

გურამ ჩალაგაშვილი

მიწისქვეშა გაზსაცავების, როგორც ბუნებრივი მონოპოლიის
რეგულირება

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი
თბილისი, 0175, საქართველო
ივნისი 2012

© საავტორო უფლება „ჩალაგაშვილი გურამი“ 2012 წელი

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი

ჩვენ, ქვემოთ ხელისმომწერი, ვადასტურებთ, რომ გავეცანით გურამ ჩალაგაშვილის მიერ შესრულებულ სადისერტაციო ნაშრომს დასახელებით „მიწისქვეშა გაზსაცავების, როგორც ბუნებრივი მონოპოლიის რეგულირება“ და რეკომენდაციას ვაძლევთ საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის სადისერტაციო საბჭოში განხილვა დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად.

ხელმძღვანელი სრ. პროფესორი დიმიტრი ნამგალაძე

რეცენზენტი

რეცენზენტი

რეცენზენტი

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

2012 წელი

ავტორი: გურამ ჩალაგაშვილი

დასახელება: მიწისქვეშა გაზსაცავების, როგორც ბუნებრივი
მონოპოლიის, რეგულირება

ფაკულტეტი: ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის

ხარისხი: დოქტორი

სხდომა ჩატარდა: თარიღი

ინდივიდუალური პიროვნების 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. მთლიანი ნაშრომის და ან მისი ცალკეული კომპონენტების გადაბეჭდვა ან სხვა რაიმე მეთოდით რეპროდუქცია დაუშვებელია ავტორის წერილობითი ნებართვის გარეშე.

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

რ ე ზ ი უ მ ე

მიწისქვეშა გაზსაცავების რეგულირება, საპროგნოზო მეთოდებისა და პარამეტრების მეცნიერულ დონეზე შემუშავება, თანამედროვე პირობებში მეტად აქტუალურია ნებისმიერი ქვეყნისათვის. ამ პრობლემის გადაწყვეტა განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია საქართველოსათვის, რომელიც განიცდის საკუთარი სათბობ-ენერგეტიკული რესურსების დეფიციტს. შექმნილი ვითარებიდან გამომდინარე, ენერგეტიკის დიდი ინერტულობის გათვალისწინებით აუცილებელია საქართველოს მიწისქვეშა გაზსაცავების რეგულირება. სადისერტაციო ნაშრომში პრობლემის კვლევა ატარებს სისტემურ ხასიათს და მასში პრაქტიკულად მთელი სისრულით ასახულია ყველა ის ფაქტორი, რომლებიც მოქმედებს ენერგეტიკული სტრუქტურის მნიშვნელობების ფორმირებაზე. მიღებული საპროგნოზო პარამეტრები და მეთოდები განსაზღვრულია პროგნოზირების თანამედროვე აპრობირებული მეთოდების კომპლექსურად გამოყენებით. შერჩეულია მეთოდიკის ისეთი ალგორითმი, რომელიც მაქსიმალური სიზუსტით ასახავს საქართველოში ენერგეტიკის დაბალანსებულ განვითარებას.

საკითხის თანამედროვე მოთხოვნების დონეზე დამუშავების მიზნით შესწავლილია მიწისქვეშა გაზსაცავების მსოფლიო გამოცდილება, რომლის საფუძველზეც დასმულია მიწისქვეშა გაზსაცავების ენერგეტიკული სექტორების რეგულირების პრობლემა და მის გადასაჭრელად შემოთავაზებულია კომპლექსური პროგრამა.

სადისერტაციო ნაშრომი შედგება შესავლის, ნახაზებისა და ცხრილების ნუსხის, ოთხი ძირითადი თავის (შესაბამისი ქვეთავებით), დასკვნისა და გამოყენებული ლიტერატურისაგან.

დასახული პროგრამის შესაბამისად, კვლევის საწყის ეტაპზე ჩატარებულია მსოფლიო მიწისქვეშა გაზსაცავების მდგომარეობის ანალიზი. მოძიებულია 2000-2011 წლამდე პერიოდში სტატისტიკური მონაცემები და განხორციელებულია მათი სისტემატიზაცია.

კვლევის შემდგომი ეტაპი ეძღვნება საქართველოში მშენებარე მიწისქვეშა გაზსაცავების რეგულირებას, ეკოლოგიურ მენეჯმენტსა და მონიტორინგს, უსაფრთხოებისა და რისკების ანალიზს, ოპტიმალური რეჟიმების პროგნოზს, გაზმომარაგების სეზონური უთანაბრობის დაფარვას, გაზის დატვირთვის (მიწოდების) პროგნოზს, მიწისქვეშა გაზსაცავის მოხმარებისა და პროგნოზის კორელაციურ ანალიზს, მიწისქვეშა რეზერვუარის ოპტიმიზაციასა და ა.შ. შესწავლილია „მიწისქვეშა გაზსაცავი - მაგისტრალური გაზსადენის“ სისტემის საიმედოობის მეთოდიკა, ურთიერთკორელაციური კავშირი დღეღამურ მოხმარებასა და ტემპერატურას შორის, ავტოკორელაციისა და ურთიერთკორელაციის ფუნქციები არსებული და პროგნოზული მწკრივებისათვის და ა.შ.

შემუშავებულია მიწისქვეშა გაზსაცავების ობიექტებისა და მათი მოწყობილობის თვისებრივი და რაოდენობრივი შეფასების მოდელი.

შესწავლილია გარკვეული ამოცანების მეთოდური გადაწყვეტისა და სისტემური მიდგომის საკითხები სრული კომპლექსისთვის, რომელსაც წარმოადგენს: მიწისქვეშა საცავები, ჭაბურღილები, შეკრების სისტემა და კომპრესორები.

დაწვრილებით განხილულია საცავის ოპტიმიზაციის საკითხი, რომელიც გადაწყდება უპირველეს საცავის ტიპისა და საბაზისო დატვირთვის მიხედვით და ითვალისწინებს მაქსიმალური დატვირთვის შეზღუდვისა და შუალედური ტიპის საცავის მოწყობილობებს. საცავის ოპტიმიზაციის მიზნით განსაკუთრებულ მნიშვნელობას იძენს მთელი რიგი ფაქტორები: ეკონომიკური და ფიზიკური – ტიპური საცავის მოწყობილობისათვის; საცავის ზომა და ჭაბურღილში გაზის ნაკადის მნიშვნელოვანი განსხვავება ყოველი ცალკეული შემთხვევის მიხედვით (რომლებშიც მოცემულია რაციონალური თვისებები და ეკონომიკური ალტერნატივების შეფასება, მათი ანალიზი და ჩატარების თანმიმდევრობა, იდენტიფიკაცია, ანალიზის ჩატარების მოდიფიცირებული მეთოდები, მაჩვენებლები და ა.შ.).

ჩვენ მიერ შემუშავდა კონკრეტული ამოცანების გადაწყვეტის გზები, მათ შორის, ჩაჭირხნა-ამოღების ანალიზის თვისებრივი და რიცხვითი მეთოდები, მიწისქვეშა გაზსაცავების ობიექტების ოპტიმიზაციის საკითხზე გადაწყვეტილებების მიღების პროცესში მრავალი ფაქტორის გათვალისწინებით.

სადისერტაციო ნაშრომში შემუშავებულია რეკომენდაციები და კონკრეტული წინადადებები საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიისა (სემეკ) და სხვა ორგანიზაციებისათვის. კვლევების შედეგების პრაქტიკაში დანერგვა საშუალებას იძლევა, შემუშავდეს მათთვის ბუნებრივი გაზის სექტორთან დაკავშირებული, მეცნიერულად დასაბუთებული ნორმატიული დოკუმენტები.

Abstract

Underground Gas Storage regulation and working out scientific prognosis methods and parameters in modern conditions are actually recommended for any country. Resolution of such problems is especially important for us, as Georgia has deficit of fuel – energy resources. Coming out of such situation and foreseeing large inertness of energy, regulation of Underground Gas Storage of Georgia becomes inevitable. Problem exploration is scattered all throughout the Dissertation and completely reflects practically all the factors that give formation to energy structure. Received prognosis parameters and methods are defined in line with modern probated methods. Such a method algorithm is chosen that, with maximal precise, reflects balanced development of Georgian energy.

To develop the issue in line with modern requirements, the worldwide gas storage experience has been learnt. Based on this, the USG energy sector regulation problem and complex program of systematic implementation are defined.

The dissertation consists of: Introduction, List of Graphics and Tables, four Principle Chapters (with appropriate paragraphs), Conclusion and the Materials Used.

According to the planned program, the worldwide underground gas storages analyze is held on the initial step of research. Statistic data of 2000 – 2011 period is gained and systematization of these data is done.

The next step of research is devoted to regulation of UGSs under construction in Georgia, ecological management and monitoring, security and risk analyze, optimal schedule prognosis, gas supply seasonal inequality recovery, gas load (supply) prognosis, UGS usage and prognosis correlation analyze, underground reservoir optimization and etc. “Underground Gas Storage – Principle Pipeline” system reliability method and Inter Correlation Relations between Day – Night Demand and Temperature have been studied; Autocorrelation and Inter Correlation Functions for Existing and Prognosis Timelines are given; etc.

Evaluation of characteristic and numeral models of underground gas storage units and equipment has been developed. Methodology resolutions of certain tasks and system approach to the complete complex (UGSs, wells, collectors and compressors) are studied.

Especially detailed information is given on storage optimization that will be resolved first of all according to the type of the reservoir and base load and foresees maximal load and interim load restrictions. With the purpose of storage optimization the number of factors is given special meanings: Economic and physical factors for typical storage appliances; Storage size and gas volume for each certain case with defined reasonable features and economic evaluation, modern methods and indexes of analyze and coherence, identification of alternatives and etc.

We have developed resolution of specific tasks, features and numeral methods of injection – withdrawal analyze among them; Adoption of Introduction of prognosis

prevention of UGS units and optimization including multiple factors. Dissertation includes recommendations and certain statements for Georgian National Energy and Water Supply Regulatory Commission (GNERC) and other organizations. Implementation of the research results in practice gives them an opportunity to work out scientifically verified plan in natural gas sector.

შინაარსი

შესავალი	16
1. მიწისქვეშა გაზსაცავების ლიტერატურის მიმოხილვა და ანალიზი, ბუნებრივი გაზის დარგის ზოგადი მიმოხილვა და თანამედროვე მდგომარეობა მსოფლიოში	23
2. შედეგები და მათი განსჯა	
თავი 1. გარემოსა და მიწისქვეშა გაზსაცავების ტემპერატურული მოდელები, მოხმარებისა და პროგნოზის კორელაციური ანალიზი	49
1.1. გაზის დატვირთვის (მიწოდების) პროგნოზი	56
1.2. კორელაცია მსხვილი ქალაქების ბუნებრივი გაზის მოხმარებასა და გარემოს ტემპერატურას შორის	58
1.3. კორელაციური ანალიზი ბუნებრივი გაზის მარაგებისათვის	67
1.4. მიწისქვეშა გაზსაცავების პროგნოზირება	73
თავი 2. ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის განხილვა და გაზოჰიდროდინამიკური პროცესების ანალიზი	80
2.1. ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის მიმოხილვა	80
2.2. გაზსაცავის ახალი სცენარები ეტაპობრივი განვითარების გათვალისწინებით	84
თავი 3. მიწისქვეშა გაზსაცავების კომპონენტები	89
3.1. მიწისქვეშა საცავები	89
3.2. ჭაბურღილების ანალიზი	92
3.3. შეკრების სისტემა	94
3.4. კომპრესორების ანალიზი	95
3.4.1. კომპრესორის სიმძლავრის განტოლების მოდიფიკაცია	95
თავი 4. მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობილობის მონიტორინგი და კონტროლი	99
4.1. წყლოვანი ზედაპირის მქონე გაზსაცავის შემთხვევა	102
4.2. წყალსადაწნეო გაზსაცავის რეჟიმი	103
თავი 5. მიწისქვეშა საცავის მახასიათებლები	114
5.1. საცავის მახასიათებლები და ტიპები	114
5.2. მიწისქვეშა საცავი მოწყობილობების დატვირთვის პროცესი	120
თავი 6. მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობილობის ექსპლუატაციის, ოპტიმიზაციისა, ეკონომიკის ასპექტები და გაზის ტექნიკური და ტექნოლოგიური დანაკარგები	123
6.1. საცავის ჭაბურღილების ექსპლუატაცია	124
6.2. მუშა გაზის მოცულობის დინამიკური პროცესის კვლევა	127
6.3. საცავის ჩაჭირხნის სიმძლავრის ანალიზი	129
6.4. საცავის ტიპები და მათი ოპტიმიზაცია	130
6.5. საცავის დაცლის დროს და ჭაბურღილის ყელის დინების წნევის განსაზღვრა	133
6.6. გაზის ტექნიკური და ტექნოლოგიური დანაკარგების ანალიზი	138
6.6.1. ტექნოლოგიური ოპერაციების განხორციელებაზე გაზის	

დანახარჯების განსაზღვრის მეთოდისა საქართველოს გაზის მიწისქვეშა საცავის მაგალითზე.....	143
6.6.2. გაზსაცავის მომსახურების ტარიფის გაანგარიშების მეთოდისა საქართველოს გაზის მიწისქვეშა საცავის მაგალითზე.....	144
6.6.3. მიწისქვეშა გაზსაცავების დანაკარგების და დანახარჯების მეთოდისა ..	145
6.7. მიწისქვეშა გაზსაცავების სამართლებრივი ასპექტები.....	154
3. დასკვნა.	161
გამოყენებული ლიტერატურა.	164

ცხრილების ნუსხა

- ცხრილი 1.** ბუნებრივი გაზის ტიპური ქიმიური შედგენილობა
- ცხრილი 2.** საორიენტაციო ფიზიკური მახასიათებლები (ნორმალურ პირობებში)
- ცხრილი 3.** უთანაბრობის კოეფიციენტის დინამიკა დროში
- ცხრილი 4.** სტატისტიკური მონაცემები ხარჯის ცვლილების შესახებ
- ცხრილი 5.** მიწისქვეშა გაზის საცავების ტიპი
- ცხრილი 6.** მიწისქვეშა გაზის საცავების პარამეტრები სხვადასხვა ქვეყნისათვის
- ცხრილი 7.** ჩრდილო ამერიკის გაზის შენახვის ახალი მოთხოვნები (მლრდ. ფუტი³)
- ცხრილი 8.** EEA-ს ბუნებრივი გაზის საპროგნოზო ყოველთვიური ფასების მონაცემები 2012 წლისათვის
- ცხრილი 9.** აშშ-ს მიწისქვეშა ბუნებრივი გაზის საცავები რეგიონებში 2010 წ
- ცხრილი 10.** სასაქონლო გაზის ბრუნვის დინამიკა
- ცხრილი 11.** ჩაჭირხნული და ამოღებული გაზის მოცულობების დინამიკა (მლნ მ³)
- ცხრილი 12.** ევროპაში „გაზპრომის“ მიწისქვეშა გაზის საცავების მოქმედების მაჩვენებლები
- ცხრილი 13.** „გაზპრომის“ ჩაჭირხნა ევროპის ძირითად ქვეყნებში
- ცხრილი 14.** თებერვლის თვის ცალკეული დღეღამური საშუალო ტემპერატურის მონაცემები თბილისში
- ცხრილი 15.** თებერვლის თვის ცალკეული დღეღამური რანჟირებული საშუალო ტემპერატურის მონაცემები თბილისში
- ცხრილი 16.** მონაცემები მინიმალური ტემპერატურის შესახებ
- ცხრილი 17.** აბონენტების დინამიკა 2000-2011 წწ.
- ცხრილი 18.** გაზის მოხმარების უთანაბრობის კოეფიციენტი
- ცხრილი 19.** მსხვილი ქალაქების ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი
- ცხრილი 20.** კავშირი დღიურ ტემპერატურას და ბუნებრივი გაზის მოხმარებას შორის (ქ. თბილისი)
- ცხრილი 21.** გაზსაცავებში გაზის აღების, პროგნოზის და არსებული მდგომარეობის მონაცემები
- ცხრილი 22.** გაზის საცავის მარაგები კვირაში ერთხელ, წლის პირველი იანვრიდან, მლრდ. ფუტი³-ში
- ცხრილი 23.** გაზსაცავის გაზის აღების დროის დინამიკა მლნ.ფუტი³-ში
- ცხრილი 24.** ნინოწმინდის ნავთობის საბადოს ძირითადი მონაცემები
- ცხრილი 25 .** მიწისქვეშა გაზსაცავის ეტაპობრივი მშენებლობის სცენარების საკვანძო პარამეტრები
- ცხრილი 26.** ნომინალური GIP-ის, ჩაჭირხნის და ამოღების წარმადობები (მლნ. მ³)
- ცხრილი 27.** სიმძლავრის კოეფიციენტების სხვადასხვა ინტეგრალური

კომპრესორისათვის

ცხრილი 28. W_{HCPV} -ს გაანგარიშება გაჟონვის არარსებობის შემთხვევაში

ცხრილი 29. W_{HCPV} -ს გაანგარიშება გაჟონვის შემთხვევაში, თუ გვაქვს 201 ათასი ფუტ3/დღე-ღამეში

ცხრილი 30. საცავის მახასიათებლების ფაქტორების გავლენა

ცხრილი 31. ეკონომიკური კომპრომისი ჭაბურღილებს და კომპრესორებს შორის

ცხრილი 32. საცავის სცენარი I

ცხრილი 33. საცავის სცენარი II

ცხრილი 34. ეკონომიკური ფაქტორების გაანგარიშება

ცხრილი 35. ჭაბურღილის ყელის წნევების 80–დღიანი დაცლის პერიოდის ცვლილება

ცხრილი 36. გაზსაცავის ეკონომიკური მონაცემების შესახებ, 80 დღის მიწოდების, ცარიელი შენახვის ნომინალურ შემთხვევაში

ნახაზების ნუსხა

- ნახ.1.** გაზის ხარჯის გრაფიკები: ა) სიმეტრიული ციკლი; ბ) არასიმეტრიული ციკლი. ორივე შემთხვევაში: t_1 - ჩაჭირხნის პერიოდი; t_2 და t_4 - ნეიტრალური პერიოდები; t_3 - ამოღების პერიოდი
- ნახ. 2.** რამდენიმე რეალური მიწისქვეშა საცავის მიწისზედა ნაგებობის ხედი
- ნახ.3.** რამდენიმე მიწისქვეშა საცავის ჭრილი
- ნახ. 4.** ქვიშაქვიანი და მარილიანი (კავერნა) ფენები
- ნახ. 5.** ჩაჭირხნა-ამოღების ტექნოლოგიური ჯაჭვი
- ნახ.6.** ქალაქის გაზის მოხმარების გრაფიკი (დაშტრიხული ფართობი არის გაზის მოცულობა, რომელიც უნდა შეინახოს მიწისქვეშა გაზის საცავებში)
- ნახ.7.** ევროკავშირის მიერ გაზის მოხმარების ევოლუცია: ა – 1990 წ. ბ – 2008 წ. გ – 2030 წ. 1 – ნახშირი; 2. ნავთობი; 3. ბუნებრივი გაზი; 4. ბირთვული საწვავი; 5. ენერჯის განახლებადი წყაროები; 6. სხვა
- ნახ.8.** ა) ევროკავშირის დამოკიდებულება ენერგომატარებლის იმპორტზე; ბ) ევროკავშირის იმპორტის დინამიკა დროში ცალკეული ენერგომატარებლის მიხედვით (1990-2006-2020-2030წწ). 1. ჯამური; 2. ნავთობი; 3. ბუნებრივი გაზი; 4. ნახშირი; გ) ევროკავშირში მიწოდებული გაზის რაოდენობა, მიმწოდებელი ქვეყნების მიხედვით: 1. ალჟირი (მილსადენი); 2. ლიბია (მილსადენი); 3. სხვა; 4. გათხვეადებული ბუნებრივი გაზი; 5. ადგილობრივი წარმოება; 6. ნორვეგია (მილსადენები); რუსეთი; დ) მიწისქვეშა გაზის საცავების მოცულობის დინამიკა ევროპაში წლების მიხედვით
- ნახ.9.** ენერგეტიკული ბაზრების განვითარება, მექანიზმების დაცვა და ინვესტორების სტიმულირება
- ნახ.10.** გაზის იმპორტის დინამიკა ევროკავშირში 2020 წლამდე. EEA-ს შექმნა ხუთი სცენარის მიხედვით: 1. მაღალი ფასები, 2006 წლის ივლისი (ნავთობის ფასი US \$ 81); 2. ბაზისურები, 2006 წლის ივლისი (ნავთობის ფასი US \$ 57); 3. ბაზისურები, 2006 წლის აპრილი (ნავთობის ფასი US \$ 61); 4. მაღალი ეფექტურობა (ნავთობის ფასი US \$ 50); 5. NEP 2008 წლის ნოემბერი (ნავთობის ფასი US \$ 67)
- ნახ.11.** ა. აშშ-ს სტატისტიკა მიწისქვეშა გაზსაცავებისათვის; ბ. მიწისქვეშა საცავების მუშა გაზის სიმძლავრე ჩრდილოეთ ამერიკაში 2011 წელს
- ნახ. 12.** FERC-აშშ-ს იურისდიქციაში (ა) და არაიურისდიქციაში (ბ) მყოფი საცავების ტიპები და განლაგება: ★ - გამოფიტული საცავები; ● - წყლოვანი ჰორიზონტიანი საცავები; ■ - მარილიანი კავერნები
- ნახ. 13.** აშშ-ს ფედერალური ენერგეტიკის მარეგულირებელი კომისიის (FERC) მიერ გაცემულია სერტიფიკატები: 1. ახალი საცავების შენახვის რაოდენობა ერთ წელიწადში; 2. განაცხადების რაოდენობა საცავების რეორგანიზაციისათვის
- ნახ. 14.** განსხვავება საშუალო ბუნებრივი გაზის მიწოდების ფასში,

ზაფხულის და ზამთრის სეზონებს შორის (\$/MMbtu) - ჰაბების დასახელება
1. Henry Hub; 2. Dominion NP; 3. Dominion SP; 4. Northwest; 5. Chicago.

ნახ. 15. ა) რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცავების მაქსიმალური შესაძლო დღეღამური მწარმოებლობა, მლნ მ³; ბ) რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცავებში ჩაჭირხნული და ამოღებული გაზის მოცულობები, მლნ მ³ (1- ჩაჭირხნა; 2 – ამოღება)

ნახ. 16. „გაზპრომის“ მიერ გაზის ჩაჭირხნა ევროპის ქვეყნების მიწისქვეშა გაზის საცავებში, მლრდ მ³ (1- ლატვია; 2. გერმანია; 3 – ავსტრია; 4. – დიდი ბრიტანეთი; 5 – საფრანგეთი)

ნახ.17. ა) მაგისტრალური გაზსადენების სტრუქტურა მუშაობის ხანგრძლივობის მიხედვით: 1. მუშაობის ხანგრძლივობა 10 წელზე ნაკლები; 2. მუშაობის ხანგრძლივობა 11-დან 20 წლამდე; 3. მუშაობის ხანგრძლივობა 21-დან 33 წლამდე; 4. 33 წელზე მეტი; ბ) „გაზპრომის“ წილის ჯამური იმპორტი დასავლეთ ევროპაში; გ) „გაზპრომის“ ექსპორტი ევროპის ქვეყნებში, დასავლეთ ევროპაში; დ) „გაზპრომის“ ჩაჭირხნა ევროპის ძირითად ქვეყნებში (1. ლატვია; 2. გერმანია; 3. ავსტრია; 4. ნიდერლანდები; 5. საფრანგეთი; 6. დიდი ბრიტანეთი); ე) რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცავების მაქსიმალური დღეღამური მწარმოებლობა, სეზონის დასაწყისში აღებისას; ვ) რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცავებში ჩაჭირხნისა და ამოღების დინამიკა: 1. ჩაჭირხნა; 2. ამოღება

ნახ.18. საქართველოსა და სომხეთში მიწოდებული ბუნებრივი გაზის დინამიკა 2000-2011 წლებში

ნახ.19. ა) მაგისტრალური გაზსადენის ჩრდილო-სამხრეთი პროფილი; ბ) მაგისტრალური გაზსადენის დასავლეთის პროფილი

ნახ.20. ა) საშუალო დღეღამური ტემპერატურა ხუთი წლის მიხედვით: 1. 2004 წ; 2. 2005 წ; 3. 2006 წ; 4. 2007 წ; 5. 2008 წ. 6. გასაშუალების მონაცემები; ბ) საშუალო დღე-ღამური რანჟირებული ტემპერატურა ხუთი წლის მიხედვით: 1. 2004 წ; 2. 2005 წ; 3. 2006 წ; 4. 2007 წ; 5. 2008 წ

ნახ.21. გაზის მიწოდება საათების მიხედვით ერთ დღე-ღამეში

ნახ.22. ა) აბონენტების დინამიკა 2000-2012 წლების განმავლობაში: 1. აბონენტების რაოდენობა; 2. მოსახლეობა; ბ) აბონენტების დინამიკა 2000-2012 წლების განმავლობაში: 1. მსხვილი ობიექტები; 2. წვრილი ობიექტები

ნახ.23. ბუნებრივი გაზის მოხმარების უთანაბრობის კოეფიციენტი **K** სხვადასხვა მსხვილი ქალაქისათვის

ნახ.24. ურთიერთკორელაციის **K** კოეფიციენტის განსაზღვრის სქემა

ნახ. 25. კავშირი საშუალო თვიურ ტემპერატურას და გაზის მოხმარებას შორის დიდი ქალაქებისათვის: 1. გარემოს ტემპერატურა; 2. ბუნებრივი გაზის მოხმარება (ა. კიევი; ბ. ხარკოვი; გ. მოსკოვი; დ. როსტოვი; ე. თბილისი)

ნახ. 26. საშუალო დღეღამური (მინიმალური, საშუალო და მაქსიმალური) ტემპერატურის გრაფიკები, ერთი წლის განმავლობაში თბილისისათვის

(2010 წ.)

ნახ.27. ა) საშუალოდღიური ტემპერატურა თვეების მიხედვით; ბ) კავშირი საშუალო დღელამურ ტემპერატურას და გაზის მოხმარებას შორის (ქ. თბილისი)

ნახ.28. გაზსაცავებში (კვირების მიხედვით) მყოფი გაზის მოცულობის გრაფიკი

ნახ.29. ა) ავტოკორელაციის ფუნქციები არსებული და პროგნოზული მწკრივებისათვის; ბ) ურთიერთკორელაციის ფუნქციები არსებული და პროგნოზული მწკრივებისათვის

ნახ.30. ბუნებრივი გაზის საცავის მარაგის ცვლილება დროში, კვირების განმავლობაში: 1. 2006 წ.; 2. 2007 წ.; 3. 2008 წ.; 4. 2009 წ.; 5. 2010 წ.; 6. 2011 წლის ნაწილი (18 კვირა)

ნახ.31. ფარდობითი ცდომილების ცვლილების გრაფიკები: 1. კორელაცია ოთხ საშუალო რიგსა და მეხუთე რიგს შორის; 2. კორელაცია ხუთ საშუალო რიგსა და მეექვსე რიგს (2011, ნაწილობრივი რიგი) შორის

ნახ.32. ა) გაზის აღების მოცულობის დინამიკა დროში; ბ) გაზის აღების ფარდობითი ცდომილების დინამიკა

ნახ. 33. ა. მუშა გაზის მოცულობის განსაზღვრა; ბ. მიწისქვეშა გაზსაცავის საექსპლუატაციო მაჩვენებლები ფოროვან გარემოში

ნახ 34. დაბლოკის წნევა 1550 მ-ზე საწყის გაზ-ნავთობის კონტაქტზე

ნახ.35. ა. მოცულობითი საცავის მაგალითი (1. $W_{GIP} = 2,0$ მლრდ.ფუტ³; $P = 600$ პსია; $T = 90^{\circ}F$. 2. $W_{GIP} = 4,0$ მლრდ.ფუტ³; $P = 1200$ პსია; $T = 90^{\circ}F$); ბ. სითხიანი გადადინების საცავის მაგალითი (1. $W_{GIP} = 2,0$ მლრდ.ფუტ³; $P = 600$ პსია; $T = 90^{\circ}F$. 2. $W_{GIP} = 4,0$ მლრდ.ფუტ³; $P = 1050$ პსია; $T = 90^{\circ}F$)

ნახ. 36. საცავის განვითარებადი მეზობელი საცავების გადადინების მაგალითი

ნახ. 37. ნაკადის ტესტირება ოთხი წერტილის მიხედვით

ნახ.38. კომპრესორის სიმძლავრის ტიპური წირი

ნახ. 39. მოცულობითი საცავის იდეალიზებული გაზის ჩაჭირხნა-ამოღების ციკლი

ნახ.40. მოცულობითი საცავის ტიპური გაზის ჩაჭირხნა-ამოღების ციკლი

ნახ. 41. წნევის შემცირების მრუდები წყალსადაწნეო რეჟიმზე მომუშავე საცავისათვის

ნახ. 42. წნევის ვარდნა ზოგიერთი მართვადი საცავების შემთხვევაში

ნახ. 43. მოცულობითი შემნახველი საცავის შექმნა

ნახ.44. წყლოვანი ჰორიზონტიანი საცავის განვითარება დროში

ნახ.45. ა. საცავის გაზის გაჟონვის პირველი მაგალითი: 1) 4/2011-9/2010; 2) 9/2010-4/2010; 3) 4/2010-9/2009; 4) 9/2009-4/2009; 5) 4/2009-9/2008; 6) 9/2008-4/2008 ; ბ. საცავის გაზის გაჟონვის მეორე მაგალითი: 1) 9/2005-4/2006; 2) 4/2006-9/2006; 3) 9/2006-4/2007; 4) 4/2007-9/2007; 5) 9/2007-4/2008; 6) 4/2008-

9/2009; 7) 9/2009-4/2009

ნახ. 46. ა) ტიპური საცავის მოწოდების მრუდი; ბ) ტიპური ობიექტის მოწოდების მრუდი; გ) ურთიერთდამოკიდებულება მუშა და ბუფერულ გაზს შორის; დ) ბუფერული გაზის ეფექტი

ნახ. 47. № 1 საცავის მახასიათებელი: 1. 1000 პსია; 2. 800 პსია; 3. 600 პსია; 4. 400 პსია; 5. 200 პსია; 6. 20 დღე; 7. 50 დღე; 8. 100 დღე

ნახ. 48. № 3 საცავის მახასიათებელი: 1. 1000 პსია; 2. 800 პსია; 3. 600 პსია; 4. 400 პსია; 5. 200 პსია; 6. 20 დღე; 7. 50 დღე; 8. 100 დღე

ნახ. 49. ა) მოცულობითი საცავის ტიპური წნევის ვარდნის მრუდი; ბ) განსხვავებული მოცულობითი საცავის ტიპური წნევის ვარდნის მრუდი

ნახ. 50. ა) მუშა გაზის გავლენა მოცულობაზე, მაქსიმალურ ყელის წნევაზე, (მრუდები ზევიდან ქვევით): 1. ნულოვანი წირი; 2. 100 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში; 3. 200 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში; 4. 300 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში; 5. 400 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში. ბ) მუშა გაზის მოცულობის გავლენა კომპრესორების ფუნქციაზე, კუმშვისას 100 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში

ნახ. 51. 80 - დღეღამიანი შენახვის განსაკუთრებულობის ამოღების ეკონომიკური ფაქტორები: 1) 1000 პსია; 2) 800 პსია; 3) 600 პსია; 4) 400 პსია; 5) 2000 პსია

ნახ. 52. პროექტის სრული და მომსახურების ღირებულების დამოკიდებულება ყელის წნევაზე

ნახ. 53. დანაკარგების სქემა ფენური დანაკარგების დაზუსტება და გადადინების ხასიათის ტექნოლოგიური დანაკარგების შემცირება: 1. გაზის დანახარჯები და დანაკარგები საცავის ექსპლუატაციისას; 2. გაზის დანახარჯები; 3. ტექნიკური დანაკარგები; 4. გეოლოგიური; 5. საკუთარი დანახარჯები; 6. ბუფერული გაზი; 7. გაზისძრავიანი კომპრესორი; 8. გაზი საქვაბეში; 9. გახსნილი გაზი; 10. კოლექტორით ადსორბირებული გაზი; 11. შეგროვებული გაზის ამოღება და ა.შ.; 12. გაზის დანაკარგები; 13. ტექნიკური დანაკარგები; 14. მოწყობილობის გაქრევა; 15. კოლექტორების ჰიდრაულიკური მოწყობილობა; 16. კოლექტორის ატმოსფეროში გაქრევა; 17. კოლონათაშორისი წნევა; 18. მაღალი ჰორიზონტების გადადინება; 19. ლიტოლოგიური „ფანჯრების“ დანაკარგები

შესავალი

მსოფლიოში ბუნებრივი გაზის გამოყენება წლითიწლოებით იზრდება როგორც ყოფაცხოვრებაში, ასევე მრეწველობაში, ტრანსპორტზე და სხვა დარგებში. ამას განაპირობებს კარგი რესურსული ბაზა, გამოყენების მოხერხებულობა, სხვა რესურსებთან შედარებით ეკოლოგიური სისუფთავე, მაღალი თბოუნარიანობა და სიაფე. საკმარისია ითქვას, რომ მე-20 საუკუნის დასაწყისში მისი მოხმარება პირველად ენერგეტიკულ რესურსებში შეადგენდა მხოლოდ 1,4%-ს, მაშინ, როცა 2010 წელს ეს ციფრი ≈ 16 -მდე გაიზარდა. 1973-2010 წლებში ბუნებრივი გაზის ხარჯი მსოფლიოში 2-ჯერ გაიზარდა, მაშინ, როცა, ყველა ენერგორესურსის მოხმარება 1,8-ჯერ გადიდდა.

სწრაფად იზრდება ბუნებრივი გაზის მოხმარება საქართველოშიც. იგი სათბობის ყველაზე პროგრესული სახეა და მას საქართველოს სათბობის ბალანსში მნიშვნელოვანი ადგილი ეჭირა. გაზიფიკაციის სამუშაოები ჩვენთან 1959 წლის ბოლოს დაიწყო. 30 წლის განმავლობაში (1960-1990წწ.) საქართველოში ბუნებრივი გაზის მოხმარება 13,3-ჯერ გაიზარდა და 1990 წელს 6 მ³-ს გადააჭარბა.

საქართველოს საერთოდ არ გააჩნია სამრეწველო მნიშვნელობის ბუნებრივი გაზი, ამიტომ იძულებულია იგი სხვა ქვეყნებიდან შემოიტანოს. ხშირად არის შემთხვევები, როცა ადგილი აქვს გაზის მოხმარების უთანაბრობას, განსაკუთრებით წლის სეზონურ დროს, მათ შორის გაზომომარაგების სისტემის პიკური დატვირთვისას დროს. ექსტრემალურ პირობებში საერთოდ წყდება გაზის მიწოდება და ქვეყანა დიდ მატერიალურ ზარალს განიცდის.

ამის გამო ქვეყნები იძულებულია მოაწყოს ბუნებრივად და ხელოვნურად შექმნილი გარკვეული ტევადობის გაზსაცავები. მათი დანიშნულებაა გაზის დიდი მოცულობების შენახვა და რეგულირება

მოხმარების ადგილზე მიწოდებისათვის. მათ აგებენ მაგისტრალური გაზსადენების ტრასებისა და გაზომომარაგების ობიექტების სიახლოვეს. პირველ შემთხვევაში ადგილი აქვს გაზის ჭარბი რაოდენობის შენახვას მისი მინიმალური მოხმარების დროს გამოყენებისათვის, მაგალითად, ღამის საათებში. მიწისქვეშა გაზსაცავები საშუალებას იძლევა შევიწინაოთ დიდი რაოდენობის გაზი და დავარეგულიროთ მისი მოხმარება სეზონურ პერიოდში. მიწისქვეშა გაზსაცავები ძირითადად იქმნება ნავთობისა და გაზის გამომუშავებულ საბადოებში, წყლიან ფენებსა და ხელოვნურ მარილიან კავერნებში. გაზის მიწისქვეშა საცავები გაზომომარაგების ერთიანი სისტემის განუყოფელი ნაწილია. ისინი ძირითადად განლაგებულია გაზის მოხმარების მთავარ რაიონებში. გაზსაცავი საშუალებას იძლევა დარეგულირდეს გაზის მოხმარების უთანაბრობა, შემცირდეს გაზომომარაგების სისტემის პიკური დატვირთვები, უზრუნველყოს გაზის მიწოდების მოქნილობა და საიმედოობა. გაზსაცავების საინჟინრო ნაგებობების სისტემაში შედის ჭაბურღილები გაზის ჩასატუმბად და ასაღებად, საკომპრესორო სადგურები, გაზის მილების ქსელი, გაწმენდის დანადგარები, გაზის საშრობები და ა.შ.

ზემოთ აღნიშნული ყველა გაზსაცავი საუკეთესო საშუალებას იძლევა ბუნებრივი გაზის სტრატეგიული რეზერვების შექმნისათვის, სეზონური ბალანსირებისა და გაზომომარაგების ოპერატიული მართვისათვის.

როგორც ცნობილია, საქართველოს მიწისქვეშა გაზსაცავი ჯერ-ჯერობით არ გააჩნია, მიუხედავად იმისა, რომ ქვეყანაში მოხმარებული გაზი თითქმის მთლიანად იმპორტულია, ხოლო ენერგეტიკული ბალანსი საკმაოდ დეფიციტური. გაზის გაუთვალისწინებელი შეწყვეტის გამო სავსებით შესაძლებელია, რომ ქვეყანა კრიზისულ მდგომარეობაში აღმოჩნდეს. მაგალითად, ასეთ სიტუაციაში ბოლო 10 წლის

განმავლობაში საქართველო 2-ჯერ აღმოჩნდა – 2003 წლის 18-24 იანვარს და 2006 წლის 21-23 იანვარს, როცა რუსეთის ტერიტორიაზე განლაგებული მაგისტრალური მილსადენის მონაკვეთების აფეთქების გამო მთლიანად შეწყდა გაზის იმპორტი.

ნაშრომის აქტუალობა. დღეს საქართველოში ნაკლებად არის მნიშვნელოვანი სამეცნიერო ნაშრომები, რომლებიც ეხება ბუნებრივი გაზის სექტორს და კერძოდ, მიწისქვეშა გაზსაცავებს. ნაშრომის აქტუალობას არსებითად განსაზღვრავს ჩვენ მიერ შემუშავებულ მიწისქვეშა გაზსაცავების მიწოდების პროგნოზირების, ჰიდროგაზოდინამიკური პროცესების და რეჟიმების ოპტიმიზაციის, გაჟონვების აცილებისა და გარემოს დაცვითი ღონისძიებების დაგეგმვისათვის აუცილებელი მეცნიერულად დასაბუთებული, დასრულებული, მეთოდოლოგიურად გამართლებული, ნატურულ მონაცემებსა და თეორიაზე დამყარებული მეთოდები; ის ფაქტი, რომ არ არსებობს ან სრულად არ არის შემუშავებული ნატურულ გამოკვლევებსა და თეორიაზე დაყრდნობილი მეთოდიკა, რომლის თანახმად საჭიროა თანამდევითი საკითხების შემუშავება, აგრეთვე საბაზრო ეკონომიკის პირობებში წარმოჩინდება ახალი, დღემდე ღიად დარჩენილი ეკონომიკური საკითხების წარმოჩინა.

ზემონათქვამიდან გამომდინარე, აღნიშნული პრობლემის მეცნიერული გადაწყვეტა აუცილებელია და მეტად **აქტუალურია**.

ნაშრომის მიზანია შეიქმნას მეცნიერულად დასაბუთებული, ნატურულ მონაცემებზე დაყრდნობილი ნაშრომი, რომლის საშუალებით შესაძლებელია მიწისქვეშა გაზსაცავების რეგულირება, საიმედოობის გაზრდა, მოსალოდნელი ავარიების შემთხვევაში სტრესული მოვლენების რისკების და ოპტიმალური რეჟიმების პროგნოზირება და ეკონომიკური ეფექტურობის ამაღლება.

დასახული **მიზნის** მისაღწევად დასმულ იქნა შემდეგი ძირითადი ამოცანები:

1. გარემოსა და მიწისქვეშა გაზსაცავების ტემპერატურული მოდელები და ბუნებრივი გაზის მოხმარებისა და პროგნოზის კორელაციური ანალიზი;

2. მიწისქვეშა გაზსაცავების კომპონენტებისა და ჰიდროგაზოდინამიკური რეჟიმების ოპტიმიზაცია;

3. მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობილობის მონიტორინგი და კონტროლი;

4. მიწისქვეშა გაზსაცავების ჰიდროგაზოდინამიკური პროცესების რეჟიმების შემუშავება;

5. გაზის ტექნიკური და ტექნოლოგიური დანაკარგები.

კვლევის ობიექტი და მეთოდები. კვლევის ობიექტად შერჩეულია საქართველოში მშენებარე მიწისქვეშა გაზსაცავი, კერძოდ გაზის სექტორში არსებული მდგომარეობის და ქვეყნის ენერგორესურსებით უზრუნველყოფაში მისი პოტენციალის შესაძლებლობების დადგენა.

საკითხის თანამედროვე მოთხოვნების დონეზე დამუშავების მიზნით გაანალიზებულია მიწისქვეშა გაზსაცავის განვითარების პროგნოზირების მსოფლიო გამოცდილება და დასმულია საქართველოში მიწისქვეშა გაზსაცავის ხანგრძლივადიანი პროგნოზირების ამოცანა. დასახულია მისი განხორციელების კომპლექსური პროგრამა. ამ პროგრამის შესაბამისად კვლევის საწყის ეტაპზე ჩატარებულია საქართველოში ენერგეტიკული რესურსების მდგომარეობის ანალიზი 1999-2012 წლებში. სამუშაოს შესრულების შემდგომი ეტაპი მიეძღვნა საქართველოში მიწისქვეშა გაზსაცავის სტატისტიკურ და ნატურულ მონაცემებზე დაყრდნობით პრობლემის კვლევასა და ქვეყანაში გაზის სექტორში საინფორმაციო ბაზის შექმნა, კვლევის დროს ოპტიმალურ რეჟიმებსა და მასთან დაკავშირებულს საინჟინრო მეთოდებს, კერძოდ მოდიფიცირებული მეთოდოლოგიის, მიწისქვეშა გაზსაცავის ჰიდროგაზოდინამიკური პროცესების საინჟინრო საკითხების შექმნა.

გარდა ამისა, მიღებული მოდელის, საპროგნოზო გაზის მიწოდებისა და მონაცემების პარამეტრების ანალიზი ჩატარდა ექსპერტული და ანალიზური მეთოდებით.

კვლევის ობიექტად აღებული მიწისქვეშა გაზსაცავის რეჟიმები ჩატარდა ნატურული და ანალიზური მეთოდებით. ასევე ჩატარდა საპროგნოზო პარამეტრების ანალიზი ექსპერტული და ანალიზური მეთოდებით, რითაც დადგინდა გაზის მიწოდების პროგნოზირების მეთოდები, ძირითადი შედეგები და მეცნიერული სიახლე.

ძირითადი შედეგები და მეცნიერული სიახლე

მეცნიერული სიახლე. პირველად მიღებულია ურთიერთკორელაციური კავშირი დღელამურ მოხმარებასა და ტემპერატურას შორის, კერძოდ, კავშირი ტემპერატურასა და ბუნებრივი გაზის მოხმარებას შორის, საშუალო თვიური სიდიდეების სხვადასხვა ქალაქისათვის; გაზის ნაკადის გაანგარიშებისას დაზუსტებულია და გამოიყენება მოდიფიცირებული განტოლება ცალკეული ჭაბურღილისათვის, საცავიდან გაზის გამოსვლისას. პირველად წარმოდგენილია ავტოკორელაციისა და ურთიერთკორელაციის ფუნქციები არსებული და პროგნოზული მიწოდების მწკრივებისათვის. პირველად შესწავლილია მიწისქვეშა გაზსაცავის რეჟიმების ოპტიმიზაცია.

ნაშრომის პრაქტიკული მიხედვით ღირებულება. ნატურული და თეორიული კვლევების მიხედვით შემუშავებულია მოდიფიცირებული მეთოდიკა, რომელიც ეფუძნება მიწისქვეშა გაზსაცავებში ჰიდროგაზოდინამიკური ოპტიმალური რეჟიმების, დანაკარგებისა და დანახარჯების მეთოდოლოგია, აგრეთვე შესწავლილია ტარიფისა და დანაკარგების წესების რეგულირების საჭიროება და ეკონომიკური ეფექტურობის რეგულირების კრიტერიუმები.

ნაშრომის დამაჯერებლობა განპირობებულია ნატურული და ექსპერიმენტული კვლევით ექსპერიმენტის დაგეგმვისა და დამუშავების

მათემატიკურ თეორიაზე დაყრდნობით, სტატისტიკური მწკრივების კრიტერიუმებით, თეორიაში არსებული საყოველთაოდ აღიარებული მეთოდებისა ძალზე დიდი რაოდენობის ნატურული მონაცემების გამოყენებით.

შედეგების გამოყენების სფერო: საქართველოს გაზის სექტორში ბალანსის პროგნოზი საშუალებას იძლევა შემუშავებულ იქნეს მეცნიერულად დასაბუთებული, ქვეყნის გაზის სექტორის საიმედოობის და განვითარების (2011-2020წწ.) სტრატეგიული გეგმა და ამ გეგმის განხორციელების ტექნიკური უზრუნველყოფის პროგრამა.

კვლევის შედეგები წარმატებით შეიძლება გამოყენებულ იქნეს საქართველოს სათბობ-ენერგეტიკული კომპლექსის, კერძოდ, გაზის სექტორში, მიწისქვეშა გაზსაცავების სტრატეგიულ და მიმდინარე დაგეგმვაში, ასევე გარკვეული რეკომენდაციების სახით გამოყენებით საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტროსა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიისათვის.

აპრობაცია. სადისერტაციო ნაშრომის ძირითადი საკითხები მოხსენების სახით გაშუქდა საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენციასა და თემატურ სემინარზე.

საერთაშორისო კონფერენციები:

1. Guram Chalagashvili. Modern methods for the regulation natural gas and electricity markets. GIOGIE 2011. 10th Georgian International Oil, Gas, Energy and Infrastructure Conference & Showcase. 29th-30th March 2011. Tbilisi. pp 51-52
2. Чалагашвили Г. Анализ характеристик долгосрочных контрактов при рынка газового рынка в Грузии. საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი. საერთაშორისო კონფერენცია „ეკონომიკური პოლიტიკა და ბიზნეს-პროცესების მართვა“. 2011 წლის 15-16 აპრილი. გვ. 173–175
3. Guram Chalagashvili. Main principles of Electricity market and distinctness of regulation in 2011. GIOGIE 2012. 10th Georgian International Oil, Gas, Energy and Infrastructure Conference & Showcase. 28th-29th March 2012. Tbilisi. 76 p
4. Намгаладзе Д.П., Чалагашвили Г.Г. О методе утечек газа из магистрального трубопровода. 2nd International Scientific-technical Conference “The Modern Problems of Environmental Protection, Architect and Costruction“. Tbilisi, Kobuleti, Georgia. 24-31 July, 2012. pp 112-116

თემატური სემინარები:

I სემინარი: „ნაშრომის მიმოხილვა და ანალიზი, მსოფლიოში ბუნებრივი გაზის სექტორში. კორელაციური კავშირი საშუალო თვიურ და დღეღამურ ტემპერატურას და გაზის მოხმარებას შორის“.

II სემინარი:

„მიწისქვეშა გაზსაცავების მათემატიკური მოდელები და ეკონომიკის ასპექტები“.

გამოქვეყნებული პუბლიკაციები:

1. **დ. ნამგალაძე, ი. ლომიძე, გ. ჩალაგაშვილი.** მიწისქვეშა „გაზსაცავი – მაგისტრალური გაზსადენი“ სისტემის საიმედოობა. საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის შრომების კრებული. თბილისი. # 2 (480), 2011. გვ 14-18
2. **ჩალაგაშვილი გ.** სტატისტიკური მწკრივების კორელაციური ანალიზი, მისი მარაგებისათვის გაზის მიწისქვეშა საცავებში. „ინტელექტი“. 2011. თბილისი. #3 (41). 106–109
3. **ჩალაგაშვილი გ.** კორელაცია მსხვილი ქალაქების ბუნებრივი გაზის მოხმარებასა და ამინდის ტემპერატურას შორის. „ენერჯია“, თბილისი #1 (61), 2012. გვ. 5–10
4. **Намгаладзе Д.П., Чалагашвили Г.Г.** Экологическая качественная модель магистрального газопровода и принятие решений с учетом социально-экологических факторов. ВІСНИК Одеської державної академії державної будівництва та архітектури. Выпуск № 45. Одеса. Зовнішрекламасервіс. 2012 г. сс 155-164

2. შედეგები და მათი განსჯა.

1. მიწისქვეშა გაზსაცავების ლიტერატურის მიმოხილვა და ანალიზი, ბუნებრივი გაზის დარგის ზოგადი მიმოხილვა და თანამედროვე მდგომარეობა მსოფლიოში

ბუნებრივი გაზი – წარმოადგენს მიწის წიაღში შექმნილი აირების ნარევს. იგი იქმნება ორგანული ნივთიერების ანაერობული დაშლით. ნორმალურ პირობებში (101,325 კპა და 20⁰C) ბუნებრივი გაზი არსებობს მხოლოდ გაზობრივ მდგომარეობაში. ასევე ბუნებრივი გაზი შეიძლება იყოს ბუნებრივ გაზოჰიდრატებში. ბუნებრივი გაზის ტიპური ქიმიური შედგენილობა მოყვანილია ცხრილ 1-ში [1]:

ცხრილი 1

ბუნებრივი გაზის ტიპური ქიმიური შედგენილობა

მეთანი	CH ₄	70-95%
ეთანი	C ₂ H ₆	2-10%
პროპანი	C ₃ H ₈	0-5%
ბუტანი	C ₄ H ₁₀	0-2%
ნახშირორჟანგი	CO ₂	0-8%
ჟანგბადი	O ₂	0-0,2%
აზოტი	N ₂	0-5%
გოგირწყალბადი	H ₂ S	0-5%
იშვიათი გაზები	A, He, Ne, Xe	ნაკვალევები

საორიენტაციო ფიზიკური მახასიათებლები (ნორმალურ პირობებში), ნაჩვენებია ცხრილ 2-ში [2].

ცხრილი 2

საორიენტაციო ფიზიკური მახასიათებლები (ნორმალურ პირობებში)

სიმკვრივე, კგ/მ ³	0,66 ÷ 1,05
თვითაალების ტემპერატურა, ⁰ C	650
აფეთქების საშიში მოცულობითი კონცენტრაცია, გაზის ნაერთი ჰაერთან, %	5 ÷ 15
წვის კუთრი სითბო, მჯ/მ ³ (მკალ/მ ³)	20,0 ÷ 48,0 (3,7 ÷ 4,5)
ოქტანობის რიცხვი	120 ÷ 130

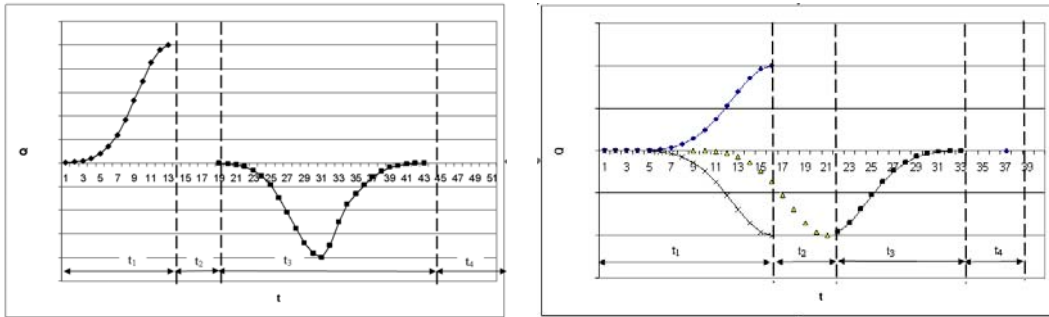
მიწისქვეშა გაზსაცავები მნიშვნელოვან როლს ასრულებს მსოფლიოს ბუნებრივი გაზით მომარაგებაში როგორც მოხმარების ნორმალურ რეჟიმში, ასევე კრიტიკული შემთხვევების დროს. ეკონომიკური და სტრატეგიული მოსაზრებები განაპირობებს გაზსაცავის სამომხმარებლო ბაზართან ახლოს განთავსებას. ამდენად, ბუნებრივი გაზის კომპანიები მაქსიმალურად ცდილობენ, რამდენადაც ეს გეოლოგიური და ეკონომიკური თვალსაზრისითაა შესაძლებელი, საცავის მიწისზედა მოწყობილობები ბუნებრივი გაზის სამომხმარებლო ცენტრებთან დიდ ქალაქებთან ახლოს განალაგონ [3–5].

გაზის მიწისქვეშა საცავი არის ხელოვნური (ან ბუნებრივი) გაზის ბუდობი, რომლის ექსპლუატაცია წარმოებს ციკლურად. ზოგადად, თითოეული ციკლი შედგება ოთხი პერიოდისაგან: გაზის ჩაჭირხნა, ნეიტრალური პერიოდი (როდესაც არ ხდება საცავში გაზის ჩაჭირხნა ან საცავიდან ამოღება), გაზის ამოღების პერიოდი და ამოღების შემდგომი ნეიტრალური პერიოდი.

საცავის ციკლური ექსპლუატაცია ქმნის საცავში გაზისა და წყლის (თუ საცავი მოწყობილია წყლოვან ფენაში) ორმიმართულებიან მოძრაობას. საცავის ექსპლუატაციის თანამდევი ჰიდროგაზოდინამიკური პროცესები პერიოდულია. გაზის ხარჯის მრუდის ხასიათის მიხედვით შესაძლებელია გამოიყოს ექსპლუატაციის სამი ძირითადი სახის ციკლი: სიმეტრიული, ნახევრად სიმეტრიული და არასიმეტრიული სტრუქტურები.

