა - პირველ ადგილზეა; მილების და ჩამკეტი არმატურის ქარხნული წუნი - 18% (დეფექტები მილის ლითონის ტანში, მილების ნაკერების უხარისხო ქარხნული შედუღება, ჩამკეტების ხსმული კორპუსების კავერნები, შემასქელებელი ელემენტების არასაიმედოობა და ა. შ.); მექანიკური დაზიანებები - 27% (მილსადენების გამჭოლი დაზიანება სამშენებლო ტექნიკით, ჩამკეტი არმატურის, ვანტუზების, მანომეტრული ხელსაწყოების დაზიანება); ბუნებრივი სტიქიური ზემოქმედებები - 7% (ქარიშხალი, ელვის დარტყმა, მეწყერი, წყალმოვარდნა და სხვა) (ნახ. 46).

მაგისტრალური ნავთობსადენების მტყუნებებისა და ავარიების სტატისტიკა გვიჩვენებს, რომ ძირითადია სამშენებლო-სამონტაჟო

სამუშაოების წუნი და მილის ტანის დეფექტები. სწორედ ასეთ ფაქტორებს გააჩნიათ გავლენა ნავთობსადენის საიმედოობაზე [82].



ნახ. 46. ნავთობსადენის დაზიანებებისა და ავარიების სტატისტიკა

5.2. მაგისტრალური ნავთობსადენების ავარიების სტატისტიკური ანალიზი

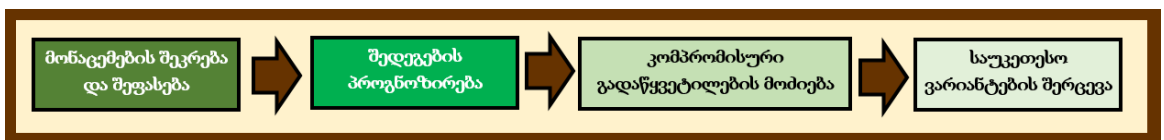
ეკოლოგიური სარგებლის ჯამური ანალიზი წარმოადგენს სტრუქტურულ მიდგომას, რომელიც ადარებს ეკონომიკურ სარგებელს და განსაზღვრავს თუ რომელი მეთოდი ამცირებს ნავთობის დაღვრისგან მიყენებულ ზემოქმედებას [83].

ანალიზი შეიცავს ოთხ ეტაპს:

1. მონაცემების შეკრება და შეფასება, რათა განისაზღვროს ზემოქმედების სცენარი და ლიკვიდაციის შესაძლო ვარიანტები, და აგრეთვე განისაზღვროს ამ სცენარის შესაძლო შედეგები.

2. ზემოქმედების ალბათური პროგნოზირება მოცემული სცენარისათვის, რათა განისაზღვროს მეთოდების ეფექტურობა და განხორციელებადობა.
3. კომპრომისული გადაწყვეტილების მოძიება ეფუძნება ეკოლოგიურ უპირატესობას და ნაკლოვანებებს თითოეული მეთოდისათვის.
4. ლიკვიდაციის საუკეთესო ვარიანტების შერჩევა მოცემული სცენარისათვის დაფუძნებულია იმაზე, რომ საშუალებების და მეთოდების ნაკრები მოახდენს დაღვრის მოცულობის მინიმიზირებას.

ყველა ეტაპისათვის გვავს ერთნაირი სქემა, რაც ნაჩვენებია ნახ. 47-ზე.



ნახ. 47. მოცემული ეტაპების თვალსაჩინო სქემა

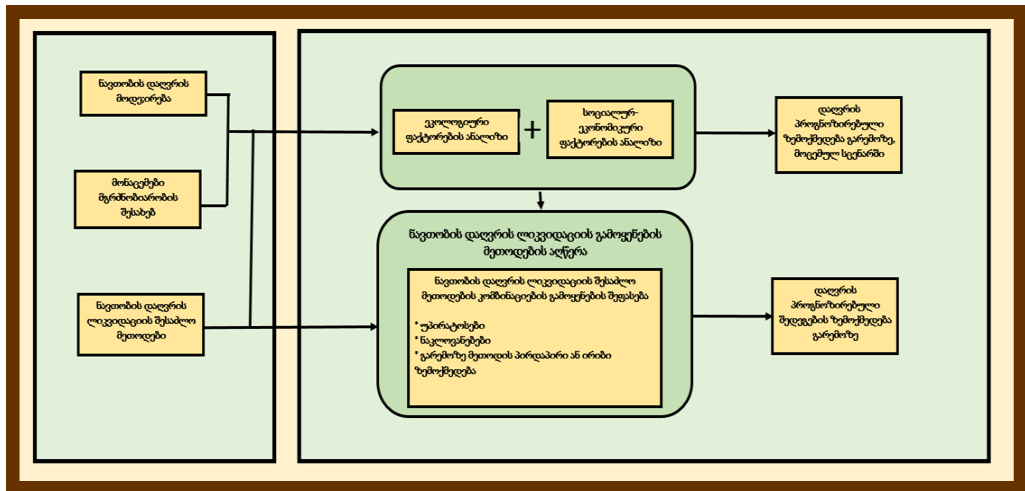
პირველ ეტაპზე შეკრებილი ინფორმაცია განსაზღვრავს ყველა ფაქტორს. მიღებული მაღალი ხარისხის ინფორმაცია, რაც ამცირებს ჰიპოთეზების რაოდენობას და უზრუნველყოფს ამ ეტაპზე მიღებულ ინფორმაციას. აგრეთვე მიიღება დიდი დამაჯერებლობა, რომ დაღვრის ლიკვიდაცია ხდება ოპტიმიზაციისათვის. ამავე ეტაპზე უნდა მოხდეს პოტენციალური შედეგების შეფასებები.

ნახ. 48-ზე ნაჩვენებია სქემა, რომლის საშუალებით ხდება პირველ ეტაპზე მიღებული ინფორმაციის გადასვლა მეორე ეტაპზე, სადაც ხდება სოციალურ-ეკონომიკური უპირატესობებისა და ნაკლოვანებების ანალიზი.

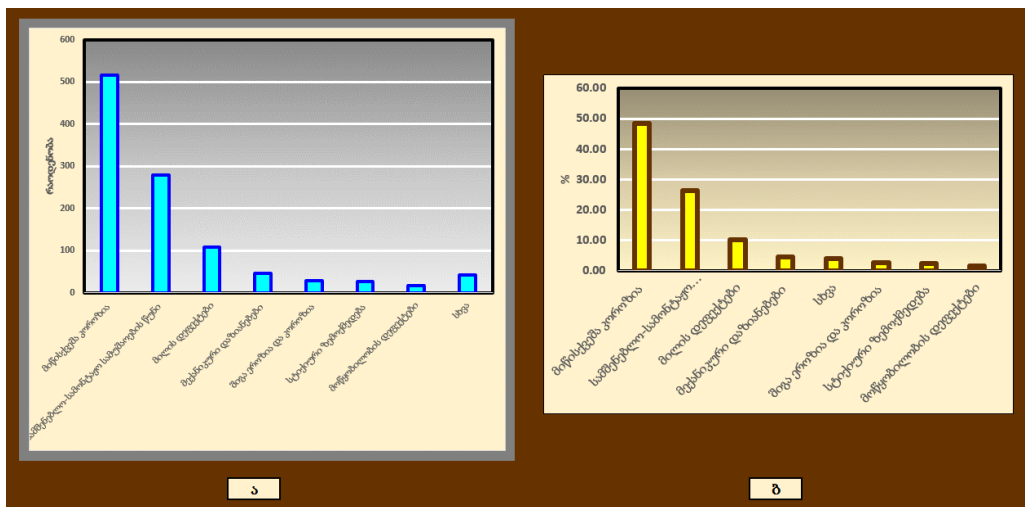
მესამე ეტაპზე ხდება ფარდობითი პრიორიტეტის დადგენა, ხოლო საბოლოო მეოთხე ეტაპზე - დაღვრის ღონისძიებების ლიკვიდაციის ოპტიმალური მეთოდის შერჩევა.

ნავთობის დაღვრის ძირითადი წყაროები შემდეგია;

- ტანკერის ავარია;
- ჩასხმის სისტემის ავარია (პროდუქტის გადატვირთვა პლატფორმიდან ტანკერში და პირიქით);
- ხომალდების დაჯახება.



ნახ. 48. ინფორმაციის გადასვლა პირველი ეტაპიდან მეორეში



ნახ. 49. მაგისტრალური ნავთობსადენების ავარიების სტატისტიკა: ა. რაოდენობა; ბ. რანჟირება პროცენტულად

მაგისტრალური ნავთობსადენების ავარიების სტატისტიკის თანახმად, მსოფლიოში ბოლო 10 წლის პერიოდისათვის, გვაქვს შემდეგი მიზეზები (ნახ. 49. ა და ბ, ცხრილი 19 და 20) [84]:

- მიწისქვეშა კოროზია (516);

- სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების წუნი (280);
- მილის დეფექტები (108);
- მექანიკური დაზიანებები (47);
- შიგა ეროზია და კოროზია (29);
- სტიქიური ზემოქმედება (26);
- მოწყობილობის დეფექტები (17);
- სხვა (43).

ცხრილი 19. მაგისტრალური ნავთობსადენების ავარიების სტატისტიკა (რაოდენობა)

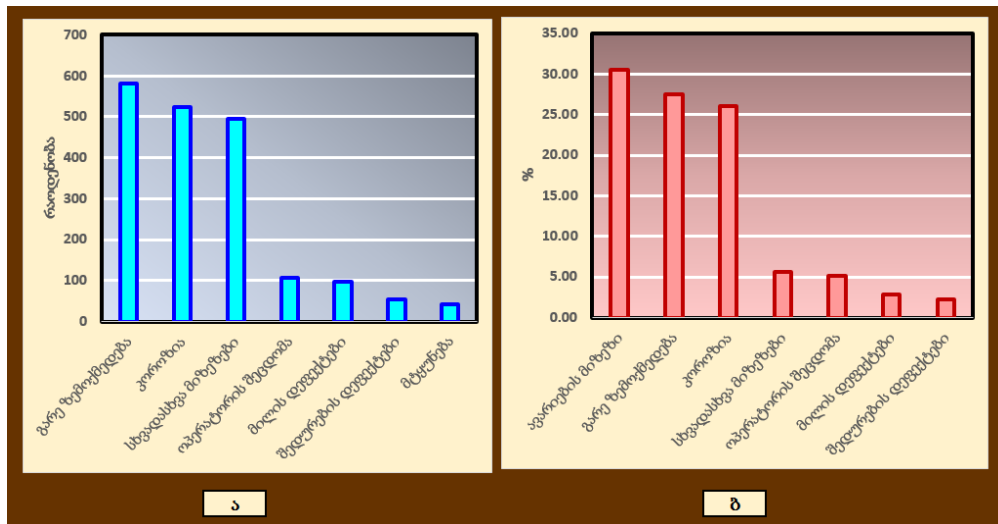
კატეგორია	რაოდენობა
მიწისქვეშა კოროზია	516
სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების წუნი	280
მილის დეფექტები	108
მექანიკური დაზიანებები	47
შიგა ეროზია და კოროზია	29
სტიქიური ზემოქმედება	26
მოწყობილობის დეფექტები	17
სხვა	43
	ჯამი: 1066

ცხრილი 20. მაგისტრალური ნავთობსადენების ავარიების სტატისტიკა (რანჟირებული პროცენტები)

კატეგორია	%
მიწისქვეშა კოროზია	48.41
სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების წუნი	26.27
მილის დეფექტები	10.13
მექანიკური დაზიანებები	4.41
სხვა	4.03
შიგა ეროზია და კოროზია	2.72
სტიქიური ზემოქმედება	2.44
მოწყობილობის დეფექტები	1.59
	100

მაგისტრალურ ნავთობსადენებზე, ჭაბურღილებზე, ტანკერებზე და ა. შ., მიუხედავად საჭირო უსაფრთხოების ზომებისა, მაინც იქმნება ავარიული სიტუაციები და მნიშვნელოვანი ზარალი. ტრასის თვითოეულ 1000 კმ-ზე, დაახლოებით ხდება 3-4 ავარია, მნიშვნელოვანი გაჟონვით. ასეთი დანაკარგები შეფასებულია გადატუმბვის სრული მოცულობის დაახლოებით 1-1,2%. აღდგენისათვის იხარჯება მილიონებით დოლარი, და დაახლოებით დაღვრილი მოცულობის, მხოლოდ ნახევრის აკრეფაა შესაძლებელი.

ევროპაში და ჩრდილოეთ ამერიკაში არსებობს ავარიების გამოწვევის შემდეგი მიზეზები (ცხრილი 21 და 22, ნახ. 50, ა და ბ).



ნახ. 50. ევროპაში და ჩრდილოეთ ამერიკაში ავარიების მიზეზები; ა. პოლიგონი; ბ. რანჟირებული პოლიგონი (%)

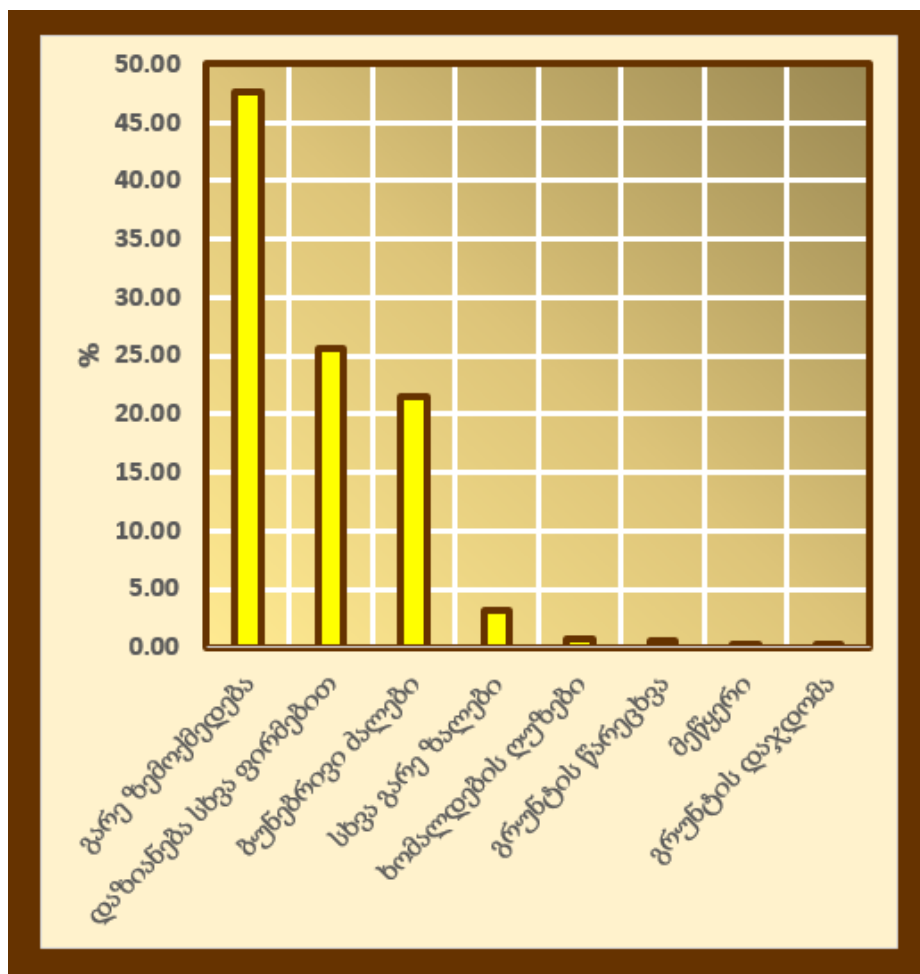
ცხრილი 21. ევროპაში და ჩრდილოეთ ამერიკაში ავარიების მიზეზები

ავარიების მიზეზი	ავარიების რაოდენობა 1000 კმ-ზე
გარე ზემოქმედება	581
კოროზია	523
სხვადასხვა მიზეზები	496
ოპერატორის შეცდომა	107
მილის დეფექტები	98
შედურების დეფექტები	54
მტყუნება	42
	1901

ცხრილი 22. ევროპაში და ჩრდილოეთ ამერიკაში ავარიების მიზეზები (რანჟირება პროცენტულად)

ავარიების მიზეზი	%
გარე ზემოქმედება	30.56
კოროზია	27.51
სხვადასხვა მიზეზები	26.09
ოპერატორის შეცდომა	5.63
მილის დეფექტები	5.16
შედულების დეფექტები	2.84
მტყუნება	2.21
	100.00

განვიხილოთ ნავთობსადენების ავარიების (მტყუნების) გარე ზემოქმედების ჩაშლა კატეგორიებად - სტატისტიკა (ცხრილი 23, ნახ. 51).



