

დაბეჭდილია საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის  
დირექტორთა საბჭოს რეკომენდაციით



# ნავთობისა და გაზის მოპოვება, ტრანსპორტირება, გადამუშავება და გამოყენება საბაზისო ინფორმაციული ცნობარი

თეიმურაზ გოჩიტაშვილი

რედაქტორი გიორგი ჩიქოვანი

ენობრივი რედაქტორი ქეთევან გოჩიტაშვილი

თბილისი

2024

თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, ტექნ. მეცნ.დოქტორი, პროფესორი

ტელ.: 2 244 040 (414)

ფაქსი: 2 244 041

ელფოსტა: [t.gochitashvili@gogc.ge](mailto:t.gochitashvili@gogc.ge)

© 2024, თეიმურაზ გოჩიტაშვილი

ტიპოგრაფია „ტირაჟი“

ISBN 978-9941-8-3284-0

მეორე გადამუშავებული გამოცემა

2024

## წინასიტყვაობა

ნაშრომში მოცემულია ნავთობისა და გაზის მოპოვებასთან, გადამუშავებასა და ტრანსპორტირებასთან დაკავშირებული პროცესების, მოწყობილობებისა და სისტემების ძირითადი საცნობარო მასალები. მასში შედარებით ვრცლად არის განხილული ნავთობ- და გაზსადენების დაპროექტების, მშენებლობისა და ექსპლუატაციის საკითხები, რაც განპირობებულია საქართველოს, როგორც რეგიონის წამყვანი სატრანზიტო ქვეყნის, პოზიციონირებით საერთაშორისო ნავთობ-გაზის ინდუსტრიაში და, შესაბამისად, აღნიშნული საკითხებით ადგილობრივი მკითხველის დაინტერესებით. მსგავსი შინაარსის ტრადიციული გამოცემებისაგან განსხვავებით, ნაშრომის მეორე, გადამუშავებულ რედაქციაში ვრცლად არის წარმოდგენილი წყალბადის წარმოების, შენახვა-ტრანსპორტირებისა და ენერგეტიკაში გამოყენებისა და ატმოსფეროში წიაღისეული საწვავის წვის შედეგად ემიტირებული სათბურის გაზების შემცირების ძირითადი ასპექტები. დამატებულია, აგრეთვე, ახალი ნაწილები, რომლებიც მოიცავს სახელშეკრულებო ურთიერთობებს ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში და საქართველოს ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიის მიმდინარე მდგომარეობისა და განვითარების ძირითად ასპექტების მოკლე მიმოხილვა.

ნაშრომი განკუთვნილია საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციისა და მასთან აფილირებული კომპანიების მენეჯერებისა და სპეციალისტებისათვის, აგრეთვე ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიის ზოგადი საფუძვლებით დაინტერესებული მკითხველთა ფართო წრისა და პროფილური უმაღლესი სასწავლებლების სტუდენტებისათვის. მონოგრაფიაში გამოყენებული ლიტერატურის ჩამონათვალი (300-ზე მეტი), რომელიც მოიცავს როგორც ნავთობ-გაზის ინდუსტრიის ფუნდამენტური ცოდნის შემცველ, ისე თანამედროვე ტექნოლოგიებისა და ტენდენციების შესახებ ინფორმაციას, დაეხმარება სამაგისტრო და სადოქტორო საფეხურის სტუდენტებს ძირითადი მიმართულებების მიხედვით სისტემატიზებული სამეცნიერო-კვლევითი, ანალიზური და სტატისტიკური მასალების პირველწყაროების მოსაძიებლად. ნაშრომში მოცემული მასალების გამოყენება შეუძლიათ ენერგეტიკულ სექტორში ინვესტირებით დაინტერესებულ ბიზნესმენებს, აგრეთვე რეგიონული ეკონომიკისა და გეოპოლიტიკის საკითხებზე მომუშავე ექსპერტებსა და პოლიტიკოსებს საბაზისო ინფორმაციის გასაცნობად ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიის შესახებ.

საცნობარო მასალები, ძირითადად, საორიენტაციო ხასიათისაა და არ არის განკუთვნილი ზუსტი პროგნოზირების, დაგეგმვისა ან დაპროექტების მიზნებისათვის.

ცნობარს დართული აქვს ნავთობისა და გაზის საერთაშორისო ბიზნესში გამოყენებული შერჩევითი ტერმინების განმარტებითი ლექსიკონი, განზომილებათა ერთეულები სხვადასხვა სისტემის მიხედვით და გადამყვანი კოეფიციენტები. აგრეთვე, მეორე გამოცემას, განსხვავებით 2021 წლის რედაქციისა, თანდართული აქვს ვრცელი ინგლისური რეზიუმე, რომელიც ყურადღებას ამახვილებს საქართველოს ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიისათვის დამახასიათებელ სპეციფიკასა და განვითარების პერსპექტივებზე, რომლის გაცნობა დაინტერესებულ უცხოელებს მკითხველს ზოგად წარმოადგენას შეუქმნის ქვეყნის ენერგეტიკის ერთ-ერთ მნიშვნელოვან სექტორზე.

მეორე განახლებული რედაქციის გამოცემის საჭიროება განაპირობა კოვიდ-პანდემიის შემდგომი და რუსეთ-უკრაინის ომის შედეგების მნიშვნელოვანმა ზეგავლენამ გლობალურ ეკონომიკაზე, მათ შორის ნავთობისა და გაზის ბაზრის მოთამაშეების პოზიციონირებაზე - კერძოდ, ნათელი გახდა, რომ არსებით ცვლილებას მოითხოვს საერთაშორისო ბაზრების წიაღისეული ენერგეტიკული რესურსებით მომარაგების უკანასკნელი 20-30 წლის განმავლობაში დომინირებული, მაქსიმალურ ფინანსურ მოგებაზე ორიენტირებული ტენდენცია, გარემოს დაცვისა და ენერგეტიკული უსაფრთხოების ზოგიერთი ფუნდამენტური პრინციპის უგულვებლყოფის ფონზე. მეორე გამოცემის მიზანშეწონილობა ნაკარნახევია, აგრეთვე, მკითხველთა დიდი ინტერესით 2021 წლის გამოცემის მიმართ, რომლის დაკმაყოფილება შეუძლებელი აღმოჩნდა შეზღუდული ტირაჟის გამო.



## მადლიერების გამოხატვა

ნაშრომის განახლებულ რედაქცია გამოცემულია საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის დირექტორთა საბჭოს გადაწყვეტილებით (საბჭოს თავმჯდომარე გიორგი ჩიქოვანი, წევრები: ეკატერინე სისაური, ნიკოლოზ ფიცხელაური, შალვა კიკნაველიძე). მასში გამოყენებულ მონაცემთა ბაზისა და ილუსტრაციების შეგროვების, სისტემატიზაციისა და დამუშავების პროცესის სხვადასხვა ეტაპზე ავტორთან ერთად მონაწილეობდნენ კორპორაციის სხვადასხვა დეპარტამენტის მენეჯერები და სპეციალისტები. მათ მიერ გაზიარებული ინფორმაციისა და საქმიანი რჩევების გამოყენებამ მნიშვნელოვანი სამსახური გაუწია ავტორს ნაშრომის სრულყოფაში.

ავტორი განსაკუთრებული მადლიერებით აღნიშნავს ტექნიკური რედაქტორის, ბატონი გიორგი ჩიქოვანის წვლილს ნაშრომის მომზადებაში ხელშეწყობისა და გლობალური და საქართველოს ენერჯეტიკის თანამედროვე პრობლემებსა და განვითარების ტენდენციებზე მუშაობისას მუდმივი კომუნიკაციისა და ღირებული კონსულტაციებისათვის. აგრეთვე, კოლეგების: დავით ჯიბლაშვილის, დავით ციციშვილის, ალექო აბაიძის, ვაჟა ხიდაშელის, დავით ონიანის, გიორგი კიკვაძის, ზურაბ ეზუგბაიას, ლიანა ლომიძის, სოფიო ლიჩელის, ირაკლი ჩაჩიბაიას, გიორგი ჩახვაშვილის, ზაალ ორაგველიძის, სერგო კირაკოსოვის, გიორგი იჩქიტაძის წვლილის შესახებ, რომელთა დახმარებით წიგნის განახლებულ რედაქციაში შეტანილია მნიშვნელოვანი და არსებითი ხასიათის კორექტივები.

ავტორი მადლიერებით აღნიშნავს ბატონების ომარ ქუცნაშვილისა (კომპანია „ჯეოინჟინირინგი“) და არჩილ მაღალაშვილის (ილიას უნივერსიტეტი), აგრეთვე საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის საინჟინრო დეპარტამენტის ყოფილი უფროსის თეიმურაზ ჯავახიშვილისა და მთავარი გეოლოგის სოსო ღუდუშაურის განსაკუთრებული დახმარების შესახებ ნაშრომის პირველი გამოცემის რედაქტირებისა და ნავთობ- და გაზსადენების პროექტირებასთან დაკავშირებული და საქართველოს ნავთობისა და გაზის საბადოების გეოლოგიისა და განვითარების საკითხების მომზადებისას, შესაბამისად.

## მნიშვნელოვანი შეტყობინება

ნაშრომი წარმოადგენს საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციისა და ავტორის საკუთრებას. იგი მომზადებულია სტრატეგიის, ანალიზისა და პერსპექტიული პროექტების დეპარტამენტის ხელმძღვანელის, პროფ. თეიმურაზ გოჩიტაშვილის მიერ. პუბლიკაცია არ არის განკუთვნილი ზუსტი პროგნოზირებისა და დაგეგმვის, ან საბადოთა განვითარების, გადამამუშავებელი საწარმოებისა და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის მშენებლობის პროექტების მომზადებისა და რეალიზაციისათვის. ნაშრომის არცერთი ნაწილი არ ქმნის საფუძველს კორპორაციის ან ავტორისათვის რაიმე ვალდებულების დაკისრებისათვის და არ შეიძლება განხილული იყოს, როგორც მათი რეკომენდაცია.

ნაშრომი ძირითადად ეფუძნება საერთაშორისო ნავთობინდუსტრიაში გავრცელებულ ტენდენციებსა და მეტ-ნაკლებად ითვალისწინებს განვითარებადი ბაზრებისათვის დამახასიათებელ მნიშვნელოვან რისკებსა და არასტაბილურობასაც. შესაბამისად, ნაშრომის გამოყენებისას იურიდიულმა ან ფიზიკურმა პირებმა უნდა მიიღონ დამოუკიდებელი საბოლოო გადაწყვეტილებები, რომლებიც სწორად მიაჩნიათ, საკუთარ ამოცანებსა და ფინანსურ მდგომარეობაზე დაყრდნობით შეაფასონ რისკები, მათ შორის პოტენციური პოლიტიკური და ეკონომიკური არასტაბილურობის, სამართლებრივი და სატარიფო პოლიტიკის შესაძლო ცვლილებების, აქტივების სავარაუდო ნაციონალიზაციისა და ვალუტის გაცვლითი კურსის მერყეობის გათვალისწინებით.

ნაშრომში ასახული ანალიზური მასალა, საცნობარო მასალები, ტექნოლოგიების, კომპანიების, ინდუსტრიისა და ბაზრების აღწერა და გამოთქმული მოსაზრებები ემყარება ავტორის 50-წლიანი სამეცნიერო, პედაგოგიური, საინჟინრო და მენეჯერული საქმიანობის პერიოდში შექმნილ ცოდნასა და გამოცდილებასა და საჯაროდ ხელმისაწვდომ ოპერატიულ ინფორმაციას. მასში მოცემული მოსაზრებების, პროგნოზებისა და შეფასებების ნაწილი მიღებულია მესამე მხარის წყაროებიდან, რომლებიც ავტორის მიერ მიჩნეულია სანდოდ და კეთილსინდისიერად, თუმცა არ არსებობს ამ მონაცემების სისწორისა და ამომწურავობის გარანტია და შეიძლება შეიცვალოს დროის განმავლობაში.

ნაშრომის გამოყენება საგანმანათლებლო და არაკომერციული მიზნებისათვის შესაძლებელია ყოველგვარი შეთანხმების გარეშე. აკრძალულია ამ დოკუმენტის ან მისი ნებისმიერი ნაწილის კოპირება, გავრცელება ან პუბლიკაცია მედიით ან რაიმე სხვა ფორმით კომერციული მიზნებისათვის, ავტორთან შეთანხმების გარეშე.

## თეიმურაზ გოჩიტაშვილი

### ნავთობისა და გაზის მოპოვება, გადამუშავება და ტრანსპორტირება რეზიუმე

ნაშრომში მოცემულია ნავთობისა და გაზის მოპოვებასთან, გადამუშავებასა და ტრანსპორტირებასთან დაკავშირებული პროცესების, მოწყობილობებისა და სისტემების ძირითადი საცნობარო მასალები. მასში, მსგავსი შინაარსის ტრადიციული გამოცემებისაგან განსხვავებით, შედარებით ვრცლად არის განხილული ნავთობ- და გაზსადენების დაპროექტების, მშენებლობისა და ექსპლუატაციის, აგრეთვე, გათხევადებული და კომპრესიული გაზისა და წყალბადის წარმოება-გამოყენების პერსპექტივები.

ნაშრომი ძირითადად განკუთვნილია ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიის ზოგადი საფუძვლების გაცნობით დაინტერესებული მკითხველთა ფართო წრის, აგრეთვე უმაღლესი სასწავლებლების სტუდენტებისათვის, რომლებიც შეისწავლიან ენერგეტიკის მენეჯმენტის საკითხებს. დანიშნულების გათვალისწინებით და მოცემული ინფორმაციის მეტი თვალსაჩინოების მიზნით, ცნობარი უხვადაა ილუსტრირებული, რისთვისაც ძირითადად გამოყენებულია საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის საარქივო და ავტორის მონაწილეობით შესრულებული საინჟინრო პროექტების მასალები, აგრეთვე ინფორმაცია საზოგადოებრივად ხელმისაწვდომი წყაროებიდან და ქართული და უცხოენოვანი საცნობარო ლიტერატურიდან.

შესავალში მოცემულია ნავთობისა და გაზის, როგორც ძირითადი ენერგეტიკული რესურსის, ნავთობგადამამუშავებელი, ქიმიური და მრეწველობის სხვა დარგების ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი ნედლეულის ზოგადი დახასიათება, მოპოვებისა და გამოყენების მრავალსაუკუნოვანი ისტორია და თანამედროვე ეტაპის გამოწვევები.

მოკლე ინფორმაცია დედამიწისა და ორგანული სამყაროს ევოლუციის, ნავთობისა და გაზის გენერაციისა და საბადოების ფორმირების შესახებ მოცემულია ნაშრომის პირველ ნაწილში. განხილულია საკითხები ნავთობისა და გაზის გლობალური მარაგების, აგრეთვე არატრადიციული რესურსების პოტენციალის შესახებ. შედარებით დეტალური ინფორმაციაა მოცემული საბადოების ძებნა-ძიების, საძიებო და საექსპლუატაციო ჭაბურღილების, ნავთობისა და გაზის მოპოვების, მათ შორის ოფშორული საბადოებიდან, და წიაღიდან ამოღებული პროდუქციის პირველადი დამუშავების ტექნოლოგიებისა და გამოყენებული მოწყობილობის, აგრეთვე მსოფლიოს უდიდესი ნავთობისა და გაზის საბადოებისა და მსხვილი ნაციონალური და საერთაშორისო ნავთობკომპანიების შესახებ. მნიშვნელოვანი ყურადღება აქვს დათმობილი ნავთობ-გაზის ინდუსტრიასა და მილსადენების სამშენებლო პროექტების რეალიზაციის დროს საერთაშორისო პრაქტიკაში რეკომენდებული საქმიანი გარიგებების აღწერასა და პრიორიტეტული გამოყენების არეალების დადგენას.

საქართველოს, როგორც რეგიონის წამყვანი სატრანზიტო ქვეყნის, პოზიციონირების გამო ნავთობისა და გაზის საერთაშორისო ბაზარზე, აგრეთვე

შესაბამისი საკითხებით ადგილობრივი მკითხველის დაინტერესების გამო, ვრცლადაა განხილული ნავთობისა და გაზის ტრანსპორტირებასთან დაკავშირებული გამოწვევები და განვითარების პერსპექტივები. კერძოდ, დახასიათებულია ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების საზღვაო, სარკინიგზო და საავტომობილო გადაზიდვების საშუალებები, გლობალური და რეგიონული ვაჭრობის პრობლემები.

განსაკუთრებული ყურადღება აქვს დათმობილი ნავთობისა და გაზის მაგისტრალური მილსადენების დაპროექტების, მშენებლობისა და ექსპლუატაციის სხვადასხვა საკითხს. მოცემულია ინფორმაცია რეგიონული ნავთობ- და გაზსადენების, აგრეთვე მაგისტრალური მილსადენი სისტემების ოპერირების განსაკუთრებული ასპექტების შესახებ.

მნიშვნელოვანი ადგილი ეთმობა მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობის, მილსადენის სახაზო ნაწილის ჰიდრავლიკური გაანგარიშების, ნავთობისა და გაზის ნაკადების პარამეტრების აღრიცხვისა და რეგულირების მეთოდებსა და საშუალებებს.

ნაშრომის მე-3 თავი, ძირითადად, ნავთობისა და გაზის გადამუშავების საკითხებს ეძღვნება. განხილულია ნედლი ნავთობის შედგენილობა, გადამუშავებისათვის მომზადების პროცესი, შერჩევითი დისტილაციის პროცესის მოწყობილობა და პარამეტრები სხვადასხვა აირადი, მსუბუქი და მძიმე ფრაქციების მისაღებად, მაღალი ხარისხის შიდაწვისა და დიზელის ძრავების, ტურბინული, საქვაბე და საყოფაცხოვრებო დანიშნულების ნავთობპროდუქტების მიღებისა და შენახვის ტექნოლოგიები.

მოცემულია ინფორმაცია ბუნებრივი გაზის შედგენილობისა და სატრანსპორტოდ, აგრეთვე მომხმარებლისათვის მისაწოდებლად მომზადების ტექნოლოგიების შესახებ. ყურადღება გამახვილებულია გაზის ტრანსფორმაციის პროდუქტების - გათხევადებული და კომპრესიული გაზის, განსაკუთრებით კი, წყალბადის წარმოების, შენახვისა ტრანსპორტირების ტექნოლოგიებსა და განვითარების პერსპექტივებზე.

ნაშრომის მე-4 ნაწილი ეთმობა ნავთობისა და გაზის, აგრეთვე წყალბადის გამოყენების საკითხებს სატრანსპორტო საშუალებებში, საყოფაცხოვრებო სექტორში, თბოელექტრო გენერაციის ობიექტებსა და ქიმიურ მრეწველობაში. დახასიათებულია ნავთობპროდუქტებისა და ბუნებრივი გაზის ტრანსფორმაციის პროდუქტების თბური, ტექნოლოგიური და საექსპლუატაციო პარამეტრები. განხილულია, აგრეთვე, ენერგეტიკული პროდუქტების მოთხოვნის პროგნოზირებისა და ფასწარმოქმნის საკითხები. ყურადღება გამახვილებულია წიაღისეული რესურსების როლზე გლობალური დათბობის პროცესსა და სათბურის გაზების შემცირების პერსპექტივებზე.

მე-5 თავში თავმოყრილია სისტემატიზებული ინფორმაცია საქართველოს ნავთობისა და გაზის სექტორის დღევანდელი მდგომარეობისა და ისტორიული და სავარაუდო სამომავლო განვითარების სცენარების შესახებ. დანართში მოცემულია

ამ ნაწილის მოკლე ინგლისურენოვანი გზამკვლევი (Introductory GUIDE into Georgian Oil and Gas Industry), რომლის დანიშნულებაცაა, დაეხმაროს დაინტერესებულ არაქართულენოვან მკითხველს, დეტალურად გაეცნოს ქვეყნის ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიის სპეციფიკას.

ცნობარს დართული აქვს ინფორმაცია გამოყენებული წყაროების შესახებ, ნავთობისა და გაზის საერთაშორისო ბიზნესში გამოყენებული ტერმინების მოკლე განმარტებითი ლექსიკონი, აგრეთვე სხვადასხვა სისტემაში გამოყენებული განზომილებათა ერთეულები და გადამყვანი კოეფიციენტები.

**Teimuraz Gochitashvili**

## **Oil and Gas Production, Transportation, Processing and Use – Basics**

### **Summary**

The basic reference materials of processes, equipment and systems related to oil and gas production, processing and transportation are provided in the publication. The issues of oil and gas pipeline design, construction and operation are relatively widely discussed, which is preconditioned by positioning of Georgia as the region's leading transit country for the international oil and gas industry and accordingly, by interest of local audience in these issues. Unlike traditional editions of the similar content, the main aspects of hydrogen production, storage and transportation and use in energy and reduction of greenhouse gases emitted as a result of combustion of fossil fuels are widely covered by the publication. Parts covering contractual relations in oil and gas industry and a brief overview of the current situation and main aspects of development of oil and gas industry of Georgia have been developed.

The publication is intended for a wide audience interested in general principles of oil and gas industry and students of Industry-specific higher educational institutions. The materials used in the publication may be used by businessmen interested in investing in energy sector, as well as experts working on the regional economy and geopolitical issues for obtaining basic information on oil and gas industry.

The publication is accompanied by a detailed summary in English, focusing on the specifics and prospects of development of oil and gas industry of Georgia, which will give interested foreign readers a general idea about one of the significant sectors of the country's energy.

The publication is the property of Georgian Oil and Gas Corporation (GOGC) and the author. It is prepared by the head of Strategy, Analysis and Prospective Projects Department, Prof. Teimuraz Gochitashvili. Analytical materials, reference materials, descriptions of technologies, companies, industry and markets and expressed opinions included in the publication are based on the knowledge and experience gained during the 50-year scientific, pedagogical, engineering and managerial activities of the author and the latest information publicly available by the manuscript preparation date.

The publication is not intended for accurate projections and planning and the information provided herein may not be considered as a recommendation for initiation and development of any project.

The publication may be used for educational and non-commercial purposes without any agreement. It is prohibited to copy, disseminate or publish this document or any of its part through mass media or in any other form for commercial purposes, without agreement with the author.

General characterization of oil and gas, as the main energy resource and one of the significant raw materials of chemical and other industries, long history of their production and use and challenges of the modern stage are provided in the Introduction.

General information about evolution of the organic universe, oil and gas generation and oil and gas field formation is provided in Part 1 of the publication. Issues related to global oil and gas reserves, as well as the potential of conventional resources are discussed. Relatively detailed information is provided on exploration of fields, oil and gas production from wells, including technologies and equipment of primary processing of products extracted from offshore fields and subsurface, as well as the world's largest oil and gas fields and large national and international companies.

Considerable attention is paid to description of business transactions recommended in oil and gas industry and in the international practice during implementation of pipeline construction projects and establishment of priority use areas.

Due to the positioning of Georgia as the region's leading transit country on the international oil and gas market, as well as due to the interest of local readers in respective issues, challenges related to oil and gas transportation and its development prospects are broadly discussed. In particular, means of marine, railway and vehicle transportation of oil and petroleum products, global and regional trade problems are described. Particular attention is dedicated to various issues of main oil and gas pipeline design, construction and operation. Information about special aspects of operation of regional oil and gas pipelines, as well as main pipeline systems is provided.

Significant focus is made on means and methods of the underground gas storage arrangement, hydraulic calculation of pipeline infrastructure, accounting and regulation of oil and gas flow parameters.

Part 3 of the publication is mainly dedicated to oil and gas processing. Composition of crude oil, the process of preparation for refining, equipment of the selective distillation process and parameters for obtaining various gaseous, light and heavy fractions, technologies of receipt and storage of high-quality petroleum products intended for engines, turbines, boilers and for household purposes are reviewed.

Information is provided on composition of natural gas and technologies of its preparation for transportation as well as for delivery to final consumers. Technologies of production, storage and transportation of gas transformation products – liquefied and compressed gas, also, hydrogen and prospects of their development are highlighted.

Part 4 of the publication is dedicated to use of oil and gas, as well as hydrogen in vehicles, the household sector, thermal and power generation facilities and chemical industry. Heat, technological and operating parameters of petroleum products and natural gas transformation products are characterized. The role of fossil resources in the global warming process and prospects of greenhouse gas reduction is highlighted.

Part 5 provides systematized information about the current situation in the oil and gas sector of Georgia and scenarios of its historic and possible future development. Introductory

GUIDE into Georgian Oil and Gas Industry of this part is provided in Annex in English and is intended for providing brief information about specifics of the country's oil and gas industry to interested non-Georgian readers.

The reference book is accompanied by information on the used sources, a brief glossary of terms used in the international oil and gas business, as well as measurement units and conversion coefficients used in various systems.



## სარჩევი

### I ნაწილი

საბადოს გეოლოგია და ნავთობისა და გაზის მოპოვება .....	1
1.1. შესავალი .....	2
1.2. დედამიწის ქერქისა და ორგანული სამყაროს ევოლუცია .....	5
1.3. დანალექი ქანები .....	12
1.4. ნავთობის წარმოშობა .....	17
1.5. ნავთობისა და გაზის საბადოები .....	21
1.6. ნავთობისა და გაზის გლობალური მარაგები .....	34
1.7. ნავთობისა და გაზის არატრადიციული რესურსები .....	41
1.7.1. ფიქლის ნავთობი .....	44
1.7.2. გაზის არატრადიციული რესურსები .....	47
1.8. ნავთობისა და გაზის ძებნა-ძიება .....	50
1.9. ჭაბურღილები .....	56
1.10. ნავთობისა და გაზის მოპოვება .....	66
1.11. პროდუქციის შეგროვება და მომზადება .....	75
1.12. საქმიანი გარიგებები ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში .....	82

### II ნაწილი

ნავთობისა და გაზის ტრანსპორტირება .....	92
2.1. საზღვაო, სარკინიგზო და საავტომობილო გადაზიდვები .....	93
2.2. ნავთობისა და გაზის მილსადენები .....	108
2.3. მაგისტრალური მილსადენები .....	113
2.4. ნავთობსადენი სისტემები .....	116
2.5. გაზსადენი სისტემები .....	126
2.6. მიწისქვეშა გაზსაცავი .....	135
2.7. ხარჯის გაზომვა და აღრიცხვა .....	140
2.8. მილსადენი სისტემების სახაზო ნაწილი .....	145
2.9. მილსადენების ჰიდრავლიკური გაანგარიშების საფუძვლები .....	159
2.10. მილსადენების უსაფრთხო ოპერირებასთან დაკავშირებული საკითხები .....	165
2.11. რეგიონული ნავთობ- და გაზსადენები .....	173
2.12. ნავთობ- და გაზსადენების მშენებლობა .....	205
2.12.1. დაგეგმვა .....	205
2.12.2. მაგისტრალური მილსადენების დაპროექტება .....	208
2.12.3. ტრასის შერჩევა .....	211
2.12.4. ნავთობ- და გაზსადენების გაანგარიშება .....	215
2.12.5. მილსადენების მშენებლობა .....	224

2.13. ნავთობ- და გაზსადენების მშენებლობასა და ექსპლუატაციასთან დაკავშირებული საკონტრაქტო ურთიერთობები .....	239
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

### III ნაწილი

<b>ნავთობისა და გაზის გადამუშავება .....</b>	<b>249</b>
3.1 ნავთობის თვისებები .....	250
3.2. ნავთობის შედგენილობა .....	258
3.3. ნავთობის გადამუშავება .....	262
3.4. ნავთობპროდუქტები .....	275
3.5. ბუნებრივი გაზის შედგენილობა და დამუშავება .....	287
3.6 ბუნებრივი გაზის გარდაქმნის პროდუქტები .....	294
3.6.1 გათხევადებული ბუნებრივი გაზი .....	294
3.6.2 კომპრესიული ბუნებრივი გაზი .....	303
3.6.3. წყალბადი .....	306

### IV ნაწილი

<b>ნავთობისა და გაზის გამოყენება .....</b>	<b>339</b>
4.1. კლიმატის ცვლილება, დეკარბონიზაცია და გლობალური ენერგეტიკის განვითარების ტენდენციები .....	340
4.2. ნავთობისა და გაზის ფასები .....	359
4.3. ნავთობი და ნავთობპროდუქტები .....	367
4.4. ბუნებრივი გაზი .....	370
4.4.1. შესავალი .....	370
4.4.2. მოთხოვნა ბუნებრივ გაზზე .....	371
4.4.3. გაზის გამოყენება საყოფაცხოვრებო სექტორსა და ელექტრო გენერაციის საშუალებებში .....	383
4.4.4. წყალბადის გამოყენება ელექტრო ენერგეტიკაში .....	388
4.5. წყალბადის პერსპექტიული გამოყენების სფეროები .....	397
4.6. ნავთობისა და გაზის გამოყენება ქიმიურ მრეწველობაში .....	402

### V ნაწილი

<b>საქართველოს ნავთობი და გაზი .....</b>	<b>406</b>
5.1. საქართველოს ნავთობგაზიანობა .....	407
5.1.1. გეოლოგია.....	407
5.1.2. აღმოჩენილი საბადოები.....	407
5.1.3. შეფასებული მარაგები და რესურსები .....	409
5.1.4. სალიცენზიო ბლოკები და მოპოვება.....	411
5.2. ნავთობის გადამუშავება, იმპორტი და ტრანზიტი .....	416
5.2.1. ნავთობის პირველადი მომზადება .....	416
5.2.2. ნავთობგადამუშავება .....	419
5.2.3. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების იმპორტი .....	421
5.2.4. ტრანზიტი .....	422
5.3. ბუნებრივი გაზის სექტორი .....	426

5.3.1. სექტორის ზოგადი დახასიათება .....	426
5.3.2. სატრანსპორტო და სატრანზიტო ინფრასტრუქტურა .....	436
5.3.3. ბუნებრივი გაზის განაწილება .....	442
5.3.4. მოთხოვნის პროგნოზი .....	443
5.4. ენერგეტიკულ უსაფრთხოებასთან დაკავშირებული გამოწვევები .....	446
5.4.1. ძირითადი რისკები და საფრთხეები .....	446
5.4.2. კრიტიკული ინფრასტრუქტურა .....	460
5.4.3. საოპერაციო და სტრატეგიული რეზერვები .....	463
5.4.4. ინფრასტრუქტურის განვითარება .....	468
5.5. კანონმდებლობა და საერთაშორისო ენერგეტიკულ ორგანიზაციებთან ინტეგრაცია .....	471
<b>დანართები .....</b>	<b>481</b>
1. აბრევიატურა .....	482
2. გამოყენებული ლიტერატურა .....	486
3. ილუსტრაციები და ცხრილები .....	501
4. ნავთობისა და გაზის ბიზნესში გამოყენებული ტერმინების მოკლე განმარტებითი ლექსიკონი .....	516
5. გადამყვანი კოეფიციენტები .....	529
6. ოპეის კალათის გასაშუალებული წლიური ფასები .....	538
7. გაზების პარამეტრები .....	539
8. მაგისტრალური მილსადენების დაპროექტებისა და მშენებლობის ეტაპები .	541
9. ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში გამოყენებული სამშენებლო ნორმები, წესები, სტანდარტები, გარემოსა და შრომის დაცვის გზამკვლევები .....	545
10. წყალბადის ენერგეტიკის განვითარების ეტაპები .....	548
11. ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების დაგეგმვა .....	550
12. INCOTERMS: საქონლის მიწოდებისა და რისკის გადაცემის წერტილები ...	571
13. ნავთობის მარაგი .....	572
14. ნავთობში გახსნილი გაზის მარაგი .....	573
15. თავისუფალი გაზის მარაგი და პირობითი რესურსები .....	574
16. საქართველოს ნავთობისა და გაზის სექტორის პირველადი გზამკვლევი/ Introductory GUIDE into Georgian Oil and Gas Industry .....	575

## Table of Contents

### Part I

<b>Oil and gas geology and production</b> .....	1
1.1. Introduction .....	2
1.2. Evolution of the Earth crust and the organic universe .....	5
1.3. Sedimentary rocks .....	12
1.4. Origin of oil .....	17
1.5. Oil and gas fields .....	21
1.8. Global reserves of oil and gas .....	34
1.9. Non-conventional oil and gas resources .....	41
1.7.1. Shale oil .....	44
1.7.2. Non-conventional gas resources .....	47
1.8. Oil and gas exploration .....	50
1.9. Wells .....	56
1.10. Oil and gas production .....	66
1.11. Collection and preparation of extracted products .....	75
1.12. Business transactions in the oil and gas industry .....	82

### Part II

<b>Oil and gas transportation</b> .....	92
2.1. Maritime, railway and vehicle transportation .....	93
2.2. Oil and gas pipelines .....	108
2.3. Main pipelines .....	113
2.4. Oil pipeline systems .....	116
2.5. Gas pipeline systems .....	126
2.6. Underground gas storage .....	135
2.7. Flow measurement and recording .....	140
2.8. Linear part of pipeline system .....	145
2.9. Principles of hydraulic calculation of pipelines .....	159
2.10. Issues related to safe operation of pipelines .....	165
2.11. Regional oil and gas pipelines .....	173
2.12. Construction of oil and gas pipelines .....	205
2.12.1. Planning .....	205
2.12.2. Designing of main pipelines .....	208
2.12.3. Right of way selection .....	211
2.12.4. Oil and gas pipeline calculation .....	215
2.12.5. Pipeline construction .....	224

2.13. Contractual relations related to construction and operation of oil and gas pipelines .....	239
--------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

### **Part III**

<b>Oil and gas processing</b> .....	249
3.1 Oil properties .....	250
3.2. Oil composition .....	258
3.3. Oil refining .....	262
3.4. Petroleum products .....	275
3.5. Natural gas composition and processing .....	287
3.6 Natural gas transformation products .....	294
3.6.1 Liquefied Natural Gas .....	294
3.6.2 Compressed Natural Gas .....	303
3.6.3. Hydrogen .....	306

### **Part IV**

<b>Use of oil and gas</b> .....	339
4.1. Climate change, decarbonization and global energy development trends .....	340
4.2. Oil and gas prices .....	359
4.3. Oil and petroleum products .....	367
4.4. Natural gas .....	370
4.4.1. Introduction .....	370
4.4.2. Demand on natural gas .....	371
4.4.3. Use of gas in the household sector and power generation facilities .....	383
4.4.4. Use of hydrogen in power energy .....	388
4.5. Prospective areas of use of hydrogen .....	397
4.6. Use of oil and gas in chemical industry .....	402

### **Part V**

<b>Oil and Gas of Georgia</b> .....	406
5.1. Oil and Gas Bearing Prospects of Georgia .....	407
5.1.1. Geology .....	407
5.1.2. Discovered fields .....	407
5.1.3. Estimated reserves and resources .....	409
5.1.4. License blocks and production .....	411
5.2. Oil refining, import and transit .....	416
5.2.1. Primary oil treatment .....	416
5.2.2. Oil refining .....	419
5.2.3. Import of oil and petroleum products .....	421

5.2.4. Transit .....	422
5.3. Natural gas sector .....	426
5.3.1. General description of the sector .....	426
5.3.2. Transport and transit infrastructure .....	436
5.3.3. Natural gas distribution .....	442
5.3.4. Demand forecast .....	443
5.4. Challenges related to energy security .....	446
5.4.1. Key risks and challenges .....	446
5.4.2. Critical infrastructure .....	460
5.4.3. Operational and strategic reserves .....	463
5.4.4. Infrastructure development .....	468
5.5. Legislation and integration into international energy organizations .....	471
<b>Annexes</b> .....	<b>481</b>
1. Abbreviations .....	482
2. Reference .....	486
3. Illustrations and tables .....	501
4. Brief glossary of terms used in oil and gas business .....	516
5. Conversion coefficients .....	529
6. Average annual prices of OPEC basket .....	538
7. Gas parameters .....	539
8. Main pipeline design and construction stages .....	541
9. Construction norms, rules, standards, HSE guides used in oil and gas industry .....	545
10. Hydrogen energy development stages .....	548
11. Planning the natural gas transmission system development .....	550
12. INCOTERMS: Point of delivery and transfer of risks .....	571
13. Oil reserves (as of 01.01.2023) .....	572
14. Reserves of associated gas (as of 01.01.2023) .....	573
15. Free natural gas reserves and resources (as of 01.01.2023) .....	574
16. Introductory GUIDE into Georgian Oil and Gas Industry .....	575

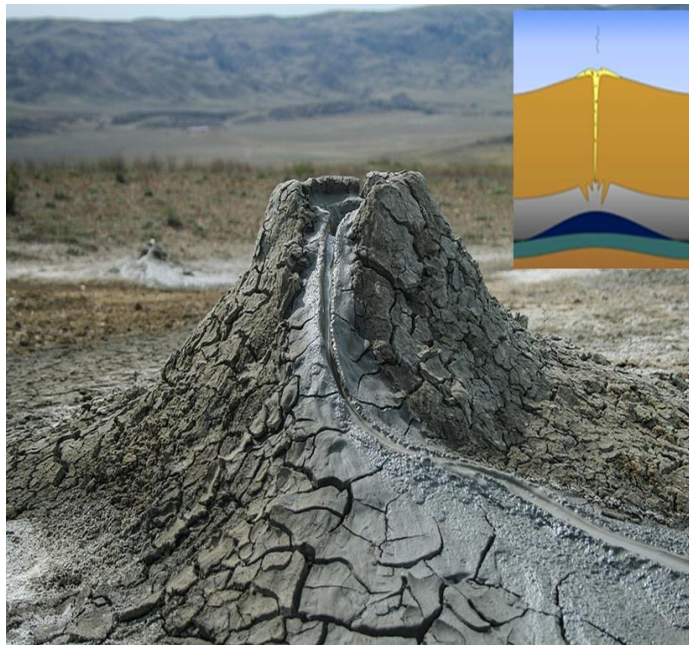
I ნაწილი  
საზადოს გეოლოგია და ნავთობისა და გაზის მოპოვება

## 1.1. შესავალი

ნავთობი და გაზი მსოფლიოში ყველაზე უფრო მოთხოვნადი ენერგეტიკული რესურსებია. 2019 წელს გლობალურად მოხმარებული ენერჯის ნახევარზე მეტი (57,3%) ნავთობითა და გაზით იყო უზრუნველყოფილი. ნავთობისა და გაზის გადამუშავების პროდუქტები გამოიყენება მრეწველობის პრაქტიკულად ყველა დარგში, ტრანსპორტის სხვადასხვა სახეობაში, სამხედრო და სამოქალაქო მშენებლობაში, სოფლის მეურნეობაში, ყოფაცხოვრებაში და ა.შ.

ადამიანი ნავთობს უძველესი დროიდან გამოიყენებდა განათების, გათბობისა და სამედიცინო მიზნებისათვის.<sup>1</sup> ყველაზე ძველი ნავთობსარეწების კვალი აღმოჩენილია ევფრატის სანაპირო დასახლებებში და ჩინეთის სიჩუანის პროვინციაში. სიცილიაში ნავთობს განათებისათვის ჯერ კიდევ ძვ. წ. V საუკუნეში იყენებდნენ.<sup>2</sup>

ნავთობის დასახელება სათავეს იღებს მიდიური „ნაფტადან“. მიდიელთა სახელმწიფო არსებობდა ძვ. წ. IX-VI საუკუნეებში თანამედროვე აზერბაიჯანისა და ირანის ტერიტორიებზე, რომლის სპარსელების მიერ დაპყრობის შემდეგ დასახელება გავრცელდა სხვა ქვეყნებშიც. როგორც ალექსანდრე მაკედონელის ისტორიიდან არის ცნობილი, კასპიის ზღვის სანაპიროს მიღწევისას, ძვ. წ. აღ. 330 წელს, აღმოჩნდა, რომ ზედაპირზე ბუნებრივად გამონადენ ნავთობს ადგილობრივი მოსახლეობა განათებისათვის იყენებდა.



ტალახის ვულკანი ნავთობისა და გაზის შემცველობით ვაშლოვანის ნაკრძალში <sup>3</sup>

<sup>1</sup> ნავთობი გამოიყენებოდა კანის სხვადასხვა დაავადების სამკურნალოდ, მათ შორის საჭკაპანო აქლემებისა და ცხენებისათვის

<sup>2</sup> А.Коршак, А.Шаммазов, Основы нефтегазового дела, Уфа, 2005

<sup>3</sup> ტალახის ვულკანები საქართველოში, <https://georgiantravelguide.com/ka/takhtitefas-talakhis-vulkanebi>



სტრაბონი (ძვ.წ.აღ. 64-24 წლები) აღწერს ნავთობის, როგორც ბუნებრივად წვადი პროდუქტის, თვისებებს. ბიბლიის ლათინურ თარგმანში კი მითითებულია, რომ ნავთობს სპარსელები ცეცხლის დასანთებად იყენებდნენ.

ნავთობი დასავლეთ ევროპის ტერიტორიაზე შუა საუკუნეების სწავლულთა ნაშრომებში მოხსენიებულია, როგორც „პეტროლეუმ“, რაც ლათინურად ქვის ზეთს ნიშნავს (*petros*-ქვა, *oleum*-ზეთი). მოგვიანებით ინგლისურენოვან და სხვა ევროპულ ენებში ფართოდ გავრცელდა დასახელება „ოილ“ (*oil*-ზეთი).

ნავთობი ძველი დროიდანვე გამოიყენება სამკურნალო საშუალებად, რაც აღნიშნულია ბაბილონის თიხის ფირფიტებსა და ჰიპოკრატეს (ძვ. წ. აღ. IV-V საუკუნეები) სამედიცინო ნაშრომებში. ნაფტალანის (აზერბაიჯანი) ნავთობის ცნობილი სამკურნალო თვისებების გამო, იგი ფართოდ გამოიყენებოდა აზიანების სახით მრავალი დაავადების დროს.

ნავთობი მნიშვნელოვან როლს თამაშობდა სამხედრო საქმეშიც. პლინიუს უფროსის (ახ. წ. აღ. 23-79 წლები) მიერ აღწერილია რომაელთა სამხედრო ლაშქრობა, როცა ალყაშემორტყმული ქალაქი ლუკოლი თავდაცვისათვის იყენებდა აალებული ნავთობით სავსე ქოთნებს.

ნავთობის ბაზაზე იყო დამზადებული ე.წ. „ბერძნული ცეცხლი“, რომელიც გამოყენებული იყო კონსტანტინეპოლის დაცვისათვის არაბთა ფლოტილის თავდასხმის დროს, დაახლოებით 673 წელს.

XII-XIII საუკუნეებში მონღოლთა ურდო ხშირად იყენებდა ნავთობს ალყაშემორტყმულ ქალაქებში ხანძრის გასაჩენად (აალებული ნავთობის ქოთნებისა და ისრების მეშვეობით).

ბიტუმის ჰიდროიზოლაციის მიზნით გამოყენების შესახებ მითითებულია ბიბლიაში ნოეს კიდობნის მშენებლობის დროს. აგრეთვე, მოსეს გადასარჩენად დედამისმა იგი ბიტუმით ამოლესილი კალათით გადამალა მდინარის ნაპირზე, ჩალაში. ბიტუმი ფართოდ გამოიყენებოდა მშენებლობაშიც, როგორც შემაცემენტებელი საშუალება. ბიბლიის მიხედვით, იგი გამოიყენებოდა ბაბილონის კოშკების მშენებლობისას. ბიტუმი გამოყენებული ჩინეთის დიდი კედლის მშენებლობისას.

ნავთობპროდუქტებიდან პირველად ადამიანმა ასფალტი გამოიყენა, რომელიც წარმოშობილი იყო ატმოსფეროს ზემოქმედებით ნავთობის გამოფიტვის შედეგად. ასფალტი (ბიტუმი) უძველესი დროიდან გამოიყენებოდა თანამედროვე აზერბაიჯანის, ინდოეთის ტერიტორიებზე, ძველ ეგვიპტეში, ასურეთსა და ბაბილონში. ჰეროდოტეს მიერ აღწერილ ბერძნულ-სპარსული ომების ისტორიაში (ძვ.წ.აღ. 460-450 წლები) ნახსენებია მესოპოტამიის ასფალტის საბადოები.

არქეოლოგიური გათხრებით დამტკიცებულია, რომ ასფალტით დაფარული გზებით სარგებლობდნენ ძველი შუმერები, ბაბილონელები, ასურელები. ესპანელმა კონკისკადორებმა მოასფალტებული გზები აღმოაჩინეს 1532 წელს, პერუს დაპყრობის დროს.

ევროპაში პირველი მოასფალტებული გზები გამოჩნდა პარიზსა და ლონდონში XIX საუკუნეში (1832-1840 წლები), შემდეგ კი ფართოდ გავრცელდა მთელ კონტინენტსა და მსოფლიოში.

დაახლოებით მე-18 საუკუნის ბოლოს დაიწყო ნავთობიდან სანათი ნავთის (Kerosene, ბერძნული *“Kerosen Oil”*-დან, რაც ცვილის ზეთს ნიშნავს) მიღება. XIX საუკუნის მეორე ნახევრიდან მთელ მსოფლიოში გავრცელდა ნავთობის სამრეწველო პირობებში გამოხდით მიღებული ნავთი, როგორც სანათი და გათბობის საშუალება. დისტილაციის პროცესის თანმდევი პროდუქტები, ბენზინი და მაზუთი, გარკვეულ პერიოდის განმავლობაში უსარგებლო ნარჩენებად მიიჩნეოდა, თუმცა საუკუნის ბოლოდან, ორთქლის ამძრავისა და შიდაწვის ძრავის გამოგონების შემდეგ, ბენზინიც და მაზუთიც მაღალმოთხოვნადი პროდუქტები გახდა.

ნავთობზე მოთხოვნის მკვეთრი ზრდა სწორედ საავტომობილო, შემდგომში კი საზღვაო და საჰაერო ტრანსპორტის განვითარებასთან არის დაკავშირებული. ცნობილია, აგრეთვე, რომ როგორც პირველი, ისე მეორე მსოფლიო ომების დროს ნავთობპროდუქტებზე შეზღუდული წვდომა ფაშისტური კოალიციის დამარცხების ერთ-ერთი განმაპირობებელი ფაქტორი გახდა (აშშ-მ და ბრიტანეთმა მე-2 მსოფლიო ომის დროს მოიხმარეს დაახლოებით 1660 მლნ ტ ნავთობპროდუქტები, მაშინ, როდესაც გერმანიისა და იტალიის ჯამურმა მოხმარებამ მხოლოდ 52,7 მლნ ტ შეადგინა).<sup>4</sup>

ბუნებრივი გაზი ადამიანების ცხოვრებაში უკვე ძველი წელთაღრიცხვის VI ათასწლეულიდან გამოჩნდა. ამ პერიოდში დედამიწის ზედაპირზე გაზის ბუნებრივი გამოსავლებიდან გამოიყოფილი და აალებული გაზი რელიგიურ რწმენებთან არის დაკავშირებული (მაგალითად, კავკასიასა და კასპის რეგიონში ცეცხლთაყვანისმცემლობის კულტის წარმოშობა სწორედ ე.წ. „მუდმივი ცეცხლის“ კერებს უკავშირდება). ბაქოს მახლობლად, სურახანთან, აღმოჩენილია აგეშტის ტაძრის ნანგრევები, რომლის ოთხ კუთხეში მუდმივად იწვოდა თიხის მილებით მიწოდებული ბუნებრივი გაზი. გაზი, აგრეთვე, გამოიყენებოდა კასპის ზღვაზე შუქურების გასანათებლად.

არისტოტელე (ძვ.წ.აღ. 384-322 წლები) აღნიშნავს სპარსეთში ბუნებრივი გაზის გამოყენების შესახებ საყოფაცხოვრებო მიზნებისათვის.

---

<sup>4</sup> А.Коршак, А.Шаммазов, Основы нефтегазового дела, Уфа, 2005

მკ.წ. 221-263 წლებში, სიჩუანში (ჩინეთი) გაზს წიაღიდან იღებდნენ ბამბუკის მილებით მოწყობილი დაახლოებით 240 მ სიღრმის ჭაბურღილებიდან, რომელსაც გათბობისათვის, განათებისა და მარილის გამოხარშვისათვის იყენებდნენ.

თანამედროვე ეპოქაში გაზის გამოყენება სათავეს იღებს XIX საუკუნის დასაწყისიდან, მსოფლიო მასშტაბით გაზის ფართო გამოყენება კი XX საუკუნის 50-იანი წლებიდან დაიწყო და დღეისათვის პირველადი ენერგეტიკული რესურსების გლობალური მოხმარების დაახლოებით მეოთხედს შეადგენს.

ნავთობისა და გაზის წიაღიდან მოპოვებისა და სასაქონლო პროდუქციის მიღების ოპერაციებში რთული ტექნოლოგიური სისტემები და მრავალი სამრეწველო დანადგარია გამოყენებული. ეს ოპერაციები პირობითად დაყოფილია შემდეგ ეტაპებად:

- ძებნა-ძიებითი სამუშაოები<sup>5</sup> (Exploration) მოიცავს საველე გეოლოგიურ, გეოფიზიკურ და ძებნა-ძიებით ბურღვის სამუშაოებს, რომლებიც ტარდება საბადოს აღმოჩენისა და დამუშავების შესახებ გადაწყვეტილების მისაღებად;
- წიაღისეულის მოპოვებასთან დაკავშირებული პროცესები (Upstream) მოიცავს საბადოდან ნავთობისა და/ან გაზის მოპოვებისა და პროდუქციის შეკრება-მომზადების სამუშაოებს; ზოგჯერ ძებნით-საძიებო და მოპოვების (Upstream) სამუშაოებს აერთიანებენ და ძებნა-ძიებისა და მოპოვების სამუშაოებს (Exploration & Production - E&P) უწოდებენ;
- შემდეგი ეტაპი (Midstream) მოიცავს მილსადენებით ნავთობისა და გაზის ტრანსპორტირების, საცავებში შენახვისა და გაზის დამუშავების, LNG წარმოების პროცესებს;
- წარმოებული პროდუქციის კომერციალიზაციის ეტაპი - დაუნსტრიმი (Downstream) მოიცავს ნავთობის გადამუშავებისა და ნავთობპროდუქტებისა და გაზის რეალიზაციასთან დაკავშირებულ ოპერაციებს.

ქვემოთ მოცემულია მოკლე ინფორმაცია ნავთობისა და გაზის ოპერაციებისა და წარმოებული პროდუქტის გამოყენების სფეროების, აგრეთვე წიაღისეული საწვავის წარმოშობის ყველაზე უფრო გავრცელებული ჰიპოთეზებისა და მათი არატრადიციული სახეობების შესახებ.

## 1.2 დედამიწის ქერქისა და ორგანული სამყაროს ევოლუცია

დედამიწა მზის სისტემის ერთ-ერთი პლანეტაა. მზის სისტემა, თავის მხრივ, „ირმის ნახტომის“ გალაქტიკის შემადგენლობაში შედის.

მყარი დედამიწა შედგება კონცენტრულად განლაგებული დედამიწის ქერქის, მანტიისა და ბირთვისაგან. დედამიწის ქერქი წარმოადგენს დედამიწის გარე, მყარ

<sup>5</sup> ტერმინები ძირითადად აღებულია „ნავთობისა და გაზის ინგლისურ-რუსულ-ქართული ლექსიკონიდან“, ავტორები: რ.კანდელაკი, ა.მაღალაშვილი, თ. მიქიაშვილი, თბილისი, 2005 წ.

გარსს, რომლის სისქე 6 კმ-დან (ოკეანეების ქვეშ) 70 კმ-მდეა (კონტინენტის მთათა სისტემების ქვეშ). მანტია განლაგებულია ქერქის ქვეშ და ვრცელდება დაახლოებით 3000 კმ სიღრმემდე. ბირთვი დედამიწის ცენტრალური ნაწილია, რომელიც, თავის მხრივ, გარე (თხევადი) და შიდა (მყარი) ბირთვებისაგან შედგება.



ირმის ნახტომის გალაქტიკა და დედამიწა

დედამიწის ქერქი შედგენილია ქანებისაგან, რომლებიც წარმოშობის მიხედვით იყოფა მაგმურ, დანალექ და მეტამორფულ ქანებად.

- მაგმური ქანები წარმოქმნილია წიაღში შეჭრილი და გაცივებული (ინტრუზული) ან წიაღიდან ამოფრქვეული (ვულკანური) ლავის გაცივებით და, როგორც წესი, კრისტალური აგებულება აქვთ. მაგმური ქანების ტიპური წარმომადგენლებია: ბაზალტი, ანდეზიტი, გრანიტი და სხვა;
- დანალექი ქანები ძირითადად წარმოქმნილია ხმელეთური რეგიონების გადარეცხვისა და დანალექი აუზების (ოკეანეების, ზღვების, ტბების და სხვ.) ფსკერზე ან ხმელეთისვე ზედაპირზე დალექვისა და ქანად გადაქცევის, გამყარების (ლითიფიკაციის) შედეგად. დანალექი ქანების ტიპური წარმომადგენლებია: არგილიტი, ქვიშაქვა, კირქვა და სხვა;
- მეტამორფული ქანები წარმოიქმნა მაგმური და დანალექი ქანების გარდაქმნით დედამიწის სიღრმეში მაღალი ტემპერატურისა და წნევის ზეგავლენით. მათ შორისაა მარმარილო, გნეისი, მიგმატიტი და სხვა.

როგორც ცნობილია, გარკვეული ტიპის ორგანიზმები დედამიწაზე ბინადრობდნენ (არსებობდნენ) მხოლოდ გარკვეული პერიოდის განმავლობაში, რამაც შესაძლებელი გახადა ქანების ფარდობითი ასაკის დაკავშირება მათში აღმოჩენილ ორგანულ ნამარხებთან, რაც გეოლოგიაში ქანების შედარებითი ასაკის დადგენისა და ქრონოლოგიის მიხედვით დაყოფის საფუძველი გახდა. ქანების წარმოქმნისა და გეოლოგიური პროცესების დათარიღებას გეოქრონოლოგია ემსახურება.

გეოქრონოლოგიის თანახმად, დედამიწის წარმოქმნის მთელი დრო (დაახლოებით

4,6 მილიარდი წელი) ნაწილდება შემდეგ ძირითად დანაყოფებად:<sup>6</sup> ეონებად, ერებად, ეპოქებად, პერიოდებად და, ბოლოს, საუკუნეებად.<sup>7</sup> ერის განმავლობაში წარმოქმნილი ქანების ერთობლიობას ეწოდება ერთთერმა, პერიოდისას - სისტემა, ეპოქისას - სერია, საუკუნისას - იარუსი. სიცოცხლის გაჩენის შემდეგ დალექილი ქანების თითოეული გეოლოგიური სეგმენტი წარმოდგენილია მისთვის დამახასიათებელი გარკვეული ტიპის ორგანიზმების ერთობლიობით.

დედამიწის მყარ პლანეტად ფორმირების პროცესი ჰადეური ეონის (4,6-4 მლრდ წელი) ბოლოს დასრულდა, როცა ჯერ კიდევ უსიცოცხლო პლანეტაზე წარმოიქმნა პირველადი ატმოსფერო და გაჩნდა წყალი.

თანამედროვე კვლევებით დგინდება, რომ დედამიწაზე სიცოცხლის პირველი ნიშნები ჰადეური ეონის ბოლოს (4,2 მლრდ წელი) გამოჩნდა და, სავარაუდოდ, წყალქვეშა ჰიდროთერმული აქტივობის კერებს უკავშირდება. არქეულ ეონში (ბერძნული სიტყვებიდან "*arche*" - დასაწყისი), როცა დასრულდა დედამიწის ბირთვის ფორმირება და წარმოიქმნა მაგნიტური ველი, დაახლოებით 3 მლრდ წლის წინ უკვე გაჩნდა პირველი ციანობაქტერიები, რომლებიც ფოტოსინთეზის მეშვეობით თავისუფალ ჟანგბადს წარმოქმნიდნენ.

შემდგომ, პროტეროზოურ ერაში (ბერძნული "*protos*" - პირველი, "*eos*" - გარიჟრაჟი - სიცოცხლის დასაწყისს აღნიშნავს), პლანეტაზე წარმოიქმნება სუპერკონტინენტი - როდინია. ჩნდება პირველი მთათა სისტემა, ჩნდება ერთ- და მრავალუჯრედიანი წყალმცენარეები, სოკოები, მედუზები, ჭიაყელები.

პალეოზოური (ბერძნული "*Paleo*" - უძველესი) ერა მოიცავს ადრეულ და პირველადი სიცოცხლის ეპოქების შემადგენელ კამბრიულ, ორდივიცულ, დევონურ, კარბონულ და პერმულ პერიოდებს. დაახლოებით 450 მლნ წლის წინ დედამიწის ატმოსფეროში შეიქმნა ოზონის ფენა, რომელიც მზის მომაკვდინებელ ულტრაიისფერ გამოსხივებას აკავებს და სიცოცხლე წყლიდან ხმელეთზეც გავრცელდა. გაჩნდნენ ფსილოფიტები, გვიმრები და შიშველთესლიანები, ფაუნის წარმომადგენლებიდან კი ამფიბიები, ქვეწარმავლები და მწერები. მოგვიანებით ოკეანეებში გაჩნდნენ თევზები, ზვიგენები და სხვა ორგანიზმები. პარალელურად მიმდინარეობდა კონტინენტებისა და მთათა წარმოქმნის ინტენსიური პროცესებიც. 300 მლნ წლის წინ შეიქმნა კიდევ ერთი სუპერკონტინენტი პანგეა და ოკეანე პანტალასი. დასრულდა ურალის მთების ფორმირება, წარმოიქმნა ტიან-

---

<sup>6</sup> საერთაშორისო გეოქრონოლოგიური სკალასთან დაკავშირებით ეწვიეთ: <https://www.geosociety.org/documents/gsa/timescale/timescl.pdf>

<sup>7</sup> გეოქრონოლოგიური სკალის უფრო მცირე დანაყოფები მოიცავს სართულებს, იარუსებს და სხვ.

შანის, დიდი წყალგამყოფი და აპალაჩის მთები. პალეოზოური ასაკის ქანებში აღმოჩენილია ნავთობის, გაზის, ქვანახშირისა და ფიქლების ზოგიერთი მსხვილი საბადო.

**მეზოზოური** (ბერძნული “*Mezos*” - საშუალო) **ერა ხასიათდება წიაღისეული რესურსების, მათ შორის ნავთობის, გაზისა და ქვანახშირის წარმოშობისათვის ხელსაყრელი პირობების მორიგეობით.** ერა მოიცავს ტრიასულ, იურულ და ცარცულ პერიოდებს (სისტემებს). გეოქრონოლოგიის მიხედვით, მეზოზოური ერა დაიწყო 252 მლნ წლის წინათ და დაახლოებით 186 მლნ წელიწადს გრძელდებოდა.

დაახლოებით 200 მლნ წლის წინ პანგიისაგან ორი ახალი სუპერკონტინენტი - ლავრაზია და გონდვანა - წარმოიშვა, რომლებიც მოგვიანებით თვითონაც დანაწევრდნენ. კონტინენტებმა და ოკეანეებმა ძირითადად თანამედროვე სახე მიიღეს; ე.წ. ალპური დანაოჭების ხმელთაშუა ზღვის სარტყელში (რომლის შემადგენლობაში კავკასიაც შედის) გაჩნდა ლოკალური ტექტონიკური როფები.

ტრიასულ პერიოდში ზომიერ სარტყლებში მნიშვნელოვანი ადგილი დაიჭირეს წიწვოვანებმა, გვიმრანაირებმა, ლიკოპოდოუმისნაირებმა. დაჭაობებულ ტყეებში წარმოიქმნა ტორფნარი.

იურულ პერიოდში წყალმა უფრო დიდი ტერიტორია დაიკავა, კონტინენტებზე წარმოიქმნა ვრცელი დაბლობები, რომლებიც ზომიერ და ტროპიკულ სარტყლებში ხშირი მცენარეულობით დაიფარა. გაბატონდნენ ქვეწარმავლები, რომლებიც გაიყვნენ წყლის (პლეზიოზავრი, იქთიოზავრი), ხმელეთის (დინოზავრი) და მფრინავ (პტეროზავრი) ქვეწარმავლებად; გაჩნდნენ პრიმიტიული ძუძუმწოვრები და პირველი კბილებიანი ფრინველი (არქეოპტერიქსი).

ცარცულ პერიოდში გაბატონდნენ ფარულთესლოვნები. ტროპიკულ და ზომიერ სარტყლებში გრძელდებოდა ტორფნარის დაგროვება, რომელიც შემდეგ ქვანახშირად გადაიქცა. გავრცელდნენ მწერები, რამაც ფრინველებისა და შემდეგ ძუძუმწოვრების განვითარებას შეუწყო ხელი. მეზოზოური ერის ბოლოს ამოწყდნენ გიგანტური ქვეწარმავლები - დინოზავრები. მეზოზოურ ერაში გაჩნდნენ და გაბატონდნენ ძვლიანი თევზები.

მეზოზოური ჯგუფის ნალექებთან დაკავშირებულია ქვანახშირის, საწვავი ფიქლების, ნავთობისა და გაზის, რკინის, ბოქსიტების, ფოსფორიტებისა და სხვა წიაღისეულის საბადოები.

**კაინოზოური** (ბერძნული “*Kainos*” - ახალი) დედამიწის ქერქის სტრატეგრაფიული სკალის ყველაზე ახალგაზრდა ერაა (ერათერმაა), რომელიც მოიცავს თანამედროვე ეპოქასაც. იყოფა პალეოგენურ, ნეოგენურ და მეოთხეულ პერიოდებად.

კაინოზოური ერის ხანგრძლივობა 66 მლნ წელია. ამ დროის განმავლობაში ჩამოყალიბდა კონტინენტებისა და ოკეანეების განლაგების დღევანდელი სახე. ნეოგენურ პერიოდში წარმოიქმნა „ახალგაზრდა“ მთათა სისტემები: კავკასიონის, ჰიმალაის, ალპების, ანდების და სხვ.

ცხრილი 1.1. დედამიწის ქერქის გეოქრონოლოგიური დაყოფა<sup>8</sup>

<b>გეოქრონოლოგიური სკალა</b>				
ეონი (ეონოთეა)	ერა (ერათეა)	პერიოდი (სისტემა)	გეოლ.ასაკი (მლნ.წლ)	
<b>ფანეროზოული PH</b>	<b>კაინოზოური KZ</b>	მეოთხეული (ანთროპოგენური) Q	- 2.5 -	
		ნეოგენური N	- 25 -	
		პალეოგენური E	- 65 -	
	<b>მეზოზოური MZ</b>	ცარცული K	- 145 -	
		იურული I	- 205 -	
		ტრიასული T	- 250 -	
	<b>პალეოზოური PZ</b>	პერმული P	- 300 -	
		კარბონული C	- 360 -	
		დევონური D	- 410 -	
		სილურული S	- 440 -	
		ორდოვიციული O	- 500 -	
		კამბრიული e	- 540 -	
	<b>პროთეროზოური PR</b>	<b>გვინაპროთეროზოური PR<sub>2</sub></b>	ვენდური V	- 680 -
			რიფეული R	- 1600 -
	<b>აღრეპროთეროზოური PR<sub>1</sub></b>		- 2500 -	
<b>არქეული AR</b>	<b>ნეოარქეული AR<sub>4</sub></b>		- 2800 -	
	<b>მეოარქეული AR<sub>3</sub></b>		- 3200 -	
	<b>პალეოარქეული AR<sub>2</sub></b>		- 3600 -	
	<b>ეოარქეული AR<sub>1</sub></b>		- 4000 -	

კაინოზოური ერის დასაწყისში დედამიწის ჰავა დღევანდელთან შედარებით უფრო თბილი იყო. შემდგომში, ხმელეთის ფართობის გაზრდისა და მთათა სისტემების წარმოქმნის შედეგად, ჰავა უფრო ცივი გახდა და ჰოლოცენში დაიწყო მორიგი გამყინვარება.

<sup>8</sup> გურამ ღონღაძე, მარიამ ახალკაციშვილი. 2018. გეოლოგიის საფუძვლები - სახელმძღვანელო. თბილისი, თსუ-ს გამომცემლობა



ფლორამ ნეოგენურ პერიოდში თითქმის თანამედროვე სახე მიიღო. კაინოზოური ერის დასაწყისისათვის ამოწყდა ქვეწარმავალთა ზოგიერთი ჯგუფი და განვითარება დაიწყო ხერხემლიანთა უმაღლესმა კლასმა - ძუძუმწოვრებმა, აგრეთვე ძვლიანმა თევზებმა, ფრინველებმა. ჰოლოცენში ორგანულმა სამყარომ განვითარების მაღალ დონეს მიაღწია, გაჩნდა ადამიანი.

კაინოზოური ერა გამოირჩევა ხელსაყრელი პირობებით წიაღისეული სათბობის წარმოშობისათვის. ამ ასაკის დანალექ ქანებშია განლაგებული ნავთობისა და გაზის უმსხვილესი საბადოები, აგრეთვე მურა ნახშირის, მანგანუმის, ქვამარილის, კალიუმის მარილის, ბოქსიტების, ფოსფორიტებისა და სხვა წიაღისეულის საბადოები.

დედამიწის ქერქის გეოლოგიური ევოლუცია კავკასიასა და მიმდებარე კასპის რეგიონში თანხვედნილია გლობალური მასშტაბის ზოგად გეოლოგიურ პროცესებთან.



კავკასია და მიმდებარე რეგიონები (აეროგადაღება)

სუბგანედური ალპურ-ჰიმალაური მოძრავი სარტყლის, მათ შორის მისი ერთ-ერთი შემადგენელი სეგმენტის - კავკასიის ჩამოყალიბება და რეგიონის ახალი ოკეანური სივრცეების ჩასახვა-გაფართოება, გვიანპროტეროზოურ ერაში დაიწყო.<sup>9</sup> პროცესი გაგრძელდა და თანამედროვე სახე მიიღო კაინოზოურ ერაში.

პალეოზოურ ერაში ოკეანური სივრცე რეგიონში უკიდურესად ვიწროვდება, ვრცელი ტერიტორიები შრება და შიშვლდება. მის მიმდებარე სუბგანედურად გადაჭიმულ ფართო ჩრდილო ზოლში განვითარებული გეოლოგიური პროცესების

<sup>9</sup> თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, სოსო ღუდუშაური, საქართველს ნავთობგაზიანობა და მაგისტრალური მილსადენები, თბილისი, 2019



შედეგად საბოლოოდ ყალიბდება კონტინენტური ტერიტორიები, რომელთა ფარგლებში შემდგომში სტაბილურ პირობებში მიმდინარეობდა მხოლოდ სუბბაქუნური და ბაქუნური ხასიათის ნალექდაგროვება.

მიიჩნევა, რომ რეგიონის განვითარების გარკვეული ეტაპები ჯერ კიდევ გვიანპალეოზოურ-ადრემეზოზოურ ერაში დაიწყო, როდესაც ახლანდელი ცენტრალური და ჩრდილო ირანის ტერიტორია მოწყდა გონდვანის კონტინენტს, დაიწყო მოძრაობა ჩრდილოეთის მიმართულებით და საბოლოოდ მიუერთდა ჩრდილოეთით განლაგებულ აქტიურ კონტინენტურ კიდეს<sup>10</sup>, განვითარების დასკვნითი ციკლი ტრიასულ-იურული პერიოდს ემთხვევა.

აღნიშნულ ტერიტორიაზე ვითარდებოდა პონტო-სამხრეთ-კავკასია-ირანის კუნძულთა რკალი და კავკასიონის რკალსუკანა ზღვა, რომელიც იურული დროიდან ჩრდილო კავკასიის ტერიტორიაზე ფართო შელფური ზონით უკავშირდებოდა ევრაზიის კონტინენტს. შელფზე მიმდინარეობდა ბაქუნური ტიპის დანალექი საფარის ფორმირება, ხოლო უფრო სამხრეთით, კავკასიონის ღერძულ ზოლში, მდებარეობდა პროტეროზოური და შემდგომ პალეოზოური დროის მემკვიდრეობით განვითარებული შედარებით ღრმა ზღვიური აუზი, სადაც ილექებოდა მძლავრი, მეტწილად ტერიგენული<sup>11</sup> ნალექები. მის ჩრდილო და სამხრეთ კიდეებზე, შედარებით მეჩხერი წყლის პირობებში კი მიმდინარეობდა კარბონატული და რიფული წარმონაქმნების ფორმირება. პონტო-სამხრეთ კავკასია-ირანის კუნძულთა რკალის ფარგლებში, მის სამხრეთ კიდეზე, მეზოზოურ ერის ბოლოსა და კაინოზოური ერის დასაწყისში, პალეოგენურ პერიოდში, წარმოიქმნა ან განვითარდა შავი ზღვის, აჭარა-თრიალეთის, თალიშის, სამხრეთი კასპიის ზღვის სედიმენტაციური აუზები და პონტო-სამხრეთ კავკასიის, ურმია-დოხტარის კუნძულთა რკალური ვულკანური სარტყლები.<sup>12</sup> ალპური ტექტოგენეზის საწყისი რამდენიმე მძლავრი კუმშვისა და დანაოჭების ფაზის გამოვლინების შედეგად მეზოზოური ერის ბოლოსათვის რეგიონში ოკეანური სივრცეები მკვეთრად შემცირდა. შევიწროებული ოკეანური ტოტების გასწვრივ ანატოლიაში, ჩრდილო სომხეთსა და ზაგროსში წარმოიქმნა ზღვიური აუზების ჯაჭვი ნალექდაგროვების ინტენსიური პროცესებით.

მეზოზოური და კაინოზოური ერების მიჯნაზე ივარაუდება არაბეთის „სოლის“ აქტიური მოძრაობა ჩრდილოეთის მიმართულებით, რამაც მთლიანად განსაზღვრა რეგიონის შემდგომი განვითარების გეოდინამიკური რეჟიმი. ამ პროცესებმა გამოიწვია ალპურ-ჰიმალაური მოძრავი სარტყლის ძლიერი შექცეულეა

<sup>10</sup> Adamia Sh., Zakariadze G., Chkhotua T., et al. 2017, Geology of the Caucasus: A Review. Turkish journal of Earth Sciences vol 20; pp. 489-544; Adamia Sh., Chkhotua T., Gvartadze T., et al., 2017, Tectonic setting of Georgia-Eastern Black Sea; a review, Geological Society. London, Special Publications: 428, 30p.

<sup>11</sup> ხმელეთის დაშლის შედეგად მიღებული ნამსხვრევი ქანებისა და მინერალების მარცვლები

<sup>12</sup> Хаин В.Е. 1984, Региональная геотектоника, Альпийский средиземноморский пояс. М., Недра

სამხრეთიდან კავკასიის გადაკვეთაზე შესაბამისი გეოდინამიკური პარამეტრების მქონე რღვევათა და ნაოჭა სისტემების განვითარებით. „სოლის“ ორივე ფლანგზე მოხდა ნაოჭა რკალების სისტემათა და გარდიგარდმო ტექტონიკურ რღვევათა ფორმირება.<sup>13</sup> ამ დროიდან არაბეთის „სოლის“, სამხრეთ ანატოლიისა და ირანის ფილაქნების ჩრდილოეთის მიმართულებით დრეიფთან ერთად, მათ ზურგში ნეოოკეანური სივრცის ჩასახვის პირველი ნიშნები ფიქსირდება, წითელი ზღვისა და ადენის ყურის წარმოშობით, რომლებმაც უფრო მკაფიოდ ჩამოყალიბებული სახე უკვე ანთროპოგენურ პერიოდში მიიღეს.<sup>14</sup>

ალპური ტექტონიკური ციკლის დასკვნითი ფაზების დასრულების შემდეგ მოხდა გონდვანისა და ევრაზიული კონტინენტების საბოლოო კოლიზია. თითქმის საბოლოოდ გაქრა ოკეანური სივრცეები, შავი და კასპიის ზღვების ღრმა უბნების გარდა.<sup>15</sup> საერთო ინტენსიური კუმშვის პირობებში, უპირატესად წინა პერიოდში მძლავრი სედიმენტაციის აუზების ფარგლებში, მოხდა ქანების ინტენსიური დანაოჭება, რღვევა, შეცოცებითი და შარიაჟული სტრუქტურების ფორმირება და მათი საერთო აზეგება. საბოლოოდ ჩამოყალიბდა მთიანი სისტემები, რომელთა პერიფერიებზე და მათ შორის სივრცეებში ჩამოყალიბდა ოლიგოცენურ-ანთროპოგენური ნალექებით ამოვსებული მთისწინა და მთათაშუა დაძირვები.

რეგიონის თანამედროვე სტრუქტურულ-ტექტონიკური აგებულების ძირითადი ელემენტებია: აღმოსავლეთ ევროპისა და აფრიკა-არაბეთის ძველი და აღმოსავლეთ ევროპის ბაქნის სამხრეთ პერიფერიაზე ფართო ზოლად გავრცელებული ახალგაზრდა მიზია-დობრუჯა, სკვითური, თურანის ბაქნები და სუბგანედურად, ერთმანეთის პარალელურად გადაჭიმული კიმერიულ-ალპური ასაკის მთათა სისტემები:

- ჩრდილოეთით - მთიანი ყირიმის, კავკასიონის და კოპეტდაღის;
- ცენტრში - ბალკანეთის, პონტოს, მცირე კავკასიონის, თალიშისა და ელზურსის;
- სამხრეთით - დასავლეთი და აღმოსავლეთი ტავრისა და ზაგროსის.

მთათა ჩრდილოეთ და სამხრეთ ჯაჭვებს შორის განლაგებულია შავი და კასპიის ზღვების ღრმაწყლიანი აუზები და მათი ხმელეთური დაბოლოებები: რიონის, მტკვრის, დასავლეთ თურქმენეთის მთათაშუა როფები.

### 1.3 დანალექი ქანები

ცნობილია, რომ ნავთობისა და გაზის არსებული საბადოების უმრავლესობა

<sup>13</sup> Баженов М.А., Буртман В.Е. 1990, Структурные дуги альпийского пояса., Москва, Наука, 165 ст.

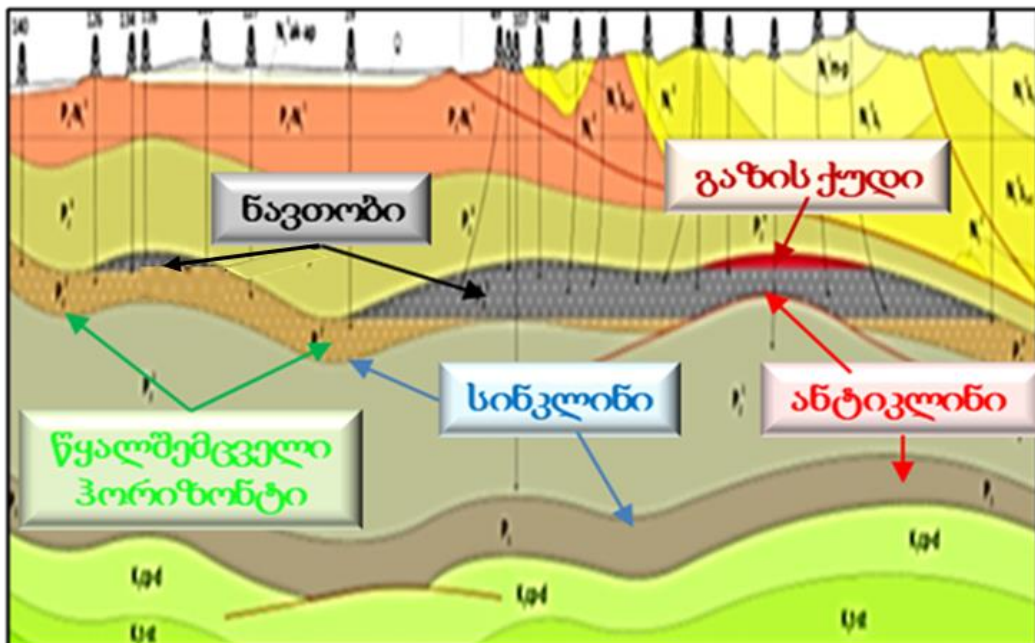
<sup>14</sup> Gamkrelidze I. 1986, Geodynamic evolution of the Caucasus and adjacent areas in Alpine time, Tectonophysics, 127, pp. 261-267

<sup>15</sup> Zonenshain L., Le Pichen X. 1986, Deep Basins of the Black Sea and Caspian Sea as remnants of mesozoic Back-ark-basins. Tectonophysics, 123, pp. 181-211

დანალექი ქანებშია კონცენტრირებული. დანალექი ქანები ძირითადად წარმოიქმნება დაბლობებსა და ზღვიურ აუზებში და ხშირად შეიცავს დედამიწაზე სხვადასხვა დროს მობინადრე ცხოველებისა და მცენარეული ორგანიზმების ნამარხებს.

დანალექი ქანები წარმოქმნილია ხმელეთური რეგიონების გადარეცხვისა და მასალის დანალექი აუზების (ოკეანური, ზღვიური, ტბიური და სხვ.) ფსკერსა და კონტინენტთა ზედაპირზე დალექვის შედეგად. თავის მხრივ, ისინი დაყოფილია კლასტურ (მექანიკურად დალექილ), ქემოგენურ, ორგანოგენულ და შერეული წარმოშობის ქანებად. ორგანოგენული წარმოშობის ქანებია მცენარეებისა და ცოცხალი ორგანიზმების ცხოველმოქმედების შედეგად ან განამარხებული ნარჩენებისაგან წარმოქმნილი ქანები (ორგანოგენული კირქვა, ნახშირები და სხვ.).

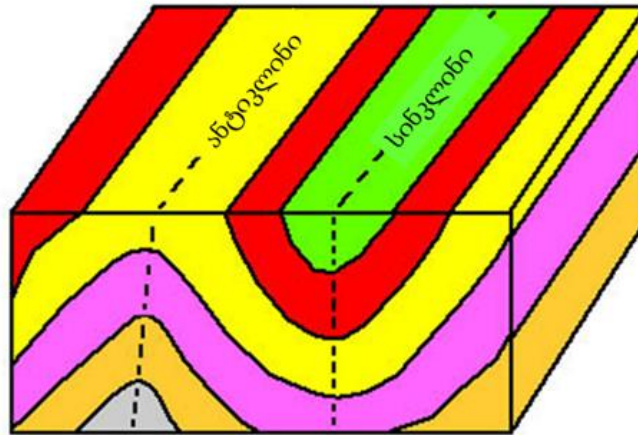
დანალექი ქანებისათვის დამახასიათებელია შრეებრივი აგებულება, როდესაც სხვადასხვა შემადგენლობის, სიმტკიცისა თუ შეფერილობის ქანები ერთმანეთის მიმართ პრაქტიკულად პარალელურად, ფენა-ფენა არიან განლაგებული. ამასთან, დანალექი ქანის ფენები შეიძლება განლაგებული იყოს როგორც ჰორიზონტალურად, ასევე ნაოჭების სახით, რომლებიც წარმოქმნილია ტექტონიკური, ძირითადად კუმშვითი პროცესების ზეგავლენით. ზემო მიმართულებით ამოზნექილ შრეებს ანტიკლინი ეწოდება, ხოლო ქვევით მიმართულ ჩაზნექილს - სინკლინი.



ნახაზი 1.1. დანალექი ქანები თბილისის მიმდებარე ნავთობშემცველი რეგიონის გეოლოგიურ ჭრილში<sup>16</sup>

<sup>16</sup> წყარო: სნგკ-ს გეოლოგიური ინფორმაციის არქივი (ადაპტირებული ავტორის მიერ).

ურთიერთმიმდებარე ანტიკლინი და სინკლინი ქმნიან სრულ ნაოჭს (იხ. ნახატი).<sup>17</sup> ნავთობისა და გაზის ძირითადი საბადოების უმრავლესობა (70%-მდე) ანტიკლინებშია განთავსებული.



ნახაზი 1.2. ნაოჭის სქემა<sup>18</sup>

**გამტარებლობა (შელწევადობა)** ქანის უნარია, გაატაროს ან გასცეს სითხეები და გაზები სათანადო წნევათა სხვაობის არსებობის დროს. გამტარებლობის მიხედვით ქანები იყოფა გამტარ (შელწევად) და გაუმტარ (შეუღწევად) ქანებად. ქანის გამტარებლობას განსაზღვრავს მასში სიცარიელების (ფორების) რაოდენობა, ზომები და მათი ურთიერთკავშირის ხასიათი.

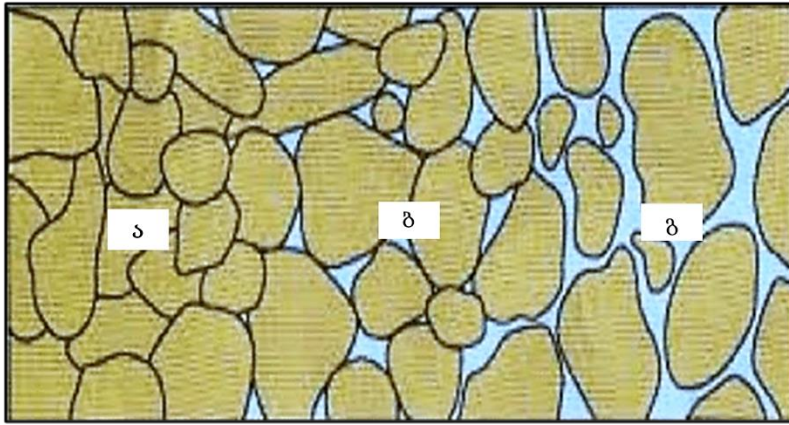
გამტარებლობა კავშირშია ფორიანობასთან, რომელიც განისაზღვრება ფორების მოცულობის შეფარდებით ქანის მთლიან მოცულობასთან:

$$\Phi = (V_{\text{ფ}} / V_{\Sigma}),$$

სადაც  $\Phi$  არის ქანის ფორიანობა, %-ში;  $V_{\text{ფ}}$ -ფორების (სიცარიელების) ჯამური მოცულობაა ქანში;  $V_{\Sigma}$ - ქანის სრული მოცულობაა. ამასთან, ქანი შეიძლება იყოს ფოროვანი, მაგრამ არა გამტარებელი, თუ ფორები ერთმანეთთან არ არიან დაკავშირებული.

<sup>17</sup> წყარო: Wikipedia, GeologyCate.com, Introduction to Geology

<sup>18</sup> ვიკიპედიადან ნასესხები ნახაზები ლიცენზირებულია GFDL (GNU Free Documentation License) ან საზოგადო დომენის (PD) მიხედვით. ნახაზების ორიგინალები და თანდართული ინფორმაცია იძებნება [www.wikimedia.org](http://www.wikimedia.org) და/ან სხვა შესაბამის ვებგვერდებზე



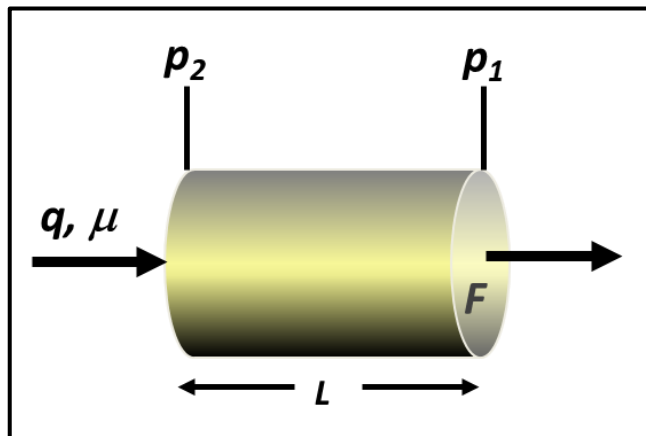
ნახაზი 1.3. ქანის ფორიანობა და გამტარებლობა<sup>19</sup>

ა. არა ფოროვანი გაუმტარი; ბ. ფოროვანი გაუმტარი; გ. ფოროვანი გამტარი

ქანების გამტარებლობის შეფასება ეფუძნება დარსის მიერ აღმოჩენილ უკუმშვადი სითხის ხაზოვანი ფილტრაციის კანონს, რომელიც განსაზღვრავს ფილტრაციის სიჩქარის დამოკიდებულებას წნევის გრადიენტზე. დარსის კანონიდან მიღებული ფოროვანი ქანის აბსოლუტური გამტარებლობა<sup>20</sup> ( $m^2$ ) გამოითვლება ფორმულით:

$$k = \mu \frac{q \cdot L}{\Delta P \cdot F}$$

სადაც:  $q$  - ფლუიდის დებიტია,  $m^3/წმ$ ;  $\mu$  - დინამიკური სიბლანტეა,  $პა \cdot წმ$ ;  $L$  - საკვლევი ქანის ნიმუშის სიგრძეა,  $მ$ ;  $F$  - განივკვეთის ფართობი,  $მ^2$ ;  $\Delta P = P_1 - P_2$  - წნევის ვარდნაა,  $პა$ .



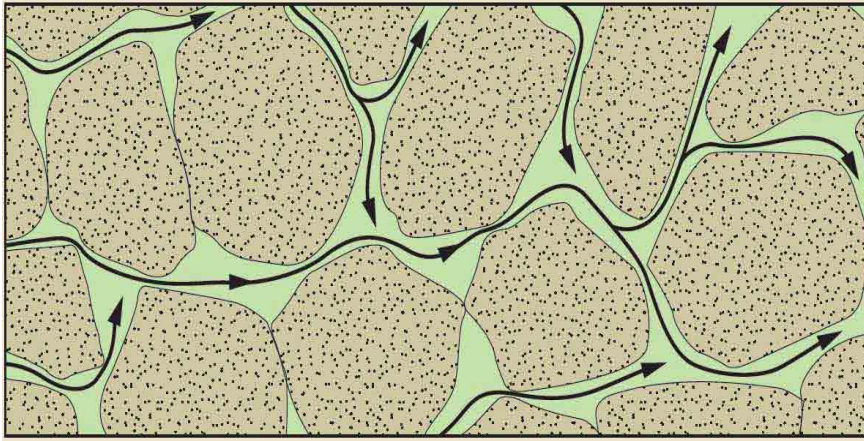
ნახაზი 1.4. ქანის ნიმუშის ფილტრაციის მოდელი

გამტარებლობა პრაქტიკულად შეიძლება სხვადასხვა ერთეულში გამოისახოს.  $1m^2$  ფართობისა და  $1m$  სიგრძის ქანში  $1პა$  წნევის გრადიენტის დროს  $1პა \cdot წმ$  სიბლანტის  $1m^3$  სითხის ფილტრაციას შეესაბამება  $1m^2$  ქანის შეღწევადობა.

<sup>19</sup> წყარო: Porosity & Permeability, <https://www.pinterest.com.rlawine>

<sup>20</sup> აბსოლუტური გამტარებლობა ეწოდება ფოროვანი მასალის გამტარებლობას ერთფაზოვანი ინერტული ფლუიდი. განარჩევენ, აგრეთვე, ფაზურ და ფარდობით გამტარებლობას





ნახაზი 1.5. შეღწევადი ქანის ნიმუში<sup>21</sup>

ნავთობინდუსტრიაში გამტარებლობის განზომილების ერთეულად მიღებულია დარსი (D), რომელიც შეესაბამება ისეთი ქანის გამტარებლობას, რომლის 1 სმ<sup>2</sup> განიკვეთში, ფილტრაციის ლამინარული რეჟიმის დროს, 1 ატმ წნევის გრადიენტის, 1 სმ სიგრძეზე, 1 წამში გაივლის 1 სანტი პუაზი (cP) სიბლანტის მქონე 1 სმ<sup>3</sup> სითხე. 1 დარსი =  $1,02 \times 10^{-3} \text{ მკ.მ}^2 = 1,02 \times 10^{-12} \text{ მ}^2 = 1000 \text{ მილიდარსს (mD)}$ .

ცხრილში მოცემულია გამტარებლობის საანგარიშო ფორმულაში შემავალი სიდიდეების განზომილებები SI, CGS და OFG განზომილებების სისტემებში.<sup>22</sup>

ცხრილი 1.2. გამტარებლობის საანგარიშო ფორმულაში შემავალი პარამეტრები

პარამეტრები	განზომილება		
	SI	CGS	OFG
$k$	მ <sup>2</sup>	სმ <sup>2</sup>	(D) დარსი
$q$	მ <sup>3</sup> /წმ	სმ <sup>3</sup> /წმ	სმ <sup>3</sup> /წმ
$F$	მ <sup>2</sup>	სმ <sup>2</sup>	სმ <sup>2</sup>
$L$	მ	სმ	სმ
$\Delta P$	პა	დნ/სმ <sup>2</sup>	ატმ
$\mu$	პა*წმ	დნ*წმ/სმ <sup>2</sup>	სპ (სანტიპუაზი)

დარსის განტოლება სამართლიანია ნავთობისათვის, რადგან იგი პრაქტიკულად უკუმშვად სითხედ შეიძლება ჩაითვალოს. ფილტრაციის პროცესში გაზი ფართოვდება წნევის შემცირების გამო ბოილ-მარიოტის კანონის შესაბამისად.<sup>23</sup>

<sup>21</sup> წყარო: Schlumberger

<sup>22</sup> SI - ერთეულთა საერთაშორისო, CGS - სანტიმეტრზე, გრამსა და წამზე დაფუძნებული და OFG - საველე ნავთობგეოლოგიაში გამოყენებული განზომილებების სისტემები

<sup>23</sup> იზოთერმული შეკუმშვის პროცესში (T=const) იდეალური გაზის მოცულობისა და წნევის ნამრავლი მუდმივი სიდიდეა (P\*V=const)

აღნიშნულის გათვალისწინებით, გამტარებლობის საანგარიშო ფორმულა გაზის ხაზოვანი ფილტრაციის დროს მიიღებს სახეს:<sup>24</sup>

$$k_g = \frac{2Q_0 P_0 \mu L}{(P_2^2 - P_1^2) F}$$

მაღალი გამტარებლობის ფოროვანი ქანები, როგორებიცაა ქვიშები, ქვიშაქვები, კონგლომერატები, ალევროლიტები და სხვა მარცვლოვანი სტრუქტურის ქანები, საუკეთესო კოლექტორული თვისებებით გამოირჩევა.<sup>25</sup>

კარგი კოლექტორები შეიძლება იყოს, აგრეთვე, კავერნული და ნაპრალოვანი ქანები. კავერნები წარმოქმნილია სხვადასხვა პროცესის, მათ შორის ქანებში არსებული მარილების გახსნით მიწისქვეშა წყლით. ნაპრალოვანი ქანების სიცარიელები ჩამოყალიბებულია კარბონატული ქანების მიკრო- და მაკრონაპრალების ერთობლიობით.

შერეული ფორიანობის კოლექტორები შეიძლება იყოს კავერნულ-ნაპრალოვანი, ნაპრალოვან-ფოროვანი ან კავერნულ-ფოროვანი.

ფორების, კავერნებისა და ნაპრალების არმქონე ან ერთმანეთთან დაუკავშირებული სიცარიელების მქონე ქანები შეულწევად (ან გაუმტარ) ქანებს მიეკუთვნებიან. ქანის შეულწევადობას შეიძლება განაპირობებდეს, აგრეთვე, წყლით გაჯირჯვებული თიხა, რომლითაც შევსებულია ქანში არსებული სიცარიელები.

#### 1.4 ნავთობის წარმოშობა

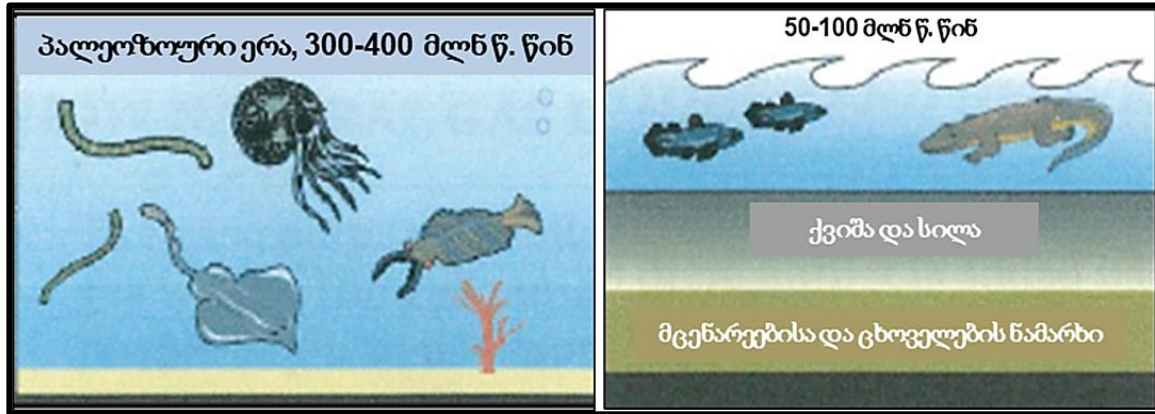
ცნობილია ნავთობის წარმოშობის ორი განსხვავებული თეორია: ორგანული და არაორგანული. ორგანული თეორიის თანახმად, ნავთობი წარმოიშვა დანალექ ქანებში განამარხებული შემადგენელი ბიოორგანული ნივთიერებების, ცხოველებისა (ზოოპლანქტონის) და მცენარეების (ფიტოპლანქტონის) ნარჩენების უჟანგბადო (ანაერობულ) გარემოში მაღალი ტემპერატურისა და წნევის გავლენით დაშლის შედეგად, რაშიც გარკვეული როლი შეასრულეს ანაერობულმა ბაქტერიებმაც და, შესაძლებელია, რადიაქტიულმა დასხივებამაც. დანალექი ნარჩენების ნავთობად გადაქცევის რთული და მრავალეტაპიანი პროცესი გრძელდებოდა მილიონობით წელი.

პალეოზოურ ერაში, როცა პლანეტა ძირითადად წყლით იყო დაფარული, ზღვის ცხოველებისა და წყალმცენარეების ნამარხი ილექებოდა ზღვებისა და ოკეანეების

<sup>24</sup> Christine Ehlig-Economides, Petroleum Engineering of Texas A&M University, Hydrocarbon Cycle Upstream, Midstream, Downstream, Presentation, Baku, ADA, 2013

<sup>25</sup> წყარო: <http://oilloot.ru/>, Разработка нефтяных и газовых месторождений, Проницаемость

ფსკერზე და დროთა განმავლობაში იფარებოდა ლამისა (სილის) და ქვიშის ფენებით. შემდგომი მილიონობით წლის განმავლობაში სულ უფრო ღრმა, ჟანგბადისაგან იზოლირებულ ნამარხ ფენებში, ანაერობული ბაქტერიების აქტივობის შედეგად, იწყებოდა ორგანული ნარჩენების პირველადი დაშლა.



დანალექი ქანების ფორმირება<sup>26</sup>

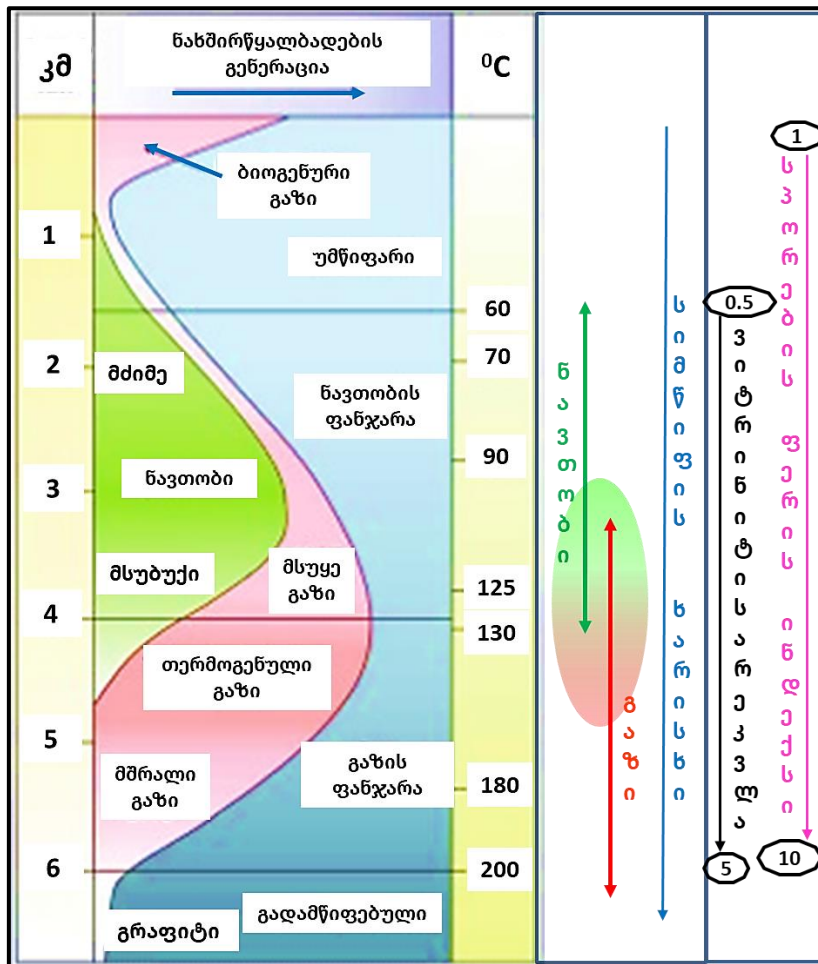
ფენების შემდგომი დაძირვის კვალობაზე, წნევისა და ტემპერატურის ზრდის პირობებში, იწყებოდა დედაქანების შემცველი ორგანული ჩანარების „დამწიფების“ (maturation) პროცესი და გარკვეულ დიაპაზონში ხანგრძლივი დაყოვნებისას დიფუზურად განაწილებული (გაბნეული) ნახშირწყალბადების წარმოქმნა. ნავთობ- და გაზწარმოქმნის ოპტიმალური პირობები იქმნება დანალექი ქანის შედგენილობაში შემავალი ორგანული მასალის (კეროგენის) 60-200 °C ტემპერატურაზე დაახლოებით 1,5-6 კმ სიღრმეზე არსებული წნევის პირობებში ხანგრძლივი პერიოდის განმავლობაში. ორგანული მასალის გარდაქმნის პროცესის დასახასიათებლად გეოლოგიაში გამოიყენება ე.წ. ნავთობისა და გაზის გენერაციის ფანჯრების ცნება<sup>27</sup> (იხ. ნახაზი).

„უმწიფარი“ პროცესის ზონაში არ არის შესაბამისი პირობები ორგანული მასალიდან ნავთობის ან გაზის გენერაციისათვის. ამ ზონაში დაფიქსირებული გაზი ძირითადად ბიოგენური წარმომავლობისაა, წარმოქმნილია ანაერობული მიკროორგანიზმების ცხოველმოქმედებით, ჭაობების, ნაგავსაყრელების, ზედაპირთან ახლოს განლაგებული ნამარხების შედგენილობაში არსებული ორგანული ნივთიერებების გახრწნის შედეგად დაბალ ტემპერატურაზე. უფრო მეტ სიღრმეზე, მაღალი წნევისა და ტემპერატურის პირობებში, განამარხებული ორგანული ნივთიერებებისგან თერმოგენული გაზი წარმოიქმნება.

<sup>26</sup> წყარო: Presentation by University of Groningen, Groningen, 2010

<sup>27</sup> Petroleum and its formation. Petroleum exploration and extraction, Presentation: MRT 327-3, Group 04 (Shamal Y., Subasingle H., Sutharshan B., Wijekoon A.)





ნახაზი 1.6. ნავთობისა და გაზის გენერაციის ფანჯრები

ნავთობის ფანჯარაში, დედამიწის ზედაპირიდან დაახლოებით 1,5 კმ-დან 4 კმ-მდე სიღრმეზე, 60-125 °C ტემპერატურის დროს, შექმნილია ოპტიმალური პირობები ნავთობის გენერაციისათვის. 90-160°C ინტერვალში შესაძლებელია როგორც ნავთობის, ისე გაზის წარმოქმნა. გაზის ფანჯარაში კი, რომელიც დაახლოებით 225-250°C-მდე შეიძლება ვრცელდებოდეს, როგორც წესი, მხოლოდ გაზი გენერირდება. ამასთან, ზედა ზონაში ძირითადად მსუყე, მძიმე ნახშირწყალბადების (პროპანი, ბუტანი, პენტანი და სხვ.) შემცველი, ხოლო უფრო ღრმა ჰორიზონტებსა და მაღალი ტემპერატურის დროს კი ძირითადად მშრალი (უპირატესად მეთანის შემცველი) გაზი წარმოიქმნება.

აღსანიშნავია, რომ ორგანული ნივთიერების გარდაქმნის თანმიმდევრული, ტემპერატურული გრადიენტისა და გეოლოგიური ასაკის შესაბამისი ცვლილებები ასახულია სპორების ფერის ინდექსისა და ვიტრინიტის არეკვლის მაჩვენებლის ცვალებადობაში (იცვლებიან 1-10 მდე და 0-დან 5-მდე, შესაბამისად, დედამიწის ზედაპირზე და ზედაპირიდან 6 კმ სიღრმეზე).<sup>28</sup>

<sup>28</sup> <https://www.offshoreengineering.com>

ნავთობის საბადოების უმრავლესობა განამარხებული ცხოველური და მცენარეული ნარჩენებით მდიდარი დანალექი ქანების (დედაქანების) ბაზაზეა წარმოშობილი.

ნავთობის წარმოშობის ორგანული თეორია ყველაზე უფრო პოპულარულად ითვლება, თუმცა იგი ვერ იძლევა სარწმუნო ახსნას მსოფლიოს სხვადასხვა რეგიონის ზოგიერთი საბადოს შესახებ, სადაც დანალექ ქანებში ძალიან მცირე რაოდენობის ორგანული ნარჩენებია ან მაგმურ ქანებში, რომლებშიც ორგანული ნარჩენების არსებობა პრაქტიკულად გამორიცხულია.

არაორგანული თეორიის მიხედვით, დედამიწის წიაღში, დაახლოებით 100-200 კმ სიღრმეზე, ძალიან მაღალი ტემპერატურისა და წნევის ზეგავლენით ნახშირბადი და წყალბადი წარმოქმნიან ნახშირწყალბადოვან რადიკალებს: CH, CH<sub>2</sub> და CH<sub>3</sub>, რომლებიც ქერქის სიღრმისეული რღვევების გავლით მიიმართებიან დედამიწის ზედაპირისაკენ. ზედაპირის დაბალი ტემპერატურის პირობებში ამ რადიკალების ერთმანეთსა და წყალბადთან შერწყმით წარმოიქმნება ნახშირწყალბადები. შესაბამისად, ნავთობის საბადოების ფორმირება არ არის დაკავშირებული ორგანული ნარჩენებით მდიდარი დანალექი ქანების არსებობასთან და მხოლოდ მაღალი შეღწევადობის კოლექტორებისა და დამჭერების არსებობას მოითხოვს.

კოსმოსური თეორია ეყრდნობა მეტეორიტებისა და კომეტების კუდების შემადგენლობაში ბიტუმისა და ნახშირწყალბადების აღმოჩენის ფაქტებს. ამ თეორიის თანახმად, ნახშირწყალბადები თავდაპირველად შედიოდნენ დედამიწის მაფორმირებელი გაზისა და მტვრის ღრუბელში. შემდგომში ისინი გამოცალკევდნენ მაგმისაგან და დაიწყეს აღმასვლა გაზური ფრაქციის სახით დედამიწის ზედა ჰორიზონტებისაკენ, სადაც მოხდა მათი კონდენსაცია და საბადოების წარმოქმნა.

ბუნებრივი გაზის ძირითადი შემადგენელი მეთანია (დაახლოებით 80-90%). ბუნებრივი გაზის შემადგენლობაში შედის, აგრეთვე, პროპანი, ბუტანი და სხვა მსუყე საწვავები (8%-მდე), აგრეთვე, აზოტისა და გოგირდის ნაერთები, ნეიტრალური გაზები და სხვ.

მეთანი, წყალბადსა და ჰელიუმთან ერთდ, სამყაროში ყველაზე ფართოდ გავრცელებული გაზების სამეულში შედის. კოსმოსში, კერძოდ, მრავალი პლანეტისა და ასტეროიდის შემადგენლობაში, აღმოჩენილია ყინულოვანი მეთანის უხვი ბუდობები. იგი ფიქსირდება დედამიწის მანტიამიც, თუმცა პრაქტიკული თვალსაზრისით მნიშვნელოვანია დედამიწის ქერქში (ლითოსფეროში) განთავსებული მეთანდაგროვებები და მათი წარმოშობის მექანიზმები.

ცნობილია ბუნებრივი გაზის წარმოქმნის რამდენიმე პროცესი, რომელთაგან ძირითადია ბიოქიმიური და თერმოკატალიზური.

**ბიოქიმიური პროცესი** მიმდინარეობს სილოვან ნატანებში, ნიადაგში, დანალექ ქანებსა და ჰიდროსფეროში. მეთანის წარმოქმნას უზრუნველყოფს ათეულობით სახეობის ბაქტერიების ცხოველმოქმედება, რომლებიც ორგანულ ნაერთებს მეთანად გარდაქმნის. დედამიწის ზედაპირიდან 1-2 კმ სიღრმემდე და ატმოსფეროში გავრცელებული მეთანის უდიდესი ნაწილი ბიოქიმიური წარმოშობისაა.

**თერმოკატალიზური პროცესის** დროს მეთანი წარმოიქმნება დანალექი ქანების შემცველი ორგანული ნივთიერებებისგან მაღალი ტემპერატურისა და წნევის პირობებში, თიხოვანი მინერალების თანხლებით, რომლებიც კატალიზატორის როლს ასრულებენ. ნავთობის წარმოშობისაგან განსხვავებით, რომელიც საპროპელის ტიპის ცხიმებით გამდიდრებული ფიტო- და ზოოპლანქტონებისაგან არის ნაწარმოები, გაზის წარმოშობის პირველწყაროს მცენარეული ნარჩენებისაგან შედგენილი ჰუმუსის ტიპის ორგანული ნაერთები წარმოადგენენ. გარდა ამისა, ინტენსიური გაზწარმოქმნის ზონა მოიცავს 150-200°C და მეტ ტემპერატურულ ინტერვალს, რაც მნიშვნელოვნად აღემატება ნავთობწარმოქმნის ზონის ზღვრებს. გაზწარმოქმნის პროცესის მაღალი ტემპერატურების ზონაში, გარდა ორგანული ნარჩენებისა, მეთანის წარმოქმნაში მონაწილეობს, აგრეთვე, იქ არსებული ნავთობი, რომელიც ღრმა თერმულ დესტრუქციას ექვემდებარება.

მეთანის ძირითადი ნაწილი მიღებულია მსოფლიოს ცნობილ გაზის საბადოებში თერმოკატალიზური პროცესის შედეგად, რომელიც დედამიწის წიაღში 10 კმ-მდე სიღრმეზე მიმდინარეობს.

აღნიშნულის გარდა, ცნობილია, აგრეთვე, გაზის წარმოქმნის ქიმიურ-რადიაციული, მექანიკურ-ქიმიური, მეტამორფული და კოსმოგენური პროცესები.<sup>29</sup>

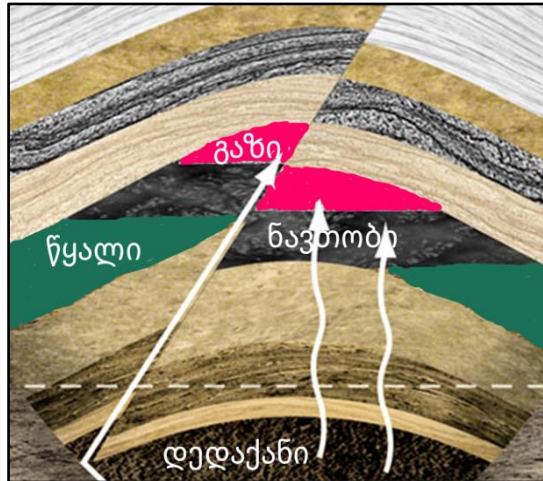
## **1.5 ნავთობისა და გაზის საბადოები**

### **ა) საბადოების ფორმირება**

საბადოს ფორმირებისათვის შემდეგი თანმიმდევრული პროცესი უნდა შესრულდეს: ნავთობისა და/ან გაზის გენერირება დედაქანში, მიგრირება და აკუმულირება. შესაბამისად, მიუხედავად ნავთობისა ან გაზის წარმოშობის მექანიზმისა, საბადოს ფორმირებისათვის აუცილებელია შემდეგი წინაპირობების

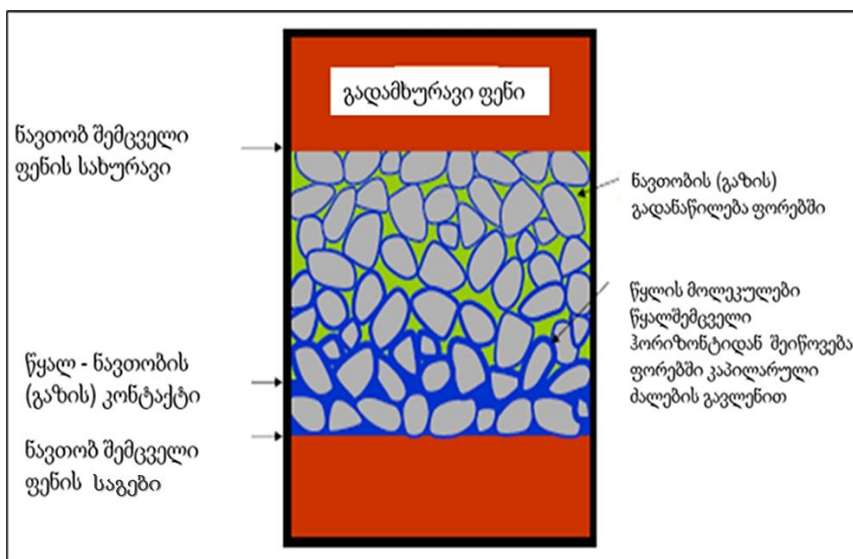
<sup>29</sup> А. А. Коршак, А. М. Шаммазов, Основы нефтегазового дела, 2005

არსებობა: მაღალი კოლექტორული თვისებების მქონე ქანებისა და განსაკუთრებული სტრუქტურის, ე.წ. „დამჭერების“ არსებობა, რომლებშიც შესაძლებელია ნავთობისა და/ან გაზის დაგროვება, აგრეთვე გაუმტარი, გადამხურავი ქანების ზედდება, რომლებიც ზღუდავენ დაგროვილი ნახშირწყალბადების შემდგომ გადაადგილებას.



ნახაზი 1.7. ნავთობისა და გაზის მიგრაცია

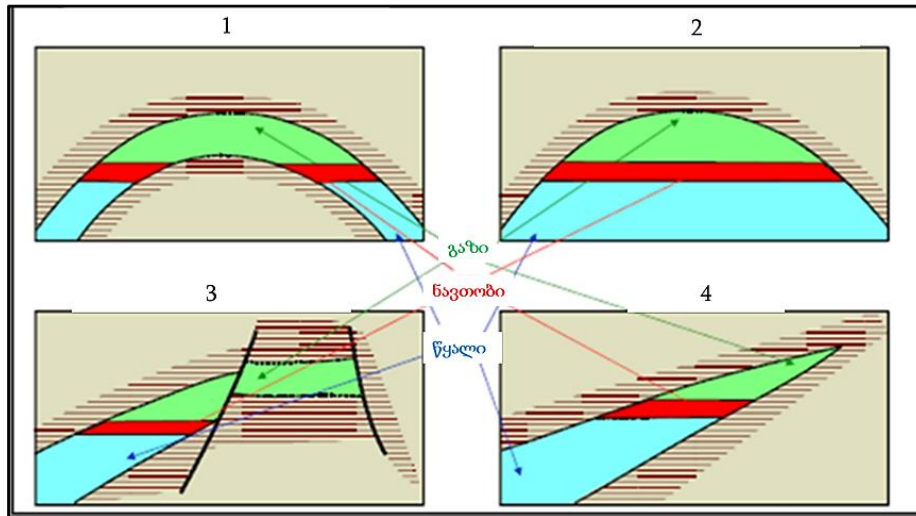
ნავთობისა და გაზის მიგრაციის შესაძლებლობა მათი დაგროვების აუცილებელი პირობაა. მიგრაცია მიმდინარეობს ფენის წყალთან ერთად კოლექტორის ფორების თავისუფალი სივრცეების გავლით, მაღალი წნევის არეალიდან შედარებით დაბალი წნევისკენ. დამჭერში მოხვედრის შემდეგ ხდება გრავიტაციული გადანაწილება (იხ. ნახაზი): მსუბუქი გაზი დამჭერის ზედა ნაწილში განთავსდება, ყველაზე მძიმე - წყალი - ქვემოთ, ხოლო ნავთობი შუალედურ მდებარეობას იკავებს.



ნახაზი 1.8. ნავთობისა და წყლის გრავიტაციული განაწილება ფოროვან ქანში

ნახაზზე 1.9 ნაჩვენებია ყველაზე უფრო გავრცელებული დამჭერის ტიპები:

ანტიკლინი (1), წყლით შევსებული ანტიკლინი (2), ტექტონიკური ეკრანი (3) და ლითოლოგიური ეკრანი (4).



ნახაზი 1.9. დამჭერის ტიპები<sup>30</sup>

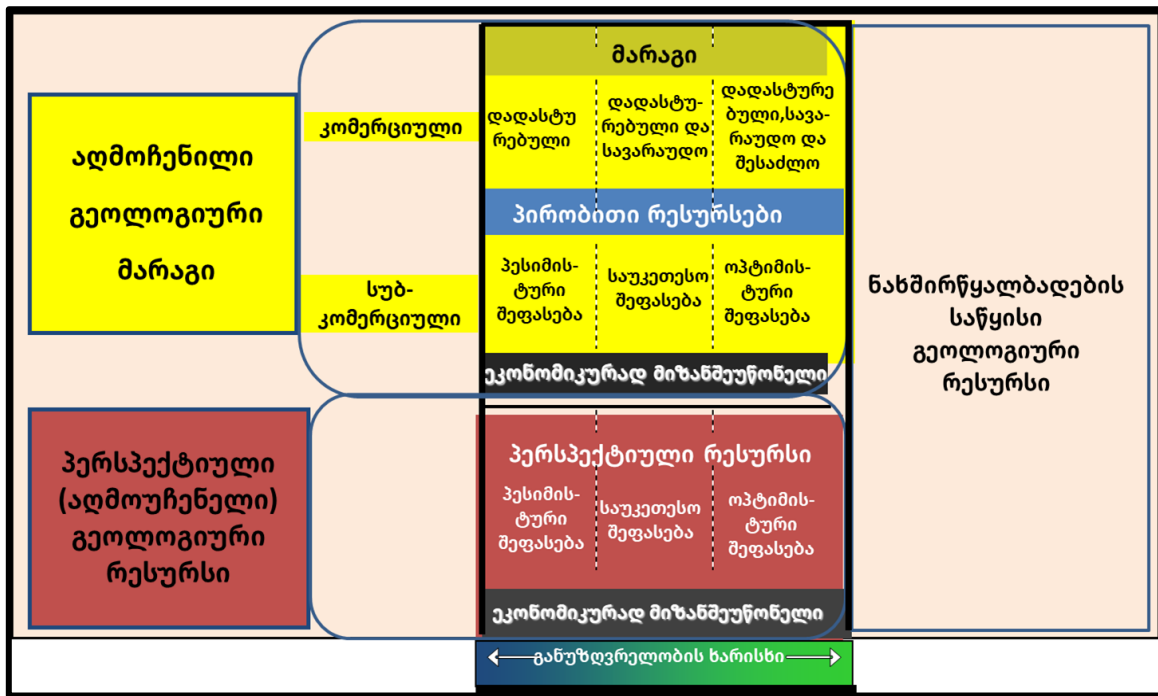
წყლისა და ნავთობის და ნავთობისა და გაზის გამყოფ ზედაპირებს წყალ-ნავთობისა და ნავთობ-გაზის კონტაქტი ეწოდება.