ციკლს ეწოდება სიმეტრიული, თუ გაზის ხარჯების გრაფიკები ჩაჭირხნისა და ამოღებისას ისეა შეუღლებული გაზის ხარჯის გრაფიკზე, რომ ერთი მრუდი მიიღება მეორისაგან შემდეგი გზით: ა) მრუდის სარკული ასახვით დროთა ღერძის მიმართ; ბ) ასახვის შემდგომი წანაცვლებით ამავე ღერძზე ნეიტრალური პერიოდის ტოლ სიგრძეზე და გ) მიღებული ასახვის 180° -ზე შემოტრიალებით, რომელიც ხარჯების ღერძის პარალელურია და გადის იმ პერიოდის საწყის წერტილზე, რომლისთვისაც მოიძებნება შეუღლებული ხარჯის მრუდი. ამ დროს ნეიტრალური პერიოდების

ხანგრძლივობა ჩაითვლება ერთმანეთის ტოლად. ნახ.1-ზე ნაჩვენებია გაზის ხარჯის მრუდები, რომლებიც შეესაბამება გაზის მიწისქვეშა საცავის ექსპლუატაციის სიმეტრიულ და არასიმეტრიულ ციკლებს [6,7].



ნახ.1. გაზის ხარჯის გრაფიკები: ა) სიმეტრიული ციკლი; ბ) არასიმეტრიული ციკლი. ორივე შემთხვევაში: t_1 - ჩაჭირხნის პერიოდი; t_2 და t_4 - ნეიტრალური პერიოდები; t_3 - ამოღების პერიოდი

თუ ციკლში გაზის ხარჯების მრუდები არ აკმაყოფილებს სიმეტრიული შეუღლების პირობას, მაგრამ ჩაჭირხნული და ამოღებული გაზის მოცულობები ერთმანეთის ტოლია ციკლის განმავლობაში, ნეიტრალური პერიოდების სიდიდეები ემთხვევა ერთმანეთს, ჩაჭირხნისა და ამოღების პერიოდები ერთნაირის და მაშინ ციკლს ეწოდება ნახევრად სიმეტრიული გაზის ხარჯის მრუდის მიხედვით.

მიწისქვეშა გაზსაცავებს გააჩნია რამდენიმე დატვირთვა, კერძოდ: ბუნებრივი გაზის მიწოდების შეწყვეტის შემთხვევაში ისინი უზრუნველყოფენ მიწოდების სტრატეგიულ მარაგს (განსაკუთრებით ევროკავშირის წევრ იმ ქვეყნებში, რომლებიც დიდადაა დამოკიდებული არაევროპული ბუნებრივი გაზის იმპორტზე); ბუნებრივი გაზის სეზონური ჩაჭირხნას პიკური (ბუნებრივი გაზი ჩაჭირხნება საცავში გაზაფხულის და ზაფხულის პერიოდში და, როგორც წესი, ოქტომბერ/ნოემბრიდან, თებერვალ/მარტამდე ხდება მისი ამოღება), დღიური მოთხოვნილებების დაბალანსებისათვის და ბუნებრივ გაზზე ფასების გადახედვისათვის, რაც ბუნებრივ გაზზე ფასის კომერციულ ოპტიმიზაციას გულისხმობს; მთლიანი სისტემის ოპტიმიზაციას; საცავი ხელს უწყობს ბუნებრივი გაზის

ტრანსპორტირების ქსელის მუშაობას მაშინ, როდესაც დგას სიმძლავრეების პრობლემა ან როდესაც წნევა კრიტიკულ ზღვარზეა და ა.შ.

ამგვარად, საქართველოს მიწისქვეშა გაზსაცავში არსებობს გაზსაცავის შექმნის ყველაზე რეალური შესაძლებლობა. ბუნებრივი გაზის გრძელვადიანი შენახვისათვის გამოიკვეთა ნინოწმინდის რეგიონი ნაწილობრივ გამომუშავებული ნავთობის საბადო გაზის ქუდით.

მიწისქვეშა გაზის საცავებისათვის ყველაზე ხელსაყრელია გაზის და ნავთობის ნამუშევარი საბადოები, თუ ისინი მოხმარების რაიონებიდან შედარებით მცირე მანძილზეა. მიწისქვეშა გაზის საცავების რენტაბელობა დამოკიდებულია მრავალ ფაქტორზე, მათ შორის მნიშვნელოვანია: გაზომარაგების უთანაბრობის ხარისხი; მაგისტრალური გაზსადენის სიგრძე და გამტარუნარიანობა; საცავის დაშორება მოხმარების ადგილიდან და ა.შ [8].

მიწისქვეშა გაზის საცავების შექმნა მსხვილი მაგისტრალური გაზსადენებისათვის **ტექნოლოგიურ აუცილებლობას** წარმოადგენს.

მიწისქვეშა გაზის საცავების შექმნისას პირველადი კაპიტალდაბანდებისათვის მნიშვნელოვან გავლენას ახდენს ფენის ფიზიკური პარამეტრები და საცავის დაშორება ძირითადი მომხმარებლებისაგან. ამგვარად, 1 მ³ გაზის შენახვის თვითღირებულება სხვადასხვა საცავისათვის სხვადასხვაა.

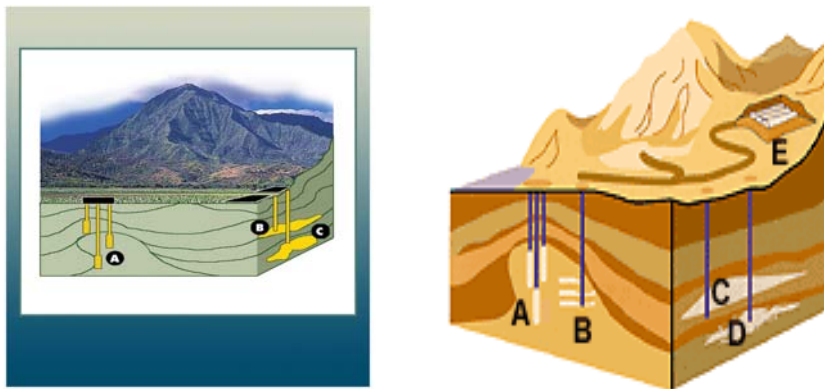
ნახ. 2-ზე, თვალსაჩინოებისათვის, ნაჩვენებია რამდენიმე რეალური მიწისქვეშა საცავის მიწისზედა ნაგებობის ხედი. ნახ.3-ზე ნაჩვენებია რამდენიმე მიწისქვეშა საცავის ჭრილი.

განვიხილოთ ფოროვან წყლოვან ფენებში გაზის მიწისქვეშა შენახვის ძირითადი პრინციპები. ცნობილია, რომ სიცარიელეთა მოცულობის შეფარდება ფენის მთლიან მოცულობასთან ახასიათებს ფენის ფოროვნებას. ფენა შეიძლება შედგებოდეს იდეალურად აგლომირებული ქანებისაგან, ერთმანეთთან შედუღებული და ფხვიერი არააგლომირებული ნაწილაკებისაგან. გაზის მოცულობა რომელიც შესაძლებელია ჩაიჭიროხოს

ფოროვანი გარემოს მოცემულ მოცულობაში, ძირითადად დამოკიდებულია წნევაზე ამ გარემოში და მის ფოროვნებაზე. მეორე მხრივ, გარემო შეიძლება იყოს უწყლო ან წყლოვანი. მეორე შემთხვევაში წყალი მოთავსებულია ღია ფორებში ან ნაწილაკებს შორის არსებულ სივრცეში და გაზი უნდა ჩაიჭირხნოს წნევის ქვეშ ისე, რომ გამოიდევნოს წყალი და გაზმა დაიკავოს მისი ადგილი.



ნახ. 2. რამდენიმე რეალური მიწისქვეშა საცავის მიწისზედა ნაგებობის ხედი



ნახ.3. რამდენიმე მიწისქვეშა საცავის კრილი

თუ ფოროვანი გარემო არ შეიცავს წყალს და შემოფარგლულია კარგად იზოლირებული მომიჯნავე გარემოთი, მაშინ ის შეიძლება გამოყენებულ იქნეს გაზსაცავად მუდმივი მოცულობით და ცვლადი წნევით. და პირიქით, თუ ფენა წყლოვანია, კარგად გამჭოლი და საკმაოდ დიდი ზომისაა, მაშინ ამ გარემოში ჩაჭირხნული გაზი ადვილად გამოდევნის წყალს და მისი წნევა მიისწრაფვის მუდმივი წონასწორობისაკენ

ჰიდროსტატიკური წნევით. ასეთი გარემო ქმნის საცავს ცვლადი მოცულობით და მუდმივი წნევით.

საცავის როლის შემსრულებელი ფოროვანი ფენა ზევიდან გადახურული უნდა იყოს საკმარისად წყალგაუმტარი ფენით, რათა შეეწინააღმდეგოს გაზის გადადინებას სხვა ფენებში ან დედამიწის ზედაპირზე გასვლას ბზარების საშუალებით. მეორე მხრივ, მას უნდა გააჩნდეს შესაბამისი ფორმა, რომელიც ქმნის „დამჭერს“.

იმისათვის, რომ თავიდან ავიცილოთ წყლის წატაცება ამოჭირხნისას (ან აღებისას), დონე არ უნდა აჭარბებდეს გარკვეულ ზედა ზღვარს, რომელიც იმყოფება საკმაოდ დიდ მანძილზე სვეტის პერფორირებული ნაწილიდან. გაზი, რომელიც იმყოფება ამ ზედა ზღვრის ქვევით (ე.წ. „გაზის ბალიში“), არ შეიძლება გამოყენებულ იქნეს ნორმალური ექსპლუატაციის პერიოდში.

ორი გარემოს „გაზი-წყალი“ გამყოფი ზედაპირი, როგორც წესი, არ წარმოადგენს მკაცრად ფიქსირებულ სიბრტყეს, ცვლადი სიმძლავრის „კაპილარობის ზონის“ არსებობის გამო, რომელმაც შესაძლებელია მიაღწიოს რამდენიმე მეტრს და რომელშიც არის გაზი და წყალი. კაპილარობის ასეთი ზონა ამცირებს საცავის სასარგებლო მოცულობას.

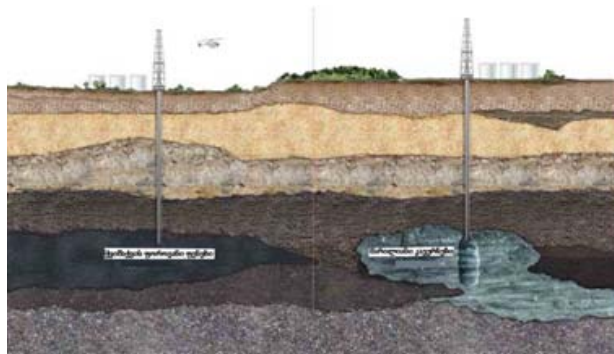
ერთ-ერთი ყველაზე მნიშვნელოვანი მაჩვენებელი, რომელიც ახასიათებს მიწისქვეშა გაზის საცავებს, არის თანაფარდობა აქტიურ და ბუფერულ გაზის რაოდენობებს შორის, რომელიც დამოკიდებულია მრავალ ფაქტორზე და ყოველწლიურად იცვლება გარკვეულ დიაპაზონში. გაზი, რომელიც ჩაიჭირხნება საცავში და აიღება მისგან ყოველწლიურად ნორმალური ციკლური ექსპლუატაციისას, წარმოადგენს აქტიურ გაზს. რამდენიმე წლის განმავლობაში მისი რაოდენობა საცავში შეიძლება მუდმივად ჩაითვალოს. ფენაში დარჩენილ გაზს ბუფერული ეწოდება.

აქტიური და ბუფერული გაზის მოცულობებს, საცავის მოცულობას, ფენის საწყის წნევასა და გაზის ჩაჭირხნის წნევას შორის არსებობს ცალსახა ჰიდროდინამიკური დამოკიდებულება. ოპტიმალური დამოკიდებულება ამ

სიდიდეებს შორის შესაძლებელია მოიძებნოს ამ დამოკიდებულებით, ანდა საცავების ექსპლუატაციის სხვადასხვა ვარიანტის ტექნიკურ-ეკონომიკური ანალიზით.

ამგვარად, მიწისქვეშა გაზის საცავების პროექტირებისა და მშენებლობისას შეიძლება მივიღოთ: 1. გაზსაცავის აუცილებელი სასარგებლო მოცულობა – $10 \div 11\%$ გაზის წლიური მოხმარებიდან (მსხვილი ქალაქებისათვის ან სამრეწველო რაიონებისათვის); 2. გაზის აღება საცავიდან – $35 \div 40\%$ წელიწადში საშუალო დღეღამური მოხმარებიდან; 3. მიწისქვეშა გაზის საცავების გამოყენების ეფექტურობა იზრდება მაგისტრალური გაზსადენის გამტარუნარიანობის და განსაკუთრებით მისი სიგრძის ზრდასთან ერთად.

გაზი მნიშვნელოვნად იჭერს მოცულობას, ვიდრე მყარი ტანი ან სითხე. ამიტომ მათი ჰერმეტიკული საცავების შექმნა რთულია, თუმცა ქმნის თვით ბუნება. ქვიშაქვის ფორული ფენები დედამიწის ქერქში ჰერმეტიკულად დალუქულია თიხის ფენით და ქმნის ბუნებრივ საცავებს. ფორებში შეიძლება იყოს წყალი, თუმცა მათში გროვდება ნახშირწყალბადები. საცავში გასვლისას წყლოვანი გაზის წინ მყოფი გაზი გროვდება თიხის სახურავის წინ და ადგილნაცვალეობს წყალს ქვევით (ნახ.4).

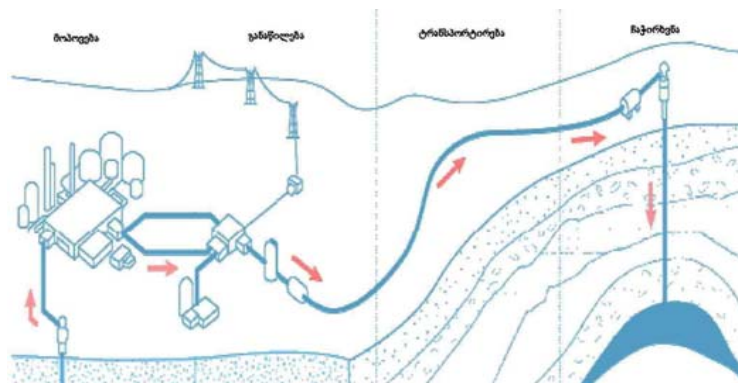


ნახ. 4. ქვიშაქვიანი და მარილიანი (კავერნა) ფენები

გაზის ამოჭირხნა ხდება ბუნებრივი გაზის ბუდობიდან შესაბამისი ტექნოლოგიური მაჩვენებლებით. გაზი მაგისტრალური გაზსადენიდან შედის (მექანიკური მინარევების გაწმენდის შემდეგ აღრიცხვის კვანძიდან, საკომპრესერო საამქროში) გაზგამანაწილებელი პუნქტებიდან

კოლექტორებში. გაზის ძირითადი ნაკადი იყოფა ტექნოლოგიურად ხაზებად, რომლებშიც მიერთებულია ჭაბურღილების შლექები. ტექნოლოგიური ხაზების სარტყელი საშუალებას იძლევა აღირიცხოს თითოეული ჭაბურღილის მწარმოებლობა, მათი ტემპერატურა და წნევა ჩაჭირხნისას.

მიწისქვეშა საცავიდან გაზის ამოღება პრაქტიკულად იგივეა, როგორც გაზის საბადოდან მოპოვება ტექნოლოგიური პროცესისას. მნიშვნელოვანი განსხვავება იმაშია, რომ გაზის ამოღება ხდება 60-დან 180 დღე-ღამემდე. შლექების გასვლისას გაზი შედის გაზის შემკრებ პუნქტებში და შემდეგ გაზის შემკრებ კოლექტორში, იქიდან სეპარატორებში, ხდება მექანიკური მინარევების მოცილება და ამოშრობა. საბოლოოდ მიღებული გაწმენდილი და მშრალი გაზი მიეწოდება მაგისტრალურ გაზსადენებში (ნახ. 5).



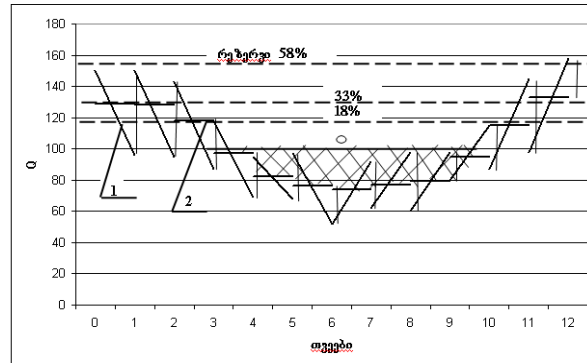
ნახ. 5. ჩაჭირხნა-ამოღების ტექნოლოგიური ჯაჭვი

განვიხილოთ გაზმომარაგების სეზონური უთანაბრობის დაფარვა. ბუნებრივი გაზის მოხმარება სხვადასხვა ჯგუფის მომხმარებლების მიერ ხასიათდება უთანაბრობით წელიწადის დროების (ზამთარი, ზაფხული), თვეების, კვირების, დღე-ღამეების და საათების მიხედვით. განსაკუთრებით დიდია გაზის სეზონური მოხმარების უთანაბრობა, რომელიც დაკავშირებულია გათბობის სეზონთან (ნახ.6-ზე ნაჩვენებია მსხვილი ქალაქის გაზის მოხმარების გრაფიკი იმ შემთხვევისათვის, როდესაც თვიური უთანაბრობის კოეფიციენტი იცვლება ცხრილი 3-ის შესაბამისად).

ცხრილი 3

უთანაბრობის კოეფიციენტის დინამიკა დროში

თვე	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
K	1,29	1,28	1,18	0,97	0,82	0,76	0,74	0,77	0,79	0,95	1,15	1,33



ნახ.6. ქალაქის გაზის მოხმარების გრაფიკი (დაშტრიხული ფართობი არის გაზის მოცულობა, რომელიც უნდა შეინახოს მიწისქვეშა გაზის საცავებში)

სტატისტიკური მონაცემები ხარჯის ცვლილების შესახებ ნაჩვენებია ცხრილ 4-ში.

ცხრილი 4

სტატისტიკური მონაცემები ხარჯის ცვლილების შესახებ

რეალური მიწოდება, %			მოხმარების უზრუნველყოფა, %		
საშუალო წლიური	საშუალო დღე-ღამური, ივლისი	დღიური მაქსიმალური, ივლისი	საშუალო წლიური	საშუალო დღე-ღამური, დეკემბერი	დღიური მაქსიმალური, დეკემბერი
63	47	33	100	100	100
75	55,5	39	100	100	84
82,5	62,8	44	97	89	75
90	74	52	90	75	63

გაზის მოცულობა, რომელიც საჭიროა გაზის მოხმარების სეზონური უთანაბრობის გასაგლუვებად, შეიძლება დადგინდეს სამი გზით: 1) ტემპერატურის გრადუსული ნაკლებობის და, შესაბამისად, ერთ გრადუს-დღეზე აუცილებელი სითბოს მიხედვით; 2) ყველა სახის მომხმარებლის გათვალისწინებით, გაზის ხარჯის მიხედვით; 3) გაზის მოხმარების თვიური უთანაბრობის კოეფიციენტების მიხედვით [9-11].

ბუფერული გაზის დანიშნულებაა შექმნას საცავში, გაზის ამოღებისას, გარკვეული წნევა, რომელიც უზრუნველყოფს საცავიდან მიღებული გაზის აუცილებელ დებიტს; დაკმაყოფილდეს მიწის წიაღის დაცვის და გაზის მომხმარებლამდე ტრანსპორტირების პირობები; შეამციროს წყლის შეღწევა საცავში; გაზარდოს ჭაბურღილების დებიტი; შეამციროს გაზის შეკუმშვის ხარისხი საკომპრესორო სადგურზე. რაც უფრო მეტია ბუფერული გაზის მოცულობა, მით უფრო დიდია წნევა საცავში და ცალკეული ჭაბურღილების დებიტი, ნაკლებია იმ ჭაბურღილების საერთო რიცხვი, რომლებიც გამოიყენება საცავიდან გაზის ამოსაღებად, ნაკლებია გაზის შეკუმშვის ხარისხი საკომპრესორო სადგურზე [12–14].

განვიხილოთ გაზის მოხმარების უთანაბრობის რეგულირება. გაზმომარაგების სეზონური უთანაბრობის რეგულირება გამოიყენება შემდეგი ხერხებისათვის: გაზის მიწისქვეშა საცავებისათვის; მომხმარებლების რეგულირების გამოყენების მიზნით, როდესაც ზაფხულის პერიოდში ხდება ნამეტის გადაგდება; საბადოებისა და გაზსადენების სარეზერვო სიმძლავრეებისათვის. ტექნიკურ-ეკონომიკური ანალიზის შედეგად ხდება გაზმომარაგების უთანაბრობის რეგულირება ოპტიმალური შედგენილობის სახსრებით.

მაგისტრალურ გაზსადენებს, როგორც წესი, აპროექტებენ წლიური დატვირთვის გრაფიკის კოეფიციენტით $C=0,85$. ეს ნიშნავს, რომ გაზსადენის მიერ ერთი წლის განმავლობაში ფაქტობრივი გაზის რაოდენობა შეადგენს მიწოდების მაქსიმალური რაოდენობის 85%-ს ანუ მაგისტრალური გაზსადენის მწარმოებლურობას. ამგვარად, ქალაქის (ან სამრეწველო კვანძი) გაზმომარაგების წლიური გრაფიკის გაგლუვებისას (უთანაბრობა) მიწისქვეშა საცავით ან მოხმარების რეგულირებით მისი შევსება უნდა იყოს 0,85-ზე არანაკლები, ე.ი. გაზის გრაფიკის შეუვსებელი გრაფიკის ნაწილი (საერთო სრული ფართობი მაქსიმალური მიწოდებით) ეს უნდა იყოს 15%-ზე მეტი. გადაჭარბება გაზის მაქსიმალური და საშუალო მიწოდების წირებდან, წილით

მაგისტრალური გაზსადენიდან გამტარუნარიანობის სიდიდე, შეადგენს (1-C). ეს სამართლიანია იმ შემთხვევაში, თუ რეგულირების ყველა სახსრის გამოყენებისას (სარეზერვო სიმძლავრეების ჩათვლით) სრული წლიური გრაფიკი იქნება დარეგულირებული, ხოლო მაგისტრალური გაზსადენიდან გამტარუნარიანობის სიდიდე გახდება მაქსიმალური თვიური მოხმარების ტოლი [15].

განვიხილოთ მიწისქვეშა გაზის საცავები ევროპასა და შუა აზიაში. ცხრილ 5 და 6-ში განხილულია მიწისქვეშა გაზის საცავების სტატისტიკა ევროპასა და შუა აზიაში [16–18].

ცხრილი 5

მიწისქვეშა გაზის საცავების ტიპი

მიწისქვეშა გაზის საცავების ტიპი	რაოდენობა	მუშა გაზის მოცულობა 10 ⁹ მ ³	მწარმოებლურობა 10 ⁶ მ ³ /დღე-ღამე
გამოფიტული საბადოები	77	142,16	1952,6
წყლოვანი ფენები	36	29,97	322,9
მარილის კავერნები	19	6,28	251,5
ნამუშევარი მადაროები	2	0,10	1,5
სულ	134	175,51	1628,5

ცხრილი 6

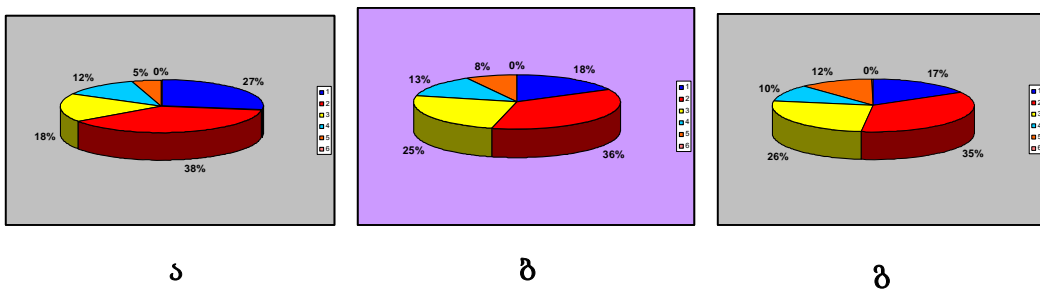
მიწისქვეშა გაზის საცავების პარამეტრები სხვადასხვა ქვეყნისათვის

N	ქვეყანა	გაზსაცავების რაოდენობა	საერთო მოცულობა მ ³	გაზის აქტიური მოცულობა მ ³	მაქსიმალური დღე-ღამის აღება მ ³
1	ავსტრია	5	6,36 · 10 ⁹	2,98 · 10 ⁹	29,35 · 10 ⁶
2	აზერბაიჯანი	2	-	1,1 · 10 ⁹	13 · 10 ⁶
3	ბელგია	2	1,09 · 10 ⁹	0,6 · 10 ⁹	9,6 · 10 ⁶
4	ბელარუსი	1	0,7 · 10 ⁹	0,4 · 10 ⁹	4 · 10 ⁶
5	ბულგარეთი	1	10 ⁹	0,5 · 10 ⁹	4 · 10 ⁶
6	გერმანია	38	23,5 · 10 ⁹	13,4 · 10 ⁹	317,4 · 10 ⁶
7	დანია	1	1,15 · 10 ⁹	0,48 · 10 ⁹	0,99 · 10 ⁶
8	დიდი ბრიტანეთი	2	10,2 · 10 ⁹	3,0 · 10 ⁹	58,4 · 10 ⁶
9	ესპანეთი	2	3,4 · 10 ⁹	1,27 · 10 ⁹	9,2 · 10 ⁶
10	იტალია	9	27,8 · 10 ⁹	14,6 · 10 ⁹	216 · 10 ⁶
11	ლატვია	1	4 · 10 ⁹	2,12 · 10 ⁹	14,7 · 10 ⁶
12	პოლონეთი	4	1,8 · 10 ⁹	0,8 · 10 ⁹	7 · 10 ⁶
13	რუმინეთი	4	-	0,835 · 10 ⁹	7 · 10 ⁶

14	რუსეთი	22	$114 \cdot 10^9$	$71 \cdot 10^9$	$400 \cdot 10^6$
15	საფრანგეთი	15	$23,1 \cdot 10^9$	$10,5 \cdot 10^9$	$0,49 \cdot 10^6$
16	სომხეთი	1	-	$0,13 \cdot 10^9$	$0,4 \cdot 10^6$
17	უკრაინა	13	$64,5 \cdot 10^9$	$36,3 \cdot 10^9$	$219,1 \cdot 10^6$
18	უნგრეთი	4	$8 \cdot 10^9$	$2,76 \cdot 10^9$	$34,44 \cdot 10^6$
19	უზბეკეთი	2	-	$3,7 \cdot 10^9$	$3,0 \cdot 10^9$
20	ყაზახეთი	3	-	$4,2 \cdot 10^9$	$0,081 \cdot 10^6$
21	ყირგიზეთი	1	-	$60 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$
22	ჩეხეთი	3	$3,61 \cdot 10^9$	$1,67 \cdot 10^9$	$22,5 \cdot 10^6$
23	ხორვატია	1	10^9	$0,5 \cdot 10^9$	$4 \cdot 10^6$

გაზსაცავის აღწერის ძირითადი პარამეტრებია: საერთო და აქტიური მოცულობა, აღების ხარისხი, ჭაბურღილების რაოდენობა. ინფორმაციას ევროპის მიწისქვეშა გაზსაცავების ხასიათის, გამოყენების და მანევრულობის შესახებ იძლევა შემდეგი ინდექსები და პარამეტრები: საერთო აქტიური მოცულობა, მიწისქვეშა გაზის საცავების საერთო მოცულობას: გამოფიტული საბადოები – $16,7\% \div 74,6\%$ (საშუალოდ $57,1\%$); წყლოვანი ფენები – $20,0\% \div 57,1\%$ ($43,4\%$); მარილის კავერნები – $50,0\% \div 88,6\%$ ($68,7\%$) [19–22].

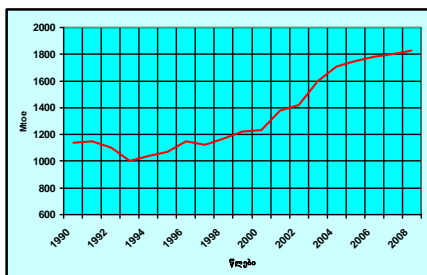
ნახ.7-ზე ნაჩვენებია ევროკავშირის მიერ გაზის მოხმარების ევოლუცია. ცხადია, რომ ბუნებრივი გაზის წილი ძალზე მაღალია.



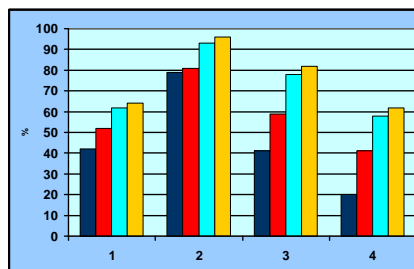
ნახ.7. ევროკავშირის მიერ გაზის მოხმარების ევოლუცია: ა – 1990 წ. ბ – 2008 წ. გ – 2030 წ. 1 – ნახშირი; 2. ნავთობი; 3. ბუნებრივი გაზი; 4. ბირთვული საწვავი; 5. ენერჯის განახლებადი წყაროები; 6. სხვა

ნახ.8,ა-ზე ნაჩვენებია ევროკავშირის დამოკიდებულება ენერგომატარებლების იმპორტზე. 1996 წლიდან ევროკავშირი აწარმოებს ნაკლებს, მაგრამ მოიხმარს უფრო მეტ ენერჯიას. წლების განმავლობაში

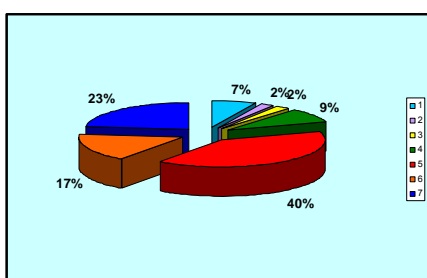
ევროკავშირში ენერჯის სრული ექსპორტიორი იყო მხოლოდ დანია, ხოლო 2004 წლიდან მას შეუერთდა დიდი ბრიტანეთი [23–29].



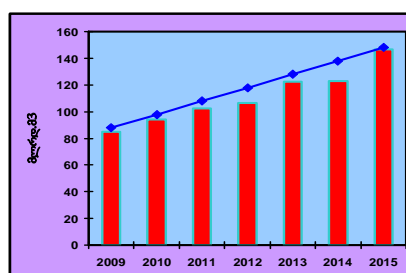
ა



ბ



გ



დ

ნახ.8. ა) ევროკავშირის დამოკიდებულება ენერგომატარებლის იმპორტზე; ბ) ევროკავშირის იმპორტის დინამიკა დროში ცალკეული ენერგომატარებლის მიხედვით (1990-2006-2020-2030წწ). 1. ჯამური; 2. ნავთობი; 3. ბუნებრივი გაზი; 4. ნახშირი; გ) ევროკავშირში მიწოდებული გაზის რაოდენობა, მიმწოდებელი ქვეყნების მიხედვით: 1. ალჟირი (მილსადენი); 2. ლიბია (მილსადენი); 3. სხვა; 4. გათხევადებული ბუნებრივი გაზი; 5. ადგილობრივი წარმოება; 6. ნორვეგია (მილსადენები); რუსეთი; დ) მიწისქვეშა გაზის საცაგების მოცულობის დინამიკა ევროპაში წლების მიხედვით
შენიშვნა: 1 Mtoe=42 10⁶ გიგაჯოული.

ცხადია, რომ ევროკავშირის დამოკიდებულება ენერგომატარებლების იმპორტზე იზრდება როგორც რეალურად, ასევე პროგნოზის მიხედვით. ნახ.8,ბ-ზე ნაჩვენებია ევროკავშირის იმპორტის დინამიკა დროში ცალკეული ენერგომატარებლების მიხედვით.

2008 წელს ევროკავშირმა მოიხმარა 530 მლრდ მ³ გაზი. ევროკავშირის ახლანდელი (ისევე, როგორც მომავალი) მიმწოდებლები ფლობენ გაზის მსოფლიო მარაგების დაახლოებით 80%-ს. ნახ.6,გ-ზე ნაჩვენებია

ევროკავშირში მიწოდებული გაზის რაოდენობა, მიმწოდებელი ქვეყნების მიხედვით.

ევროკავშირის ქვეყნების უმრავლესობა დამოკიდებულია იმპორტზე, თუმცა გაზის წილი ენერგეტიკის სტრუქტურაში ცვალებადია ქვეყნების მიხედვით. უნდა აღინიშნოს, რომ მსხვილი იმპორტიორების მიწოდება გაცილებით დივერსიფიცირებულია წვრილ იმპორტიორებთან შედარებით.

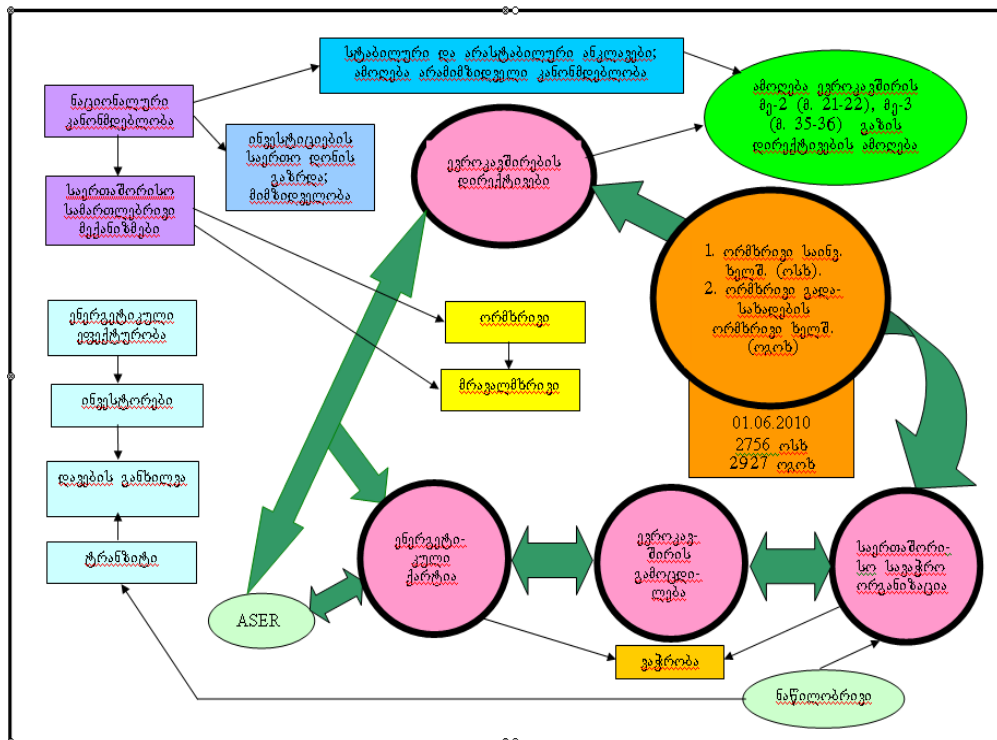
განვიხილოთ, თუ რამდენად საიმედოა გაზის მიწოდება ევროპაში. ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოებასთან დაკავშირებული რისკები შემდეგია: ტექნიკური რისკები; გეოპოლიტიკური და პოლიტიკური რისკები; ნორმატიული რისკები; ეკონომიკური და კომერციული რისკები; ეკოლოგიური რისკები; ტრანზიტის რისკები [30–32].

ევროპის მიწისქვეშა გაზის საცავები შეადგენს 85 მლრდ. მ³-ს, რაც 2009 წლის სრული მოხმარების 15%-ია. ნახ.6,დ-ზე ნაჩვენებია მიწისქვეშა გაზის საცავების მოცულობის დინამიკა ევროპაში წლების მიხედვით. გაზის საცავების მოცულობის წლიური ნაზარდი შეადგენს 9,7%-ს [33–41].

განვიხილოთ ევროპაში გაზის მიწოდების უსაფრთხოების სალითხი. მოსალოდნელია, რომ ბუნებრივ გაზზე მოთხოვნის ტემპი გაასწრებს ნავთობპროდუქტების მოთხოვნის ტემპებს. ევროპაში გაზის მომავალი მიწოდებები უკვე იქცა კონკურენციის საგნად რეალურ და პოტენციურ ექსპორტიორებს შორის. ხანგრძლივი პერსპექტივა ასევე მნიშვნელოვანია, ვინაიდან ბუნებრივი გაზი აუცილებლად შეასრულებს თანამედროვე ენერგეტიკაში მეტად მნიშვნელოვან როლს.

განვიხილოთ ენერგოუსაფრთხოება ევროკავშირში. ევროკავშირის ენერგოუსაფრთხოება დღეისათვის ეხება გაზს და რუსეთზე დამოკიდებულებას – ეს პოლიტიკური საკითხია. ევროპა ყოველთვის ეყრდნობოდა აშშ-ს პოლიტიკურ და სტრატეგიულ ძალას საკუთარი ნავთობუსაფრთხოებისათვის და საერთაშორისო ნავთობის კომპანიებს თავისი ბაზრების მომარაგების თვალსაზრისით.

რუსეთი დღეისათვის ევროპაში არის ენერგორესურსების მთავარი მიმწოდებელი: ევროპული ნავთობი - 25% რუსეთიდან; ევროპული ნახშირი - 25% რუსეთიდან; ევროპული გაზი - 25 ÷ 30% რუსეთიდან; ევროპული ელექტროენერჯია - 10% რუსეთიდანაა. გაცილებით მნიშვნელოვნია აღმოსავლეთ ევროპის დამოკიდებულება რუსეთზე: სლოვაკეთი - 100%; ლიტვა - 90%; ჩეხეთის რესპუბლიკა - 80%; უნგრეთი - 60%; პოლონეთი - 50%.

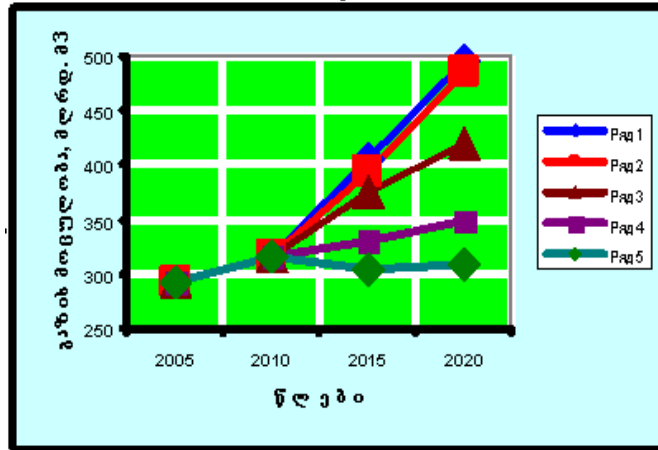


ნახ.9. ენერგეტიკული ბაზრების განვითარება, მექანიზმების დაცვა და ინვესტორების სტიმულირება

ნახ.10-ზე ნაჩვენებია გაზის იმპორტის დინამიკა ევროკავშირში 2020 წლამდე, ევროპული ენერგეტიკული ასოციაციის (EEA) შექმნა ხუთი სცენარის მიხედვით [50–52].

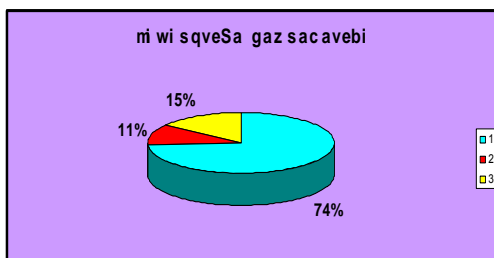
ევროკავშირს რუსეთთან გააჩნია შემდეგი რისკები: დამოკიდებულება ერთადერთ მომწოდებელზე ან ერთადერთ მარშრუტზე ევროკავშირს უქმნის მნიშვნელოვან რისკებს; დავა მესამე ქვეყნებს შორის (მიმწოდებელსა და სატრანზიტო ქვეყანას შორის) მნიშვნელოვან გავლენას

ახდენს ევროპის ენერგოსაფრთხოებაზე; მიუხედავად ახალი პროექტებისა (ჩრდილოეთი და ცისფერი ნაკადები), რუსეთის არსებული სამილსადენო საექსპორტო ინფრასტრუქტურის, რომელიც მოიცავს უკრაინას, ბელარუსს და მოლდოვას, შეცვლა შეუძლებელია [53–56].

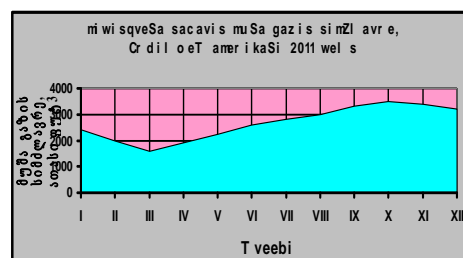


ნახ.10. გაზის იმპორტის დინამიკა ევროკავშირში 2020 წლამდე. EEA-ს შექმნა ხუთი სცენარის მიხედვით: 1. მაღალი ფასები, 2006 წლის ივლისი (ნავთობის ფასი US \$ 81); 2. ბაზისურები, 2006 წლის ივლისი (ნავთობის ფასი US \$ 57); 3. ბაზისურები, 2006 წლის აპრილი (ნავთობის ფასი US \$ 61); 4. მაღალი ეფექტურობა (ნავთობის ფასი US \$ 50); 5. NEP 2008 წლის ნოემბერი (ნავთობის ფასი US \$ 67)

განვიხილოთ მიწისქვეშა გაზსაცავები აშშ-ში. აშშ-ს სტატისტიკა მიწისქვეშა გაზსაცავებისათვის შემდეგია: გამოფიტული საცავები - 74%; წყლოვანი ჰორიზონტი - 11% და მარილიანი კავერნები - 15% (ნახ. 11,ა). აგრეთვე ნახ. 11,ბ-ზე ნაჩვენებია მიწისქვეშა საცავის მუშა გაზის სიმძლავრე ჩრდილოეთ ამერიკაში 2011 წელს.



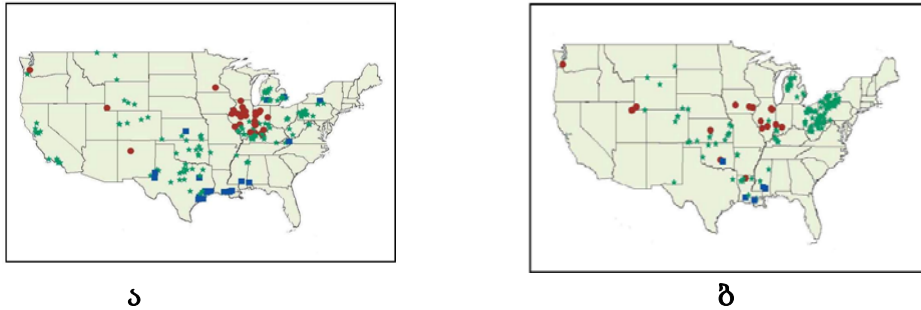
ა



ბ

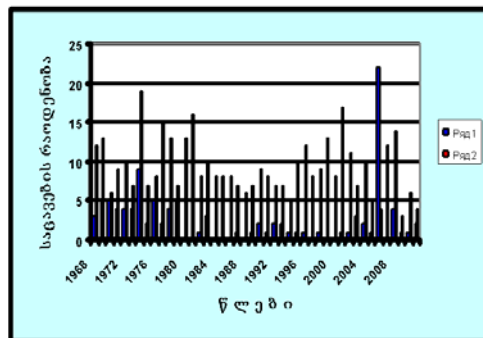
ნახ.11. ა. აშშ-ს სტატისტიკა მიწისქვეშა გაზსაცავებისათვის; ბ. მიწისქვეშა საცავების მუშა გაზის სიმძლავრე ჩრდილოეთ ამერიკაში 2011 წელს

FERC-ს (ფედერალური ენერჯეტიკის მარეგულირებელი კომისიის) აშშ-ს მიხედვით იურისდიქციაში მყოფი საცავების ტიპები და განლაგება (ნახ. 12) შემდეგია [57-59]:



ნახ. 12. FERC-აშშ-ს იურისდიქციაში (ა) და არაიურისდიქციაში (ბ) მყოფი საცავების ტიპები და განლაგება: ★ - გამოფიტული საცავები; ● - წყლოვანი ჰორიზონტიანი საცავები; ■ - მარილიანი კავერნები

აშშ-ს ფედერალური ენერჯეტიკის მარეგულირებელი კომისიის (FERC) თანახმად გაცემულია შემდეგი სერტიფიკატები: 1. ახალი საცავების შენახვის რაოდენობა ერთ წელიწადში; 2. განაცხადების რაოდენობა საცავების რეორგანიზაციისათვის (ნახ. 13).



ნახ. 13. აშშ-ს ფედერალური ენერჯეტიკის მარეგულირებელი კომისიის (FERC) მიერ გაცემულია სერტიფიკატები: 1. ახალი საცავების შენახვის რაოდენობა ერთ წელიწადში; 2. განაცხადების რაოდენობა საცავების რეორგანიზაციისათვის

აშშ-ს ენერჯეტიკისა და გარემოს დაცვის ანალიზის ცენტრის თანახმად (Energy and Environmental Analysis – EEA), შემოტანილია ჩრდილო ამერიკის გაზის შენახვის ახალი მოთხოვნები მლრდ. ფუტ³-ში (ცხრილი 7).

ცხრილი 7

ჩრდილო ამერიკის გაზის შენახვის ახალი მოთხოვნები (მლრდ. ფუტ³)

მუშა გაზის დამატებითი მოცულობა, EEA-ს საბაზო ვარიანტი	2004-2008	2009-2020	ჯამი
დასავლეთი კანადა	30	40	70

აღმოსავლეთ კანადა/მიჩიგანი	36	74	110
საშუალო აღმოსავლეთი	-	60	60
ნიუ იორკი	10	56	66
პენსილვანია/აღმოსავლეთი ვირჯინია	33	90	123
მექსიკის ყურეს სანაპირო	72	5	77
აღმოსავლეთი სანაპირო	21	78	99
სხვადასხვა	10	37	47
ჯამი	212	439	652

შენიშვნა: 1 ფუტი=30,48 მ (1 მ³=35,3 ფუტი³)

იგივე EEA-ს თანახმად, მოყვანილია ბუნებრივი გაზის საპროგნოზო ყოველთვიური (ერთსა და იმავე თვის 5 რიცხვში) ფასები 2012 წლისათვის აშშ დოლარებში (ცხრილი 8) [59].

ცხრილი 8

EEA-ს ბუნებრივი გაზის საპროგნოზო ყოველთვიური ფასების

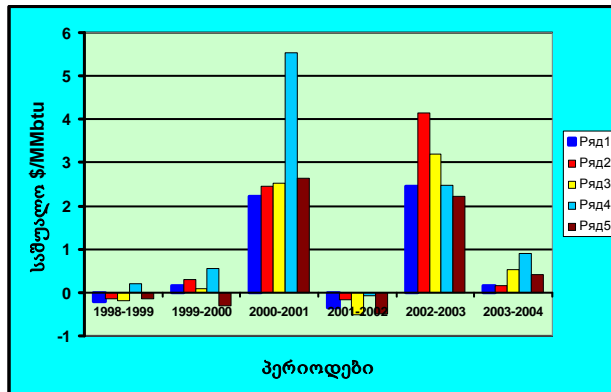
მონაცემები 2012 წლისათვის

თვის მიწოდება	წინსწრების ფასები
ივლისი	5,933
აგვისტო	5,955
სექტემბერი	5,950
ოქტომბერი	5,985
ნოემბერი	6,225
დეკემბერი	6,438
იანვარი	6,578
თებერვალი	6,538
მარტი	6,380

საინტერესოა განსხვავება საშუალო ბუნებრივი გაზის მიწოდების ფასში, ზაფხულის და ზამთრის სეზონებს შორის, \$/MMBtu (ნახ. 14). აქ აშკარად არსებობს არა მხოლოდ განსხვავება სხვადასხვა პერიოდს შორის, არამედ კონკურენცია სხვადასხვა ჰაბისას, კერძოდ, არსებობს ბევრი ძლიერი ჰაბი, რომელთა შორისაა: Henry Hub, Dominion NP, Dominion SP, Northwest და Chicago.

მოკლედ განვიხილოთ მიწისქვეშა გაზსაცავები აშშ-ს რეგიონებში: 2010 წლისათვის არის დაახლოებით 400 ობიექტი. ამჟამად ემატება მიჩიგანში, მისისიპში, პენსილვანიასა და დასავლეთ ვირჯინიაში. ხდება 18 ობიექტის განვითარება, ხოლო 2 საცავი დაიხურება. წელიწადში დაახლოებით იზრდება 90 მლრდ. ფუტ³ (2,547 მლრდ. მ³) გაზის

მოცულობა. გამოფიტული საცავების სრული წილი დაახლოებით შეადგენს 89%-ს (ცხრილი 9) [60].



ნახ. 14. განსხვავება საშუალო ბუნებრივი გაზის მიწოდების ფასში, ზაფხულის და ზამთრის სეზონებს შორის (\$/MMbtu) - ჰაბების დასახელება 1. Henry Hub; 2. Dominion NP; 3. Dominion SP; 4. Northwest; 5. Chicago.

ცხრილი 9

აშშ-ს მიწისქვეშა ბუნებრივი გაზის საცავები რეგიონებში 2010 წ

აშშ-ს მიწისქვეშა ბუნებრივი გაზის საცავები, რეგიონებში 2010 წ			
რეგიონი	ობიექტების რაოდენობა	მუშა გაზის სიმძლავრე, მლრდ.ფუტ ³	ყოველდღიური მიწოდება, მლნ.ფუტ ³
დასავლეთი	280	2045	39643
აღმოსავლეთი	37	628	9795
სამხრეთი	98	1226	28296

განვიხილოთ, მიწისქვეშა გაზის საცავები რუსეთში და „გაზპრომის“ სფერო. მიწისქვეშა გაზის საცავები წარმოადგენს რუსეთის გაზმომარაგების ერთიანი სისტემის განუყოფელ ნაწილს და ძირითადად მოთავსებულია გაზის მოხმარების ძირითად რაიონებში [61,62].

2008-2009 წლების გათბობის სეზონისათვის „გაზპრომმა“ გაზარდა მიწისქვეშა გაზის საცავების საშუალო დღეღამური მწარმოებლურობა 500 მლნ მ³-მდე, ხოლო მაქსიმალური დღეღამური მწარმოებლურობა 620 მლნ მ³-მდე. სასაქონლო გაზის ბრუნვამ შეადგინა 64 მლრდ მ³ (ცხრილი 10, ნახ. 15,ა).

რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცავებში ჩაჭირხნული და ამოღებული გაზის მოცულობები (მლნ მ³-ში) ნაჩვენებია ცხრილ 11-ში და ნახ.15,ბ-ზე.

სასაქონლო გაზის ბრუნვის დინამიკა

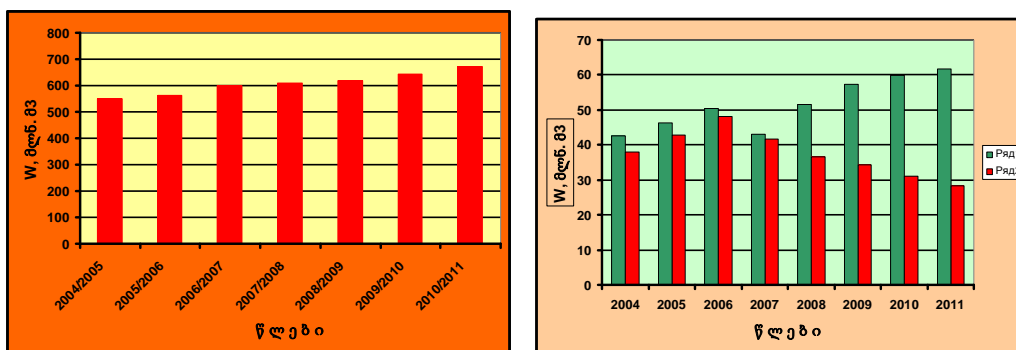
2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009
550	563	600	608	620

ჩაჭირხნილი და ამოღებული გაზის მოცულობების დინამიკა (მლნ მ³)

	ჩაჭირხნა	ამოღება
2004	42,6	37,9
2005	46,3	42,9
2006	50,4	48,2
2007	43,0	41,7
2008	51,6	36,7

2020 წლისათვის „გაზპრომი“ აპირებს რუსეთის მიწისქვეშა გაზის საცავეების მაქსიმალური დღეღამური მწარმოებლურობის გაზრდას 1 მლრდ მ³-მდე.

ევროპაში „გაზპრომის“ მოქმედების მაჩვენებლები მიწისქვეშა გაზის საცავეების სფეროში ნაჩვენებია ცხრილ 12-ში და ნახ.16-ზე [63].



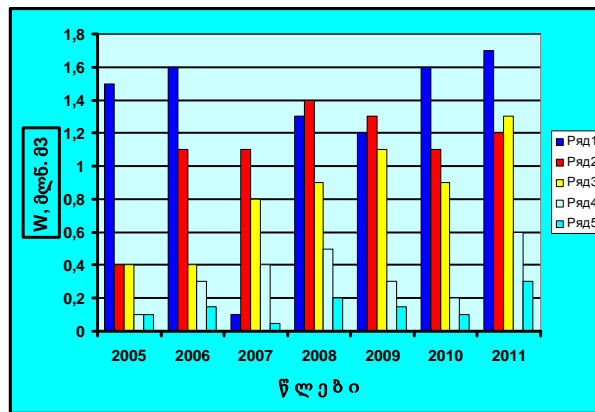
ა

ბ

ნახ. 15. ა) რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცავეების მაქსიმალური შესაძლო დღეღამური მწარმოებლურობა, მლნ მ³; ბ) რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცავეებში ჩაჭირხნილი და ამოღებული გაზის მოცულობები, მლნ მ³ (1- ჩაჭირხნა; 2 – ამოღება)

ევროპაში „გაზპრომის“ მიწისქვეშა გაზის საცავების მოქმედების მაჩვენებლები

	2005	2006	2007	2008
ლატვია	1,5	1,6	0,1	1,3
გერმანია	0,4	1,1	1,1	1,4
ავსტრია	0,4	0,4	0,8	0,9
დიდი ბრიტანეთი	0,1	0,3	0,4	0,5
საფრანგეთი				0,3



ნახ. 16. „გაზპრომის“ მიერ გაზის ჩაჭირხნა ევროპის ქვეყნების მიწისქვეშა გაზის საცავებში, მლრდ მ³ (1- ლატვია; 2. გერმანია; 3 – ავსტრია; 4. – დიდი ბრიტანეთი; 5 – საფრანგეთი)

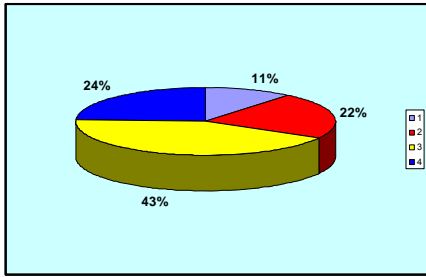
ნახ.17,ა-ზე ნაჩვენებია მაგისტრალური გაზსადენის სტრუქტურა.