ნახ. 51. ავარიების გარე ზემოქმედების ჩაშლა კატეგორიებად (რანჟირებულად, პროცენტული)

ცხრილი 23. ავარიების გარე ზემოქმედების ჩაშლა კატეგორიებად

	ავარიების რაოდენობა 10 წლის განმავლობაში	%
გარე ზემოქმედება	265	47.58
დაზიანება სხვა ფორმებით	143	25.67
ბუნებრივი ძალები	120	21.54
სხვა გარე ძალები	18	3.23
ხომალდების ღუზები	4	0.72
გრუნტის ჩარეცხვა	3	0.54
მეწყერი	2	0.36
გრუნტის დაჯდომა	2	0.36
	ჯამი 557	100

მსოფლიოში დაგროვილია ნავთობსადენების ექსპლუატაციის დიდი გამოცდილება, რაც საშუალებას გვაძლევს გამოვყოთ დაზიანების ძირითადი მიზეზები და სახეები:

- დეფექტები: ქარხნული წუნი (მილის ტანში მეტალურგიული დეფექტები - ჩაგლინები, განფენოვანება, არალითონური ჩართვები და ა. შ.);
- მილის პირაპირის განივი და გრძივი ნაკერების შედუღება (შეუდუღებლობა, შლაკური ჩანართები, პირაპირების წანაცვლება, ძირითადი ლითონის ახლოს მქონე ზონების დასუსტება);
- მილის ლითონის კოროზია (შიგა, გარე, ნაკადის უნარი და ა. შ.).

ნავთობტერმინალებში სატვირთო ოპერაციებისას პროდუქტის დაღვრის ძირითადი წყაროები შემდეგია; შლანგების გაგლეჯა, სატვირთო მოწყობილობის დაზიანებები, ტანკერების გადასხმა და სატვირთო ტანკერების დაზიანებები მისაბმელი ოპერაციებისას. ხომალდების შემოსვლისას ტერმინალში პროდუქტის დაღვრის სიხშირე ერთი ტონისას ითვლება $5 \cdot 10^{-4}$. ამ დროს დაღვრის ინტერვალი 1-10 ტონისას არის 0,79, ინტერვალში 10-100 ტონა - 0,17, ინტერვალისას 100-1000 ტონა - 0,036,

ხოლო 1000 ტონაზე მეტი - 0,008, ე. ი. ტემინალში ყველა დაღვრის 96% არ ემართება 100 ტონას [85,86].

არ არსებობს ნავთობის დაღვრის პრევენციისა და ლიკვიდაციის ისეთი ორგანიზაციულ-ტექნიკური სტრუქტურა ან ისეთი მოწყობილობა, რომელიც იწვევს დაღვრის შედეგების სრულ აღმოფხვრას. მაგალითად, ევროპის უმსხვილეს ნავთობის პორტში, როტერდამში, 2002 წელს დაფიქსირდა 420 მსხვილი ავარიული დაღვრა.

ნავთობის მოცულობების დაღვრისას შესაძლოა იყოს სცენარების დიდი სპექტრი, მცირე, ძნელად აღმოსაჩენი ხვრეტებიდან - მილსადენის სრულ გაგლეჯამდე. ამ საფუძველზე შემუშავებულია მოცულობების დაღვრის ალბათობის სამი სცენარი:

1. ნემსის მსგავსი მცირე ხვრეტების აღმოჩენა გაჟონვის სისტემით პრაქტიკულად შეუძლებელია, რის გამოც გაჟონვა შეიძლება მოხდეს ხანგრძლივი დროის მანძილზე. ასეთი სცენარი შეიძლება დაკავშირებულია დაცვის სისტემის არადაამაკმაყოფილებელ დადგმასთან, რაც დაკავშირებულია მოულოდნელ კოროზიასთან;

2. საშუალო ზომის გაგლეჯა ან ხვრეტი, რომელიც შეიძლება გამოწვეული იყოს ავარიით ან შეჭრა მესამე მხრიდან, რამაც შეიძლება გამოიწვიოს ნავთობის დაღვრა 500 ტონამდე;

3. კატასტროფული დაღვრა, რაც შეიძლება მოხდეს მასშტაბური ბუნებრივი მოვლენის შედეგად, მაგალითად მიწისძვრა, ან შეჭრა მესამე მხრიდან რამაც შეიძლება გამოიწვიოს მსხვილი დაზიანება. ალბათური შედეგი ამ სცენარისას გვამლევს ნავთობის დაღვრას 500 ტონამდე.

ამ საფუძველზე, დაღვრილი ნავთობის მოცულობა განისაზღვრება შემდეგნაირად:

- ნავთობის გამოდინება წყვეტის მომენტიდან, ტუმბოების გამორთვამდე;
- ნავთობის გამოდინება მილსადენიდან საკეტების ჩაკეტვამდე;

- ნავთობის გამოდინება მილსადენიდან საკეტების ჩაკეტვიდან სრულ გამოდინებამდე, თუ არ ხდება გარკვეული ღონისძიებებით.
- გაჟონვა მდინარეში: გადატანის ტრანსფორმაცია, ხშირად გამოწვეული მდინარეების სწრაფი სიჩქარით. ხშირად მდინარეების გადასასვლელები იმყოფება 20 კმ-დან ზღვამდე, ხოლო ბევრი - 5 კმ-დან. ამ შემთხვევაში დრო, რომლის განმავლობაში ნავთობი მიაღწევს ზღვამდე დაახლოებით ორი საათია.

ნავთობსადენის დაზიანებისას, ჩვენი ვერსიით, შეიძლება მივიღოთ დაზიანებების ძირითადი მიზეზების ნუსხა:

1. საწარმოო პერსონალის შეცდომები;
2. საწარმოო უსაფრთხოების მოთხოვნილებების შეუსაბამობა;
3. მილსადენების მექანიკური დაზიანებები, ადამიანების მოღვაწეობის შედეგად, ან გარე ზემოქმედებისას;
4. სხვა ოპერაციების ჩატარებისას;
5. ავარიები ტანკერებზე, მათ შორის მეჩეჩი, ხანძარი, აფეთქება;
6. საწარმოო ოპერაციები ტერმინალებზე, ტანკერების გადასხმა და სატვირთო ტანკერების დაზიანებები სანაპირო ოპერაციებისას;
7. რეზერვუარების, მილსადენების და ტექნოლოგიური მოწყობილობის დეჰერმეტიზაციისას;
8. დამხმარე მოწყობილობის მტყუნებები (ჩატვირთვა-განტვირთვის სისტემები, ტორსული შესქელებები, შეზეთვის სისტემა, ელექტროძრავების გაცივების სისტემა, საკონტროლო-გამზომი ხელსაწყოები და ავტომატიკა);
9. გამოფრქვევის და შესართავის მოწყობილობა;
10. რეზერვუარების შიგა და გარე კედლებისა და ფსკერის ლითონის კოროზია;
11. მილსადენის ლითონის შიგა დეფექტები, რაც დაკავშირებულია ქარხნულ წუნსთან, ან მექანიკური დაზიანებები მშენებლობისა და ექსპლუატაციისას;

12. ნავთობსადენის იზოლაციის დაზიანება;
13. ნავთობსადენის ელექტროქიმიური დაცვის ნორმალური მუშაობის დარღვევა;
14. ლითონის დაღლილობა ან ცვეთა.

განვიხილოთ სტრუქტურული მიდგომა, ნავთობის დაღვრის დროს რეაგირება და ლიკვიდაციის სამუშაოები, რომელიც ჩვენს მიერ შემუშავდა შემდეგ ოთხ ეტაპად;

1. მონაცემების მოპოვება და შეფასება; საჭიროა შეირჩეს ზემოქმედების სცენარი და მოხდეს ამ სცენარით შესაძლო შედეგების ანალიზი;
2. ამ სცენარით, მოხდეს შესაძლო ზემოქმედების პროგნოზირება, რათა განისაზღვროს, როგორია ეფექტური მეთოდები და მისი განხორციელება;
3. კომპრომისული გადაწყვეტილებების მოძებნა, მოცემული ეტაპი დაკავშირებულია თითოეული მეთოდიდან ლიკვიდაციის ეფექტის მოძიებასთან, რათა მოხდეს საუკეთესო სოციალურ-ეკონომიკური სარგებლის დადგენა;
4. ლიკვიდაციის საუკეთესო ვარიანტის შერჩევა სცენარებისათვის, რითაც ხდება დაღვრის ლიკვიდაციის სამუშაოების მინიმიზაცია.

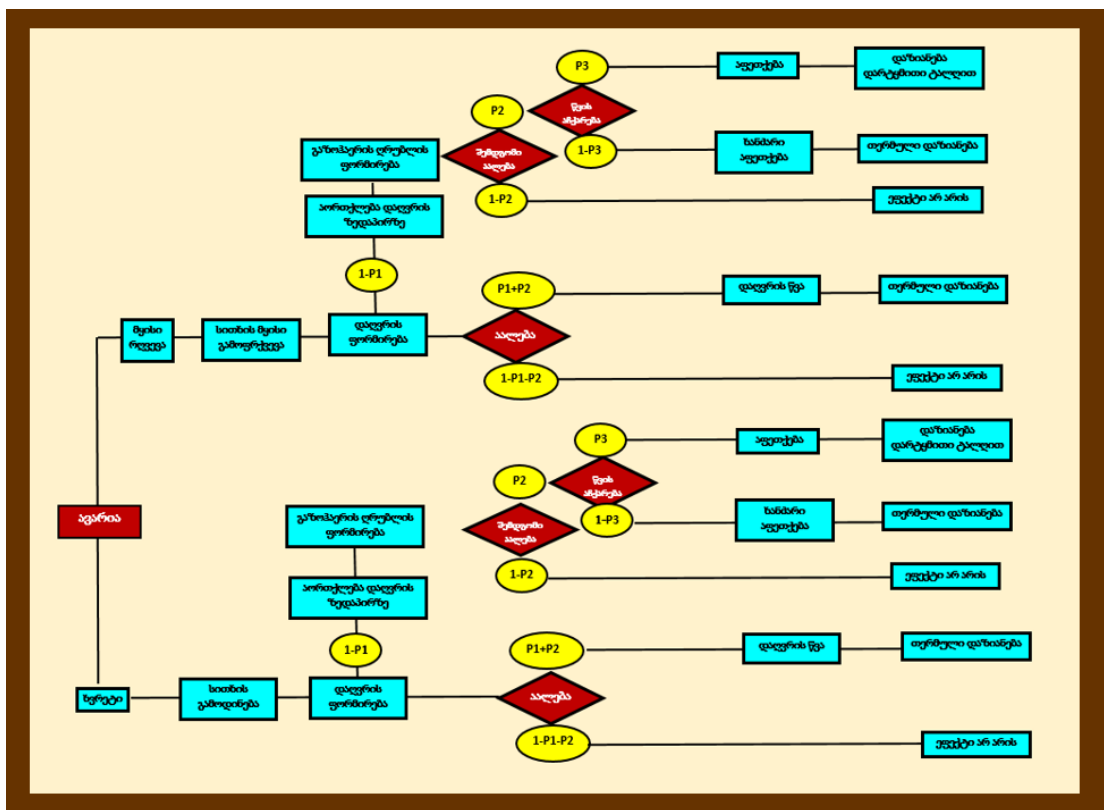
სატვირთო შლანგებს, რომლითაც ხდება ტანკერებში პროდუქტის ჩასხმა გააჩნიათ ნაკლოვანებები. მათ აქვთ მცირე ხანგამძლეობა, სირთულეები მართვაში, მაღალი ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობა და მნიშვნელოვანი ფართობის გამოყენება. შლანგების ხისტი კონსტრუქციის დამაგრება ტანკერთან, ხშირად იწვევს გაგლეჯას, ტანკერის მისადგომიდან სწრაფი წასვლისას.

ნავთობის ჩასხმის ტერმინალის შემადგენლობაში შედის:

- რეზერვუარების პარკი;
- ტექნოლოგიური მილსადენები;
- ტექნოლოგიური ტუმბოები;

- აღრიცხვის კვანძები;
- ჰიდროდარტემების დაცვის კვანძები;
- მისადგომის ნაგებობები (სანაპირო მისადგომები, პირსები, გამოსასვლელი მიმღები მოწყობილობები და ა. შ.);
- შლანგების მოწყობილობა (სტენდერები, დრეკადი რეზინის არმირებული შლანგები);
- გამწმენდი ნაგებობები;
- დამხმარე შენობები და ნაგებობები;
- მართვის სადისპეჩერო და მონაცემების შეკრების სისტემა (SCADA) და კავშირგაბმულობის სისტემა.

გარდა ამისა ტერმინალში შედის დამხმარე ობიექტები, კერძო სატვირთო ნავთობსადენების სისტემა, ბალასტის წყლების გაწმენდის სადგური, ჩამკეტი არმატურა, ავტომატიზირებული სისტემა, საკონტროლო - გამოზომი ხელსაწყოები, დაბინძურებული ნავთობის ლიკვიდაციის სისტემა და ა. შ. [87,88].



ნახ. 52. ავარიის განვითარების მოდელი

შესაძლო ავარიის განვითარებისათვის აგებული მოდელის ანალიზით, შესაძლებელია ავარიის ათი შესაძლო სცენარის განვითარება (ნახ. 52).

თითოეული სცენარის რეალიზაციის ალბათობის გაანგარიშებისას, ყველაზე მნიშვნელოვანია C2 და C10 სცენარი - ხვრეტის შექმნა, ავარია ნავთობის შემდგომი აალებით [87].