სამრეწველო წარმოებისა და მოპოვების კომერციული მიზანშეწონილობისათვის საკმარისი რაოდენობის ნავთობის და/ან გაზის მარაგის აკუმულირების შედეგად მიიღება სასარგებლო წიაღისეულის ბუდობები, რომელთა ერთობლიობა ქმნის საბადოს.

პრაქტიკაში გამოიყენება ნახშირწყალბადების მარაგებისა და რესურსების შეფასების კლასიფიკაციის შემდეგი სისტემა (იხ. დიაგრამა).

<sup>30</sup> წყარო: University of Groningen, 2010





ნახაზი 1.10. მარაგებისა და რესურსების კლასიფიკაციის საერთაშორისო სისტემა

ინფორმაცია ნავთობისა და გაზის წარმოშობის, საბადოების ფორმირებისა და შეფასებული მარაგების შესახებ და ძებნა-ძიების დროს მომზადებული სტრუქტურული რუკები და გეოლოგიური პროფილები საშუალებას იძლევა, დასაბუთებულად შეირჩეს საექსპლუატაციო ჭაბურღილების განლაგების წერტილები და უზრუნველყოფილ იქნეს საბადოს ოპტიმალური დამუშავება.

### ბ) საბადოების ტიპები

საბადოს ზედა ჰორიზონტებში განთავსებული ქანების წყლისგან განსხვავებული სიმკვრივისა და ტექტონიკური ძალების მოქმედების გამო ფენის წნევა განსხვავდება ჰიდროსტატიკურისგან. რაც უფრო მაღალია ფენის წნევა, მით უფრო მეტ ენერგიას შეიცავს იგი და მით მეტი ნავთობისა და გაზის მიღების შესაძლებლობაა საბადოდან.

ფენის განლაგების სიღრმესთან ერთად იზრდება ტემპერატურაც. ჩვეულებრივად, ტემპერატურული გრადიენტი ერთი გრადუსის ტოლია დაახლოებით ყოველი 30-35 მ-ით სიღრმის ზრდის დროს (ფაქტობრივად, ეს პარამეტრი ფართო დიაპაზონში შეიძლება იცვლებოდეს საკვლევი ტერიტორიის გეოლოგიური თავისებურებების გამო. ე.წ. თერმონომალურ ტერიტორიებზე კი მისი სიდიდე მნიშვნელოვნად განსხვავდება საშუალო ტემპერატურული გრადიენტისაგან).

ფენაში განთავსებული ნახშირწყალბადების ფაზური მდგომარეობის და წნევისა და ტემპერატურის მიხედვით განსხვავებულ სხვადასხვა ტიპის საბადოებს:

- ✓ ნავთობის საბადოების შემადგენლობაში თხევადი ნახშირწყალბადები ჭარბობს;
- ✓ გაზის საბადოები ძირითადად მეთანს შეიცავს (90 % და მეტი), დანარჩენი კი მძიმე

ნახშირწყალბადოვანი გაზები, ნახშირორჟანგი, გოგირდწყალბადი, აზოტი და სხვ.;

✓ გაზნავთობის, რომლებიც უფრო მეტ ნავთობს შეიცავს, ვიდრე გაზს ან ნავთობგაზის, რომლებიც უფრო მეტ გაზს შეიცავს, ვიდრე ნავთობს. ასეთ საბადოებში ნავთობშემცველი ჰორიზონტების ზემოთ განლაგებულია გაზშემცველი თალი;

✓ გაზკონდენსატის და ნავთობგაზკონდენსატის, რომლებიც გაზთან (ან ნავთობთან) ერთად კონდენსატსაც შეიცავს.

საბადოების ფენის შედგენილობაში გაზთან ერთად დიდი ოდენობით თხევადი ნახშირწყალბადების არსებობა განაპირობებს საბადოს მრავალფაზიანობას. ფენის მაღალი წნევის პირობებში შეკუმშულ, მაღალი სიმკვრივის გაზში იხსნება დიდი ოდენობით მსუბუქი თხევადი ნახშირწყალბადები (პენტანები, ჰექსანები, ჰეპტანები და ა.შ.) და მიიღება გაზკონდენსატის (ნავთობგაზკონდენსატის) საბადო.

ბუნებაში ხშირად გვხვდება ნახშირწყალბადების ორი ფაზის შემცველი საბადოები. ასე მაგალითად, გაზნავთობის საბადოებში ნავთობშემცველი ჰორიზონტების ზემოთ განლაგებულია გაზშემცველი თალი. ზოგჯერ ბუდობის გამომუშავების კვალობაზე, როცა ფენის წნევა მნიშვნელოვნად მცირდება და იწყება ნავთობში გახსნილი გაზის, ხოლო შეკუმშული გაზიდან - კონდენსატის გამოყოფა, ფენაში მეორე ფაზა წარმოიქმნება.

განარჩევნ დედამიწის სახმელეთო ნაწილზე (ონშორულ) და შელფზე (ოფშორულ) განლაგებულ საბადოებს.

საბადოების ათვისება კომერციულად გამართლებულია, თუ მოპოვებული პროდუქტის ღირებულება საკმარისია და აღემატება გაწეულ დანახარჯებს.

ნავთობისა და გაზის საბადოებს განასხვავებენ, აგრეთვე, მათში განთავსებული ნახშირწყალბადების მარაგის მიხედვით.

ცხრილი 1.3. საბადოების პირობითი კლასიფიკაცია მარაგების მიხედვით<sup>31</sup>

	ნავთობის შემცველობა, მლნ ტ	გაზის მოცულობა, მლრდ მ <sup>3</sup>
მცირე	<10	<10
საშუალო	10-30	10-30
დიდი	30-300	30-300
გიგანტური	300-1000	300-1000
უნიკალური	>1000	>1000

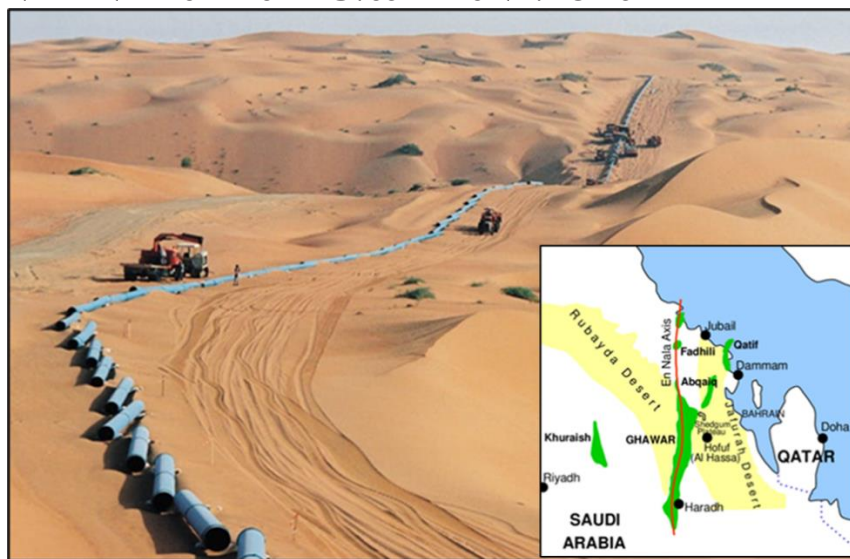
მსოფლიოში რამდენიმე ათეული ათასი ნავთობის საბადოა, რომელთა ძირითადი

<sup>31</sup> А.Коршак, А.Шаммазов, Основы Нефтегазового Дела, ДизайнПолиграфСервис, Уфа, 2005

ნაწილი მცირე და საშუალო სიდიდის საბადოებს მიეკუთვნება, მაშინ როდესაც ყველაზე დიდი 150-მდე საბადო უზრუნველყოფს ნავთობის გლობალური მოპოვების დაახლოებით ნახევარს.

მსოფლიო უმსხვილესი ნავთობის საბადოების ათეული ასე გამოიყურება:<sup>32</sup>

✓ გჰავარი (Ghawar), ჯამური მარაგით (მათ შორის უკვე ამოღებული<sup>33</sup>) 96 მლრდ ბარელი და დღედამური მოპოვებით დაახლოებით 4 მლნ ბრლ<sup>34</sup>, მსოფლიოს უმსხვილესი ნავთობის საბადოა. საბადო, ზომით 280x30 კმ, განლაგებულია საუდის არაბეთის აღმოსავლეთ პროვინცია ალ-აჰსას ტერიტორიაზე, რუბიადის და ჯაფურის უდაბნოების მიჯნაზე. ექსპლუატაციაშია 1951 წლიდან. გასული 60 წლის განმავლობაში საბადოდან მოპოვებული 55 მლრდ ბარელამდე ნავთობი. საბადოს ფლობს და ოპერირებას უწევს სახელმწიფო კომპანია Saudi Aramco.



გჰავარის საბადო

✓ ქუვეითური დიდი ბურგანის (Greater Burgan) საბადოს მარაგი 67,2 მლრდ ბარელია. საბადოს მფლობელი და ოპერატორია Kuwait Oil Company. საბადო ძლიერ დაზიანდა 1991 წლის ქუვეიტ-ერაყის ომის დროს, როცა 7 თვის განმავლობაში დაახლოებით 600 პროდუქტიული ჭაბურღილი აფეთქდა. ომის დასრულების შემდეგ საბადო თავდაპირველი სიმძლავრით აღარ აღდგენილა.

✓ აჰვაზი (Ahvaz) ირანის ისლამური რესპუბლიკის მსხვილი ნავთობის საბადოა საერთო მარაგით 65 მლრდ ბარელი. საბადოს ფლობს ირანის ნაციონალური ნავთობის კომპანია (NICO), ისევე როგორც ირანის ისლამური რესპუბლიკის ყველა სხვა საბადოს. საბადო ექსპლუატაციაშია 1954 წლიდან, ნავთობის დღედამური პიკური მოპოვებით 750 ათასი ბრლ.

✓ ირანის სიდიდით მეორე გაჩსარანის საბადოს მარაგი 52,9 მლრდ ბარელია,

<sup>32</sup> Angella Underwood, Largest oil fields in the world, January 16, 2020

<sup>33</sup> აქაც და შემდგომშიც მითითებულია საბადოების ისტორიული და მიმდინარე მარაგის ჯამი

<sup>34</sup> პიკური მოპოვების დროს სიმძლავრე 5 მლნ ბრლ/დღ აღწევდა



დღეღამური მოპოვება კი - 560 ათასი ბარელი. საბადო NICO-ს მფლობელობაშია და ექსპლუატაციაშია 1930 წლიდან.

✓ საფანია (Safanya) ქუვეითი და საუდის არაბეთი და ზემო ზაქუმი (Upper Zakum) მსოფლიოს უმსხვილესი ოფშორული ნავთობის საბადოებია დადასტურებული მარაგით დაახლოებით 50 მლრდ ბრლ<sup>35</sup>. საბადოები განლაგებულია სპარსეთის ყურეში. საფანიას მფლობელი და ოპერატორი Saudi Aramco-ა. იგი ექსპლუატაციაშია 1957 წლიდან, მოპოვებით 1,5 მლნ ბრლ/დღ. ზემო ზაქუმის საბადოზე ნავთობის მოპოვება წარმოებს 1967 წლიდან, მიმდინარე პერიოდის მოპოვებით 500 ათას ბრლ/დღ (ზრდის პერსპექტივით 750 ათას ბრლ/დღ-მდე).

✓ დაქინგი (Daqing) ჩინეთის ყველაზე მსხვილი ნავთობის საბადოა 42 მლრდ ბარელი მარაგით, ექსპლუატაციაშია 1963 წლიდან და იძლევა ქვეყნის ჯამური მოპოვების დაახლოებით 33%-ს. საბადოს ოპერატორია ჩინეთის ნავთობის ნაციონალური კომპანია PetroChina.

✓ კანტარელის (Cantarell) ოფშორული საბადო დაახლოებით 35 მლრდ ბარელი მარაგით, აღმოჩენილია 1972 წელს მექსიკის ყურეში. საბადოს მფლობელი და ოპერატორი მექსიკის სახელმწიფო კომპანია Pemex-ია.

✓ ყაზახური კაშაგანის (Kashagan) საბადო კასპიის ზღვის ჩრდილოეთ ნაწილში განლაგებული ერთ-ერთი მსხვილი ოფშორული საბადოა, დაახლოებით 30-35 მლრდ ბარელი ნავთობის მარაგით. საბადოს ოპერატორია ინტერნაციონალური კონსორციუმი კაზმუნაიგაზის, შელის, ტოტალის, ენის, ექსონმობილის, ჩინეთის ნაციონალური ნავთობის კომპანიისა და ინპექსის შემადგენლობით. 2019 წელს საბადოზე მოპოვებამ მიაღწია 380 ათას ბრლ/დღ.



ხელოვნური კუნძულები კაშაგანის საბადოზე, წყარო: Eni

✓ ბოლივარის სანაპირო (Bolivar Coastal) ვენესუელის ერთ-ერთი მსხვილი საბადოა, ნავთობის მარაგით 32 მლრდ ბარელი. იგი განლაგებულია მარაკაიბოს

<sup>35</sup> წყარო: Offshore Technologies, Largest oilfields in the world, 2013 (last updated January 31, 2020)

ტბის ჩრდილოეთ და აღმოსავლეთ სანაპიროებთან. პიკური მოპოვების დროს (2006 წ) საბადოს მწარმოებლურობა 3 მლნ ბრლ/დღ შეადგენდა.



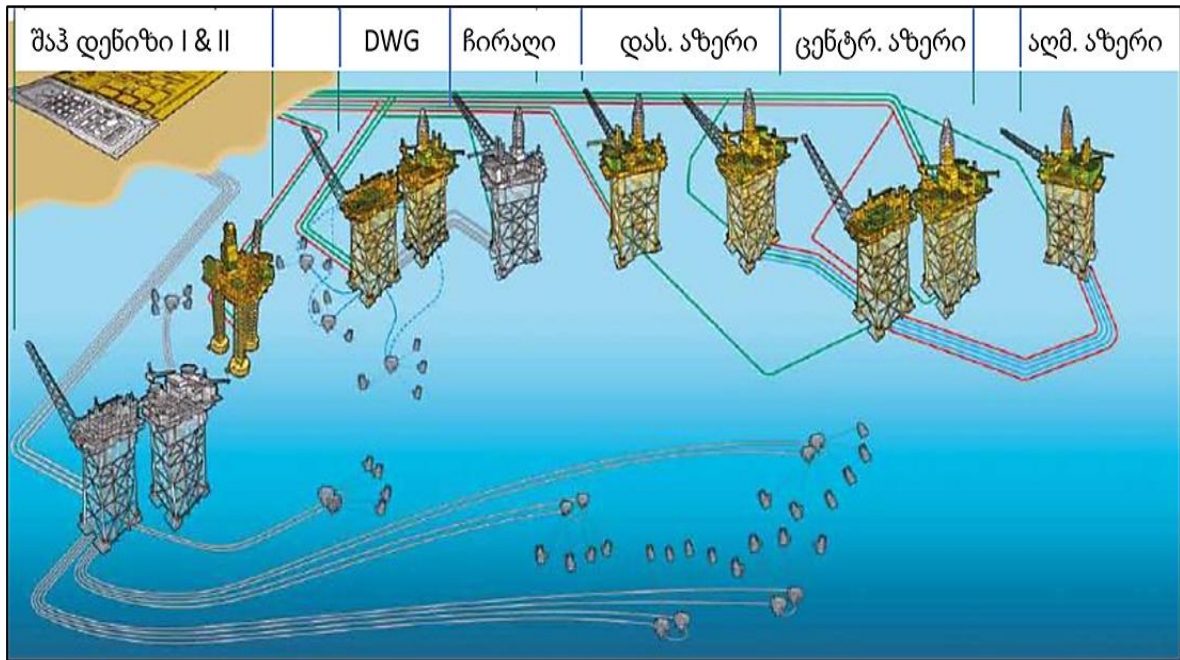
ნავთობმომპოვებელი დაზგა-საქანელები რომაშკინის საბადოზე  
წყარო: TatNeft (რფ)

მსოფლიოს უმსხვილეს ნავთობის საბადოთა რიგში შედიან, აგრეთვე: აგჰაჯარის (ირანი), თენგიზის (ყაზახეთი), პრუდოუ ბეის (აშშ), სამატლორის (რფ), მარუნის (ირანი), ვოლფკამპის (აშშ), რომაშკინოს (რფ), რუმალიის (ერაყი), სახალინის კუნძულების (რფ), დასავლეთ ქურნის (ერაყი), ლულის (ბრაზილია) და სხვა საბადოები.

რეგიონის მსხვილ საბადოებს მიეკუთვნება აზერბაიჯანული აზერი-ჩირაღ-გიუნეშლის (ACG) საბადო. აზერი-ჩირაღ-გიუნეშლი (ღრმაწყლოვანი) რამდენიმე სტრუქტურისგან შედგენილი კომპლექსური საბადოა, ჯამური მარაგით დაახლოებით 5,4 მლრდ ბარელი. ნავთობის და თანმდევი გაზის მოპოვება საბადოზე წარმოებს 1997 წლიდან BP-ს ხელმძღვანელობით ჩამოყალიბებული საერთაშორისო კონსორციუმის მიერ (ოპერატორის ინფორმაციით დასრულებულია ბურღვითი სამუშაოები საბადოს ღრმა ჰორიზონტებზე აღმოჩენილი თავისუფალი გაზის დამატებითი მარაგის დასაზუსტებლად და მიმდინარეობს მიღებული შედეგების დამუშავება)<sup>36</sup>.

საბადოს ნავთობი ძირითადად ექსპორტისათვისაა განკუთვნილი, საქართველოს ტერიტორიაზე გამავალი ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანისა (BTC) და ბაქო-სუფსის დასავლეთის მიმართულების საექსპორტო (WREP) ნავთობსადენების მეშვეობით. 2022 წელს ამ მილსადენებით განხორციელებული აზერბაიჯანული ნავთობის ექსპორტის მოცულობამ 30,4 მლნ ტ შეადგინა.

<sup>36</sup> Bakhtiyar Aslanbayli: BP seeks to extend peak production at Shah Deniz, IA “Report”, Baku July 27, 2023



აზერი-ჩირალ-ღრმაწყლოვანი გიუნემლის (DWG) და შპ დენიზის საბადოების პლატფორმების განლაგება კასპიის ზღვის აზერბაიჯანის სექტორში<sup>37</sup>

ბუნებრივი გაზის გიგანტური და სუპერგიგანტური საბადოები (რომლებიც შეიცავს 30 ტრლნ კუბურ ფუტზე მეტ გაზს), მსოფლიოს ცნობილი გაზის საბადოების მხოლოდ 1%-ს შეადგენს, თუმცა უზრუნველყოფს გლობალური წარმოების დაახლოებით 80 %-ს<sup>38</sup>.

✓ სამხრეთი ფარსის/ჩრდილოეთ თაღის (The South Pars/North Dome field) გაზკონდენსატის საბადო უნიკალურობით გამოირჩევა. ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს (IEA) ინფორმაციით, საბადო შეიცავს 51 ტრილიონ კუბური მეტრი გაზისა და 50 მილიარდი ბარელი გაზის კონდენსატის გეოლოგიურ მარაგებს<sup>39</sup>. აღსანიშნავია, რომ ამ სუპერგიგანტური საბადოს გაზის ამოსაღები მარაგი, 35 ტრლნ კუბური მეტრი,<sup>40</sup> თანაზომადია მსოფლიოს დანარჩენი საბადოების ჯამური მარაგისა. საბადო მოიცავს 9700 კვ კმ ფართს სპარსეთის ყურეში, რომლიდან 3700 კვ კმ (სამხრეთი ფარსი) ირანის, ხოლო 6000 კვ კმ (ჩრდილოეთი თაღი) კატარის ტერიტორიულ წყლებშია განლაგებული.<sup>41</sup> სამხრეთი ფარსის/ჩრდილოეთ თაღის საბადო აღმოჩენილია 1971 წელს, ექსპლუატაციაშია 1989 წლიდან.

<sup>37</sup> Gordon Birrell, BP: Embarking on the next phase of activities in the Caspian Region, International Conference, Baku, June, 2013

<sup>38</sup> A.L. Waddams, Largest Gas Fields in The World, Source: <https://www.britanica.com/science/natural-gas>

<sup>39</sup> IEA, World Energy Outlook 2008 - Chapter 12 - Natural gas resources and production prospects, p.298

<sup>40</sup> Largest non-associated gas fields, Wikipedia, the free encyclopedia, April 15, 2021

<sup>41</sup> CEDIGAZ: Current status of the World's gas giants", the original from 2008





ნახაზი 1.11. სამხრეთი ფარსის საბადოს განლაგება სპარსეთის ყურეში

✓ რუსული ურენგოის (Urengoy), იამბურგისა (Yamburg) და შტოკმანის (Shtokmann) საბადოები მსოფლიოს უმსხვილეს საბადოთა პირველ ხუთეულში შედის. ურენგოი შედგება 15 განცალკევებული გაზის რეზერვუარისაგან ჯამური ამოსაღები მარაგით 6,3 ტრლნ კუბური მეტრი.<sup>42</sup> საბადო აღმოჩენილია 1966 წელს ობის ყურის (დასავლეთ ციმბირი, რფ) დაახლოებით 1250 მ-მ სიღრმის მეჩხერწყლიან ნაწილში, ქვედა ცარცული და ზედა იურული ასაკის დანალექ ქანებში. გაზის მოპოვება ურენგოიზე 1978 წლიდან დაიწყო და, მიუხედავად იმისა, რომ უკვე გავლილია მოპოვების პიკი, საბადოს მწარმოებლურობა კვლავ ერთ-ერთი უმსხვილესია გლობალური მასშტაბით.<sup>43</sup>

✓ იამბურგის ჯამური გეოლოგიური რესურსი 8,2 ტრლნ მ<sup>3</sup>-ით ფასდება, ამოსაღები გაზის მარაგი კი 3,9 ტრლნ მ<sup>3</sup>-ს შეადგენს. გაზშემცველი რეზერვუარი ძირითადად 1000-1210 მ სიღრმის ქანებში ფიქსირდება, იგი განლაგებულია ურენგოის ჩრდილოეთით, არქტიკული წრის მიღმა, რუსეთის ფედერაციის იამალო-ნენცის ავტონომიური ოლქის ტერიტორიაზე. საბადო 1969 წელსაა აღმოჩენილი, გაზის მოპოვება კი 1986 წლიდან დაიწყო.

✓ შტოკმანის გაზკონდენსატის საბადო განლაგებულია ბარენცის ზღვაში, რუსეთის ფედერაციის ტერიტორიულ წყლებში, ახალი მიწების არქიპელაგის უკიდურესი ჩრდილოეთი წერტილიდან 300 კმ-ის დაშორებით.<sup>44</sup> აღმოჩენილია 1981 წელს, ამოსაღები მარაგით დაახლოებით 3,1 ტრლნ მ<sup>3</sup> გაზი და 56 მლნ ტ გაზკონდენსატი. საბადოს დამუშავების დაწყება გათვალისწინებულია 2028

<sup>42</sup> აქაც და შემდგომშიც გაზის საბადოების ამოსაღები მარაგების შეფასება აღებულია წყაროდან: "Global Natural Gas Reserves – A Heuristic Viewpoint". Mees.com. Archived from the original on 15 May 2008. Retrieved 11 November 2017

<sup>43</sup> A.L. Waddams, Largest Gas Fields in The World, Source: <https://www.britanica.com/science/natural-gas>

<sup>44</sup> Штокманское месторождение, Материал из Википедии — свободной энциклопедии

წლიდან ფაზებად: პირველი ფაზის წლიური მწარმოებლურობით 23,7 მლრდ მ<sup>3</sup> და შემდგომი ზრდით 47,4 და 71,1 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, შესაბამისად მეორე და მესამე ფაზებზე.

✓ აფრიკის კონტინენტზე უმსხვილესი ჰასსი არ'მელის (Hassi R'Mel) ალჟირული საბადოა 3,5 ტრლნ მ<sup>3</sup> ამოსაღები მარაგით. იგი აღმოჩენილია 1956 წელს, მოპოვება, წლიურად საშუალოდ 100 მლრდ მ<sup>3</sup>-ის ოდენობით, დაიწყო 1961 წლიდან. საბადოზე მოპოვებული გაზი ძირითადად საექსპორტო მილსადენების: მალრიბი-ევროპის, ტრანსმედიტერანულის, მედგაზისა და გალსის მომარაგებას ხმარდება, სამხრეთ ევროპის ქვეყნებში მიწოდებისათვის.

✓ გალკინიშის (Galkynysh) გაზის საბადოს შეფასებული ამოსაღები მარაგი დაახლოებით 2,8 ტრლნ მ<sup>3</sup>-ს შეადგენს. იგი განლაგებულია თურქმენეთის სამხრეთ-აღმოსავლეთ პროვინცია მარის ტერიტორიაზე, ქვეყნის მეორე მსხვილი დოვლეთაბადის საბადოს (ამოსაღები მარაგით 1,4 ტრლნ მ<sup>3</sup>) მახლობლად. საბადო შედგება იოლოტანის, მინარას, ოსმანისა და იაშლარის სტრუქტურებისაგან. საბადო აღმოჩენილია 2006 წელს, გაზის მოპოვებასა და გადამუშავებას კი 2013 წლიდან აწარმოებს სახელმწიფო კომპანია თურქმენგაზი, CNPC, Hyundai Engineering და Petrofac-თან ერთად.

✓ რუსული ზაპოლიარნოე (Zapolyarnoe), ბოვანენკოვო (Bovanenkovo) და მედვეჟიე (Medvezhye), ამოსაღები მარაგით 2,7, 2,0 და 1,9 ტრლნ მ<sup>3</sup>, შესაბამისად, მსოფლიოს მსხვილ გაზის საბადოთა რიგში შედიან. საბადოები განლაგებულია იამალო-ნენეცის ავტონომიური ოლქის (რფ) ტერიტორიაზე, მფლობელი და ოპერატორი გაზპრომია. ზაპოლიარნოე აღმოჩენილია 1965 წელს, ექსპლუატაციაშია 2001 წლიდან, ბოვანენკოვო აღმოჩენილია 1972 წელს, ექსპლუატაციაშია 2012 წლიდან, მედვეჟიე აღმოჩენილია 1967 წელს, ექსპლუატაციაში 1972 წლიდან (2012 წლისათვის დასრულდა ახალი მომპოვებელი ჭაბურღილებისა და გაზის გადამუშავების თანამედროვე კომპლექსი, რითაც უზრუნველყოფილ იქნა საბადოს საპროექტო მწარმოებლურობის მიღწევა).<sup>45</sup>

<sup>45</sup> წყარო: NS ENERGY, Gazprom Begins Gas Production In Medvezhye Field In Russia, December, 2011



ზაპოლიარნოეს საბადო<sup>46</sup>

✓ ჰაგოტონი (Hugoton) აშშ-ის ყველაზე მსხვილი ტრადიციული გაზის საბადოა,<sup>47</sup> ამოსაღები მარაგით 2,3 ტრლნ მ<sup>3</sup>. იგი განლაგებულია კანზასისა და ოკლაჰომის შტატებში და მოიცავს ტეხასის შტატის ტერიტორიაზე მდებარე პანჰადლის ველსაც. საბადო აღმოჩენილია 1927 წელს.

✓ გრონინგენი (Groningen), შეფასებული ამოსაღები მარაგით 2,1 ტრლნ მ<sup>3</sup>, ევროპის უმსხვილესი გაზის საბადოა. მდებარეობს ნიდერლანდების ჩრდილოეთ ნაწილში, აღმოჩენილია 1959 წელს, ექსპლუატაციაშია 1961 წლიდან, პიკური წლიური მწარმოებლობით 88 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ (1976 წელს). საბადოს ოპერირებას აწარმოებს Royal Dutch Shell და ExxonMobil ერთობლივი საწარმო NAM. 2018 წელს საბადოს მიმდებარე რეგიონში აღინიშნა უჩვეულო ძალის მიწისძვრა, რაც დაკავშირებული იყო საბადოს ინტენსიურ გამომუშავებასთან, რის შემდეგ ქვეყნის მთავრობამ გადაწყვიტა მოპოვების თანდათანობითი შემცირება. 2022 წლისათვის გათვალისწინებულია საბადოს კონსერვაციის დასრულება.<sup>48</sup>

მსოფლიოს მსხვილი გაზის საბადოების რიგში (ამოსაღები მარაგით 1 ტრლნ მ<sup>3</sup> და მეტი) შედიან, აგრეთვე, კავკასიის მიმდებარე რეგიონებში განლაგებული: ყაზახური კარაჩაგანაკის (1,37 ტრლნ მ<sup>3</sup> ამოსაღები მარაგით), ირანული ჩრდილოეთ ფარსისა (1,34 ტრლნ მ<sup>3</sup>) და კიშის (ტრლნ მ<sup>3</sup>), აზერბაიჯანული შაჰ-დენიზის (1,2 ტრლნ მ<sup>3</sup>)<sup>49</sup> გაზის საბადოები.

<sup>46</sup> წყარო: <https://www.gazprom.com/projects/zapolyarnoye>

<sup>47</sup> აშშ-ს ტერიტორიაზე განლაგებულია არატრადიციული (ფიქლის) გაზის გიგანტური საბადოები, მათ შორის მარსელუსი (Marcellus Shale), რომლის შეფასებითი მარაგი 14 ტრლნ მ<sup>3</sup>-ია. იგი ქვეყანაში გაზის ყველაზე მსხვილი მწარმოებელია (წყარო: A.L.Waddams, Largest Gas Fields in The World, Source: [https://www.britanica.com/science/natural\\_gas](https://www.britanica.com/science/natural_gas))

<sup>48</sup> Bart H. Meijer, Netherlands to halt Groningen gas production by 2022, წყარო: Reuters, September 10, 2019

<sup>49</sup> BP-ის ინფორმაციით, დაწყებულია ბურღვითი სამუშაოები შაჰ დენიზის საბადოს ღრმა ჰორიზონტებზე აღმოჩენილი გაზის დამატებითი მარაგის დასაზუსტებლად



ოფშორული პლატფორმები შაჰ დენიზის საბადოზე<sup>50</sup>

შაჰ დენიზის გაზ-კონდენსატის საბადო აღმოჩენილია 1999 წელს კასპიის ზღვის შელფზე, სადაც წყლის სიღრმე 50-600 მეტრამდეა. საბადოს ოპერატორია BP-ის ლიდერობით ჩამოყალიბებული საერთაშორისო კონსორციუმი.<sup>51</sup>

მოპოვებითი სამუშაოები შაჰ დენიზზე 2006 წელს დაიწყო, საპროექტო 10 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-მდე გაზისა და 50 ათასი ბრლ/დღ კონდენსატის მწარმოებლურობით. საბადოს ათვისების მეორე ფაზის დასრულების შემდეგ, 2018 წელს, საბადოსა და გადამამუშავებელი კომპლექსის მწარმოებლურობა მნიშვნელოვნად გაიზარდა. 2023 წლის გეგმით გათვალისწინებულია საბადოს მე-2 ფაზის მოპოვების 16 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე, ხოლო მთლიანად საბადოს 25 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზრდა<sup>52</sup>. შაჰ დენიზის საბადოზე მოპოვებული გაზი ძირითადად ექსპორტისათვისაა განკუთვნილი, სამხრეთის გაზის დერეფნის (სამხრეთ კავკასიური, ტრანსანატოლიური და ტრანსადრიატიკული) მილსადენების მეშვეობით. 2022 წელს ექსპორტირებულია 22 მლრდ მ<sup>3</sup>-ზე მეტი აზერბაიჯანული, ძირითადად შაჰ დენიზის გაზი<sup>53</sup>, მათ შორის ევროკავშირის ქვეყნებში 11,35 მლრდ კუბური მეტრი (9,69 მლრდ იტალიაში, 1,13 მლრდ საბერძნეთში და 0,44 მლრდ ბულგარეთში)<sup>54</sup>. მიმდინარე პერიოდისათვის საბადოს გაზი მიეწოდება საქართველოს, თურქეთს, საბერძნეთს, ბულგარეთსა და იტალიას.

<sup>50</sup> Emerson Enables Automation at Shah Deniz 2, Offshore Engineer, July, 2019, Photo BP

<sup>51</sup> წყარო: [https://www.bp.com/en\\_az/azerbaijan/home/who-we-are/operationsprojects/shaheniz.html](https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/who-we-are/operationsprojects/shaheniz.html)

<sup>52</sup> Bakhtiyar Aslanbayli: BP seeks to extend peak production at Shah Deniz, IA “Report”, Baku July 27, 2023

<sup>53</sup> Серьезный шаг со стороны Туркменистана необходим для продвижения проекта Транскаспийского газопровода, БАКУ/Trend, 24.07.2023

<sup>54</sup> Обнародован объем транспортированного по ТАР азербайджанского газа, Баку/Репорт, 27.07.2023

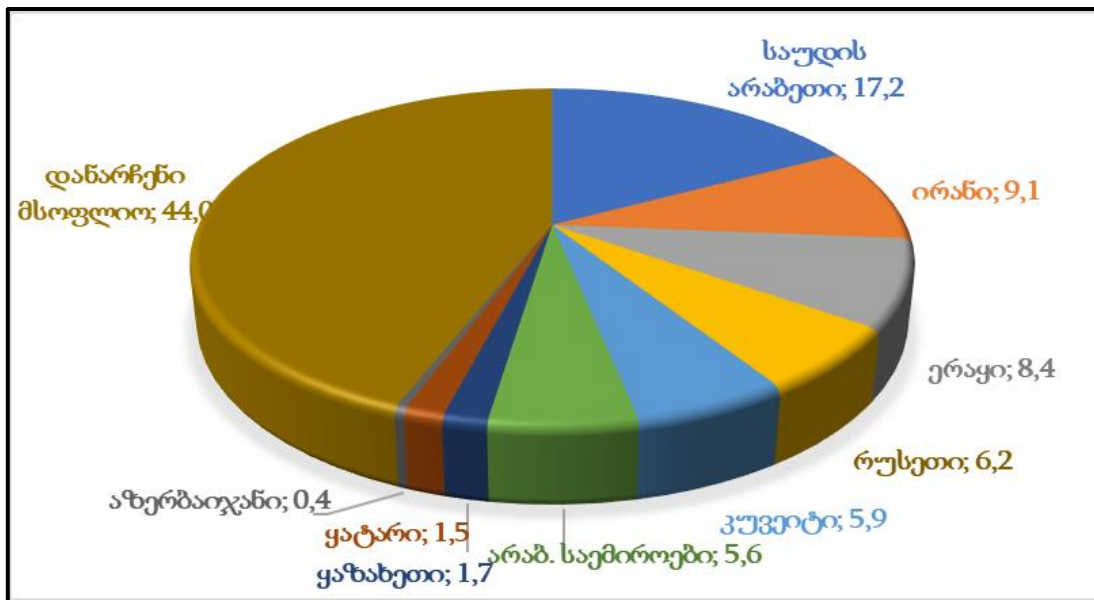




ნახაზი 1.12. გაზის სამხრეთი დერეფანი (წყარო BP)

### 1.6 ნავთობისა და გაზის გლობალური მარაგები

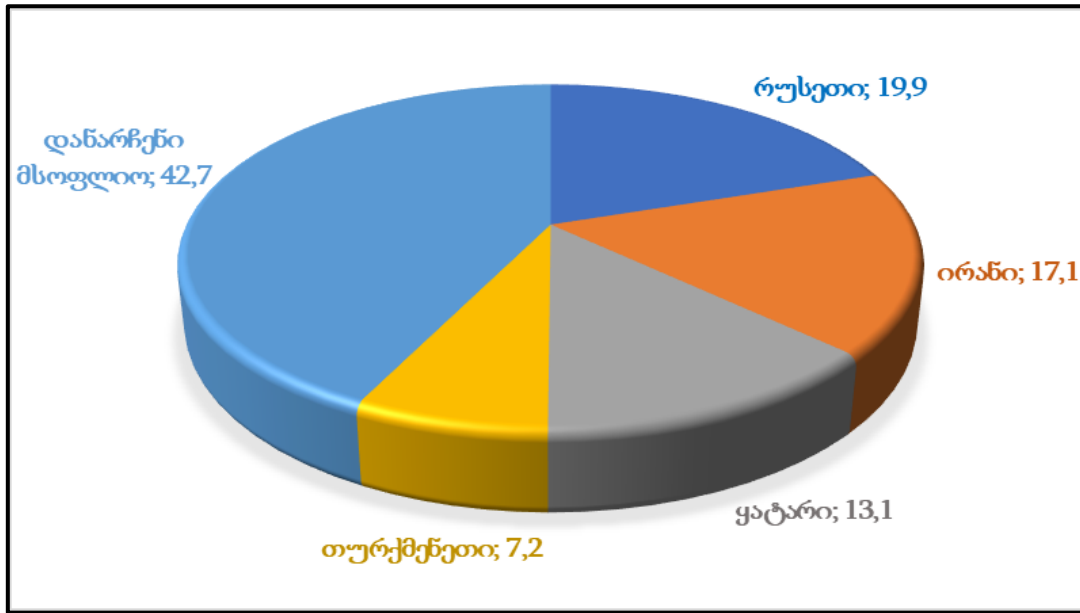
კავკასია და მიმდებარე რეგიონები ნავთობისა და ბუნებრივი გაზის დამიებული მარაგებით გამოირჩევა. ნავთობისა და გაზის გლობალური მარაგების მნიშვნელოვანი ნაწილი განლაგებულია რუსეთის ფედერაციის, კასპიის რეგიონის, ირანისა და ახლო აღმოსავლეთის სხვა ქვეყნების საბადოებში. რუსეთის ფედერაცია, ყაზახეთი, ირანი, ერაყი და ახლო აღმოსავლეთის სხვა ქვეყნები ნავთობის, ხოლო რუსეთის ფედერაცია, ირანი, ყატარი და თურქმენეთი გაზის მარაგებით მსოფლიოს ყველაზე მდიდარი ქვეყნების რიგს მიეკუთვნებიან<sup>55</sup>.



ნახაზი 1.13. ნავთობის დადასტურებული მარაგები კავკასიის მიმდებარე რეგიონის ძირითად მომპოვებელ ქვეყნებში, %

<sup>55</sup> Statistical review of world energy, BP, June, 2021





ნახაზი 1.14. გაზის დადასტურებული მარაგები კავკასიის მიმდებარე რეგიონის ძირითად მომპოვებელ ქვეყნებში, %

ცხრილებში ნაჩვენებია ნავთობისა და გაზის გლობალური მარაგის ერთ პროცენტზე მეტი მარაგის მფლობელი ქვეყნების, აგრეთვე ევროკავშირის მონაცემები.<sup>56</sup>

ცხრილი 1.4. ნავთობის მნიშვნელოვანი მარაგის მფლობელი ქვეყნები

ქვეყანა	დადასტურებული მარაგი, მლნ ტ <sup>57</sup>	წილი გლობალ. მარაგიდან, %	მომპოვება მლნ ტ	მოხმარება, 1000 ბრლ/დღ	ნავთობგადამუშავება, 1000 ბრლ/დღ
ვენესუელა	48 000	17,5	37,7	268	184
საუდის არაბეთი	40 900	17,2	573,1	3876	2940
კანადა	27 100	9,7	274,0	2352	1696
ირანი	21 700	9,1	176,5	1912	2397
ერაყი	19 600	8,4	221,3	772	572
რუსეთი	14 800	6,2	548,1	3580	5533
ქუვეითი	14 000	5,9	145,7	431	807
არაბ. საემიროები	13 000	5,6	181,1	1126	983
აშშ	8 200	4,0	759,5	20280	15927
ლიბია	6 300	2,8	51,0	-	-
ნიგერია	5 000	2,1	69,0	-	292
ყაზახეთი	3 900	1,7	84,1	422	457
კატარი	2 600	1,5	74,1	347	415
ჩინეთი	3 500	1,5	204,7	14370	13892
მსოფლიო	244 400	100	4 407,2	100255	81938
ევროკავშირი	300	0,1	16,7	11235	10272

<sup>56</sup> Statistical review of world energy, Energy Institute, June, 2023

<sup>57</sup> მარაგები ნაჩვენებია 2021 წლის დასაწყისის მდგომარეობის მიხედვით

ცხრილი 1.5. გაზის მნიშვნელოვანი მარაგის მფლობელი ქვეყნები, მლრდ მ³

ქვეყანა	დადასტურებული მარაგი <sup>58</sup>	წილი გლობალურიდან, %	მოპოვება	მოხმარება	LNG ნეტ ექსპორტი
რუსეთი	37 400	19,9	618,4	408,0	40,2
ირანი	32 100	17,1	259,4	228,9	-
კატარი	24 700	13,1	178,4	36,7	114,1
თურქმენეთი	13 600	7,2	78,3	37,5	-
აშშ	12 600	6,7	978,6	881,2	104,3
ჩინეთი	8 400	4,5	221,8	375,7	-93,2
ვენესუელა	6 300	3,3	29,2	29,2	-
საუდის არაბეთი	6 000	3,2	120,4	120,4	-
არაბეთის საემიროები	5 900	3,2	58,0	69,8	-
ნიგერია	5 500	2,9	40,4	-	19,6
ალჟირი	2 300	1,2	98,2	44,3	14,4
ერაყი	3 500	1,9	9,4	18,9	-
აზერბაიჯანი	2 500	1,3	34,1	12,1	-
ყაზახეთი	2 300	1,2	26,0	21,7	-
ავსტრალია	2 400	1,3	152,8	41,6	112,3
ეგვიპტე	2 100	1,1	64,5	60,7	8,9
მსოფლიო	188 100	100	4043,8	3941,3	542,4
ევროკავშირი	400	0,2	41,1	343,4	-170,2

ნავთობისა და გაზის ინდუსტრია ტრადიციულად მსოფლიოს უმსხვილეს, ერთ-ერთ ყველაზე მაღალშემოსავლიან კომპანიებს აერთიანებს.<sup>59</sup> შეიძლება ჩაითვალოს, რომ მსხვილი და ძლევამოსილი საერთაშორისო ნავთობკომპანიების ისტორია 1882 წელს დაარსებული ჯონ დ. როკფელერისა და მისი პარტნიორების ინდუსტრიული იმპერიით Standard Oil Company and Trust იწყება, რომელიც 1870 წლიდან კონკურენტების გაკოტრების, სხვა ფირმებთან შერწყმისა და ნავთობის ტრანსპორტირების ხელსაყრელი ფასდაკლებების გამოყენებით, აკონტროლებდა ნავთობის თითქმის მთლიან გადამუშავებას, მარკეტინგსა და ტრანსპორტირებას შერთებულ შტატებში.

1899 წელს Standard Oil Company გარდაიქმნა ჰოლდინგურ კომპანიად, ხოლო ტრესტის კუთვნილი ყველა აქტივი და ინტერესი აფილირებულ ნიუ-ჯერსის კომპანიას გადაეცა.

კონსოლიდაციამ მნიშვნელოვნად შეუწყო ხელი ნავთობპროდუქტების ფართომასშტაბიან წარმოებასა და განაწილებას, შედეგად კი სამომხმარებლო ფასების დაახლოებით 2-ჯერ შემცირებას, მრავალი კრიტიკოსი მიუთითებდა ეკონომიკური ძალაუფლების გადაჭარბებულ კონცენტრაციასა და ჰოლდინგის მონოპოლიური საქმიანობის შეზღუდვის აუცილებლობაზე.

Standard Oil დაიშალა 1911 წელს, შერმანის ანტიმონოპოლური კანონის საფუძველზე მის წინააღმდეგ აშშ-ს მთავრობის მიერ შეტანილი სარჩელის გამო,

<sup>58</sup> მარაგები ნაჩვენებია 2021 წლის დასაწყისის მდგომარეობის მიხედვით

<sup>59</sup> The world's biggest oil and gas companies, Offshore Technology Analysis, March, 2019

განკარგა საკუთარი კონსოლიდირებული საკუთრება თუმცა, ამავე დროს, საფუძველი ჩაუყარა მრავალ მსხვილ ნავთობისა და სხვა კომპანიას<sup>60</sup>.



Standard Oil-ის სათავო ოფისი ნიუ-იორკში

დაშლის შემდეგ, მემკვიდრე რვა ნავთობის კომპანიამ მრავალი წლის განმავლობაში შეინარჩუნა "Standard Oil" თავის დასახელებაში და, დროთა განმავლობაში, წარმატებული განვითარებისა და სხვა ნავთობკომპანიებთან შეერთების შედეგად, ჩამოაყალიბა ისეთი ცნობილი საერთაშორისო კომპანიები, როგორებიცაა: ExxonMobil, BP, Chevron და სხვ. მე-20 საუკუნის ბოლოსათვის Standard Oil-ის სახელი ისტორიის საკუთრება გახდა.

ნავთობმომპოვებელი ქვეყნების მიერ დაარსებული „ნავთობის ექსპორტიორი ქვეყნების ორგანიზაცია“ (OPEC) გასული საუკუნის 70-იანი წლებიდან საერთაშორისო სავაჭრო ბრუნვაში მოქცეული ნავთობის მნიშვნელოვან მასას აკონტროლებდა.

OPEC დაფუძნდა 1960 წლის სექტემბერში ხუთი ნავთობმომპოვებელი და ექსპორტიორი ქვეყნის, კერძოდ, ირანის ისლამური რესპუბლიკის, ერაყის, ქუვეითის, საუდის არაბეთისა და ვენესუელას მიერ ბაღდადში ხელმოწერილი შეთანხმებით. ორგანიზაციის ძირითად ფუნქციად განისაზღვრა საერთაშორისო კარტელის წევრი ქვეყნების სანავთობე პოლიტიკის "კოორდინირება და უნიფიცირება", ასევე ნავთობის ბაზრების სტაბილიზაციის, მომხმარებლისათვის ნავთობის ეფექტური, ეკონომიკური და რეგულარული მიწოდების, მწარმოებლების სტაბილური შემოსავლისა და ინვესტორთათვის კაპიტალის

<sup>60</sup> წყარო: Encyclopedia Britanica

სამართლიანი უკუგების უზრუნველყოფის მიზნით. OPEC-ის შემადგენლობა დროდადრო იცვლებოდა და, 2022 წლის მონაცემებით, მასში მსოფლიოს 13 მსხვილი ნავთობმომპოვებელი ქვეყანაა გაერთიანებული, 2016 წელს დაფუძნებულ OPEC+ გაერთიანება კი დამატებით 10 ქვეყანას, მათ შორის აზერბაიჯანს, ყაზახეთსა და რუსეთს, აერთიანებს. აშშ-ს ენერგეტიკის ინფორმაციის ადმინისტრაციის შეფასებით, 2022 წელს OPEC-ის წევრი ქვეყნების ჯამურმა შემოსავალმა 888 მლრდ დოლარი შეადგინა, რაც მნიშვნელოვნად აღემატება 2021 წლის მაჩვენებლს (622 მლრდ დოლარი). შემოსავლების ზრდა ძირითადად დაკავშირებული იყო ნავთობის ფასის ზრდასა \$101 ბრლ.დლ-მდე და ჯამური მოპოვების ზრდასთან 2,5 ბრლ/დლ-მდე.<sup>61</sup> ყველაზე მეტი წლიური შემოსავალი მიიღეს საუდის არაბეთმა, ერაყმა, არაბეთის საემიროებმა, ქუვეითმა და ირანმა, შესაბამისად,



OPEC-ის დროშა და სათავო ოფისი ვენაში

მსოფლიოს უმსხვილესი ნავთობის კომპანიები, 2022 წლის მაჩვენებლების მიხედვით, ძირითადად აშშ-ს, არაბეთსა და ევროპას წარმოადგენენ<sup>62</sup>, მაშინ როდესაც რუსეთ-უკრაინის ომის შედეგად მნიშვნელოვნად დათმეს პოზიციები ნავთობისა და გაზის რუსულმა სახელმწიფო კომპანიებმა Rosneft-მა და Gazprom-მა. კერძოდ, EI-ს მონაცემებით,<sup>63</sup> 2022 წელს ნავთობის მოპოვების ზრდის მაჩვენებელი 1,5%-მდე შემცირდა, რაც 2020 წლის კოვიდპანდემიასთან დაკავშირებული რეცესიის შემდეგ ყველაზე უარესი მაჩვენებელია. ამასთან ერთად, გაცილებით

<sup>61</sup> What Was OPEC's Net Oil Export Revenue in 2022? by Andreas Exarheas, Rigzone, 30.06, 2023

<sup>62</sup> რანჟირებულია მხოლოდ ისეთი კომპანიები, რომელთათვის ნავთობისა და გაზის ინდუსტრია საქმიანობის ძირითადი მიმართულებაა. არაა გათვალისწინებული მულტიფუნქციური საერთაშორისო კონგლომერატების მაჩვენებლები, რომელთა საქმიანობა შეიძლება ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიასაც მოიცავდეს უშუალოდ ან აფილირებული კომპანიების მეშვეობით. იხ: Juliete Faraut, Top 15 Richest Companies in the World (2022), LinkedIn News, 2023

<sup>63</sup> Energy Institute, Statistical Review of World Energy, 72<sup>nd</sup> edition, 2023

შთამბეჭდავია ნავთობის გაყიდვით მიღებული შემოსავლების კლება<sup>64</sup>. გაცილებით მნიშვნელოვნად შემცირდა რუსეთის მიერ 2022 წელს წარმოებული გაზის მოცულობა - 618,4 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე, რაც წინა წელთან შედარებით 11,9 %-ით კლების ტოლფასია, რამაც ქვეყნის სავალუტო შემოსავლების მკვეთრი შემცირება განაპირობა<sup>65</sup>. ნავთობისა და გაზის მოპოვების, მოხმარებისა და განსაკუთრებით ექსპორტის კლების ტენდენცია კიდევ უფრო შთამბეჭდავია 2023 წლის მონაცემებით.

ზოგადად კი, 2022 წელს აშშ წარმოადგენდა ნავთობის ყველაზე მსხვილ მომპოვებელსა (17,770 მლნ ბრლ/დღ) და მომხმარებელს (20 280 მლნ ბრლ/დღ), რაც ჯამური გლობალური მაჩვენებლების 18,9 და 19,7 % შეადგენს, შესაბამისად. გაზის ყველაზე მსხვილ მომპოვებელსა და მომხმარებელს მსოფლიოში აშშ წარმოადგენდა - 978,6 და 881,2 მლრდ მ<sup>3</sup>, რაც ჯამური გლობალური მაჩვენებლების 24,2 და 22,4 %-ს შეესაბამება, შესაბამისად<sup>66</sup>.

გლობალური ნავთობ-გაზის კომპანიების პირველი ათეული, 2022 წელს მიღებული შემოსავლების<sup>67</sup> მიხედვით (22.12.2022 მდგომარეობით), შემდეგნაირად გამოიყურება<sup>68</sup>:

- საუდის არაბეთის ნავთობის კომპანიის (Saudi Aramco) წლიურმა შემოსავალმა \$590 მლრდ, საბაზრო კაპიტალიზაციამ კი \$1,8 ტრლნ შეადგინა. კომპანია მნიშვნელოვან როლს თამაშობს საერთაშორისო ბაზრებზე, მათ შორის აშშ-ს, ევროკავშირისა და აზიის ბიზნეს და სავაჭრო სამიზნე ცენტრების მეშვეობით;
- ჩინეთის ნავთობისა და ქიმიური კორპორაცია (SNPMF ან Sinopec Group) - შემოსავალი \$486,8 მლრდ, საბაზრო კაპიტალიზაცია \$55,7 მლრდ. კომპანიის სათავო ოფისი მდებარეობს პეკინში. იგი ფოკუსირებულია ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიის ისეთ ასპექტებზე, როგორებიცაა: ნავთობისა და ნავთობქიმიური მრეწველობის პროექტები, ნავთობისა და ბუნებრივი გაზის ძებნა-ძიება, მოპოვება, გადამუშავება, შენახვა და ტრანსპორტირება;
- ჩინური ნავთობკომპანიის (PetroChina Ltd) შემოსავალმა \$486,4 მლრდ, ხოლო საბაზრო კაპიტალიზაციამ \$78,7 მლრდ შეადგინა. PetroChina ქვეყნის უმსხვილესი ნავთობისა და გაზის მწარმოებელია - უზრუნველყოფს ნავთობის ადგილობრივი მოპოვების დაახლოებით 50 %-ს და გაზის დაახლოებით 60 %-ს, მის მფლობელობაშია აგრეთვე 26 ნავთობგადამამუშავებელი ქარხანა. იგი

<sup>64</sup> Russian State Oil Giant Rosneft Profit Falls After Sanctions, The Moscow Times, 20.03.2023

<sup>65</sup> Russian Energy Giant Gazprom Posts Big Drop in Profit, The Moscow Times, 23.05.2023

<sup>66</sup> Andreas Exarheas, Who Produced the Most Natural Gas in 2022, RIDZONE, Oil&Gas News, 20.09.2023

<sup>67</sup> შეფასების კრიტერიუმად სხვა მაჩვენებლის, მაგ., საბაზრო კაპიტალიზაციის ან წმინდა მოგების გამოყენებისას, რანჟირება განსხვავებულ სახეს მიიღებს

<sup>68</sup> 10 Biggest Oil Companies, by Nathan Reiff, Investopedia (Updated April 08, 2023)



წარმოადგენს მსოფლიოს ერთ-ერთი უმსხვილესი მულტიპროფილური ჩინური ნაციონალური ნავთობის კორპორაციის (CNPC) შვილობილ კომპანიას;

- 2022 წლის შემოსავლებისა \$386,8 მლრდ და საბაზრო კაპიტალიზაციის \$445 მლრდ მიხედვით, წამყვან პოზიციას იკავებს ამერიკული ExxonMobil, სათავო ოფისით ირვინგში (ტეხასის შტატი). ExxonMobil პლანეტის ერთ-ერთი უმსხვილესი ნავთობისა და გაზის საჯაროდ მოვაჭრე კომპანიაა - მისი საქმიანობა ნავთობის ძებნა-ძიება, მოპოვება და გადამამუშავების ბიზნესში მოიცავს პლანეტის ექვს კონტინენტს. იგი ცნობილია თავისი ბუნებრივი გაზისა და ნავთობის საცალო ვაჭრობის სადგურებითაც მთელ მსოფლიოში, განსაკუთრებით Esso და Mobil ბენზინის ბრენდებით. ExxonMobil-ს, ასევე, აქვს ქიმიური განყოფილება (ExxonMobil Chemical), რომელიც აწარმოებს მრავალი სახის ქიმიურ პროდუქტს, როგორებიცაა სინთეზური რეზინი, პლასტმასი და სხვა. აღსანიშნავია, რომ 2023 წლის 5 ოქტომბერს ExxonMobil-მა დასრულა 59,5 მლრდ დოლარიანი გარიგება Pioneer Natural Resources-ის მიერთების შესახებ, რის შედეგად 2024 წლის იანვრიდან იგი მსოფლიოს ყველაზე მსხვილ ნავთობის კომპანიად გადაიქცა<sup>69</sup>;

- ბრიტანულ-ნიდერლანდური Royal Dutch Shell-ის (Shell PLC) საოპერაციო შემოსავლები \$365,3 მლრდს, საბაზრო კაპიტალიზაცია კი \$201,8 მლრდ-ს გაუტოლდა. Shell-ი დაარსებულია 1907 წელს, სათავო ოფისებით ჰააგასა და ლონდონში. იგი ვერტიკალურად ინტეგრირებული კომპანიაა და ნავთობისა და გაზის ძებნა-ძიების, მოპოვების, გადამამუშავებისა და დისტრიბუციის, LNG წარმოებისა ვაჭრობის გარდა, მონაწილეობს ელექტროგენერაციასა და სხვა ინდუსტრიულ საქმიანობაში მსოფლიოს 70 ქვეყანაში;

- ფრანგული Total-ის (TotalEnergies SE) შემოსავლებმა \$254,7 მლრდ, საბაზრო კაპიტალიზაციამ კი \$157,1 მლრდ შეადგინა. კომპანიის შემოსავლების ძირითადი წყარო, დაახლოებით 85-90 %, ნავთობგადამამუშავებელი და ქიმიური მრეწველობა, მომსახურება და მარკეტინგია, აპსტრიმის წილი კი ჯამური შემოსავლების 5-5,5 %-ს შეადგენს;

- კალიფორნიაში (აშშ) დაფუძნებული მულტინაციონალური კომპანია Chevron-ის (Chevron Corp.) შემოსავლებმა დაახლოებით 227,1 მლრდ, საბაზრო კაპიტალიზაციამ კი \$337,8 მლრდ შეადგინა. კომპანიის მიერ მოპოვებული ნახშირწყალბადების ჯამური წლიური მოცულობა დაახლოებით 2,9 მლნ ბრლ/დღ ნავთობის ეკვივალენტის ტოლია, მათ შორის, გაზის მოპოვება - დაახლოებით 7,2 მლრდ ფტ<sup>3</sup>/დღ. მსხვილი ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნები სინგაპურში, ტაილანდში, სამხრეთ კორეასა და აშშ-ს კალიფორნიისა და მისისიპის შტატებში, ფოკუსირებულია თანამედროვე, ნათელი ნავთობპროდუქტების მაქსიმალურ გამოსავალზე მომუშავე ტექნოლოგიებზე და აწარმოებენ კომპანიის ჯამური მწარმოებლურობის 90%-ზე მეტს;

- ბრიტანული ნავთობისა და გაზის მულტინაციონალური კომპანია BP-ს (BP

<sup>69</sup> Exxon Becomes World's First Megamajor, by Andreas Exarheas, Rigzone, October 16, 2023

PLC) ჯამურმა შემოსავალმა \$222,7 მლრდ, საბაზრო კაპიტალიზაციამ კი \$105,3 მლრდ შეადგინა. BP ოპერირებს ნავთობისა და გაზის ძეზნა-ძიების, მოპოვებისა და მიწოდების ბიზნესში. მისი ცნობილი ბრენდებია Castrol, Aral და Amoco. BP აქტიურად არის ჩართული ნავთობისა და გაზის რეგიონულ ბიზნესში. კერძოდ, იგი თანამფლობელია და ოპერირებას უწევს აზერბაიჯანული გაზის მსხვილ შაჰ დენიზისა და ნავთობის აზერი-ჩირალ-გიუნეშლის საბადოებს, ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის მაგისტრალურ ნავთობსადენს, ბაქო-თბილისი-ერზრუმის სამხრეთ-კავკასიურ გაზსადენს და სხვ.;

- ნავთობკორპორაცია მარათონი (Marathon Petroleum Corp.), სათავო ოფისით ფინდლიში (ოჰაიოს შტატი), ძირითადად ამერიკის შიერთებული შტატების ბაზრებს ემსახურება. მისმა წლიურმა შემოსავალმა 2022 წელს \$173 მლრდ, ხოლო საბაზრო კაპიტალიზაციამ 57,1 მლრდ შეადგინა. მარათონი მფლობელია ან საიჯარო ხელშეკრულებების საფუძველზე ათასობით კმ ნავთობსადენების ოპერირებას ახორციელებს;

- ენერგეტიკული კორპორაცია ვალერიო (Valerio Energy Corp.), წლიური შემოსავლით \$170,5 მლრდ და საბაზრო კაპიტალიზაციით \$47,3 მლრდ, წარმოადგენს მსოფლიოს უმსხვილეს დამოუკიდებელ ნავთობპროდუქტების მწარმოებელსა და წამყვან მოთამაშეს განახლება დენერგეტიკაში. მისი კუთვნილი 15 ნავთობგადამამუშავებელი ქარხანა და 33 ქარის სადგური ფუნქციონირებს აშშ-ში, კანადასა და დიდ ბრიტანეთში. აღსანიშნავია, რომ კომპანიის ერთწლიანი შემოსავლების ზრდამ რეკორდულად მაღალ, 78 %-იან დონეს გადააჭარბა.

შემოსავლების მიხედვით მსოფლიოს უმსხვილესი ნავთობისა და გაზის კომანიების ოცეულში ტრადიციულად შედიან Rosneft, Gazprom და Lukoil (სამივე რფ), Phillips 66 (აშშ), JXTG Holdings (იაპონია), Reliance Industries (ინდოეთი), Indian Oil Corporation (ინდოეთი), Eni (იტალია), PTT Public Co Ltd (ტაილანდი), Equinor (ნორვეგია), Petrobras (ბრაზილია).<sup>70</sup>

### 1.7 ნავთობისა და გაზის არატრადიციული რესურსები<sup>71</sup>

2019 წელს მსოფლიოს პირველადი ენერჯის მოხმარების დაახლოებით 84% წიაღისეული საწვავით იყო დაკმაყოფილებული, მათ შორის: ნავთობით 33,1% (დაახლოებით 4,5 მლრდ ტნე), გაზით 24,2% (დაახლოებით 4 ტრლნ მ<sup>3</sup> ან 3,4 ტნე), ნახშირით 27% (დაახლოებით 5,5 მლრდ ტ).<sup>72</sup> ამრიგად, ნავთობისა და გაზის

<sup>70</sup> Thomson Reuters, Various company data worldwide, 2020, STATISTA, 2021

<sup>71</sup> თ.გოჩიტაშვილი, ს.ლუდუშაური, მ.ხუხია, ნ.ბაქრაძე, თ.ლემონჯავა, ფიქლებიდან ნავთობისა და გაზის მოპოვების პერსპექტივების შესწავლა (ანგარიში), სნგკ, 2012

<sup>72</sup> BP Statistical review, 2020

მთლიანმა წარმოებამ თითქმის 8 მლრდ ტნე/წ შეადგინა, რაც პირველადი ენერგეტიკული რესურსების გლობალური მოხმარების 57%-ს აჭარბებს.

ცხრილი 1.6. პირველადი რესურსების მოხმარების წილი გლობალურ ენერგეტიკაში

ენერგეტიკული რესურსი	მოხმარება, ექსა ჯოული	წილი, %
ნავთობი	193.0	33.1
გაზი	141.5	24.2
ნახშირი	157.9	27.0
განახლებადები	29.0	5.0
ჰიდრო	37.6	6.4
ატომური	24.9	4.3
სულ	583.9	100

2020 წლის 1 იანვრის მდგომარეობით, ნახშირწყალბადების დადასტურებული მარაგები შეფასებულია 244,6 მლრდ ტნე ნავთობის და 198,8 ტრილიონი მ<sup>3</sup> გაზის (დაახლოებით 180 მლრდ ტნე) ოდენობით, რაც საკმარისი იქნება დღევანდელი მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად შემდგომი 56 წლის განმავლობაში. თუმცა, ენერგეტიკულ რესურსებზე მოთხოვნის ზრდასთან ერთად, ეკონომიკურად მიმზიდველი ხდება არატრადიციული წყაროებიდან ნავთობისა და გაზის მოპოვების გაფართოებაც.

არატრადიციული წყაროები მოიცავს მძიმე ნავთობის, ბიტუმინი ქვიშის, ნავთობის ფიქლების,<sup>73</sup> ფიქლის ნავთობისა და გაზის, ქვანახშირიდან მიღებული ნავთობისა და გაზის, ნახშირის ფენის მეთანისა და გაზჰიდრატების საბადოებს.

ნავთობისა და გაზის არატრადიციული საბადოების რესურსი მნიშვნელოვნად აღემატება ტრადიციული ნავთობისა და გაზის რესურსებს (მხოლოდ დადასტურებული მარაგი, უხეში შეფასებით, 350 მლრდ ტნე-ს აღემატება).<sup>74</sup>

არატრადიციული ნავთობის უმსხვილესი აუზებია:<sup>75</sup>

- ალბერტას ნავთობის ქვიშები (Alberta Oil Sands), კანადა, ჯამური რესურსით 173 მლრდ ბარელი;
- ორინოკოს მძიმე გოგირდოვანი და გუდრონის ქვიშის სარტყელი (Orinoco Belt), ვენესუელა, ჯამური რესურსით 1300 მლრდ ბარელი;
- პაისანსის და უინტის (Piceance & Uinta), აშშ, ჯამური რესურსით 2855 მლნ ბარელი.

<sup>73</sup> ორგანული ნივთიერებებით - კეროგენით მდიდარი ფიქალი

<sup>74</sup> Havard Devold, Oil and Gas Handbook, ABB, 2013

<sup>75</sup> წყარო: The Ten Largest Oil Deposits in The World, 24/7, Wall Street, September 3, 2011





ორინოკოს სარტყლის ნავთობის აუზი<sup>76</sup>

ტრადიციული ნავთობისა და გაზის საბადოების დამჭერები, როგორც აღინიშნა, ზემოდან შემოფარგლული არიან მაიზოლირებელი (ფლუიდგაუმტარი) შრეებით ან სხვა სახის ბარიერებით, რაც ხელს უშლის აქ მოხვედრილი ნახშირწყალბადების შემდგომ გადაადგილებას. ასეთი გზით ფორმირებულ ბუდობებში ნახშირწყალბადების მაღალი კონცენტრაცია და ფენის ჰიდროდინამიკური წნევა შესაძლებელს ხდის ნავთობისა და გაზის მოპოვებას ტრადიციული მეთოდებით - ქაბურღილებისა და ფენის წნევის ენერჯის გამოყენებით.

ნახშირწყალბადების წარმომშობ ერთ-ერთ ძირითად დედაქანებად ორგანული ნივთიერებით გამდიდრებული ფიქლური ფორმაციები ითვლება, რომლებიც წარმოდგენილია უპირატესად ზღვიური წარმომშობის დანალექი, ტერიგენული, წვრილმარცვლოვანი, თიხაშემცველი, შრეებრივი ტექსტურის მქონე ქანებით. ფიქლური ფორმაციები დაბალი ფორიანობისა და უაღრესად მცირე გამტარებლობის არაკოლექტორული ქანებია და მათში გაბნეული (არაკონცენტრირებული) ნახშირწყალბადები, ქმნიან ე.წ. „არატრადიციულ“ რესურსებს.

ნახშირწყალბადების არატრადიციული რესურსები: ფიქლების გაზი, გაზჰიდრატების გაზი, ქვანახშირის შრეებთან ასოცირებული მეთანი, ბუნებრივი ბითუმებისა და ნავთობიანი ფიქლების ბუდობები და სხვა, გადანაწილებულია ვრცელ გეოლოგიურ გარემოში და მათზე ზეგავლენას არ ახდენს ქანების ჰიდროდინამიკური რეჟიმი. ფიქლების დაბალი ფორიანობა და გამტარებლობა და ნახშირწყალბადების დაბალი კონცენტრაცია განაპირობებს ვრცელი ფართობებიდან მათი მოპოვების რთული და ძვირადღირებული ტექნოლოგიების გამოყენების აუცილებლობას, რის გამოც არატრადიციული რესურსები ბოლო

<sup>76</sup> წყარო: Wikimedia Commons

პერიოდამდე კონკურენციას ვერ უწევდნენ ტრადიციული საბადოებიდან მოპოვებულ პროდუქციას.



ფიქლური სტრუქტურის მახასიათებელი ფრაგმენტები

ვითარება რადიკალურად შეიცვალა ბოლო ათწლეულების განმავლობაში, როდესაც, ერთი მხრივ, მნიშვნელოვნად გაიზარდა მოთხოვნა ნახშირთან შედარებით გარემოს ნაკლებ დამაბინძურებელ ნახშირწყალბადებზე და, მეორე მხრივ, რევოლუციური გარღვევები მოხდა ნავთობისა და გაზის მოპოვების ტექნოლოგიებში (ჰორიზონტალური, მიმართული ჭაბურღილების ბურღვა, ნახშირწყალბადების შემცველი ფენების მრავალსაფეხურებიანი ღრმა ჰიდროგახლეჩა და ა.შ.). შედეგად, ფიქლებიდან ნავთობისა და გაზის მოპოვების არაკონკურენტული პროექტები ახალ ტექნოლოგიურ და ეკონომიკურ პირობებში კომერციულად მომგებიანი გახდა და დაიწყო ასეთი რესურსების ინტენსიური ათვისება. აღსანიშნავია, რომ ნავთობისა და გაზის არატრადიციული რესურსების შემცველი ფიქლური ფორმაციები გაცილებით უფრო ფართოდ და შედარებით თანაბრად არიან გავრცელებული მსოფლიოში, ვიდრე ტრადიციული საბადოები.

შეფასების თანახმად, ფიქლებში განთავსებული ნავთობისა და გაზის გლობალური რესურსები მნიშვნელოვნად აღემატება ტრადიციულ საბადოებში ლოკალიზებულ მარაგს. არატრადიციული რესურსების აქტიურმა ათვისებამ ოცდამეერთე საუკუნის გლობალური ენერგეტიკული ბაზრის რევოლუციური ხასიათის ცვლილებები განაპირობა, ნახშირწყალბადების ძირითადი მომპოვებელი-მიმწოდებელი და მომხმარებელი რეგიონებისა და ქვეყნების გადანაწილების შედეგად.

### 1.7.1 ფიქლის ნავთობი

ნავთობის გლობალური შეფასებითი მარაგი ფიქლებში, რომელიც შედგება ნავთობიანი ფიქლების და ფიქლის ნავთობის ჯამური მარაგებისაგან, დაახლოებით 340 მლრდ ტნე-ს შეადგენს.

ნავთობიანი ფიქლები ნედლი ნავთობის წინამორბედი ორგანული ნივთიერებით, კეროგენით, მდიდარია. ისინი კატაგენეტური გარდაქმნის შედარებით დაბალი ხარისხით ხასიათდება, რაც იმაზე მიუთითებს, რომ გეოლოგიურ წარსულში არ მოხვედრილან ისეთი წნევისა და ტემპერატურის პირობებში, რომლებითაც ხასიათდება ე.წ. „ნავთობის ფანჯარა“ და, შესაბამისად, მათში განამარხებული ორგანული ნივთიერებიდან ჯერ კიდევ არ წარმოქმნილა მნიშვნელოვანი რაოდენობის თხევადი ნახშირწყალბადები, შედეგად, ნავთობიან ფიქლებში არსებულ ორგანულ ნივთიერებას ჯერ არ მოუხდენია თავისი დედაქანის პოტენციალის სრული რეალიზება. ასეთი ფიქლიდან ნავთობის მისაღებად აუცილებელია მისი თერმული დამუშავება.

ფიქლის ნავთობი და გაზი, ჩვეულებრივ, გენერირებული ნახშირწყალბადია, რომლის ემიგრირება ჯერ კიდევ არ მომხდარა და მისი ნაწილი, საწყის ორგანულ ნივთიერებასთან ერთად, ისევ ადგილზე - დედაქანშია განთავსებული, მაშინ, როდესაც ტრადიციულ კოლექტორებში აკუმულირებული ნახშირწყალბადები ემიგრირებული არიან სხვა ქანებიდან. შესაბამისად, ფიქლის ნავთობი და/ან გაზი განთავსებულია არახელსაყრელი პარამეტრების კოლექტორში და მათი მოპოვება შესაძლებელია მხოლოდ ძვირადღირებული ჰორიზონტალური ბურღვისა და ფენის გახლეჩის ტექნოლოგიის გამოყენებით.<sup>77</sup>



ნავთობიანი ფიქალი და ნავთობის შემცველი ლინზები ფიქალში<sup>78</sup>

ზოგადად, ნავთობიან ფიქლებში განამარხებული ორგანული ნივთიერება უმეტესი გეოქიმიური პარამეტრებისა და ქიმიური შემადგენლობის მიხედვით იკავებს შუალედურ ადგილს, ერთი მხრივ, ცალსახად ხმელეთური წარმოშობის ნახშირებსა და, მეორე მხრივ, ტრადიციული საბადოების ნავთობებს შორის, რომლებიც უპირატესად ზღვიური წარმოშობის საწყისი ორგანული ნივთიერებებიდან იღებენ სათავეს. ნავთობიანი ფიქლების ორგანული ნივთიერების სპეციფიკური ქიმიური შემადგენლობის გამო მისგან წარმოებული ნავთობი შესამჩნევად განსხვავდება ტრადიციული ნავთობის ქიმიური შემადგენლობისაგან, რომლებიც უპირატესად

<sup>77</sup> ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს (EIA) მონაცემებით, აშშ-ს ფიქლის ნავთობის ამოსაღები მარაგი 24 მლრდ ბარელია, ხოლო აშშ-ს გეოლოგიური კვლევის სააგენტოს (USGS) შეფასებით, ნავთობის რესურსი ნავთობიან ფიქლებში 2100 მლრდ ბარელს უტოლდება

<sup>78</sup> წყარო: [http://www.aspo2012.at/wp-content/uploads/2012/06/Mearns\\_aspo2012.pdf](http://www.aspo2012.at/wp-content/uploads/2012/06/Mearns_aspo2012.pdf)



ზღვიური წარმოშობის საწყისი ორგანული ნივთიერებებიდან იღებენ სათავეს. ასეთი ვითარება განსაკუთრებით მკაფიოდ ჩანს მათი შემადგენელი ძირითადი ელემენტების, წყალბადისა და ნახშირბადის ატომების ურთიერთშეფარდებაში (H/C). ეს მაჩვენებელი ნავთობიან ფიქლებში 1.2-1.8-ჯერ უფრო დაბალია, ვიდრე ტრადიციულ ნავთობებში და 1.5-3.0-ჯერ უფრო მაღალია, ვიდრე ნახშირებში.

ნავთობიანი ფიქლების ორგანული ნივთიერების სპეციფიკური ქიმიური შემადგენლობის გამო მისგან მიღებული ნავთობი შესამჩნევად განსხვავდება ტრადიციული ნავთობის ქიმიური შემადგენლობისაგან. კერძოდ, მათში ჭარბადაა წარმოდგენილი ჰეტეროციკლური (რგოლური) ნახშირწყალბადები, ხოლო ნორმალური და იზოპარაფინული ნახშირწყალბადები კი შეადგენს არა უმეტეს 10%-ს, მაშინ, როდესაც ამ უკანასკნელთა რაოდენობა ტრადიციულ ნავთობებში, როგორც წესი, 40%-ს აჭარბებს. შედეგად, ფიქლების ნავთობების გადამუშავებისას მიღებული სარეალიზაციო პროდუქტების სახესხვაობები, გამოსავალი და ურთიერთანაფარდობაც საგრძნობლად განსხვავდება ტრადიციული ნავთობების გადამუშავებისას მიღებული შესაბამისი მაჩვენებლებისაგან.

**მძიმე ნავთობი** წარმოადგენს API 15<sup>o</sup> ან ნაკლები ხვედრითი სიმკვრივის ნახშირწყალბადებს. API ხვედრითი წონა გამოიყენება ნედლი ნავთობის ფარდობითი სიმკვრივის უნივერსალური შეფასებისათვის, რომლის საანგარიშო ფორმულაა (დეტალები იხილეთ ქვემოთ):

$$\text{API gravity} = (141,5/\text{SG} - 131,5),$$

სადაც SG არის სითხის ხვედრითი სიმკვრივე 15<sup>o</sup>C ტემპერატურის დროს. მძიმე ნავთობის ტიპური მაგალითია მდინარე ორინოკოს აუზის (ვენესუელა) API 8 ხვედრითი სიმკვრივის ნავთობი.

თუ რეზერვუარის ტემპერატურა საკმარისად მაღალია, შესაძლებელია მძიმე ნავთობის მიღება რეზერვუარიდან. მძიმე ნავთობის მოპოვება ტრადიციული ტექნოლოგიების გამოყენებით დაბალი ტემპერატურის პირობებში (მაგ., კანადაში), შეუძლებელია და მოდენის სტიმულირებისთვის გამოყენებულია ორთქლის ჩაჭირხნა ფენში. შემდგომში, მიღებული ნედლეული გათხევადდება გამხსნელების გამოყენებით და გადამუშავდება შუალედური პროდუქტის - სინთეზური ნავთობის (SynCrude) მისაღებად API 26-30 ხვედრითი სიმკვრივით.

ტიპური **ბიტუმის ქვიშის** ქანი შეიცავს ქვიშის მარცვლებს, ბიტუმის აფსკით, რომელიც შეიძლება შეიცავდეს 70%-მდე ნავთობს. ჩულებრივად, ორი ტონა ბიტუმის ქვიშიდან, თანამედროვე ტექნოლოგიების გამოყენებით, ერთ ბარელამდე ნედლი ნავთობი მიიღება. ბიტუმის ქვიშების დაახლოებით 80% დედამიწის ზედაპირიდან ღრმადაა ჩაწოლილი და მათი მოპოვება შედარებით დიდ დანახარჯებთანაა დაკავშირებული. არატრადიციული ნავთობის ერთ-ერთ უმსხვილეს საბადოდ ითვლება ალბერტას (კანადა) ნავთობიანი ქვიშების საბადო.



ალბერტას ნავთობის ქვიშების მოპოვება კარიერული მეთოდით<sup>79</sup>

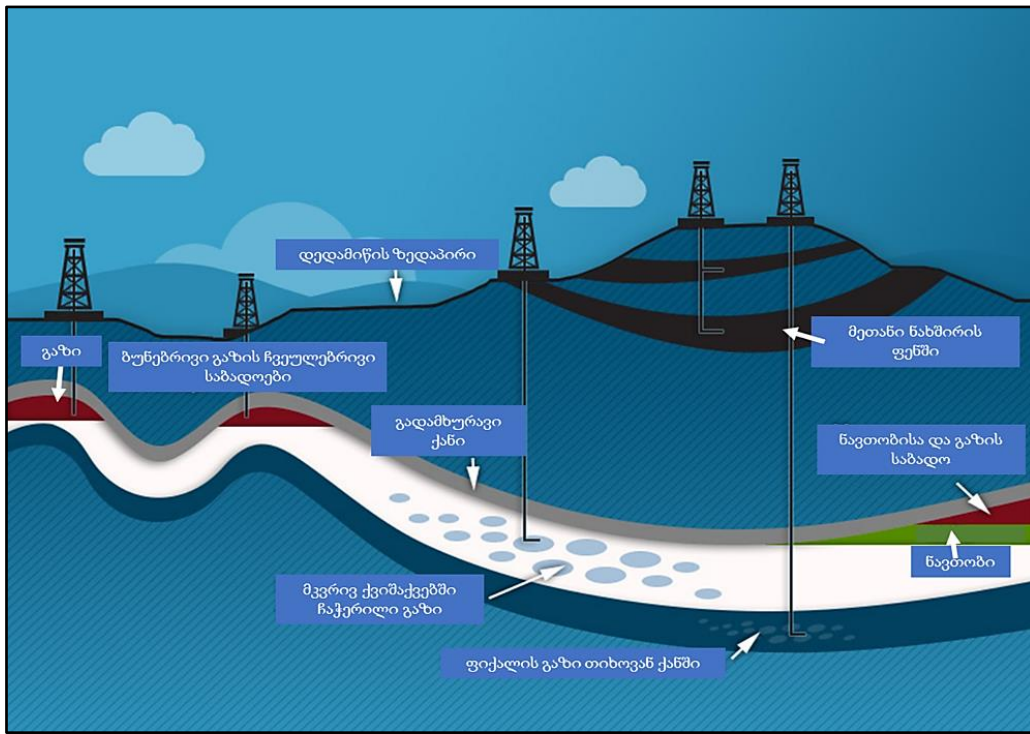
### 1.7.2 გაზის არატრადიციული რესურსები

დედამიწის წიაღში, დედაქანებში განთავსებულ გაზს ფიქლის, მკვრივი კოლექტორული ქანის (tight) და ქვანახშირის ფენის გაზი ეწოდება.

ფიქლის გაზი ძირითადად გვხვდება დანალექ, ფიქლურ ფორმაციებში, მკვრივი კოლექტორის გაზი განთავსებულია დაბალი გამტარობის მკვრივი ქვიშაქვის ან კირქვებით აგებულ წყებებში, წიაღისეულ წარმონაქმნებში (დამჭერში), ხოლო ნახშირის ფენის მეთანი წარმოადგენს ნახშირის ფენების თანმყოფ მეთანს.

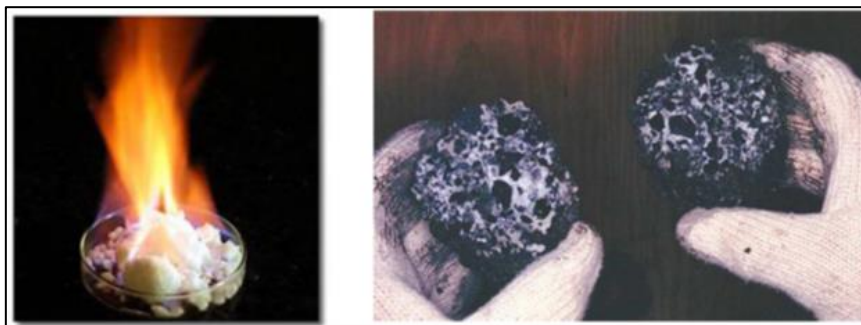
„არატრადიციული“ საბადოების გაზშემცველი ქანების თავისებურებების გამო მათგან გაზის მოპოვების ტექნოლოგიები ძირითადად მიმართულია ქანის ეფექტიანი დახლეჩისა და ბურღვის ზემოქმედებით მოცული ქანის მასივის კოლექტორული თვისებების მაქსიმალური ამაღლებისაკენ.

<sup>79</sup> წყარო: Suncor Energy Inc



ნახაზი 1.15. გაზის საბადოები<sup>80</sup>

არატრადიციული ბუნებრივი გაზის კიდევ ერთი წყარო, მეთანის ჰიდრატები (გაზჰიდრატები), შედგება გაყინული წყლის კრისტალებით შექმნილ სივრცეში ჩაყინული მეთანის მოლეკულებისაგან. გაზჰიდრატები პირველად აღმოაჩინეს არქტიკის მუდმივი გამყინვარების რეგიონებში, შემდგომში კი ღრმაწყლოვან კონტინენტურ შელფზეც. გაზჰიდრატების მეთანი წარმოქმნილია ორგანული ნარჩენების დაშლის შედეგად.



გაზჰიდრატები<sup>81</sup>

აშშ-ს გეოლოგიური სამსახურის შეფასებით, მეთანის ჰიდრატები შეიძლება შეიცავდეს უფრო მეტ ორგანულ ნახშირბადს, ვიდრე მსოფლიოს ყველა ნახშირი, ნავთობი და ტრადიციული ბუნებრივი გაზი ერთად აღებული. თუმცა, მათი სამრეწველო მოპოვების პერსპექტივები ჯერ კიდევ დაუდგენელია.

<sup>80</sup> Mahler M., Advanced Gas Systems

<sup>81</sup> Hitoshi Sato, JOGMEC, Strategies for investments and partnership, Presentation at Int. Conference “Oil and Gas Investment Asia”, Singapore, 2010

ფიქლის გაზის შემცველი ქანების უაღრესად დაბალი კოლექტორული თვისებები და გაზგაჯერებულობის დაბალი მაჩვენებელი, მათი მოპოვების განსხვავებული, გაცილებით რთული ტექნოლოგიების (ჰორიზონტალური, მიმართული ჭაბურღილების ბურღვა და გაზშემცველი ფენების მრავალსაფეხურებიანი ღრმა ჰიდროგახლეჩები) გამოყენების აუცილებლობას მოითხოვს.

ფიქლებში გაზის არსებობა და თანამედროვე ტექნოლოგიების მეშვეობით მისი კომერციული მოპოვება შესაძლებელია, თუ ქანები:

- საკმარისად არის გამდიდრებული ჰუმუსური ან შერეული ტიპის საწყისი ორგანული ნივთიერებით (მისი შემცველობა შესაძლოა მერყეობდეს 0.5-25%-ის ფარგლებში, მაგრამ საშუალო მნიშვნელობა უმეტესწილად არ უნდა იყოს 4-6%-ზე ნაკლები), რომელიც მიიჩნევა გაზური ნახშირწყალბადების პირველწყაროდ.
- გეოლოგიურ წარსულში მათ გავლილი აქვთ გარდაქმნის (მეტამორფიზმის) ის სტადიები, რომელთა შედეგად მათში განამარხებული ორგანული ნივთიერების ძირითადი ნაწილი უკვე გარდაქმნილია გაზურ ნახშირწყალბადებად. ეს ფაქტორი მნიშვნელოვანია, აგრეთვე, ქანებში ჰიდროგახლეჩების წარმატებული განხორციელებისათვის, რათა მათ ჰქონდეთ შექმნილი პლასტიკური, ამორფული თიხებისაგან განსხვავებული ფიზიკურ-მექანიკური თვისებები: სიმტკიცე, სიმყიფე, მსხვრევადობა და ა.შ.
- ფიქლებში წარმოქმნილ გაზურ ნახშირწყალბადებს ამ ქანების ფორმირებისა და შემდგომი ტრანსფორმაციის მთელი გეოლოგიური ისტორიის განმავლობაში შეზღუდული ჰქონდა სხვა ქანებში პირველადი ემიგრაციის შესაძლებლობა, რის შედეგადაც მათი მნიშვნელოვანი ნაწილი ამჟამადაც ამავე ქანებში არის განთავსებული.
- გაზის მოსაპოვებლად შერჩეული ფიქლების ფორმაციები არ არიან დაძირული ძალიან დიდ სიღრმეებზე.

ფიქლებიდან გაზის მოპოვების პროცესებს და თვითონ მოპოვებულ გაზს ახასიათებთ გარკვეული განსხვავებები. ფიქლების გაზის მოპოვებელი ჭაბურღილების საექსპლუატაციო მაჩვენებლები (მცირე დებიტი და მოკლე ექსპლუატაციის პერიოდი) საგრძნობლად ჩამოუვარდება ტრადიციული საბადოების ჭაბურღილების მაჩვენებლებს.

ქიმიური შემადგენლობის მიხედვით ფიქლების გაზი უპირატესად ტიპური „მშრალი“ გაზია, რომლის 90%-ზე მეტს მეთანი შეადგენს.

გაზშემცველი ფიქლები გლობალურად ფართოდაა გავრცელებული და, ზოგადად, თუკი აპრიორი დაკმაყოფილებულია ფორმაციების დამუშავების კომერციული მიზანშეწონილობის წინაპირობები, არაა აუცილებელი ფიქლის საბადოში გაზის ზუსტი კონცენტრაციის ადგილის დადგენა, მაშინ, როდესაც ტრადიციული გაზის

საბადოების (დამჭერში აკუმულირებული დიდი მოცულობის გაზის) აღმოსაჩენად დიდი რაოდენობის სარისკო ხარჯებია საჭირო.

ფიქლის გაზის საბადოს ტიპური წარმომადგენელია ფორმაცია მარცელუსი (Marcellus) აშშ-ის ტერიტორიაზე.<sup>82</sup> ფორმაცია 246000 კვადრატულ კმ-ზეა გავრცელებული და 6 შტატის ტერიტორიას მოიცავს. მისი ჩაწოლის სიღრმე 1200 – 2600 მ-ის ფარგლებში მერყეობს, ხოლო ეფექტიანი სიმძლავრე 15-60 მ-ია. ორგანული ნივთიერებების შემცველობა 3-12 %-ია, საერთო ფორიანობა 10 %, ხოლო გაზის შემცველობა 1 ტონა ფიქალში 1.7-2.8 მ<sup>3</sup> ფარგლებში მერყეობს. მარცელუსის ფორმაციაში არსებული გეოლოგიური რესურსები 42.45 ტრლნ მ<sup>3</sup>-ია, ხოლო ამოღების კოეფიციენტი 0.17. შესაბამისად, ტექნიკურად ამოღებადი რესურსი 7.41 ტრლნ მ<sup>3</sup>-ის ტოლია.

ფიქლები ფართოდ არის გავრცელებული საქართველოშიც, თუმცა, როცა განიხილება მათი ენერგეტიკული ვარგისიანობის საკითხი, რაოდენობრივთან ერთად წინა პლანზე წამოიწევა შესაბამისი ხარისხობრივი მახასიათებლები და გარემოს დაცვის საკითხები. საქართველოში გავრცელებულ დანალექ საფარში ნავთობიანი და გაზშემცველი ფიქლების მახასიათებლებთან მიახლოებულია უპირატესად თიხებით, არგილიტებით, თიხა-ფიქლებითა და ფიქლებით აგებული ის წყებები, რომლებიც ხასიათდება ორგანული ნივთიერების შედარებით მაღალი შემცველობით. დღეისათვის ჯერჯერობით ჩატარებული კვლევების ანალიზი აჩვენებს, რომ საქართველოში გამოვლენილი ფიქლების ფორმაციები არ არის გამდიდრებული ორგანული ნივთიერებით ისეთ დონეზე, რომ ჩაითვალოს კომერციული ნავთობშემცველი ფიქლების ფორმაციებად. ისინი შედარებით პერსპექტიულად გამოიყურება გაზის მოპოვებისათვის, თუმცა ხაზგასმით უნდა აღინიშნოს, რომ ასეთ შეფასების დადასტურებისათვის აუცილებელია შემდგომი დეტალური გამოკვლევები გეოლოგიური ვარგისიანობისა და მოპოვების თანამედროვე ტექნოლოგიების ეფექტიანად გამოყენების შესაძლებლობის დასადგენად, თანმდევი ეკოლოგიური ასპექტების გათვალისწინებით.

### **1.8 ნავთობისა და გაზის ძებნა-ძიება**

ნავთობისა და გაზის ძებნა-ძიება მოიცავს საველე-სადიებო გეოლოგიურ-გეოფიზიკურ სამუშაოებსა და ძებნით ბურღვას, რომლის შედეგები გამოიყენება დაზვერვის ეტაპზე საბადოს კომერციულობის დასადგენად ბურღვისა და გეოფიზიკური კვლევების საფუძველზე.

ძებნა-ძიებითი სამუშაოები ეტაპობრივად ხორციელდება. პირველ, ძებნის ეტაპზე, რომელიც მოიცავს რეგიონულ გეოლოგიურ-გეოფიზიკურ სამუშაოებს,

---

<sup>82</sup> ი.შეყრილაძე, თიხაფიქლების ბუნებრივი აირის ინდუსტრიის განვითარების ეტაპები და თანამედროვე ტენდენციები, 2011



ფართობების მომზადებას ღრმა საძიებო ჭაბურღილებისათვის და საბადოების პირველ ძეხნით სამუშაოებს, საწყის სტადიაზე გამოვლინდება შესაძლო ნავთობგაზშემცველი ზონები, ფასდება მათი შესაძლო რესურსი და დგინდება საძიებო სამუშაოების გაგრძელების პერსპექტიული არეალები. მეორე ეტაპზე ნავთობგაზშემცველი ზონები უფრო დეტალურად შეისწავლება გეოლოგიური და გეოფიზიკური მეთოდებით.

მესამე ეტაპი კი ითვალისწინებს ძეხნითი ჭაბურღილების გაყვანას საბადოს აღმოჩენის საბოლოო დადასტურების მიზნით. ჩატარებული სამუშაოების შედეგად წინასწარ ფასდება აღმოჩენილი საბადოს რესურსი და შემუშავდება რეკომენდაციები შემდგომი საძიებო სამუშაოების გაგრძელების შესახებ.

საბადოს საცდელი ექსპლუატაციის ეტაპზე დაზუსტდება ბუდობის კონტურები, განისაზღვრება პროდუქტიული ჰორიზონტები, სიმძლავრე, ნავთობგაზიანობა, კოლექტორული თვისებები, იანგარიშება საბადოს სამრეწველო მარაგი, განისაზღვრება მისი დამუშავების კომერციული მიზანშეწონილობა და იგეგმება ექსპლუატაციაში შეყვანის სამუშაოები.

ძეხნა-ძიებითი სამუშაოების ჩასატარებლად გამოიყენება გეოლოგიური, გეოფიზიკური, ჰიდროგეოლოგიური და სხვა მეთოდები, ჭაბურღილებიდან მიღებული ქანებისა და ფლუიდის ნიმუშების კომპლექსური გამოკვლევა.

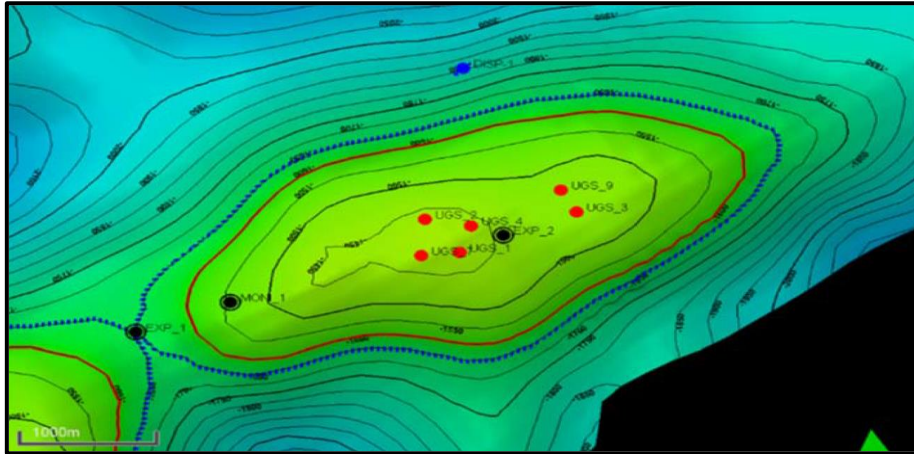
გეოლოგიური აგეგმვისა და ბურღვის შედეგების საფუძველზე დგინდება ნავთობისა და გაზის ბუდობის შესაძლო სივრცობრივი განლაგება.

გეოლოგიური აგეგმვა მოიცავს ზედაპირისა და წიაღის გეოლოგიური აგებულების დადგენას, დაზვერვას ჰაერიდან (აეროგადაღებებს), ქანების საველე გეოლოგიურ შეფასებას შურფებიდან და საძიებო ჭაბურღილებიდან აღებული ნიმუშების მიხედვით.

გეოლოგიური აგეგმვის შედეგების საფუძველზე დგინდება დედამიწის ზედაპირისა და წიაღის გეოლოგიური აგებულება და ზედაპირთან ახლოს განლაგებული ქანების გეოლოგიური მახასიათებლები.

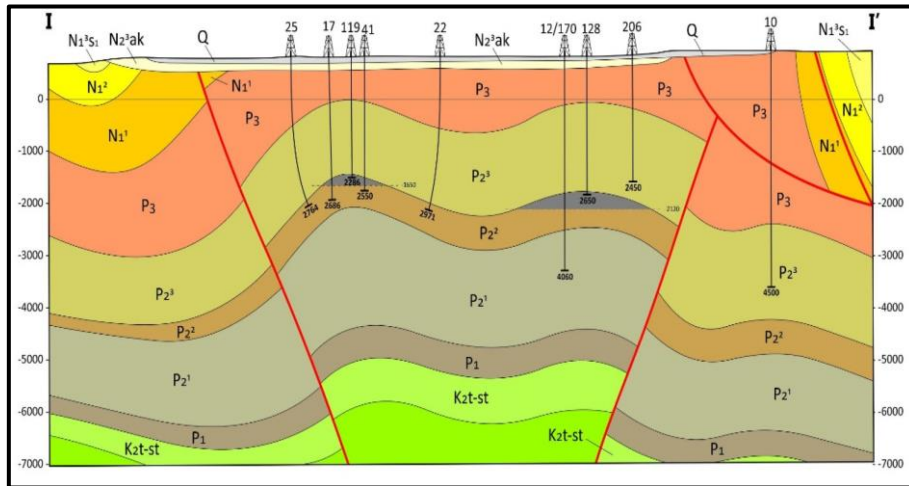
დედამიწის უფრო ღრმა ჰორიზონტების შესასწავლად აუცილებელია გეოფიზიკური მეთოდების გამოყენება, რომელთა საფუძველზე მომზადდება სტრუქტურულ-ლითოლოგიური რუკები და გეოლოგიური ჭრილები, დასტურდება ნავთობსა და გაზზე შესაძლო პერსპექტიული სტრუქტურების არსებობა და ზუსტდება სავარაუდო დამჭერის მიახლოებითი კონტურები.

სტრუქტურული რუკა წარმოადგენს პერსპექტიული ფენის ზედაპირის ან საგების რელიეფის გამოსახულებას ჰორიზონტალებით (იზოჰიფსებით). იზოჰიფსების განლაგების ხასიათის მიხედვით შესაძლებელია დადგინდეს ფენის აგებულება: რაც უფრო ახლოს არიან ერთმანეთთან იზოჰიფსები, მით უფრო ციცაბოა ფენის განლაგება.



ნახაზი 1.16. სტრუქტურული რუკა<sup>83</sup>

გეოლოგიური ჭრილი წარმოადგენს დედამიწის ქერქის გეოლოგიური აგებულების გამოსახულებას ვერტიკალურ სიბრტყეში.



ნახაზი 1.17. გეოლოგიური ჭრილი

გეოფიზიკური კვლევა მოიცავს სეისმო-, ელექტრო-, გრავიმეტრიული, მაგნიტოძიებისა და სხვა მეთოდებს, რომელთა საშუალებით სწავლობენ წიაღის აგებულებას და გამოავლენენ სიღრმულ აგებულებასა და გრავიტაციული, ელექტრული და მაგნიტური ანომალიების კონცენტრაციის ზონებს, რომლებიც გამოიყენება წიაღისეულის განთავსების ზონების პროგნოზისათვის.

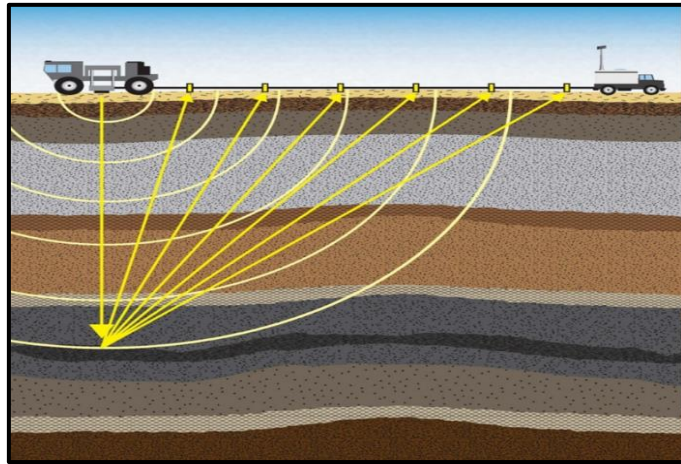
სეისმოძიების პროცესი ემყარება დედამიწის ქერქის შემადგენელ ქანებში ხელოვნურად შექმნილი სეისმური ტალღების გავრცელების კანონზომიერებებს. ტალღების წარმოშობისათვის შეიძლება გამოყენებულ იქნეს მუხტის აფეთქება, მექანიკური ვიბრატორები და სხვა.

სეისმური ტალღების გავრცელების სიჩქარე განსხვავებულია სხვადასხვა სიმკვრივის ქანებში: რაც უფრო მკვრივია ქანი, მით უფრო დიდი სიჩქარით გაივლის მას სეისმური ტალღა. მკვეთრად განსხვავებული სიმკვრივის მქონე ქანების გამყოფ

<sup>83</sup> წყარო: საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის გეოლოგიური ფონდი

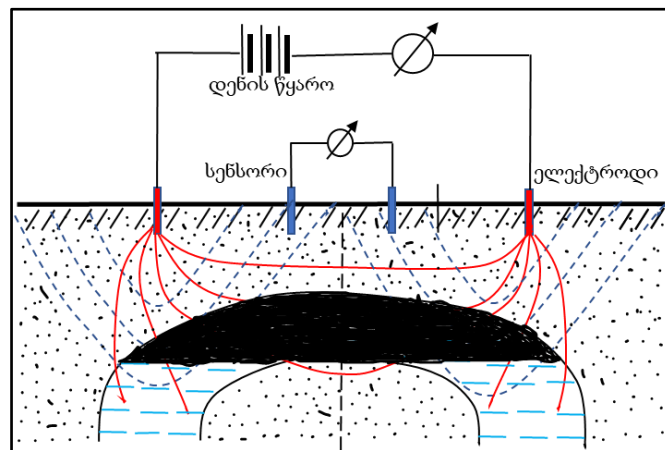
ზედაპირზე ტალღების ნაწილი აირეკლება ზედაპირისაკენ, ნაწილი კი გარდატეხის შემდეგ აგრძელებს წიაღის სიღრმეში გადაადგილებას შემდგომი გარდატეხის ზედაპირის მიღწევამდე.

არეკლილი ტალღები დაფიქსირდება ზედაპირზე განლაგებული სეისმო მიმღებებით, რომელთა პარამეტრების ინტერპრეტაციით სპეციალისტები ადგენენ ამრეკლი ქანების განლაგების სიღრმესა და დახრის კუთხეს.



ნახაზი 1.18. საველე სეისმოძიების პრინციპული სქემა

ელექტროდაზვერვის მეთოდი დაფუძნებულია სხვადასხვა ქანის განსხვავებული ელექტრული გამტარობის გაზომვის პრინციპზე, რომელიც გაიზომება ლითონის ელექტროდებით გადაცემული სიგნალის ანარეკლის გაზომვაზე სენსორების საშუალებით (იხ. ნახაზი). ასე მაგალითად, მარილწყლით გაჯერებული ქანები ელექტრობის კარგი გამტარია, მაშინ როდესაც ნავთობშემცველი თიხები და ქვიშაქვები ძალიან დაბალი გამტარობით ხასიათდება.



ნახაზი 1.19. ელექტროძიების მოქმედების პრინციპული სქემა

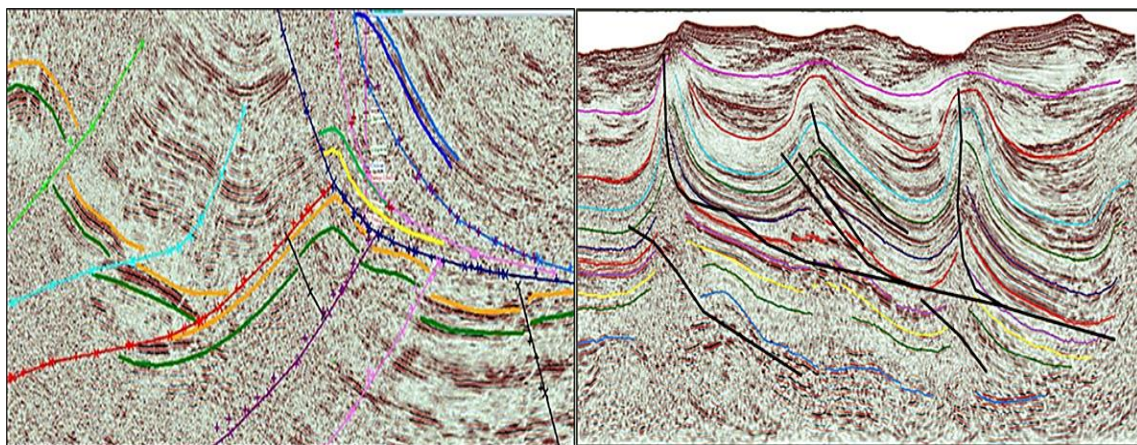
მაგნიტური ძიების მეთოდი დაფუძნებულია ქანების განსხვავებული მაგნიტური შეღწევადობის გაზომვის პრინციპზე. კერძოდ, ცნობილია, რომ ქანების შემადგენლობაში ნავთობის ან გაზის შემცველობის გამო დედამიწის მაგნიტური ველი გარკვეულ ცვლილებებს განიცდის, რაც ფიქსირდება მაგნიტო ძიების



პროცესში. ამ მეთოდით კვლევების ჩასატარებლად ხშირად იყენებენ აერომაგნიტურ გადაღებებს, რაც საშუალებას იძლევა, მაგალითად, დაფიქსირდეს დედამიწის სიღრმეში რამდენიმე კმ-ზე განლაგებული ანტიკლინები.

გრავიმეტრიული ძიების მეთოდი ეფუძნება სიმძიმის ძალის ანომალიური ცვლილების ფენომენს დედამიწის ზედაპირზე, წიაღში განლაგებული ქანების განსხვავებული სიმკვრივეების გამო. მაგალითად, ნავთობისა და/ან გაზის საბადოების მიდამოებში გაზომილი სიმძიმის ძალის აჩქარება განსხვავებულია წყლით გაჯერებული ქანების შემცველი გარემოს პირობებში გაზომილი სიმძიმის ძალის აჩქარებისაგან.

სეისმური ძიების შედეგად მიღებული ინფორმაციის (იხ. ნახაზი) დამუშავება და გეოლოგიური ინტერპრეტაცია საბადოს ძებნა-ძიებისა და ათვისებისათვის მზადების ერთი-ერთი ყველაზე მნიშვნელოვანი ეტაპია. თანამედროვე ელექტრონული და ციფრული ტექნოლოგიების გამოყენება ამ პროცესში წიაღის აგებულების მეტ-ნაკლებად დეტალური სურათის წარმოდგენისა და სამომავლო ჭაბურღილების გაყვანის ადგილისა და მიმართულების ზუსტად განსაზღვრის შესაძლებლობას იძლევა.



ნახაზი 1.20. სეისმოძიების შედეგები (სეისმოგრამები)<sup>84</sup>

პრაქტიკაში გამოიყენება წინასწარ დამუშავებული გეოფიზიკური ინფორმაციის ინტერპრეტაციის შემდეგი მეთოდები: სტრუქტურული, სტრატეგრაფიული და დინამიკური პროცესების ინტერპრეტაცია და AVO<sup>85</sup> ანალიზი, მიღებული შედეგების დამუშავებისათვის კი გამოიყენება სპეციალურად შექმნილი კომპიუტერული პროგრამები.

ჰიდროლოგიური, ჰიდროდინამიკური და გეოქიმიური კვლევები გამოიყენება გეოლოგიური და გეოფიზიკური შესწავლის შედეგად მიღებული შედეგების შემდგომი დაზუსტებისათვის, კერძოდ, გამოვლენილი სტრუქტურებიდან

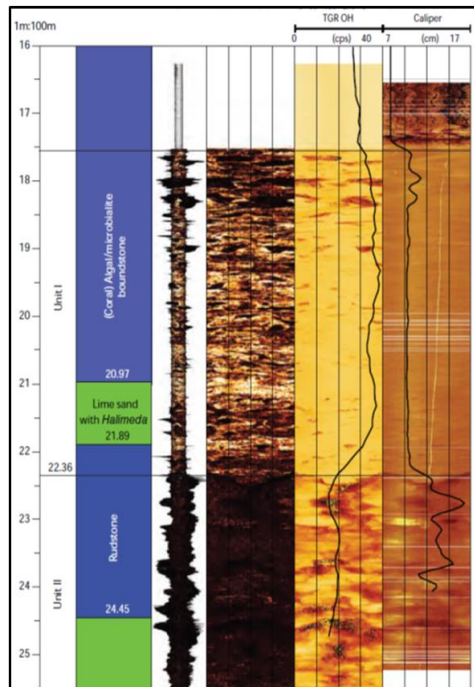
<sup>84</sup> წყარო: საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის გეოლოგიური არქივი

<sup>85</sup> არეკვნის ტალღის ამპლიტუდა სიგნალის წყაროსა და მიმღებს შორის დაშორების მანძილის სანაცვლოდ (Amplitude Versus Offset)

ნავთობისა და/ან გაზის შემცველობაზე ყველაზე უფრო პერსპექტიული დამჭერების დადგენიდან ღრმა საძიებო ჭაბურღილების გაყვანამდე.

ნახშირწყალბადების საძიებო გეოქიმიური კვლევები მოიცავს გაზურ, ლიუმინისცენციურ-ბიტუმოლოგიურ, რადიოაქტიურ და ქიმიურ მეთოდებს. გაზური გადაღების დროს დედამიწის ზედაპირიდან 2-3 მ-დან 10-50 მ-მდე სიღრმეზე იღებენ ნიადაგქვეშა გაზის და/ან ქანების ნიმუშების სინჯებს, რომლებიდანაც გამოყოფენ მეთანს, ეთანს, პროპანს და სხვა ნახშირწყალბადებს "გაზური ანომალიების" გამოვლენის მიზნით, რომლებიც, თავის მხრივ, მიანიშნებენ წიაღის ღრმა ჰორიზონტებზე ნავთობისა და გაზის შესაძლო არსებობაზე. გაზური კაროტაჟი ჭაბურღილის ბურღვისას ითვალისწინებს საბურღ ხსნარში ან შლამში გაზური და მსუბუქი თხევადი ნახშირწყალბადების არსებობის დადგენას.

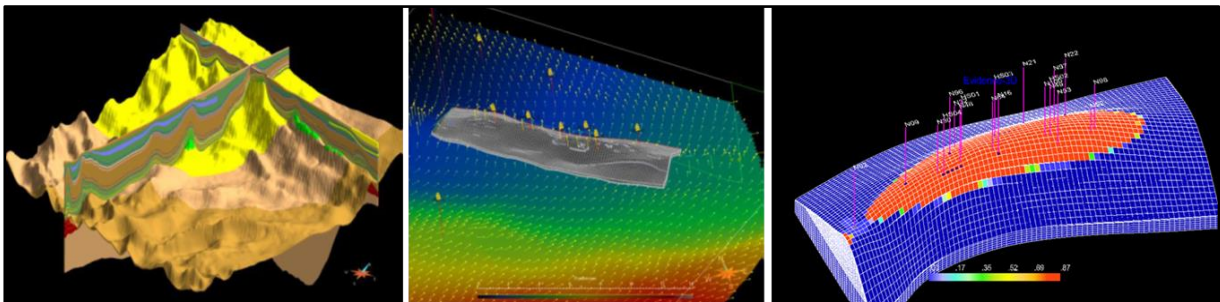
დამაჯერებელ პასუხს ნავთობისა და გაზის ფაქტობრივი არსებობისა და მათი რაოდენობრივ-ხარისხობრივი მაჩვენებლების შესახებ კი ჭაბურღილების დაცდა და მათში ჩატარებული გეოლოგიური და გეოფიზიკური კვლევების შედეგების ანალიზი იძლევა. საბადოს საძიებო ბურღვის დროს გამოიყენება კვლევის ისეთი თანამედროვე მეთოდები, როგორებიცაა: ელექტრო, თერმული, რადიოაქტიური, აკუსტიკური და სხვა კაროტაჟი.



ნახაზი 1.21. ჭაბურღილში ჩატარებული კვლევის შედეგები<sup>86</sup>

<sup>86</sup> Y. Yokoyama, J.M. Webster, C. Cotterill at all., IODP Expedition 325: Great barrier reefs reveals past sea-level, Scientific Drilling, September, 2011

კომპლექსური გეოლოგიურ-გეოფიზიკური კვლევების შედეგების ინტერპრეტაცია, თანამედროვე მეთოდებისა და კომპიუტერული პროგრამების გამოყენებით, საშუალებას იძლევა, დაზუსტდეს ბუდობის კონტურები, მომზადდეს მისი სამგანზომილებიანი მოდელი (იხ. ნახაზი), განისაზღვროს კოლექტორული თვისებები, ჩაწოლის სიღრმე და ნავთობგაზშემცველი ფენების სიმძლავრე, ფენებისა და ფორების სავარაუდო წნევა, გადამხურავი ფენის სიმძლავრე. იქმნება საბადოს ჰიდროდინამიკური მოდელი, რაც, თავის მხრივ, კომერციული მნიშვნელობის მარაგების დადასტურებისა და დამუშავების სხვადასხვა სცენარის სიმულაციისა და ოპტიმალური გადაწყვეტილების მიღების საფუძველი ხდება.



ნახაზი 1.22. საბადოს 3D მოდელი<sup>87,88</sup>

აღსანიშნავია, რომ ნავთობისა და გაზის საბადოების ძებნა-ძიება, კომერციულობის თვალსაზრისით, მაღალრისკიან სამუშაოთა რიგს მიეკუთვნება, რაც მნიშვნელოვნად ართულებს მათი დაფინანსების საინვესტიციო გადაწყვეტილებების მიღებას. მაგალითისათვის, საუდის არაბეთში, პირველი მსხვილი დამამის საბადოს გახსნამდე, აღმოჩენილ სტრუქტურაზე გაიბურდა 8 უმედეგო საძიებო ჭაბურღილი. ასევე, 20 „მშრალი“ ჭაბურღილის გაყვანა გახდა საჭირო ალჟირული ხასი-მასაუდის საბადოს გახსნამდე. 46 საძიებო ჭაბურღილის გაბურღვა გახდა საჭირო ალიასკაზე, ჩრდილოეთ-ამერიკის ერთ-ერთი პირველი, მსხვილი პრუდოუ-ბეის საბადოს გახსნისათვის (ამოსაღები მარაგით 25 მლრდ ბრლ) და ა.შ.<sup>89</sup>

## 1.9 ჭაბურღილები

თანამედროვე მსოფლიოში ნავთობის საბადოზე პირველი მექანიკური ბურღვა აზერბაიჯანის ტერიტორიაზე, ბიბი-ეიბატში 1848 წელს განხორციელდა, თუმცა ჭაბურღილიდან ნავთობი უფრო ადრეც, კერძოდ, 1826 წელს მიიღეს, მარილის საბადოზე, აშშ-ის კენტუკის შტატში. პირველი ნავთობ-სარეწაო ჭაბურღილი კი აშშ-ში, პენსილვანიის შტატის ქალაქ ტაიტესვილში 1859 წელს ე. დრეიკმა გაბურღა.

<sup>87</sup> Greg Riley, BP Azerbaijan, Georgia & Turkey, Exploring for future gas in Azerbaijan: Global technology and local cooperation, Int. Conference, Baku, June, 2014

<sup>88</sup> Ramboll, UGS FS, 2014, საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის გეოლოგიური არქივიდან

<sup>89</sup> А.Коршак, А.Шаммазов, Основы нефтегазового дела, Уфа, 2005





ჭაბურღილი მექანიკური ბურღვის გამოყენებით, 1848 წ.<sup>90</sup>

თავდაპირველად ბურღვისათვის დარტყმით ინსტრუმენტს იყენებდნენ, მე-19 საუკუნის 80-იანი წლებიდან კი დაიწყო ბრუნვითი (როტორული) ბურღვის მეთოდის გამოყენებაც, სანგრევის უწყვეტი გასუფთავებით (ამორეცხვით). ამასთან, საბურღი ინსტრუმენტის ბრუნვითი მოძრაობა უზრუნველყოფილი იყო მთელი კოლონის ბრუნვით, ზედაპირზე დამონტაჟებული ამპრავის მეშვეობით. ბურღვის სიღრმის ზრდასთან ერთად მბრუნავი კოლონის სიმძიმის ზრდა ართულებდა ასეთი ტექნოლოგიის გამოყენებას, ამიტომ მოგვიანებით დაიწყო უშუალოდ სანგრევში განლაგებული ამპრავების (ტურბო- და ელექტრო ბურღების, ხრახნული ძრავების) გამოყენებაც.

ნავთობინდუსტრიის მნიშვნელოვანი პროგრესის საფუძველი გახდა ბურღვა ზღვებსა და ოკეანეებში, რამაც შესაძლებელი გახადა მდიდარი ოფშორული საბადოების ათვისება. პირველი საზღვაო ბურღვა 1897 წელს კალიფორნიის შტატში (აშშ) განხორციელდა. კავკასიის რეგიონის პირველი ოფშორული საბადო კასპის ზღვაზე 1955 წელს ამოქმედდა.