ტარიფს გაზის ტრანსპორტირებაზე „გაზპრომი“-ს მაგისტრალური გაზსადენებისათვის ნიშნავს და ამტკიცებს რუსეთის ფედერაციის ტარიფების ფედერალური სამსახური.

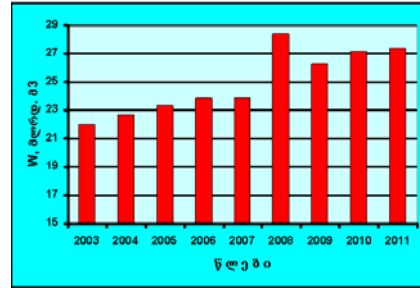
რუსეთის მიწისქვეშა გაზის საცავების ჯამური აქტიური მოცულობაა: 2000 წ. – 57,8 მლრდ მ³; 2011 წ. – 65,2 მლრდ მ³.

„გაზპრომის“ წილის ჯამური იმპორტი დასავლეთ ევროპაში მოყვანილია ნახ.17,ბ-ზე.

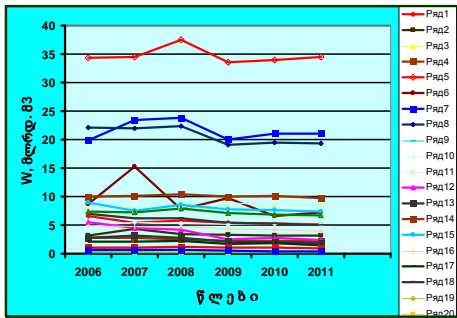
„გაზპრომის“ წილის ჯამური იმპორტი დასავლეთ ევროპაში მოყვანილია ცხრილ 13-ში და ნახ.17,გ-ზე. ნახ.17,დ-ზე ნაჩვენებია „გაზპრომის“ ჩაჭირხნა ევროპის ძირითად ქვეყნებში [64].



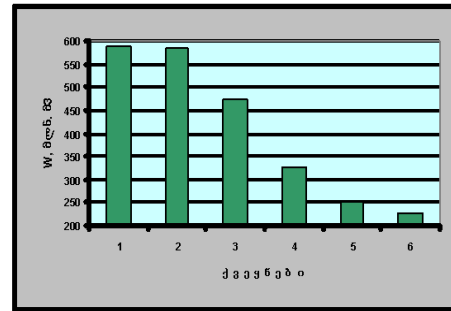
ა



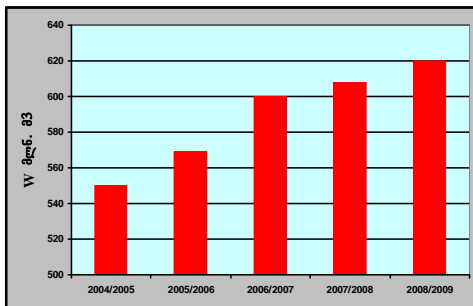
ბ



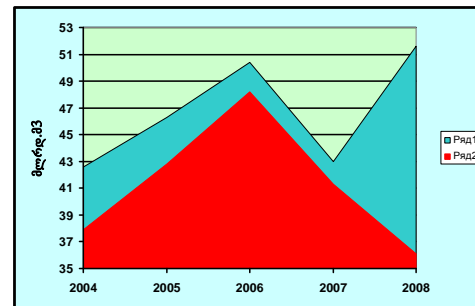
გ



დ



ე



ვ

ნახ.17. ა) მაგისტრალური გაზსადენების სტრუქტურა მუშაობის ხანგრძლივობის მიხედვით: 1. მუშაობის ხანგრძლივობა 10 წელზე ნაკლები; 2. მუშაობის ხანგრძლივობა 11-დან 20 წლამდე; 3. მუშაობის ხანგრძლივობა 21-დან 33 წლამდე; 4. 33 წელზე მეტი; ბ) „გაზპრომის“ წილის ჯამური იმპორტი დასავლეთ ევროპაში; გ) „გაზპრომის“ ექსპორტი ევროპის ქვეყნებში, დასავლეთ ევროპაში; დ) „გაზპრომის“ ჩაჭირხნა ევროპის ძირითად ქვეყნებში (1. ლატვია; 2. გერმანია; 3. ავსტრია; 4. ნიდერლანდები; 5. საფრანგეთი; 6. დიდი ბრიტანეთი); ე) რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცაგების მაქსიმალური დღეღამური მწარმოებლურობა, სეზონის დასაწყისში აღებისას; ვ) რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცაგებში ჩაჭირხნისა და ამოღების დინამიკა: 1. ჩაჭირხნა; 2. ამოღება

ცხრილი 13

„გაზპრომის“ ჩაჭირხნა ევროპის ძირითად ქვეყნებში

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
--	------	------	------	------	------	------	------

ავსტრია	6,8	6,6	5,4	5,8	5,4	5,2	5,1
ბელგია	2,0	3,2	4,3	3,4	3,3	3,2	3,1
ბოსნია და ჰერცეგოვინა	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3	0,25
ბულგარეთი	2,6	2,7	2,8	2,9	2,2	2,3	2,2
გერმანია	36,0	34,4	34,5	37,9	33,5	34,0	34,5
დიდი ბრიტანეთი	3,8	8,7	15,2	7,7	9,7	6,6	7,2
თურქეთი	18,0	19,9	23,4	23,8	20,0	21,0	21,0
იტალია	22,0	22,1	22,0	22,4	19,1	19,5	19,3
მაკედონია	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ნიდერლანდები	4,1	4,7	5,5	5,3	5,1	5,2	5,1
პოლონეთი	7,0	7,7	7,0	7,9	9,0	8,4	8,6
რუმინეთი	5,0	5,5	4,5	4,2	2,5	2,8	2,4
საბერძნეთი	2,4	2,7	3,1	2,8	2,1	2,0	1,9
საფრანგეთი	13,2	10,0	10,1	10,4	10,0	10,1	9,7
უნგრეთი	9,0	8,9	7,5	8,9	7,8	7,6	7,4
ფინეთი	4,5	4,9	4,7	4,8	4,4	4,2	4,0
სერბია	2,0	2,1	2,1	2,2	1,7	1,8	1,4
სლოვაკეთი	7,5	7,0	6,2	6,2	5,4	5,2	5,0
შვეიცარია	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,25	0,25
სლოვენია	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4
ჩეხეთი	7,4	7,4	7,2	7,9	7,1	6,9	6,7
ხორვატია	1,2	1,1	1,1	1,2	1,1	1,0	0,95
სხვა	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,35
სულ	156,8	161,9	168,6	166,4	151,1	148,45	146,9

განვიხილოთ მიწისქვეშა გაზის საცავები რუსეთში. ნახ.19,ე-ზე ნაჩვენებია რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცავების მაქსიმალური დღეღამური მწარმოებლურობა, სეზონის დასაწყისში აღებისას. ნახ.19,ვ-ზე ნაჩვენებია რუსეთის ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზის საცავების გაზის ჩაჭირებისა და ამოღების დინამიკა.

განვიხილოთ ბუნებრივი გაზის სექტორი საქართველოში. საქართველოში ბუნებრივი გაზის მსხვილი და მცირე 70 გამანაწილებელი კომპანიაა (ბუნებრივი გაზის განაწილების ლიცენზიატები), მათ შორის უმსხვილესია შპს „ყაზტრანსგაზ-თბილისი“. ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირების ლიცენზიატი მხოლოდ ერთია – შპს „საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია“. სატრანზიტო ტარიფები არ რეგულირდება სემეკის მიერ. ეს ტარიფი დადგენილია მთავრობათაშორისი ხელშეკრულებით. საქართველო იტოვებს სომხეთისათვის მიწოდებული გაზის 10%-ს. 2012 წლის გაზის

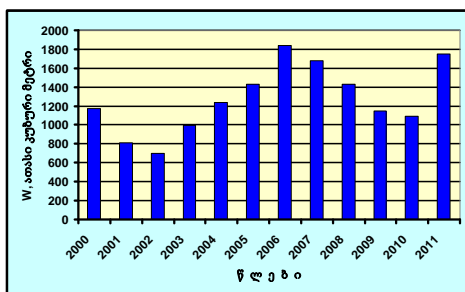
საპროგნოზო ბალანსის მიხედვით სულ საქართველოს წელს მიეწოდება 1 486 მლნ. მ³ ბუნებრივი გაზი. აქედან 1 263 მლნ. მ³ - აზერბაიჯანიდან, ხოლო 211 მილიონი მ³ - რუსეთიდან (ნახ.18).

განვიხილოთ საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა. იგი ფუნქციონირებს 1959 წლიდან. შემდგომში საქართველოს გაზომარაგება შესაძლებელი გახდა ორი დამოუკიდებელი წყაროდან – რუსეთიდან და აზერბაიჯანიდან.

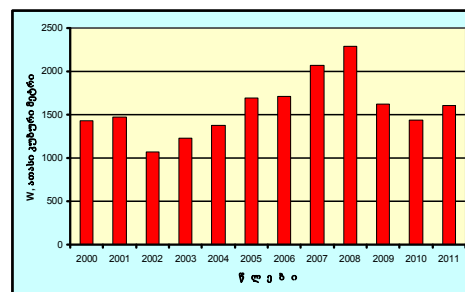
დღეისათვის ექსპლუატაციაშია 2000,0 კმ-მდე საერთო სიგრძის სხვადასხვა კვეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა, 150-ზე მეტი გაზგამანაწილებელი სადგურით. ამის მეშვეობით (საპროექტო გაანგარიშებით) წლიურად შესაძლებელია 20,0 მლრდ. მ³ გაზის გატარება როგორც საქართველოს მომხმარებლებისათვის, ასევე სომხეთში გაზის ტრანზიტითვის.

ნახ.19, ა,ბ-ზე ნაჩვენებია მაგისტრალური გაზსადენის ჩრდილოეთ-სამხრეთ და დასავლეთის პროფილები.

გაზის სტრატეგიული რეზერვის შექმნის, სეზონური მიღება-გაცემის დაბალანსებისა და გაზის ნაკადების ოპერატიული მართვის ერთ-ერთი ეფექტური საშუალებაა მიწისქვეშა გაზსაცავები. საქართველოში ბუნებრივი გაზის მიწისქვეშა გაზსაცავები არ არის. ამჟამად აქტიური მუშაობა მიმდინარეობს გაზსაცავების შექმნის პროექტებზე. საქართველოში, კერძოდ ნინოწმინდაში, შესაძლოა აშენდეს მიწისქვეშა გაზსაცავი.

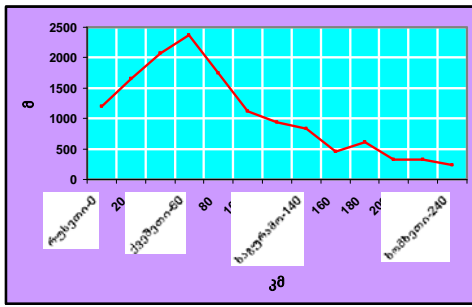


ა

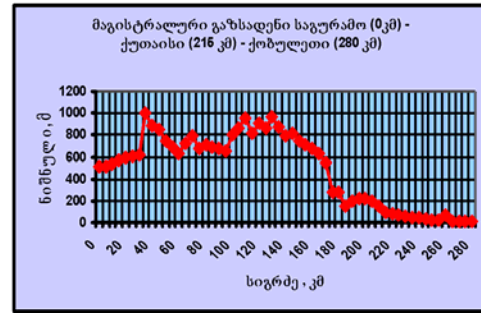


ბ

ნახ.18. საქართველოსა და სომხეთში მიწოდებული ბუნებრივი გაზის დინამიკა 2000-2011 წლებში



ა



ბ

ნახ.19. ა) მაგისტრალური გაზსადენის ჩრდილო-სამხრეთი პროფილი; ბ) მაგისტრალური გაზსადენის დასავლეთის პროფილი

ენერგეტიკის რეგულირების ორგანოების რეგიონალური ასოციაცია (ERRA), წარმოადგენს ნებაყოფლობითი ორგანიზაციას, რომელიც აერთიანებს ენერგეტიკის მარეგულირებელ დამოუკიდებელ ორგანოებს. მისი წევრებია ძირითად ცენტრალური და არმოსავლეთ ევროპის ქვეყნების მარეგულირებელი ორგანოები. გარდა ამისა ERRA-ში შედიან აფრიკის, აზიის და ა.შ., ასევე აშშ-ს მარეგულირებელ ორგანოთა ასოციაცია [65]. ასოციაციის მიზნები და ამოცანებია: წევრ ქვეყნებში ენერგეტიკის ეროვნული რეგულირების სრულყოფა; ენერგეტიკის სტაბილური და დამოუკიდებელი მარეგულირებლების განვითარების და მათი ურთიერთთანამშრომლების ხელშეწყობა; ასოციაციის წევრ ქვეყნებს შორის ინფორმაციის, კვლევების შედეგების, სწავლების და გამოცდილების გაცვლის ხელშეწყობა და ენერგეტიკის რეგულირებასთან დაკავშირებული მსოფლიოში არსებული ინფორმაციის და გამოცდილების ხელმისაწვდომის უზრუნველყოფა.

ACER - არის ენერგეტიკის მარეგულირებელთა თანამშრომლობის სააგენტო. იგი ევროგაერთიანების ორგანოა. მას საკვანძო ადგილი უჭირავს ევროკავშირის ქვეყნების ელექტროენერჯის და გაზის ბაზრების ინტეგრაციის საქმეში. ევროკავშირის დონეზე ქმნის პლატფორმას ეროვნული მარეგულირებლების მუშაობას [66,67]. ACER შეიქმნა ენერგეტიკული ბაზრის ლიბერალიზაციის მესამე პაკეტის მიღების შედეგად. ამ ორგანიზაციის კომპეტენციაშია: სავალდებულო ძალის მქონე

ინდივიდუალური გადაწყვეტილებების მიღება ტრანსსასაზღვრო ინფრასტრუქტურაზე დაშვების და მისი ოპერირების თაობაზე, იმ შემთხვევაში, თუ აღნიშნულზე შესაბამისმა მარეგულირებელმა ორგანომმა შეთანხმებებს ვერ მიაღწიეს; მონიტორინგი და ანგარიშგება ევროპარლამენტის და ევროკოსმისიის წინაშე და ა.შ.[68-76].

განვიხილოთ საქართველოს ენერგეტიკის და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია [77,78]. საქართველოს ეკონომიკის დარგთა შორის, სახელმწიფო რეგულირება პირველად ენერგეტიკულ სექტორში განხორციელდა 1996 წლის ივლისიდან. ეკონომიკის სამინისტროსთან ჩამოყალიბდა ენერგეტიკის მარეგულირებელი კომისია, ხოლო 1997 წლის აგვისტოდან „ელექტროენერგეტიკული შესახებ“ საქართველოს კანონის საფუძველზე დამოუკიდებელი სახით შეიქმნა საქართველოს ენერგეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისია (სემეკ).

პარლამენტის მიერ „ელექტროენერგეტიკული შესახებ“ საქართველოს კანონში 1999 წლის აპრილში შეტანილ იქნა დამატებები და ცვლილებები, რომლის თანახმად მას ეწოდა „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონი.

თავი 1. გარემოსა და მიწისქვეშა გაზსაცავების ტემპერატურული მოდელები, მოხმარებისა და პროგნოზის კორელაციური ანალიზი

ბუნებრივი გაზი წარმოადგენს ერთადერთ ჩვეულებრივ გამოსაყენებელ საწვავს, რომელიც არ საჭიროებს მომხმარებლის მხრიდან საცავში მოთავსებას. ბუნებრივი გაზი მიეწოდება მომხმარებელს მილსადენებით. ეს მილსადენები განკუთვნილია იმ მომხმარებლისთვის, რომელიც იყენებს მას და ამ მილსადენებით ხდება მხოლოდ ერთი პროდუქტის ტრანსპორტირება.

გადასატუმბ მილსადენებს, რომლებითაც ხდება ბუნებრივი გაზის მიწოდება მომხმარებელამდე, აქვს გარკვეული შეზღუდვა ტევადობის მხრივ. ეს მილსადენები არის აგრეთვე ხარჯებთან დაკავშირებული. მილსადენით მომსახურება უფრო ეკონომიკურია მთელი წლის განმავლობაში პროდუქტის მუდმივად გადატანისას. როდესაც დიდი რაოდენობით დამკვეთის პროდუქტი არის ტემპერატურის მიმართ მგრძობიარე, ეს პრობლემა თანდათანობით იზრდება. ბევრი საცხოვრებელი, კომერციული და სამრეწველო მომხმარებელი იყენებს გაზს გარემოს გასათბობად. ეს არის გათბობა, რომელიც ანეიტრალებს გარემოს დაბალ ტემპერატურას, რომელსაც ადგილი აქვს ზამთარში. რაც უფრო ცივი ატმოსფერული ტემპერატურაა, მით უფრო დიდი რაოდენობით გაზია საჭირო მომხმარებლის გასათბობად. ყოველწლიურად ზამთრის ყველაზე ცივი დღეები გრძელდება მხოლოდ რამდენიმე დღით. თუ ძალიან ცივ პერიოდში მომსახურებაზე შეზღუდვა გამოწვეულია მილსადენის გამტარუნარიანობის შემცირებით, საჭიროა გაზის საცავი, რომელიც უნდა მდებარეობდეს მოხმარების ადგილის ახლოს, ხოლო თუ მომსახურებაზე შეზღუდვა გამოწვეულია მიწოდების შეზღუდვით, მაშინ გაზის საცავის არსებობა არცთუ ისე გადამწყვეტია [79,80].

ბუნებრივი გაზის შენახვა არის ყველაზე რთული. იმის გამო, რომ ის აირია, უნდა ინახებოდეს ისეთ კონტეინერში, რომელიც ინარჩუნებს

ჰერმეტიულობას დაწნევისას. არც ქვანახშირს და არც ნავთობს მსგავსი შეზღუდვა არ გააჩნია. დაბალი თბოუნარიანობის გამო ატმოსფერულ წნევაზე, გაზი საჭიროებს უფრო დიდი ატმოსფერული წნევის მქონე შესანახ საცავს.

გაზსაცავში ბუნებრივი გაზის თერმომგრძობიარე გარემოს გამოყენებისას მეტად მნიშვნელოვანია ზუსტი ინფორმაცია ამინდის (ტემპერატურის) შესახებ. დღეს ამინდის (ტემპერატურის) ხანგრძლივი პროგნოზი შეუძლებელია, თუმცა ტემპერატურული რეჟიმისათვის არსებობს გარკვეული ალბათური კანონზომიერება ტიპური ზამთრის სეზონისათვის. მსგავსი ტიპური ალბათური მოდელი შესაძლებელია იყოს ე.წ. „დატვირთვის“ (მიწოდების) პროგნოზის მოდელები (მაგალითად, ჰიდროენერგეტიკაში, მდინარის ჩამოდინების მწკრივების ალბათური პროგნოზი) [81].

მსოფლიოში, მათ შორის საქართველოში, არსებობს მეტეოროლოგიური სადგურები, რომლებშიც ხდება ამ ტემპერატურების ათვლა თითოეული დღის განმავლობაში და, შესაბამისად, მათი გასაშუალება, თუმცა მსგავსი მონაცემები არ გამოდგება გაზისათვის.

ასეთი პროცედურა საჭიროა მათი მაქსიმალური და მინიმალური ტემპერატურის შემდგომში საშუალო ტემპერატურების გასაშუალებისათვის ხანგრძლივი დროის განმავლობაში (როგორც წესი, 30 წელიწადი), ტემპერატურების არსებული მონაცემებისათვის, მოცემული კალენდარული დღისათვის, გარკვეული ადგილმდებარეობისათვის.

ცხრილ 14-ში ნაჩვენებია მსგავსი პროცესი, თუმცა შეიძლება ჩაითვალოს, რომ ეს არის ამინდის სამსახურის მიერ მიღებული გასაშუალების პროცესის ზედმეტად გამარტივებული ვარიანტი. ამინდის სამსახურის მიერ გასაშუალების პროცესის სრული სახე მოიცავს, თითოეული თვის მონაცემებზე დაყრდნობით, გრაფიკების აგებას, შემდეგ მონაცემების გაგლუვებას და მიღებული მონაცემების გამოყენებას საშუალო მნიშვნელობების მისაღებად, თუმცა ცხრილ 14-ში ნაჩვენებია ის ფაქტი, რომ

დამუშავებული მონაცემები პრობლემაა დატვირთვის პროგნოზირებისთვის.

მაგალითისათვის, ცხრილ 14-ში ნაჩვენებია ტემპერატურის მონაცემები თებერვლის თვეში, ხუთი წლის განმავლობაში, გარკვეული ადგილმდებარეობისათვის, კერძოდ თბილისისათვის. საშუალოთვიური ტემპერატურა თითოეული წლის ხუთი ტემპერატურისათვის მსგავსია, ცვლილება ხდება დაახლოებით 10%-იან დიაპაზონში. განხილული ხუთი თვის პერიოდებია კრიტიკულები, თუმცა ისინი მსგავსია [82].

განვიხილოთ გაზსაცავების გარემოს ტემპერატურების პროგნოზი (და შემდგომი გარკვეული პროცედურული კავშირი ბუნებრივი გაზის მოხმარებასა და გარემოს ტემპერატურას შორის) მსხვილი ქალაქებისათვის, კერძოდ თბილისის მაგალითზე.

მაგალითად, გარემოს ტემპერატურების პროგნოზის მეთოდის დადგენისათვის განვიხილოთ თებერვლის ცალკეული დღე-ღამური საშუალო ტემპერატურის მონაცემები ხუთი წლის მიხედვით, ქ. თბილისისათვის, რაც მოყვანილია ცხრილ 14-ში და ნაჩვენებია ნახ. 20, ა-ზე.

ცხრილი 14

თებერვლის თვის ცალკეული დღეღამური საშუალო ტემპერატურის მონაცემები თბილისში

თვის დღეები	საშუალოდღიური ტემპერატურა					საშუალო ტემპერატურა ხუთი წლის მიხედვით
	2004	2005	2006	2007	2008	
1	4,4	-3,9	0,6	10,2	2,7	1,92
2	3,9	-4,4	1,1	3,6	3,4	1,52
3	0,6	-6,7	2,8	5,4	5,7	1,56
4	-1,7	-3,9	0,7	6,8	1,5	0,68
5	-6,7	2,8	-1,8	5,4	-2,6	-0,58
6	-1,7	6,7	-3,7	3,3	-2,3	0,46
7	-3,9	0	-6,8	6,8	0	-0,78
8	-5,6	0,6	2,9	5,4	1,2	0,9
9	-4,4	1,7	1,3	8,4	5,3	2,46
10	-3,3	3,9	-0,4	9,4	6,4	3,21
11	1,7	6,2	-3,3	3,7	4,7	2,6
12	5,6	8,3	-1,5	4,6	3,7	4,14
13	10,0	5,7	0	5,8	-1,7	3,96
14	3,3	9,6	-3,9	3,1	-4,9	1,44
15	1,7	4,2	3,2	4,2	-5,6	1,54
16	-3,9	0,3	6,2	2,6	-1,7	0,7

17	-1,7	-1,4	10,3	4,8	0	2,4
18	1,7	-2,2	6,2	5,7	2,4	2,76
19	3,3	-0,7	-1,9	9,8	5,8	3,26
20	-1,7	1,7	-1,9	12,4	5,4	3,18
21	6,1	3,9	-5,1	11,8	5,2	4,38
22	3,9	5,0	0	8,0	3,1	4,0
23	1,1	7,3	1,2	6,5	1,6	3,54
24	5,0	0,8	3,7	2,9	0,6	2,6
25	3,9	3,5	6,1	3,8	0	3,46
26	1,7	2,1	1,1	6,7	-1,6	2,0
27	2,8	1,6	0,6	7,7	-2,3	2,08
28	2,2	1,7	-1,5	7,9	-3,1	1,44
საშუალო	1,01	1,94	0,58	6,31	1,18	2,17

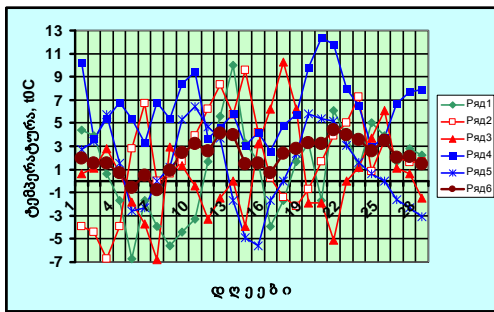
ცხრილ 14-დან ჩანს, რომ ტემპერატურების მონაცემების დიაპაზონია ($-7,0\text{ }^{\circ}\text{C} \div 13,0^{\circ}\text{C}$), ხოლო იგივე ცხრილის ბოლო სვეტში ნათლად ჩანს პროგნოზის მოდელი, თუმცა იგი განიხილება, როგორც მისი გამარტივებული პროცესი.

ცხრილი 14 გვამღევეს თებერვლის გარკვეულ ალბათურ ტემპერატურას ხუთი წლის განმავლობაში, თუმცა ორივე (ტემპერატურა და ადგილმდებარეობა) არ წარმოადგენს ზუსტ აღნიშნულ პერიოდს. საშუალოთვიური ტემპერატურები სხვადასხვა მონაცემისათვის მსგავსია, თუმცა გვაქვს დაახლოებით 10-15%-ის დიაპაზონი. კონკრეტული თვის სხვადასხვა პერიოდი (სხვადასხვა წლისათვის) არ წარმოადგენს ზღვრულ ტემპერატურებს და ხანგრძლივი ტემპერატურების დაახლოებითი დიაპაზონია ($-10,0^{\circ}\text{C} \div 15,0^{\circ}\text{C}$).

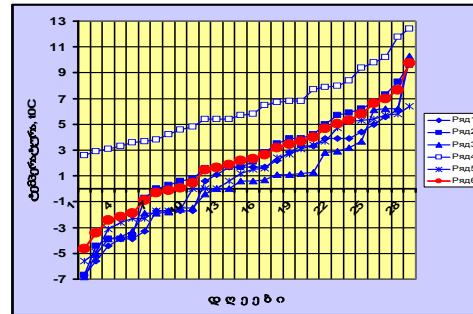
განვიხილოთ ცხრილ 14-ში ხუთწლიანი საშუალო ტემპერატურის მონაცემები, რაც კონკრეტული ციკლის დიაპაზონისათვის იქნება ($-6,8^{\circ}\text{C}$ - დან $12,4^{\circ}\text{C}$ -მდე). ეს დიაპაზონები განსხვავდება ექსტრემალური მნიშვნელობებისათვის ($-10,0^{\circ}\text{C}$ -ს და $15,0^{\circ}\text{C}$). ამგვარად, გარკვეულ წელიწადში გვექნება აღნიშნული დიაპაზონი ($-10,0^{\circ}\text{C} \div 15,0^{\circ}\text{C}$). ამიტომ აღნიშნული ტემპერატურის მწკრივი მარჯვენა სვეტში (ცხრილი 14) იქნება მეტად ეფექტური გაზის მოხმარების თერმომგრძობიარობის დატვირთვისას, თუმცა ამან შეიძლება შექმნას უზუსტობა კონკრეტული დროის პერიოდისათვის.

პრობლემის გადასაწყვეტად უნდა დამუშავდეს აღნიშნული მონაცემები. ამგვარად, შეიძლება მივიღოთ მონაცემების გასაშუალება

ყველაზე ცივი დღეებისათვის თითოეულ თვეში, შემდეგ მეორე ცივი დღე თითოეულ თვეში და ა.შ. ცხრილი 15 (ცხრილ 15-ში ნაჩვენებია თებერვლის თვის ცალკეული დღეღამური საშუალო ტემპერატურის არარანჭირებული და რანჭირებული მონაცემები ქ. თბილისისათვის და ნაჩვენებია ნახ. 20-ზე) გვიჩვენებს პროცესს, კერძოდ, მწკრივის რანჭირებას.



ა



ბ

ნახ.20. ა) საშუალო დღეღამური ტემპერატურა ხუთი წლის მიხედვით: 1. 2004 წ; 2. 2005 წ; 3. 2006 წ; 4. 2007 წ; 5. 2008 წ. 6. გასაშუალების მონაცემები; ბ) საშუალო დღე-ღამური რანჭირებული ტემპერატურა ხუთი წლის მიხედვით: 1. 2004 წ; 2. 2005 წ; 3. 2006 წ; 4. 2007 წ; 5. 2008 წ

რადგანაც საშუალო ტემპერატურა უკვე რანჭირებულია, მწკრივი გვიჩვენებს ტემპერატურული ცვლილების დამაკმაყოფილებელ დიაპაზონს, ე.ი. გვეჩვენა უფრო დამაკმაყოფილებელი მწკრივი, ვიდრე მოყვანილია ცხრილ 14-ში (ცხრილი 15 გვიჩვენებს თებერვალის თვის ცალკეული დღეღამური რანჭირებული საშუალო ტემპერატურის მონაცემებს თბილისში). მოდელი გვიჩვენებს, რომ არსებულ დროში გვაქვს ნორმალური თვის მსგავსი ნორმალური პროცესი ხუთი პერიოდისათვის.

ცხადია, რომ ცხრილების - 14 და 15-ის ბოლო სტრიქონები ერთნაირია. ცხრილ 14-ში ნაჩვენებია საშუალო ტემპერატურის მონაცემები გარკვეულად გვეხმარება აღნიშნული პრობლემის გადასაწყვეტად, თუმცა საშუალო მონაცემების დიაპაზონი არ წარმოადგენს სრულად დამაკმაყოფილებელ შედეგს. ასეთი ინფორმაცია შეიძლება შემდეგნაირად

მივიღოთ: წარმოვიდგინოთ ყველაზე ცივი დღე პირველი თებერვლისათვის (1/02) ცხრილ 15-ში, შემდეგ მეორე ცივი დღე ორი თებერვლისათვის (2/02) და ა.შ.

ცხრილი 15

თებერვლის თვის ცალკეული დღედამური რანჟირებული საშუალო ტემპერატურის მონაცემები თბილისში

თვის დღეები	საშუალო რანჟირებული დღიური ტემპერატურა					საშუალო ტემპერატურა ხუთი წლის მიხედვით
	2004	2005	2006	2007	2008	
1	-6,7	-6,7	-6,8	2,6	-5,6	-4,64
2	-5,6	-4,4	-5,1	2,9	-4,9	-3,42
3	-4,4	-3,9	-3,9	3,1	-3,1	-2,44
4	-3,9	-3,9	-3,7	3,3	-2,6	-2,16
5	-3,9	-3,6	-3,3	3,6	-2,3	-1,9
6	-3,3	-0,7	-1,9	3,7	-2,3	-0,9
7	-1,7	0	-1,9	3,8	-1,7	-0,3
8	-1,7	0,3	-1,8	4,2	-1,7	-0,14
9	-1,7	0,6	-1,5	4,6	-1,6	0,08
10	-1,7	0,8	-1,5	4,8	0	0,48
11	0,6	1,6	-0,4	5,4	0	1,44
12	1,1	1,7	0	5,4	0	1,64
13	1,7	1,7	0	5,4	0,6	1,88
14	1,7	1,7	0,6	5,7	1,2	2,18
15	1,7	2,1	0,6	5,8	1,5	2,34
16	1,7	2,8	0,7	6,5	1,6	2,66
17	2,2	3,5	1,1	6,7	2,4	3,18
18	2,8	3,9	1,1	6,8	2,7	3,46
19	3,3	3,9	1,2	6,8	3,1	3,66
20	3,3	4,2	1,3	7,7	3,4	3,98
21	3,9	5,0	2,8	7,9	3,7	4,66
22	3,9	5,7	2,9	8,0	4,7	5,04
23	3,9	5,9	3,2	8,4	5,2	5,32
24	4,4	6,2	3,7	9,4	5,3	5,8
25	5,0	6,7	6,1	9,8	5,4	6,6
26	5,6	7,3	6,2	10,2	5,7	7,0
27	6,1	8,3	6,2	11,8	5,8	7,54
28	10,0	9,6	10,3	12,4	6,4	9,74
საშუალო	1,01	1,94	0,58	6,31	1,18	2,17

ამგვარად, ცხრილ 14-ში ნაჩვენები საშუალო ტემპერატურა გვეხმარება პრობლემის მოგვარებაში, თუმცა ამ ცხრილის მონაცემთა საშუალო დონე არ არის სრულად დამაკმაყოფილებელი. ინდივიდუალური ტემპერატურის დიაპაზონი გვიჩვენებს იმ დღეებს, როდესაც ტემპერატურა ძალიან ცივია (დაბალი) ან ძალიან თბილი (მაღალი). აღნიშნული ინფორმაცია შესაძლოა გამოყენებულ იქნეს ცხრილ 15-ში მოყვანილი ცივი დღეების შესაბამისი თანმიმდევრობით. ცხრილ 16-ში ნაჩვენებია აღნიშნული განაწილების შედეგები.

მონაცემები მინიმალური ტემპერატურის შესახებ

დღეები თვეში	მინიმალური ტემპერატურა
1	-3,9
2	-4,4
3	-6,7
4	-1,7
5	-6,7
6	-1,7
7	-6,8
8	-5,6
9	-4,4
10	-3,3
11	-3,3
12	-1,5
13	-1,7
14	-4,9
15	-5,6
16	-3,9
17	-1,7
18	-2,2
19	-1,9
20	-1,9
21	-5,1
22	0
23	1,1
24	0,6
25	0
26	-1,6
27	-2,3
28	-3,1
საშუალო	-3,01

ცხრილ 16-ში მოცემულ ნომინალური ტემპერატურის მოდელს გააჩნია ტემპერატურის იგივე საშუალო ყოველთვიური მაჩვენებელი, რაც ცხრილ 14-ში მოცემულ ხუთწლიან საშუალო დაუმუშავებელ მონაცემებს. ამგვარად, ყოველთვიური მონაცემების ხასიათი არ შეცვლილა. შეიცვალა მხოლოდ მონაცემების დიაპაზონი რეალობის უკეთ ასახვის მიზნით. მსგავსი პროცედურა შეიძლება იყოს დაცული წელიწადის თითოეული თვისთვის.

ამ პროცედურის ამინდის ბიუროს მონაცემებისთვის გამოყენების მიზნით აუცილებელია დღიური საშუალო ტემპერატურის დამოუკიდებელი მონაცემების მიღება მოცემული ადგილმდებარეობისა და სასურველი პერიოდისთვის. ეს მონაცემები შეიძლება მოიცავდეს დაახლოებით 10950 წერტილს თითოეული ლოკაციისთვის 30-წლიანი პერიოდის $(365 \cdot 30 = 10950)$ დასაფარად. წარსულში ეს ინფორმაცია

ხელმისაწვდომი იყო, მაგრამ ახლა უკვე ხელმისაწვდომი უნდა იყოს კომპიუტერისთვის გამოსაყენებლად ვარგისი ფორმით. ზემოთ აღნიშნული პროცედურის გამოყენება შესაძლებელია მონაცემების დასამუშავებლად მთელი წლისათვის ტემპერატურის რეალური მოდელის შექმნის მიზნით. ტემპერატურის ეს მონაცემები შემდგომში შესაძლებელია გამოყენებულ იქნეს დატვირთვის პროგნოზისათვის, რათა მისი მეშვეობით განხორციელდეს გაზის ყოველდღიური ნომინალური მოხმარების პროგნოზირება.

1.1. გაზის დატვირთვის (მიწოდების) პროგნოზი

მიწისქვეშა გაზსაცავისათვის ბუნებრივი გაზის შემდგომი მიწოდებისას (დატვირთვისას) საჭიროა სააბონენტო საინფორმაციო ბაზის ეფექტური შემუშავება. ამგვარი დატვირთვის პროგნოზი წარმოადგენს გაზსაცავის ნორმალური მუშაობის ძირითად საფუძველს. ამ მეთოდებს უკვე დიდი ხანია იყენებენ გაზგამანაწილებელი კომპანიები, ხოლო ტრანსპორტირების კომპანიები – შედარებით ნაკლები დოზით. რადგან ტრანსპორტირების კომპანიები შედარებით მსუბუქ პროგნოზს აკეთებენ, ამიტომ მიზანშეწონილია გაზგამანაწილებელი კომპანიების მეთოდების გამოკვლევა.

დატვირთვის ძირითადი ფორმულაა ე.წ. მომხმარებლების გამოყენების ფორმულა:

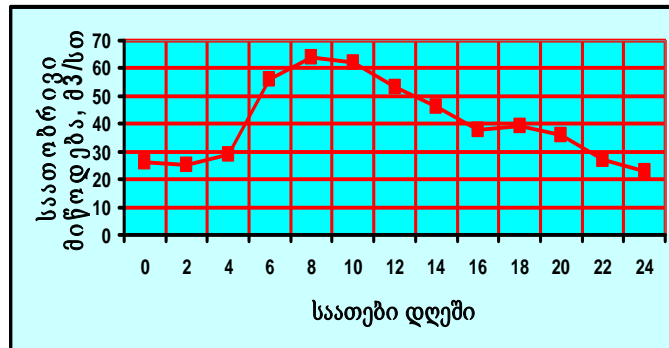
$$Q = NU D_D D_N, \quad (1.1)$$

სადაც Q არის მომხმარებლების გამოყენებადობა; U - მომხმარებლის რაოდენობა; D_D - დღეების რაოდენობა გარკვეულ პერიოდში, რომლის ტემპერატურა ზღვრულზე ნაკლებია (ცივი დღე); D_N - დღეების რაოდენობა გარკვეულ პერიოდში.

ბუნებრივია, რომ სხვადასხვა ტიპის მომხმარებელი სხვადასხვაგვარად მოიხმარს გაზს, ასევე გაზის მოხმარების რაოდენობა და

ხარისხი განსხვავდება სხვადასხვა გეოგრაფიული არეალის მიხედვით. სოფლის მცხოვრებლები ქალაქში მცხოვრებლებისგან განსხვავებით სხვადასხვა დანიშნულებით მოიხმარენ ბუნებრივ გაზს, თუმცა ამის მიუხედავად, გაზის მომხმარებლები შეიძლება დაჯგუფდნენ დატვირთვის პროგნოზირების მიზნით.

ნახ.21-ზე ნაჩვენებია ინდივიდუალური, კომერციული და საწარმოო მომხმარებლებისათვის ერთ დღე-ღამეში, საათების მიხედვით, გაზის მიწოდების ტიპური მრუდი. ასეთი სიტუაცია, ცხადია, ჰიპოტეტურია, რადგან ცივ დღეში ხდება მიწოდების გადანაწილება.



ნახ.21. გაზის მიწოდება საათების მიხედვით ერთ დღე-ღამეში

განვიხილოთ შპს „გაზტრანსგაზ-თბილისის“ (გაზგამანაწილებელი კომპანია) გარკვეული მონაცემები. ჩვენ მოვიძიეთ ინფორმაცია მომხმარებლების სტატისტიკის შესახებ, კერძოდ, აბონენტების რაოდენობა: მოსახლეობა, მსხვილი და წვრილი ობიექტები 2000-2012 წლების განმავლობაში (ცხრილი 17).

ცხრილი 17

აბონენტების დინამიკა 2000-2011 წწ.

N	პერიოდი	აბონენტების რაოდენობა	მოსახლეობა	მსხვილი ობიექტები	წვრილი ობიექტები
		სულ			
1	01.01.2000	29 866	29 641	84	141
2	01.01.2001	68 342	67 852	101	389
3	01.01.2002	139 883	138 767	157	959

4	01.01.2003	171 757	170 300	175	1 282
5	01.01.2004	205 649	203 112	266	2 271
6	01.01.2005	234 734	231 057	493	3 184
7	01.01.2006	267 034	262 999	609	3 426
8	01.01.2007	302 630	296 978	1 900	3 752
9	01.01.2008	308 064	301 931	2 117	4 016
10	01.01.2009	313 484	305 270	2 087	6 127
11	01.01.2010	320 673	311 102	2 063	7 508
12	01.01.2011	324 616	314 305	2 219	8 092
13	01.01.2112	340 000	328 995	2 393	8 612

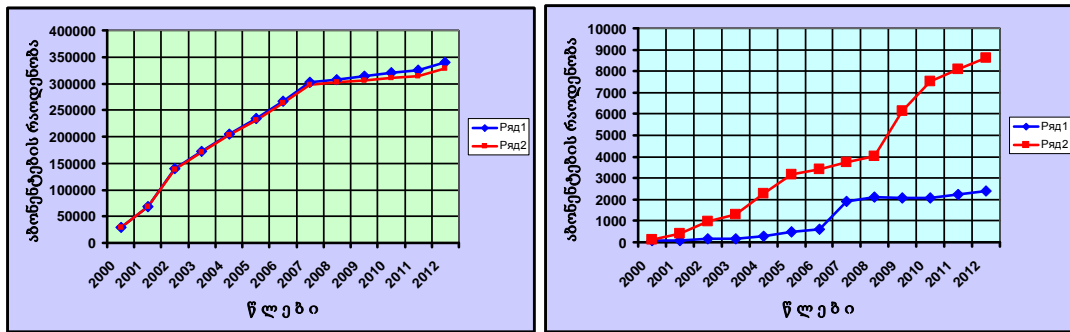
ნახ.22 (ა,ბ)-ზე ნაჩვენებია აბონენტების დინამიკა 2000-2012 წლების განმავლობაში – აბონენტების რაოდენობა, მოსახლეობა, მსხვილი და წვრილი ობიექტები.

1.2. კორელაცია მსხვილი ქალაქების ბუნებრივი გაზის მოხმარებასა და გარემოს ტემპერატურას შორის

ქალაქები და საწარმოები მოიხმარენ გაზს არათანაბრად. იმისათვის, რომ მთელი წლის განმავლობაში დაკმაყოფილდეს ყველა მომხმარებლის მოთხოვნები, აუცილებელია არსებობდეს გაზის მოპოვების და ტრანსპორტირების სარეზერვო სიმძლავრეები ან მსხვილი ქალაქების მახლობლად არსებული მიწისქვეშა გაზის საცავები, რომლებშიც შესაძლებელია ზედმეტი გაზის დაგროვება და მისი შემდგომი მოხმარება საჭიროებისამებრ.

არსებული გამოცდილება და ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშებები გვიჩვენებს, რომ სეზონური არათანაბრობის რეგულირების ყველაზე რაციონალურ მეთოდს წარმოადგენს მიწისქვეშა გაზის საცავების შექმნა. ხშირად გაზის მოხმარების სეზონური არათანაბრობის რეგულირების საკითხი წყდება კომპლექსურად – ერთდროულად გამოიყენება როგორც მიწისქვეშა გაზის საცავები, ასევე გაზის მოპოვების და

ტრანსპორტირების სარეზერვო სიმძლავრეები ე.წ. „ბუფერული“ მომხმარებლების გამოყენებით.



ა

ბ

ნახ.24. ა) აბონენტების დინამიკა 2000-2012 წლების განმავლობაში: 1. აბონენტების რაოდენობა; 2. მოსახლეობა; ბ) აბონენტების დინამიკა 2000-2012 წლების განმავლობაში: 1. მსხვილი ობიექტები; 2. წვრილი ობიექტები

გაზსაცავის მოცულობა, რომელიც აუცილებელია გაზის უთანაბრობის რეგულირებისათვის, გამოითვლება შემდეგი ფორმულით:

$$\Psi = \frac{\sum K > 1 - n > 1}{12} 100\% \text{ ანდა } \Psi = \frac{n < 1 - \sum K < 1}{12} 100\%, \quad (1.2)$$

სადაც Ψ - არის საცავის აუცილებელი სასარგებლო მოცულობა პროცენტებში გაზის წლიური მოხმარებიდან; K - უთანაბრობის თვიური კოეფიციენტი; n - წელიწადში K კოეფიციენტების ის რაოდენობა, რომლებიც ერთზე ნაკლებია.

მოხმარების უთანაბრობის ხასიათზე დამოკიდებულია არა მხოლოდ საცავის აუცილებელი სასარგებლო მოცულობა, არამედ მისგან აღებული გაზის მოცულობაც. გარდა გაზის მოხმარების სეზონური რხევისა, არსებობს დღეღამური რხევებიც. ტექნიკურ-ეკონომიკურმა გაანგარიშებებმა გვიჩვენა, რომ არსებობს უთანაბრობის კოეფიციენტის ისეთი მნიშვნელობა, რომლის დროს შენახვის თვითღირებულება მინიმალურია. გაანგარიშება გვიჩვენებს, რომ ეს მნიშვნელობა ახლოსაა 1,35-თან.

მსხვილი ქალაქები ხასიათდება ბუნებრივი გაზის მოხმარების უთანაბრობით წელიწადის დროების (ზამთარი, ზაფხული), თვეების, კვირების, დღე-ღამეების და საათების მიხედვითაც. განსაკუთრებით

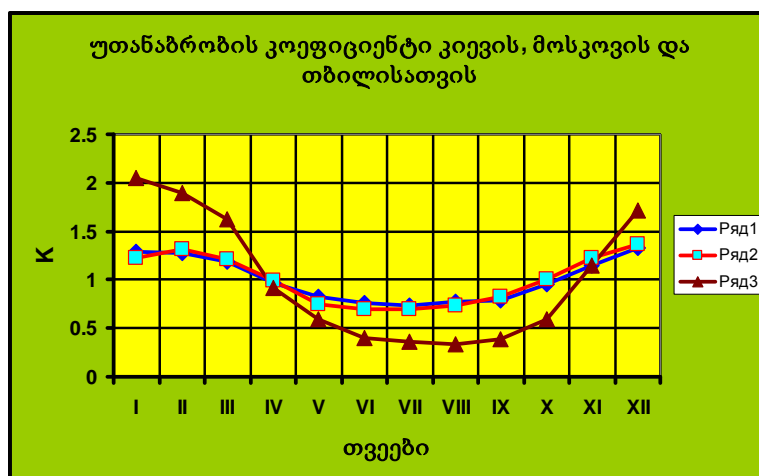
დიდია გაზის სეზონური მოხმარების უთანაბრობა, რომელიც დაკავშირებულია გათბობის სეზონთან. ცხრილ 18-ში და ნახ. 23-ზე ნაჩვენებია მსხვილი ქალაქების გაზის მოხმარების გრაფიკები იმ შემთხვევისათვის, როდესაც თვიური უთანაბრობის კოეფიციენტი იცვლება შემდეგნაირად:

ცხრილი 18

გაზის მოხმარების უთანაბრობის კოეფიციენტი

თვეები	უთანაბრობის კოეფიციენტი, K		
	მოსკოვი	კიევი	თბილისი
I	1,22	1,29	2,05
II	1,31	1,28	1,90
III	1,21	1,18	1,63
IV	0,99	0,97	0,92
V	0,75	0,82	0,59
VI	0,70	0,76	0,40
VII	0,69	0,74	0,36
VIII	0,74	0,77	0,33
IX	0,82	0,79	0,39
X	1,0	0,95	0,59
XI	1,22	1,15	1,15
XII	1,36	1,33	1,72

გრაფიკის მიხედვით ჩანს, რომ უთანაბრობის კოეფიციენტის დიაპაზონი გაცილებით დიდია თბილისისათვის, ვიდრე მოსკოვისა და კიევისათვის. ამ გარემოების გამო მოსკოვისა და კიევის უთანაბრობის კოეფიციენტების დიაპაზონი გამოწვეულია მათი შედარებით მძლავრი საწარმოო პოტენციალით.



ნახ.23. ბუნებრივი გაზის მოხმარების უთანაბრობის კოეფიციენტი K სხვადასხვა მსხვილი ქალაქისათვის

მოსახლეობისათვის გარდა წელიწადის თვეების მიხედვით გაზის მოხმარების უთანაბრობისა, შეიმჩნევა კვირის დღეების უთანაბრობაც. ორშაბათიდან ხუთშაბათამდე მოხმარება თანაბარია, ხოლო პარასკევიდან გაზის მოხმარება იზრდება და მაქსიმუმს აღწევს შაბათობით. ზაფხულის თვეებში, კვირაობით, კვირის განმავლობაში გვაქვს უმცირესი გაზის ხარჯი, ხოლო ზამთარში – კვირის პირველი ოთხი დღის შესაბამისად. სადღესასწაულო დღეებში შეიმჩნევა მაქსიმალური გაზის ხარჯი (მაგალითად, 31 იანვარი).

ტექნიკურ-ეკონომიკური ანალიზის შესაბამისად, განისაზღვრება რეგულირების საშუალებების უთანაბრო გაზომომარაგების ოპტიმუმი. მაგისტრალურ გაზსადენებს, როგორც წესი, აპროექტებენ წლიური დატვირთვის გრაფიკის კოეფიციენტით $C=0,85$. ეს ნიშნავს, რომ წლის განმავლობაში გაზსადენით მიწოდებული გაზის რაოდენობა შეადგენს მაგისტრალური გაზსადენის მწარმოებლურობის მაქსიმუმის 85%. ამგვარად, ქალაქის (ან სამრეწველო კვანძის) გაზომომარაგების მოხმარების გათანაბრება მიწისქვეშა გაზსაცავებით უნდა მოხდეს დარჩენილი ნაწილის საერთო ფართობის 15%, მოხმარების გაზის მიწოდების მაქსიმალური პროცენტის შესაბამისად. ამგვარად, დარჩენილი სიდიდე გახდება $(1-C)$ -ს ტოლი.

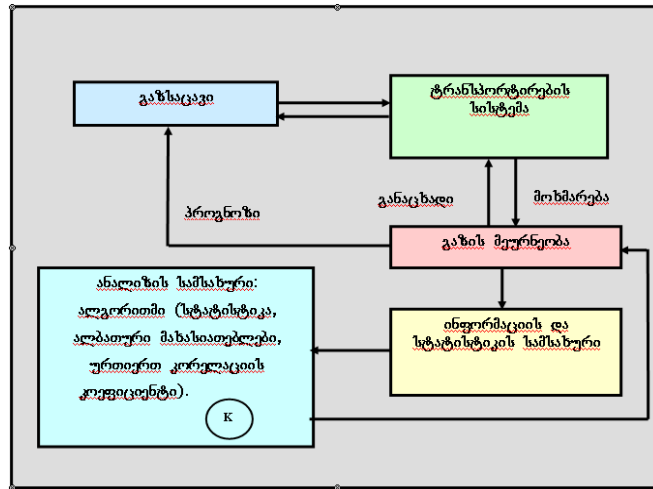
სეზონური მოხმარების უთანაბრობის გრაფიკს ახასიათებენ ორი კოეფიციენტით: უთანაბრობის მოხმარება K_M , რომელიც მიიღება თვიური გაზის ხარჯის შეფარდებით საშუალოთვიური გაზის ხარჯთან (სიმძლავრის მახასიათებელი) და K_T -ს მოხმარებული გაზის საშუალო დონეზე მეტი (ან ნაკლები) რაოდენობის შეფარდებით წლიურად მოხმარებული გაზის სიდიდესთან (მოცულობითი მახასიათებელი). K_M -ის მაქსიმალური კოეფიციენტის დიაპაზონია $1,2 \div 1,3$, ხოლო

$K_1=0,12 \div 0,15$. ამ კოეფიციენტის დიდი ქალაქებისათვის, მნიშვნელოვანი გათბობით, მიიღება უფრო მაღალი კოეფიციენტები [83].

დღეღამური უთანაბრობის კოეფიციენტი დაახლოებით $(1,2 \div 1,25)$ -ის ტოლია. კოეფიციენტები დაახლოებით შემდეგია: $(1,6 \div 2,2)$ და $(0,1 \div 0,15)$. ღამის საათებში, როდესაც მოხმარება ეცემა, გაზი გროვდება გაზსადენებში, წნევა იზრდება და პიკების შემთხვევებში აკუმულირებული გაზი გამოიყენება, მაგისტრალურ გაზსადენებშიც წნევა ეცემა.

დაწვრილებით განვიხილოთ შემდეგი სქემა (ნახ.24). გაზის მეურნეობისაგან ხდება საპროგნოზო განაცხადის შესვლა ტრანსპორტირების სისტემიდან და საცავიდან. განაცხადი მიემართება ტრანსპორტირების სისტემიდან, შემდეგ საცავიდან სისტემისკენ ხდება მეურნეობისაგან მიღებული გაზის მოხმარება. გარდა ამისა, არსებობს ინფორმაციისა და სტატისტიკური სამსახურები, რომლებიც ინფორმაციას იღებს გაზის მეურნეობისაგან. აღნიშნული სამსახური შედის ანალიზის სამსახურში, სადაც არსებული ალგორითმის განსაზღვრის შესაბამისად, ხდება დაზუსტება გაზის მეურნეობაში. აღნიშნული ალგორითმის საწყისი მონაცემების მიხედვით (მოხმარების და გარემოს ტემპერატურების მწკრივების საშუალებით) განისაზღვრება ურთიერთკორელაციის K კოეფიციენტი და, შესაბამისად, მიიღება საპროგნოზო სიდიდე. ეს სიდიდე ისევ ანალიზდება გაზსაცავში და ტრანსპორტირების სისტემაში. შესაბამისი ციკლით კვლავ გამოიღება აღნიშნული პროცესი.

ამგვარად, მიღებული პროგნოზი მნიშვნელოვანია ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტ K -ს განსაზღვრისათვის. დღეისათვის ურთიერთკორელაციის K კოეფიციენტის განსაზღვრა ხდება თვიური მწკრივების (გარემოს მოხმარება და გარემოს ტემპერატურა) მიხედვით. ამჟამად აშშ-ში ზოგიერთი საცავი იწყებს ყოველკვირეული მონაცემების აღრიცხვას და ანალიზს.