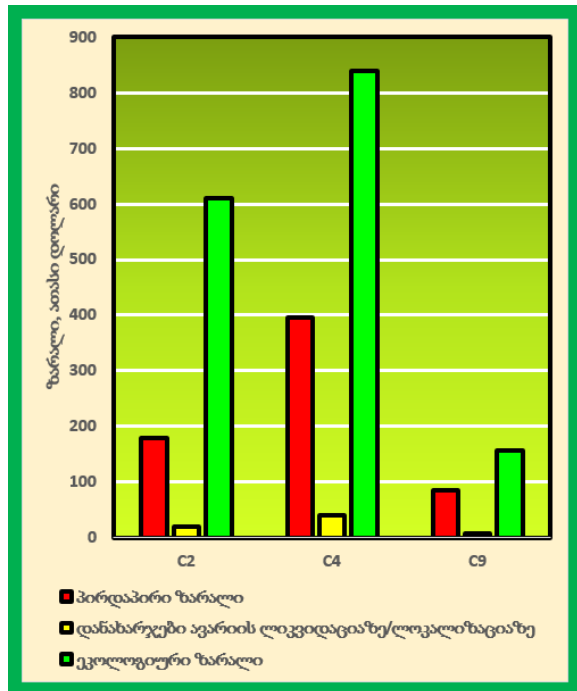
ცხრილი 24-დან ჩანს, რომ ავარიის განვითარების ყველაზე მეტად შესაძლო ალბათური სცენარები არის ნავთობის დაღვრა, ნავთობსადენში ხვრეტის შექმნისას, რისთვისაც აღნიშნული ტიპის ავარიისათვის შემუშავებულია მტყუნებების ხე. აგებული მტყუნებების ხე ავლენს ხდომილებების მოვლენების თანმიმდევრობას, რის გამოც შესაძლოა შეიქმნას ავარია. ასეთი მოდელი საშუალებას გვაძლევს წარმოვაჩინოთ ავარიული სიტუაციის ძირეული მიზეზი და განხორციელდეს პრევენციის ღონისძიებები.

ცხრილი 24. ავარიის სცენარების განვითარების რეალიზაციის ალბათობები

სცენარის ნომერი	ავარიის აღწერა	რეალიზაციის ალბათობა		ხდომილების სიხშირე, 1/(წელი·კმ)	
		სრული გაგლეჯა	ხვრეტი	სრული გაგლეჯა	ხვრეტი
1	2	3	4	5	6
C1	ავარია ხმელეთის	0,93650	-	$1,50 \cdot 10^{-5}$	$1,59 \cdot 10^{-4}$
C2		-	0,99497		
C3, C6	უბანზე: აფეთქება	0,00579	0.00025	$2,3 \cdot 10^{-10}$	$1,5 \cdot 10^{-10}$
C4, C7	დაღვრის ხანძარი	0,00555	0,00005	$4,3 \cdot 10^{-10}$	$6,0 \cdot 10^{-9}$
C5, C8	ანთების ხანძარი	0,052155	0,00473	$2,0 \cdot 10^{-9}$	$2,8 \cdot 10^{-9}$
C9	ავარია მდინარის გადასასვლელზე	0,93650	-	$3,50 \cdot 10^{-5}$	$3,43 \cdot 10^{-5}$
C10		-	0,99497		

ცხრილი 25-ის მიხედვით, იქნა ზარალის გაანგარიშება შესაძლო ავარიისათვის, სამი სცენარისათვის - ნავთობის დაღვრა ხმელეთზე ნავთობსადენში ხვრეტისას, ნავთობის დაღვრა და ხანძარი ხმელეთზე

ნავთობსადენის სრული გაგლეჯისას და ნავთობის დაღვრა წყალზე ნავთობსადენის სრული გაგლეჯისას. ავარიების სცენარების რეალიზაციების ((C2), (C4) და (C 9)) ეკოლოგიური ზარალი მოყვანილია ნახ. 53-ზე დიაგრამის სახით.



ნახ. 53. ჯამური ზარალი შესაძლო ავარიის, სცენარების C2 C4 და C9 რეალიზებისას

ცხრილი 25. ავარიის შესაძლო ჯამური ზარალი

ზარალის ტიპი	ზარალის ოდენობა, ათასი დოლარი		
	C2	C4	C9
პირდაპირი ზარალი	180	395	85
დანახარჯები ავარიის ლიკვიდაციაზე/ლოკალიზაციაზე	20	40	8
სოციალ-ეკონომიკური დანაკარგები	-	-	-
ირიბი ზარალი	-	-	-
ეკოლოგიური ზარალი	610	840	157
სულ	810	1275	250

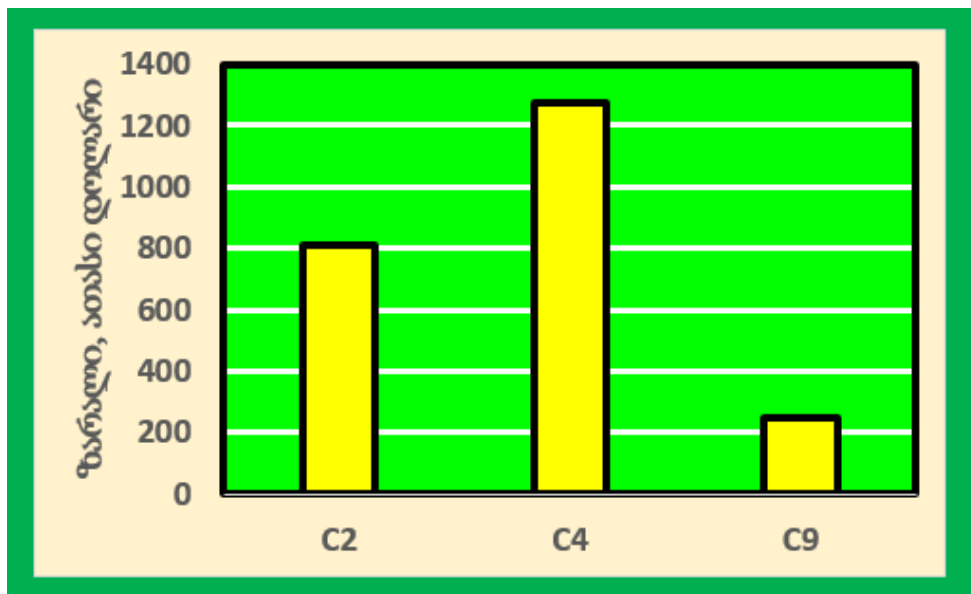
მიღებული შედეგების ანალიზისას, შეიძლება გაკეთდეს დასკვნა, რომ ყველაზე დიდი ზარალი გვაქვს იმ სცენარისას, როდესაც არის

ნავთობის დაღვრა ხანძართ. სრული ზარალის ძირითადი შემადგენელი წარმოადგენს ეკოლოგიურ ზარალს, დოლარებით ათასებში (ცხრილი 22).

ნახ. 54-ზე ნაჩვენებია შედარებითი განაწილების დიაგრამა, სცენარების ჯამური ზარალით.

მოსალოდნელი შედეგები მეტად ნეგატიურ გავლენას ახდენს გარემოზე.

ამგვარად, შეჯამებისას, უნდა ითქვას, რომ საშიში საწარმოო ობიექტის ექსპლუატაციისას, აუცილებელია მოხდეს უსაფრთხო ფუნქციონირების უზრუნველყოფა, რაც დღეისათვის წარმოადგენს პრიორიტეტულ ამოცანას. ნავთობსატრანსპორტო ობიექტების საწარმოო ავარიების რაოდენობრივი შეფასება და ანალიზი ხელს უწყობს მაგისტრალური ნავთობსადენების გაზრდილი რისკების იდენტიფიკაციას და იწვევს ეფექტური მენეჯმენტის გადაწყვეტილებების მიღებას [90-93].



ნახ. 54. სრული შესაძლო ზარალი ავარიისას

ამრიგად, შესაძლო ავარიების წინასწარი ანალიზის საფუძველზე, შესაძლებელია შემუშავდეს მთელი რიგი საორგანიზაციო და საინჟინრო ღონისძიებები, რომლებიც მიზნად ისახავს ავარიების პრევენციას, რაც,

თავის მხრივ, საშუალებას იძლევა ავიცილოთ კატასტროფული მატერიალური დანაკარგები.

ნავთობის დაღვრისას შესაძლოა შემდეგი სიტუაციები:

1. ხომალდის კორპუსიდან ნავთობის გაჟონვის ავარიისას გვაქვს: სატრანსპორტო შემთხვევა პორტის აკვატორის გარეთ, ბუნკირების ადგილებში ან ჩაბარება-მიღების პროცედურების დროს;

2. ხომალდზე ნავთობის დაღვრა სხვადასხვა ოპერაციებისას: ჩატვირთვა-გადატვირთვა, ბუნკირება, გადატვირთვა და ა. შ.;

3. ხომალდის აკვატორიაში ყოფნის დროს და ა. შ.

ასეთი სიტუაციის თავიდან აცილების მიზნით იყენებენ შემდეგ ზომებს:

- ხომალდის გემბანზე ნავთობის მოხვედრის დროს კონსტრუქციული გადაწყვეტილები - ტიხრები, ქვეშები, აკრეფის ცისტერნები და ა. შ.;

- ხომალდის გემბანზე კონსტრუქციული გადაწყვეტილებები, რათა ნავთობის მოხვედრა ზღვაში თავიდან იქნას აცილებული;

- ტექნიკური მწყობილობები და მასალები, რომელთა საშუალებითაც ხდება ნავთობის ლოკალიზაცია და შეკრება, ზღვაში ჩაღვრისას - ღიპურა ბონენი, სკიმერები, სორბენტები და ა. შ.

შემთხვევების ანალიზისათვის დაჯგუფება ხდება შემდეგნაირად (სამი წლის ანალიზი):

1. ხომალდების ყოფნა ნავთობის ტერმინალებთან, ჩატვირთვა-გადატვირთვის ოპერაციები - 82 შემთხვევა;

2. ბუნკირება რეიდზე, ერთი ხომალდიდან - მეორეში: 24 შემთხვევა;

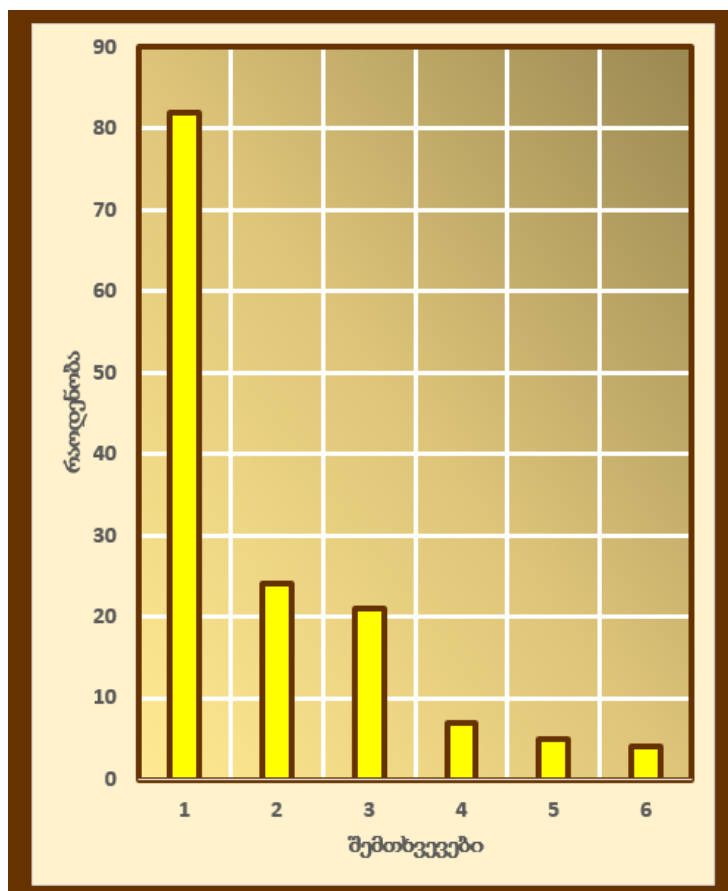
3. ხომალდების მოძრაობისას დაზიანებები შემდეგი შემთხვევისას: დარტყმები, ტანკების დაჯახება, დაჯდა მეჩქეზე და ხვრეტების არსებობისას ხომალდის ჩაძირვა - 2 შემთხვევა;

4. ჩაღვრა პორტში - 5 შემთხვევა;

5. ნავთობის ტვირთის გათბობა;
6. ბზარი შედუღების ნაკერში- 1 შემთხვევა;
7. აფეთქება - 1 შემთხვევა;
8. საბრუნო კლინკეტის შუასადების და შლანგების გაგლეჯა - 1 შემთხვევა;
9. სხვა შემთხვევები - 4 შემთხვევა.

ნახ. 55-ზე ნაჩვენებია შესაბამისი სტატისტიკური მონაცემები.

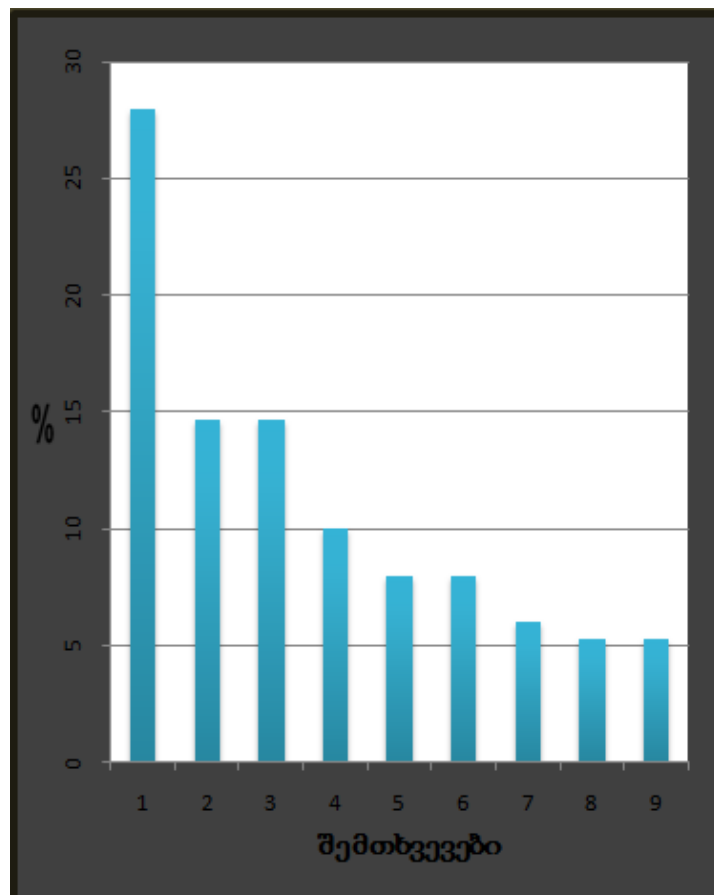
ამგვარად, ინციდენტების ძირითადი წილი მოდის ტექნოლოგიური დარღვევები და სატვირთო ბუნკირება აკვატორიებში. მათი ჯამი შეადგენს 74%-ს. დარღვევები გადაზიდვებისას - 16%, თანაც სტატისტიკურად უფრო ხშირია დაღვრა 10 ტონამდე, ხოლო 100 ტონამდე მეტად იშვიათი შემთხვევებია (დაახლოებით ერთი შემთხვევა ათეული წლების განმავლობაში).



ნახ. 55. მიზეზების სტატისტიკური მონაცემები.

ნავთობის ჩატვირთვა-გადატვირთვისას დაღვრის მიზეზები შემდეგია (რანჟირებული) (ნახ. 56):

1. ავზების გადავსება - 42 შემთხვევა (28 %);
2. ტექნოლოგიის ან ინსტრუქციის დარღვევები - 22 შემთხვევა (14,67%);
3. კონტროლის არარსებობა - 22 შემთხვევა (14,67 %);
4. შლანგის (მილსადენის) გაგლეჯა - 15 შემთხვევა (10 %);
5. სხვა - 12 შემთხვევა (8 %).
6. ბზარი ხომალდის კორპუსში ან მისი დაზიანება - 12 შემთხვევა (8 %);
7. მოწყობილობის უწყესივრობა - 9 შემთხვევა (6 %);
8. აფეთქება - 8 შემთხვევა (5.3 %).
9. ხანძარი- 8 შემთხვევა (5,3 %).