პირველი ოფშორული ჭაბურღილები აზერბაიჯანში<sup>91</sup>

<sup>90</sup> Vagif Aliyev, Innovations in Azerbaijan's Oil and Gas Industry, Baku, Int. Conference, 2013

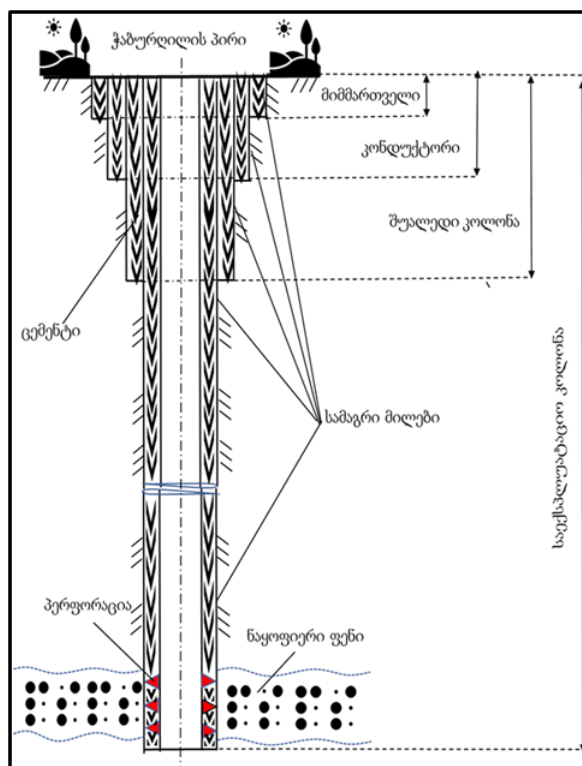
<sup>91</sup> Vagif Aliyev, Innovations in Azerbaijan's Oil and Gas Industry, Baku, Int. Conference, 2013

ჭაბურღილი წარმოადგენს ერთმანეთში ჩახრახნილი ცილინდრული ფორმის მილებისაგან შედგენილ კოლონას, სიგრძესთან შედარებით მნიშვნელოვნად მცირე დიამეტრით.

მიმმართველის დანიშნულებაა გვერდითი, ზედაპირის ადვილად მორეცხვადი ქანების (სიღრმით 4-8 მ-მდე) ჩამოშლისაგან დაცვა. ამ მიზნით მიმმართველ მილსა და გაბურღულ ქანებს შორის სივრცე ცემენტის ხსნარით არის შევსებული.

მიმმართველის შემდგომი, დაახლოებით 50-400 მ-მდე განლაგებული კონდუქტორის დანიშნულებაა არამდგრადი, რბილი და ნაპრალოვანი ქანების განმხოლოება საბურღი სივრციდან. კონდუქტორსგარე სივრცე დაცემენტებულია.

შემდეგი, შუალედი კოლონა, გამოიყენება მიმართულების შესანარჩუნებლად ღრმა ჰორიზონტების ბურღვის დროს. ძალიან ღრმა ბურღვის დროს შეიძლება გამოიყენებული იყოს ორი ან მეტი შუალედი კოლონა.



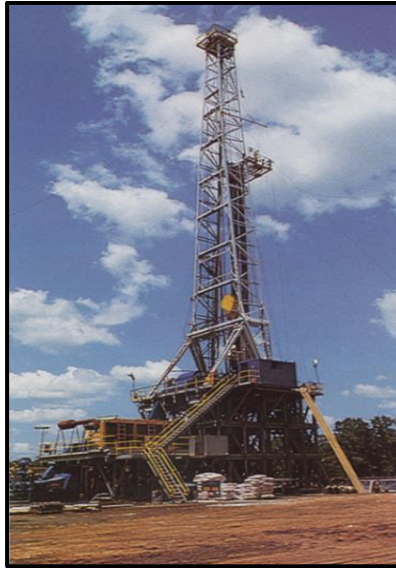
ნახაზი 1.23. ჭაბურღილის მიწისქვეშა ნაწილი

ბოლო, საექსპლუატაციო კოლონა, განკუთვნილია პროდუქტიული ფენიდან ნავთობის (ან გაზის) მისაღებად და ზედაპირზე მისაწოდებლად, აგრეთვე წყლის (ან გაზის) ჩასაჭირხნად, ფენის წნევის შენარჩუნების მიზნით. საექსპლუატაციო კოლონაც ცემენტითაა გამაგრებული.

ზედაპირზე განლაგებულია ჭაბურღილის ბურღვისათვის აუცილებელი საბურღი

მოწყობილობა-დანადგარების ერთობლიობა, რომელიც მოიცავს საბურღ კომპლექსს, საბურღი ინსტრუმენტის მიმწოდებელ სისტემას (ჯალამბარს), ენერჯის წყაროს, საბურღი ხსნარის მომზადების, მიწოდება-მიღებისა და გამწმენდ დანადგარებსა და კომპურისპირა ნაგებობებს.

ჭაბურღილის დასაწყისს დედამიწის ზედაპირზე ჭაბურღილის პირი, გვერდით ზედაპირს - კედლები, პირიდან სანგრევამდე მანძილს - ჭაბურღილის სიგრძე, ხოლო მის პროექციას ვერტიკალურ სიბრტყეში - სიღრმე ეწოდება.



ჭაბურღილის ზედაპირული კომპლექსი

ბურღვა აერთიანებს შემდეგ პროცესებს: საბურღ მიღებზე დამაგრებული სატეხის (გვირგვინის) ჩაშვებას ჭაბურღილში, ქანების ბურღვასა (მონგრევას) და ნაშალის ზედაპირზე ამოტანას საბურღი ხსნარის საშუალებით, კედლების გამაგრებასა და ჭაბურღილის დასრულებას.

საბურღი ხსნარის მნიშვნელოვანი დანიშნულებაა, აგრეთვე, სანგრევის წნევის გაწონასწორება, რათა ფლუიდი ჭაბურღილის ლულაში უკონტროლოდ არ შევიდეს. საბურღი ხსნარი ასრულებს, აგრეთვე, ინსტრუმენტის გამაცივებელ და საპოხ ფუნქციებს. ბურღვის პროცესში ძირითადი პროდუქტიული ფენის მიღწევამდე გადაკვეთილი მრავალი მცირე მოცულობის „ჯიბე“ და თვით სანგრევი შეიძლება საბურღი ხსნარის შთანთქმის მიზეზი გახდეს, რაც, თავის მხრივ, გამოიწვევს ნავთობისა და/ან გაზის გაჟონვას გაუმაგრებელი ჭაბურღილის პირისაკენ, ხანძარს, ზედაპირის ან წყლის ფენის დაბინძურებასა და ხსნარის მზიდუნარიანობის დაქვეითებას. საბურღი ხსნარის შთანთქმის პროფილაქტიკის მიზნით, მის სიმკვრივეს ისე არჩევენ, რომ კოლონის შიგა სივრცეში არსებული ხსნარის წონამ გააწონასწოროს ფენის წნევა. საბურღი ხსნარის შთანთქმის პროფილაქტიკის მიზნით იყენებენ დამცავ სარქველს,

რომელიც ამოქმედდება ხსნარის დიდი ოდენობით უკონტროლო გაფრქვევისა და მისი სიმკვრივის შემცირების შემთხვევაში.

საბურღი ხსნარი მზადდება ნავთობის, წყლის ან სინთეზური ხსნარის ბაზაზე და შეიცავს თიხის (ბენტონიტის) ფხვნილსა და სხვადასხვა მინარევს (კაუსტიკურ სოდას, ბარიტს, ლიგნიტს, პოლიმერებსა და ემულგატორებს). საბურღი ხსნარი რეციკლირდება, კერძოდ, გაწმენდისა და დანამატების განახლების შემდეგ იგი, როგორც წესი, კვლავ გამოიყენება.

ბურღვის პროცესში სატეხის გაცვეთის (ან გატეხის) შემთხვევაში მას იღებენ ჭაბურღილიდან, ცვლიან ახლით და პროცესი კვლავ გრძელდება იმავე თანმიმდევრობით, ჭაბურღილის საპროექტო სიღრმის მიღწევამდე. ბურღვის მიმართულების ფიქსირებისა და ჭაბურღილის კედლების გასამაგრებლად (casing), მიმდევრობით უშვებენ მიმმართველ, კონდუქტორ და სამაგრ (დამცავ, საშუალებო და საექსპლუატაციო კოლონის) მილებს, მილებს შორის სივრცეს კი ავსებენ ცემენტის ხსნარით.

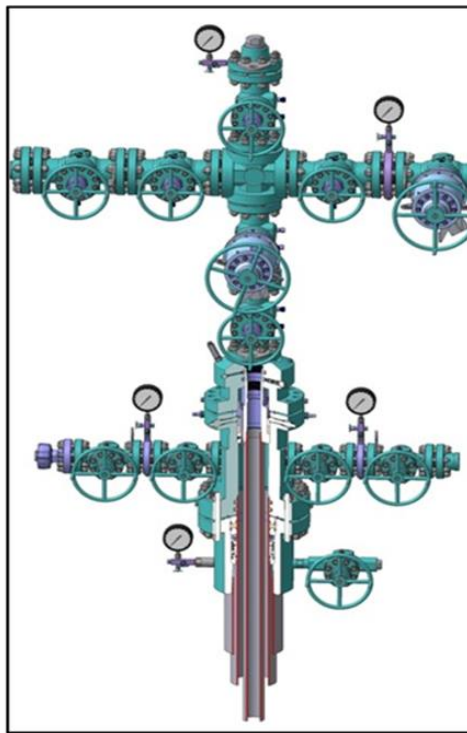
ბურღვის დამამთავრებელ ოპერაციას დასრულება (completion) ეწოდება. იგი შეიძლება იყოს:

- გაუმაგრებელ სანგრევიანი, როცა სამაგრი კოლონების ჩაშვება სანგრევში ხდება დამატებითი დამცავი ფილტრების გარეშე. ჭაბურღილის დამთავრებას გაუმაგრებელი სანგრევით იყენებენ იმ შემთხვევაში, როცა გვრდითი ფენების ჩამოშლა ნაკლებად მოსალოდნელია.
- დასრულებას პერფორაციით ყველაზე ხშირად იყენებენ ფენის ეფექტიანად გახსნისა და ნავთობის (გაზის) მიღების გაადვილებისა და, ამავე დროს, სანგრევის ჩამოშლისაგან დაცვის მიზნით.
- ლულაში ქვიშის შემოსვლის პრევენციის უზრუნველსაყოფი დასრულება გამოიყენება ფხვიერი ქვიშის სიუხვით გამორჩეულ ფორმაციებში. ასეთ პირობებში კოლონის ღია ბოლოში ან პერფორირებული დაბოლოების ზონაში ათავსებენ გაცრისა და ფილტრაციის მოწყობილობებს, რომლებიც თავისუფლად ატარებენ ნავთობსა და გაზს, მაგრამ გამორიცხავენ ქვიშის მარცვლების მოხვედრას კოლონისშიდა სივრცეში.
- მრავალფენიანი ჭაბურღილის დასრულება გამოიყენება ორი ან მეტი ფენიდან ნახშირწყალბადების ერთდროული მოდინების შემთხვევაში. ასეთი ტიპის დასრულება განსაკუთრებით ეფექტიანია დახრილ-მიმართული ჭაბურღილის ჰორიზონტალური უბნის სხვადასხვა, ერთმანეთისაგან საშუალებო პაკერებით განმხილვებული ზონიდან პროდუქტის მიღებისას.
- დრენაჟული ტიპის დასრულება ძირითადად ნავთობის საბადოების ჭაბურღილების ჰორიზონტალურ ან დახრილ უბნებში დრენირებული



პროდუქტის მისაღებად გამოიყენება.

ჭაბურღილის პირზე დამონტაჟებული კოლონის თავის და განშტოებულ მილსადენებზე (მანიფოლდზე) საშადრევნე არმატურის ე.წ. თავმორთულობის (Christmass (X)-Tree) დანიშნულებაა, უზრუნველყოს პროდუქციის მოდენა წიაღიდან დადგენილი რეჟიმული პარამეტრებით და აუცილებელი ტექნოლოგიური ოპერაციების ჩატარება წიაღისეულისა და გარემოს დაცვისა და ექსპლუატაციის უსაფრთხოების მოთხოვნების უზრუნველყოფის პირობებში. ამისათვის აუცილებელი ხდება კოლონის შიდა, მაღალწნევიანი სივრცის ჰერმეტიზაცია და სრული გადაკეტვა (საჭიროების შემთხვევაში), პროდუქციის გაზომვა და გადამისამართება შემკრები პუნქტისაკენ, აგრეთვე, ჭაბურღილის დაცდისა და ქანის გაცემის უნარიანობის მასტიმულირებელი მოწყობილობის, ხელსაწყოების ან მასალების (ნივთიერებების) მიწოდება ჭაბურღილის ლულაში.



საშადრევნო არმატურა<sup>92</sup>

ტიპური X-Tree შედგება: მთავარი (სრულ გასავლიანი ჩამკეტი) საკვალთის, დამცლელი (შიბერული ან სფერული) სარქვლისა და დროსელის, მანომეტრების, სატამპონაჟე სარქვლის, უკუსარქველებისაგან.

სანგრევში ქანების დასაშლელად გამოიყენება ბურღვის სხვადასხვა მეთოდი, როგორებიცაა: მექანიკური, ჰიდრავლიკური, თერმული ფეთქითი, ელექტროფიზიკური. ყველაზე ფართოდ გამოიყენებული მექანიკური ბურღვა, თავის

<sup>92</sup> Владимир Хомутко, Принцип работы и устройство фонтанной арматуры нефтяной скважины, Портал „Нефтоқ“, википедиа

მხრივ, შეიძლება წარმოებდეს დარტყმითი, ბრუნვითი და კომბინირებული (დარტყმით-ბრუნვითი) მეთოდების გამოყენებით, რისთვისაც სანგრევზე სოლისებრი იარაღის დარტყმითი ან კბილებიანი საღარავების ბრუნვითი ზემოქმედება ხორციელდება.

ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში ჭაბურღილები ძირითადად ბრუნვითი მეთოდით იბურება. ბრუნვითი ბურღვისას ქანის დაშლა სანგრევში განუწყვეტლივ მიმდინარეობს სხვადასხვა ტიპის მბრუნავი ბურღით, სატეხით ან სალი შენადნით და/ან ალმასის კბილებით აღჭურვილი გვირგვინით, რომელზეც ერთდროულად მოქმედებს ღერძული დაწოლა, მბრუნავი მომენტი და მიწოდებული ხსნარის წნევა.

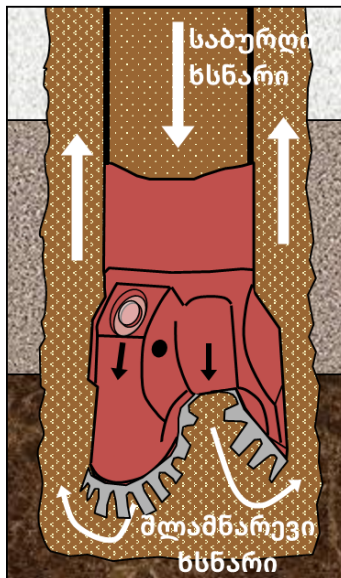


ბურღის თავები<sup>93</sup>

საბურღი ხსნარის მიწოდება სანგრევში უზრუნველყოფილია შლამის (საბურღი ხსნარის) ტუმბოების გამოყენებით. ხსნარს მონგრეული ქანის ნარჩენები (შლამი) ამოაქვს ზედაპირზე, სადაც მოწყობილია მისი მიღებისა და რეგენერაციის კვანძი.

<sup>93</sup> Rahman Gurbanov, Drilling Procedures in SOCAR, Future Perspectives, Int. Caspian Oil, Gas, Processing & Petrochemical Conference, Baku, 2014





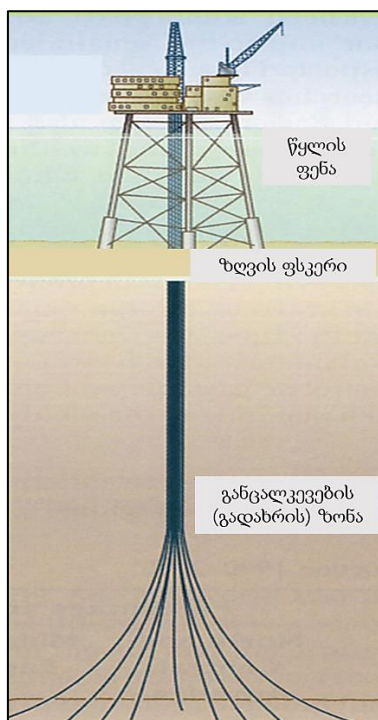
ნახაზი 1.24. ხსნარის მიწოდებისა და შლამის მოცილების სქემა<sup>94</sup>

დანიშნულების მიხედვით ჭაბურღილი შეიძლება იყოს საყრდენი, პარამეტრული, სტრუქტურული, ძებნითი, საძიებო (სადაზვერვო), შემფასებელი, საექსპლუატაციო, საჭირხნი, სადამკვირვებლო და ა.შ.

უკანასკნელ პერიოდში საბადოს ძებნა-ძიებითი სამუშაოების წარმოებისა და პროდუქციული ფენის ეფექტიანი ათვისების მიზნით სულ უფრო ფართოდ გამოიყენება დახრილ-მიმართული ჭაბურღილები. მიმართული ბურღვის (იხ. სქემატური ნახაზი) გამოყენება განსაკუთრებით ეფექტანია საბადოს წყლის აკვატორიის, მჭიდროდ დასახლებული რეგიონების, მსხვილი სამრეწველო საწარმოების, დაჭაობებული ტერიტორიების ქვეშ, აგრეთვე დანახარჯების შემცირების მიზნით, ერთი წერტილიდან სხვადასხვა მიმართულებით ჰორიზონტალური ლულების გაყვანის შემთხვევაში<sup>95</sup>. დისტანციური მართული ბურღვა საშუალებას იძლევა, წინასწარ შერჩეული მიმართულებით გაიბურღოს ჭაბურღილი და მაქსიმალურად ხელსაყრელ გეოლოგიურ პირობებში მოხდეს პროდუქციული ფენის კვეთა. ბურღვის მიმართულების კონტროლისათვის გამოიყენებულია საბურღი კოლონისა და ინსტრუმენტის სპეციალური აღჭურვილობა.

<sup>94</sup> Christine Ehlig-Economides, Petroleum Engineering of Texas A&M University, Hydrocarbon Cycle Upstream, Midstream, Downstream, Presentation, Baku, ADA, 2013

<sup>95</sup> ჭაბურღილი ჰორიზონტალურად ითვლება, თუ გადახრა ვერტიკალიდან 80 გრადუსზე მეტია.



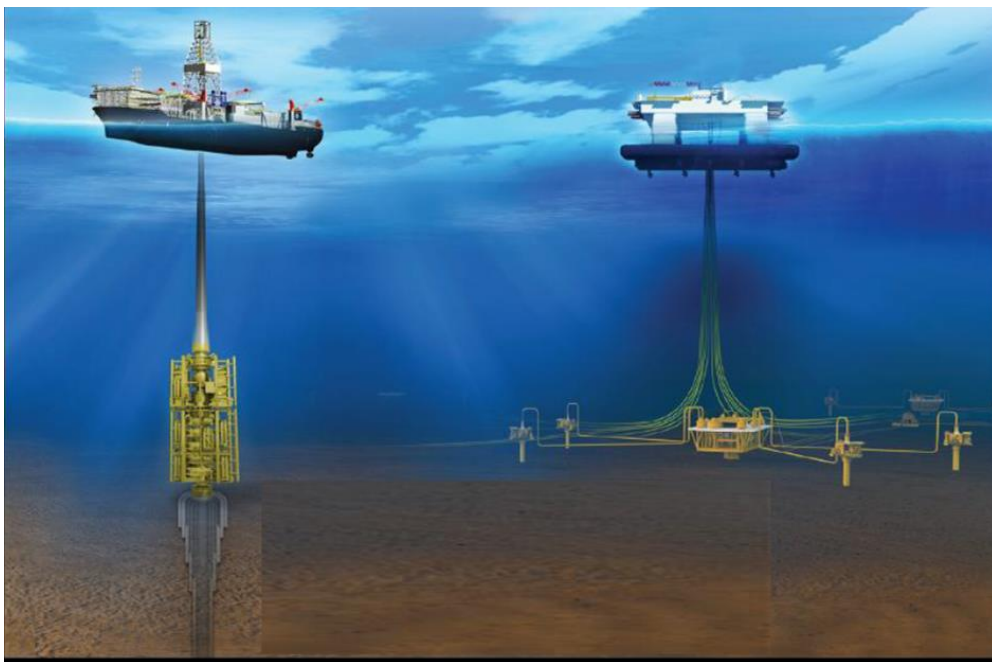
ნახაზი 1.25. დახრილი, მულტიმიმართულების ბურღვა საზიარო ოფშორული პლატფორმიდან

ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიის განვითარების გლობალური ტენდენცია მიმართულია ღრმა ჰორიზონტებისა და ოფშორული საბადოების ათვისებისაკენ. თუ პირველი ნავთობი 20 მ სიღრმის ჭაბურღილიდან იყო მიღებული, თანამედროვე პირობებში ჭაბურღილების სიღრმე 7000 მ-ს აჭარბებს. საინტერესოა, რომ დაახლოებით 40-50 წლის წინ ნავთობის მსოფლიო მოპოვების თითქმის ორი მესამედი დედამიწის ქერქის ყველაზე ახალგაზრდა, კაინოზოური ქანებიდან, დანარჩენი კი უფრო ძველი, მეზოზოური და პალეოზოური ქანებიდან წარმოებდა. უკანასკნელი 20-25 წლის განმავლობაში კი ნავთობის ძირითადი მომწოდებელი მეზოზოური ქანებია.

ზედრმა ჭაბურღილები უზრუნველყოფს ახალი, ღრმა ჰორიზონტებზე განლაგებული ნავთობ-გაზშემცველი სტრუქტურების აღმოჩენას. წარმატების მიღწევის შანსი ზედრმა ჭაბურღილების გამოყენებისას საძიებო სამუშაოებში მცირე და საშუალო სიღრმის ჭაბურღილებთან შედარებით უფრო მაღალია, რადგან მათი გაბურღვა, როგორც წესი, წარმოებს უკვე არსებული, მრავალფენოვანი საბადოების ქვედა პროდუქტიული სტრუქტურების დაზვერვისათვის. შესაბამისად, მიუხედავად იმისა, რომ ზედრმა ჭაბურღილების ბურღვა მნიშვნელოვან ტექნიკურ სიძნელებთან არის დაკავშირებული (დაახლოებით 200°C ტემპერატურისა და მაღალი ჰიდროსტატიკური წნევის გამო სანგრევში), დღეისათვის ისინი ფართოდ არის გავრცელებული ნავთობისა და გაზის ძებნით-საძიებო და მომპოვებელი სამუშაოების წარმოების დროს.

ზედრმა ჭაბურღილის თვალსაჩინო მაგალითია აშშ-ში, ოკლაჰომის შტატში, განლაგებული „Baiden 1“ ჭაბურღილი. მისი ბურღვის პროცესი 1,5 წელს გრძელდებოდა. საბურღი კოშკის სიმაღლე 43,3 მ-ს შეადგენდა, რომელიც აღჭურვილი იყო 2 მგვტ სიმძლავრის, 900 ტონამდე ტვირთამწეობის ჯალამბრით და ორი, თითოეული 1 მგვტ სიმძლავრის საბურღი ხსნარის მიმწოდებელი სატუმბი დანადგარით. ჭაბურღილის პირის დამცავი არმატურა გათვლილია 1055 ატმ წნევაზე. ჭაბურღილის 9159 მეტრამდე სიგრძის ლულა შედგება 18 მ-მდე სიგრძის მიმმართველის, 1466 მეტრამდე სიგრძის კონდუქტორის, 7130 მეტრამდე სიგრძის სამაგრი მილებისა და საექსპლუატაციო კოლონისაგან. ჭაბურღილის მშენებლობაზე ჯამურად დახარჯულია 2200 ტ ფოლადის მილები, 1705 ტ ცემენტი და 150 ალმასის სატეხი.<sup>96</sup>

დღეისათვის ნავთობისა და გაზის მნიშვნელოვანი წილი ოფშორულ საბადოებზე მოიპოვება. BP-ს ინფორმაციით, უკვე რამდენიმე წლის წინ კომპანიის სამუშაოთა 50%-ზე მეტი ოფშორულ საბადოებზე მიმდინარეობდა, ხოლო, გეგმის მიხედვით, უახლოესი პერიოდისათვის დაიგეგმა ამ სამუშაოთა გაორმაგება. ნახაზზე ნაჩვენებია ოფშორული საბადოების ჭაბურღილების გამოყენების მაგალითები.<sup>97</sup>



წყალქვეშა ჭაბურღილები

ზოგადად, ოფშორულ საბადოებზე ჭაბურღილის მშენებლობის რამდენიმე მეთოდი გამოიყენება. ყველაზე მარტივად მიჩნეულია მარჩხწყლიან შეღვზე ბეტონის ან

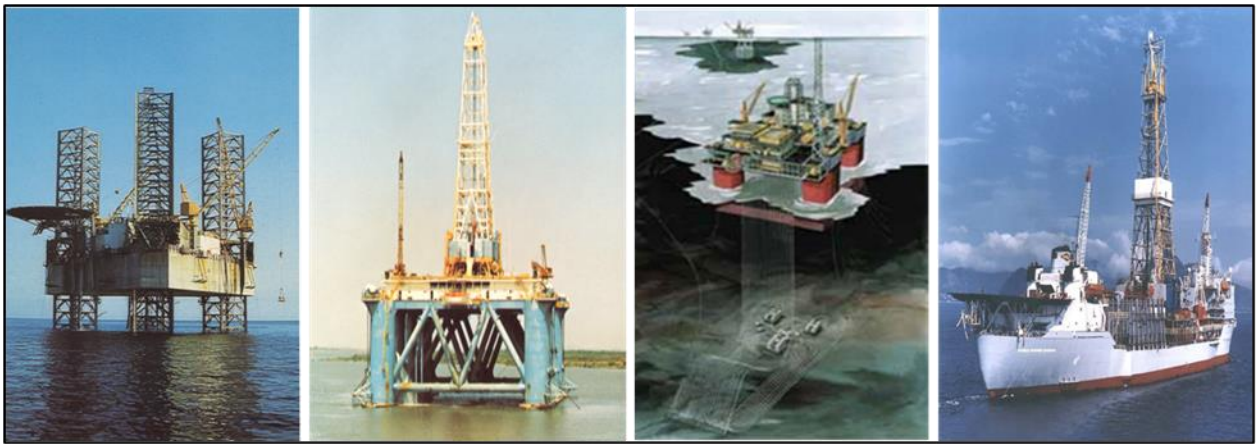
<sup>96</sup> А.Коршак, А.Шаммазов, Основы нефтегазового дела, Уфа, 2005

<sup>97</sup> Gordon Biller, BP, Embarking on the next phase of activities in the Caspian Region, Baku, Int. Conference, June, 2013

ფოლადის კონსტრუქციის ხიმინჯების მოწყობა, რომელთა წყალზედა სტაციონარულ პლატფორმაზე საბურღი კოშკი და სხვა საჭირო მოწყობილობა განლაგდება.

საშუალო, 300-600 მეტრამდე სიღრმის, წყლებში ჭაბურღილი გაჰყავთ ნახევრად ჩაძირულ, მოტივტვე პონტონებზე განლაგებული პლატფორმიდან, რომლებიც ღუზებითაა დაფიქსირებული, გადაადგილებისათვის კი ბუქსირებას იყენებენ.

ღრმაწყლიან ზღვებსა და ოკეანეებში ჭაბურღილების გასაყვანად სტაციონარული პლატფორმების მოწყობა ტექნიკურად რთული და ეკონომიკურად გაუმართლებელია. ამ შემთხვევაში გამოიყენება მოტივტვე ან მცურავი საშუალებებიდან გაბურღილი ჭაბურღილები.



ოფშორული საბადოების საბურღი პლატფორმები<sup>98</sup>

მომუშავეთა უსაფრთხოებისა და ტექნიკის დაცვის მიზნით ნებისმიერი პლატფორმა გათვლილია 30-მეტრიან ოკეანის (ზღვის) ტალღებზე, რომელთა წარმოშობა სტატისტიკურად 100 წელიწადში ერთხელ არის შესაძლებელი.

### 1.10 ნავთობისა და გაზის მოპოვება

ნავთობისა და გაზის მოპოვების პროცესის პირველ ეტაპზე ტარდება საბადოს დამუშავებისათვის მომზადების სამუშაოები. მომზადების დროს უზრუნველყოფენ ჭაბურღილების განლაგებას ზედაპირის განსაზღვრულ წერტილებში რიგითობის დაცვით, ბუდობიდან ნავთობისა და გაზის მოდენას ჭაბურღილის ღულიდან და, აგრეთვე, ადგენენ პროდუქციის მოპოვების ეფექტიან რეჟიმებს.

განსხვავებულია დედამიწის სახმელეთო ნაწილზე (ონშორული) და შელფზე (ოფშორული) განლაგებული საბადოებიდან მოპოვების ტექნოლოგიები და შესაბამისი მომპოვებელი ტექნიკა. ხმელეთზე განლაგებულ საბადოებზე შედარებით მარტივი და იაფი, ძირითადად ტრადიციული დამუშავების ტექნიკა და ტექნოლოგიები გამოიყენება, ხოლო ოკეანეებისა და ზღვების აკვატორიაში

<sup>98</sup> წყარო: Havard Devold, Oil and Gas Handbook, ABB, 2013

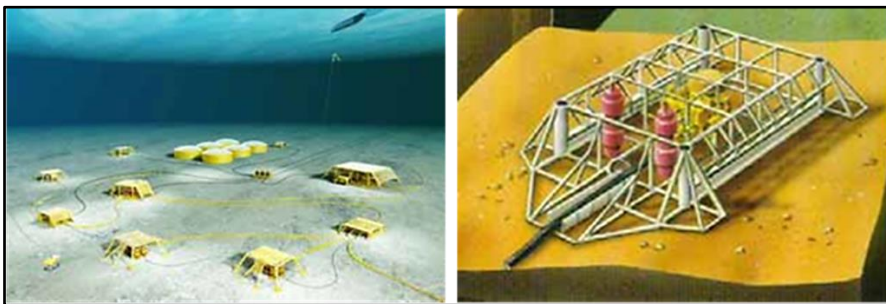


განლაგებული ნავთობისა და გაზის ოფშორული საბადოების ასათვისებლად შედარებით რთული და ძვირადღირებული ტექნიკა და ტექნოლოგიებია საჭირო. ეს შეიძლება იყოს სხვადასხვა ტიპის წყალზედა მყარი კონსტრუქციები ან მოტივტივე და მცურავ საშუალებებზე მოწყობილი პლატფორმები, რომელთა შერჩევის დროს ითვალისწინებენ მათ სიმძლავრესა (ტონაჟს) და წყლის სიღრმეს.



ნავთობმომპოვებელი ჭაბურღილების სახესხვაობების შერჩევა წყლის სიღრმის გათვალისწინებით<sup>99</sup>

ცნობილია, აგრეთვე, ოფშორული საბადოების დამუშავების მეთოდი ხმელეთიდან მიმართული ბურღვით ან ფსკერზე განთავსებული ჭაბურღილის პირებით. ასეთი ჭაბურღილები დისტანციურად იმართება. კომპლექსური ფსკერული ჭაბურღილის პირი შეიძლება მოიცავდეს სეპარაციისა და სტაბილიზაციის კვანძებსა და სატუმბ დანადგარსაც, რომლის საშუალებით მოპოვებული პროდუქტი სანაპირო გადამამუშავებელ ნაგებობებსა და ტერმინალებს ან მცურავ სატრანსპორტო საშუალებებს მიეწოდება.



მოპოვება ფსკერზე განლაგებული სისტემების გამოყენებით

პრაქტიკაში ცნობილია ნავთობის მოპოვების ორი ძირითადი მეთოდი - შადრევნული და იძულებითი (მექანიზებული), როდესაც ნავთობის შეიძლება მოიპოვებოდეს ფენის ბუნებრივი ან ხელოვნურად ინიცირებული ენერგიით,

<sup>99</sup> Rovnag Abdullayev, SOCAR at Caspian Oil, Gas, Processing & Petrochemical Conference, Baku, 2013

შესაბამისად. ბუნებრივი ენერჯის წყაროს წარმოადგენს წიაღში განთავსებული ბუდობის ნავთობისა და გაზის პოტენციალური ენერჯია, რომელიც დამუშავების პროცესში გაიხარჯება ფენიდან პროდუქციის გამოდევნისა და შემდგომი გადაადგილებისათვის საჭირო კინეტიკურ ენერჯიაზე.

ბუნებრივი პირობებიდან გამომდინარე, ცნობილია ნავთობის ბუდობების მუშაობის შემდეგი ძირითადი რეჟიმები:

1. წყალწნევითი რეჟიმი;
2. დრეკადი წყალწნევითი რეჟიმი;
3. გაზწნევითი რეჟიმი (ან გაზის ქუდის რეჟიმი);
4. გახსნილი გაზის რეჟიმი;
5. გრავიტაციული რეჟიმი.

წყალწნევითი მოპოვების რეჟიმის დროს ზედაპირთან დაკავშირებული, კონტურის შემომსაზღვრელი წყლის ჰიდროსტატიკური წნევა წყალნავთობის კონტაქტის ზედაპირის მეშვეობით გადაეცემა პროდუქტიული ფენის ფლუიდს. მიუხედავად იმისა, რომ წყალი ავსებს მოპოვებული ნავთობის მიერ გამოთავისუფლებულ სიცარიელებს, მისი წნევის მუდმივად შენარჩუნება უზრუნველყოფილია გრუნტის წყლებითა და ატმოსფერული ნალექებით. მოპოვების ამ რეჟიმის დროს ფენის პრაქტიკულად უცვლელი წნევა იმდენად მაღალია, რომ ჭაბურღილი შადრევნის სახით ფუნქციონირებს. თუმცა, ნავთობისა და გაზის ოპტიმალურზე სწრაფი მოპოვების შემთხვევაში, წყალმა შეიძლება ვერ მოასწროს გამოთავისუფლებული სიცარიელების შევსება, რასაც მოჰყვება ფენის წნევის დაცემა და შადრევნული მოპოვების შეწყვეტა.

მომპოვებელი ჭაბურღილის ექსპლუატაცია წყდება მას შემდეგ, რაც კონტურის წყალი მთლიანად ჩაანაცვლებს ამოღებულ ნავთობს ფორებსა და ნაპრალებში და ჭაბურღილიდან მხოლოდ წყლის მოდენა დაფიქსირდება. მანამდე კი, დამუშავების გარდამავალ რეჟიმში, ნავთობთან ერთად დიდი რაოდენობის წყალიც მოიპოვება, რაც გამოწვეულია დაბალი სიბლანტის მქონე წყლის შეჭრით ნავთობშემცველ ჰორიზონტებზე.

ხისტი წყალწნევითი რეჟიმი უზრუნველყოფს ყველაზე მაღალ ნავთობგაცემის კოეფიციენტის მიღწევას (0,5-0,8).<sup>100</sup> დრეკადი წყალწნევითი რეჟიმით მოპოვების პროცესში ვლინდება ფენის წნევის გავლენით შეკუმშული ნავთობის, წყლისა და შემცველი ქანების დრეკადი ძალების ზემოქმედება ფლუიდზე, რაც ხელს უწყობს ნავთობისა და გაზის დინებას ლულისაკენ. ამ დროს შეიძლება წიაღში განთავსებული ნავთობის მნიშვნელოვანი ნაწილის, კერძოდ, სამრეწველო მარაგის

<sup>100</sup> ნავთობგაცემის კოეფიციენტი ეწოდება ნავთობის ამოსაღები მარაგის შეფარდებას საწყის მარაგთან

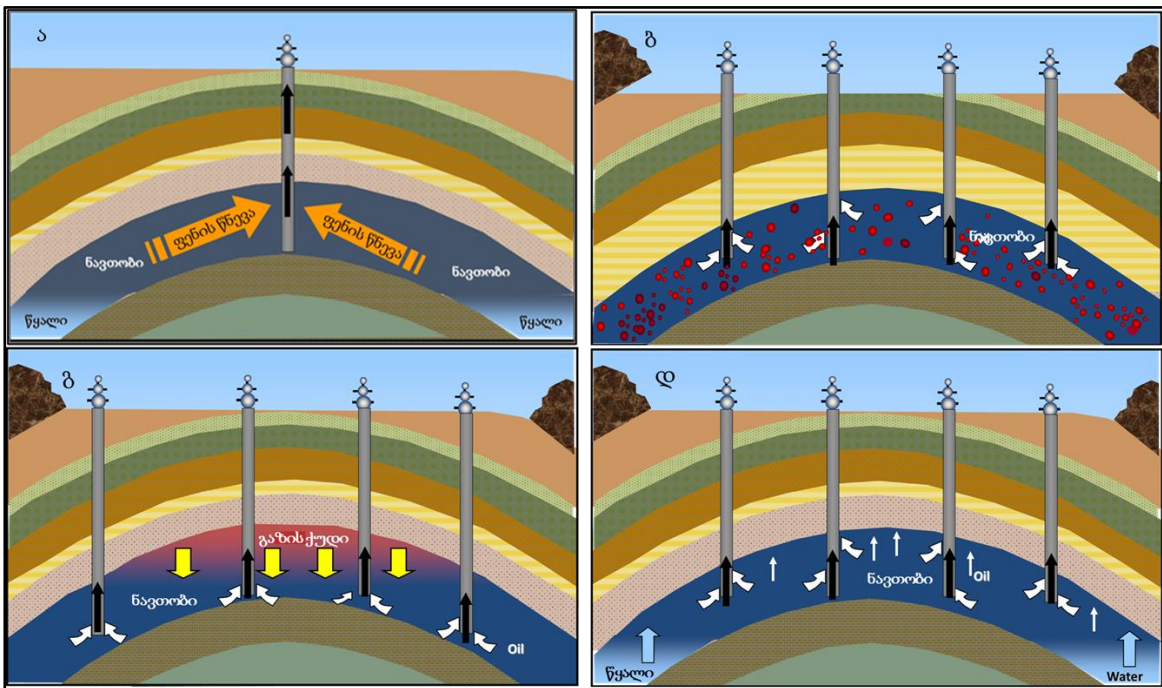


15%-მდე მოპოვება, რაც უზრუნველყოფილია ფენაში ნავთობის შემცველობასთან შედარებით შემომსაზღვრელი ქანებისა და კონტურგარეშე წყლის მასების გაცილებით დიდი მოცულობით და, შესაბამისად, გაფართოების დიდი პოტენციალით, მიუხედავად მყარი ტანისა და სითხის ფარდობითი გაფართოების კოეფიციენტის სიმცირისა.

გაზწნევითი რეჟიმის დროს ნავთობის ამოსაღებად საჭირო ენერგია წარმოიქმნება ქუდში განთავსებული შეკუმშული გაზის გაფართოების ხარჯზე და გადაეცემა ნავთობს გაზნავთობის კონტაქტის ზედაპირის მეშვეობით. ასეთი რეჟიმით მომუშავე საბადოებში გაფართოებული გაზით ნავთობის გამოდევნისა და წნევის შემცირების პროცესის პარალელურად მიმდინარეობს ასოცირებული გაზის გამოყოფა ნავთობიდან და მიგრირება ქუდისაკენ, რაც ახანგრძლივებს და აუმჯობესებს საექსპლუატაციო პარამეტრებს.

გაზწნევითი რეჟიმის დროს ფენის ნავთობგაცემის კოეფიციენტი 0,4-0,6 ფარგლებში ცვალებადობს. ასეთი რეჟიმის ფუნქციონირება წყდება გაზნავთობის კონტაქტის დონის დაწვევისა და ჭაბურღილების შიდა სივრცეში გაზის შეღწევის შემდეგ.

წნევითი რეჟიმების რეალიზაცია შეიძლება განხორციელდეს ზედაპირიდან მიწოდებული გაზის ან წყლის მეშვეობით ხელოვნურად ინიცირებული წნევითაც.



ნახაზი 1.26. საბადოს დამუშავების რეჟიმები ბუნებრივი ენერგიის გამოყენებით<sup>101</sup>  
 ა - ფენის ბუნებრივი წნევის, ბ - ნავთობში გახსნილი ან გ - თაღში განთავსებული გაზის გაფართოებით შექმნილი წნევისა და დ - კონტურის წყლის დაწვევის ზემოქმედებით

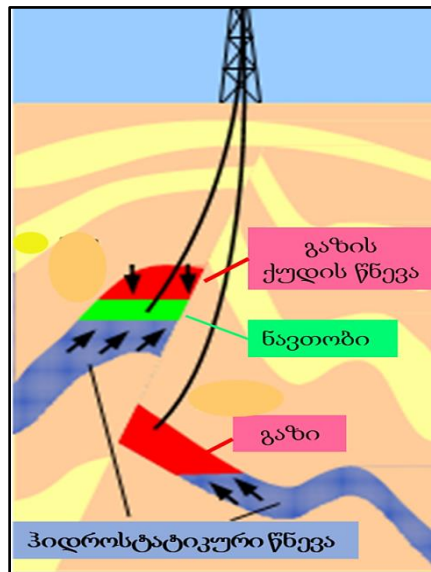
<sup>101</sup> Christine Ehlig-Economides, Petroleum Engineering of Texas A&M University, Hydrocarbon Cycle Upstream, Midstream, Downstream, Presentation, Baku, ADA, 2013

თანმდევი (ნავთობში გახსნილი) გაზის რეჟიმის დროს, წნევის შემცირების კვალობაზე, იწყება გაზის გამოყოფა ნავთობიდან და გაფართოება, რაც უზრუნველყოფს ფლუიდის მოდინებას ფენიდან ჭის ლულისაკენ. ნავთობში გახსნილი თანმდევი გაზის რეჟიმით დამუშავება გამოიყენება საბადოებში, რომლებშიც არ არის თავისუფალი გაზი და ფენის პროდუქტიულ ზონაში არ ხდება წყლის შეჭრა კონტურიდან.

ფენის ნავთობგაცემის კოეფიციენტი გახსნილი გაზის რეჟიმის დროს შედარებით დაბალია და 0,3-ს არ აღემატება, რადგან გახსნილი გაზის ენერგია, საბადოს დაგეგმილი ექსპლუატაციის ვადასთან შედარებით, უფრო სწრაფად იწურება.

გრავიტაციული რეჟიმის დროს სიმძიმის ძალის გავლენით, მას შემდეგ რაც ფენის წნევა მნიშვნელოვნად შემცირდება, ნავთობი იწყებს დინებას ფენის ზედა ნაწილიდან სანგრევისაკენ. ნავთობის შემდგომი გადაადგილება ზედაპირისაკენ უზრუნველყოფილია მექანიკური მეთოდების გამოყენებით. გრავიტაციული მოპოვების რეჟიმი (ისევე, როგორც გახსნილი გაზის რეჟიმი) მხოლოდ ნავთობის საბადოებში გამოიყენება.

პრაქტიკაში ცნობილია, აგრეთვე, ფენის მუშაობის რეჟიმი, როცა თანადროულად რეალიზებულია ბუნებრივი ენერგიის ორი ან რამდენიმე წყაროს პოტენციალი.

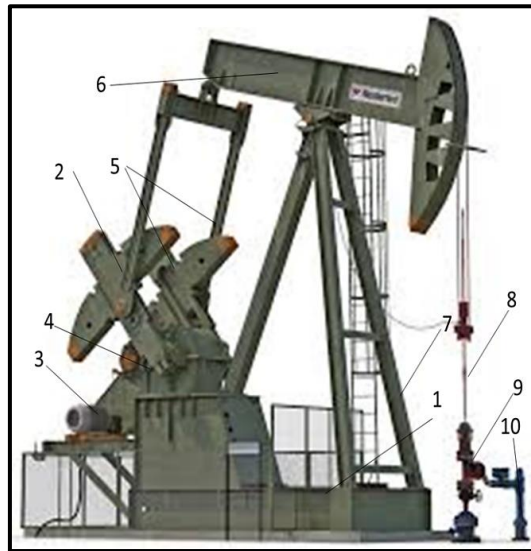


ნახაზი 1.27. წყლის ჰიდროსტატიკური და გაზის ქუდის წნევის ზემოქმედება ნაყოფიერ ფენზე

საბადოს დამუშავების გვიანდელ სტადიაზე ენერგიის ბუნებრივი წყაროები მნიშვნელოვნად მცირდება და ფლუიდის ზედაპირზე ამოსაქაჩად აუცილებელი ხდება მექანიკური საშუალებების გამოყენება. მექანიკური ენერგიის ინიცირების ყველაზე ფართოდ გამოყენებული მოწყობილობა დაზგა-საქანელაა (იხ. ნახაზი).

დაზგა-საქანელას შემადგენელი ძელაკიანი ტუმბოს ცილინდრულ მილში დგუმის

(პლუნჟერის) წინსვლით-უკუქცევითი მოძრაობის დროს შიგა სივრცეში რიგობით იქმნება გაიშვიათება და ჭარბი წნევა. შემწოვი და საჭირხნი სარქველები უზრუნველყოფს შესაბამის ნახევარპერიოდებში ფენიდან ნავთობის მიღებასა და პლუნჟერზედა სივრცეში გადაჭირხვნას. პროცესის მრავალჯერადი განმეორების შედეგად ნავთობი თანდათან აღწევს ჭაბურღილის პირს.



ნახაზი 1.28. დაზგა-საქანელა

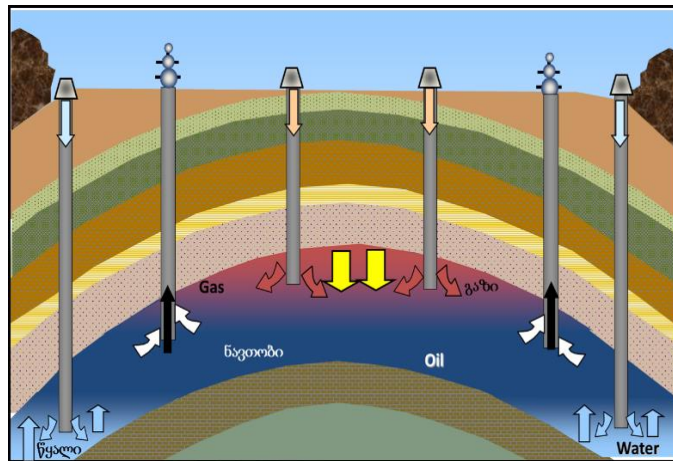
1-ჩარჩო, 2-საპირწონე, 3-ელექტროძრავა, 4-რედუქტორი, 5-მრუდმხარა-ბარბაცა მექანიზმი, 6-ბალანსირი, 7-საყრდენი, 8-ბაგირი, 9-სამკაპა, 10-დამცლელი მილყელი

ჭარბი წნევის შესაქმნელად შეიძლება, აგრეთვე, ჩაძირული ცენტრიდანული ან ხრახნული ტუმბოს გამოყენება ელექტრული ან ჰიდრავლიკური ამძრავით. ნავთობის მოსაპოვებლად შეიძლება, აგრეთვე, ჭაბურღილში ჰაერის (ან გაზის) იძულებითი ჩაჭირხნის გამოყენება, რომელიც ნავთობთან შერევით წარმოქმნის ორფაზოვან, შემცირებული სიმკვრივის ნარევს. სტატიკური წნევა, რომელიც შეიქმნება ნავთობ-აირის ნარევით შევსებული ჭაბურღილის ლულის სივრცეში, ნაკლებია ფენის ბუნებრივ წნევაზე (ერლიფტის ეფექტი). შედეგად, იწყება ფლუიდის მოძრაობა პროდუქტიული ფენიდან ჭაბურღილის პირისაკენ.

მრავალსაფეხურიანი, დაძირული (ყვინთა) ცენტრიდანული ან ხრახნული ტუმბოების გამოყენების შემთხვევაში ამძრავს ელექტროენერგია მიეწოდება ზედაპირზე განლაგებული წყაროდან, ჭაბურღილში ჩაშვებული კაბელის მეშვეობით.

საბადოს ტრადიციული მეთოდებით დამუშავებისას შეუძლებელია საბადოდან ნავთობის სრული ამოღება, რაც განაპირობებს ნავთობგაცემის კოეფიციენტის სიმცირეს. კოეფიციენტის ამაღლების მიზნით პრაქტიკაში იყენებენ საბადოს დამუშავების ინტენსიფიკაციის სხვადასხვა ხელოვნურ მეთოდს:

- ფენის წნევის შენარჩუნების ღონისძიებებს: წყალჩაჭირხვნას და/ან გაზის ჩაჭირხვნას ფენის გაზურ ქუდში;
- ფენისა და სანგრევის მიმდებარე სივრცის შეღწევადობის (გამტარობის) ამაღლებას მარილმჟავით დამუშავების, ჰიდროგახლეჩის, ჰიდროაკუსტიკური პერფორაციის, ტორპედირებისა და სხვა მეთოდების გამოყენებით;
- ნავთობ- და გაზგაცემის უნარიანობის ამაღლებას ზედაპირულ-აქტიური ნივთიერებების, წყალხსნარის, პოლიმერების, ნახშირმჟავის, თბომემცველის ან გამხსნელების ჩაჭიხვით ფენში.



ნახაზი 1.29. ფენის წნევის რეგულირება ზედაპირიდან მიწოდებული წყლით ან გაზით<sup>102</sup>

წყალი ფენში შეიძლება ჩაიჭირხნოს კონტურის გარეთ, კონტურთან ახლოს და კონტურის შიგნით, თუმცა არც ერთი მათგანი არ უზრუნველყოფს ნავთობის მარაგის სრულ ამოღებას, რომლის მნიშვნელოვანი ნაწილი შეიძლება წიაღში დარჩეს, ამიტომ, ფენის ნავთობგაცემის ამაღლების მიზნით, იყენებენ წყალთან ერთად ზედაპირულ აქტიური ნივთიერების, პოლიაკრილამიდის, გამხსნელების, ემულსიების ჩაჭირხვნას ფენში, რაც საშუალებას იძლევა, დამატებით 30%-ით გაიზარდოს ფენის ნავთობგაცემის კოეფიციენტი.

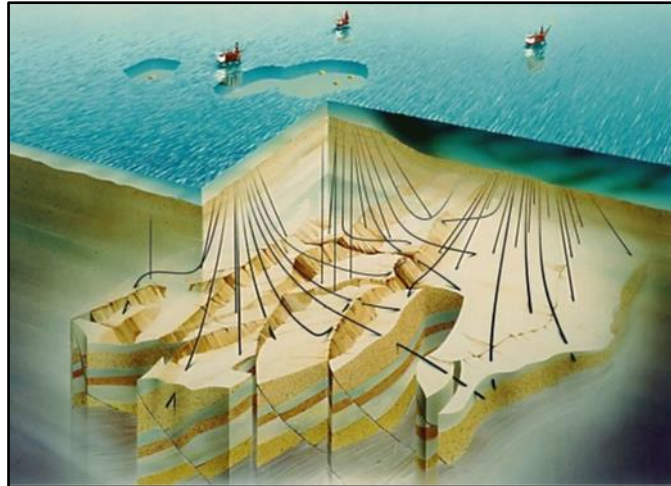
მოპოვების თანამედროვე ტექნოლოგიები ითვალისწინებს ბურღვის ზემოქმედებით მოცული სივრცის მაქსიმალურ გაფართოებას. პრაქტიკაში ამ მიზნით ძირითადად გამოიყენება ჰორიზონტალური ბურღვისა და ჰიდრავლიკური გახლეჩის ტექნოლოგიების კომბინაცია.

ჰორიზონტალური ბურღვა, როგორც წესი, გამოიყენება პროდუქტიულ წყებებთან კონტაქტის მაქსიმუმადე გაზრდისა და/ან ისეთ სივრცეებში შეღწევის მიზნით, სადაც ჩვეულებრივი, ვერტიკალური ბურღვის მეშვეობით შეღწევა შეუძლებელია

<sup>102</sup> Christine Ehlig-Economides, Petroleum Engineering of Texas A&M University, Hydrocarbon Cycle Upstream, Midstream, Downstream, Presentation, Baku, ADA, 2013



(მაგალითად, დასახლებული პუნქტების ან წყლის აუზების ქვეშ), აგრეთვე, ერთი პლატფორმიდან სხვადასხვა მიმართულებით ჰორიზონტალური ლულების გაყვანის შემთხვევაში.



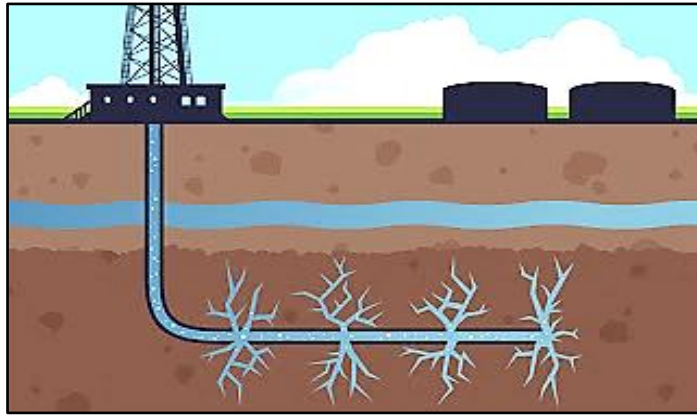
ნახაზი 1.30. დახრილ-მიმართული ჭაბურღილები<sup>103</sup>

დადგენილია, რომ ჰორიზონტალური ლულით დაბოლოებული ჭაბურღილის მწარმოებლურობა მნიშვნელოვნად აღემატება ვერტიკალური ჭაბურღილის მწარმოებლურობას. ასე მაგალითად, ნაპრალოვან ქანებში ჭაბურღილის ჰორიზონტალურ ლულაში მოდენა შეიძლება 4-100-ჯერ, ხოლო სხვა ტიპის კოლექტორებში 2-8-ჯერ აღემატებოდეს ვერტიკალური ჭაბურღილის შესაბამის მაჩვენებელს (აშშ-სა და კანადაში ჯერადობა 3,2-4,1-ის ფარგლებში ცვალებადობს).<sup>104</sup>

ნავთობგაცემის კოეფიციენტის ამალეებისათვის ან ნავთობის მოდენის ინტენსიფიკაციისათვის ფართოდ გამოიყენება ფენის ჰიდრავლიკური გახლეჩის (დანაპრალების) ტექნოლოგია, რაც მიიღწევა ქანში ქიმიური რეაგენტებითა და მყარი მინარევით (გამსოლით) გამდიდრებული მაღალწნევიანი ფლუიდის მიწოდებით. ხსნარი იწვევს ქანის დამატებით დანაპრალებას, ხოლო მყარი მინარევი ხელს უშლის ნაპრალების ხელახალ დახშობას სამთო წნევის გავლენით. ქანის ჰიდრავლიკური გახლეჩა და ქანის დანაპრალება იწყება ხსნარის ქანის წნევაზე მაღალი, დაახლოებით 540 ბარი წნევით მიწოდებისას.

<sup>103</sup> Håkon Skretting, Norwegian Oil& Gas Partners, look into the wells you already have drilled, Baku, Int. Conference, June, 2014

<sup>104</sup> А.Коршак, А.Шаммазов, Основы нефтегазового дела, Уфа, 2005



ნახაზი 1.31. პროდუქტიული ფენის კვეთა ჰორიზონტალური ბურღვით და ჰიდროგახლეჩა<sup>105</sup>

პროცესი იწყება ჭაბურღილის ჰორიზონტალური ნაწილის ბოლოდან და გრძელდება მიმდევრობითი გახლეჩების მეშვეობით. გახლეჩის პროცესი მიმდინარეობს უპირატესად ქანის უმცირესი წინააღმდეგობის მიმართ მართობული მიმართულებით. ჭაბურღილის გარშემო თანდათანობით იქმნება რადიალურად განფენილი ნაპრალების ერთობლიობა, რითაც ყალიბდება პირობები ქანში განთავსებული ნახშირწყალბადის გამოთავისუფლებისა და გადაადგილებისათვის ლულის მიმართულებით.

ტრადიციულად გამსოლად გამოიყენება წვრილმარცვლოვანი ქვიშა, თუმცა მაღალი სიმკვრივისა და აბრაზიულობის გამო, მისი ატივინარება და გადაადგილება საბურღ ხსნარში დამატებით სირთულეებს წარმოშობს, ამიტომ ზოგჯერ “პროპანტად” ხელოვნური, მაღალი სიმტკიცისა და დაბალი სიმკვრივის პოლიმერული ან კერამიკული მასალიდან დამზადებული ნაწილაკები გამოიყენება, რომელთა გადაადგილება მატარებელი წყალხსნარით ნაკლებ ენერგოტევადი და მარტივია.

გახლეჩის პროცესის დამთავრებისა და კოლონასა და ჭაბურღილის ლულაში სითხის წნევის შემცირების შემდეგ იწყება ნავთობის/გაზის ამოდრავება ზედაპირისაკენ.

ნავთობგაცემის ამაღლების ეფექტიან ხერხებად ითვლება ფენში სუსტი ტუტე ხსნარებისა და ნახშირორჟანგის ჩაჭირხნა. ტუტე ხსნარი იწვევს ზედაპირული დაჭიმულობის არსებით შემცირებას ფენის ნავთობთან კონტაქტის ზონაში, ხოლო ნავთობში გახსნილი CO<sub>2</sub> ამცირებს მის სიბლანტეს და ზრდის მოცულობას, რაც ხელს უწყობს ნავთობით დაკავებული ფორების გაფართოებას და აყალიბებს მისი მოძრაობის ხელსაყრელ პირობებს.

მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობის საბადოების დამუშავების ეფექტიანობის ასამაღლებლად ფართოდ არის გავრცელებული თბური მეთოდები: ფენში ცხელი

<sup>105</sup> წყარო: ვიკიპედია, jacobwday.blogspot.com, September, 2012



წყლის ან ორთქლის ჩატუმბვა და შიგაფენური წვა. ფენიდან ნავთობის ექსტრაქციის ეფექტიანობას განაპირობებს ნავთობისა და წყლის თანაფარდობა - რაც უფრო დიდია ეს თანაფარდობა, მით უფრო მაღალია ნავთობგაცემა. სითბური ზემოქმედება მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობზე ამ თანაფარდობას 30-50 ჯერ ზრდის.

### 1.11 პროდუქციის შეგროვება და მომზადება

საექსპლუატაციო ჭაბურღილებიდან მოპოვებული ნავთობი შემკრები მილსადენებით მიეწოდება სარეწაო გამწმენდ, შემნახველ და პირველადი მომზადების საველე მოწყობილობებს.

ორხაზიანი შემკრები მილსადენების გამოყენების დროს ნავთობში გახსნილი აირები უშუალოდ ჭაბურღილების სიახლოვეს მოწყობილი პირველადი სეპარაციის მოწყობილობით განცალკევდება და ნავთობი და გაზი დამოუკიდებელი მილსადენებით ტრანსპორტირდება შემდგომი მომზადების (ან გამოყენების) პუნქტამდე. ერთხაზიანი შემკრები მილსადენების სისტემის გამოყენების დროს კი ჭაბურღილიდან მოპოვებული სითხისა და აირის შემცველი ფლუიდი ტრანსპორტირდება უბნის და/ან ცენტრალურ შემკრებ პუნქტამდე, სადაც პირველადი სეპარაციის ეტაპზე წარმოებს გაზის გამოყოფა, მეორე ეტაპზე კი - ნავთობის გაწმენდა.

საექსპლუატაციო ჭაბურღილებიდან მოპოვებული გაზის შემკრები მილსადენები შეიძლება იყოს: ერთი ძირითადი და რამდენიმე განშტოებით თითოეული მომპოვებელი ჭაბურღილისაკენ; წრიული ფორმის ძირითადი მილსადენითა და განშტოებებით ჭაბურღილებისაკენ; ცენტრალურ შემკრებ პუნქტთან დაკავშირებული მრავალძარღვიანი მილსადენით ჭაბურღილებისაკენ და კომბინირებული. შემკრები მილსადენის განლაგების ფორმის შერჩევა დამოკიდებულია ბუდობის ტიპსა და ფორმაზე, რელიეფზე, ნაკადის სიჩქარესა და წნევაზე და ა.შ.

შემკრები მილსადენები, როგორც წესი, მცირე დიამეტრისაა (მათ შორის განშტოებების არაუმეტეს 200 მმ დიამეტრის) და შედარებით დაბალ წნევაზე (ჩვეულებრივ, 10 ბარზე ნაკლები) ფუნქციონირებს, სიგრძით კი რამდენიმე კმ-ს არ აღემატება. გაზის ჭაბურღილების უმეტესობა ბუნებრივად უზრუნველყოფს საკმარის წნევას, რომელიც საჭიროა შემკრები მილსადენით გაზის მისაწოდებლად შემკრებ პუნქტამდე. მხოლოდ ზოგ შემთხვევაში, ძალიან დაბალწნევიანი გაზის ჭაბურღილების ექსპლუატაციის დროს, შესაძლებელია საჭირო გახდეს მცირე სიმძლავრის კომპრესორის გამოყენება შემკრებ მილსადენში წნევის ასამაღლებლად. ზოგიერთი ჭაბურღილი კი იმდენად მაღალწნევიან გაზს გასცემს, რომ საჭირო ხდება მისი შემცირება მილსადენში გაზის მოხვედრამდე.

საოპერაციო სამუშაოების სირთულისა და ეკონომიკური მიზანშეუწონლობის გამო ოფშორულ საბადოებზე დიდი სიგრძის წყალქვეშა შემკრები მილსადენების ნაცვლად უპირატესობა ენიჭება მიმართული ჭაბურღილების გამოყენებას ხმელეთიდან ან ცენტრალური პლატფორმიდან, ისე რომ ყველა ჭაბურღილის პირი განთავსდეს პლატფორმის ზედაპირზე. თუმცა, არსებობს ისეთი ოფშორული საბადოებიც, რომლებშიც ჭაბურღილები გაბურღულია ცენტრალური წყალზედა პლატფორმებისგან მოშორებით და მასზე განთავსებულ შემკრებ პუნქტთან დაკავშირებულია ოკეანის ფსკერზე ჩალაგებული მილსადენებით. ასევე, ზოგ შემთხვევაში რამდენიმე მომპოვებელი პლატფორმა უკავშირდება წყალქვეშა მილსადენით ცენტრალურ პლატფორმას, სადაც მუშავდება ან/და ინახება მოპოვებული პროდუქტი.

ტიპური შემკრები პუნქტი შეიცავს სეპარატორს ნავთობის, გაზისა და წყლის გასაცალკევებლად, გამაცხელებელს წყალ/ნავთობის ემულსიის დასაშლელად და ნავთობიდან წყლის მაქსიმალური მოცილების უზრუნველსაყოფად, ავზებს ნავთობის შესანახად, აგრეთვე ხელსაწყოებს პროდუქციის რაოდენობის გასაზომად.

შემკრები პუნქტი სხვა, უფრო დიდი დიამეტრის მილების საშუალებით, როგორც წესი, დაკავშირებულია ცენტრალურ შემკრებ პუნქტებთან შემდგომი გაწმენდისა და შენახვისათვის.

ჭაბურღილიდან მიღებული ნედლი ნავთობი შეიცავს მასში გახსნილ გაზებს, წყალს და მცირე რაოდენობით მყარ მინარევებსა და მარილების კრისტალებს. ნავთობში მექანიკური მინარევების არსებობა ართულებს მის ტრანსპორტირებას მილსადენებში, იწვევს მილსადენებისა და მოწყობილობების ცვეთას, ხელს უწყობს მტკიცე ემულსიების წარმოქმნას, რაც საბოლოოდ ზრდის ნაცრიანობას მაზუთსა და გუდრონში ნავთობის გამომხდის დროს.

თანმხლები გაზების, მექანიკური მინარევების, წყლისა და მარილების მოცილების მიზნით, ნავთობის პირველადი მომზადება სარეწაოებზე წარმოებს. წყლისა და მყარი ნაწილაკების ძირითადი ნაწილი ნავთობს სცილდება რეზერვუარებში დაყოვნებით ან გაცხელებით. ნავთობის საბოლოო წყალგაცლა და მარილგაცლა მიმდინარეობს სპეციალურ დანადგარებზე. თუმცა, ნავთობი და წყალი ზოგჯერ ემულსიას წარმოქმნის<sup>106</sup>, რაც ართულებს გაუწყლოებას მარტივი მეთოდების გამოყენებით. ასეთ შემთხვევაში ემულსიის დასაშლელად შეიძლება მექანიკური, ქიმიური ან ელექტრული ხერხების გამოყენება.

- მექანიკური ხერხი გამოიყენება ადვილად გასაყოფი ემულსიების

---

<sup>106</sup> ემულსია სითხეში (დისპერსულ მასალაში) გახსნილი სხვა, მასში არახსნადი სითხის მიკროსკოპული წვეთებისგან (დისპერსული ფაზა) შედგენილ სისტემაა. ემულსიის ძირითადი კომპონენტი, ამ შემთხვევაში, წყალია, ხოლო მეორე - თხევადი ნახშირწყალბადი

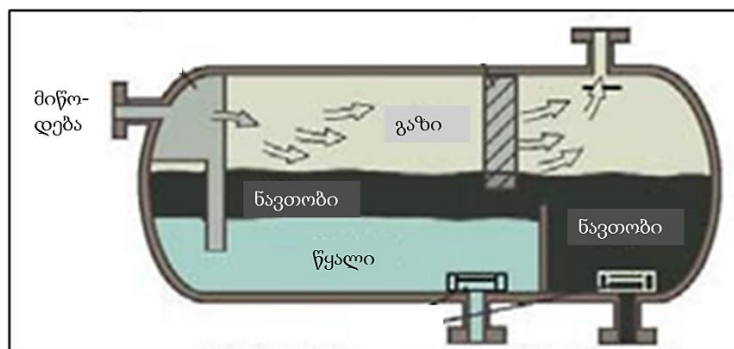
დასაშლელად. წყლისა და ნავთობის განმხოლოებას ასეთ შემთხვევაში საფუძვლად უდევს მათი სხვადასხვა სიმკვრივე. პროცესი ჩქარდება ემულსიის გაცხელებით 2-3 საათის განმავლობაში 120-160 °C-ზე და 8-15 ატმოსფეროს ტოლ წნევაზე;

- ქიმიური დაშლა მიმდინარეობს ზედაპირულ-აქტიური ნივთიერებების - დეემულგატორების - გამოყენებით. ქიმიური მეთოდი ხშირად ელექტრულ მეთოდთან ერთად გამოიყენება.
- ელექტრული მეთოდის დროს, ემულსიის ცვლად ელექტრულ ველში მოხვედრისას, წყლის ნაწილაკები იწყებს რხევებს, რაც ხელს უწყობს მათ შეერთებას, გამსხვილებას და ნავთობიდან გამოყოფას.

გაზის მოპოვების დროს ფენის ბუნებრივი წნევის გამოყენებით, მაღალწნევიანი გაზის ზედაპირზე თავისუფალი ამოსვლისას დიდი სიჩქარით, შესაძლებელია ჭაბურღილის დაზიანება. ნავთობის საბადოებიდან გაზის ინტენსიური მიწოდების პრევენციის მიზნით ჭაბურღილის თავზე შტუცერს (შევიწროებულ მილყელს) აყენებენ.

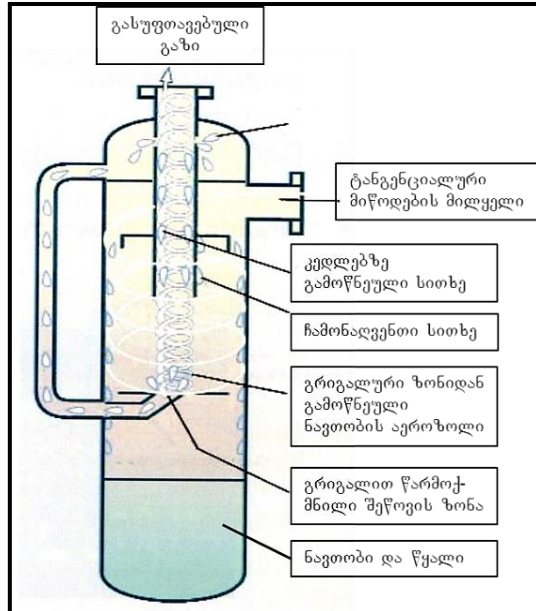
ჭაბურღილიდან იშვიათად მიიღება სუფთა გაზი, რომელიც შეიძლება მიეწოდოს მომხმარებელს. ჩვეულებრივ კი, ჭაბურღილიდან მიღებული გაზი მზადდება ტრანსპორტირებისათვის უშუალოდ სარეწაოებზე. გაზს მოაცილებენ მექანიკურ მინარევებს, წყალს ორთქლს, მძიმე ნახშირწყალბადებს, გოგირდოვან ნაერთებს. გასაწმენდად ტრადიციულად გრავიტაციული და ციკლონური სეპარატორები გამოიყენება.

გრავიტაციული სეპარაციის დროს ჭაბურღილიდან მიღებული ნაკადი დაახლოებით 5 წუთის განმავლობაში მოძრაობს სეპარატორში, რაც საკმარისია გაზის გამოსაყოფად, წყალი ფსკერისკენ მიიმართება, ნავთობი კი სეპარატორის შუა ფენებიდან მოიხსნება (იხ. ნახაზი).



ნახაზი 1.32. გრავიტაციული სეპარატორი

მაღალი წნევის დროს, როგორც წესი, იყენებენ ორ ან მეტსაფეხურიან სეპარაციას (მაღალი წნევის სეპარატორისა და დაბალი წნევის სეპარატორის გამოყენებით), რათა თავიდან აიცილონ წნევის მყისიერი ვარდნა, რაც შეიძლება აქროლადი ნივთიერებების მყისიერი აორთქლებისა და უმართავი, არასტაბილური პროცესის განვითარების მიზეზი გახდეს.



ნახაზი 1.33. ციკლონური სეპარატორი<sup>107</sup>

გაზი, როგორც წესი, მომზადების შემდეგ პირდაპირ მიეწოდება მომხმარებელს, ადგილზე დასაწყობების გარეშე. ნავთობის შემთხვევაში კი, ჩვეულებრივ, მისი გარკვეული მოცულობა გროვდება მომპოვებელ ობიექტზე და გააქვთ ეტაპობრივად. ოფშორული საბადოების დამუშავების დროს ნავთობი გროვდება მომპოვებელი პლატფორმის ან მცურავი საშუალების კორპუსის სპეციალურ ნაკვეთურში, საიდანაც იგი პირდაპირ ჩაიტვიტება სატრანსპორტო ტანკერში ან პერიოდულად გადაიტვიტება შატლ-ტანკერის მეშვეობით სანაპირო ნავთობტერმინალში მისაწოდებლად.

მიწოდებული ნავთობისა და გაზის მოცულობების კონტროლისა და მართვის მიზნით მომპოვებელი საწარმოები აღჭურვილია გამზომი პუნქტებით. მომპოვებელი ობიექტის გამზომი პუნქტების გამოსასვლელზე მფლობელობის უფლება გადაეცემა მომხმარებლის ან კომპანიის სხვა საწარმოო ქვედანაყოფს, რაც კომერციული ანგარიშსწორებისა და გადასახადების დარიცხვისათვის გამოიყენება. მოთხოვნა გამზომ პუნქტზე გამოყენებული ხელსაწყოების სიზუსტის კლასის, ასევე მისი პერიოდული გადამოწმების (კალიბრების) მოწყობილობის მიმართ განსაზღვრულია შესაბამისი სტანდარტებით.

<sup>107</sup> წყარო: Cameron process systems, 2010

მომპოვებელი ობიექტები აღჭურვილია, აგრეთვე, კომუნალური მომსახურების სისტემებით (ენერგო-, გაზ- და წყალმომარაგების, ნარჩენების გაწმენდა-უტილიზაციის, გაქრევის, სახანძრო, უსაფრთხოებისა და სხვა დამხმარე ოპერაციების უზრუნველსაყოფად), რომლებიც უშუალოდ არ მონაწილეობენ ნავთობისა და გაზის მოპოვება-მომზადება-გადამუშავების პროცესებში, მაგრამ გამოიყენება მომსახურე პერსონალის საცხოვრებელი პირობებისა და უსაფრთხოების სისტემების ქმედუნარიანობის უზრუნველსაყოფად. კომუნალურ მომსახურებას ობიექტები ახლომდებარე დასახლებული პუნქტებიდან იღებენ, დაშორებული სავლე და ოფშორული საბადოების პირობებში კი ობიექტები ავტონომიური კომუნალური მომსახურების სისტემებით არის აღჭურვილი.

**ფიქლებიდან ნავთობისა და გაზის მოპოვების თავისებურებები** დაკავშირებულია ფიქლების სტრუქტურის თავისებურებებთან, რომლებიც ძირითადად შედგენილია მცირე შეღწევადობისა და ანიზოტროპიული მრავალი თხელი შრისაგან. შესაბამისად, ფიქლიდან ნახშირწყალბადების მოპოვების მიზანშეწონილობის უზრუნველყოფის მიზნით, სასურველი პარამეტრების ფორმაციის არსებობასთან ერთად, საჭიროა, ასევე, ქანების საკმარისი გამტარიანობის ხელოვნურად შექმნა და შენარჩუნება. პრაქტიკაში უკვე რეალიზებული თანამედროვე ტექნოლოგიები ფიქლებში არსებული რესურსის არანაკლებ 10%-ს ამოღების საშუალებას იძლევა, კომერციულად მიზანშეწონილი პარამეტრებით.

ცნობილია ფიქლებიდან ნავთობის მოპოვების ორი განსხვავებული ტექნოლოგია: ადგილზე (*in-situ*) და გამოტანით (*ex-situ*). პირველი ითვალისწინებს პროდუქციის პირველად გადამუშავებას წიაღში, მაშინ, როდესაც მეორე შემთხვევაში მოპოვებული ქანის ზედაპირულ კომპლექსში გადამუშავდება. ორივე ტექნოლოგიის შემთხვევაში სასაქონლო პროდუქტების მისაღებად პიროლიზის პროცესი გამოიყენება, რისთვისაც ფიქალი ხურდება დაახლოებით 400-500°C ტემპერატურამდე.

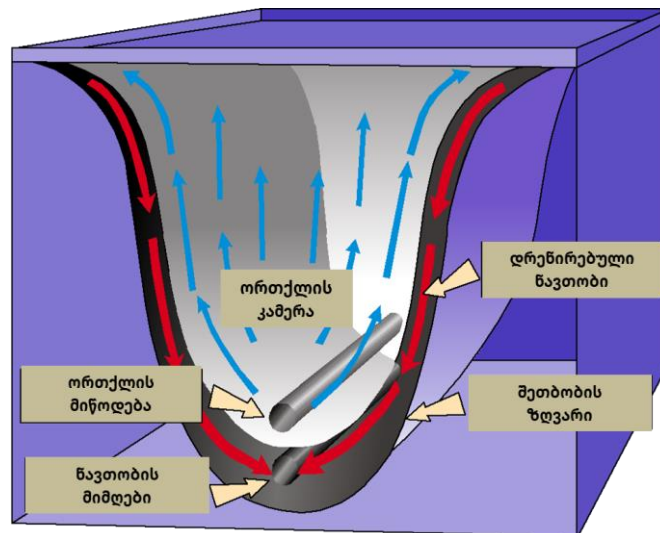
ადგილზე გადამუშავების ტექნოლოგიას იყენებენ ნავთობიანი ფიქლების ღრმა ჩაწოლის შემთხვევაში. ცნობილია პროცესის რეალიზაციის განსხვავებული მიდგომები: რეალურად ადგილზე დამუშავებისა და მოდიფიცირებული. პირველ შემთხვევაში წარმოებს ფიქლის ფორმაციის დანაპრალება, აირის ინექცია და წვის პროცესის ინიცირება, რის შედეგად გაცხელებული (და, შესაბამისად, სიბლანტე შემცირებული) ნავთობი იწყებს გადაადგილებას მომპოვებელი ჭაბურღილებისაკენ. ამ მეთოდის ნაკლოვანებად ითვლება საცეცხლე ფრონტის გაკონტროლების შეუძლებლობა, რის გამოც ფორმაციის სხვადასხვა ნაწილი არათანაბრად ან საერთოდ არ თბება, რისი შედეგიც არის არასრული, რესურსის გამფლანგველი მოპოვება.

მოდიფიცირებული პროცესის გამოყენების დროს სამიზნე ნავთობშემცველი ფიქლების ფორმაციის ზედა ან ქვედა ნაწილი წინასწარ ხურდება თავისუფალი



სივრცის შესაქმნელად. აალების (ან თბოშემცველი აგენტის მიწოდების) შედეგად გამოთავისუფლებული ნავთობი გადაადგილდება საწინააღმდეგო მიმართულებით ან სივრცის ფუძისაკენ. ამ მეთოდის გამოყენება საშუალებას იძლევა მნიშვნელოვნად გაიზარდოს მოპოვების ხვედრითი კოეფიციენტი და ეფექტიანად იქნეს ათვისებული საბადოს რესურსი. ფიქლიდან ნავთობის მოპოვების თვითღირებულება თანამედროვე ტექნოლოგიების გამოყენებით 25-30 \$/ბარელის ფარგლებში ცვალებადობს.

ცნობილია, აგრეთვე, ე.წ. ორთქლის დახმარებით გრავიტაციული მოპოვების ტექნოლოგია SAGD (Steam Assisted Gravity Technology), რომელიც ითვალისწინებს ჭაბურღილით დაბალწნევიანი ორთქლის მიწოდებას ფენის შედარებით ზედა ნიშნულზე განთავსებული ორთქლის მიწოდებელ ჰორიზონტალურ მილში, შემთბარი და გათხევადებული (დაბალსიბლანტიანი) ნავთობი კი დრენირებდა კამერის ქვედა ნაწილისაკენ, იკრიბება კოლექტორში და ამოიტუმბება დედამიწის ზედაპირზე.



ნახაზი 1.34. SAGD ტექნოლოგიის პრინციპული სქემა<sup>108</sup>

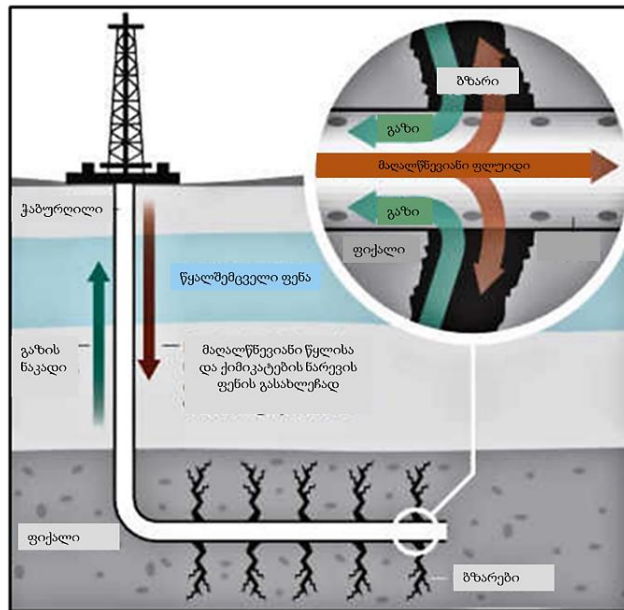
კომპანია “შელის” (Shell) მიერ შემუშავებული მოპოვების მოდერნიზებული ტექნოლოგია ითვალისწინებს ვერტიკალურ ჭაბურღილებში განთავსებული შემათბობლებით ფენის თანდათანობით შეთბობას, ხანგრძლივი (2-5 წლის) დროის განმავლობაში და სიბლანტე შემცირებული ნავთობის გადაადგილებას ვერტიკალური მიმართულებით, ზედაპირისაკენ.

*Ex-situ* გადამუშავების ტექნოლოგია ითვალისწინებს ზედაპირიდან მცირე სიღრმეზე განლაგებული ნავთობშემცველი ფიქლის მოპოვებას წიაღიდან ღია სამთო სამუშაოების (კარიერების) გამოყენებით და პროდუქციის შემდგომ

<sup>108</sup> Terez & E-Economides, SPE 78974, 2002, Texaco

გამოხდას (დისტილაციას) ზედაპირული პირველადი გადამუშავების კომპლექსის მეშვეობით.

ფიქლების სტრუქტურის თავისებურებების გამო მათგან გაზის მოპოვების ტექნოლოგიები ძირითადად მიმართულია ქანის ეფექტიანად გახლეჩისა და ერთეული ბურღვის ზემოქმედებით მოცული სივრცის მაქსიმალური გაფართოებისაკენ. პრაქტიკაში ამ მიზნით ძირითადად გამოიყენება მიმართული ბურღვისა და ჰიდრაულიკური გახლეჩის ტექნოლოგიების კომბინაცია.



ნახაზი 1.35. ფიქლის წყების ჰიდრაულიკური გახლეჩა<sup>109</sup>

ფენის გახლეჩისა და ჰაბურლილის დასრულების ყველა პროცესის დამთავრებისა და კოლონასა და ქანის ნაპრალებში სითხის წნევის შემცირების შემდეგ იწყება გაზის დესორბცია და ამოდრავება ზედაპირისაკენ. თანამედროვე კომპლექსური ტექნოლოგიის გამოყენების შემთხვევაში გაზმოდენის პროცესი და მოცულობა, საწყისი სტაბილიზაციის პერიოდის გავლის შემდეგ, ხანგრძლივი დროის განმავლობაში არის შენარჩუნებული, რაც კომერციულად მიზანშეწონილი შედეგების მიღწევის შესაძლებლობას იძლევა. თუმცა, ფიქლის გაზის მოპოვება მოითხოვს ჰაბურლილების დიდ რაოდენობას მცირე ექსპლუატაციის ხანგრძლივობით. მოპოვების კომერციული მოცულობების შესანარჩუნებლად კი საჭირო ხდება ახალი ჰაბურლილების მუდმივი ბურღვა.

<sup>109</sup> Natural Gas Hydraulic Fracturing, Posted on February 9, 2012 by seveilleux

## 1.12. საქმიანი გარიგებები ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში

გაეროს გენერალური ასამბლეის 1962 წლის #1803 (XVII) დადგენილებით დადასტურებულია<sup>110</sup>, რომ ბუნებრივი წიაღისეული რესურსების, მათ შორის ნავთობისა და გაზის რესურსების თავისუფალი გამოყენების შესაძლებლობა, ნებისმიერი ქვეყნის სუვერენიტეტის ერთ-ერთი განმსაზღვრელი ფაქტორია, რაც უნდა განხორციელდეს ქვეყნის განვითარებისა და ხალხის კეთილდღეობის ზრდის ინტერესების გათვალისწინებით.

შესაბამისად, წიაღისეული ნავთობისა და გაზის რესურსებზე სუვერენიტეტი აღიარებულია საყოველთაოდ, თუმცა მათზე საკუთრების უფლების ფაქტობრივი რეალიზაცია განსხვავებული მიდგომებით ხორციელდება სხვადასხვა ქვეყანაში.<sup>111</sup>

ამერიკის შეერთებული შტატები აღიარებს მიწის მფლობელის აბსოლუტურ საკუთრებას ნებისმიერ მიწისზედა თუ მიწისქვეშა სიმდიდრეზე, მათ შორის ნავთობგაზის რესურსებზე, თავისი ტერიტორიის (მიწის ნაკვეთის) ფარგლებში. ბრიტანული, ე.წ. პატრონიმული<sup>112</sup> სისტემის თანახმად, რომელიც ევროპისა და მსოფლიოს მრავალ სხვა ქვეყანაშია გავრცელებული, სახელმწიფო ითვლება წიაღისეული ნავთობის სუვერენულ მესაკუთრედ, მიწის მფლობელი კი იღებს შემოსავალს მისი ტერიტორიის ქირავნობით, რომელიც საჭიროა წიაღისეულის ძებნა-ძიების ან/და მოპოვებისათვის.

ისლამურ ქვეყნებში გავრცელებული დომინირებული მიდგომის თანახმად, სახელმწიფოს მფლობელობაში არსებული ტერიტორიის ბუნებრივი სიმდიდრე სახელმწიფო საკუთრებაა, კერძო მიწის ნაკვეთების სიმდიდრე კი შესაბამისი მესაკუთრისა. ამასთან, საკუთრების უფლების მიუხედავად, ნავთობის მოპოვება ნებისმიერ ტერიტორიაზე მხოლოდ სახელმწიფოს მიერ გაცემული ნებართვის საფუძველზეა შესაძლებელი.

ცნობილია, აგრეთვე, წიაღზე საკუთრების შერეული სისტემები, როდესაც კანონით დადგენილია მინიმალური შემზღუდველი ჩარჩოები, თუმცა ზოგიერთი მნიშვნელოვანი საკითხი შეიძლება გადაწყდეს მოლაპარაკებებით მესაკუთრესა და (მომავალ) ლიცენზიატს შორის. ასეთი სისტემების მიმდევრებია, მაგალითად, ნორვეგია და ნიდერლანდები, რომელთაც მნიშვნელოვან წარმატებებს მიაღწიეს სისტემის მოქნილობის ხარჯზე, რის შედეგად სახელმწიფოცა და ინვესტორიც დამატებით სარგებელს იღებენ.

„ნავთობისა და გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონის თანახმად, ქვეყნის ტერიტორიის წიაღში არსებული ნავთობისა და გაზის რესურსები სახელმწიფო

<sup>110</sup>General Assembly Resolution 1803 (XVII), Permanent Sovereignty over Natural Resources, *United Nations* December 14, 1962, (Based on General Assembly Resolution 545 (VI) on Human Rights, February 5, 1952 and recommendations of UN Commission on Permanent Sovereignty over Natural resources, established on December 1958 under resolution 1314 (XIII))

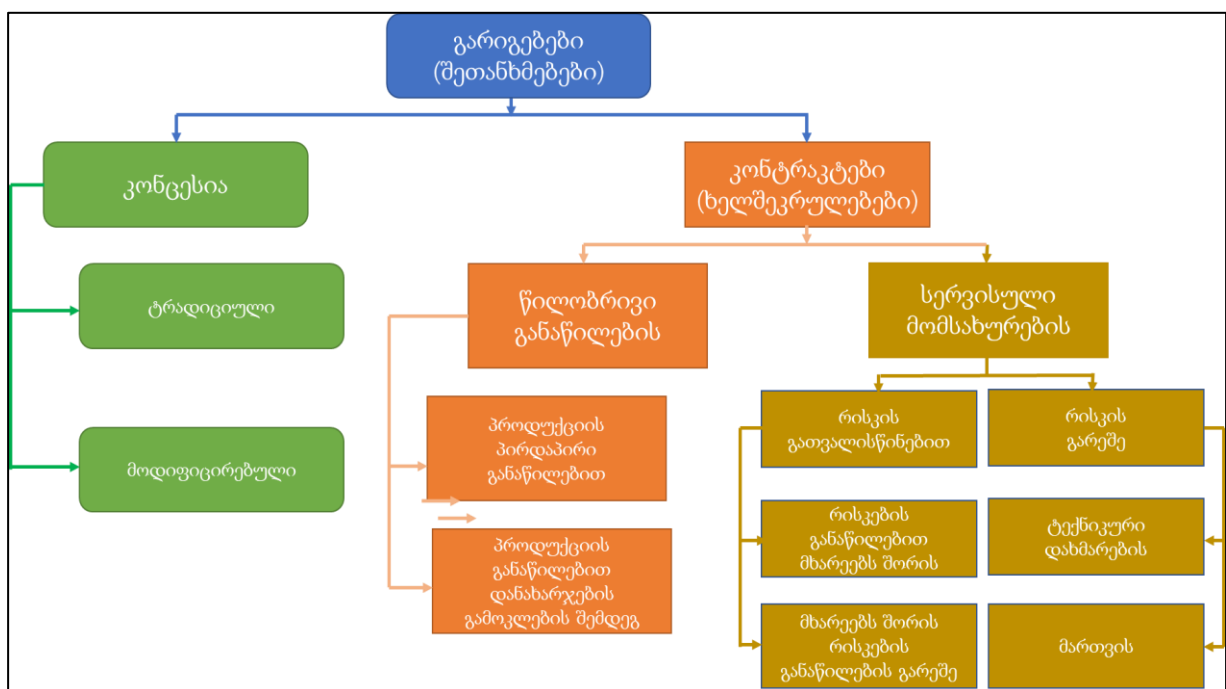
<sup>111</sup> *Kusov Gennady, Diomande Ble Hugues, ANALYSIS OF THE MAIN TYPES OF OIL CONTRACTS IN RUSSIA AND ABROAD, Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле, 2018*

<sup>112</sup> პატრონიმული ანუ მემკვიდრეობითი, საგვარეულო

საკუთრებაა. მიწაზე საკუთრების უფლება კი არ ნიშნავს და არ იძლევა მის წიაღში არსებული ნავთობისა და გაზის რესურსების საკუთრების ან ექსპლუატაციის უფლებას. იმავე კანონის თანახმად<sup>113</sup>: საქართველოს აქვს (მის ტერიტორიაზე) ნავთობისა და გაზის რესურსების ძებნა-ძიებისა და ექსპლუატაციის ექსკლუზიური და სუვერენული უფლება. ნავთობისა და გაზის ოპერაციები შეიძლება მთლიანად ან ნაწილობრივ განახორციელონ სახელმწიფომ და ფიზიკურმა ან იურიდიულმა პირებმა ხელშეკრულებისა და ლიცენზიის შესაბამისად.

**საქმიანი გარიგებების ფორმასა და შინაარსს** ნავთობ-გაზის ინდუსტრიაში გარკვეულწილად წიაღზე საკუთრების ფორმა განსაზღვრავს.

ნავთობის გლობალურ ინდუსტრიაში ყველა ცნობილი შეთანხმება უცხოურ ნავთობკომპანიებსა და მასპინძელ ქვეყნებს შორის პირობითად შეიძლება დაიყოს ორ ძირითად კატეგორიად: კონცესიები და კონტრაქტები (ხელშეკრულებები).<sup>114</sup> მათ შორის ფუნდამენტური განსხვავება ის არის, რომ კონცესიის შემთხვევაში მიმღები სახელმწიფო (წიაღის მესაკუთრე) ანიჭებს საკუთრების უფლებას (ან საკუთრებასთან ძალზე ახლოს მდგომ განსაკუთრებულ/საგანგებო უფლებებს) კონცესიონერს (ფიზიკურ ან იურიდიულ პირს), ხოლო ხელშეკრულების შემთხვევაში სახელმწიფო იტოვებს საკუთრების უფლებებს, მაგრამ შეთანხმებით გაწერილ, ძებნა-ძიების, მოპოვებისა და სხვა ნავთობოპერაციების შესრულების უფლებას, შესაბამის ვალდებულებებთან ერთად, მიანიჭებს კონტრაქტორს.



ნახაზი 1.36. ნავთობისა და გაზის მრეწველობაში გავრცელებული გარიგებები

როგორც ცნობილია, მე-20 საუკუნის 80-იან წლებამდე მსხვილი ტრანსნაციონალური კომპანიები Exxon, Royal Dutch-Shell, British Petroleum, Texaco,

<sup>113</sup> „ნავთობისა და გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონი მუხლი 4, პუნქტი 2 და მუხლი 6, პუნქტი 1

<sup>114</sup> კონცესიის გაფორმების იურიდიული ფორმა ასევე გარიგება/შეთანხმება იქნება

Mobile Oil, Chevron და სხვ. ასრულებდნენ წამყვან როლს გლობალური ნავთობის ინდუსტრიაში. დომინანტური პოზიციები მოპოვებასა და გაყიდვებში<sup>115</sup> უზრუნველყოფდა მათ ფაქტობრივ კონტროლს საბაზრო ეკონომიკის პრინციპებზე დაფუძნებულ მსოფლიოს მთელი ნავთობის ინდუსტრიაზე ტრანსპორტირების, გადამუშავებისა და მარკეტინგის ჩათვლით. სოციალისტური ბანაკის ქვეყნებისა და მათი მოკავშირეების ნავთობ ინდუსტრია, მეორე მხრივ, მკაცრად კონტროლდებოდა სახელმწიფო კომპანიების მიერ, სადაც საბჭოთა კავშირი სარგებლობდა უპირობო მონოპოლური მდგომარეობით.

კომპანიების მონოპოლია მნიშვნელოვანწილად იყო განპირობებული იმ დროისათვის დომინირებული საქმიანი ურთიერთობებით.

გასული საუკუნის 70-იანი წლების დასაწყისამდე ნავთობკომპანიებსა და რესურსების მფლობელი სახელმწიფოების მთავრობებს შორის ურთიერთობები საყოველთაოდ კონცესიებზე იყო დაფუძნებული, როცა მასპინძელი ქვეყანა ნავთობ-ოპერაციების მართვას ან კონტროლში პრაქტიკულად არ მონაწილეობდა და მისი ფინანსური ანაზღაურებაც უმნიშვნელო და მთლიანად დამოკიდებული იყო კომპანიების გადაწყვეტილებაზე საბადო(ებ)ის განვითარების (ინვესტირების) დაგეგმვის, წარმოების დონისა და ბაზარზე ნავთობის ფასების გათვალისწინებით. ნავთობით ვაჭრობასაც იმპორტიორ ქვეყნებთან, როგორც წესი, კორპორაციების ფილიალები აწარმოებდნენ, რომლებიც ახორციელებდნენ საექსპორტო ოპერაციებს მასპინძელ ქვეყნებთან შეთანხმებული შეღავათებით (სოციალისტური ბანაკის ქვეყნებსა და ყოფილ საბჭოთა რესპუბლიკებში ანალოგიურ როლს ასრულებდნენ ცენტრალურ ხელისუფლებას დაქვემდებარებული უწყებები და/ან მონოპოლისტ, ე.წ. „საკავშირო“ კომპანიებთან აფილირებული ადგილობრივი ან ერთობლივი კომპანიები).

70-იანი წლებიდან საერთაშორისო ბაზარზე OPEC-ის თანდათანობითი მომძლავრების კვალობაზე მნიშვნელოვნად სუსტდება ტრანსნაციონალური კომპანიების პოზიცია. შედეგად, სავაჭრო ბრუნვაში მოქცეული ნავთობის ძირითადი მასა უკვე OPEC-ის წევრი (ძირითადად) ან არაწევრი ქვეყნების სახელმწიფო და შერეული მფლობელობის კომპანიების მიერ კონტროლდებოდა. ამ უკანასკნელებმა დაიწყეს ტრანსნაციონალურ ნავთობკომპანიებთან ხელშეკრულებების სხვადასხვა არაკონცესიური ფორმების ფართოდ გამოყენება, მკვეთრად გაფართოვდა ახალი სახელშეკრულებო ურთიერთობების სუბიექტების რაოდენობაც. 1980-იანი წლების დასაწყისში უცხოურ ნავთობკომპანიებთან სახელშეკრულებო ურთიერთობების არაკონცესიური ფორმები ან უკვე არსებობდა პრაქტიკაში, ან გათვალისწინებული იყო მოქმედი კანონმდებლობით ნავთობის მომპოვებელ დაახლოებით 60 ქვეყანაში, რომლებიც მსოფლიო ნავთობის დაახლოებით 50 %-ს მოიპოვებდნენ.

<sup>115</sup> მე-20 საუკუნის 70-იან წლებში ტრანსნაციონალური კომპანიები აკონტროლებდნენ მსოფლიოს (საბჭოთა კავშირისა და სოციალისტური ბანაკის ქვეყნების გარდა) ნავთობმომპოვებელი აქტივების დაახლოებით 60 %-ს და გაყიდვების 50 %-ს



განასხვავებენ ე.წ. ტრადიციულ და მოდერნიზებულ კონცესიებს.<sup>116</sup> ტრადიციული ტიპის საკონცესიო გარიგების ძირითადი მახასიათებელი ნიშნებია:

- მასპინძელი ქვეყნის მიერ კონცესიით განსაზღვრულ ტერიტორიაზე ნავთობზე საკუთრების უფლების გადაცემა ნავთობკომპანიისათვის;
- დიდი საკონცესიო ტერიტორია, რომელიც, სულ მცირე, ქვეყნის მთლიანი ტერიტორიის იმ ნაწილს მოიცავს, რომელიც ნავთობის მოპოვების მხრივ ყველაზე პერსპექტიულია;
- კონცესიის მოქმედების ძალიან ხანგრძლივი ვადა (ზოგჯერ 99 წლამდე, მაგრამ, ჩვეულებრივ - 50-75 წელი);
- გამოუყენებელი და უპერსპექტივო ტერიტორიების სახელმწიფო საკუთრებაში დაბრუნების შესახებ ვალდებულების არარსებობა კონცესიის მოქმედების ვადის გასვლამდე;
- კონცესიონერის მიერ სრული და ერთპიროვნული კონტროლის განხორციელება კონცესიით გათვალისწინებულ ნებისმიერ საქმიანობაზე, მასპინძელი მხარის კონცესიის მართვაში ჩაურევლობის პირობებში;
- კონცესიონერის მიერ ყველა თანხის გამოყოფის ვალდებულება, რომელიც საჭიროა საბადოების ძებნა-ძიების და განვითარების, აგრეთვე კონცესიით გათვალისწინებული სხვა სამუშაოებისათვის, პირდაპირი ინვესტიციის სახით;
- კონცესიონერის შემოსავლიდან მცირე ფინანსური გამოქვითვები მასპინძელი ქვეყნის სასარგებლოდ, რაც, როგორც წესი, გადაიხდებოდა როიალტის სახით.

„როიალტი“ (royalty) ინგლისური ტერმინია, ითარგმნება როგორც „სამეფო“ ან „სახელმწიფო“ და ნავთობ-გაზის ინდუსტრიაში გამოიყენება წიაღისეული რესურსებით სარგებლობის უფლების სანაცვლოდ პერიოდული ანაზღაურების სახეობის აღსანიშნავად. როიალტის პროცენტული რაოდენობა განისაზღვრება მოპოვებული ნავთობის (გაზის) ღირებულების პროპორციულად, ან შეთანხმებით განსაზღვრული ფიქსირებული სიდიდით. მისი გაანგარიშების დროს ითვალისწინებენ ისეთ ფაქტორებს, როგორებიცაა: მოპოვების დონე, ნავთობისა და გაზის თანაფარდობა მოპოვებულ პროდუქციაში, საბადოს განლაგება (საზღვაო/ხმელეთის) და ა.შ.

მოდერნიზებული კონცესია წარმოადგენს ერთგვარ გარდამავალ ფორმას ტრადიციული ტიპის კონცესიიდან საკონტრაქტო ურთიერთობებზე. ტიპური მოდერნიზებული კონცესიის ძირითადი მახასიათებელი ნიშნებია:

- კონცესიის არეალი, როგორც წესი, მოიცავს შედარებით მცირე ფართობს, რომელიც წარმოადგენს ქვეყნის სალიცენზიო ფართობებად დაყოფილი ტერიტორიის ნაწილს;
- კონცესიის ხანგრძლივობა მკვეთრად არის შემცირებული, თუმცა, თუ მისი ვადის გასვლამდე, მიღწეულ იქნა კომერციული მოპოვების დაწყება,

---

<sup>116</sup> А.Конопляник. Основные виды и условия соглашений, действующих в нефтяной промышленности капиталистических государств между ТНК и принимающими странами. - "Бюллетень иностранной коммерческой информации" (БИКИ), 1989

როგორც წესი, კონცესიის ხანგრძლივობა გრძელდება მხარეთა მიერ შეთანხმებული ახალი პირობებით;

- როგორც წესი, გათვალისწინებულია გამოუყენებელი ან/და ნავთობის (გაზის) მოპოვებისთვის უპერსპექტივო საკონცესიო ტერიტორიის ნაწილის თანდათანობითი დაბრუნება, ან მთლიანი ტერიტორიის დაბრუნება მასპინძელი სახელმწიფოს მფლობელობაში, თუ დადგინდა, რომ არ არსებობს ახალი საბადოების აღმოჩენის რეალური წინაპირობები;
- მთავრობას აქვს კონცესიონერის გადაწყვეტილებებზე შეზღუდული კონტროლისა და კონცესიის მართვაში ნაწილობრივი მონაწილეობის უფლება (მიუხედავად იმისა, აქვს თუ არა მას წილი კონცესიონერის აქტივებში, რაც არ არის გამორიცხული ერთობლივი საწარმოს შექმნის მეშვეობით);
- გამოქვითვები უცხოური კომპანიის შემოსავლებიდან მასპინძელი ქვეყნის სასარგებლოდ, ამ შემთხვევაში როიალტის გარდა, როგორც წესი, მოიცავს: მოგების გადასახადს, არენდის (იჯარის) ქირას და ბონუსებს (იხ. ცხრილი). დამატებითი გადასახადების განაკვეთები, ჩვეულებრივ, დგინდება მცურავი სკალის, მასშტაბით, რაც დამოკიდებულია საბადოს განვითარების ეტაპებსა და წარმატებაზე და პროგრესულად იზრდება მოპოვების ან ბაზარზე ნავთობის ფასების ზრდის კვალობაზე.

ბონუსი (bonus) პრემიალური გადასახდელების რამდენიმე ნაირსახეობის კრებისთი სახელწოდებაა, რომელსაც ინვესტორი იხდის (ხშირად როგორც ერთჯერად ფიქსირებულ გადასახდელს) წიაღისარგებლობის უფლებასთან დაკავშირებით კონტრაქტის ხელმოწერისა და ტერიტორიულ არეალში უფლებების მოპოვების, საბადოს აღმოჩენის, კომერციული მოპოვების დაწყების, მოპოვების გარკვეული დონის მიღწევის, პროდუქციის ექსპორტის დაწყების, ლიცენზიის ვადის გაგრძელების ან სხვა კომერციული თვალსაზრისით მნიშვნელოვან შემთხვევებში. არენდას ანუ საიჯარო გადასახადს (rentals) ინვესტორი იხდის კონტრაქტით მოცული ტერიტორიის გამოყენების სანაცვლოდ, მიუხედავად იმისა, წარმოებს თუ არა მოპოვება, ან რენტაბელურია თუ არა საწარმო. იგი შეიძლება ითვალისწინებს გადასახადს მთელი საკონტრაქტო ტერიტორიის ან მისი იმ ნაწილის პროპორციულად, რომელსაც მოცემული დროის მონაკვეთში იყენებს ინვესტორი. არენდა შეიძლება იყოს ფიქსირებული ან პროგრესული, ათვისებული ტერიტორიის პროპორციულად. გადასახადების მეორე სახე უშუალოდ არის დაკავშირებული საბადოს წარმატებულ ექსპლუატაციასთან: როიალტი გადაიხდება მოპოვების, ხოლო გადასახადები კონტრაქტორის შემოსავლების პროპორციულად. როიალტის გადახდა შეიძლება ნატურით, ფულადი ანაზღაურებით ან შერეული ფორმით. საშემოსავლო გადასახადი, ჩვეულებრივ, ნაღდი ანგარიშსწორებით წარმოებს. ბონუსისაგან განსხვავებით, რომელიც ერთჯერადად გადასახდელ ანაზღაურებას წარმოადგენს, იჯარის საფასური, როიალტისა და საშემოსავლო გადასახადი იფარება ხელშეკრულების მოქმედების მთელი (ან მის ნაწილის) პერიოდის განმავლობაში.

ცხრილი 1.7. გადახდების ძირითადი სახეები ნავთობგაზის მრეწველობაში<sup>117</sup>

გარიგების ფორმა	გადასახადები	როიალტი	ქირა (არენდა)	ბონუსი
<b>კონცესია</b>				
ტრადიციული	—	V	—	—
მოდერნიზებული	V	V	V	V
<b>კონტრაქტი</b>				
პწგხ	V	—	V	V
მომსახურების				
რისკით	V	V	V	V
რისკის გარეშე	V	—	—	V

კონტრაქტი (ხელშეკრულება) არის ორმხრივი ან მრავალმხრივი გარიგება, რომელშიც ორი ან რამდენიმე მხარე თანხმდება კონტრაქტის საგანზე, მასთან დაკავშირებულ მხარეთა უფლებებსა და გარკვეული სახის ურთიერთ-ვალდებულებებზე.

სახელშეკრულებო ვალდებულებების ზოგადი პრინციპებია:

- კონტრაქტის შინაარსის, ხელმოწერის (სახელშეკრულებო ურთიერთობებში შესვლის), ფორმისა და კონტრაქტის შერჩევის თავისუფლება;
- პასუხისმგებლობა კონტრაქტით აღებული ვალდებულებების შესრულებაზე, რაც გულისხმობს (ემსახურება) დამრღვევის მიმართ შესატყვისი სახელშეკრულებო სანქციებისა და მათი უზრუნველყოფის საშუალებების გამოყენების შესაძლებლობას.

შესაბამისად, კონტრაქტის ტრადიციული ფორმა ორი ძირითადი - კონტრაქტის თავისუფლებისა და ვალდებულება/პასუხისმგებლობების - ნაწილისაგან შედგება. როგორც წესი, ნავთობკონტრაქტები შეიცავს, აგრეთვე, ე.წ. „სტაბილიზაციის პირობას“ (Stabilization clause), გარანტიას, რომელიც აზღვევს კონტრაქტორს (ინვესტორს) ადგილობრივი კანონმდებლობის შესაძლო სამომავლო ცვლილებით გამოწვეული ნეგატიური შედეგებისაგან.

ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში გავრცელებული კონტრაქტები, თავის მხრივ, იყოფა პროდუქციის წილობრივი განაწილებისა და მომსახურების (სერვისულ) კონტრაქტებად.

პროდუქციის წილობრივი განაწილების ხელშეკრულების (პწგხ) ძირითადი მახასიათებელი ნიშნებია:

- მასპინძელი ქვეყნის წარმომადგენლობა გარიგებაში ხორციელდება ნავთობის ეროვნული (სახელმწიფო) კომპანიის (ნეკ/NEC – National Energy Company) მეშვეობით;

<sup>117</sup> Kusov Gennady, Diomande Ble Hugues, ANALYSIS OF THE MAIN TYPES OF OIL CONTRACTS IN RUSSIA AND ABROAD, Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле, 2018

- მონაწილეობა შეიძლება რეალიზებული იყოს ნეკ-ისა და კონტრაქტორის მიერ ჩამოყალიბებული ერთობლივი საწარმოს შექმნით, თუმცა ასეთი საწარმო, როგორც წესი, ყალიბდება რესურსის (კომერციული მნიშვნელობის რესურსი) აღმოჩენის შემთხვევაში;
- ძებნა-ძიებითი სამუშაოების წარმოების მთელი რისკი კონტრაქტორს ეკისრება და შესაბამისი დანახარჯები არ ანაზღაურდება, გარდა იმ შემთხვევისა, როდესაც ხელშეკრულება ითვალისწინებს საკომპენსაციო ანაზღაურებას მარაგის ათვისებისას დათქმულ ვადებში ან უფრო ადრე;
- მარაგის აღმოჩენისას, ძებნა-ძიებითი სამუშაოების გარდა, კონტრაქტორი სრულად აფინანსებს საბადოს დამუშავებისა და საოპერაციო ხარჯებს. თუმცა, ასეთ შემთხვევაში, კომერციული მოპოვების დაწყების შემდეგ, მას აუნაზღაურდება ყველა დანახარჯი, მოპოვებული პროდუქციიდან ე.წ. „საკომპენსაციო ნავთობის“ სახით, რომლის ზღვრული ოდენობაც, როგორც წესი, 20-50%-ის ფარგლებში მერყეობს;
- პროდუქციის დარჩენილი ნაწილი, ე.წ. გასანაწილებელი ნავთობი, გაიყოფა კონტრაქტორსა და წიაღის მფლობელ სახელმწიფოს შორის. წილების პროპორციები ინდივიდუალურია ყოველ კონკრეტულ შემთხვევაში და დამოკიდებულია საბადოს მდებარეობაზე, ნავთობის ხარისხზე, კონტრაქტორის რენტაბელობასა და ა.შ. ზოგ შემთხვევაში ხელშეკრულებით გათვალისწინებულია გასანაწილებელი წილების ცვლილება მოპოვების ზრდის პროპორციულად.

„პწგბ“ შეიძლება ითვალისწინებდეს პროდუქციის როგორც პირდაპირ განაწილებას, ისე განაწილებას ინვესტორის დანახარჯების გამოკლების შემდეგ.

„პწგბ“ პროდუქციის პირდაპირი განაწილებით შეიძლება ითვალისწინებდეს მოპოვებული ნავთობის (გაზის) საერთო მოცულობის პროცენტულ განაწილებას კონტრაქტორსა და სახელმწიფოს შორის ან, პირველ ეტაპზე, კონტრაქტორისათვის წილის მიკუთვნებით საგადასახადო ვალდებულებების დასაფარად საჭირო პროდუქციის ჩათვლით.

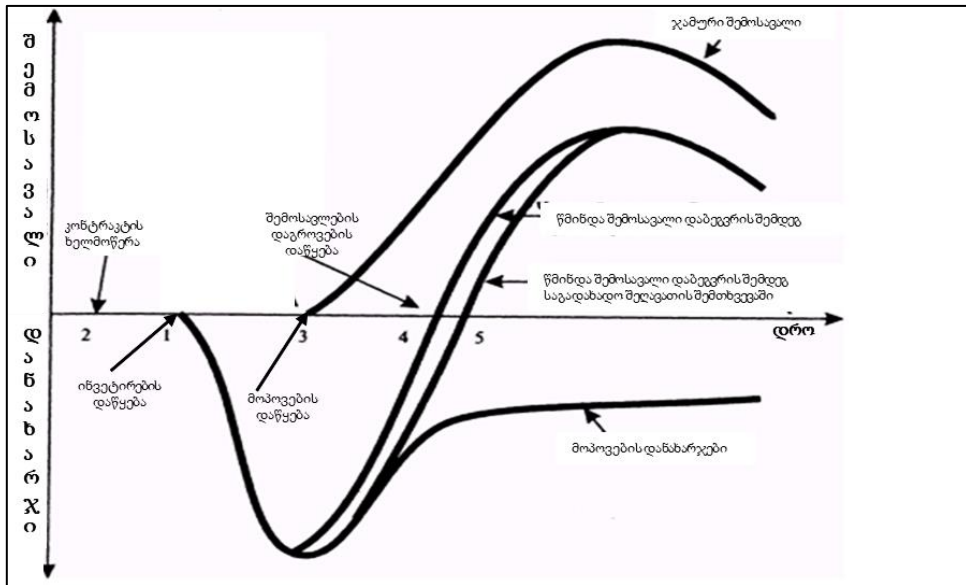
„პწგბ,“ რომელიც ითვალისწინებს პროდუქციის განაწილებას დანახარჯების (ე.წ. „საკომპენსაციო ნავთობის“) გამოკლების შემდეგ, ასევე შეიძლება ითვალისწინებდეს დარჩენილი ნავთობის პირდაპირ განაწილებას ან, პირველ ეტაპზე, კონტრაქტორისათვის პროდუქციის წილის მიკუთვნებას საგადასახადო ვალდებულებების დასაფარად საჭირო პროდუქციის ჩათვლით.

საკომპენსაციო ნავთობის (გაზის) რაოდენობა გამოითვლება წიაღიდან მოპოვების, პირველადი (ტექნოლოგიური) მომზადების, შიგა ტრანსპორტირებისა და ნავთობის ოპერაციებთან დაკავშირებული ხარჯების გათვალისწინებით.

ანგარიშსწორება ინვესტორსა და სახელმწიფოს შორის პროდუქციის განაწილებისას, ისევე როგორც სხვადასხვა გადასახადისა და მოსაკრებლების

დაფარვის დროს, შეიძლება წარმოებდეს ნატურით (ნავთობით ან გაზით), შესაბამისი ფულადი ერთეულებით ან შერეული სახით.

ნახაზზე ნაჩვენებია ფინანსების განაწილების სქემა კონტრაქტორსა და მასპინძელი ქვეყნის ნომინირებულ წარმომადგენელს („ნავთობის ეროვნული კომპანია“) შორის და სახელმწიფოს შემოსავლების მიღების ქრონოლოგია ნავთობის (გაზის) საბადოს ათვისების სხვადასხვა ეტაპზე.<sup>118</sup>



ნახაზი 1.37. ფინანსური ნაკადების გადანაწილების სქემატური სურათი კონტრაქტის რეალიზაციისა და საბადოს განვითარების სხვადასხვა ეტაპზე

ტიპური მომსახურების (სერვისული) ხელშეკრულების ძირითადი განმასხვავებელი ნიშანი პროდუქციის წილობრივი განაწილების ხელშეკრულებისგან არის ის, რომ კომპანიის მომსახურების ანაზღაურება, როგორც წესი, წარმოებს ფინანსური ანგარიშსწორებით, მაშინ როდესაც პწგხ ითვალისწინებს დანახარჯების ანაზღაურებას, ისევე როგორც შემოსავლების ფორმირებას, მოპოვებული ნავთობით (გაზით).

მომსახურების კონტრაქტებიდან შეიძლება გამოიყოს 2 ძირითადი ტიპი: რისკის განაწილების გარეშე და რისკის განაწილებით მხარეებს შორის. რისკის გარეშე მომსახურების კონტრაქტები მრავალფეროვანია და შეიძლება ითვალისწინებდეს ტექნიკური ხასიათის, საწარმოს მართვის (მენეჯმენტის) მომსახურების, აგრეთვე „სრულ მზადყოფნამდე“ მიყვანილი ობიექტის ჩაბარების (delivery of the object "on a turn-key basis") მომსახურების მიწოდებას. მომსახურების კონტრაქტი შეიძლება ითვალისწინებდეს მხარეების მიერ ერთობლივი საწარმოს ჩამოყალიბებას მომსახურების ტექნოლოგიური და ფინანსური ასპექტების ოპტიმიზაციის მიზნით,

<sup>118</sup> А.Конопляник. Основные виды и условия соглашений, действующих в нефтяной промышленности капиталистических государств между ТНК и принимающими странами. - "Бюллетень иностранной коммерческой информации" (БИКИ), 1989



აგრეთვე, შესაძლებლობის შემთხვევაში, კონტრაქტორის მიერ გამოყენებული მოწინავე ტექნოლოგიების მასპინძელი მხარისათვის გადაცემას.

რისკის განაწილების გარეშე მომსახურების ხელშეკრულებით გაფორმებისას კონტრაქტორ კომპანიას ეკისრება ძებნა-ძიების მთელ რისკი, აგრეთვე მან უნდა უზრუნველყოს საბადოს შესწავლისა და განვითარებისთვის საჭირო ინვესტიცია. თუ ხელშეკრულებით დადგენილ ვადებში ნავთობის კომერციული მარაგი ვერ აღმოჩნდა, ხელშეკრულება წყდება კონტრაქტორის დანახარჯების ანაზღაურების გარეშე. სამრეწველო მნიშვნელობის საბადოს აღმოჩენისას, სერვისული კომპანიის ხარჯებს ანაზღაურებს მასპინძელი სახელმწიფო (ეროვნული ნავთობკომპანია) საბადოების ექსპლუატაციის დაწყების შემდეგ ხელშეკრულებით შეთანხმებული პერიოდის განმავლობაში. ამასთან, დაიფარება არა მარტო ინვესტირებული თანხა, არამედ გაწეული რისკისა და აღმოჩენილი საბადოს პარამეტრების ადეკვატური ანაზღაურებაც.

სერვისული კომპანიის მიერ აღმოჩენილი საბადოს ათვისებას, ჩვეულებრივ, უზრუნველყოფს იგივე კომპანია და, როგორც წესი, გადასცემს ნავთობის ეროვნულ კომპანიას დამუშავებისთვის, თუმცა ზოგიერთ შემთხვევაში მას შეუძლია თავად აწარმოოს მომპოვებელი სამუშაოები და რისკის სანაცვლოდ, გარკვეული პერიოდის განმავლობაში, მიიღოს საბადოზე წარმოებული ნავთობის ნაწილის (20-დან 50%-მდე) უპირატესი შეძენის უფლება, საბაზრო ფასებზე 10%-მდე ფასდაკლებით.