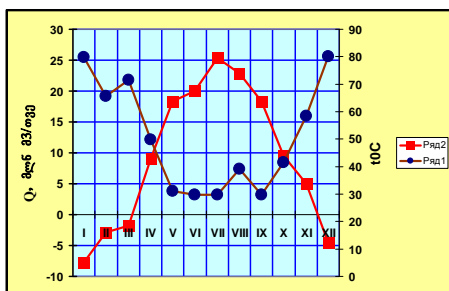


ნახ.24. ურთიერთკორელაციის K კოეფიციენტის განსაზღვრის სქემა

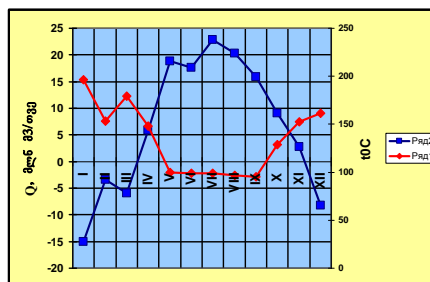
ჩვენი მიზანია დავადგინოთ ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი **K** და განვსაზღვროთ ამ სიდიდის სიზუსტე ყოველი დღელამური მწკრივის მიხედვით. განვიხილოთ კავშირი საშუალოთვიურ ტემპერატურასა და გაზის მოხმარებას შორის დიდი ქალაქებისათვის – გარემოსა და ტემპერატურას შორის (კიევი; ხარკოვი; მოსკოვი; როსტოვი; თბილისი) (ნახ.25). განვიხილოთ ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტები თვიურ ტემპერატურასა და ბუნებრივი გაზის მოხმარებას შორის, სხვადასხვა ქალაქისათვის. კორელაციის კოეფიციენტი ორ x_n და y_n მწკრივს შორის განისაზღვრება ცნობილი ფორმულით [84,85]:

$$r_n = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (1.3)$$

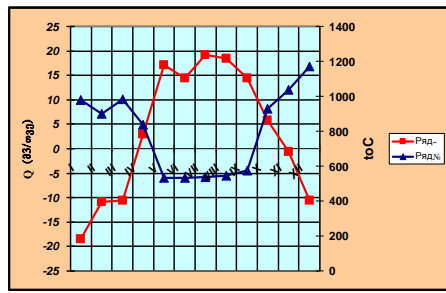
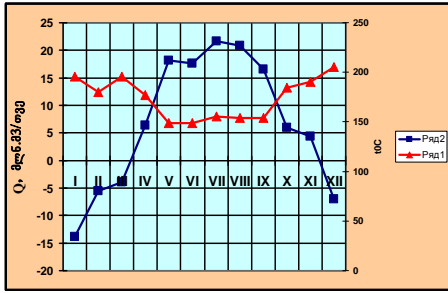
სადაც \bar{x} და \bar{y} წარმოადგენს მათ მათემატიკურ მოლოდინებს:



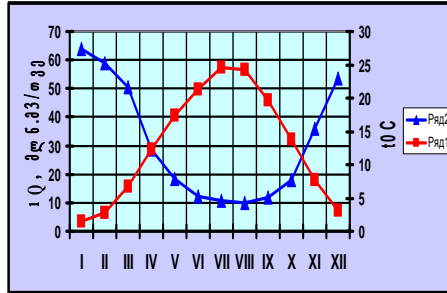
ა



ბ



ბ



გ

ე

ნახ. 25. კავშირი საშუალო თვიურ ტემპერატურას და გაზის მოხმარებას შორის დიდი ქალაქებისათვის: 1. გარემოს ტემპერატურა; 2. ბუნებრივი გაზის მოხმარება (ა. კიევი; ბ. ხარკოვი; გ. მოსკოვი; დ. როსტოვი; ე. თბილისი)

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \text{ და } \bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}. \quad (1.4)$$

ცხრილ 19-ში ნაჩვენებია საშუალოთვიური ტემპერატურის და გაზის მოხმარების ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი **K** მსხვილი ქალაქისათვის (მოსკოვი, კიევი, ხარკოვი, როსტოვი, თბილისი), სხვადასხვა წლისათვის.

ცხრილი 19

მსხვილი ქალაქების ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი

N	ქალაქი	წელი	ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი K
1	მოსკოვი	2010	- 0,8794
2	კიევი	2010	- 0,8371
3	ხარკოვი	2009	- 0,8684
4	როსტოვი	2009	- 0,8075
5	თბილისი	2010	- 0,8347

ამგვარად, ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტები თვიურ ტემპერატურას და ბუნებრივი გაზის მოხმარებას შორის მსხვილი ქალაქებისათვის (მოსკოვი, კიევი, ხარკოვი, როსტოვი, თბილისი), სხვადასხვა წლისათვის, დაახლოებით „-0,85“-ის ტოლია.

უფრო დაწვრილებით განვიხილოთ აღნიშნული კორელაცია, ოღონდ დღელამური კავშირისათვის. ნახ.26-ზე ნაჩვენებია დღელამური საშუალო ტემპერატურები ერთი წლის მიხედვით, თბილისისათვის. თვალსაჩინოებისათვის მოყვანილია დღელამური საშუალო ტემპერატურები მაქსიმალური და მინიმალური ტემპერატურებისათვის.

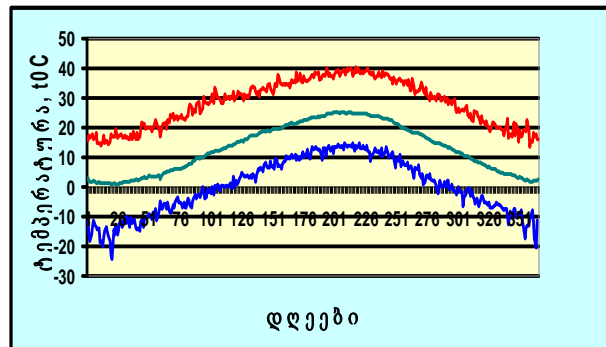
მსგავსი კავშირი საშუალოდღიურ ტემპერატურასა და ბუნებრივი გაზის მოხმარებას შორის (ქ. თბილისი) მოყვანილია ცხრილ 20-ში და ნახ. 27 (ა,ბ) -ზე.

ცხრილი 20

კავშირი დღიურ ტემპერატურას და ბუნებრივი გაზის მოხმარებას შორის (ქ. თბილისი)

თ ვ ე ე ბ ი												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	1,585	1,871	1,786	1,044	1,084	0,453	0,379	0,325	0,356	0,409	1,024	1,277
2	1,589	1,789	1,552	0,936	1,113	0,450	0,378	0,326	0,363	0,407	1,075	1,313
3	1,676	2,008	1,672	1,119	0,908	0,441	0,367	0,324	0,365	0,459	1,185	1,328
4	1,832	2,095	1,933	0,937	0,847	0,423	0,366	0,339	0,362	0,442	1,204	1,390
5	1,943	2,279	1,743	0,891	0,765	0,411	0,365	0,330	0,360	0,460	1,131	1,530
6	2,068	2,403	1,498	0,943	0,659	0,410	0,375	0,322	0,381	0,522	1,055	1,469
7	1,956	2,529	1,823	0,945	0,600	0,414	0,369	0,311	0,366	0,526	1,067	1,533
8	1,983	2,555	1,996	1,003	0,563	0,414	0,367	0,312	0,365	0,554	1,047	1,484
9	2,074	2,463	1,846	1,064	0,604	0,420	0,341	0,315	0,378	0,562	1,054	1,565
10	2,087	2,435	1,784	1,044	0,533	0,416	0,342	0,311	0,371	0,617	1,064	1,609
11	2,056	2,530	1,879	1,034	0,523	0,395	0,338	0,310	0,376	0,588	1,039	1,571
12	1,920	2,574	1,661	1,201	0,549	0,405	0,334	0,313	0,429	0,652	1,058	1,597
13	2,038	2,562	1,620	1,188	0,514	0,416	0,327	0,296	0,423	0,655	1,035	1,8683
14	1,871	2,563	1,800	1,086	0,490	0,396	0,350	0,291	0,435	0,684	1,103	1,748
15	1,851	2,408	1,721	1,097	0,513	0,385	0,345	0,300	0,423	0,671	1,090	1,840
16	1,809	2,325	1,851	0,828	0,544	0,395	0,353	0,313	0,430	0,601	1,117	1,847
17	1,986	2,101	1,792	0,702	0,495	0,403	0,347	0,308	0,409	0,659	1,172	1,769
18	2,061	2,994	1,936	0,764	0,483	0,403	0,357	0,317	0,427	0,575	1,224	1,737
19	2,218	1,994	2,000	0,862	0,499	0,395	0,345	0,346	0,457	0,565	1,222	1,791
20	2,073	1,828	1,846	0,776	0,494	0,423	0,343	0,338	0,417	0,535	1,364	1,786
21	2,087	1,572	1,781	0,723	0,516	0,407	0,342	0,311	0,422	0,500	1,378	1,805
22	2,023	1,623	1,557	0,721	0,514	0,391	0,344	0,323	0,422	0,503	1,357	1,851
23	2,079	1,753	1,466	0,962	0,556	0,409	0,334	0,337	0,405	0,551	1,321	1,921
24	2,129	1,839	1,356	1,142	0,530	0,415	0,319	0,346	0,390	0,618	1,479	1,925
25	2,302	1,764	1,209	0,907	0,497	0,413	0,332	0,355	0,398	0,603	1,425	1,949
26	2,529	1,696	1,283	0,778	0,529	0,402	0,337	0,341	0,443	0,627	1,330	2,044
27	2,577	1,833	1,375	0,916	0,489	0,407	0,336	0,358	0,410	0,600	1,240	1,998
28	2,635	1,844	1,372	1,106	0,473	0,399	0,333	0,322	0,421	0,599	1,257	1,928

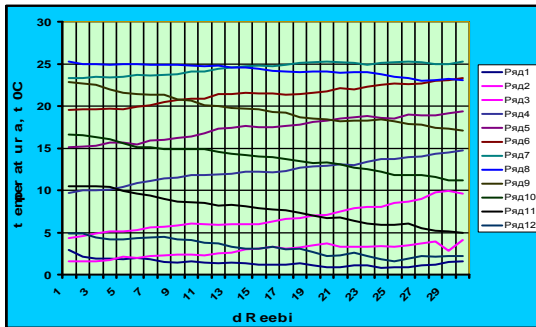
29	2,437	1,748	1,176	1,180	0,477	0,393	0,335	0,343	0,409	0,601	1,353	1,972
30	2,202	-	1,115	0,890	0,481	0,401	0,335	0,369	0,400	0,770	1,335	2,055
31	2,059	-	1,221	-	0,464	-	0,325	0,363	-	0,944	-	2,066
Σ	63,75	58,962	50,650	28,788	18,304	12,303	10,756	10,116	12,011	18,055	35,808	53,380



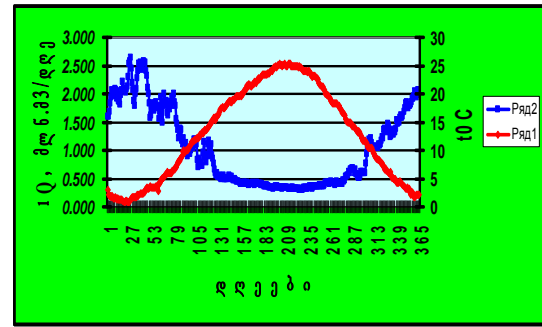
ნახ. 26. საშუალო დღედამური (მინიმალური, საშუალო და მაქსიმალური) ტემპერატურის გრაფიკები, ერთი წლის განმავლობაში თბილისისათვის (2010 წ)

აღმოჩნდა, რომ თბილისისათვის ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი საშუალოდღედამურ ტემპერატურას და ბუნებრივი გაზის მოხმარებას შორის ტოლია: $K=-0,96$.

ამგვარად, მიღებულია ურთიერთკორელაციური კავშირი დღედამურ მოხმარებას და ტემპერატურას შორის. ჩვენ მიერ მიღებულია ახალი შედეგი, კერძოდ: სხვადასხვა ქალაქისათვის ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი დაახლოებით ტოლია 0,85-ის, ხოლო თუ აიღება ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი დღედამურ ბუნებრივი გაზის მოხმარებასა და ტემპერატურას შორის, მაშინ გვექნება 0,96, რაც გაცილებით მეტია. ამიტომ შესაძლოა მივიღოთ პროცესის გაცილებით ძლიერი კავშირი, რითაც შესაძლებელია გაკეთდეს მნიშვნელოვანი პროგნოზი მომავალში მიწისქვეშა საცავის ექსპლუატაციისათვის.



ა



ბ

ნახ.27. ა) საშუალოდღიური ტემპერატურა თვეების მიხედვით; ბ)კავშირი საშუალო დღეღამურ ტემპერატურას და გაზის მოხმარებას შორის (ქ. თბილისი)

1.3. კორელაციური ანალიზი ბუნებრივი გაზის მარაგებისათვის

დროებითი მწკრივის სხვადასხვა ტიპის კომპონენტებისათვის შეიძლება ადგილი ჰქონდეს პერიოდულ მწკრივს. ზოგადად, პერიოდული დამოკიდებულება შეიძლება განისაზღვროს, როგორც გარკვეული კორელაციური დამოკიდებულება მწკრივის i -ურ და $(i-n)$ -ურ ელემენტებს შორის, ვიზუალურად პერიოდულობა კი - როგორც მწკრივის წევრების ქმედება სხვადასხვა დროში. დროებითი მწკრივის პერიოდული მდგენელები შეიძლება განისაზღვროს კორელოგრამების საშუალებით ან, სხვანაირად რიცხვითი ფუნქციის თანამიმდევრობა - ბიჯებით, გარკვეული დიაპაზონისათვის.

დროებითი მწკრივებისათვის (შემთხვევითი მახასიათებლების დახასიათებისას) საკმარისი აღარ არის მათემატიკური მოლოდინი და დისპერსიის განსაზღვრა. შეიძლება გარკვეულ ბიჯზე ადრე ან გვიან წარმოიქმნას შემთხვევითი სიდიდეები. ამ შემთხვევაში, პროცესის შეფასება ხდება ავტოკორელაციური ანალიზის საშუალებით.

სტატისტიკაში არსებობს ავტოკორელაციის $r(n)$ თეორიული მნიშვნელობის შერჩევითი შეფასება, სასრული დროებითი მწკრივის პროცესით n დაკვირვების მიხედვით. ყველაზე პოპულარულია არაციკლური ავტოკორელაციის კოეფიციენტი, დაგვიანების მიხედვით. თუ

გვაქვს მწკრივი x_i , მაშინ ავტოკორელაციის კოეფიციენტი r_k განისაზღვრება შემდეგნაირად:

$$r_k = \frac{\sum_{t=1}^{n-k} x_t x_{t+k} - \sum_{t=1}^{n-k} x_t \sum_{t=k+1}^n \frac{x_t}{n-k}}{\sqrt{\left[\sum_{t=1}^{n-k} x_t^2 - \frac{\left(\sum_{t=1}^{n-k} x_t\right)^2}{n-k} \right] \left[\sum_{t=k+1}^n x_t^2 - \frac{\left(\sum_{t=k+1}^n x_t\right)^2}{n-k} \right]}} \quad (1.4)$$

ამგვარად, ავტოკორელაციის კოეფიციენტი გვიჩვენებს მჭიდრო ბმას $x(1), x(2), \dots, x(n-1)$ -ს და $x(n-k), x(n-k+1), \dots, x(n)$ -ს დონეებს შორის.

შერჩევითი ავტოკორელაციური ფუნქცია მჭიდროდ დაკავშირებულია მწკრივის სტრუქტურასთან.

სტაციონარული მწკრივისათვის ავტოკორელაციური ფუნქცია სწრაფად მცირდება n -თან ერთად. მწკრივის ტრენდის არსებობის დროს ავტოკორელაციური ფუნქცია ხასიათდება სწრაფად კლებადი მრუდით. თუ მწკრივში გამოყოფილია გრაფიკის ჯერადი სეზონურობა, მაშინ ავტოკორელაციურ ფუნქციას ახასიათებს დაგვიანების ამოვარდნები, რომლებსაც მაინც გააჩნიათ მცირე შეშფოთებანი, რაც იწვევს გარკვეულ ტრენდს. განვიხილოთ ავტოკორელაციური ფუნქციების მაგალითები: ნახ.30,ა-ზე ნაჩვენებია ავტოკორელაციური ფუნქცია, რომელსაც ახასიათებს ზომიერი ტრენდი და არა ბუნდოვანება სეზონით. ნახ.30,ბ გვიჩვენებს ავტოკორელაციურ ფუნქციას, აშკარა სეზონურ დეტერმინატას (პიკები).

როგორც წესი, დიაპაზონში ნულიდან 0,3-მდე კორელაცია სუსტია, 0,3 – 0,7 დიაპაზონში ზომიერი, ხოლო 0,7 – 1,0-მდე – ძლიერი. 0,3 სიდიდის ათვლის კორელაციის კოეფიციენტი, როგორც დეტერმინაციის ინფორმაციის ზომა, წარმოადგენს დისპერსიას 10%-მდე. კორელაცია 0,70 შეადგენს დაახლოებით დისპერსიის 50%-ს. კორელაციის კოეფიციენტის დიაპაზონია „-1“-დან „+1“-მდე [86].

ორ ცვლადს შორის ბმის გაზომვისათვის იყენებენ ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტს:
$$r_n = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}$$
, სადაც \bar{x} და

\bar{y} წარმოადგენს მათ მათემატიკურ მოლოდენებს (ანუ საშუალოებს) [87,88].

კორელაციური ანალიზის განხილვისას ცხრილ 21-ში მოყვანილია 2007 წლდან 2011 წლამდე პერიოდის მონაცემები, 52 კვირის მიხედვით (2007 ივნისიდან 2011 წლის ივნისამდე, სულ 216 მონაცემი ოთხი წლის განმავლობაში, პლუს რვა კვირა), გაზსაცავებში გაზის ალების, პროგნოზის და არსებული მდგომარეობისათვის.

ცხრილი 21

გაზსაცავებში გაზის ალების, პროგნოზის და არსებული მდგომარეობის მონაცემები

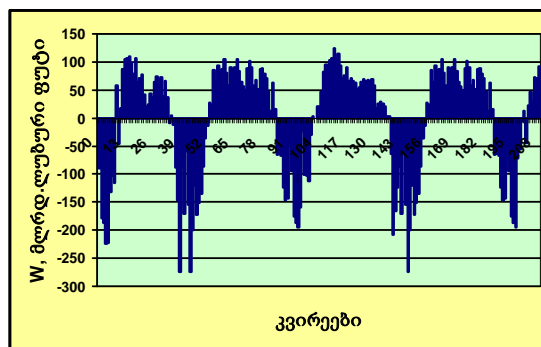
N	ალება W ₁ მლნ.ფუტ ³	პროგნოზი W ₂ მლნ.ფუტ ³	არსებული W ₃ მლნ.ფუტ ³
1	-47	-60	-89
2	-89	-79	-179
3	-179	-174	-186
4	-186	-202	-224
5	-224	-219	-223
6	-223	-225	-132
7	-132	-142	-102
8	-102	-100	-115
9	-115	-118	17
10	17	-1	58
11	58	54	-46
12	-46	-48	18
13	18	18	87
14	87	81	104
15	104	96	107
16	107	105	110
17	110	105	99
18	99	84	78
19	78	82	106
20	106	97	65
21	65	69	71
22	71	70	77
23	77	74	42
24	42	50	21
25	21	24	23
26	23	29	43
27	43	40	36

28	36	44	64
29	64	61	74
30	74	73	57
31	57	64	73
32	73	70	39
33	39	50	66
34	66	59	36
35	36	30	-9
36	-9	-8	4
37	4	2	-12
38	-12	-20	-88
39	-88	-79	-146
40	-146	-127	-121
41	-121	-133	-87
42	-87	-110	-171
43	-171	16	-59
44	-59	-60	-155
45	-155	-159	-274
46	-274	-257	-200
47	-200	-187	-120
48	-120	-117	-172
49	-172	-174	-151
50	-151	-157	-135
51	-135	-143	-86
52	-86	-85	-36
53	-36	-33	-14
54	-14	-15	27
55	27	16	24
56	24	22	86
57	86	30	65
58	65	71	93
59	93	88	85
60	85	85	87
61	87	84	105
62	105	103	80
63	80	94	57
64	57	61	90
65	90	90	85
66	85	89	90
67	90	95	104
68	104	88	84
69	84	83	65
70	65	69	56
71	56	60	50
72	50	53	88
73	88	82	102
74	102	84	90
75	90	88	58
76	58	56	67
77	67	61	51
78	51	62	87
79	87	75	88
80	88	86	79

81	79	82	70
82	70	76	46
83	46	41	12
84	12	25	62
85	62	45	16
86	16	-1	-66
87	-66	-44	-64
88	-64	-69	-67
89	-67	-83	-124
90	-124	-112	-147
91	-147	-139	-143
92	-143	-161	-43
93	-43	-78	-94
94	-94	-105	-176
95	-176	-174	-186
96	-186	-180	-195
97	-195	-190	-159
98	-159	-166	-24
99	-24	-49	-101
100	-101	-98	-102
101	-102	-95	-112
102	-112	-104	-30
103	-30	-26	3
104	3	-10	0
105	0	-1	20
106	20	12	21
107	21	18	46
108	46	40	82
109	82	82	95
110	95	94	95
111	95	100	103
112	103	95	106
113	106	114	124
114	124	116	106
115	106	110	114
116	114	104	94
117	94	101	70
118	70	74	75
119	75	85	90
120	90	93	66
121	66	63	71
122	71	71	66
123	66	60	63
124	63	71	52
125	52	57	54
126	54	53	65
127	65	67	69
128	69	77	66
129	66	74	67
130	67	73	64
131	64	62	69
132	69	57	58
133	58	55	18

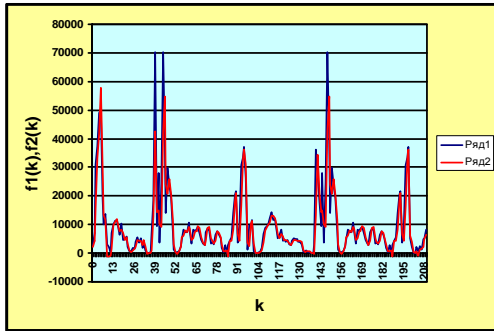
134	18	22	25
135	25	27	29
136	29	30	25
137	25	17	20
138	20	21	2
139	2	17	2
140	2	1	-64
141	-64	--45	-207
142	-207	-175	-166
143	-166	-171	-124
144	-124	-143	-153
145	-153	-147	-266
146	-266	-255	-245
147	-245	-214	-86
148	-86	-102	-115
149	-115	-123	-191
150	-191	-140	-190
151	-190	-185	-172
152	-172	-165	-116
153	-116	-130	-111
154	-111	-107	-11
155	-11	-37	11
156	11	10	12
157	12	20	31
158	31	29	87
159	87	81	73
160	73	77	83
161	83	70	83
162	83	79	94
163	94	102	76
164	76	79	104
165	104	101	88
166	88	90	99
167	99	91	87
168	87	86	81
169	81	80	60
170	60	65	78
171	78	71	78
172	78	74	51
173	51	53	28
174	28	31	29
175	29	32	37
176	37	35	27
177	27	32	40
178	40	38	54
179	54	56	58
180	58	51	103
181	103	93	73
182	73	82	74
183	74	68	85
184	85	78	91
185	91	88	93
186	93	87	71

187	71	72	67
188	67	62	19
189	19	24	3
190	3	11	-6
191	-6	-6	-23
192	-23	-26	-89
193	-89	-83	-164
194	-164	-166	-184
195	-184	-170	-136
196	-136	-171	-135
197	-135	-135	-138
198	-138	-146	-243
199	-243	-233	-174
200	-174	-121	-189
201	-189	-185	-209
202	-209	-191	-233
203	-233	-233	-81
204	-81	-73	-85
205	-85	-89	-71
206	-71	-72	-56
207	-56	-41	-6
208	-6	-11	12
209	12	-2	-45
210	-45	-51	28
211	28	34	47
212	47	53	31
213	31	38	72
214	72	68	70
215	70	69	93
216	93	91	

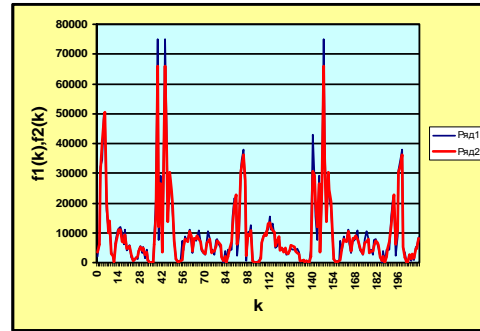


ნახ.28. გაზსაცავებში (კვირების მიხედვით) მყოფი გაზის მოცულობის გრაფიკი

ნახ.28-ზე ნაჩვენებია გაზსაცავებში (კვირების მიხედვით) მყოფი გაზის მოცულობის გრაფიკი. აშკარად ჩანს სეზონური ტრენდი.



ა



ბ

ნახ.29. ა) ავტოკორელაციის ფუნქციები არსებული და პროგნოზული მწკრივებისათვის; ბ) ურთიერთკორელაციის ფუნქციები არსებული და პროგნოზული მწკრივებისათვის

ნახ.29,ა-ზე ნაჩვენებია ავტოკორელაციის ფუნქციები არსებული და პროგნოზული მწკრივებისათვის (ავტოკორელაციის ფუნქციები არსებული და შემდეგი მწკრივებისათვის პრაქტიკულად თანაბარია).

ნახ.29,ბ-ზე ნაჩვენებია ურთიერთკორელაციის ფუნქციები არსებული და პროგნოზული მწკრივებისათვის (ურთიერთკორელაციის ფუნქციები არსებული და შემდეგი მწკრივებისათვის პრაქტიკულად თანაბარია).

საბოლოოდ შესაძლებელია შემდეგი დასკვნების მიღება [89-91]:

1. სამივე მწკრივის ავტოკორელაციური კოეფიციენტები პრაქტიკულად ერთნაირია და უახლოვდება 1,0-ს;
2. ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი არსებულსა და პროგნოზულ მწკრივებს შორის ტოლია: $K_{xy} = 0,8715$;
3. ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი პროგნოზსა და შემდეგ მწკრივებს შორის ტოლია: $K_{yz} = 0,9154$;
4. ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი არსებულსა და შემდეგ მწკრივებს შორის ტოლია: $K_{xz} = 0,9911$.

ამგვარად, შესაძლებელია ითქვას, რომ აშშ-ს აქვს მძლავრი ეკონომიკა და ენერგეტიკა, რის გამოც მიღებულია საკმარისად დიდი კორელაციის კოეფიციენტები არსებულსა და პროგნოზულს შორის.

1.4. მიწისქვეშა გაზსაცავების პროგნოზირება

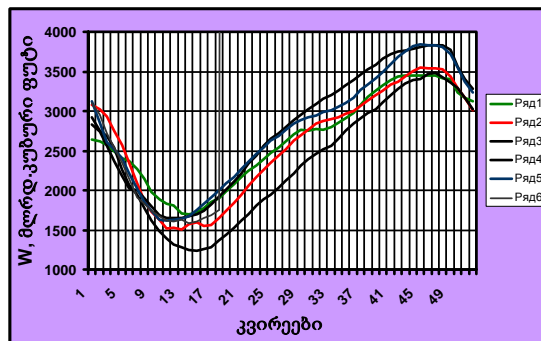
განვიხილოთ ყოველი კვირის ბუნებრივი გაზის პროგნოზი საცავის მონაცემთა ბაზის მიხედვით, 2006 წლიდან 2011 წლამდე. მიხედვით, მოყვანილია ენერგეტიკის საინფორმაციო ადმინისტრაცია. ცხრილში 22 ნაჩვენებია აღნიშნული ბუნებრივი გაზის საცავის მარაგები კვირაში ერთხელ, წლის პირველი იანვრიდან, მლრდ. ფუტი³-ში.

ცხრილი 22

გაზის საცავის მარაგები კვირაში ერთხელ, წლის პირველი იანვრიდან, მლრდ. ფუტი³-ში

კვირა	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1	2641	3074	2921	2830	3118	3097
2	2621	3025	2750	2736	2852	2959
3	2575	2936	2691	2560	2607	2716
4	2494	2757	2536	2374	2521	2542
5	2406	2571	2262	2179	2406	2353
6	2388	2347	2062	2020	2215	2144
7	2266	2088	1942	1996	2025	1911
8	2143	1865	1770	1895	1853	1830
9	1972	1733	1619	1793	1737	1745
10	1887	1631	1484	1681	1626	1674
11	1832	1516	1398	1651	1615	1618
12	1809	1533	1313	1654	1626	1612
13	1705	1511	1277	1654	1638	1624
14	1695	1509	1248	1674	1669	1579
15	1714	1592	1234	1695	1756	1607
16	1771	1546	1261	1741	1829	1654
17	1851	1564	1285	1823	1912	1685
18	1904	1651	1371	1918	1995	1757
19	1989	1747	1436	2013	2089	
20	2080	1842	1529	2107	2165	
21	2163	1946	1614	2213	2269	
22	2243	2053	1701	2337	2357	
23	2320	2163	1806	2443	2456	
24	2397	2255	1886	2557	2543	
25	2476	2344	1943	2651	2624	
26	2542	2443	2033	2721	2684	
27	2615	2521	2118	2796	2762	
28	2704	2627	2208	2886	2840	
29	2763	2692	2312	2952	2891	
30	2756	2763	2396	3023	2919	
31	2775	2840	2461	3089	2948	
32	2763	2882	2517	3152	2985	
33	2800	2903	2567	3204	3012	
34	2857	2952	2655	358	3052	
35	2905	2969	2757	3323	3106	
36	2976	3005	2847	3392	3184	
37	3084	3069	2905	3458	3267	
38	3177	3132	2972	3525	3340	

39	3254	3206	3023	3589	3414
40	3327	3263	3110	3658	3499
41	3389	3336	3198	3716	3590
42	3442	3375	3277	3734	3683
43	3451	3443	3347	3759	3754
44	3452	3509	3393	3788	3821
45	3445	3545	3405	3813	3840
46	3450	3536	3472	3833	3835
47	3449	3540	3488	3835	3828
48	3417	3528	3422	3817	3805
49	3406	3440	3358	3773	3716
50	3238	3294	3291	3566	3552
51	3167	3173	3167	3400	3368
52	3121	3008	3020	3276	3232

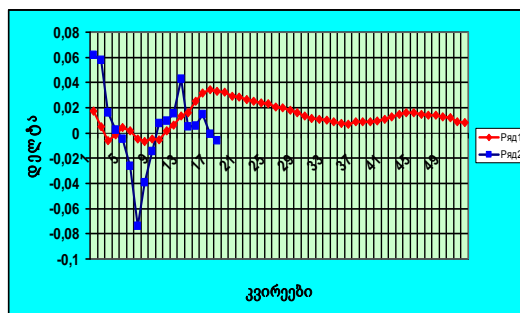


ნახ.30. ბუნებრივი გაზის საცავის მარაგის ცვლილება დროში, კვირების განმავლობაში: 1. 2006 წ.; 2. 2007 წ.; 3. 2008 წ.; 4 2009 წ.; 5. 2010 წ.; 6. 2011 წლის ნაწილი (18 კვირა)

ნახ.30-ზე ნაჩვენებია ბუნებრივი გაზის საცავის მარაგის ცვლილება კვირების განმავლობაში. ნახაზიდან ჩანს, რომ აშკარად არის ტრენდი და მსგავსია სტატისტიკური კონის გრაფიკებისათვის. ბოლო წლების განმავლობაში, თითოეული მიმდინარე კვირისათვის, ხდება შედარება ზუსტად იმავე წინა კვირასთან. ცნობილია, რომ პრაქტიკულად არსებობს წრფივი ინტერპოლაცია მუშა გაზისა და მისი ფასისათვის. ამიტომ დავადგინოთ, თუ როგორია კორელაცია ასეთი პროცესის მიმდინარეობის დროს. დავადგინოთ აღნიშნული ფარდობითი ცდომილების ცვლილება ჯერ ოთხი, ხოლო შემდეგ ხუთი რიგისათვის. ფარდობითი ცდომილების ცვლილება მეხუთე და მეექვსე რიგებისათვის ნაჩვენებია ნახ.31-ზე (მრუდი 1). ანალოგიურად ნაჩვენებია ცდომილების კორელაცია ხუთ საშუალო რიგსა და მეექვსე რიგს (2011, ნაწილობრივი რიგი) შორის [92].

ორივე რიგის ანალიზის შემდეგ აღმოჩნდა, რომ ფარდობითი ცდომილების დიაპაზონი იმყოფება დაახლოებით 0,06–0,08-ში (ე.ი. დაახლოებით 6-8%).

ცხრილში 23 ნაჩვენებია აღნიშნული გაზსაცავის გაზის ალების დროის დინამიკა (ცვლილების ანალოგია დინამიკის მიხედვით).



ნახ.31. ფარდობითი ცდომილების ცვლილების გრაფიკები: 1. კორელაცია ოთხ საშუალო რიგსა და მეხუთე რიგს შორის; 2. კორელაცია ხუთ საშუალო რიგსა და მეექვსე რიგს (2011, ნაწილობრივი რიგი) შორის

ცხრილი 23

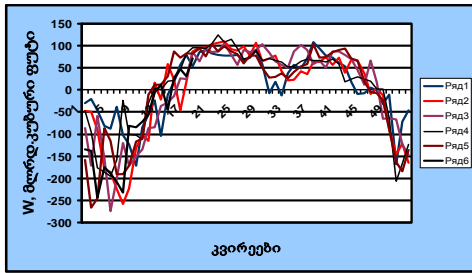
გაზსაცავის გაზის ალების დროის დინამიკა მლნ.ფუტ³-ში

კვირა	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1	-30	-47	-87	-47	-158	-135
2	-20	-49	-171	-94	-266	-138
3	-46	-89	-59	-176	-245	-243
4	-81	-179	-155	-186	-86	-174
5	-88	-186	-274	-195	-115	-189
6	-38	-224	-200	-159	-191	-209
7	-102	-259	-120	-24	-190	-233
8	-123	-223	-172	-101	-172	-81
9	-171	-132	-151	-102	-116	-85
10	-85	-102	-135	-112	-111	-71
11	-55	-115	-86	-30	-11	-56
12	-23	17	-85	3	11	-6
13	-104	-22	-36	0	12	12
14	-10	58	-29	20	31	-45
15	19	23	-14	21	87	28
16	57	-46	27	46	73	47
17	80	18	24	82	83	31
18	53	87	86	95	83	72
19	85	96	65	95	94	
20	91	95	93	94	76	
21	83	104	85	106	104	
22	80	107	87	124	88	
23	77	110	105	106	99	
24	77	92	80	114	87	
25	79	89	57	94	81	
26	66	99	90	70	60	

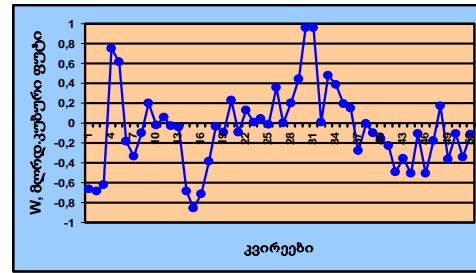
27	73	78	85	75	78
28	89	106	90	90	78
29	59	65	104	66	51
30	-7	71	84	71	28
31	19	77	65	66	29
32	-12	42	56	63	37
33	37	21	50	52	27
34	57	23	88	54	40
35	48	43	102	65	54
36	71	36	90	69	58
37	108	64	58	66	103
38	93	63	67	67	73
39	77	74	51	64	74
40	73	57	87	69	85
41	62	73	88	58	91
42	53	39	79	18	93
43	19	68	70	25	71
44	-9	66	46	29	67
45	-7	36	12	25	19
46	5	-9	67	20	-5
47	-1	4	16	2	-7
48	-32	-12	-66	2	-23
49	-11	-88	-64	-64	-89
50	-168	-146	-67	-207	-164
51	-71	-121	-124	-165	-184
52	-46	-165	-147	-124	-136

ნახ.32,ა-ზე ნაჩვენებია ალების მოცულობის დინამიკა დროში და ნახ.32,ბ-ზე - ფარდობითი ცდომილების დინამიკა.

განსხვავებით გაზსაცავში მარაგის დინამიკური რიგების (წლების მიხედვით და თითოეულ კვირაში) ფარდობითი ცდომილება მნიშვნელოვნად იზრდება ალების ანალოგიური ფარდობითი ცდომილებისათვის. კერძოდ, ორივე რიგის ანალიზის შემდეგ აღმოჩნდა, რომ ფარდობითი ცდომილების დიაპაზონი დაახლოებით 1,0-ის ტოლია (ე.ი. დაახლოებით 100%). გარდა ამისა, ვიზუალურადაც კი ჩანს, რომ გვაქვს განსხვავება ნახ. 30-სა და 31-ზე მრუდებისაგან, ხოლო გაბნევა გაცილებით მნიშვნელოვანია (დისპერსია ან საშუალო კვადრატული გადახრა) ნახაზებზე 32, ა და ბ.



ა



ბ

ნახ.34. ა) გაზის ალების მოცულობის დინამიკა დროში; ბ) გაზის ალების ფარდობითი ცდომილების დინამიკა

წლების მიხედვით, გაზსაცავების მარაგებში არსებული ინტეგრალური მოცულობებისათვის (2006-2011 წწ.). მათემატიკური მოლოდინი და დისპერსია გვიჩვენებს, რომ $W = 2627 \pm 148$, რაც ძალზე კარგია არსებული (შემდგომი) პროგნოზისათვის [93].

ამგვარად, შეიძლება დავასკვნათ, რომ მიწისქვეშა გაზსაცავის მარაგის პროცესი წარმოადგენს სტაციონარულ პროცესს, ხოლო ალების პროცესი – არასტაციონარულს. ორივე შემთხვევაში გვაქვს დინამიკური მრუდები წელიწადისა და თითოეული კვირის მიხედვით, თუმცა ორივე პროცესს გააჩნია მნიშვნელოვანი ტრენდი. ფარდობითი ცდომილების დიაპაზონი უფრო მეტია ალებისათვის, მარაგთან შედარებით. პროცესის ანალიზი გვიჩვენებს, რომ, რაც უფრო მეტია ალების ფარდობითი ცდომილების დიაპაზონი, მით უფრო დინამიკურია და მოქნილი სისტემა.

თავი 2. ნინოჭმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის განხილვა და გაზოჰიდროდინამიკური პროცესების ანალიზი

2.1. ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის მიმოხილვა

საქართველოს ენერჯეტიკის სამინისტრომ ათასწლეულის გამოწვევის ფონდთან ერთად (MCC) და Ramboll Oil & Gas (ROG)-ს მიანიჭა უფლებამოსილება ჩაატაროს დაახლოებით 400 მილიონი მ³ საპროექტო მოცულობის მიწისქვეშა გაზსაცავის წინასამშენებლო საპროექტო სამუშაოები, სამხრეთ-აღმოსავლეთ საქართველოში, კერძოდ, ნინოწმინდაში.

ათასწლეულის გამოწვევის კორპორაციამ MCC გამოყო 395,3 მლნ. \$. გრანტი, რომელიც გათვალისწინებულია ინფრასტრუქტურის რეაბილიტაციისა და საწარმოთა განვითარებისთვის საქართველოში.

განვიხილოთ საქართველოში მდებარე ნინოწმინდის ნავთობის საბადოს გეოლოგიური მოდელის აგების პროცესი. გეოლოგიური მოდელის სიმულაციურ მოდელთან დაკავშირება და საბადოს დამუშავების მონაცემების შეჯერება განხორციელდა იქნა კომპიუტერული პროგრამით.

მოდელის მეშვეობით გაზსაცავისთვის შესწავლილ იქნა ნავთობის საბადოს გაზის ქუდის გამოყენების შესაძლებლობა. ნინოწმინდის ნავთობის საბადო წარმოადგენს შუა ეოცენის ნაპრალოვან საცავს. ნაპრალოვანი ფორიანობა 1,25%-ის ტოლია. მცირე ნაპრალოვანი ფორიანობა კომპენსირდება საცავის დიდი სიმძლავრით. ასევე მნიშვნელოვანი სიმძლავრე აკომპენსირებს დაბალ გამტარებლობას, ამიტომ ჭაბურღილის წარმადობა საკმარისად მაღალია გაზსაცავის სამუშაოებისთვის. გამტარებლობა 30 მილიდარსის ტოლია.

ფარდობითი გამტარებლობის ეს მნიშვნელობები თითქმის არ აისახება ნაპრალოვან სისტემაზე ან გააჩნია ძალზე მცირე კაპილარული წნევა. წნევის 1,5 ბარის მნიშვნელობა იძლევა საშუალო 10 მილიდარსის გამტარებლობას. ნაპრალები აღიწერება 0,01მმ-დან რამდენიმე სმ-მდე დიაპაზონში. 0,1 მმ ზომის ნაპრალისთვის კაპილარული წნევა იქნება 0,01 ბარი.

მუშა გაზის მოცულობა დაახლოებით 400 მლნ მ³-ია. ეს მოცულობა შეიძლება ამოღებულ იქნეს 135 000 მ³/სთ ან 3 240 000 მ³ /დღეღამეში რეჟიმით. დასაშვებია უფრო დიდი მუშა გაზის მოცულობის ამოღების ტემპი ან/და მაღალი ამოღება. სავარაუდოდ, მუშა გაზის მაქსიმალურ მოცულობად შეიძლება მიჩნეულ იქნეს 470 მლნ. მ³.

საცავის საწყისი პარამეტრები შემდეგია: საწყისი კონტაქტები: გაზ-ნავთობის კონტაქტი - 1580 მ; წყალ-ნავთობის გამყოფი - 2120 მ საწყისი; ფენის წნევა - 247.6 ატმ.

გაზსაცავისთვის გათვალისწინებულია 4 ახალი ჰორიზონტალური ჭაბურღილის გაბურღვა, რომლებიც უნდა გაიჭრას გაზის ქუდის ზედა მესამედ ინტერვალზე, ხოლო ჰორიზონტალური ლულის სიგრძე უნდა იყოს 500 მ.

ნინოწმინდის ნავთობის საბადო დაკავშირებულია მძლავრ წყალშემცველ ფენთან, რის გამოც რეზერვუარის წნევა თითქმის მუდმივია. საცავი მდებარეობს თბილისის აღმოსავლეთით, დაახლოებით 40 კმ-ზე, კავკასიონის მთათა სისტემის სამხრეთ ნაწილში.

ნინოწმინდაში არსებობს რამდენიმე საცავი. გაზსაცავის მშენებლობა დაგეგმილია შუა ეოცენის საცავში, რომელიც იწყება 1300მ სიღრმეზე, ხოლო ალტიტუდა მიწიდან 1100 მ-ის ფარგლებშია. ნინოწმინდის საცავი დასავლეთის მხრიდან დაკავშირებულია პატარძელის სისტემასთან. რეზერვუარი წარმოდგენილია ნაპრალოვან-ვულკანოგენურ-კლასტური ქანებით, რომლებიც ხასიათდება თითქმის უმნიშვნელო ფორიანობით.

ცხრილ 24–ში წარმოდგენილია ნინოწმინდის ნავთობის საბადოს ძირითადი მონაცემები.

ცხრილი 24

ნინოწმინდის ნავთობის საბადოს ძირითადი მონაცემები

რეზერვუარის ტიპი	ნაპრალოვან-ვულკანოგენურ-კლასტური
რეზერვუარის სახურავის სიღრმე	2700 მ (მიწის ზედაპირიდან)
მთლიანი სიმძლავრე	700 მ
საწყისი წნევა	247.6 ბარი (წყალ-ნავთობის კონტაქტზე – 2120მ)
ტემპერატურა	103 °C

საშუალო ფორიანობა (მატრიცული)	0	%
საშუალო ფორიანობა (ნაპრალოვანი)	1,25	%
საშუალო გამტარებლობა	11,8	მდ
ფენში არსებული ნავთობის საწყისი რაოდენობა	36.68	მ ³ (სტანდარტული)
ფენში არსებული გახსნილი გაზის საწყისი მოცულობა	4 174	მლნ მ ³ (სტანდარტული)
ფენში არსებული გახსნილი გაზის საწყისი მოცულობა	3 463	მლნ მ ³ (სტანდარტული)
ფენში არსებული თავისუფალი გაზის საწყისი მოცულობა	711	მლნ მ ³ (სტანდარტული)

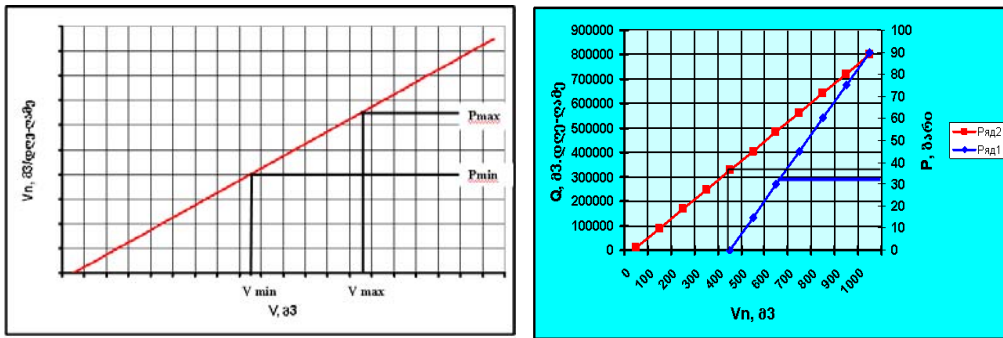
განისაზღვრა, რომ საცავის სიმულაციური მოდელის აგების მიზანი უნდა ყოფილიყო საცავის „გაზსაცავის რეჟიმი“ და ოპერირების ვარიანტების გაანალიზება. მოდელი არ მიესადაგებოდა დარჩენილი ნავთობის მარაგების მოპოვების გაზრდის პოტენციალის შეფასების მიზანს.

სიმულაციური შესწავლის პირველი ეტაპიდან, მიღებულ გამოცდილებაზე დაყრდნობით, გაუმჯობესდა მოდელი და საბადოს დამუშავების მონაცემების შეთავსება მოდელთან. აღმოჩნდა, რომ მთავარი პარამეტრი, რომელიც გავლენას ახდენს საექსპლუატაციო ჭაბურღილების გაწყლოვნებაზე, არის ჭაბურღილებში პერფორაციის ინტერვალები. ამგვარად, გაწყლოვანების მონაცემების მოდელთან სათანადო შეთავსების მიღების მცდელობა აქედანვე გამოირიცხა. აქედან გამომდინარე, გაკეთდა საბადოდან ნავთობის მოპოვებასთან დაკავშირებული შეუძლებელი პროგნოზი. ასევე შეფასდა დარჩენილი ნავთობის მარაგები და განისაზღვრა გაზსაცავის ოპერირების ნავთობის მოპოვების მაჩვენებლები.

შესწავლამ აჩვენა, რომ გაზსაცავისთვის შეიძლება გამოყენებულ იქნეს ნაწილობრივად გამომუშავებული ნინოწმინდის ნავთობის საბადო. შემოთავაზებული სცენარების განხორციელება შესაძლებელია ოთხი ახალი გაბურღული ჭაბურღილის საშუალებით. მუშა გაზის მოცულობა იქნება 450 მლნ სტანდარტული მ³, ამოღების წარმადობა 6 მლნ სტანდარტული მ³/დღ. მაღალი მაჩვენებლების სცენარებიც კი შესაძლებელია განხორციელდეს ისე,

რომ გაზის ჯამური მოცულობა იყოს 1 330 მლნ სტანდ.მ³, ამოღების წარმადობა – 7.8 მლნ. მ³/დღ, ხოლო მუშა გაზის მოცულობა – 600 მლნ.მ³.

მიწისქვეშა გაზსაცავის მუშა გაზის მოცულობა განისაზღვრა მაქსიმალური და მინიმალური გაზსაცავის წნევების საშუალებით (ნახ.33). საცავის მაქსიმალური წნევა ჩვეულებრივად ლიმიტირებულია გეოლოგიური პირობებით ანუ საცავის და გადამხურავი ქანისთვის შესაბამისი მაქსიმალური წნევით. საცავის მინიმალური წნევა ძირითადად განისაზღვრება ოპერაციებიდან გამომდინარე შეზღუდვებით, რაზედაც დამოკიდებულია მიწისზედა მოთხოვნა მილსადენის მინიმალური წნევის მოწყობილობებისთვის.



ნახ. 33. ა. მუშა გაზის მოცულობის განსაზღვრა; ბ. მიწისქვეშა გაზსაცავის საექსპლუატაციო მაჩვენებლები ფოროვან გარემოში

აქტიური წყალშემცველი ფენის გარეშე, რომელიც საცავს უზრუნველყოფს დამატებითი წნევით, გაზსაცავის წნევის მრუდი თითქმის ემთხვევა წრფივ კანონს საცავში გაზის არსებობის შემთხვევაში. ამიტომ, გაზსაცავში გაზის მოცულობის კლებასთან ერთად მცირდება მოპოვების დებიტები, რაც ჩანს ნახ. 33,ბ-დან. მაღალ წნევაზე გაზსაცავიდან გაზის მაქსიმალური ამოჭირხნის წარმადობა შეზღუდულია მიწისზედა მოწყობილობების სიმძლავრეებიდან გამომდინარე, რადგან რეზერვუარის მაღალ წნევებზე გამტარებლობა მეტად მაღალია.

ნახ. 33,ბ-ზე ნაჩვენებია მიწისქვეშა საცავის საექსპლუატაციო მაჩვენებლები ფოროვან გარემოში: წნევის დამოკიდებულება წრფივია და ლურჯი ფერისაა, ხოლო მოპოვების დებიტები და წითელი ფერის.

ამიტომ, „გაზსაცავის ფოროვანი გარემოს“ შემთხვევაში, „სტაბილური მოპოვების დებიტები“ ანუ წითელი ხაზის ჰორიზონტალური ნაწილი (პლატო), განპირობებულია მიწისზედა მოწყობილობა–დანადგარების სიმძლავრეებით, მაშინ, როდესაც წითელი მრუდის დახრა გარკვეული პერიოდის ანუ გაზის ამოღების „სტაბილური (პლატო) დებიტების“ შემდეგ განპირობებულია საცავის და არსებული ჭაბურღილების საექსპლუატაციო მაჩვენებლებით.

ნახ.33,ბ-ზე გაზის ამოღების მაქსიმალური წარმადობა 300000 მ³/სთ–ია. წარმადობის ეს მაჩვენებელი შეიძლება შენარჩუნდეს, სანამ საცავის მიერ გაზის გაცემის სიჩქარე იქნება წარმადობის ამ მაჩვენებლის ანალოგიური. საცავში ამ მოცულობაზე ნაკლები გაზის არსებობის დროს წარმადობა დაიკლებს საცავში არსებული გაზის მოცულობის კლებასთან ერთად.

2.2. გაზსაცავის ახალი სცენარები ეტაპობრივი განვითარების გათვალისწინებით

ნინოწმინდის რეზერვუარის საწყისი წნევა, წყალ-ნავთობის კონტაქტის სიღრმეზე (-2120მ), იყო 247.6 ბარი. საწყისი გაზ-ნავთობის კონტაქტი წნევისას 1520 მ სიღრმეზე იყო დაახლოებით 205 ბარი. რეზერვუარის მაქსიმალური დასაშვები წნევა მოდელირების დროს დაახლოებით უდრიდა 240 ბარს. ამ შეზღუდვებიდან გამომდინარე, გაზსაცავის ყველა სცენარში მაქსიმალური წნევა გაზ-ნავთობის კონტაქტზე შეადგენდა 234 ბარს.

მინიმალური წნევა ჭაბურღილის ყელზე იყო 90 ბარი, რაც განპირობებულია მიწისზედა მოწყობილობებით და გაზსადენის სისტემაში გაზის მიწოდების წნევის მნიშვნელობით. ამ ზღვრულ მნიშვნელობებთან ერთად შემოთავაზებულ იქნა რეზერვუარის მინიმალური წნევა – 150 ბარი.

ცხრილ 25-ში მოცემულია საკვანძო პარამეტრები გაზსაცავის სამი სცენარისთვის. დაგეგმილია გაზსაცავის მოწყობილობა–დანადგარების

დამონტაჟება სამ ეტაპად და, შესაბამისად, გაზის ქუდის ეტაპობრივი შევსება. გაზსაცავის სცენარების გამოთვლები შესრულდა კომპიუტერზე.

ცხრილი 25

მიწისქვეშა გაზსაცავის ეტაპობრივი მშენებლობის

სცენარების საკვანძო პარამეტრები

პარამეტრი	ერთეული	სცენარი 1	სცენარი 2	სცენარი 3
ჩაჭირხნის მაქსიმალური წარმადობა	ნმ ³ /სთ	85000	170000	170000
ამოღების წარმადობა	ნმ ³ /სთ	125000	250000	250000
გაზსაცავის მუშა მოცულობა	მლნ. ნმ ³	300	450	600(740)
გაზ-ნავთობის კონტაქტი	-მ	1550	1580	1621
ფენაში არსებული გაზის მოცულობა (გეოლოგიური მარაგი)	მლნ. ნმ ³	840	1010	1370
ბუფერული გაზის მოცულობა	მლნ. ნმ ³	540	550	730 (590)
ფენაში არსებული თავისუფალი გაზი GIP	მლნ. ნმ ³	556	556	556
ჩაჭირხნის დღიური წარმადობა	მლნ. ნმ ³	2,04	4,08	4,08
ამოღების დღიური წარმადობა	მლნ. ნმ ³	3,00	6,00	6,00
ჩაჭირხნის პერიოდი	დღეები/წელი	147	110	147 (181)
ამოღების პერიოდი	დღეები/წელი	100	75	100 (123)

განვიხილოთ სამივე სცენარი:

სცენარი 1. ამ სცენარისთვის საჭიროა მხოლოდ 2 ჭაბურღილი. სიმულაციის დაწყებამდე გაზის ქუდი შეივსება გაზსაცავის კონტაქტამდე ანუ 1550მ-მდე. GIP-ში ანუ ფენაში არსებული გაზი (ამოღებამდე) შეადგენს 840 მლნ სტ. მ³-ს, მუშა გაზის მოცულობა კი - 300 მლნ სტ. მ³-ს, გაზის ამოღების (მოპოვების) და ჩაჭირხნის შესაბამის წარმადობების მნიშვნელობებთან ერთად. ამ სცენარის გაშვება შესაძლებელი იქნებოდა დამატებითი გაზის ჩაჭირხნის გარეშე.