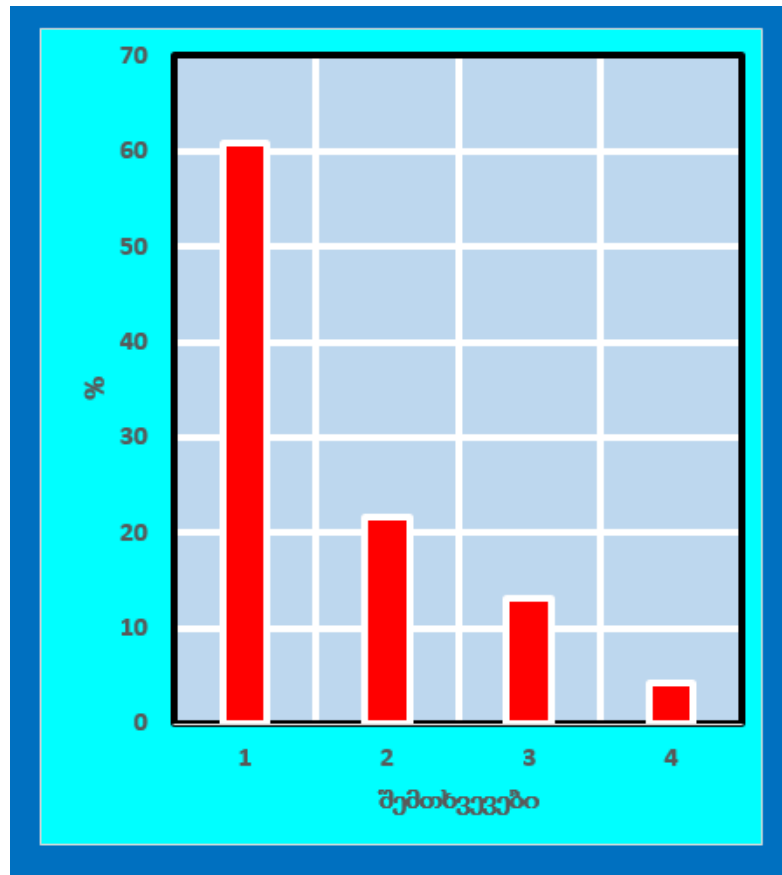


ნახ. 56. ნავთობის ჩატვირთვა-ამოტვირთვისას დაღვრის მიზეზების სტატისტიკა

დაღვრის სტატისტიკა, რომელიც დაკავშირებულია კონკრეტული ოპერაციების ჩატარებასთან, შემდეგია (რანჟირებული) (ნახ. 57):

1. ბუნკირება - 14 შემთხვევა (60,9%);
2. ნავთობის გადაზიდვა ერთი ხომალდიდან მეორეში - 5 შემთხვევა (21,7%);
3. მიღება-ჩაბარება - 3 შემთხვევა (13,1%);
4. ხომალდის დაზიანება ბუნკირებისას - 1 შემთხვევა (4,3%).

ხომალდების მოძრაობისას, ნავთობის დაღვრა მასა იცვლება 0,001-და 835 ტონამდე, ხოლო საშუალო ტონაა 64,75 ტონა.

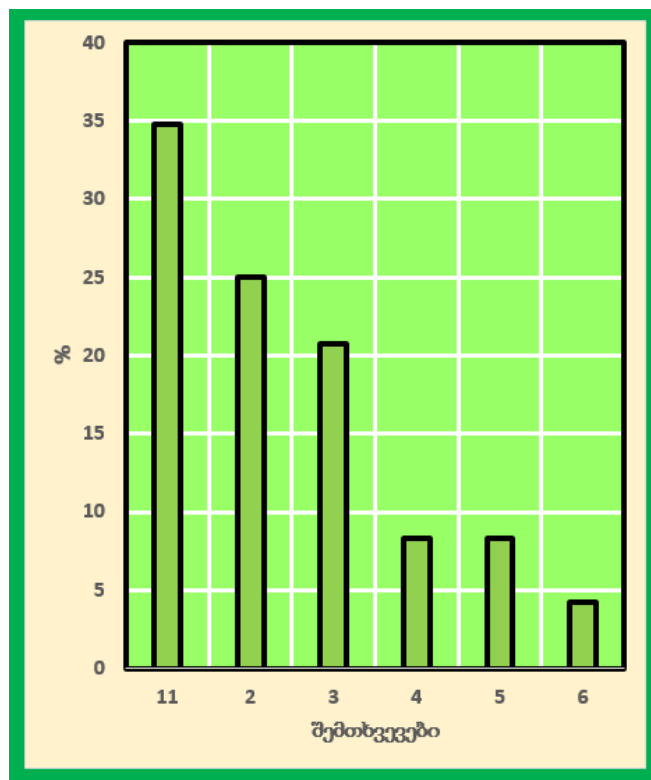


ნახ. 57. კონკრეტული ოპერაციების დაღვრის მიზეზების სტატისტიკა

ძირითადი მიზეზები შემდეგია (რანჟირებისას) (ნახ. 58):

1. ხომალდების შეჯახება - 8 შემთხვევა (34,8%);
2. დაჯდომა მეჩქრზე - 6 შემთხვევა (25,0%);

3. დარტყმები - 5 შემთხვევა (20,8%);
4. ხვრეტი კორპუსში - 2 შემთხვევა (8,3%);
5. ჩაძირვა - 2 შემთხვევა (8,3%);
6. ნაყარით - 2 შემთხვევა (4,2%)



ნახ. 58. დაღვრის მიზეზები ხომალდების მოძრაობისას

დაღვრების დაჯგუფება მასის მიხედვით მოყვანილია ცხრილ 26-ში.

ცხრილი 26. ნავთობის დაღვრის ფარდობითი განაწილება, დაღვრის მასის მიხედვით

№	ინტერვალის ზღვრები, ტ	შემთხვევების რაოდენობა	ინციდენტების სრული %-დან
1	0 ÷ 0,01	1	6,25
2	0,01 ÷ 0,1	2	12,5
3	0,1 ÷ 1,0	2	12,5
4	1,0 ÷ 10,0	8	50,0
5	10,0 ÷ 100,0	2	12,5
6	100,0 ÷ 1000,0	1	6,25
სულ		16	100%

5.3. მაგისტრალური ნავთობსადენის დაზიანებისა და ავარიების თვისობრივი ანალიზი

განვიხილოთ თვისობრივი ანალიზი, როლიც ხდება აღნიშნული დაზიანების მიხედვით, ექსპერტების მიერ ჩათვლილი ქულების ოდენობით, სუბიექტური თვალსაზრისის მიხედვით, რომელიც განისაზღვრება შემდეგი ფორმულით [49]:

$$K = 10 \lg \left(\frac{\bar{y}^{-2}}{D} \right), \quad (56)$$

სადაც \bar{y} არის მათემატიკური მოლოდინი; D - დისპერსია, რომელიც განისაზღვრება შემდეგნაირად:

$$D = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2, \quad (57)$$

სადაც y_i არის ექსპერტის შეფასება; n - ექსპერტების რაოდენობა.

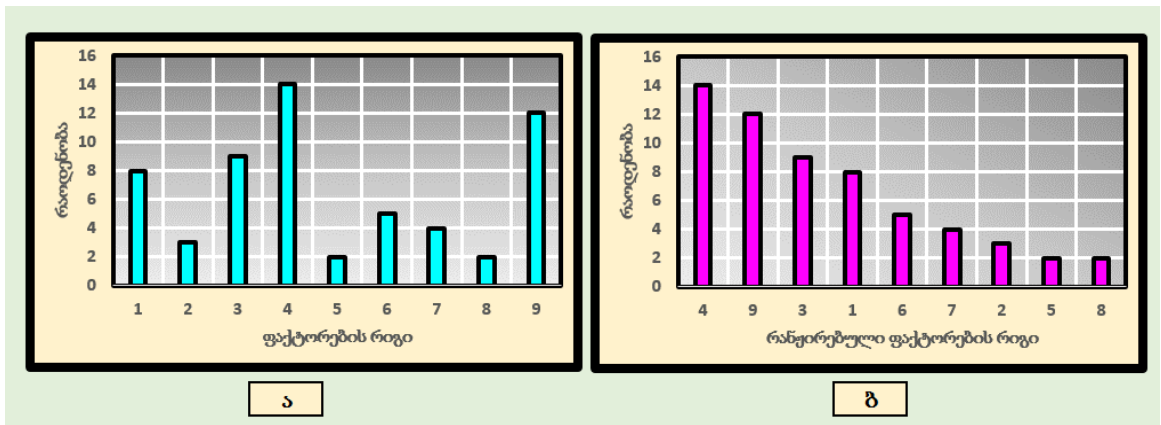
რაც უფრო მეტია კრიტერიუმი, მით უფრო მნიშვნელოვანია ხარისხის მართვა და კონტროლი.

ცხრილი 27. კუმულაციური წირის აგება (პირველი ვარიანტი)

ექსპერტის შეფასება	ფაქტორების რაოდენობა								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	3	9	2	2	2	9	9	9	2
2	4	7	3	1	3	8	10	9	2
3	5	8	2	1	4	10	10	10	1
4	4	8	3	1	3	10	9	9	2
5	3	10	3	2	3	9	9	8	1
6	3	8	3	1	2	10	8	8	1
საშუალო	3.67	8.33	2.67	1.33	2.83	9.33	9.17	8.83	1.50
დისპერსია	2.67	0.13	0.48	0.12	0.61	5.41	0.13	3.96	0.06
ქულების კოეფიციენტი	7.78	26.91	12.34	17.28	15.10	11.33	26.91	11.61	19.95
რაოდენობა	12	8	42	22	12	8	22	15	9
დიაგრამა	592.12	518.31	380.25	215.32	181.24	179.52	174.15	93.38	90.64
ნომერის რანჟირება	6	7	1	2	3	4	9	8	5
პარეტოს წირი	24.42	45.79	61.47	70.35	77.83	85.23	92.41	96.26	100

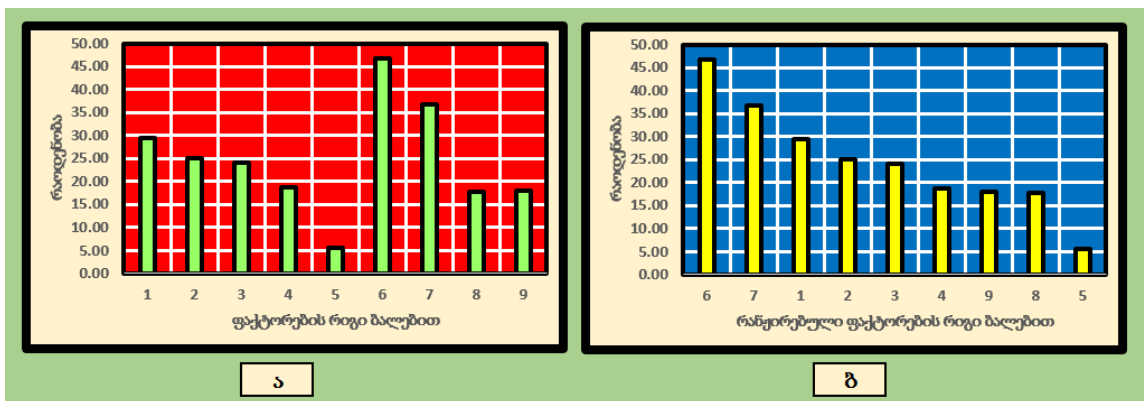
განვიხილოთ, ნახ. 56-ის შესაბამისი მონაცემები და ჩავატაროთ ექსპერტის მიერ მიღებული ქულების განსაზღვრა ორი მეთოდით: საშუალო სიდიდის და დისპერსიის მიხედვით. ჯერ განვიხილოთ პირველი ვარიანტი. ორივე შემთხვევაში გვაქვს ფაქტორები, რომელთა რაოდენობა არის ცხრა და ექვსი ექსპერტი. შევიტანოთ ცხრილ 27-ში, გამოვიყენოთ საშუალო სიდიდე და საბოლოოდ ავაგოთ კუმულაციური წირი, დაზიანების მიხედვით (ნახ. 59).

პირველი ეტაპისათვის ავაგოთ პოლიგონი და რანჟირებული პოლიგონი.



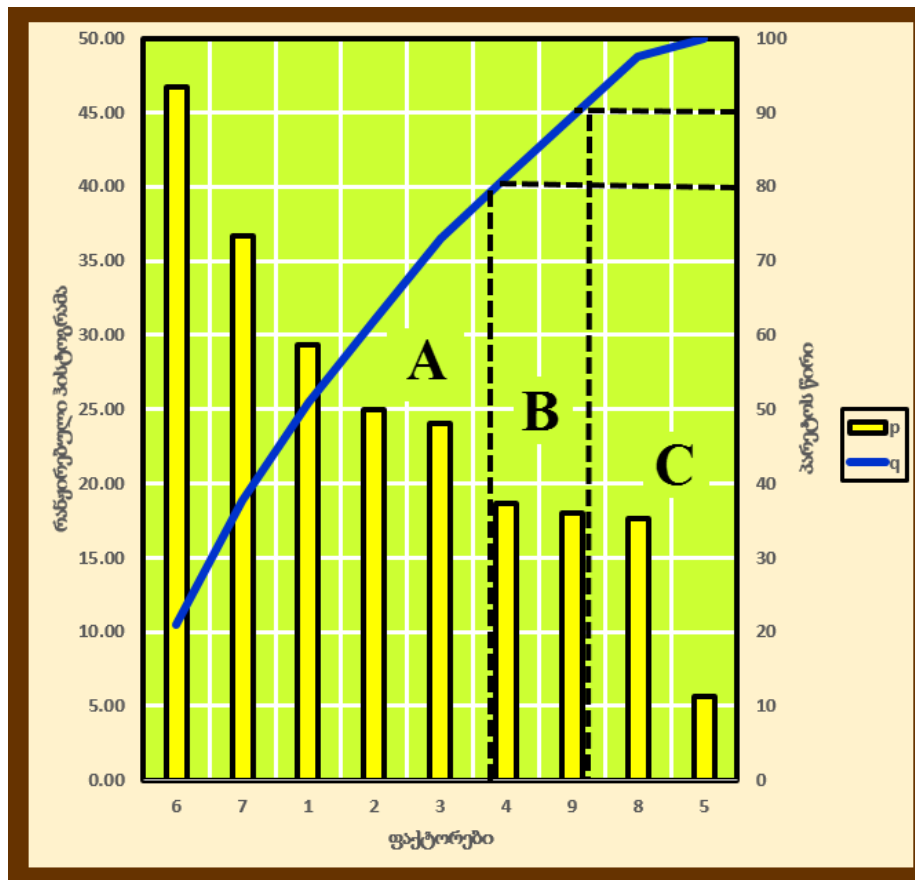
ნახ. 59. პოლიგონი და რანჟირებული პოლიგონი

მეორე ეტაპისათვის ავაგოთ პოლიგონი ქულების ფაქტორების მიხედვით და რანჟირებული პოლიგონი (ნახ. 60).