მომსახურების კონტრაქტებს რისკის განაწილებით მხარეებს შორის, როგორც წესი, აფორმებენ ქვეყნები, რომლებსაც მიაჩნიათ, რომ აქვთ საფუძვლიანი პერსპექტივები ნავთობის პოტენციალის მხრივ, შესატყვისი ცოდნა/გამოცდილება/ტექნოლოგიური შესაძლებლობები და სტაბილური ფინანსური მდგომარეობა, რაც საშუალებას აძლევს მასპინძელ მხარეს, გაიზიაროს ძებნა-ძიების სამუშაოთა რისკი ნაწილობრივ ან მთლიანად, როდესაც ხელშეკრულება ფაქტობრივად ტექნიკური დახმარების სერვისულ ხელშეკრულებად გადაიქცევა. ასეთი ტიპის ხელშეკრულების ფინანსური უპირატესობები მასპინძელი ქვეყნისთვის აშკარაა, რადგან მნიშვნელოვნად შემცირებულია კომპენსაციის მოცულობა კონტრაქტორისათვის საბადოს ძებნა-ძიებასა და განვითარებაში ჩადებული ინვესტიციის პროცენტის, აგრეთვე პროდუქციის ნაწილის ფასზე დადგენილი ფასდაკლების სიმცირის გამო.

ზოგადად, მომსახურების კონტრაქტები რისკის განაწილების გარეშე (სუფთა მომსახურების კონტრაქტები) ყველაზე უფრო ფართოდ გამოყენებული ტიპის კონტრაქტებია. სუფთა მომსახურების კონტრაქტები გამოიყენება კონცესიის ან ჰვებ კონტრაქტებით დადგენილი საქმიანი ურთიერთობების ფარგლებშიც, რითაც ძირითადი (გენერალური) კონტრაქტორი მომსახურებას სამუშაოთა ნაწილზე გადასცემს ქვეკონტრაქტორ კომპანიას(კომპანიებს). თუმცა, ხელშეკრულების ტიპი განისაზღვრება მასპინძელ ქვეყანასა და გენერალურ კონტრაქტორს (ან კონცესიონერს) შორის შეთანხმებული ურთიერთობებით და მნიშვნელობა არა აქვს ამ უკანასკნელსა და ქვეკონტრაქტორებს შორის დადებული, უფრო დაბალი

იერარქიის ხელშეკრულებების სახეს, რომლებიც, როგორც წესი, მხოლოდ წმინდა სერვისული კონტრაქტებია.

ამრიგად, ხელშეკრულების ტიპი განისაზღვრება გენერალურ კონტრაქტორსა და მასპინძელ ქვეყანას შორის ურთიერთობის ბუნებით, ხოლო გენერალურ კონტრაქტორს (რომელიც შეიძლება იყოს კონტრაქტორი ან კონცესიონერი) და კონტრაქტორებს შორის ურთიერთობა არ ახდენს გავლენას ხელშეკრულების განსაზღვრაზე, ვინაიდან ისინი დაბალ იერარქიულ დონეზე არიან. გენერალურ კონტრაქტორსა და ქვეკონტრაქტორებს შორის ურთიერთობები ძირითადად მხოლოდ მომსახურების კონტრაქტებია. აღსანიშნავია, რომ ამ ტიპის ხელშეკრულებების მიხედვით, კომპანიები (ქვეკონტრაქტორები) მუშაობენ მკაფიოდ დადგენილი ანაზღაურებით, არ არიან პასუხისმგებელი უშუალოდ მასპინძელი ქვეყნის წინაშე სამუშაოთა წარმოების დროს წარმოშობილ შესაძლო რისკებზე,<sup>119</sup> მიუხედავად იმისა, რომ ქვეკონტრაქტის მოთხოვნებისა და პირობების შესრულება გენერალურ კონტრაქტორთან ქვეკონტრაქტორის სტანდარტული იურიდიული პასუხისმგებლობის ნაწილია.

---

<sup>119</sup> ეს არ გულისხმობს ქვეკონტრაქტორების ან/და მათი თანამდებობის პირების უშუალო პასუხისმგებლობისგან განთავისუფლებას სახელმწიფოს წინაშე, თუ მათი მხრიდან ჩადენილია სისხლის სამართლის დანაშაული ან დარღვეულია უშუალოდ ამ კონტრაქტორის მიერ ლიცენზიის/ნებართვის პირობები

**II ნაწილი**  
**ნავთობისა და გაზის ტრანსპორტირება**

## 2.1 საზღვაო, სარკინიგზო და საავტომობილო გადაზიდვები

ნავთობის, ნავთობპროდუქტებისა და გაზის მიწოდებისათვის მოპოვების ადგილიდან მომხმარებლამდე შეიძლება საზღვაო ტანკერების, მილსადენების, სარკინიგზო და საავტომობილო ტრანსპორტის გამოყენება.

ტანკერები ყველაზე უფრო იაფი და ფართოდ გავრცელებული სატრანსპორტო საშუალებაა დიდ მანძილზე საზღვაო მარშრუტებით ნავთობის, ნავთობპროდუქტებისა და გათხევადებული ბუნებრივი გაზის გადასატანად.

ნავთობის გადაზიდვას მცურავი საშუალებებით საუკუნენახევრიანი ისტორია აქვს. მე-19 საუკუნის 60-იან წლებში, როცა პენსილვანიის შტატში დაიწყო ნავთობის მასობრივი მოპოვება კომერციული მიზნებისათვის, მისი გადაზიდვისათვის გამოიყენებოდა ნავებსა და ბარჟებზე მოთავსებული 150 ლ (40 გალონი) ტევადობის ხის კასრები. ტრანსპორტირების ეს ხერხი თითქმის 50%-ით აძვირებდა ნავთობის ღირებულებას ძვირადღირებული და მძიმე კასრების მხოლოდ ერთჯერადი გამოყენების შესაძლებლობის გამო.<sup>120,121</sup>

პირველი იალქნიანი ნავთობმზიდი სანაოსნო საშუალება 1863 წელს,<sup>122</sup> ხოლო პირველი საოკეანო ტანკერი Vaderland აშენდა 1873 წელს დიდ ბრიტანეთში.<sup>123</sup> 1877 წელს ტანკერად გადააკეთეს მსხვილი იალქნიანი ხომალდი Lindesnæs.<sup>124</sup>

თანამედროვე ნავთობის ტანკერის პროტოტიპები იქმნებოდა 1877 წლიდან 1885 წლამდე პერიოდში.<sup>125</sup> 1876 წელს ლუდვიგ და რობერტ ნობელებმა, ალფრედ ნობელების ძმებმა, დააარსეს ბრანობელი (Bruster Nobels-ის შემოკლება) ბაქოში, მე-19 საუკუნის დასასრულის მსოფლიოს ერთ-ერთი უდიდესი ნავთობკომპანია.

ლუდვიგ ნობელმა სვენ ალექსანდერ ალმკვისტთან ერთად დააპროექტა და 1878 წელს განახორციელა მსოფლიოში პირველი წარმატებული ნავთობის ტანკერის „ზოროასტერის“ პროექტი.<sup>126</sup> „ზოროასტერის“ დიზაინი საფუძვლად დაედო კიდევ ორი ანალოგიური ტანკერის კონსტრუქციას. ტანკერს შეემლო 246 ტონა, ორ

---

<sup>120</sup> Redwood, Boverton (1911). "Petroleum". In Chisholm, Hugh (ed.). *Encyclopædia Britannica*. Vol. 21 (11th ed.).

<sup>121</sup> Tolf, Robert W. (1976). "4: The World's First Oil Tankers". *The Russian Rockefellers: The Saga of the Nobel Family and the Russian Oil Industry*. Hoover Press. ISBN 0-8179-6581-5

<sup>122</sup> Watts, Philip (1911). "Ship". In Chisholm, Hugh (ed.). *Encyclopædia Britannica*. Vol. 24 (11th ed.). Cambridge University Press. pp. 881–889

<sup>123</sup> Woodman, Richard (1998). *The History of the Ship: The Comprehensive Story of Seafaring from the Earliest Times to the Present Day*. New York: Lyons Press. ISBN 1-55821-681-2

<sup>124</sup> "Pioneers in the tanker trade". *Tschudi Tribune*. 2013. p. 1

<sup>125</sup> Vassiliou, M. S. (2009). *Historical Dictionary of the Petroleum Industry*. Scarecrow Press. ISBN 9780810862883

<sup>126</sup> Tolf, Robert W. (1976). "4: The World's First Oil Tankers". *The Russian Rockefellers: The Saga of the Nobel Family and the Russian Oil Industry*. Hoover Press. ISBN 0-8179-6581-5

რეზერვუარში განთავსებული ნავთის გადატანა ბაქოდან ასტრახანამდე. მისი სიგრძე 56 მ, სიგანე 8,2 მ, მაქსიმალური დაძირვა კი 2,7 მ-ს შეადგენდა.<sup>127</sup>



თანამედროვე დიზაინის პირველი ტანკერი<sup>128</sup>

ამავე პერიოდში, კერძოდ 1879 წელს, რიდმანმა (W.A. Riedmann) შეიძინა გემი „ანდრომედა“, განათავსა მასზე რკინის ტანკები ნავთობით შესავსებად და გამოიყენა საოკეანო გადაზიდვებისათვის („ანდრომედამ“ შვიდი მოგზაურობა შეასრულა გერმანიიდან ჩრდილოეთ ამერიკაში ნავთობის გადასატანად).<sup>129</sup>

1880 წელს ნობელმა შეიმუშავა ერთკორპუსიანი ტანკერის კონსტრუქცია, რომელშიც გემის კორპუსი თანადროულად ნავთობის რეზერვუარის კედელს წარმოადგენდა. მომდევნო წლის განმავლობაში ბრანობელმა შვიდი ასეთი დიზაინის ტანკერის დამზადება დაუკვეთა.<sup>130</sup>

ტანკერების დიზაინის სრულყოფისათვის მნიშვნელოვანად ითვლება კომპანია „ბრანობელის“ ბრიტანელი ინჟინრის, ჰენრი ფ. სვანის მიერ 1883 წელს შეთავაზებული სიახლე - ერთიანი ტრიუმების დაყოფა 2 მწკრივად განლაგებულ პატარა ზომის განაკვეთებად,<sup>131</sup> რითაც მნიშვნელოვნად გაუმჯობესდა ხომალდის სტაბილურობა ნაოსნობის დროს, რაც გადაულახავ პრობლემად ითვლებოდა ერთიანი ტანკის დიდი თავისუფალი ზედაპირის პირობებში. 15 ასეთი კონსტრუქცია საფუძვლად არის აღებული თანამედროვე მსხვილი, მათ შორის საოკეანო ტანკერების მშენებლობაში.<sup>132</sup>

<sup>127</sup> „ზორასტერის“ ზომები, განსხვავებით ნობელების შემდეგი თაობის ტანკერებისა, შეიზღუდა, რათა შესაძლებელი ყოფილიყო შვედეთიდან კასპიის ზღვამდე ტრანსპორტირება ბალტიის ზღვის, ლადოგისა და ონეგის ტბებისა და მდინარე ვოლგისა და სამდინარო არხების მეშვეობით

<sup>128</sup> წყარო: History of the oil tanker, Wikipedia, the free encyclopedia

<sup>129</sup> Spengemann, Friedrich (1951). *Petroleumklipper (in German). Bremen-Blumenthal: Buchdruckerei Friedrich Pörtner. pp. 36–37. OCLC 73703505*

<sup>130</sup> Tolf, Robert W. (1976). "4: The World's First Oil Tankers". *The Russian Rockefellers: The Saga of the Nobel Family and the Russian Oil Industry*. Hoover Press. ISBN 0-8179-6581-5

<sup>131</sup> Tolf, Robert W. (1976). "4: The World's First Oil Tankers". *The Russian Rockefellers: The Saga of the Nobel Family and the Russian Oil Industry*. Hoover Press. ISBN 0-8179-6581-5

<sup>132</sup> ჰენრი სვანის მიერ ინიცირებული სხვა პროგრესული ნოვაციების გაცნობა შესაძლებელია სპეციალურ ლიტერატურაში (იხ: History of the oil tanker, Wikipedia, the free encyclopedia)



თანამედროვე ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ტანკერები, როგორც წესი, ორმაგი, გრძივ და განივ ტიხრებიანი კორპუსითაა აღჭურვილი, რაც უზრუნველყოფს მათ განსაკუთრებით მაღალ მდგრადობასა და საექსპლუატაციო უსაფრთხოებას.



ორმაგკორპუსიანი ტანკერის ტრიუმის ჭრილი<sup>133</sup>

ნავთობპროდუქტებისა და ნედლი ნავთობის შიდა საზღვაო ტრანსპორტირებისათვის იყენებენ მცირე წყალწყვის <40000, 40000-50000 და 50000-60000 ტონა დედვეიტის (DWT) ტანკერებს (Handysize, Handymax და Supermax კლასის ტანკერები, შესაბამისად). მათ ადვილად შეუძლიათ მანევრირება მეჩხერწყლიან პორტებში და შეადგენენ კარგო-ფლოტის მნიშვნელოვან ნაწილს.

პანამაქს (Panamax) კლასის ტანკერების დედვეიტი 60000-80000 ტონას, დაძირვის სტანდარტული სიღრმე (Draft) კი 12 მეტრს შეადგენს. მათი ზომები ლიმიტირებულია რეკონსტრუქციამდელი პანამის არხის რაბების გამტარუნარიანობით (290 მ სიგრძე, 32,3 მ სიგანე და 12,04 მ სიღრმე (რეკონსტრუქციის შემდეგ პანამის არხს შეუძლია გაატაროს ახალი New Panamax კლასის ტანკერები დედვეიტით 120 ათას ტონამდე და დრაფტით 15,2 მ-მდე).

აფრამაქს (Aframax) კლასის ტანკერების სტანდარტული ტვირთაძწეობა ცვალებადობს 80-დან 120 ათას ტონამდე. მათი ზომები ლიმიტირებულია ტანკერების კლასიფიკაციის AFRA (Average Freight Rate Assessment) სისტემის მიხედვით. შავი ზღვის აკვატორიის, ნავთობტერმინალების მომსახურებისათვის ძირითადად პანამაქს და აფრამაქს კლასის ტანკერები გამოიყენება.

სუეცმაქს (Suezmax) კლასის ტანკერების ნორმალური დედვეიტი 150000-160000 ტონას (იშვიათად 200000 ტონამდე) შეადგენს და ლიმიტირებულია სუეცის არხის რაბების გამტარუნარიანობით: მაქსიმალური დრაფტია 20,1 მ, მაქსიმალური სიგანე – (Beam) 77,5 მ.

<sup>133</sup> Wikipedia, the free encyclopedia

180-320 ათასამდე ტონამდე დედვეიტისა და დაახლოებით 330 მ სიგრძის ტანკერებს მიაკუთვნებენ ძალიან დიდი ნედლი ნავთობის გადამზიდავების VLCC (Very Large Crude Carrier) კლასს, ხოლო 320-550 ათასი ტონა დედვეიტისა და საშუალოდ 415 მ სიგრძის ტანკერებს ულტრადიდი ნავთობის გადამზიდავების ULCC (Ultra Large Crude Carriers) კლასს.



VLCC კლასის ტანკერის ჩატვირთვა ტეხასის STG ტერმინალში<sup>134</sup>

VLCC კლასის ტანკერები ძირითადად გამოიყენება ატლანტიკის ოკეანეში, დასავლეთ აფრიკის წყლებში, ჩრდილოეთის ზღვასა და ხმელთაშუა ზღვაში, ხოლო ULCC კლასის ტანკერები განსაკუთრებით დიდ მანძილებზე ნავთობის დიდი მოცულობების გადასატანად (მაგალითად, არაბეთის ყურიდან ევროპაში, ამერიკასა და შორეულ აღმოსავლეთში, კეთილი იმედის კონცხის გავლით).

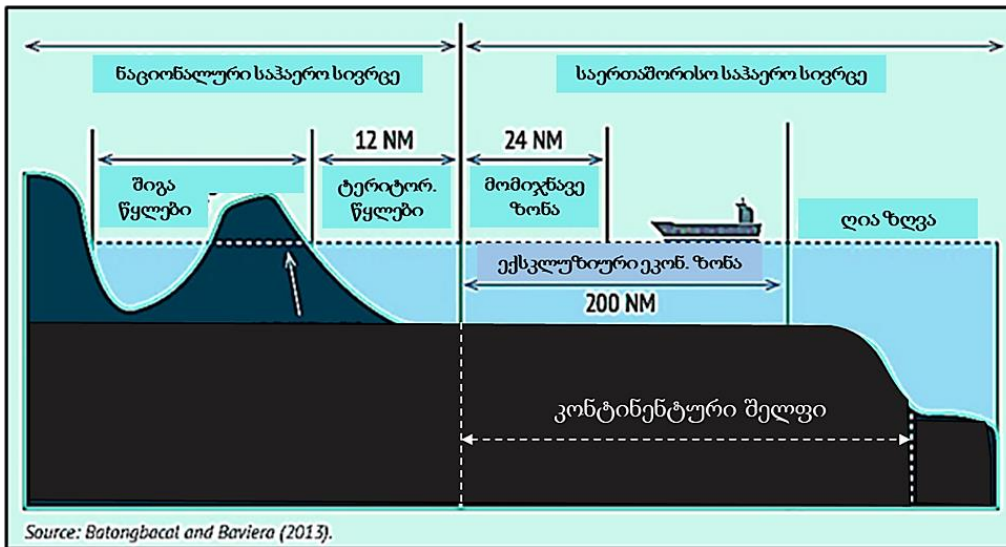
საზღვაო ტრანსპორტის უსაფრთხოებისა და კონტროლის უზრუნველყოფის მიზნით, მნიშვნელოვანია საერთაშორისო სამართლის შემზღუდავი ნორმებისა და რეგულაციების ზუსტი დაცვა, რომლებიც მოქმედ საზღვაო კანონმდებლობას,<sup>135</sup> მათ შორის გაეროს 1982 წლის კონვენციას ეფუძნება.<sup>136</sup>

მოქმედი საერთაშორისო შეთანხმებების საფუძველზე, საზღვაო აკვატორია, ეკონომიკური საქმიანობის მიზნით, დაყოფილია კონტინენტური შელფის საერთაშორისოდ აღიარებული ზონებად დაყოფის წესის მიხედვით. კერძოდ, მონაპირე ქვეყნის სუვერენული უფლებები შეუზღუდავად ვრცელდება სანაპირო ზოლში მოქცეულ შიგა (აგრეთვე არქიპელაგის შიგა) წყლებსა და ტერიტორიულ წყლებზე. ტერიტორიული წყლების გავრცელების მაქსიმალური არეალი 12 საზღვაო მილია სანაპირო ზოლიდან ან შიგა წყლების გარე შემომსაზღვრელიდან.

<sup>134</sup> Photo: Buckeye Partners, L.P.

<sup>135</sup> საზღვაო კანონმდებლობა (Sea Law) საბაჟო, ხელშეკრულებებისა და საერთაშორისო შეთანხმებების ერთობლიობაა, რომელთა დაცვა უზრუნველყოფს ზღვებსა და ოკეანეებში მოწესრიგებულ ეკონომიკურ საქმიანობასა და მშვიდობიან ურთიერთობებს

<sup>136</sup> გაეროს 1982 წლის კონვენცია საზღვაო სამართლის შესახებ (United Nations Convention on the Law of the Sea) აწესებს ზღვებისა და ოკეანეების ნებისმიერი სახის რესურსების გამოყენების ყოვლისმომცველ რეჟიმს



ნახაზი 2.1. საზღვაო შელფის დაყოფა ეკონომიკურ ზონებად<sup>137</sup>

შიგა და ტერიტორიულ წყლებში ნებისმიერი სახის ეკონომიკური საქმიანობა რეგულირდება მონაპირე ქვეყნის მიერ და იქ სხვა სახელმწიფოს სამეცნიერო, საძიებო ან საწარმოო საქმიანობა აკრძალულია სპეციალური ნებართვის მიღების გარეშე (გამონაკლისია სხვა ქვეყნის სანაოსნო საშუალებების საბაჟო გადასახადის გარეშე დაშვების შესაძლებლობა მშვიდობიანი მიზნებით, უსაფრთხოების, გარემოს დაცვისა და სხვა საერთაშორისო წესების დაცვით).

შიგა და ტერიტორიული წყლების საზღვრებს მიღმა სივრცეზე, მომიჯნავე (მიმდებარე)<sup>138</sup> და ექსკლუზიურ ეკონომიკურ ზონებზე, 200 საზღვაო მილის (დაახლოებით 370,4 კმ) ფარგლებში, ვრცელდება მონაპირე ქვეყნის შეზღუდული სუვერენიტეტი. კერძოდ, მონაპირე ქვეყანას უფლება აქვს, შემოიღოს გაეროს 1982 წლის კონვენციით აღიარებული შემზღუდავი სამართლებრივი რეჟიმი ბუნებრივი რესურსების ძებნა-ძიებისა და მოპოვებით საქმიანობაზე, თევზჭერასა და ა.შ. ამასთან, კონვენცია არ ზღუდავს ზონაში საერთაშორისო საჰაერო და საზღვაო ნაოსნობას, კაბელებისა და მილსადენების მშენებლობას და სხვა, ღია წყლებში საერთაშორისო კანონმდებლობით დადგენილი საქმიანობის განხორციელებას. კონტინენტურ შელფზე შენარჩუნებულია მონაპირე ქვეყნის უფლებები წიაღისეულის ძებნა-ძიებასა და მოპოვებაზე, თუმცა თავისუფალია ყოველგვარი საჰაერო და საზღვაო ნაოსნობა. მონაპირე ქვეყანას უფლება აქვს, აგრეთვე, დააწესოს შეზღუდვები სამეცნიერო-კვლევითი სამუშაოების ჩატარებაზე შელფის საზღვრებს მიღმა, თუკი იგი თვითონ უკვე ახორციელებს ან აპირებს განახორციელოს ასეთი საქმიანობა.

<sup>137</sup> Botongbacal and Baviera, 2013

<sup>138</sup> მომიჯნავე ზონა მაქსიმალური სიგანით 24 მილი ტერიტორიული წყლებიდან, გამოიყოფა განსაკუთრებულ შემთხვევებში და მასზე ვრცელდება ექსკლუზიური ეკონომიკური ზონის შეზღუდვები - მონაპირე ქვეყანას უფლება აქვს, ამ ზონაში აკონტროლოს და მოითხოვოს ფისკალური, სამეცნიერო და სანიტარული ნორმებისა და წესების დაცვა

საზღვაო ტერმინოლოგიის თანახმად, კონტინენტური შელფი მოიცავს წყლის ფსკერსა და წყალქვეშა წიაღისეულს, ტერიტორიული წყლების გარე საზღვრიდან მონაპირე ქვეყნის ტერიტორიაზე მატერიკის ბუნებრივი გაგრძელების ზოლამდე (მკვეთრ დაღმავებამდე), მაგრამ არა უმეტეს 200 საზღვაო მილისა. განსაკუთრებულ შემთხვევებში, როცა მატერიკის ბუნებრივი გაგრძელება დადგენილ ზღვარს აჭარბებს, შესაძლებელია კონტინენტური შელფის სიგანის 350 მილამდე გაზრდა.

მდიდარი რესურსების მფლობელი რეგიონებისა ღია საერთაშორისო საზღვაო/საოკეანო სატრანსპორტო მარშრუტებთან დამაკავშირებელ ვიწრო სრუტეებს **გლობალური შევიწროების წერტილებს** უწოდებენ. თითოეული მათგანის ჩაკეტვა იწვევს მიწოდების მარშრუტის დაგრძელებას ათასობით კილომეტრით და, შესაბამისად, ფასების მკვეთრ ფლუქტუაციას (სააგენტო Reuters-ის ინფორმაციით, კონტეინერშიც Ever Given გაჩხერის გამო სუეცის არხის ერთ-კვირიანი ბლოკირებით გამოწვეული ზარალი 2021 წლის მარტში, სადაზღვევო კომპანია Allianz-ის გაანგარიშებით, 6-დან 10 მილიარდ დოლარამდე შეფასდა).

დღეისათვის აღიარებულია ნავთობის საერთაშორისო ბაზრებზე მიწოდების რამდენიმე კრიტიკული საზღვაო მონაკვეთი, რომელთა მეშვეობით ხორციელდება ნავთობით გლობალური ვაჭრობის ნახევარზე მეტი. მათგან რამდენიმე უშუალოდ დაკავშირებულია კავკასიისა და მოსაზღვრე რეგიონის მწარმოებელი ქვეყნებიდან რესურსების სამიზნე ბაზარზე მიწოდებასთან.

ცხრილი 2.1. ნავთობის მიწოდების კრიტიკული გასასვლელები<sup>139</sup>

დასახელება	გამტარობა, მლნ ბრლ/დღ	განლაგება (საზღვაო აუზის მაკავშირებელი)	მიმწოდებელი რეგიონიდან	განლაგება (ქვეყანა)
ბოსფორის სრუტე	≈3	შავი და ხმელთაშუა ზღვები	აზერბაიჯანი, ყაზახეთი, რუსეთი	თურქეთი
სუეცის არხი	≈3,2	წითელი და ხმელთაშუა ზღვები	ირანი, ერაყი	ეგვიპტე
ბაბ ელ-მანდების სრუტე	≈3,8	წითელი ზღვა და ინდოეთის ოკეანე	ირანი, ერაყი	სომალი, იემენი
ორმუზის სრუტე	≈17	სპარსეთის ყურე და ინდოეთის ოკეანე	ირანი, ერაყი	ირანი, ომანი
დანის სრუტეები	≈3,3	ბალტიისა და ჩრდილოეთის ზღვები	აზერბაიჯანი, ყაზახეთი, ირანი, რუსეთი	დანია
მალაკის სრუტე	≈15,2	ინდოეთისა და წყნარი ოკეანეები	-	მალაიზია
პანამის არხი	≈1	წყნარი და ატლანტიკის ოკეანეები	-	პანამა

<sup>139</sup> Jeremy Bender, Narrow Chockpoints are critical to the world's oil trade, April, 2015



ნახაზი 2.2. რეგიონის კრიტიკული სანაოსნო გასასვლელები<sup>140</sup>

ვიწრო გასასვლელების უსაფრთხოება და მათზე ეფექტიანი კონტროლის დამყარება ნაოსნობისა და ნავთობით გლობალური ვაჭრობის ხელშემწყობ მნიშვნელოვან ფაქტორებს მიეკუთვნება. ბოსფორისა და დარდანელის სრუტეებს, რომლებითაც ძირითადად რუსული და კასპიისპირა ქვეყნების ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ექსპორტი ხორციელდება, თურქეთი აკონტროლებს. ზოგადად, შავი ზღვის სრუტეებისა და, საერთოდ, აკვატორიაში ნავიგაციის რეგულირებისათვის, ძალაშია სხვადასხვა დროს დადებული რამდენიმე სხვა საერთაშორისო ხელშეკრულებაც, მათ შორის, 1936 წლის ე.წ. „მონტრეს შეთანხმება“, თუმცა თურქეთის მთავრობას შემოღებული აქვს დამატებითი რეგულაციების სრუტეების უსაფრთხოების, გარკვეულწილად კი სრუტეებზე საკუთარი დომინაციის გასამყარებლად, რაც ზოგჯერ მათი გამტარუნარიანობის ნაწილობრივი შეზღუდვის საფუძველი ხდება.

<sup>140</sup> ნახაზის პირველწყარო: Brandon Plewe, 1996, ადაპტირებული ავტორის მიერ





ბოსფორის სრუტე



თურქეთის სრუტეების გავლის ნებართვის მომლოდინე ტანკერები შავ ზღვაში, დეკემბერი, 2022 წ.

საერთოდ კი, მონტრეს შეთანხმება ძირითადად ახალისებს რუსეთისა და თურქეთის დომინაციას და აღარ შეესაბამება ყოფილი სოციალისტური ბანაკის დაშლის შემდეგ ჩამოყალიბებულ პოლიტიკურ და ეკონომიკურ რეალობებს, განსაკუთრებით შავი ზღვის აკვატორიის მონაპირე უკრაინისა და საქართველოს ინტერესების არაადეკვატურად გათვალისწინების გამო.



ტანკერების კოლონა სუეცის არხში

სახმელეთო გზებზე ნედლი ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ტრანსპორტირება სარკინიგზო და საავტომობილო ცისტერნებით ხორციელდება. ვაგონ-პლატფორმები ხის ცისტერნებით პირველად 1865 წელს პენსილვანიაში (აშშ) გამოიყენეს. დღეისათვის ნავთობის ტრანსპორტირებისათვის ფართოდ გამოიყენება სპეციალური ფოლადისაგან დამზადებული 60-120 ტ ტვირთამწეობის სარკინიგზო ცისტერნები.



სარკინიგზო ცისტერნები

ცხრილი 2.2. კასპიის ნავთობის ექსპორტის სარკინიგზო მარშრუტები

მარშრუტი	განლაგება (ქვეყანა)	მოწოდების წყარო	გამტარობა, მლნ ტ/წ
ატურაუ-ასტრახანი	ყაზახეთი, რუსეთი	ყაზახეთი	10
ასტრახანი-ვოლგოგრადი-როსტოვი	რუსეთი	ყაზახეთი, რუსეთი	15

მახაჩყალა-როსტოვი	რუსეთი	ყაზახეთი, თურქმენეთი	15
როსტოვი-ოდესა	უკრაინა	ყაზახეთი, რუსეთი	15
მახაჩყალა-ნოვოროსიისკი	რუსეთი	ყაზახეთი, თურქმენეთი	10
ბაქო-თბილისი	აზერბაიჯანი	აზერბაიჯანი, ყაზახეთი, თურქმენეთი	10
თბილისი-ბათუმი	საქართველო	ყაზახეთი, თურქმენეთი, საქართველო	15
თბილისი-ყულევი	საქართველო	აზერბაიჯანი	10

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების რკინიგზით გადაზიდვის ღირებულება მნიშვნელოვნად აღემატება მაგისტრალური მილსადენებით გადაზიდვის ღირებულებას (რეგიონის ნავთობსადენებით ტრანსპორტირების ტარიფი საშუალოდ 1-2,5 \$/ტ100კმ შეადგენს,<sup>141</sup> მაშინ როდესაც რკინიგზით გადაზიდვისას ტარიფი 3-5,5 \$/ტ100კმ ფარგლებში ცვალებადობს.<sup>142</sup> შესაბამისად, შესაძლებლობის შემთხვევაში ნავთობის მაგისტრალური ტრანსპორტისათვის, როგორც წესი, უპირატესობა ნავთობსადენების გამოყენებას ენიჭება.

ავტოცისტერნებით ტრანსპორტირება, შედარებითი სიძვირის გამო (მისი ხვედრითი ღირებულება \$(12-15)/ტ100კმ-ს შეიძლება გაუტოლდეს<sup>143</sup>), გამოიყენება ნავთობის, ნავთობპროდუქტების, გათხევადებული და კომპრესიული ბუნებრივი და თხევადი ნავთობის გაზის მოკლე მანძილებზე გადასაზიდად ან ისეთ შემთხვევებში, როდესაც, მანძილის მიუხედავად, გადაზიდვის სხვა საშუალებების გამოყენება შეუძლებელია.



ავტოცისტერნა

<sup>141</sup> დაახლოებით 1 \$/ტ100კმ სატრანზიტო ტარიფი ფიქსირდება ნავთობსადენ “დრუჟბას” მონაკვეთებზე უკრაინაში, ბელორუსიასა და პოლონეთში, 2,5 \$/ტ100კმ-ზე კი CPC ნავთობსადენის რუსეთის მონაკვეთზე

<sup>142</sup> Platts and ILF Consulting Engineers, 2018

<sup>143</sup> Argus Транспорт Каспия, Выпуск V, Август 2018



საზღვაო პორტები და ტერმინალები ტანკერსა და სახმელეთო სატრანსპორტო სისტემებს შორის დამაკავშირებელი რგოლის როლს ასრულებენ. ჩვეულებრივ, სახმელეთო სატრანსპორტო საშუალებებით ხდება საბადოზე მოპოვებული ნედლი ნავთობისა და გადამუშავების შემდეგ მიღებული ნავთობპროდუქტების ტრანსპორტირება პორტამდე, სადაც მას ინახავენ სპეციალურ რეზერვუარებში ტანკერის შემოსვლამდე. ტერმინალის ნაგებობები მოიცავს პროდუქციის საცავებს (რეზერვუარებს), სატუმბ სადგურებს, ტანკერებში ჩატვირთვის მოწყობილობებსა და კონტროლისა და აღრიცხვის სისტემებს.

სანგაჩალის ტერმინალი ემსახურება WREP, NREP<sup>144</sup> და BTC საექსპორტო ნავთობსადენებს, აგრეთვე SCP საექსპორტო და SOCAR-ის სისტემასთან დამაკავშირებელ გაზსადენებს. სანგაჩალის ტერმინალს შეუძლია, ასევე, ნავთობის მიღება ყაზახეთიდან და თურქმენეთიდან. ტერმინალის კომპლექსი შედგება ნავთობისა და ბუნებრივი გაზის შეგროვების, გადამუშავების, შენახვისა და ექსპორტის პუნქტებისგან, კომპლექსი მდებარეობს კასპიის ზღვის სანაპიროზე, ბაქოს მახლობლად. ტერმინალის გადამამუშავებელი სისტემების სიმძლავრე დღეისათვის დაახლოებით 1,2 მილიონი ბარელი ნავთობი და 60 მილიონი კუბური მეტრი გაზია. ტერმინალი ფუნქციონირებს 1997 წლიდან. ის შეიცავს 8 ნავთობის რეზერვუარს, რომელთა ჯამური ტევადობა დაახლოებით 1200000 ტონაა. ტერმინალი აღჭურვილია სატუმბი დანადგარებითა და გამზომი სისტემებით.



სანგაჩალის ტერმინალი

<sup>144</sup> ჩრდილოეთის მიმართულების საექსპორტო მილსადენი ბაქო-ნოვოროსისკი

მეორე მხრივ, როდესაც ნავთობით დატვირთული ტანკერი საზღვაო (საოკეანო) მარშრუტის გავლის შემდეგ მიაღწევს დანიშნულების ადგილამდე, ნავთობი, სანაპირო ტერმინალის მეშვეობით, გადაეცემა სახმელეთო სატრანსპორტო სისტემას.



ჯეიჰანის ტერმინალის ტანკერის ჩასატვირთი ნავმისადგომი<sup>145</sup>

საქართველოს ტერიტორიაზე რამდენიმე საზღვაო ტერმინალი ფუნქციონირებს, რომელთა შორის ხანგრძლივი ფუნქციონირების ისტორიით ბათუმის პორტი გამოირჩევა. 1878-1885 წლებში ბათუმის ნავსადგური გამოცხადებული იყო პორტო-ფრანკოდ, უცხოური საქონლის თავისუფალი, უბაჟო შემოტანისა და გატანის უფლებით, რამაც ხელი შეუწყო ვაჭრობის მნიშვნელოვან ზრდას და თვით ნავსადგურის განვითარებას. საწყის ეტაპზე განვითარების ძირითადი მასტიმულირებელი ფაქტორი გახდა სარკინიგზო კავშირი ბაქოს ნავთობ სარეწებთან. 1883 წელს განხორციელებული ნავთობპროდუქტების პირველი ექსპორტის მოცულობამ დაახლოებით 1,4 მლნ ტ (8,6 მლნ ბარელი) ბარელი შეადგინა. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების გადაზიდვაში წამყვან პოზიციებს იკავებდნენ როტშილდების, მანთაშევებისა და ნობელების გაერთიანებები (კომპანიები).

<sup>145</sup> წყარო: British Petroleum in Azerbaijan and Georgia, Presentation at Georgian Oil, Gas, Energy and Infrastructure International Conference and Showcase, Tbilisi, 2011





ბათუმის პორტი მე-19 საუკუნის დასასრულს<sup>146</sup>

მე-19 საუკუნის მეორე ნახევარში, ნავთობის ტანკერებით ინტენსიური საზღვაო გადაზიდვების დაწყების კვალობაზე, დღის წესრიგში დადგა ნაოსნობისათვის განკუთვნილი ინფრასტრუქტურის განვითარების აუცილებლობა ბათუმის პორტში.

1886-1889 წლისათვის აშენდა 2 ნავთობჩამოსასხმელი ნავმისადგომი ტანკერების მისაღებად. 1892 წელს ბათუმის ბუხტის სიღრმეში აშენდა ნავთობჩამოსასხმელი საწარმო.

1892 წელს ინგლისის ნავსადგურ ვესტ ჰარტლპულიდან ბათუმის პორტისაკენ კურსი აიღო ბრიტანულმა ტანკერმა "მიურეჟმა," რომელმაც ბათუმის ნავსადგურში დატვირთვის შემდეგ, 1892 წლის 23 აგვისტოს, გააგრძელა მოძრაობა სუეცის არხის გავლით სინგაპურისა და ტაილანდისაკენ.

ძმები ნობელების კომპანიის მიერ ბაქო-ბათუმის ნავთობსადენის მშენებლობის (1897-1907 წლებში) დასრულების შემდეგ ბათუმის საზღვაო ნავსადგურის ტვირთბრუნვა ნავთობით გლობალური ვაჭრობის დაახლოებით 25% - ს შეადგენდა.

---

<sup>146</sup> წყარო: ბათუმის პორტის ისტორია, Wikipedia, Free Encyclopedia



ბათუმის პორტი<sup>147</sup>

თანამედროვე ტექნოლოგიებითა და უსაფრთხოების მოწყობილობით საქართველოს პორტებს შორის გამორჩეულია სუფსის ნავთობტერმინალი, რომელიც მოიცავს 4 ტივტივა სახურავით აღჭურვილ რეზერვუარს, დაახლოებით 195 ათასი მ<sup>3</sup> ჯამური მოცულობით.



სუფსის ნავთობტერმინალი

ტერმინალი განკუთვნილია 100-150 ტ-მდე წყალწყვის ტანკერების მომსახურებისათვის. თურქეთის სრუტეების შეზღუდულ გამტარუნარიანობასთან დაკავშირებით, სუფსის ტერმინალიდან ყველაზე ხელსაყრელი პირობებით

---

<sup>147</sup> წყარო: ბათუმის პორტის ისტორია, Wikipedia, Free Encyclopedia

ნავთობი შეიძლება მიეწოდოს შავი ზღვის ან ხმელთაშუა ზღვის აკვატორიაში განლაგებულ პორტებს.



ფოთის პორტი

ცხრილში მოცემულია რეგიონის, აგრეთვე კასპიის ნავთობის ევროპაში ძირითადი მომხმარებელი რეგიონების საზღვაო ტერმინალების მახასიათებლები.

ცხრილი 2.3. საზღვაო ტერმინალები

ტერმინალი/ პორტი	მდებარეობა	DWT, 1000t	მარშრუტის სიგრძე, საზღვაო მილი	საცავის მოცულობა, 1000 მ <sup>3</sup>	საათური დატვირთ- ვა, მ <sup>3</sup> /სთ	გამტარო- ბა, მლნ ტ/წ
სუფსა	შავი ზღვა, საქართველო	120- 150	ოდესა ≈565 გდანსკი ≈4564 ტრიესტი ≈1738 ბუტინგე ≈4615	195	1 000	≈7
ფოთი	შავი ზღვა, საქართველო	35	ოდესა ≈565 ტრიესტი ≈1738	118	250-500	2-3,5
ბათუმი	შავი ზღვა, საქართველო	60-80	ოდესა ≈600 გდანსკი ≈4500 ტრიესტი ≈1700 ბუტინგე ≈4600)	570	3 000	15
ყულევი	შავი ზღვა, საქართველო	80-100	ოდესა ≈550 გდანსკი ≈4575 ტრიესტი ≈1750 ბუტინგე ≈4625	320	6 000	10
ნოვოროსიი- სკი და CPC ტერმინალი	შავი ზღვა, რუსეთი	300	ოდესა ≈362 გდანსკი ≈4500 ტრიესტი ≈1608 ბუტინგე ≈4485	1 000	15 000- 20 000	≈125
ჯეიჰანი	ხმელთაშუა ზღვა, თურქეთი	300	გდანსკი ≈4130 ტრიესტი ≈1550 ბუტინგე ≈4200	1 000	10 000	50

ირანის პორტები	სპარსეთის ყურე, ირანი	300	ბუტინგე ≈7338 გდანსკი ≈7287 ოდესა ≈4324 ტრიესტი ≈4490			
აქტაუ	კასპიის ზღვა, ყაზახეთი	70	ბაქო ≈250 მახაჩყალა ≈200			≈30
ოდესა	შავი ზღვა, უკრაინა	100		235	2	25
ტრიესტი	ადრიატიკის ზღვა, იტალია	140 - 280				
გდანსკი	ბალტ. ზღვა, პოლონეთი	300				
ბუტინგე	ბალტ. ზღვა, ლიეტუვა	150				

## 2.2. ნავთობისა და გაზის მილსადენები

მილსადენი ტრანსპორტი მყარი, თხევადი და აირისებრი ტვირთების გადაზიდვის ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი სახეობაა. განასხვავებენ სამრეწველო და მაგისტრალურ მილსადენებს. სამრეწველო მილსადენებით ტვირთი გადაიზიდება ერთი საწარმოს ფარგლებში გარკვეული ტექნოლოგიური პროცესის განსახორციელებლად. მაგისტრალური მილსადენის საშუალებით ხორციელდება დიდი რაოდენობის გაზის, ნავთობის, ნავთობპროდუქტების, მყარი ფხვიერი მასალის ან სხვა ნედლეულის უწყვეტი და რეგულირებადი ტრანსპორტირება მნიშვნელოვან მანძილებზე, მათ შორის მოპოვების (წარმოების) ადგილიდან გადამამუშავებელ საწარმოებამდე, საზღვაო საექსპორტო ტერმინალებამდე ან მომხმარებლებამდე.

მილსადენი ტრანსპორტის უპირველესი დანიშნულებაა ნავთობის, ნავთობპროდუქტებისა და ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირება, რაც განპირობებულია მისი ეკონომიკური უპირატესობით, ნახშირწყალბედების ხმელეთზე ტრანსპორტირების სხვა სახეობებთან შედარებით. ცნობილია, რომ მაგალითად, მ.ტ. საშუალოდ ტრანსპორტირებული ნავთობის მხოლოდ 0,4%-ს მოიხმარს ყოველ 1000 კმ მანძილზე, მაშინ როდესაც რკინიგზით გადატანისათვის დაახლოებით 2,5-ჯერ, ხოლო ავტოცისტერნებით ტრანსპორტირებისათვის 5-8-ჯერ მეტი ენერგია იხარჯება. მილსადენი ტრანსპორტი არ მოითხოვს ცარიელი სატრანსპორტო საშუალებების ფუჭ გადაადგილებას უკუმიმართულებით, არც დანახარჯებს მრავალჯერად ჩატვირთვა-გადმოტვირთვის ოპერაციებზე.

თანამედროვე ნავთობ- და გაზსადენების წინამორბედი მილსადენების გამოყენება სათავეს იღებს აშშ-ში, 1859 წელს, პენსილვანიაში ნავთობის კომერციული მოპოვების დაწყების შემდეგ. 1886 წელს კი ექსპლუატაციაში შევიდა პირველი 87 მილი (დაახლოებით 140 კმ) სიგრძის მაგისტრალური

გაზსადენი კანედან (პენსილვანია) ბუფალომდე (ნიუ-იორკი). 1891 წელს ამოქმედდა 200 კმ-მდე სიგრძის მაგისტრალური გაზსადენი ინდიანა - ჩიკაგო.

პირველი სამრეწველო დანიშნულების 12,5 კმ სიგრძის ნავთობსადენი კავკასიაში 1878 წელს აშენდა ბაქოს ნავთობსარეწების მომსახურებისათვის. 1890 წლისათვის ბაქოს საბადოს უკვე 38 სხვადასხვა მილსადენი ემსახურებოდა, საერთო სიგრძით 300 კმ.

მაგისტრალური მილსადენების ინტენსიური მშენებლობა იწყება XX საუკუნის დასაწყისიდან, მეტალურგიისა და მძიმე მანქანათმშენებლობის განვითარებასთან ერთად. 1906 წელს ამოქმედდა 472 მილი (დაახლოებით 755 კმ) სიგრძის ნავთობსადენი ოკლაჰომიდან ტეხასის შტატის ქალაქ პორტ არტურამდე.

ამავე პერიოდს ემთხვევა მაგისტრალური მილსადენების ინტენსიური მშენებლობა კავკასიაშიც: 1897-1907 წლებში, ძმები ნობელების მიერ დაარსებული კომპანიის ინიციატივით აშენდა 883 კმ საერთო სიგრძის (443 კმ საქართველოს ტერიტორიაზე) მილსადენი ბაქოდან ბათუმამდე, რომელიც გათვალისწინებული იყო წლიურად 960 ათას ტონამდე ნავთის (მოგვიანებით კი ნედლი ნავთობის) მისაწოდებლად აზერბაიჯანის ნავთობის სარეწებიდან საქართველოს საზღვაო პორტამდე. მილსადენი მოიცავდა 16 სატუმბ სადგურს წნევის რეგულირებისათვის. ამ მილსადენით, რომელიც ერთ-ერთ ყველაზე მასშტაბურად არის მიჩნეული იმდროინდელ მსოფლიოში, 1910 წელს დაახლოებით 2400 ტ ნავთი და სხვა პროდუქტები გადაიტვირთა.<sup>148</sup> 1974 წელს მწყობრში ჩადგა 232 კმ სიგრძის ხაშური-ბათუმის ნავთობპროდუქტსადენი, რომელიც დაგეგმილი ბაქო-ბათუმის ახალი ნავთობსადენის შემადგენელ ნაწილს წარმოადგენდა.

პირველი რეგიონული მაგისტრალური გაზსადენები, 800 კმ სიგრძის ყარადაღი-ალსტაფა-თბილისი-ერევანი და 583 კმ საერთო სიგრძის ვლადიკავკაზი-თბილისი, სამხრეთ კავკასიაში 1959-1966 წლებში აშენდა.

ზოგადად, მილსადენი ტრანსპორტი ფართოდაა გამოყენებული ნავთობისა და გაზის მოპოვება-გადამუშავება-განაწილების მთელ ციკლში. სარეწაო (ე.წ. შემკრები) მილსადენების ქსელის საშუალებით უზრუნველყოფილია ნავთობისა და გაზის მიწოდება მომპოვებელი ჭაბურღილებიდან სარეწაო შემკრებ პუნქტებამდე და პირველად გადამამუშავებელ საწარმოებამდე, ხოლო აქედან - მაგისტრალური მილსადენებით დიდ ქალაქებამდე, მსხვილ სამრეწველო და ენერგეტიკულ ობიექტებამდე, საზღვრების გადაკვეთით კი სხვა ქვეყნებამდე და რეგიონებამდე. გამანაწილებელი მილსადენების ქსელი, თავის მხრივ, უზრუნველყოფს სათბობის მიწოდებას თითოეულ მომხმარებელამდე.

<sup>148</sup> გ.ვარშალომიძე, ი.გოგუაძე. მაგისტრალური ნავთობსადენები, გაზსადენები და მიწისქვეშა გაზსაცავები, თბილისი, 2009



პირველი მსოფლიო ომის დაწყებამდე რუსეთის იმპერიაში, რომლის შემადგენლობაში სამხრეთ კავკასიის ქვეყნებიც შედიოდა, უკვე ფუნქციონირებდა 1357 კმ საერთო სიგრძის მაგისტრალური მილსადენები.

თავდაპირველად მილსადენების გადასაბმელი ქუროების გამოყენებით მონტაჟდებოდა, რაც ვერ უზრუნველყოფდა მაღალწნევიანი სისტემისათვის საჭირო ჰერმეტიულობის ხარისხს. ჯერ კიდევ სუსტად იყო განვითარებული ტუმბოებისა და კომპრესორების მწარმოებელი მრეწველობაც.

XX საუკუნის 20-იანი წლებიდან იწყება მილსადენების მშენებლობაში ცალკეული სექციების გადაბმა ჯერ გაზური, შემდეგ კი ელექტრორკალური შედუღების გამოყენებით, რითაც შესაძლებელი გახდა მაღალი სიმტკიცის შედარებით გრძელი და დიდი დიამეტრის მილსადენი სისტემების მშენებლობა. ამ ტექნოლოგიის გამოყენებით 1927 წელს აშენდა ერთ-ერთი პირველი, 250 მილი სიგრძის მილსადენი პანჰანდლედან (ტეხასის შტატი) კანზას სიტიმდე, ერთი წლის შემდეგ კი - მაგისტრალური ნავთობსადენი ოკლაჰომა-ჩიკაგო.

ნავთობპროდუქტების დიდ მანძილზე ტრანსპორტირების პირველი მნიშვნელოვანი პროექტი აშშ-ში 1930 წელს განხორციელდა, როდესაც ქვეყნის ცენტრალურ რეგიონებში განლაგებული ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნები მაგისტრალური მილსადენებით დაუკავშირდა ჩიკაგოს, მინეაპოლისსა და მინესოტას.

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მილსადენებით გრძელ მანძილზე გადაზიდვები განსაკუთრებით ინტენსიური იყო მე-2 მსოფლიო ომის დროს, როცა მკვეთრად შეიზღუდა ტანკერების მოძრაობა საზღვაო აკვატორიაში. ამ დროს აშენდა 1250 მილი სიგრძის 24 დიუმისანი ნავთობსადენი, 1470 მილი სიგრძის 20 დიუმისანი პროდუქტსადენი და 1265 მილი სიგრძის 24 დიუმისანი გაზსადენი აშშ-ს სამხრეთ-დასავლეთიდან აღმოსავლეთი შტატების მოსამარაგებლად. 1947 წელს დასრულდა სამხრეთ-დასავლეთი შტატების საბადოების კალიფორნიასთან დამაკავშირებელი გაზსადენის მშენებლობაც.

ომის წლებში აშენდა პირველი, დაახლოებით 130 კმ-მდე სიგრძის, გაზსადენი ყოფილ საბჭოთა კავშირშიც. 1946 წელს ექსპლუატაციაში შევიდა 798 კმ სიგრძის 300 მმ დიამეტრის სარატოვ-მოსკოვის მაგისტრალური გაზსადენი, ხოლო 1948 წელს 500 მმ დიამეტრის დაშავა-კიევის 985 კმ სიგრძის მაგისტრალური გაზსადენი უკრაინაში.

დიდი დიამეტრის, მათ შორის ტრანსრეგიონალური, მაგისტრალური მილსადენების მშენებლობის ტექნოლოგიის განვითარებამ გადამწყვეტი როლი

შეასრულა ინდუსტრიულ ცენტრებს მნიშვნელოვნად დაშორებულ რეგიონებში განლაგებული საბადოების ათვისებისა და ნავთობისა და გაზის მრეწველობის ინტენსიურ განვითარებაში.

XX საუკუნის ორმოცდაათიანი წლების ბოლოს და სამოციანი წლების პირველ ნახევარში ყოფილი საბჭოთა კავშირის ტერიტორიაზე ყოველწლიურად 4-5 ათასი კმ სიგრძის მაგისტრალური გაზსადენი შენდებოდა დიამეტრით 325 მმ-დან 1420 მმ-მდე, რომლებიც ემსახურებოდა ციმბირის საბადოებზე მოპოვებული ნახშირწყალბადების მიწოდებას მსხვილი ინდუსტრიული ცენტრებისათვის. ამავე პერიოდში აშენდა პირველი მაგისტრალური გაზსადენები სამხრეთ კავკასიაში: 1959-1966 წლებში ჯამური 800 კმ სიგრძის ყარადაღი-აღსტაფა-თბილისი-ერევნის, ხოლო 1963-1966 წლებში 583 კმ საერთო სიგრძის ვლადიკავკაზი-თბილისის გაზსადენები.

გასული საუკუნის 80-იან წლებში ყოფილი საბჭოთა კავშირის ტერიტორიაზე უკვე ფუნქციონირებდა დიდი დიამეტრის, ათასობით კმ ჯამური სიგრძის ახალი ტრანსკონტინენტალური გაზსადენი სისტემები: ცენტრალური აზია-ცენტრი, ორენბურგი-ალექსანდროვგაი-ნოვოფსკოვი, “სოიუზ”, ურენგოი-პომარი-უჟგოროდი და ა.შ.

ამავე პერიოდს ემთხვევა აშშ-ში, ალიასკაზე, ნახშირწყალბადების მდიდარი საბადოების აღმოჩენა და მძლავრი, ტრანსსასაზღვრო მილსადენების მშენებლობა კანადის ტერიტორიაზე. აშენდა, აგრეთვე, სპარსეთის ყურის საბადოების ხმელთაშუა ზღვის პორტებთან დამაკავშირებელი მაგისტრალური ნავთობსადენი.

მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენების მშენებლობა აქტიურად მიმდინარეობს დღეისათვისაც. 2023-2027 წლების განმავლობაში მოსალოდნელია 533 მაგისტრალური ნავთობისა და გაზის მილსადენი.<sup>149</sup> აქედან 337 წარმოადგენს უკვე დაგეგმილ მილსადენებს იდენტიფიცირებული განვითარების გეგმებით, ხოლო 196 გათვალისწინებული მილსადენებია, პროექტების განვითარების კონცეპტუალური კვლევების ეტაპზე და, სავარაუდოდ, მიიღებენ დაფინანსებას.

ჩრდილოეთის ზღვაში და, საერთოდ, მსოფლიოს სხვადასხვა ზღვისა და ოკეანის აკვატორიაში, აგრეთვე დაშორებულ და მიუდგომელ ტერიტორიებზე განლაგებული ნავთობისა და გაზის რთული საბადოების ინტენსიური ათვისების დაწყება მძლავრი სტიმული გახდა განსაკუთრებით გრძელი და დიდი დიამეტრის, ოფშორული მილსადენების მშენებლობის ტექნოლოგიების ათვისებისა და შემდგომი განვითარებისათვის. წარმოების ახალი ადგილების მახლობლობაში,

---

<sup>149</sup> David Murphy, Oil and Gas Pipelines Length and Capital Expenditure (CapEx) Outlook, Projects and Forecast, 2023-2027, Research and Markets, Guinness Centre, July, 2023

როგორც წესი, საერთოდ არ არსებობდა მოთხოვნა ენერგეტიკულ რესურსებზე. საჭირო გახდა ათასობით კმ სიგრძის მილსადენი მაგისტრალების მშენებლობა მოპოვებული ნახშირწყალბადების მისაწოდებლად მოხმარების ბაზარზე ან საექსპორტო საზღვაო ტერმინალებამდე.

ამ დროისათვის უკვე მნიშვნელოვნად არის გაუმჯობესებული მილების ხარისხი, თანდათანობით იზრდება მათი წარმოების მასშტაბები და გეოგრაფია. მსოფლიოს წამყვანი კომპანიები - “Nippon”, “Kawasaki”, “Salzgitter”, “Mannesman”, “BF”, “GHS”, “BT3”, “Borusan”, “Noksal”, “Baoji” და სხვები - იწყებენ მაღალი სიმტკიცის (X80-მდე სიმტკიცის API 5L სტანდარტის მიხედვით), 4-დან 36 მმ-მდე კედლის სისქის, 1,5-1,8 მ-მდე დიამეტრის, 75-100 ბარამდე წნევაზე გათვლილ, სწორ- და სპირალურ-ნაკერიანი, ფლიუსის გამოყენებით ორმხრივი ელექტრორკალური შედუღების ტექნოლოგიით დამზადებული მილების წარმოებას ნავთობისა და გაზის მრეწველობისათვის. ათვისებულ იქნა, აგრეთვე, საქარხნო პირობებში პოლიეთილენის, პოლიპროპილენის, ეპოქსიდის, ბითუმის ან ბეტონის ბაზაზე საიზოლაციო მასალებით მილების შიგა და გარე კედლების დაფარვის ტექნოლოგიები.

გასული საუკუნის ბოლოს ნავთობ-, პროდუქტ- და გაზსადენების ჯამურმა სიგრძემ აშშ-ში 700 ათას კმ-ს გადააჭარბა.<sup>150</sup> ყოფილ საბჭოთა კავშირში იმავე პერიოდისათვის ფუნქციონირებდა დაახლოებით 250 ათასი კმ საერთო სიგრძის 1000-1400 მმ-მდე დიამეტრის ტრანსკონტინენტალური მაგისტრალები.<sup>151</sup> მაგისტრალური გაზსადენების ჯამურმა სიგრძემ XXI საუკუნის დასაწყისისათვის მსოფლიოში 1 მლნ კმ-ს გადააჭარბა (მათ შორის ნახევარზე მეტი აშშ-ს ტერიტორიაზე). ამავე დროს, მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყანაში წლიურად დაახლოებით 20-22 ათასი კმ სიგრძის ახალი ნავთობ- და გაზსადენის მშენებლობა მიმდინარეობდა.<sup>152</sup>

ზოგადად, მილსადენები ფართოდაა გამოყენებული ნავთობისა და გაზის მოპოვება-გადამუშავება-განაწილების მთელ ციკლში. სარეწაო (ე.წ. შემკრები) მილსადენების ქსელის საშუალებით უზრუნველყოფილია ნავთობისა და გაზის მიწოდება მომპოვებელი ჭაბურღილებიდან სარეწაო შემკრებ პუნქტებამდე და პირველად გადამამუშავებელ საწარმოებამდე, ხოლო აქედან - მაგისტრალური მილსადენებით დიდ ქალაქებამდე, მსხვილ სამრეწველო და ენერგეტიკულ ობიექტებამდე, საზღვრების გადაკვეთით კი სხვა ქვეყნებამდე და რეგიონებამდე.

<sup>150</sup>Oil & Gas Journal, 25 November, 1991

<sup>151</sup>Oil & Gas Journal, 21 October, 1991

<sup>152</sup>Warren R. True. Oil & Gas Journal, September, 3, 2001

გამანაწილებელი მილსადენების ქსელი, თავის მხრივ, უზრუნველყოფს სათბობის მიწოდებას თითოეულ მომხმარებელამდე.

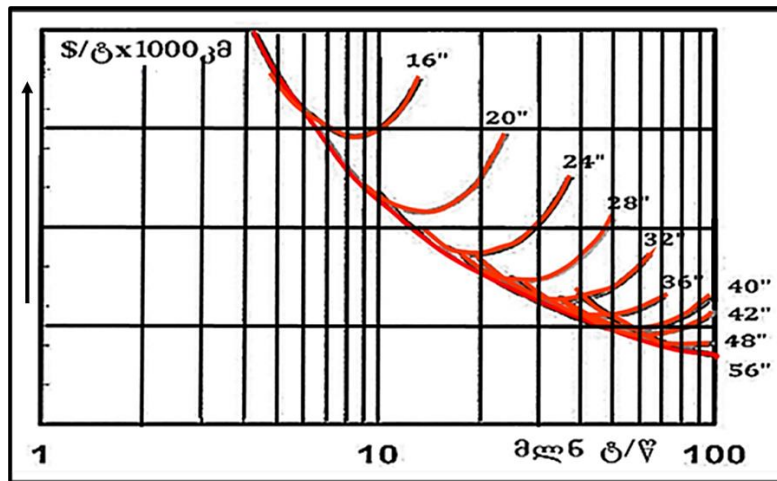
### 2.3. მაგისტრალური მილსადენები

მაგისტრალური ნავთობსადენების დანიშნულებაა ნედლი ნავთობის მიწოდება სარეწებიდან ნავთობგადამამუშავებელ ან საექსპორტო ტერმინალებამდე. ისინი მნიშვნელოვან როლს თამაშობენ ნავთობით საერთაშორისო ვაჭრობაში, როგორც ყველაზე უფრო იაფი და ეკოლოგიურად უსაფრთხო სახმელეთო ტრანსპორტი, განსაკუთრებით იმ რეგიონებისა და ქვეყნებისათვის, რომელთაც არ გააჩნიათ მსოფლიო ოკეანეში პირდაპირი გასვლის შესაძლებლობა, ამავე დროს, ტანკერებთან შედარებით მილსადენების გამოყენების არეალი შეზღუდულია ოფშორულ მონაკვეთებზე მარშრუტისა და ბაზრის შერჩევის თვალსაზრისით, რადგან მიბმულია ტრანსპორტირების კონკრეტულ საწყის და საბოლოო წერტილებთან და სისტემის საპროექტო გამტარუნარიანობასთან, ხოლო ექსპლუატაციის დაწყებისათვის მოითხოვს განსაკუთრებით დიდი რაოდენობის ნავთობს მილსადენის შესავსებად.

ცხრილი 2.4. მაგისტრალური ნავთობსადენების პარამეტრები

D, მმ	530	630	720	820	1020	1220
Q, 1000 ბრლ/დღ	80-180	140-260	220-380	300-540	460-1000	820-1560
Q, მლნ ტ/წ	4-9	7-13	11-19	15-27	23-50	41-78
P, მგპა	5,3-6,1	5,1-5,5	5,6-6,1	5,5-5,9	5,3-5,9	5,1-5,5

ხვედრითი დანახარჯები ნავთობის ტრანსპორტირებაზე მცირდება მილსადენის დიამეტრის ზრდასთან ერთად, რაც, მაღალი გამტარუნარიანობის ეფექტის გარდა, განპირობებულია ხვედრითი საექსპლუატაციო დანახარჯების სიმცირითაც დიდი ჰიდრავლიკური რადიუსის მილსადენებისათვის. მასშტაბის ეფექტის გარდა, სატრანსპორტო დანახარჯებზე მნიშვნელოვან ზეგავლენას ახდენს გარემო პირობებიც. რთული კლიმატური პირობები, მთაგორიან რელიეფზე ან ოფშორში განლაგება სამშენებლო და საექსპლუატაციო დანახარჯების ზრდას იწვევს და მნიშვნელოვნად აძვირებს ტრანსპორტირების ღირებულებას.



ნახაზი 2.3. მაგისტრალური ნავთობსადენების დატვირთვის ოპტიმალური ზონები მილის დიამეტრისა და საპროექტო მწარმოებლურობისაგან დამოკიდებულებით

**ნავთობპროდუქტ სადენები** გამოიყენება ნავთობის გადამუშავების პროდუქტების გადაზიდვისათვის გადამამუშავებელი ქარხნებიდან შემნახველ და/ან გამანაწილებელ ტერმინალებამდე. ასეთ მილსადენებს იყენებენ, აგრეთვე, ნავთობპროდუქტების ტრანსპორტირებისათვის ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნებიდან, ან ტანკერის გადმოსატვირთი ტერმინალიდან ქვეყნის სახმელეთო ნაწილში განლაგებული დასახლებული ტერიტორიების მოსამარაგებლად.

პროდუქტსადენი სისტემები, როგორც წესი, განკუთვნილია რამდენიმე განსხვავებული პროდუქტის გადაზიდვისათვის ერთი და იმავე მილსადენით. ერთდროულად სხვადასხვა პროდუქტის ტრანსპორტირების დროს მათი განცალკევებისათვის გამოიყენება ფიზიკური ბარიერი, მაგალითად, სფერული გამაცალკევებელი მოწყობილობა, ან სიმკვრივეების სხვაობა სხვადასხვა პროდუქტს შორის, რაც ხელს უშლის მათ ინტენსიურ ურთიერთშერევას. ასეთ შემთხვევაში მილსადენის ის მონაკვეთი, რომელშიც შესაძლებელია ასეთი „დოზირებული“ პროდუქტების ურთიერთშერევა, მკაცრად კონტროლდება და სპეციალური ზომები მიიღება მათი ხელახლა განცალკევებისათვის მილსადენის განტვირთვის ბოლო წერტილში.

**ბუნებრივი გაზის მილსადენი** სისტემები განსხვავდება ნავთობსადენების სისტემებისაგან, რაც დაკავშირებულია აირის სითხისაგან განსხვავებულ თვისებასთან, მნიშვნელოვნად შეიკუმშოს წნევის გაზრდით და გაფართოვდეს წნევის შემცირების კვალობაზე. შესაბამისად, ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირებისათვის საჭირო ხდება უფრო დიდი დიამეტრისა და მაღალ წნევაზე გათვლილი მილსადენების, აგრეთვე ტელესკოპური მილსადენების გამოყენება, დიამეტრის ცვალებადობით წნევის ცვალებადობის შესაბამისად.



**მილსადენები ორფაზიანი ნაკადებისათვის** გამოიყენება განსაკუთრებულ პირობებში, მაგალითად, ნავთობის ტრანსპორტირებისათვის ერლიფტის გამოყენების დროს, ჭაბურღილის მწარმოებლურობის გაზრდის მიზნით.

ზოგადად კი, სითხის ტრანსპორტირებისათვის განკუთვნილ ნავთობსადენში გაზის არსებობა მნიშვნელოვნად ამცირებს ნაკადის სიმძლავრეს, ხოლო გაზსადენში სითხის არსებობამ, ნაკადის სიმძლავრის შემცირებასთან ერთად, შეიძლება გამოიწვიოს კომპრესორებისა და სხვა მოწყობილობის დაზიანება.

მიუხედავად აღნიშნულისა, ზოგჯერ უფრო ეკონომიური ან უფრო პრაქტიკულია მილსადენით ერთდროულად ნავთობისა და გაზის ტრანსპორტირება. ასეთი სიტუაციები იქმნება მაშინ, როდესაც გადასაზიდი მოცულობები შედარებით მცირეა და ნაკადის სიმძლავრე არაა გადამწყვეტი ფაქტორი, ან როდესაც ორი ცალკეული მილსადენის მშენებლობა - ერთი ნავთობისთვის და მეორე გაზისთვის - ძალიან ძვირი ჯდება საბადოს მცირე სიმძლავრისა და მოშორებული განლაგების გამო. ასეთი სიტუაციის მაგალითებია მიმყვანი მილსადენები, რომლებსაც ინდივიდუალური ჭაბურღილიდან მოპოვებული პროდუქცია გადააქვს სარეწაო გადამამუშავებელ მოწყობილობამდე.

ნავთობის ჭაბურღილების უმეტესობა, ნედლ ნავთობთან ერთად, გაზსაც მოიპოვებს, რომელთა გადაადგილება შეიძლება მიზანშეწონილი აღმოჩნდეს ერთი საერთო მილსადენით. ასევე, გაზის მრავალი ჭაბურღილი, როგორც წესი, აწარმოებს გარკვეული რაოდენობის ნავთობს და კონდენსატს. ასეთ შემთხვევებში ერთი ჭაბურღილიდან წარმოებული ნავთობი და გაზი შეიძლება ერთი მილსადენით გადაადგილდეს ნედლი ნავთობის სეპარაციის ან გაზის დამამუშავებელ მოწყობილობამდე, რადგან, როგორც წესი, მიმყვან მილსადენს შესაბამისზე მეტი სიმძლავრე აქვს და ნაკადის სიმძლავრე არაა კრიტიკული, ხოლო გადაადგილების მანძილი შედარებით მოკლეა.

ორფაზიანი მილსადენები ხშირად გამოიყენება ოფშორულ საბადოებზე, სადაც მილსადენის მშენებლობის ხარჯები ძალიან მაღალია. ამ შემთხვევაში მილსადენით ნაკადის ტრანსპორტირების ეკონომიურობა მეტად მნიშვნელოვანია და სისტემის უნარიანად მომზადებულმა პროექტმა ორფაზიანი მილსადენი შეიძლება აქციოს ორი ცალკეული მილსადენის მშენებლობის საუკეთესო ალტერნატივად.<sup>153</sup>

**CO<sub>2</sub> საჭირხნი მილსადენები** ტრადიციულად ნავთობის საბადოში მოპოვების ინტენსიურობის ამალგების მიზნით გამოიყენება (CO<sub>2</sub>-ის წყაროები, ამ შემთხვევაში, შეიძლება იყოს როგორც სათბობის დიდი რაოდენობით

<sup>153</sup> J. Cotewille, et all., Two phase flow key to offshore line design, Oil&Gas Journal, 10 August 1981, p.71

მომხმარებელი მსხვილი ენერგოგენერაციის ობიექტები, ისე ნახშირორჟანგის ბუნებრივი საბადოები).

CO<sub>2</sub> მილსადენის დაპროექტებისათვის სპეციალური მეთოდიკა გამოიყენება, აირად ფორმაში მისი ჰაერთან და ბუნებრივ გაზთან შედარებით მაღალი სიმკვრივის გამო. საბადოდან მოპოვებული ნახშირორჟანგის დროს კი აუცილებელია მისი თხევად მდგომარეობაში შენარჩუნების უზრუნველყოფა ტრანსპორტირების პროცესშიც. შესაბამისად, ნახშირორჟანგის ნებისმიერი ფორმით ტრანსპორტირების დროს ძირითადი პრობლემა ისეთი რეჟიმის შერჩევაა, რომელიც გამორიცხავს მაღალი გაიშვიათების წარმოშობას სატუმბი (ან საკომპრესორო) დანადგარის შემწვოვ ტრაქტში.

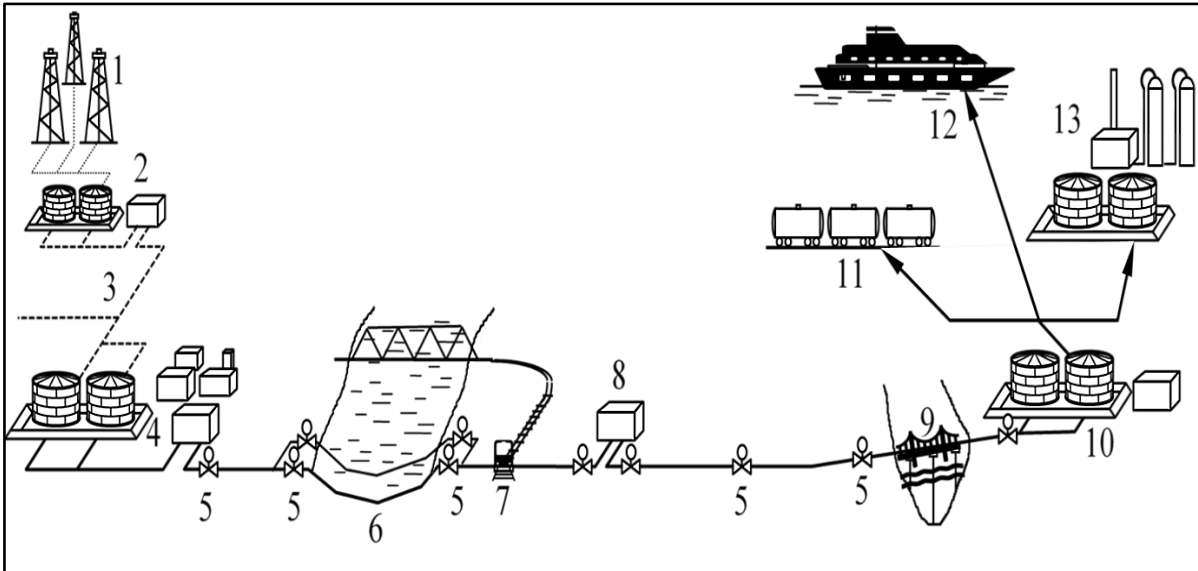
კრიტიკული მნიშვნელობა ენიჭება, აგრეთვე, კონსტრუქციული მასალის შერჩევას CO<sub>2</sub> მილსადენებისთვის, რადგან ნახშირორჟანგის განსაკუთრებულ თვისებებს შეუძლია ფოლადის გახლეჩის ეფექტის გამოწვევა.

ზოგადად კი, CO<sub>2</sub> მილსადენის ოპერირება არ არის სახიფათო. ნახშირორჟანგი არაა ტოქსიკური შედარებით დიდი კონცენტრაციების შემთხვევაშიც კი, თუმცა მისი მაღალი სიმკვრივე (ჰაერზე მძიმე) იწვევს მის დაგროვებას დედამიწის ზედაპირთან ახლოს, რამაც შეიძლება შექმნას ასფიქსიის საშიშროება.

ჰიდროსატრანსპორტო მილსადენების (პულპსადენების) სისტემები განკუთვნილია ატივარებული მყარი, ფხვიერი მასალების გადასატანად წყლის ნაკადის მეშვეობით. ასეთი მილსადენები გამოიყენება, მაგალითად, ჭაბურღილში საბურღი სითხის მისაწოდებლად. პულპსადენები ფართოდ არის გამოყენებული ენერგეტიკაშიც, ძირითადად, ნახშირის წვის მყარი ნარჩენების დასაწყობებისათვის, გრეთვე ქვანახშირის სუსპენზიის გადასატანად მოპოვების ადგილიდან თბოელექტროსადგურებამდე, სადაც იგი პირდაპირ მიეწოდება საქვაბე აგრეგატს. ზოგადად, ჰიდროსატრანსპორტო სისტემებს ფართო გამოყენების ისტორია აქვს სამთამადნო მრეწველობაშიც.

## 2.4. ნავთობსადენი სისტემები

ნავთობსადენი სისტემები შედგება სხვადასხვა ზომისა და გამტარუნარიანობის წნევიანი მილსადენებისაგან. ტრანსპორტირებისათვის საჭირო წნევის უზრუნველყოფის მიზნით მილსადენების საწყის წერტილში, ხოლო განსაკუთრებით გრძელი სისტემების გამოყენების დროს შუალედ პუნქტებშიც ამონტაჟებენ სათავო და საშუალედო სატუმბ სადგურებს.



ნახაზი 2.4. ნავთობის მოპოვება-ტრანსპორტირება-განაწილების პრინციპული სქემა

1-საბადო; 2-ნავთობის შეგროვების პუნქტი; 3-მიმყვანი მილსადენები; 4-მაგისტრალური ნავთობსადენის სათავო სატუმბი სადგური და აღრიცხვის კვანძი; 5-სახაზო ონკანები; 6-წყალქვეშა გადასასვლელი; 7-გადასასვლელი რკინიგზაზე; 8-საშუალო სატუმბი სადგური; 9-საჰაერო გადასასვლელი; 10-ნავთობბაზა; 11, 12, 13 - ნავთობის მიწოდების პუნქტები: სარკინიგზო და წყლის ტრანსპორტზე და ნავთობგადამამუშავებელ ქარხანაში, შესაბამისად.

მაგისტრალური ნავთობსადენი სისტემების შემადგელობაში გაერთიანებულია შემდეგი ძირითადი ობიექტები: სათავო ნაგებობები; საშუალო სატუმბი სადგურები; სახაზო ნაწილი ანუ საკუთრივ მილსადენი; მიმღებ-მანაწილებელი ტერმინალები; სასაწყობო რეზერვუარები; დამხმარე ნაგებობები, რომლებიც სისტემის შეუფერხებელ მუშაობას უზრუნველყოფს.

მაგისტრალური ნავთობ- და ნავთობპროდუქტსადენების შემადგენლობაში შემავალი სათავო ნაგებობის ტერიტორიაზე განლაგებული სატუმბი სადგურის შემადგენლობაში შედის: რეზერვუარების პარკი, გამზომი კვანძი, გამწმენდი (ნავთობპროდუქტ სადენებზე, აგრეთვე, სფერული განმაცალკეველები) მოწყობილობის გამშვები მოედანი, საბოლოო (წმინდა) გაფილტვრის მოწყობილობა და დამხმარე ოპერაციების კომპლექსი (წყალმომარაგების, კანალიზაციის, ძირითადი და საავარიო ენერგომომარაგების სისტემები, ლაბორატორია, ოფისი, სარემონტო სახელოსნოები, საწვავ-საცხები მასალების საწყობი და ა.შ.).

**რეზერვუარები** გათვალისწინებულია ნავთობის ან ნავთობპროდუქტების მიღების, შენახვის, გაცემის, დახარისხებისა (ნავთობპროდუქტების მიმდევრობით ტრანსპორტირების დროს ერთი მილსადენით) და დაგროვებისათვის (ტუმბოების ოპერირების სტაბილური რეჟიმის უზრუნველყოფის, აგრეთვე მოწოდების შეწყვეტის ან მილსადენის მწყობრიდან გამოსვლის შემთხვევაში გამოყენებისათვის). რეზერვუარების რაოდენობა განისაზღვრება სისტემის

გამტარუნარიანობით, გადატვირთვის ციკლის ხანგრძლივობით, სხვადასხვა ხარისხის პროდუქტის რაოდენობითა და თითოეული რეზერვუარის მოცულობით.

ძირითადად გამოიყენება ლითონის მიწისზედა ვერტიკალური, ცილინდრული ან სფერული ფორმის რეზერვუარები ან რკინაბეტონის მიწისქვეშა საცავები. ისინი აღჭურვილია დამცავი სარქველებითა და ხანძარსაწინააღმდეგო მოწყობილობით. პრაქტიკაში ყველაზე უფრო ხშირად გამოყენებული ფოლადის ვერტიკალური რეზერვუარები მზადდება უძრავი (სტაციონარული), მოტივტივე ან პონტონიანი სახურავით. მათი სასარგებლო მოცულობა შეიძლება იცვლებოდეს 100-დან 50000 მ<sup>3</sup>-ის ფარგლებში.



ვერტიკალური რეზერვუარები

მსუბუქი, ადვილაქროლადი პროდუქტების (ბენზინის, მაღალხარისხოვანი ნავთობის) რეზერვუარები, როგორც წესი, ლითონის მოტივტივე (პონტონის მსგავსი) სახურავითაა აღჭურვილი, ხოლო შედარებით მძიმე და ბლანტი პროდუქტების (მაზუთი, დიზელი, მაღალპარაფინიანი ნავთობი) რეზერვუარები – სექციური გამათბობლებით. გამონაღეჭი წყლის მოცილებისა და რეზერვუარის გასაწმენდად იყენებენ ჩამირულ (ყვინთა) ტუმბოებს, რომლებიც ახორციელებენ აგრეთვე ნავთობის ცირკულაციას თბომცვლელის გავლით.



სფერული რეზერვუარები<sup>154</sup>

სათავო ნაგებობის ტექნოლოგიური სქემა უზრუნველყოფს თითოეული რეზერვუარის დამოუკიდებელი ჩატვირთვისა და განტვირთვის შესაძლებლობას. რეზერვუარები იმართება მანიფოლდის (საკვალთებითა და დამაკავშირებელი მილებით აღჭურვილი კოლექტორის) მეშვეობით.

**სატუმბი დანადგარები** თავსდება სათავო სატუმბი სადგურის განცალკევებულ შენობაში. სატუმბი დანადგარის ამძრავიდან მიღებული მექანიკური ენერგია ტუმბოს საშუალებით გარდაიქმნება სითხის ნაკადის ჰიდრავლიკურ ენერგიად.

მოქმედების პრინციპის მიხედვით ტუმბოები შეიძლება ორ ძირითად კლასად დაიყოს – დინამიკურ და მოცულობით. დინამიკურ ტუმბოში სივრცე, სადაც წარმოებს ზემოქმედება სითხის ნაკადზე, გამუდმებით დაკავშირებულია შემშვებ და გამომშვებ მილყელებთან. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების სატრანსპორტო სისტემებში ყველაზე უფრო გავრცელებულია ცენტრიდანული, ნიჩბებიანი დინამიკური ტუმბოები, რომელთა მუშა ორგანო ნიჩბებიანი (ფრთებიანი) მბრუნავი მუშა თვალია.

მუშა თვალში სითხის ნაკადზე ძალური ზემოქმედებისა და ნაკადის მოძრაობის მიმართულების მიხედვით გამოყოფენ ცენტრიდანულ, ღერძულ და დიაგონალურ ტუმბოებს. ცენტრიდანულ ტუმბოს მუშა თვალში სითხე გადაადგილდება ცენტრიდან პერიფერიისკენ – რადიალური მიმართულებით, ცენტრიდანული ძალის მოქმედებით. ღერძულ ტუმბოში სითხის ნაწილაკები მოძრაობენ ძირითადი ღერძის გასწვრივ, დიაგონალურში კი – დიაგონალურად.

მოცულობით ტუმბოს აქვს მუშა სიღრუე, რომელიც პერიოდულად უერთდება მანქანის შემშვებ ან გამომშვებ მილყელს. მუშა სიღრუე პერიოდულად ივსება სითხით და შემდეგ იძულებით იღვევება იქიდან. მოცულობით ტუმბოს მუშა

---

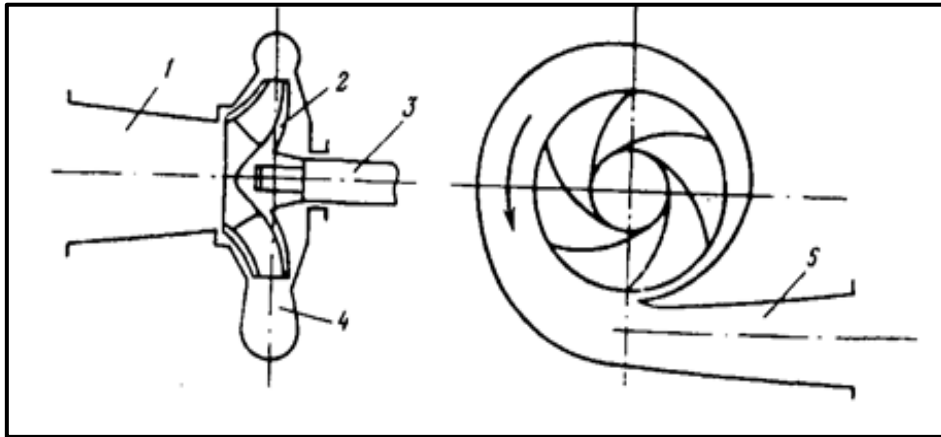
<sup>154</sup> Rza Rzayev, Azerikimya, Overview of Petrochemical industry of Azerbaijan and Development Perspectives, Int. Caspian Oil, Gas, Processing & Petrochemical Conference, Baku, 2014



ორგანო ასრულებს უკუქცევით-წინსვლით ან ბრუნვით მოძრაობას. მოცულობითი ტუმბოები შეიძლება იყოს დგუშიანი, როტორული და ხრახნიანი.

როგორც წესი, ნავთობსადენ სისტემებში გამოიყენებენ მრავალექციურ ცენტრიდანულ ტუმბოებს, ელექტრული, დიზელზე ან გაზზე მომუშავე ამძრავით.

ცენტრიდანული ტუმბოს სქემა ნაჩვენებია ნახაზზე.<sup>155</sup>.



ნახაზი 2.5. ცენტრიდანული ტუმბო  
1-შემშვები მილყელი, 2-მუშა თვალი, 3-ლილვი, 4-სპირალური გარსაცმი, 5- დიფუზორი

მუშა თვლის ბრუნვისას წინასწარ შევსებულ ტუმბოს კორპუსში, ნიჩბებისა და სითხის ურთიერთქმედების შედეგად, წარმოიშობა ნაკადის იძულებითი ბრუნვითი და გადატანითი აჩქარებული მოძრაობა ცენტრიდან პერიფერიისაკენ. გამოთავისუფლებულ არეში ამ დროს იქმნება გაუხშობა და გარე (ჩვეულებრივ, ატმოსფერული) წნევის გავლენით შემწოვი მილყელის გავლით სითხე იწყებს დინებას მუშა თვლის ცენტრისკენ. პროცესი განმეორებადი და უწყვეტია მუშა თვლის ბრუნვის შეჩერებამდე. სითხეს ენერგია გადაეცემა მხოლოდ მუშა თვალში მოძრაობისას. ცენტრიდანული ტუმბოს სხვა ელემენტები კი ემსახურება სითხის ერთი სახის ენერგიის მეორეში გარდასახვას. მაგალითად, როგორც სპირალური გარსაცმი, ისე დიფუზორი წარმოადგენს არხს, რომლის კვეთი თანდათანობით იზრდება, რის შედეგად მცირდება ნაკადის მოძრაობის საშუალო სიჩქარე (კინეტიკური ენერგია) და იზრდება წნევა (პოტენციური ენერგია).

ტუმბოს მუშაობის ძირითადი პარამეტრებია: მიწოდება, წნევა (დაწნევა), სიმძლავრე და მარგი ქმედების კოეფიციენტი (მქკ).

ტუმბოს მიწოდება  $Q$  არის მის მიერ დროის ერთეულში მიწოდებული სითხის რაოდენობა. მიწოდება შეიძლება გამოხატული იყოს მოცულობის ( $მ^3/სთ$ ;  $მ^3/წმ$ ;  $ლ/წმ$ ) ან მასის ( $ტ/სთ$ ;  $ტ/წთ$ ;  $კგ/წმ$ ) ერთეულებში.

<sup>155</sup> ა.ქუთათელაძე, თ.გოჩიტაშვილი, მამდიდრებელი ფაბრიკების წყალჰაერისა და კუდების მეურნეობა, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, თბილისი, 2001

ტუმბოს წნევა (დაწნევა) არის მასში გამდინარე სითხის ნაკადის კუთრი მექანიკური ენერგიის ნაზრდი (სხვაობა მის გამომავალ და შემავალ მოწყობილობებში მყისიერად გამდინარე სითხის ნაკადის კუთრ ენერგიებს შორის). ტუმბოს წნევა (3ა) განისაზღვრება  $P = \rho g H$  დამოკიდებულებით და ტოლია

$$P = P_b - P_a + \rho (V_b^2 - V_a^2)/2 + \rho g (Z_b - Z_a),$$

სადაც  $P_b$  და  $P_a$  არის, შესაბამისად, აბსოლუტური წნევის სიდიდეები ტუმბოს გამოსასვლელსა და შესასვლელში;  $\rho$  – სითხის სიმკვრივე;  $g$  – სიმძიმის ძალის აჩქარება;  $H$ -დაწნევა;  $V_b$  და  $V_a$  – ნაკადის სიჩქარეები, შესაბამისად, გამოსასვლელსა და შესასვლელში;  $Z_b$  და  $Z_a$  – გეომეტრიული სიმაღლეები საფარდი სიბრტყიდან, შესაბამისად, ტუმბოს გამოსასვლელისა და შესასვლელის კვეთებამდე.

ტუმბოს სასარგებლო სიმძლავრე  $N_b$  არის მასში დროის ერთეულში გამავალი სითხის ნაკადის ენერგიის ნაზრდი:

$$N_b = Q P = Q \rho g H.$$

მარგი ქმედების კოეფიციენტი ტუმბოს მუშაობის ეფექტიანობის მაჩვენებელია და წარმოადგენს სასარგებლო ენერგიის შეფარდებას მთლიან დახარჯულ ენერგიასთან  $N$ :

$$\eta = N_b/N = Q \rho g H / N.$$

ტუმბოს მიწოდებას, დაწნევას, სიმძლავრესა და მქკ-ს შორის ურთიერთ-დამოკიდებულების გამომსახველ გრაფიკებს ტუმბოს მახასიათებლები ეწოდება.

ტუმბოს მიერ განვითარებული დაწნევა იხარჯება: სითხის აწევაზე გეოდეზიურ  $H_b$  სიმაღლეზე (გეოდეზიურ სიმაღლეთა სხვაობა ნავთობსადენის საწყის და საბოლოო წერტილებს შორის.  $H_b$  შეიძლება იყოს უარყოფითი), დაწნევის დანაკარგებზე მილსადენის გრძივი და ადგილობრივი წინაღობებით ( $\Delta h$ ) და სითხის ნაკადის სიჩქარული დაწნევის ( $V^2/2g$ ) შექმნაზე:

$$H = H_b + \Delta h + V^2/(2g),$$

სადაც  $V$  მილსადენში ნავთობის მოძრაობის საშუალო სიჩქარეა.

დაწნევის დანაკარგები ჰიდრავლიკურ წინაღობებზე იანგარიშება ფორმულით:

$$\Delta h = \lambda (L/D)V^2/(2g) + \Sigma \xi V^2/(2g),$$

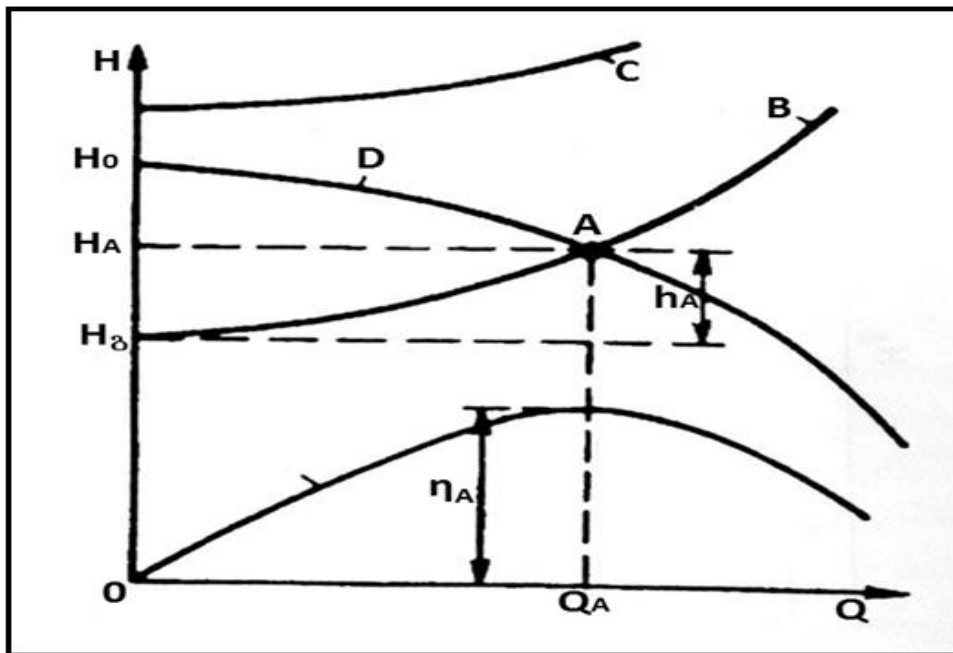
სადაც  $L$  არის ნავთობსადენის სიგრძე,  $\lambda$  – ხახუნის კოეფიციენტი,  $\Sigma \xi$  – მილსადენის ფასონური ნაწილებისა და არმატურის ადგილობრივ წინაღობათა კოეფიციენტების ჯამი.

მარტივი გარდაქმნებით მიიღება<sup>156</sup>

$$H = H_g + aQ^2,$$

სადაც  $a$  მოცემული მილსადენებისათვის მუდმივი სიდიდეა და ახასიათებს მის გეომეტრიულ ზომებს, შიგა ზედაპირის მდგომარეობას და ქსელში ჩართულ ადგილობრივ წინაღობებს.

მილსადენის (ნავთობსადენის) გარე ქსელის მახასიათებელი განტოლების აღმწერი წირის ( $H_0$  ორდინატადან გამომავალი კვადრატული პარაბოლა) დატანით ტუმბოს მახასიათებლების აღმწერ წირებზე (იხ. ნახაზი) შეიძლება განისაზღვროს სატუმბო დანადგარის მუშაობის რეჟიმული პარამეტრები (გათვალისწინებულია, რომ პრაქტიკაში მაგისტრალური ნავთობსადენები ძირითადად ტურბულენტურ რეჟიმში მუშაობს, ამიტომ გარე ქსელის მახასიათებლის აგებისას მათი მუშაობის რეჟიმი გაიგივებულია ნორმალური სითხეების ტურბულენტური მუშაობის რეჟიმთან).



ნახაზი 2.6. სატუმბო დანადგარის მუშაობის რეჟიმი

სისტემის მუშაობის რეჟიმის წერტილი მდებარეობს ერთდროულად ტუმბოს დაწნევითი (D) და გარე ქსელის (B) მახასიათებლების შესაბამისი გრაფიკების გადაკვეთის A წერტილში.

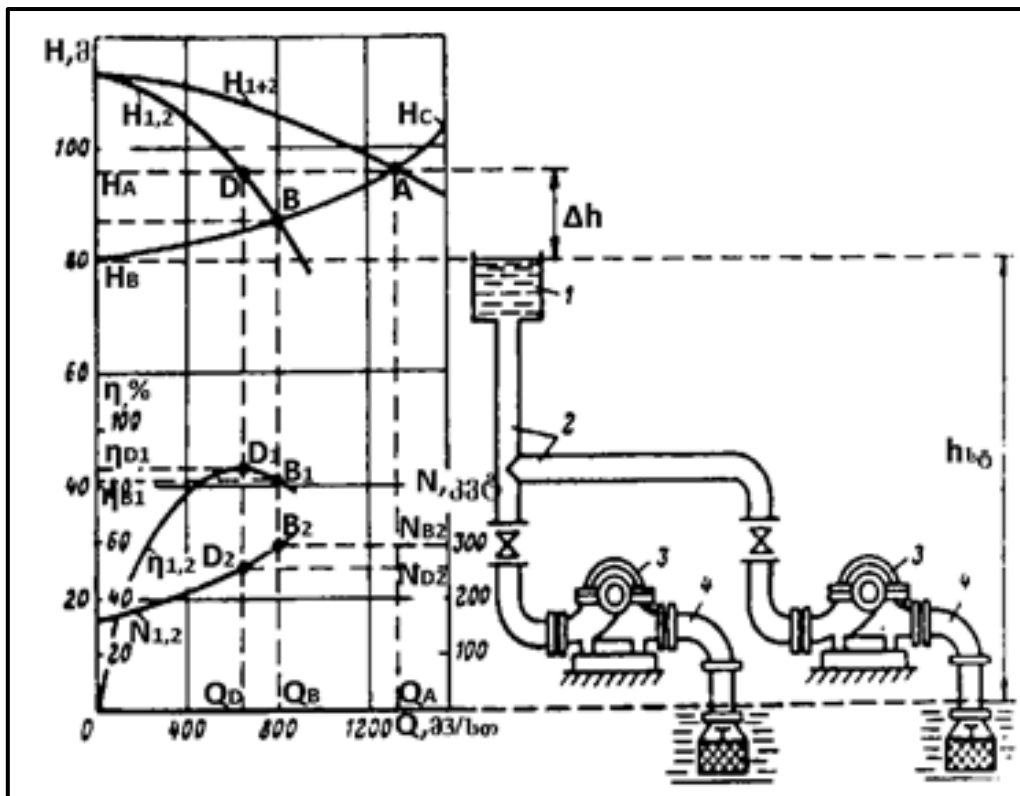
A წერტილიდან ორდინატა და აბსცისათა ღერძების მიმართ ნორმალების გატარებით შეიძლება დადგინდეს მოცემული დაწნევითი მახასიათებლის მქონე ტუმბოს მოცემული მილსადენის სისტემაზე მუშაობის დროს განვითარებული

<sup>156</sup> თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, თეიმურაზ ჯავახიშვილი, საქართველოს მაგისტრალური ნავთობ-გაზსადენები, გამომცემლობა „მერიდიანი“, თბილისი, 2012

რეჟიმული პარამეტრები ( $H_A$ ), მიწოდება ( $Q_A$ ), მქვ ( $\eta_A$ ) და მოთხოვნილი სიმძლავრე ( $C$  მრუდის კვეთა).

საპროექტო მწარმოებლობისა და წნევისაგან დამოკიდებით სატუმბო სადგური კომპლექტდება დამოუკიდებლად მომუშავე, პარალელურად ან მიმდევრობით ჩართული ტუმბოებით. გათვალისწინებულია სარეზერვო სატუმბო აგრეგატებიც.

ტუმბოების პარალელურ ჩართვას მიმართავენ იმ შემთხვევაში, როდესაც ერთი ტუმბო დამოუკიდებლად ვერ უზრუნველყოფს საჭირო მიწოდებას. პარალელურად შეიძლება ჩართოს ერთნაირი ან განსხვავებული მახასიათებლების მქონე ტუმბოები. პარალელურად მომუშავე ტუმბოების ჯამური დაწნევითი მახასიათებელი მიიღება ცალკეული ტუმბოების მიწოდებათა შეკრებით მუდმივი დაწნევის დროს. ტუმბოების პარალელურად ჩართვის ეფექტი მით მეტია, რაც ნაკლებია გარე ქსელის წინაღობა (დამრეცია მრუდი  $H_c$  – იხ. ნახაზი).



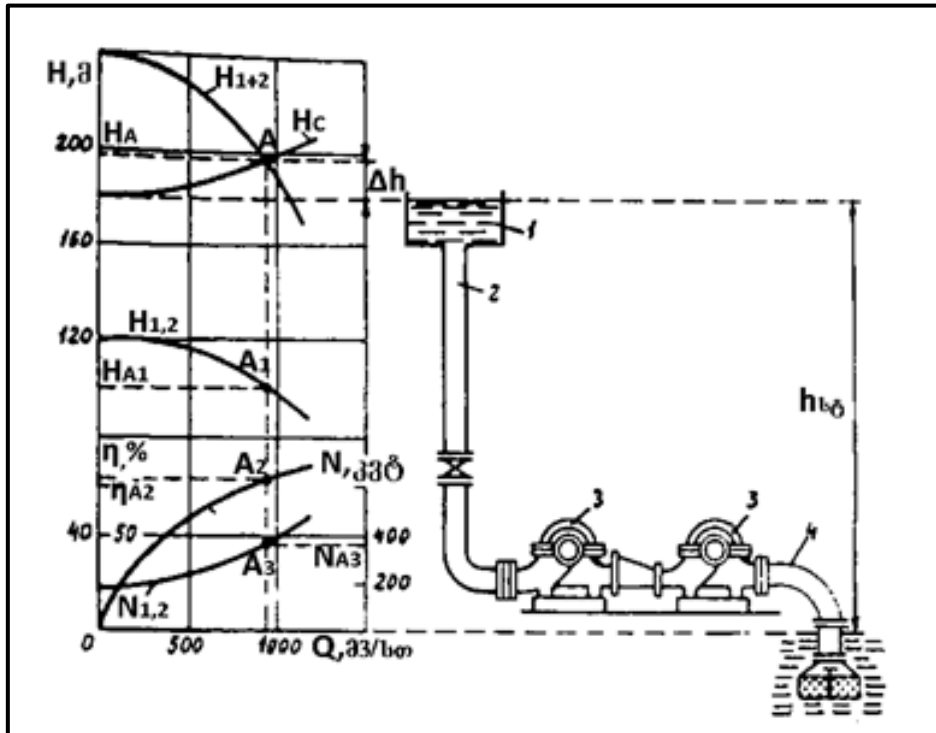
ნახაზი 2.7. ტუმბოების პარალელური მუშაობა

1 – მიმღები რეზერვუარი; 2 – საჭიროხნი მილსადენი; 3 – ტუმბოები; 4 – შემწოვი მილსადენები

ტუმბოების მიმდევრობით ჩართვის დროს ჯამური დაწნევითი მახასიათებელი მიიღება ცალკეული ტუმბოების დაწნევების შეკრებით ერთი და იმავე მიწოდების დროს. ტუმბოების მიმდევრობითი ჩართვა ეფექტურია გარე ქსელის დიდი გეოდეზიური სიმაღლისა და წინაღობის დროს (ციცაბო  $H_c$  მახასიათებლის დროს).

იმ შემთხვევაში, როდესაც ერთი ტუმბოს დაწნევა ნულოვანი მიწოდების დროს ( $H_0$  როდესაც  $Q=0$ ) ნაკლებია ქსელის გეოდეზიურ სიმაღლეზე  $H_0 < H_0$ , ტუმბოების

მიმდევრობითი ჩართვა ნავთობსადენის ფუნქციონირების ერთადერთ ხერხად რჩება.



ნახაზი 2.8. ტუმბოების მიმდევრობითი მუშაობა  
1 – მიმღები რეზერვუარი; 2 – საჭირობნი მილსადენი; 3 – ტუმბოები; 4 – შემწოვი მილსადენი



ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის მაგისტრალური ნავთობსადენის საშუალო სატუმბო სადგური საქართველოს ტერიტორიაზე<sup>157</sup>

<sup>157</sup> Neil Dunn, BP's Energy Infrastructure Projects in Georgia, Presentation at Int. conference GIOGIE, Tbilisi, 2013



ნავთობინდუსტრიაში გამოიყენება სხვადასხვა კონსტრუქციის ცენტრიდანული ტუმბოები, როგორებიცაა: კონსოლური, ორმხრივ შემწოვი, მრავალსექციური, სპირალურგარსაცმიანი, ჩაყვინთული ელექტროძრავიანი, არტეზიული ტურბინული და ა.შ.

ნავთობის მოპოვების, ტრანსპორტირებისა და გადამუშავების პროცესებში ფართოდ არის გამოყენებული, აგრეთვე, მოცულობითი ტუმბოები. უკუქცევით-წინსვლითი მოქმედების მოცულობითი ტუმბოს მუშა ორგანო – დგუში, ყვინთა, ანდა დიაფრაგმა ასრულებს წრფივ, უკუქცევით-წინსვლით მოძრაობას, ხოლო ბრუნვითი მოძრაობის მქონე მოცულობითი ტუმბოს მუშა ორგანო – კბილანა ან ცილინდრების ბლოკი, ანდა ხრახნი ბრუნავს. ამ ტიპის ტუმბოები პრინციპულად განსხვავდება დინამიკური ტუმბოებისაგან შემდეგი ნიშნების მიხედვით:

- შემწოვი მილი ყოველთვის იზოლირებულია საჭირხნი მილისაგან;
- ტუმბოს მიწოდება დამოკიდებულია მხოლოდ მის ზომებსა და მოძრაობის სიჩქარეზე და არ არის დამოკიდებული გარე ქსელის წინაღობაზე;
- მოცულობითი ტიპის ტუმბოს თეორიულად შეუძლია ნებისმიერი დაწნევის შექმნა, მისი სიდიდე შეზღუდულია მხოლოდ დეტალების სიმტკიცითა და ძრავის სიმძლავრით;
- ტუმბოს აქვს თვითშეწოვის უნარი (შემწოვი მილისა და კამერის თვითავსება).

მოცულობითი ტუმბოს დგუში (დიაფრაგმა) მრუდმხარა-ბარბაცა მექანიზმით არის დაკავშირებული ძრავის მბრუნავ ლილვთან. იგი არათანაბრად მოძრაობს – იცვლის სიჩქარეს ნულიდან მაქსიმუმამდე. დგუშის ერთი სრული სვლის განმავლობაში სრულდება შეწოვისა და დაჭირხნის ერთი სრული ციკლი.

დგუშიანი ტუმბოს თეორიული მიწოდება ტოლია:

$$Q_{\text{თ}} = 60 V \cdot n$$

სადაც  $n$  არის ძრავას ბრუნვის სიხშირე ( $\text{წთ}^{-1}$ ).

ტუმბოს რეალური მიწოდება იანგარიშება ფორმულით:

$$Q = \eta_0 Q_{\text{თ}},$$

სადაც  $\eta_0=0.85-0.95$  ტუმბოს მოცულობითი მარგი ქმედების კოეფიციენტი და ითვალისწინებს მოცულობით კარგვებს, რომლებიც განპირობებულია შემწოვი და საჭირხნი სარქველების მოქმედების დაგვიანებით, ჩობალების, სარქველებისა და დგუშის არაჭერმეტულობით, სითხეში გახსნილი აირების არსებობით.

ტუმბოების მკვებავი საერთო კოლექტორი აღჭურვილია საკვალთებითა და უკუსარქველებით, რათა უზრუნველყოფილ იქნეს თითოეული ტუმბოს დამოუკიდებელი გაშვება-გაჩერება, სხვა აგრეგატების მუშაობის რეჟიმის დარღვევის გარეშე, აგრეთვე, საჭიროების შემთხვევაში, სისტემის

მწარმოებლობისა და წნევის საფეხურებრივი ცვლილება, აგრეგატების პარალელური ან მიმდევრობითი მუშაობის რეჟიმის გამოყენების მეშვეობით, შესაბამისად.

**ნავთობ- და ნავთობპროდუქტების მიმღებ-მანაწილებელი ტერმინალები** განლაგებულია სატრანსპორტო არტერიების თავმოყრის კვანძებში, როგორც წესი, მსხვილი სარკინიგზო სადგურების ან საზღვაო პორტების მახლობლად. გარდა ამისა, ნავთობპროდუქტსადენის ტრასის გასწვრივ შეიძლება განლაგებული იყოს, აგრეთვე, საშუალოდ მანაწილებელი პუნქტები.

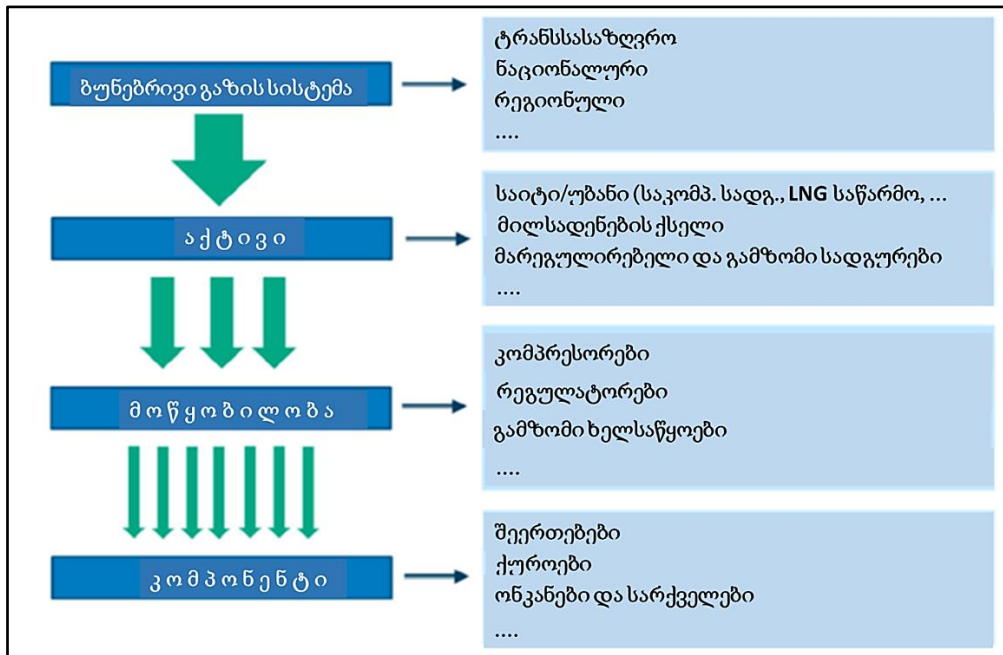
მიმღებ-მანაწილებელი პუნქტების შემადგენლობაში შედის: რეზერვუარების პარკი, სატუმბი სადგური, ჩასხმის სადგური, ტექნოლოგიური მილსადენები და საკეტ-მარეგულირებელი არმატურა, აღრიცხვის პუნქტები, ლაბორატორია და სხვა. მიმღებ-მანაწილებელ პუნქტებში სრულდება შემდეგი ტექნოლოგიური ოპერაციები:

- ნავთობის (ნავთობპროდუქტების) მიღება მაგისტრალური მილსადენიდან და აღრიცხვა;
- სარეზერვო მოცულობების შენახვა, მოწოდებისა და მოხმარების უთანაბრობის დაბალანსებისათვის;
- პროდუქტის ჩატვირთვა საზღვაო ან სამდინარო ტანკერებში, სარკინიგზო ან საავტომობილო ცისტერნებში;
- ნავთობპროდუქტების მიწოდება ადგილობრივი მომხმარებლებისათვის.

სხვადასხვა სახისა და ხარისხის ნავთობპროდუქტების მიმდევრობითი გადატუმბვის დროს მანაწილებელ პუნქტებზე სრულდება, აგრეთვე, მათი დახარისხების ოპერაციები.

## **2.5 გაზსადენი სისტემები**

ბუნებრივი გაზის მაგისტრალური გაზსადენი სისტემები განსხვავდება დანიშნულებისა და აქტივების, მოწყობილობისა და კომპონენტების შემადგენლობით. ქვემოთ ნაჩვენებია ბუნებრივის გაზის სატრანსპორტო სისტემების სახეობები და დეტალიზაციის საფეხურები:



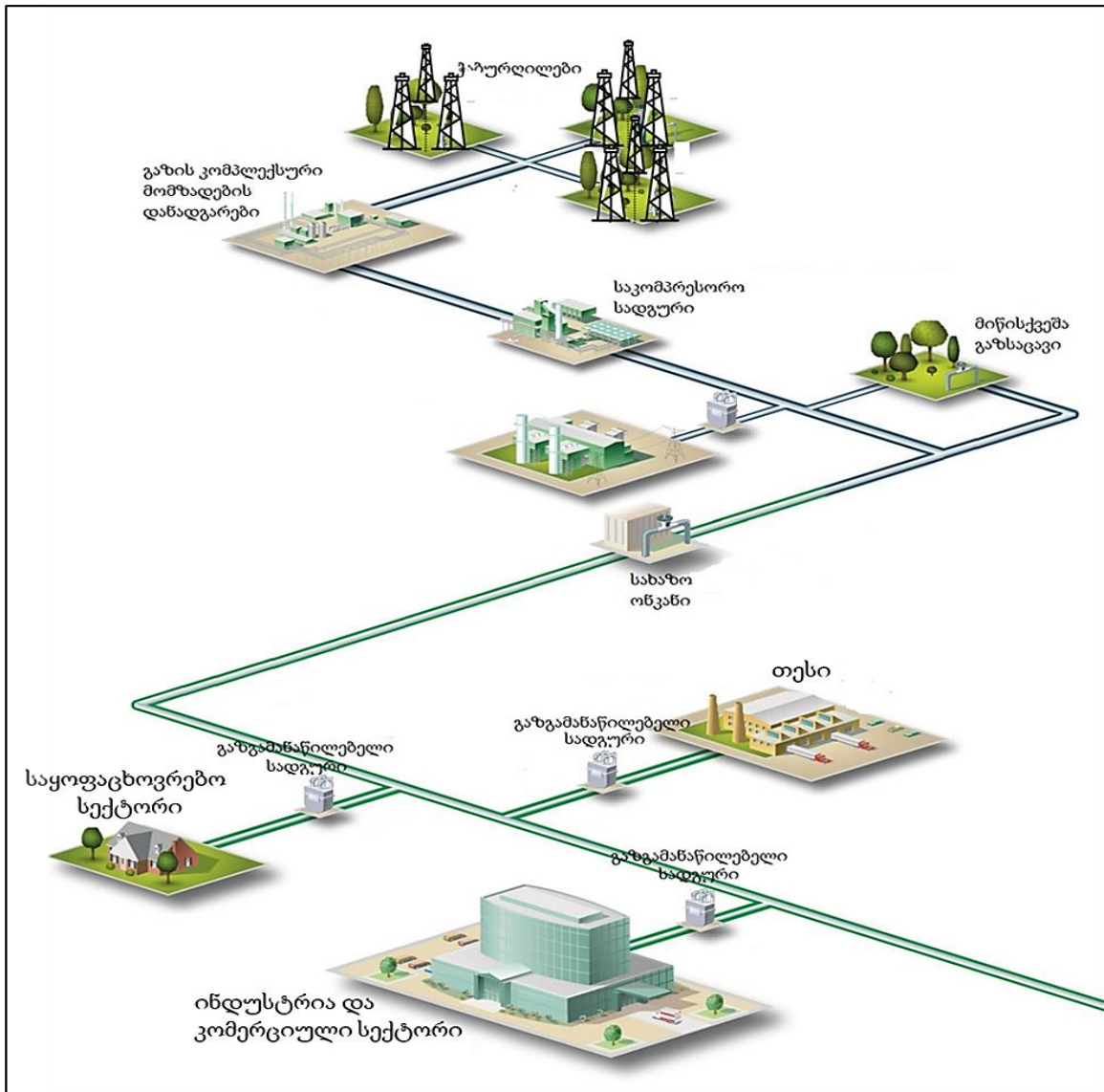
როგორც აღინიშნა, ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო გაზსადენების ტექნიკური მახასიათებლები განსხვავდება ნავთობსადენების მახასიათებლებისაგან, რაც დაკავშირებულია აირის სითხისაგან განსხვავებულ თვისებებთან.<sup>158</sup> ცხრილში მოცემულია სხვადასხვა დიამეტრის გაზსადენების მაქსიმალური გამტარუნარიანობა 125 კმ სიგრძის მონაკვეთისათვის წნევებით 56 და 38 მგპა (თავსა და ბოლოში, შესაბამისად) და გამოყენების 100 %-იანი ეფექტურობის დროს.

ცხრილი 2.5. გაზსადენების გამტარუნარიანობა

D, მმ	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200
მლნ მ <sup>3</sup> /დღ	0,78	1,32	1,96	2,78	4,97	7,95	12,0	16,8	30,0	48,2
მლრდ მ <sup>3</sup> /წ	0,28	0,48	0,71	1,01	1,81	2,90	4,38	6,13	10,9	17,6

ნახაზზე მოცემულია ბუნებრივი გაზის მოპოვების, მილსადენით ტრანსპორტირებისა და განაწილების პრინციპული სქემა.

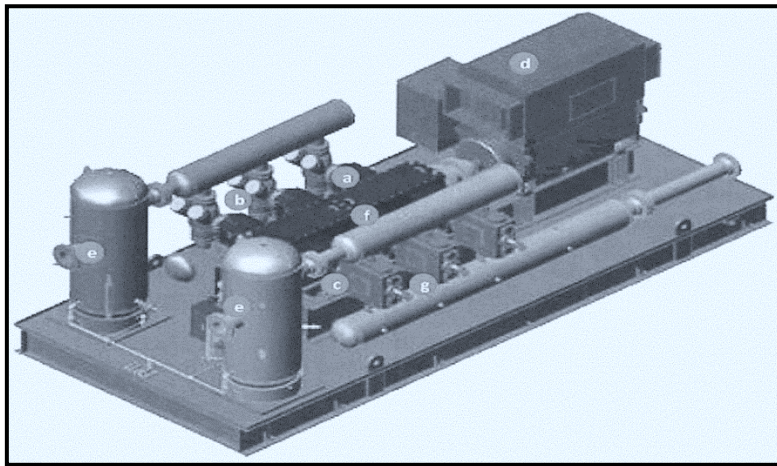
<sup>158</sup> შესაძლებელია, აგრეთვე, გაზსადენის სისტემების მოწყობა სიგრძის მიხედვით ცვალებადი დიამეტრის მილით



ნახაზი 2.9. ბუნებრივი გაზის მოპოვების, ტრანსპორტირებისა და განაწილების გამარტივებული სქემა<sup>159</sup>

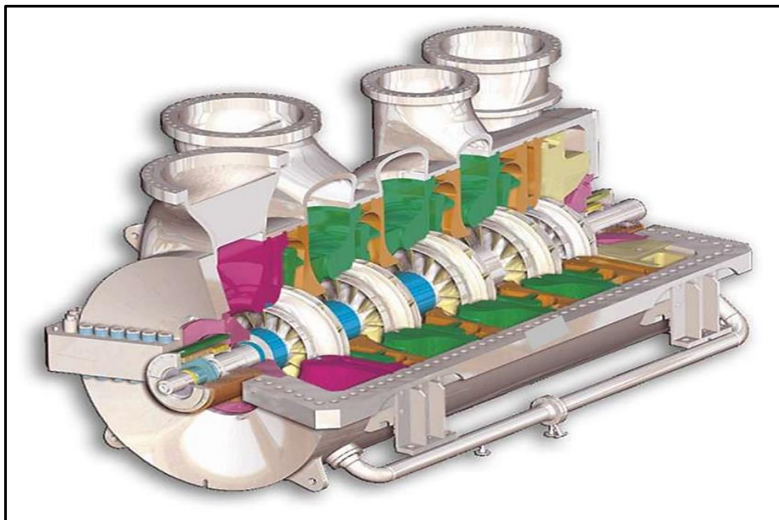
გაზის ტრანსპორტირებისათვის საჭირო წნევა მიიღება სათავო და საშუალო საკომპრესო სადგურებში განლაგებული საჭირხნი აგრეგატების საშუალებით.