სცენარი 2. სცენარი განიხილება, როგორც პირველი სცენარის გაგრძელება. პირველი ციკლის დროს გაიზარდება მხოლოდ ამოსაღები გაზის მოცულობა და ამოღების წარმადობა. მუშა გაზის მოცულობა ანუ

მთლიანი ამოღებული გაზის მოცულობის მიღწევა ვერ მოხერხდება, რადგან წარმადობა ეცემა გაზის ამოღების დასასრულისას. მაგრამ, ჩაჭირხნის მეორე ციკლის დროს GIP გახდება საკმარისი, რათა შესაძლებელი იყოს ამოღების (მოპოვების) საჭირო წარმადობის შენარჩუნების უზრუნველყოფა ამოღების მთლიანი პერიოდის განმავლობაში.

სცენარი 3. მესამე სცენარის მუშა გაზის მოცულობის გაზრდისათვის გამოიყენება იგივე პროცედურები, რაც მეორე სცენარში. მთლიანი GIP ტოლია 1 370 მლნ სტ. მ³-ისა.

ვინაიდან გაზ-ნავთობის კონტაქტი მუდმივად არის შენარჩუნებული საცავის მაქსიმალური გაჯერების სიღრმის ზემოთ, თავისუფალი გაზი ვერ შეძლებს გადადინებას მეზობელ საბადოებში. მიუხედავად ამისა, არსებობს ნავთობშემცველ ზონასა და წყალშემცველ ფენას შორის კავშირი. ეს ნიშნავს, რომ გაზსაცავის ოპერაციები ზემოქმედებას მოახდენს პატარძეულისა და გარკვეულწილად სამგორის რეზერვუარის წნევაზე. აგრეთვე ნავთობში გახსნილი გაზის შემცველობა გაიზრდება საცავის საშუალო წნევის გაზრდასთან ერთად. საცავის ციკლის საბოლოო პარამეტრები მოცემულია ცხრილ 26-ში.

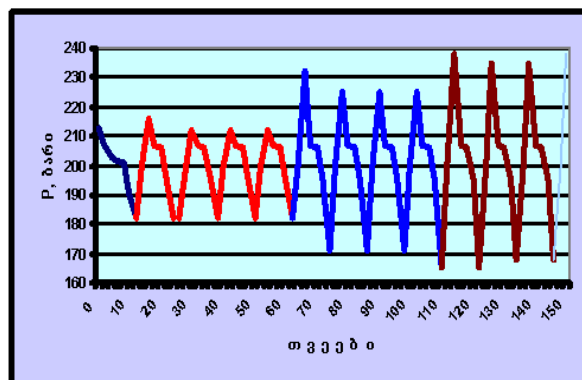
ცხრილი 26

ნომინალური GIP-ის, ჩაჭირხნის და ამოღების წარმადობები (მლნ. მ³)

სცენარი	გაზსაცავის ციკლი	ოპერაციების პერიოდი	GIP ნინოწმინდის გაზის ქუდში ჩაჭირხნა	გაზის ჩაჭირხნული გაზის მოცულობა (მაქს.)	GIP ნინოწმინდის გაზის ქუდში ჩაჭირხნის შემდეგ	ამოღებული გაზის მოცულობა (მაქს.)
მოსამზადებელი ეტაპი			556			0
სცენარი 1	1-ელი ციკლი	ჩაჭირხნა	556	300	856	300
		ამოღება		297		0
	მე-2 ციკლი	ჩაჭირხნა	559	300	859	300
		ამოღება		297		0

	მე-3 ციკლი	ჩაჭირხნა	562	300	862	300
		ამოღება		297		0
	მე-4 ციკლი	ჩაჭირხნა	565	302	867	300
		ამოღება		297		0
სცენარი 2	1-ელი ციკლი	ჩაჭირხნა	570	616	1186	407
		ამოღება		407		0
	მე-2 ციკლი	ჩაჭირხნა	779	449	1228	450
		ამოღება		448		0
	მე-3 ციკლი	ჩაჭირხნა	780	449	1228	450
		ამოღება		446		0
	მე-4 ციკლი	ჩაჭირხნა	783	453	1235	450
		ამოღება		445		0
სცენარი 3	1-ელი ციკლი	ჩაჭირხნა	791	804	1594	544
		ამოღება		544		0
	მე-2 ციკლი	ჩაჭირხნა	1050	600	1650	600
		ამოღება		600		0
	მე-3 ციკლი	ჩაჭირხნა	1050	600	1650	600
		ამოღება		598		0
	მე-4 ციკლი	ჩაჭირხნა	1052	600	1652	600
		ამოღება		597		0

ნახ 34-ზე ჩვენ მიერ ემპირიული მონაცემებით ნაჩვენებია დაბლოკის წნევა (Block pressure) -1550მ-ზე (საწყის გზკ-ზე).



ნახ 34. დაბლოკის წნევა 1550მ-ზე საწყის გაზ-ნავთობის კონტაქტზე

განვიხილოთ პირველი სცენარი (მაქსიმალური). ამ სცენარში განხორციელდა მუშა გაზის მაქსიმალურად მისაღწევი მოცულობის განგარიშება. ეს მოცულობა განისაზღვრა გარკვეული შეზღუდვით, გაზ-ნავთობის კონტაქტის სიღრმეზე, მაგალითად, გაზით მაქსიმალური გაჯერების სიღრმე -1620მ-ზე. ამრიგად, შენარჩუნებულია მოპოვების და ჩაჭირხნის წარმადობის იგივე მნიშვნელობები, რაც მოცემული იყო მესამე

სცენარში, მაშინ, როდესაც იზრდებოდა მუშა გაზის მოცულობა 600-დან 870 მლნ. სტ. მ³-მდე. ამ სცენარში ამოღების პროცესი იწყება თითქმის დაუყოვნებლივ, ჩაჭირხნის პროცესის შემდეგ. ამგვარად, ჩაჭირხნის ორ ფაზას შორის დროის მთლიანი პერიოდი საჭიროა 870 მლნ. სტ. მ³ გაზის მოცულობის ამოსაღებად.

განვიხილოთ ორი „სტრესული“ სცენარი. პირველში - გაზის ამოღება ხორციელდება მაქსიმალურად მაღალი წარმადობით, ზამთრის პერიოდში სხვადასხვა დროს, ერთი კვირის განმავლობაში, რის შემდეგაც ნორმალური სეზონური რეჟიმი უკან ბრუნდება იმავე სიტუაციაში. მეორე ალტერნატიულ სტრესულ სცენარში მოდელირდება გაზის ხელახალი ჩაჭირხნა მაქსიმალური ამოღების წარმადობის შემდეგ, ნორმალური ან შედარებით თბილი ამინდის პერიოდში, როდესაც შეიძლება ადგილი ჰქონდეს გაზის ხელახალ ჩაჭირხნას გაზზე მაღალი მოთხოვნის პერიოდის შემდეგ. მოდელირება აჩვენებს, რომ „სტრესული ვარიანტი“ განხორციელებადია. ამ სცენარში ადგილი აქვს გაზის ნაკლებობას, გაზსაცავის ნორმალური ციკლის დასასრულისას.

თავი 3. მიწისქვეშა გაზსაცავების კომპონენტები

მიწისქვეშა გაზსაცავები შედგება რამდენიმე კომპონენტისაგან: მიწისქვეშა საცავი; დამჭირხვნილი და ამომღები ჭაბურღილები; სადამკვირვებლო ჭაბურღილები; შეგროვების სისტემა; კომპრესორები; მეტროლოგიური ობიექტები; უსაფრთხოების სისტემა; გაზსადენების სისტემა. განვიხილოთ ამ კომპონენტების ანალიზი.

3.1. მიწისქვეშა საცავები

ზოგიერთი მიწისქვეშა გაზსაცავი ქმნის გეოლოგიური სტრუქტურის უნიკალურ თვისებებს. ფოროვან გარემოში ყოველთვის არსებობს გამჭოლობის გარკვეული დონე. ფორებში არსებული ბუნებრივი გაზი შემოფარგლულია გარკვეული საზღვრით. გაზის გამჭოლა იძლევა საშუალებას, რათა გაზი გადავიდეს წერტილიდან წერტილამდე. ზედა ფოროვან ფენაში ყოველთვის არსებობს გაუმჭოლი ფენა, რომელსაც, როგორც წესი, გააჩნია გამოხნეკილი ან გუმბათოვანი ფორმა, რომ ფოროვან ფენაში არსებული გაზი არ ამოვიდეს დედამიწის ზედაპირზე. მრუდმა საფარმა, ამის თავიდან ასაცილებლად, არ უნდა დაუშვას გაზის გვერდითი მოძრაობა. ზოგიერთ შემთხვევაში, გეოლოგიური თვისებების გამო, შეიძლება მოხდეს გაზის ვერტიკალური წანაცვლება ერთი ან რამდენიმე მიმართულებით ან გვერდითი შემჭიდროება. ფოროვანი გარემოს ქვედა ნაწილი შეიძლება იყოს ჩაკეტილი გაუმჭოლი ქანებით ან წყლით.

გარემოს გარკვეული დიდი ფოროვნებისას მოცულობის ერთეულში შეიძლება იყოს გაზის საკმაოდ დიდი რაოდენობა. ფოროვნება შეიძლება იცვლებოდეს ნულიდან 15%-მდე ზღვრული სიდიდით.

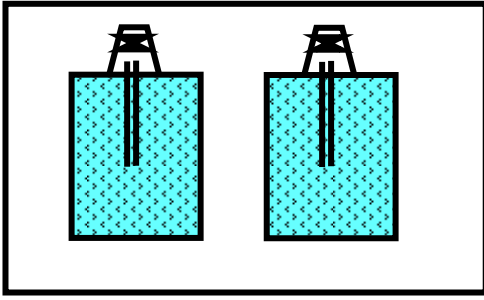
გაზი (ან გარკვეული სითხისათვის) გამჭოლუნარი ხდება გარემოში მოძრაობით, გარკვეული წნევის ვარდნით. რაც მეტია გამჭოლობა, მით მეტია ნაკადის ხარჯი მოცემული წნევის ვარდნისას. ამის გამო, გამჭოლობის მქონე გარემოში, ხდება გარკვეული წნევის ვარდნა, რომლის სიდიდეც განსხვავდება საცავში არსებული დიაპაზონისგან. ჭაბურღილის

სვეტში მაქსიმალური წნევა იქნება მაშინ, როდესაც გაზი ჩაიჭირხნება ფენაში. საცავის გამჭოლობა შეიძვალოს იცვლებოდეს კოორდინატების მიხედვით. მინიმალურ შემთხვევაში, გამჭოლობა შეიძლება დაეცეს ნულამდე და გადაიკეტოს საცავის ნაწილი.

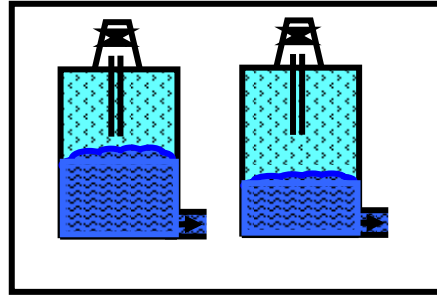
მიწისქვეშა გაზსაცავები შეიძლება დაიყოს ორ ძირითადად ტიპად: მოცულობითი და წყალდაწნევიანი. მოცულობითი საცავის ტიპი ჩაკეტილია და იმყოფება წნევის ქვეშ. ასეთი საცავების გეოლოგიური მახასიათებლები ინარჩუნებს სტრუქტურის მუდმივ ზომებს და ფორმას. წყალდაწნევიანი საცავები ჩაკეტილია ზედა და გვერდითი გაუმჭოლავი მხრიდან, წყლით ფსკერზე. ასეთი ტიპის საცავისათვის განიხილება ე.წ. ამობრუნებული ქვაბი. როდესაც ქვაბიდან ნაკადი გამოდევნება, ქვაბში იზრდება წყლისა და გაზის ბუშტების ზომა. შესაძლებელია წყლის ნაწილის იძულება ორი მექანიზმით. პირველი მექანიზმის მიხედვით, დიდი ჰერმეტიკული მუდმივი მოცულობა შეიცავს გაზის და წყლის დიდ რაოდენობას. გაზის ჩაჭირხნისას, წნევის ზრდა იწვევს წყლის შეკუმშვას. იმის გამო, რომ წყლის კუმშვადობა ძალზე მცირეა, დიდი წყლის მოცულობისას საჭიროა გაზის ბუშტის გაფართოება. მეორე მექანიზმის მიხედვით, გაზი უშუალოდ გამოდევნის წყალს საცავიდან სხვა საცავში ან გარკვეულ სხვა ადგილას [94].

ნახ. 35, ა-სა და ბ-ზე ნაჩვენებია ორი რეზერვუარის (საცავის) მარტივი სქემა. ნახ.37,ა-ზე ნაჩვენებ საცავს გააჩნია ფორები, რომლებიც მუდმივად შეიცავს გაზს. როგორც კი გაზი რეზერვუარში ორჯერ გაიზრდება, მაშინვე გაორმაგდება აბსოლუტური წნევა. ასეთი მარტივი მაგალითი წარმოადგენს იდეალური გაზის კანონს მუდმივი ტემპერატურისათვის.

გაზის რაოდენობის ორჯერ გაზრდისას (ნახ. 35,ბ), საცავში არსებული გაზი იზრდება მის ფორებში სითხის უკუმოდრაობის მიზეზით. ამის გამო წნევა არ იწვევს ისევე სწრაფად, როგორც მოცულობა ადრე აღნიშნულ სტრუქტურაში. მაგალითად, წნევა იცვლება მხოლოდ 75%-ით, განსხვავებით 100%-იანი წნევით მოცულობით სტრუქტურისათვის.



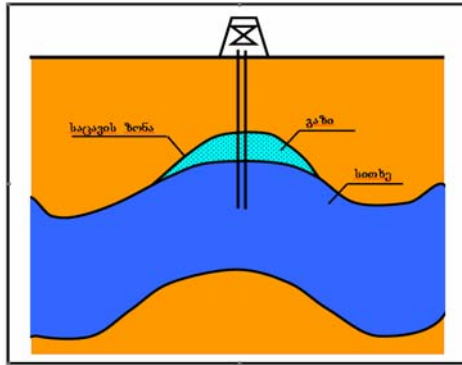
ა



ბ

ნახ.35. ა. მოცულობითი საცავის მაგალითი (1. $W_{GIP} = 2,0$ მლრდ.ფუტი³; $P=600$ პსია; $T = 90^{\circ}F$. 2. $W_{GIP} = 4,0$ მლრდ.ფუტი³; $P=1200$ პსია; $T = 90^{\circ}F$); ბ. სითხიანი გადადინების საცავის მაგალითი (1. $W_{GIP} = 2,0$ მლრდ.ფუტი³; $P=600$ პსია; $T = 90^{\circ}F$. 2. $W_{GIP} = 4,0$ მლრდ.ფუტი³; $P=1050$ პსია; $T = 90^{\circ}F$)

საბადოში არსებული გაზის სითხით არინებისას, მცირდება ფენური წნევა, რადგან გაზი შედის და მეზობელი საცავი ივსება. საცავიდან გაზის შემცირებისას სითხე თითქმის მთლიანად ივსება, მცირე გაზის ქუდის გარდა. ამიტომ ახალი ჭაბურღილები იქმნება გაზის ჩაჭირხნისას გაზის მაღალი სიჩქარით. იდეალურ შემთხვევაში, როდესაც ხდება გაზის ჩაჭირხნა გაზიან საცავში, გაზი იღვენება სითხით და შენარჩუნებულია ჰორიზონტალური ზედაპირი გაზი-სითხე. ამ შემთხვევაში შესაძლებელია გაზის ხელახლა ამოღება მაღალი სიჩქარით. თუმცა არსებობს ტენდენცია გაზის სითხის გადანაწილებისა საცავის ზედაპირის მიხედვით, რომელმაც შეიძლება გამოიწვიოს დახრილი გაზი-სითხის სტრუქტურის გარემოს მოძრაობა ქვევით. რაც მეტია ქანის დონის სახურავი, მით უფრო სწრაფია ჩაჭირხნის სიჩქარე და უფრო მძლავრია ეფექტი. ნახ. 36 გვიჩვენებს აღნიშნული გაზის გადანაწილებას. არსებობს ალბათობა, რომ გაზის მოძრაობა დაიწყება საცავის ქვედა ნაწილისაკენ და მიაღწევს სითხის უმცირესი სიმკვრივის წერტილამდე. ამიტომ შეიძლება მოხდეს სითხის გადადინება საცავიდან და გადასვლა მეზობელ საცავში.



ნახ. 36. საცავის განვითარებადი მეზობელი საცავების გადადინების მაგალითი

3.2. ჭაბურღილების ანალიზი

გაზის მიწისქვეშა საცავში არსებობს ორი ტიპის, ბუფერული და მუშა გაზის, მოცულობა. ასეთი მოცულობის ორი სახე წარმოადგენს არა მხოლოდ ფუნქციურ მოცულობას, არამედ ფიზიკურს. ბალიშის გაზში შეიძლება იყოს ადგილობრივი გაზი (ე.წ. ორიგინალური გაზი), რომელიც ადრე არ იწარმოებოდა ან შეყვანილ იქნა საცავში გაზის საშუალებით, რომელიც მოპოვებული იყო სხვა ადგილზე. ბუფერული წარმოადგენს იმ გაზს, რომელიც საჭიროა იყოს საცავში რათა უზრუნველყოს აუცილებელი წნევა მუშა გაზის ამოსაღებად. ბუფერული გაზი რჩება საცავში და არ მოიხმარება, იგი მუდმივი სიდიდეა.

ჭაბურღილები გამოიყენება გაზის ჩაჭირხნისათვის საცავში. მათ იყენებენ სხვადასხვა ინდივიდუალური საცავის ჩაჭირხნისათვის ან ამოღებისათვის, რაც ხშირად დაკავშირებულია სითხის შემოდინების კონტროლთან. ასეთ შემთხვევაში იყენებენ ერთ ან ორ ჭაბურღილს, ან მხოლოდ ამოღებისათვის, ან მხოლოდ ჩაჭირხნისათვის [95].

სითხის მიგრაციისას სითხის საცავში გამოიყენება სადამკვირვებლო ჭაბურღილები. თუ არსებობს ე.წ. „უნაგირი“ ან დაბალი წერტილი სტრუქტურაში, გაზი აუცილებლად მიაღწევს მას.

ნაკადის გამოსათვლელად გამოიყენება შემდეგი განტოლება: ერთი ჭაბურღილისათვის, საცავიდან გამოსვლისას:

$$Q = C(P_{SIS}^2 - P_{FS}^2)^n, \quad (3.1)$$

სადაც Q არის სითხის ხარჯი; P_{SIS} - წნევა სითხის ჩაკეტილ ზედაპირზე; P_{FS} - წნევა ზედაპირზე მოძრაობისას; C და n - ტესტის მიერ განსაზღვრული კოეფიციენტები;

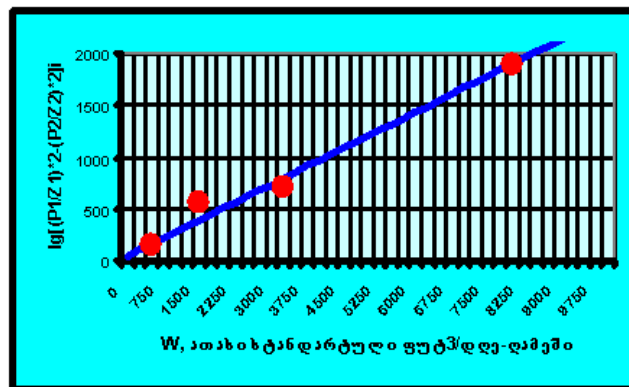
სითხის ნაკადის დამახასიათებელი განტოლება გვიჩვენებს, რომ ხარჯი დამოკიდებულია წნევასა და საკომპრესორო მიღების ხასიათზე. წნევის ზედაპირზე გვაქვს შემასწორებელი ეფექტი, კერძოდ, ჭაბურღილის სიღრმის ეფექტის გამო. ასეთი წნევა სტაბილიზდება საცავში და მთელ საცავში მიიღება სრული წნევა. როდესაც იწყება ნაკადი, მაშინ წნევა ვარდება.

გარდა ამისა, საკომპრესორო მიღების მახასიათებლები ზუსტად არ ასახავს C და n კოეფიციენტებს. ისინი წარმოადგენენ საკომპრესორო მიღების და საცავის ნაკადის თვისებებს. ამგვარად, ჭაბურღილის სხვადასხვა სიღრმისათვის, ერთი და იმავე ჭისათვის გვექნება C და n სხვადასხვა კოეფიციენტიკოეფიციენტი.

კოეფიციენტის მნიშვნელობების ტესტირების მეთოდის გამოსაყენებლად საჭიროა საცავის ჩაკეტვა და წნევის სტაბილიზება მთელი საცავის მიხედვით. ასეთი სტაბილიზება მეტად მნიშვნელოვანია, რადგან საცავში შეიძლება იყოს წნევის არაერთგვაროვანი პროფილი. დროის ხანგრძლივი პერიოდისას საჭიროა წნევის სტაბილიზების მიღწევა. როდესაც წნევა სტაბილიზდება, საკმარისია ავილოთ ნაკადის ხარჯის ოთხი სხვადასხვა მნიშვნელობა. პირველ რიგში, იღებენ ნაკადის ყველაზე დაბალ სიჩქარეს. ხარჯი სტაბილიზდება და იწყება დაბალი გაჟონვა და ზედაპირული ნაკადის წნევა სტაბილიზდება. იდეალური შემთხვევისას სტაბილიზაცია თითქმის 30 წუთის განმავლობაში მიმდინარეობს, თუმცა დაზუსტება საჭიროა. როდესაც ზედაპირული ნაკადი უცვლელია, მაშინ ხდება ჰიდროდინამიკური რეგისტრირება და შესაბამისი ხარჯი. შემდეგი დაგეგმილი წერტილისათვის იზრდება ნაკადის ინტენსივობა და პროცედურა განმეორდება. მსგავსი პროცესი აღიწერება ოთხივე

ტესტისთვის. ითვლება, რომ ჩაკეტვის წნევა და ზედაპირზე გაზის მოპოვება არ იცვლება და რჩება აღნიშნული ოთხი ტესტი.

ნახ.37-ზე ნაჩვენებია ე.წ. „მოძიების გრაფიკი“. იგი მოყვანილია ხარჯისა და წნევების კვადრატების ლოგარითმული დამოკიდებულების მიხედვით. კოეფიციენტების განსაზღვრა შესაძლებელია უმცირესი კვადრატების მეთოდით. ცხადია, რომ გაწრფივება უზუსტოა, თუმცა, სხვადასხვა ფაქტორის გამო, შედეგი მაინც ინტეგრალურია.



ნახ. 37. ნაკადის ტესტირება ოთხი წერტილის მიხედვით

3.3. შეკრების სისტემა

შეკრების სისტემა ჭაბურღილებს აკავშირებს ცენტრალური ობიექტის წერტილთან. მილსადენში ნაკადის განმსაზღვრელი განტოლებაა:

$$Q = 0,001368 \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{GTLf} \right], \quad (3.2)$$

სადაც Q არის ხარჯი (მლნ.ფუტ³/დღე-ღამეში); P_1 და P_2 - წნევები შესასვლელსა და გამოსასვლელზე (პსია); D - მილსადენის შიგა დიამეტრი, დიუმი; T - გაზის ტემპერატურა, °Rankine; L - მილსადენის სიგრძე, მილი; G - კუთრი წონა; f - ფანინგის ხახუნის კოეფიციენტი [96]

შენიშვნა: $^{\circ}Ra = [^{\circ}C + 273,15]^{1,8}$..

აღნიშნული ფორმულა სტანდარტულია. ფანინგის კოეფიციენტის ფორმულა გამარტივებულია, თუმცა კოლბრუკის ან მუუდის ფორმულები იძლევა უფრო ზუსტ ამონახსნებს.

3.4. კომპრესორების ანალიზი

კომპრესორები ყენდება ჩაჭირხნის ან ამოღებისათვის ჭაბურღილების ახლოს, გარკვეულ მანძილზე ე.წ. „ცენტრალურ წერტილში“. სეზონის დასაწყისში წნევა კომპრესორის შესასვლელზე შედარებით მცირეა და თანდათანობით იზრდება სეზონის ბოლოსათვის.

განვიხილოთ ძირითადი განზოგადებული განტოლება დგუშიანი კომპრესორების თეორიული სიმძლავრისათვის [97]:

$$HP = QT_1 Z_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right], \quad (3.3)$$

HP არის თეორიული სიმძლავრე; **Q** - ხარჯი, მლნ.ფუტი³/დღე-ღამეში; **P₁** და **P₂** - შესაბამისად, შემწოვი და გამოსასვლელი წნევა, psia; **T₁** - შემწოვი ტემპერატურა, °Rankine; **Z₁** - კუმშვადობის ფაქტორი; **k** - გაზის სითბოტევადობების შეფარდება.

3.4.1. კომპრესორის სიმძლავრის განტოლების მოდიფიკაცია

შევასრულოთ კომპრესორის სიმძლავრის განტოლების მოდიფიკაცია გაზის **n** მოლების შეკუმშვისას:

$$\Delta H = n \int_{T_1}^{T_2} C_p dT = n C_p (T_2 - T_1). \quad (3.4)$$

არაიდეალური გაზისათვის გვექნება:

$$C_p - C_v = RZ; \quad (3.5)$$

$$\frac{C_p}{C_v} = k, \quad (3.6)$$

სადაც **k** ადიაბატას ხარისხია.

$$C_p = RZ C_v = RZ + \frac{C_p}{k}. \quad (3.7)$$

$$C_p = ZR \left(\frac{k}{k-1} \right). \quad (3.8)$$

შევიტანოთ (3.8), (3.4)-ში:

$$\Delta H = nZR \left(\frac{k}{k-1} \right) (T_2 - T_1). \quad (3.9)$$

არაიდეალური გაზისათვის ადიაბატური გაფართოებისათვის შეიძლება გამოვსახოთ შემდეგნაირად:

$$\frac{p_1 V_1^k}{Z_1} = \frac{p_2 V_2^k}{Z_2}; \quad (3.10)$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{1}{k}}; \quad (3.11)$$

ნებისმიერი გაზის მდგომარეობისათვის:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1 Z_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2 Z_2}; \quad (3.12)$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{p_2 Z_1 T_1}{p_1 Z_2 T_2} = \left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{1}{k}}; \quad (3.13)$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{-\frac{1}{k}}; \quad (3.14)$$

$$T_2 = T_1 \left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{k-1}{k}}; \quad (3.15)$$

შევიტანოთ (3.15), (3.9)-ში;

$$\Delta H = nRZ_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[T_1 \left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} - T_1 \right]; \quad (3.16)$$

$$\Delta H = nRZT_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]; \quad (3.17)$$

$$pV = nZRT; \quad (3.18)$$

$$\Delta H = p_1 V_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]; \quad (3.19)$$

$$\frac{p_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{Q p_s}{T_s}; \quad (3.20)$$

$$p_1 V_1 = \frac{Q p_s T_1 Z_1}{T_s}; \quad (3.21)$$

$$\Delta H = \frac{Z_1 Q p_s T_1}{T_s} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]; \quad (3.22)$$

ერთეულების ჩასმის შემდეგ გვექნება:

$$H_p = \frac{10^6 \cdot 14,7 \cdot 144 Z_1 Q T_1}{519,7 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 33000} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]; \quad (3.23)$$

$$H_p = 0,08571 Q T_1 Z_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]; \quad (3.24)$$

$$\frac{H_p}{Q T_1 Z_1} = 0,08571 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{p_2 Z_1}{p_1 Z_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]. \quad (3.25)$$

განტოლებები (3.24) და (3.25) წარმოადგენს თეორიულ განტოლებებს ფაქტობრივი სიმძლავრის გაზისათვის. მათი წნევაა 14,7 ფუნტი/დიუმი² (psia) და ბაზისური ტემპერატურა - 60⁰F $\left(t_F = \frac{9}{5} t_c + 32 \right)$. ამ განტოლებებში შედის სიდიდეები და შესაბამისი ერთეულები: **H_p** - სიმძლავრე, ც.ძ.; **p** - წნევა, psia; **T** - ტემპერატურა, ⁰Rankine; **Q** - გაზის მოცულობა, ათასი სტანდარტული ფუტ³/დღე-ღამეში; **Z** - გაზის კუმშვალობა; **k** - გაზის სითბოტევადობის შეფარდება.

მიღებული განტოლება წარმოადგენს თეორიულ განტოლებას, ყველა ეტაპზე კუმშვალობის გათვალისწინებით და ნებისმიერ ნაკადში, მექანიკური ნაწილების ხახუნის გარდა. პრაქტიკა გვიჩვენებს, რომ ფაქტობრივი სიმძლავრე გაცილებით აღემატება თეორიულ განტოლებას.

თეორიული განტოლება დაკავშირებულია არაწრფივ ბმასთან, ექსპერიმენტული წევრით. ანგულომ [99] მოახდინა წრფივი მოდიფიკაცია

კონკრეტული კომპრესორისათვის, გარკვეული შემოსაზღვრული კუმშვადობის დიაპაზონისას. განტოლების კორელირება შემდეგნაირია:

$$\mathbf{Hp} = \left[\mathbf{A} \begin{pmatrix} \mathbf{p}_0 \\ \mathbf{p}_s \end{pmatrix} + \mathbf{B} \right] \mathbf{T}_s \mathbf{Z}_s, \quad (3.26)$$

სადაც \mathbf{Hp} შეფარდებულია მოცულობასთან, მლნ.ფუტი³.

(3.26)-ში \mathbf{A} და \mathbf{B} წარმოადგენს კორელაციურად შეფასებულ კოეფიციენტებს. ამასთანავე, [99]-ში მიღებულია კარგი კორელაცია რეგრესიული ანალიზით და კომპრესორის მონაცემების მიხედვით.

განვიხილოთ სხვა მიდგომა. ამისათვის შევცვალოთ შემდეგი განტოლება:

$$\frac{\mathbf{Hp}}{\mathbf{QT}_s \mathbf{Z}_s} = 0,08571 \left[\left(\frac{\mathbf{p}_0 \mathbf{Z}_s}{\mathbf{p}_s \mathbf{Z}_0} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] - 0,8571. \quad (3.27)$$

ტემპერატურის გაზრდისას წევრი $\mathbf{Z}_s / \mathbf{Z}_0$ უახლოვდება 1,0-ის მნიშვნელობას, როდესაც ხდება შეკუმშვა. თუ სრულდება პირობა, მაშინ სიდიდე 0,08571 იცვლება \mathbf{a} და \mathbf{b} კორელაციებით, ამიტომ განტოლება მიიღებს შემდეგ სახეს:

$$\frac{\mathbf{Hp}(k-1)}{\mathbf{QT}_s \mathbf{Z}_s k} = \mathbf{a} + \mathbf{b} \left(\frac{\mathbf{p}_0}{\mathbf{p}_s} \right)^{\frac{k-1}{k}}. \quad (3.28)$$

ამ განტოლებას გააჩნია ზოგადი ფორმა: $\mathbf{Y} = \mathbf{a} + \mathbf{bX}$. ამ შემთხვევაში

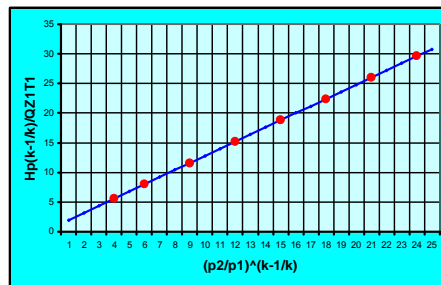
მარცხენა წევრია $\frac{\mathbf{Hp}(k-1)}{\mathbf{QT}_s \mathbf{Z}_s k}$, ხოლო დახრა - $\left(\frac{\mathbf{p}_0}{\mathbf{p}_s} \right)^{\frac{k-1}{k}}$ (კოეფიციენტებია \mathbf{a} და

\mathbf{b}). მიღებული შედეგის მისაღწევად გავატაროთ სიმძლავრის და გამტარუნარიანობის წირი კონკრეტული კომპრესორისათვის []. მიღებული კონკრეტული კომპრესორისათვის მიღებულია ძლიერი კორელაცია, რომელიც ნაჩვენებია ნახ. 38-ზე. მიღებული ინფორმაციის შედეგად მიღებულია \mathbf{a} და \mathbf{b} კონსტანტების შეფასება (ცხრილი 27).

სიმძლავრის კოეფიციენტების სხვადასხვა ინტეგრალური

კომპრესორისათვის

კომპრესორის ტიპის ნომერი	ფაქტორი a	ფაქტორი b	შედარება თეორიულთან, %
1	0,1116	0,1119	30,6
2	0,1112	0,1112	29,8
3	0,0986	0,0986	15,1
4	0,0985	0,0996	16,2
5	0,0997	0,0997	16,3
6	0,1044	0,1052	22,8
7	0,0896	0,0904	5,5
8	0,0911	0,0915	6,8
საშუალო	0,1006	0,1010	17,9
თეორიული	0,0857	0,0857	



ნახ.38. კომპრესორის სიმძლავრის ტიპური წირი

თავი 4. მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობილობის მონიტორინგი და კონტროლი

საბადოდან მოპოვებულ გაზს გააჩნია გარკვეული მოცულობა. თუ მოპოვებულ გაზს უკან აბრუნებენ სპეციალურ შემნახველ გაზსაცავში, მაშინ ყოველთვის არსებობს გაზის დანაკარგის შესაძლებლობა. იმ შემთხვევაში, როდესაც არსებობს დაკარგვის რისკის შესაძლებლობა, ბუნებრივია, უნდა შევიმუშაოთ მეთოდი, რომელიც განსაზღვრავს საცავში შენახული გაზის მოცულობას.

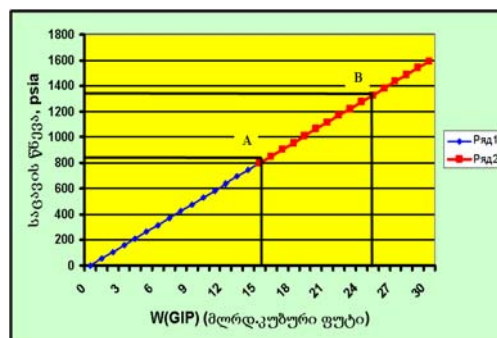
გაზის მოცულობა იზომება საცავში მოთავსებისას, შემდეგ კვლავ იზომება საცავიდან ამოღებისას. ის სხვაობა, რომელიც ფიქსირდება გაზომვების შედეგად, პლუს საცავში არსებული ნარჩენი გაზის რაოდენობა, შეადგენს გაზის იმ საჭირო რაოდენობას, რომელიც უნდა იყოს შემნახველ საცავში. არსებობს ორი ფაქტორი: საცავში დარჩენილი ადგილობრივი გაზის ორიგინალური რაოდენობა და გამოთვლაში დაშვებული შეცდომა გაზის ჩაჭირხნის დროს. გაზის გაზომვის დაშვებული შეცდომის დროს, გაზის საცავში ჩაჭირხნისას ან მისი ამოღებისას, ან ორივე ოპერაციის დროს, ხდება გაზის დაკარგვა საცავიდან გაჟონვის შედეგად.

არსებობს გზები, როდესაც მოსალოდნელია გაზის გაჟონვა, რაც მყარი ქანის საფარისთვის წარმოადგენს ჩვეულებრივ მოვლენას.

საცავიდან გაზის გაჟონვის აღმოჩენა შესაძლებელია საცავში წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულების გაზომვით. ამის შესასრულებლად, პირველ რიგში, აუცილებელია იმის დადგენა, თუ როგორ გამოიყურება ნორმალური ისტორიული ციკლი. გაზის ჩაჭირხნა და შემდეგ მისი ამოტუმბვა შემნახველი საცავიდან იწვევს ცვლილებას საცავში არსებულ წნევაში. როდესაც ჩაჭირხნისა და ამოღების ციკლი წლიდან წლამდე თანაბარია და არანაირი გაჟონვა არ ფიქსირდება, წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულებაც წლიდან წლამდე თანაბარი

იქნება. მაგრამ ჩაჭირხნისა და ამოღების ციკლები შეიძლება არასოდეს არ იყოს ერთმანეთის იდენტური ორი წლის განმავლობაში ზედიზედ.

ნახ. 39-ზე მოყვანილია გაზის კონკრეტული საცავის წნევის შემცირების მრუდი. ამ მრუდის გარშემო არსებული წერტილები მიუთითებს წნევის სრულ გათანაბრებაზე საცავის შიგნით, წნევის თითოეული წერტილისთვის. შენახვის მიზნით ამ ტიპის ინფორმაციის გამოყენებისთვის ყველაზე მოსახერხებელია მისი დახაზვა ოდნავ განსხვავებულ ფორმატში. თუ აბსცისთა ღერძი შეიცვლება მოპოვებული მთლიანი გაზის რაოდენობიდან ადგილზე დარჩენილი გაზის რაოდენობით, შედეგად მივიღებთ წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულების მრუდს საცავისთვის, რაც ნაჩვენებია ნახ. 39-ზე. ლურჯი წირი ნახაზზე გვიჩვენებს წნევის შემცირებას, რომლის გადაფორმატებაც მოხდა. ახლა ეს უკვე წარმოადგენს საცავის წნევისა და საცავში დარჩენილი საერთო გაზის ურთიერთდამოკიდებულების გრაფიკს. თუ ამ საცავს შემნახველი მიზნებისთვის გამოვიყენებდით, საცავის სამუშაო გაზის ნაწილი წარმოდგენილი იქნებოდა უწყვეტად, წრფივად, ნახ. 39-ის თანახმად. მაშინ ამ შემთხვევაში გვექნებოდა დაახლოებით 15 მლრდ.ფუტი³ ბუფერული გაზი და 11 მლრდ.ფუტი³ მუშა გაზი [97,98].



ნახ.39. მოცულობითი საცავის იდეალიზებული გაზის ჩაჭირხნა-ამოღების ციკლი

ჩაჭირხნის ციკლი იქნებოდა A-დან B-მდე და იგი განხორციელდებოდა მხოლოდ ზაფხულის თვეებში. ამ პერიოდის განმავლობაში საცავი აივსებოდა სრული მოცულობით. გაზის ამოღების

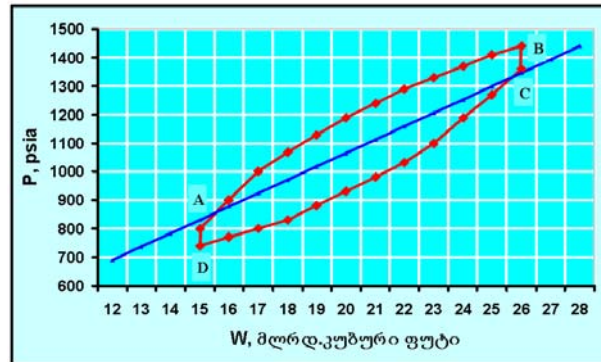
ციკლი ჩატარდებოდა **B**-დან **A**-მდე, რაც გარკვეულად წარმოადგენს ოპერაციის მეტად იდეალიზებულ პროცესს. ოპერაციის ამ ტიპს შესაძლებელია ადგილი ჰქონდეს მხოლოდ ძლიერ მაღალი გამტარუნარიანობის შემთხვევაში. ამ დახასიათებას ძლიერ მოერგებოდა გუმბათის ტიპის შენახვის მეთოდი, ადგილი არ ექნებოდა დროში შეყოვნებას და არც წნევის პროფილის გადასვლას საცავში. საცავში არსებული წნევები ყოველთვის ერთ დონეზე შენარჩუნდებოდა. ჩაჭირხნის პროცესი ნაჩვენებია ნახ. 39-ზე მოცემული ლურჯი ხაზით.

4.1. წყლოვანი ზედაპირის მქონე გაზსაცავის შემთხვევა

ჩაჭირხნის პროცესის უფრო რეალური ტიპი ნაჩვენებია ნახ. 40-ზე. ნახაზი განკუთვნილია იმ მოცულობითი საცავებისთვის, რომელთა გამტარუნარიანობის კოეფიციენტები საცავის ნორმის ფარგლებშია შესაძლებელი. ლურჯი ხაზი კვლავ წარმოადგენს წნევის შემცირების მრუდს საცავისთვის. ჩაჭირხნის პერიოდი იქნება **A**-დან **B**-მდე. **B** წერტილში საცავი შევსებულია და წნევა მნიშვნელოვნად მაღალია წნევის შემცირების მრუდთან შედარებით. წნევა არ არის გათანაბრებული საცავსა და ჭაში და არსებული წნევა მეტია საცავის დანარჩენ ნაწილში. ჩაჭირხნის ციკლის ბოლოს საცავები, როგორც წესი, იკეტება დროის გარკვეული პერიოდისთვის, რომელიც შესაძლებელია ტიპური პერიოდი იყოს 15-დან 30 დღემდე. დახურვის პერიოდის ერთ-ერთ მიზეზს წარმოადგენს ის, რომ წნევების მოცულობას უნდა მიეცეს გათანაბრების საშუალება, რათა შესაძლებელი იყოს არსებული გაზის მოწყობილობის შემოწმება.

ნახ. 40-ზე ასეთი დახურვის პერიოდი წარმოადგენილია აღმავალი ხაზით **B**-დან **C**-მდე. აქედან ჩანს, რომ არსებობს წნევის გარკვეული ვარდნა დახურვის პერიოდის დროს. ამ პერიოდის ბოლოს წნევა ჩნდება **C** წერტილზე. წერტილი **C** კვლავ იმყოფება წნევის შემცირების

მრუდზე, რაც მიუთითებს იმას, რომ წნევა სრულად არ არის გათანაბრებული საცავში.



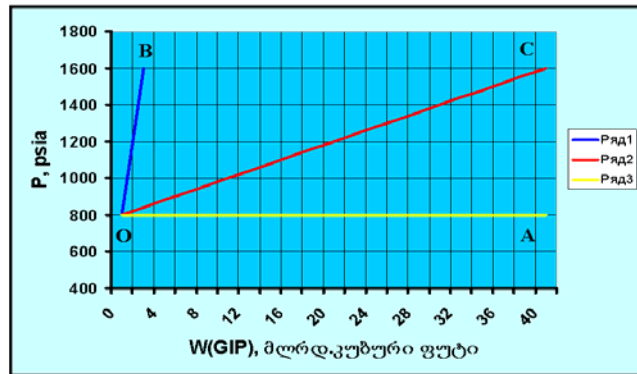
ნახ.40. მოცულობითი საცავის ტიპური გაზის ჩაჭირხვნა-ამოღების ციკლი

ნახ.40-ზე გაზის ამოღების პერიოდი ნაჩვენებია C-დან D-მდე გავლებული წირით. როდესაც ხდება გაზის ამოღება, წნევა ჭაბურღილში ეცემა წნევის შემცირების მრუდის ქვემოთ. ეს გრძელდება D წერტილამდე. D წერტილი გვიჩვენებს წნევას ჭაში გაზის ამოღების დასრულების შემდეგ. წნევა მნიშვნელოვნად დაბალია წნევის შემცირების მრუდზე, რაც მიუთითებს, რომ წნევა საცავში არ არის გათანაბრებული. ამ სიტუაციაში, როგორც წესი, მიღებულია, რომ დახურვის პერიოდით დასრულდება გაზის ამოღების სეზონი. ეს პერიოდი ნახაზზე წარმოდგენილია D-დან A წერტილამდე გავლებული წირით. ამ დახურვის პერიოდის დროს წნევა იწევს D წერტილიდან A წერტილამდე. მიუხედავად იმისა, რომ ეს წნევის მნიშვნელოვან ზრდას იწვევს და მიუთითებს საცავში წნევის გარკვეულწილად გათანაბრების, წნევა D წერტილიდან კვლავ დაბლაა წნევის შემცირების მრუდზე. ეს კი ნიშნავს, რომ საცავში წნევა მთლიანად არ არის გათანაბრებული.

4.2. წყალსადაწნეო გაზსაცავის რეჟიმი

ნახ. 41-ზე ნაჩვენებია მოცულობითი შემნახველი საცავის მახასიათებლები გაზის ჩაჭირხნის და ამოღების ციკლების დროს, რაც

საკმაოდ კომპლექსურ ციკლს წარმოადგენს საცავისთვის დამახასიათებელი გარდამავალი პირობების გამო. ნახ.40-ზე ნაჩვენებია წნევის შემცირების მრუდი მოცულობითი საცავისთვის. რაც შეეხება კოლექტორს ანუ საცავს მძლავრი წყალსადაწნეო რეჟიმით, მას წნევის შემცირების საკმაოდ განსხვავებული ტიპის მრუდი გააჩნია.



ნახ. 43. წნევის შემცირების მრუდები წყალსადაწნეო რეჟიმზე მომუშავე საცავისათვის

მოცულობითი საცავის შემთხვევაში, როდესაც მოხდება საცავის გაზისაგან სრული დაცლა, წნევა ეცემა ნულამდე. ამ შემთხვევაში წყალსადაწნეო საცავებისთვის განუყოფელ ნაწილს წარმოადგენს წნევა, იგი დამოკიდებულია საცავის სიღრმეზე და შეიძლება გამოითვალოს. ნახ. 41-ზე წერტილი O გვიჩვენებს სწორედ ამ წერტილს. თუ საცავი დიდ სიღრმეზე იქნებოდა მოთავსებული, მაშინ წერტილი O გრაფიკზე წნევაზე მაღლა აღმოჩნდებოდა.

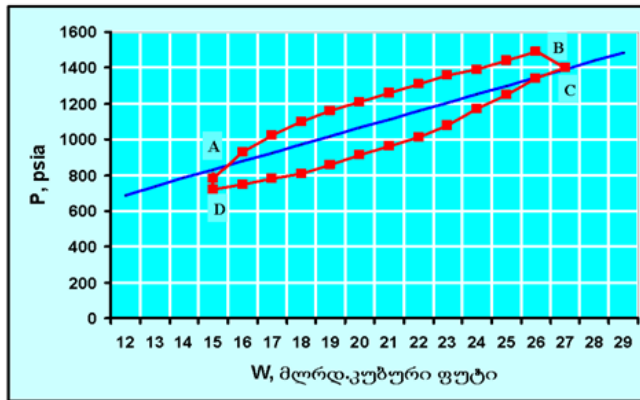
როდესაც საცავი იცლება, წყალი შედის და ავსებს მას. მაშინ საცავი გადაიქცევა შესანახ მოწყობილობად და მასში შედის გაზი, ჩაჭირხნული გაზი გამოდევნის წყალს და ამის შედეგად რჩება უფრო მეტი მოცულობა გამტარუნარიან ქვიშაში გაზის შესაკავებლად. წყლის უკან გამოდევნის პროცედურა ხორციელდება ორი მექანიზმის მეშვეობით. პირველი: ამოვატრიალოთ ქვაბი წყლით სავსე ცისტერნაში და შევუშვათ ჰაერი. შეშვებული ჰაერი გამოდევნის წყალს და ქვაბში არსებული ჰაერით ხდება წნევის ბალანსირება წყლის სვეტის

ჰიდროსტატიკური დაწნევის ხარჯზე. მეორე მექანიზმს წარმოადგენს ის, რომ გაზის წნევა ფაქტობრივად კუმშავს წყალს მცირე მოცულობამდე.

ნახ. 41-ზე წირი **OA** წარმოადგენს წყალსადაწნეო საცავს, რომელსაც წყლის გარკვეული საწყისი მოცულობა გააჩნია. როდესაც საცავში ხდება გაზის შეშვება, წნევის ცვლილება არ არის შესამჩნევი. აქ პირობები ისეთია, რომ მცირე რაოდენობით გაზის შეშვება იწვევს წნევის საწყის ზრდას. ეს, რა თქმა უნდა, არ არის გამართლებული არც ტექნიკურად და არც ეკონომიკურად. წნევის შემცირების მრუდები წყალსადაწნეო საცავებისთვის სწორედ ამ ორ ექსტრემალურ წერტილს შორისაა (წირი **OC**).

ნახ. 42-ზე ნაჩვენებია ოპერაციული ციკლი ტიპური წყალსადაწნეო საცავისთვის. ეს დიაგრამა მსგავსია მოცულობითი საცავისთვის განკუთვნილი დიაგრამის ოპერაციული ციკლისა, რომელიც მოცემულია ნახ. 40-ზე, თუმცა, მიუხედავად ამ მსგავსებებისა, არსებობს მნიშვნელოვანი განსხვავებებიც მათ შორის. ორივე შემთხვევაში წყვეტილი ხაზი მიუთითებს საცავის წნევის შემცირების მრუდზე. მოცულობითი საცავის შემთხვევაში ეს წირი გადის წინა გრაფიკზე, ხოლო წყალსადაწნეო საცავის შემთხვევაში – არა.

ნახ.42-ზე ჩაჭირხნის პერიოდი წარმოდგენილია წირით **B**. ამ წირის პირველი მონაკვეთი შეიძლება ოდნავ დამრეცი იყოს, ვიდრე იგივე წირი ნახ. 40-ზე. ეს წარმოადგენს წყლის შეჭრის შედეგს დაბალწნევიანი პერიოდის დროს, როდესაც ხდება გაზის მცირე რაოდენობით შეშვება. წნევა წერტილში **B** მაღალია, რადგან წნევამ ვერ მოასწრო ჰაერის მთლიანად უკუგამოდევნა. წირი **BC** გვიჩვენებს დახურვის პერიოდს ჩაჭირხნის შემდეგ. ამ პერიოდის დროს წნევა მნიშვნელოვნად ეცემა. ჩაკეტვის შემდეგ პუნქტზე **C** წნევა კვლავ მაღალია, ვიდრე მოცულობითი საცავის შემთხვევაში. ეს ნაწილობრივ იმის გამო ხდება, რომ წნევა არ არის გათანაბრებული საცავის იმ მონაკვეთში, სადაც ფიქსირდება გაზი. ამის მიზეზი შეიძლება იყოს ის, რომ გაზმა ვერ მოახერხა წყლის მთლიანად უკუგამოდევნა საბალანსო დონემდე.

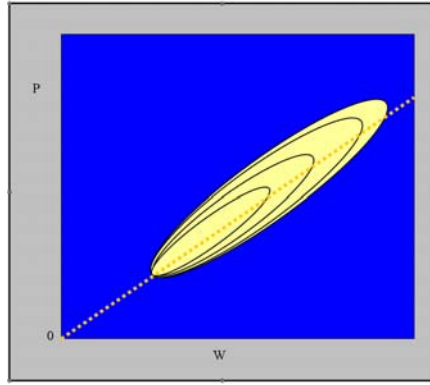


ნახ. 42. წნევის ვარდნა ზოგიერთი მართვადი საცავების შემთხვევაში

წირი **CD** გვიჩვენებს გაზის გამოდევნის ციკლს. ამ პერიოდის ბოლოს წერტილში **D** გვაქვს უფრო დაბალი წნევა, ვიდრე მოცულობითი საცავის შემთხვევაში, რისი მიზეზიც შეიძლება იყოს ის, რომ წყალმა მთლიანად არ შეავსო გაზის მიერ დატოვებული ფორები, ეს კი გაზისთვის ხელმისაწვდომ მოცულობას უფრო დიდს ხდის. წირი **DA** აღნიშნავს დახურვის პერიოდს გაზის ამოღების სეზონის შემდეგ. ამ დახურვის პერიოდის განმავლობაში წნევა ჭაბურღილში იწევს **A** წერტილში.

განვიხილოთ შემნახველი საცავის განვითარება. ნახ. 40-ზე და 42-ზე ნაჩვენებია ის საცავები, რომლებიც უკვე გამოიყენება გაზის შემნახველ საშუალებად, აღწევს სტაბილური და განმეორებადი ოპერაციების ციკლს და არ ჟონავს. მოცულობითი საცავის შემთხვევაში წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულებას ექნება ისეთი სახე, რომელიც წარმოდგენილია ნახ. 43-ზე.

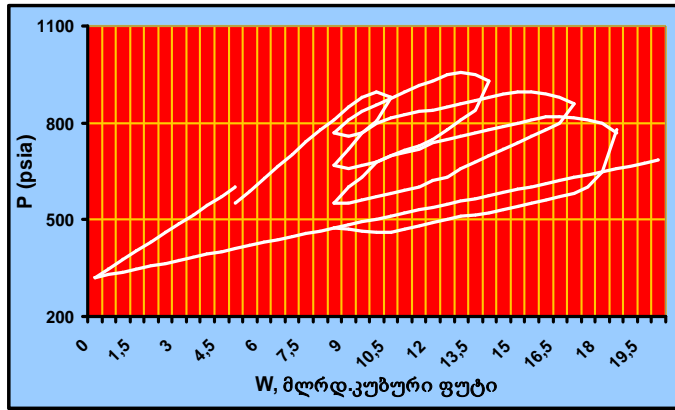
ბუფერული გაზის შეშვების შემდეგ მუშა გაზის ნაწილის შეშვება ხორციელდება პირველ წელიწადს. გაზის შეშვების სეზონის შემდეგ ხდება იმ მცირე რაოდენობის გაზის ამოღება, რომელიც ადრე იყო შეშვებული. მეორე წელს ხდება ამოღებული მუშა გაზის ხელახალი შეშვება. ეს მოდელი შეიძლება დაცულ იქნეს ორი ან ორზე მეტი წლის განმავლობაში, სანამ მუშა გაზი სრულად არ იქნება შეშვებული. მას შემდეგ, რაც შეშვებული იქნება მუშა გაზის მთლიანი მოცულობა, მოწყობილობა იმუშავებს ისე, როგორც მოცემულია ნახ. 43-ზე.