ნახ. 60. ქულების ფაქტორების პოლიგონი და რანჟირებული პოლიგონი

მესამე ეტაპისათვის ავადოთ ჰისტოგრამა და კუმულაციური წირი (ნახ. 61).



ნახ. 61. ჰისტოგრამა და კუმულაციური წირი

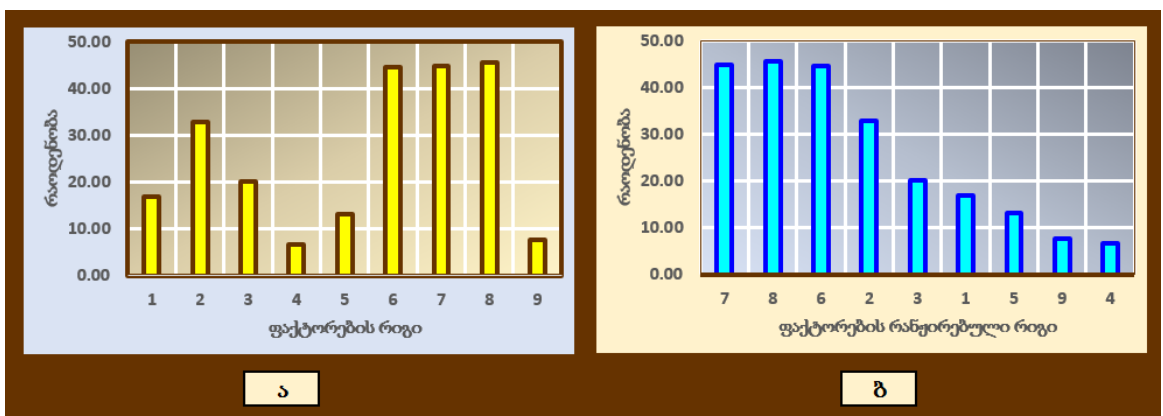
განვიხილოთ A, B და C ზონები, რომლებიც შეესაბამება პროცენტულ ოდენობებს (80%, 10% და 10%). შესაბამისად პირველ რიგში უნდა მოხდეს დაზიანების პრევენცია შემდეგი რიგით: ზონა A – 6, 7, 1, 2 და 3; ზონა B – 4 და 9; ზონა C – 8 და 5. ე. ი. ზონა A - ბზარი ხომალდის კორპუსში ან მისი დაზიანება; მოწყობილობის უწყესივრობა; ავზების გადავსება; ტექნოლოგიის ან ინსტრუქციის დარღვევები და კონტროლის არარსებობა. ზონა B - შლანგის (მილსადენის) გაგლეჯა და ხანძარი; ზონა C - აფეთქება და სხვა შემთხვევები.

თუ ჩავატარებთ მეორე ვარიანტს - ექსპერტების ქულების დისპერსიის მიხედვით, პროცედურა ანალოგიურია (ცხრილი 28, ნახ. 62 და 63).

ცხრილი 28. კუმულაციური წირის აგება (მეორე ვარიანტი)

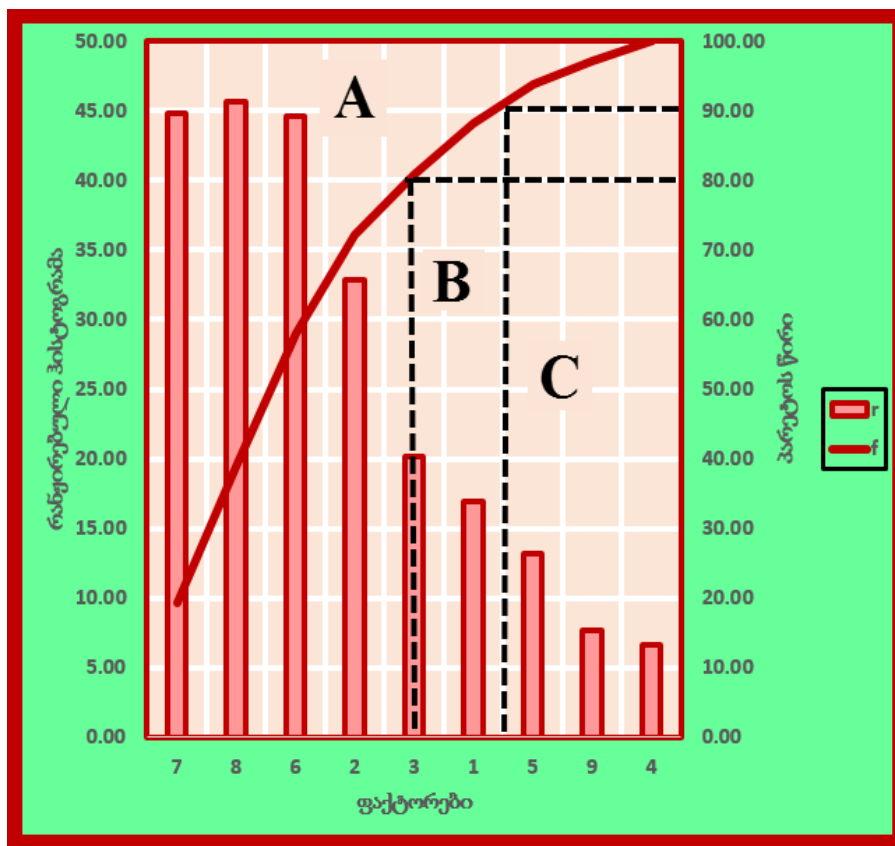
ექსპერტის შეფასება	ფაქტორების რაოდენობა								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	3	9	2	2	2	9	9	9	2
2	4	7	3	1	3	8	10	9	2
3	5	8	2	1	4	10	10	10	1
4	4	8	3	1	3	10	9	9	2
5	3	10	3	2	3	9	9	8	1
6	3	8	3	1	2	10	8	8	1
საშუალო	3.67	8.33	2.67	1.33	2.83	9.33	9.17	8.83	1.50
დისპერსია	0.67	1.07	0.27	0.27	0.57	0.67	0.57	0.57	0.30
ბალური კოეფიციენტი	13.01	18.13	14.22	8.16	11.48	21.14	21.19	21.36	8.75
ნომერის რანჟირება	7	8	6	2	3	1	5	9	4
პარეტოს წირი	16.93	32.87	20.21	6.66	13.17	44.68	44.89	45.63	7.66

შესაბამისად პირველ რიგში უნდა მოხდეს დაზიანების პრევენცია შემდეგი რიგით: ზონა A – 7, 8, 6 და 2; ზონა B – 3 და 1; ზონა C – 5, 9 და 4. ე. ი. ზონა A - მოწყობილობის უწყესივრობა; აფეთქება; ბზარი ხომალდის კორპუსში ან მისი დაზიანება და კონტროლის არარსებობა. ზონა B - კონტროლის არარსებობა და ავზების გადავსება; ზონა C - სხვა შემთხვევები; ხანძარი და შლანგის (მილსადენის) გაგლეჯა.



ნახ. 62. პოლიგონი და რანჟირებული პოლიგონი

პირველი ვარიანტის მსგავსად მესამე ეტაპისათვის ავგოთ ჰისტოგრამა და პარეტოს წირი (ნახ. 63).



ნახ. 63. ჰისტოგრამა და პარეტოს წირი

თუ ჩავატარებთ ორივე ვარიანტის ანალიზს, დავასკვნით, რომ მეორე ვარიანტი უფრო ხელსაყრელი და საიმედოა, რადგანაც ქულების განსაზღვრა დისპერსიის მიხედვით უფრო ზუსტია.

თავი 6. ტურბომექანიზმების მწარმოებლობისა და დაწნევის მართვის სტრუქტურული სქემა, დროსელირების მეთოდის გამოყენებით

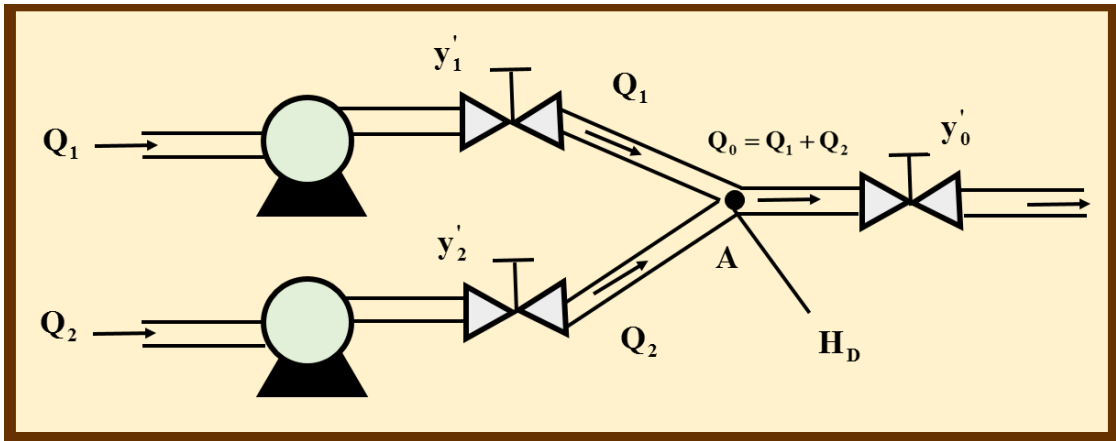
ადრე მიღებული მათემატიკური მოდელები (დამყარებული და დაუმყარებელი), რომლის საშუალებით ხდება ტუმოების რეგულირება ჩამკეტ-მარეგულირებელი არმატურის საშუალებით (დროსელირება), განიხილება მაგისტრალური ნავთობსადენის რეჟიმების ცვლილება, კერძოდ განიხილება ყველაზე უფრო გავრცობილი სამი კონკრეტული შემთხვევა:

- ერთი ტუმბო, საკეტის სრული გახსნისას;
- პარალელურად შეერთებული ორი ტუმბო, საკეტების რეგულირებისას;
- ერთი ტუმბოს რეგულირება საკეტებით, ორი განშტოებით პარალელურ ხაზებში.

ტექნოლოგიური პროცესების მართვისას, განსაკუთრებით ნავთობგადამუშავებაში, ენერგეტიკაში და ა. შ., გამოიყენება მატერიალური ნაკადების ოპტიმიზაცია ცვლადი პარამეტრებით. მწარმოებლობის ნაკადების მართვისათვის, შესაძლოა მოხდეს ტექნოლოგიური ცვლადების სტაბილიზირება, ან ამ მნიშვნელობების შეცვლა საჭირო მიმართულებით. ერთერთ ასეთ ცვლადს წარმოადგენს მოცემული ჰიდრავლიკური სქემის არჩეული წერტილის წნევა. ამ შემთხვევაში გვაქვს გარანტია, რომ შესაძლოა შემფოთებებისას, ყველა მომხმარებლები იქნება უზრუნველყოფილი საჭირო მოცულობის მიწოდება დროის ერთეულში. მოცემული ტექნოლოგიური პროცესებისათვის, ასეთ წერტილებს დომინანტი წერტილები ეწოდება, რაც მსგავსი წერტილი გვადლევს ნახ. 64-ზე ნაჩვენები ჰიდრავლიკური სქემის წარმოდგენა.

ამ შემთხვევაში გვაქვს: პირველი აგრეგატი - ორი ტუმბო შეერთებული პარალელურად; მეორე აგრეგატი - ერთი ტუმბო. ორივე აგრეგატი შეერთებულია პარალელურად და ნაკადი გადის ძირითად ხაზში.

მოცემულ ნაშრომში მოყვანილია დომინანტ წერტილში მართვის შესაძლებლობის მწარმოებლობის ცვლილების გამოკვლევას, დროსელირების მეთოდზე დაყრდნობით. ნაშრომის მიზანი გვიჩვენებს თუ როგორი მნიშვნელობაა მუშაუნარიანობის სისტემის სითხის ნაკადების მათემატიკური მოდელების გამოყენებისას, კერძოდ ნაკადების ხარჯების მართვა მილსადენების წინააღმდეგობის ცვლილების გზით.



ნახ. 64. ნავთობსადენის ჰიდრავლიკური სქემა: ორი პარალელურად შეერთებული ტუმბოს მუშაობა მაგისტრალზე

გამოვიყვანოთ ნავთობსადენების მაგისტრალებში სითხის ნაკადების მიღებული მათემატიკური მოდელის ძირითადი განტოლებები [119-121]:

დამყარებული რეჟიმი:

$$H = \left[1 + \lambda \frac{L}{D} + \sum \xi_c + \sum \xi_a(y') \right] \frac{\gamma Q^2}{2g\omega^2}, \quad (58)$$

დაუმყარებული რეჟიმი:

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{H\omega_y g}{\gamma L} - \left[1 + \lambda \frac{L}{D_y} + \sum \xi_{yc} + \sum \xi_a(y') \right] \frac{\gamma Q^2}{2g\omega_y^2}. \quad (59)$$

სადაც Q არის ნავთობსადენის სითხის ხარჯი; D - ნავთობსადენის დიამეტრი; ω - ნავთობსადენის ცოცხალი კვეთის ფართობი; $\lambda \frac{L}{D}$ -

ნავთობსადენის კედლების სითხესთან ხახუნის სიმძლავრის დანაკარგის წილი (იგი განისაზღვრება ნავთობსადენის მასალით, გეომეტრიული ზომებით და ჰიდრავლიკური რეჟიმებით); $\sum \xi_c$ - ნავთობსადენის ადგილობრივი წინააღმდეგობების (მოხვეულობები, მუხლები და ა. შ.) სიმძლავრის დანაკარგის წილი ($\sum \xi_c$ -ის მდგენელები განისაზღვრება მეთოდის [122]; დროსელირებით მეთოდის ხარჯის რეგულირების თვალსაზრისით ყველაზე საინტერესოა და წარმოადგენს $\sum \xi_a(\bar{y})$ -ს შემადგენელს, რომელიც ხასიათდება მარეგულირებელი ორგანოს ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობის დამლევის სიმძლავრის წილს); ინდექსი y - შემოსაზღვრული კვეთი.

წნევა, დომინანტ წერტილში უზრუნველყოფს მაგისტრალში შესაბამის მიწოდების ხარჯს. უმარტივესი ჰიდრავლიკური სქემის მაგალითზე, დავადგინოთ მათემატიკური მოდელი როგორც დამყარებული, ასევე დაუმყარებული ნაკადებისათვის. ამგვარად, შესაძლოა ავაგოთ მათემატიკური მოდელი, წნევის დომინანტ წერტილში.

ნახ. 64-ზე ნაჩვენებია, რომ შესაძლოა დომინანტ **A** წერტილში წნევა სტაბილიზირდება. აქვე ჩანს, რომ **A** წერტილში ერთიანდება ორი ნავთობსადენის, თუმცა ზოგადად შესაძლოა გვექონდეს რამოდენიმე განშტოება. თითოეული ნავთობსადენისათვის, შესაძლოა ხარჯის მართვა მარეგულირებელი ორგანოს საშუალებით (ნახ. 64, y_1' და y_2').

დამყარებული რეჟიმის მუშაობისას, ერთერთი ტოტის ხარჯის მნიშვნელობა ტოლია Q_1 , ხოლო მეორეში - Q_2 , ასევე ძირითად მილში სითხის ხარჯი - ორი ნავთობსადენის ხარჯების ჯამის ტოლია. ვთქვათ, რომ საკვალთის ჩამკეტები y_1' და y_2' -იჭერს საშუალოდ მდგომარეობას. თუ **A** წერტილში დავაყენებთ მანომეტრს, იგი გვიჩვენებს წნევის გარკვეულ მნიშვნელობას. უპირატესად ალბათური შემფოთება განიხილება გარკვეული საკვალთის ჩამკეტების y_0' . თუ გვაქვს ჩამკეტების y_1' და y_2' , ასევე ერთერთი მათგანი მთლიანად ღიაა, ხოლო მეორე გვამლევს ხარჯის

შევსებას, როემლიც აუცილებელია **A** წერტილში შესაბამისი წნევის შენარჩუნებისათვის.