<sup>159</sup> თეიმურაზ ჯავახიშვილი, მაგისტრალური ნავთობგაზსადენების ავტომატიზაცია, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, თბილისი, 2017



ორსაფეხურიანი დგუშიანი კომპრესორი

a – კორპუსი, b – I საფეხურის ცილინდრები, c – II საფეხურის ცილინდრები, d – ამძრავი, e – გაზის გამწმენდი, f– შემწოვი მილყელი, g – დამჭირხნი მილყელი



მრავალსაფეხურიანი ცენტრიდანული კომპრესორი<sup>160</sup>

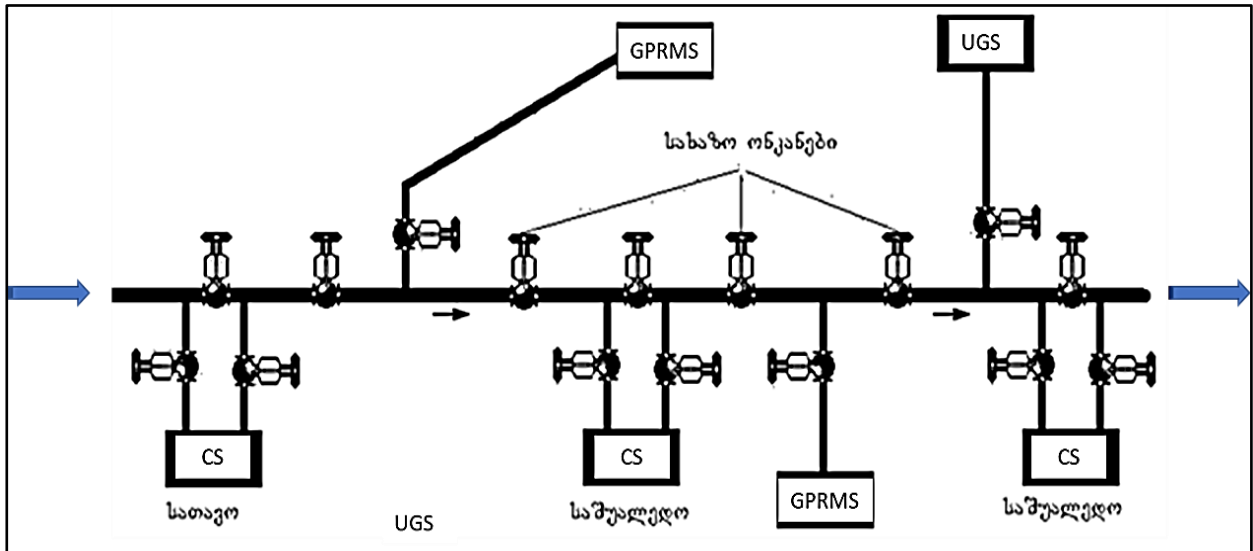
თანამედროვე საკომპრესორო სადგურები რთული საინჟინრო ნაგებობებისა და სისტემების კომპლექსებია. ისინი აღჭურვილია გაზზე მომუშავე ან ელექტრული ამძრავის მქონე დგუშიანი, ტურბო- ან ცენტრიდანული კომპრესორებით. სათავო საკომპრესორო სადგური განთავსებულია გაზის ტრანსპორტირებისათვის მოსამზადებლად განკუთვნილი სათავო ნაგებობების ტერიტორიაზე.

საკომპრესორო სადგურის შემადგენლობაში შედის დაჭირხნილი გაზის გაცივების სისტემებიც, რაც აუცილებელია სისტემის საპროექტო გამტარუნარიანობის უზრუნველსაყოფად. გაცივება საჭიროა როგორც მიმდევრობით ჩართული აგრეგატების შემთხვევაში, ასევე საშუალოდ (საფეხურებს შორის) გაზის გაცივებისათვის.

<sup>160</sup> International Gas Association, LNG17/CNG17, Int. Conference, Houston, 2013



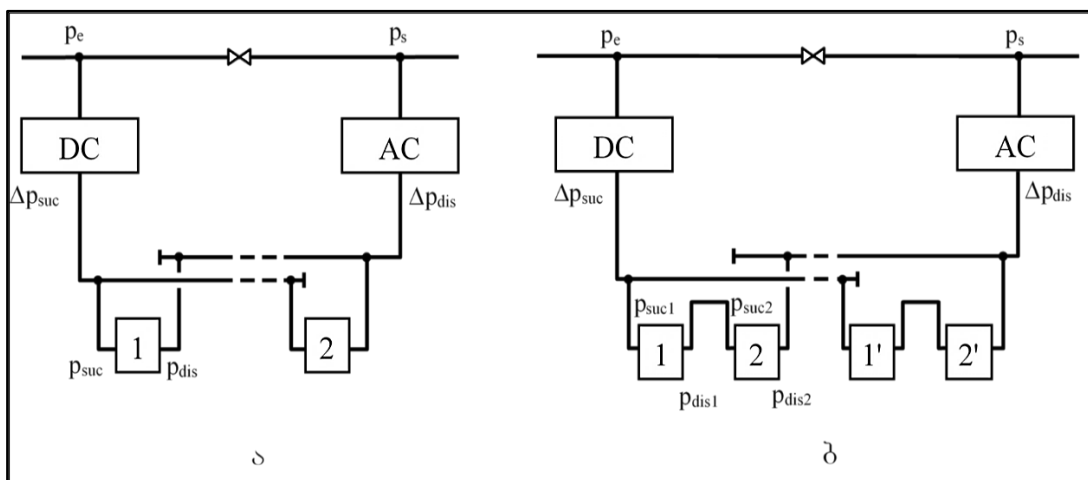
სათავო საკომპრესორო სადგური, როგორც წესი, შედგენილია რამდენიმე პარალელურად ან/და მიმდევრობით ჩართული საკომპრესორო დანადგარისაგან. საჭიროების შემთხვევაში იყენებენ, აგრეთვე, საშუალო საკომპრესორო სადგურებს.



ნახაზი 2.10. მაგისტრალური გაზსადენის სისტემის სქემა

CS-საკომპრესორო სადგური, GPRMS-გაზის წნევის რეგულირებისა და გამოზომი სადგური, UGS-მიწისქვეშა გაზსაცავი

საკომპრესორო სადგურის დამჭირხნი აგრეგატების პარალელური და მიმდევრობით-პარალელური შეერთების სქემები ნაჩვენებია 2.11 ნახაზზე. (ნახაზზე მიღებულია შემდეგი აღნიშვნები: DC – მტვერსაჭერი; AC – გამაცივებელი;  $p_{suc}$ ,  $p_{dis}$  – წნევა შემწოვ და დამჭირხნ ხაზებზე, შესაბამისად;  $\Delta p_{suc}$  – წნევის კარგვა შემწოვ ხაზზე;  $\Delta p_{dis} = \delta p_{dis} + \delta p_{cool}$  – წნევის კარგვა დამჭირხნ ხაზზე;  $p_s = p_{dis} - \Delta p_{dis}$  – წნევა გაზსადენის სახაზო ნაწილის დასაწყისში;  $p_e = p_{suc} - \Delta p_{suc}$  – წნევა შემომსვლელი ხაზის ბოლოში).



ნახაზი 2.11. საკომპრესორო აგრეგატების შეერთების სქემები

ა - აგრეგატების პარალელური შეერთება ; ბ - აგრეგატების მიმდევრობით-პარალელური შეერთება

ცენტრიდანული კომპრესორები შეიძლება იყოს სრულდაწნევიანი, ერთ აგრეგატში წნევის შეკუმშვის ხარისხით  $\varepsilon = 1,45 \dots 1,5$  და არასრულდაწნევიანი წნევის აწევის ხარისხით  $\varepsilon = 1,2 \dots 1,3$  (შეკუმშვის ხარისხი წარმოადგენს დაჭირხნის წნევის ფარდობას აგრეგატში შემავალ წნევასთან).

სრულდაწნევიანი კომპრესორისათვის:

$$\varepsilon = \frac{P_{dis}}{P_{suc}}$$

არასრულდაწნევიანი დამჭირხნისათვის:

$$\varepsilon = \varepsilon_1 \cdot \varepsilon_2 = \frac{P_{dis1}}{P_{suc1}} \cdot \frac{P_{dis2}}{P_{suc2}} \approx \frac{P_{dis2}}{P_{suc1}}$$

სადაც  $\varepsilon_1$  და  $\varepsilon_2$  არის პირველი და მეორე საფეხურის დაჭირხნის ხარისხი, შესაბამისად. საფეხურების თნაბარი დატვირთვისას  $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \sqrt{\varepsilon}$ .

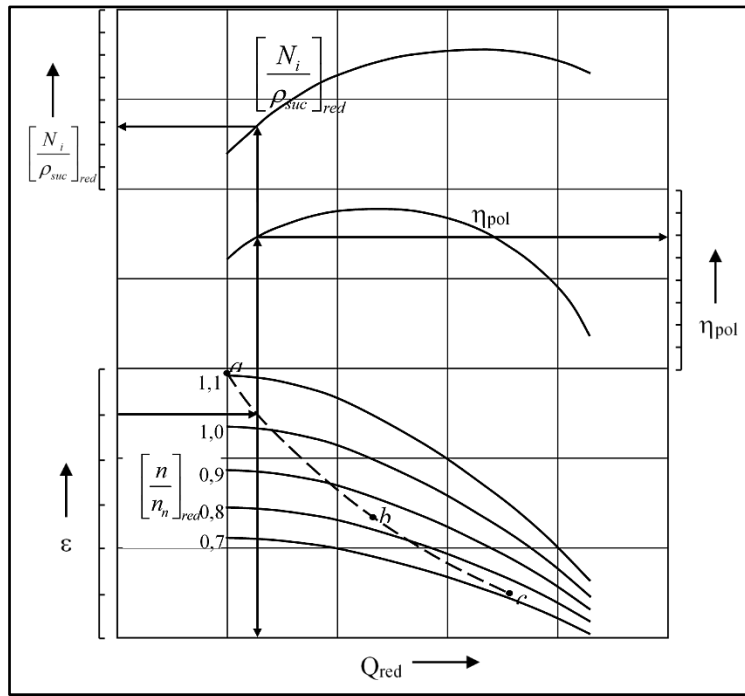
საკომპრესორო სადგურის მუშა რეჟიმის განსაზღვრისათვის, ცენტრიდანული საჭირხნი აგრეგატების გამოყენების დროს, გამოიყენება მახასიათებლები, რომლებიც წარმოადგენს შეკუმშვის ხარისხის  $\varepsilon$ , პოლიტროპული მ.ქ.კ-ის  $\eta_{pol}$  და

დაყვანილი ფარდობითი შიგა სიმძლავრის  $\left[ \frac{N_i}{\rho_{suc}} \right]_{red} = \frac{N_i}{\rho_{suc}} \cdot \left( \frac{n_n}{n} \right)^3$

დამოკიდებულებას დაყვანილი მოცულობითი მწარმოებლურობისაგან, დაყვანილი ფარდობითი ბრუნვის სიხშირის  $n/n_n$  სხვადასხვა მნიშვნელობის პირობებში:

$$Q_{red} = \frac{n_n}{n} \cdot Q_{suc}$$

უნივერსალური დაყვანილი მახასიათებლის გამოყენებით შესაძლებელია კომპრესორის ტიპის შერჩევა და სამუშაო რეჟიმების განსაზღვრა, აგრეთვე მისი ამძრავის საჭირო სიმძლავრისა და ეფექტიანობის დადგენა.

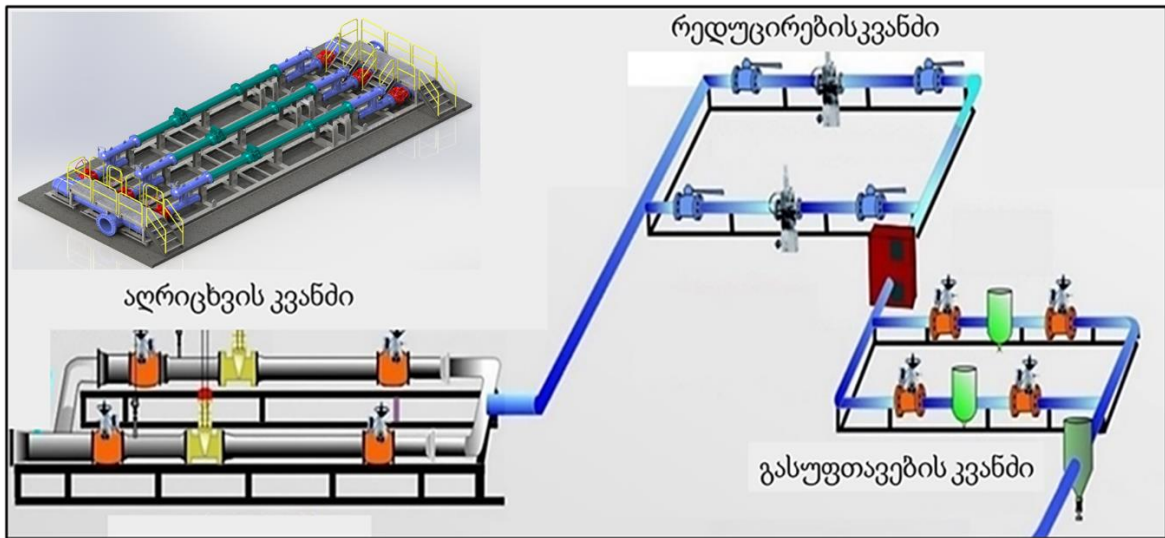


ნახაზი 2.12. კომპრესორის მახასიათებლები

გაზმანაწილებელი სადგურები, ჩვეულებრივ, მაგისტრალური გაზსადენების ბოლოს (დასახლებული პუნქტის, სამრეწველო საწარმოს, თბოელექტროსადგურის და სხვ. სიახლოვეს) ან განშტოებებზე განლაგდება. სადგურის ძირითადი დანიშნულებაა გაზის გაწმენდა, წნევის შემცირება/შენარჩუნება მომხმარებლისათვის საჭირო (ან სადისტრიბუციო ქსელის ოპერირების წნევის) სიდიდემდე და მომხმარებლისათვის მიწოდებული გაზის რაოდენობის აღრიცხვა, საჭიროების შემთხვევაში კი ოდორიზაციაც.

გაზის წნევის რედუცირება, როგორც წესი, ხორციელდება პირდაპირი მოქმედების წნევის რეგულატორებით, რომლებიც უზრუნველყოფს წნევის ავტომატურ რეგულირებას შემოსული გაზის წნევის 1:100-მდე და მეტ ფარგლებში მერყეობისას.

ტენიანი გაზის რედუცირებისას შესაძლებელია ჰიდრატის წარმოქმნა და რეგულატორებისა და მარეგულირებელი სარქველების მოყინვა. ამ მოვლენის თავიდან ასაცილებლად პრაქტიკაში ფართოდ გამოიყენება შემომავალი გაზის შეთბობა რედუცირების კვანძის წინ.



ნახაზი 2.13. წნევის რედუცირებისა და გამზომი სადგურის (GPRMS) პრინციპული სქემა<sup>161</sup>

გამზომი სადგურების (GMS) დანიშნულებაა ბუნებრივი გაზის აღრიცხვა. ისინი ძირითადად გამოიყენება საბადოდან (საცავიდან) მილსადენში მიწოდებული და ექსპორტზე გასატანი გაზის აღრიცხვისათვის.



წნევის რეგულირებისა და გამზომი სადგური სამხრეთკავკასიური მილსადენის საქართველოს მონაკვეთზე<sup>162</sup>

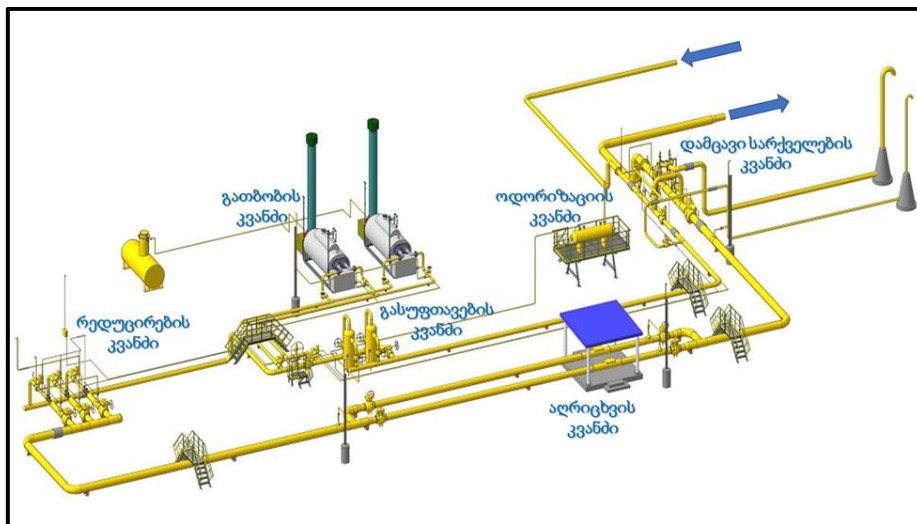
<sup>161</sup> თეიმურაზ ჯავახიშვილი, მაგისტრალური ნავთობგაზსადენების ავტომატიზაცია, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, თბილისი, 2017

<sup>162</sup> Neil Dunn, BP's Energy Infrastructure Projects in Georgia, Presentation at Int. conference GIOGIE, Tbilisi, 2013



გველეთის გამზომი სადგური ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალურ მილსადენზე

საყოფაცხოვრებო სექტორსა და მცირე სიმძლავრის მომხმარებლებს გაზი მიეწოდებათ დაბალი წნევის (1,2-1,6 მგპა-მდე) გამანაწილებელი ქსელებით.



გაზმანაწილებელი სადგური<sup>163</sup>

უმუალოდ მომხმარებლებისათვის მიწოდებამდე გაზის წნევის შესამცირებლად უსაფრთხო სიდიდემდე გამოიყენება გაზის რედუცირების პუნქტები (GRP).

ნავთობისაგან განსხვავებით, გაზის მომხმარებელთა მოთხოვნა უფრო ხშირად და უფრო სწრაფად იცვლება, მათ შორის ამინდზე, წელიწადის დროისა და დღე-ღამის პერიოდის მიხედვით. გარდა ამისა, გაზის მიწოდების შეწყვეტა დაკავშირებულია მტკივნეულ შედეგებთან საყოფაცხოვრებო, კომერციული სექტორისა და

<sup>163</sup> წყარო: საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების ავტომატიზირებული მართვის სისტემები, ოთარ ნალჩევანიძის სამაგისტრო ნაშრომის პრეზენტაცია, სტუ, 2015



სამრეწველო მომხმარებლებისათვის, განსხვავებით ნავთობისა, რომლის დამარაგება გაცილებით მოსახერხებელი და ადვილად შესაძლებელია. შესაბამისად, გაზსაცავების და სისტემის მართვის თანამედროვე კომპიუტერული ცენტრებისა და დახვეწილი საკომუნიკაციო სისტემების გამოყენება საშუალებას იძლევა, უზრუნველყოფილ იქნეს საჭირო მოცულობების გაზის გარანტირებული მიწოდება მომხმარებლისათვის და მინიმუმამდე შემცირდეს დიდ გეოგრაფიულ გარემოზე განფენილი და რამდენიმე საკომპრესორე სადგურისა და სხვა ტექნოლოგიური მოწყობილობებს შემცველი სისტემის შესაძლო გაუმართაობა.

## 2.6. მიწისქვეშა გაზსაცავი

მიწისქვეშა გაზსაცავები მრავალი ქვეყნის გაზმომარაგების სისტემის ერთ-ერთ განუყოფელ ნაწილს შეადგენს. მათი რაოდენობა მსოფლიოში 2019 წლისათვის 630-ს აჭარბებდა, რომელთა აქტიური გაზის მოცულობა დაახლოებით 320-340 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს შეადგენდა.

მიწისქვეშა გაზსაცავების ძირითადი დანიშნულებაა სათბობის სტრატეგიული მარაგის შექმნა მოწოდების შეწყვეტის ან გაზის მაქსიმალური, პიკური მოთხოვნის დროს გამოყენებისათვის.

გაზსაცავის ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი ფუნქციაა, აგრეთვე, მოწოდება-მომხმარების სეზონური ან დღეღამური ფლუქტუაციის დაბალანსება. მოხმარების მკვეთრად გამოხატული სეზონური უთანაბრობის პირობებში, როცა ზამთრის სეზონის მოხმარება ზოგჯერ რამდენჯერმე აღემატება ზაფხულისას, ხოლო გრძელვადიანი კონტრაქტები, როგორც წესი, მთელი წლის განმავლობაში პრაქტიკულად თანაბარ მოწოდებას ითვალისწინებს, გაზსაცავის გამოყენება შეიძლება ზაფხულის ჭარბი მოწოდებისას აკუმულირებული გაზით მაქსიმალური მოხმარების პერიოდის მოთხოვნის დაბალანსება ზამთარში.

გაზსაცავები, აგრეთვე, გამოიყენება ფასების ოპტიმიზაციისათვის, რაც განსაკუთრებულ მნიშვნელობას იძენს ბაზარზე ორგანიზებული სავაჭრო პლატფორმის ფუნქციონირების დროს, როგორც ორდინარულ პირობებში ზამთრისა და ზაფხულის ფასებს შორის არსებული სხვაობის, ისე ექსტრემალურ სიტუაციებში მოთხოვნის გაუთვალისწინებელი ზრდით გამოწვეული ფასების უმართავი ზრდის დასარეგულირებლად. გაზსაცავში დამარაგებული გაზი ასეთ პირობებში ბაზრის სტაბილიზაციის ყველაზე მოხერხებული და იაფი საშუალებაა.

გაზსაცავის გამოყენება სატრანსპორტო სისტემის რაციონალური დატვირთვის საშუალებასაც იძლევა ისეთ შემთხვევებში, როცა ქსელის სიმძლავრე ვერ უზრუნველყოფს ხანმოკლე, პიკური დატვირთვების დროს საჭირო გამტარუნარიანობას. ასეთ სიტუაციაში გაზსაცავის გამოყენება განიხილება

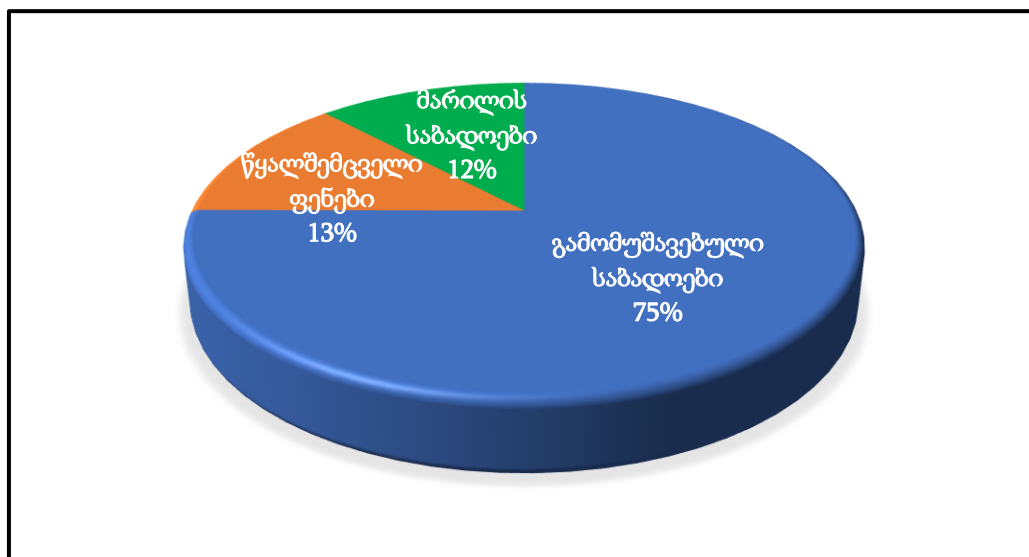
როგორც ახალი, გაზრდილი წნევისა და გამტარუნარიანობის სატრანსპორტო მაგისტრალებისა და საკომპრესორო სადგურების მშენებლობის ალტერნატივა.

გაზსაცავი გაზით ვაჭრობის საბაზრო ცენტრების (HUB) ჩამოყალიბების ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი ხელშემწყობი ფაქტორიცაა. გამოცდილება აჩვენებს, რომ ასეთი ცენტრები, ძირითადად, სხვადასხვა მიმართულების მაგისტრალური გაზსადენების თავმოყრის (ურთიერთგადაკვეთის) ადგილზე განლაგებულ მიწისქვეშა გაზსაცავებთან ყალიბდებოდა ან, პირიქით, გაზსაცავს აშენებდნენ HUB-ის სიახლოვეს, რადგან იგი უზრუნველყოფს საბაზრო ცენტრის ერთ-ერთი უმნიშვნელოვანესი ფუნქციის შესრულებას – გასცემს საჭირო რაოდენობის გაზს პიკური დატვირთვის დროს და შთანთქავს ზედმეტ გაზს დაბალი მოხმარების პერიოდში.

მიწისქვეშა გაზსაცავები შეიძლება მოეწყოს:<sup>164</sup>

- მარილის საბადოებში ხელოვნურად შექმნილ რეზერვუარებში (იხ. ნახაზი, სქემა A);
- ლიკვიდირებულ (ან დაკონსერვებულ) მიწისქვეშა მადაროებში (B);
- წყალშემცველ ფენებში (C);
- ნავთობის ან გაზის გამოფიტულ საბადოებში (D);
- მყარი ქანების სიცარიელებში (E).

მსოფლიოს მოქმედი მიწისქვეშა გაზსაცავების 75%-ზე მეტი ნახშირწყალბადების გამომუშავებულ და 13%-მდე წყალშემცველი ფენების ფორიან სტრუქტურებშია მოწყობილი და მათი აქტიური გაზის ჯამური დაახლოებით 300 მლრდ კუბურ მეტრს, ხოლო დღეღამური გაცემის უნარიანობა 4,4 მლრდ კუბურ მეტრს აჭარბებს.

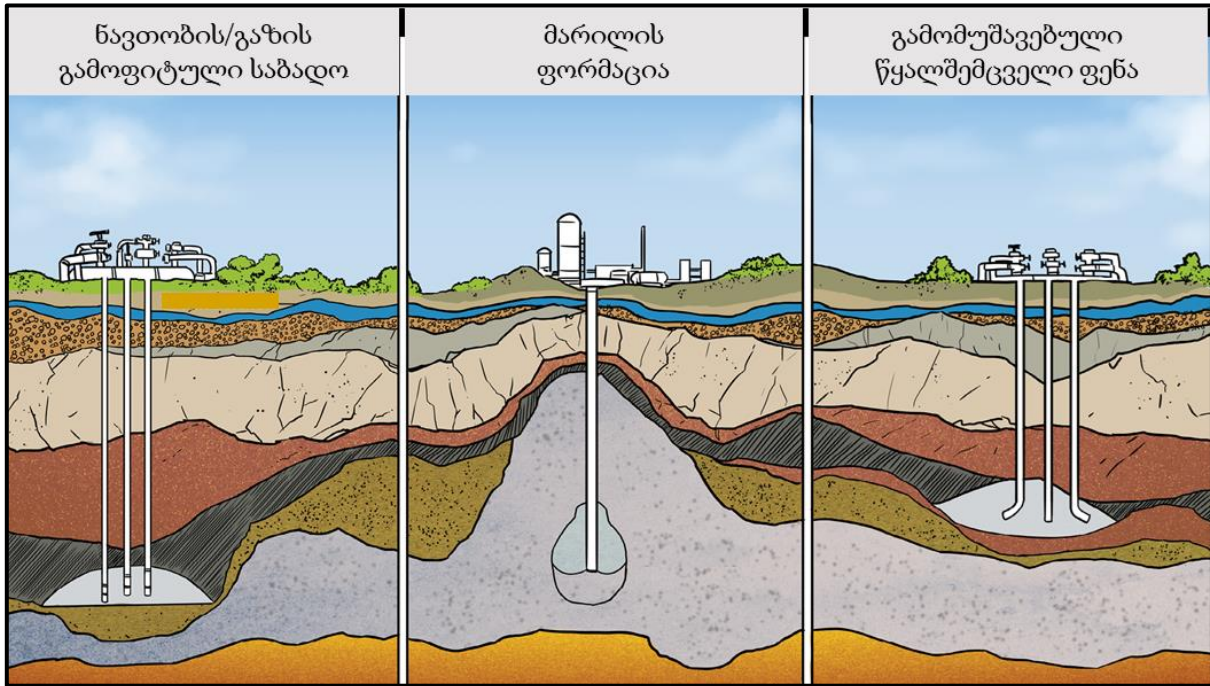


ნახაზი 2.14. მიწისქვეშა გაზსაცავების სახესხვაობები<sup>165</sup>

<sup>164</sup> F. Favret, Up-To-Date Researches and future trends in UGS facilities, NATO ARW “Security of NG Supply through Transit Countries”, Tbilisi, 2003

<sup>165</sup> <https://doi.org/10.1016/j.rser.201901.051>

პირველი მიწისქვეშა გაზსაცავები გამომუშავებული გაზის რეზერვუარის ბაზაზე 1915 წელს კანადაში, ხოლო 1916 წელს ამერიკის შეერთებულ შტატებში ააშენეს. 1942 წელს აშენდა პირველი გაზსაცავი გამომუშავებული ნავთობის რეზერვუარის, ხოლო 1946 წელს წყალშემცველი ფენის ბაზაზე. პირველი გაზსაცავი მარილის საბადოში აშშ-ში აშენდა 1961 წელს. 2004 წელს შვედეთში აშენდა გაზსაცავი მყარ ქანში შექმნილი სიცარიელების გამოყენებით.



მიწისქვეშა გაზსაცავის სახესხვაობები<sup>166</sup>

გაზის ან ნავთობის გამომუშავებული (გამოფიტული) რეზერვუარის გადაკეთება საცავად შედარებით მარტივად ხერხდება, რადგან მისი ძირითადი ქანები ბუნებრივად აკმაყოფილებს ფორიანობისა და შეღწევადობის პირობებს, ხოლო მფარავი ქანები - საიმედო გაუმტარობას.

ზოგადად კი, მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობისათვის აუცილებელია კომპლექსური კვლევითი და წინასწარი სამუშაოების შესრულება, რადგან სტრუქტურის დაზვერვითი სამუშაოები მნიშვნელოვნად განსხვავებულია ნავთობისა და გაზის საბადოს სტრუქტურის დაძიების სამუშაოებთან შედარებით. მხოლოდ საჭირო მოცულობისა და შეღწევადობის კოლექტორული სტრუქტურის გამომჟღავნება არ არის საკმარისი გაზსაცავის მშენებლობის პროექტის განხორციელების მიზანშეწონილობის შესახებ გადაწყვეტილების მისაღებად. საჭიროა, აგრეთვე, გარანტირებული დასტური, რომ ჩაჭირხნილი გაზი არ გაჟონავს მფარავი ქანების არასაკმარისი მაიზოლირებელი თვისებების გამო.<sup>167</sup>

<sup>166</sup> წყარო: ვიკიპედია

<sup>167</sup> თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, ბუნებრივი გაზის მიწისქვეშა საცავების მოწყობის თანამედროვე ტექნოლოგიები. სამთო ჟურნალი # 1-2 (11-12), 2003

დეტალური სეისმური ძიების თანამედროვე მეთოდების გამოყენება საშუალებას იძლევა, მინიმუმამდე შემცირდეს გაურკვევლობა პროექტის განვითარების ადრეულ ეტაპზე და საძიებო ჭაბურღილების რაოდენობა, დაფიქსირდეს მცირე მასშტაბის რღვევები და ნასხლეტები უმნიშვნელო დაცურებით, გაზისა და სითხის ურთიერთკონტაქტის ზედაპირების განლაგება და მათი ცვალებადობის დინამიკა, საცავის რაციონალური მოცულობა. სამგანზომილებიანი და განმეორებითი სამგანზომილებიანი (რომელსაც ოთხ განზომილებიანსაც უწოდებენ) სეისმური მონიტორინგის სამუშაოები და მრავალჯერადი გადაფარვის მეთოდი ცვალებადი ამპლიტუდით, სტრუქტურათა ძებნა-ძიების ერთ-ერთ პერსპექტიულ მეთოდად ითვლება მიწისქვეშა გაზსაცავების მოწყობისა და ოპერირების ოპტიმიზაციის მიზნით.<sup>168, 169</sup>

სეისმოძიების შედეგები გამოიყენება რეზერვუარის მოდელირებისა და გაზის ართმევის პროგნოზის დაზუსტების, ჭაბურღილების განლაგების ოპტიმიზაციისათვის. სითხის (გაზის) ნაკადის მოდელირების მეთოდების შეჯვარება გეოსტატიკური მოდელირების მეთოდებთან, სტრუქტურის მახასიათებლების (ფორიანობა, შეღწევადობა, შეჭიდულობა) გათვალისწინებით, საშუალებას იძლევა, წინასწარ შეფასდეს საცავის ოპერირების თვისებრივი და რაოდენობრივი მახასიათებლები. მოდელირების საფუძველზე განისაზღვრება გაზსაცავის საანგარიშო აქტიური (მუშა) მოცულობა, პიკური გაზგაცემის ნორმა, ჭაბურღილების საჭირო რაოდენობა და მათი განლაგება, ბუფერული გაზის მინიმალური მოცულობა.<sup>170</sup>

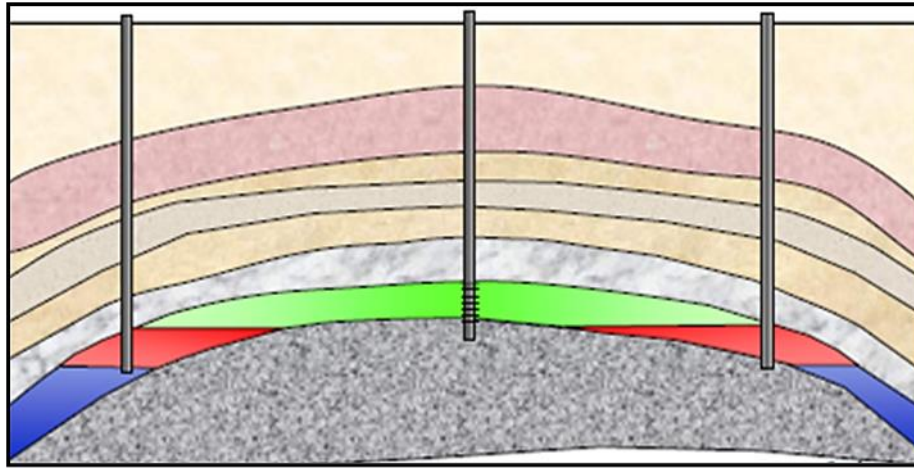
წყალშემცველ ფენში გაზსაცავის მოწყობა ითვალისწინებს გაზის ხელოვნური საბადოს შექმნას, რისთვისაც აუცილებელია ანტიკლინის არსებობა იზოლირებული, ფოროვანი და შეღწევადი რეზერვუარითა და მაღალი გაუმტარი თვისებების მფარავი ქანებით.

---

<sup>168</sup> F. Verdier & F. Huguet, Seismic monitoring for optimizing the operation of underground gas storage, GDF, 20<sup>th</sup> World Gas Conference, Copenhagen, June, 1997

<sup>169</sup> F. Favret & F. Huguet, Performance's survey of aquifer UGS facilities, GDF, ARTEF, September, 1997.

<sup>170</sup> Masanori Kurihara, Jaling Liang at all., Development and Application of underground gas storage simulation, SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling, Yokohama, April, 2000



ნახაზი 2.15. გაზსაცავი გაზ-ნავთობის საბადოს ბაზაზე

მარილის საბადოებში მიწისქვეშა გაზსაცავის მოსაწყობად ფენის შემცველი მარილი წყალში იხსნება და ხსნარი ზედაპირზე ამოიტუმბება ჭაბურღილის საშუალებით, ხოლო წარმოქმნილი სიცარიელე გამოიყენება გაზსაცავად. ასეთი საცავები შედარებით მცირე მოცულობისაა (50-დან 500 მლნ კუბურ მეტრამდე), თუმცა გამოირჩევა მაღალი გაცემის უნარიანობით, შევსებისათვის საჭირო მცირე პერიოდით, ბუფერული გაზის მინიმალური წილით და მისი სრული დაბრუნების შესაძლებლობით საცავის გაუქმების შემთხვევაში.

გასათვალისწინებელია, რომ მიწისქვეშა გაზსაცავის მშენებლობის დროს საწყისი ინვესტიციების მნიშვნელოვანი ნაწილი (ზოგჯერ მთლიანი დანახარჯების 30%-მდე) იხარჯება ბუფერულ გაზზე. შერჩეულ რეზერვუარში ნარჩენი გაზის არსებობა ან ბუნებრივი აირის ჩანაცვლება ალტერნატიული ბუფერული გაზით (მაგ., აზოტით) მნიშვნელოვნად ამცირებს ამ დანახარჯებს.

დასავლეთ ევროპაში XXI საუკუნის დასაწყისში ფუნქციონირებდა 78 მიწისქვეშა გაზსაცავი, ხოლო აღმოსავლეთ და ცენტრალურ ევროპაში – 67. მათი აქტიური მოცულობა და გაზგაცემის ნორმა შესაბამისად შეადგენდა 55 და 131 მლრდ კუბურ მეტრს და დაახლოებით 1.1 და 1.0 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს დღეში .

ევროპის სხვადასხვა ქვეყანაში გაზსაცავების მოცულობა წლიური მოხმარების 15–40%-ის ფარგლებში ცვალებადობს, მათში დაგროვილი ჯამური მარაგი კი მთლიანად ევროგაერთიანების დაახლოებით 50 დღის მოთხოვნას უზრუნველყოფს. აშშ-სა და კანადაში გაზსაცავების მოცულობა წლიური მოხმარების 17 და 19%-ს უტოლდება, შესაბამისად.

რუსეთში 25 მიწისქვეშა გაზსაცავი ფუნქციონირებს გაზის ჯამური მოცულობით 63.5 მლრდ მ<sup>3</sup> და დღელამური მიღების შესაძლებლობით დაახლოებით 610 მლნ მ<sup>3</sup>. გარდა ამისა, "გაზპრომი" გაზის შესანახად იყენებს უკრაინის, ლატვიის, ავსტრიის, გერმანიისა და სხვა ქვეყნების ტერიტორიებზე განთავსებულ მიწისქვეშა



გაზსაცავებსაც. უკრაინის ტერიტორიაზე აშენებულია 13 მიწისქვეშა გაზსაცავი, ჯამური აქტიური მოცულობით დაახლოებით 30-32 მლრდ მ<sup>3</sup>.

სამხრეთ კავკასიის რეგიონში ფუნქციონირებს სამი მიწისქვეშა გაზსაცავი – კალმაზისა და ყარადაღის აზერბაიჯანში და აბოვიანის სომხეთში. კალმაზის საცავის საპროექტო მოცულობა 1.3 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს, ხოლო ყარადაღის 1 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს უტოლდება. ამ გაზსაცავების რეაბილიტაცია-რეკონსტრუქციის შემდეგ აზერბაიჯანს შეუძლია უზრუნველყოს მიწისქვეშა გაზსაცავებში ჯამური 3 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე აქტიური გაზის მოცულობის დასაწყობება. აბოვიანის გაზსაცავი მოწყობილია ზედაპირიდან 800-1000 მ სიღრმეზე ქვამარილის საბადოში. მისი აქტიური მოცულობა დღეისათვის დაახლოებით 110-120 მლნ მ<sup>3</sup>-ს შეადგენს.

## 2.7 ხარჯის გაზომვა და აღრიცხვა

სატუმბ და საკომპრესორო (აგრეთვე გაზის მარეგულირებელ) სადგურში შემოსული და მიწოდებული ნავთობის, ნავთობპროდუქტებისა და გაზის აღრიცხვის მიზნით გამოიყენება დარეზერვებული საზომი ხელსაწყოები: დიაფრაგმული, ტურბინული, ფრთებიანი, კორიოლისის, ულტრაბგერითი, გრიგალური, კამერული ხარჯმომები.



საკონტროლო-გამზომი ხელსაწყოების კვანძი

დიაფრაგმული ხარჯმომი ერთ-ერთი ყველაზე უნივერსალური და ფართოდ გავრცელებული ხელსაწყოა. მის გამოყენება შესაძლებელია როგორც გაზის, ისე სითხის ხარჯის გაზომვისათვის.

დიაფრაგმა წარმოადგენს მრგვალ, თხელი ფოლადის ფირფიტას ნახვრეტით ცენტრში, რომელიც ჩასმულია ხარჯსაზომის მილში ნაკადის ღერძის პერპენდიკულარულად. დიაფრაგმული ხარჯმომით გაზომვის პრინციპი შემდეგ პროცესს ეფუძნება: ნაკადის ფართობის შევიწროების გამო დიაფრაგმის გავლისას ვარდება წნევა (პოტენციური, სტატიკური წნევის ენერჯის კინეტიკურ, სიჩქარული

დაწნევის ენერგიად გარდაქმნის გამო), რაც პროპორციულია ნახვრეტში გამავალი სითხის მოცულობისა.

დიაფრაგმული ხარჯმზომი მონტაჟდება მილის გარკვეული სიგრძის სწორხაზოვან უბნებს შორის, მილტუჩების საშუალებით. ვერტიკალურად განლაგებული დიაფრაგმის ორივე მხარე მიერთებულია წნევათა სხვაობის გამზომ და მარეგისტრირებელ ხელსაწყოთან, უმარტივეს პირობებში ვერცხლისწყლიან U-სებურ მანომეტრთან, რომელიც ზომავს წნევის დიფერენციალს, გამოწვეულს დიაფრაგმის გავლისას წნევის კარგვით ნაკადის ფართობის შევიწროების გამო (სტატიკური წნევის კინეტიკურ, სიჩქარული დაწნევის ენერგიად გარდაქმნის შედეგად), რომელიც პროპორციულია ნახვრეტში გამავალი სითხის მოცულობისა.

ტაიმერით აღჭურვილი მარეგისტრირებელი ხელსაწყოს მეშვეობით დაფიქსირებული სტატიკურ წნევათა სხვაობით დიაფრაგმამდელ და დიაფრაგმის შემდგომ კვეთებში და სათანადო შემასწორებელი კოეფიციენტების გამოყენებით, დგინდება ხელსაწყოში გატარებული გაზის მოცულობა.

წნევის დიფერენციალის გაზომვის პრინციპზე, მსგავსად დიაფრაგმული ხარჯმზომისა, მუშაობენ, აგრეთვე, ხარჯსაზომი საქშენები და ვენტურის ხარჯმზომები.

ტურბინულ მრიცხველებში მოძრავი სითხე აბრუნებს ნიჩბებიან, ნაკადის მოძრაობის პარალელურდერძიან როტორს. როტორის ბრუნვის სიჩქარე პროპორციულია ნაკადის გადაადგილების სიჩქარისა. სათანადო მექანიზმი განსაზღვრავს დამოკიდებულებას როტორის ბრუნვებსა და გატარებული სითხის მოცულობებს შორის. ტურბინული მრიცხველები გაზომვის შედარებით დიდი დიაპაზონით გამოირჩევა. ასეთ მრიცხველს შეუძლია როგორც ციფრული ჩვენების, ისე ელექტრონული სიგნალის მიწოდება კონტროლისა და მართვის პულტზე (მაგალითად, “ფლოუბოსის” მიმყვანებზე).

ულტრაბგერითი ხარჯმზომების ძირითადი დანიშნულებაა ოპერატიული ინფორმაციის მიღება მაგისტრალური მილსადენების მიმდინარე მწარმოებლურობის შესახებ. მათი დამონტაჟება და გამოყენება შეიძლება უმნიშვნელო დანახარჯებისა და მილსადენის მთლიანობის შენარჩუნების პირობებში ნავთობისა და გაზის მიწოდების შეწყვეტის გარეშე.



პორტატული ულტრაბგერითი ხარჯმზომი TransPortRPT78GC

გრიგალური ტიპის ხელსაწყოს გამოყენებით ხარჯის გაზომვა ეფუძნება გრიგალურ ნაკადებს, რომლებიც წარმოიქმნება მოძრავ სითხეში მოთავსებული დაბრკოლების უკან. გრიგალური ნაკადის წარმოქმნის სიხშირე მოძრავი სითხის სიჩქარის პროპორციულია, რაც საშუალებას იძლევა, გაიზომოს ნაკადის ხარჯი გრიგალების წარმოქმნის სიხშირის მონიტორინგის საშუალებით. გრიგალების სიხშირის მონიტორინგი ხორციელდება სპეციალური დეტექტორის (სენსორის) გამოყენებით, რომელიც ზომავს გრიგალების წარმოქმნით გამოწვეულ წნევის ვარდნას მილსადენში. ელექტრონული კვანძი ფილტრავს და აძლიერებს სიგნალს და გადასცემს ხელსაწყოს პულსაციის სიხშირეს ნაკადის ხარჯის გასაანგარიშებლად.

ნავთობისა და გაზის ხარჯისა გასაზომად, ასევე, შეიძლება კამერული, მოცულობის იძულებით გამოდევნის პრინციპზე მომუშავე ხელსაწყოების გამოყენება. კამერულ მრიცხველებში ნაკადის პორციებით თანამიმდევრობით ივსება და იცლება განსაზღვრული მოცულობის სივრცე (კამერა). მრიცხველის მთვლელი მექანიზმი აფიქსირებს შევსება-დაცარიელების ციკლების რაოდენობას დროში და კამერის მოცულობაზე გამრავლებით ადგენს მრიცხველში გატარებული სითხის რაოდენობას.

ბუნებრივი გაზის მოცულობითი ხარჯის დადგენის დროს განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია გაზომვის პირობების ჩამოყალიბება, რაც გულისხმობს გაზომვის შედეგების დაყვანას სტანდარტულ ტემპერატურასა და წნევაზე (როგორც წესი, ნორმალურ ატმოსფერულ წნევასა და 15°C ტემპერატურაზე). მოცულობა საბოლოოდ განისაზღვრება გაზომვის კონკრეტული პირობების შესაბამისი შემასწორებელი კოეფიციენტის გათვალისწინებით, რომელიც საბოლოო შედეგებში

ინტეგრირდება თანამედროვე ხარჯშომბებში გამოყენებული ციფრულ-ელექტრონული აღრიცხვის სისტემების მეშვეობით. ასეთი სისტემები მნიშვნელოვნად აუმჯობესებს გაზომვების სიზუსტეს და ანალიზისათვის წარმოადგენს გაზის მოცულობის შესახებ ინფორმაციას რეალურ დროში.

ბუნებრივი გაზის აღრიცხვის კვანძებში გამოყენებულ ერთ-ერთ მაღალი საექსპლუატაციო პარამეტრების მქონე ხარჯის გამზომ-გასაანგარიშებელ ხელსაწყოს “ფლოუბოსი” (FloBoss)<sup>171</sup> წარმოადგენს.

“ფლოუბოსი” იმპულსურ სიგნალს მიიღებს როტორული, ტურბინული, ულტრაბგერითი ან სხვა ტიპის ხარჯშომიდან. იგი ზომავს ნაკადის სტატიკურ წნევასა და ტემპერატურასაც გაზომვის შედეგების დასაყვანად სტანდარტულ ტემპერატურასა და წნევაზე. ხელსაწყოს შეუძლია, აგრეთვე, გაზომილი პარამეტრებისა და გაანგარიშების მონაცემთა დაარქივება. გარდა ამისა, შესაძლებელია მისი მარტივი ინტეგრირება მაგისტრალური მილსადენების საზედამხედველო კონტროლის “სკადა” სისტემაშიც.

გაზომვის უფრო ზუსტ შედეგებს იძლევა ნაკადის ხარჯის გაზომვის მასური მეთოდი, განსაკუთრებით იმ პირობებში, როდესაც მნიშვნელოვნად იცვლება გასაზომი მედიუმის ფიზიკური მახასიათებლები ნაკადის პარამეტრების (წნევა, ტემპერატურა, სიმკვრივე) ცვალებადობის გამო. ამ მეთოდით გაზომვა არ მოითხოვს სტანდარტული პირობების განსაზღვრას, რადგან სითხის მასა არ იცვლება ტემპერატურისა და წნევის ცვლილებით. ხარჯის გაზომვის მასური მეთოდი განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია ბუნებრივი გაზის გადამუშავების შედეგად მიღებული სითხეებისა (LNG, CNG) და სხვა მსუბუქი ნახშირწყალბადებისათვის.

არსებობს მასური ხარჯის გაზომვის სხვადასხვა ხერხი. მარტივ სისტემებში იყენებენ მოცულობით ხარჯშომს სიმკვრივის მზომთან ერთად. სიმკვრივის საზომის (დენსიტომერის) გამოყენება შეიძლება ჩვეულებრივ ტურბინულ ხარჯშომთან ერთადაც. ორივე ხელსაწოდან აღებული მონაცემები ინტეგრირდება მინიკომპიუტერის საშუალებით და მონიტორზე ჩნდება გაზომვის საბოლოო შედეგი.

მასური ხარჯის გაზომვა შეიძლება კორიოლისის ხარჯშომის გამოყენებით.<sup>172</sup> ასეთი ხელსაწყო შედგება U-სებრი ფორმის მილაკისგან, რომლის მხრები წვეროებით ჩამაგრებულია გამზომ სისტემაში. ნაკადის მოძრაობა იწვევს მხრების დეფორმაციას, რომლის სიდიდე ნაკადის მრუდწირულ უბანში მოძრაობის

<sup>171</sup> [www.emersonprocess.com/flow](http://www.emersonprocess.com/flow), Emerson Process Management. Flow Computer Division

<sup>172</sup> Jimo Arasi, “Coriolis Mass Meter Passes NGL Line Field Trials”, Oil and Gas Journal, January, 1989.

აჩქარების პროპორციულია. დეფორმაციის შესაბამისი ძალა გადაეცემა ჩამაგრებულ წვეროებს, რომელთა მდებარეობა შეესაბამება მასური ხარჯის სიდიდეს.

შერეული ნაკადის ხარჯის გასაზომად აუცილებელია თითოეული კომპონენტის ოდენობის ცოდნა, რისთვისაც მასური გაზომვის სისტემა, ხარჯზომთან და სიმკვრივის საზომთან ერთად, მოიცავს, აგრეთვე, გაზის ქრომატოგრაფს და სინჯების გადამრჩევ მოწყობილობას. ნაკადის სინჯის აიღება ინტერვალებით. ქრომატოგრაფით სინჯის ანალიზის შედეგების გათვალისწინება უზრუნველყოფს ნაკადის ყველა კომპონენტის ხარჯის განსაზღვრას პროცენტებში.

თანამედროვე გაზომვარაგების სისტემები გაზს სხვადასხვა წყაროდან იღებენ, ზოგჯერ მკვეთრად განსხვავებული ენერგეტიკული მახასიათებლებით, და ანაწილებენ მრავალრიცხოვან მომხმარებელს შორის. ამიტომ დიდი მნიშვნელობა ენიჭება, მოცულობასთან ერთად, განისაზღვროს მიწოდებული გაზის თბოუნარიანობაც, რაც, ფაქტობრივად, მისი კომერციული ღირებულების ძირითადი განმსაზღვრელი ფაქტორია.

საერთაშორისო ნავთობგაზის ინდუსტრიაში თბოუნარიანობის ერთეულად ბრიტანულ თბურ ერთეულს (BTU) იყენებენ. BTU არის სითბოს რაოდენობა, რომელიც საჭიროა 1 ფუნტი წყლის ტემპერატურის ფარენჰაიტის 1°-ით, 58.5-დან 59.5°-მდე გასაზრდელად სტანდარტულ წნევის პირობებში.<sup>173</sup>

ზოგ ქვეყანაში თბოუნარიანობის ერთეულად მიღებულია კალორია (1 გრ წყლის ტემპერატურის 1°C-ით, 20-დან 21°C-მდე ასამაღლებლად საჭირო სითბო მუდმივი წნევის პირობებში). CI სისტემაში თბური ენერჯის ერთეულად მიღებულია ჯოული (1 ჯ≈0,239 კალ).

წვის სითბო წარმოადგენს სათბობის ერთეული მასის ან მოცულობის წვის დროს გამოყოფილ თბურ ენერჯიას (კკალ/კგ ან კკალ/მ<sup>3</sup>, შესაბამისად), ნორმალური ატმოსფერული წნევისა (101,325კპა≈760 მმ.ვ.წყ.სვეტი) და 0°C ტემპერატურის პირობებში. ცხრილში მოცემულია სხვადასხვა ნავთობპროდუქტისა და ბუნებრივი გაზის შემადგენელი კომპონენტების წვის სითბოს (თბოშემცველობის) მიახლოებითი მნიშვნელობები.<sup>174</sup>

ზოგადად, ნახშირწყალბადების თბოუნარიანობა იზრდება მოლეკულური წონის ზრდასთან ერთად. მაგალითად, ბუნებრივი გაზის შემადგენლობაში შემავალი ყველაზე მსუბუქი ნახშირწყალბადის - მეთანის (CH<sub>4</sub>) - თბოუნარიანობა უფრო დაბალია, ვიდრე ეთანის, პროპანის, ბუტანის ან პენტანისა. ასევე, ნავთობის თბოუნარიანობა, რომელიც მძიმე ნახშირწყალბადების მეტ რაოდენობას შეიცავს, გაცილებით მაღალია, ვიდრე გაზისა.

<sup>173</sup> 10<sup>6</sup>BTU≈28m<sup>3</sup>NG≈98ft<sup>3</sup>NG≈0,025toe≈0,020tLNG≈0,17bbl

<sup>174</sup> Gas Engineers Handbook, New York: Industrial Press



ცხრილი 2.6. ნავთობპროდუქტებისა და აირების წვის სითბო<sup>175</sup>

თხევადი საწვავი, კკალ/კგ			
ეთილის სპირტი	6500	მაზუთი	9800
ბენზოლი	9600	ნავთობი	9800
ნავთი	9750	ბენზინი	10000
აირადი საწვავი, კკალ/მ <sup>3</sup>			
წყალბადი	2580	მეთანი	8580
ნახშირჟანგი	3020	ეთანი	15400
გოგირდწყალბადი	5660	პროპანი	22300
ბუნებრივი გაზი	7500-9500	ბუტანი	29500

მრავალკომპონენტიანი ბუნებრივი გაზის თბოუნარიანობა, პრაქტიკული მიზნებისათვის, განისაზღვრება ქრომატოგრაფის დახმარებით, რომლის საშუალებით დგინდება შემავალი კომპონენტების პროცენტული შემცველობა და ცნობილია რა თითოეული მათგანის თბოუნარიანობა, განისაზღვრება გაზის საერთო თბოუნარიანობა.

## 2.8. მილსადენი სისტემების სახაზო ნაწილი

სახაზო ნაწილი მაგისტრალური მილსადენი სისტემის ძირითადი კომპონენტია და, თვით მილსადენის გარდა, მოიცავს შემომვლელ მილსადენებს (ლუპინგებს) და განშტოებებს, ჩამკეტ-მარეგულირებელ და გამომრთველ არმატურას, ბუნებრივი და ხელოვნური დაბრკოლებების გადაკვეთებს, გამწმენდი მოწყობილობების გაშვებისა და მიღების კვანძებს, კომპენსატორებსა და კონდენსატმემკრებებს, მილსადენის ელექტროქიმიური დაცვის სისტემას, ნაპირსამაგრ კონსტრუქციებს, ტრასის გასწვრივ არსებულ მისასვლელ გზებსა და სხვა სახაზო ნაგებობებს. როგორც წესი, მაგისტრალური სისტემის სამშენებლო ინვესტიციების 80% და გამოყენებული ლითონის 90% სახაზო ნაწილის მოწყობაზე იხარჯება.

განლაგების მიხედვით მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენები შეიძლება იყოს სახმელეთო (onshore): ზედაპირული ან მიწისქვეშა და წყალქვეშა (offshore) განლაგების.

<sup>175</sup> ტექნიკასა და კომერციულ ურთიერთობებში, ჩვეულებრივად, გამოიყენება უდაბლესი, ანუ სუფთა (ნეტო) თბოუნარიანობის მაჩვენებელი, რომელიც, უმაღლესი (სრული) წვის სითბოსგან განსხვავებით, არ მოიცავს ატმოსფერულ ჰაერზე წვის დროს წარმოშობილი წყლის აორთქლებაზე დახარჯულ ფარულ (ლათენტურ) თბურ ენერგიას



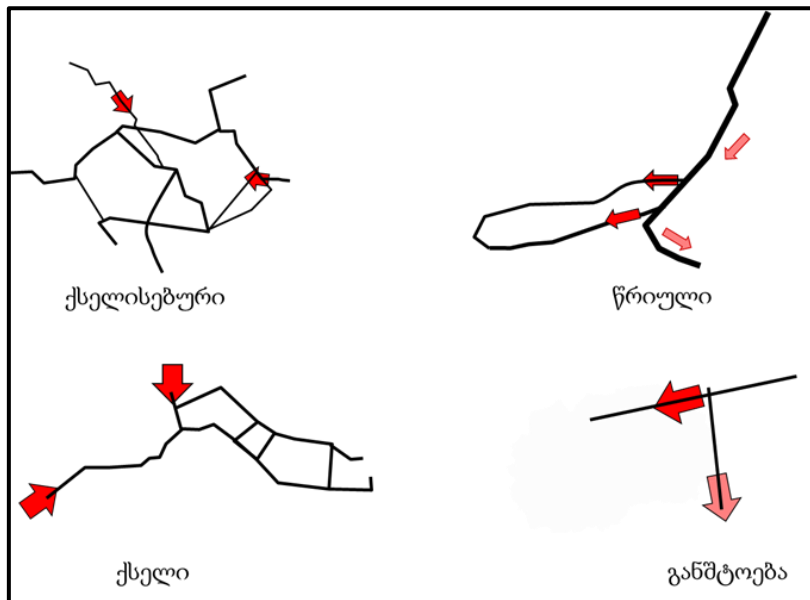
მიწისზედა მილსადენი<sup>176</sup>



მიწისქვეშა მილსადენის მონტაჟი

გეომეტრიული კონფიგურაციის მიხედვით მილსადენები სხვადასხვა სახისაა დანიშნულების, ტექნიკური შესაძლებლობებისა და ექსპლუატაციის საიმედოობის მოთხოვნებიდან გამომდინარე. ზოგადად, გამოარჩევენ მილსადენების, განსაკუთრებით სადისტრიბუციო გაზსადენების, შემდეგ ძირითად კონფიგურაციებს: (ობობას) ქსელისებური, წრიული, ქსელი და განშტოება (იხ. ნახაზი), რომლებიც უზრუნველყოფს მიწოდებას ჩიხური, რგოლური ან კომპლექსური სქემებით.

<sup>176</sup> Source: <https://news.day.az/economy/1584041.html>, 25.07.2023



ნახაზი 2. 16. მილსადენების ძირითადი კონფიგურაცია

ხაზოვანი ნაწილის მახასიათებელი პარამეტრების მიხედვით განასხვავებენ მაგისტრალური მილსადენების შემდეგ სახეობებს:

1) მარტივი, მილების მუდმივი დიამეტრით სათავო ნაგებობებიდან ტერმინალამდე, მარშრუტზე ნაკადის დამატების ან მოკლების გარეშე; ასეთი მილსადენების სიგრძე შედარებით მცირეა და მათში ნავთობის ან გაზის ტრანსპორტირება, როგორც წესი, ხორციელდება ფენის წნევის ხარჯზე, დამატებითი დამჭირხნი საშუალების გამოყენების გარეშე;

2) ტელესკოპური, ტრასის სიგრძეზე სხვადასხვა დიამეტრის მილებით; ასეთი მილსადენები იმატებენ ან, პირიქით, გასცემენ ტრასის სიგრძეზე ახალ ნაკადს და, შესაბამისად, იცვლება მილის დიამეტრიც. ტელესკოპური გაზსადენების საწყის მონაკვეთზე მონტაჟდება უფრო მცირე დიამეტრის მილები, რომელთა ზომა იზრდება გაზის წნევის შემცირებისა და მოცულობის ზრდის კვალობაზე. მილსადენებს, რომლებითაც მაგისტრალური მილსადენით გადატანილი ნაკადი მიეწოდება გზად მდებარე მომხმარებლებს, განშტოებები ეწოდება;

3) მრავალმაფიანი (ხაზიანი), როდესაც ძირითადი ხაზის პარალელურად გაყვანილია იმავე ან განსხვავებული დიამეტრის მქონე მილსადენის ერთი ან რამდენიმე ერთმანეთთან შემკრავით დაკავშირებული ხაზი; თუ პარალელური ხაზები მხოლოდ ცალკეულ მონაკვეთებზე მონტაჟდება, მათ ლუპინგები (შემომვლები ხაზები) ეწოდება;

4) რგოლური, რომლებიც იქნება მსხვილი ქალაქების გარშემო გაზსადენის მიწოდების საიმედოობის გასაზრდელად, ასევე მაგისტრალური მილსადენების გასაერთიანებლად ინდუსტრიული რაიონის (ქვეყნის, რეგიონის) ერთიან სატრანსპორტო სისტემაში.

მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენებისათვის გამოიყენება მაღალხარისხოვანი, მაღალი სიმტკიცის ფოლადის (X52, X60, X65, X80, X100-მდე სიმტკიცის API 5L სტანდარტის მიხედვით), 4-დან 36 მმ-მდე კედლის სისქის, 1,5-1,8 მ-მდე დიამეტრის, 75-100 ბარამდე წნევაზე გათვლილ, სწორ- და სპირალურ ნაკერიანი, ორმხრივი ელექტრორკალური შედუღების ტექნოლოგიით დამზადებული მილები. მათი გამოყენება ნავთობისა და გაზის მრეწველობაში საშუალებას იძლევა, დაიზოგოს მნიშვნელოვანი სახსრები (10%-მდე) როგორც თვით მილების წარმოებაზე, ისე მათ ტრანსპორტირებასა და მშენებლობაზე. შედარებითი სიძვირის გამო უკანასკნელ პერიოდში იშვიათად გამოიყენება უნაკერო ფოლადის მილები. ასევე, დასაშვებია პოლივინილქლორიდის, პოლიპროპილენის, მინაბოჭკოსაგან და სხვა ალტერნატიული მასალებისაგან დამზადებული მილების შეზღუდული გამოყენება, ძირითადად დაბალი წნევის გამანაწილებელ სიტემებში.<sup>177</sup>

ნავთობ- და გაზსადენების მშენებლობაში გამოყენებული მილები ამერიკის ნავთობის ინსტიტუტის API 5L და საერთაშორისო პრაქტიკაში სხვა ფართოდ გამოყენებული სპეციფიკაციის მიხედვით, ვრცელდება უნაკერო, გრძივ- და სპირალურად შენადულ ფოლადის მილებზე და მოიცავს სიმტკიცის კლასებს: A, B (ჩვეულებრივი ფოლადისთვის), X, 5LS და 5L (მაღალი სიმტკიცის ფოლადისათვის).

მარკა ფოლადის სიმტკიცის მაჩვენებელია და API კლასიფიკაციით განისაზღვრება მისი მინიმალური დენადობის ზღვრის მიხედვით. A კლასის ფოლადის მინიმალური დენადობის ზღვარია 207 მგპა (დაახლოებით 30 000 ფუნტი/დიუმი<sup>2</sup>). B კლასის ფოლადისა - 250 მგპა (დაახლოებით 35 000 ფუნტი/დიუმი<sup>2</sup>). დანარჩენ სიმტკიცის კლასებში (იხ. ცხრილი) X42 აღნიშნავს, რომ მილი დამზადებულია ფოლადისაგან, მინიმალური დენადობის ზღვრით დაახლოებით 42 ათასი ფუნტი/დიუმი<sup>2</sup>, X65 – 65 ათასი ფუნტი/დიუმი<sup>2</sup> და ა.შ.

ცხრილი 2.7. ფოლადის მახასიათებლები API 5L სპეციფიკაციის მიხედვით

კლასი	დენადობის ზღვარი		დროებითი წინაღობა გაგლეჯაზე, მგპა
	1000 ფუნტი/დიუმი <sup>2</sup>	მგპა	
A	30	207	331
B	35	241	413
X 42	42	289	413
X 46	46	317	434
X 52	52	358	455

<sup>177</sup> დეტალური ინფორმაცია ნავთობისა და გაზის მრეწველობაში გამოყენებული მილების შესახებ იხილეთ ANSI/ASME B31, ANSI/ASME A53, A106 და API 5L და/ან ანალოგიური საერთაშორისო სტანდარტები DIN 17120, DIN 17172, TS 6047, EN 10208-2, EN 1594, BS 4515, ASTM A 53, GOCT 20295, GOCT P 52079

X 56	56	386	489
X 60	60	413	517
X 65	65	448	530
X 70	70	482	565
X 80	80	520	590
X 100	100	620	650

მილის კედლის სისქე ASME 31.8 სტანდარტის მიხედვით იანგარიშება ფორმულით:

$$t = \frac{pD}{2SFET}$$

სადაც  $p$  არის საპროექტო წნევა, მგპა;

$D$  - მილის გარე დიამეტრი, მმ;

$S$  - ფოლადის დენადობის ზღვარი, მგპა (მაგ: X60 სიმტკიცის კლასის მილის ფოლადისათვის  $S = 414$  მგპა);

$F$  - დაპროექტების ფაქტორი, რომლის მნიშვნელობა ტოლია:  $F=0,5$  მაღალი რისკის მქონე უბნებისათვის,  $F=0,6$  საშუალო რისკის უბნებისათვის და  $F=0,9$  დაბალი რისკის უბნებისათვის;

$E$  და  $T$  - ემპირიული კოეფიციენტებია (რიცხოვრივი მნიშვნელობები აიღება ASME 31.8 სტანდარტის სპეციალური ცხრილებიდან).

მაგალითისათვის, თუ შესარჩევია  $D = 711,2$  მმ სტანდარტული (API 5L მიხედვით) დიამეტრის მილსადენის კედლის სისქე  $p = 5,4$  მგპა საპროექტო წნევისა და მაღალი რისკის უბნისათვის, მიიღება:

$$t = \frac{pD}{2SFET} = \frac{5,4 \times 711,2}{2 \times 414 \times 0,5 \times 1 \times 1} = 9,388$$

სტანდარტის<sup>178</sup> მიხედვით შეირჩევა მილი კედლის სისქით  $0,406 \times 25,4 = 10,31$  მმ, B კატეგორიის მაღალი სირთულის მილსადენის უბნისათვის.

შეჩეული მილი მოწმდება სიმტკიცესა და პლასტიკურ დეფორმაციებზე გრძივი და განივი დამაბულობების დროს.<sup>179</sup>

**ჩამკვეთ-მარეგულირებელი და დამცავი არმატურის** განთავსება მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენების ტრასაზე უზრუნველყოფს მათი ცალკეული მონაკვეთების იზოლირებას (გათიშვას) სარემონტო სამუშაოების ჩასატარებლად, სახაზო ნაწილის მთლიანობის ავარიული დარღვევის ან სისტემის ოპერირების ავარიული შეწყვეტის დროს (ევროკავშირის 26 ქვეყნის მიხედვით ჩატარებული

<sup>178</sup> API Specification 5L – Specification for Line Pipe

<sup>179</sup> მილსადენების უსაფრთხო ექსპლუატაციასთან დაკავშირებული ტექნოლოგიური პარამეტრების გაანგარიშების დეტალები იხ. მონოგრაფიაში: თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, თეიმურაზ ჯავახიშვილი, საქართველოს მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენები, გამომცემლობა „მერიდიანი“, თბილისი, 2012 წ.



კვლევების ანალიზის შედეგები აჩვენებს, რომ სატრანსპორტო სისტემის ავარიების შედეგად გამოწვეული დანახარჯები ათეულობით მლნ ევროს აჭარბებს).<sup>180</sup>

საკეტ არმატურას, სატრანსპორტო პროდუქტის მიწოდების მთლიანი შეწყვეტის გარდა, ნაკადის რეგულირებაც შეუძლია, რაც უზრუნველყოფილია განივი კვეთის ნაწილობრივი გადაკეტვით. სახაზო ნაწილზე საკეტი არმატურის განთავსების ადგილი განისაზღვრება რელიეფისა და სხვა ადგილობრივი პირობების გათვალისწინებით. არმატურა, როგორც წესი, მონტაჟდება, აგრეთვე, მდინარეების გადაკვეთების ორივე ბოლოზე, განშტოებების საწყის პუნქტებში, საკომპრესორო ან სატუმბი სადგურების მომიჯნავე მონაკვეთებზე, ნავთობსადენის იმ უბნებზე, რომლებიც მახლობლად განლაგებულ ურბანიზებულ ტერიტორიებზე უფრო მაღალ ნიშნულზე არიან განლაგებული. მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენების ერთმანეთის მეზობლად განლაგებულ სახაზო ონკანებს შორის მანძილი, ზოგადად, ცვალებადია, მაგრამ, ნებისმიერ შემთხვევაში, არ შეიძლება იყოს 30 კმ-ზე მეტი.

ნავთობ- და გაზსადენებში გამოყენებულ საკეტ არმატურას მიეკუთვნება საცობიანი ონკანები, ურდულეები (საკვალთები) და ვენტილები.



ნახაზი 2.17. სფერული ონკანი<sup>181</sup>

მაგისტრალურ მილსადენებზე წარმატებით გამოიყენება თანაბარგასასვლელიანი ონკანები პმევმოჰიდროამძრავიანი სფერული საკეტით, მიწისზედა ან მიწისქვეშა განლაგებით.

საკვალთის საშუალებით ხდება ქსელის სხვადასხვა უბნის მთლიანი ან ნაწილობრივი ჩართვა-გამორთვა, მიწოდებისა და წნევის რეგულირება. იგი გამოიყენება შედარებით მცირე დიამეტრის მილსადენებზე და დაბალი წნევის დროს. საკვალთის მუშაობის პრინციპი დამყარებულია მდოვრედ დაკეტვაზე

<sup>180</sup> ACER, Study of the Estimation of the Cost of Disruption of Gas Supply in Europe, November, 2018

<sup>181</sup> Cameron Valves & Measurements, accessed 17.06.2021

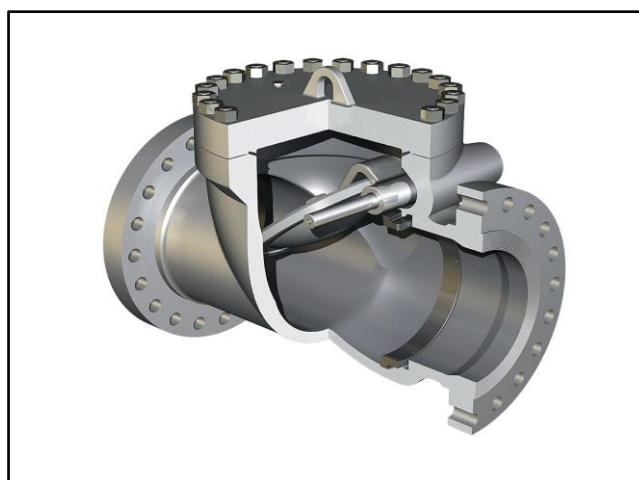
(გახსნაზე), რაც მინიმუმამდე ამცირებს წნევის მკვეთრი ცვალებადობის შესაძლებლობას და მასთან დაკავშირებული გარდამავალი პროცესების წარმოშობის საშიშროებას. საკვალთები აღჭურვილია ხელის, ჰიდრავლიკური ან ელექტროამძრავით.

ვენტილები გამოიყენება მილსადენთან საკონტროლო-საზომი ხელსაწყოების, კონდენსატემკრებების, რედუცირების მოწყობილობებისა და სხვა კვანძების მისაერთებლად შედარებით მცირე დიამეტრის (200 მმ-მდე) მილყელებით.

დამცავი არმატურა: უკუსარქვლები, ვანტუზები, დამცავი და დამცლელი სარქვლები, ტემპერატურული კომპენსატორები, აგრეთვე კონდენსატის მოსაცილებელი მოწყობილობა (გაზსადენებში) გამოიყენება სახაზო ნაწილის დასაცავად ნორმალური რეჟიმული პარამეტრების გადახრისაგან ან სისტემის მთლიანობის შესანარჩუნებლად.

უკუსარქველი მონტაჟდება მილსადენის სახაზო ნაწილის ისეთ ადგილას, სადაც დაუშვებელია ნაკადის უკუმიმართულებით დინება. უკუსარქველი იკეტება იმ შემთხვევაში, როცა, მაგალითად, აღმავალ ნავთობსადენში მყისიერად ეცემა წნევა და წყდება ნაკადის დინება ნორმალური ექსპლუატაციის პირობებით გათვალისწინებული მიმართულებით, ტუმბოს დაუგეგმავი გაჩერების, მილსადენის მთლიანობის დარღვევის ან სხვა მიზეზის გამო.

უკუსარქვლის სწრაფად დაკეტვის შემთხვევაში შესაძლებელია მილსადენში წარმოიქმნას ჰიდრავლიკური დარტყმა, ამიტომ, როგორც წესი, იგი აღჭურვილია მამუხრუჭებელი მოწყობილობით და მასთან დაკავშირებული ან დამოუკიდებელი, დამცლელსარქვლიანი არინების მილით, რომელიც, თავის მხრივ, ნავთობის დაღვრის თავიდან აცილების მიზნით მიერთებულია საავარიო რეზერვუარებთან.

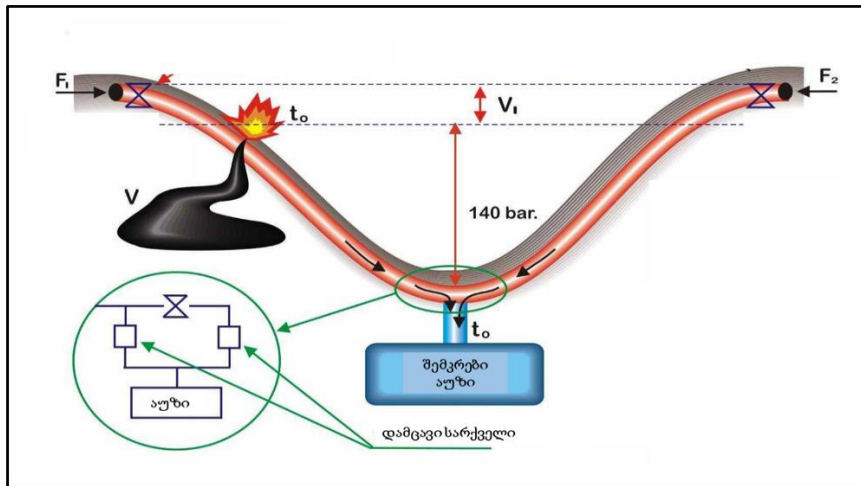


ნახაზი 2.18. უკუსარქველი<sup>182</sup>

<sup>182</sup> Cameron Valves & Measurements, Accessed 17.06.2021

დამცავი სარქველის დანიშნულებათა, დაიცვას სახაზო ნაწილი საექსპლუატაციო წნევის პროექტით დადგენილი დიაპაზონიდან გადახრისაგან, რაც შეიძლება გამოწვეული იყოს სხვადასხვა მიზეზით (ოპერატორის შეცდომა, მილსადენის მთლიანობის დარღვევა აღმავალ უბანზე და ჰიდრავლიკური დარტყმა და ა.შ.).

ნახაზზე ნაჩვენებია ნავთობსადენის გამჭოლი დაზიანების დროს ჰიდრავლიკური დარტყმისა და მეორადი დაღვრის თავიდან აცილების სისტემის სქემატური ნახაზი, რომელიც აღჭურვილია დამცავ-დამცლელი სარქველებითა და საავარიო შემკრები რეზერვუარით.



ნახაზი 2.19. გარემოს დაზიანების პრევენციის სისტემა ნავთობსადენით ხეობის გადაკვეთის დროს (მაქსიმალური დასაშვები საოპერაციო წნევა - MAOP=90 ბარს)

ნავთობსადენში სხვადასხვა მიზეზით მოხვედრილი ჰაერის, ხოლო გაზსადენში გამოლექილი კონდენსატის დაგროვებით შეიძლება მილის განივი კვეთი თანდათანობით გადაიკეტოს და სისტემის გამტარუნარიანობა მნიშვნელოვნად შემცირდეს. ამიტომ ნავთობსადენის სახაზო ნაწილის ამაღლებული მონაკვეთები აღჭურვილია ჰაერგამომშვები ვანტუზებით, ხოლო გაზსადენის სახაზო ნაწილის შედარებით დადაბლებული მონაკვეთები – კონდენსატშემკრებებით.

ვანტუზი მონტაჟდება ნავთობსადენის ტრასის გარდატეხის ყველაზე მაღალ წერტილებში, მათ შორის სატუმბო სადგურის მიმდებარე ტერიტორიაზე, სადაც, ჩვეულებრივ, გროვდება ნაკადში მოხვედრილი ჰაერი და ხდება მისი გამოთავისუფლება (ატმოსფეროში ან სპეციალურ საცავში). მილსადენის დაზიანებისა და ავარიული დაცლის შემთხვევაში კი ვანტუზი უზრუნველყოფს ხაზოვანი ნაწილის თანდათანობით შევსებას ჰაერით, რაც გამორიცხავს სისტემაში საშიში გაიშვიათების (ვაკუუმის) წარმოშობას.

კონდენსატშემკრები მონტაჟდება მაგისტრალური გაზსადენების ხაზურ ნაწილზე გაზიდან გამოყოფილი თხევადი მინარევების (კონდენსატი, წყალი და სხვა) შეკრებისა და მოცილებისათვის. იგი განლაგდება საკომპრესორო სადგურის შემდეგ, მილსადენის შედარებით დადაბლებულ მონაკვეთებზე.

კონდენსატემკრები აღჭურვილია სითხის ავტომატური მოცილების მოწყობილობებით.

კომპენსატორებს აყენებენ ნავთობ- და გაზსადენების მიწისზედა მონაკვეთებზე, რომლებზეც აუცილებელია ტემპერატურის ცვლილების ზეგავლენით გამოწვეული მილის გრძივი გადაადგილების კომპენსირება. სხვადასხვა ტიპის კომპენსატორებით აღიჭურვება, აგრეთვე, მაგისტრალური მილსადენების საჰაერო გადასასვლელები მდინარეებსა და სხვა დაბრკოლებებზე.

ექსპლუატაციის პერიოდში ნავთობ- და გაზსადენებში დაგროვილი გამონალექითა და/ან კონდენსატით წარმოშობილი საცობებისაგან სიღრუს გასაწმენდად გამოიყენება სპეციალური, სხვადასხვა სახისა და კონსტრუქციის გამწმენდი მოწყობილობები და დგუმები. გამწმენდი მოწყობილობა გამოიყენება მილშიდა სიღრუს გაწმენდისა და გამოსაშრობად არა მარტო ოპერირების პროცესში, არამედ მშენებლობის შემდგომი ჰიდროსტატიკური გამოცდის დასრულების შემდეგაც. მილსადენში ამ მოწყობილობების შეშვება და მიღება ხორციელდება სპეციალური არმატურით აღჭურვილი მაგისტრალის განშტოებიდან - მიმღებ-გამშვები კვანძიდან (სადგურიდან). მიმღებ-გამშვები კვანძიდან პერიოდულად ხდება ე.წ. „ინტელექტუალური ხელსაწყო“ – მილის შიგა კედლის ინსპექტირებისათვის განკუთვნილი გადამწოდებით აღჭურვილი მოწყობილობის გაშვებაც, რომელიც მოძრაობისას დააფიქსირებს არსებულ მდგომარეობას და სამონიტორე პუნქტს გადასცემს საჭირო ინფორმაციას.

ნავთობპროდუქტსადენების ექსპლუატაციის დროს ხშირად საჭირო ხდება სხვადასხვა სახის პროდუქტის მიმდევრობითი ტრანსპორტირება. პროდუქტების ერთმანეთთან შერევის გამორიცხვის მიზნით იყენებენ ნაკადის სფერული ფორმის გამაცალკეებლებს. მათი მილსადენში შეშვება-მიღებისათვისაც მიმღებ-გამშვები კვანძები გამოიყენება.

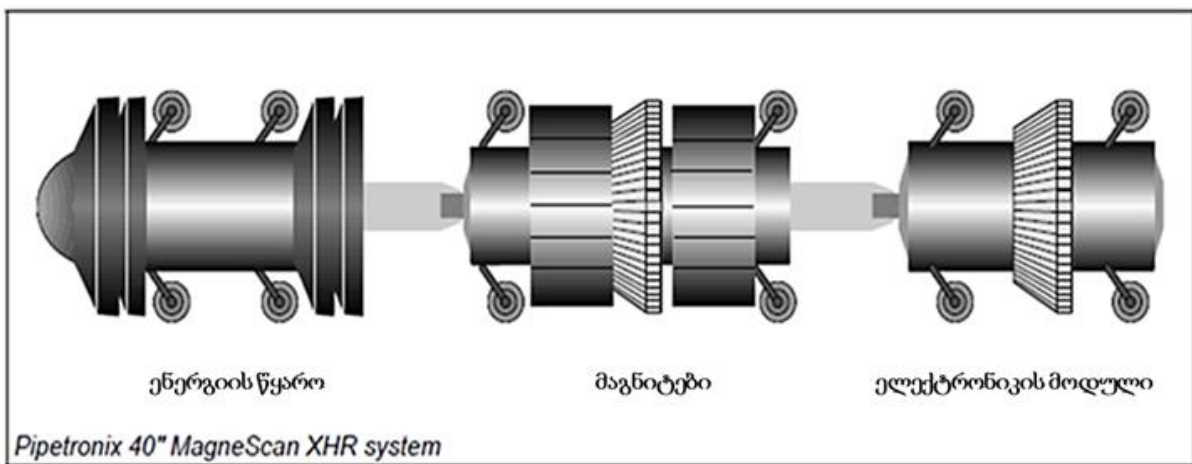


მილსადენის შიგა სიღრუს გამწმენდი მოწყობილობები<sup>183</sup>

<sup>183</sup> WWW.GirardIndustries.com. World Pipelines, August 2010



მილსადენის შიგა სიღრუის მონიტორინგისათვის თანამედროვე მილშიდა ინსპექტირების მოწყობილობა გამოიყენება. იგი აღჭურვილია მაღალი მგრძობიარობის გადამწოდებით, რომლებიც მილსადენში მოძრაობის დროს აფიქსირებენ გადახრებს ნორმალური მდგომარეობიდან და შესაბამის სიგნალს აწვდიან საოპერატორო პულტს. იგი აღჭურვილია: შაბლონური (კალიბრების) საზომი, ვიზუალური, მაგნიტური ნაკადის ინდუქციის ინსტრუმენტებით, ულტრაბგერითი ხელსაწყოებით კედლის სისქის გაზომვისა და ფოლადის მექანიკური ან კოროზიული დაღლილობით გამოწვეული მიკრობზარების აღმოსაჩენად.<sup>184</sup>



2.20. მილსადენის შიგა მდგომარეობის გამოსაკვლევი ხელსაწყო

ცნობილია შემდეგი დანიშნულების მოწყობილობები: გამწმენდი, მაგნიტური ნაკადის გაბნევის (HR/XHR), ულტრაბგერითი (UT), გეომეტრიული, XYZ მოწყობილობა, ელექტრო მაგნიტური აკუსტიკური გადამწოდი (EMAT) და სხვადასხვა ტექნოლოგიის კომბინაცია.<sup>185</sup>

მაგნიტური ნაკადის გაბნევის (MFL) მეთოდი საუკეთესო შედეგს იძლევა ისეთი დეფექტების აღმოსაჩენად, რომლებიც ორიენტებულია პერპენდიკულარულად მაგნიტური ნაკადის მიმართ. ულტრაბგერითი ტესტირების (UT) მეთოდი ძირითადად გამოიყენება მილის კედლის სისქის გაზომვისა და ბზარების დეტექციისათვის. ელექტრომაგნიტური აკუსტიკური გადამწოდი (EMAT) გამოიყენება ბზარებისა და საიზოლაციო დანაფარის დაშლის გამოსავლენად. გეომეტრიული და XYZ ტიპის მოწყობილობები გამოიყენება მილის გეომეტრიის გაზომვის, ნორმალური ტიპზომებიდან გადახრის გამოსავლენად და დაზიანებული უბნის ადგილმდებარეობის (კოორდინატების) დასადგენად.

<sup>184</sup> J.F.Kiefner, R.W. Hyatt and R.J. Eiber, "Tools Locate, Measure Dents and Metal Loss", Oil and Gas Journal, April 1989

<sup>185</sup> Internal Inspection of Pipelines, STATOIL Presentation, 18.04.2013

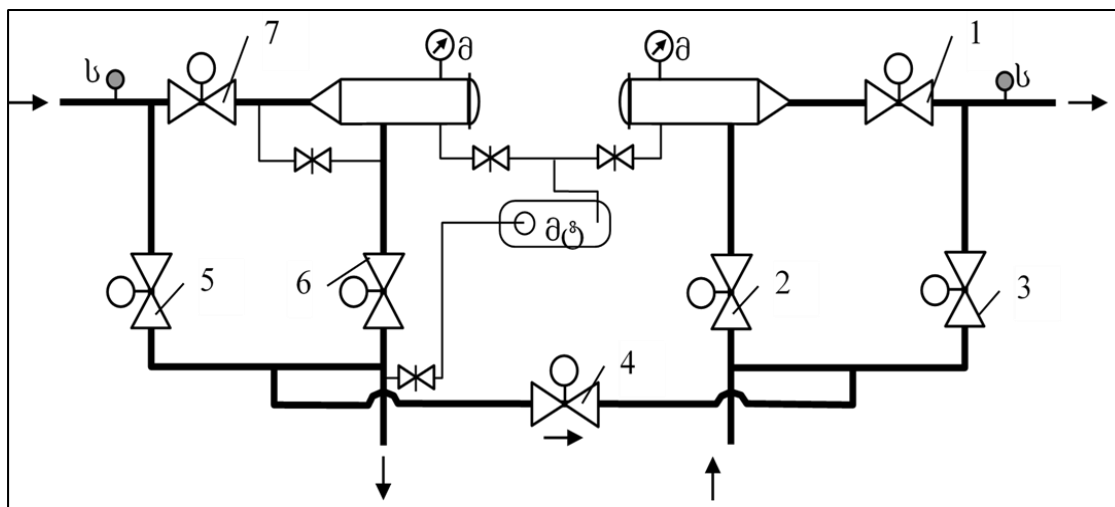


დღეისათვის პრაქტიკაში ხშირად გამოიყენებენ კომბინირებულ, მულტიდიამეტრის ინსპექტირების მოწყობილობას (იხ. ნახაზი).



კომბინირებული მულტიდიამეტრის მილსადენის შიგა მდგომარეობის გამოსაკვლევი ხელსაწყოები<sup>186</sup>

როგორც აღინიშნა, მილსადენში გამწმენდი და ინსპექტირების მოწყობილობის მოსათავსებლად და მონაკვეთის ბოლოში დგუმის ამოსაღებად საჭიროა სპეციალურად აღჭურვილი კვანძების მოწყობა. მიღება-გაშვების კვანძებს შორის მანძილი დამოკიდებულია სატუმბი ან საკომპრესორო სადგურების მომსახურებისა და საექსპლუატაციო პროცედურებზე, მათ განლაგებაზე ტრასის გასწვრივ და გამწმენდი (საკვლევი, ნაკადის გამყოფი) მოწყობილობის დასამზადებლად გამოყენებულ მასალაზე. გაზის ტრანსპორტირებისას მაქსიმალური რეკომენდებული მანძილი მიღება-გაშვების კვანძებს შორის არის 150-160 კმ, მაგისტრალურ ნავთობადენებში მიღება-გაშვების კვანძებს შორის რეკომენდებული მანძილია 450-500 კმ. მილსადენის გაწმენდა-გასუფთავების პერიოდულობა ინდივიდუალურია და დამოკიდებულია მილსადენის ტექნიკურ მდგომარეობაზე, ექსპლუატაციის რეჟიმსა და სატრანსპორტო პროდუქტის თვისებებზე.



ნახაზი 2.21. გაშვება-მიღების კვანძის პრინციპული სქემა

<sup>186</sup> Internal Inspection of Pipelines, STATOIL Presentation, 18.04.2013

ს - სიგნალიზატორი; მ - მანომეტრი; მტ - მიწისქვეშა ტევადობა კამერების დასაცვლელად მოწყობილობის გაშვება და მიღება ხორციელდება სპეციალური კამერის საშუალებით, რომელიც წარმოადგენს დიდი დიამეტრის მილსადენის ჩიხურ სეგმენტს ბოლო ჩამკეტით. გაშვებისათვის მოწყობილობა თავსდება კამერაში, იხსნება ონკანები 1 და 2, ხოლო ონკანი 3 იკეტება. სახაზო სიგნალიზატორით ფიქსირდება მოწყობილობის მაგისტრალში შესვლა, ონკანები კი უბრუნდება საწყის მდგომარეობას. მოწყობილობის მისაღებად გასაწმენდი (გამოსაკვლევი) მონაკვეთის ბოლოში გაიხსნება მე-6 და მე-7 ონკანები და იკეტება ონკანი 5. მიღების კამერაში მოწყობილობის შესვლის შესახებ სიგნალის მიღების შემდეგ მე-6 და მე-7 ონკანები იკეტება, რითაც ხდება მილსადენიდან კამერის იზოლირება, ხოლო სატრანსპორტო პროდუქტი მიიღება (გატარდება) გაღებული მე-5 ონკანით. მოწყობილობა კამერიდან ამოიღება კამერის წნევის დაცემისა და პროდუქტისგან (ნავთობი, გაზი) გათავისუფლების შემდეგ.



გამშვები კვანძი „აბაშა-სენაკის“ მაგისტრალურ გაზსადენზე

მილსადენის კოროზიისაგან დაცვის სისტემა წარმოადგენს მაგისტრალური გაზსადენის ერთ-ერთ მთავარ ნაწილს, რომლის დანიშნულებაცაა მიწისქვეშა გაზსადენის კოროზიისაგან დაცვა. მილსადენის კოროზიისაგან დაცვის ხერხები პირობითად რამდენიმე ჯგუფად იყოფა:

- პასიური დაცვა;
- აქტიური დაცვა;
- ლითონში სპეციალური კომპონენტების, მალეგირებელი ელემენტების, შეყვანა, რომლებიც ზრდის კოროზიულ მედეგობას;
- სატრანსპორტო მედიუმზე ზემოქმედება.

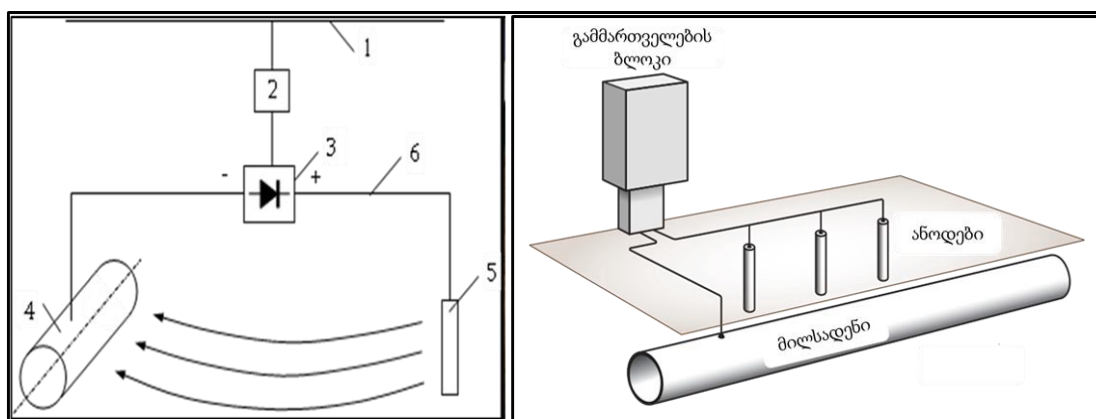
პასიური დაცვა გულისხმობს მილის ზედაპირზე დამცავი საიზოლაციო საფარის დატანას. თანამედროვე საიზოლაციო მასალებია ექსტრუდირებული პოლიეთილენი, პოლიპროპილენი, პოლიურეტანი და ეპოქსიდი. ძველ მილსადენებზე გამოყენებულია ბიტუმი, პოლიმერული ლენტი და სხვა საიზოლაციო მასალები. საიზოლაციო დაფარვას უნდა ჰქონდეს მაღალი დიელექტრიკული თვისებები, ადჰეზიის უნარი, მექანიკური სიმტკიცე, მთლიანობა (უწყვეტობა), წყალშეუღწევადობა, ელასტიკურობა, ხანგამძლეობა, ბიო- და თერმომედეგობა.

აქტიური დაცვა გულისხმობს მილსადენზე კათოდური, პროტექტორული და დრენაჟული დაცვის მოწყობას. ლითონში დამატებითი კომპონენტები (ლეგირება), რომელიც ზრდის მის კოროზიულ მედეგობას, შეჰყავთ ლითონის დამზადების სტადიაზე.<sup>187</sup> ამ დროს, დამატებითი კომპონენტების შეყვანასთან ერთად, აცილებენ ლითონის იმ მინარევებს, რომლებიც იწვევს მისი კოროზიული მდგრადობის შემცირებას.

სატრანსპორტო სითხეზე (გაზზე) ზემოქმედების მეთოდის გამოყენების დროს მასში შეიყვანენ კოროზიის ინჰიბიტორებს აგრესიული გარემოს დეაქტივაციის მიზნით.

### მილსადენის კათოდური, პროტექტორული და სადრენაჟო დაცვა

მილსადენის კათოდური დაცვა ხორციელდება კათოდური სადგურის გამოყენებით. მილსადენის კათოდური დაცვის მუდმივი დენის წყაროს დადებითი პოლუსი (ანოდი) მიერთებულია სპეციალურ ანოდურ ჩამამიწებელთან, ხოლო უარყოფითი პოლუსი (კათოდი) - დასაცავ მილსადენთან.

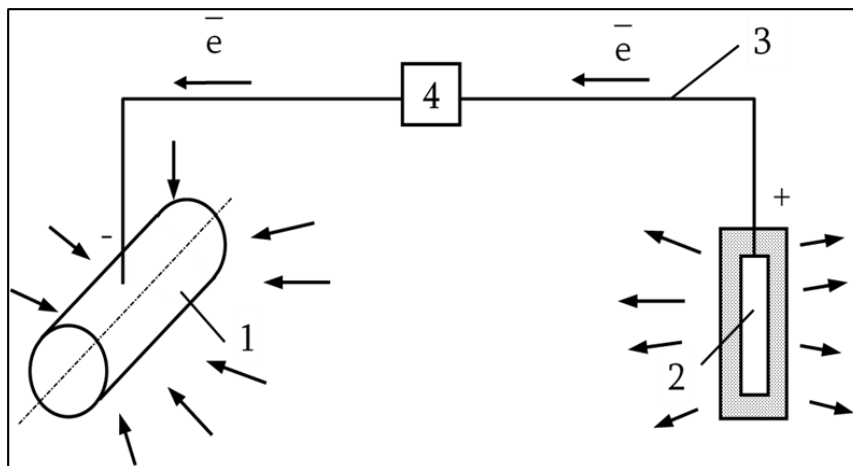


ნახაზი 2.22. მილსადენის კათოდური დაცვის სისტემა

<sup>187</sup> Т. Гочиташвили, Гидроабразивный износ оборудования гидротранспортных систем, Тбилиси, Мецниереба, 1992

1. ელექტროგადაცემის ხაზი; 2. სატრანსფორმატორო პუნქტი; 3. კათოდური დაცვის სადგური; 4. მილსადენი; 5. ანოდური ჩამიწება; 6. კაბელი ელექტრული ველის ზემოქმედების შედეგად იწყება ელექტრონების მოძრაობა ანოდური ჩამამიწებლიდან მილსადენისაკენ. კარგავს რა ელექტრონებს, ანოდური ჩამამიწებლის ატომები იონების სახით გადადის ნიადაგის ელექტროლიტის ხსნარში, ე.ი. ანოდური ჩამამიწებელი იწყებს დაშლას (რღვევას). ამავე დროს კათოდზე (მილსადენი) თავს იყრიან თავისუფალი ელექტრონები, რაც განაპირობებს ლითონის აღდგენას.

პროტექტორული დაცვა გამოიყენება ელექტროენერჯის წყაროს მოცილებული მილსადენის უბნების კოროზიისაგან დასაცავად.



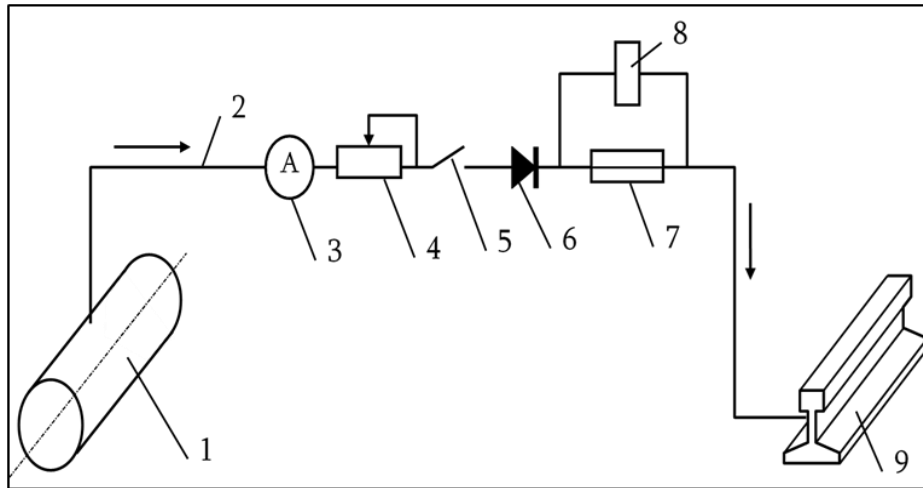
ნახაზი 2.23. პროტექტორული დაცვის სქემა

1- მილსადენი; 2- პროტექტორი; 3-სადენი; 4- საკონტროლო-საზომი სვეტი

პროტექტორული დაცვის მოქმედების პრინციპი ანალოგიურია გალვანური წყვილისა. ორი ელექტროდი - მილსადენი და პროტექტორი, შეერთებულია სადენით. პროტექტორი მზადდება ჩვეულებრივ ფოლადთან შედარებით უფრო ელექტროუარყოფითი ლითონისაგან (მაგნიუმი, თუთია, ალუმინი, მანგანუმი, ინდიუმი ან მათი შენადნობები). ასეთი შეერთების შედეგად წარმოიქმნება პოტენციალთა სხვაობა, რომლის მოქმედების შედეგად ხდება ელექტრონების მიმართული მოძრაობა პროტექტორ-ანოდისაგან მილსადენ-კათოდისკენ. შედეგად ირღვევა პროტექტორი, ხოლო მილსადენის კედლები დაცულია კოროზიისაგან.

ელექტროსადრენაჟო დაცვა გამოიყენება მილსადენის მოხეტიალე დენებისაგან დასაცავად. მოხეტიალე დენების წყაროს წარმოადგენს ელექტროფიცირებული ტრანსპორტი (რკინიგზა, ტრამვაის ხაზი და სხვა), რომელიც მუშაობს სქემით „სადენი-მიწა“. დენი წვეის ქვესადგურის დადებითი სალტიდან საკონტაქტო ხაზით მიეწოდება ელმავლის ძრავას, ხოლო ბორბლების გავლით - რელსებს, რომლებიც მიერთებულია წვეის ქვესადგურის უარყოფით სალტესთან. „რელსები-გრუნტის“ წყვილის დაბალი გარდამავალი წინაღობისა და რელსებს შორის შესაკრავის დარღვევის გამო მიწაში გაჟონავს დენის ნაწილი, რომელსაც შეუძლია

დაზიანოს მიმდებარედ განლაგებული მილსადენი დაზიანებული იზოლაციით, დენი გადის მილსადენის გავლით და აზიანებს მას. სადრენაჟო დაცვა ემსახურება მოხეტიალე დენების მილსადენიდან მოცილებას და მის მოხეტიალე დენების კვების წყაროზე ან სპეციალურ ჩამამიწებელზე დაბრუნებას.



ნახაზი 2.24. სადრენაჟო დაცვის სქემა

1- მილსადენი; 2- სადრენაჟო კაბელი; 3- ამპერმეტრი; 4- რეოსტატი; 5- ჩამრავი; 6- ვენტილი; 7- დნობადი მცველი; 8- სასიგნალო რელე; 9- რელსი

მიწაში განლაგებული მილსადენების კოროზიისაგან დაცვა, გრუნტის აგრესიულობისაგან დამოუკიდებლად, უნდა მოხდეს კომპლექსურად: დამცავი საფარითა და ელექტროქიმიური დაცვის საშუალებებით.

საჰაერო მილსადენების დაცვა ატმოსფერული კოროზიისაგან ხდება ლაქსაღებავით, მინაემალით, ლითონური დაფარვით ან კონსისტენტური საგლესით (20% ალუმინის პუდრის შემცველობით და 0,2-0,5 მმ სისქით).

## 2.9 მილსადენების ჰიდრავლიკური გაანგარიშების საფუძვლები

როგორც ცნობილია, იდეალური სითხის<sup>188</sup> ჭავლის დამყარებული მოძრაობა ორი კვეთისათვის ბერნულის განტოლებით აღიწერება:

$$Z_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{u^2}{2g} = Z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{u_2^2}{2g}$$

სადაც:  $Z$  – მდებარეობის ხვედრითი პოტენციური ენერგიაა (ერთეული წონის მქონე სითხის პოტენციური ენერგია);  $\frac{p}{\rho g}$  – ჰიდროდინამიკური წნევის ხვედრითი

<sup>188</sup> იდეალური ეწოდება წარმოსახვით სითხეს, რომელშიც უგულებელყოფილია ხახუნის ძალები და გრიგალური წარმონაქმნები



ჰოტენციური ენერჯიაა;  $\frac{u^2}{2g}$  – ხვედრითი კინეტიკური ენერჯიაა.  $E = Z + \frac{P}{\rho g} + \frac{u^2}{2g}$   
 არის ნაკადის სრული ხვედრითი ენერჯია.

რეალურად კი, ბლანტი სითხეების მოძრაობისას, ხახუნის ძალების ზეგავლენით, აღიმკვრება წინააღმდეგობები, რომელთა გადასალახავად საჭიროა ნაკადის ხვედრითი ენერჯიის დახარჯვა.

შესაბამისად, ბერნულის განტოლება ბლანტი უკუმშვადი სითხის ქავლის დამყარებულ მოძრაობისას შემდეგნაირად ჩაიწერება:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{u_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{u_2^2}{2g} + h_{b\text{-}b}$$

სადაც  $h_{b\text{-}b}$  არის დაწნევის (ხვედრითი ენერჯიის) დანაკარგი 1–1 და 2–2 კვეთებს შორის უბანზე.

ბერნულის განტოლება რეალური, ბლანტი სითხის ნაკადისათვის კი ასე ჩაიწერება:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + hw$$

სადაც  $Z_1$  და  $Z_2$  არის ნაკადის კვეთში ნებისმიერი წერტილების მდებარეობის სიმაღლეები საფარდი სიბრტყის მიმართ;  $P_1$  და  $P_2$  წნევის სიდიდეები იმავე წერტილებში;  $v_1$  და  $v_2$  ნაკადის საშუალო სიჩქარეები შერჩეულ კვეთებში;  $\alpha_1$  და  $\alpha_2$  კინემატიკური ენერჯიის კოეფიციენტები, რომლებიც ითვალისწინებს სხვაობას ნაკადის საშუალო სიჩქარით გამოთვლილ და ფაქტობრივი მოძრაობის რაოდენობებს შორის;  $hw$  დაწნევის დანაკარგი ნაკადის მოძრაობისას ორ განსახილველ კვეთს შორის მოთავსებულ უბანზე.

დაწნევის დანაკარგები, ზოგადად, ორი სახის წინააღმდეგობით არის განპირობებული: ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობები სითხის მოძრაობისას მილსადენის სიგრძეზე ( $h_L$ ) და ადგილობრივი წინააღმდეგობები ( $h_s$ ), რომლებიც წარმოქმნილია ნაკადის მოძრაობისას მილსადენის ფასონურ ნაწილებსა და კონსტრუქციულ მოწყობილობებში (შესასვლელი, გამოსასვლელი, გაფართოება, შევიწროება, მობრუნება, მილსადენების ჩამკეტ-მარეგულირებელი არმატურა და სხვა).

$$h_s = h_{L1} + h_{s1}$$

აღსანიშნავია, რომ სითხის ნაკადში წინააღმდეგობის ძალების მოქმედების მექანიზმი იმდენად რთულია, რომ მათი ზემოქმედებით გამოწვეული ენერჯიის დანაკარგების განსაზღვრის ზუსტი უნივერსალური დამოკიდებულების შემუშავება, მოძრაობის სხვადასხვა შემთხვევისათვის, პრაქტიკულად შეუძლებელია (თეორიული ამონახსნი მიღებულია მოძრაობის მხოლოდ კერძო, შედარებით მარტივი

შემთხვევებისათვის). შესაბამისად, საინჟინრო პრაქტიკაში, მილსადენების ჰიდრავლიკური გაანგარიშებებისათვის, როგორც წესი, ემპირიული და ნახევრადემპირიული დამოკიდებულებები გამოიყენება.

წრიული განივი კვეთის მილსადენის სიგრძეზე დაწნევის დანაკარგის საანგარიშო, ე.წ. დარსი-ვაისბახის ექსპერიმენტულად მიღებული ფორმულა შემდეგი სახისაა:

$$h_L = \lambda \frac{L v^2}{D 2g}$$

სადაც  $\lambda$  არის ჰიდრავლიკური წინაღობის (ხახუნის) უგანზომილებო კოეფიციენტი. მისი განსაზღვრისათვის ფართო მასშტაბის ექსპერიმენტული და თეორიული გამოკვლევებია ჩატარებული მრავალი მეცნიერის მიერ. ამ კოეფიციენტის ფართო და ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი ექსპერიმენტული გამოკვლევა ჩაატარა გერმანიაში მოღვაწე ქართველმა მეცნიერმა ი. ნიკურაძემ მე-20 საუკუნის 30-იან წლებში. ცდების დროს თითოეულ საცდელ მილსადენში დაწნევის დანაკარგებიზომებოდა და მათ შესაბამისი წინაღობის  $\lambda$  კოეფიციენტის მნიშვნელობათა დგინდებოდა ნაკადის მოძრაობის  $v$  საშუალო სიჩქარისა და შესაბამისი  $Re$  რეინოლდსის რიცხვის<sup>189</sup> ფართო დიაპაზონში ცვალებადობისას (მოძრაობის ლამინარული, გარდამავალი და ტურბულენტური რეჟიმებისათვის).

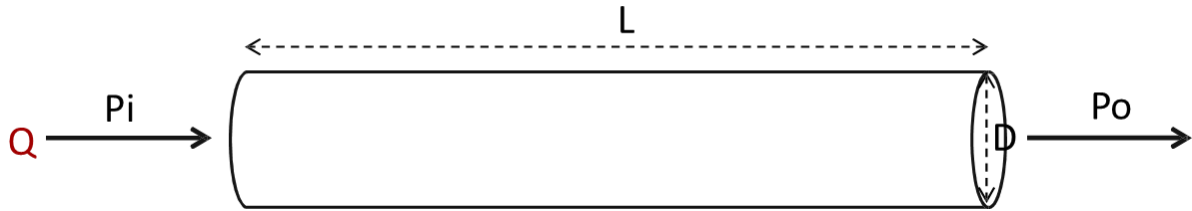
$\lambda$  კოეფიციენტის ნიკურაძისეული მნიშვნელობების სიზუსტე შემდგომში დადასტურებულია მრავალი ცნობილი მეცნიერის გამოკვლევით, რომელთა შედეგები ფართოდ გამოიყენება წვეთოვანი სითხეების, მათ შორის ნავთობ- და ნავთობპროდუქტსადენების ჰიდრავლიკური გათვლებისას, მათთვის დამახასიათებელი თავისებურებების (მაღალი სიბლანტის, რეოლოგიისა და ა.შ.) გათვალისწინებით.

გაზის მოძრაობის ამსახველი განტოლებები განსხვავდება წვეთოვანი სითხეების მოძრაობის განტოლებებისაგან, რაც განპირობებულია მათი ფიზიკური თვისებების სხვაობით.

გაზის მოძრაობისას მილსადენში საწყისი წერტილის წნევა მცირდება მილსადენის ბოლოსაკენ, რაც ნაკადის უწყვეტობისა და მილის დიამეტრის უცვლელობის პირობებში იწვევს გაზის გაფართოებას, ე.ი. მოცულობის ზრდას და მისი სიმკვრივის, პირიქით, შემცირებას. ეს ფაქტორები მნიშვნელოვან ცვლილებებს იწვევს პროცესის აღმწერ განტოლებებში.

<sup>189</sup>  $Re = vD/\gamma$ , სადაც  $v$  არის ნაკადის სიჩქარე,  $D$ - მილსადენის დიამეტრი,  $\gamma$ - მოძრავი სითხის დინამიკური სიბლანტის კოეფიციენტი

ზოგადად, გაზსადენის გამტარუნარიანობა შემდეგი ძირითადი პარამეტრების ფუნქციაა: შემავალი (საწყისი) წნევა ( $P_i$ ), წნევა მილსადენის ბოლო წერტილში ( $P_o$ ), მილის დიამეტრი ( $D$ ) და მილსადენის სიგრძე ( $L$ )<sup>190</sup>.



ძირითადი პარამეტრები გაზსადენის ჰიდრავლიკური გაანგარიშებისათვის

თუკი ნაკადი უწყვეტია, გაზის მასური ხარჯი ( $m$ ) უცვლელად იქნება შენარჩუნებული მილის მთელ სიგრძეზე, მოცულობითი ხარჯი კი  $Q=m/\rho$  (სადაც  $\rho$  გაზის კვლადი სიმკვრივეა) გაიზრდება. შესაბამისად, თანდათანობით გაიზრდება ნაკადის სიჩქარეც  $v=Q/F=4Q/(\pi D^2)$ .

ზოგადად, გაფართოების დროს იცვლება ტემპერატურაც, მაგრამ პრაქტიკული მიზნებისათვის მიღებულია, რომ გრძელ მილსადენებში მოძრაობისას გაზის გაფართოების პროცესი იზოთერმულად ჩაითვალოს. ასეთ შემთხვევაში უცვლელად შენარჩუნდება გაზის დინამიკური სიბლანტე და რეინოლდსის რიცხვი და, შესაბამისად, უცვლელი იქნება ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობის კოეფიციენტი  $\lambda$ -ც. მაშინ ბერნულის განტოლება, იმის გათვალისწინებით, რომ გაზის სიმკვრივე და მოძრაობის სიჩქარე ცვალებადია მილის სიგრძის მიხედვით, დიფერენციალური სახით ასე ჩაიწერება:

$$dZ + (dP/\gamma) + (dv^2/2g) = -\lambda \cdot (L/D) \cdot (v^2/2g)$$

აღნიშნულის გათვალისწინებით, რამდენიმე შუალედური გარდაქმნის შემდეგ მიიღება წნევის დანაკარგების საანგარიშო განტოლება იზოთერმული გაფართოების პროცესის დროს მრგვალი, უცვლელი კვეთის მაგისტრალური გაზსადენისათვის:

$$\rho_1/P_1 \cdot [(P_1^2 - P_2^2)/2] = \lambda \cdot (L/D) \cdot (m^2/2F^2),$$

სიმარტივისათვის კი, მაგალითად, განვითარების მიკროეკონომიკური დაგეგმვის დროს, წინასწარი კონცეპტუალური შეფასების მიზნით მოთხოვნილი სიზუსტის უზრუნველსაყოფად, შესაძლებელია ემპირიული ფორმულების გამოყენება, როცა ერთ კოეფიციენტშია გაერთიანებული თეორიულ საანგარიშო ფორმულებში შემავალი ყველა (კვაზი)მუდმივა და  $\lambda$ -ს ექსპერიმენტული მნიშვნელობები. შედეგად მიღებულია მარტივი საანგარიშო ფორმულები:

<sup>190</sup> გაზსადენის გამტარუნარიანობის განმსაზღვრელი სხვა მნიშვნელოვანი პარამეტრებია: ტემპერატურა, მილსადენის სიგლუვე, გაზის ფარდობითი სიმკვრივე და კომპრესიის ფაქტორი

- საჭირო საწყისი წნევის  $P_1$ , როცა ცნობილია  $L$  სიგრძის  $D$  დიამეტრის მონაკვეთის საჭირო გამტარუნარიანობა  $Q$  და საბოლოო (მომხმარებლის) წნევა  $P_2$ :

$$P_1 = \{ P_2^2 + Q^2 L / K \}^{0.5},$$

სადაც  $K$  მილის დიამეტრსა და მდგომარეობაზე დამოკიდებული უგანზომილებო კოეფიციენტი და აიღება ცხრილიდან;

- მილსადენის გამტარუნარიანობის, როცა ცნობილია საწყისი და საბოლოო წნევები:

$$Q = \{ [(P_1^2 - P_2^2) K^2] / L (D_e / D)^{5.2} \}^{0.5},$$

სადაც  $D$  და  $D_e$  მილის ფაქტიური და ეკვივალენტური დიამეტრებია, შესაბამისად.

ცხრილში მოცემულია უგანზომილებო  $K$  კოეფიციენტის მნიშვნელობები გაზსადენის დიამეტრისა და შიდა პერიმეტრის მდგომარეობის დამახასიათებელი ჰიდრავლიკური ეფექტურობის  $E$  კოეფიციენტისგან დამოკიდებულებით.