ნახ. 43. მოცულობითი შემნახველი საცავის შექმნა

ნახ. 44-ზე აღწერილია ბუფერული გაზის შეშვების პროცესი ერთ უწყვეტ ოპერაციად ერთი სეზონის დროს. შემდეგ საცავი რჩება უმოქმედოდ მომდევნო ჩაჭირხნამდე. თითოეული სეზონისთვის გაზის შეშვების რაოდენობა შეიძლება გამოითვალოს გაზის საჭიროების მიხედვით. გაზის მოცულობა შესაძლებელია ასევე შეიზღუდოს, რათა წყლის ჭავლის შეშვება მოხდეს გაზის ჩაჭირხნასთან ერთად. ნებისმიერ შემთხვევაში საცავი იკეტება პირველი ჩაჭირხნის სეზონის ბოლოს და, შესაბამისად, წნევაც მცირდება. ამის შემდეგ, ბუფერული გაზის დარჩენილი ნაწილი და მუშა გაზის მცირე ნაწილის შეშვება ხდება მეორე სეზონის დროს. ამ დროს წნევისა და მოცულობის ურთიერთხემოქმედების ციკლები ინაცვლებს დიაგრამის მარჯვენა მხარეს და უახლოვდება წნევის შემცირების მრუდს წყლის უწყვეტი გამოდევნის ხარჯზე. რამდენიმე ციკლის შემდეგ ოპერაცია მიიღებს ნახ. 44-ზე ნაჩვენებ გრაფიკს.

ჩვენ განვიხილეთ ჟონვადი საცავები. წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულების ამსახველი აღწერილი დიაგრამები განკუთვნილია იმ საცავებისთვის, რომლებიც საერთოდ არ ჟონავდა. რადგან საცავები მოქმედებს ციკლების მიხედვით, იმავე (ან მსგავსი) პროცესების შედარება შეიძლება მოხდეს უშუალოდ ციკლში ორი სხვადასხვა წლისთვის. W_{HCPV}



ნახ.44. წყლოვანი ჰორიზონტიანი საცავის განვითარება დროში

გაზის ჩაჭირხნა საცავში ხდება ნახშირორჟანგის გაზისათვის ხელმისაწვდომ ფოროვან სივრცეებში. ამას ეწოდება ჰიდრონახშირბადის ფორული მოცულობა (**Hydrocarbonporevolume** - W_{HCPV}). თუ W_{HCPV} , საცავის წნევა და ტემპერატურა ცნობილია, შეიძლება გამოითვალოს გაზის რაოდენობა საცავში. შესაბამისად, თუ ცნობილია გაზის მოცულობა, საცავის ტემპერატურა და წნევა, შესაძლებელია W_{HCPV} -ს განსაზღვრა. ამ პრობლემის თავიდან აცილების ერთ-ერთ მეთოდს წარმოადგენს უფრო მეტი გაზომვების ჩატარება, რომლებიც არ მოითხოვს დროის ძალიან დიდ პერიოდს.

მოვახდინოთ [99,100]-ის შესაბამისად და მივიღოთ მოდიფიცირების განტოლება. ამისათვის გაზის ძირითადი კანონით გვექნება:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1 Z_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2 Z_2}, \quad (4.1)$$

სადაც P არის წნევა; V - მოცულობა; T - ტემპერატურა; Z - კუმშვის კოეფიციენტი (უნივერსალური ფაქტორი).

თუ ამ განტოლებას გამოვიყენებთ შემდეგი პირობის დროს, გვექნება:

$$\begin{cases} \frac{P_S Q_1}{T_S} = \frac{P_1 W_{HCPV}}{Z_1 T_R}; \\ \frac{P_S Q_2}{T_S} = \frac{P_2 W_{HCPV}}{Z_2 T_R}. \end{cases} \quad (4.2)$$

სადაც Q_1 და Q_2 , შესაბამისად არის, მოცულობები საცავში დროის პირველ და მეორე მომენტებში; P_s - სტანდარტული წნევა; T_s - სტანდარტული ტემპერატურა თვისებრივი რანკინისათვის; P_1 და P_2 - წნევები საცავში დროის პირველ და მეორე მომენტებში; T_R - სტანდარტული ტემპერატურა, გრადუსში რანკინისათვის; Z_1 და Z_2 - შესაბამისად კუმშვადობის ფაქტორი დროის პირველ და მეორე მომენტებში.

აქედან:

$$Q_1 - Q_2 = \frac{T_s \cdot W_{HCPV}}{P_s T_R} \left[\left(\frac{P}{Z} \right)_1 - \left(\frac{P}{Z} \right)_2 \right], \quad (4.3)$$

საიდანაც W_{HCPV} -თვის გვექნება:

$$W_{HCPV} = \frac{P_s T_R (Q_1 - Q_2)}{T_s \left[\left(\frac{P}{Z} \right)_1 - \left(\frac{P}{Z} \right)_2 \right]}. \quad (4.4)$$

განტოლება (4) არ არის დამოკიდებული საცავში შენახული გაზის გაანგარიშებულ რაოდენობაზე. დროის ეს პერიოდი შეიძლება გაგრძელდეს 4 ან 5 დღე. ამ პერიოდის განმავლობაში გაჟონვის დონე ხშირად არ არის ისეთი მნიშვნელოვანი რაოდენობის, რომელმაც შესაძლებელია გავლენა იქონიოს შედეგებზე. როდესაც ცნობილი იქნება W_{HCPV} , საცავში დარჩენილი გაზის საერთო რაოდენობა შეიძლება გამოითვალოს შემდეგნაირად:

$$W_{GIP} = \frac{P_R \cdot W_{HCPV} \cdot T_s}{T_s T_R Z_R}. \quad (4.5)$$

ეს პროცედურა ეფექტურია მოცულობითი საცავის შემთხვევაში, ხოლო წყალსადაწნეო საცავის შემთხვევაში W_{HCPV} -ის მაჩვენებელი იცვლება გაზის ჩაჭირხნისას ან ამოღებისას, რაც დამატებით გართულებებს ქმნის. ამის ერთ-ერთ გადამწყვეტ ამოცანას წარმოადგენს W_{HCPV} -ის ცვლილების რაოდენობის შეფასება გაზის ჩაჭირხნის ან ამოღების პერიოდების დასაწყისისა და დასასრულისათვის. გაზის ძირითადი განტოლების გამოყენების შემთხვევაში მივიღებთ შემდეგ პირობას:

$$Q_1 = \frac{T_S P_1 \cdot W_{HCPV-1}}{P_S T_R Z_1}; \quad (4.6)$$

$$Q_2 = \frac{T_S P_2 \cdot W_{HCPV-2}}{P_S T_R Z_2}; \quad (4.7)$$

$$\Delta Q = Q_1 - Q_2 = \frac{T_S}{P_S T_R} \left(\frac{P_1 \cdot W_{HCPV-1}}{Z_1} - \frac{P_2 \cdot W_{HCPV-2}}{Z_2} \right), \quad (4.8)$$

საიდანაც

$$\frac{T_S}{P_S T_R} = \left(\frac{Q_1 Z_1}{P_1 \cdot W_{HCPV-1}} \right); \quad (4.9)$$

$$\Delta Q = \frac{Q_1 Z_1}{P_1 \cdot W_{HCPV-1}} \left(\frac{P_1 \cdot W_{HCPV-1}}{Z_1} - \frac{P_2 \cdot W_{HCPV-2}}{Z_2} \right); \quad (4.10)$$

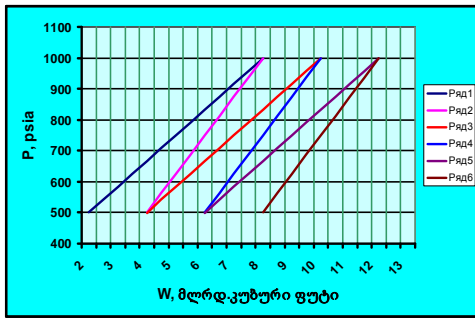
$$Q_1 = \frac{\Delta Q P_1 \cdot W_{HCPV-1}}{Z_1 \left(\frac{P_1 \cdot W_{HCPV-1}}{Z_1} - \frac{P_2 \cdot W_{HCPV-2}}{Z_2} \right)}; \quad (4.11)$$

$$Q_1 = \frac{\Delta Q \left(\frac{P}{Z} \right)_1}{\left(\frac{P}{Z} \right)_1 - \left(\frac{P}{Z} \right)_2 \cdot \frac{W_{HCPV-2}}{W_{HCPV-1}}}. \quad (4.12)$$

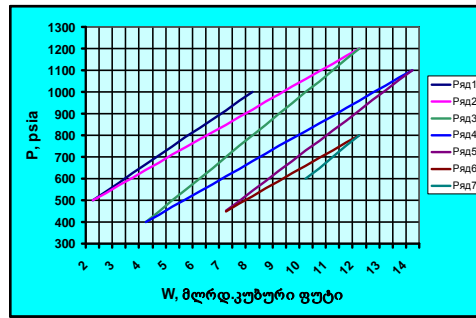
სტაბილურ და არაგაჟონვად საცავებში, სადაც გაზის გაზომვა ხელსაყრელია, წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულების ციკლი იმუშავებს იმავე ზოგადი არეალისტვის დროის გრძელვადიანი პერიოდის განმავლობაში. თუ საცავში მოხდა გაზის გაჟონვა ან, თუ გაზომვისას დაშვებულმა შეცდომებმა გამოიწვია ხარვეზები მოწყობილობაში, მაშინ წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულების ციკლი გადაინაცვლებს მარცხენა მხარეს, რომელიც ნაჩვენებია ნახ. 45,ა-ზე. თუ საცავის გარედან ხდება გაზის გაჟონვა, წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულების ციკლი გადაინაცვლებს მარჯვნივ, რომელიც ნაჩვენებია ნახ. 45,ბ-ზე.

ზოგ შემთხვევაში გაჟონვის მოცულობა იმდენად დიდია, რომ განტოლების (4) შედეგად მიღებული შედეგები შეიძლება იყოს მცდარი. ეს შეიძლება განისაზღვროს მოცულობით საცავში, რადგან გაზის

ჩაჭირხნისა და ამოღების დროს გამოთვლილი W_{HCPV} -ის მნიშვნელობები შეიძლება განსხვავდებოდეს. გაზის ამოღების დროს გამოთვლილი W_{HCPV} -ის მნიშვნელობები შეიძლება იყოს უფრო დაბალი, ვიდრე გაზის ჩაჭირხნის დროს გამოთვლილი W_{HCPV} -ის მნიშვნელობები. ნახ. 45,ბ-ზე ნაჩვენებია საცავი, რომელშიც ფიქსირდება დიდი გამონაჟონი.



ა



ბ

ნახ.45. ა. საცავის გაზის გაჟონვის პირველი მაგალითი: 1) 4/2011-9/2010; 2) 9/2010-4/2010; 3) 4/2010-9/2009; 4) 9/2009-4/2009; 5) 4/2009-9/2008; 6) 9/2008-4/2008 ; ბ. საცავის გაზის გაჟონვის მეორე მაგალითი: 1) 9/2005-4/2006; 2) 4/2006-9/2006; 3) 9/2006-4/2007; 4) 4/2007-9/2007; 5) 9/2007-4/2008; 6) 4/2008-9/2009; 7) 9/2009-4/2009

ნახ. 47,ბ-ზე ნაჩვენებია გაზის ჩაჭირხნის და ამოღების სეზონებისთვის ჩატარებული W_{HCPV} -ის გაანგარიშების სერია, რომლის შედეგებია მოცემულია ცხრილ 28-ში. ცხრილიდან ჩანს, რომ W_{HCPV} -ს გამოთვლილი მნიშვნელობები ძლიერ განსხვავდება. ბოლო გაანგარიშება მოიცავს 4-წლიან პერიოდს, რომლის დროსაც გაჟონვის ეფექტი საკმაოდ ძლიერია. ცხრილ 28-ში მოცემული შედეგები არ არის საბოლოო.

ცხრილი 28

W_{HCPV} -ს გაანგარიშება გაჟონვის არარსებობის შემთხვევაში

გამოცდის მონაცემები № 1	გამოცდის მონაცემები № 2	სტაბილური წნევა №1, psig	სტაბილური წნევა №2, psig	გაზის ჩაჭირხნა ან ამოღება, ათასი ფუტ ³ /დღე-ღამეში	გაანგარიშებული W_{HCPV} , ათასი ფუტ ³ /დღე-ღამეში
9/2004	4/2006	480,3	334,9	-334,248	30,55
4/2005	9/2006	334,9	520,3	606,441	40,16

9/2005	4/2007	520,3	356,5	-452,643	36,32
4/2006	9/2007	356,5	493,3	436,543	42,14
9/2007	4/2008	493,3	359,3	-360,944	35,54
4/2008	9/2008	359,3	472,3	352,467	42,48
9/2008	5/2009	472,3	311,7	-409,693	34,08
5/2009	10/2009	311,7	506,4	605,717	41,31
10/2009	5/2010	506,4	414,0	-258,385	36,46
5/2010	11/2010	414,0	259,0	-154,777	13,60

ლოგიკურია, რომ გაჟონვის დონე საცავში განსხვავდება წნევების მიხედვით. თუმცა საცავის დინამიკური ოპერაციის დროს არსებობს გონივრული შესაძლებლობა იმისა, რომ საშუალო წნევა საცავში გაზის გამოშვების ციკლის დროს (ნოემბრიდან მარტამდე) საკმაოდ ახლოს იყოს გაზის ჩაჭირხნის ციკლის დროს (აპრილიდან ოქტომბრამდე) დადგენილ საშუალო წნევასთან. ამ მოსაზრების გამოყენებით შეიძლება ჩატარდეს W_{HCPV} -ის გაანგარიშება ცხრილ 28-ში ჩამოთვლილი თითოეული წყვილისთვის.

ცხრილ 29-ში მოცემულია ამ გაანგარიშების შედეგები.

ცხრილი 29

W_{HCPV} -ს გაანგარიშება გაჟონვის შემთხვევაში, თუ გვაქვს 201 ათასი

ფუტი³/დღე-ღამეში

გამოცდის მონაცემები № 1	გამოცდის მონაცემები № 2	სტაბილური წნევა №1, პსია	სტაბილური წნევა №2, პსია	საშუალო წერტილი ინტერვალში დღეებში	მოცულობის სავარადო W_{GIP} , ათასი ფუტი ³ /დღე-ღამეში	W_{GIP} -ს გაანგარიშებული, ათასი ფუტი ³ /დღე-ღამეში
9/2005	4/2006	480,3	334,9	215	-377,463	34,497
4/2006	9/2006	334,9	520,3	158	574,683	40,903
9/2006	4/2007	520,3	356,5	206	-494,049	39,643
4/2007	9/2007	365,5	493,3	146	407,197	39,306
9/2007	4/2008	493,3	359,3	219	-404,963	39,876
4/2008	9/2008	359,3	472,3	162	329,905	38,665
9/2008	5/2009	472,3	311,7	219	-453,712	37,744
5/2009	10/2009	311,7	506,4	167	572,150	39,025
5/2009	5/2010	506,4	414,0	212	-300,997	42,470
5/2010	11/2010	414,0	259,0	189	445,021	39,113

ცხრილში, თითოეული წყვილისთვის ნაჩვენებია წნევის ტესტებს შორის არსებული დროის ინტერვალები. გაჟონვის მაჩვენებელს წარმოადგენს ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში, რომელიც გამრავლებულია წნევის ტესტებს შორის არსებული დღეების რაოდენობაზე, წერტილებს შორის არსებული შესაძლო საერთო გაჟონვის მაჩვენებლის მისაღებად. ამ საერთო გაჟონვის შეკვეცა ხდება ალგებრული მეთოდით ჩაჭირხნული და ამოღებული გაზიდან. შემდეგ გამოითვლება W_{HCPV} -ის თითოეული წყვილი პუნქტისთვის. ეს წარმოადგენს საცდელ და მცდარ პროცედურას, რომელიც გრძელდება მანამ, სანამ არ მიიღება W_{HCPV} -ის საუკეთესო და თანამიმდევრული მონაცემები. ამ შემთხვევისთვის გამოყენებულია კრიტერიუმების შემდეგი მნიშვნელობა: $\sum (W_{HCPV(i)} - W_{HCPV(avg)})^2$.

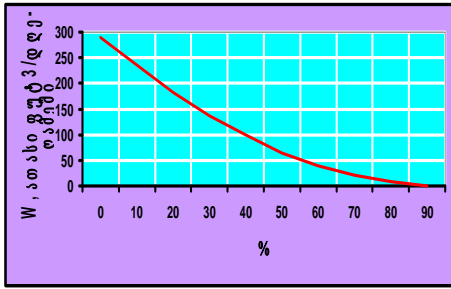
ამგვარად, გაანგარიშებისათვის გაჟონვა მიიღება 201 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში, თუმცა ასეთი გაჟონვა მცირეა აბსოლუტური მნიშვნელობით საცავისათვის, მაგრამ მაინც მეტად მნიშვნელოვანია.

თავი 5. მიწისქვეშა საცავის მახასიათებლები

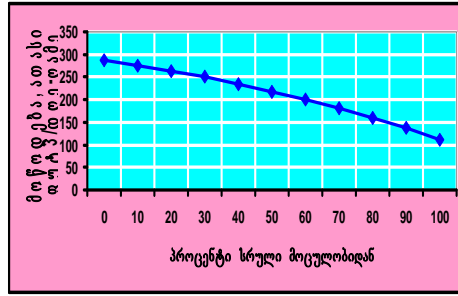
საცავის თითოეულ კომპონენტს საკუთარი მახასიათებელი გააჩნია. როდესაც კომპონენტები ერთიანდება ერთ დასრულებულ სისტემაში, იგი იძენს ამ კომპონენტების ზოგიერთ თვისებრივ მახასიათებელს და გადაიქცევა მახასიათებლებისა და თვისებების ერთ უნიკალურ კომპლექტად. ამჟამად, როგორც წესი, გამოიყენება ორი კრიტერიუმი. ერთ-ერთი კრიტერიუმია ფილტრაციული თვისებები ანუ გატარების უნარიანობა, პროცესი, როდესაც შესაძლებელია გაზის გამოყოფა ანუ პროდუქტიულობა. ეს გაზის ის მაქსიმალური რაოდენობაა, რომლის მიღებაც ყოველდღიურადაა შესაძლებელი. მეორე კრიტერიუმს წარმოადგენს გაზის მუშა მოცულობა.

5.1. საცავის მახასიათებლები და ტიპები

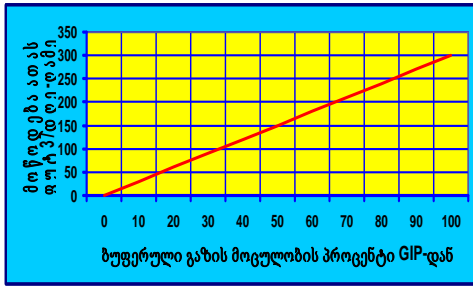
როდესაც გარკვეულ საცავში პირველად იწყება გაზის ჩაჭირხნის პროცესი, ამ დროს საცავის წნევა მაქსიმუმს აღწევს, ხოლო იმ შემთხვევაში, როდესაც მოხდება საცავიდან გაზის ამოღება, საცავში წნევა შემცირდება, რაც, თავის მხრივ, იწვევს საცავში გაზის ხარჯის შემცირებას. მას შემდეგ, რაც მოწყობილობაში დასრულდება გაზის ამოღების პროცესი, გაზის უნარიანობა შემცირდება ნულამდე (ნახ.46,ა). აბსცისთა ღერძი წარმოადგენს ადგილზე არსებული ამოღებული გაზის საერთო რაოდენობის პროცენტს. მრუდი დაახლოებით უახლოვდება ნულს მთლიანი გაზის 85 პროცენტისათვის. ამის მიზეზია ის რომ ადგილზე დარჩენილი გაზის გარკვეული რაოდენობა ითვლება არაეფექტურად. ხშირად მიიღება ემპირიული თეორემა - ადგილზე დარჩენილი საერთო გაზის დაახლოებით 15 პროცენტი - არაპროდუქტიურებადია [101].



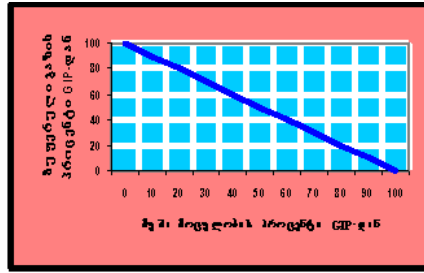
ა



ბ



გ



დ

ნახ. 46. ა) ტიპური საცავის მოწოდების მრუდი; ბ) ტიპური ობიექტის მოწოდების მრუდი; გ) ურთიერთდამოკიდებულება მუშა და ბუფერულ გაზს შორის; დ) ბუფერული გაზის ეფექტი

ნახ. 46,ა-თან დაკავშირებით, დაშვებულია ზოგიერთი პირობა, რომელთა მიხედვითაც ეს ნახაზი შედგენილია იმ საცავისათვის, რომელიც გაიბურღა ჭებთან ერთად და რომელიც საჭიროა მხოლოდ შემნახავი გაზსაცავის დანიშნულებისთვის. ასევე გასათვალისწინებელია ის, რომ გაზის გამომუშავების რეალური ექსპლუატაცია მოითხოვს ჩაჭირხნას გარკვეულ ცალკეულ წერტილში, რასაც შედეგად მოსდევს გაზის მიღების უნარიანობის საფეხურებრივი ზრდა.

კუმულაციურ უნარიანობასა და გაზის მიღების უნარიანობას შორის დამოკიდებულება წრფივია, თუმცა არსებობს გარკვეული გადახრაც. წრფივობის ნაკლოვანების მიზეზს წარმოადგენს ის ფაქტი, რომ ჭაში ნაკადის განტოლება არაწრფივია - საცავის წნევა კვადრატშია. უფრო მაღალი წნევების შემთხვევაში, როდესაც საცავი სავსეა, საცავის წნევის კვადრატული წევრი მნიშვნელოვანია. ნებისმიერი რაოდენობის ცვლილების საცავის წნევა იწვევს გაზის უნარიანობის მნიშვნელოვან

ცვლილებას. დაბალი წნევის შემთხვევაში ადგილი აქვს აღნიშნული პროცესის საწინააღმდეგო შედეგს.

როდესაც მოწყობილობისთვის განისაზღვრება მუშა გაზის მოცულობა, ადგილი აქვს მსგავს დამოკიდებულებას. ნახ. 46,ბ-ზე ნაჩვენებია ამ პროცესის თვალსაჩინო ილუსტრაცია. ამ შემთხვევაში გაზის მიღების უნარიანობის მოცემული დონე განკუთვნილია მთლიანი საცავი მოწყობილობისათვის და არა მხოლოდ საცავისათვის. როდესაც საცავის ველი სავსეა, დაწნევაც მაღალია და გაზის მიღების უნარიანობა კერძო საცავისათვის შეადგენს დაახლოებით 292 ათას ფუტი³/დღეში (შემდგომი მსჯელობისათვის განვიხილავთ გარკვეულ კონკრეტულ გაზსაცავს). როდესაც ამოღებულია მუშა გაზის სრული მოცულობა, მაშინ გაზის მიღების უნარიანობა (იგივე კერძო შემთხვევისათვის) მცირდება 125 ათას ფუტი³ დღემდე [102].

შესაფასებად განვიხილოთ მნიშვნელობა – 292 ათასი ფუტი³/დღეში, ზამთრის სეზონის დასაწყისში მაქსიმუმის წნევისათვის [103]. ასეთი მსჯელობის მცდარი მხარეა ის, რომ საცავ მოწყობილობას რეალურად შეუძლია 292 ათასი ფუტი³/დღეში გაზის მოპოვება მხოლოდ ამოღების პირველ დღეს. მეორე დღეს, ასევე მომდევნო დღეებშიც, გაზის მიღების უნარიანობა იქნება ნაკლები, ვიდრე თავდაპირველად აღნიშნული კოეფიციენტი.

სისტემა შესაძლებელია მიესადაგოს ასევე პროდუქციის უნარიანობის საშუალო კოეფიციენტს გაზის ამოღების პერიოდის დროს ანუ 209 ათას ფუტი³/დღეში. ცხადია, ასეთი შემთხვევა სჯობს პირველ ალტერნატივას, მაგრამ ამ შემთხვევაშიც პროდუქციის უნარიანობა გადაჭარბებულია გაზის ამოღების სეზონის ბოლო ნახევრისთვის. ამიტომ რეკომენდებულია, რომ კოეფიციენტად ჩაითვალოს პროდუქციის უნარიანობა მუშა გაზის ბოლო გარკვეული ათასი ფუტი³ დღისათვის. აღნიშნულ მაგალითში ეს კოეფიციენტია 125 ათასი ფუტი³/დღეში. ეს ისეთი ტრადიციული და კონსერვატიული

კოეფიციენტი, რომელიც შეიძლება ზუსტად იყოს დაცული ან შესაძლებელია მოხდეს გადაჭარბებაც ზამთრის სეზონის დროს.

გაზსაცავ ველში არსებული მთლიანი გაზის მოცულობა შეიძლება დაიყოს მუშა (ეფექტურ) გაზად და ბუფერულ გაზად. ყოველი განსაკუთრებული საცავი მოწყობილობის მუშა გაზის მოცულობა უკუპროპორციულია ბუფერული გაზის მოცულობისა, როგორც ეს მოცემულია ნახ.46,გ-ზე. ამ წირის (და შესაბამისად განტოლების) თანახმად, გამოყენებულია საცავის მთლიანი მოცულობა. თუ საცავი მოწყობილობის მთლიანი მოცულობის მხოლოდ ნაწილი გამოიყენება, იგივე ურთიერთშეფარდება გვექნება საცავის მოცულობის გამოყენებული ნაწილისთვისაც, საბოლოო შედეგი კი არის ის, რომ საცავი მოწყობილობისათვის გამოყენებული გაზის მთლიანი მოცულობა უნდა იყოს ბუფერული ან მუშა გაზი. რაც უფრო მეტია საცავში ბუფერული გაზის მოცულობა, მით უფრო ნაკლებია მუშა გაზის მოცულობა [104].

ბუფერული გაზის მოცულობა ასევე გავლენას ახდენს პროდუქციის უნარიანობის კოეფიციენტზე. თუ საცავის მთლიანი მოცულობა გამოიყენება ბუფერული ან მუშა გაზისათვის ცალ-ცალკე, ბუფერული გაზის რაოდენობა არ მოახდენს გავლენას მოწყობილობის პროდუქციის უნარიანობაზე, რადგან საცავში უკვე არსებობს მუშა გაზი. ამასთან, ბუფერული გაზის რაოდენობა გავლენას ახდენს ამოღებული მუშა გაზის ბოლო კუბური ფუტის მოცულობაზე. რამდენადაც იგი წარმოადგენს კოეფიციენტს მოწყობილობისათვის, ბუფერული გაზის რაოდენობა ზემოქმედებს მოწყობილობის პროდუქციის უნარიანობის კოეფიციენტზე. ნახ. 46,დ-ზე ნაჩვენებია მსგავსი მაგალითი. თუ საერთოდ არ გვექნება ბუფერული გაზი, მაშინ მოწყობილობის პროდუქციის უნარიანობის პროცესი გაგრძელდება არსებული გაზის სრულ მიღებამდე. ამ შემთხვევაში პროდუქციის უნარიანობა იქნება ნულის ტოლი. შესაბამისად, მოწყობილობის კოეფიციენტიც გაუტოლდება ნულს. ამ მაგალითში ნაჩვენებია ერთი უკიდურესობა. მეორე უკიდურესობის შემთხვევაში

ბუფერული გაზი შეადგენს არსებული გაზის მთლიანი მოცულობის 100 %-ს. ეს ნიშნავს, რომ საერთოდ არ არსებობს მუშა გაზი და პროდუქციის უნარიანობის კოეფიციენტი 292 ათას ფუტი³/დღისათვის, შესაბამისად, არ გვექნება რეალური მუშა გაზის მოპოვება. უკიდურესობის ეს ორი მაგალითი გვიჩვენებს შესაძლებლობის ალტერნატივებს.

ამ ორ უკიდურესობას შორის ადგილი აქვს უფრო რაციონალურ შემთხვევას: რადგან ამასთან დაკავშირებით არ არსებობს რაიმე განსაკუთრებული მოთხოვნა ან შეზღუდვა, ბუფერული გაზის მოცულობა შეიძლება ვარიერებდეს საცავის მთლიანი მოცულობის 40 პროცენტსა და 70 პროცენტს შორის საცავების უმეტესი ნაწილისთვის.

საცავი მოწყობილობები იყოფა ორ კლასად: საბაზისო დატვირთვის საცავად და პიკურ საცავად. საბაზისო დატვირთვის მქონე საცავი წარმოადგენს ტიპს, რომელიც გამოიყენება ზამთრის სეზონის ადრეულ პერიოდში, საცავის საჭიროებისამებრ. საცავის ეს ტიპი, როგორც წესი, გამოიყენება რამდენიმე დღის განმავლობაში. იგი ხასიათდება მუშა გაზის შედარებით დიდი მოცულობით და შედარებით დაბალი პროდუქციის უნარიანობით.

პიკურ საცავ მოწყობილობას, მისგან განსხვავებით, გააჩნია ერთგვარად შეზღუდული მუშა გაზის მოცულობა და გაცილებით მაღალი პროდუქციის უნარი. ამ ტიპის საცავის მოწყობილობას ეწოდება ე.წ. „საბოლოო რესურსის“ საცავი. პიკური საცავი გამოიყენება ზამთრის სეზონის ყველაზე ცივ დღეებში, რათა შეივსოს დატვირთვის მრუდზე არსებული ის პიკები, რომლებიც ცარიელი დარჩა ნორმალური უზრუნველყოფის პირობების დროს.

მოწყობილობა შესაძლებელია გამოყენებულ იქნეს რამდენიმე საათის განმავლობაში გამოწვეული სიცარიელების შესავსებად და შემდეგ ჩაირთოს ჩაჭირხნის მომსახურებისთვის, საცავის ხელახლა შესავსებად.

საბაზისო დატვირთვის და პიკური მომსახურების განხილვისას საჭიროა სათანადო კრიტერიუმის მიღება იმის განსაზღვრისთვის, თუ

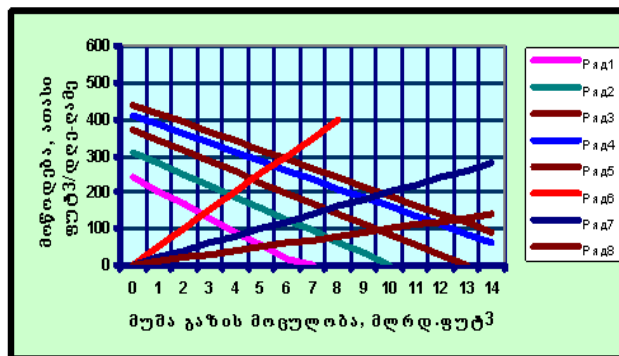
რომელია მათ შორის. ჩვენ მიერ მოცემული რეკომენდაციის თანახმად, საჭიროა ამ ახალი ფაქტორის განხილვა. უკვე არსებული რეკომენდაციის თანახმად, საცავი მოწყობილობის პროდუქციის უნარიანობის კოეფიციენტი წარმოადგენს საცავში არსებული მუშა გაზის ბოლო ათას კუბურ ფუტს. ამ მსჯელობის საფუძველზე, საცავიდან მუშა გაზის დაცლის დრო, მოწყობილობის საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობაზე, უნდა გამოვიყენოთ ზემოთ აღნიშნულ კრიტერიუმად. შეიძლება დასჭირდეს 80 დღე საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობის დაცლისთვის. რამდენიმე საცავი მოწყობილობის ტესტირების შედეგად შეიძლება დავასკვნათ, რომ საბაზისო დატვირთვის მოწყობილობას ჩვეულებრივ ის მახასიათებლები გააჩნია, რომლებიც მოითხოვს დაახლოებით 70-დან 120 დღეს დაცლისთვის. ამის გათვალისწინებით, რომ პიკური საცავები მოითხოვს 5-დან 25-მდე დღეს საცავის მუშა გაზისგან დაცლისთვის, რეკომენდებულია შემდეგი კლასიფიკაციის გამოყენება: პიკური მოწყობილობა, ეს არის მოწყობილობა, რომელიც მოითხოვს 30 დღეზე ნაკლებს მუშა გაზის საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობის დაცლას; საშუალო დიაპაზონი ისეთი მოწყობილობებია, რომლებიც მოითხოვს 30-დან 80 დღეს მუშა გაზის საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობის დაცლისას; საბაზისო დატვირთვის მოწყობილობები მოითხოვს 80 დღეზე მეტს მუშა გაზის საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობის დაცლისას [105].

ზემოთ აღნიშნული კრიტერიუმებიდან გამონაკლისს წარმოადგენს ის მაქსიმალური დრო, რომელიც საჭიროა საცავის დაცლისთვის მისი საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობისას. საცავის მოწყობილობის უმეტესი ნაწილის დაცლის კოეფიციენტი წარმოადგენს 120 დღეს ან უფრო ნაკლებს. როდესაც შეთავაზებული მოწყობილობის დაცლის კოეფიციენტი შეადგენს 150 ან 175 დღეს, ან უფრო მეტს, მნიშვნელოვანია, როგორია მოწყობილობის მიზნობრივად გამოყენება.

5.2. მიწისქვეშა საცავი მოწყობილობების დატვირთვის პროცესი

საცავები წარმოადგენს მოწყობილობებს, რომელთაც გააჩნია ისეთი მახასიათებლები, რომელთა თავის არიდება შეუძლებელია. ამის მიუხედავად, შესაძლებელია საცავის სხვადასხვა კომპონენტის იმგვარად მოდიფიცირება, რომ საცავის მოწყობილობა მთლიანად შეესაბამებოდეს მოცემული სიტუაციის საჭიროებებს.

ნახ. 47-ზე ნაჩვენებია, თუ როგორ შეიძლება გამოვიყენოთ ჭის ყელზე დაწნევა და ბუფერული გაზის რაოდენობა, რათა საცავის მოწყობილობა გარდავექმნათ პიკურ ან საბაზისო დატვირთვის მოწყობილობად. ეს გრაფიკი არის იმ საცავის მაგალითის ილუსტრირება [106], რომლის ადგილზე დაგროვილი გაზის მოცულობაც შეადგენს 22.1 მილიარდ სტანდარტულ კუბურ ფუტს.



ნახ. 47. № 1 საცავის მახასიათებელი: 1. 1000 პსია; 2. 800 პსია; 3. 600 პსია; 4. 400 პსია; 5. 200 პსია; 6. 20 დღე; 7. 50 დღე; 8. 100 დღე

განვიხილოთ გაბურღული და შემდეგ გამოცდილი ოთხი წინასწარი ჭა. ჩატარებული გამოცდებიდან მიღებული ინფორმაცია გამოყენებულ იქნა თორმეტი დამატებითი ჭის ბურღვის მოდელის შესაქმნელად. სამომავლოდ გასაბურღი დამატებითი თორმეტი ჭის მახასიათებელი შეფასდა ტრადიციული მეთოდების გამოყენებით და ხელახლა იქნა შეფასებული ჭების კოეფიციენტები.

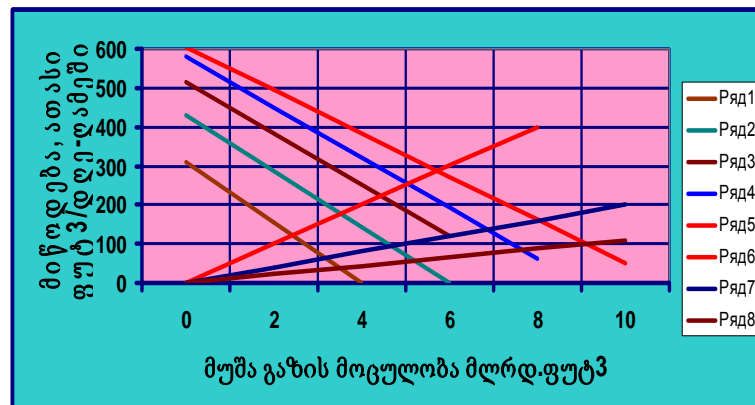
განვიხილოთ ჩვენ მიერ შემოთავაზებული მეთოდი. როდესაც საცავი სავსეა გაზით, ჩაკეტილი ზედაპირული დაწნევა შეადგენს 1365 psia-ს.

განგარიშებულ და შედგენილ იქნა წნევის შემცირების მრუდი იმის დემონსტრირებისთვის, თუ რა დონეზეა წნევა, როდესაც საცავი გაზისგან იცლება (სრული ინფორმაცია გამოყენებულ იქნა EIA-ს []). ნახ. 2-ზე ნაჩვენებია მუშა გაზის რაოდენობა პროდუქციის უნარიანობისათვის, რომლის პარამეტრად გამოყენებულია ჭის ყელის ზედაპირული წნევა. ნახაზზე აგრეთვე ნაჩვენებია ის მუდმივი დროის წირები, რომლებიც საჭიროა საცავის დაცლისთვის საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობისას. ამ შემთხვევაში საბაზისო დატვირთვის მოწყობილობის მუშა გაზის მოცულობა იქნებოდა 12,1 მლრდ.ფუტ³, რომლის ჭის ყელზე ზედაპირული ჰიდროდინამიკური დაწნევა იქნებოდა 200 psia, ხოლო საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობა დაახლოებით 121 ათასი ფუტ³/დღეში. ამას, თავის მხრივ დასჭირდებოდა კომპრესორის სიმძლავრისათვის გარკვეული მოცულობა და, შესაბამისად, საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობაზე საცავის დაცლისთვის 100 დღე.

მეორე არჩევანის შემთხვევაში მუშა გაზის სიმძლავრე დაახლოებით 910 ათასი ფუტ³ იქნებოდა, ჭის ყელზე ზედაპირული ჰიდროდინამიკური 600 პსია დაწნევით, მისი საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობა კი დაახლოებით იქნებოდა 98 მლნ.ფუტ³/დღეში და დასჭირდებოდა კომპრესორის სიმძლავრეზე შედარებით ნაკლები მოცულობა, თუმცა საცავის დაცლის დრო მაინც 100 დღე დარჩებოდა. მესამე არჩევანის შემთხვევაში მუშა გაზის სიმძლავრე იქნებოდა დაახლოებით 7.8 ათასი ფუტ³ ჭის ყელის ზედაპირული ჰიდროდინამიკური 800 პსია დაწნევით. მისი საანგარიშო პროდუქციის უნარიანობა - 78 მლნ.ფუტ³/დღეში და დასჭირდებოდა კომპრესორის სიმძლავრეზე შედარებით ნაკლები მოცულობა. ამგვარად, კომპონენტების საბაზისო დატვირთვის მოწყობილობად გარდაქმნის საკითხის შესახებ გადაწყვეტილების მიღება დამოკიდებულია

ეკონომიკურ ფაქტორებსა და საცავი მოწყობილობის განსაკუთრებულ საჭიროებებზე [107].

ნახ. 48-ზე ნაჩვენებია საცავი, რომლის არსებული გაზის საერთო მოცულობა შეადგენს 13 ათასი ფუტი³-ს და მაქსიმალური დაწნევა 1365 პსიას. მსგავსი ალტერნატივები გვაქვს იმ შემთხვევაში, როგორც მოცემულია ნახ. 46-ზე. ნახ. 47-ზე ჩანს, რომ საცავის საუკეთესო ალტერნატივაა პიკური მოწყობილობის ტიპი და მისგან არ შეიძლება საბაზისო დატვირთვის მოწყობილობის შექმნა. ამის მაგალითად გამოდგება მუშა გაზის მოცულობა 9.0 ათასი ფუტი³-ის რაოდენობით, პროდუქციის უნარიანობით 90 ათასი ფუტი³/დღეში, რომლის ჭის ყელზე ზედაპირული წნევა 200 პსიას შეადგენს, ხოლო საცავის დაცლისათვის საჭირო დრო 100 დღეს.



ნახ. 48. № 3 საცავის მახასიათებელი: 1. 1000 პსია; 2. 800 პსია; 3. 600 პსია; 4. 400 პსია; 5. 200 პსია; 6. 20 დღე; 7. 50 დღე; 8. 100 დღე

ამ მაგალითებში ნაჩვენებია, რომ საბოლოო შედეგში შესაძლებელია მივიღოთ თავისუფალი მანევრირების საშუალება სხვადასხვა პარამეტრის გამოყენებით, განსაკუთრებულ საჭიროებებზე მორგებული საცავის შექმნის მიზნით.

თავი 6. მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობილობის ექსპლუატაციის, ოპტიმიზაციისა, ეკონომიკის ასპექტები და გაზის ტექნიკური და ტექნოლოგიური დანაკარგები

ოპტიმალური ეკონომიკური პირობების მისაღწევად საჭიროა მოწყობილობის სხვადასხვა ტიპის მოქნილობის სხვადასხვაგვარი მნიშვნელობის მიღება. ზოგჯერ საცავის საჭიროების მოთხოვნები და საცავის შერჩეული ნაკლოვანებები იმდენად შემზღვდავია, რომ ეკონომიკური მანევრირებისათვის რჩება მეტად მცირე სივრცე. მიუხედავად ამისა, მაინც განვიხილოთ ის ზოგიერთი გარემოება, რომლებიც განსაზღვრავს ხარჯებს.

ცხრილ 30-ში განხილულია ზოგიერთი ფაქტორი, რომლებიც გავლენას ახდენს საცავი მოწყობილობის მახასიათებლებზე და, აქედან გამომდინარე, ეკონომიკაზე. მაშინვე, როგორც კი ხდება საცავის შერჩევა, ფიქსირდება საცავის მოცულობა და მაქსიმალური წნევა. ყოველთვის არსებობს იმის არჩევანი, რომ გამოვიყენოთ ორივე აღნიშნული ფაქტორი [108-110].

ცვლად ფაქტორებს წარმოადგენს ჭაბურღილების დიდი რაოდენობა, შადრევნის ჭაბურღილის ყელის წნევა და მუშა გაზის თანაფარდობა ბუფერულ გაზთან. სხვა ფაქტორები იცვლება. მათში შედის შემკრები სისტემის მილსადენის და გადამცემი ხაზის ზომები, რომლებიც აკავშირებს საცავს დანარჩენ გადამცემ სისტემასთან. ოპტიმალური პროექტირების პრინციპები ყოველთვის გვკარნახობს აღნიშნული კომპონენტების ზომების განსაზღვრას.

ცხრილი 30

საცავის მახასიათებლების ფაქტორების გავლენა

ფიქსირებული ფაქტორები	საცავის მოცულობა
	საცავის მაქსიმალური წნევა
ცვლადი ფაქტორები	ჭაბურღილების ზომა
	ჭაბურღილის წნევა
	მუშა გაზის თანაფარდობა

6.1. საცავის ჭაბურღილების ექსპლუატაცია

თუ არ ჩავთვლით ბუფერულ გაზს, უმსხვილეს ობიექტს გაზსაცავ მოწყობილობაში წარმოადგენს კომპრესორები. იგი უზრუნველყოფს წნევის ზრდას, რაც აუცილებელია სისტემაში გაზის არსებული სხვადასხვა წნევის ვარდნის ნეიტრალიზაციისთვის. ერთი შეხედვით შეიძლება ჩანდეს, რომ ჭაბურღილების რაოდენობასა და დამონტაჟებულ კომპრესორების მოცულობას შორის ადგილი აქვს გარკვეულ ჩანაცვლებას. მიუხედავად იმისა, რომ კომპრესორების გამოყენება ხშირად შესაძლებელია საცავიდან გაზის მიღებისთვის, ჩაჭირხნის დროსაც ხშირად გამოიყენება კომპრესიის მოცულობის შესაძლო დამატებითი რაოდენობის გაზის ამოღებისთვის. მეორე მხრივ, ჭაბურღილების რაოდენობა ხშირად დამოკიდებულია გაზის ამოღების მომსახურების ტიპზე. ამ მიზეზით, ნებისმიერი სახის ჩანაცვლების პირობა, რომელიც შეიძლება მიღწეულ იქნეს ჭაბურღილების რაოდენობასა და საჭირო კომპრესიის მოცულობას შორის, ხშირად არ არის დაცული. განიხილება კომპრესორის ეკონომიკური ასპექტები გაზის ჩაჭირხნის და ამოღების ციკლებისთვის.

მაგალითისთვის განვიხილოთ ჭაბურღილების რაოდენობა. ვთქვათ, გვინდა გავიგოთ რამდენი ჭაბურღილია საჭირო საცავიდან გაზის სათანადოდ ამოსაღებად. ისმის კითხვა, ვამატებთ კიდევ ერთ ჭაბურღილი. ბუნებრივია, კითხვა კიდევ ერთი ჭაბურღილის დამატების შესახებ წარმოიქმნება გაზის წნევის ნაკადის გაზრდის გამო. ამ შემთხვევაში დამატებითი ჭაბურღილის გათვალისწინების მიზეზია ის, რომ გაზის ამოღების დროს საჭიროა გაზის ნაკადის ერთი და იმავე დონის შენარჩუნება წნევის ვარდნის შემცირების ხარჯზე, რადგანაც ამ დროს მცირდება არა მარტო კომპრესორის საინვესტიციო ღირებულება, არამედ კომპრესორის საოპერაციო ხარჯიც. მსგავსი პრინციპი

მოყვანილია ცხრილ 2-ში. ასეთი შედარებისას დამატებითი ჭაბურღილი შეიძლება არ იყოს ეფექტური, რადგან ჭაბურღილმა შეიძლება არ გაითვალისწინოს არსებული ჭაბურღილების მოცულობა სადრენაჟო მოდელში. იმ შემთხვევაშიც, თუ დამატებითი ჭაბურღილი მხოლოდ 50 პროცენტით არის ეფექტური და ამცირებს კომპრესორისთვის საჭირო სიმძლავრეს, ჩანაცვლება შეიძლება შეფასდეს წლიური ხარჯების საფუძველზე.

ცხრილი 31

**ეკონომიკური კომპრომისი ჭაბურღილებს
და კომპრესორებს შორის**

	ბაზური სცენარი	ერთი დამატებითი ჭაბურღილი
ჭაბურღილების რაოდენობა	4	5
ჭაბურღილების ეფექტური რაოდენობა	4	4 და 5
ჭაბურღილების C ფაქტორი	0,1	0,1
ჭაბურღილების n ფაქტორი	0,8	0,8
მიწოდება სულ, ათასი ფუტ ³ /დღე-ღამე	30000	30000
ჭაბურღილით ეფექტური მიწოდება	7500	6667
საცავის წნევა, პსია	1150	1150
წნევა ჭაბურღილის ყელში, პსია	285	501
წნევა კომპრესორის შეწოვისას, პსია	260	476
წნევა კომპრესორის შესასვლელში, პსია	800	800
აუცილებელი სიმძლავრე	2115	909
ინვესტიცია სიმძლავრის ერთეულზე	2000	2000
ინვესტიცია ჭაბურღილის ერთეულზე	400000	400000
ფიქსირებული ინვესტიციების ცვლილება	25	25
კომპრესორის O&M-ის სიმძლავრე	220	220
ინვესტიცია		
ჭაბურღილები	\$ 1600000	\$ 2000000
დამატებითი შეკრების სისტემა	0	\$ 75000
კომპრესორები	\$ 4229857	\$ 1817554
სულ	\$ 5829857	\$ 3892554
მომსახურების საფასური		
ჭაბურღილები	\$ 400000	\$ 500000
დამატებითი შეკრების სისტემა	0	\$ 18750
კომპრესორები	\$ 1522748	\$ 654320
სულ	\$ 2922748	\$ 1173070

ცხრილში 31-ში მოცემულია იმ საცავის მაგალითი [], რომელიც პროექტით შემოთავაზებულია ოთხ ჭაბურღილთან ერთად, სადაც განსაზღვრულია თითოეული ჭაბურღილის მახასიათებელი. ოთხი იდენტური ჭაბურღილის მეშვეობით საცავში შესაძლებელია 30 000 ათასი ფუტ³-ის მიღება, როდესაც საცავის წნევა შეადგენს 1150 პსიას, ხოლო ჭაბურღილის ყელის წნევა - 285 პსიას. თითოეულ ჭაბურღილში გაზის ნაკადის სიჩქარე შეადგენს 7500 ათას ფუტ³-ს დღეში. გაზის ნაკადის საერთო მაჩვენებელი ერთ დონეზე შენარჩუნდება, ხოლო წნევის ვარდნა ჭაბურღილებში შემცირდება. რადგან პირველად შეთავაზებული ოთხი ჭაბურღილი ამოღებისთვის ეფექტურია, ამიტომ ნებისმიერი დამატებითი ჭაბურღილი ალბათ აღარ იქნება ისეთი ეფექტური, როგორც პირველი ოთხი. ამ კერძო შემთხვევებისთვის უნდა გავითვალისწინოთ, რომ დამატებითი ჭაბურღილი მხოლოდ ნაწილობრივ ეფექტურია. ამის შედეგი კი ის იქნება, რომ საჭირო გახდება მხოლოდ ჭაბურღილის ხარჯის ნახევრის დამატება, თუმცა მისი ხარჯიც იგივე იქნება, როგორც მთლიანი ჭაბურღილისა.

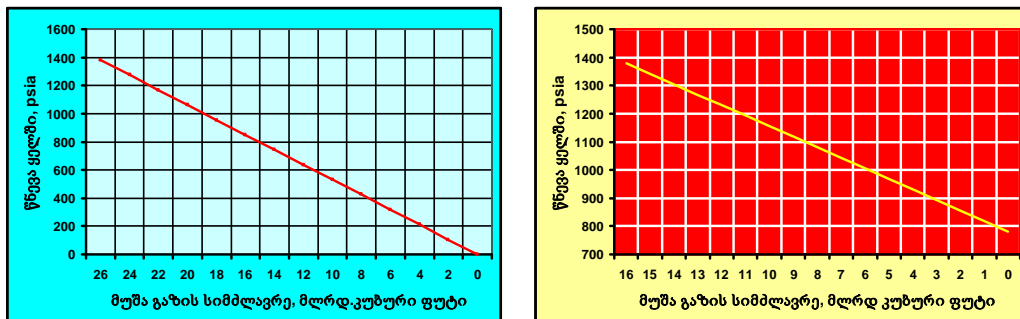
დამატებითი ჭაბურღილის შემთხვევაში გაზის ნაკადის მაჩვენებელი ეფექტური ჭაბურღილისთვის შემცირდება 7500 ათასი ფუტ³-დან 6.667-მდე დღეში. თუ საცავის წნევა დარჩება იგივე, შემცირებული მოდინების დონე შეამცირებს წნევის ვარდნას ჭაბურღილში და გაზრდის ჭაბურღილის ყელის წნევას 285 პსიადან 501 პსიამდე. ეს, თავის მხრივ ზრდის შთანთქმის წნევას კომპრესორზე 260 პსიადან 476 პსიამდე. კომპრესორის წნევის იმავე დონეზე შენარჩუნების გზით კომპრესორის სიმძლავრე მცირდება 2115-დან 909-მდე. ჭაბურღილის დამატებითი ღირებულება იქნება 400 000 აშშ დოლარი, ხოლო დამატებითი კოლექტირების სისტემისა - 75 000 აშშ დოლარი. ეს ხარჯი ჩამოიწერება კომპრესორების შემცირებული ფასის ხარჯზე, 2 412 303 აშშ დოლარის ოდენობით. მომსახურეობის წლიური ღირებულებაც შესაბამისად მცირდება. ასე, რომ სხვა, დამატებითი ჭაბურღილის დამატება ეკონომიურად გამართლებულია იმ შემთხვევაშიც,

თუ მისი ეფექტურობა საცავის ამოღებისას არცთუ ისე სახარბიელო იქნება. უნდა გავითვალისწინოთ, რომ ეს მაგალითი გათვალისწინებულია მხოლოდ გაზის ამოღების აღჭურვილობისთვის.

6.2. მუშა გაზის მოცულობის დინამიკური პროცესის კვლევა

მნიშვნელოვანია იმ ზემოქმედების ცოდნა, რომელსაც გააჩნია მოწყობილობის ეკონომიური პირობები. ერთ-ერთ გასათვალისწინებელ ფაქტორს წარმოადგენს მუშა გაზის მოცულობის ზემოქმედება ჭაბურღილის ყელის წნევის მოძრაობის შეზღუდვებზე. ვთქვათ, შევარჩიეთ საცავი, რომლის მოცულობა შეადგენს 26,0 მლრდ.ფუტი³-ს, საცავის მაქსიმალური წნევა – 1365 პსია.

ნახ. 49,ა-ზე წარმოდგენილია წნევის შემცირების ტიპური საცავის მრუდი. საცავის შევსების შემდეგ წნევა იქნება 1365 პსია, ხოლო, როდესაც საცავი დაიცლება გაზისაგან, წნევა, შესაბამისად, ნულის ტოლი გახდება.



ნახ. 49. ა) მოცულობითი საცავის ტიპური წნევის ვარდნის მრუდი; ბ) განსხვავებული მოცულობითი საცავის ტიპური წნევის ვარდნის მრუდი

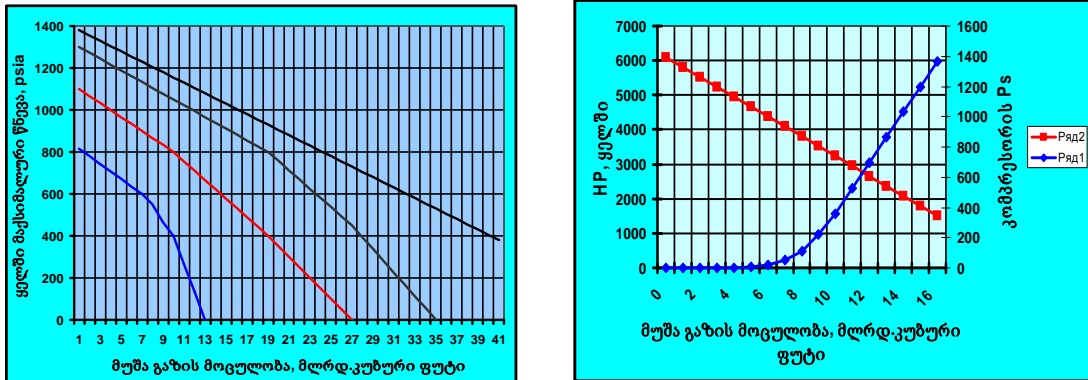
რამდენადაც მეტად იქნება გათვალისწინებული საცავის მთლიანი მოცულობა მუშა გაზისათვის, მით უფრო დაბალი იქნება საცავის წნევა გაზის ამოღების სეზონის დასრულებისთვის. ნახ. 49,ბ-ზე ნაჩვენებია ასეთი ეფექტი. თუ საცავი მოცულობის 26 მლრდ.ფუტი³-დან გათვალისწინებული იქნება მხოლოდ 6 მლრდ.ფუტი³ მუშა გაზისთვის, მაშინ საცავის წნევა სრული მუშა გაზის ამოღების შემდეგ იქნება 1060 პსია. თუ მუშა გაზი

გაიზრდება 12 მლრდ.ფუტი³-მდე, მაშინ გაზის ამოღების ბოლოს წნევა დაახლოებით 780 პსია გახდება. ამდენად, მუშა გაზის მოცულობა საზღვრავს საცავის წნევის მოცულობას გაზის ამოღების სეზონის ბოლოსთვის. როდესაც გაზის წნევა მცირდება, უნდა შემცირდეს ასევე ჭაბურღილის ყელის წნევა გაზის ნაკადის მოცემული სიჩქარის შესანარჩუნებლად. მაშინ მუშა გაზის მოცულობა განსაზღვრავს ჭაბურღილის ყელის წნევის მაქსიმუმს, რომლის შენარჩუნებაც შესაძლებელია სეზონის ბოლომდე, სასურველი ნაკადის სიჩქარის შენარჩუნების მიზნით.