სისტემის შეშფოთების პასუხად, გავიანგარიშოთ გარდამავალი პროცესი შესაბამისი ხარჯების მიხედვით. ამავე დროს, სამივე ხარჯი დროის მიხედვით - იცვლება. როდესაც გარდამავალი პროცესი დამთავრდება, მაშინ თვითეული ხარჯისათვის გვექნება ახალი მნიშვნელობა, რაც მთავარია, რომ შეიცვლებოდეს წნევა დომინანტ წერტილში. დავადგინოთ ამ გაანგარიშების გადაჭრის გზები. ისევე, როგორც ადრე, დამყარებული და დაუმყარებელი ნაკადების განტოლებებისათვის, გამოვიყენოთ ელექტროდინამიკის ანალოგიები. კერძოდ, წნევა ჩავთვალოთ ძაბვის (ან ელექტრომამომრავებელი ძალა) ანალოგად, ხოლო ხარჯი - ელექტული დენის. მაშინ ჰიდრავლიკური ჯაჭვებისათვის გამოვიყენოთ კირგჰოფის პირველი და მეორე კანონი. ამ შემთხვევაში, განტოლება დამყარებული რეჟიმისათვის გვექნება:

$$\mathbf{H}_D = \left[1 + \lambda \frac{L_0}{D_0} + \sum \xi_{c0} + \sum \xi_{a0}(y') \right] \frac{\gamma Q_0^2}{2g\omega_0^2}, \quad (60)$$

სადაც \mathbf{H}_D არის სიჩქართი დაწნევა, ანუ წნევა დომინანტ წერტილში.

მიღებული თანაფარდობა წარმოადგენს მათემატიკურ დამყარებელ მოდელს, სქემის დომინანტ **A** წერტილში.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dQ_1}{dt} = \frac{(H_1 - H_D)\omega_{yc}g}{\gamma L_1} - \left[\lambda \frac{L_1}{D_1} + \sum \xi_{c1} + \sum \xi_{a1}(y'_1) \right] \frac{\gamma Q_1^2}{2g\omega_{yc1}^2}; \\ \frac{dQ_2}{dt} = \frac{(H_2 - H_D)\omega_{yc}g}{\gamma L_2} - \left[\lambda \frac{L_2}{D_2} + \sum \xi_{c2} + \sum \xi_{a2}(y'_2) \right] \frac{\gamma Q_2^2}{2g\omega_{yc2}^2}; \\ Q_0 = Q_1 + Q_2; \\ \mathbf{H}_D = \left[1 + \lambda \frac{L_0}{D_0} + \sum \xi_{c0} + \sum \xi_{a0}(y') \right] \frac{\gamma Q_0^2}{2g\omega_0^2}; \\ \mathbf{H}_1 = H_{01e} - kQ_1^2 \quad (\mathbf{H}_2 = H_{21e} - kQ_2^2). \end{array} \right. \quad (61)$$

ამყარებელი მათემატიკური მოდელისათვის უნდა გამოიყოს ობიექტზე მართვადი და შემაშფოთებელი გავლენა. თუმცა, დომინანტ

წერტილში, ყველაზე მართვადი სიდიდის ზუსტი სურათის ქცევისათვის, შეიძლება მივიღოთ დამყარებული მოდელი. განტოლების სისტემას დომინანტ წერტილში გააჩნია შემდეგი სახე:

ჩავატაროთ მოყვანილი განტოლებების სისტემის მოკლე განმარტება. შემოფოთება სისტემაში, გამოწვეულია მილსადენის არმატურის y'_0 ჩამკეტის გადაადგილებით მთავარ ნავთობსასადენში. მაშინ ამ უბანზე იწყება მწარმოებლურობის ცვლილება იმ ნავთობსადენებში, რომლებიც კვებავენ ძირითად ნავთობსადენს. ამგვარად, განტოლებების სისტემის ამოხსნა იწყება (61)-ის მეოთხე განტოლების ამოხსნით, აქვე გამოითვლება წნევის ახალი მნიშვნელობა დომინანტ წერტილში. საერთო მწარმოებლობის ზრდა (ან შემცირება) გამოვლინდება განტოლების ამოხსნით. (61)-ის მეოთხე და მეორე თანაფარდობებში გამოითვლება ნავთობსადენების ხარჯები, რომლებიც კვებავენ ძირითად ნავთობსადენს. Q_0 სიდიდის ცვლილება იწვევს თოთოეული ტუმბოს $Q-H$ მახასიათებლების მუშა წერტილის გადაადგილებას. ყველა აღნიშნული ოპერაცია სრულდება ინტეგრირება გარკვეული ბიჯით. მათემატიკური მოდელის განტოლებების ამოხსნის შედეგად, გარდა H_D წნევის განსაზღვრისა, შეიძლება მოხდეს ყველა ცვლადების დროში მოქცევის დაკვირება - შესაბამისი უბნების მწარმოებლურობები და ტუმბოების წნევები. გარდამავალი პროცესის დამთავრების შემდეგ მიიღება ახალი სიდიდეების მნიშვნელობები.

თუ ჩავრთავთ სტაბილიზაციის სისტემის H_D სიდიდეს (ვიყენებთ დროსელისერების მეთოდს), მაშინ მოდელის განტოლებების სისტემაში წარმოიქმნება შემდეგი ცვლილებები. რეგულატორი ფორმირდება და გადაამუშავებს მდებარეობის ფარდობით y'_1 (ან იმის და მიხედვით თუ რომელიმე მილსადენი ქმნის H_D მართვად ზემოქმედებას) ჩამკეტის ახალ მნიშვნელობას, და ამგვარად შეიცვლება $\xi_{a1}(y'_1)$ ($\xi_{a2}(y'_2)$) განტოლებაში

შესაბამისად გვექნება (61)-ის პირველი და მეორე განტოლებების

$$\text{კოეფიციენტი. ე. ი. } \xi_{a1}(\dot{y}_1) = \frac{20g\xi_{ycl}^2}{(Q_{ycl}\dot{y}_1)^2}.$$

ამგვარად, ნაჩვენებია რომ ნავთობსადენში მატერიალური გარემოს მათემატიკური მოდელის საშუალებით, შესაძლოა მივიღოთ დომინანტი წერტილის წნევის ახალი მათემატიკური მოდელი.

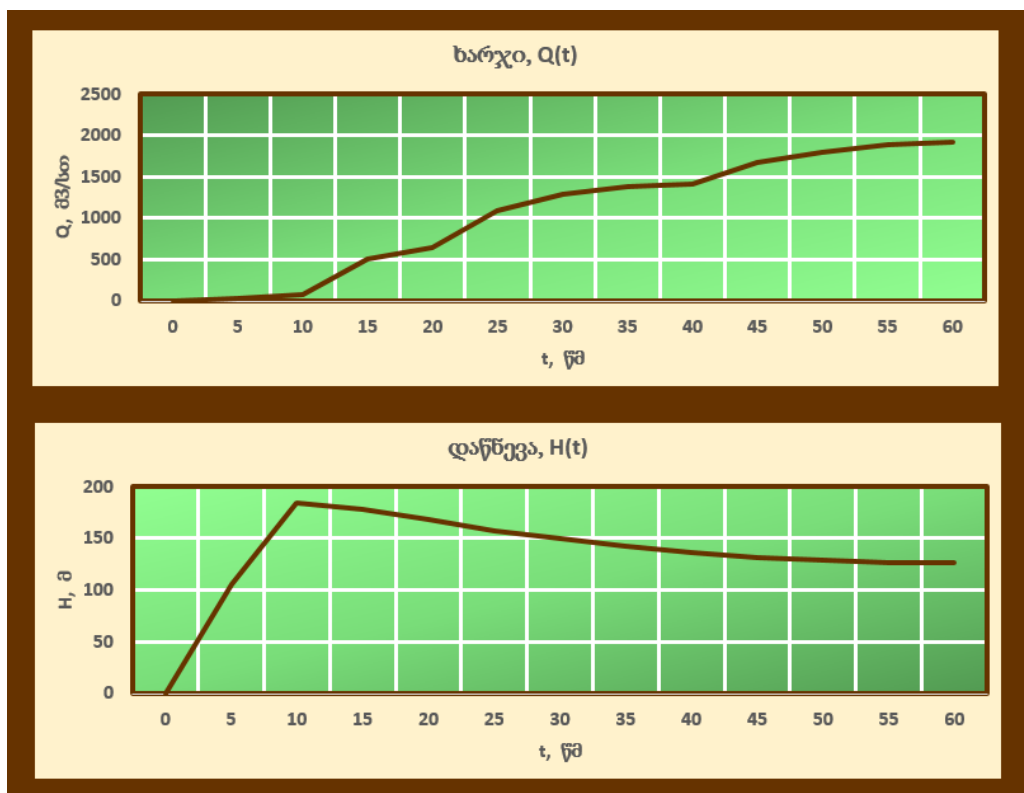
ტუმბოს სადაწნეო მახასიათებელი დროსელირების მეთოდით - უცვლელი რჩება და ხდება მაგისტრალის სადაწნეო მახასიათებლის პარამეტრების ცვლილებით. თუ ნომინალური მწარმოებლობისას ტურბომექანიზმის სადაწნეო მახასიათებელს შეიძლება დაერქვას ბუნებრივი, მაშინ მწარმოებლობის დროსელირებით შემცირებისას, მართვის სისტემა გადადის მაგისტრალის ხელოვნურ მახასიათებელში, ე. ი. მახასიათებლით დიდი ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობით. აქედან მიიღება ტუმბოს სადაწნეო მახასიათებელი.

$$H = \left[1 + \lambda \frac{L}{D} + \sum \xi_c + \sum \xi_a(\bar{y}) \right] \frac{\gamma Q^2}{2g\omega_y^2}. \quad (62)$$

სადაც H არის დაწნევა მაგისტრალის შესვლისას; λ - სიგრძეზე წინააღმდეგობის კოეფიციენტი; L და D_y - შესაბამისად ნავთობსადენის სიგრძე და შიგა დიამეტრი; $\sum \xi_c$ - ადგილობრივი წინააღმდეგობების (მოხვეულობები, ადგილობრივი შევიწროებები და ა. შ.) ჯამური კოეფიციენტი; $\xi_a(\bar{y})$ - წინააღმდეგობის კოეფიციენტი რომლის წვლილია რეგულირების ორგანოთი - მიმმართველი აპარატი, შიბერი და ა. შ.; $0 \leq \bar{y} \leq 1$ - რეგულირებული ორგანოს ჩამკეტის ფარდობითი მდებარეობა; Q - მოცულობითი მწარმოებლობისა; $\bar{y} = 0$ - სრულად ჩაკეტილია და $\xi(\bar{y} = 0) = \infty$; $\bar{y} = 1$ - სრულად გაღებულია; γ - ტრანსპორტირების პროდუქტის კუთრი წონა; ω - ცოცხალი შიგა კვეთის ფართობი; (58)-დან ჩანს, რომ როდესაც \bar{y} შეიძლება მოხდეს ცვლილება 1-დან 0-მდე და

მილსადენის მწარმოებლურობა ნომინალურის მნიშვნელობიდან - ნულამდე. როდესაც მაშინ $\bar{y} = 1$ სადაწნეო მახასიათებელი სწორედ გვაქვს ხელოვნური [123].

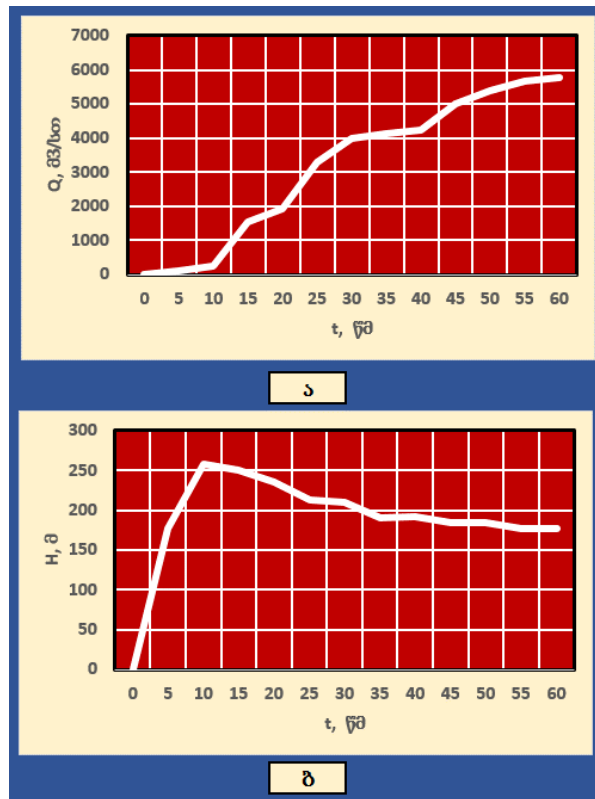
განხილული სამივე ვარიანტის მათემატიკური მოდელი შეესაბამება (61) განტოლებების სისტემას. თითოეულ კერძო შემთხვევაში, სისტემა მარტივდება, თუმცა იმ შემთხვევაში გვაქვს ორი ტუმბო, ან მაგისტრალი ერთი ტუმბოსათვის - გვაქვს სრული სისტემა. ნაშრომში მიღებული შედეგები ჩატარდა რიცხვითი გაანგარიშებით, Excel-ში, თუმცა აქ გვაქვს გარკვეული ცდომილება და დიდი ანგარიშის დრო. თუ შედეგები საჭიროა მივიღოთ რეალური ობიექტისათვის, მაშინ უნდა გამოვიყენოთ Macnab-ის მათემატიკური პაკეტი. ცხადია, რომ ამ დროს შედეგი გაცილებით ზუსტია, ხოლო გაანგარიშების დრო - მცირეა.



ნახ. 65. ერთი ტუმბოს დაწნევისა და ხარჯის დინამიკური წირები

მიღებული შედეგების ილუსტრაციისათვის, ნახ. 65 და 66-ზე მოყვანილი ორი შემთხვევა. ნახ 65-ზე მოყვანილია ერთი ტუმბოს დაწნევისა

და ხარჯის დინამიკა, საკეტის სრული გაღებისას. დომინანტი წერტილი ამ შემთხვევაში მდებარეობს ტუმბოს შემდგომ განხილულ წერტილში.