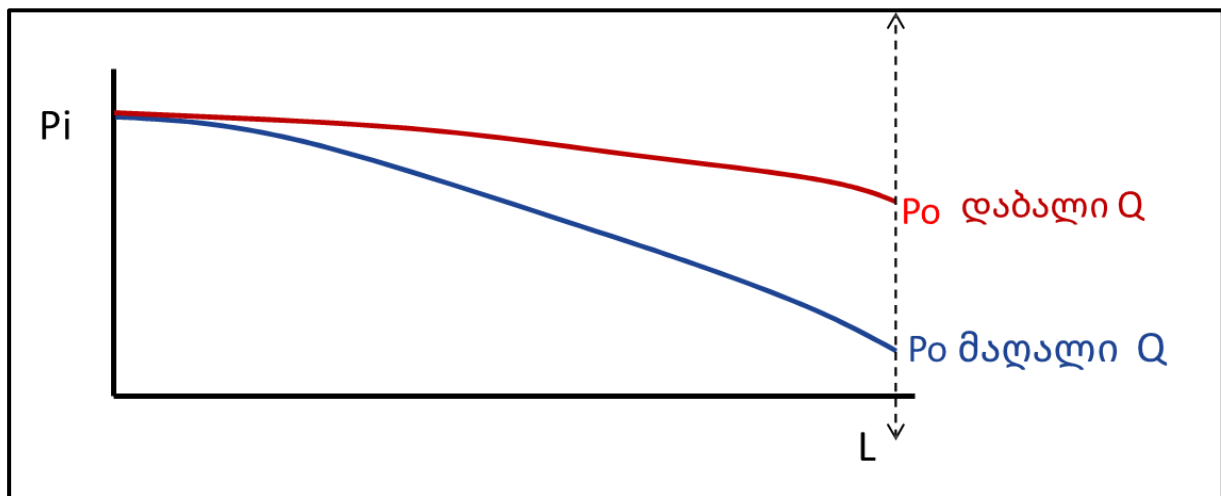
ჰიდრავლიკური ეფექტურობის კოეფიციენტი ითვალისწინებს მწარმოებლურობის შესაძლო შემცირებას ექსპლუატაციის დროს გაზსადენის ჰიდრავლიკური წინაღობის გაზრდის გამო, რაც დაკავშირებულია მილსადენში ტენისა და კონდენსატის დაგროვებასა და ჰიდრატის წარმოქმნასთან, მილის კედლების სიმქისის ცვლილებასთან (დაპროექტების ნორმების მიხედვით, მილსადენის ექსპლუატაციისა და მომსახურების მოთხოვნილი წესების დაცვის შემთხვევაში, ჰიდრავლიკური ეფექტურობის კოეფიციენტის რეკომენდებული მნიშვნელობა ტოლია 0,95-ისა, თუ გაზსადენის სიღრუე პერიოდულად სუფთავდება და 0,92 - თუ არ სუფთავდება).<sup>191</sup>

ცხრილი 2.8.  $K$  კოეფიციენტის მნიშვნელობები

<sup>191</sup> ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования, Магистральные трубопроводы. СТО Газпром 2-3.5-051-2006

E DN	0,694	0,725	0,760	0,792	0,820	0,846	0,880	0,905	0,930	0,955	1,000
DN80	0,008	0,0083	0,0087	0,0091	0,0094	0,0097	0,0101	0,0104	0,0107	0,011	0,0115
DN100	0,0143	0,0149	0,0156	0,0162	0,0168	0,0174	0,018	0,0185	0,0191	0,0196	0,0205
DN150	0,041	0,0427	0,0445	0,0465	0,048	0,0498	0,0514	0,053	0,0546	0,056	0,0586
DN200	0,086	0,09	0,0945	0,098	0,102	0,105	0,109	0,112	0,115	0,118	0,124
DN250	0,154	0,162	0,169	0,175	0,182	0,189	0,195	0,201	0,207	0,212	0,222
DN300	0,247	0,259	0,271	0,282	0,292	0,304	0,314	0,323	0,332	0,341	0,357
DN350	0,369	0,389	0,405	0,422	0,438	0,452	0,467	0,482	0,496	0,509	0,534
DN400	0,523	0,549	0,573	0,597	0,618	0,642	0,661	0,69	0,702	0,72	0,754
DN500	0,934	0,979	1,02	1,065	1,105	1,14	1,18	1,22	1,25	1,29	1,35
DN600	1,495	1,57	1,64	1,71	1,76	1,83	1,89	1,95	2,01	2,06	2,16
DN700	2,24	2,35	2,46	2,56	2,65	2,74	2,84	2,92	3	3,09	3,23
DN800	3,17	3,32	3,47	3,62	3,75	3,88	4	4,14	4,25	4,37	4,57
DN1000	5,75	5,94	6,2	6,46	6,7	6,94	7,16	7,39	7,6	7,8	8,15
DN1200	9,7	9,52	9,95	10,35	10,75	11,1	11,45	11,85	12,2	12,5	13,1
DN1400	13,55	14,25	14,85	15,5	16,05	16,6	17,55	17,7	18,2	18,7	19,6

იმის გათვალისწინებით, რომ მილსადენის შიდა პერიმეტრის მდგომარეობა (სიმქისე) დამოკიდებულია კოროზიაზე, რაც, თავის მხრივ, მილსადენის ასაკის ფუნქციაა,<sup>192</sup> პირველი მიახლოებითი ანგარიშის ჩასატარებლად შესაძლებელია საძებნი კოეფიციენტების მნიშვნელობების კორელირება მილსადენის ასაკთან.<sup>193</sup>



მილსადენში წნევის დანაკარგების გრაფიკული გამოსახულება

აუცილებელია აღინიშნოს, რომ სწორხაზოვანი, ჰორიზონტალური გაზსადენის გათვლის განხილული, გამარტივებული მეთოდიკა მხოლოდ წინასაწარი, ინდიკატორული შეფასებისათვისაა გამოსადეგი (მრავალი გაზსადენისაგან შედგენილი სისტემის გაანგარიშების დროს, დამატებით გასათვალისწინებელია

<sup>192</sup> გამოყენებული ინფორმაციის პირველწყარო: Gas Pipeline Incidents, EGIG, 2015

<sup>193</sup> საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა, 2021-2030, სნგ, 2020



კირხჰოფის პირველი (მასისა) და მეორე (ენერჯის) შენარჩუნების კანონები). მილსადენების დაზუსტებული ჰიდრავლიკური გაანგარიშების მეთოდოლოგია, რომელიც მათი დაპროექტების ეტაპზე სრულდება მილის დიამეტრის შესარჩევად და საჭირო ხნი აგრეგატების პარამეტრების დასადგენად, დეტალურად განხილულია სპეციალურ ლიტერატურაში<sup>194</sup> (იხ., აგრეთვე, პარ. 2.11.3 „ნავთობ- და გაზსადენების გაანგარიშება“).

## **2.10. მილსადენების უსაფრთხო ოპერირებასთან დაკავშირებული საკითხები**

### **ა) მილსადენების კონტროლისა და მართვის სისტემები**

მაგისტრალური მილსადენის თითოეული სისტემა უნიკალური პარამეტრებით ხასიათდება, რომელთა დადგენილ ფარგლებში შენარჩუნების მიზნით, ექსპლუატაციის დროს, აუცილებელია კონტროლის უზრუნველყოფა და შესაბამისი ღონისძიებების გათვალისწინება. კონტროლის სისტემა შეიძლება მოიცავდეს ასეულობით კილომეტრი სიგრძის მილსადენების ოპერირებასთან დაკავშირებულ ყველა ოპერაციას, საწყის წერტილში ურდულის გაღებიდან და სატუმბო (საკომპრესორო) დანადგარის მუშაობის რეჟიმის რეგულირებიდან სატრანსპორტო და ტერმინალის მართვის პარამეტრების ზედამხედველობამდე, ცენტრალური სამართავი პულტიდან.

მილსადენის საზედამხედველო კონტროლის სისტემა არეგულირებს ნაკადის წნევასა და მიწოდებას, მოქმედებაში მოჰყავს და აჩერებს ტუმბოებს (კომპრესორებს) სათავო და საშუალო სადგურებზე და კრებს ინფორმაციას მათი და საკეტ-მარეგულირებელი არმატურის მდგომარეობის შესახებ. კონტროლის სისტემები უზრუნველყოფს საექსპლუატაციო პარამეტრების შენარჩუნებას დასაშვებ ზღვრებში და მილსადენისა და მოწყობილობის დაცვას, წნევისა და ნაკადის სხვა პარამეტრების კონტროლითა და რეგულირებით.

მაგისტრალური მილსადენი სისტემის საზედამხედველო ფუნქციები ხორციელდება ცენტრალური მართვის პუნქტიდან, რომელიც დუბლირებულია ადგილებზე მომუშავე საჭირო ხნი აგრეგატების სადგურებზე მოქმედი კონტროლის კვანძებით. ამ უკანასკნელის ფუნქციები შეზღუდულია და მხოლოდ ადგილობრივი მოწყობილობისა და მომიჯნავე მილსადენის უბნების კონტროლის შესაძლებლობებით შემოიფარგლება.

---

<sup>194</sup> E. Shashi Menon, Gas Pipeline Hydraulics, Taylor & Francis, 2005; Нечваль А.М. Проектирование газо-нефтепроводов, Уфимский государственный технический университет; ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования, Магистральные трубопроводы. СТО Газпром 2-3.5-051-2006

პრაქტიკაში ყველაზე უფრო გავრცელებულია მაგისტრალური მილსადენების საზედამხედველო კონტროლის SCADA სისტემა,<sup>195</sup> რომელიც წარმოადგენს კომპიუტერული აპარატურითა და პროგრამული უზრუნველყოფით აღჭურვილ სისტემას და ასრულებს ობიექტის მონიტორინგისა და კონტროლის ფუნქციებს. გაზსადენებსა და ნავთობსადენებში “სკადა” სისტემებს, ასევე, შეუძლიათ დოზირების კონტროლი, გაჟონვების აღმოჩენა და ნაკადის პარამეტრების შესახებ ინფორმაციის მოწოდება.

მილსადენების კონტროლის სისტემები შეიცავს შემდეგ კომპონენტებს:<sup>196</sup>

- კომპიუტერებს, მათ პერიფერიულ მოწყობილობასა და ინტერფეისულ მოწყობილობას ხელით ან მანქანური მართვის სისტემისა და პერიფერიული სადგურებისათვის;
- ხელით ან მანქანური მართვის სისტემას, რომელიც მოიცავს ხელსაწყოებს (ვიდეომონიტორი, კლავიატურა, მარეგისტრირებელი მოწყობილობა) ოპერატორის კომპიუტერთან კომუნიკაციისათვის;
- საველე ხელსაწყოებსა და ინსტრუმენტებს (წნევისა და ტემპერატურის გადამცემებს, ხარჯმომხაზვე ხელსაწყოებსა და მოცულობის, ნაკადის სიჩქარისა და ამძრავის ბრუნთა რიცხვის გადამწოდებს), რომლებიც ახორციელებენ საჭირო ხარვეზების, ელექტროამძრავიანი ჩამკეტებისა და სხვა ელექტრომექანიკური მოწყობილობის მონიტორინგსა და კონტროლს;
- კომპიუტერების კომპლექსთან საკომუნიკაციო საშუალებებით დაკავშირებული ზედამხედველობის პერიფერიულ სადგურებს.

სისტემის შემადგენელი ზედამხედველობის პერიფერიული კვანძები (RTU) განლაგებულია საშუალოდ სატუმბ სადგურებზე და სხვა სათავო ნაგებობიდან დაშორებულ ადგილებში და უზრუნველყოფენ საჭირო პარამეტრების გაზომვასა და გადაცემას “სკადას” ცენტრალური კომპიუტერის მახსოვრობაში. RTU-ს ფუნქციებს, ჩვეულებრივ, პროგრამირებადი ლოგიკური კონტროლერები (PLC) ასრულებენ.

ა) ნავთობსადენების კონტროლის სისტემა<sup>197</sup> უზრუნველყოფს სისტემის მუშაობის რეჟიმების შენარჩუნებას დაგეგმილ ფარგლებში და გაჟონვის აღმოჩენას, წერტილოვანი წნევის ანალიზის (PPA) მეთოდისა და „სკადას“ სისტემის გამოყენებით.

ნაკადის პარამეტრები (ხარჯი და წნევა) იზომება სათავო შემწოვ და დამჭირხნ და ყველა შუალედურ მიღებისა და მიწოდების პუნქტებზე, ხოლო წნევა - დამატებით

<sup>195</sup> SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition System

<sup>196</sup> R. Devis, Overall Reliability of Pipeline Supervisory Control System, “Oil and Gas Journal”, 14.06.1982

<sup>197</sup> D. Schlattman, Pressure Analysis Improves Lines’ Leak Detection Capabilities, “Oil and Gas Journal”, 30.12. 1991

მილსადენების მონაკვეთების ბოლო წერტილებში. სისტემა მოიცავს საჭიროხნი აგრეგატებისა და ურდულების სტატუსის განმსაზღვრელ, აგრეთვე PPA სისტემის გამთიშავ მოწყობილობას (გარდამავალ რეჟიმებში, არაადეკვატური რეაგირების გამორიცხვის მიზნით).

მილსადენის მონიტორინგი და პარამეტრების რეგულირება მართვის ცენტრალურ პუნქტში განლაგებული კონტროლის სისტემით ხორციელდება. ამასთან, ადგილობრივი მართვის პანელებს ყოველ სატუმბ სადგურზე დაკისრებული აქვს დამხმარე (სარეზერვო, ავარიული) ფუნქციები ჩვეულებრივი ოპერირების პროცესში და ძირითადი მართვის ფუნქცია - სადგურის ტექნიკური მომსახურების დროს. ნახაზზე ნაჩვენებია ინფორმაციული ნაკადის მოძრაობა სავლე ინსტრუმენტებიდან „სკადას“ და გაჟონვების აღმოჩენის სისტემებისა და მილსადენის რეგულატორისაკენ.

**გ) ბუნებრივი გაზის მილსადენების კონტროლისა და ინფორმაციული უზრუნველყოფის სისტემის მიზანია გაზის ნაკადების შესახებ უწყვეტი (ან დისკრეტული) ინფორმაციის მიწოდება რეგულირების სამსახურისათვის (ოპერატორი კომპანიის სადისპეტჩერო სამსახურისათვის), რათა ტრანსპორტირების სქემებისა და პარამეტრების მართვის საშუალებით უზრუნველყოფილი იყოს გაზის მისაღები, მისაწოდებელი და შესანახი მოცულობების ოპერატიული დაბალანსება.<sup>198</sup>**

გაზის ტრანსპორტირებისა და მიღება/მიწოდების ინფორმაციის მართვის სისტემები მოიცავს შემდეგ ძირითად მონაცემებს:

- კონტრაქტების მოკლე შინაარსს, ოპერაციების სისწორის შემოწმება-დადასტურებისა და მომხმარებელთან ურთიერთობის დასარეგულირებლად;
- ნომინაციებს მისაღები და მისაწოდებელი გაზისთვის;
- მილსადენის ტექნიკურ მახასიათებლებს, რომელიც შეიცავს ინფორმაციას მილსადენის სეგმენტისა და საჭიროხნი მოწყობილობის სიმძლავრის შესახებ;
- SCADA-ს ინტერფეისის ჯვარედინ მითითებებს;
- გაზის ნაკადების დაგეგმვის სისტემის ინტერფეისის ჯვარედინ მითითებებს.

ნაკადის ხარჯის, წნევის, არმატურის მდგომარეობისა და სხვა საოპერაციო პარამეტრების კონტროლის გარდა, მიკროპროცესორები და მასთან დაკავშირებული მოწყობილობები ხშირად გამოიყენება ისეთი ოპერაციების შესასრულებლად, როგორებიცაა: ძრავა-კომპრესორის ბლოკის ეფექტიანობის ოპტიმიზაცია და საწვავის მოხმარების შემცირება. მიკროპროცესორულ რეგულატორებს შეუძლია გაზის მოხმარების შემცირება ამძრავის მბრუნავი

<sup>198</sup> Mark Westhoff, System Integrates Scheduling, Modeling, Monitoring, "Oil and Gas Journal", 05.04.1990

მომენტის, ჰაერისა და საწვავის ნარევის შემადგენლობის, აალების მომენტის რეგულირებითა და ცალკეული ბლოკების ამუშავება-გაჩერებით.<sup>199</sup>

მილსადენის კონტროლის სისტემების საიმედოობის უზრუნველსაყოფად, ტრადიციულად, შემადგენელი მოწყობილობებისა და კვანძების რეზერვირებას ითვალისწინებენ. რეზერვირება გულისხმობს სისტემის ელემენტის დუბლირებას იმგვარად, რომ ძირითადი ბლოკის გაუმართაობის შემთხვევაში სარეზერვო ბლოკმა შეძლოს საჭირო ფუნქციების შესრულება. სარეზერვო სისტემებში, როგორც წესი, ძირითადი ელემენტის გაუმართაობის შემთხვევაში, ავტომატურად, ოპერატორის ჩარევის გარეშე, ამოქმედდება სარეზერვო მხარდამჭერი ბლოკი და მილსადენი აგრძელებს ფუნქციონირებას სამუშაო რეჟიმის უმნიშვნელო ცვლილებით ან ცვლილების გარეშე.

#### **დ) გარემოს დაბინძურების პრევენცია ჰიდრავლიკური დარტყმის დროს**

სატუმბი აგრეგატის დაუგეგმავი გამორთვა ან ჩართვა, ურდულების სწრაფი გაღება ან ჩაკეტვა ან ორი განსხვავებული სიმკვრივის მქონე სითხის ნაკადის ურთიერთზემოქმედება შეიძლება მაგისტრალურ მილსადენებში წნევის მყისიერი ზრდის მიზსესი გახდეს. ასეთ შემთხვევებში დროის მცირე მონაკვეთში ნაკადის პარამეტრები მკვეთრად იცვლება, რაც იწვევს სისტემაში წნევის მკვეთრ ცვლილებას – ჰიდრავლიკურ დარტყმას. ჰიდრავლიკური დარტყმის წნევა შეიძლება მნიშვნელოვნად აღემატებოდეს დამყარებული რეჟიმისა და მაქსიმალურად დასაშვებ საოპერაციო წნევას (MAOP). ნაზრდი წნევა ტალღის სახით ვრცელდება სისტემაში და ზოგჯერ მნიშვნელოვანი დაზიანების მიზეზი ხდება. კერძოდ, ჰიდრავლიკურმა დარტყმამ შეიძლება გამიწვიოს ტუმბოების, მილსადენისა და არმატურის დაზიანება, რაც გარემოს დაბინძურების პოტენციური წყაროა, ნავთობის შესაძლო დაღვრის გამო, აგრეთვე, განაპირობებს სატრანსპორტო სისტემის მოცდენას დიდი დროით აღდგენითი სამუშაოების ჩასატარებლად.

თუ ჰიდრავლიკური დარტყმის წნევის საანგარიშო სიდიდე მილსადენის ნებისმიერ წერტილში მეტია მაქსიმალურ დასაშვებ საოპერაციო წნევაზე, საჭიროა სპეციალური ზომების გათვალისწინება მის შესამცირებლად.<sup>200</sup> ჰიდრავლიკური დარტყმის ნეგატიური შედეგების თავიდან ასაცილებლად გამოიყენება სხვადასხვა მოწყობილობა: უკუსარქვლები, დამცავი სარქვლები, საკეტი არმატურის მდოვრედ დახურვის მექანიზმები, დარტყმის ტალღის მშთანთქავი მოწყობილობები და ა.შ. (იხ. ნახაზი 2.18. დაბინძურების პრევენციის სისტემა ნავთობსადენით ხეობის გადაკვეთის დროს), აგრეთვე მრავალსაფეხურიანი სისტემის შემადგენელი

<sup>199</sup> Hans D. Lenz, Microprocessors in Pipelining: Microprocessor-based Optimizing Systems Boost Engine/Compressor Unit Efficiency, "Oil and Gas Journal", 14.12.1981

<sup>200</sup> Г. Дмитриев, Л. Махарадзе, Т. Гочиташвили, Напорные гидротранспортные системы, Справочное пособие, Москва, 1991

ტუმბოების გაშვება-გაჩერების რეჟიმების სწორად შერჩევა. ასე მაგალითად, მიმდევრობით ჩართული ტუმბოების შემთხვევაში განსაკუთრებული მნიშვნელობა ენიჭება მათი ამუშავებისა და გაჩერების თანმიმდევრობას და ამ ოპერაციებს შორის დროის საანგარიშო ინტერვალის დაცვას. იმისათვის, რომ გაშვების წნევამ არ გადააჭარბოს მაქსიმალურად დასაშვებ საოპერაციო წნევას წნევას, ტუმბოები უნდა ამუშავდეს პირდაპირი მიმდევრობით, ე.ი. პირველად უნდა ჩაერთოს სათავო ნაგებობაზე განლაგებული სადგურის ტუმბოები, შემდეგ კი, მათი ამუშავებიდან გარკვეული დროის გავლის შემდეგ, ჩაერთოს საშუალო სატუმბი სადგურის აგრეგატები.

სატუმბი სადგურები უნდა გაჩერდეს უკუმიმდევრობით, ე.ი. პირველად უნდა გაჩერდეს (გამოერთოს) უკანასკნელი სატუმბი სადგურის ტუმბოები, შემდეგ კი, სავალდებულო ინტერვალის დაცვით – წინა სადგურის ტუმბოები და ა.შ. სულ ბოლოს უნდა გამოერთოს სათავო სადგურის ტუმბოები.

#### **ე) სატრანსპორტო ოპერაციების დაგეგმვა**

მაგისტრალური მილსადენის ოპერირების ერთ-ერთი საპასუხისმგებლო საკითხია სატრანსპორტო ოპერაციების დაგეგმვა გადასატანი პროდუქტების მომხმარებლისთვის სასურველ დროს და საჭირო რაოდენობით გარანტირებული მიწოდების უზრუნველსაყოფად. დაგეგმვა შედარებით მარტივია, როდესაც ხდება ერთგვაროვანი პროდუქტის ტრანსპორტირება ერთი პუნქტიდან მეორემდე, მისი სახეობის, თვისებების, პარამეტრების, მომხმარებელთა რაოდენობისა და მიწოდების პუნქტების ცვლილების გარეშე. თუმცა, პრაქტიკაში უფრო ხშირად სახეზეა ტრანსპორტირების კომპლექსური სისტემა, მათ შორის მილსადენის თავისუფალ მოცულობებზე მესამე მხარის სავალდებულო დაშვების პირობებში.

დაგეგმვა, როგორც წესი, ხორციელდება კომპიუტერული პროგრამებისა და მართვის ინფორმაციული სისტემების გამოყენებით. დაგეგმვის კომპიუტერულ სისტემას შეუძლია გააანალიზოს სატუმბი (საკომპრესორო) სადგურის ყველა შესაძლო კონფიგურაცია და აირჩიოს მანქანების ისეთი შეერთება და ოპერირების რეჟიმი, რომელიც უზრუნველყოფს პროდუქციის გადაადგილებას სასურველ დროში, ენერჯის ხარჯის მინიმუმამდე დაყვანით (სისტემა დისპეტჩერის ოპერატიული ჩარევის საშუალებასაც იძლევა, საჭიროების შემთხვევაში).

სამომავლო დაგეგმვის გარდა, სისტემა უზრუნველყოფს ტრანსპორტირების პარამეტრების ისტორიის დამახსოვრებას და გავრცელებას განსაზღვრულ ადრესატებს შორის.

ნავთობპროდუქტების მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვის დროს ერთ-ერთი ყველაზე რთული ამოცანაა პროდუქტების მილსადენით გადაზიდვის სათანადო



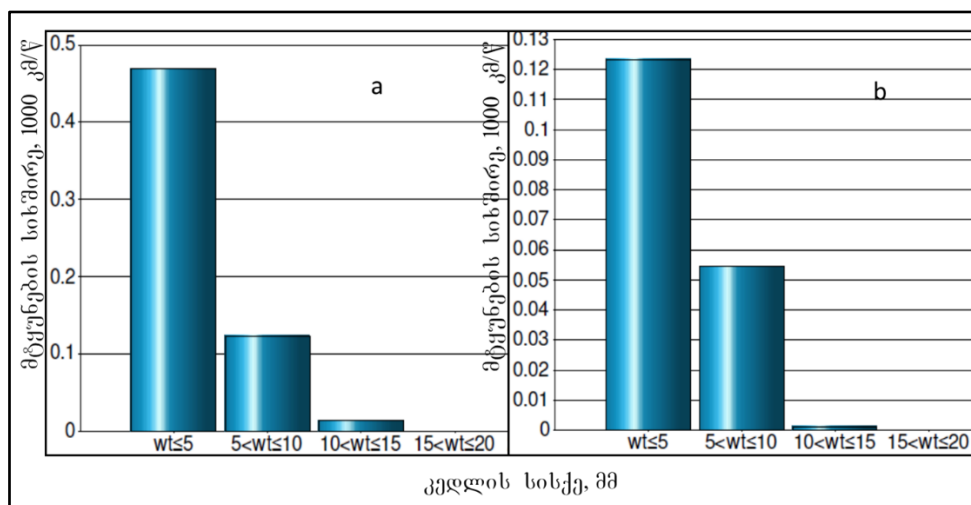
თანამიმდევრობის განსაზღვრა, რადგან დაუშვებელია ზოგიერთი, მკვეთრად განსხვავებული მახასიათებლებისა და ხარისხის, პროდუქტების ერთმანეთის მიმდევრობით გადატანა.<sup>201</sup> ბუნებრივი გაზის მილსადენების შემთხვევაში, ჩვეულებრივ, შედარებით უცვლელი მახასიათებელი პარამეტრების პროდუქტის ტრანსპორტირება წარმოებს, თუმცა პროცესში ჩაბმულია მრავალი გადამზიდი, გამყიდველი, მყიდველი და მიწოდების პუნქტი, რაც, თავის მხრივ, ოპერაციების დაგეგმვის პროცესის მნიშვნელოვან გართულებას იწვევს.

### ვ) მილსადენის დაცვისა და უსაფრთხოების ზონები

მილსადენის ექსპლუატაციის პერიოდში მილსადენების დაცვის, მიმდებარე ტერიტორიის განვითარებისა და მესამე მხარის საქმიანობაზე კონტროლის განხორციელების მიზნით დგინდება დაცვისა და უსაფრთხოების ზონები, რომლებზეც წესდება გარკვეული შეზღუდვები.

მილსადენების დაზიანების რისკი ძირითადად დაკავშირებულია მილის კედლის დაზიანებასთან მესამე მხარის ჩარევის, მასალის კოროზიის ან დეფექტების გამო (ფიქსირებულ დაზიანებათა დაახლოებით 85% არსებული სტატისტიკის მიხედვით).<sup>202</sup>

რისკების შერბილების უნივერსალური და ყველაზე უფრო ეფექტიანი მეთოდია მილის კედლის სისქის გაზრდა და მაღალხარისხოვანი, კოროზიამედეგი ფოლადის მილების გამოყენება, აგრეთვე მილის ჩაღრმავება არანაკლებ 0,8 მ სიღრმემდე, რაც, როგორც სტატისტიკური მასალა ადასტურებს, ნორმალური ექსპლუატაციის პირობებში პრაქტიკულად გამორიცხავს მილსადენის გაუთვალისწინებელ მტყუნებას (15 მმ და მეტი კედლის სისქის მილების გამოყენების შემთხვევაში არ არის დაფიქსირებული შესწავლილი გაზსადენების მტყუნების არც ერთი შემთხვევა მნიშვნელოვანი ძირითადი გამომწვევი ფაქტორის გამო).<sup>203</sup>



<sup>201</sup> Warren True, "System Yield Data to Expedite Products Pipeline Scheduling", Oil and Gas Journal, 5 March, 1990

<sup>202</sup>European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG) Report, 2015

<sup>203</sup>European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG) Report, 2011, p.28

ნახაზი 2.25. გაზსადენების მტყუნების სიხშირის დამოკიდებულება მილის კედლის სისქეზე

a – მესამე მხარის უნებართვო ზემოქმედების დროს; b – კოროზიით გამოწვეული მტყუნების დროს

შესაბამისად, ნავთობ- და გაზსადენების უსაფრთხო ექსპლუატაციის უზრუნველყოფის ეფექტიან ინსტრუმენტად მილსადენის ადეკვატური კედლის სისქის შერჩევა მიიჩნევა, რასაც ძირითადად ეფუძნება მათი დაცვისა და უსაფრთხოების ზონების განსაზღვრა, ASME სტანდარტის რეკომენდაციების გათვალისწინებით (მილის კედლის საანგარიშო სისქე დგინდება მიმდებარე ტერიტორიაზე მოსახლეობის სიმჭიდროვის, მილსადენის კატეგორიის, დიამეტრისა და წნევის, აგრეთვე ოპერირების პერიოდში მონიტორინგის შესაძლებლობის გათვალისწინებით). პრაქტიკაში, კერძოდ, ისეთ შემთხვევებში, როცა შექმნილი სიტუაცია განაპირობებს ზონების ნორმებით მოთხოვნილი ლიმიტირებული მანძილების გადახედვას, გამოიყენება რისკის შეფასებაზე დაფუძნებული მეთოდოლოგიაც (მაგალითად, თუ მილსადენის უშუალო სიახლოვეს განლაგებულია რაიმე შენობა-ნაგებობა, ან მილსადენის მიერ ძალიან მჭიდროდ დასახლებული პუნქტების, ან ბუნებრივი წინაღობებისა და ხელოვნური ნაგებობების გადაკვეთის დროს).

საერთაშორისო პრაქტიკიდან ცნობილია მაგისტრალური მილსადენების დაცვისა და უსაფრთხოების შემდეგი ზონები:

- შიგა ზონა (განსაკუთრებით მაღალი დაცულობის არეალი), სადაც დასაშვები რისკის დონე (ინდივიდუალური რისკი წლის განმავლობაში)  $\leq 0,00001$ -ზე. ასეთი ზონა, ჩვეულებრივ, აიღება 10 მ-ის ფარგლებში მილსადენის ცენტრალური ხაზიდან, ტრანსპორტირებული სითხის (გაზის) თვისებებისა და სხვადასხვა რისკის ფაქტორებისგან დამოკიდებულებით. ამ ზონაში დასაშვებია მხოლოდ შეზღუდული სასოფლო-სამეურნეო სამუშაოების ჩატარება;
- შუა ზონა (მაღალი დაცულობის), სადაც დასაშვები რისკის დონე  $\leq 10^{-6}$  და იკრძალება ურბანული განვითარების ზოგიერთი ობიექტის მშენებლობა;
- გარე ზონა (შედარებით დაბალი დაცულობის), სადაც აკრძალულია 1000 კაცზე მეტი ადამიანის თავშეყრა, სკოლების, ჰოსპიტლების მშენებლობა და ა.შ.), დასაშვები რისკის დონით  $\leq 3 \cdot 10^{-7}$ .

დაცვისა და უსაფრთხოების ზონების გავრცელების არეალი განისაზღვრება პროექტირების ეტაპზე, მილსადენის დიამეტრის, ნაკადის წნევისა და დასახლების სიმჭიდროვის (ან მიმდებარე ბუნებრივი გარემოს ხასიათის) მიხედვით, რომლებზედაც ვრცელდება ადეკვატური შეზღუდვები მშენებლობასა და მესამე მხარის სხვა სამეურნეო ან სხვა ტიპის საქმიანობებზე.

საქართველოში ფუნქციონირებად სატრანზიტო<sup>204</sup> ნავთობ- და გაზსადენებზე ( $D \geq 1000$  მმ და  $P \geq 70$  ბარი) დადგენილია დაცვის ორი, უსაფრთხოებისა და საკონსულტაციო ზონები.

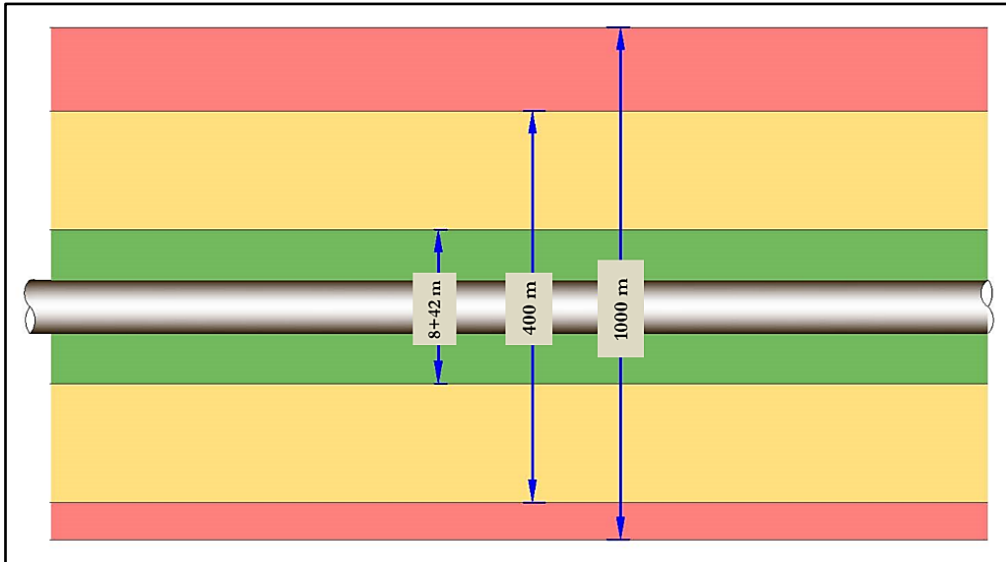
დაცვის ზონებია:

- ზონა 1 - მილსადენის ცენტრალური ღერძიდან 4 მეტრი ორივე მხარეს, რომელზეც ვრცელდება ყველაზე მკაცრი მოთხოვნები, რათა თავიდან იქნეს აცილებული მესამე მხარის მიერ მილსადენისათვის ზიანის მიყენება;
- ზონა 2 - მილსადენის ცენტრალური ღერძიდან 4-დან 15 მეტრამდე ორივე მხარეს. ამ ზონაზე გავრცელებული რეჟიმი მნიშვნელოვნად ზღუდავს მესამე მხარის შესვლასა და სამშენებლო, სამეურნეო ან სხვა ტიპის საქმიანობების ჩატარებას;

საქართველოს კუთვნილი, ადგილობრივი მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენებისათვის დაცვის ზონები ვრცელდება 25 (4+21) მეტრამდე მილსადენის ორივე მხარეს. უსაფრთხოებისა და საკონსულტაციო ზონების გავრცელების არეალი შემდეგ მანძილებზე ვრცელდება:

- უსაფრთხოების ზონა 3 - ვრცელდება მილსადენის ცენტრალური ღერძიდან 200მ-მდე (25+175 მეტრის ფარგლებში) ორივე მხარეს (ბაქო-თბილი-ჯეიჰანისა და სამხრეთ კავკასიური მილსადენებისათვის უსაფრთხოების ზონა ვრცელდება II ზონიდან 370 მეტრზე ორივე მხარეს, ხოლო ბაქო-სუფსის ნავთობსადენისათვის 125 მეტრზე). უსაფრთხოების ზონისათვის დადგენილია მილსადენის ოპერატორის კონსულტაცია მშენებლობის ნებართვის ყველა განაცხადისა და ზოგიერთი სხვა საქმიანობისათვის. კონსულტაცია განხორციელდება: მილსადენის დიზაინის სპეციფიკაციის გათვალისწინებით, რომელიც თანხვედრაში უნდა იყოს ASME.31.4 ან ASME.B31.8 სტანდარტებთან ნავთობსადენებისა და გაზსადენებისათვის, შესაბამისად;
- საკონსულტაციო ზონა 4 ვრცელდება მე-3 ზონის გარე საზღვრიდან და ვრცელდება მაგისტრალური მილსადენის ცენტრალური ღერძიდან 500 მ-ის ფარგლებში ორივე მიმართულებით.

<sup>204</sup>AGT Pipeline Project, # 410088, Pipeline Zones



ნახაზი 2.26. მაგისტრალური მილსადენების დაცვის, უსაფრთხოებისა და საკონსულტაციო ზონები

### 2.11 რეგიონული ნავთობ- და გაზსადენები<sup>205</sup>

სამხრეთ კავკასიაზე გამავალი, კერძოდ საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული ნავთობ- და გაზსადენები კასპიის საბადოების უხვი პოტენციალის საერთაშორისო ბაზრებზე მიწოდების ერთ-ერთი ყველაზე უფრო მიმზიდველი საშუალებაა. მათი მნიშვნელობა განსაკუთრებით გაზრდილია თანამედროვე გეოპოლიტიკურ სიტუაციაში, როცა მწარმოებელი ქვეყნები იძულებული არიან, თავი აარიდონ რუსეთსა და ირანზე გამავალი მარშრუტების გამოყენებას. ამ მარშრუტების ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი კვანძი - შავი ზღვა - ამჟამად განსაკუთრებულად საშიშ ადგილად იქცა რუსეთის ფედერაციასა და დასავლეთს შორის დაპირისპირებაში (სამწუხაროდ, ეს დაპირისპირება დრამატულ საომარ მოქმედებებში გადაიზარდა და, ეკონომიკურ სირთულეებთან ერთად, მოსალოდნელ გეოსტრატეგიული წონასწორობისა და ძალთა ბალანსის სახიფათო ფრაგმენტაციაც გამოიწვია რეგიონში<sup>206</sup>).

ნახაზზე მოცემულია სამხრეთ რუსეთისა და ირანის ალტერნატიული სამხრეთ კავკასიის არსებული და დაგეგმილი სატრანზიტო მილსადენები, რომლებიც საპროექტო შავი ზღვის წყალქვეშა ელექტროგადამცემ კაბელთან ერთად, ერთიან სამხრეთის ენერგეტიკულ დერეფანს ქმნიან.

<sup>205</sup> T. Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition Period, Meridiani PH, Tbilisi, 2020.

<sup>206</sup> Vachtang Maisaia, Non-State Actors and Weapons of Mass Destruction: Security Dilemma or Security Deadlock in Aegis of the Euro-Atlantic Security Provision, Source: NATO and the Future of European and Asian Security, 2021



ნახაზი 2.27. სამხრეთის ენერგეტიკული დერეფნის ნავთობ- და გაზსადენები<sup>207</sup>

ამასთან ერთად, რეგიონის საბადოების საექსპორტო პოტენციალის მნიშვნელოვანი ზრდის ტენდენცია, მათ შორის, ნავთობის მოპოვების დაგეგმილი ზრდა ყაზახეთში, და ტრადიციული, რუსული მარშრუტების ბლოკირება მნიშვნელოვან პრობლემებს ქმნის მისი მიწოდებისათვის საერთაშორისო, მათ შორის ევროპის სამიზნე ბაზარზე, არსებული ალტერნატიული ინფრასტრუქტურის პოტენციალის შეზღუდულობის გამო.

საერთაშორისო ბაზრის მოთხოვნა რუსეთ-უკრაინის ომის დაწყებამდე, რეგიონიდან ძირითადად რუსული REBCO<sup>208</sup> (Russian Export Blend Crude Oil) ტიპის ნავთობით იფარებოდა, რომლის მიწოდება წარმოებდა საბჭოთა პერიოდიდან მეკვიდრეობით მიღებული მილსადენ „დრუჟბის“ ჩრდილოეთ (პოლონეთის გავლით) და სამხრეთ (უკრაინის გავლით) განშტოებების<sup>209</sup>, აგრეთვე, ბალტიის მილსადენების სისტემის საშუალებითა და საზღვაო მარშრუტებით.

კასპიის საბადოების ნავთობის ექსპორტისათვის, მცირე გამონაკლისის გარდა<sup>210</sup>, გამოყენებულია რეგიონის მაგისტრალური ნავთობსადენები და საზღვაო საექსპორტო ტერმინალები. კასპიის მილსადენების კონსორციუმის (CPC), ბაქო-სუფსის ან ბაქო ნოვოროსიისკის მილსადენებით კასპიის რეგიონიდან ნავთობი

<sup>207</sup> დეტალური ინფორმაცია არსებული და დაგეგმილი სატრანზიტო მარშრუტების შესახებ იხილეთ ქვემოთ

<sup>208</sup> REBCO, იგივე Urals, საშუალო სიმკვრივის გოგირდშემცველი ნავთობია, რომელიც მიღებულია ურალისა და ვოლგის რეგიონების მკვრივი ნავთობის შერევით დასავლეთ ციმბირის მსუბუქ ნავთობთან. Urals რუსული ნავთობის ბრენდია და საექსპორტო ფასების დასადგენად გამოიყენება

<sup>209</sup> ნავთობსადენების სისტემა „დრუჟბა“ (მეგობრობა) იწყება სამარაში (რუსეთის ფედერაცია) და მიემართება დასავლეთისაკენ. რუსეთ-ბელორუსიის საზღვარზე მისგან გამოყოფილია ბელორუსია-ბალტიის განშტოება, რომელიც შემდეგ ქალაქ მოზურთან 2, „ჩრდილოეთ“ და „სამხრეთ“, განშტოებებთან იყოფა

<sup>210</sup> ყაზახური ნავთობის მცირე ნაწილი ექსპორტირდება რუსეთში და ერევა REBCO-ს



მიეწოდება შავი ზღვის პორტებს ნოვოროსიისკსა (რუსეთი) და სუფსას (საქართველო), ან ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის ნავთობსადენით ხმელთაშუა ზღვის პორტ ჯეიჰანს (თურქეთი).

საზღვაო მარშრუტით ევროპულ პორტებში: ოდესა (უკრაინა), ტრიესტე (იტალია), ომიშალი (ხორვატია), კონსტანცა (რუმინეთი), როსტოკი (გერმანია), გდანსკი (პოლონეთი) და ა.შ., გადატანის შემდეგ ნავთობი მომხმარებელს მიეწოდება შიგა მაგისტრალური ნავთობსადენების სისტემებით: TAL (ტრანს-ალპიური მილსადენი), ადრია (ხორვატიის, ბოსნია-ჰერცეგოვინას, სერბიის, უნგრეთისა და სლოვაკეთის ტერიტორიის გავლით), IKL (ინგოლშტადტ-კლარუპე-ლიტვინოვის) და პომერანიის (გდანსკი-პლოცკი) მილსადენებით.

რეგიონში, ყოფილი საბჭოთა პოლიტიკური და ეკონომიკური ბლოკის დაშლის შემდეგ, რამდენიმე ახალი ნავთობისა და გაზის მომპოვებელი დამოუკიდებელი ცენტრი ჩამოყალიბდა, ხოლო არსებული საექსპორტო მილსადენები სხვადასხვა დამოუკიდებელი ქვეყნის მფლობელობაში აღმოჩნდა, ტერიტორიული კუთვნილების შესაბამისად. უცხოური ინვესტიციების ხელმისაწვდომობისა და საბაზრო ეკონომიკის პრინციპებზე თანდათანობით გადასვლამ განაპირობა წარმოების ზრდა და ახალი საექსპორტო ბაზრებისა და მარშრუტების მოძიების აუცილებლობა. საფუძველი ჩაეყარა სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის განვითარებას.

ახალი მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენები აშენდა კასპიის რეგიონიდან შავი და ხმელთაშუა ზღვის პორტებისაკენ, თურქეთისა და ევროპისაკენ, მათ შორის საქართველოს ტერიტორიის გავლით.

**ბაქო-სუფსის დასავლეთის მიმართულების საექსპორტო ნავთობსადენი (WREP)** აზერბაიჯანის ოფშორულ საბადოებს აკავშირებს საქართველოს შავი ზღვის პორტ სუფსასთან. მილსადენი სათავეს იღებს სანგაჩალის ტერმინალში, ბაქოს მახლობლად. მისი საერთო სიგრძე 827 კმ-ია, რომლიდან 722 კმ სიგრძის მონაკვეთი ახლად დამონტაჟებული 530 მმ დიამეტრის მილებისგან არის შედგენილი, დაახლოებით 55 კმ-ზე კი გამოყენებულია ყოფილი სამგორი-ბათუმის მაგისტრალური მილსადენის სეგმენტი.

ნავთობსადენს 5 სატუმბი და 2 წნევის დამწვევი სადგური ემსახურება. მისი მაქსიმალური გამტარუნარიანობა დაახლოებით 7 მლნ/ტ (140 ათასი ბრლ/დღ) შეადგენს.

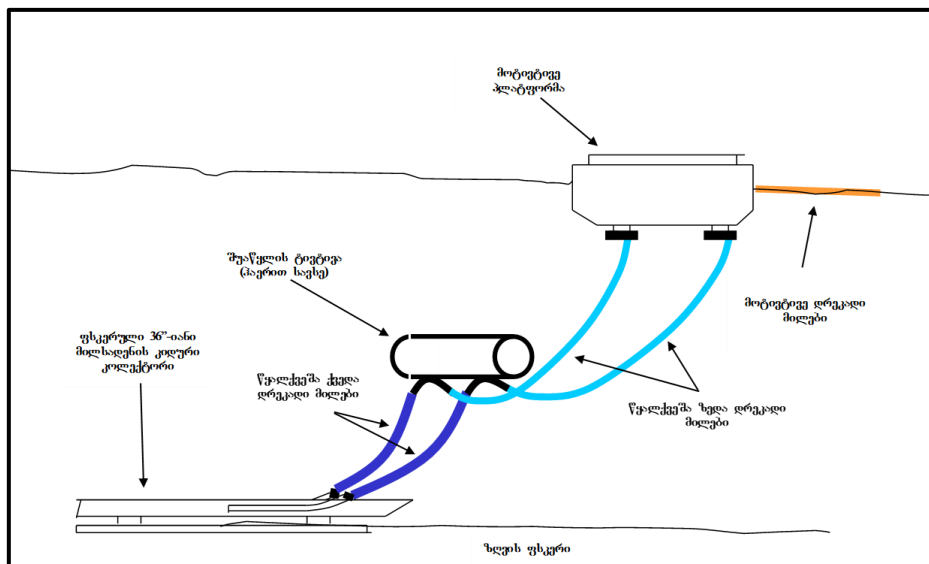
ბაქო-სუფსის მილსადენის საქართველოს მონაკვეთის საერთო სიგრძე 375 კმ-ია. მილსადენის საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული მონაკვეთისა და შესაბამისი ინფრასტრუქტურის მფლობელი საქართველოს ნავთობისა და გაზის

კორპორაციაა. საქართველოს ტერიტორიაზე ფუნქციონირებს 3 სატუმბი და 2 წნევის დამწევი სადგური. იგი 30-წლიანი მართვის უფლებით გადაცემული აქვს საერთაშორისო კონსორციუმს BP-ის ლიდერობით.



ნახაზი 2.28. სატრანზიტო ნავთობსადენები

ნავთობსადენს ემსახურება სუფსის ტერმინალი, რომელიც შედგება შედგება ოთხი, თითოეული 48 820 მ<sup>3</sup> (დაახლოებით 300000 ბრლ) ტევადობის რეზერვუარის, გამზომი სადგურის, 5 კმ სიგრძის 900 მმ დიამეტრის წყალქვეშა ფოლადის მილსადენისა და მეჩხერწყლიანი სანაპიროდან დაახლოებით 3 კმ-ით დაშორებულ, 50 მ სიღრმის ზონაში განლაგებული საანკერო სამაგრიანი მოტივტივე პლატფორმისაგან ტანკერის შესავსებად.



საანკერო სამაგრიანი მოტივტივე პლატფორმა



ტანკერის ჩატვირთვა სუფსის ტერმინალის საზღვაო მოტივტივე პლატფორმაზე

ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის (BTC) მაგისტრალური ნავთობსადენის მშენებლობის გადაწყვეტილება მიღებულია 1999 წლის 19 ნოემბრის ეუთოს ქვეყნების ლიდერთა სტამბოლის სამიტზე, სადაც აზერბაიჯანის, საქართველოს, თურქეთისა და ყაზახეთის პრეზიდენტებმა - ჰეიდარ ალიევმა, ედუარდ შევარდნაძემ, სულეიმან დემირელმა და ნურსულთან ნაზარბაევმა - აშშ-ის პრეზიდენტ უილიამ (ბილ) კლინტონის თანდასწრებით ხელი მოაწერეს შესაბამის სამთავრობოთაშორისო გადაწყვეტილებას.

ნავთობსადენი სათავეს იღებს სანგაჩალის ტერმინალიდან და აზერბაიჯანის, საქართველოსა და თურქეთის ტერიტორიების გავლით უკავშირდება ხმელთაშუა ზღვის ღრმაწყლიან ტერმინალს ჯეიჰანში. მილსადენის საერთო სიგრძე 1776 კმ-ია, მათ შორის აზერბაიჯანის ტერიტორიაზე 449 კმ (მილის დიამეტრი 1067 მმ), საქართველოს ტერიტორიაზე 235 კმ (1168 მმ) და თურქეთის ტერიტორიაზე 1092 კმ (864-1067 მმ). მილსადენის ოპერირება დაიწყო 2006 წლიდან. მისი საპროექტო გამტარუნარიანობა შეადგენს 50 მლნ ტ/წ (1 მლნ ბრლ/დღ). ამჟამად მილსადენის გამტარუნარიანობა გაზრდილია წლიურად 60 მლნ ტონამდე (1,2 მლნ ბრლ/დღ). მილსადენის შემადგენლობაში შედის 8 სატუმბისადგური (ორ-ორი საქართველოსა და აზერბაიჯანის და ოთხი თურქეთის ტერიტორიაზე), მილის მდგომარეობის დიაგნოსტიკისა და გამწმენდი მოწყობილობის გამშვებ-მიმღები სადგურები, ჩამკეტი და დამცავი სარქველები.

BTC საშუალებით ხდება, ძირითადად, აზერბაიჯანის ოფშორულ, აზერი-ჩირაღ-გიუნეშლის საბადოებზე მოპოვებული “აზერი ლაით” მარკის, აგრეთვე შედარებით მცირე რაოდენობით ყაზახეთიდან და თურქმენეთიდან ტანკერებით მოწოდებული ნავთობის ტრანსპორტირება.

BTC-ის ძირითადი აქციონერები არიან: BP (30,1%); SOCAR (25%); MOL (8,9%); Equinor (8,71%); TPAO (6,53%); ENI (5%); Itochu (3,4%); ExxonMobil (2,5%); INPEX (2,5%), TotalEnergies (5%) и ONGC Videsh (2,36%).

„კასპიის მილსადენის კონსორციუმის“ (CPC) ნავთობსადენი სისტემა ყაზახური ნავთობის ძირითად საექსპორტო მარშრუტს წარმოადგენს. CPC ნავთობსადენი სისტემა 2001 წლიდან ფუნქციონირებს, რომელიც ყაზახეთის „თენგიზის“ საბადოს აკავშირებს რუსეთის შავი ზღვის სამხრეთ ოზერეკის ტერმინალთან (ნოვოროსიისკის პორტის მახლობლად). მილსადენის სიგრძე 1511 კმ-ია, საპროექტო სიმძლავრე კი 67 მლნ/წ, მათ შორის ყაზახეთის მონაკვეთზე დაახლოებით 55 მლნ/წ შეადგენს. ნავთობსადენი უზრუნველყოფს ყაზახური ნავთობის ორ მესამედზე მეტის, აგრეთვე, რუსეთის, ძირითადად კასპიის რეგიონში განთავსებული საბადოების ნავთობის, ექსპორტს საერთაშორისო ბაზრებზე.

არსებული ინფორმაციით, ფაქტობრივად დასრულებულია სისტემის სათავო „თენგიზისა“ და საშუალოდ „ასტრახანის“ სატუმბი სადგურებისა და მილსადენების ნაწილის, აგრეთვე ტერმინალის საზღვაო ჩასატვირთი მოწყობილობის გადაიარაღება, რაც საშუალებას იძლევა გაიზარდოს სისტემის გამტარუნარიანობა 83 მლნ ტონამდე, მათ შორის ყაზახურ მონაკვეთზე 72,5 მლნ ტონამდე წელიწადში. მოდერნიზაციის დასრულება იგეგმება მილსადენების მონაკვეთების აღდგენა-მოდერნიზაციით ყაზახეთის ტერიტორიაზე და ორი მოტივტივე ჩასატვირთი პლატფორმის შეცვლით შავ ზღვაში<sup>211</sup>.

CPC მომსახურე ტერმინალს შავ ზღვაზე ორი ნავმისადგომი აქვს, 300000 ტონამდე წყალწყვის ტანკერების ჩატვირთვის შესაძლებლობით. ნავმისადგომებს ნავთობი 1067 მმ დიამეტრის წყალქვეშა მილსადენით მიეწოდება. ტერმინალის სატანკო მეურნეობა ოთხი, თითოეული 100000 მ<sup>3</sup> მოცულობის რეზერვუარისაგან შედგება.

---

<sup>211</sup> Али Гасымов, Каспийский трубопроводный консорциум намерен увеличить объем транспортировки, БАКУ /Trend/, 01.10.2023





ნოვოროსიისკის ტერმინალი<sup>212</sup>

კასპიის მილსადენის კონსორციუმის 31%-ის მფლობელი რუსეთის მთავრობაა (24 % რუსეთის ფედერალური საკუთრების ფონდის სს „Транснефть“-ის და 7% CPC Co მეშვეობით), 20,75 %-ის ყაზახეთის მთავრობა (19 % სს “KazMunaiGas”-ის პლუს 1,75 % „Kazakhstan Pipeline Ventures LLC“ მეშვეობით). წილების მეორე ნახევარი დანაწილებულია კერძო კომპანიებს შორის: Chevron Caspian Pipeline Consortium Co. (15 %), LUKARCO (12,5 %), Mobile Caspian Pipeline Co. (7,5 %), Rosneft-Shell Caspian Ventures Ltd (7,5 %), Eni Int. N.A.N.V. (2 %), BG Overseas Holdings Ltd (2 %), Oryx Caspian Pipeline LLC (1,75 %).<sup>213</sup>

**ბაქო-ნოვოროსიისკის ჩრდილოეთის საექსპორტო ნავთობსადენი (NREP),** განკუთვნილია აზერბაიჯანული ნავთობის მიწოდებისათვის შავი ზღვის აკვატორიის მომხმარებლებისათვის ნოვოროსიისკის საექსპორტო ტერმინალის გავლით. NREP-ის რეკონსტრუქციის შემდეგ, რაც ითვალისწინებდა თავდაპირველი მარშრუტის შეცვლას რუსეთის ფედერაციის შემადგენელი ჩეჩნეთის არასტაბილური რეგიონის გარშემოვლის მიზნით, მილსადენის სიგრძე 1411 კმ-ია, დიამეტრი 720 მმ. სისტემის მახაჩყალა-ნოვოროსიისკის მონაკვეთი გამოიყენება, აგრეთვე, კასპიის ზღვით მოწოდებული ყაზახური და თურქმენული ნავთობის ტრანსპორტირებისათვის. NREP-ით ტრანსპორტირების ტარიფი უფრო მაღალია, ვიდრე WREP-ით<sup>214</sup> და CPC-ით. გარდა ამისა, აზერბაიჯანული Azeri Light მარკის მაღალი ხარისხის ნავთობის მიწოდებისას ნოვოროსიისკის ტერმინალით, ხდება მისი შერევა განსხვავებული ხარისხის რუსულ და ყაზახურ ნავთობთან, რის გამოც აზერბაიჯანული ნავთობის ფასი მცირდება.

<sup>212</sup> წყარო: Илькин Шафиев, Украина бьет по «Новороссийску»: угроза казахстанской нефти.

Пострадает ли качество азербайджанской нефти?, Наqqin.az, August 11, 2023

<sup>213</sup> КТК подготовил объекты к увеличению объемов перекачки, КТК Пресс-релиз, Апрель, 2023

<sup>214</sup> <https://www.argusmedia.com/-/media/Files/sample-reports/argus-caspian-markets-russian-language-version-2022-01-26.ashx?la=ru&hash=B0133895741A6B1CB9981F2240C30AA97FB211B2>



კონტრაქტის თანახმად, NREP-ით შეიძლება ტრანსპორტირებულ იქნეს 5 მლნ ტ-მდე აზერბაიჯანული ნავთობი, თუმცა მომსახურების სიძვირისა და ხარისხთან დაკავშირებული პრობლემების გამო მილსადენის ფაქტობრივი დატვირთვა 50 %-იან ზღვარს არ ასცილებია.

**ოდესა-ბროდის ნავთობსადენის** დანიშნულებაა კასპიის რეგიონში წარმოებული ნავთობის მიწოდება ევროპის ბაზარზე და ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნების ნედლეულით მომარაგების დივერსიფიკაცია რაც, ერთი მხრივ, ხელს შეუწყობს თურქეთის სრუტეების განტვირთვას, ხოლო, მეორე მხრივ, საშუალებას მისცემს მწარმოებელ ქვეყნებს, პირდაპირ გავიდნენ ცენტრალური და ჩრდილოეთ ევროპის მიმზიდველ ბაზრებზე. ბროდის დაკავშირებით “დრუჟბას” პოლონური სექციის ადამოვოს სატუმბ სადგურთან, პლოცკის მახლობლად, კასპიის ნავთობის პოლონეთის, გერმანიისა და ბალტიის ზღვის ქვეყნების ბაზრებზე გატანის საშუალებას იძლევა. მილსადენის სიგრძე 674 კმ-ია, დიამეტრი 1020 მმ, დაგეგმილი გამტარუნარიანობა 30 მლნ ტ/წ, ამჟამინდელი ფაქტობრივი გამტარუნარიანობა 14 მლნ ტ/წ.

მილსადენის მშენებლობა დასრულდა 2001 წელს, თუმცა მისი ოპერირება ვერ ხერხდებოდა მარშრუტის მიმართ მომხმარებლის დაინტერესების არარსებობის გამო. რამდენიმე წლის განმავლობაში ნავთობსადენი დროებით რევერსულ რეჟიმში მუშაობდა რუსული U Urals-ის მისაწოდებლად ბროდიდან ოდესაში 9 მლნ ტონამდე წლიური მწარმოებლობით. სისტემის ძირითადი დანიშნულება კი კასპიის რეგიონის ნავთობის მიწოდებაა აღმოსავლეთ და ცენტრალური ევროპის ნავთობგადამამუშავებელ ქარხნებამდე, რაც უფრო აქტუალური გახდა რუსეთ-უკრაინის სამხედრო კონფლიქტის გამო.

### **ნავთობსადენების პერსპექტიული პროექტები**

ნავთობსადენების ახალი პროექტები გათვალისწინებულია, ძირითადად, მიწოდების მარშრუტების დივერსიფიკაციისა და რეგიონის საექსპორტო პოტენციალის რაციონალური ათვისებისათვის, რაც განსაკუთრებით აქტუალური გახდა რუსეთ-უკრაინის ომით გამოწვეული გეოპოლიტიკური სიტუაციის ჩამოყალიბების შედეგად, რამაც სარისკო გახდა პოლონეთის, სლოვაკეთის, ჩეხეთის, გერმანიის, უკრაინის, ლიტვის ნავთობგადამამუშავებელი საწარმოების ნედლეულით მომარაგების საკითხი რუსეთიდან. ახალი სატრანსპორტო მარშრუტების პროექტების ინიცირება განაპირობა, აგრეთვე, ბოსფორისა და დარდანელის სრუტეების შეზღუდული გამტარუნარიანობით გამოწვეულმა ნავთობის მიწოდების ხშირმა შეფერხებებმა და ძვირადღირებული ტანკერების მოცდენებმა (არსებული მონაცემებით, თურქეთის სრუტეების გადატვირთვით გამოწვეული მოცდენები საშუალოდ 2 დღეს შეადგენდა.<sup>215</sup> ზამთრის პერიოდში, ამინდთან დაკავშირებული პრობლემების გამო, მოცდენები ზოგჯერ 10 დღეს აჭარბებს).

დაგეგმილი პროექტების რეალიზაცია მნიშვნელოვან როლს ითამაშებს აღმოსავლეთ და ცენტრალური ევროპის ქვეყნებისათვის ნავთობის მიწოდების

<sup>215</sup> წყარო: Argus Freght, Issue 18-177, September 2018, Argusmedia.com

მარშრუტების დივერსიფიკაციასა და რუსულ ნავთობზე კრიტიკული დამოკიდებულების აღმოფხვრაში.

ახალი მარშრუტების დატვირთვის სავარაუდო წყაროდ, ძირითადად, ყაზახეთიდან მიწოდებული ნავთობი განიხილება. ყაზახეთის ნედლი ნავთობის დადასტურებული მარაგი 3.9 მლრდ ტონაა. 2022 წელს ნავთობის მოპოვებამ 84,2, ხოლო ექსპორტმა 64,4 მლნ ტ შეადგინა. ნედლეულის ძირითადი მოპოვება წარმოებს თენგიზის, კაშაგანის და ყარაჩაგანაკის საბადოებზე.

2023 წლის პროგნოზით, ნავთობის მოპოვება ყაზახეთში 90,5 მლნ ტ, ექსპორტი კი 71 მლნ ტ მიაღწევს.<sup>216</sup> 2025 წლისათვის ნედლი ნავთობის მოპოვება 100 მლნ ტონამდე, 2030 წლისათვის კი 120 მლნ ტ-მდე გაიზრდება,<sup>217</sup> წლიური საექსპორტო პოტენციალის 80-85 და 100 მლნ ტონამდე ზრდის პერსპექტივით, შესაბამისად. აღნიშნული პოტენციალის ათვისების ერთ-ერთ შემაფერხებელ ფაქტორად უკრაინის წინააღმდეგ რუსული აგრესიის შედეგად ჩამოყალიბებული მოთხოვნების პირობებში, სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის შეუსაბამობა შეიძლება გახდეს, რადგან გამორიცხული არაა რუსეთის მფლობელობაში არსებული ყაზახური ნავთობის სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის დაბლოკვა საერთაშორისო სანქციების გამო<sup>218</sup> ან პოლიტიკური ზეწოლის ინსტრუმენტად გამოყენების მიზნით თვით რუსეთის მიერ,<sup>219</sup> რომლის ტერიტორიაზეც არის განლაგებული ყაზახური ნავთობის ძირითადი საექსპორტო „კასპიის მილსადენის კონსორციუმის“, ატურაუ-სამარასა და „დრუჟბას“ (რუსული მონაკვეთები) ნავთობსადენები.

აზერბაიჯან-ყაზახეთსა და ევროკავშირს შორის არსებული შეთანხმება ითვალისწინებს ყაზახური ნავთობის მიწოდებას აზერბაიჯანში, საიდანაც იგი ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანისა და ბაქო-სუფსის ნავთობსადენების ან სხვა ალტერნატიული სატრანსპორტო სისტემის საშუალებით გადაიტვირთება ხმელთაშუა ან შავი ზღვის პორტებში.

დღეისათვის არსებული ნავთობსადენები და საზღვაო ტერმინალები (მათ შორის CPC-ის ყაზახური მონაკვეთი, ყაზახეთ-ჩინეთის, ატურაუ-სამარას, აკტაუს პორტი/მახაჩყალა-ნოვოროსიისკი, აკტაუს პორტი/აზერბაიჯანი-BTC (ან WREP) და აკტაუს პორტი/ირანული ნეკა), შესაძლებელია არასაკმარისი აღმოჩნდეს ყაზახეთის დაგეგმილი გაზრდილი საექსპორტო მოცულობების გადასაზიდად კომერციულად ხელსაყრელი პირობებით.

<sup>216</sup> წყარო: Argusmedia.com, 2023

<sup>217</sup> წყარო: KazTransOil. Annual Report, 2022 (for 2021)

<sup>218</sup> Илькин Шафиев, Украина бьет по «Новороссийску»: угроза казахстанской нефти. Пострадает ли качество азербайджанской нефти?, Haqqin.az, August 11, 2023

<sup>219</sup> როგორც ეს 2022 წელს მოხდა, როცა რუსეთის მიერ ოკუპირებული ტერიტორიების არაღიარების შესახებ ყაზახეთის პრეზიდენტ ყასიმ-ჟომარ ტოკაევის გამოსვლის შემდეგ სანქტ-პეტერბურგში, რუსეთმა დახურა ნოვოროსიისკის საზღვაო ტერმინალი, რის გამოც შეიზღუდა CPC ნავთობსადენის სისტემის ფუნქციონირება

შესაბამისად, ყაზახეთს გადაწყვეტილი აქვს ნედლი ნავთობისთვის დასავლეთის მიმართულებით ექსპორტისათვის რუსეთის ალტერნატიული მარშრუტების გამოყენებაც,<sup>220</sup> რის პროვოცირებაც მოახდინა 2022 წლის განმავლობაში რუსეთის მიერ ყაზახური ნავთობის ტრანზიტის შეზღუდვამ, რაც, სავარაუდოდ, პოლიტიკური ზეწოლის ინსტრუმენტად იყო გათვლილი.<sup>221</sup> არანაკლებ მნიშვნელოვანია ტექნიკურ, განსაკუთრებით კი კლიმატურ პირობებთან დაკავშირებული შეფერხებები, რაც ხშირად ნოვოროსიისკის ტერმინალის ხანგრძლივი დროით შეფერხებით მუშაობის მიზეზი ხდება და შუძლებელს ხდის ყაზახური საბადოების სრული დატვირთვით მუშაობას, როგორც ეს დაფიქსირდა 2023 წლის ნოემბერ-დეკემბერში.<sup>222</sup>

დასავლეთის მიმართულებით ნავთობის ექსპორტის მნიშვნელოვანი ზრდა შესაძლებელია კასპიის სატრანსპორტო სისტემის კონცეფციის (CTS) რეალიზაციით. CTS მოიცავს ნავთობსადენის პროექტს ყაზახეთის ტერიტორიაზე საბადოების დასაკავშირებლად კასპიის აღმოსავლეთ სანაპიროსთან, აქტაუ/კიურუკის პორტებს ტრანსკასპიური საზღვაო გადაზიდვებისათვის, შემდგომ კი აზერბაიჯან-საქართველოს ტერიტორიისა და შავი ზღვის პორტების მეშვეობით. BTC-ის გამტარუნარიანობა 60 მლნ ტ/წ, ფაქტობრივი დატვირთვა კი გაცილებით ნაკლებია და მინიმუმ 25 მლნ ტ/წ დამატებითი ნავთობის მიწოდების საშუალებას იძლევა, თუმცა ყაზახური ნავთობის განსხვავებული ხარისხის გამო მისი დიდი რაოდენობით შერევა აზერბაიჯანულ ნავთობში შეზღუდულია. ბაქო-სუფსის ნავთობსადენის მაქსიმალური გამტარუნარიანობა 7 მლნ ტონაა. 2022 წლის მაისიდან დაიწყო მასში ტრანსპორტირებული ნავთობის გადამისამართება BTC ნავთობსადენში, შავ ზღვაში ნაოსნობის გართულების გამო, რუსეთ-უკრაინის ომთან დაკავშირებით. სიტუაციის დარეგულირების შემთხვევაში იგეგმება ბაქო-სუფსის ნავთობსადენით 5 მლნ ტონამდე ყაზახური, კაშაგანის საბადოს ნავთობის მიწოდება, აზერბაიჯანულ ნავთობთან შერევის გარეშე.<sup>223</sup> საქართველოს მთავრობასთან შეთანხმებულია აზერბაიჯან-საქართველოს რკინიგზით და ყაზახური „ყაზტრანსოილის“ საკუთრებაში მყოფი ბათუმის ტერმინალით ყაზახური ნავთობისა და/ან ნავთობპროდუქტების ექსპორტის განხორციელება. იგეგმება ამ მარშრუტით წლიურად 2 მლნ ტონამდე ყაზახური ნედლი ნავთობის გადაზიდვა. გათვალისწინებულია, აგრეთვე, ბათუმის ნავთობტერმინალის მოდერნიზაცია მისი სიმძლავრის გაზრდის მიზნით, გაერთიანებული არაბული საამიროების AD Ports Group-თან თანამშრომლობით.

კასპიის ნამეტი ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ევროპის ბაზარზე მიწოდების უზრუნველსაყოფად აზერბაიჯანისა და საქართველოს გავლით, გარდა არსებული ინფრასტრუქტურისა: აზერბაიჯან-საქართველოს რკინიგზა და ბათუმის პორტი,

<sup>220</sup> წყარო: <http://interfax.az/view/889816>, მარტი, 2023

<sup>221</sup> ი. ჩაჩიბაია, გ. ჩახვაშვილი, ყაზახური ნავთობის ტრანსპორტირების პერსპექტივა საქართველოს ენერჯეტიკულ დერეფანში, [https://drive.google.com/file/d/1YiBrm87Y7MV\\_3GOn82LRBulAcLMgaP7m/view?usp=share](https://drive.google.com/file/d/1YiBrm87Y7MV_3GOn82LRBulAcLMgaP7m/view?usp=share)

<sup>222</sup> Добыча нефти на крупных месторождениях Казахстана снизилась на 56%;

<https://report.az/ru/energetika/dobycha-nefti-na-krupnyh-mestorozhdeniyah-kazahstana-snizilas-na-56/>

<sup>223</sup> <https://www.facebook.com/economygovge/posts/pfbid037LQL8bz4MyMGcNsaSTV9EH4uTMqmp6uQ6XYzz1BhaM8oaxP1wyDi88xtu17rhn6YI>, მარტი, 2023

ბაქო-სუფსისა და ბაქო-თბილისი- ჯეიჰანის<sup>224</sup> ნავთობსადენები, განიხილება, აგრეთვე, ევრო-აზიის ნავთობის სატრანსპორტო დერეფნის (EAOTC) პროექტის რეალიზაცია. პროექტი ითვალისწინებს აზერბაიჯანისა და ყაზახეთის ნავთობის მიწოდებას შავი ზღვის აღმოსავლეთ სანაპიროს პორტებიდან ცენტრალური და აღმოსავლეთ ევროპის ბაზრებზე.

EAOTC პროექტის მნიშვნელობა საერთაშორისო ენერგეტიკული ბაზრის უსაფრთხოების უზრუნველსაყოფად განსაკუთრებით გაზრდილია რუსეთის უკრაინაში სამხედრო აგრესიის შედეგად რეგიონში ამჟამად ჩამოყალიბებული გეოპოლიტიკური სიტუაციის გამო. მნიშვნელოვანია, აგრეთვე, კასპიის ნავთობმწარმოებელი ქვეყნების, ყაზახეთისა და აზერბაიჯანის, ლტოლვა მოახდინონ მიწოდების მარშრუტების დივერსიფიკაცია რუსეთსა და უკრაინის ოკუპირებულ ტერიტორიებზე გამავალი ნავთობის მიწოდების ტრადიციული მარშრუტების გვერდის ავლით.

EAOTC უზრუნველყოფს უკვე ადაპტირებული ნავთობის ტრანსპორტირების სისტემის (აზერბაიჯანი-საქართველო-შავი ზღვა-უკრაინის მარშრუტი არაერთგზის იყო გამოყენებული უკრაინის, აგრეთვე ბელორუსიის. ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნებისათვის კასპიის ნავთობის მისაწოდებლად შედარებით მცირე მოცულობებით) ინტეგრაციას პოლონურ და ევროკავშირის სისტემებთან, რაც გააუმჯობესებს ევროკავშირისა და პროექტში მონაწილე ქვეყნების ეკონომიკურ ურთიერთობებს, ენერგეტიკული ბაზრის ფუნქციონირებას სტაბილური წყაროებიდან მიწოდების უზრუნველყოფისა და რუსულ ნავთობზე კრიტიკული დამოკიდებულების აღმოფხვრის გზით.

EAOTC პროექტის მომზადებისა და რეალიზაციის მიზნით ჩამოყალიბებულია მილსადენების საერთაშორისო საწარმო „სარმატია“ (დამფუძნებლები: საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია, აზერბაიჯანული „სოკარი“, პოლონური „პერნი“, უკრაინული „უკრტრანსნაფტა“ და ლიეტუვას „კლაიპედოს ნაფტა“).

პროექტით გათვალისწინებულია კასპიის საბადოების ნავთობის ტრანსპორტირება საქართველოს შავი ზღვის პორტებამდე, ტანკერებით გადაზიდვა უკრაინულ პორტ ოდესამდე და შემდგომი გადანაწილება ევროპის ქვეყნებში არსებული „ოდესა-ბროდის“, „დრუჟბის“ უკრაინული სექციისა და დაგეგმილ „ბროდი-ადამოვოს“ მილსადენების მეშვეობით. დაგეგმილია EAOTC პროექტის ეტაპობრივი რეალიზაცია: 5-10 და 10-20 მლნ ტ/წ გამტარუნარიანობით, შესაბამისად.

პროექტის განვითარების საბოლოო ეტაპზე იქმნება, აგრეთვე, შესაძლებლობა, ნავთობის ტრანსპორტირება გახორციელდეს რევერსულ რეჟიმში - ბალტიის ზღვიდან უკრაინაში, სლოვაკეთსა და ჩეხეთში. ეს ხელს შეუწყობს ევროპის

<sup>224</sup> ბოჯ-ს გამოყენება ყაზახური ნავთობის ტრანზიტისათვის გათვალისწინებული იყო მილსადენის პროექტირება-მშენებლობის დროიდანვე

ნავთობის ტრანსპორტირების სისტემის თავსებადობას და ნავთობის მიწოდების რისკის შემცირების საშუალებას იძლევა იმის ხარჯზე, რომ დღეისათვის არსებული რეგიონის საწარმოთა ნავთობით ჩიხური მომარაგების სისტემა შეიცვლება ხარისხობრივად მაღალი საიმედოობის რგოლური მომარაგების სისტემით ევროპის ცენტრალურ ნაწილში და უწყვეტი ჯაჭვით დააკავშირებს ბალტიისა და შავი ზღვის აკვატორიების ნავთობტერმინალებს.



ნახაზი 2.29. ყაზახეთიდან ნავთობის ექსპორტის EAOTC მარშრუტი რუსული ნავთობსადენების ფუნქციონირების შეფერხების შემთხვევაში

წარმატებული რეალიზაციის შემთხვევაში EAOTC-ს მნიშვნელოვანი როლის შესრულება შეუძლია აღმოსავლეთ და ცენტრალური ევროპის ნავთობ-გადამამუშავებელი საწარმოების ნედლეულით მომარაგებაში კასპიის რეგიონიდან. ამასთან ერთად, პირველ ეტაპზე ყაზახური და აზერბაიჯანული ნავთობი შეუფერხებლად შეიძლება მიეწოდოს უკრაინის, სლოვაკეთისა (ბრატისლავის) და ჩეხეთის (ლიტვინოვი) ნავთობგადამამუშავებელ ქარხნებს საქართველოს შავი ზღვის ტერმინალების (სუფსა, ყულევი, ბათუმი) და უკრაინულ პორტ პივდენისა და ოდესა-ბროდის მილსადენით, შემდგომში კი ნავთობსადენ „დრუჟბას“ უკრაინული სექციების გამოყენებით, ოდესის პორტის განხლოკვისთანავე.<sup>225</sup>

კასპიური ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების სატრანზიტო მოცულობების გაზრდას სამხრეთ კავკასიის მარშრუტით მნიშვნელოვნად შეუწყობს ხელს, აგრეთვე, ტრანსკასპიური საერთაშორისო სატრანსპორტო მარშრუტის (ან შუა სატრანსპორტო დერეფნის) პროექტის რეალიზაცია.<sup>226</sup> დერეფანი ჩინეთსა და

<sup>225</sup> აღნიშნული მარშრუტის ფუნქციონირება შეიძლება განხორციელდეს დღეისათვის უკვე არსებული ინფრასტრუქტურის გამოყენებით, დამოუკიდებლად საპროექტო ბროდი-ადამოვოს მონაკვეთის პროექტის განვითარებისა

<sup>226</sup> შუა სატრანსპორტო დერეფნის პროექტი ძირითადად მშრალი ტვირთების გადაზიდვაზეა ორიენტირებული, თუმცა მისი შემადგენელი ახალი ინფრასტრუქტურა გამოათავისუფლებს საზღვაო ტერმინალებსა და სატრანსპორტო საშუალებებს დამატებითი მოცულობის ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების გადასაზიდად



ევროპის ქვეყნებს აკავშირებს უმოკლესი სახმელეთო გზით ცენტრალური აზიის, კასპიის ზღვის, აზერბაიჯანისა და საქართველოს გავლით. პროექტის განხორციელება, რომელიც ჩინეთის ეკონომიკური განვითარების ინიციატივის - „ერთი სარტყელი - ერთი გზის ინიციატივა“ - ნაწილია, 2013 წელს დაიწყო. პროექტში თავდაპირველად, 2014 წლის თებერვლისათვის, აზერბაიჯანის, ყაზახეთისა და საქართველოს შესაბამისი სტრუქტურები მონაწილეობდნენ, მოგვიანებით კი მას უკრაინა, რუმინეთი და პოლონეთიც შეუერთდნენ.



ნახაზი 2.30. ტრანსკასპიური (შუა) სატრანსპორტო დერეფანი<sup>227</sup>

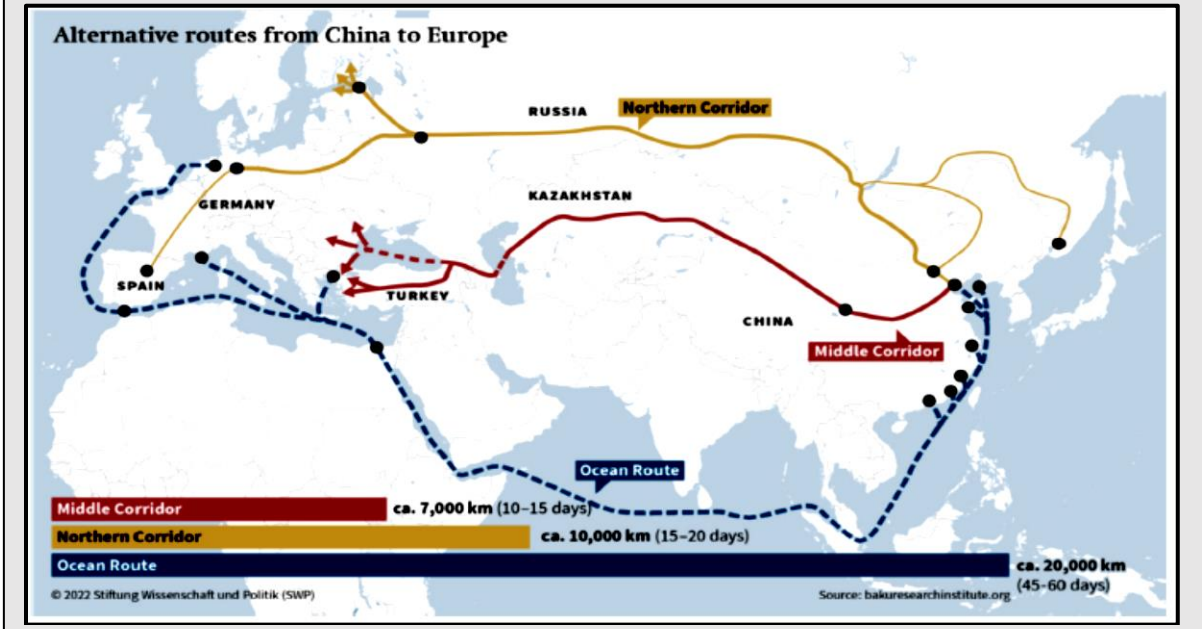
პროექტის მონაწილე მხარეები და ინვესტორები აქტიურად არიან ჩართული მარშრუტის ინფრასტრუქტურული პროექტების განვითარების სამუშაოებში: შენდება სატრანსპორტო და ლოგისტიკური ცენტრები, პორტები, თავისუფალი სავაჭრო ზონები და ა.შ. დღეისათვის მარშრუტი მოიცავს ათი ათას კილომეტრიან სარკინიგზო ქსელებსა და 10 საზღვაო პორტს.

2022 წელს ყაზახეთმა, აზერბაიჯანმა, საქართველომ და თურქეთმა ხელი მოაწერეს 2022-2027 წლების საგზაო რუკას, რომელიც ტრანსკასპიური მარშრუტის შემდგომ განვითარებასა და „ვიწრო ადგილების“ ერთობლივ აღმოფხვრას ითვალისწინებს. ამავე წელს შუა დერეფნით ყაზახეთის კურიკისა და აქტაუს პორტებიდან აზერბაიჯანის პორტებში 1,5 მილიონი ტონა ტვირთი გადაიზიდა, რაც 8-ჯერ აღემატება 2021 წლის მაჩვენებელს. ტრანსკასპიური საერთაშორისო სატრანსპორტო მარშრუტით ტვირთის გადაზიდვის მოცულობამ 2023 წლის იანვარ-ივნისში 1,3 მილიონ ტონას გადააჭარბა, რაც 2022 წლის ანალოგიურ პერიოდზე 1,8-ჯერ მეტია.<sup>228</sup>

<sup>227</sup> შედგენილია სნგკ-ს GIS და CAD სამსახურის მიერ middlecorridor.com მონაცემების გამოყენებით

<sup>228</sup> წყარო: ყაზახეთის რკინიგზის ოპერატორ კომპანია Kazakhstan Temir Joly-ს (KTZ) პრესსამსახური

შუა სატრანსპორტო დერეფანი ჩინეთის აღმოსავლეთ სანაპიროდან ტვირთის ევროპამდე გადაზიდვის უმოკლეს მარშრუტს წარმოადგენს. მარშრუტის დაახლოებით 7 ათასი კილომეტრის გავლა შესაძლებელია 10-15 დღეში, ნაცვლად ჩრდილოეთის, რუსეთზე გამავალი დაახლოებით 10 ათასი კმ სიგრძის მარშრუტის, გავლისათვის საჭირო 15-20 დღისა, ან საოკეანო მარშრუტის დაახლოებით 20 ათასი კმ-ის გავლისათვის საჭირო 45-60 დღისა (წყარო: bakuresearchinstitute.org)



დღეისათვის ინტერესი შუა სატრანსპორტო დერეფნის მიმართ განსაკუთრებით არის გაზრდილი მიმდინარე პერიოდის რამდენიმე მნიშვნელოვანი გამოწვევის გამო, მათ შორის, რუსეთ-უკრაინის ომითა და მოქმედი სანქციებით რუსეთი, აგრეთვე, ირანის მიმართ, რაც, ფაქტობრივად, ზღუდავს აღმოსავლეთ და ცენტრალური აზიის ეკონომიკური ცენტრების ევროპასთან დამაკავშირებელი ალტერნატიული მარშრუტების გამოყენებას.<sup>229</sup>

როგორც ცენტრალური აზიის რეგიონული ეკონომიკური თანამშრომლობის (CAREC) პროგრამის რიგით 22-ე მინისტერიალზე<sup>230</sup> აღინიშნა, პროგრამის ძირითადი პოლიტიკის მიმართულებები ზედმიწევნით შეესაბამება საქართველოს მისწრაფებას, გახდეს რეგიონალური ცენტრი, რომელიც წარმოჩნდება, როგორც გამარტივებული და დაჩქარებული სავაჭრო და სატრანსპორტო მარშრუტი ევროპასა და აზიას შორის. შუა დერეფნის უხარვეზო ფუნქციონირება მოითხოვს ერთობლივი გამშვები პუნქტების ინფრასტრუქტურის ჩამოყალიბებას, რომელიც

<sup>229</sup> Giorgi Muchigulishvili, The Growing Importance of the Middle Corridor as an Energy Transport Route, and Opportunities for Azerbaijan and Georgia, Caucasus Strategic Perspectives, Volume 4, Issue 2, Baku, Winter 2023

<sup>230</sup> პრემიერი - ჩვენი მთავრობა აქცენტს აკეთებს კერძო სექტორის კონკურენტუნარიანობის ამაღლებაზე, „ცენტრალური აზიის რეგიონული ეკონომიკური თანამშრომლობის პროგრამის 22-ე მინისტერიალი, bpn, თბილისი, 30.11.2023

მეზობელ ქვეყნებს საშუალებას მისცემს, ერთი ფანჯრის პრინციპით სინქრონულად გაატარონ ტვირთები.

2027 წლისათვის გათვალისწინებულია ტრანსკასპიური შუა დერეფნის გამტარუნარიანობის გაორმაგება, რისთვისაც აუცილებელია გაიზარდოს რკინიგზისა და პორტების გამტარუნარიანობა. საქართველო აქტიურად მუშაობს ჩქაროსნული აღმოსავლეთ-დასავლეთის დამაკავშირებელი მაგისტრალის პროექტის დასრულებაზე 2024-ის ბოლოსათვის. ასევე, 2024 წელს იგეგმება რკინიგზის მოდერნიზაციის პროექტის დასრულება, მისი გამტარუნარიანობის გაორმაგების მიზნით. იწყება ანაკლიის პორტის მშენებლობის პროექტი.<sup>231</sup>

შესაბამისად, შუა სატრანსპორტო დერეფნის კონცეფციის, აგრეთვე, EAOTC პროექტის რეალიზაცია არსებული ინფრასტრუქტურის ბაზაზე და ახალი (ან მოდერნიზებული) საზღვაო ტერმინალების ოპერირება ყაზახეთში, აზერბაიჯანსა და საქართველოში (მათ შორის ანაკლიის ღრმაწყლოვანი პორტის), უზრუნველყოფს აღნიშნული მარშრუტის დღევანდელი პოტენციალის (ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანისა და ბაქო-სუფსის ნავთობსადენების, აგრეთვე აზერბაიჯან-საქართველოს რკინიგზის (1,5; 5 და 2 მლნ ტ/წ შესაბამისად) გაზრდას 15-20 მლნ ტ-მდე, მათ შორის საშუალოვადიან პერიოდში 10 მლნ ტ-მდე წელიწადში.<sup>232</sup>

კასპიურ საბადოებზე მოპოვებული რესურსების დასავლურ ბაზრებზე რუსეთის გვერდის ავლით მიწოდების ალტერნატიული, სამხრეთ კავკასიასა და შავ ზღვაზე გამავალი მარშრუტების ამოქმედებით შესაძლებელია რუსეთის ტერიტორიაზე განლაგებული მარშრუტების გვერდის ავლა, რაც საერთაშორისო ენერგეტიკული ბაზრების, უსაფრთხოების ზრდის ერთ-ერთ მნიშვნელოვანი ბერკეტია.

---

<sup>231</sup> საქართველოს პრემიერ-მინისტრის ანგარიში, 30 ივნისი, 2023

<sup>232</sup> წყარო: ვიქტორია მდებრიშვილი, ყაზახეთს TITR-ის მარშრუტით ტვირთბრუნვის 10 მლნ ტონამდე გაზრდა სურს - ალიხან სმაილოვი, Business Media Georgia, 23.06.2023

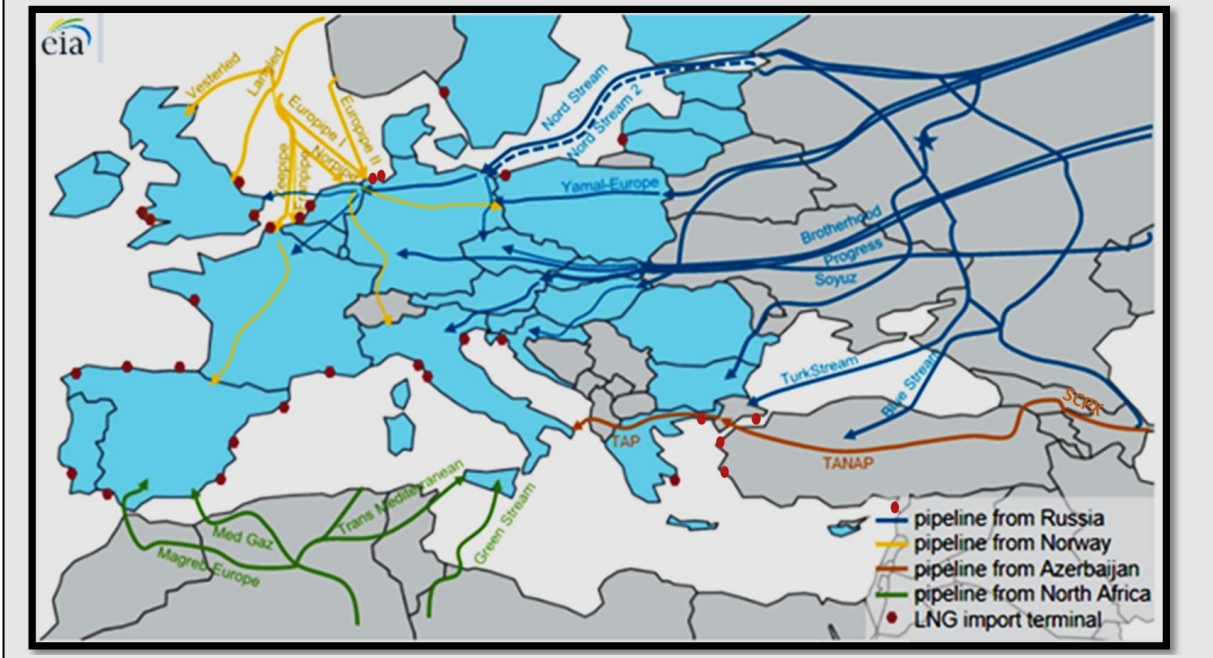
## გაზის სამხრეთი დერეფანი

გაზის მეოთხე, სამხრეთის დერეფანი (SGC), რომლითაც სამხრეთ კავკასიასა და თურქეთზე გამავალი მარშრუტით რეგიონიდან ევროპას ბუნებრივი გაზი მიეწოდება, ევროპის ენერგეტიკული ბაზრის უსაფრთხოების ამაღლებისა და მოწოდების წყაროებისა და მარშრუტების დივერსიფიკაციის საშუალებას იძლევა.

სამხრეთის დერეფნის კონცეფციის რეალიზაცია და მისი შემდგომი განვითარება, დღევანდელი გეოპოლიტიკური რეაქციების გათვალისწინებით, მნიშვნელოვან როლს თამაშობს ევროპაში რუსული გაზის შემცირებული იმპორტის კომპენსირებაში, უზრუნველყოფს რუსული გაზზე კრიტიკულად დამოკიდებული ბალკანეთისა და ცენტრალური ევროპის ქვეყნების გრძელვადიან გარანტირებულ გაზმომარაგებას კასპიის რეგიონიდან.

ცნობილია ევროკავშირში ბუნებრივი გაზის მიწოდების ოთხი „დერეფანი“:

1. ჩრდილოეთის - ნორვეგიიდან დიდი ბრიტანეთისა და ნიდერლანდების თანამონაწილეობით;
2. ჩრდილოეთ აფრიკის - ალჟირიდან და ტუნისიდან ხმელთაშუა ზღვის ოფშორული მილსადენებით;
3. რუსეთის - ბელორუსიის, უკრაინის, ბალკანეთისა და თურქეთის გაზსადენებით;
4. სამხრეთის - აზერბაიჯანის, საქართველოს, თურქეთის, საბერძნეთისა და ალბანეთის ტერიტორიებზე განლაგებული მილსადენებით.



გაზის სამხრეთის დერეფნის კონცეფციის მნიშვნელოვანი დანიშნულებაა, აგრეთვე, კონკურენციის გაძლიერება საერთო ევროპულ ბაზარზე. ცნობილია, რომ რუსეთი ხშირად მანიპულირებს გაზის ფასით პოლიტიკური ან ეკონომიკური ზეწოლის განსახორციელებლად როგორც საბჭოთა კავშირის ყოფილი რესპუბლიკების, ასევე

ევროგაერთიანების წევრი ზოგიერთი ქვეყნის მიმართ: ისტორიულად რუსეთი გაზის უფრო მაღალ ფასს აწესებდა უკრაინის, მოლდოვის, საქართველოს, ბალტიის ქვეყნებისა და პოლონეთისათვის, ვიდრე ამ ქვეყნების გავლით ცენტრალურ და დასავლეთ ევროპასა და სხვა, რუსეთის პოლიტიკისადმი ლოიალურად განწყობილ ქვეყნებისათვის. რუსეთ-უკრაინის ომის დაწყების შემდეგ გაზის სამხრეთი დერეფნის გააქტიურების საპირწონედ, რუსეთი ცდილობს, აგრეთვე, გაზარდოს „თურქული ნაკადის“ ოფშორული გაზსადენის სიმძლავრე და შექმნას ევროკავშირისთვის გაზის მიწოდების ახალი, თურქეთის ტერიტორიაზე განლაგებული ჰაბი.<sup>233</sup> თუმცა, ექსპერტთა შეფასებით, ასეთი პროექტის განხორციელება ძალიან რთული იქნება, რადგან მას არ ექნება წვდომა დასავლურ საკრედიტო რესურსებზე, ხოლო ევროპის მიზანია, შეწყვიტოს რუსული გაზის იმპორტი და გაზარდოს წვდომა თხევად გაზსა (LNG) და მიწოდების ალტერნატიულ წყაროებზე.<sup>234</sup>

დღეისათვის სამხრეთის გაზის დერეფანი გათვალისწინებულია შაჰ დენიზის საბადოს ბუნებრივი გაზის თურქეთსა და ევროპაში (ბულგარეთი, საბერძნეთი, იტალია, სერბია, უნგრეთი, მოლდავეთი) მისაწოდებლად აზერბაიჯანის, საქართველოს, თურქეთის, საბერძნეთისა და ალბანეთის ტერიტორიების გავლით. სამხრეთის გაზის დერეფანი თავდაპირველად საქართველოს, თურქეთისა და ევროკავშირის წევრი ქვეყნების, მსხვილი შემსყიდველების მომსახურებისათვის იყო გათვალისწინებული (იხ. ნახაზი), ამ უკანსკნელთა ჯამური წლიური სახელშეკრულებო რაოდენობით 10 მლრდ კუბური მეტრი, თუმცა, ფაქტობრივად, მისი მომსახურების გეოგრაფიული არეალი და მოცულობა ამჟამად მნიშვნელოვნად არის გაფართოებული (2022 წელს აზერბაიჯანიდან ევროპულ ბაზარზე ფაქტობრივად 11,4 მილიარდი კუბური მეტრი გაზი იყო მიწოდებული).<sup>235</sup>

გაზის სამხრეთი დერეფანი დღეისათვის აერთიანებს: „სამხრეთ კავკასიური მილსადენს“ (გაფართოების შემდეგ - SCPX), „ტრანსანატოლიურ“ (TANAP) და „ტრანსადატრიატიკული“ (TAP) მილსადენებს.

<sup>233</sup> Russia moots plan for making Turkey a major hub for its gas supplies. <https://intellinews.com/russia-moots-plan-for-making-turkey-a-major-hub-for-its-gas-supplies-259426/>

<sup>234</sup> ზურაბ გარაყანიძე, საქართველოს გაზის ჰაბად გადაქცევის პერსპექტივა, „ეკონომისტი“, ივანე ჯავახიშვილის სახელობის თბილისის სახელმწიფო უნივერსიტეტი, 10.36172/EKONOMISTI.2023.XIX.02.ZURAB.GARAKANIDZE

<sup>235</sup> Ministry of Energy of Azerbaijan, [https://minenergy.gov.az/uploads/Hesabatlar/son-Hesabat%20NK%202022\\_v6.pdf](https://minenergy.gov.az/uploads/Hesabatlar/son-Hesabat%20NK%202022_v6.pdf)





ნახაზი 2.31. გაზის სამხრეთი დერეფანი

*სამხრეთ კავკასიური მილსადენი (გაფართოება-SCPX)* ევროპის გაზის სამხრეთი კორიდორის შემადგენელი ერთ-ერთი ძირითადი პროექტია, რომელიც საშუალებას იძლევა აზერბაიჯანული, მომავალში კი შესაძლოა ცენტრალური აზიის ქვეყნების საბადოების გაზი საქართველოს ტერიტორიის გავლით მიეწოდოს თურქეთისა და ევროპის ენერგეტიკულ ბაზრებს.

სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის სიგრძე (პარალელური მონაკვეთების სიგრძის გარეშე) აზერბაიჯანსა და საქართველოს მონაკვეთზე 690 კმ-ს შეადგენს (შესაბამისად, 442 და 248 კმ), თურქეთის ტერიტორიაზე – 225 კმ-ს.

თურქეთის ტერიტორიაზე SCP ადგილობრივ გაზის ტრანსპორტირების სისტემასა და სამხრეთის გაზის დერეფნის შემადგენელ ტრანსანატოლიურ მილსადენს (TANAP) უკავშირდება, შემდგომი კავშირით ტრანსადრიატიკულ მილსადენთან (TAP), გაზის თურქეთის მომხმარებელისა და ევროპის ბაზრებზე მიწოდებისათვის.

გაზსადენი სისტემის კომპლექსში შედის საკომპრესორო სადგურები და გაზის მიმღები პუნქტები საქართველოსა და თურქეთში, საექსპორტო გაზის რაოდენობის აღრიცხვისა და მილსადენის დიაგნოსტიკისა და გამწმენდი მოწყობილობის მიმღებ-გამწვები კვანძებით.

SCP მილსადენის მშენებლობის პირველი ეტაპი 2006 წელს დასრულდა, გაზის ტრანზიტი კი 2007 წლიდან ხორციელდება 1067 მმ დიამეტრის (42 დიუმი), 12-16 მმ კედლის სისქის მქონე, 95 ბარი საპროექტო წნევის აზერბაიჯან-საქართველოს მონაკვეთის მეშვეობით. გაზსადენი ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის ნავთობსადენის პარალელურად, ერთობლივ ტექნიკურ კორიდორშია განთავსებული. მილსადენის საქართველოს მონაკვეთზე დამონტაჟებულია ორი გამზომი სადგური (აზერბაიჯან-საქართველოს და საქართველოს თურქეთის საზღვრებთან) და გაზის გაცემა-აღების პუნქტი (off-take).

მილსადენის გამტარუნარიანობის გაზრდის მიზნით 22 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე და მეტად, შაჰ დენიზის ათვისების მე-2 ფაზიდან მიღებული დამატებითი გაზის შეუფერხებელი ტრანზიტის მიზნით, SCPX პროექტის მიხედვით, აშენებულია არსებული სამხრეთ კავკასიური მილსადენის პარალელური მილსადენი (ლუპინგი) 487 კმ საერთო სიგრძით (მათ შორის საქართველოს ტერიტორიაზე აშენებულია ჯამურად დაახლოებით 63,8 კმ სიგრძის მილსადენის მონაკვეთები) და საკომპრესორო სადგურები, რაც უზრუნველყოფს დამატებით 10 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის მიწოდებას ევროპულ ბაზარზე.

SCPX სამხრეთის გაზის დერეფნის ტრანსნაციონალური სატრანზიტო პროექტების ძირითადი მკვებავი არტერიაა, რომლითაც შესაძლებელია ევროპულ ბაზარზე შაჰ დენიზისა და კასპიის სხვა საბადოების ბუნებრივი გაზის მიწოდება. შემდგომი გაფართოების პროექტი (SCPfX) ითვალისწინებს შაჰ დენიზის საბადოს გაზრდილი წლიური მოპოვების (26 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე - 98 bcf)<sup>236</sup>, აგრეთვე ადგილობრივი და ცენტრალური აზიის ქვეყნების სხვა საბადოებიდან მოზიდული გაზის გაორმაგებული მოცულობის (20 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე 2027 წლისათვის) მიწოდებას ევროპული ბაზრისათვის.<sup>237</sup>



ნახაზი 2.32. სატრანზიტო გაზსადენები

**ტრანსანატოლიური მილსადენი (TANAP)** უერთდება სამხრეთ კავკასიურ გაზსადენს საქართველოს საზღვარზე ქალაქ პოსოფთან და ტრანსადრიატიკულ მილსადენს თურქეთ-საბერძნეთის საზღვარზე. მილსადენის დანიშნულებაა გაზის მიწოდება თურქეთისათვის და ტრანზიტით ევროპის ქვეყნებში.

ტრანსანატოლიური მილსადენი შედგება თურქეთის ტერიტორიაზე განლაგებული დაახლოებით 1850 კმ სიგრძის მილსადენისგან, მათ შორის: 1334 კმ 1400 მმ (56 დუიმი) დიამეტრის არდაჰანიდან ესკიშეჰირამდე, 476 კმ 1200 მმ (48

<sup>236</sup> Bojan Lepic, Lukoil buys Shah Deniz Stake, Rigzone, October 08, 2021

<sup>237</sup> მილსადენის დიზაინი საშუალებას იძლევა, პარალელური ხაზების (ლუპინგების) დამატებით 31 მლრდ კუბურ მეტრამდე გაიზარდოს სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გამტარუნარიანობა

დუიმი) დიამეტრის ესკიშეპირიდან ედრინემდე და 2x19 კმ 900 მმ (36 დუიმი) დიამეტრის დარდანელის სრუტის ფსკერზე, ქალაქ ჩანაკალესთან.

პროექტის რეალიზაციის პირველ ეტაპზე აშენდა ორი საკომპრესორო სადგური, საქართველოს საზღვართან და ესკიშეპირთან, რაც საკმარისია მინიმუმ 16 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის ტრანსპორტირებისათვის. 31 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის ტრანსპორტირების უზრუნველსაყოფად, პროექტი ითვალისწინებს დამატებით 5 საკომპრესორო სადგურის მშენებლობას. თურქეთის ტერიტორიაზე მოწყობილია, აგრეთვე, გაზის გაცემა-აღების 2 სადგური ესკიშეპირისა (ცენტრალური ანატოლია) და თრაკიის (ქვეყნის ევროპული ნაწილი) პროვინციებში.

**ტრანსადრიატიკული მილსადენი (TAP)** წარმოადგენს სამხრეთი გაზის დერეფნის ნაწილს საბერძნეთის, ალბანეთისა და ადრიატიკის ზღვის გავლით - სამხრეთ იტალიამდე. მისი სიგრძე 878 კმ-ია (მათ შორის საბერძნეთის ტერიტორიაზე 550 კმ, ალბანეთის ტერიტორიაზე 215 კმ, ადრიატიკის ზღვის ფსკერზე 105 კმ და იტალიის ტერიტორიაზე 8 კმ), ხოლო გამტარუნარიანობა 10-დან (პირველ ეტაპზე) 20 მილიარდ კუბურ მეტრამდე გაზრდის შესაძლებლობით. ამისათვის უნდა გაფართოვდეს საბერძნეთისა და ალბანეთის ტერიტორიაზე განლაგებულ საკომპრესორო სადგურები (დაემატოს დაახლოებით 15 მგვტ სიმძლავრის კომპრესორები), აგრეთვე, კომოტინის (საბერძნეთი) და მელენდუნგოს (იტალია) გაზის მიმღები პუნქტების საბერძნეთისა და იტალიის გადამცემ სისტემებთან დამაკავშირებელი ხაზები და თვით გადამცემი სისტემები.

მარშრუტის გაყოლებაზე მოწყობილია საბერძნეთ-ბულგარეთის ინტერკონექტორი (GBI) და იგეგმება იონიან-ადრიატიკის მილსადენის (IAP) მიერთება გაზის მისაწოდებლად ბულგარეთისა და ალბანეთისათვის,<sup>238</sup> შესაბამისად. პროექტი ითვალისწინებს, აგრეთვე, საკომპრესორო სადგურების მშენებლობას საბერძნეთისა და ალბანეთის ტერიტორიაზე. იტალიის ტერიტორიაზე განლაგებული გამზომი და გაცემა-აღების სადგურისა და არსებული მილსადენების ქსელით გაზის სამხრეთი დერეფანი ევროპულ გაზის ბაზარს უკავშირდება.

**ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენის (NSGP)** სისტემის დანიშნულებაა რუსული გაზის იმპორტი სამხრეთ კავკასიის ქვეყნებში საქართველოს ტერიტორიის გავლით. გაზსადენი შედგენილია 1200 და 1000 მმ მილსადენების სექციებისაგან, საპროექტო გამტარუნარიანობით 12-16 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, წნევით 55 ბარი. უკანასკნელ წლებში, როცა საქართველო, ძირითადად, აზერბაიჯანული შაჰ დენიზისა და სხვა საბადოების გაზით მარაგდება, NSGP გაზსადენის დატვირთვა მნიშვნელოვნად არის შემცირებული და, ფაქტობრივად, ტრანსპორტირებული გაზის მოცულობა 2,5-3 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს არ აღემატება, რაც,

---

<sup>238</sup> 516 კმ სიგრძის IAP TAP-ს მიერთდება ალბანეთის ქალაქ ფიერისთან, გაივლის მონტენეგროს, ბოსნია-ჰერცეგოვინას და დასრულდება ხორვატიაში და, ალბანეთის გარდა, გაზით მოამარგებს სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის სხვა ქვეყნებსაც

ძირითადად, სომხეთის მიმართულებით გაზის ტრანზიტისათვის არის გამოყენებული.

### **გაზის სამხრეთი დერეფნის განვითარების პერსპექტივები**

გაზის სამხრეთის დერეფნის შემდგომ განვითარების შესაფერის წინაპირობებს ქმნის რუსეთ-უკრაინის სამხედრო კონფლიქტის შედეგად ჩამოყალიბებული გეოპოლიტიკური სიტუაცია, როცა ევროპა იძულებულია არსებითად შეცვალოს შეხედულებები ენერგეტიკული უსაფრთხოების დამკვიდრებულ პრინციპებზე. როგორც ცნობილია, რუსულმა „გაზპრომმა“ ომის დაწყების შემდეგ შეუწყვიტა გაზის მიწოდება ევროპის რამდენიმე ქვეყანას: 2022 წლის აპრილსა და მაისში რუსეთმა შეაჩერა გაზის მიწოდება პოლონეთში, ბულგარეთსა და ფინეთში. ივნისში საგრძნობლად შემცირდა გაზის მიწოდება გერმანიაში Nord Stream-ის გავლით, რასაც მოჰყვა მიწოდების სრული შეწყვეტა სექტემბრის დასაწყისში, ბალტიის ზღვაში Nord Stream მილსადენებზე დივერსიამდე რამდენიმე კვირით ადრე. 2023 წლის მონაცემებით, რუსეთი მხოლოდ შეზღუდული რაოდენობით აწვდის გაზს ევროპულ ბაზარს უკრაინისა და თურქული ნაკადის გავლით.

შედეგად, ევროკავშირი იძულებულია, ფაქტობრივად, უარი განაცხადოს გაზის პროექტებში რუსეთთან შემდგომ ურთიერთობებზე. ამ მიზნით ევროკომისიის მიერ მიღებულია გეგმა „RePowerEU“,<sup>239</sup> რომელიც ითვალისწინებს ევროკავშირში რუსული გაზის იმპორტის მაქსიმალურ შემცირებას და 2030 წლამდე იმპორტირებულ რუსულ საწვავზე დამოკიდებულების თანდათანობით შეწყვეტას,<sup>240</sup> ითვალისწინებს რა იმ ფაქტს, რომ რუსეთი გაზის გაყიდვიდან ყოველწლიურად კვლავ იღებს 15-დან 25 მლრდ აშშ დოლარამდე გაზის ვაჭრობიდან.<sup>241</sup> ინიციატივა ითვალისწინებს გაზის იმპორტის ზრდას ალტერნატიული წყაროებიდან და LNG-ს მოწოდება-მოხმარების მკვეთრ ზრდას, სხვა ღონისძიებებთან ერთად.

რუსული გაზის ჩანაცვლებისათვის ევროპულ ბაზარზე მნიშვნელოვანი როლის შესრულება შეუძლია კასპიის რეგიონს, მიწოდების წყაროებისა დივერსიფიკაციისა და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის შესაბამისი განვითარების შემთხვევაში.

რეგიონიდან დამატებითი გაზის მიმწოდებელ პოტენციურ წყაროებად აზერბაიჯანისა და თურქმენეთის საბადოები ითვლება.

2022 წლის ივლისში, ევროკომისიის პრეზიდენტისა და ენერგეტიკის კომისარის ვიზიტის დროს ბაქოში, ხელი მოეწერა ურთიერთგაგების მემორანდუმს აზერბაიჯანიდან 2027 წლიდან ევროპაში დამატებით 10 (ჯამურად 20) მილიარდი

<sup>239</sup> REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_1511](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511)

<sup>240</sup> REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_1511](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511)

<sup>241</sup> EU Considers Banning Remaining Imports of Russian Pipeline Gas, Says Energy Advisor, PTJ, 06/15/2023

კუბური მეტრი გაზის ექსპორტის შესახებ.<sup>242</sup> ამისათვის აუცილებელია სამხრეთის გაზის დერეფნის შემადგენელი სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის გაფართოებისა და მოპოვების დამატებითი წყაროების (აპსტრიმ სექტორის) შემდგომი განვითარება. ამასთან, გაფართოება-განვითარების პროექტების განსაკუთრებით მსხვილი ინვესტირების საჭიროების გამო,<sup>243</sup> გადაწყვეტილება მათი რეალიზაციის მიზანშეწონილობის შესახებ მიღებულ იქნება პოტენციური ევროპელი მყიდველების ინტერესის გათვალისწინებით, რაც აისახება SGC მილსადენებში დაჯავშნილ სიმძლავრეებსა და ევროპული კომპანიების მიერ ხელმოწერილ გაზის შესყიდვის გრძელვადიან ხელშეკრულებებში.<sup>244</sup>

მეორე მხრივ, გაზის სამხრეთი დერეფნის მეშვეობით მიღებული არარუსული გაზის დამატებით მოცულობების ეფექტიანად გადანაწილების მიზნით, ევროკავშირი გეგმავს დასავლეთ ბალკანეთის ქვეყნების საინვესტიციო პროგრამის (WBIP) ფარგლებში რამდენიმე პრიორიტეტული პროექტის განხორციელებას:<sup>245</sup>

- ინტერკონექტორი ჩრდილოეთ მაკედონია - სერბია;
- ინტერკონექტორი ჩრდილოეთ მაკედონია - საბერძნეთი;
- ინტერკონექტორი ბოსნია და ჰერცეგოვინა - ხორვატია;
- ფიერი - ვლორეს გაზსადენი ალბანეთის ტერიტორიაზე;
- იონიან-ადრიატიკული მილსადენი.

**აზერბაიჯანიდან** დამატებითი მიწოდების წყაროებად, პირველ რიგში, მოიაზრება კასპიის ზღვის ოფშორული შაჰ დენიზის (დრმა ჰორიზონტები), აფშერონის, აზერი-ჩირალ-გიუნეშლის (ასოცირებული და დრმა, გაზშემცველი ჰორიზონტების გაზი) და უმიდის საბადოები, რომელთა დადასტურებული რესურსები საკმარისია როგორც უკვე დაკონტრაქტებული, ისე ექსპორტისათვის პოტენციურად ხელმისაწვდომი ჭარბი მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად. ამ საბადოების სრულმასშტაბიანი ათვისება შესაძლებელია 2027 წლისათვის. მეორე ჯგუფისათვის: შაფაგ-ასიმანის, ბაბეკის, ზაფარ-მაშალის, ნახჩევანის, არაზ-ალოვ-შარქის, დან-ულდუზუ-აშრაფისა და ინამის საბადოების შემადგენლობით, ჯერ-ჯერობით არ დადასტურებულა მონაცემები რესურსების შესაფასებლად და მათი ათვისება, სავარაუდოდ, დაიგეგმება 2035 წლისათვის, როცა საექსპორტო შეფასებით აზერბაიჯანული გაზის ჯამური მოპოვება 50 მლრდ კუბურ მეტრს მიაღწევს.<sup>246</sup>

შაჰ დენიზის საბადოს შემდგომი გაფართოებისათვის იგეგმება ორი დამოუკიდებელი პროექტის რეალიზაცია: კომპრესორების დამატება საბადოს

<sup>242</sup> Statement by President von der Leyen with Azerbaijani President Aliyev, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/statement\\_22\\_4583](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/statement_22_4583)

<sup>243</sup> დაახლოებით \$18,51 მლრდ ინვესტიცია იქნება საჭირო დამატებით 10 მლრდ აზერბაიჯანული გაზის მიწოდებისათვის 2027 წლამდე პერიოდისათვის

<sup>244</sup> Gulmira Rzayeva, Expansion of the SGC pipelines and future supplies to Europe, The Oxford Institute for Energy Studies, April, 2023

<sup>245</sup> Ляман Зейналова, Европа продвигает расширение Южного газового коридора с помощью ключевых проектов, Тренд, Баку, 10.11. 2023, <https://www.trend.az/business/energy/3823041.html>

<sup>246</sup> Gulmira Rzayeva, Centre of Strategic Researches of Azerbaijan, Presentation at Caspian Oil and Gas Conference 2018



ათვისების წინა ფაზებზე მიღწეული მოპოვების მაქსიმუმის გახანგრძლივების მიზნით 2030-2032 წლებამდე და საბადოს ღრმა, დღეისათვის პროდუქციული რეზერვუარის მიღმა არსებული ჰორიზონტების სავარაუდო მარაგის ათვისება.<sup>247</sup> შაჰ დენიზის ათვისების ყველა ფაზის რეალიზაციის შემთხვევაში გაზის ჯამური მოპოვება 2026 წლიდან შეიძლება 27-27,5 მლრდ კუბურ მეტრს გაუტოლდეს. საბოლოო გადაწყვეტილება საბადოს შემდგომი გაფართოების პროექტების განხორციელების შესახებ 2024 წელს იქნება მიღებული.<sup>248</sup>

აფშერონის საბადოს ადრეული მოპოვების სისტემის (EPS) რეალიზაციის მიმდინარე პროექტით დაგეგმილია 2024 წლისათვის 1,5 მლრდ კუბური მეტრი გაზის მოპოვება, ხოლო ათვისების 1-ლი ფაზის რეალიზაციის შემთხვევაში 2029-2030 წლიდან მოპოვება დამატებით დაახლოებით 4 მლრდ კუბური მეტრით გაიზრდება.

აზერი-ჩირად-გიუნეშლის ნავთობის საბადოს ღრმა ჰორიზონტების არასოცირებული (თავისუფალი) გაზის (ACG NAG) რეზერვუარის მიმდინარე შესწავლის შედეგებზე დაყრდნობით იგეგმება მოპოვებითი სამუშაოების დაწყება 2024 წლიდან, შეფასებითი პლატოთი დაახლოებით 4 მლრდ კუბური მეტრი წელიწადში.

უმიდის საბადოს ათვისების პირველი საფეხურის (Umid-1) მიმდინარე მწარმოებლურობა დაახლოებით 2 მლრდ კუბურ მეტრს შეადგენს. 2026 წლისათვის დაგეგმილია მეორე პლატფორმის (Umid-2) ამოქმედება, რის შედეგად საბადოს ჯამური მწარმოებლურობა 3-4,3 მლრდ კუბურ მეტრამდე გაიზრდება.

**თურქმენეთი** გაზის მარაგების მიხედვით მსოფლიოს პირველ ოთხეულში შედის რუსეთთან, ირანსა და ყატართან ერთად. ქვეყანა, ფაქტობრივად, დაკავშირებულია მხოლოდ ერთ დიდ, ჩინეთის გაზის ბაზართან, გრძელვადიანი კონტრაქტებით. თურქმენეთის გაზის მიწოდების კონტრაქტი გაზპრომთან იწურება 2024 წლის ივნისში, ხოლო აზერბაიჯანთან (ირანის გავლით) შედარებით მცირე მოცულობის (1÷4 მლრდ კუბურ მეტრი წელიწადში<sup>249</sup>) კონტრაქტია დადებული, განსაზღვრული ვადის გარეშე. ირანთან გაზის მიწოდების კონტრაქტი კი დღეისათვის, ფაქტობრივად, შეჩერებულია.

მხოლოდ ერთ ბაზარზე დამოკიდებულება მნიშვნელოვნად ასუსტებს აშხაბადის პოზიციას ჩინეთთან კონტრაქტის პირობებზე მოლაპარაკებებში (ჩინელი მყიდველებისთვის თურქმენული გაზის ფასი 2022 წელს, გაცილებით დაბალი იყო, ვიდრე საბაზრო ფასი). თურქმენეთი გეოპოლიტიკური მოსაზრებებით თავს იკავებდა გაზის დასავლეთის მიმართულებით ექსპორტის მთლიან ღირებულებათა ჯაჭვში მონაწილეობიდან. რუსეთ-უკრაინის ომის შედეგად რეგიონში

<sup>247</sup> [https://www.bp.com/en\\_az/azerbaijan/home/news/press-releases/Shah-Deniz-spuds-a-new-exploration-well.html](https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/news/press-releases/Shah-Deniz-spuds-a-new-exploration-well.html)

<sup>248</sup> მონაცემები შაჰ დენიზის გაფართოების მე-3 და მე-4 ფაზების, აფშერონის EPS და ათვისების 1-ლი ფაზის, ACG NAG და Umid-1 და Umid-2 ფაზების ათვისების პროექტების შესახებ აღებულია წყაროდან: G.Rzayeva, Expansion of the SGC pipelines and future supplies to Europe, The Oxford Institute for Energy Studies, April, 2023

<sup>249</sup> Ibid (<sup>83</sup> Gulmira Rzayeva, 2023)

განვითარებულმა მოვლენებმა შეცვალა საერთო გეოპოლიტიკური ვითარება ცენტრალური აზიის რეგიონში, სადაც კრემლმა დაკარგა თავისი ტრადიციული ძალაუფლების გამოყენების ფაქტობრივად შეუზღუდავი შესაძლებლობა.

თურქმენეთის უდიდესი საბადოები თავმოყრილია ქვეყნის აღმოსავლეთ ნაწილში, მარიის რეგიონში გიგანტური გალკინიშისა და დოვლეთაბადის საბადოების ჩათვლით. მნიშვნელოვან მარაგებს შეიცავს კასპიის ზღვის სანაპირო და მიმდებარე ოფშორული საბადოებიც, რომელთა ათვისება, განსხვავებით სახმელეთო საბადოებისა, მნიშვნელოვან გამოწვევებთანაა დაკავშირებული, პირველ რიგში, გაზის ეფექტიანი მონეტიზაციის შეზღუდულობის გამო.