ნახ. 50,ა-ზე ნაჩვენებია აღნიშნული ეფექტის გრაფიკული ილუსტრირება: გაზის ამოღების სეზონის დასასრულს ჭაბურღილის ყელის მაქსიმალური წნევა მოცემული საცავისათვის, მის მოცულობასთან მიმართებაში, გათვალისწინებულია მუშა გაზისთვის. ნულოვანი მრუდი ნაკადის მაჩვენებლისთვის წარმოადგენს წნევის შემცირების მრუდს საცავისთვის. როდესაც მუშა გაზის მოცულობა შეადგენს 5 მლრდ.ფუტი³ და გაზის ნაკადის მაჩვენებელი - 100 ათასი ფუტი³ დღეში, ჭაბურღილის ყელის მაქსიმალური წნევა იქნება 990 პსია. ნებისმიერი წნევა, რომელიც აღემატება ამ მაჩვენებელს, არ მოგვცემს გაზის ნაკადის სასურველ მაჩვენებელს. თუ მუშა გაზის შემცირება გაიზრდება 15 მლრდ.ფუტი³-ით და, დაგეგმილი მაჩვენებლების მიხედვით, დღეში იქნება 100 მლნ.ფუტი³, მაშინ ჭაბურღილის ყელის წნევა გახდება 205 პსია ან უფრო დაბალი. მრუდზე დაბალი წნევები ნაჩვენებია წირების შემთხვევითი ვარდნით, რადგან გაზის ნაკადის სიჩქარე არ არის წრფივად დამოკიდებული წნევის ვარდნაზე. დაბალი წნევების შემთხვევაში წნევის ვარდნა უნდა იყოს უფრო მაღალი, ვიდრე იყო წნევამდე, რომ მივალწიოთ გაზის თანაბარი დინების დონეს.

თუ მუშა გაზის მოცულობას გააჩნია სხვა პარამეტრები, მაშინ გვაქვს ეფექტი, კერძოდ, ხდება გაზის ამოღება კომპრესორებით. როდესაც ჭაბურღილის ყელის წნევა იწევს დაბლა, მაშინ წნევა კომპრესორების შთანთქმის მოწყობილობის საშუალებით ქვევით ეცემა. კომპრესორის

შთანთქმის მოწყობილობის წნევა განსხვავდება ჭაბურღილის ყელის წნევისაგან შემკრებ სისტემასა და ცენტრალურ მოწყობილობებში წნევის ვარდნის რაოდენობის მიხედვით.



ნახ. 50. ა) მუშა გაზის გავლენა მოცულობაზე, მაქსიმალურ ყელის წნევაზე, (მრუდები ზევიდან ქვევით): 1. ნულოვანი წირი; 2. 100 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში; 3. 200 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში; 4. 300 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში; 5. 400 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში. ბ) მუშა გაზის მოცულობის გავლენა კომპრესორების ფუნქციაზე, კუმშვისას 100 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში

ნახ. 50,ბ-ზე ნაჩვენებია ახალი ინფორმაცია ნახ. 49-ს მონაცემებიდან და გათვალისწინებულია კომპრესორის მონტაჟისას. აბსცისთა ღერძი წარმოადგენს მუშა გაზის მოცულობას, მარჯვნივ მდებარე ორდინატთა ღერძი - კომპრესორის შეწოვის წნევას გაზის ამოღების სეზონის ბოლოსთვის, როდესაც გაზის მოდინების სიჩქარე შეადგენს 100 მლნ.ფუტ³-ს დღეში. გაზის ამოღებისათვის საჭირო სიმძლავრე გამოსახულია მარცხნივ მდებარე ორდინატთა ღერძზე, სადაც გაზის ნაკადისა და განტვირთვის წნევა მუდმივია - სიმძლავრე წარმოადგენს შთანთქმელი წნევის ფუნქციას.

6.3. საცავის ჩაჭირხნის სიმძლავრის ანალიზი

ჩაჭირხნის სიმძლავრის მოთხოვნა არ არის ერთგვაროვანი. ჩაჭირხნის სიმძლავრე განისაზღვრება ან საცავის მაქსიმალური წნევით, ან გაზით სავსე საცავის წნევით. როდესაც კომპრესორები ასრულებს

ჩაჭირხნის ფუნქციას, მაშინ გადამცემი სისტემისგან ლებულობს შთამნთქმელ წნევას. სისტემაში ეს წნევა შედარებით სტაბილური იქნება ყოველდღიურ ვარიაციებთან ერთად. ამგვარად, შთანთქმის წნევა, ჩაჭირხნის ფუნქციის შესრულებისას, შედარებით მუდმივი იქნება. როდესაც მუშა გაზის მოცულობა იყოფა ჩაჭირხნის დღეების რაოდენობაზე, მიიღება ჩაჭირხნის გაზის ნაკადის მაჩვენებელი. შესაბამისად, მუშა გაზის მოცულობა ზემოქმედებს ჩაჭირხნისათვის საჭირო სიმძლავრეზე, თუმცა, ჩაჭირხნის მოდინების მაჩვენებლის ეფექტი წრფივია.

ჩაჭირხნის სეზონის დასაწყისში წნევა საცავში შედარებით დაბალია, რადგან მუშა გაზის მთლიანი ნაწილი უკვე დაკარგულია. ჩაჭირხნის კომპრესორები ჭირხნავს მუდმივ მოცულობას დაბალი წნევის ხარჯზე და ამიტომ საჭიროა შედარებით მცირე სიმძლავრე. როდესაც საცავი ივსება მუშა გაზით, შესაბამისად, იზრდება საცავის წნევაც. ამის შედეგად კომპრესორის დახმარებით ხდება წნევის ზრდა, ხოლო ეს უკანასკნელი, თავის მხრივ იწვევს, კომპრესორისთვის სიმძლავრის ზრდას. მუშა გაზის მთლიანი მოცულობის შემზღების შემდეგ, საცავი ივსება და მისი წნევა მაქსიმუმის დონეზეა. ამ საფეხურისთვის საჭიროა მაქსიმალური ჩაჭირხნის სიმძლავრე.

6.4. საცავის ტიპები და მათი ოპტიმიზაცია

პროექტის შემუშავების დროს უპირველესი გადაწყვეტილება, რომელიც უნდა მივიღოთ, არის ის, თუ რა ტიპის საცავის მოწყობილობაა საჭირო. მსგავსი ტიპებია: საბაზისო დატვირთვის, მაქსიმალური დატვირთვის შეზღუდვის და შუალედური ტიპის საცავის მოწყობილობები. თითოეული ამ ტიპის შერჩევა დამოკიდებულია იმ დროის რაოდენობაზე, რომელიც საჭიროა მუშა გაზის დაცლისთვის. საცავი მოწყობილობების გაცემის კოეფიციენტი წარმოადგენს მოწყობილობების მაჩვენებელს მუშა გაზის ბოლო ერთეულისათვის. ცხრილ 32-ში

მოცემულია საცავი I სცენარში. საცავს გააჩნია 26.0 მლრდ.ფუტ³-ის მაქსიმალური მოცულობა და 1365 პსია მაქსიმალური წნევა. ცხრილი 32-ის შემდეგი სვეტი გვიჩვენებს ჭაბურღილის ყელის დინების 800 პსიას წნევა. ამ ფიქსირებული რაოდენობის შემთხვევაში მუშა გაზის მოცულობა იქნება განსხვავებული. მას გააჩნია საცავის წნევა გაზის ამოღების სეზონის ბოლოს და, შესაბამისად, საცავი მოწყობილობის გაცემის მაჩვენებელი. ასევე გვაქვს მუშა გაზის დაცლის დროზე დამოკიდებულება. თუ მუშა გაზი 4 მლრდ.ფუტ³-ია, მისი კოეფიციენტი იქნება 206 მლნ.ფუტ³/დღე-ღამეში, ხოლო მუშა გაზის დაცლის მაჩვენებელი კი - 19 დღე. ადრე განხილულის თანახმად, მისი კლასიფიცირება ხდება, როგორც მაქსიმალური დატვირთვის შეზღუდვის მქონე საცავის ტიპისა. თუ მუშა გაზი შეადგენს 10 მლრდ.ფუტ³-ს, ხოლო ჭაბურღილის ყელის წნევა 800 პსიაა, მაშინ გაცემის კოეფიციენტი შესაბამისად იქნება 49 მლნ.ფუტ³/დღე-ღამე და მუშა გაზის დაცლის დრო - 203 დღე. ცხრილ 32-ში აღწერილია ჭაბურღილის ყელის სხვადასხვა წნევის ზემოქმედება [109].

ცხრილი 32

საცავის სცენარი I

სრული W _{GIP} , მლრდ. ფუტ ³	მუშა გაზის ამოღება, მლრდ. ფუტ ³	საცავის წნევა, პსია	წნევა ჭაბურღილის ყელში, პსია	მოწოდების ხარჯი, მლნ.ფუტ ³ /დღე- ღამე	ამოღების დროის დღეები
26	0	1365	800	3124	0
24	2	1272	800	2586	8
22	4	1177	800	2058	19
20	5	1080	800	1537	39
18	8	982	800	1019	78
16	10	882	800	493	203
შეზღუდული					
26	0	1365	600	3717	0
24	2	1272	600	3198	6
22	4	1177	600	2692	15
20	6	1080	600	2201	27
18	8	982	600	1723	46
16	10	882	600	1260	79
14	12	779	600	810	148
12	14	675	600	362	386
შეზღუდული					
26	0	1365	400	4130	0
24	2	1272	400	3622	6

22	4	1177	400	3129	13
20	6	1080	400	2652	23
18	8	982	400	2193	36
16	10	882	400	1754	57
14	12	779	400	1336	90
12	14	675	400	941	149
სადავის სეგმენტი					
26	0	1365	200	4374	0
24	2	1272	200	3872	5
22	4	1177	200	3385	12
20	6	1080	200	2916	21
18	8	982	200	2466	32
16	10	882	200	2038	49
14	12	779	200	1633	73
12	14	675	200	1255	112
10	16	568	200	908	176
სადავის სეგმენტი					
26	0	1365	100	4435	0
24	2	1272	100	3934	5
22	4	1177	100	3449	12
20	6	1080	100	2982	20
18	8	982	100	2534	32
16	10	882	100	2107	47
14	12	779	100	1706	70
12	14	675	100	1332	105
10	16	568	100	988	162

ცხრილ 33-ში ნაჩვენებია სადავის სხვადასხვა თვისების მსგავსი ინტერპრეტაცია, კერძოდ, ამოღების სცენარები გაზის ამოღების სეზონის ბოლოს, მუშა გაზის სათანადო მოცულობით ჭაბურღილის ყელის მოცემული წნევისთვის. თუ მუშა გაზის მოცულობა შეადგენს 6,0 მლრდ.ფუტი³-ს, ხოლო ჭაბურღილის პირის წნევა 600 პსიას, გაცემის მაჩვენებელი გაზის ამოღების სეზონის ბოლოსთვის იქნება 200 ათასი ფუტი³/დღე-ღამეში. თუ ჭაბურღილის ყელის წნევა შემცირდება 400 პსიამდე მუშა გაზის იმავე მოცულობისთვის, გაცემის მაჩვენებელი გაიზარდება 265 ათასი ფუტი³/დღე-ღამით.

ცხრილი 33

სადავის სცენარი II

სრული W _{GIP} , მლრდ. ფუტი ³	მუშა გაზის ამოღება, მლრდ. ფუტი ³	სადავის წნევა, პსია	წნევა ჭაბურღილის ყელში, პსია					
			1000	900	800	700	600	500
26	0	1365	232,8	275,3	312,4	344,4	371,7	394,5
24	2	1272	175,6	220,1	258,6	291,7	319,8	343,3

22	4	1177	118,0	165,4	205,8	240,2	269,2	293,4
20	6	1080	58,4	110,7	153,7	189,8	220,1	245,1
18	8	982	-	54,5	101,9	140,5	172,3	198,4
16	10	882	-	-	49,3	92,0	126,0	153,6
14	12	779	-	-	-	43,1	81,0	110,5
12	14	675	-	-	-	-	36,2	69,3
10	16	568	-	-	-	-	-	28,9
8	18	459	-	-	-	-	-	-

6.5. საცავის დაცლის დროს და ჭაბურღილის ყელის დინების წნევის განსაზღვრა

ცხრილ 34-ში, თვალსაჩინოებისათვის ნაჩვენებია შემდეგი მაგალითი: მოცემულია ტიპური საცავის მოწყობილობის ეკონომიკური და ფიზიკური ფაქტორები. საცავის ზომა და ჭაბურღილში გაზის ნაკადის მუდმივა მნიშვნელოვნად განსხვავდება ყოველი ცალკეული შემთხვევის მიხედვით, თუმცა საცავის აღნიშნული თვისებები რაციონალურია და მნიშვნელოვანი. ვთქვათ, [109] საცავის მაქსიმალური მოცულობაა 26,0 მლრდ.ფუტი³ და მაქსიმალური წნევა - 1365 პსია. კომპრესორის სიმძლავრე შეფასებულია 2000 აშშ დოლარად, თითოეული დადგმული სიმძლავრისთვის. ხდება საფუძველზე ჭაბურღილებისა და მილსადენების გაანგარიშება. ჩვეულებრივი 12-დიუმიანი მილსადენი, რომლის სიგრძე 2 მილს შეადგენს, განფასდება 480000 აშშ დოლარის ოდენობით.

მაგალითად განვიხილოთ საბაზისო დატვირთვის მქონე საცავი, რომლის დაცლის დროც განისაზღვრება 80 დღით. მსგავსი სპეციფიკა გარკვეულწილად განხილვას მოითხოვს, რადგან, ზოგ შემთხვევებში შეიძლება დაგვჭირდეს 70 ან 90 დღე. ცხრილ 6-ში მოცემულია საცავისა და ჭაბურღილების მახასიათებლები 80 - დღიანი დაცლის დროისთვის. ამ ცხრილში ვიხილავთ შესაბამის გაანგარიშებას იტერაციული პროცესის საშუალებით. განისაზღვრება [110] ჭაბურღილის ყელის წნევები და შეფასდება საცავის წნევები. საცავში გაზის მოდინების დონე გამოთვლილია მესამე სვეტში 22 ჭაბურღილისთვის. მეოთხე სვეტში მოცემულია გამოთვლილი მნიშვნელობები. საცავის შეფასებული წნევა გამოყენებულ

იქნა დარჩენილი გაზის საერთო მოცულობის გამოსათვლელად, რომელიც მიიღება განტოლების თანახმად [111-120]:

ცხრილი 34

ეკონომიკური ფაქტორების გაანგარიშება

საცავის ზომა, მლრდ. ფუტ ³	26,0
საცავის მაქსიმალური წნევა, psia	1365
კომპრესორის სიმძლავრის ღირებულება	\$ 2000
ჭაბურდილების ღირებულება	\$ 450000
ჭაბურდილის C ფაქტორი	0,1041
ჭაბურდილის n ფაქტორი	0,8435
მილსადენის ღირებულება, დიუიმი-მილი	\$ 20000
ბუფერული გაზის ღირებულება, ათასი ფუტ ³	\$ 2,25
კომპრესორის O & M -ის სიმძლავრის ღირებულება (ცარიელი საცავისას)	\$ 100
კომპრესორის საწვავის, სიმძლავრის ფუტ ³ /სთ, ერთი ც.ძ.	9
კომპრესორის საწვავის სრული ღირებულება	\$ 2,25
ამორტიზაციის ნორმა, %	4,00
ინვესტიციის დაბრუნება და გადასახადი მოგებაზე, %	19,50
გადასახადები და გაცვეთილი მოწყობილობის დაზღვევა, % დარჩენილი ინვესტირება	1,25
ზოგადი და ადმინისტრაციის ღირებულება, % დარჩენილი ინვესტირება	0,50

$$GIP = a + \frac{bP}{c + dP}, \quad (5.1)$$

სადაც **P** არის საცავის წნევა, პსია; **a**, **b**, **c** და **d**- მუდმივები.

გამოყენებული მუდმივები წარმოადგენს იმ მუდმივებს, რომლებიც მოცემულია ცხრილებში []. გაზის ლოკალური მთლიანი მოცულობა განისაზღვრება მსგავსი გაანგარიშებით, კერძოდ, ლოკალური გაზის მოცულობას აკლდება საცავის მაქსიმალური მოცულობა (26.0 მლრდ.ფუტ³) მუშა გაზის მოცულობის მისაღებად. მუშა გაზის მოცულობა შემდეგ იყოფა მესამე სვეტში მოცემულ ნაკადის მაჩვენებლებზე, დაცლისათვის საჭირო დროის განსაზღვრის მიზნით. დაცლის გაანგარიშებული დრო აღარ იქნება 80 დღე. ამიტომ, ცხადია, საჭიროა მისი შესწორება. ამ შემთხვევაში უნდა გამოვიყენოთ მეთოდი, რომ დაცლისთვის გაანგარიშებული დღეები, თავის მხრივ, გამოვიყენოთ საცავის მიღებული

წნევის მოდიფიკაციის მიზნით. ამ შემთხვევაში გამოიყენება შემდეგი განტოლება:

$$P_{n+1} = P_n + 1,5(T_d - T_c), \quad (5.2)$$

სადაც P_{n+1} არის წნევის გამოცდა მომდევნო იტერაციისთვის; P_n - წნევის გამოცდა ბოლო იტერაციისთვის; T_d - დაცლის სასურველი დრო; T_c - დაცლის დრო, რომელიც გამოთვლილია ბოლო იტერაციით.

ეს მეთოდი გვაძლევს სწრაფ კრებადობას.

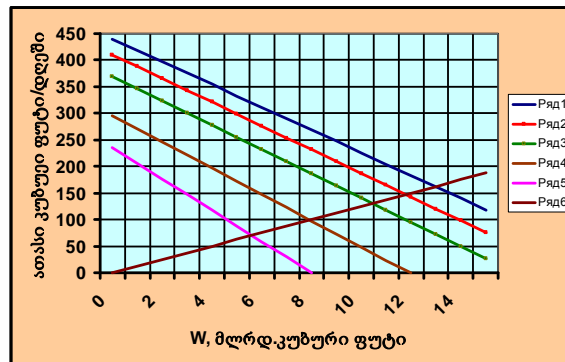
ცხრილ 35-ში ნაჩვენებია ჭაბურღილის ყელის წნევების ცვლილება 80- დღიანი დაცლის პერიოდისათვის. მსგავსი ინფორმაცია მოცემულია ნახ. 51-ზე. მუშა გაზის მოცულობის გასარკვევად არსებობს რამდენიმე ალტერნატივა. თუ მუშა გაზის მოცულობები ხელსაყრელია, მაშინ სათანადო ალტერნატივაც გახდება უფრო ეკონომიური.

ცხრილი 35

ჭაბურღილის ყელის წნევების 80-დღიანი დაცლის პერიოდის ცვლილება

წნევა ყელში, პსია	წნევა საცავში, პსია	ნომინალური ხარჯი, მლნ. ფუტი ³ /დღეში	W_{GIP} , მლრდ. ფუტი ³	მუშა გაზის ამოღება, მლრდ. ფუტი ³	ცარიელი საცავის დღეები
1000	1099	70,2	20,39	5,61	80
950	1068	78,3	19,74	6,26	80
900	1037	86,1	19,11	6,89	80
850	1008	93,5	18,52	7,48	80
800	979	100,6	17,95	8,05	80
775	966	104,0	17,68	8,32	80
750	953	107,4	17,41	8,59	80
725	940	110,6	17,15	8,85	80
700	927	113,7	16,90	9,10	80
675	915	116,8	16,66	9,34	80
650	903	119,8	16,42	9,58	80
625	891	122,6	16,19	9,81	80
600	880	125,4	15,97	10,03	80
575	869	128,0	15,67	10,24	80
550	859	130,6	15,55	10,45	80
525	849	133,1	15,36	10,64	80
500	839	135,4	15,17	10,83	80
475	830	137,7	14,99	11,01	80
450	821	139,8	14,81	11,19	80
425	813	141,9	14,65	11,35	80
400	805	143,8	14,50	11,50	80
375	797	145,6	14,35	11,65	80

350	790	147,3	14,21	11,79	80
325	784	148,9	14,09	11,91	80
300	777	150,4	13,97	12,03	80
275	772	151,8	13,86	12,14	80
250	766	153,0	13,76	12,24	80
225	762	154,2	13,67	12,33	80
200	758	155,2	13,58	12,42	80
175	754	156,1	13,51	12,49	80
150	750	156,9	13,45	12,55	80
125	748	157,6	13,39	12,61	80
100	745	158,1	13,35	12,65	80



ნახ. 51. 80 - დღელამიანი შენახვის განსაკუთრებულობის ამოღების ეკონომიკური ფაქტორები: 1) 1000 პსია; 2) 800 პსია; 3) 600 პსია; 4) 400 პსია; 5) 2000 პსია

ცხრილ 36-ში მოცემულია ეკონომიკური ალტერნატივების შეფასება. ნაჩვენებია წნევის ალტერნატივების მხოლოდ ხუთი სვეტი: 200, 400, 600, 800 და 1000, ოდნავ ფართო მასშტაბით.

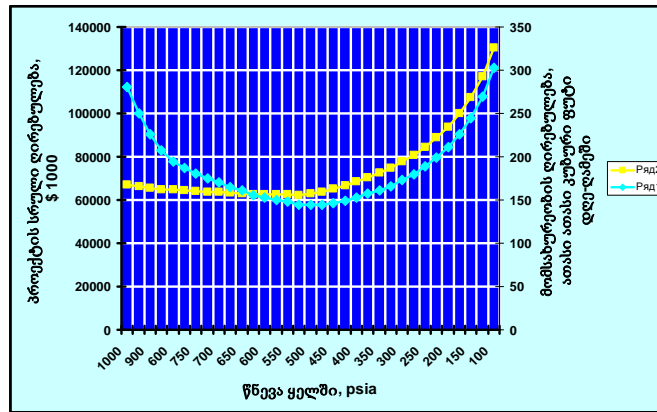
ცხრილი 36.
გაზსაცავის ეკონომიკური მონაცემების შესახებ, 80 დღის მიწოდების, ცარიელი შენახვის ნომინალურ შემთხვევაში

	წნევა კაბურღილის ყელში - პსია				
	200	400	600	800	1000
მიწოდების შეფასება, ათასი ფუტი ³ /დღე-ღამე	155,2	143,8	125,4	100,6	70,2
მუშა გაზი, მილიარდი ფუტი ³	12,4	11,5	10,0	8,1	5,6
ბუფერული გაზი, მილიარდი ფუტი ³	13,6	14,5	16,0	17,9	20,4
ხარჯი ჩაჭირბნისას, ათასი	69,0	63,9	55,7	44,7	31,2

ფუტი ³ /დღე-ღამე					
ჩაჭირხნის წნევა, psig	530	524	519	513	510
ჩაჭირხნის განმუხტვის წნევა, psig	1489	1468	1447	1426	1415
შეწოვის ჩაჭირხნის მოხსნა, psig	170	371	573	776	980
ჩაჭირხნის წნევის მოხსნა, psig	780	765	857	815	840
ჩაჭირხნის აუცილებელი სიმძლავრე	4425	4084	3547	2835	1974
მოხსნის აუცილებელი სიმძლავრე	15563	6222	2904	272	0
დადგმული სიმძლავრე	20751	8295	4729	3781	2631
მილსადენის დიამეტრი, დიუმი	16	16	12	12	10
მილსადენის სიგრძე, მილი	12	12	12	12	12
ინვესტიციები ათას დოლარებში					
კომპრესორის მუშაობა	31126	12443	7093	5671	3947
კომპრესორის მარაგი ნაწილები	10375	4148	2364	1890	1316
შემკრები სისტემა	1380	1380	1200	1200	1200
გადაცემის ხაზი	3840	3840	2880	2880	2400
მეტროლოგია და დეგიდრაგაცია	900	825	750	675	600
შესაძლებელი გარემოებები და ა.შ.	5752	3254	2419	2222	1936
ბუფერული გაზი	30562	32617	35933	40387	45867
ჯამი	93837	68407	62540	64824	67166
მომსახურების საფასური ათას დოლარებში					
გადასახადის მოგების დაბრუნება	18051	13200	12091	12545	13014
კომპრესორის საწვავი	1656	662	377	302	210
ამორტიზაცია	2531	1432	1064	978	852
გადასახადები და დაზღვევა	1157	846	775	804	834
ზოგადი და ადმინისტრაციული ხარჯები	463	338	310	322	334
ჯამი	26184	17558	15341	15579	15757

მუშა გაზი, ათასი ფუტი ³ /დღე-ღამე	12417	11503	10030	8050	5615
მომსახურების ფასი, ათასი ფუტი ³	211	153	153	194	281

ნახ. 52-ზე ნაჩვენებია ორი გრაფიკის ზედდება, კერძოდ, პროექტის სრული და მომსახურების ღირებულების დამოკიდებულება ყელის წნევაზე.



ნახ. 52. პროექტის სრული და მომსახურების ღირებულების დამოკიდებულება ყელის წნევაზე

6.6. გაზის ტექნიკური და ტექნოლოგიური დანაკარგები

მიწისქვეშა გაზსაცავის ტექნიკურ-ეკონომიკურ მაჩვენებლებზე, ისე, როგორც მთლიანად გაზმომარაგების სისტემაზე და, პირველ რიგში, გაზსაცავის მომსახურების ტარიფზე, დიდ გავლენას ახდენს გაზის ტექნიკური და ტექნოლოგიური დანაკარგების რაოდენობა. ზოგადად, ტექნიკური დანაკარგები ძირითადად დაკავშირებულია გაზსაცავში გაზის გაჟონვასა და მრიცხველის უზუსტობასთან, ხოლო ტექნოლოგიური დანაკარგები – გაზსაცავში ტექნოლოგიური პროცესების განხორციელებასთან. ერთმანეთისაგან გამიჯვნას საჭიროებს ტერმინები – გაზის ტექნოლოგიური დანაკარგები და ტექნოლოგიური დანახარჯები. ჩვენი აზრით, დანაკარგები უსარგებლოდ დაკარგული

გაზია და გაზის ენერჯია არ ასრულებს სასარგებლო სამუშაოს ან მისი თავიდან სრულად აცილება მოცემულ ეტაპზე ვერ ხერხდება. იგი ამ შემთხვევაში, თავისი ბუნებით, ემსგავსება ტექნიკურ დანაკარგებს. რაც შეეხება ტექნოლოგიურ დანახარჯებს, ეს არის ბუნებრივი გაზის ის მოცულობა, რომელსაც სასარგებლოდ მოიხმარს გაზსაცავის სერვის-პროვაიდერი, ტექნოლოგიური პროცესების უზრუნველსაყოფად.

ტექნიკური დანაკარგები ფაქტობრივად აღურიცხავი გაზია და მისი სიდიდე, ტექნოლოგიურთან ერთად, მრავალ ფაქტორზეა დამოკიდებული. ამ თვალსაზრისით, განვიხილეთ და შევისწავლეთ სხვადასხვა ქვეყნის სხვადასხვა გაზსაცავის გამოცდილება, რომელთა შორის უფრო პროგრესულად მივიჩნიეთ აშშ-ისა და რუსეთის მაგალითი [108,109].

მაგალითისათვის განვიხილოთ აშშ-ის პენსილვანიის კომუნალურ საწარმოთა მარეგულირებელი კომისიის მიერ შემუშავებული მეთოდიკა ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირების, გაზგამანაწილებელი ქსელისა და მიწისქვეშა საცავისათვის ტექნიკური დანაკარგების შესახებ [121-124]. მეთოდიკის მთავარი მიზანი იყო გაგვერკვია ტრანსპორტირებისა და გაზგანაწილების სისტემაში მოხვედრილი გაზის სრული მოცულობიდან რა რაოდენობის გაზი რეალიზდებოდა მომხმარებელთან.

აქვე ვიტყვით, რომ ამ მეთოდიკაში, განსხვავებით კომპანია, „გაზპრომის“ ანალოგიური დოკუმენტისა, საუბარია მხოლოდ ტექნიკურ და ტექნოლოგიურ დანაკარგებზე [125-126].

გაჟონვა განისაზღვრება გაურკვეველი ადგილიდან ატმოსფეროში გაზის გაფრქვევის სიჩქარით, რომელიც დამოკიდებულია წნევაზე და გაფრქვევის დიამეტრზე. ჩვეულებრივ, გაზის გაჟონვას არ გააჩნია მუდმივი სიჩქარე. მრიცხველის უზუსტობა თავს იჩენს გაზის ყიდვისა და გაყიდვის დროს. მართალია, აღრიცხვის ხელსაწყოებით გაზის რაოდენობის გაზომვის შედეგები სახეზეა, მაგრამ გასარკვევია,

რამდენად შეესაბამება იგი რეალობას. მრიცხველების მუშაობა სხვადასხვა ფაქტორითაა განპირობებული.

ჩანს, გაზსაცავის ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლის ფორმირებაში მეტად მნიშვნელოვანია მიწისქვეშა გაზსაცავიდან ე.წ. „სადგურის ჭიშკრიდან“; ერთეული გაზის გაყიდვის ფასი; ეს მაჩვენებელი დიდადაა დამოკიდებული ტემპერატურასა და წნევაზე. ამის გამო, პირველ რიგში, როგორც წესი, გაზის მოცულობა კორექტირდება გარკვეული პირობებით, კერძოდ, გათვალისწინებულ უნდა იქნეს გაზის ტემპერატურის და წნევის ნორმალური (სტანდარტული) პირობები. თუ გაზი გაიყიდა სხვა პირობებით, მაშინ აუცილებლად იქნება გაზის ტექნიკური დანაკარგები. რომლებიც, გავლენას ახდენს გარემოს ტემპერატურა, კერძოდ, მიწისქვეშა გაზსაცავში რაც უფრო ღრმად იმყოფება გაზი, მით უფრო ახლოა ტემპერატურა 150°C -თან. ამ ნიშნულთან შედარებით ყოველი 10°C -ით ზევით ან ქვევით გაზის მოცულობა, შესაბამისად, იცვლება დაახლოებით 1%-ით. ანალოგიურია გაზის ტექნიკური დანაკარგები წნევის ცვლილებისას. მაგალითად, თუ წნევა იცვლება 2-ჯერ, მაშინ მოსალოდნელია გაზის ტექნიკური დანაკარგი 1%-ის ოდენობით.

განვიხილოთ გაზის ტექნოლოგიური დანაკარგები და დანახარჯები. ცნობილია, რომ სითხოვან გამოფიტულ ფენებში მიწისქვეშა გაზსაცავების ციკლური ექსპლუატაცია საჭიროებს ისეთი ძირითადი ტექნოლოგიური პროცესების განხორციელებას, როგორცაა საცავებში გაზის ჩაჭირხნა, ამოღება და ფოროვან გარემოში წნევის ქვეშ მისი შენახვა, ხოლო გაზის ჩაჭირხნა და ამოღება, აგრეთვე კომპრესორული აგრეგატების ამუშავება და გაჩერება, სეპარაცია, გაწმენდა და ამოშრობა და ა.შ. იწვევს გაზის პერიოდულ გაფრქვევას.

ცნობილია ისიც, რომ მოქმედ გაზსაცავებს გააჩნია ტექნოლოგიური დანაკარგები, რომლებიც დაკავშირებულია ნახშირწყალბადიანი შენაერთების ისეთ პროცესებთან, როგორცაა

გახსნა, დიფუზია, სორბირება. ამ დროს იცვლება დადგენილი დამოკიდებულებები გაზის აქტიურ და ბუფერულ მოცულობებს შორის. შედეგად, აქტიური ნაწილის დაკავებული მოცულობა მნიშვნელოვნად ამცირებს გაზის ამოღების პოტენციურ შესაძლებლობებს და მიყვართ გაზის საერთო ფენური დანაკარგების გაზრდასთან.

აღნიშნულ საკითხებთან დაკავშირებით, ჩვენი მიზანია: მიწისქვეშა გაზსაცავის ტექნოლოგიური დანაკარგების დადგენა და, შესაბამისად, გაზსაცავის ბალანსიდან მათი ჩამოწერა; გაზის დანაკარგების და დანახარჯების აღრიცხვა ცალკეული ინდივიდუალური გაზსაცავისთვის.

აღნიშნული გამოცდილების გამოყენების შედეგად განვიხილოთ ჩვენ მიერ, შესაქმნელი დანაკარგების მეთოდის წანამძღვრები.

ტექნიკურ და ტექნოლოგიურ დანაკარგებზე გავლენას ახდენს საცავის ზომა, ჭაბურღილების რაოდენობა, შლეიფების სიგრძე და ა.შ. ამგვარად, საჭიროა შეფასდეს გაზსაცავის სპეციფიკა, მათი ურთიერთქმედების ჰიდროდინამიკური კავშირი. არსებული დოკუმენტაციის რანჟირების საფუძველზე ხდება დომინირებული ფაქტორის გამოვლენა.

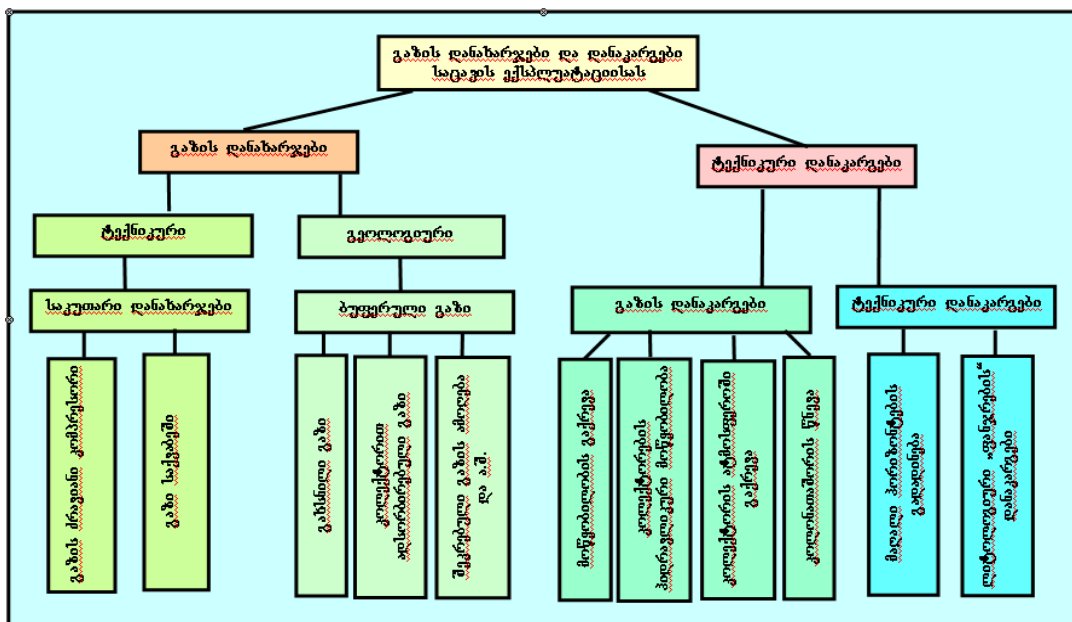
გაზსაცავიდან გაზის ტექნოლოგიური დანაკარგების გამომწვევი მიზეზებია: გაზის გადაგდება მტვერდამჭერებიდან, გაზის ამოშრობის სისტემის კონტაქტური კოლონებიდან და სეპარატორებიდან; გაზის გადაგდება შლეიფიდან; გაზის გაქრევა მტვერდამჭერებისა და სეპარატორებში; გაზის ამოფრქვევა ჭაბურღილიდან ატმოსფეროში;

გაზის ტექნიკურ დანაკარგებს ადგილი აქვს პრაქტიკულად ყველა საცავისათვის როგორც წყლოვან, ასევე გამოფიტულ ფენებში. ასეთი დანაკარგების კერძო შემთხვევა ხდება გაზის გადადინების დროს ზედა ჰორიზონტებიდან და ზედაპირზე ცალკეული ჭაბურღილებისათვის. გაზის ტექნიკური დანაკარგების მიზეზები

შედარებით მცირეა, გააჩნია ლოკალური ხასიათი და კონტროლირდება უშუალოდ გადადინების ჭაბურღილებით.

დიფუზია, გახსნა და სხვადასხვა ჰიდროქიმიური გარდაქმნა ხელოვნურ ბუდობებში წარმოიქმნება არცთუ ხანგრძლივი დროის განმავლობაში. ხანმოკლე დიფუზიის და გახსნის პროცესების დროს იგი მასშტაბურია. არსებული ლიტერატურა გვიჩვენებს, რომ მათი რაოდენობა დაახლოებით ტოლია 1,0-1,5%-ისა აქტიური მოცულობიდან.

ქვემოთ, ჩვენ მიერ, მოყვანილია ნახ.53, სადაც ნაჩვენებია მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაციის დროს წარმოქმნილი გაზის დანახარჯებისა და დანაკარგების სტრუქტურა.



ნახ. 53. დანაკარგების სქემა ფენური დანაკარგების დაზუსტება და გადადინების ხასიათის ტექნოლოგიური დანაკარგების შემცირება: 1. გაზის დანახარჯები და დანაკარგები საცავის ექსპლუატაციისას; 2. გაზის დანახარჯები; 3. ტექნიკური დანაკარგები; 4. გეოლოგიური; 5. საკუთარი დანახარჯები; 6. ბუფერული გაზი; 7. გაზისძრავიანი კომპრესორი; 8. გაზი საქვებში; 9. გახსნილი გაზი; 10.კოლექტორით აღსორბირებული გაზი; 11. შეგროვებული გაზის ამოღება და ა.შ.; 12. გაზის დანაკარგები; 13. ტექნიკური დანაკარგები; 14. მოწყობილობის გაქრევა; 15. კოლექტორების ჰიდრაგლიკური მოწყობილობა; 16. კოლექტორის ატმოსფეროში გაქრევა; 17. კოლონათაშორისი წნევა; 18. მაღალი ჰორიზონტების გადადინება; 19. ლიტოლოგიური „ფანჯრების“ დანაკარგები

6.6.1. ტექნოლოგიური ოპერაციების განხორციელებაზე გაზის დანახარჯების განსაზღვრის მეთოდთა საქართველოს გაზის მიწისქვეშა საცავის მაგალითზე

ტექნოლოგიური ოპერაციების განხორციელებაზე გაზის დანახარჯების შეფასებისთვის საჭიროა: სხვადასხვა კომუნიკაციაში გაზის მოცულობის განსაზღვრა, მაგალითად, მოცულობითი მეთოდით; გაზის დებიტის განსაზღვრა მისი გადმოძინების შემთხვევაში; მრიცხველით გაზის ხარჯის ათვლა.

გაზის დანახარჯების შეფასება, კომპრესორების გაჩერებისა და განტვირთვის დროს, ხდება შემდეგი ფორმულით:

$$Q_K = n \frac{T_2}{P_2} \left[\left(\frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2} \right) + \left(\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} \right) \right], \quad (5.3)$$

სადაც Q_K არის გაზის დანახარჯები გაზის საქაჩი აგრეგატის – ცილინდრების გადაგდებისას, კომპრესორების გაჩერების პერიოდში, ნმ³; P_1, P_2 – გაზის შესვლისა და გამოსვლისას წნევის სიდიდეები გაზის საკომპრესორო სადგურში, კგმ/სმ²; Z_1, Z_2 – გაზის გადაკუმშვის საშუალო კოეფიციენტების მნიშვნელობები საკომპრესორო სადგურში, როდესაც, შესაბამისად, გვაქვს P_1, P_2 და T_1, T_2 ; T_1, T_2 – გაზის აბსოლუტური ტემპერატურის საშუალო სიდიდეები საკომპრესორო სადგურში გაზის შესვლას და გამოსვლაზე, °K; V_1, V_2 – ცილინდრების და კოლექტორების გეომეტრიული მოცულობები საკომპრესორო სადგურში გაზის შესვლასა და გამოსვლაზე, მ³; n – კომპრესორების გაჩერების რაოდენობა; T_{st}, P_{st} – ტემპერატურის და წნევის სტანდარტული სიდიდეები, °K და კგმ/სმ².

გარდა ამისა, გაზის დანახარჯების განსაზღვრა გადაგდებისას მტვერდამჭერებიდან, სეპარატორებიდან და სხვა სისტემების გაწმენდისა და გაშრობის მოწყობილობებიდან, შლეიფების და შემაერთებელი

გაზსადენებისათვის, ხდება ერთხელ, საცავის მუშაობის პერიოდის დამთავრებისას, შესაბამისად.

კოლონებს შორის სივრცეში გაზის დანაკარგები განისაზღვრება მრიცხველით, თვეში ერთხელ.

6.6.2. გაზსაცავის მომსახურების ტარიფის გაანგარიშების მეთოდისა და საქართველოს გაზის მიწისქვეშა საცავის მაგალითზე

გაზსაცავის მომსახურების ტარიფის სწორად გაანგარიშება მოითხოვს ამ საკითხთან დაკავშირებული უამრავი ინფორმაციის დამუშავებასა და შესწავლას. პირველ რიგში, იგულისხმება ტექნიკური, ფინანსური, საკანონმდებლო და სხვა საკითხების სრულმასშტაბიანი და კომპლექსური ანალიზი. ასეთი მეთოდისა, ცხადია, ხასიათდება თავისი სპეციფიკით, მაგრამ, ჩვენი აზრით, იგი შესაბამისობაში უნდა იყოს ბუნებრივი გაზის ტარიფების დადგენის იმ მეთოდოლოგიასთან, რომელიც მოქმედებს მსოფლიოს გაზომომარაგებაში.

ცნობილია, რომ მიწისქვეშა გაზსაცავის მთავარი მიზანია ტრანზიტისა და მიღებული ან ქვეყანაში არსებული ბუნებრივი გაზის გამოყენების ეფექტიანობის ამაღლება. შესაბამისად, იგი გაზომომარაგების სისტემის ერთ-ერთი განუყოფელი ნაწილია და გაზსაცავის მომსახურების ტარიფს თავისი გავლენა აქვს მთლიანი გაზომომარაგების ტარიფზე მისი გადიდების მიმართულებით. მაგალითად, დანიური კომპანია „Ramboll Oil&Gas A/S“-ის შესრულებული წინასამშენებლო საპროექტო მონაცემებიდან ჩანს, რომ საქართველოს პირობებისათვის მიწისქვეშა გაზსაცავის მომსახურების ტარიფი მიღებული გაზის არსებულ ღირებულებას გაადიდებს 25-40 აშშ დოლარით ყოველ 1000 მ³-ზე. ქვემოთ განხილულია გაზსაცავის მომსახურების ტარიფის მეთოდის ჩვენებური მოდელი.

დოკუმენტის მიზანია საკანონმდებლო მოთხოვნათა შესაბამისად გაზსაცავის მომსახურების ტარიფის დადგენის წესისა და მეთოდის განსაზღვრა, რომელიც გამოყენებული უნდა იყოს საცავში ბუნებრივი გაზის ჩაჭირხნისა და ამოღების მომსახურების ტარიფის დასადგენად.

ვინაიდან ნაშრომში ხშირად გამოიყენება სპეციფიკური ტერმინები, ამიტომ მეთოდის გასაგებად ამ თავში მოგვყავს დანაკარგების და დანახარჯების მეთოდისა და გამოყენებული ტერმინები.

6.6.3. მიწისქვეშა გაზსაცავების დანაკარგების და დანახარჯების მეთოდისა

1. გამოყენებული ტერმინები

1.1. საბაზისო წელი - ტარიფების გაანგარიშების პერიოდის პირველი წელი;

1.2. საბაზისო ტარიფი - გაზსაცავის მომსახურების ღირებულება მითითებული ხარჯების მიხედვით, ტარიფების გაანგარიშების პერიოდის საბაზისო წლის განმავლობაში;

1.3. ბუნებრივი გაზის ბალანსი – გაზსაცავში ჩაჭირხნული ბუნებრივი გაზის მოცულობას მინუს გაზსაცავიდან ამოღებული ბუნებრივი გაზი, რომელიც მოიხმარება ტექნოლოგიური საჭიროებისათვის;

1.4. ბუნებრივი გაზის მოხმარება ტექნოლოგიური საჭიროებისთვის – გაზსაცავის სერვის პროვაიდერის მიერ გამოყენებული ბუნებრივი გაზის მოცულობა ტექნოლოგიური პროცესების უზრუნველსაყოფად;

1.5. გაზსაცავი – ნაგებობათა კომპლექსი, რომელშიც შედის მაღალი წნევის მილსადენები, ჭაბურღილები, ზედაპირული ტექნოლოგიური აღჭურვილობა (საკომპრესორო სადგურები, გაზის მილების ქსელი, გაციების დანადგარები, გაზის საშრობები და ა.შ) და მიწისქვეშა საცავი. ეს უკანასკნელი აშენებულია კლდის მიწისქვეშა ფენაში, სადაც ხდება ბუნებრივი გაზის ჩაჭირხნა და ამოღება კომპრესორის საშუალებით;

1.6. გაზსაცავის ჯამური მოცულობა – გაზსაცავში ბუნებრივი გაზის ჩაჭირხნის ან გაზსაცავიდან ამოღების მოცულობის ჯამი.

1.7. სერვის პროვაიდერი – (გაზსაცავის ოპერატორი) – ბითუმად მოვაჭრე პირი, რომელზედაც გაცემულია შესაბამისი ლიცენზია;

1.8. ბუნებრივი გაზის დანაკარგები – გაზსაცავში ტექნოლოგიურ ფაზაში ბუნებრივი გაზის შესვლის და გამოსვლის პერიოდისათვის მოცულობის სხვაობა (გაზსაცავში ბუნებრივი გაზის ჩაჭირხნა და ამოღება), რომელიც არ შეიცავს ბუნებრივი გაზის მოხმარებას ტექნოლოგიური საჭიროებისთვის;

1.9. რეგულირებადი აქტივების ბაზა – გაზსაცავის რეგულირებად საქმიანობაში გამოყენებული აქტივების საბაზრო ღირებულება და არამატერიალური აქტივები.

2. ტარიფის დადგენის პრინციპები

2.1. გაზსაცავის მომსახურების ტარიფის გაანგარიშებისას საანგარიშო პერიოდია საბაზისო წელი;

2.2. გაზსაცავის სერვის პროვაიდერმა ზუსტად და გამჭვირვალედ უნდა ასახოს გაზსაცავის მომსახურების ყველა ხარჯი, მათ შორის ის აქტივები და საქმიანობა, რომელიც გაზსაცავის მომსახურებასთანაა დაკავშირებული. ტარიფების გაანგარიშებაში უნდა შედიოდეს მხოლოდ ტექნოლოგიურად და ეკონომიკურად გამართლებული ხარჯები, რომლებიც აუცილებელია გაზსაცავის მომსახურების ეფექტური უზრუნველყოფისთვის.

2.3. სერვის პროვაიდერმა უნდა გამოიყენოს ხარჯების ეფექტიანი ამოგების მოდელი; ამოსავალი ძირითადი პრინციპია გაზის გამოყენების ეფექტიანობის ამაღლება. შესაბამისი ღონისძიებები უნდა იყოს კოორდინირებული მარეგულირებელ ორგანოსთან;

2.5. ტარიფები გაზსაცავის მომსახურებისთვის უნდა შეესაბამებოდეს ეკონომიკურად დასაბუთებულ დანახარჯებს. საბაზისო ტარიფის დადგენისას, მარეგულირებელი ორგანო აანალიზებს და აფასებს მოგებას და ხარჯებს.

3. გაზის ბალანსი

მეთოდის ერთ-ერთი ძირითადი მოთხოვნაა ბუნებრივი გაზის ბალანსის შედგენა; იგი ტარიფის გაანგარიშების აუცილებელი შემადგენელი ნაწილია გაწეულ დანახარჯებთან ერთად.

3.1. სერვის პროვაიდერმა უნდა შეადგინოს ბუნებრივი გაზის ბალანსი, შეაფასოს მოთხოვნა გაზსაცავის მომსახურებაზე, ბუნებრივი გაზის მოხმარების გათვალისწინებით, რათა უზრუნველყოს ტექნოლოგიური პროცესები და შეამციროს ბუნებრივი გაზის დანაკარგები.

3.2. გაზსაცავიდან ამოღებული ბუნებრივი გაზის საშუალო მოცულობა, რომელიც მოხვდება ტრანსპორტირების სისტემაში, უნდა გაანგარიშდეს საშუალო ფაქტობრივი (მიმდინარე) მოცულობების მიხედვით:

$$Q_G = \frac{Q_{G,n-3} + Q_{G,n-2} + Q_{G,n-1} + Q_{G,n}}{4},$$

სადაც Q_G არის გაზსაცავიდან ამოღებული და ტრანსპორტირების სისტემაში მოხვედრილი ბუნებრივი გაზის წლიური საშუალო მოცულობა; $Q_{G,n-3} - Q_{G,n-1}$ - გაზსაცავიდან ამოღებული ბუნებრივი გაზის ფაქტობრივი მოცულობა წინა სამი წლის განმავლობაში; $Q_{G,n}$ - მიმდინარე წელს ამოსაღები ბუნებრივი გაზის დაგეგმილი მოცულობა.

4. ტარიფში შემავალი კომპონენტები და ტარიფის გაანგარიშება

4.1. დანახარჯები, რომლებიც შედის მომსახურების ტარიფების გაანგარიშებაში ბუნებრივი გაზის ჩაჭირხნისა ($I_{G,Ch}$) და ამოღებისათვის ($I_{G,Am}$), უნდა შეიცავდეს საექსპლუატაციო ხარჯებს (I_{Expl}), კაპიტალურ დანახარჯებს (I_{Dan}), საამორტიზაციო დანახარჯებს (I_{Amort}) და გადასახადებს (I_{Gad}):

$$\begin{cases} I_{G,(Ch,Am)} = I_{Am(Ch,Am)}; \\ I_{G,Moms} = I_{Dan} + I_{Amort} + I_{Gad,Moms} \end{cases}$$

სადაც $I_{G,Ch}$ არის ოპერატორის მიერ გაზსაცავში ბუნებრივი გაზის ჩაჭირხნის მომსახურების დანახარჯი; $I_{G,Am}$ - ოპერატორის მიერ

გაზსაცავიდან ბუნებრივი გაზის ამოღების მომსახურების ხარჯი; $I_{G, Moms}$ - გაზსაცავის მომსახურების ხარჯი.

4.2. კაპიტალური დანახარჯი

4.2.1. კაპიტალური დანახარჯი შედგება კაპიტალის ამოგებისა და ამორტიზაციისაგან:

$$I_{Dan} = I_{Aqt, Amort} + P,$$

სადაც I_{Dan} არის კაპიტალური დანახარჯი (ფულადი ერთეული); $I_{Aqt, Amort}$ - ფიქსირებული აქტივების ამორტიზაცია და არამატერიალური აქტივებიდან ჩამოწერილი ღირებულება (ფულადი ერთეული); P – კაპიტალის ამონაგები (ფულადი ერთეული);

4.2.2. კაპიტალის ამონაგების სიდიდეს ადგენს მარეგულირებელი ორგანო სათანადო ანალიზის საფუძველზე. მან უნდა უზრუნველყოს სერვის პროვაიდერის საქმიანობის რენტაბელობა.

4.3. რეგულირებადი აქტივების ბაზა

4.3.1. რეგულირებადი აქტივების ბაზის საბაზრო ფასი საწყის ეტაპზე მარეგულირებელი ორგანოს მიერ შეიძლება იყოს გაანგარიშებული მხოლოდ აქტივებზე ან/და აქტივებზე და სხვა მონაცემებზე დაყრდნობით. აქ იგულისხმება ფინანსური ინვესტიციები, ამ მიზნით მიღებული სხვა თანხები და ა.შ, რომლებიც განაპირობებენ ბუნებრივი გაზის მიწოდების სტაბილურობასა და უსაფრთხოებას;

4.3.2. რეგულირებადი აქტივების ბაზის საბაზრო ფასის გაანგარიშებისას ფიქსირებული აქტივების ღირებულება გათვალისწინებული იქნება მომავალი წლის ტარიფის დადგენის დროს;

4.3.3. ფიქსირებული აქტივები, რომლებიც შეიქმნა ქსელთან მიერთებული მომხმარებლის გადასახადიდან, არ უნდა შევიდეს რეგულირებადი აქტივების ბაზის საბაზრო ფასში. ამასთან, ფიქსირებული აქტივების გაუფასურებული დანახარჯებიც არ უნდა აისახოს ტარიფში;

4.3.4. ფიქსირებული აქტივების საბაზრო ფასი, რომელიც არ გამოიყენება გაზსაცავების მომსახურებისას, არ უნდა აისახოს რეგულირებადი

აქტივების ბაზაში. სერვის პროვაიდერი უფლებამოსილია მოქმედი აქტივები გაითვალისწინოს ტარიფის დაანგარიშებისას.