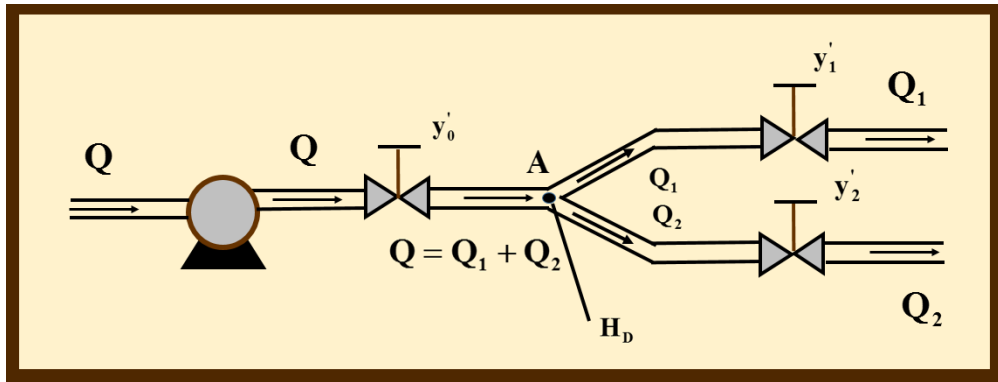


ნახ. 66. ორივე ტუმბო შეერთებულია პარალელურად და ნაკადი გადის ძირითად ხაზში, დაწნევისა (ა) და ხარჯის (ბ) დინამიკური წირები

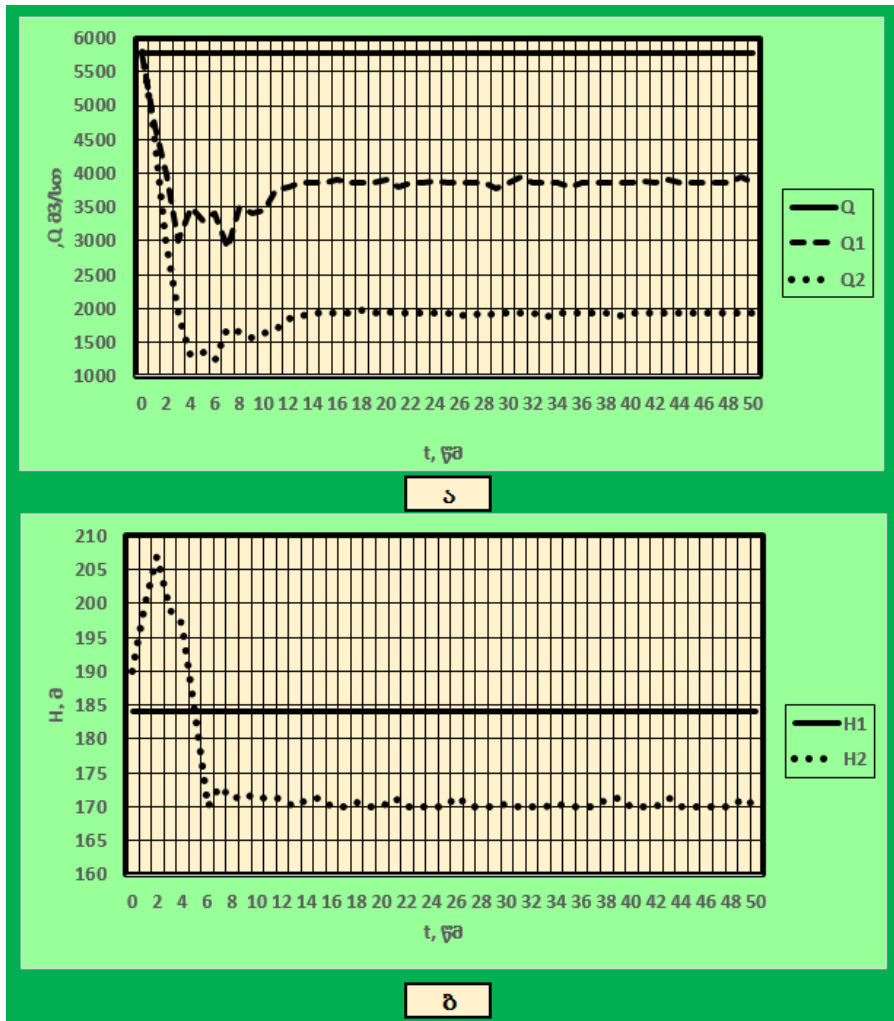
ნახ. 66-ზე მოყვანილია ანალოგიური პროცესი. თუმცა აქ გვაქვს ორი პარალელურად შეერთებული აგრეგატი: პირველი აგრეგატი - ორი ტუმბო შეერთებული პარალელურად; მეორე აგრეგატი - ერთი ტუმბო. ორივე აგრეგატი შეერთებულია პარალელურად და ნაკადი გადის ძირითად ხაზში.

ბოლოს განხილულია შემდეგი ორი ვარიანტი: პირველი - ერთი ტუმბოს მიწოდება, ერთ ტანკერში, მაგრამ ორი ავზით მიეწოდება წილით 1/3 ხარჯით და 2/3 ხარჯით; მეორე - ჩასხმა ხდება ორ ტანკერში ჩასხმა იგივე წილებით (ნახ. 67). ორივე შემთხვევა - მათემატიკურად ანალოგიურია. პირველ გრაფიკზე მოყვანილია წნევის დინამიკა დომინანტ წერტილში. მეორე ნახაზზე - ორი ხარჯის დინამიკა (ნახ. 68). ერთი ტუმბოს ჩართვა (ვთქვათ სამი ტუმბო გამორთულია. შემდეგ ირთვება, მხოლოდ

ერთი ტუმბო, ან სამივე პარალელურად, საკეტის სრული გახსნისას. 1 - ხარჯის დინამიკა; 2 - წნევის დინამიკა დომინანტ წერტილში.



ნახ. 67. ერთი ტუმბოს, ორ ტანკერში ნაკადის მიწოდება



ნახ. 68. ერთი ტუმბოს, ორ ტანკერში ნაკადის მიწოდების დაწნევა (ა) და ხარჯის (ბ) დინამიკური წირები

ამგვარად, შემუშავებულია ჰიდრაულიკური ქსელის დომინანტ წერტილში წნევისა და ხარჯის მათემატიკური მოდელი, რომელიც გვიჩვენებს ცვლადი მართვადი და შეშფოთების ზემოქმედებები, კერძოდ ტურბომექანიზმის რეგულირება, ოპტიმალური მწარმოებლობის მისაღებად. განხილულია კონკრეტული შემთხვევების გარდამავალი პროცესების ზემოქმედებები და შეშფოთებები.

დასკვნა

1. ნაშრომში ჩატარებულ გაანგარიშებებში გამოყენებულია ტრადიციული მეთოდები (სტატისტიკური ანალიზი, დროის მწკრივების პროგნოზირება, ფაქტორული ანალიზი და ეკონომიკური პროცესების პროგნოზირება, შეფასებისა და პროგნოზირების ექსპერტული მეთოდები). ანალიზის შედეგების შემუშავებისას აღმოჩნდა, რომ მათ გააჩნიათ შეზღუდული გამოყენების შესაძლებლობა, თეორიული და პრაქტიკული თვალსაზრისით, ნავთობტერმინალების პროდუქტის გადაზიდვის დატვირთვის დაგეგმვა და ოპტიმიზაცია.
2. შემუშავდა მაგისტრალური ნავთობსადენების სარეჟიმო პარამეტრების ოპტიმიზაციის მეთოდი სატუმბი ენერგოდაზოგვის კრიტერიუმით. შემოთავაზებულია საანგარიშო მეთოდები სატუმბი სადგურების მახასიათებლების გაანგარიშების და კონტროლისთვის, რომლებიც ხელმისაწვდომია სატუმბო აგრეგატების სხვადასხვა კომბინაციებით. დადგენილია, რომ ამ მეთოდის გამოყენება საშუალებას იძლევა გაიზარდოს სატუმბი სადგურის ეფექტურობა არსებული აღჭურვილობის მაქსიმალური დატვირთვით. მაგისტრალურ ნავთობსადენებზე ავარიების რისკის დადგენა მოხდა თანამედროვე მეთოდებით. შემუშავდა ტექნოლოგიების რისკების მახასიათებლების პროგრამული პაკეტი, მისი გამოყენება და შეფასება.
3. მიღებულია მაგისტრალურ ნავთობსადენში ნაკადის ენერგოდაზოგვის მათემატიკური მოდელი დამყარებული რეჟიმისათვის. ტრანსპორტირების ენერგეტიკული ეფექტურობის შეფასებისათვის შეტანილია კრიტერიუმის ცნება და იგი გამოიკვლევა მაგისტრალის მარგი ქმედების კოეფიციენტისთვის.

განხილულია დროსელირების მეთოდი, რომელიც გვაძლევს მწარმოებლობის მართვას ენერგოდაზოგვით. მიღებული შედეგი გვაძლევს 2-2,5-ჯერ ენერგოდაზოგვის საშუალებას. შემუშავებულია მაგისტრალების ხელოვნური სადაწნეო მახასიათებლების აგების მეთოდიკა.

4. გარდამავალი პროცესებისას, დომინანტ წერტილში მწარმოებლობა და წნევის მართვის სქემისათვის, გამოიკვლევა ხარისხის რეგულირება, რომლის დროს ენერგოდაზოგვა მაღალია ტურბომექანიზმების ბრუნვის სიხშირის ცვლილებით;
5. სამილსადენო მაგისტრალში ნავთობის მოძრაობის მათემატიკური მოდელია შემუშავებული პროდუქტის დამყარებული რეჟიმისას, მიღებული თანაფარდობა აკავშირებს სითხის მწარმოებლობას გარე ზემოქმედებასთან - მარეგულირებელი ორგანოს არმატურის გადაადგილება. აგრეთვე გარე დაწნევა და სითხის თვისებები. მიღებული მათემატიკური მოდიფიცირებული მოდელის შესაბამისად გამოკვლეულია მწარმოებლობის მართვის სტაციონარული მახასიათებლები, სადაც გამოიყენება ნავთობსადენის არმატურის (დროსილირების მეთოდი) და გარე წნევის ცვლილება. ნაჩვენებია, რომ დროსელირების მეთოდისას ფორმირდება მაგისტრალის ხელოვნური სადაწნეო მახასიათებლები.
6. ჩატრდა გარდამავალი პროცესების რეგულირების გამოკვლევა, რაც გვაძლევს ტურბომექანიზმების ბრუნვას მაღალი სიხშირით; შემუშავებულია ჰიდრავლიკური ქსელის დომინანტ წერტილში წნევისა და ხარჯის მათემატიკური მოდელი, რომელიც გვიჩვენებს მართვად ცვლად და შეშფოთების ზემოქმედებებს. კერძოდ ტურბომექანიზმის რეგულირებისას, ოპტიმალური მწარმოებლობის მისაღებად, განხილულია კონკრეტული

შემთხვევები გარდამავალი პროცესების ზემოქმედებისათვის და შემფოთებისათვის.

7. ნავთობტერმინალებით ტანკერებში ჩასხმის (დატვირთვის) დაგეგმვისა და ოპტიმიზაციის მიზნით, შემუშავდა პროდუქტის გადაზიდვის მათემატიკური ოპტიმიზაციის მეთოდი, კომპიუტერული ტექნოლოგიის პროგრამების გამოყენებით, შემუშავებულია საზღვაო ჩამომსხმელი ტერმინალებით ტანკერში პროდუქტის ჩასხმის მოდელირება რთული კონფიგურაციის მილსადენების გათვალისწინებით. ჩამკეტი-მარეგულირებელი და დამცავი მოწყობილობის მოდელირება, დამყარებულია ფაქტიურ ჰიდრავლიკურ მახასიათებლებზე.
8. შემოთავაზებულია მაგისტრალური ნავთობსადენების უსაფრთხოებისა და საიმედოობის ალბათური ანალიზის ადაპტირებული მეთოდოლოგია. მიღებულია რაოდენობრივი და თვისობრივი დასაბუთებული კრიტერიუმები.

გამოყენებული ლიტერატურა

1. Основы газовой и нефтяной отрасли. <http://www.matrixplus.ru/ongprom-023.htm> - უკანასკნელად გადამოწმებულ იქნა 02.03.2019
2. Состав сооружений магистральных не.тепководов.
<http://www.intuit.ru/studies/courses/3475/717/lecture/21333?page=2> -
უკანასკნელად გადამოწმებულ იქნა 02.03.2019
3. Перекачка – это процесс перемещения нефти по трубопроводу
<http://mybiblioteka.su/5-51640.html> -უკანასკნელად გადამოწმებულ იქნა
02.03.2019
4. Краус Ю. А. Проектирование и эксплуатации магистральных нефтепроводов. Омск. Изд-во ОмГТУ/ 2010. 112 с.
5. Головные нефтеперекачивающие станции. <http://studopedia.org/8-71049.html> -
უკანასკნელად გადამოწმებულ იქნა 02.03.2019
- 6.Айнштейн В.Г.. и др. Общий курс процессов и аппаратов химической технологии. М., Логос; Высшая школа. 2002. 912 с.
7. Сухарев М.Г. и др. Методические аспекты статистической обработки данных о надежности оборудования магистральных трубопроводов. В кн. методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Кишинев. Штиница. 1984. Вып.29
8. Veber R. Outside force causes most natural gas fiability. “Oil and Gas”. 1985. Vol. 85
9. Вольский Э.Л. Повышение эффективности единой системы газоснабжения страны. “Строительство трубопроводов”. М., 1990. №8
10. Sulzer VCR-D Pumps and Ancillary Equipment; Crude oil loading pumps manual № 104. 470. 829; SULZER Roteq UK LTd; APRIL 1997.
11. DETAILED ENGINEERING SERVICES FOR AIOC – WESTERN ROUTE PROJECT; Volume 6 Marine Operating Manual; Kvaerner John Brown; 29 October 1997.
12. DETAILED ENGINEERING SERVICES FOR AIOC – WESTERN ROUTE PROJECT; Volume 1 Pipeline Systems; Kvaerner John Brown; 29 October 1997.
13. DETAILED ENGINEERING SERVICES FOR AIOC – WESTERN ROUTE PROJECT; Volume 3 Pumping Stations; Kvaerner John Brown; 29 October 1997.

14. DETAILED ENGINEERING SERVICES FOR AIOC – WESTERN ROUTE PROJECT; Volume 5 Supsa Terminal; Kvaerner John Brown; 29 October 1997.
15. Pipeline Integrity Management Scheme; Azerbaijan Business Unit; 15 April 2001.
16. Single Point Mooring Maintenance and Operation Guide (SMOG); Witherby Publishing Group Ltd; Scotland, UK 1985.
17. Hose User guide; DUNLOP OIL & MARINE Ltd; March 2008.
18. Гареева О.Я, Худяков М.А. Климов П.В. и др. Моделирование коррозионного растрескивания магистральных газопроводов//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2010. Вып. 1(79). С. 87-92
19. Шуланбаева Л.Т. и др. решение проблемы защиты магистральных газопроводов от стресс-коррозии//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2009. Вып. 4(78). С. 67-73
20. Сунагатов М.Ф. и др. Стресс-коррозия магистральных газопроводов и человеческий фактор//Территория Нефтегаз. 2010. №8. С. 32-36.
21. Иваненков В.В., Гумеров К.М. Методика качества изоляционного покрытия подземных стальных трубопроводов// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2008. Вып. 3(73). С. 39-46.
22. Jubao Gao, and all. Corrosion and degradation performance of novel absorbent for CO₂ capture in pilot-scale. Energy Procedia. Volume 4, 2011. papers 1534-1541.
23. Elboujdaini M., and all. Stress corrosion crack initiation; Pitting and Microcrack Conferebce. Corossion 2000. Paper 00379. 2000. NACE: Houston. TX. No 01278
24. Вентцель Е.С. Теория вероятности. М.: Академия. 2005. 576 с.
25. Гурман В.Е. Теория вероятности и математическая статистика. М.: Высшее образование. 2006. 479 с.
26. Кремер Н.Ш. Теория вероятности и математическая статистика. М.: 2007. 551 с.
27. O'Grady, R. Bakkens H.R. and all. Advanctmntnts in response methods for deep oil pipe-in-pipe floqline installation. Proceedings of the Ofshore Technology Conference. May 5-6. 2008. Houston. TX. No. 04557.
28. O'Grady and harte A. Localised assessment of pipeline integrity ultra-deep S-lay installation. Journal of Ocean Engineering. 2013. # 68. pp 23-37.
29. O'Grady, Llie D, and Lane M. A novel approach to pipeline teysioner modeling. Proceedings of the Rio Pipeline Conference and Exposition. September. 2009. Rio de janeiro. Brazil. No. 54992.