თურქმენეთი გეგმავს 2030 წლისათვის გაზის მოპოვებისა და ექსპორტის მნიშვნელოვან ზრდას.<sup>250</sup> თურქმენეთის გაზის არსებული და დაგეგმილი სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურა უზრუნველყოფს გაზის ტრანსპორტირებას ადგილობრივი და დღევანდელი საექსპორტო მოთხოვნების დასაკმაყოფილებლად. ამჟამად თურქმენული ონშორული საბადოების გაზს ძირითადად ჩინური კომპანია CNPC ყიდულობს, რომლის მიერ დაკონტრაქტებულია 65 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ გაზი. თურქმენული აღმოსავლეთ-დასავლეთის გაზსადენით (TEWGP)<sup>251</sup> შესაძლებელია ქვეყნის აღმოსავლეთ რეგიონებში განლაგებული გიგანტური საბადოების დაკავშირება კასპიის ზღვის აღმოსავლეთ სანაპიროსთან მისი შემდგომი ტრანსპორტირების მიზნით დასავლეთით (ევროპისაკენ), ჩრდილოეთით (რუსეთისაკენ) ან სამხრეთით (ირანისაკენ), თუმცა დღევანდელი რეალიები ფაქტობრივად გამორიცხავს ამ უკანასკნელთა გამოყენების შესაძლებლობას, რუსეთ-უკრაინის ომის შედეგების გათვალისწინებით, აგრეთვე ირანისათვის დაწესებული სანქციების გამო.

თურქმენეთმა 2022 წელს დაახლოებით 78,3 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ გაზი მოიპოვა, რომლიდან 37,5 მლრდ მ<sup>3</sup> საკუთარი მოხმარებისთვის დაიხარჯა, 40,7 მლრდ კი ექსპორტირებულია ჩინეთში (32,9 მლრდ), რუსეთსა (4,7 მლრდ) და სხვა ქვეყნებში, ნაწილი კი გაფრქვეულია ატმოსფეროში. თურქმენეთის მოქმედი საბადოებიდან გაზის მოპოვების დაგეგმილი მოცულობები უახლოესი წლებისათვის მთლიანად დაკონტრაქტებულია.

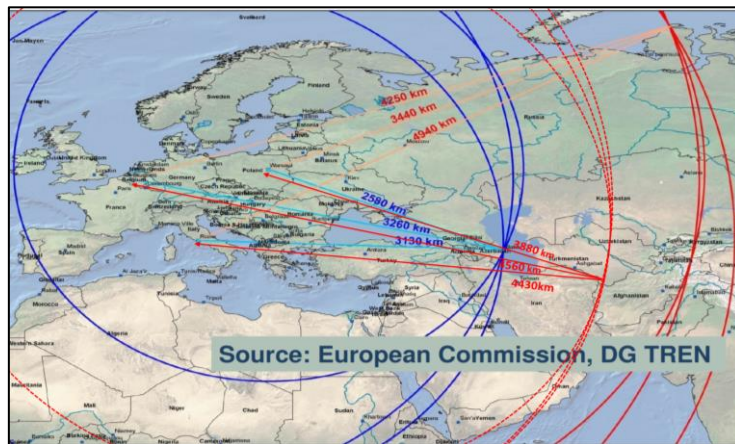
თურქმენეთის გაზის მოპოვება 2030 წლისათვის, სამთავრობო პროგრამის მიხედვით, 220-250 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ს, საექსპორტო პოტენციალი კი 150 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ს გაუტოლდება. ამ მოცულობიდან დასავლეთის მიმართულებით (საქართველო, თურქეთი, ევროპა) მისაწოდებლად განკუთვნილია 30 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ გაზი, რომელიც შეიძლება მიეწოდოს დასავლეთის მარშრუტით კასპიის ზღვა-აზერბაიჯანი-საქართველოს გავლით.

<sup>250</sup> წყარო: თურქმენეთის სოციალურ-ეკონომიკური განვითარების ნაციონალური პროგრამა, 2011-2030 წლები

<sup>251</sup> TEWGP მილსადენის სიგრძე დაახლოებით 1000 კმ-ია, დიამეტრი 1420 მმ, წლიური გამტარუნარიანობა 30 მლრდ კუბური მეტრი

თურქმენული, აღმოსავლეთ საბადოების, გაზის თვითღირებულება დასავლეთის ბაზრებზე აზერბაიჯანულ (და რუსულ) გაზზე უფრო მაღალია, რადგან მისი დასავლეთით გადმომისამართების შემთხვევაში, 1000 კმ-იან ქვეყნის შიგა სახმელეთო და საპროექტო ტრანსკასპიურ მარშრუტზე ტრანსპორტირების დანახარჯების გამო, თვითღირებულება მნიშვნელოვნად გაიზრდება. ამასთან, ამ გაზს ფაქტობრივად მთლიანად ჩინეთი ითვისებს.

თურქმენეთისათვის უფრო პრობლემურია კასპიის ოფშორულ საბადოებზე მოპოვებული გაზის ექსპორტი სამხრეთ კავკასიის ქვეყნებში, თურქეთსა და ევროპაში, რასაც კონკურენტ მიმწოდებლებთან შედარებით, მაღალი თვითღირებულების გარდა, შესაბამისი ინფრასტრუქტურის არარსებობაც ართულებს.



ნახაზი 2.33. თურქმენული გაზის კონკურენტუნარიანობა ევროპის ბაზრებზე

შესაბამისად, თურქმენული გაზი, მარტივი კომერციული მიდგომის შემთხვევაში, დასავლეთის ბაზრებზე დაბალკონკურენტუნარიანია, მიუხედავად იმისა, რომ გაზის თვითღირებულების პირდაპირი დაკავშირება გასაყიდ ფასთან (რომლის ფორმირებაში მნიშვნელოვან როლს თამაშობს მოთხოვნა-მიწოდების ბალანსი და ბაზრის კონიუნქტურა რეალური დროის მონაკვეთისათვის დამახასიათებელი სპეკულატური, მათ შორის პოლიტიკური, მდგენელით), არასწორია. აღნიშნულის გათვალისწინებით, რაც განსაკუთრებით გამოიკვეთა კოვიდპანდემიასა და რუსეთ-უკრაინის ომთან დაკავშირებული საბაზრო ფასების არასტაბილურობის ფონზე, კასპიის ენერგორესურსების საექსპორტო პოტენციალის ათვისება მნიშვნელოვანია ევროპისათვის, რომლის ბაზარი კრიტიკულად მზარდ დამოკიდებულებაშია (იყო) რუსეთიდან ენერგეტიკული პროდუქტების დომინანტ მიმწოდებლებზე.

2018 წლის აგვისტოში მონაპირე ქვეყნების აქტაუს სამიტზე მიღწეული შეთანხმებით კასპიის ზღვის ფსკერის გამოყენების შესახებ ინფრასტრუქტურის მშენებლობისათვის ფორმალურად მოიხსნა სამართლებრივი ბარიერები თურქმენული გაზის ექსპორტისათვის ტრანსკასპიური მარშრუტის გამოყენებით. კონვენციის 14(3) პუნქტი ადასტურებს ორი მეზობელი მონაპირე ქვეყნის უფლებას, სუვერენულად გადაწყვიტოს ინფრასტრუქტურის მშენებლობა, სხვა მონაპირე

ქვეყნებისგან დამოუკიდებლად, პუნქტ 14(2)-ში მითითებული გარემოს დაცვის საერთაშორისოდ აღიარებული სტანდარტების გათვალისწინებით.

შესაბამისად, თურქმენული გაზის დასავლეთის ბაზრებზე მიწოდების კასპიის ზღვა-აზერბაიჯანი-საქართველოზე გამავალი პროექტების რეალიზაცია, ბაზრის მიმდინარე პერიოდის კონიუნქტურისა და პოლიტიკური მდგენელის გათვალისწინებით, უფრო რეალური გახდა, თუ კი ამას ხელს არ (ან ვერ) შეუშლის რუსეთის ჰეგემონისტური ამბიციები (დაუდასტურებელი ინფორმაციით ცნობილი გახდა, რომ "გაზპრომის" ხელმძღვანელმა ვიზიტის დროს აშხაბადში 2023 წლის 15 თებერვალს, ენერჯეტიკის სფეროში თანამშრომლობის პერსპექტივების განხილვისას, თურქმენეთის ხელმძღვანელობა გააფრთხილა რუსეთის მიერ ტრანსკასპიური გაზსადენის პროექტის რეალიზაციის დაბლოკვის შესაძლებლობის შესახებ). გარდა ამისა, მნიშვნელოვან პრობლემად შეიძლება იქცეს თურქმენული გაზის ევროპის ბაზრებზე მიწოდების მრავალმილიარდიანი პროექტის დაფინანსების საკითხი, ევროპული პოლიტიკა ითვალისწინებს ინვესტიციების არსებით შემცირებას წიაღისეულ რესურსებთან დაკავშირებულ პროექტებში, განახლებადი ენერჯისა და სხვა დაბალნახშირბადიანი ტექნოლოგიების სასარგებლოდ.

ზოგადად კი, ცნობილია თურქმენული გაზის გაზის სამხრეთის დერეფნით მიწოდების რამდენიმე ტექნიკურად შესაძლო ვარიანტი: მსხვილმასშტაბიანი ტრანსკასპიური მილსადენის მშენებლობა, კასპიის ზღვაში განლაგებული თურქმენული და აზერბაიჯანული მომპოვებელი პლატფორმების ურთიერთდაკავშირება შედარებით მცირე სიმძლავრის მილსადენით და კომპრესიული გაზის წარმოება თურქმენეთში, ტრასპორტირება ტანკერებით ან ბარჟებით კასპიის ზღვაზე.

მსხვილმასშტაბიანი ტრანსკასპიური მილსადენი (TCP) გათვალისწინებულია კასპიის ზღვის თურქმენეთისა (თურქმენბაში) და აზერბაიჯანის (სანგაჩალის ტერმინალის) სანაპიროების დასაკავშირებლად 30 მლრდ კუბურ მეტრამდე გაზის ექსპორტისათვის დაახლოებით 300 კმ სიგრძის ოფშორული მილსადენით.



ნახაზი 2.34. ტრანსკასპიური მილსადენი

30 მლრდ-იანი ტრანსკასპიური მილსადენისათვის აუცილებელი იქნება გაზის მოწოდება თურქმენეთის აღმოსავლეთ რეგიონებში განლაგებული საბადოებიდან, რაც, არსებული ინფორმაციით, მიწოდების ფასს აზერბაიჯანამდე დაახლოებით 40-55\$-ით გაზრდის.<sup>252</sup> ამასთან, თურქმენული გაზის დასავლურ ბაზრებზე მისაწოდებლად აუცილებელი გახდება, აგრეთვე, ახალი ინფრასტრუქტურის მშენებლობა სამხრეთ კავკასიასა და თურქეთში, მრავალმილიარდიანი ინვესტირების აუცილებლობით, რაც მნიშვნელოვნად ართულებს მისი რეალიზაციის მიზანშეწონილობას. თუმცა, როგორც თურქმენეთის საგარეო საქმეთა სამინისტროს განცხადებაშია აღნიშნული, ქვეყანაა მზადაა ტრანსკასპიური მილსადენის პროექტის მშენებლობის დასაწყებად.<sup>253</sup> „დღეს ტრანსკასპიური მილსადენის მშენებლობა პირდაპირ კავშირშია თურქმენეთსა და აზერბაიჯანის რესპუბლიკას შორის ფსკერის დელიმიტაციასთან,“ - აცხადებს საგარეო უწყება. თურქმენეთი დარწმუნებულია, რომ არ არსებობს რაიმე პოლიტიკური, ეკონომიკური, ფინანსური ფაქტორი, რომელიც გაზსადენის მშენებლობას შეაფერხებს. „ტრანსკასპიური მილსადენი არის პროექტი, რომელსაც შეუძლია, ევრაზიის ენერგოუსაფრთხოების უზრუნველყოფაში საგრძნობი წვლილი შეიტანოს, ასევე, ევროპელი მომხმარებლებისთვის ნედლეულის წყაროებზე გრძელვადიანი და შეუფერხებელი წვდომა უზრუნველყოს, რაშიც სატრანზიტო ქვეყნების აშკარა სარგებელი და ინტერესები დაცული იქნება,“ - ნათქვამია ქვეყნის საგარეო უწყების განცხადებაში.

დღევანდელ ეტაპზე ინტრაკასპიური 78 კმ (42 საზღვაო მილი) სიგრძის მილსადენი თურქმენული ოფშორული ნავთობ-გაზის სალიცენზიო ბლოკიდან<sup>254</sup> აზერბაიჯანულ აზერი-ჩირად-გიუნეშლის საბადოს პლატფორმამდე, რომელიც, თავის მხრივ, დაკავშირებულია სანგაჩალის გაზის გადამამუშავებელ საწარმოსთან და სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან, პრობლემის გადაწყვეტის უფრო რაციონალურ ალტერნატივად ფასდება.

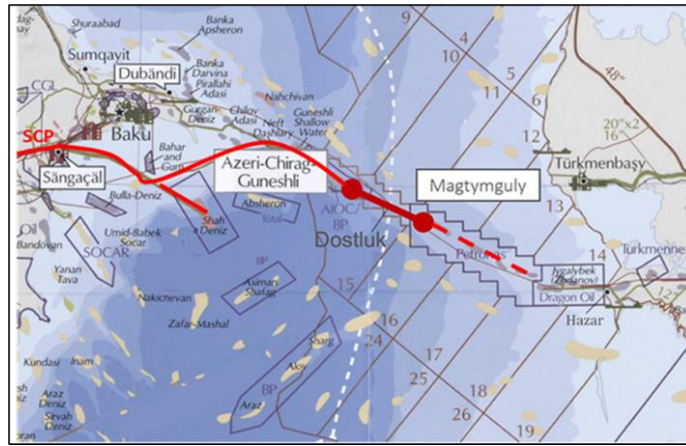
---

<sup>252</sup> წყარო: IEA, Indicative costs for Potential New Sources of Gas for Europe and EU ETAP Programme

<sup>253</sup> Туркменистан открыт для строительства Транскаспийского газопровода, <https://news.day.az/economy/1584041.html>, 25.07.2023

<sup>254</sup> კასპიის ზღვის თურქმენეთის სექტორის გაზის მარაგი დაახლოებით 530 მლრდ კუბურ მეტრს შეადგენს





ნახაზი 2.35. მცირემასშტაბიანი ინტრაკასპიური მილსადენი

პროექტის პრომოუტერი კომპანიის TCR ინფორმაციის თანახმად, მილსადენით უზრუნველყოფილი იქნება წლიურად 5 მლრდ კუბურ მეტრამდე თურქმენული გაზის მიწოდება დასაწყისში, 10-12 მლრდ კუბურ მეტრამდე ზრდის პერსპექტივით, მომავალში.<sup>255</sup>

პროექტის მიმზიდველობა, სიაფესთან ერთად, განპირობებულია მიწოდებული გაზის შემდგომი ტრანსპორტირების სიმარტივით SCPX მილსადენით, ტანაპსა და ტაპ-თან კომპლექსში, რომელთა საპროექტო გამტარუნარიანობა, დაგეგმილის (22 მლრდ მ<sup>3</sup>) გარდა, 8 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზის გატარების შესაძლებლობას იძლევა შედარებით უმნიშვნელო კაპიტალური დანახარჯებითა და დამატებითი ნებართვების გარეშე (არსებული სამთავრობათაშორისი შეთანხმებების საფუძველზე). იმ შემთხვევაში, თუ აზერბაიჯანი ვერ შეასრულებს განვითარებადი საბადოების დროში გაწერილ ათვისების გეგმებს, მცირე სიმძლავრის ტრანსკასპიური კონექტორის პროექტის რეალიზაცია ყველაზე უფრო ეფექტური საშუალებაა სამხრეთის გაზის დერეფნის მაქსიმალური სიმძლავრით დატვირთვისა და ევროპული ბაზრისათვის დამატებით 10 მლრდ კასპიური გაზის ყველაზე უფრო სწრაფად და იაფად მიწოდების უზრუნველსაყოფად. შეფასების თანახმად, ინტრაკასპიური კონექტორის მშენებლობა შეიძლება რამდენიმე თვეში დასრულდეს დაახლოებით 400-600 მილიონი აშშ დოლარის დაფინანსების მიღებისა და ორივე ქვეყნის თანხმობის შემთხვევაში.<sup>256</sup>

თურქმენული გაზის კასპიის ზღვის გავლით მიწოდების მესამე ვარიანტი ითვალისწინებს კომპრესიული ბუნებრივი გაზის (CNG) წარმოებას კასპიის აღმოსავლეთი სანაპიროს ქვეყნებში, ტრანსპორტირებას სპეციალური ტანკერებით ან მაღალწნევიანი რეზერვუარების გადამტანი ბარჟებითა და ბორნებით

<sup>255</sup> Natalie Costello, Advisory Committee Director of Trans Caspian Resources Inc: European prospects for Turkmen gas, Int. Conference - Oil & Gas Turkmenistana 2022, Ashgabat, October, 2022

<sup>256</sup> John Roberts, Julian Bowden, Europe and the Caspian: The gas supply conundrum, EnergySource, 12.12. 2022

აზერბაიჯანამდე და შემდგომ მიწოდებას არსებული ინფრასტრუქტურის გამოყენებით ქვეყნისა და რეგიონულ ბაზრებზე.

CNG პროექტის რეალიზაციის შემთხვევაში თურქმენული გაზი ძირითადად განკუთვნილი იქნება საქართველოსა და თურქეთის ბაზრებზე მიმდინარე პერიოდში აზერბაიჯანიდან იმპორტირებული გაზის შემცირებული მოცულობების ჩასანაცვლებლად (2020-დან 2023 წლამდე აზერბაიჯანული გაზის წილი საქართველოში იმპორტირებული გაზის ჯამურ მოცულობაში 95%-დან 83 %-მდე შემცირდა. შემცირებულია, აგრეთვე, თურქეთში მიწოდებული აზერბაიჯანული გაზის წილი,<sup>257</sup> შაჰ დენიზის 1-ლი ფაზის კონტრაქტის მხოლოდ ნაწილობრივი მოცულობით პროლონგაციის გამო). ამასთან ერთად, აღსანიშნავია, რომ ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს შეფასებით, წლიურად 5 მლრდ კუბურ მეტრამდე CNG-ის სახით ტრანსპორტირებისას კასპიის ზღვაზე ხვედრითი დანახარჯები დაახლოებით 50-70 \$/1000მ<sup>3</sup>-ს გაუტოლდება (IEA, 2010), რაც დაახლოებით 2-3-ჯერ აღემატება მილსადენით გადატანილი გაზის შეფასებით ღირებულებას.

თურქმენული გაზის დასავლეთის მიმართულებით ექსპორტისათვის განკუთვნილი ტრანსკასპიური პროექტების რეალიზაციის ძირითადი შემაფერხებელი ფაქტორები შეიძლება გახდეს დასავლური წყაროებიდან პროექტის დაფინანსების საკითხი, რადგან ევროპული პოლიტიკა ითვალისწინებს ინვესტიციების არსებით შემცირებას წიაღისეულ რესურსებთან დაკავშირებულ მსხვილ საერთაშორისო პროექტებში, მეორე მხრივ კი, თურქმენეთის მთავრობის დაინტერესება მხოლოდ მსხვილმასშტაბიანი ტრანსკასპიური მილსადენის პროექტის რეალიზაციით, რომლის ფინანსური უზრუნველყოფის საკუთარი პოტენციური ქვეყანას არ გააჩნია. ასეთი მილსადენის აშენება და, რაც მთავარია, 30 მლრდ კუბურ მეტრამდე გაზის შემდგომი ტრანსპორტირება და გაყიდვების უზრუნველყოფა თურქეთსა და ევროკავშირში კი საკმაოდ რთული ამოცანაა - დაკავშირებულია დაახლოებით \$20 მილიარდის ინვესტიციის საჭიროებასა და გრძელვადიანი ევროპული ყიდვა-გაყიდვის კონტრაქტებით უზრუნველყოფასთან. აღნიშნულის გათვალისწინებით, მსხვილმასშტაბიანი ტრანსკასპიური მილსადენის პროექტის რეალიზაცია დაახლოებით 2030 წლისათვის იქნება შესაძლებელი, როცა ევროკავშირს უკვე გადალახული იქნება რუსულ გაზზე უარის თქმით წარმოშობილი კრიზისი, ძირითადად, ადგილობრივი განახლებადი ენერგეტიკული რესურსების ათვისების ამბიციური პროგრამების შესრულების მეშვეობით. ამასთან ერთად, გარდა საკუთრივ ტრანსკასპიური და სამხრეთის გაზის დერეფნის შემადგენელი ახალი სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურისა, ევროპულ ბაზარზე დამატებით 30 მლრდ კუბური მეტრი თურქმენული გაზის კომერციალიზაცია გართულდება ადგილობრივი ინფრასტრუქტურის შეზღუდული გამტარუნარიანობის გამოც.<sup>258</sup> კერძოდ, TAP-ის სამხრეთ იტალიაში (ლეჩეს პროვინცია) განლაგებული მიმდები ტერმინალის ჩრდილოეთ იტალიისა და

<sup>257</sup> წყარო: Turkey imports from regulator EPDK monthly gas balance report

<sup>258</sup> Ibid (<sup>92</sup> John Roberts, Julian Bowden, 2022)

დანარჩენი ევროპის ინდუსტრიულ ცენტრებთან დამაკავშირებელი ინფრასტრუქტურის (იხ. ნახაზი) ფაქტობრივად ზღვრულად გაზრდილი დატვირთვის გამო (7 მლრდ-დან 21 მლრდ კუბურ მეტრამდე ალჟირიდან იმპორტირებული გაზის ტრანსპორტირებისათვის, უკანასკნელი 10 წლის განმავლობაში, განსაკუთრებით კი რუსეთ-უკრაინის ომის დაწყების შემდეგ) შეუძლებელი იქნება სამხრეთის გაზის დერეფნიდან მიღებული დამატებითი გაზის დიდი მოცულობების მიწოდება ევროპული მომხმარებლისათვის, ახალი ინფრასტრუქტურის მშენებლობის გარეშე იტალიის ტერიტორიაზე. ალტერნატიული მარშრუტი კი, რომელიც გულისხმობს სამხრეთის გაზის დერეფნით კასპიის საბადოებიდან მიღებული დამატებითი გაზის მიწოდებას ბალკანეთის ქვეყნებისათვის რუსული გაზის ნაცვლად, ითვალისწინებს ტრანსბალკანური მილსადენის<sup>259</sup> რევერსის გამოყენებას, თუმცა აღნიშნული რეგიონის მოთხოვნა დამატებით გაზზე დაახლოებით 8-10 მლრდ კუბური მეტრით შემოიფარგლება. რეალიზაციის პროცესშია, აგრეთვე, სამხრეთ-აღმოსავლეთ და ცენტრალური ევროპის ქვეყნებისათვის სამხრეთის გაზის დერეფნით მიღებული 3-5 მლრდ კუბური მეტრი გაზის მიწოდების ვარიანტი ე.წ. „სოლიდარობის რგოლის“ (STRING) ინიციატივის<sup>260</sup> ფარგლებში ბულგარეთის, რუმინეთის, უნგრეთისა და სლოვაკეთის არსებული სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის გამოყენებით. შესაბამის ურთიერთგაგების მემორანდუმს აზერბაიჯანის ნავთობის სახელმწიფო კომპანია „სოკარსა“ და ამ ქვეყნების გაზის ტრანსპორტირების სისტემების ოპერატორ კომპანიებს (Bulgartransgaz, Transgaz, FGSZ და Eustream) შორის ხელი მოეწერა 2023 წლის 25 აპრილს, აზერბაიჯანის პრეზიდენტის ბულგარეთში ვიზიტის დროს.<sup>261</sup>

---

<sup>259</sup> ტრანსბალკანური მილსადენით რუსული გაზი უკრაინის, რუმინეთისა და ბულგარეთის გავლით მიეწოდებოდა თურქეთის ბაზარს. 2020 წლიდან რუსული გაზი გადამისამართდა თურქეთის ნაკადში (Turkish Stream), ხოლო ტრანსბალკანური მილსადენი რევერსით მიაწოდებს 2 მლრდ კუბურ მეტრამდე გაზს ბულგარეთსა და რუმინეთს

<sup>260</sup> ინიციატივის მიზანია მემორანდუმის ხელმოწერა ქვეყნებში კასპიის საბადოების გაზის მიწოდება უკვე არსებული ტრანსპორტირების სისტემების გამოყენებით სამხრეთ-აღმოსავლეთი და ცენტრალური ევროპის ქვეყნებისათვის

<sup>261</sup> Ляман Зейналова, о деталях поставок азербайджанского газа по "Кольцу солидарности", Энергетика (Аз. Инф. Агентство), 25.04.2023



ნახაზი 2.36. გაზის მიმღები და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურა იტალიაში<sup>262</sup>

### იდგირ-ნახჩევანის გაზსადენის პროექტი

იდგირ-ნახჩევანის გაზსადენის დანიშნულებაა აზერბაიჯანული ექსკლავის ნახჩევანის ავტონომიური რესპუბლიკის მომარაგება ტრანსანატოლიური გაზსადენის განშტოებით თურქეთის ქალაქ იდგირიდან. იგი ლოკალური მნიშვნელობისაა და აზერბაიჯანული გაზის მიწოდებისათვისაა განკუთვნილი ნახჩევანისათვის სამხრეთის გაზის დერეფნის ინფრასტრუქტურის გამოყენებით, რათა ჩაანაცვლოს „სვოპით“ მიწოდებული გაზი ირანიდან. მილსადენის სიგრძე 160 კმ-ია, დიამეტრი - 300 მმ, საპროექტო გამტარუნარიანობა - 500 მლნ მ<sup>3</sup>/წ, ექსპლუატაციაში შესვლის დრო - 2024 წელი, პროექტის მფლობელი და ოპერატორი „ბოტაში“ (თურქეთი), მშენებლობის ღირებულება 13,7 მლნ აშშ დოლარია.

გადაწყვეტილება მილსადენის მშენებლობის განზრახვის შესახებ მიღებულია 2010 წელს „ბოტაშსა“ და „სოკარს“ შორის გაფორმებული მემორანდუმით. 2023 წლის სექტემბერში აზერბაიჯანისა და თურქეთის პრეზიდენტების შეხვედრაზე გაკეთდა განცხადება მილსადენის მშენებლობის დაწყების შესახებ.<sup>263</sup>

<sup>262</sup> Source: Alessandro Mora, SNAM, Presentation “Gas market in the Region”, Ljubljana, September, 2018

<sup>263</sup> President of Turkey: Igdır-Nakhchivan gas pipeline project will contribute to energy security of Europe, Trend, Azerbaijan, September, 26, 2023



ნახაზი 2.37. იღდირ-ნახჩევანის გაზსადენი

### შავი ზღვის LNG პროექტი

გაზის სამხრეთის დერეფნით ევროპულ ბაზარზე გაზის დამატებითი მოცულობების მიწოდების ერთ-ერთი ალტერნატივა ითვალისწინებს მის გათხევადებას საქართველოს შავი ზღვის სანაპიროზე მოწყობილ გამათხევადებელ საწარმოში და ტანკერებით გადაზიდვას რუმინეთამდე, არსებული მილსადენი ინფრასტრუქტურით მისი შემდგომი მიწოდებისათვის სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის ქვეყნების, მათ შორის უკრაინისა და მოლდოვისათვის. პრეზიდენტ ალიევის მიერ გასული წლის ბოლოს რუმინეთსა და საქართველოში ვიზიტების დროს ინიცირებული „შავი ზღვის LNG პროექტი“ (Black Sea LNG Project), ფაქტობრივად, წარმოადგენს აზერბაიჯან-საქართველო-რუმინეთის ინტერკონექტორის (AGRI) განახლებულ ვერსიას.<sup>264</sup> პროექტის ინიციატორები სნგკ-სა და აზერბაიჯანულ „სოკართან“ ერთად არიან რუმინული და უნგრული კომპანიები. საქართველოს მთავრობა, ისევე როგორც რუმინეთი, აქტიურ პოლიტიკურ მხარდაჭერას უცხადებს BS LNG პროექტს და მონაწილეობას მიიღებს მისი რეალიზაციის ხელშეწყობ ეკონომიკურ საქმიანობაში.

BS LNG პროექტის რეალიზაცია ხელს შეუწყობს ევროპული ბაზრის დივერსიფიკაციას და მიწოდების პროცესის მოქნილობის მნიშვნელოვან ზრდას.

<sup>264</sup> Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition Period, Tbilisi, 2020





ნახაზი 2.38. შავი ზღვის LNG პროექტის კონცეფცია

როგორც ანალიზი აჩვენებს, დღევანდელ პირობებში, როცა ევროპამ მინიმუმამდე შეამცირა რუსული გაზის იმპორტი, განსაკუთრებულ მნიშვნელობას იძენს დეფიციტის შევსების უზრუნველყოფა კასპიის საბადოებიდან გაზის დამატებითი მოცულობების მიწოდებით, საბადოებისა და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის განვითარების მეშვეობით. თუმცა, გასათვალისწინებელია, რომ პროექტების რეალიზაცია მრავალ მნიშვნელოვან რისკსა და განუზღვრელობასთანაა დაკავშირებული, როგორებიცაა გაზზე გრძელვადიანი მოთხოვნის გაურკვეველობა ევროპული დეკარბონიზაციის პოლიტიკის გამო და ფასების არასტაბილურობა, აგრეთვე პოლიტიკური კონტექსტით განპირობებულ ხელშემშლელ ფაქტორები, მათ შორის, რუსეთის შესაძლო დესტრუქციულ მოქმედება ტრანსკასპიური მილსადენის პროექტთან მიმართებით.

## 2.12 ნავთობ- და გაზსადენების მშენებლობა

### 2.12.1 დაგეგმვა

სტრატეგიული მნიშვნელობიდან გამომდინარე, ნავთობ- და გაზსადენების განვითარების პროექტების რეალიზაცია, როგორც წესი, მიმდინარეობს წინასწარ შემუშავებული და ქვეყნის ეკონომიკური განვითარების პროგრამასთან კოორდინირებული, ავტორიზებულ ეროვნულ ორგანოებთან შეთანხმებული მრავალწლიანი გეგმების ან/და საერთაშორისო ნავთობკომპანიებთან დადებული კონტრაქტების მიხედვით.

საერთაშორისო ნავთობკომპანიების მიერ დაგეგმილი მნიშვნელოვანი საექსპორტო და სატრანზიტო ნავთობ- და გაზსადენების მშენებლობის საინვესტიციო გადაწყვეტილებების ერთ-ერთი ძირითადი საფუძველი ხდება მასპინძელ ქვეყანასთან ხელმოწერილი შეთანხმებით განსაზღვრული მხარეთა საერთაშორისო ვალდებულებები და უფლება-მოვალეობები (დეტალები იხ. პარ. 2.13. ნავთობ- და

გაზსადენების მშენებლობასა და ექსპლუატაციასთან დაკავშირებული საკონტრაქტო ურთიერთობები).

მნიშვნელოვანი მაგისტრალური გაზსადენების მშენებლობა-რეაბილიტაციის პროექტები ხორციელდება ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების მრავალწლიანი გეგმის მიხედვით,<sup>265</sup> რომელიც საქართველოს რეალობაში მზადდება ქვეყნის ევროკავშირთან ასოცირების შეთანხმების ფარგლებში შემუშავებული ეროვნული სამოქმედო გეგმისა და ენერგეტიკული კანონმდებლობის ჰარმონიზაციისა და უსაფრთხოების უზრუნველყოფის მიზნით განსახორციელებელი საერთაშორისო ვალდებულებების გათვალისწინებით.

ზოგადად, გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის (TYNDP) მიზანია, უზრუნველყოს ბუნებრივი გაზით მომხმარებელთა გარანტირებული მომარაგება მიმდინარე პერიოდსა და გრძელვადიან პერსპექტივაში, ქვეყნის შიგა, ტრანსსასაზღვრო და სატრანზიტო ინფრასტრუქტურის რეაბილიტაცია-განვითარებისა და სტაბილური ფუნქციონირების მეშვეობით ხელი შეუწყოს ადგილობრივი და რეგიონული ბაზრის ფორმირებას ევროპული ენერგეტიკული კანონმდებლობის საფუძველზე.

TYNDP-ს დანიშნულებაა:

- წარმოადგინოს ინვესტიციების დაგეგმვის სტრუქტურული და წინმსწრები პროცესი, რათა უზრუნველყოს ქსელის ადეკვატური შესაძლებლობები მომხმარებელთა მოთხოვნის შესაბამისად, მიწოდების გარანტირებული უსაფრთხოების პირობებში;
- უზრუნველყოს განვითარების ყველაზე რაციონალური გეგმის მომზადება და დაგეგმილი პროექტების რეალიზაციის ფორმალიზება საწყისი ეტაპიდან, გაამარტივოს მონიტორინგი;
- უზრუნველყოს პროცესის საჯაროობა და დაინტერესებული მხარეების ჩართულობა, გაზარდოს მათი პასუხისმგებლობა და დაგეგმვის პროცესის კოორდინაცია;
- უზრუნველყოს ინვესტიციების ოპტიმიზაცია თვისებრივ ანალიზსა და რაოდენობრივ შეფასებებზე (დანახარჯებისა და სარგებლის და მრავალკრიტერიუმიანი ანალიზის შედეგებზე) დაყრდნობით.

გაზსადენები სამშენებლო-სარეაბილიტაციო სამუშაოები (პროექტები) ხასიათისა და დანიშნულების მიხედვით პირობითად 4 კატეგორიად არის დაყოფილი:

- პროექტები, რომელთა მიზანია ქვეყნის ერთიანი გაზმომარაგების სისტემის დივერსიფიკაცია და მისი სისტემური საიმედოობის ამაღლება;
- პროექტები, რომელთა მიზანია ქვეყნის ყველა რეგიონისა და განვითარებადი სამრეწველო-ეკონომიკური ზონების გარანტირებული გაზმომარაგებით უზრუნველყოფა;

---

<sup>265</sup> ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის ოპერირება ბუნებრივად მონოპოლიურ საქმიანობას წარმოადგენს, რაც მოითხოვს განსაკუთრებულ მიდგომებს მისი განვითარების გეგმების შემუშავების მიმართ

- სარეაბილიტაციო სამუშაოები (პროექტები), რომელთა მიზანია მაგისტრალური გაზსადენის ცალკეული მონაკვეთებისა და მოწყობილობის ფუნქციონირების ტექნოლოგიური საიმედოობის ამაღლება;
- სარეაბილიტაციო სამუშაოები (პროექტები), რომელთა მიზანია მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის ფუნქციონირების საიმედოობის ამაღლება.

გეგმა განსაზღვრავს მომავალ 10 წელიწადში რეაბილიტაციისა და რეკონსტრუქციისათვის განკუთვნილ ან ასაშენებელ ინფრასტრუქტურულ პროექტებს, შეიცავს დეტალურ ინფორმაციას დაფინანსებით უკვე უზრუნველყოფილი მიმდინარე პროექტების შესახებ და ახდენს შემდგომი 2 წლის განმავლობაში განსახორციელებელი სხვა საინვესტიციო პროექტების იდენტიფიკაციას, შეიცავს გრძელვადიანი პერიოდის საინვესტიციო პროექტების დროის მიხედვით განაწილებულ რეალიზაციის ინდიკატორულ გეგმას.

ათწლიან გეგმაში შესული პროექტების პრიორიტეტული განაწილებისათვის დროის მიხედვით ძირითადად გათვალისწინებულია შემდეგი კრიტერიუმები:

- დაზიანებული და მწყობრიდან გამოსული ინფრასტრუქტურა, რომელიც დაუყოვნებლივ აღდგენას მოითხოვს, ან ინფრასტრუქტურა, რომლის შემდგომი ექსპლუატაცია საფრთხის შემცველია, არასათანადო ტექნიკური საიმედოობით ან არასაკმარისი გამტარუნარიანობით ხასიათდება;
- ახალი ან აღდგენა-რეკონსტრუქციისათვის განკუთვნილი ინფრასტრუქტურის პოტენციური ზეგავლენა ქვეყნის (რეგიონის) ეკონომიკურ ზრდასა და მოსახლეობის კეთილდღეობაზე, ბუნებრივ და სოციალურ გარემოზე;
- დაგეგმილი ინფრასტრუქტურის წვლილი ქვეყნისა და საერთაშორისო ენერგეტიკულ უსაფრთხოების უზრუნველყოფაში.

ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმებთან დაკავშირებული მეთოდოლოგიური საკითხები, პროცესები და პროცედურები დეტალურადაა აღწერილი დანართში 11.

გეგმის რეალიზაციის დასაწყისში იგეგმება და მიმდევრობით სრულდება შემდეგი ძირითადი ეტაპები:

1. განხილვის ეტაპი;
2. მოსამზადებელი კვლევები/წინასწარი ტექნიკურ-ეკონომიკური შესწავლა;
3. ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთება (Feasibility Study), რომელიც შეიცავს:
  - ტექნიკური განხორციელებადობის შესწავლას;
  - გარემოზე ზემოქმედების შეფასებას;
  - ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლას და
  - ხარჯ-სარგებელის ანალიზს;
4. დეტალური დიზაინი (FEED/ძირითადი დიზაინი-მუშა დოკუმენტაცია);
6. დაფინანსების უზრუნველყოფა;
7. გეგმის დამტკიცება/ნებართვები;
8. დამტკიცება მარეგულირებელი ორგანოს მიერ;

9. საბოლოო საინვესტიციო გადაწყვეტილება;

10. ტენდერი მშენებელი კომპანიის (კონტრაქტორის) შესარჩევად.

პროექტის სავარუდო საინვესტიციო ღირებულება თანდათანობით ზუსტდება დაგეგმილი ეტაპების დასრულებისა და, ზოგადად, მისი განვითარების დონის შესაბამისად.

ცხრილი 2.9. ინვესტიციების შესაძლო სპექტრის შეფასება სამშენებლო პროექტების განვითარების სხვადასხვა ეტაპზე<sup>266</sup>

შეფასების კლასი	პროექტის განვითარების დონე <sup>267</sup> , %	გამოყენების მიზნობრივი ეტაპი	შეფასების მეთოდოლოგია	შეფასების მოსალოდნელი სიზუსტე, %
I	≤ 2	კონცეფცია	სიმძლავრის/მსგავსი პარამეტრების/ანალოგის საფუძველზე	-20 ÷ +30 (მინ) -20 ÷ +50 (მაქ)
II	1÷15	ტედ (Feasibility Study)	მსგავსი პარამეტრების მოწყობილობის მიხედვით	-15 ÷ +20 (მინ) -20 ÷ +30 (მაქ)
II	10÷40	წინასწარი საბიუჯეტო გადაწყვეტილება	უხეში დაყვანილი ფასის მიხედვით	-10 ÷ +10 (მინ) -15 ÷ +20 (მაქ)
IV	30÷70	შეთავაზება/ტენდერი	დეტალური დაყვანილი ფასისა და განხორციელების სავარუდო დროის გათვალისწინებით	-5 ÷ +5 (მინ) -10 ÷ +15 (მაქ)
V	50÷100	შეთავაზების/ტენდერის შეფასების გადამოწმება	დეტალური დაყვანილი ფასისა და განხორციელების დაზუსტებული დროის გათვალისწინებით	-3 ÷ +3 (მინ) -5 ÷ +10 (მაქ)

### 2.12.2 მაგისტრალური მილსადენების დაპროექტება (დიზაინი)

მაგისტრალური მილსადენის მშენებლობის პროექტი (დიზაინი) წარმოადგენს ტექნიკური დოკუმენტაციის კომპლექტს, რომელიც მოიცავს: ტექნიკურ-ეკონომიკურ დასაბუთებას (ტედ), საპროექტო და მუშა დოკუმენტაციას (მათ შორის, მუშა ნახაზებს) და მშენებლობის ორგანიზაციისა და სამუშაოების წარმოებისათვის საჭირო სხვა მასალებს.

ნავთობ- და გაზსადენების დაპროექტებისათვის რეკომენდებულია საერთაშორისო სტანდარტებისა და ნორმატიული დოკუმენტების გამოყენება, თუკი ისინი არ

<sup>266</sup> Cost Estimate Classification (as applied in EPC), The International Association for the Advancement Cost Engineering, AACE Inc, 2020

<sup>267</sup> პროექტის სიმწიფის ხარისხი

ეწინააღმდეგება ტერიტორიის მფლობელი ქვეყნის კანონმდებლობას. საერთაშორისო პრაქტიკაში გამოყენებული სტანდარტებიდან აღსანიშნავია ამერიკის ნავთობის ინსტიტუტის (API), ამერიკის ინჟინერ-მექანიკოსთა საზოგადოების (ASME) სტანდარტები, რომელთაც საყოველთაო აღიარება მოიპოვეს მთელ მსოფლიოში. მათ შორის: ASME B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping Systems და ANSI/API Specification 5L - Specification for Line Pipes.<sup>268</sup>

მილსადენის დაპროექტების სამუშაოები იწყება საპროექტო დავალების საფუძველზე, რომელიც მოიცავს ტექნიკური დოკუმენტაციის დამუშავებისათვის აუცილებელ ძირითად საწყის მონაცემებს (მილსადენის დანიშნულება, მწარმოებლურობა, სატრანსპორტო პროდუქტის სახეობა, ინფორმაცია მიწის ფართობების გამოყოფისა და მფლობელობის შესახებ და სხვა ძირითად პარამეტრები).<sup>269</sup>

უშუალოდ პროექტირების დაწყებას წინ უძღვის წინასწარი ძიება და გამოკვლევა, რომლის დროსაც უნდა შეგროვდეს ინფორმაცია ადრე შესრულებული კვლევების შესახებ, მონაცემები მილსადენის მშენებლობის რაიონში არსებულ ბუნებრივ და ტექნოგენურ სირთულეებზე.

დაპროექტების შემდეგ ეტაპზე, დავალებისა და მოძიებული ინფორმაციის საფუძველზე, ზუსტდება მაგისტრალური მილსადენის საანგარიშო მწარმოებლურობა და სხვა მნიშვნელოვანი ტექნოლოგიური პარამეტრები; განისაზღვრება მშენებლობისათვის საჭირო მასალები და მოწყობილობა და მათი მიღების წყაროები; ზუსტდება მილსადენის ტრასა და მზადდება მისი მოკლე აღწერა; იგეგმება მშენებლობის ვადები და რიგითობა; განისაზღვრება პერსონალით უზრუნველყოფის საკითხები და მშენებლობის ღირებულების გამსხვილებული მაჩვენებლები, აგრეთვე დაფინანსების შესაძლო წყაროები.

შემდგომში მუშავდება მილსადენის მშენებლობის პროექტის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთება (ტედ). თუ არსებული საწყისი ინფორმაცია და მასალები არ არის საკმარისი, საპროექტო დოკუმენტაციის დამუშავების ეტაპზე უნდა შესრულდეს ტოპოგრაფიული, საინჟინრო-გეოლოგიური და ჰიდროგეოლოგიური, აგრეთვე არქეოლოგიური და სხვა სახის დამატებითი კვლევები.

მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენებისათვის რეკომენდებულია ტედ-ის შემდეგი შედგენილობა:

---

<sup>268</sup> დეტალური ინფორმაცია ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში გამოყენებული სამშენებლო ნორმების, წესების, სტანდარტების, გარემოსა და შრომის დაცვის გზამკვლევების შესახებ იხილეთ დანართებში

<sup>269</sup> Алиев Р.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М., Недра, 1988



- განმარტებითი ბარათი;
- სამშენებლო ზოლის გამოყოფის პროექტი;
- ტექნოლოგიური და საკონსტრუქტორო გადაწყვეტები;
- სახაზო ობიექტის ინფრასტრუქტურაში შემავალი ნაგებობები;
- მშენებლობის ორგანიზაციის პროექტი;
- სახაზო ობიექტის დემონტაჟის სამუშაოების ორგანიზაციის პროექტი;
- გარემოს დაცვის ღონისძიებები;
- ხანძარსაწინააღმდეგო ღონისძიებები;
- ხარჯთაღრიცხვა;
- კანონმდებლობით განსაზღვრული სხვა დოკუმენტაცია.

ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთების შედეგებზე დაყრდნობით მიიღება საბოლოო გადაწყვეტილება პროექტის რეალიზაციის მიზანშეწონილობის შესახებ და ზუსტდება სავარაუდო დანახარჯები (ტედ-ის მიხედვით განსაზღვრული დანახარჯების სიზუსტის ზღვარი  $-15\% \pm 50\%$ -ს არ უნდა სცდებოდეს).<sup>270</sup>

წინასამშენებლო ბიუჯეტის ფორმირებისას, დეტალური დიზაინისა და ტენდერის მომზადება-ჩატარების ეტაპებზე, სავარაუდო დანახარჯების (ინვესტიციების) დასაშვები ცდომილება  $-3\% \pm 15\%$  ფარგლებს არ უნდა აღემატებოდეს.

ტედ-ში მიღებული გადაწყვეტების დეტალიზაცია და ძირითადი მაჩვენებლების დაზუსტება აისახება საპროექტო დოკუმენტაციაში. საპროექტო დოკუმენტაცია მოიცავს დაზუსტებულ სამშენებლო ზოლის გამოყოფის პროექტს და ტექნოლოგიურ და საკონსტრუქტორო გადაწყვეტებს. კერძოდ, საპროექტო დოკუმენტაციით საბოლოოდ განისაზღვრება:

- მილსადენის ტრასა, მისი გრძივი პროფილი და გეგმილი;
- წყალქვეშა გადასასვლელების, რკინიგზასა და საავტომობილო გზებზე გადასასვლელები და მათი ტექნიკური მახასიათებლები;
- გრუნტების გეოლოგიური თვისებები;
- მილსადენის ტრასით გადაკვეთილი სავარგულებისა და მიწის სხვა ნაკვეთების უწყისი, აგრეთვე სხვა მონაცემები, რომლებიც ხელს შეუწყობს მიღებული გადაწყვეტების დაზუსტებას.

საპროექტო დოკუმენტაცია შედგება ტექსტისა და გრაფიკული ნაწილისაგან. ტექსტურ ნაწილში მოცემულია ზოგადი ინფორმაცია სამშენებლო ობიექტის შესახებ, მიღებული ტექნიკური და სხვა გადაწყვეტების აღწერა, განმარტებები, მითითებები ნორმატიულ და სხვა დოკუმენტებზე, რომლებიც გამოყენებული იყო საპროექტო დოკუმენტაციის დამუშავებისას და მიღებული გადაწყვეტების

<sup>270</sup> Cost Estimate Classification of The Association for the Advancement of Cost of Engineering (ASCE), 2020

დამადასტურებელი გაანგარიშების შედეგები. გრაფიკული ნაწილი თვალსაჩინოდ წარმოაჩენს მიღებულ ტექნიკურ გადაწყვეტებს და სრულდება ნახაზების, სქემების, გეგმებისა და სხვა დოკუმენტების სახით გრაფიკულ ფორმაში.

პროექტის ამ ნაწილში, სხვა ძირითად ინფორმაციასთან ერთად, მოცემულია მოწყობილობის სპეციფიკაცია და მოთხოვნები ინდივიდუალური დამზადების მოწყობილობის საკონსტრუქტორო დოკუმენტაციაზე. ზოგჯერ საჭირო ხდება პროექტთან დაკავშირებული დამატებითი საკითხების დამუშავებაც, როგორებიცაა, მაგალითად, სპეციალური ტექნიკური პირობების დამუშავება განსაკუთრებით რთული უბნების მშენებლობისათვის, რისკების შეფასება და სხვა.

ტექნიკური გადაწყვეტების დეტალიზაციის გარდა, განსაკუთრებული ყურადღება ეთმობა მილსადენის საიმედოობის უზრუნველყოფას და ობიექტის ეკოლოგიურ უსაფრთხოებას, მშენებლობის ხარჯების დაზუსტებასა და ინვესტიციების ეფექტურობის მაჩვენებლების განსაზღვრას.

დასრულებული პროექტი მტკიცდება სავალდებულო ექსპერტიზის დასკვნის საფუძველზე, რის შემდეგაც მზადდება სატენდერო დოკუმენტაცია, გამოვლინდება სამშენებლო ორგანიზაცია (კონტრაქტორი) და იწყება მუშა დოკუმენტაციის დამუშავება.

მუშა დოკუმენტაცია მოიცავს ამომწურავ ინფორმაციას მშენებლობისათვის, მათ შორის სრულად დამუშავებულ სამშენებლო ნახაზებსა და სქემებს შესაბამისი განმარტებებით. იმ შემთხვევაში, თუ მუშა დოკუმენტაცია არ მუშავდება პროექტის ავტორი საპროექტო ორგანიზაციის მიერ,<sup>271</sup> ეს უკანასკნელი ამზადებს ტექნიკურ დავალებას მუშა დოკუმენტაციის დამუშავებაზე.

### 2.12.3 ტრასის შერჩევა

მილსადენის ტრასის შერჩევისათვის შეისწავლება რელიეფი, ბუნებრივი წინააღობების (მთების, მდინარეების, ჭაობების და ა.შ.) და ხელოვნური წინააღობების (საავტომობილო მაგისტრალებისა და გზების, რკინიგზების, წყალსადენების, ელექტროგადამცემი და ტელეკომუნიკაციის ხაზების, შენობა-ნაგებობების და ა.შ.) არსებობა და მოსახლეობის სიმჭიდროვე სავარაუდო მარშრუტის გასწვრივ.

შესწავლის დროს გამოიყენება ტოპოგრაფიული რუკები, საჰაერო ფოტოგადაღებები, თანამგზავრული სურათები, საკუთრების მფლობელობის დოკუმენტაცია და ფიზიკური შემოვლა (დათვალიერება).

<sup>271</sup> ფართოდ არის გავრცელებული პრაქტიკა ამ დოკუმენტაციის მომზადების ვალდებულების გადაცემის შესახებ მშენებელ ან ე.წ. EPC კონტრაქტორზე

ტრასის შერჩევისას აუცილებელია დაწესებული სხვადასხვა შეზღუდვისა და რეკომენდაციის გათვალისწინება, მათ შორის:

- მილსადენის ტრასისა და მისი სახაზო ნაგებობების (სატუმბი და საკომპრესორო სადგურები, გამანაწილებელი სადგურები, კონდენსატის შემკრებები და სხვა) განლაგების მიმართ წაყენებული შეზღუდვებიდან ერთ-ერთი ყველაზე მნიშვნელოვანია მინიმალური მანძილი დასახლებულ პუნქტებამდე, სამრეწველო, სასოფლო-სამეურნეო და სხვა დანიშნულების ობიექტებამდე (შენობები, ნაგებობები და სხვა). ტრასის შერჩევის დროს გათვალისწინებული უნდა იყოს ქალაქების, დასახლებული პუნქტების, აგრეთვე სამრეწველო და ინფრასტრუქტურის ობიექტების პერსპექტიული განვითარების პროექტები;
- შეზღუდულია მაგისტრალური მილსადენებით რკინიგზისა და საავტომობილო გზების გვირაბებში გატარება, აგრეთვე გვირაბებში, რომლებშიც გაყვანილია ძალური და კავშირგაბმულობის კაბელები, სხვა დანიშნულების მილსადენები;
- შეზღუდულია მაგისტრალური მილსადენების გატარება სარკინიგზო და საავტომობილო ხიდებზე, გარდა 2,5 მგპა-მდე წნევისა და 1000 მმ-მდე დიამეტრის გაზსადენისა და 500 მმ-მდე ნავთობსადენისა, რომელთა გატარება დასაშვებია III-V კატეგორიის საავტომობილო გზების ხანძარ უსაფრთხო კონსტრუქციის ხიდებზე;
- განსაკუთრებული მოთხოვნები წაყენება მილსადენების გატარებას მეწყრულ უბნებზე, ღვარცოფული ნაკადებისა და მუდმივი გამყინვარების გრუნტებში. მეწყრულ უბნებზე მილსადენი უნდა ჩაიდოს სრიალის სარკის ქვეშ ან გაყვანილ იქნეს მიწისზედა წესით, ხოლო ღვარცოფულ უბნებზე – ნაკადის დინამიკური დარტყმის ზონის გარეთ;
- ტრასის შერჩევის დროს მნიშვნელოვანია შეზღუდვები, რომლებიც დაკავშირებულია მაგისტრალური მილსადენების ერთ ტექნიკურ დერეფანში განლაგებასთან;
- იმ შემთხვევაში, თუ ნავთობ- და ნავთობპროდუქტსადენები გადის დასახლებული პუნქტებისა და სამრეწველო საწარმოების სიახლოვეს, ან მდინარის წყალშემკრებ აუზში, რომელიც განლაგებულია მილსადენის ნიშნულზე დაბლა, მილსადენის ქვედა მხრიდან უნდა მოეწყოს დარი ავარიის დროს დაღვრილი პროდუქტის ასარიდებლად ან ჩატარდეს სხვა დამცავი ღონისძიება;
- 110 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის საჰაერო ელექტროგადამცემი ხაზების გადაკვეთის ადგილებში გათვალისწინებული უნდა იყოს მილსადენის მხოლოდ მიწისქვეშა გაყვანა, გადაკვეთის კუთხით არანაკლებ 60°.

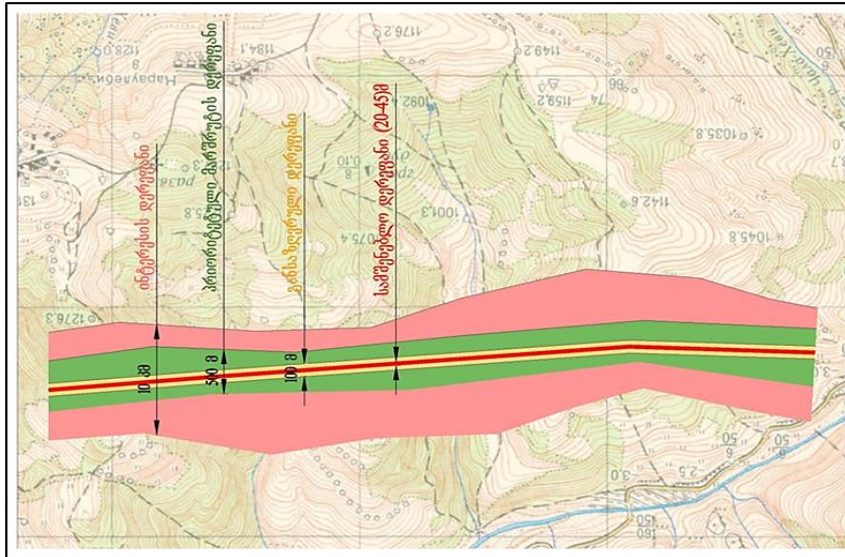
მსხვილმასშტაბიანი, ძირითადად ტრანსსასაზღვრო მაგისტრალური მილსადენის მარშრუტის შერჩევის პირველ ეტაპზე განისაზღვრება ე.წ. ინტერესის 10 კმ სიგანის დერეფანი. მაგისტრალური მილსადენის განშტოებებისათვის ინტერესის დერეფანი შემოიფარგლება ხუთი კილომეტრი სიგანის მიწის ზოლით, რომელიც იწყება მაგისტრალთან შეერთების წერტილიდან და გრძელდება მის საბოლოო წერტილამდე.

ინტერესის დერეფანი შეირჩევა ყველა იმ უფლების უზრუნველსაყოფად, რომლებიც შეიძლება აუცილებელი გახდეს მარშრუტის შერჩევის მიზნით მშენებლობის წინა ეტაპზე და გაიცემა ეროვნული უშიშროების, თავდაცვას, საზოგადოებრივი უსაფრთხოებისა და სხვა საკითხების გათვალისწინებით.

ინტერესის დერეფნის შესწავლის, შეფასებისა და დამტკიცების შემდეგ, შერჩეული დერეფნის მიმართ კანონით გათვალისწინებული შეზღუდვების გათვალისწინებით, განისაზღვრება პრიორიტეტული მარშრუტის დერეფანი, რომელიც წარმოადგენს 500 მეტრამდე სიგანის ზოლს, ინტერესის დერეფნის ფარგლებში.

პრიორიტეტული მარშრუტის დერეფნის დეტალური შესწავლის მიზნით უზრუნველყოფილი უნდა იყოს დერეფნის ფარგლებში არაგასაიდუმლოებული ინფორმაციით სარგებლობის შეუზღუდავი უფლება გეოლოგიის, ჰიდროლოგიის და ნიადაგის დრენაჟის, არქეოლოგიისა და კულტურული ან ისტორიული მნიშვნელობის ადგილების, ეკოლოგიის, მეტეოროლოგიის, სამთო მრეწველობის, მინერალური საბადოებისა და ნარჩენების გატანა-განთავსების, ქალაქებისა და სოფლების დაგეგმარებისა და განვითარების, გარემოს დაცვის, სეისმოლოგიის, საავტომობილო და საზღვაო მაგისტრალების, კომუნალური მომსახურებისა და კომერციული მომსახურების სისტემის შესახებ, ნახაზებისა და აღწერილობების ჩათვლით, აგრეთვე ნაკრძალი და დაცული ტერიტორიების, სასოფლო-სამეურნეო, სატყეო და საპარკო მიწების, მათი დამუშავების, საკუთრების, სარგებლობისა და ფლობის შესახებ.

ინტერესისა და პრიორიტეტული მარშრუტის დერეფნების ფარგლებში ჩატარებული შესწავლიდან მიღებული ინფორმაციის საფუძველზე დაკონკრეტდება 100 მეტრამდე სიგანის ე.წ. განსაზღვრული დერეფნის საზღვრები, რომელზეც ჩატარდება დაპროექტება-მშენებლობასთან დაკავშირებული ტოპოგრაფიული, გეოტექნიკური და ნიადაგის კუთრი წინალობის (კათოდური დაცვისათვის) გამოკვლევები, შერჩეული ტერიტორიის მილსადენის მშენებლობისათვის გამოყენების მიზანშეწონილობის განსაზღვრის მიზნით.



ნახაზი 2.39. მარშრუტის შერჩევის ეტაპები

მილსადენის სავარაუდო მარშრუტის შერჩევის შემდეგ ზუსტდება მილსადენის სიგრძე, რელიეფის მონაცემები, ბუნებრივი და ხელოვნური წინაღობების ადგილმდებარეობა, შეირჩევა მინიმალური სამშენებლო დერეფანი, ე.წ. გასხვისების ზოლი, გადამოწმდება მესაკუთრეთა მიწების საზღვრები. შემდეგ იწყება მუშაობა სამშენებლო ნებართვების მიღებისა და გასხვისების ზოლის შექმნის (ან დროებით სარგებლობაში გადმოცემის) თაობაზე სამუშაო მარშრუტის გასწვრივ.

**სამშენებლო დერეფნის** ფარგლებში განთავსდება მილსადენის ცენტრალური ხაზი. დერეფნის სიგანე საკმარისი უნდა იყოს მძიმე სამშენებლო ტექნიკის მანევრირების, ტრანშეისა და ნაყოფიერი ფენისა და გრუნტის ნაყარის მოსაწყობად. სამშენებლო დერეფნის სიგანე მაგისტრალური მილსადენებისათვის, როგორც წესი, აიღება 20-45 მ-ის ფარგლებში (დიდი დიამეტრის მილსადენებისათვის მისი სიგანე შეიძლება 65-70 მ-ს აღწევდეს).



გორი-ქარელის მაგისტრალური გაზსადენის გასხვისების ზოლი



გასხვისების ზოლის გამოყენების უფლების მისაღებად საჭიროა მიწების შეძენა ან სერვიტუტით დატვირთვა, რათა შესაძლებელი იყოს ნავთობ- და გაზსადენი სისტემის შეუფერხებელი მშენებლობა, ექსპლუატაცია და მომსახურება.

საჭიროა საავტომობილო მაგისტრალების, გზებისა და ქუჩების გადასაკვეთად სპეციალური ნებართვების მიღება, რომელსაც გასცემს ცენტრალური (ფედერალური), რეგიონული ან ადგილობრივი ხელისუფლება, დაქვემდებარების შესაბამისად. აუცილებელია, აგრეთვე, ტექნიკური პირობების შეთანხმება გადამკვეთი რკინიგზის, წყალსადენის ან სხვა მაგისტრალური მილსადენების, ელექტროგადამცემი ხაზებისა და ტელესაკომუნიკაციო კაბელების მფლობელებთან (ოპერატორებთან), დასახლებული პუნქტების ადმინისტრაციასთან.

გარემოს დაცვა ერთ-ერთი ძირითადი გამოწვევაა მილსადენების დაპროექტების, მშენებლობისა და ოპერირების პროცესში. კანონმდებლობა კრძალავს მილსადენების მშენებლობას განსაკუთრებულად მგრძობიარე არეალებში (დაცულ ტერიტორიებზე, ჭაობებში, ზოგიერთი მდინარისა და ნაკადულის კალაპოტებსა და ჭალებში და ა.შ.). ასეთ ადგილებში მილსადენების მშენებლობა დასაშვებია მხოლოდ განსაკუთრებულ შემთხვევებში, გარემოს დაცვაზე პასუხისმგებელი ორგანოს ნებართვითა და პირობების დაცვით.

#### **2.12.4 ნავთობ- და გაზსადენების გაანგარიშება**

**მაგისტრალური ნავთობსადენის ტექნოლოგიური პარამეტრების**

გაანგარიშებისათვის საჭირო ძირითადი პარამეტრებია:<sup>272</sup>

- ნავთობის სიმკვრივე, საანგარიშო სიბლანტე და ტემპერატურა;
- ნავთობსადენის საანგარიშო სამუშაო დღეების რიცხვი;
- მილსადენის საანგარიშო პარამეტრები და მილის კედლის მასალის ფიზიკურ-მექანიკური მახასიათებლები;
- პროექტის გამსხვილებული ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები (ტედიდან ან სხვა საინფორმაციო წყაროდან).<sup>273</sup>

სატრანსპორტო ნავთობის საანგარიშო ტემპერატურად აიღება გრუნტის მინიმალური საშუალო თვიური ტემპერატურა მილსადენის ღერძის ჩაღრმავების დონეზე, სათავო ნაგებობებზე ნავთობის საწყისი ტემპერატურის, მილსადენში სითბოს გამოყოფის (ხახუნზე) და გრუნტზე სითბოგაცემის გათვალისწინებით. მიახლოებითი ანგარიშის მიზნით დასაშვებია, რომ ნავთობის საანგარიშო

<sup>272</sup> Нечваль А.М. Проектирование газо-нефтепроводов, Уфимский государственный технический университет

<sup>273</sup> გამსხვილებულ ტექნიკურ-ეკონომიკურ მაჩვენებლებს მიეკუთვნება სახაზო ნაწილისა და სატუმბო სადგურების ღირებულება, საანგარიშო საექსპლუატაციო დანახარჯები, მათ შორის: ამორტიზაციის ანარიცხები, ენერჯის ღირებულება, ხელფასის ფონდი და სხვა

ტემპერატურად ჩაითვალოს წლის ყველაზე ცივ თვეში გრუნტის საშუალო თვიური ტემპერატურა მილსადენის ღერძის დონეზე. ნავთობის სიმკვრივე განისაზღვრება ლაბორატორიული ანალიზის საფუძველზე ან ცნობარებიდან. ნავთობის საანგარიშო (კინემატიკური) სიბლანტე განისაზღვრება საანგარიშო ტემპერატურაზე სიბლანტის ტემპერატ ურისაგან დამოკიდების მრუდიდან ან ფორმულებით.<sup>274</sup>

მაგისტრალური ნავთობსადენის მუშა დღეების საანგარიშო რიცხვი განისაზღვრება ტექნიკურ მომსახურებაზე, რემონტსა და დაზიანებების ლიკვიდაციაზე დახარჯული დროის გათვალისწინებით. იგი დამოკიდებულია მილსადენის მდებარეობის პირობებზე, სიგრძესა და მილის დიამეტრზე (იხ. ცხრილი). მრიცხველში მითითებულია მნიშვნელობები ნავთობსადენის ნორმალურ პირობებში, ხოლო მნიშვნელში - რთულ პირობებში (დაჭაობებულ ადგილებსა და მთაში გაყვანილი უბნები, რომელთა წილი ტრასის საერთო სიგრძის არანაკლებ 30%-ს შეადგენს) გაყვანის შემთხვევაში.

ცხრილი 2.10. მაგისტრალური ნავთობსადენის საანგარიშო მუშა დღეები<sup>275</sup>

ნავთობსადენის სიგრძე, კმ	ნავთობსადენის დიამეტრი, მმ	
	820-მდე ჩათვლით	820-ზე მეტი
250-მდე	357	355
250-დან 500-მდე	356/355	353/351
500-დან 700-მდე	354/352	351/349
700-ზე მეტი	352/350	349/345

ნავთობსადენის საანგარიშო საათური მწარმოებლურობა გამოითვლება

$$Q = \frac{G_a}{24 \cdot N_w \cdot \rho} \cdot 10^9 ,$$

სადაც  $G_a$  არის ნავთობსადენის წლიური მასური მწარმოებლურობა, მლნ.ტ/წლ.;  $\rho$  – ნავთობის საანგარიშო სიმკვრივე, კგ/მ<sup>3</sup>;  $N_w$  - სამუშაო დღეთა საანგარიშო რიცხვი წელიწადში.

$Q$ -ს მიხედვით შეირჩევა ტუმბოები, ხოლო მათი დაჭირხნის მახასიათებლების მიხედვით განისაზღვრება მუშა წნევა (მგპა):

<sup>274</sup> თ.გოჩიტაშვილი, თ.ჯავახიშვილი, საქართველოს მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენები, მერიდიანი, თბილისი, 2010

<sup>275</sup> ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования

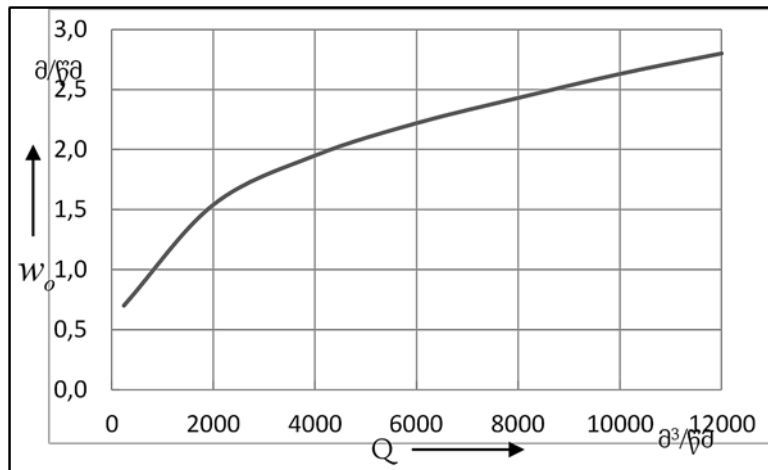
$$p = \rho \cdot g \cdot (h_n + m_m \cdot h_m) \cdot 10^{-6} ,$$

სადაც  $g$  არის თავისუფალი ვარდნის აჩქარება;  $h_n, h_m$  – შემტორი და მაგისტრალური ტუმბოების მიერ განვითარებული დაწნევა, შესაბამისად;  $m_m$  – ძირითადი (მაგისტრალური) ტუმბოების რაოდენობა სატუმბ სადგურში.

ნავთობსადენის შიგა დიამეტრის საორიენტაციო სიდიდე გამოითვლება ფორმულით:

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}} ,$$

სადაც  $w_o$  არის ნავთობის გადატუმბვის რეკომენდებული საორიენტაციო სიჩქარე, რომელიც განისაზღვრება ნახაზზე მოცემული გრაფიკიდან.



ნახაზი 2.40. ნავთობის გადატუმბვის რეკომენდებული სიჩქარე

$D_o$ -ის მიხედვით მიიღება უახლოესი სტანდარტული გარე დიამეტრი  $D$ , რომელიც შეიძლება განისაზღვროს, აგრეთვე, ცხრილის<sup>276</sup> ან გრაფიკის (იხ. ნახაზი 2.3) მიხედვით.

ცხრილი 2.11. მაგისტრალური ნავთობსადენის პარამეტრები

მწარმოებლურობა $G_a$ , მლნტ/წ	გარე დიამეტრი $D$ , მმ	წნევა $P$ , მგპა
0,7 ... 1,2	219	8,8 ... 9,8
1,1 ... 1,8	273	7,4 ... 8,3
1,6 ... 2,4	325	6,6 ... 7,4

<sup>276</sup> ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования, Магистральные трубопроводы. СТО Газпром 2-3.5-051-2006

2,2 ... 3,4	377	5,4 ... 6,4
3,2 ... 4,4	426	5,4 ... 6,4
4,0 ... 9,0	530	5,3 ... 6,1
7,0 ... 13,0	630	5,1 ... 5,5
11,0 ... 19,0	720	5,6 ... 6,1
15,0 ... 27,0	820	5,5 ... 5,9
23,0 ... 50,0	1020	5,3 ... 5,9
41,0 ... 78,0	1220	5,1 ... 5,5

მიღებული სტანდარტული დიამეტრისათვის იანგარიშება მილსადენის კედლის სისქე და შეირჩევა კედლის სტანდარტული სისქე  $\delta$  მეტობით, მიღების სორტამენტიდან.

ჰიდრავლიკური გაანგარიშება, მილსადენში წნევის დანაკარგების განსაზღვრის მიზნით, წარმოებს შერჩეული ნავთობსადენისათვის (იხილეთ, აგრეთვე, პარ.2.9, მილსადენების ჰიდრავლიკური გაანგარიშების საფუძვლები).

როგორც ცნობილია, სითხის ტრანსპორტირების პროცესში ტუმბოების მიერ შექმნილი დაწნევა იხარჯება ნაკადის ნავთობსადენის კედელთან ხახუნზე, ადგილობრივი წინაღობების გადალახვაზე, დონეთა შორის სხვაობის გადალახვასა და მილსადენის ბოლოში საჭირო წნევის ( $H_e$ ) შექმნაზე.

ნავთობსადენის ტექნოლოგიური დაპროექტების ნორმებით სახაზო ონკანებს შორის მანძილი აიღება  $15 \div 20$  კმ-ის ტოლი (არაუმეტეს 30 კმ), ხოლო მილსადენის მოხვევები და მოღუნვები არის მდოვრე, ამიტომ დაწნევის საერთო დანაკარგებში ადგილობრივ წინაღობებზე მოსული დანაკარგების წილი მცირეა. გამოცდილება აჩვენებს, რომ ადგილობრივ წინაღობებზე დაწნევის დანაკარგები შეადგენს სახაზო დანაკარგების  $1 \div 3\%$ -ს.

გეოდეზიურ ნიშნულებს შორის სხვაობად მიღებულია ნავთობსადენის თავსა და ბოლოს ნიშნულებს შორის სხვაობა  $\Delta z = z_1 - z_2$ .  $\Delta z$  სიდიდე შეიძლება იყოს როგორც დადებითი (ნავთობის გადატუმბვა აღმართზე), ასევე უარყოფითი (გადატუმბვა ქანობზე). მილსადენის ბოლოში საჭირო დაწნევის შექმნა საჭიროა ტექნოლოგიური მოწყობილობის წინაღობის გადალახვისა და საბოლოო პუნქტში განლაგებული რეზერვუარების შესავსებად.

მილსადენში ხახუნზე დაწნევის დანაკარგების გამოსათვლელ დარსი-ვაისბახის (ან სახვა ანალოგიური) ფორმულაში შემავალი კოეფიციენტების სიდიდე დამოკიდებულია დინების რეჟიმსა და მილის შიგა ზედაპირის სიმქისეზე.

როგორც აღინიშნა, სითხის დინების რეჟიმი ხასიათდება რეინოლდსის უგანზომილებო რიცხვით. ითვლება, რომ თუ  $Re < 2320$  სითხის დინება ლამინარულია, ხოლო უფრო მაღალი  $Re$ -ს შემთხვევაში – ტურბულენტური. ტურბულენტური დინება, თავის მხრივ, იყოფა სამ პირობით ზონად:

- ჰიდრავლიკურად გლუვი მილების  $2320 < Re < Re_1$ ;
- შერეული ხახუნის  $Re_1 < Re < Re_2$ ;
- კვადრატული ხახუნის  $Re > Re_2$ .

ჰიდრავლიკურად გლუვი მილებიდან შერეული ხახუნის ზონაში და შერეული ხახუნის ზონიდან კვადრატული ხახუნის ზონაში გადასვლის საზღვრები დადგენილია რეინოლდსის რიცხვის ე.წ. გარდამავალი მნიშვნელობებით  $Re_1$  და  $Re_2$ .

ცხრილი 2.12.  $\lambda$  კოეფიციენტის საანგარიშო ფორმულები

დინების რეჟიმი		$\lambda$
ლამინარული		$64/Re$
ტურბულენტური	ჰიდრავლიკურად გლუვი მილები	$0,3164/Re^{0,25}$
	შერეული ხახუნის ზონა	$0,11 \left( 68/Re + k \right)^{0,25}$
	კვადრატული ხახუნის ზონა	$0,11k^{0,25}$

დაწნევის დანაკარგების ხარჯისაგან დამოკიდებულების  $H = f(Q)$  მრუდი (ნავთობსადენის მახასიათებელი), მუდმივი დიამეტრის მილსადენისათვის გამოითვლება ფორმულით:<sup>277</sup>

$$H = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q^{2-m} + \Delta z + N_{op} h_e,$$

სადაც  $N_{op}$  არის ნავთობსადენის სატუმბი დანადგარების რაოდენობა, ხოლო

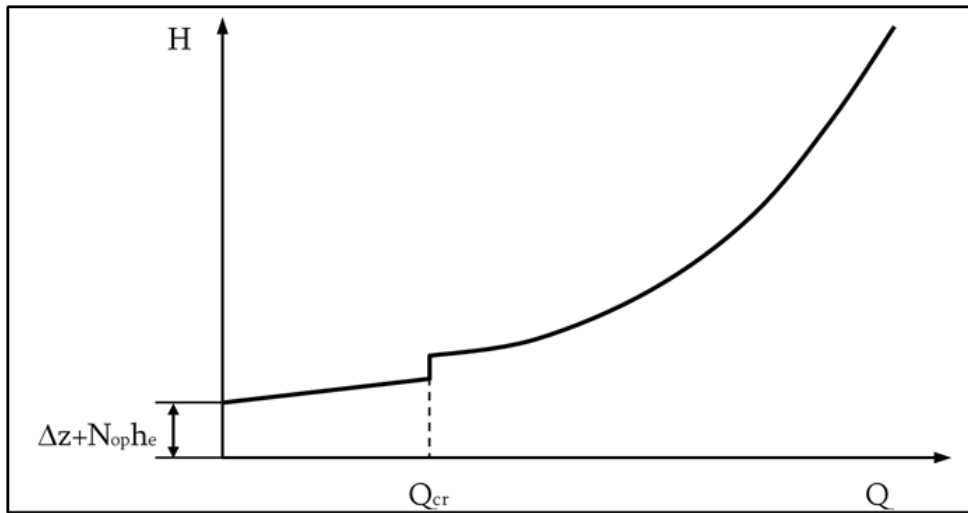
$$f = \beta \cdot \frac{v^m}{D_i^{5-m}}$$

ჰიდრავლიკური ქანობი ერთეული ხარჯისათვის (ჰიდრავლიკურ ქანობი წარმოადგენს მილსადენის ერთეულ სიგრძეზე მოსულ წნევის დანაკარგებს).

<sup>277</sup>Алиев Р.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М., Недра, 1988



ნავთობსადენის ანალიზური მახასიათებლის გრაფიკული გამოსახულება ნაჩვენებია ნახაზზე.



ნახაზი 2.41. ნავთობსადენის თეორიული მახასიათებელი მახასიათებლის საწყისი წერტილი ემთხვევა  $\Delta z + N_{op} h_e$  სიდიდეს<sup>278</sup>. 0-დან  $Q_{cr}$ -მდე დიაპაზონში ( $Re_{cr} = 2320$ )  $H = f(Q)$  დამოკიდებულება წრფივია, ხოლო ტურბულენტური დინების რეჟიმისათვის (როცა  $Q > Q_{cr}$ ) მახასიათებელს აქვს  $Q^{2-m}$  პარაბოლის სახე. პრაქტიკაში ნავთობსადენების აბსოლუტური უმრავლესობა სწორედ განვითარებული ტურბულენტური მოძრაობის რეჟიმის უბანზე მუშაობს.  $\nu$ ,  $D$  და  $L$  სიდიდეები განსაზღვრავს ნავთობსადენის მახასიათებლის დახრილობას. რაც ნაკლებია  $D$  დიამეტრი, მეტია ნავთობის სიბლანტე  $\nu$  და ნავთობსადენის სიგრძე  $L$ , მით ციცაბოა მახასიათებელი.

მუდმივი დიამეტრის ნავთობსადენისათვის  $n$  რაოდენობის სატუმბო სადგურით დაწნევის ბალანსის განტოლება ანალიზურ ფორმაში შემდეგ სახეს იღებს:<sup>279</sup>

$$N_{op} \left[ a_n - b_n \left( \frac{Q}{m_n} \right)^{2-m} \right] + n \cdot m_m (a_m - b_m Q^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot L_p Q^{2-m} + \Delta z + N_{op} h_e.$$

სადაც  $m_m$  არის ძირითადი (მაგისტრალური) ტუმბოების რაოდენობა სატუმბო სადგურზე;  $m_n$  – შემტბორი ტუმბოების რაოდენობა;  $h_m$  და  $h_n$  – მაგისტრალური

<sup>278</sup>არანიუტონისეული სითხეებისათვის, მათ შორის დაბალტემპერატურიანი ბლანტი ნავთობისათვის, გამოხატული რეოლოგიური თვისებებით, საწყისი წერტილის დაძვრა H ღერძის ნულოვანი მნიშვნელობიდან შეიძლება ითვალისწინებდეს ანომალური სითხეებისათვის დამახასიათებელ საწყისი დამაბულობის სიდიდესაც, რომელთა ტრანსპორტირებისათვის საჭიროა სპეციალური მეთოდებისა და ხერხების გამოყენება

<sup>279</sup> ნაგულისხმევია, რომ ყოველი უბნის დასაწყისში სატუმბო სადგური აღჭურვილია შემტბორი ტუმბოებით, ხოლო ყოველი უბნის ბოლოს უზრუნველყოფილია ნარჩენი დაწნევის შენარჩუნება

და შემტბორი ტუმბოს დაწნევა  $Q$  მიწოდების დროს, ხოლო  $a_m, b_m, a_n, b_n$  – კოეფიციენტები მაგისტრალური და შემტბორი ტუმბოსათვის, შესაბამისად.

ბალანსის განტოლებიდან მიიღება ხარჯის საანგარიშო ფორმულა:

$$Q = \left[ \frac{N_{op}(a_n - h_e) + n \cdot m_m a_m - \Delta z}{1,02 \cdot f \cdot L_p + N_{op} \frac{b_n}{m_n^{2-m}} + n \cdot m_m b_m} \right]^{\frac{1}{2-m}}$$

ხარჯის დადგენის შემდეგ იანგარიშება სატუმბი სადგურების მიერ განვითარებული დაწნევა და დაწნევის ჯამური დანაკარგი ნავთობსადენში.

იგივე პარამეტრები შეიძლება განისაზღვროს გრაფიკულად, ნავთობსადენისა და სატუმბი სადგურების მახასიათებლების ერთობლივი დატანით ნახაზზე (იხ. აგრეთვე პარაგრაფი 2.4). ამ მახასიათებლების გადაკვეთის რეჟიმის წერტილი ახასიათებს მილსადენში დაწნევის დანაკარგს და გამტარუნარიანობას მოცემული სისტემისათვის. ტუმბოს მიერ შექმნილი და მილსადენში ხახუნზე დახარჯული დაწნევების ტოლობა და ტუმბოს მიწოდებისა და მილსადენში ნავთობის ნაკადის ტოლობა ადასტურებს ერთიანი ჰიდრავლიკური სისტემის არსებობას. შესაბამისად, ტუმბოს მუშაობის რეჟიმის შეცვლა იწვევს ნავთობსადენის ხარჯის შესაბამის ცვლილებას და, პირიქით, მილსადენის ჰიდრავლიკური წინაღობის ცვლილება ავტომატურად იწვევს ტუმბოს მუშაობის რეჟიმის შესაბამის ცვლილებას.

დაწნევის ბალანსის განტოლების საფუძველზე გამოითვლება სატუმბი სადგურების და/ან სადგურზე მიმდევრობით ჩართული ტუმბოების საჭირო რაოდენობა:

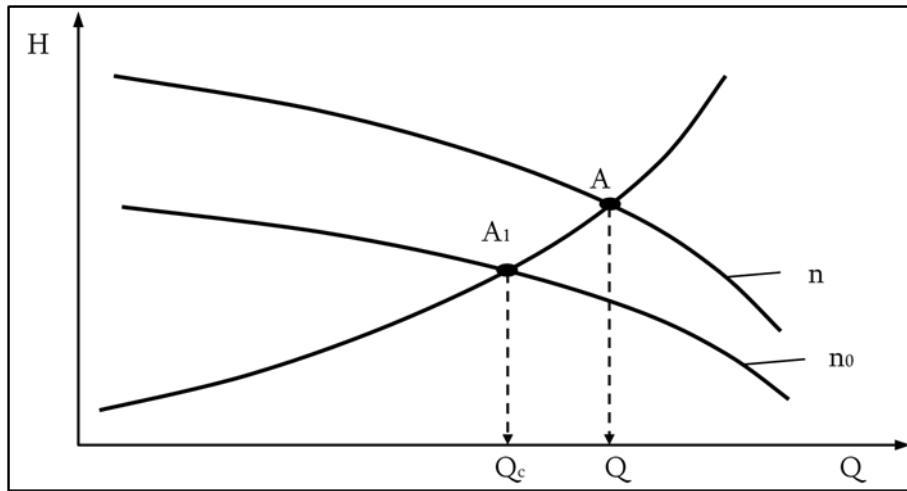
$$n_0 = \frac{H - N_{op} h_n}{m_m h_m},$$

$$n_0 = \frac{H - N_{op} h_n}{H_c}$$

ანუ

სადაც  $H_c = m_m h_m$  არის სადგურის (ტუმბოს) საანგარიშო დაწნევა ( $n_0$ -ის ნაანგარიშევი მნიშვნელობა მრგვალდება მეტობით მთელ რიცხვამდე).

$n_0$ -ის გამოთვლილ მნიშვნელობის მეტობით დამრგვალებით მილსადენის საანგარიშო ხარჯი იქნება  $Q > Q_c$  (იხ. ნახაზი). თუ ასეთი მწარმოებლობის უზრუნველყოფა შეუძლებელია (მაგალითად, გადასატუმბი ნავთობის არასაკმარისი რაოდენობის გამო), საჭირო იქნება სადგურის დაწნევის შემცირება, რაც მიიღწევა რეგულირების სხვადასხვა ხერხის გამოყენებით.



ნახაზი 2.42. მიმდევრობით ჩართული ტუმბოების რაოდენობის განსაზღვრა

მაგისტრალური გაზსადენის ტექნოლოგიური პარამეტრების გაანგარიშების საწყის ეტაპზე დგინდება გაზის ძირითადი ფიზიკური მახასიათებლები: სიმკვრივე სტანდარტულ პირობებში  $\rho_{st}$ , ფარდობითი სიმკვრივე ჰაერის მიმართ  $\Delta$ , მოლიარული მასა  $M$ , ფსევდო კრიტიკული ტემპერატურა  $T_{per}$  და ფსევდო კრიტიკული წნევა  $p_{per}$  და გაზის მუდმივა  $R$ .

გაზის საანგარიშო ხარჯი (მლნ.მ<sup>3</sup>/დღ) იანგარიშება ფორმულით

$$Q = \frac{Q_{an} \cdot 10^3}{365 \cdot k_{cap}},$$

სადაც  $k_{cap} = k_1 k_2 k_3 = 0,875 \dots 0,992$  არის გაზსადენის გამტარუნარიანობის შესაფასებელი კოეფიციენტი;  $k_1 = 0,95$  – მომხმარებლის საანგარიშო უზრუნველყოფის კოეფიციენტი;  $k_2 = 0,98$  – ექსტრემალური ტემპერატურის გასათვალისწინებელი კოეფიციენტი;  $k_3 = 0,94 \dots 0,99$  – გაზსადენის საიმედოობის კოეფიციენტი, რომელიც დამოკიდებულია გაზსადენის სიგრძეზე, დიამეტრსა და დამჭირხნი აგრეგატის ტიპზე.

$Q_{an}$ -ის სიდიდისა და შერჩეული მუშა წნევის გათვალისწინებით, ცხრილიდან განისაზღვრება გაზსადენის საორიენტაციო დიამეტრი. შეირჩევა დამჭირხნის ტიპი, რომლის ნომინალური წნევის მიხედვით განისაზღვრება გაზსადენის საანგარიშო კედლის სისქე ASME 31.8 სტანდარტის მიხედვით (იხ. ზემოთ) ან ფორმულით:

$$t = \frac{n_p \cdot p \cdot D}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot p)},$$

სადაც  $D$  არის მილსადენის სტანდარტული გარე დიამეტრი;  $n_p = 1,1$  – საიმედოობის კოეფიციენტი. კედლის სისქის გაანგარიშებული მნიშვნელობა მრგვალდება მეტობით სტანდარტულ სიდიდემდე.

ცხრილი 2.13. გაზსადენის დიამეტრის საორიენტაციო მნიშვნელობები  
( $L = 100$ კმ,  $E = 0,95$ , ჰორიზონტალური რელიეფი)

DN , მმ	წლიური მწარმოებლურობა $Q_{av}$ , მლრდ.მ <sup>3</sup> /წ	
	$P_{dis} = 5,6$ მგპა $P_{suc} = 3,8$ მგპა	$P_{dis} = 7,5$ მგპა $P_{suc} = 5,2$ მგპა
200 <sup>280</sup>	0,27	0,36
300	0,46	0,65
400	1,0	1,5
500	1,6	2,7
700	4,0	6,0
1000	8,7	14,0
1200	13,3	22,0
1400	20,2	32,0

გაზსადენის ხაზური უბნის საშუალო წნევის  $p = p_{av}$  სიდიდისათვის განისაზღვრება დაყვანილი ტემპერატურა  $T_{red}$  და დაყვანილი წნევა  $p_{red}$ , გამოითვლება კუმშვადობის კოეფიციენტი  $z_{av}$ , გაზის დინამიკური სიბლანტე  $\mu$ , განისაზღვრება რეინოლდსის რიცხვი Re და ჰიდრავლიკური წინააღობის კოეფიციენტი  $\lambda$ .

შეირჩევა საშუალო ტემპერატურის საორიენტაციო მნიშვნელობა

$$T_{av} = 0,5 \cdot (T_s + T_{en}),$$

სადაც  $T_s$  არის გაზის საწყისი ტემპერატურა უბნის დასაწყისში (პირველი მიახლოებით აიღება  $T_s = 293 \dots 303$  K (20...30°C));  $T_{en}$  – გარემოს ტემპერატურა გაზსადენის ღერძის დონეზე.

განისაზღვრება წნევა გაზსადენის დასაწყისსა და ბოლოში  $p_s = p_{dis} - \Delta p_{dis}$  ;  
 $p_e = p_{suc} - \Delta p_{suc}$

საკომპრესორო სადგურებს შორის საშუალო საორიენტაციო მანძილი და სადგურების რაოდენობა განისაზღვრება ფორმულებით:

$$L = \frac{K^2 \cdot D^5 \cdot (p_s^2 - p_e^2)}{Q^2 \cdot \lambda \cdot z_{av} \cdot \Delta \cdot T_{av}} .$$

$$n_0 = \frac{L_{gen}}{L}$$

<sup>280</sup> 200, 300 და 400 მმ-იანი მილსადენებისათვის  $L = 125$ კმ,  $E = 1,0$

$n_0$  მრგვალდება მეტობით მთელ სიდიდემდე და ზუსტდება მანძილი საკომპრესორო სადგურებს შორის

$$L = \frac{L_{gen}}{n_{com.st}} .$$

საკომპრესორო სადგურის მუშაობის რეჟიმის განსაზღვრის მიზნით:

- განისაზღვრება წნევისა და ტემპერატურის სიდიდეები კომპრესორის შესასვლელში და გაზის კუმშვადობის კოეფიციენტი  $z_{suc}$ ;
- განისაზღვრება გაზის სიმკვრივე  $\rho_{suc}$  და დამჭირხნის მწარმოებლობა შეწოვის პირობებისათვის  $Q_{suc}$ ;
- განისაზღვრება წნევის აწევის საჭირო ხარისხი  $\varepsilon$ ;
- განისაზღვრება  $Q_{red}$ ,  $\eta_{pol}$  და  $N_i$  კომპრესორის უნივერსალური დაყვანილი მახასიათებლიდან;
- განისაზღვრება სიმძლავრე ამძრავის ქუროზე  $N_m$ ;
- გამოითვლება საკომპრესორო დანადგარის სიმძლავრე  $N_n$ :

$$N_n = N_m^n \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot \left( 1 - k_7 \cdot \frac{T - T^n}{T} \right) \cdot \frac{p_a}{0,1013} ,$$

სადაც  $N_m^n$  არის დანადგარის ნომინალური სიმძლავრე;  $k_4$  – ტექნიკური მდგომარეობის კოეფიციენტი სიმძლავრის მიხედვით;  $k_5$  – კოეფიციენტი, რომელიც ითვალისწინებს შემოყინვის საწინააღმდეგო სისტემის გავლენას (გათიშული სისტემისათვის  $k_5 = 1$ );  $k_6$  – კოეფიციენტი, რომელიც ითვალისწინებს სითბოს უტილიზაციის სისტემის გავლენას;  $k_7$  – კოეფიციენტი, რომელიც ითვალისწინებს ატმოსფერული ჰაერის გავლენას დანადგარის სიმძლავრეზე;  $T$ ,  $T^n$  – ჰაერის ფაქტობრივი და ნომინალური ტემპერატურა, შესაბამისად.  $N_m^n, k_4, k_5, k_6, k_7$ ,  $T^n$  სიდიდეები აიღება საცნობარო ლიტერატურიდან.  $N_m$  და  $N_m^n$  სიდიდეების შედარებით ამოწმებენ სავალდებულო პირობას:  $N_m \leq N_m^n$ .

### 2.12.5 მილსადენების მშენებლობა

მაგისტრალური მილსადენის მშენებლობის პროექტის რეალიზაცია ხორციელდება შემდეგი თანამიმდევრობით: დიზაინი (დაპროექტება), მშენებლობის ნებართვისა და სამშენებლო დერეფანზე უფლების მიღება, მილსადენების სახაზო ნაწილის, სატუმბი (საკომპრესორო) სადგურებისა და ფასონური ნაწილების მონტაჟი და გამოცდა.



მაგისტრალური მილსადენების მშენებელი კომპანია შეირჩევა საკონკურსო წესით, სამუშაოს შესრულებაზე სატენდერო წინადადებების წარსადგენად მიწვეული კონტრაქტორების განაცხადების განხილვის საფუძველზე.

**მილსადენების მშენებლობა ხმელეთზე** ხორციელდება სპეციალური სამშენებლო ტექნიკის გამოყენებით, როგორებიცაა: ბულდოზერები, მილჩამწყობები, ტრანშეის სათხრელი, ნიადაგის უკუჩაყრისა და მიწის სატკეპნი მანქანები, შედუღების მოწყობილობის კომპლექტები, შედუღების ნაკერების ხარისხის, საიზოლაციო და შემდგომი დანაფარის მთლიანობის შემოწმების ტექნიკა. მილები ობიექტზე მიეწოდება და განაწილდება სამშენებლო დერეფნის გასწვრივ სპეციალურად აღჭურვილი სატრანსპორტო საშუალებების გამოყენებით.

მილსადენის ხმელეთზე მშენებლობის დროს მნიშვნელოვანი პრობლემასამშენებლო დერეფნისა და მშენებლობისა და ექსპლუატაციისთვის საჭირო ნებართვების მოპოვება. ნებართვები საჭიროა საავტომობილო გზებისა და რკინიგზების, ხაზოვანი ინფრასტრუქტურული ნაგებობების, წყლის არტერიების, სახელმწიფო და კერძო საკუთრებაში არსებული მიწების, ცხოველთა კვებისა და გამრავლების ადგილების, ნაკრძალების გადაკვეთისათვის. მილსადენის პროექტების უმრავლესობისთვის, ასევე, უნდა მომზადდეს გარემოზე ზემოქმედების შეფასება (გზშ) და მასთან დაკავშირებული სხვა, მათ შორის გარემოზე მავნე ზემოქმედების შეზღუდვის უზრუნველყოფის ღონისძიებების დაგეგმვის, დოკუმენტები. ასეთ დოკუმენტებს მიეკუთვნება: ატმოსფეროში მავნე ნივთიერებების გაფრქვევის შემზღუდავი ნორმები, განსახლების სამოქმედო გეგმა, გარემოსდაცვითი მართვის გეგმები.

მილსადენების მშენებლობის პროცესი მოიცავს შემდეგ ძირითად ოპერაციებს:<sup>281</sup>

1. სამშენებლო დერეფნის გაწმენდა და პროფილირება;
2. თხრილის (ტრანშეის) მომზადება (გათხრა და ძირის მოსწორება);
3. მილების ტრანსპორტირება-განაწილება სამშენებლო დერეფნის გასწვრივ;
4. მილის კვანძების მომზადება (მოლუნვა, პირაპირების მომზადება, თერმული დამუშავება) და შედუღება, შენადული ნაკერის გამოცდა და შეკეთება (საჭიროების შემთხვევაში);
5. მილის შენადული ბოლოების გარე ზედაპირის დაფარვა საიზოლაციო მასალით. კოროზიის საწინააღმდეგო შეფუთვის ინსპექტირება და შეკეთება (საჭიროების შემთხვევაში);
6. მილსადენის შედუღებული სექციების მომზადება;

---

<sup>281</sup> ძირითადად გამოყენებულია ფოტოები საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის ფონდიდან, აგრეთვე წყაროებიდან: World Pipelines, October 2010; FracTracker Alliance, Oil and Gas Pipeline Construction, Step by Step Guide, 2016 (Photos: Bill Hughes & Sierra Shamer); Pipeline International, September, 2009

7. მილსადენის ჩალაგება თხრილში;
8. თხრილის შევსება (გრუნტის უკუჩაყრა); მილსადენის გამოცდა; მილსადენის მომზადება ექსპლუატაციისათვის (გაწმენდა და გაშრობა);
9. სამშენებლო დერეფნის რეკულტივაცია.



მილსადენების მშენებლობის ძირითადი ოპერაციები

უშუალოდ მილსადენის სამშენებლო სამუშაოების დაწყებამდე მიმდინარეობს დერეფნის გაწმენდა და მოსწორება, ეროზიისაგან დაცვისა და სამშენებლო მოედნების შემოღობვისა და სხვა მოსამზადებელი სამუშაოები. სამუშაო ზოლი გაიწმინდება ნარგავებისა და ნებისმიერი ნარჩენებისგან, მოხდება მისი პროფილირება. ამ სამუშაოების შესასრულებლად გამოიყენება მძიმე მიწის-მთხრელი და სამშენებლო ტექნიკა (ბულდოზერები, გრეიდერები და სხვა).

მილსადენის ტრანშეა (თხრილი) კეთდება სამშენებლო დერეფნის ერთ-ერთ მხარეს, რათა მეორე მხარეზე საკმარისი ადგილი დარჩეს ტექნიკის გადაადგილებისა და სამშენებლო ოპერაციებისათვის. ტრანშეიდან ამოღებული ნიადაგის ნაყოფიერი ფენა და მინერალური გრუნტი დასაწყობდება ცალკე-ცალკე. თხრილის მომზადება მოიცავს გათხრისა და თხრილის ძირის მოსწორების ოპერაციებს. მსუბუქ და ნაკლები სიმტკიცის გრუნტებში ჩვეულებრივი მიწისმთხრელი ტექნიკა, კერძოდ, როტორული ან ჩამჩიანი ექსკავატორი გამოიყენება. კლდოვანი ქანების შემთხვევაში იყენებენ ბურღვა-ფეთქით სამუშაოებს ან ექსკავატორის ისარზე

დამაგრებულ სანგრევ ჩაქუჩს. თხრილიდან ამოღებული ნიადაგის ნაყოფიერი ფენა და მინერალური გრუნტი საწყობდება ცალკე-ცალკე.



თხრილის მომზადება კლდოვან გრუნტში

თხრილის მომზადების შემდეგ მიწები ტრანსპორტირდება და ნაწილდება სამშენებლო ზოლის გასწვრივ. მიწები მიეწოდება სპეციალურად მოწყობილი სატვირთო მანქანებითა და პლატფორმებით. ზოგ შემთხვევაში მილი ობიექტზე მიაქვთ უკვე ორი კვანძისგან, სტაციონალურ ბაზაზე შედუღებული მონაკვეთის სახით, რაც სავსე პირობებში დროის დაზოგვის საშუალებას იძლევა. საჭიროების შემთხვევაში, ასევე, მილის ცალკეულ კვანძებს ღუნავენ საჭირო კუთხითა და სიმრუდის რადიუსით, სპეციალური მილსაღუნი დანადგარის გამოყენებით.



მილების ტრანსპორტირება<sup>282</sup>

შემდეგ ეტაპზე იწყება მილების მომზადება შედუღებისათვის და თვით შედუღების ოპერაციები. შესადუღებლად მიწები განთავსდება ტრანშის თავზე და პირაპირები გაუსწორდება ერთმანეთს სპეციალური მაცენტრებელი

<sup>282</sup> Chris Schlueter, BP in Georgia, GOGIE, Tbilisi, 2016



მოწყობილობის გამოყენებით. მილსადენის შესადუღებლად გამოიყენება ხელის ან ავტომატური ელექტროშედულების მოწყობილობა. მილსადენის ყოველ მონაკვეთზე ერთდროულად რამდენიმე შემდუღებელი და შედუღების აგრეგატი მუშაობს. შემდეგ შენადული ნაკერები სუფთავდება ქვიშის ნაკადით და იფარება კოროზიის საწინააღმდეგო ნივთიერებით გაჟღენთილი ლენტით. რენტგენის სხივებით შედუღების ნაკერების ხარისხის შემოწმების შემდეგ მილსადენის გადაბმული სექციები მზადაა თხრილში განსათავსებლად (იხ. პოზიცია მე-6 ნახაზზე).

ცალკეული მილების შედუღებისა და ანტიკოროზიული დამცავი ფენის დატანის შემდეგ, როცა უკვე მომზადებულია უწყვეტი მილსადენის ცალკეული მონაკვეთები, მილჩამწყობების საშუალებებით იწყება მათი თანდათანობით ჩალაგება ტრანშეის ფსკერზე. კლდოვან გრუნტში ან მყარ ქანებში საჭიროა წვრილმარცვლოვანი გრუნტის დაახლოებით 200 მმ-იანი ფენის მოწყობა ტრანშეის ფსკერზე, ზოგჯერ კი მილის გარშემოც, მილსადენის ჩალაგებამდე, რაც იცავს მილის იზოლაციას დაზიანებისაგან.

შემდეგი ეტაპია თხრილის შევსება (გრუნტის უკუჩაყრა). თხრილის ზედა ნაწილი ივსება ტრანშეიდან ამოღებული მინერალური გრუნტით ბულდოზერის, შნეკური მიწისმთხრელი მანქანის ან ექსკავატორის გამოყენებით. უკუჩაყრილი მასალა იტკეპნება საჭირო სიმკვრივის მისაღებად. გრუნტის ზემოდან ათავსებენ ცალკე დასაწყობებული ნიადაგის ნაყოფიერი ფენის დაახლოებით 200 მმ-იან ფენას.

თხრილის შევსებისა და დამცავი ნაგებობების (ღონისძიებების) მოწყობის შემდეგი ეტაპია ცალკეული სექციების საბოლოო, დამაკავშირებელი შედუღება, უმაღლესი კვალიფიკაციის შემდუღებელთა გუნდის მიერ, რომლის წევრებსაც საგანგებო მომზადება აქვთ გავლილი. ამის შემდეგ ტარდება მილსადენის ჰიდრავლიკური (ან პნევმატური) გამოცდა და მომზადება ექსპლუატაციისთვის (გაწმენდა და გაშრობა).



მილშიგა სიდრუსის გამწმენდი მოწყობილობა<sup>283</sup>

<sup>283</sup> Internal Inspection of Pipelines, STATOIL Presentation, 18.04.2013.

მშენებლობის დამამთავრებელ ეტაპზე ხდება სამშენებლო დერეფნის გაწმენდა და რეკულტივაცია, მონტაჟდება მილსადენების ელექტრო-ქიმიური კოროზიისაგან დამცავი სისტემები და მიწისზედა მანიშნებელი მარკერები. მილსადენის მშენებლობის ციკლი სრულდება ნიადაგის აღდგენითი სამუშაოებით, რაც მოიცავს ტრანშეის (აგრეთვე მშენებლობის დროს დაკავებული სხვა ფართობების) ზედაპირის მოსწორებას და მცენარეული საფარით დათესვას.



ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის ნავთობსადენის და სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის საქართველოს მონაკვეთების სამშენებლო დერეფანი რეკულტივაციის შემდეგ<sup>284</sup>

სწორხაზოვანი უბნების მონტაჟის პარალელურად მიმდინარეობს მილსადენების ტრასის გასწვრივ არსებული გზების, მაგისტრალების, რკინიგზის, ტელესაკომუნიკაციო საშუალებების, ხევების, მდინარეებისა და ჭარბტენიანი ტერიტორიების, აგრეთვე მჭიდროდ დასახლებული ქალაქებისა და სოფლების მიწისქვეშა გადაკვეთებისა და/ან საჰაერო გადასასვლელების მშენებლობა.

დაბრკოლებების გადასაკვეთად გამოიყენება სხვადასხვა ტექნოლოგიური გადაწყვეტა და სამშენებლო ტექნიკა, გადაკვეთის სიგრძის, დაბრკოლების გეომეტრიული ზომებისა და მოქმედი რეგლამენტის მოთხოვნების გათვალისწინებით.

საჰაერო გადასასვლელები ყველაზე ეკონომიური, მარტივად და სწრაფად მოსაწყობი საშუალებაა ღრმა ხევების, ხეობების, პატარა მდინარეების, არხებისა და

<sup>284</sup>Neil Dunn, BP's Energy Infrastructure Projects in Georgia, Presentation at Int. conference GIOGIE, Tbilisi, 2013.

ნაკადულების გადასაკვეთად. კონსტრუქციის მიხედვით საჰაერო გადასასვლელები შეიძლება იყოს ერთ-, ორ- ან მრავალმალიანი კოჭური, კიდული და თაღოვანი.

კოჭური გადასასვლელები ეწყობა 30-40 მ-მდე სიგრძის მალეებით, ჩვეულებრივ, შუალედი ბურჯების გამოყენების გარეშე, მდგრად ქანებში მცირე სიგანის დაბრკოლებების გადასაკვეთად. მალის დიდი სიგრძის შემთხვევაში აწყობენ რკინაბეტონის ან ლითონის საშუალო საყრდენებს. კიდული ხიდები და ე.წ. ვანტური გადასასვლელები გამოიყენება არამდგრადნაპირიანი, მთის მდინარეებისა და ხეობების გადასაკვეთად, როცა კალაპოტში შეუძლებელია საშუალო საყრდენების მოწყობა. თაღოვანი გადასასვლელები გამოიყენება დიდი სანაოსნო მდინარეებისა და არხების გადაკვეთების მოსაწყობად.



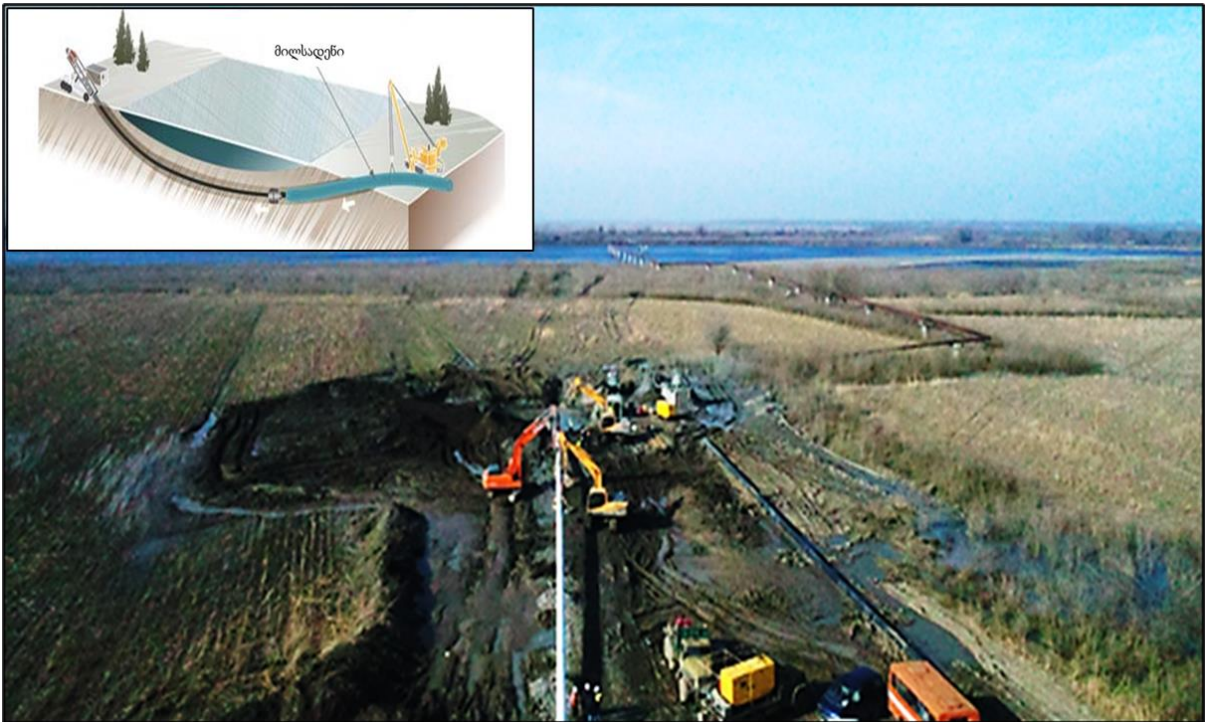
მდინარე რიონის საჰაერო გადასასვლელის მშენებლობა მცურავი საშუალებების გამოყენებით





ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენის საჰაერო ვანტური გადასასვლელი მდინარე ყუროზე

განსაკუთრებით ფართოკალაპოტიანი მდინარეების გადასაკვეთად ფართოდ არის გავრცელებული მილსადენების მიწისქვეშა (ფსკერქვეშა) გადასასვლელების მოწყობა დახრილ-მიმართული ბურღვის ტექნოლოგიის გამოყენებით. გადაკვეთის ამ ტექნოლოგიას გარკვეულ პირობებში რიგი უპირატესობები აქვს, მათ შორის მინიმალური ზემოქმედება გარემოზე.



მდინარე რიონის გადასასვლელის მშენებლობა ჰორიზონალურ-მიმართული ბურღვის (HDD) გამოყენებით



ავტოსატრანსპორტო მაგისტრალის კვეთა საბურღი დანადგარის გამოყენებით

მილსადენის მიწისზედა განლაგება ძირითადად მუდმივი გამყინვარების ზონებში გამოიყენება. ჭაობებში ამ მეთოდის გამოყენება შეზღუდულია დიდი დიამეტრის მილსადენებისათვის, რადგან საყრდენები რთულად დასამონტაჟებელი, ჭარბ ლითონშემცველი და ძვირადღირებული კონსტრუქციებია. მიწისზედა განლაგების დროს აუცილებლად უნდა იყოს გათვალისწინებული მილსადენის ტემპერატურული კომპენსატორების მოწყობაც, რაც მნიშვნელოვან სირთულეებთანაა დაკავშირებული მილსადენების ექსპლუატაციის დროს.



მილსადენის მიწისზედა განლაგება არქტიკულ ზონაში<sup>285</sup>

<sup>285</sup> Source: [www.AlaskaStock.com](http://www.AlaskaStock.com).



გზების გადაკვეთა შეიძლება მიწისქვეშა ან მიწისზედა გადასასვლელის გამოყენებით. პრაქტიკაში ძირითადად გამოყენებულია მიწისქვეშა გადასასვლელი, გარდა იმ შემთხვევებისა, როდესაც გადაკვეთა განლაგებულია დეფორმაციასაშემ არამდგრად გრუნტებში, ჭაობებსა ან მუდმივი გამყინვარების ზონაში.

მიწისქვეშა საინჟინრო კომუნიკაციების: ნავთობ-, ნავთობპროდუქტ- და გაზსადენების, აგრეთვე წყალსადენის, სანიაღვრე და საკანალიზაციო მილსადენებისა და კომუნიკაციების, ძალოვანი და კავშირგაბმულობის კაბელების, სხვა ხაზოვანი საინჟინრო ნაგებობების გადაკვეთა ხორციელდება რეგლამენტით განსაზღვრული შეზღუდვების გათვალისწინებით მომზადებული პროექტების მიხედვით.

კომუნიკაციების დაზიანებისა და მუშაობის შეფერხების თავიდან ასაცილებლად გადაკვეთები ეწყობა დაინტერესებულ მხარეებთან ტრასისა და მშენებლობის დროის წინასწარ შეთანხმების შემდეგ.

მილსადენის ნიადაგის ეროზიის, წყალდიდობის, ქანების ჩამონაშალისა და მაგისტრალზე სახიფათო ზემოქმედების სხვა პოტენციური მოვლენებისაგან დასაცავად შენდება ნაპირსამაგრი და სხვა დამცავი ნაგებობები.



ეროზიის საწინააღმდეგო ქვაყრილი გარდაბანი-ნავთლუღის მაგისტრალურ გაზსადენზე





ნაპირდაცვითი ნაგებობები ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალურ  
გაზსადენზე

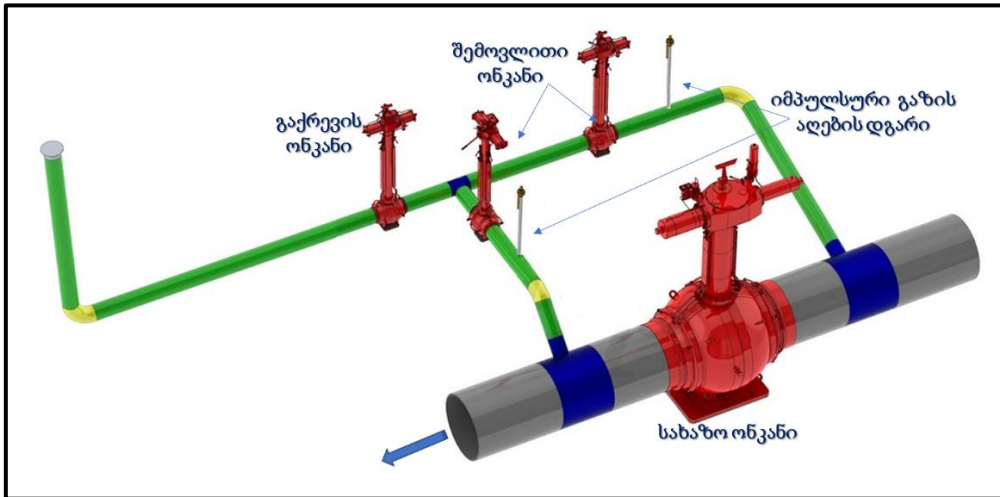
ტრასის დასაწყისში და სხვადასხვა წერტილში დამატებით მონტაჟდება სახაზო  
ონკანების კვანძები და განმტვირთავი სარქველები, რომელთა გამოყენებით  
შესაძლებელია მილსადენის ცალკეული მონაკვეთების იზოლირება საავარიო  
სიტუაციაში და/ან მილსადენის მომსახურების მიზნით.



ონკანების ტრანსპორტირება<sup>286</sup>

<sup>286</sup> FracTracker Alliance, Oil and Gas Pipeline Construction, Step by Step Guide, 2016 (Photo: Bill Hughes & Sierra Shamer)





ნახაზი 2.43. სახაზე ონკანის სამონტაჟო სქემა<sup>287</sup>

მშენებლობის ყველა ტექნოლოგიური ოპერაციის დასრულების შემდეგ ხდება მაგისტრალური მილსადენის შეჭრა საწყის (ნაკადის მიწოდების) და მიმღებ კვანძებთან (სატუმბო ან საკომპრესორე სადგურები, არსებული მილსადენები, წნევის მარეგულირებელი მოწყობილობა, გაზომვისა და აღრიცხვის კვანძები, ტერმინალები და საცავები და ა.შ.), რომელთა მშენებლობა, როგორც წესი, მილსადენის მშენებლობის პარალელურად მიმდინარეობს.



საონკანე კვანძი მაგისტრალურ გაზსადენზე

**საზღვაო წყალქვეშა (ოფშორული) მილსადენების მშენებლობის ტექნოლოგია** განსხვავებულია გარემო პირობებისა და მონტაჟის თავისებურებების გამო. ოფშორული მილსადენები ექვემდებარება ძალიან მაღალ დამაბულობას, რომელიც გამოწვეულია წყლის ღრმა ფენის ჰიდროსტატიკური დაწნევის ზემოქმედებით. თანამედროვე ტექნოლოგიები და გაუმჯობესებული მშენებლობის მეთოდები

<sup>287</sup> წყარო: საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების ავტომატიზირებული მართვის სისტემები, ოთარ ნალჩევანიძის სამაგისტრო ნაშრომის პრეზენტაცია, სტუ, 2015



საშუალებას იძლევა, გაიზარდოს ოფშორული მილსადენების დიამეტრი 800 მმ-მდე, ხოლო განლაგების სიღრმე წყლის სარკიდან 2000-2500 მ სიღრმემდე.

ოფშორულ მილსადენები პროექტდება კედლის სისტემით, რომელიც საკმარისი იქნება მაღალი შიგა მუშა წნევისა და გარეგანი ღუნვისა და წყლის ჰიდროსტატიკური დაწნევით გამოწვეული მკუმშავი დამაბულობის პირობებში ოპერირებისათვის. კედლის გაზრდილი სისტემა უზრუნველყოფს მცირე დიამეტრის მილსადენის მდგრადობას წყლის ფსკერზე. დიდი დიამეტრის მილსადენების ატივინარების პრევენციის მიზნით კი, როგორც წესი, გამოიყენება დამამძიმებელი ბეტონის დანაფარი. ოფშორული სისტემებისათვის, როგორც წესი, გამოიყენება API 5L Grade X65 და უფრო მაღალი სიმტკიცის ფოლადის მილები.



მილსადენი მამძიმებელი საფარით<sup>288</sup>

ოფშორული მილსადენები შენდება სპეციალური ბარჟების ან გემების გამოყენებით. მშენებლობის პროცესის ყველა ოპერაცია - მილების მომზადება, შედუღება, იზოლაციით დაფარვა, შემოწმება და წყალში ჩაშვება - მცურავი საშუალების ბორტიდან წარმოებს.