4.4. კაპიტალის ამონაგები

4.4.1. კაპიტალის ამონაგები უნდა გაანგარიშდეს შემდეგი ფორმულის მიხედვით:

$$P = R_{\text{Cap, Amon}} C ,$$

სადაც P არის კაპიტალის ამონაგები (ფულადი ერთეული); $R_{\text{Cap, Amon}}$ - რეგულირებადი აქტივების ბაზის ღირებულება ტარიფის გაანგარიშების პერიოდის საბაზისო წლის დასაწყისში (ფულადი ერთეული); C - კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულება;

4.4.2 საშუალო შეწონილი კაპიტალის ღირებულება უნდა გაანგარიშდეს შემდეგი ფორმულის მიხედვით:

$$C = r_E \frac{E}{E + D} + r_{DE+D} E ,$$

სადაც r_E არის აქციონერთა კაპიტალის მოგების ნორმა (%); $\frac{E}{E + D}$ - აქციონერთა კაპიტალის ფარდობა მთლიან კაპიტალთან (სააქციო კაპიტალი და ნასესხები კაპიტალი); $\frac{D}{E + D}$ - ნასესხები კაპიტალის ფარდობა მთლიან კაპიტალთან (სააქციო კაპიტალი და ნასესხები კაპიტალი);

4.4.3. აქციონერთა კაპიტალის მოგების ნორმა უნდა გამოითვალოს შემდეგი ფორმულის მიხედვით:

$$r_E = r_F + r_C ,$$

სადაც r_C არის რისკის პრემია, რომელიც წარმოადგენს სახელმწიფოსა და სექტორის რისკის შეფასებას; r_F - ფასიანი ქაღალდების საშუალო პროცენტული განაკვეთი;

4.4.4. ნასესხები კაპიტალის მოგების ნორმა გამოითვლება, როგორც:

ა) საშუალო გრძელვადიანი საპროცენტო განაკვეთი შიდა მოვაჭრეებისათვის;

ბ) სერვის პროვაიდერის გრძელვადიანი კრედიტის ფაქტობრივი საშუალო საპროცენტო განაკვეთი;

გ) სახელმწიფოს სავალო ფასიანი ქაღალდებისა და სექტორული რისკის პრემიის გრძელვადიანი საპროცენტო განაკვეთის თანხა;

4.4.5. საპროგნოზო კაპიტალის ამონაგების სიდიდე უნდა შეფასდეს ტარიფის მთელი საანგარიშო პერიოდისთვის, რათა განისაზღვროს ტარიფის საფუძვლიანობა (კანონიერება) და სერვის პროვაიდერის შესრულების მოსალოდნელი რენტაბელობა.

4.5. ფიქსირებული აქტივების ამორტიზაცია და არამატერიალური ინვესტიციების ანგარიშიდან ჩამოწერილი საბალანსო ღირებულება (ფულადი ერთეული)

4.5.1. ფიქსირებული აქტივების ამორტიზაცია და არამატერიალური ინვესტიციების ანგარიშიდან ჩამოწერილი ღირებულება გაიანგარიშება შემდეგი ფორმულის მიხედვით:

$$I_{Gad} = I_{Gad,FAqAmort} + I_{Gad,Inv,Cham}$$

სადაც I_{Gad} არის ფიქსირებული აქტივების ამორტიზაცია და არამატერიალური ინვესტიციების ანგარიშიდან ჩამოწერილი ღირებულება;

$I_{Gad,FAqAmort}$ - ფიქსირებული აქტივების ამორტიზაცია; $I_{Gad,Inv,Cham}$ - არამატერიალური ინვესტიციების ანგარიშიდან ჩამოწერილი ღირებულება;

4.5.2. ფიქსირებული აქტივების ამორტიზაცია უნდა გაანგარიშდეს საერთაშორისო ბუღალტრული აღრიცხვის სტანდარტებისა და აღრიცხვის მიხედვით;

4.5.3. იმ შემთხვევაში, თუ ფიქსირებული აქტივები არ გამოიყენება სრული ინტენსივობით, გაანგარიშებული ამორტიზაცია უნდა შეესაბამებოდეს ფიქსირებული აქტივების ეფექტიან გამოყენებას;

4.5.4. არამატერიალური ინვესტიციების ანგარიშიდან ჩამოწერილ ღირებულებაში უნდა აისახოს ის ხარჯები, რომლებიც წარმოიშვა დათმობებისგან, პატენტებისგან, ლიცენზიებიდან, სავაჭრო ნიშნებისა და სხვა არამატერიალური ინვესტიციებისგან (გარდა სერვის პროვაიდერის

კეთილგანწყობისა), საერთაშორისო ბუღალტრული სტანდარტებისა და ქვეყანაში მიღებული აღრიცხვის პოლიტიკის გათვალისწინებით.

4.6. გადასახადები

4.6.1. სერვის პროვაიდერის მიერ შენობებზე, ნაგებობებზე, მიწის საკუთრებაზე ან იჯარაზე უძრავი ქონების გადასახადი უნდა გაანგარიშდეს რეგულირებადი აქტების საფუძველზე;

4.6.2. საწარმოს საშემოსავლო გადასახადი აგრეთვე გაანგარიშდება რეგულირებადი აქტივების საფუძველზე.

4.7. საექსპლუატაციო ხარჯები

სერვის პროვაიდერის მიერ გაწეული საექსპლუატაციო დანახარჯები გამოითვლება შემდეგი ფორმულით:

$$I_{\text{Amort}} = I_{\text{Techn,Proc}} + I_{\text{Pers}} + I_{\text{Rem}} + I_{\text{Econ}}$$

სადაც I_{Amort} არის სერვის პროვაიდერის მიერ გაწეული საექსპლუატაციო დანახარჯები; $I_{\text{Techn,Proc}}$ - გაზსაცავის დანაკარგებით და ტექნოლოგიური პროცესების უზრუნველყოფით გამოწვეული დანახარჯები; I_{Pers} - საშტატო და სოციალური ხარჯები; I_{Rem} - ხარჯები, რომლებიც აუცილებელია მიმდინარე სარემონტო სამუშაოების განხორციელებისთვის; I_{Econ} - ეკონომიკური საქმიანობის სხვა ხარჯები;

4.7.1. გაზსაცავის დანაკარგებით გამოწვეული დანახარჯები და დანახარჯები ტექნოლოგიური პროცესების უზრუნველსაყოფად უნდა შეიცავდეს გაზსაცავში შემვებული და გაზსაცავიდან ამოღებული ბუნებრივი გაზის დანაკარგებს და ითვალისწინებდეს ბუნებრივი გაზის მოხმარებას ტექნოლოგიური საჭიროებისთვის;

4.7.2. მიმდინარე სარემონტო სამუშაოებისთვის საჭირო ხარჯები, გაზსაცავის სისტემის აქტივები, ადმინისტრაციის ფიქსირებული აქტივები (შენობა-ნაგებობა, აღჭურვილობა და ა.შ.) იჯარის ყველა სახე, შესრულებული სხვა მოვაჭრეების მიერ, რომლებიც უნდა ჩამოიწეროს საანგარიშო პერიოდში და რომლის დროსაც ისინი წარმოიშვა შედის ბალანსში. განახლების საჭიროება

უნდა განისაზღვროს სერვის პროვაიდერის ვალდებულებების მიხედვით, რათა უზრუნველყოს გაზსაცავის უწყვეტობა და უსაფრთხოება;

4.7.3. ეკონომიკური საქმიანობის სხვა დანახარჯები უნდა იყოს დაკავშირებული სერვის პროვაიდერის ეკონომიკური საქმიანობის მთლიან დანახარჯებთან, რომლებიც საჭიროა გაზსაცავის მომსახურების უზრუნველყოფისთვის;

4.7.4. სერვის პროვაიდერი ვალდებულია უზრუნველყოს საცავში ბუნებრივი გაზის ჩაჭირხნა და ამოღება. გაზსაცავის მომსახურების ტარიფები უნდა განისაზღვროს გაზსაცავიდან ამოღებული და ტრანსპორტირების სისტემაში გადაცემული ბუნებრივი გაზის საშუალო მოცულობის მიხედვით, რომელიც ფიქსირდება კომერციული აღრიცხვის მრიცხველებში. ტარიფები გაიანგარიშება შესაბამის ფულად ერთეულებში ათას კუბურ მეტრზე;

4.7.5. გაზსაცავის მომსახურებიდან მიღებულმა სრულმა წლიურმა შემოსავალმა უნდა დაფაროს ის დანახარჯები, რომლებიც გაწეულ იქნა შესაბამის წელს.

4.7.6. მომსახურების საბაზისო ტარიფის გაანგარიშება უნდა მოხდეს შემდეგი ფორმულის მიხედვით:

$$T_{G,Ch} = \frac{I_{G,Ch}}{Q_G},$$

სადაც $T_{G,Ch}$ არის გაზსაცავის (საცავის) მომსახურების საბაზისო ტარიფი (ფულადი ერთეული/ათასი ნმ³); $I_{G,Ch}$ – გაზსაცავში ბუნებრივი გაზის შეშვების საფასური; Q_G – გადამცემი სისტემის ოპერატორის მიერ გადაცემული ბუნებრივი გაზის საშუალო მოცულობა (ათასი ნმ³):

$$T_{G,Moms} = \frac{I_{G,Moms}}{Q_{Aqt,Vol}},$$

სადაც $T_{G,Moms}$ არის გაზსაცავის მომსახურების საბაზისო ტარიფი (ფულადი ერთეული/ ათასი ნმ³/წელი); $I_{G,Moms}$ – გაზსაცავის ხარჯები, $Q_{Aqt,Vol}$ -

გადამცემი სისტემის ოპერატორის მიერ გადაცემული ბუნებრივი გაზის საშუალო მოცულობა (ათასი ნმ³).

$$T_{G,Am} = \frac{I_{G,Am}}{Q_{Aqt,Vol}},$$

სადაც $T_{G,Am}$ არის გაზსაცავიდან გაზის ამოტვირთვის მომსახურების საბაზისო ტარიფი (ფულადი ერთეული/ ნმ³/წელი); $I_{G,Am}$ – ბუნებრივი გაზის გაზსაცავიდან ამოტვირთვის მთლიანი საფასური; $Q_{Aqt,Vol}$ – გადამცემი სისტემის ოპერატორის მიერ გადაცემული ბუნებრივი გაზის საშუალო მოცულობა (ათასი ნმ³).

5. ტარიფის დადგენის პროცედურები

5.1. სერვის პროვაიდერის მიერ შემუშავებული სატარიფო პროექტი უნდა მომზადდეს აღნიშნული მეთოდით და შეიცავდეს გაზსაცავის მომსახურების ყველა ხარჯსა და საბაზისო ტარიფს;

5.2. სატარიფო პროექტი საფუძველია ტარიფის ფორმირებისა. იგი უნდა შეიცავდეს შესაბამისი გაანგარიშებების და დანახარჯების დასაბუთებას;

5.3. ტარიფის გაანგარიშების პერიოდში სერვის პროვაიდერი უფლებამოსილია წარუდგინოს მარეგულირებელ ორგანოს ახალი სატარიფო პროექტი;

5.4. სერვის პროვაიდერმა უნდა წარუდგინოს მარეგულირებელ ორგანოს დასაბუთება გაზსაცავის მომსახურების ახალი ტარიფის შესახებ, ინფორმაცია წინა პერიოდის რეალური დანახარჯების შესახებ, საპროგნოზო მონაცემები ახალი გაზსაცავის მომსახურების ტარიფთან დაკავშირებით, მომხმარებელთა კატეგორიებში სტრუქტურული ცვლილებების შესახებ და სხვა სახის ინფორმაცია;

5.5. მარეგულირებელმა ორგანომ კანონით დადგენილ ვადაში უნდა დაადგინოს გაზსაცავის მომსახურების ტარიფი, რომელიც უნდა იყოს სრულ შესაბამისობაში გაზმომარაგების არსებულ მეთოდოლოგიასთან.

6.7. მიწისქვეშა გაზსაცავების სამართლებრივი ასპექტები.

მიწისქვეშა ნაგებობათა მშენებლობისა და ექსპლუატაციის და არა წიაღისეულის მოპოვების მიზნით გამოყენებული წიაღი საქართველოს სახელმწიფო საკუთრებაშია წიაღის საფონდო თუ ტერიტორიალური სახელმწიფო ორგანოების განკარგულებით [127-131].

წიაღის ნაკვეთების საკუთრებაში გადაცემა ხდება განსაზღვრული ვადით ან უვადოდ. წიაღისეულის მოპოვებასთან დაუკავშირებელი ნავთობისა და გაზის საცავების მშენებლობასა და ექსპლუატაციაზე, აგრეთვე განსაკუთრებულად დასაცავ გეოლოგიურ ობიექტებზე ნებართვის გაცემა შესაძლებელია განუსაზღვრელი ვადით.

1. ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის ასპექტები

- * ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის განვითარების სტრატეგია;
- * ობიექტების ძიებისა და მომზადების მეთოდთა ნინოწმინდაში მიწისქვეშა გაზსაცავის შესაქმნელად;
- * მიწისქვეშა გაზსაცავის ტექნოლოგიური პროცესების გაანგარიშების მეთოდთა;
- * არამდგრად კოლექტორებში ჭაბურღილების ექსპლუატაციის ტექნოლოგიის შექმნა;
- * ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავში ჭაბურღილების წარმოების ამაღლების მეთოდები;
- * ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის ტექნიკურ-ეკონომიკური ეფექტურობის განსაზღვრის მეთოდთა;
- * ნორმატიული დოკუმენტები ნინოწმინდაში მიწისქვეშა გაზსაცავის შესაქმნელად და მისი შემდგომი ექსპლუატაციისთვის.

2. გაზსაცავით სარგებლობის ლიცენზია

გაზსაცავით სარგებლობის უფლება, მათ შორის, საქართველოს სახელმწიფო სუბიექტებისთვის, ზოგადად, ფორმდება ლიცენზიის სახით. იგი წარმოადგენს დადგენილი ფორმის ბლანკს საქართველოს სახელმწიფო

გერბით, აგრეთვე ტექსტური, გრაფიკული და სხვა დანართებით, რომლებიც ლიცენზიის განუყოფელი ნაწილია და განსაზღვრავს გაზსაცავით სარგებლობის ძირითად პირობებს.

გაზსაცავის არეალის სარგებლობის უფლება, პროდუქციის გაყოფის შესახებ ხელშეკრულების პირობების თანახმად, ფორმდება გაზსაცავით სარგებლობის უფლების ლიცენზიით. ლიცენზია, ხელშეკრულების პირობების თანახმად, ადასტურებს აღნიშნული ნაკვეთით სარგებლობის უფლებას და განსაზღვრავს საცავით სარგებლობის ყველა აუცილებელ პირობას საქართველოს კანონების შესაბამისად.

ლიცენზია წარმოადგენს საბუთს, რომელიც ადასტურებს მისი მფლობელის მიერ გაზსაცავის ნაკვეთით სარგებლობის უფლებას. მასში მფლობელთან წინასწარი მოლაპარაკების საფუძველზე განისაზღვრება ნაკვეთის საზღვრები, მითითებულია შესაბამისი მიზნობრიობა და ვადა. უფლებამოსილ სახელმწიფო ორგანოებსა და **საცავის** მომხმარებელს შორის შესაძლებელია დაიდოს ხელშეკრულება, რომელიც ადგენს აღნიშნული ნაკვეთით სარგებლობის პირობებს და ასევე მხარეების ვალდებულებას მოცემული ხელშეკრულების პირობების შესრულებაზე.

3. სადავო საკითხების განხილვა

სადავო საკითხები, რომლებიც გაზსაცავით **სარგებლობას** შეეხება, განიხილება საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის (სემეკი), ხელისუფლების, სასამართლოს ან საარბიტრაჟო სასამართლოს მიერ, მათი უფლებამოსილებისა და არსებული კანონმდებლობის შესაბამისად.

4. მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაციის კლასიფიკაცია

1. საბაზისო – გაზის მოხმარების სეზონური უთანაბრობის უზრუნველსაყოფად (რამდენიმე თვე), ხასიათდება შედარებით სტაბილური რეჟიმებით გაზის ჩაჭირხნის სეზონის დროს;

2. პიკური – გაზის მოხმარების ხანმოკლე უთანაბრობის უზრუნველსაყოფად (რამდენიმე დღე), მნიშვნელოვანი ცვლილებებით ხასიათდება გაზის შერჩევის პერიოდში;

3. სტრატეგიული – გაზის გრძელვადიანი მარაგის შესაქმნელად, გამოიყენება გამონაკლის შემთხვევებში.

ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატირება ხდება წყალშემცველ შრეებსა და ნავთობის საბადოების გამოფიტულ ადგილებში.

5. მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაცია

1. ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაციის ციკლური ეტაპი იწყება საცავის გაშვებით, საპროექტო მაჩვენებლებზე ორიენტირებული პროექტით და გრძელდება საცავის კონსერვაციამდე (ლიკვიდირებამდე).

2. მიწისქვეშა გაზსაცავის მიწისზედა მოწყობილობების ექსპლუატაციას ახორციელებენ (ან ხორციელდება) მოქმედი ნორმატიული დოკუმენტების შესაბამისად.

3. გაზსაცავის ობიექტის ექსპლუატირებას ახორციელებენ მიწისქვეშა გაზსაცავის ტექნოლოგიური პროექტის, ექსპლუატაციის რეჟიმის, გეოლოგიური და ტექნოლოგიური მოდელებისა და წიაღისეულის ობიექტური მონიტორინგის უზრუნველყოფის შესაბამისად.

4. ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაციის რეჟიმის გაანგარიშება ხდება საცავის ტექნოლოგიური მოდელის შესაბამისად, გაზის საცავში ჩაჭირხნის დაგეგმილ სეზონზე, რომელიც თანხმდება და მტკიცდება დადგენილი წესით.

5. ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაციის რეჟიმი მოიცავს: საცავის მზადყოფნის ანალიზს – გაზის საცავში ჩაჭირხნას მომავალი სეზონისთვის; ძირითადი ტექნოლოგიური მაჩვენებლების ცვლილებების დინამიკას – საცავში გაზის ჩაჭირხნას დაგეგმილ პერიოდზე; საცავის მაქსიმალური სადღეღამისო წარმოების გრაფიკს.

6. ციკლური ექსპლუატაციის დროს ტექნოლოგიური საპროექტო ორგანიზაცია ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავზე ყოველ 5 წელიწადში

ერთხელ უზრუნველყოფს წიაღის ობიექტურ მონიტორინგს მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაციისას, რომელიც შეთანხმებულია საქართველოს სახელმწიფო ტექნიკური ზედამხედველობის სამსახურის ტერიტორიულ ორგანოებთან და ითვალისწინებს ყველა სახის დაკვირვებასა და კვლევას, რომლებიც აუცილებელია საცავის უსაფრთხო ექსპლუატაციის უზრუნველსაყოფად დადგენილი საპროექტო მაჩვენებლების შესაბამისად.

7. საცავში ჩაჭირხნული გაზის საერთო რაოდენობის დანახარჯების გაზომვასა და აღრიცხვას აწარმოებს ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის შესაბამისი სამსახურები.

8. ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაციისას აწარმოებენ გაზის დანახარჯების გაანგარიშებას საკუთარი ტექნოლოგიური საჭიროებისათვის, რომელთა შედეგებსაც არეგისტრირებენ სემეკში და ითვალისწინებენ საცავში შეყვანილი ბუნებრივი გაზის ბალანსს.

9. გაზის ბალანსის წარმოებას გაზსაცავის ობიექტებში (საკუთარი ტექნოლოგიური საჭიროებისთვის გაზის დანახარჯების გათვალისწინებით) უზრუნველყოფს ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის სამსახური.

10. გაზის მოცულობის შესახებ მონაცემთა მნიშვნელოვანი სხვაობისას ხდება იმ მიზეზების შესწავლა, თუ რამ გამოიწვია არსებული ცდომილება (სხვაობა), ატარებენ შესაბამის ღონისძიებებს და შეაქვთ შესწორებები ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის გაზის ბალანსის წარმოების სისტემაში.

11. ობიექტის ჰერმეტიკულობის დარღვევის შემთხვევაში დროებით საცავის ექსპლუატაციის პროცესი ჩერდება, სანამ არ იქნება მიღებული შესაბამისი ზომები ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის უსაფრთხო (საიმედო) ექსპლუატაციის უზრუნველსაყოფად, რომელიც შეთანხმებულია საქართველოს სახელმწიფო ტექნიკური ზედამხედველობის სამსახურის ტერიტორიულ ორგანოებთან.

6. მიწისქვეშა გაზსაცავის ჭაბურღილების ექსპლუატაცია

1. ძირითადი მოწყობილობები განსაზღვრავს გაზის ჭაბურღილების ექსპლუატაციას ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავზე, მიიღება სადღეღამისო წარმოების შედეგად და გაზომვასა და კონტროლს ახდენს გაზის შეგროვების პუნქტზე.
2. საექსპლუატაციო ჭაბურღილების ტექნოლოგიური რეჟიმი ჩაჭირხნის პერიოდში განისაზღვრება და კორექტირდება ჰიდროგაზოდინამიკური კვლევების შედეგების საფუძველზე.
3. საექსპლუატაციო გაზის ჭაბურღილების კვლევას აწარმოებენ ატმოსფეროში გაზის გამოშვების გარეშე დანახარჯების რეგისტრაციის გზით და კოლექტორში, ჭაბურღილის შესართავში შესაბამისი წნევის, კომპრესორი სადგურების შესასვლელსა და გამოსასვლელზე გაზსადენის მიერთებისას და შტუცერების დიამეტრის შესაბამისად.
4. ჭაბურღილების კვლევა ატმოსფეროში გაზის გამშვებით დაიშვება მათი ათვისების დროს.
5. საჭიროების შემთხვევაში ატარებენ დამატებით კვლევებს არსებული მიზეზების გარკვევის მიზნით, რომლებიც გავლენას ახდენს პლასტ-კოლექტორის პროდუქტულობის მახასიათებლების ცვალებადობაზე (სითხის გაჟონვა, ჰიდრო საცობების წარმოქმნა და ა.შ.), ცალკეულ შემთხვევებში გაზში აგრესიული და ეროზიული კომპონენტების არარსებობისას.

7. მიწისქვეშა გაზსაცავში არსებული გაზის ბალანსი

1. გაზის ბალანსი ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის შენახვის ობიექტში იწარმოება გაზის დანახარჯების ფაქტობრივი გაზომვების საფუძველზე.
2. მიწისქვეშა გაზსაცავში არსებული გაზის ბალანსი მოიცავს: გაზის დანახარჯების შეფასებას, საცავში ჩაჭირხნული გაზის მოცულობას დღეღამის, თვის, სეზონის გათვალისწინებით.
3. გაზის დანახარჯები შენახვის ობიექტის ბალანსში კომპენსირებას ახდენენ საცავში გაზის ჩაჭირხნის პერიოდში.

8. ობიექტური მონიტორინგის ორგანიზაცია მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაციის დროს

1. ორგანიზაცია, რომელიც ახორციელებს საავტორო ზედამხედველობას ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის ექსპლუატაციაზე, უზრუნველყოფს ობიექტურ მონიტორინგს ნინოწმინდის კონკრეტული მიწისქვეშა გაზსაცავისთვის.

2. იმ კვლევებისა და შესაბამისი ქმედებების ჩატარება, რომლებიც აუცილებელია ობიექტური მონიტორინგის განსახორციელებლად, ხდება ნინოწმინდის მიწისქვეშა გაზსაცავის წიაღის ექსპლუატაციისას.

9. ბუნებრივი გაზსაცავის შენახვა, დასაწყობება და ამოღება

მუხლი 1. ბუნებრივი გაზის შენახვა მიწისქვეშა გაზსაცავებში უნდა მოხდეს საქართველოს კანონმდებლობის შესაბამისად, ქვეყნის ტერიტორიაზე არსებული ადმინისტრირების მქონე საწარმოს მიერ, მეწარმის რისკებითა და ხარჯით, პროცესით.

1. საქართველოს ენერგეტიკისა და ბუნებრივი რესურსების სამინისტროს ან სემეკის წარმომადგენლობა განსაზღვრავს იმ არსებულ გეოლოგიურ ფორმირებას, რომელმაც უნდა ჩაატაროს შესაბამისი პროცედურა.

2. საქართველოს ენერგეტიკისა და ბუნებრივი რესურსების სამინისტრო ამზადებს ტენდერს და წარმართავს პროცესს გაზსაცავის აქტივობათა თანახმად.

3. საქართველოს ენერგეტიკისა და ბუნებრივი რესურსების სამინისტრო სემეკთან ერთად ჩაერთვება ბუნებრივი გაზის შენახვის შესახებ შეთანხმებაში.

4. საქართველოს ენერგეტიკისა და ბუნებრივი რესურსების სამინისტრო სემეკთან კონსულტაციის შემდეგ დაუწესებს ექსკლუზიურ ვადებს იმ შესაბამის სამსახურებს, რომელთა სიმძლავრეები აკმაყოფილებს ან დააკმაყოფილებს გაზსაცავის ამუშავებას, ამ მუხლის პირველი პუნქტის თანახმად.

10. გარდამავალი დებულებები

1. სემეკი წარუდგენს ბუნებრივი გაზის საცავის პოტენციურ არეალებზე გეოლოგიურ მონაცემებს და თავის თავზე იღებს შემდგომ ანალიზებსა და მდგრადობის დადასტურებას.

1.1. საცავის პოტენციურ არეალებზე მდგრადობის დადასტურებისთვის საჭირო არაექსკლუზიური საექსპლოატაციო სამუშაოების ჩატარება, სემეკთან შეთანხმებით.

1.2. ამ მუხლის პუნქტი 1-ით განხორციელებული საექსპლოატაციო სამუშაოების ყველა მონაცემი უნდა გადაეგზავნოს სემეკს.

2. ბუნებრივი გაზის დასაწყობება უნდა მოხდეს გაზსაცავის მიერ, საქართველოს კანონმდებლობის შესაბამისად, ქვეყნის ტერიტორიაზე, მეწარმის რისკებითა და ხარჯით.

3. სემეკი დაარეგულირებს დასაწყობების საქმიანობას, ბოლო მომხმარებლამდე ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირებისა და კომერციალიზაციის კუთხით, მილსადენის ალტერნატიული საშუალებებით.

1. დაინტერესებულმა მხარეებმა საცავისთვის გამოსადეგი გეოლოგიური ფორმირებების შეთავაზება უნდა წარუდგინონ სემეკს.

2. სემეკი დაუწესებს, შესაბამისი პუნქტის თანახმად, საცავზე მესამე მხარის დაშვების ექსკლუზიურ ვადებს კონცესიურ შეთანხმებაში მონაწილე ობიექტებს.

3. ზედა ნაწილში მოცემული კონცესიური შეთანხმება სხვა დანარჩენ საკითხებთან ერთად წინ წამოსწევს კონცესიონერის ვალდებულებებს შეთანხმების ვადის გასვლისას და ექსპლოატაციაში მყოფი გაზსაცავის დათმობასთან დაკავშირებით.

5. ბუნებრივი გაზის საცავი შეიძლება რეგულირებულ და ინსპექტირებულ იქნეს სემეკის მიერ და ამ პირობებში მესამე მხარის დაშვება არ არის სავალდებულო.

დასკვნები

1. პირველად წარმოდგენილია რეგულირების, ეკოლოგიური მენეჯმენტის და მონიტორინგის, უსაფრთხოებისა და რისკების ანალიზი მიწისქვეშა საცავებისათვის, კერძოდ, მიღებულია გაზომომარაგების ობიექტის მონიტორინგის გადაწყვეტილებების დანერგვის და განხორციელების სქემა, სოციალურ-ეკოლოგიური ფაქტორების გათვალისწინებით. არსებული ლიტერატურის ანალიზის და მსოფლიოში გაზის სექტორის მიმოხილვის შედეგად შეიძლება დავასკვნათ, რომ დღეს საქართველოში სუსტადაა შესწავლილი მიწისქვეშა გაზსადენების საიმედოობის, გარემოსდაცვითი ღონისძიების და გადაწყვეტილების მიღების პრინციპები, რაც მოითხოვს დამატებით კვლევას.

2. ჩვენ მიერ პირველად მიღებულია ურთიერთკორელაციური კავშირი დღელამურ მოხმარებასა და ტემპერატურას შორის - კერძოდ, ახალი შედეგი: ტემპერატურასა და ბუნებრივი გაზის მოხმარებას შორის, ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტის საშუალო თვიური სიდიდეები სხვადასხვა ქალაქისათვის დაახლოებით 0,85-ის ტოლი, ხოლო ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი - დღელამური ბუნებრივი გაზის მოხმარებასა და ტემპერატურას შორის - 0,96-ის ტოლი, რაც გაცილებით მეტია. ამიტომ პროცესისათვის გვექნება გაცილებით ძლიერი კავშირი, რაც მომავალში მიიღება და მნიშვნელოვანი პროგნოზია მიწისქვეშა საცავის ექსპლუატაციისათვის.

3. პირველად წარმოდგენილია ავტოკორელაციის და ურთიერთკორელაციის ფუნქციები არსებული და პროგნოზული მიწოდების მწკრივებისათვის. დადგინდა, რომ ავტოკორელაციური კოეფიციენტები სამივე მწკრივისათვის პრაქტიკულად ერთნაირია და უახლოვდება 1,0-ს; ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი არსებულსა და პროგნოზულ მწკრივებს შორის: $K_{xy} = 0,8715$; ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი პროგნოზსა და შემდეგ მწკრივებს შორის: $K_{yz} = 0,9154$:

ურთიერთკორელაციის კოეფიციენტი არსებულსა და შემდეგ მწკრივებს შორის: $K_{xz} = 0,9911$; საკმარისად მნიშვნელოვანია კორელაციის კოეფიციენტების წონადობა არსებულ და პროგნოზულ პროცესებს შორის.

4. გაზის ნაკადის გაანგარიშებისას გამოიყენება მოდიფიცირებული განტოლება ცალკეული ჭაბურღილისათვის, საცავიდან გამოსვლისას. გარდა ამისა, საკომპრესორო მილების მახასიათებლები ზუსტად არ ასახავს კოეფიციენტებს, აღნიშნავს საკომპროსერო მილების და საცავის ნაკადის თვისებებს. ამგვარად, ჭაბურღილი სხვადასხვა სიღრმისათვის, ერთი და იმავე ჭისათვის, მიღებულია სხვადასხვა კოეფიციენტის ტესტირების და უმცირესი კვადრატული მეთოდით.

5. შესწავლილია შემდეგი ამოცანების მეთოდური გადაწყვეტა და სისტემური მიდგომა სრული კომპლექსისთვის, კერძოდ: მიწისქვეშა საცავები, ჭაბურღილები, შეკრების სისტემა და კომპრესორები. პირველად მიღებულია მიწისქვეშა გაზსაცავის კუმშვადობის კოეფიციენტის მიახლოებითი განტოლების პარამეტრების შეფასება და, შესაბამისად, გაზის მუშა და ბუფერული მოცულობების დადგენა.

6. არსებული მეთოდებისაგან განსხვავებით, შესწავლილია მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობილობის მონიტორინგი და კონტროლი, კერძოდ საცავიდან გაზის გაჟონვის აღმოჩენა, საცავში წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულების გაზომვით ნორმალური ისტორიული ციკლისას, გაზის ჩაჭირხნისა და ამოტუმბვისას. დადგენილია ჟონვადი საცავების მეთოდოლოგია როგორც თანაბარი, ასევე არათანაბარი ციკლისას. მიღებულია ოპერაციული ციკლის ტიპური დიაგრამა წყალსადაწნეო საცავისთვის და ჟონვადი საცავების წნევისა და მოცულობის ურთიერთდამოკიდებულების ამსახველი აქამდე აღწერილი დიაგრამები. აგრეთვე, განკუთვნილია იმ საცავებისთვის, რომლებიც საერთოდ არ ჟონავს და გააჩნია მოცულობის არაზუსტი მონაცემები და გაზის დეპოზიტირება საცავში ნახშირწყალბადის გაზის ხელმისაწვდომ ფოროვან სივრცეებში.

7. განსხვავებით არსებული მეთოდებისაგან, პროექტის (კერძოდ, მიწისქვეშა საცავის) განვითარების დროს შესწავლილია მიწისქვეშა საცავის ოპტიმიზაცია, რომლის უპირველესი გადაწყვეტილება გვიჩვენებს ტიპის საცავის მოწყობილობას და საბაზისო დატვირთვას, მაქსიმალური დატვირთვის შეზღუდვას და შუალედური ტიპის საცავის მოწყობილობას. ამიტომ შემუშავებულია ეკონომიკური და ფიზიკური ფაქტორები ტიპური საცავის მოწყობილობისათვის: საცავის ზომა და ჭაბურღილში გაზის ნაკადის მნიშვნელოვანი განსხვავება ყოველი ცალკეული შემთხვევის მიხედვით, რომლებიც აღნიშნულია რაციონალური თვისებებით და ეკონომიკური ალტერნატივების შეფასებით.

8. შემუშავებულია რეკომენდაციები და კონკრეტული წინადადებები საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნულ კომისიის (სემეკ) და სხვა ორგანიზაციებისათვის. კვლევების შედეგების პრაქტიკაში დანერგვა სემეკისა და სხვა ორგანიზაციებისათვის საშუალებას იძლევა შემუშავდეს მეცნიერულად დასაბუთებული მეთოდიკა, კერძოდ, პირველად შემუშავებულია საქართველოს მიწისქვეშა გაზსაცავის ტექნიკური და ტექნოლოგიური დანაკარგების და დანახარჯების მეთოდიკის პროექტი. ნატურულმა გამოკვლევებმა ცხადყო საქართველოს მიწისქვეშა საცავებისათვის საიმედოობის მაჩვენებლები, კერძოდ, მტყუნების საფრთხეების და აღდგენების ინტენსივობების ინტეგრალური მახასიათებლების დადგენა, რომლებიც ქმნიან საორიენტაციო საინფორმაციო ბაზას. კვლევების შედეგები გადაეცა საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელ ეროვნულ კომისიას.

გამოყენებული ლიტერატურა

1. http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%B3%D0%B0%D0%B7- ბუნებრივი გაზი - 08.03.2013
2. <http://dic.academic.ru/dic.nsf/stroitel/11584> - ვობეს რიცხვი - 17.03.2013
3. Finagan O. A Definition of Leakage in a storage Reservoir. Unpublished internal report. December. 1989. 34 p.
4. American Gas Association. Gas Committee Report No 3, 1985. 223 p
5. Хейн А.Л. Гидродинамический расчет подземных хранилищ газа. М., Недра. 1968. 315 с
6. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М., Недра. 1984. 486 с
7. Arentsen M.J., Kanneke R.W. National reforms in European Gas. Amsterdam: Elsevier. 2003, p 327
8. Gas Engineers Handbook. New York: Industrial Press Inc. 2000. 2000, pp 8/1-10/1
9. Отчет экономической комиссии ООН стран Европы. Рабочая группа по газу. Исследование по ПХГ в Европе и Средней Азии. Нью-Йорк, Женева. 1999 г. с 34
10. <http://www.erranet.org/> - Energy Regulators Regional Associations – 13.03.2012
11. Jaszbereni Z. Gas storage and security of supply issues Future of the European storage market. Drivers and challenges. ERRA Training Course: Principles of Gas Regulation. January 31 – February 4, 2011, Budapest. pp 34-39
12. ნამგალაძე დ., ქავთარაძე ი. О принятии и оптимизации решений внедрения энергообъектов с учетом социально-экологических факторов. საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენცია „ენერგეტიკა: რეგიონული პრობლემები და განვითარების პერსპექტივები“. ქუთაისი. საქართველო: 21-22 მაისი 2010, გვ 105-109
13. ნამგალაძე დ., ინგოროყვა დ. მაგისტრალური გაზსადენების დინამიკა. თბილისი: „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2006, 118 გვ
14. გურგენიძე დ., ნამგალაძე დ. ენერგეტიკული ობიექტების ეკოლოგიური დაცვა. თბილისი: „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2006, 178 გვ. 157
15. დ. ნამგალაძე, ი. ლომიძე, გ. ჩალაგაშვილი. მიწისქვეშა „გაზსაცავი – მაგისტრალური გაზსადენი“ სისტემის საიმედოობა. საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის შრომების კრებული. თბილისი. # 2 (480), 2011. გვ 14-18
16. Jacques de Jong. Restructuring EU Gas Industry. Basic policies and relevant features. ERRA Training Course: Principles of Gas Regulation. January 31 – February 4, 2011, Budapest. pp 23-31
17. Michot Foss M. Global Natural Gas Issues and Challenges: A Commentary. The Energy Journal. USA: 2005, Vol. 26, No. 2, pp. 111-128.
18. <http://www.bing.com/search?q=World+natural+gas+production+in+2010&src=IE-SearchBox&FORM=IE8SRC>. World natural gas production in 2010. Global Energy Statistical Yearbook 2011: Enerdata, 2011. 24.05.2012

19. http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/overview_en.html - Liberalisation of the electricity and gas markets - გაზმომარაგება ევროპაში - 11.03.2013
20. <http://iformatsiya.ru/tab1/728-razvedannye-zapasy-gaza-2011.html> - მსოფლიოში დაზვერილი გაზის მარაგები - 12.04.2013
21. <http://www.gazprom.ru/about/marketing/europe/> - მსოფლიო ექსპორტი - 19.04.2013
22. <http://mfd.ru/calendar/details/?id=56> – აშშ-ში დაზვერილი გაზის მარაგები - 11.03.2013
23. <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481> BP. Statistical Review of World Energy 2011. 24.05.2013
24. <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481> BP. Statistical Review of World Energy 2012. 24.05.2013
25. http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BF%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%BA_%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD_%D0%BF%D0%BE_%D0%B4%D0%BE%D0%B1%D1%8B%D1%87%D0%B5_%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%B0. Список стран по добыче природного газа. 2013.24.05
26. <http://knoema.com/cxoxwg>. World natural gas production in 2011. Global Energy Statistical Yearbook 2012: Enerdata. p. 78
27. <http://www.oilcapital.ru/upstream/170776.html>. С начала 2011 года добыча газа составила 670544,4 млн куб. м ЦДУ ТЭК РФ, 2013.24.04
28. <http://dolgikh.com/index/0-44>. Месторождение природного газа. 25.04.2013
29. <http://mostinfo.su/253-razvedannye-zapasy-gaza-v-stranah-mira-2012.html> Разведанные запасы газа в странах мира, данные 2011 года. 25.04.2013
30. გოჩიტაშვილი თ. ევროპაში დამატებითი გაზის მიწოდების ალტერნატიული პროექტი. სნგკ. სტრატეგიული კვლევებისა და ანალიზის ჯგუფი. ბაკურიანი: 2009, 46 გვ
31. http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm - OPEC - 12.03.2013
32. Van der Linde, C.J., Stern, J. Correlj? A., de Jong D., Tenjes, C. (2004) The Future of Gas: Will Reality Meet Expectation? Presented at the 9th International Energy Foru., Amsterdam: 22-24 May , 2004, pp 37-42
33. Creti A., Villeneuve B. Long-term contracts and take-or-pay clauses in natural gas markets. Energy Studies Review, UK: 2004, Vol. 13, No. 1. pp. 75-94
34. Correlj A. F., J.G. van der Linde R. Snijder, J.J. de Jong C. T?njies. The paradigm change in international natural gas markets and the impact on regulation, Nederland: Delta Institute. International Energy Press, 2006, pp 45-49
35. Кадерьяк П. Спрос: эволюция спроса во времени, глобально, ЕС, ЭРРА конференция по регулированию газа и ЦО. Венгрия, Будапешт: 2008, сс 76-83
36. Язев В.А. Великая газовая теорема. VI Международная конференция. Энергетический диалог Россия-Евросоюз. 18-19 мая 2011 года, Берлин, Германия. сс 54-61
37. Statment J. Energy dialogue: Russia – Europe Union. Gas Aspect. VI International Conference. Energy Dialogue: Russia – EU. Gas Aspect. May 19, 2011. Berlin, Germany. pp 17-23

38. Moritz Breipohl. Trading: Principles and Practice of Natural Gas. ERRA. March 29, 2011. Budapest. 87 p
39. Dano J. Project Implementation and the Regulatory Implications of the North Stream Gas Pipeline. 10th Energy Investment & Regulation International Conference ERRA. Peterburg. Russia: 2012, pp 112-120
40. Ascari Sergio. Gas Distribution Supply Regulation in Italy. ERRA Training Course: Principles of Gas Regulation. January 31 – February 4, 2011, Budapest. 47 p
41. <http://news.mail.ru/politics/8020996/>. Поставки природного газа в страны Европы – 12.04.2013
42. Tobin J. „Natural Gas Market Centers and Hubs“: Washington DC: Energy Information Administration, 2003, 117 p
43. Stern J.P. Traditionalists versus the New Economy: Competing agendas for European gas markets to 2020., November, Royal Institute of International Affairs, Energy and Environmental Programme. Briefing Paper No. 26. London: 2001, pp 38-46
44. Natural Gas Wholesale Markets. Training course regulation of energy utilities. European University Institute. Italy. Module 8 Version. Florence: 2007, 218 p
45. Larrain G., Reimut H., Von Maltzan J. Emerging Market Risk and Sovereign Credit Ratings. OECD's Technical paper No. 124. 1997, pp 57-69
46. Оралов С.В. Организационно-экономическое регулирование развития рынка газа. Специальность 08.00.05-Экономика и управление народным хозяйством. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук. М.: 2008, 31 с
47. Lyle C. Regional Gas Market Development. 10th Energy Investment & Regulation International Conference ERRA. May 16-17 2012, Peterburg. Russia. 2012, pp 19-24
48. Davis P.G., Groot M.B. Economic scour protection with adequate for structural safety. Proc. of 20-th IAHR Congress. Moscow: 1983, Vol.3. pp 547-555
49. Rosenblueth E. Optimum reliability's and optimum design. Structural safety. Proc. ASCE. USA: 1986, Vol.3, No.1. pp 69-83
50. MacAvoy P.W. The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation. USA, New Haven, Connecticut: Yale University Press, 2000, 227 p
51. Petrov K. Network Access – Capacity Management and Network Pricing. ERRA Training Course: Principles of Gas Regulation. January 31 – February 4, 2011, Budapest. pp 47-49
52. Kaderjak P. Security of supply issues in the European gas sector. ERRA Training Course on Natural Gas Regulation. January 31 - February 4, 2010, Budapest. pp 9-14
53. Тимонин А.С. Инженерно-экологический справочник. т 1-3. Калуга: Специальная литература, 2003, 1019 с
54. http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B0%D0%B3%D1%80%D1%8F%D0%B7%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%B0%D1%82%D0%BC%D0%BE%D1%81%D1%84%D0%B5%D1%80%D1%8B_%D0%97%D0%B5%D0%BC%D0%BB%D0%B8. Загрязнение в атмосферу - 15.04.2013
55. <http://www.velaspb.ru/05.html> - Промышленные выбросы в атмосферу - 19.03.2013
56. Estrada J. Мое, А. Martinsen K.D. (1995) The Development of European Gas Markets: Environmental. Economic and Political Perspectives Chichester. USA: John Wiley & Sons, 1995, 337 p

57. Upp L.E. Fluid Flow Measurement. Houston: Gulf Publishing Company. 1993. 317 p
58. http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BF%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%BA_%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD_%D0%BF%D0%BE_%D0%B4%D0%BE%D0%B1%D1%8B%D1%87%D0%B5_%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%B0. Список стран по добыче природного газа. 21.05.2013 59.
- http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BB%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B5%D0%B2%D1%8B%D0%B9_%D0%B3%D0%B0%D0%B7. Сланцевый газ. 30.04.2013
60. <http://www.cdu.ru/articles/detail.php?ID=298850>. Газовая промышленность США. 21.05.2013
61. <http://www.gazprom.ru/>. Газпром. 27.04.2013
62. http://www.google.com/#hl=ka&site=&source=hp&q=%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%BC&oq=%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%BC&gs_l=hp.12...27345.30106.0.30948.0.0.0.0.0.0.0.0...0.0...0.0...1c.1.4.hp.eR2TGGvz4D0&bav=on.2,or.r_gc.r_pw.&bvm=bv.42965579,d.Yms&fp=d0156aed53dba7e3&biw=1192&bih=534. Газпром. 27.04.2013
63. <http://news.mail.ru/tag/407/>. Новости-Газпром. 27.04.2013
64. <http://gazpromquestions.ru/>. Газпром-Вопросы и ответы. 27.04.2013
65. Янкаускас В. Регулирование энергетики в странах Балтии. Международная конференция ИНОГЕЙТ. Бельгия. Брюссель: 2007, сс 42-47
66. http://www.pravo.vuzlib.net/book_z1568_page_73.html. Понятие природной монополии. Субъект природной монополии и его обязанности – 15.03.2013
67. <http://www.jstor.org/discover/10.2307/1227624?uid=3738048&uid=2129&uid=2&uid=70&uid=4&sid=21101867181357>. Ben W.F. Depoorter. Researgher Center for Advanced Studies in Law and Economics 15.03.2012. 28.04.2013
68. Hossein Razavi. Financing Energy Projeqts in Emerging economics. Penn-Well Publishing Company. Tulsa. Oklahoma. USA. 1996. 288 pp
69. Fraden Jacob. Handbook of modern sensors, physics, designs and applications. Technology&Engineering. 2010. USA. 663 p
70. Конопляник А., Лебедев С., Проектного финансирования в нефтегазовой промышленности; мировой опыт и начало применения в России. „Нефть, Газ и Право”. 2000, №1, с.25-40; №2, с.23-42
71. Global Insight Estimation of industrial buyers’ potential demand response to short periods of high gas and electricity prices. Report for DTI and OFGEM. 20 May. 2010. 124 p
72. Sorenyi G. Changing Regulatory Focus of the Past 10 Years Changing Market Structures and the Regulatory Environment. 10th Energy Investment & Regulation International Conference ERRRA. Peterburg. Russia: May 16-17, 2012, pp 45-49
73. Roberts A. and Harman J. Regulatory Principles for Competitive Market Outcomes for Pipeline Transportation Services. Canberra: Tourism and Resources, 2002, p 129
74. Де Йонг Д. Рыночное влияние либерализации. Газовая неделя ЭРРА Венгрия, Будапешт: 2008, сс 47-53

75. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/acer/acer_en.htm. ACER (ენერგეტიკის მარეგულირებელთა თანამშრომლობის სააგენტო). 15.03.2013
76. Янкаускас В. Эволюция институтов регулирования энергетики в ЕС. Междунородная конференция ИНОГЕЙТ. Бельгия. Брюссель. 2007, сс 36-41
77. ერისთავი ე., ჩომახიძე დ., ცინცაძე პ. ენერგეტიკის რეგულირების საფუძვლები. წიგნი I. თბილისი: თერგი, 2000, 332 გვ
78. ერისთავი ე., ჩომახიძე დ., ცინცაძე პ. ენერგეტიკის რეგულირების საფუძვლები. წიგნი II. თბილისი: თერგი, 2001, 395 გვ
79. Benedict P. Robert. Fundamentals of temperature, pressure, and flow measurements. Publisher: Wiley, John & Sons, Incorporated. 1984. p 326
80. O. Fanigan. Ungerground Gas Storage facilities. gulf Publishing Company. Houston, London, Paris, Zurich, Tokyo. 2004. p.179
81. Сидоренко М.В. Подземное хранение газа. М., Недра.1985. 139 с
82. Хамханова Д.Н. Общая теория измерений. Методические указания к выполнению практических занятий по теоретической метрологии. Улан-Удэ. Изд-во ВСГТУ, 2002. – 32 с
83. Уалкер Э. Эффективность систем. Справочник по надежности. М.: Мир, 1969 (Т.1.). 1992, 226 с
84. Distribution. Book D-1. System Design. (Gas Engineering and Operating Practice Serries). USA: American Gas Association, A.G.A., 1990, 356 p
85. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справлчник по математике. М., Лейпциг: Наука. Тойбнер, 1981, 687 p
86. Shooman M.L. Probabilistic Reliability an Engineering Approach. New York: McGraw-Hill, 1968, 341 p
87. Капур К., Ламберсон Л. Надежность и проектирование систем. М.: Мир, 1980, 604 с
88. Deming, Matthew D.A. Theory of Weather-Service Energy demand. Paper presented of the 25th Annual Meeting of the Pipeline Simulation Interest Groop. October 14-15, 1993. 37-41 pp
89. ჩალაგაშვილი გ. კორელაცია მსხვილი ქალაქების ბუნებრივი გაზის მოხმარებასა და ამინდის ტემპერატურას შორის. „ენერგია“, თბილისი #1 (61), 2012. გვ. 5–10
90. Намгаладзе Д.П., Чалагашвили Г.Г. Экологическая качественная модель магистрального газопровода и принятие решений с учетом социально-экологических факторов. ВІСНИК Одеської державної академії державної будівництва та архітектури. Выпуск № 45. Одеса. Зовнішрекламасервіс. 2012 г. сс 155–164
91. ჩალაგაშვილი გ. სტატისტიკური მწკრივების კორელაციური ანალიზი, მისი მარაგებისათვის გაზის მიწისქვეშა საცავებში. „ინტელექტი“. 2011. თბილისი. #3 (41). გვ. 106–109
92. ნამგალაძე დ. ენერგეტიკული ობიექტების მექანიკური მოწყობილობის საიმედოობის სპეციალური ამოცანები. თბილისი: „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2008, 106 გვ
93. Орлов А.И. Прикаладная статистика. М., “Экзамен”. 2004. 238 с
94. Dodge B.F. Chemical Engineering Thermodynamics. New Yor: McGrow Publishing Company. 1944. p 22

95. Angulo M.G. Empirical Horspower Equations. Proceedings of the 8th PCRC reciprocating Machinery Conference. sept. 20-23. 1993. pp 46-52
96. Finagan O. Definition of a Horspower Equations for Use in Flow Studies. Unpublished paper report. 1982. p 17
97. Finagan O. A Method of Predicting the Decline of Natural Gas Fluid Reservoirs. rarep presented at the October. Annual Meeting of the Pipeline Simulation Interest Group. 1976. p 37
98. Finagan O. A Definition of the leakage in a Storage Reservoir. Unpublished internal report. December, London, 1989. pp 37-49
99. Tek M.R. Underground Storage of Natural Gas. Houston: Gulf Publishing Company. 1987. pp 78-88
100. Tek M.R. Verification of Inventory and Assurance of Deliverability in Underground Storage. Underground manuscript, Houston, 1994. pp 89-111
101. <http://www.eia.gov/forecasts/steo/report/natgas.cfm>. EIA. 27.05.2013
102. http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_Information_Administration. EIA. 21.05.2013
103. <http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>. Natural Gas Weekly Update. 26.04.2013
104. <http://www.eia.gov/.US> EIA. 27.05.2013
105. <http://www.eia.gov/naturalgas/data.cfm>. EIA. 27.05.2013
106. <http://www.energyindepth.org/tag/us-eia/>. Energy in Depth. 27.05.2013
107. Technical Losses in Natural Gas Transportation, Distribution, and Storage, Pennsylvania Public Utility Commission. USA. Pennsylvania. 2001. p 43
108. Methodology for the Calculation Gas Storage Service tariffs. Public Utilitied Commission. Latvia. Riga. 2008. p 8
109. Методические указания по определению технологически необходимых безвозвратных потерь газа при создании и эксплуатации газохранилищ в пористых пластах. Москва. Газпром. 1996. 79 с
110. Sirbu G. Implication of technical and commercial losses for natural gas tariffs Romanian approach. ERRa tariff/pricing Commetee. Zagreb. Croatia. 24 October. 2004. p10
111. Беляев Л.С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. Новосибирск. Наука, 1978, 398 с
112. Кондратьев С.Ю., Суворова В.В., Мартынюк В.Ф. Идентификация признаков предаварийных ситуаций на опасных производственных объектах с помощью редуцированной декомпозиции угроз и логико-графического метода „дерево отказов“. Нефть, газ и бизнес. М.: 2006, № 6. с.47-51.
113. Шаммазов А.М., Александров В.Н., Гольянов А.И. и др. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебник для ВУЗов. М.: ООО „Недра-Бизнесцентр“, 2003, 404 с
114. Конопляник А. Многосторонние международно-правовые инструменты как путь снижения рисков проектного финансирования и стоимости привлечения заемных средств. „Нефтяное хозяйство“, май 2003б № 5, с. 24-30 (часть I). июнь, 2003, №6, с.18-22
115. Современные методы строительства компрессорных станций магистральных газопроводов / В.Ф. Крамской, Л.Г. Телегин, В.В. Новосёлов и др. М.: недра, 199. 263 с.

116. Михайловский А. А. Научные основы регулирования и контроля количества газа в пористых подземных пластах подземных хранилищ.. М., 2010. с 231
117. Лобанова А. Н. Геолого-технологического условия повышения эффективности создания и эксплуатации подземных хранилищ газа. М., 2007. с 217
118. Золотухин М. В. Разработка моделей и средств управления для синтеза проектных решений, повышающих эффективность эксплуатации подземных хранилищ газа. М., 2010. с 176
119. Гольянов А.И. Газовые сети и газохранилища: Учебник для ВУЗов. – Уфа: ООО „Монография“, 2004. 303 с.
120. Афанасьев В.А., Березин В.Л. Сооружение газохранилищ и нефтебаз: Учеб. пособие для ВУЗов. М.: Недра, 1986. с 119
121. Finagan O. The Meetenig of Pulsating Flow: One Company’s case History. Proceedings of the 27th Annual School of Gas Measurement technology. 1992. 221 p
122. დ. ნამგალაძე, ი. ლომიძე, გ. ჩალაგაშვილი. მიწისქვეშა „გაზსაცავი – მაგისტრალური გაზსადენი“ სისტემის საიმედოობა. საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის შრომების კრებული. თბილისი. # 2 (480), 2011. გვ 14-18
123. Namgaladze D., Kavtaradze I. The qualitative model of assessing the ecological risk faCTOR of a gas-main and some aspects of its reliability. Energetika. Lituvania, Kaunas: 2011, T. 57. # 1 p 11-19
124. http://www.globalmethane.org/documents/methane_analysis_fs_rus.pdf - Глобальные выбросы метана и возможности их снижения - 15.03.2012.
125. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. М.: Недра, 1988, 354 с
126. Sparks C.R. Pulsation and Transient-Induced Errors at Orifice Meter Installations. Pipeline and Compressor research Council Research report 87-3. April, 1987. 45 p
127. Federative Republic of Brazil. Ministry of Mines and Energy. National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels. Law 11909 of March 4, 2009. 221 p
128. Federative Republic of Brazil. Ministry of Mines and Energy. National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels. Degree 7382 of December 2. 2010. pp 23-41
129. Law Writer Ohio Laws and Rules. Chapter 1571: Underground Storage of Gas. Usa. Ohio. 2012. pp 49-57
130. Kentucky’s Underground Abandoned Gas Tank Laws. USA. 2012. http://www.ehow.com/facts_7594455_kentuckys-abandoned-gas-tank-laws.him1#ixzzAm49tYAG. 17.05.2013
131. <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=140271>. Федеральный закон РФ. Закон о недрах. № 374-ФЗ, 27.12.2009