30. ნამგალაძე დ., ცივქარაშვილი გ., კიზირია თ. ექსპლუატაციაში მყოფი კოროზირებული ნავთობსადენის ტექნიკური მდგომარეობის პროგნოზირება ალბათური მეთოდით. ჟურნალი „ენერჯია“, თბილისი №1(81), 2017, გვ. 24-29.
31. Гоппе Г.Г. Математическая модель расхода потоков жидкостей в трубопроводах как звено САР. Автоматизация химических производств, НИИТЭХИМ №4. М., 1973. с **32-43**.
32. Гоппе Г.Г., Гитерман Э.М. Создание систем непосредственного цифрового управления для объектов химической технологии. Материалы Всесоюзного совещания „Автоматизированные системы управления непрерывными технологическими процессами в химии, нефтехимии, металлургии и энергетике“. М., 1973. с 71-73.
33. Гоппе Г.Г. Исследование непосредственного цифрового управления потоками жидкостей в химико-технологическими в процессах. Автореферат дисс. на соискание уч. степ. канд.техн. наук. Томск. 1973.
34. Гуревич Д.Ф., Шпаков О.Н. Справочник конструктора трубопроводной арматуры. Л., Машиностроение. 1987. 518 с.
35. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. М., Машиностроение. 1975. 384 с.
36. Юревич Е.И. Теория автоматического управления. 3-е изд. С.П. БХВ-Петербург. 2007. 532 с.
37. Korshak A.A., Нечваль А.М. Pipeline transport of oil, oil products and gas: studies. for higher education institutions. Ufa: JSC Dizaynpoligrafservice, 2001. 571 pages.
38. Новоселов В.Ф., Муфтахов Е.М. Технологический расчет нефтепроводов: Учебное пособие.Уфа: Издательство УГНТУ, 1996. 43 с.
39. Коршак А.А., Нечваль А.М. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: Учеб. для вузов. Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001.571 с.
40. ნამგალაძე დ., ცივქარაშვილი გ. მილსადენის მაგისტრალის მარტივი ქმედების კოეფიციენტი. ჟურნალი „საქართველოს საინჟინრო სიახლენი“, თბილისი №2(vol.86), 2018, გვ. 34-37.
41. Агапкин В.М. Трубопроводный транспорт в странах мира. М., ВИНТИ. 1984. т.10. 104 с.
42. Иванцов О.М., Харитонов В.И, Надежность магистральных трубопроводов. М.,Недра. 1978. 166 с.
43. McCall P.J. and all. Partition models for Equilibrium Distribution of Chemicals in Environmental Departments. 1982. ACS Symposium Series 225. Kansas. September.

44. Pratt J.W. Statistical and Mathematikal Aspects of Pollution Problems. Marcel dekker. New York. 1974.
45. Szepesi D.J. Compendum of regulatory Air Simulation Models. Akademiai Kiado. Budapesht. 1989.
46. Waite T.D., Freeman N.J. Mathematics of Environmemt processes. Lexington Books. london. 1977.
47. Szepesi D.J. Compendum of regulatory Air Simulation Models. Akademiai Kiado. Budapesht. 1989.
48. Кублановский Л.Б. Определение мест повреждений напорных трубопроводов. М., Недра. 1971. 135 с.
49. Березин В.Л. и др. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. М., Недра. 1979. 364 с.
50. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Сооружение магистральных трубопроводов. М., Недра. 1977. 433 с.
51. Штурмин А.Б. Исследование переходных процессов возникающих при аварийных разрывах трубопровода. М., Нефтяное хозяйство. №3. с 54-56.
52. Ясин Э.М. и др. Надежность магистральных трубопроводов. М., Недра. 1972. 183 с.
53. Geankoplis C.J. Transport Processers and Unit Operations. Prentice-Hall. Englewood Chifs. New Jersey. 1993. 217 p.
54. Ghadiri H., Rose C.A. Modelling Chemical Transport Solis. Natural and Applied Contaminants. Lewis Publishers. Michigan. 1992. 243 p.
55. Maksimovich C., Radojkovicc M. Urban Drainage Modelling. Pergamon Press. Oxford. 1986.
56. Marshak G.I. Mathematikal Models in Environmental Problems. North-Holland. Amsterdam. The Netherlands. 1986.
57. Анучкин М.П., Анненков Н.И. Механизм зарождения и развития трещин в магистральном газопроводе. Строительство трубопроводов. М., 1973. №3. с 15-16.
58. Кабанов Е.Б. Развитие усталостных трещин в трубопроводах. Строительство трубопроводов. М., 1974. №8. с 24-26.
59. Камерштейн А.Г. и др. Расчет трубопроводов на прочность. М., Недра. 1969. 249 с.
60. Куликов В.Д., Моргун И.Д. О повреждении магистральных нефтепроводов и выбор наиболее вероятной величины дефекта. Трубопроводный транспорт. М., 1975. №5. с 67-68.

61. Джваршеишвили А.Г., Намгаладзе Д.П., Заликашвили Г.О. Нестационарное истечение через щель, образованную при разрыве нефтепровода. Сборник научных трудов ГПИ им. В.И. Ленина. Тбилиси. 1985. №5 (287). с 64-66.
62. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. М., Недра. 1982. 384 с.
63. Агишев В.Т., Левенцов А.И., Ращепкин Л.Е. Исследование надежности магистрального нефтепровода. Труды ВНИИСПТнефть. Выпуск 22. Уфа. 1978. с 3-7.
64. Biberro R., Yoang J.S. Systems Approach to Air Polution Modelling. John Willey. New York. 1974. 244 p.
65. Dingman I. Physikal Hydrology. Macmillan. London. 1994. 452 p.
66. ნამგალაძე დ. ჰიდროსატრანსპორტო სისტემების საიმედოობა. სტუ. თბილისი. საქ. მეცნ. აკადემიის გამომცემლობა. 1994. 102 გვ.
67. Beck M.B. Principles of Modelling. Water Sci.Technol. 1991. 24 (6). 1-6
68. Зоненко В.И. О статистической обработке данных об отказах магистральных трубопроводов. Труды МИНХ. М., 1981. №155. ч.1. с 41-44.
69. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. М., Наука. 1978. 736 с.
70. Намгаладзе Д.П., Жоржолиани Г.А. Определение траектории струи при разрыве магистрального нефтепровода, продолженного по дну реки, в случае вертикальной начальной скорости. GEN. Тбилиси. 2003. №1. сс 236 – 237.
71. Bedient P.B., Huber W.C. Hydrology and Flood Plain Analyses. Addison-Wesley Publishing. reading. Massachusets. 1988. 344 p.
72. Bedient P.B., Rifai .S. Modelling in situ bioremediation. National Research Council. National Academic Press. 1993. 239 p.
73. Casamitijana X., Schladow G. Vertical distribution of particles in stratified lake.
74. Бородавкин П.П. Ремонт подземных трубопроводов. М., Недра. 1982. 235 с.
75. Baker J.M. The Ecological Effects of Oil Pollution on Littorul Communittes. Cromweii E. B. Institute of Petroleum. John Wiley & Sons. 1971.pp 228-230.
76. Owens E.H., and Foget C.R. A small river oil spill: a large step back for cleanup technology. Spill Technology Newsletter. V Jan/Feb. 1982. pp 7-10.
77. Атаев О.В. и др. Надежность технологического оборудования компрессорных станций магистральных нефтепроводов. Строительство трубопроводов. М., 1975. №8. с 17-20.
78. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. М., Недра. 1975. 296 с.

79. Patry G.G., Chapmen D. Dynamic Modelling and Expert Systems in Wastewater Engineering. Lewis Publishers. 1989.

80. Вщйкунский Я.И. и др. Гидромеханика. Л., Судостроение. 1982. 455 с.

104ю Емцев Б.Т. Техническая гидромеханика. М., Машиностроение. 1987. 437 с.

81. Chuhareva N.V, Mironov S.A, Tikhonova T.V. Prediction of accidents and damage to gas pipelines in Far North conditions. Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2016, Issue 3, pp. 99-107.

82. Антипьев В.Н., Смирнов А.Ю. Основные требования промышленной безопасности для магистральных трубопроводов. М.: НП «Национальный институт нефти и газа», 2004. 128 с.

83. Определение методов ликвидации разлива нефти на основе анализа суммарной экологической выгоды (АСЭВ). Практические рекомендации для персонала, отвечающего за управление и ликвидации чрезвычайных ситуаций. Отчет ИРІЕСА № 527. London/ United Ringdom. 2015. 44 с.

84. Чудаков Г.М. и др. Повышение надежности линейной части магистральных нефтепроводов. Научные труды КубГТУ. Краснодар. №10, 2016. с 70-85.

85. Ликвидация последствий разливов нефтепродуктов на водных объектах.

<https://sci.house/spasatel'naya-podgotovka-avariyno-scibook/likvidatsiya-posledstviy-razlivov-72788.html> - უკანასკნელად გადამოწმებულ იქნა 02.03.2019

86. Матвеев В.Н, Бокарев А.И, Смирнов В.Д.. Организация и ведение аварийно-спасательных работ. Учеб. пособие. Минобрнауки России , ОмГТУ. Омск : Изд-во ОмГТУ, 2015.184 с.

87. Мансуров М.Н., Маричев А.В., Ефремкин И.М. Планирование операций по предупреждению. И ликвидации разливов нефти для приразломного нефтяного месторождения. Арктика: экология и экономика. №2. 2011. С 36-41.

88. http://www.ibrae.ac.ru/images/stories/ibrae/arktika_magazine/2_36-41.pdf - უკანასკნელად გადამოწმებულ იქნა 02.03.2019

89. Александров, А.Б. и др. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России. Учеб. пособие М. ООО «Анализ опасностей», 2003. 351с.

90. Волков, О.М. и др. Пожарная безопасность на предприятиях транспорта нефти и нефтепродуктов М. Недра, 1981. 256 с.

91. Антипьев В.Н., Смирнов А.Ю. Основные требования промышленной безопасности для магистральных трубопроводов. М.: НП «Национальный институт нефти и газа», 2004. 128 с.

92. Другов Ю.С., Роднин А.А. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. М. БИНОМ. Лаборатория знаний. 2007. 270 с.

93. Витчук Н.А. Поэтапное совершенствование производственного процесса изготовления трубопроводов газотурбинных двигателей с использованием методов управления качеством. Дисс. Кан.техн.наук. Тула. 2017. 132 с.
94. Cammerer J.S. Der Warmeverlust von Rohleilungen im Erdreich. Arxhiv for Berlin. 1935. Berlin. 34 p.
95. Кесаев Х.В., Трофимов Р.С. Надежность двигателей летательных аппаратов. М., Машиностроение. 1982. 137 с.
96. Gill F. and Russel R.J. Pumpability of Residual Fuel Oils. Industrial Engineering Chemistry. V. 46. #6. 1964. 198 p.
97. Grant H.L. The Large Eddies of Turbulent Motion. J. Fluid Mech. 1958. V.4. pp 149-190.
- 5.Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. М., Недра. 1970. 271 с.
98. Bevilaqua P.M.,Lykoudis P.S. Mechanism of Entainment in Turbulent Vawes. AIAA J. 1971. V.9. p 1657-1659.
99. Шищенко З.П., Бакланов Б.Д. Исследование гидравлических потерь при движении глинистых растворов. АНХ. №4. 1932. сс 45-55.
100. Elder J.W. An Experimental investigation of Turbulent Spots and Breakdown to Turbulence. J. Fluid Mech. 1960. V.9. pp 235-246.
101. Willmarth W.W., Bogar T.J. Survey and new Measurements of Turbulent Structure hear the Wall. Phys.Fluids. 1977. V.20.(10). pp 9-21.
102. Кизирия Т.И. Экспериментальное изучение эффекта Сегре-Зильберберга для аномальных нефтей. “гбгггггг”. 2005. №2. гз.70-73.
103. Kowasznay L.S.G. Spectrum of Locally Isotropic Turbulence. J. Aeronaut. Sci. 1948. V.15. pp 745-753.
104. Noll W. Handbuch der Physik. Berlin. 1960. 238 p.
105. Саханов А.Н., Кашеев А.А. К вопросу о перекачке парафинистых нефтей и мазутов по трубопроводам. Нефтяное хозяйство. 1985. №8. сс 25-37.
106. Мидлман С. Течение полимеров.М., Мир.1971. 259 с.
107. Андрес У. Равновесие и движение сферы в вязкопластичной жидкости. ДАН СССР. 133. №4. 1960. сс 45-49.
108. Шенк Х. Теория инженерного эксперимента. М., Мир. 1972. 381 с.
109. Яблонский В.С., Белоусов В.Д. Проектирование нефтегазопроводов. М.
110. Алфрей Т. Механические свойства высокополимеров. М., ИЛ. 1952. 122 с.

111. Басниев К.С. и др. Подземная гидравлика. М., Недра. 1986. 303 с.
112. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. Баку. ГОНТИ. 1939.583 с.
113. Hencky H.Z. F. angew. Math. and Mech. #5.115.1925. pp 24-67.
114. Elder J.W. An Experimental investigation of Turbulent Spots and Breakdown to Turbulence. J. Fluid Mech. 1960. V.9. pp 235-246.
115. Дегтярев В.Н. Гидравлический расчет трубопроводов, транспортирующих высокозастывающие нефти. НТС Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М., №9. ВНИИОЭНГ. 1965. 244 с.
116. Мирзаджанзаде А.Х., Мирзоян А.А., Гевиниян Г.М., Сенд-Раа М.К. Гидравлика глинистых и цементных растворов. М., Недра. 1965. 267 с.
117. Тугунов П.И. Неустановившиеся режимы работы горячих магистральных трубопроводов. М., ВНИИОЭНГ. 1971. 113 с.
118. Andrade E.N. da S. Fluids Regims. Endeavour. 1954. Vol.13. pp 117-134.
119. Гоппе Г.Г., Герасимов Д.О. Математические модели систем регулирования расходов жидкостей и газов в трубопроводах при использования для управления ресурсов электропривода. Иркутск. 2001. 61 с.
120. Гоппе Г.Г. исследование непосредственного цифрового управления расходами потоков жидкостей в химико-технологических процессах. Дисс.канд..техн.наук. Томск. 1972.
121. Алхимов Д.Н., Гоппе Г.Г. Проверка на основе экспериментов с математической моделью потока жидкости в трубопроводе возможности возникновения гидравлического удара и оценки его величины//Мат-лы Всерос.науч.-прак.конф.с междунар. Участием „Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири“. Иркутск. Изд-во ИрГТУ. 2006.
122. Матвеев Н.М. Методы интегрирования обыкновенных дифференциальных уравнений. М., Высшая школа. 1963.
123. ციკქარაშვილი გ. პარალელურად შეერთებული ტუმბოების რეგულირების არმატურიანი მართვის სისტემის გამოკვლევა. ჟურნალი „ენერჯია“, თბილისი №1(85), 2018, გვ. 45-49.