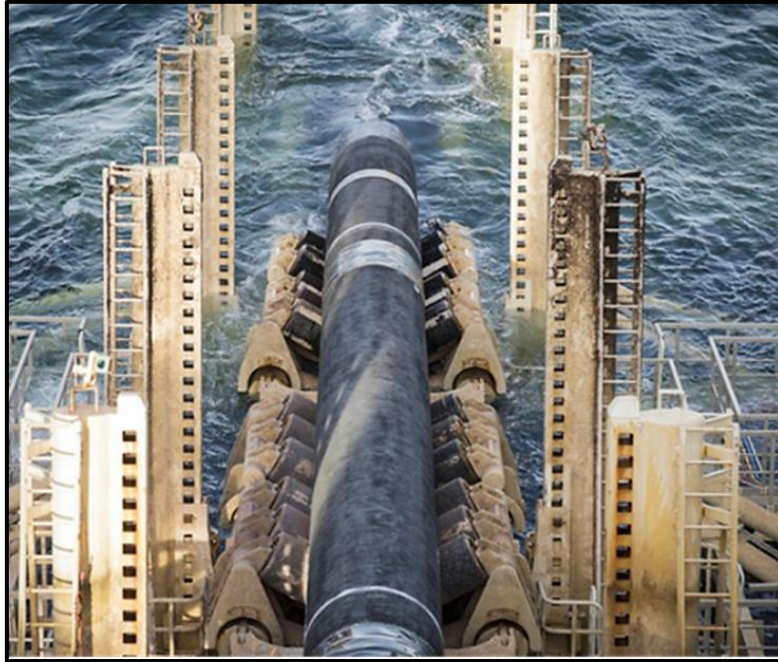


მილჩამწყობი ბარჟა "Saipem, 7000J"<sup>289</sup>

<sup>288</sup> Alexander Plavin, Moscow Pipe-Coating Plant OJSC, Ballast pipelines SVAP LLC, WWW.MOSTZK.RU, June 2014

<sup>289</sup> Roberto Pirani, Giorgi Vashakmadze, Project development by the White Stream Consortium, Presentation at Int. Conference GIOGIE, Tbilisi, 2010

მილი ბორტის უკანა მხრიდან, დინამიკური პოზიციონერების დახვეწილი სისტემის გამოყენებით ჩაეშვება. ღრმა წყლებში ჩაშვებისას მილი იღებს J-ის მაგვარ ფორმას. ზღვის ფსკერზე ღუზების დაჭიმულობის რეგულირებით ბარჟა გადაადგილდება და მილი ჰორიზონტალურ ფორმას იღებს.



ღრმაწყლიანი ოფშორული მილსადენის მონტაჟი<sup>290</sup>

ჩაშვების პროცესში მილები მნიშვნელოვან მღუნავ დამაბულობას ექვემდებარება, რაც გამოწვეულია თვით მილსადენის წონით, გაღუნვით, ბარჟის (გემის) მოძრაობის სიჩქარით, ზღვის ტალღებით, ჩალაგების სიღრმითა და სხვა ზემოქმედი ფაქტორებით, რაც აუცილებლად უნდა იქნეს გათვალისწინებული პროექტირების დროს.

მილის ფსკერზე დამაგრების მიზნით მას აღრმავებენ საზღვაო გუთნის ან მაღალსიჩქარიანი წყლის ნაკადის (ეჟექტორის) მეშვეობით მომზადებულ ტრანშეაში. თხელ წყლებში, 20-25 მეტრ სიღრმემდე, ტრანშეის მოწყობა შესაძლებელია მცურავი მიწასაწოვი დანადგარის გამოყენებით. სავალდებულო მიღზედა ნაყარის სიმაღლე, აშშ-ის რეგულაციის მიხედვით, 65 მ-მდე (200 ფუტამდე) წყლის სიღრმის შემთხვევაში, აიღება დაახლოებით 90 სმ-ის (36 დიუმის) ტოლი. უფრო ღრმა წყალში ნაყარის მოწყობა საჭირო არაა.<sup>291</sup>

<sup>290</sup> წყარო: Commersant.ge, 17.09.2021

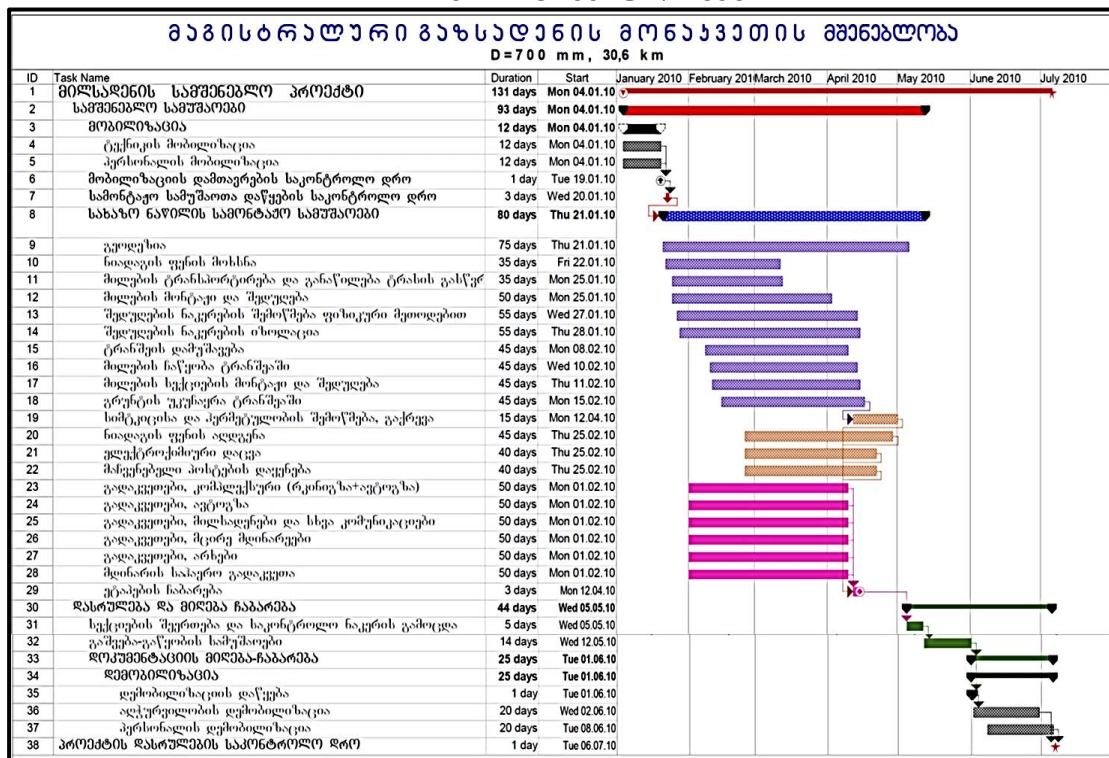
<sup>291</sup> Pipelines, Society of Petroleum Engineers (SPE), PetroWiki, Pipelines, <https://petrowiki.spe.org>, Last edited: June, 2015

სამშენებლო პროექტის რაციონალური დაგეგმვა მაგისტრალური მილსადენის მშენებლობის პროექტის წარმატებული რეალიზაციის ერთ-ერთი აუცილებელი წინაპირობაა.

პროექტის რეალიზაციის გეგმა-გრაფიკი, როგორც წესი, მოიცავს შემდეგ ძირითად ეტაპებს: დაპროექტება (საინჟინრო-გეოლოგიური კვლევები, ტექნოლოგიური ნაწილი, დიზაინი), გარემოსდაცვითი და სხვა ნებართვები (გაცნობითი სამუშაოები, სკოუპინგის ანგარიშის მომზადება, გარემოზე ზემოქმედების შესწავლის ანგარიშის წარდგენა და ნებართვების მოპოვება), მასალებისა და მომსახურების შესყიდვა (სატენდერო დოკუმენტების მომზადება, ტენდერი კონტრაქტორ(ებ)ის შესარჩევად), მასალებისა და მომსახურების მოწოდება (მასალების მოწოდება, სამშენებლო სამუშაოები).

უშუალოდ სამშენებლო სამუშაოების საანგარიშო ხანგრძლივობის დადგენის მიზნით სარგებლობენ სამშენებლო ნორმებითა და წესებით,<sup>292</sup> რომელთა ბაზად აღებულია მილსადენის სტანდარტული სიგრძე და ასაშენებლად საჭირო ნორმატიული დრო. პროექტის რეალიზაციის დრო დაზუსტდება და შეთანხმდება ტენდერში გამარჯვებული მშენებელი კონტრაქტორის მიერ წარმოდგენილი მასალების საფუძველზე, მისი ტექნიკური და ადამიანური რესურსების, აგრეთვე სამშენებლო რეგიონის სპეციფიკური პირობების გათვალისწინებით.

ცხრილი 2.14. მაგისტრალური მილსადენის მონაკვეთის სამშენებლო ოპერაციების გამარტივებული გეგმა



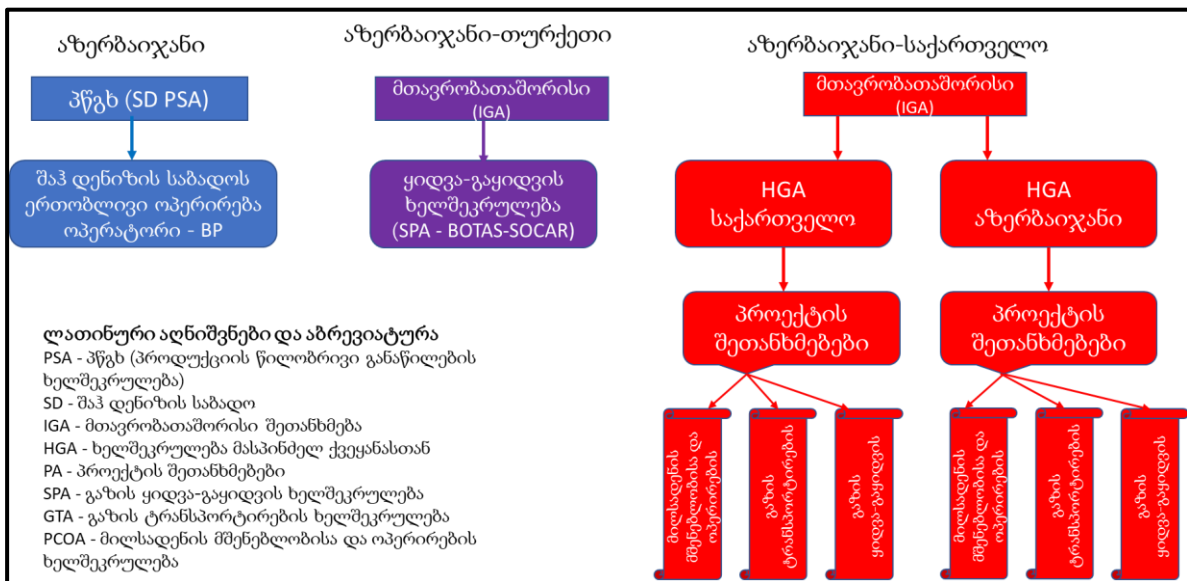
<sup>292</sup> СНиП 1.04.03-85\*, Часть II. НОРМЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЗАДЕЛА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРЕДПРИЯТИЙ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ.



### 2.13. ნავთობ- და გაზსადენების მშენებლობასა და ექსპლუატაციასთან დაკავშირებული საკონტრაქტო ურთიერთობები

ზოგადად, აპსტრიმის პროექტების ხელშეკრულებებისაგან განსხვავებით, ტრანსსასაზღვრო მილსადენებთან დაკავშირებული პროექტების საქმიანი გარიგებების ფორმასა და შინაარსზე ზეგავლენას ახდენს საერთაშორისო კანონმდებლობიდან გამომდინარე დამატებითი მოთხოვნები ზენაციონალური და ეროვნული სამართლებრივი ჩარჩოების გათვალისწინებით.<sup>293</sup>

ტრანსსასაზღვრო მილსადენების პროექტებთან დაკავშირებული მთავარი სამართლებრივი დოკუმენტებია მთავრობათაშორისი შეთანხმება (IGA) და ხელშეკრულება მასპინძელი ქვეყნის მთავრობასთან (HGA), რომლებიც უზრუნველყოფს შეთანხმებებით განსაზღვრულ მხარდაჭერასა და მავალდებულებელი ფუნქციებისა და უფლებების განაწილებას მომლაპარაკებელ მხარეებს შორის მილსადენის პროექტის ინიცირება-განვითარების, მშენებლობისა და შემდგომი ექსპლუატაციის პროცესში. გარდა აღნიშნულისა, პროექტთან დაკავშირებული შეთანხმებები (PA) შეიძლება წარმოდგენილი იყოს მილსადენის მშენებლობისა და ოპერირების (PCOA), ყიდვა-გაყიდვისა (SPA) და ტრანსპორტირების (GTA), აგრეთვე სხვა საჭირო ხელშეკრულებებით, რომლებიც მოიცავს ღირებულებათა ჯაჭვის უკლებლივ ყველა რგოლს გაზის (ნავთობის) მოპოვებიდან მოხმარებამდე.



ნახაზი 2.44. სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან დაკავშირებული ხელშეკრულებები

ზოგადად, მთავრობათაშორისი შეთანხმება (IGA) წარმოადგენს შეთანხმებას ორი ან მეტი ქვეყნის მთავრობას შორის, რომელიც გამიზნული ორმხრივ (მრავალმხრივ) სასარგებლო მიზნის მისაღწევად ან საერთო პრობლემის გადასაჭრელად.

<sup>293</sup> Типовое межправительственное соглашение и типовое соглашение с правительством принимающей страны для трансграничных трубопроводов. Секретариат Энергетической Хартии

სამთავრობათაშორისო შეთანხმებები შეიძლება დაიდოს მთავრობებს ან მათ მიერ ავტორიზებულ ერთეულებს შორის.

ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში სამთავრობათაშორისო შეთანხმება წარმოადგენს საერთაშორისო ჩარჩო შეთანხმებას/ხელშეკრულებას იმ სახელმწიფოებს შორის, რომელთა ტერიტორიებზეც იგეგმება განსაზღვრული მილსადენის სისტემის მშენებლობა და ექსპლუატაცია.<sup>294</sup> როგორც წესი, ასეთი სამთავრობათაშორისო შეთანხმებები იდება უვადოდ ან ხანგრძლივი ვადით. ნორმატიული აქტების იერარქიაში კი მათ უპირატესი ძალა ენიჭებათ შიდა-სახელმწიფოებრივ კანონმდებლობასთან (კონსტიტუციის, კონსტიტუციური ან/და ორგანული კანონების გამოკლებით) მიმართებით.

IGA-ის მიხედვით იდენტიფიცირებული საბაზისო პირობების, პრინციპებისა თუ მიდგომების (როგორც წესი, ასეთი საბაზისო პირობები უფრო მეტად შეეხება პროექტის რეალიზაციის იურიდიულ ასპექტებს, უფლებამოსილებებისა და ვალდებულებების გამიჯვნას, აგრეთვე ფუძემდებლურ კომერციულ პირობებს) საფუძველზე იდება ხელშეკრულება მასპინძელი (ან ტერიტორიის მფლობელი) ქვეყნის მთავრობასა და ინვესტორს<sup>295</sup> შორის, რომელიც არეგულირებს მხარეების უფლებებსა და მოვალეობებს მულტინაციონალური კორპორაციის (MNC) მიერ ტრანსსასაზღვრო ნავთობ- ან გაზსადენის პროექტის განვითარებასთან, მშენებლობასა და ექსპლუატაციასთან დაკავშირებით. HGA წარმოადგენს მთავრობათაშორისი შეთანხმების განუყოფელ ნაწილს (თუმცა, ზოგ შემთხვევაში, შესაძლებელია გაფორმდეს ცალკე). როგორც IGA-ს ნაწილი, იგი სარგებლობს უპირატესი სამართლებრივი რეჟიმით საქართველოს კანონმდებლობასთან მიმართებით (გარდა საქართველოს კონსტიტუციისა) ამ ხელშეკრულებით გათვალისწინებული საქმიანობის განხორციელების დროს. HGA-ს გაფორმებას შეიძლება წინ უძღოდეს პროექტის წინასწარი ან სრული ტექნიკურ-ეკონომიკური კვლევის ჩატარება, მხარეთა მოლაპარაკებების ცალკეული თემების თაობაზე ურთიერთგაგების მემორანდუმების, დეკლარაციების ან/და შეხვედრის ოქმების შედგენა, შეთანხმება და ხელმოწერა.

ტიპური HGA შეიცავს შემდეგ ძირითად ნაწილებს:

- ხელშეკრულების ინტერპრეტაცია და გამოყენების ფარგლები;
- ხელმოწერ მხარეთა ვალდებულებები (საერთო და თითოეული მხარის ცალკ-ცალკე) და
- გადასახადები და დისკრიმინაციის პრევენცია.

გარდა ამისა, ხელშეკრულება განიხილავს კონფიდენციალურობის, ფორს-მაჟორული სიტუაციებიდან დაცვის, ინტელექტუალური საკუთრების დაცვის, ურთიერთანაზღაურების, (ვალდებულებების) აცილებაზე, კონკურენციასა და

<sup>294</sup> JSTOR, <https://www.jstor.org/stable>

<sup>295</sup> ნავთობ- და გაზსადენების პროექტებში ინვესტორები, როგორც წესი, წარმოდგენილია მულტინაციონალური კორპორაციებით



გამომძალველობაზე უარის თქმის, შეუთანხმებელი ცალმხრივი შეწყვეტისა და სხვა მნიშვნელოვან პუნქტებს.

მრავალი HGA შეიცავს ე.წ. „სტაბილიზაციის პუნქტს“, რომელიც უზრუნველყოფს იმ ფინანსური და პოლიტიკური რისკების შემცირებას, რომლებიც ინვესტორს შეიძლება წარმოექმნას ეროვნული კანონმდებლობის ცვლილებების შედეგად, ხელშეკრულების ხელმოწერის შემდეგ. ხელშეკრულების ამ პუნქტის შემოტანა აუცილებელია იმ ქვეყნებში, სადაც უცხოელი ინვესტორების უფლებები სხვაგვარად არ არის დაცული სამართლებრივი კუთხით (მაგ., არ მოქმედებს ორმხრივი საინვესტიციო ხელშეკრულება).

მასპინძელი ქვეყნის როლი და პასუხისმგებლობები, როგორც წესი, მოიცავს ვალდებულებას, უზრუნველყოს MNC-ის საჭაერო, სახმელეთო ან საზღვაო გადაზიდვით მოწოდებული ნებისმიერი ტვირთის განბაჟება ან სასაზღვრო პროცედურები პროექტთან დაკავშირებული პერსონალის შეუფერხებელი მიმოსვლისათვის. ასევე, ზოგჯერ მასპინძელი ქვეყანა სუბსიდირებას უწევს ტვირთის ტრანსპორტირების/ პერსონალის მოგზაურობის ხარჯებს ან სხვაგვარად უწყობს ხელს საბაჟო და საზღვრის გადაკვეთის პროცედურების გამარტივებას.

მასპინძელი ქვეყნის პოტენციური სარგებელი, მილსადენის მშენებლობასა და ექსპლუატაციასთან დაკავშირებულ კომერციული შემოსავლების გარდა, პროექტში დასაქმებისათვის ადგილობრივი პერსონალისათვის პრიორიტეტის მინიჭებაა, რაც შეიძლება უზრუნველყოფილ იქნეს MNC-ის დავალდებულებით შესაბამისი ტრენინგების ორგანიზაციის შესახებ, საუკეთესო საერთაშორისო პრაქტიკის უნარებისა და გამოცდილების გადაცემის მიზნით. მასპინძელი ქვეყნის სტრატეგია პროექტთან დაკავშირებულ საქმიანობასა და მენეჯერულ ოპერაციებში ადგილობრივი პერსონალის ჩართვის შესახებ, მისაღებია MNC-ისთვისაც, რაც დაკავშირებულია მოწვეული პერსონალის სამოგზაურო და განთავსების დანახარჯების მნიშვნელოვან დაზოგვასა და ენობრივ ბარიერებთან დაკავშირებულ უპირატესობებთან.

ინვესტორის ერთ-ერთ მნიშვნელოვანი ვალდებულებაა, უზრუნველყოს მილსადენის მშენებლობისა და ექსპლუატაციის პროცესში ეკოლოგიისა (იხ. დანართი) და უსაფრთხოების საერთაშორისოდ აღიარებული სტანდარტების დაცვა, ხელმისაწვდომი საუკეთესო პრაქტიკის გათვალისწინებით. თავის მხრივ, მასპინძელი ქვეყნის მთავრობა იღებს ვალდებულებებს და უზრუნველყოფს მათ შესრულებას სახელმწიფო ორგანოების მეშვეობით, კერძოდ:

- აცხადებს მილსადენის დერეფანს დაცულ ზონად ეროვნული კანონმდებლობით გათვალისწინებული პროცედურების დაცვით და უფლებას გასცემს ამ ზონაში ყოველგვარ მშენებლობაზე (მათ შორის საცხოვრებელი და სამეორნეო ნაგებობების, ხაზოვანი ნაგებობების, საავტომობილო გზებისა და რკონიგზების და სხვ.) მხოლოდ ინვესტორთან შეთანხმებით;
- უზრუნველყოფს, რომ მშენებარე ან მოქმედი მილსადენის დაცვის ზონაში არ

მიმდინარეობდეს შესაძლო დამაზიანებელი საქმიანობა (მაგ., ბურღვა-ფეთქებითი და ზოგიერთი სასოფლო-სამეურნეო სამუშაო);

- უზრუნველყოფს მილსადენისა და სამშენებლო დერეფნების დაცვის ან საკონსულტაციო ზონების სხვა შესაძლო დამაზიანებელი მოქმედებების პრევენციას (ამ მიზნით მასპინძელი ქვეყნის მთავრობა შეიმუშავებს და ამტკიცებს მარეგულირებელ სპეციალურ დოკუმენტს).<sup>296</sup>

ჩანართში მოცემულია საქართველოს (მასპინძელი ქვეყნის) მთავრობასა და აზერბაიჯანის საერთაშორისო კონსორციუმს (BP Exploration Ltd - ინგლისი, SOCAR - აზერბაიჯანი, TotalFinaElf - საფრანგეთი, LUKAgip - ნიდერლანდები), Statoil Azerbaijan - ნორვეგია, NICO - ირანი, TPAO - თურქეთი) დადებული ხელშეკრულების ძირითადი მუხლების სანიმუშო ჩამონათვალი.<sup>297</sup>

### **პროექტთან დაკავშირებული შეთანხმებები - PA**

IGA და HGA-ს საფუძველზე მომზადებული პროექტის მშენებლობის, ოპერირებისა და სხვა შეთანხმებები აერთიანებს როგორც ტექნიკურ და კომერციულ საკითხებს (სავალდებულო სიმძლავრე, პროექტის ხანგრძლივობა, მომსახურების ანაზღაურება და ფასების კორექტირება), ასევე რთულ სამართლებრივ ნიუანსებს, როგორებიცაა: მხარეებს შორის უფლებების, ვალდებულებებისა და პასუხისმგებლობების გადანაწილება, ფინანსური ნაკადების დაზღვევა, დავების გადაწყვეტა და შესაბამისი იურისდიქციის შერჩევა, საკუთრების უფლება, მისი გადაცემის ადგილი და პირობები და ა.შ.

ქვემოთ მოცემულია პროექტის ზოგიერთი ძირითადი შეთანხმების შინაარსსა და სტრუქტურასთან დაკავშირებული საკითხები.

### **მილსადენის მშენებლობის ხელშეკრულება**

ნავთობისა და გაზის ტრანსსასაზღვრო მილსადენების, აგრეთვე ქვეყნის შიგა მნიშვნელოვანი სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის სამშენებლო პროექტების (PCA) რეალიზაციის მიზნით, სადაც საჭიროა მაღალკვალიფიციური შრომისა და პროექტების მართვის მაღალეფექტური უნარების გამოყენება,<sup>298</sup> ხშირად ფორმდება საინჟინრო, შესყიდვების და სამშენებლო (EPC) კონტრაქტის სახით. აღსანიშნავია, რომ სამშენებლო პრაქტიკაში ფართოდ იყენებენ კონსულტანტი ინჟინრების საერთაშორისო ფედერაციის (FIDIC<sup>299</sup>) მიერ შემუშავებულ EPC კონტრაქტების სტანდარტიზებულ ფორმებს, როგორცაა, მაგალითად ვერცხლის (ოქროს,

<sup>296</sup> საქართველოს მთავრობის დადგენილება #106, 26.02. 2016 წ., „მაგისტრალური მილსადენების დაცვის წესისა და მათი დაცვის ზონების დადგენის შესახებ“

<sup>297</sup> BP, Host Government Agreement, <https://www.bp.com › dam › pdfs › gov-agreements>, Georgian HGA. doc, 2002

<sup>298</sup> What is an EPC firm in the Oil and Gas industry? - [www.Matrix Service.com](http://www.Matrix Service.com)

<sup>299</sup> FIDIC - 'Fédération Internationale des Ingénieurs - Conseils', რაც ფრანგულიდან ითარგმნება, როგორც კონსულტანტი ინჟინრების საერთაშორისო ფედერაცია (The International Federation of Consulting Engineers)

წითელი, მწვანე და სხვ.) წიგნი საინჟინრო, შესყიდვების და სამშენებლო კონტრაქტებისათვის (Silver Book EPC turn-key contract)<sup>300</sup>.

ასეთი კონტრაქტის პირობებში პროექტის ბიუჯეტის, სამუშაოთა მოცულობისა და ხარისხის და გრაფიკის შესრულების რისკებზე თავისი ექსკლუზიური პასუხისმგებლობით<sup>301</sup> კონტრაქტორი უზრუნველყოფს დამკვეთისათვის მომსახურების სრული პაკეტის მიწოდებას.

EPC კონტრაქტების გამოყენება არსებითად ამცირებს რისკს დამკვეთი - მფლობელი კომპანიისათვის. სპეციალიზებულ კონტრაქტორს დამკვეთი, როგორც წესი, გადასცემს მხოლოდ პროექტის იდეას ან ტექნიკურ დავალებას და იბარებს დასრულებულ, საოპერაციოდ მომზადებულ პროექტს. ამ მიზნის მისაღწევად კი კონტრაქტორი საკუთარი რესურსებით<sup>302</sup> უზრუნველყოფს ინფრასტრუქტურის სტრუქტურულ გათვლებსა და პროექტირებას, შეიძენს მასალებს, განახორციელებს სამონტაჟო სამუშაოებს. ამასთან ერთად, მფლობელი მხოლოდ ერთ კონტრაქტორს აწვდის პროექტის სხვადასხვა კომპონენტის სპეციფიკაციებსა და დიზაინის სხვა მოთხოვნებს, პროექტის სხვადასხვა ნაწილზე ცალკეული, ურთიერთდაუკავშირებელი კონტრაქტების გაფორმებისა და მართვის ნაცვლად.

---

<sup>300</sup> FIDIC Contract Books, წყარო: <https://theconstructor.org/construction/fidic-suite-contracts/563305/>

<sup>301</sup> EPC Projects and Examples, [www.Study.com](http://www.Study.com)

<sup>302</sup> შესაძლებელია ძირითადად კონტრაქტორმა გამოიყენოს ქვეკონტრაქტორების მომსახურებაც, თუმცა EPC ხელშეკრულებით განსაზღვრულ პირობებზე მთელი პასუხისმგებლობა კლიენტთან მის ვალდებულებად რჩება

მასპინძელ ქვეყანასთან ხელშეკრულების ძირითადი მუხლები:

- მუხლი 1. განმარტებები
- მუხლი 2. უფლებამოსილება
- მუხლი 3. ხელშეკრულება, ვადა და ხანგრძლივობა
- მუხლი 4. უფლებათა მინიჭება
- მუხლი 5. მთავრობის თანხმობა და გარანტიები
- მუხლი 6. წარმომადგენლობა და გარანტიები
- მუხლი 7. მთავრობის ზოგიერთი ვალდებულება და თანხმობა
- მუხლი 8. გადასახადები
- მუხლი 9. კომპენსაცია ზარალისა და ზიანისათვის
- მუხლი 10. პასუხისმგებლობის შეზღუდვა
- მუხლი 11. უსაფრთხოება
- მუხლი 12. ზეგავლენა ბუნებრივ და სოციალურ გარემოზე, ადამიანთა ჯანმრთელობასა და უსაფრთხოებაზე
- მუხლი 13. საანგარიშსწორებო ვალუტა
- მუხლი 14. იმპორტი და ექსპორტი
- მუხლი 15. სავალდებულო ხასიათი
- მუხლი 16. სამართალმემკვიდრეები და უფლებამონაცვლეები
- მუხლი 17. დავების გადაწყვეტა და გამოსაყენებელი კანონმდებლობა
- მუხლი 18. საოპერაციო კომპანია
- მუხლი 19. ფორს-მაჟორი
- მუხლი 20. აღიარებები
- მუხლი 21. თანამშრომლობა და კოორდინაცია
- მუხლი 22. შეტყობინებები
- მუხლი 23. სხვადასხვა

EPC კონტრაქტის გამოყენება მნიშვნელოვანი და გრძელვადიანი ინფრასტრუქტურული პროექტებისათვის, რისკის შემცირებასთან ერთად, საშუალებას აძლევს კლიენტს, საკუთარი რესურსები და დრო გადაანაწილოს საქმიანობის სხვა ძირითად მიმართულებებსა და პროცესებზე. გარდა ამისა, EPC კონტრაქტის მიმზიდველობა იმითაცაა განპირობებული, რომ სპეციალიზებული გამოცდილებისა და ინდუსტრიის ექსპერტიზის მქონე კონტრაქტორს შეუძლია, უფრო შემჭიდროებულ ვადებში და შემცირებული ბიუჯეტით დაასრულოს პროექტი.

ანაზღაურების სტრუქტურის მიხედვით, ცნობილია EPC კონტრაქტის ორი ძირითადი კატეგორია: ანაზღაურება ფიქსირებული ფასით და ფაქტობრივ დანახარჯებზე დაფუძნებული ანაზღაურება.<sup>303</sup> ფიქსირებული ფასით ანაზღაურების შემთხვევაში, კომპანია, როგორც წესი, იხდის წინასწარ განსაზღვრულ ფასს კონტრაქტორის მიერ მიწოდებული საინჟინრო, შესყიდვისა და

<sup>303</sup> What Are Engineering Procurement & Construction (EPC) Contracts? carboncollective.co

სამშენებლო მომსახურების სრული პაკეტისათვის<sup>304</sup> დანახარჯების მიხედვით ანაზღაურების დროს კლიენტი იხდის კონტრაქტორის მიერ შესრულებული სამუშაოების ფაქტობრივი დანახარჯების მიხედვით, თუმცა ზოგჯერ კეთდება განსაკუთრებული დათქმა დანახარჯების ზღვრული სიდიდის შესახებ.

### **მილსადენის ოპერირების ხელშეკრულება (POA)**

POA მოიცავს შეთანხმებას ინფრასტრუქტურის მფლობელსა და ოპერატორს შორის ლიცენზირებულ ტერიტორიაზე განლაგებული მილსადენის მშენებლობა/განვითარებასთან, ექსპლუატაციასთან, ინსპექტირებასთან, ტექნიკურ მომსახურებასთან, შეკეთებას ან მოვლა-პატრონობასთან დაკავშირებული ნებისმიერი ოპერაციის ტექნიკურ-ეკონომიკური და სამართლებრივი საკითხების გადაწყვეტის შესახებ.

ამასთან, ოპერატორი უზრუნველყოფს ყველა საჭირო ხარჯისა და დანახარჯის მობილიზაციას, რომელიც აუცილებელია მილსადენის გამართული და უსაფრთხო ექსპლუატაციის, მოვლა-პატრონობისა და ტექნიკური მომსახურებისათვის, ხელშეკრულების მოქმედების მთელი ვადის განმავლობაში, ხოლო მფლობელი ანაზღაურებს ყველა ასეთ ხარჯსა და დანახარჯს, რომელიც გონივრულად და სწორად არის გაწეული (რასაკვირველია, იმ ჩარჩოების ფარგლებში და იმ კორექტივების გათვალისწინებით, რომლებსაც ასეთი შემთხვევისთვის დაადგენს ეროვნული მარეგულირებელი ორგანო, ქვეყნის ეკონომიკის შესატყვის სეგმენტში ასეთის არსებობის შემთხვევაში).

POA-ს ანალოგიურად, მილსადენის ექსპლუატაციის, მოვლა-პატრონობისა და ტექნიკური მომსახურების ვალდებულებაგარკვეული დროით შეიძლება გადაეცეს **მილსადენის საიჯარო ხელშეკრულებითა (PLA)**. PLA იდება მილსადენის მფლობელსა (მეიჯარე), რომელსაც სურს მილსადენის იჯარით გაცემა გარკვეული პირობებითა და დროით და კვალიფიციურ, როგორც წესი, შესაბამისი ლიცენზიის მფლობელ კომპანიას (მოიჯარე) შორის (ლიცენზიის მიღება შესაძლებელია შემდგომ ეტაპზე, მაგრამ მილსადენის საიჯარო ხელშეკრულება ამის წინაპირობა იქნება და ძალაში შევა მხოლოდ ლიცენზიის საბოლოოდ გაცემისა და ამოქმედების თარიღიდან). კონტრაქტში მითითებული უნდა იყოს თითოეული მხარის როლი და პასუხისმგებლობები, შეთანხმების ხანგრძლივობა, მოიჯარის მიერ მეიჯარისათვის გადასახდელი იჯარის რაოდენობა (ან საამისოდ გამოყენებული გაანგარიშების მეთოდი/ფორმულა) და გადახდის პერიოდულობა.

გასათვალისწინებელი ფაქტორია, რომ, ევროკავშირის კანონმდებლობის მიხედვით, რომელიც ადაპტირებული სახით საქართველოშიც გადმოდის სამოქმედოდ, მილსადენის ოპერატორის საქმიანობა უნდა გაიმიჯნოს სხვა შეუთავსებელი (ინტერესთა კონფლიქტის შემცველი) საქმიანობების სახეობებისგან, როგორებიც არის პროდუქტის (ნავთობი, გაზი,

---

<sup>304</sup> გამონაკლისის დაშვება შეიძლება რომელიმე პროდუქტზე ან ტრანსპორტირებაზე ფასების მნიშვნელოვანი ზრდის ან დამკვეთის დაყოვნებით გამოწვეული ხარჯების გაუთვალისწინებელი ზრდის გამო



ელექტროენერგია)\_მიწოდება, ამ პროდუქტით კომერციული ვაჭრობა და მისი წარმოება/გენერაცია.

### **ტრანსპორტირების ხელშეკრულება**

გაზის (ნავთობის) ტრანსპორტირების ხელშეკრულება (GTA) ფორმდება სატრანსპორტო მომსახურების დამკვეთს (გადამზიდავს) და ამ მომსახურების პოტენციურ მიმწოდებელს (გადამზიდველს) შორის. იგი მოიცავს ნავთობის (ან გაზის) ტრანსპორტირებასთან დაკავშირებულ საოპერაციო, ტექნიკურ და კომერციულ საკითხებს.

ტრანსპორტირების ხელშეკრულების ხელმომწერი მხარეების ძირითადი ვალდებულებებია:

- გადამზიდავმა უნდა უზრუნველყოს წინასწარ გამოსყიდული/დარეზერვებული (ნომინირებული) სიმძლავრის ათვისება და გადაიხადოს მომსახურების ტარიფი (თუ გადამზიდავი არ გამოიყენებს დარეზერვებულ სიმძლავრეს სრულად ან მის ნაწილს სისტემის შესვლის ან გაცემის პუნქტში, გამოუყენებელი სიმძლავრე, როგორც წესი, ექვემდებარება „გამოიყენე ან დაკარგე“ (Use It or Lose It) პროცედურებით დადგენილ პირობებს, თუმცა ზოგიერთ შემთხვევაში კანონმდებლობა შესაძლებელია ითვალისწინებდეს გადამზიდავის უფლებას, მესამე პირზე გადაყიდოს აუთვისებელი სიმძლავრის მოცულობები).
- გადამზიდველმა უნდა უზრუნველყოს ნომინირებული რაოდენობის გაზის (ენერჯის) მიღება სატრანსპორტო სისტემის მიმღებ პუნქტში და გადაიტანოს გადამზიდავის მიერ მითითებულ გაცემის პუნქტამდე. გადამზიდველს ეხსნება ასეთი ვალდებულება იმ შემთხვევაში, თუ ის დაკავშირებულია სატრანსპორტო სისტემის ოპერირების, მომსახურე პერსონალის ან ნებისმიერი მესამე მხარის პოტენციურ საფრთხეებთან, ან სხვა გადამზიდავისა და მესამე მხარის უფლებების დარღვევასთან, აგრეთვე, კლიენტის მიერ ხარისხთან შეუსაბამო (Off-Spec) პროდუქტის მიწოდების დროს.

გადამზიდავი ინარჩუნებს საკუთრების უფლებას გადასატანი ბუნებრივი გაზის (ნავთობის) მთელ რაოდენობაზე სისტემით ტრანსპორტირების პროცესში. კომერციული საკუთრების უფლების გადაცემა გადამზიდავიდან გადამზიდველზე და, პირიქით, ხორციელდება სატრანსპორტო სისტემის შესვლისა და გაცემის პუნქტებში, შესაბამისად.

პრაქტიკაში ძირითადად გამოიყენება ტრანსპორტირების ფიქსირებული ტარიფი, როცა კლიენტის მიერ გადასახდელი თანხის განაკვეთი განისაზღვრება ტრანსპორტირების მანძილის, გადატანილი მოცულობის ან ენერჯის პროპორციულად. ტარიფის დადგენის დროს დიდი მნიშვნელობა ენიჭება მოთხოვნილი სერვისის ხანგრძლივობასაც, რაც შეიძლება აითვალოს რამდენიმე საათიდან რამდენიმე წლამდე.

განსხვავებულია გადასახადი თუ სატრანსპორტო მომსახურება განკუთვნილია მწარმოებლის/გადამზიდავის ბალანსის დარეგულირებისათვის, მის მიერ გადასატანად ნომინირებული პროდუქტის რაოდენობისგან განსხვავებული რაოდენობის მიწოდებისას. აგრეთვე, თუ კლიენტის მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად აუცილებელია არსებული სატრანსპორტო სისტემის გაფართოება (საკომპრესორო/სატუმბი სადგურის ან პარალელური მილსადენის დამატება, მილის დიამეტრის გაზრდა და ა.შ.), დამატებითი ინვესტიციების დაბრუნებისა და ფინანსური რისკების ზრდა აისახება კლიენტის სატარიფო განაკვეთში (თუკი ამ საკითხზე ორივე მხარის თანხმობა დაფიქსირებულია ხელშეკრულებაში).

### **ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულება**

გაზის (ნავთობის) ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულება (SPA) მზადდება მომწოდებლების მიერ. იგი მკაფიოდ აყალიბებს კლიენტთან შეთანხმების პირობებსა და გადახდის დეტალებს, რათა უზრუნველყოფილი იყოს პროდუქტის შეუფერხებელი და სწრაფი მიწოდება მომხმარებელთან. SPA შეიძლება იყოს მოკლე-, საშუალო- ან გრძელვადიანი

ფუნდამენტური საკითხები, რომლებიც ფიქსირდება SPA ხელშეკრულებაში, ფასისა და გარიგების ხანგრძლივობის განსაზღვრაა, რაც უზრუნველყოფს გაზის წარმოება-ტრანსპორტირება-მიწოდების ღირებულებათა მთლიანი ჯაჭვის ეკონომიკურ სიცოცხლისუნარიანობასა და კომერციულ მიზანშეწონილობას.<sup>305</sup> მიწოდების საბოლოო ფასი შესაბამისად უნდა ფარავდეს პროდუქტის შესყიდვისა და თანმხლებ მომსახურებებზე (ტრანსპორტირება, მიწოდება) გაწეულ, აგრეთვე სხვა ყველა ხარჯის ჯამს.

ინვესტიციატევადი პროექტების შემთხვევაში გამყიდველი ხშირად მოითხოვს პოტენციური მყიდველებისაგან საკრედიტო მხარდაჭერის უზრუნველყოფას, რაც შეიძლება წარმოდგენილ იქნეს აკრედიტივით, საბანკო ან დამფუძნებლის გარანტიით.

SPA ხშირად იდება წინაპირობით „წაიღე ან გადაიხადე“ (Take or Pay), რაც გულისხმობს დაკონტრაქტებული პროდუქტის მინიმალური მოცულობის შესყიდვის ან ღირებულების გადახდის (თუ მყიდველმა ვერ ან არ შეისყიდა/მოიხმარა დათქმული მოცულობა) ვალდებულებას, რითაც დაზღვეულია აპსტრიმ და მიდსტრიმ პროცესებში განხორციელებული მნიშვნელოვანი ინვესტიციების გარანტირებული ამოგება, აგრეთვე მიმწოდებლის იმ დანახარჯების კომპენსაცია, რომლებიც დაკავშირებული იქნება ახალი მომხმარებლის მოძებნასა და გაზის გადამისამართებაზე, უკიდურეს პირობებში კი

---

<sup>305</sup> James English, Natural Gas Industry Agreements in 10 Minutes, Project Development Counsel- LNG, Electrification Infrastructure, EVs, Oil & Gas, Chemicals, and Technology, August, 2018

„უპატრონო“ (standed) გაზის დაწვასთან (რაც კანონმდებლობით ბევრ ქვეყანაში არის აკრძალული).

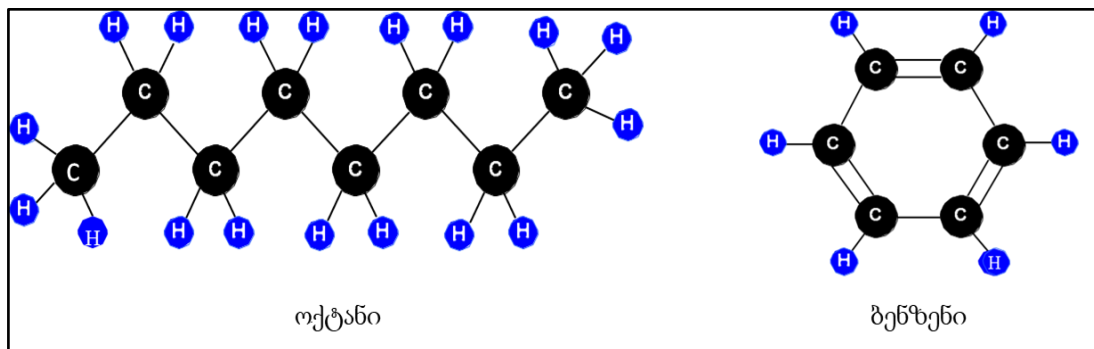
გარდა ამისა, პროექტთან დაკავშირებული სხვა შეთანხმებებისაგან განსხვავებით, რომლებიც, როგორც წესი, სახელმწიფოს მფლობელობაში არსებული რესურსებისა და მნიშვნელოვანი ინფრასტრუქტურის მშენებლობა-ექსპლუატაციასთან დაკავშირებული ინფორმაციის საჯაროობის ნავთობის საერთაშორისო ინდუსტრიაში კულტივირებულ მოთხოვნებს უნდა აკმაყოფილებდეს, SPA ხშირად შეიცავს შედარებით გამკაცრებულ კონფიდენციალურობის მუხლ(ებ)ს, კომერციულ გარიგებასთან დაკავშირებული სენსიტიური ინფორმაციის გაჟონვის პრევენციის მიზნით.

III ნაწილი  
ნავთობისა და გაზის გადამუშავება

### 3.1 ნავთობის თვისებები

ნავთობი ბლანტი, ზეთოვანი წიაღისეული სათბობია დამახასიათებელი სუნით. ნავთობის ფერი დამოკიდებულია მასში გახსნილი ფისების შემცველობაზე: მუქი მურა, მურა მწვანე, ზოგჯერ ღია, თითქმის უფერო. სინათლეზე ოდნავ განიცდის ფლუორესცენციას, ულტრაიისფერი სხივების ზემოქმედებით კი ანათებს ცისფერი ან მოყვითალო მურა ფერის შუქით.

ზოგადად, ნავთობი რთულ ნაერთს წარმოადგენს, რომელიც 200-ზე მეტ სხვადასხვა სიმკვრივის ორგანულ კომპონენტს, ძირითადად ალკანებს (მაგალითად  $C_nH_{2n+2}$  ფორმის ერთჯერად კავშირიანი ოქტანი) და შედარებით ნაკლებ არომატებს (მაგალითად,  $C_6H_6$  ფორმის ბენზენს წრიული, ექვსნახშირბადიანი მოლეკულებით), აგრეთვე მცირე რაოდენობით სხვა ქიმიურ ნაერთებს შეიძლება შეიცავდეს.<sup>306</sup>



ნავთობის გასაშუალებული მოლეკულური მასა 180-250 გ/მოლ-ს შეადგენს<sup>307</sup> (იშვიათად 450 გ/მოლ-მდე). მისი სიმკვრივე, ისევე როგორც სხვა ფიზიკური მახასიათებლები, დამოკიდებულია გაზომვის პირობებზე, ძირითადად ტემპერატურასა და წნევაზე. გაზომვის სტანდარტულ (გარემოს) პირობებზე მიღებულია 760 მმ ვცხ.წყ სვეტის წნევა და 20°C ტემპერატურა (საერთაშორისო ნავთობინდუსტრიაში, კერძოდ, ინგლისურენოვან ქვეყნებში, სტანდარტულ ტემპერატურად ითვლება 15,56°C (60°F). სტანდარტული გარემოს პირობებში სიმკვრივის გაზომვისას ნავთობი დეგაზირებულია.<sup>308</sup>

სტანდარტულ პირობებში გაზომილი ნავთობის სიმკვრივე 0,70-1,05 გ/სმ<sup>3</sup> ფარგლებში ცვალებადობს, ძირითადად კი 0,82-0,90 გ/სმ<sup>3</sup>-ს შეადგენს. 0,80 გ/სმ<sup>3</sup>-ზე ნაკლები სიმკვრივის ნავთობი ძალიან მსუბუქ, 0,80-0,84 გ/სმ<sup>3</sup> სიმკვრივის - მსუბუქ,

<sup>306</sup> Havard Devold, Oil and Gas Handbook, ABB, 2013

<sup>307</sup> Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017

<sup>308</sup> წიაღში განთავსებული ნავთობი, როგორც წესი, შეიცავს გახსნილ (თანმდევ) გაზს, ფენის სიღრმისგან დამოკიდებულებით წნევაც ცვალებადია, ამიტომ ნავთობის სტანდარტულ და ფენის პირობებში გაზომილი მახასიათებლები ერთმანეთისაგან შეიძლება მნიშვნელოვნად განსხვავდებოდეს



0,84-0,88 გ/სმ<sup>3</sup> სიმკვრივის - საშუალო, 0,88-0,92 გ/სმ<sup>3</sup> სიმკვრივის - მძიმე, ხოლო 0,92 გ/სმ<sup>3</sup> -ზე მეტი სიმკვრივისა მძიმე ნავთობს მიეკუთვნება.<sup>309</sup>

საერთაშორისო პრაქტიკაში ნავთობის სიმკვრივის შეფასებისათვის API ინდექსი გამოიყენება სტანდარტული ტემპერატურის (60°F) დროს. API სკალა შემოღებულია ამერიკის ნავთობის ინსტიტუტის მიერ. პარალელურად, გამოიყენება, აგრეთვე, ნავთობის კლასიფიკაცია ტექნოლოგიური მიზნებისათვის, მასში გოგირდის შენაერთების შემცველობის მიხედვით.

ნედლი ნავთობის API მაჩვენებელი 7-დან 52-მდე დიაპაზონში ცვალებადობს, რაც შეესაბამება დაახლოებით 970–750 კგ/მ<sup>3</sup> სიმკვრივეს. ყველაზე უფრო მოთხოვნადი ნავთობპროდუქტების (მაღალმოქტანური ბენზინისა და დიზელის საწვავის) წარმოებისათვის ოპტიმალურად ითვლება API-ს 40-45-გრადუსიანი ნავთობი.

ცხრილი 3.1. ნავთობის დახასიათება API სიმკვრივისა და გოგირდის შემცველობის მიხედვით<sup>310</sup>

ნავთობის სახეობა	API, °	გოგირდის შემცველობა
ულტრამსუბუქი (Ultra Light)	≥50	მცირე-გოგირდიანი
მსუბუქი და მცირეგოგირდიანი (Light & Sweet)	≥35 ÷ <50	< 0,5 %
მსუბუქი და საშუალო გოგირდშემცველი (Light & Medium Sour)	≥35 ÷ <50	≥ 0,5 % ÷ <1 %
მსუბუქი და გოგირდშემცველი (Light & Sour)	≥35 ÷ <50	≥ 1 %
საშუალო სიმკვრივისა და მცირე-გოგირდიანი (Medium & Sweet)	≥26 ÷ <35	< 0,5 %
საშუალო სიმკვრივისა და საშუალო გოგირდშემცველი (Medium & Medium Sour)	≥26 ÷ <35	≥ 0,5 % ÷ <1 %
საშუალო სიმკვრივისა და გოგირდშემცველი (Medium & Sour)	≥26 ÷ <35	≥ 1 %
მძიმე და მცირეგოგირდიანი (Heavy & Sweet)	≥10 ÷ <26	< 0,5 %
მძიმე და საშუალო გოგირდშემცველი (Heavy & Medium Sour)	≥10 ÷ <26	≥ 0,5 % ÷ <1 %
მძიმე და გოგირდშემცველი (Heavy & Sour)	≥10 ÷ <26	≥ 1 %

<sup>309</sup> Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017

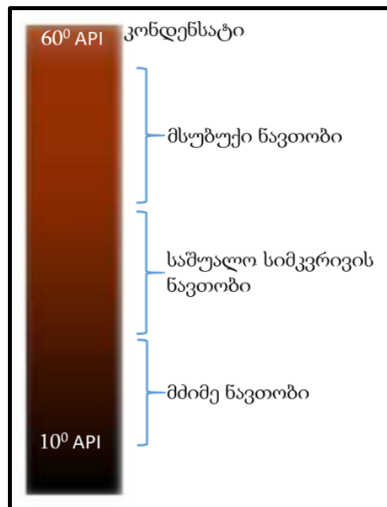
<sup>310</sup> ENI, World Oil Review, 2018

API გრადაციის მიხედვით შეფასება გამოიყენება ბუნებრივ პირობებში არსებული ნავთობის ხარისხის დასადგენად, მის განზავებამდე ან შერევამდე. API სიმკვრივის მაჩვენებელი გამოითვლება ფორმულით:

$$API^{\circ} = (141,5/\rho) - 131,5,$$

სადაც  $\rho$  არის ნავთობის სიმკვრივე, გ/სმ<sup>3</sup>.

ნავთობის სიმკვრივეზე დამოკიდებულია მისი ფერი: ღია ფერის ნავთობს აქვს უფრო დაბალი სიმკვრივე, ვიდრე მუქი ფერის ნავთობს. რაც უფრო მეტია ნავთობში ფისებისა და ასფალტენების შემცველობა, მით უფრო მაღალია მისი სიმკვრივე და მუქია შეფერილობა.



API სიმკვრივის მიხედვით კლასიფიცირებული ნავთობის შეფერილობა

რაც უფრო მაღალია API-ის გრადუსებში გამოსახული მაჩვენებელი, მით უფრო დაბალი სიმკვრივისაა (მსუბუქია) ნავთობი და, პირიქით, API-ის სიმცირე მიუთითებს ნავთობის მაღალ სიმკვრივეზე (იხ. ცხრილი).<sup>311</sup> ზოგადად, ნავთობინდუსტრიაში ნავთობის რაოდენობა ბარელებში იზომება,<sup>312</sup> რაც დახლოებით 159 ლიტრის (0,159 მ<sup>3</sup>) ტოლია.

ცხრილი 3.2. API ინდექსისა და სიმკვრივის ურთიერთდამოკიდებულება

API, °	სიმკვრივე t = 15 °C, გ/სმ <sup>3</sup>	ბარელის რაოდენობა ტონაში, ბრლ/ტ
9	1,002	6,29
17	0,952	6,64
25	0,904	6,99
35	0,849	7,44
45	0,801	7,88
50	0,780	8,11

<sup>311</sup> Ю.П. Гаттенбергер в кн.: Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017

<sup>312</sup> ისტორიულად ნავთობის გადაზიდვას კასრებით (barrel) აწარმოებდნენ და გაზომვის ერთეულად ბრიტანული საიმპერიო და აშშ-ს საბაჟო სისტემები ბარელს (bbl) იყენებდნენ

ცხრილი 3.3 რეგიონის საბადოების ნავთობის მახასიათებელი ძირითადი პარამეტრები<sup>313</sup>

ნავთობის სახეობა და წარმომავლობა	API <sup>o</sup>	გოგირდი %	კოეფიციენტი ტ/ბრლ
Urals/REB. (რუსეთის ფედრაცია)	31,3	1,36	7,23
CPC blend (ყაზახეთი და რუსეთის ფედრაცია)	45,3	0,56	7,80
Tengiz (ყაზახეთი)	46,4	0,5	7,9
Azeri Light (აზერბაიჯანი)	34,7-36,5	0,16	7,40-7,45
Siberian Light (რუსეთის ფედრაცია)	35,1	0,57	7,45
Iranian Heavy (ირანი)	29,5	1,99	7,2
Iranian Light (ირანი)	33,4	1,36	7,3
ქართული ნავთობი (სართიჭალის საწარმო)	35,9	0,10	7,44
ქართული ნავთობი (გარე კახეთის საბადოები)	29,0	0,18	7,12
Brent (ნორვეგია)	38,7	0,8	7,56

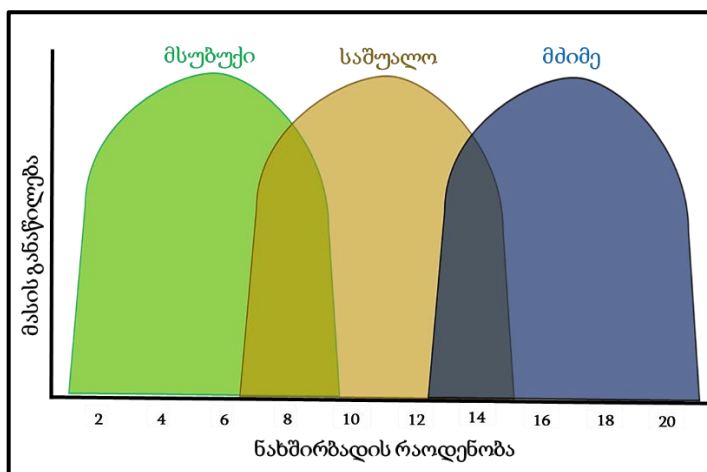
ნავთობის (და ნავთობპროდუქტების) სიმკვრივე ერთნაირ გარემოპირობებში დამოკიდებულია მის ელემენტურ შედგენილობაზე. რაც მეტია ნავთობში ნახშირბადის შემცველობა, მით მეტია მისი სიმკვრივე. ნავთობს, რომელშიც ბევრია ალკანი (და, შესაბამისად, იგი მდიდარია წყალბადით), შედარებით დაბალი სიმკვრივე აქვს. ციკლანებით მდიდარ ნავთობებს კი სიმკვრივის მიხედვით საშუალო ადგილი უჭირავთ მძიმე და მსუბუქ ნავთობებს შორის.

გარდა ქიმიური შედგენილობისა, ნავთობის სიმკვრივე დამოკიდებულია ნავთობის ფრაქციულ შედგენილობაზე, მასში გახსნილი ნივთიერებების, კერძოდ, ფისოვან-ასფალტენური კომპონენტების,<sup>314</sup> მარილების და სხვა. შემცველობასა და ნავთობის ფენის განლაგების სიღრმეზე (როგორც წესი, ნავთობშემცველი ფენის სიღრმის ზრდასთან ერთად ნავთობის სიმკვრივე მცირდება).

სურათზე ნაჩვენებია ნავთობის ჰიპოთეტური სამი განსხვავებული სახეობა ალკანების შემადგენლობაში ნახშირბადის ატომების რაოდენობის მიხედვით  $C_nH_{2n+2}$  სტრუქტურის თითოეულ მოლეკულაში.

<sup>313</sup> Platts S&P Global: Specifications Guide და სნგკ-ს არქივი

<sup>314</sup> მძიმე ნავთობი შედგენილია ძირითადად ციკლური სტრუქტურის ნახშირწყალბადებისა და ფისოვან-ასფალტენური კომპონენტებისაგან



ანალოგიურად, ნავთობიდან წარმოებული პროდუქტების სიმკვრივე და, შესაბამისად, ბარელების რაოდენობა ტონებში დამოკიდებულია პროდუქტის ფრაქციულ შედგენილობასა და გარემო ტემპერატურაზე. ცხრილში ნაჩვენებია სტანდარტულ პირობებში ძირითადი ნავთობპროდუქტების ტონიდან ბარელებში გადამყვანი მიახლოებითი კოეფიციენტები.

ცხრილი 3.4. ნავთობპროდუქტების ტონიდან ბარელებში გადამყვანი კოეფიციენტები<sup>315</sup>

ნავთობპროდუქტები	ბრლ/ტ
ბენზინი	8,5
დისტილატები	7,2
ნავთი	7,8
მაზუთი, ნარჩენი საწვავი	6,6
მინერალური და საცხი ზეთები	7,0
ორგანული გამხსნელები	8,6



სიმკვრივე განსაზღვრავს ნავთობპროდუქტების საექსპლუატაციო თვისებებს და, სხვა მაჩვენებლებთან ერთად (გარდატეხის კოეფიციენტი, მოლეკულური მასა), გამოიყენება ნავთობური ფრაქციების ნახშირწყალბადოვანი ან სტრუქტურულ-ჯგუფური შედგენილობის დასადგენად. მაღალოქტანური ბენზინისა და დიზელის საწვავის საწარმოებლად საუკეთესოა საშუალო სიმკვრივის, ნახშირბადის საშუალო შემცველობის ნავთობი.

რადგანაც ნავთობი მრავალ სხვადასახვა ორგანულ ნივთიერებას შეიცავს, ამიტომ მის დასახასიათებლად იყენებენ მისი კომპონენტების დუდილის დაწყების ტემპერატურასა (რაც, ჩვეულებრივ, ცელსიუსის შკალით 28<sup>0</sup>-დან იწყება, იშვიათად კი, კერძოდ, მძიმე ნავთობში -100 °C-დან) და ფრაქციულ შედგენილობას, თითოეული მათგანის გამოხდის ტემპერატურის მითითებით.

<sup>315</sup> ე.ნიჟარაძე, ნ.მამულაიშვილი, ნავთობისა და გაზის ქიმია, ბათუმი, 2010.

ნავთობის კრისტალიზაციის ტემპერატურა  $-60$ -დან  $+30^{\circ}\text{C}$ -მდე ფარგლებში ცვალებადობს და ძირითადად მასში პარაფინისა და მსუბუქი ფრაქციების შემცველობაზეა დამოკიდებული - რაც მეტია პარაფინის შემცველობა, მით მაღალია კრისტალიზაციის ტემპერატურა და, პირიქით, მსუბუქი ფრაქციების შემცველობა განაპირობებს კრისტალიზაციის ტემპერატურის შემცირებას.

სიბლანტე სითხის თვისებაა, წინააღმდეგობა გაუწიოს მძვრელ ძალას, რომელიც მჟღავნდება მოძრაობის დროს შინაგანი ხახუნის სახით და წინააღმდეგობას უწევს სითხის ფენების ურთიერთგადაადგილებას. სიბლანტის შეზღუდვით სიდიდეა დენადობა - რაც ნაკლებია სიბლანტე, მით უფრო დენადია სითხე.

სიბლანტე ნავთობის მნიშვნელოვანი მახასიათებელია, რომლის გათვალისწინება აუცილებელია მარაგების გაანგარიშების, საბადოების დამუშავების, ნავთობის გადამუშავების სქემებისა და ტრანსპორტირების მეთოდის შერჩევისათვის.

განასხვავებენ დინამიკურ ( $\mu$ ) და კინემატიკურ ( $\nu$ ) სიბლანტეს. დინამიკური სიბლანტის განზომილების ერთეულია პასკალი/წამი (პა/წმ ან მპა/წმ). კინემატიკური სიბლანტე წარმოადგენს დინამიკური სიბლანტის ფარდობას სითხის სიმკვრივისთან:

$$\nu = \mu / \rho.$$

კინემატიკური სიბლანტე იზომება  $\text{მ}^2/\text{წმ}$  ან  $\text{მმ}^2/\text{წმ}$ -ში.

ნავთობის (და ნავთობპროდუქტების) სიბლანტე დამოკიდებულია მის ფრაქციულ შედგენილობასა და გარემოს ტემპერატურაზე: რაც მეტია ნავთობში მსუბუქი ნახშირწყალბადები, მით დაბალია მისი სიბლანტე და, პირიქით, შედგენილობაში ფისოვან-ასფალტენური ნაერთების შემცველობა განაპირობებს სიბლანტის ზრდას. ნავთობის სიბლანტე შეიძლება ძალიან ფართო დიაპაზონში იცვლებოდეს - რამდენიმე მეათედიდან ათასობით მპა/წმ-მდე (შედარებისათვის, მტკნარი წყლის დინამიკური სიბლანტე სტანდარტულ პირობებში ტოლია  $1 \text{ მპა/წმ}$ ).

აღსანიშნავია, რომ ნავთობი, განსაკუთრებით კი მისი ზოგიერთი სახეობა, დაბალი ტემპერატურის პირობებში, შემადგენელი კომპონენტების კოაგულაციის შედეგად, წარმოქმნის დისპერსულ სისტემას, რომელიც აღარ ექვემდებარება ჩვეულებრივი სითხეების მოძრაობის კანონებს - კერძოდ, დენადობა აღარ არის მოდებული ძალის პროპორციული (ნიუტონის კანონის შესაბამისად). ასეთ სითხეებს არანიუტონისებურს უწოდებენ და მათ დასახასიათებლად იყენებენ სტრუქტურულ სიბლანტესა და სტრუქტურის დარღვევისათვის საჭირო საწყისი ძვრის ძალას, რომელსაც დრეკადობის ზღვარს უწოდებენ. დრეკადობის ზღვრის გადალახვის შემდეგ ირღვევა არანიუტონისებური სითხის სტრუქტურა და იგი სითხის დენადობის კლასიკურ კანონებს ემორჩილება.



ნავთობი ადვილად ფეთქებადი და აალებადი სითხეა. ტემპერატურას, რომლის დროსაც ნავთობიდან (ნავთობპროდუქტიდან) გამოყოფილი აქროლადი ნივთიერებები ჰაერთან კონტაქტში წარმოქმნის ფეთქებად ნარევს, აფეთქების ტემპერატურა ეწოდება. აალების ტემპერატურად ითვლება ტემპერატურა, რომლის დროსაც ნივთიერება აგრძელებს წვას არანაკლებ ხუთი წამისა, მის ზედაპირზე ალის გატარებისას.

ნავთობის აფეთქების ტემპერატურა შეიძლება ცვალებადობდეს  $-35$ -დან  $+121$  °C-მდე, ფრაქციული შედგენილობისა და მასში გახსნილი გაზების შემცველობისგან დამოკიდებულებით. აფეთქების დაბალი ტემპერატურა ნავთობის შედგენილობაში აქროლადებისა და მსუბუქი ნახშირწყალბადების სიუხვის მაჩვენებელია, მაღალი ტემპერატურა კი, პირიქით, მათ სიმწირეზე მიუთითებს.

აფეთქებისა და აალების ტემპერატურებით დგინდება ნავთობის ცეცხლ- და ფეთქება საშიშროება, ხოლო ნავთობპროდუქტებისათვის, აგრეთვე, მნიშვნელოვანი ტექნოლოგიური მახასიათებლები.

წვის სითბო ან თბოუნარიანობა (კალორიულობა) ერთეული მასის მქონე ნავთობის სრული წვის ( $\text{CO}_2$ -ის და  $\text{H}_2\text{O}$ -ს მიღებამდე) შედეგად გამოყოფილი სითბოს (ენერჯის) რაოდენობაა. წვის სითბო იზომება ჯ/კგ-ში (ან კკალ/კგ). ნავთობის წვის სითბო დაახლოებით  $42-47$  მგჯ/კგ ( $10500-11700$  კკალ/კგ) ფარგლებში ცვალებადობს.<sup>316</sup> შედარებისათვის, ქვანახშირის კოქსის წვის სითბო დაახლოებით  $28$  მგჯ/კგ ( $7000$  კკალ/კგ), მეთანის -  $39,7$  მგჯ/მ<sup>3</sup> ( $9925$  კკალ/მ<sup>3</sup>) შეადგენს.

პრაქტიკაში ნავთობისა და მისი პროდუქტების შედგენილობის ექსტერნული განსაზღვრისა და წარმოების პროცესის დაგეგმვისა და კონტროლისათვის ფართოდ იყენებენ მახასიათებელ ოპტიკურ თვისებებს: სხივის გარდატეხისა და ხვედრითი რეფრაქციის, აგრეთვე ლუმინესცენციისა და ოპტიკური სიმკვრივის მაჩვენებლებს.

გაუწყლოებული ნავთობი და ნავთობპროდუქტები მაღალი ელექტრული წინააღობით გამოირჩევა (ხვედრითი წინააღობით  $10^9-10^{16}$  ომი) და მათ საფუძველზე მზადდება მრეწველობაში გამოყენებული საიზოლაციო მასალები. ამავე დროს, ნავთობი და ნავთობპროდუქტები ხახუნის გავლენით იძენს და გარკვეულ პერიოდში ინარჩუნებს ელექტრულ მუხტს, რაც შეიძლება ნაპერწკლის წარმოქმნისა და აფეთქების მიზეზი გახდეს.

სტანდარტულ გარემო პირობებში ნავთობი წყალში პრაქტიკულად უხსნადია,

---

<sup>316</sup> Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017

თუმცა ნავთობის ხსნადობა გადამეტხურებულ წყლის ორთქლში, 200°C-ზე მეტ ტემპერატურაზე, მნიშვნელოვნად იზრდება. ნავთობში ადვილად იხსნება ბუნებრივი გაზი, ისევე როგორც ნავთობი გაზში. ნავთობი კარგი გამხსნელია რიგი ნივთიერებებისა: იოდის, გოგირდის, კაუჩუკის, ფისების, მრავალი სახის მცენარეული და ცხოველური ცხიმების. თვით ნავთობი კი ადვილად იხსნება ბენზოლში, ქლოროფორმში, ეთილის სპირტსა და სხვა (უმრავლეს) ორგანულ გამხსნელში.

ნავთობის დახასიათებისათვის განსაზღვრავენ, აგრეთვე: პარაფინის შემცველობას, ფრაქციულ შედგენილობას, გოგირდის, მარილების, მექანიკური მინარევების შემცველობას, გამყარების ტემპერატურას (ტემპერატურის შემცირებისას იწყება პარაფინის კრისტალების წარმოქმნა, სტრუქტურული კარკასის ჩამოყალიბება და ნავთობი კარგავს მოძრაობის უნარს). ტემპერატურას, რომელზეც ნავთობი კარგავს დენადობის უნარს, გამყარების ტემპერატურა ეწოდება.

როგორც აღინიშნა, ნავთობის თვისებები სტანდარტულ პირობებში განსხვავებულია ფენში განთავსებული ნავთობის თვისებებისაგან, რაც, ძირითადად, დაკავშირებულია მასში გახსნილი გაზის მოცულობასა და თვისებებთან. ფენის ნავთობში გაზის შემცველობა, ე.ი. მოცულობის ერთეულში გახსნილი გაზის მოცულობის ფარდობითი შემცველობა ( $m^3/m^3$ ), შეიძლება ფართო ფარგლებში ცვალებადობდეს (ზოგჯერ გაზის შემცველობას ნავთობში  $m^3/კგ$ -ში განსაზღვრავენ).

ფენის ნავთობის გაჯერების წნევა, ის მინიმალური წნევაა, რომლის დროსაც მთელი თანმდევი გაზი გახსნილია ნავთობში. წნევის შემცირების შემთხვევაში გაზი იწყებს გამოყოფას თავისუფალი ფაზის სახით. გაჯერების წნევის სიდიდე დამოკიდებულია ნავთობის გაზშემცველობაზე, შემადგენელი ნავთობისა და გაზის თვისებებსა და ფენის ტემპერატურაზე. თუ ფენის წნევა აღემატება გაჯერების წნევას, ნავთობი სრულად გაჯერებულია გაზით, ხოლო ფენის წნევის სიმცირისას გაჯერების წნევასთან შედარებით, ნავთობი გაუჯერებელია გაზით.

ფენის ნავთობის მოცულობითი კოეფიციენტი განისაზღვრება დეგაზირებული ფენის ნავთობის მოცულობის ( $V_{ფ}$ ) ფარდობით იმავე ნავთობის მოცულობასთან სტანდარტულ პირობებში ( $V_{სტ}$ ):

$$K_{ფ.ა.} = V_{ფ} / V_{სტ} > 1$$

ფენის ნავთობის მოცულობითი კოეფიციენტი ყოველთვის მეტია ერთზე, თანმდევი გაზისა და ფენის მაღალი ტემპერატურის გამო, სტანდარტულთან შედარებით.

მისი მნიშვნელობა, როგორც წესი, 1,2-1,8 ფარგლებში ცვალებადობს, თუმცა ზოგჯერ 2-3-საც აღწევს.<sup>317</sup>

ფენის გაზის სიმკვრივე, პირიქით, გაცილებით ნაკლებია სტანდარტულ პირობებში გაზომილ ნავთობის სიმკვრივესთან შედარებით. ცნობილი მსუბუქი ნავთობის სახეობები ხასიათდება მაღალ გაზშემცველობითა და დაბალი სიმკვრივით,<sup>318</sup> მძიმე ნავთობის გაზშემცველობა კი მინიმალურია.

ფენის ნავთობის სიბლანტე მნიშვნელოვნად (ზოგჯერ ათეულობით) ნაკლებია ზედაპირულ პირობებში ნავთობის სიბლანტეზე. ფენის ნავთობის დინამიკური სიბლანტე დაახლოებით 0,2-2000 მგპა/წმ ფარგლებში ცვალებადობს.

### 3.2. ნავთობის შედგენილობა

ნებისმიერი საბადოს ნავთობის ძირითადი შემადგენელი ელემენტებია ნახშირბადი (82-87,5%-მდე) და წყალბადი (11-14 %-მდე). მათთან ერთად ნავთობი ყველაზე ხშირად შეიცავს გოგირდის შენაერთებს (6-8 %-მდე), აზოტს (1,8 %-მდე), ჟანგბადის შენაერთებს (0,35, იშვიათად 1,2%-მდე), აგრეთვე უმნიშვნელო რაოდენობით სხვადასხვა ლითონსა და ჰალოგენს (V, Ni, Co, Mn, Mo, Fe, Al და სხვა).

ზოგადად, ნავთობის თვისებებისა და მათი გამოვლენის მრავალფეროვნებას სხვადასხვა კლასის ნახშირწყალბადებისა და მაღალმოლეკულური ჰეტეროატომური შენაერთების თანაფარდობა განსაზღვრავს. შესაბამისად, აღნიშნული თანაფარდობის გათვალისწინებით, განასხვავებენ ნავთობის ჯგუფურ, ფრაქციულ, კომპონენტურ და ინდივიდუალურ შედგენილობებს.<sup>319</sup>

- **ჯგუფური შედგენილობა** განისაზღვრება ნავთობში ნახშირწყალბადების ცალკეული სახეობებისა: პარაფინული (მეთანური), ნაფთენური, არომატული, რაოდენობრივი ურთიერთთანაფარდობით;
- **ფრაქციული შედგენილობა** განისაზღვრება ნავთობის გამოხდის დროს სხვადასხვა ტემპერატურულ ზღვრებში მიღებული დისტილატების (ფრაქციების) პროცენტული თანაფარდობით;
- **კომპონენტური შედგენილობა** განისაზღვრება ნახშირწყალბადებისა და ფისებისა და ასფალტენების ურთიერთშეფარდებით ნავთობში.

<sup>317</sup> Ю.П. Гаттенбергер в кн.: Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017

<sup>318</sup> ცნობილია ნავთობის სახეობები ფენური სიმკვრივით 0,2-0,4 გ/სმ<sup>3</sup>

<sup>319</sup> განასხვავებენ, აგრეთვე, ნავთობის შედგენილობებს ტექნოლოგიური ნიშნით. ასეთი დაყოფის მიზანია გადამუშავების რაციონალური მეთოდის შერჩევა და ნავთობპროდუქტების ხარისხის უზრუნველყოფა

ნავთობის შედგენილობაში ძირითადად შედის პარაფინები (მოცულობის 30-35, იშვიათად 40-50%-მდე) და ნაფტენები (25-75%), შედარებით მცირე რაოდენობით კი არომატული ნახშირწყალბადები (10-20, იშვიათად 35%-მდე), აგრეთვე შერეული ანუ ჰიბრიდული - ნაფტენურ-მეთანური, მეთანურ-ნაფტენური, არომატულ-ნაფტენური ან ნაფტენურ-არომატული ნაერთები (იხ. ცხრილი).

ცხრილი 3.5. ნავთობის კლასიფიკაცია ჯგუფური შედგენილობის მიხედვით

ნავთობის კლასი	ნახშირწყალბადების შემცველობა, %		
	მეთანური	ნაფტენური	არომატული
არომატული	0-5	45-55	50-55
ნაფტენურ-არომატული	5-10	50-60	35-45
არომატულ-ნაფტენური	5-15	30-40	50-60
ნაფტენური	10-20	50-60	20-30
მეთანო-ნაფტენური	20-30	50-60	15-25
ნაფტენურ-მეთანური	30-40	45-50	10-15
მეთანური	40-55	35-45	5-10

**პარაფინული ნახშირწყალბადების** (მეთანი, ეთანი, პროპანი და ა.შ.) ქიმიური ფორმულაა  $C_nH_{2n+2}$  (სადაც  $n$  - ნახშირბადის ატომების რაოდენობაა). როდესაც  $n=1-4$ , პარაფინული ნახშირწყალბადები გაზებს წარმოადგენენ, 5-15 ინტერვალში - სითხეებს, ხოლო როდესაც  $n \geq 16$  მყარ ნივთიერებებს. მყარი პარაფინები წიაღის პირობებში თხევად სუბსტანციას წარმოადგენენ, მაგრამ ატმოსფერული წნევისა და ტემპერატურის პირობებში გაზის გამოყოფის შემდეგ წარმოქმნიან კრისტალურ დანალექს.

**ნაფტენური, ციკლური აგებულების ნახშირწყალბადების** ქიმიური ფორმულაა  $C_nH_{2n}$ . ნაფტენური ნახშირწყალბადები ნავთობის ყველაზე უფრო მდგრადი შემადგენელი და საავტომობილო საწვავისა და საპოხი ზეთების მნიშვნელოვანი კომპონენტია, უზრუნველყოფენ მათი საექსპლუატაციო მახასიათებლების მნიშვნელოვან გაუმჯობესებას.

**არომატული ნახშირწყალბადების** (არენები) ქიმიური ფორმულაა  $C_nH_{2n-6}$  (როცა  $n \geq 6$ ). არომატული ნახშირწყალბადები ხასიათდება ორმაგი კავშირებით. ისინი ნავთობიდან წარმოებული პრაქტიკულად ყველა ფრაქციის შედგენილობაში შედის, ხასიათდება კარგი ხსნადობითა და მაღალი ტოქსიკურობით.

ნავთობპროდუქტების მიღების ტექნოლოგიას საფუძვლად უდევს თერმული დისტილაციის პროცესში ნავთობის ფრაქციებად დაყოფა. **ფრაქციები** (დისტილატები) ეწოდება ტემპერატურის გარკვეულ ინტერვალებში ნავთობისგან მიღებულ სხვადასხვა პროდუქტს. თერმული დისტილაცია შეიძლება მიმდინარეობდეს ატმოსფერული წნევისა და ვაკუუმის პირობებში. ატმოსფერული დისტილაციის დროს 350 °C-მდე გამოყოფილ კომპონენტებს ნათელი ფრაქციები ეწოდება, რომლებიც, თავის მხრივ,

იყოფა მსუბუქ- ბენზინურ (დუდილის საწყისი ტემპერატურიდან - 200 °C-მდე) და საშუალო - ნავთ-გაზოილის (200-350 °C) ფრაქციებად.

კომპონენტები, რომლებიც ნავთობიდან 350 °C-ზე მაღალი ტემპერატურის დროს გამოიყოფა, მძიმე ანუ მუქ, მაზუთის ფრაქციებს მიეკუთვნება. მაზუთის თერმულ დისტილაციას 350°C-ის ზემოთ 550°C-მდე უკვე ვაკუუმის პირობებში აწარმოებენ. უფრო მაღალი ტემპერატურის დროს მიღებული ნარჩენები ფისებს განეკუთვნება.

მსუბუქი და მძიმე ნახშირწყალბადების მასების შეფარდების მიხედვით შეიძლება განხილულ იქნეს მსუბუქი და ზეთოვანი კომპონენტური შედგენილობის ნავთობის სახესხვაობები: მსუბუქს მიეკუთვნება ნავთობი ფისების და ასფალტენების 1%-ზე ნაკლები, ზეთოვანს - 1-10%, ხოლო ფისოვან-ასფალტენურს 10%-ზე მეტი შემცველობით.<sup>320</sup>

მსუბუქი ნავთობი პრაქტიკულად არ შეიცავს მაღალმოლეკულურ კომპონენტებს, მისი სიმკვრივე, ჩვეულებრივ, <0,8 გ/სმ<sup>3</sup>-ზე და ძირითადად დაბალმოლეკულურ ალკანებსა და ციკლოალკანებს შეიცავს. ამ ჯგუფში შედის გაზის ყველა კონდენსატი.

ზეთოვანი ნავთობი შეიცავს ნახშირწყალბადების პრაქტიკულად ყველა კლასს, პოლიციკლური სტრუქტურების ჩათვლით, და მცირე რაოდენობით ფისებს. სიმკვრივის მიხედვით იგი მსუბუქ და/ან საშუალო სიმკვრივის ნავთობს მიეკუთვნება.

ფისოვანი ნავთობი შეიცავს 20%-მდე ფისსა და 5%-მდე ასფალტენებს, რის შედეგად მნიშვნელოვნად არის გაზრდილი მისი მოლეკულური წონა. ასეთ ნავთობში შემცირებულია ალკანების წილი და გაზრდილია ციკლური სტრუქტურების, განსაკუთრებით არომატული ნახშირწყალბადების როლი. სიმკვრივის მიხედვით იგი საშუალო და მძიმე ნავთობს მიეკუთვნება.

ფისოვან-ასფალტენური ნავთობი შეიცავს 50%-მდე მაღალმოლეკულურ ფისებსა და ასფალტენებს, იგი მიეკუთვნება მძიმე და ძალიან მძიმე, მაღალი სიბლანტის ნავთობთა ჯგუფს.

კომერციული მიზნებისათვის ნავთობი კლასიფიცირდება სპეციალური ნიშნით, რომელიც ეფუძნება შედარებას ე.წ. ეტალონური, კონკრეტული საბადოებისათვის დამახასიათებელი ნავთობის თვისებებსა და ეკვივალენტურ შედგენილობას. საერთაშორისო პრაქტიკაში ნავთობის ეტალონებად ძირითადად **Brent, WTI და**

<sup>320</sup> Ю.П. Гаттенбергер в кн.: Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017



**Dubai** გამოიყენება.<sup>321</sup> Brent გამოყენებულია შედარებითი ფასების შეფასებისათვის საერთაშორისო ბაზარზე ნედლი ნავთობის კონტრაქტების დაახლოებით 60-80%-ში. იგი, ფაქტობრივად, წარმოადგენს ჩრდილოეთის ზღვის საბადოებზე: Brent, Forties, Oseberg და Ekofisk მოპოვებულ, მსუბუქ, მცირე გოგირდიან (Light & Sweet) და იდეალურ ნედლეულს დიზელის საწვავის, ბენზინისა და სხვა მოთხოვნადი პროდუქტების წარმოებისათვის. მის მიმზიდველობას განაპირობებს მიწოდების შესაძლებლობა მსოფლიოს ნებისმიერ კონტინენტზე, საზღვაო ტრანსპორტის გამოყენებით.

WTI (West Texas Intermediate) - მსუბუქი, მცირეგოგირდიანი ნავთობია, რომელიც ძირითადად ტეხასის ონშორულ საბადოებზე მოიპოვება და წარმოადგენს მსოფლიოს ერთ-ერთი ყველაზე მაღალხარისხოვანი, ადვილად გადასამუშავებელი ნედლეულია. WTI მიღებულია ძირითად ეტალონად ნიუ-იორკის საფონდო ბირჟაზე (NYMEX) ნავთობის ფიუჩერსული გარიგებების დასადავად.

Dubai Crude - შუა აღმოსავლეთის (დუბაის, ომანის, აბუ-დაბის) საბადოებზე მოპოვებული შედარებით მძიმე და გოგირდშემცველი ეტალონური ნავთობია. იგი ძირითადად გამოიყენება სპარსეთის ყურიდან აზიის ქვეყნებში მიწოდებული ნედლი ნავთობის ფასის შესაფასებლად.<sup>322</sup>

გარდა ძირითადი ეტალონებისა, ექსპორტ-იმპორტის ოპერაციების გამარტივების მიზნით შემოღებულია მრავალი, კონკრეტული საბადოს (ან საბადოთა ჯგუფის) დამახასიათებელი ეტალონური ნავთობის სახეობები: Urals, REBCO, ESPO, Arctic Oil, Siberian Light (რუსეთი), Azeri Light და BTC Blend (აზერბაიჯანი), Tengiz, KEBCO<sup>323</sup> (ყაზახეთი), Iran Light და Iran Heavy (ირანი), Kirkuk (ერაყი), Statfjord (ნორვეგია), Minas (ინდონეზია), BCF (ვენესუელა) და ა.შ.

ცნობილია, აგრეთვე, OPEC-ის კალათა (მოიხსენიება, როგორც OPEC Reference Basket - ORB), რომელიც წარმოადგენს ნავთობის ფასების საშუალო შეწონილ სიდიდეს ნავთობის ექსპორტიორი ქვეყნების ორგანიზაციის სხვადასხვა წევრი ქვეყნიდან. კალათა არის საორიენტაციო და საცნობარო მაჩვენებელი ნავთობის ფასების კონტროლის კოორდინაციისა და გლობალური ბაზრის სტაბილურობის

---

<sup>321</sup> EIA (US Energy Information Administration). "Benchmarks Play an Important Role in Pricing Crude Oil." Investopedia, Accessed: May 2020

<sup>322</sup> Intercontinental Exchange. "ICE Crude: The Benchmark for Global Crude", Investopedia, Accessed: May 2020

<sup>323</sup>ყაზახური ნავთობის მიწოდება KEBCO-ს (Kazakh Export Blend Crude Oil) ბრენდით, 2022 წლიდან დაიწყო, მას შემდეგ რაც სხვაობა ყაზახეთსა და რუსეთში წარმოებულ იმავე ხარისხის (REBCO) ნავთობის ფასებს შორის მნიშვნელოვნად გაიზარდა უკრაინაში სამხედრო კონფლიქტის დაწყებისა და რუსეთის მიმართ დაწესებული სანქციების გამო

შესანარჩუნებლად. ვინაიდან ORB გასაშუალებული მაჩვენებელია, ის არ ახასიათებს კონკრეტული საბადოს ნავთობს, რომლის შეძენაც შესაძლებელია უშუალოდ, განსხვავებით სხვა ეტალონური ნავთობის სახეობებისაგან.

OPEC-ის კალათა შედგებოდა ნედლი ნავთობის გასაშუალებული ფასებისგან ცამეტი წვერი ქვეყნიდან: ალჟირი (Saharan Blend), ანგოლა (Girassol), კონგო (Djeno), ეკვატორული გვინეა (Zafiro), გაბონი (Rabi Light), ირანი (Iran Heavy), ერაყი (Basrah Medium), ქუვეითი (Kuwait Export), ლიბია (Es Sider), ნიგერია (Bonny Light), საუდის არაბეთი (Arab Light), გაერთიანებული არაბული საემიროები (Murban) და ვენესუელა (Meray)<sup>324</sup> (დანართში მოცემულია OPEC-ის კალათის გასაშუალებული წლიური ფასები 1994-2022 წლებში).

### 3.3. ნავთობის გადამუშავება

ნედლი ნავთობის გადამუშავება ნავთობპროდუქტების წარმოების მიზნით ნავთობ-გაზის ინდუსტრიის უმნიშვნელოვანესი შემადგენელი ნაწილია. ნავთობპროდუქტები მიიღება ნავთობგადამამუშავებელ ქარხნებში, რომლებიც, როგორც წესი, ყველა მსხვილ ნავთობმომპოვებელ ქვეყანასა და კომპანიას აქვს საკუთარი შემოსავლების მნიშვნელოვანი ზრდის მიზნით (მოგების მარჟა ნედლი ნავთობისა და წარმოებული ნავთობპროდუქტების გაყიდვებს შორის შეიძლება \$5-\$20/ბრლ ფარგლებში მერყეობდეს).

ზოგადად, ქვეყნისთვის ძალიან მომგებიანია საკუთარი ნავთობპროდუქტების წარმოება, რადგან:

- მწარმოებელ ქვეყანას შეუძლია, შეამციროს დამოკიდებულება უცხოურ ნავთობპროდუქტებზე და მნიშვნელოვნად გაზარდოს ენერგეტიკული უსაფრთხოება;
- ნავთობის ინდუსტრია ქმნის დამატებით შემოსავალს, სამუშაო ადგილებს და იზიდავს უცხოურ ინვესტიციებს, რაც მეტად მნიშვნელოვანია ქვეყნის ეკონომიკის განვითარებისათვის;
- ნავთობპროდუქტების ჭარბი წარმოებისას, ექსპორტი შეიძლება გახდეს უცხოური ვალუტით შემოსავლის მიღების მნიშვნელოვანი წყარო.

---

<sup>324</sup> OPEC. "OPEC daily basket price stood at \$50.78 a barrel Thursday, 17 December 2020." Investopedia, Accessed: December, 2020



ნავთობგადამამუშავებელი საწარმოს ხედი<sup>325</sup>

ნედლი ნავთობიდან ნავთობპროდუქტების მიღების პროცესი გადამამუშავებელ ქარხანაში შემოსვლის შემდეგ მომზადებიდან სტანდარტული სასაქონლო პროდუქტების მიღებამდე რამდენიმე ტექნოლოგიურ ციკლს მოიცავს:<sup>326</sup> სასაქონლო ნავთობის მიღება-დასაწყობება, მომზადება გადამამუშავებლად, ატმოსფერული და ვაკუუმური დისტილაცია, კატალიზური რეფორმინგი და კრეკინგი, საშუალო და საბოლოო ჰიდროგაწმენდა, ტექნოლოგიური ნარჩენების უტილიზაცია და სასაქონლო პროდუქციის დასაწყობება.

ნავთობის მომზადება გადამამუშავებლად გულისხმობს წყლისა და მარილების მოცილებას, გადამამუშავების პროცესი კი ატმოსფერულ და ვაკუუმურ გამოხდას (დისტილაციას), თერმულ (დაკოქსვა, პიროლიზი, თერმული კრეკინგი), კატალიზურ (რეფორმინგი, კატალიზური კრეკინგი) და ჰიდროგენიზაციის პროცესებს. გადამამუშავების დამამთავრებელ ეტაპზე ძირითადი პროდუქტები და ნარჩენები იწმინდება და ხდება მათი უტილიზაცია.

ნავთობის გადამამუშავების შედეგად მიიღება: საავიაციო და საავტომობილო ბენზინი, რეაქტიული და დიზელის საწვავი, საავიაციო და საწვავი ნავთი, მაზუთი, გაზის ტურბინის და ლუმელის საწვავი, ნავთობის თხევადი გაზი (LPG), საპოხი ზეთები და კონსისტენტური საცხები, პარაფინები და ცერეზინები, ბიტუმები, ტექნიკური ნახშირბადი, ნავთობის კოქსი, არომატული ნახშირწყალბადები, საწვავებისა და ზეთების მისართები.

<sup>325</sup> Source: wikimedia commons

<sup>326</sup> ამ ნაწილში გამოყენებული ინფორმაციისა და ილუსტრაციების ძირითად პირველწყაროდ გამოყენებულია სნგ-ში მომზადებული ნაშრომები: რ. კერესელიძე, ნავთობის გადამამუშავებელი ქარხნის დაპროექტების ზოგადი საკითხები, სნგ (ცნობარი), 2010; რ. კერესელიძე, რ. მოლოდინი, ნავთობგადამამუშავების პერსპექტივები საქართველოში (ანგარიშის პრეზენტაცია), სნგ, 2010

ცხრილი 3.6. მსოფლიოს 10 მსხვილი ნავთობგადამამუშავებელი ქარხანა<sup>327</sup>

	მდებარეობა	მფლობელი/ოპერატორი	სიმძლავრე, მლნ ტ/წ	სიმძლავრე, 1000 ბრლ/დღ
ჯამნაგირი	ინდოეთი	Reliance Industries	≈62,0	1 240
პარაგუანა	ვენესუელა	Petróleos de Venezuela (PDVSA)	≈48,5	971
ულსანი	სამხ. კორეა	SK Energy	≈42,0	840
რუვაი	არაბეთის საემიროები	Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC)		837
იოსუ	სამხ. კორეა	Chevron and GS Energy/GS Caltex	40,0 <sup>328</sup>	730
ულსანი	სამხ. კორეა	Saudi Arabian Oil/S-Oil Corp.Inc	33,5	669
დანგოტე	ნიგერია	ALIKO DANGOTE	≈32,5	650 <sup>329</sup>
პორტ არტური	აშშ	SAUDI ARAMCO	≈31,5	630
ალო-ზური <sup>330</sup>	ქუვეითი	Kuwait Petroleum Corporation	≈30,5	615
ჯურონგის კუნძული	სინგაპური	ExxonMobil	30,0	605 <sup>331</sup>

ატმოსფერული დისტილაციის შედეგად მიღებული ნათელი ფრაქციებია:

- ნახშირწყალბადური აირი (გაზი), რომლის შედგენილობაში შედის ალკანები: ეთანი,
- პროპანი და ბუთანები. ნავთობის გათხევადებული გაზი ნახშირბადის რიცხვით 1-დან ძირითადად პროპანსა და ბუტანს შეიცავს დუღილის ტემპერატურით -42°C და -1°C, შესაბამისად. იგი გამოიყენება აირად საწვავად საყოფაცხოვრებო სექტორსა და ავტოტრანსპორტში, ნედლეულად - ქიმიურ მრეწველობაში (ძირითადად ეთილენის წარმოებაში);
- ბენზინის (და გაზოლინის) ფრაქცია ნახშირბადის რიცხვით 4-12, წარმოადგენს სხვადასხვა ნახშირწყალბადის ნარევს. იგი ძირითადად გამოიყენება შიგაწვის ძრავებში საწვავად და გამდიდრებულია სხვადასხვა დანამატით ოქტანობისა და სხვა ხარისხობრივი მაჩვენებლების გასაუმჯობესებლად;
- ნაფტას (ლიგროინის) ფრაქცია შეიცავს, ძირითადად, ალკანებს. ნაფტას სრული სპექტრი ხასიათდება ნახშირბადის რიცხვით 5-12. ნედლი ნავთობი, ჩვეულებრივად, შეიცავს 15–30% ნაფტას ფრაქციას. იგი მიიღება დისტილაციის პროცესში ბენზინისა და ნავთის ფრაქციების შუალედში (ტემპერატურულ ზღვრებში 120-240 °C) ან მძიმე ნავთობპროდუქტების კრეკინგით. ნაფტა ძირითადად გამოიყენება ბენზინის მისაღებად რეფორმინგის საშუალებით, აგრეთვე გამხსნელად და ნედლეულად ქიმიურ მრეწველობაში.
- ნავთის ფრაქციის შედგენილობაში შედის ალიფატური ალკანები, ნაფტალინები და არომატული ნახშირწყალბადები. ნახშირბადის რიცხვი მასში

<sup>327</sup> The largest oil refineries in the world, STERLING Thermal Technology, February 15, 2023

<sup>328</sup> Oil & Gas, The World's Top 10 Super Refineries, qpc.com/media/7791/11215.pdf

<sup>329</sup> Nigeria opens Africa's biggest oil refinery, Chinedu Asadu, May 22, 2023

<sup>330</sup> [Wikipedia, https://en.wikipedia.org/wiki/Al\\_Zour\\_Refinery](https://en.wikipedia.org/wiki/Al_Zour_Refinery)

<sup>331</sup> Largest global oil refineries by capacity 2023, Jessica Aizarani, Apr 25, 2023

ცვალებადობს 6-დან 16-მდე. ნავთის გამოყენების ძირითადი სფეროა ავიაცია (რეაქტიული თვითმფრინავების საწვავად), აგრეთვე, განათება და გათბობა საყოფაცხოვრებო სექტორში. ნავთისგან მიიღება, აგრეთვე, ნაჯერი ნახშირწყალბადები (პარაფინები);

- გაზოილის ფრაქცია (დიზელის საწვავი),<sup>332</sup> ნახშირბადის რიცხვით 8-21, ძირითადად გამოიყენება საწვავად ავტომობილების, გემების, ლოკომოტივებისა და სამრეწველო ობიექტების დიზელის ძრავებში და სამრეწველო ღუმელებში. კრეკინგით შესაძლებელია მისგან ბენზინის მიღებაც.

ვაკუუმური დისტილაციის პროცესში მიღებულ მუქ ფრაქციებს მიეკუთვნება:

- საპოხი (მინერალური) ზეთები, რომლებიც შეიცავს ნახშირწყალბადებს ნახშირბადის რიცხვით 20-50 და დუდილის ტემპერატურით 300-600 °C;
- საწვავი ზეთები, რომლებიც მიიღება სარეაქტივობის კოლონის ქვედა ნაწილში ბიტუმის გამოყოფის დონემდე და მოიცავს მძიმე, ღუმელისა და საქვაბე საწვავს (მაზუთს). მაზუთის ფრაქცია რჩება ნავთობიდან ყველა დანარჩენი ფრაქციის მოცილების შემდეგ. მის შედგენილობაში შეიძლება შედიოდეს ნავთობის, კატალიზური კრეკინგის, მძიმე გაზოილების, დაკოქსვის, ჰიდროკრეკინგისა და თერმული კრეკინგის ნარჩენები, ზეთების გადამუშავების და ნავთობქიმიური სინთეზის ნარჩენები.
- მაზუთის ძირითადი ნაწილი გამოიყენება როგორც თხევადი საქვაბე საწვავი სამრეწველო საწარმოებში, თბოელექტროსადგურებში და სანაოსნო საშუალებებზე. მისი ვაკუუმური გამოხდით მიიღება საპოხი (საცხი) ზეთები და პარაფინული ცვილები, რის შემდეგ დარჩენილი ბლანტი, მუქი ფერის ბიტუმი გამოიყენება საგზაო საფარის მოასფალტისებისათვის;
- ბიტუმი, კოქსი და სხვა ნარჩენები, ნახშირბადის რიცხვით 70-ზე მეტი და დუდილის ტემპერატურით +525°C, გამოიყენება გზატკეცილების ასფალტირებისათვის და მეტალურგიაში ანოდის სახით.

ნედლი ნავთობის გახურებით თანმიმდევრულად იწყებს გამოყოფას (აორთქლებას) სხვადასხვა ნახშირწყალბადი. მათი დუდილისა და აორთქლების ტემპერატურათა სხვაობა საფუძვლად უდევს ნავთობის ფრაქციებად დაყოფას (დისტილაციას).

ნედლი ნავთობის დისტილაციის პროცესში შემადგენელი ფრაქციების გამოცალკევების (მათი დუდილის ტემპერატურის შესაბამისად) ტემპერატურული ინტერვალები მოცემულია ცხრილში.

---

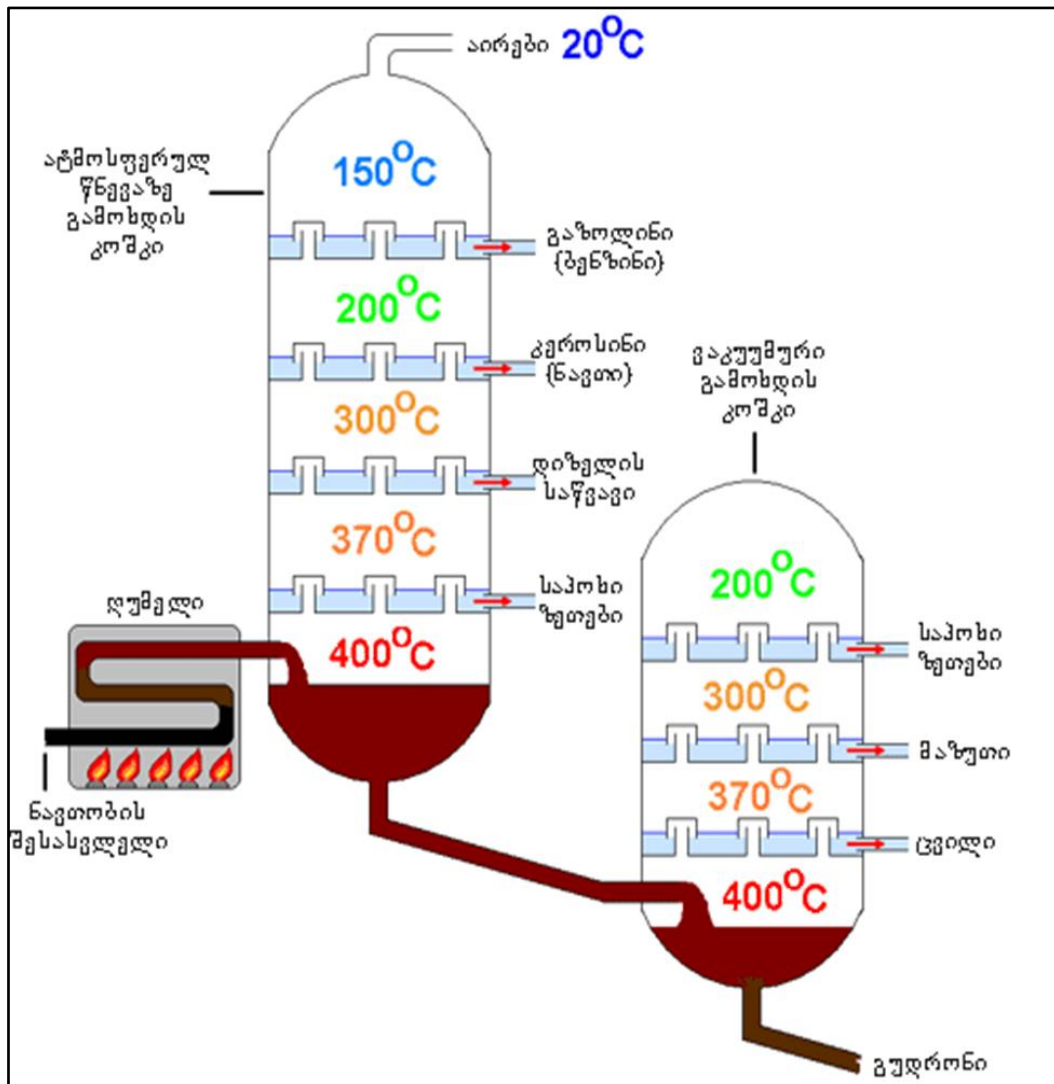
<sup>332</sup> დიზელის საწვავი მიიღება გაზოილის რაფინირებით



ცხრილი 3.7. ფრაქციების გამოყოფის ტემპერატურული ინტერვალები<sup>333</sup>

დუღილის ტემპერატურა	ფრაქციები
32° C -ზე ქვემოთ	ნახშირწყალბადური აირები
32-105° C	ბენზინი
105-160° C	ნაფტა
160-230° C	ნავთი
230-430° C	დიზელის საწვავი (გაზოილი)
430° C-ზე ზემოთ	მაზუთი

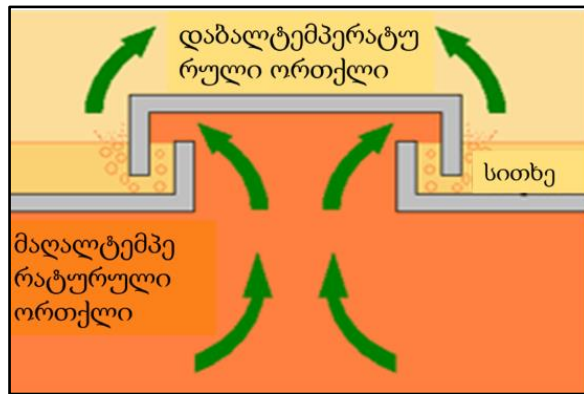
ნედლი ნავთობის გამოხდისათვის საჭირო ტემპერატურის სხვადასხვა ინტერვალის შესაქმნელად სარექტიფიკაციო სვეტი (კოლონა) გამოიყენება. კოლონის შიგა სივრცე დაყოფილია ხუფიანი თევშებით წარმოქმნილი ორთქლის აღმავალი მიმართულებით გადაადგილებისათვის, მაშინ, როდესაც კონდენსირებული სითხის მოცილება ხდება არინების მილაკების მეშვეობით.



ნახაზი 3.1. სარექტიფიკაციო სვეტი<sup>334</sup>

<sup>333</sup> ე.ნიჟარაძე, ნ.მამულაიშვილი, ნავთობისა და გაზის ქიმია, ბათუმი, 2010

<sup>334</sup> რ.კერესელიძე, ნავთობის გადამამუშავებელი ქარხნის დაპროექტების ზოგადი საკითხები, სნგკ (GOGC-10-Handbook, 1/txt), თბილისი, 2010



ნახაზი 3.2. ხუფიანი თევში

სარექტიფიკაციო კოლონაში მიმდინარე პროცესები მარტივად შეიძლება შემდეგნაირად დახასიათდეს:

- კოლონაში მიწოდებამდე ნავთობს აცხელებენ  $350^{\circ}\text{C}$ -ზე მაღალ ტემპერატურაზე. ამ დროს მსუბუქი ნახშირწყალბადები, ბენზინის, ნავთის, დიზელის ფრაქციები ორთქლდება და კოშკში მოხვედრისთანავე იწყებს აღმასვლას, ხოლო თხევადი ფაზა  $350^{\circ}\text{C}$  და მეტი დუდილის ტემპერატურით (მაგ. მაზუთი) კოლონის ქვედა ნაწილისკენ მიიმართება;
- აღმავალი მიმართულებით მოძრავი ნახშირწყალბადების ორთქლი შეერევა რა ზემოდან მიწოდებული გამაგრილებელი სითხის შემხვედრ ნაკადს, თანდათანობით გრილდება და მისი ტემპერატურა კოლონის ზედა ნაწილში მცირდება;
- ორთქლის თანდათანობითი გაგრილების კვალობაზე იწყება სხვადასხვა ნახშირწყალბადის მიმდევრობითი კონდენსაცია. ტექნოლოგიური პროცესი იმგვარაადაა დარეგულირებული, რომ კოლონის ყველაზე მაღალ ნაკვეთურში კონდენსირდება ბენზინის, ქვემოთ ნავთის, უფრო ქვევით კი დიზელის ფრაქციები. არაკონდენსირებული ორთქლი კოლონის უმაღლეს წერტილში მოთავსებული მილყელით მიიმართება გაზების ფრაქციონირებისათვის, სადაც მიიღება მშრალი გაზები (მეთანი, ეთანი) და თხევადი ნავთობის გაზი (პროპან/ბუტანი).

**ნავთობის მეორადი გადამუშავება** მოიცავს თერმულ და კატალიზურ პროცესებს და მიღებული ნავთობპროდუქტების გაწმენდას. თერმული გარდაქმნის საშუალებით დისტილაციის შედეგად მიღებული მძიმე პროდუქტები გარდაიქმნება მსუბუქ ნავთობპროდუქტებად და ქიმიური მრეწველობის ნედლეულად. კერძოდ, თერმული კრეკინგის პროცესში იხლიჩება მძიმე ნახშირწყალბადების შემადგენელი გრძელჯაჭვა მოლეკულები, რის შედეგადაც მიიღება საწვავი ფრაქციები, ძირითადად ბენზინი, აგრეთვე ნავთობის კოქსი. კატალიზური გარდაქმნისას (კატალიზური კრეკინგი და რეფორმინგი) მიმდინარეობს ატმოსფერული და ვაკუუმური დისტილაციის შედეგად მიღებული მძიმე პროდუქტების ღრმა

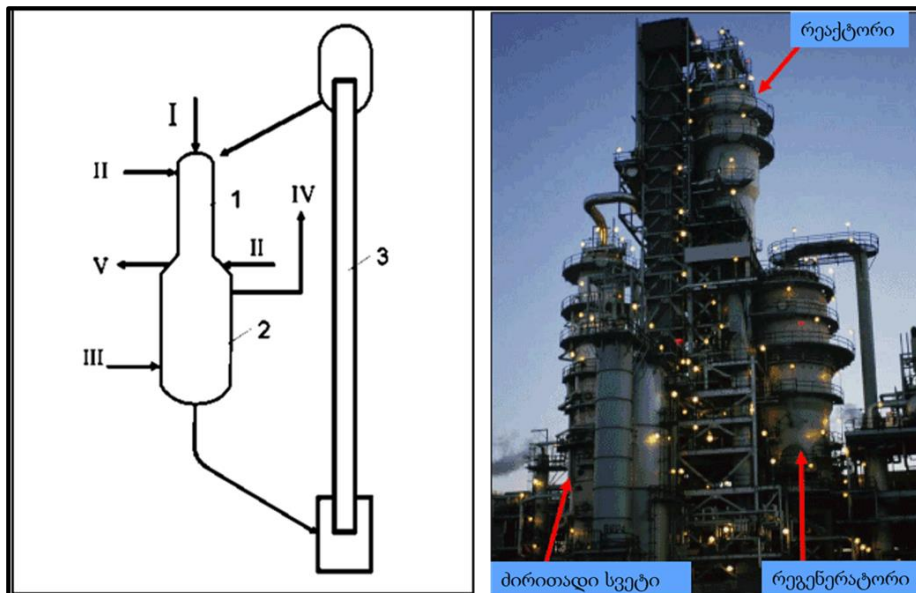
გადამუშავება პროცესის დამაჩქარებელი კატალიზატორების თანხლებით მეტი მაღალხარისხიანი, მსუბუქი პროდუქტების მისაღებად.

**კატალიზური კრეკინგის** ერთ-ერთი ძირითადი ნედლეულია ვაკუუმური გამოხდის შედეგად მიღებული ვაკუუმგაზოილი. ვაკუუმური დისტილაციის კატალიზურ კრეკინგზე გაშვებამდე აუცილებელია მისი წინასწარი ჰიდროგაწმენდა, რის შედეგადაც იცვლება დისტილაციის ნახშირწყალბადური შემადგენლობა და მახასიათებლები. ჰიდრირებას განიცდის ძნელად კრეკირებადი პოლიციკლური არომატული ნახშირწყალბადები, იშლება გოგირდ-, აზოტშემცველი და ლითონური ნაერთები. შედეგად ნედლეული იწმინდება გოგირდის, აზოტისა და ლითონებისაგან, რაც დადებით გავლენას ახდენს კატალიზატორის მუშაობაზე კრეკინგის პროცესში.

კატალიზური კრეკინგის დანადგარებზე, რომლებიც ძირითადად აწარმოებს საავტომობილო ბენზინის მაღალოქტანურ კომპონენტებს, მიიღება, ასევე, გაზი, მსუბუქი და მძიმე გაზოილის ფრაქციები (სამაგალითო შედგენილობით: გაზი -19,58%, ბენზინი - 38,22%,<sup>335</sup> გაზოილი - 34,90%, კოქსი - 7,30%). ბენზინური ფრაქცია გამოხდის საზღვრებით 38-195 °C გამოიყენება, როგორც საავტომობილო ბენზინის კომპონენტი, ოქტანური რიცხვით 94-მდე. მსუბუქი გაზოილის ფრაქცია (200-350°C) გამოიყენება დიზელის საწვავის კომპონენტად, აგრეთვე ნედლეულად ჭვარტლის წარმოებაში და გამაზავებელი მაზუთის მიღების დროს. ფრაქციის ცეტანური რიცხვი, ჩვეულებრივ, დაბალია - მერყეობს 35-დან 45-მდე, მაგრამ გარკვეულ პირობებში შეიძლება მიაღწიოს 54-ს. მძიმე გაზოილი (340-470 °C) – კატალიზური კრეკინგის თხევადი ნარჩენი პროდუქტი, გამოიყენება ფლოტის (საზღვაო) და ლუმელის მაზუთების მოსამზადებლად, ასევე, როგორც ნედლეული ჭვარტლის წარმოებისათვის.

---

<sup>335</sup> განსაკუთრებულ პირობებში შესაძლებელია 48%-მდე ბენზინის ფრაქციის მიღება



ნახაზი 3.3. კატალიზური კრეკინგის დანადგარის გამარტივებული სქემა და სამრეწველო დანადგარი<sup>336</sup> (1 – რეაქტორი; 2 – რეგენერატორი; 3 – პნევმომიწოდება I – ნედლეული; II - ორთქლი; III – ჰაერი; IV- ნამწვი აირები; V- რეაქციის პროდუქტი)

კატალიზური რეფორმინგის პროცესის ძირითადი დანიშნულებაა ნავთობის პირდაპირ ნახადი ფრაქციებიდან (ნაფტა და მისი ფრაქციები ოქტანური რიცხვით 45-56) მაღალოქტანური საავტომობილო საწვავის (ოქტანური რიცხვით >80-85) მიღება. კატალიზური რეფორმინგის გამოყენება შეიძლება წყალბადის, თხევადი გაზისა და ბენზოლის, ტოლუოლის, ეთილბენზოლის (ქიმიური მრეწველობისათვის) მისაღებად.

კატალიზური რეფორმინგის ნედლეულად, პირდაპირნახადი ბენზინების გარდა, გამოიყენება მეორადი წარმოშობის დისტილატები – თერმული, ჰიდროკრეკინგის და დაკოქსვის ბენზინები.

ორგანული გოგირდ-, აზოტ- და ჟანგბადშემცველი ნაერთების არსებობა ნედლეულში ამცირებს კატალიზატორის მუშაობის შესაძლებლობას, რის გამოც ნედლეულს წინასწარ ამზადებენ ჰიდროგაწმენდით. როგორც წესი, ნედლეულის ჰიდროგაწმენდა ხდება ცალკე ციკლად დამოუკიდებელ დანადგარებზე. გაწმენდილი ნედლეური შეერევა წყალბადშემცველ გაზს და მიეწოდება კატალიზური რეფორმინგის რეაქტორს.

მრეწველობაში კატალიზატორად გამოიყენება პლატინა, აგრეთვე, პოლიმეტალური შედგენილობის კატალიზატორი, რომელიც, პლატინის გარდა, შეიცავს ასევე რენიუმს, ირიდიუმს, ტყვიას, გერმანიუმს, კალას.

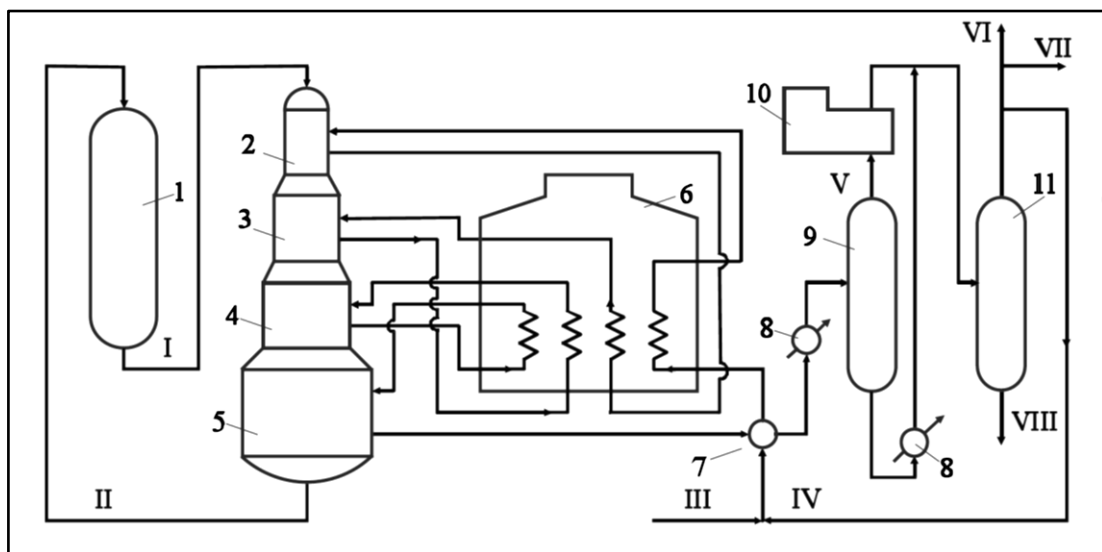
<sup>336</sup> წყარო:<https://hmn.wiki> > Fluid catalytic cracking

პლატინის შემცველობა კატალიზატორში, როგორც წესი, 0,3-0,65%-ია. პლატინის კონცენტრაციის მომატებაც გარკვეულ ზღვრამდე ზრდის მისაღები ბენზინის ოქტანურ რიცხვს.

კატალიზური რეფორმინგის სამრეწველო დანადგარების მრავალი სახეობებიდან აღსანიშნავია: მაგნაფორმინგი (მწარმოებელი BP), რენიფორმინგი (Chevron), პაუერფორმინგი (ExonMobile), რომლებიც მუშაობს კატალიზატორის პერიოდული რეგენერაციით და ფირმა „UOP“-ის და FIN-ის (საფრანგეთის ნავთობის ინსტიტუტი) დანადგარები (იხ. ნახაზი 3.4).

დანადგარი შედგენილია შემდეგი ტექნოლოგიური ხაზებისაგან:

- I-რეგენერირებული კატალიზატორის;
- II-კოქსით დაფარული კატალიზატორის;
- III-ნედლეულის;
- IV-წყალბადშემცველი გაზის - ნედლეულთან შერევისათვის;
- V-წყალბადშემცველი გაზის - კომპრესორში;
- VI-წყალბადშემცველი გაზის - დანადგარიდან;
- VII-წყალბადშემცველი გაზის - ჰიდროგაწმენდისათვის;
- VIII-რეფორმინგის პროდუქტების.



ნახაზი 3.4. რეფორმინგის უწყვეტი პროცესის დანადგარის გამარტივებული სქემა

1-რეგენერატორი; 2-5-რეაქტორები; 6-მრავალსექციიანი ლუმელი; 7-თბომცველი; 8-მაცივარი; 9-დაბალი წნევის სეპარატორი; 10-კომპრესორი; 11-მაღალი წნევის სეპარატორი

### ჰიდროგენიზაცია და გაწმენდის სხვა მეთოდები

კრეკინგის უარყოფითი მხარეა კოქსის წარმოქმნა, რომელიც კატალიზატორზე ილექება და მნიშვნელოვნად ამცირებს სასარგებლო პროდუქტის



გამოსავლიანობას. ამ ეფექტის აღმოსაფხვრელად კრეკინგს ატარებენ წყალბადის არეში, ხოლო შესაბამის სამრეწველო პროცესს ჰიდროგენიზაციას უწოდებენ.

ჰიდროგენიზაცია ნავთობის ღრმა გადამუშავებისა და მეტი რაოდენობით ნათელი ფრაქციების მიღების, აგრეთვე მავნე მინარევების (გოგირდის, აზოტის, ჟანგბადის) მოცილების საშუალებას იძლევა. პროცესი მიმდინარეობს დამატებითი წყალბადისა და კატალიზატორების მიწოდებით, 260-430°C და 2-32 მგპა წნევის გარემოში.

ჰიდროგენიზაციულ პროცესებს მიეკუთვნება:

- ა) კატალიზური ჰიდროგაწმენდა, რომელიც გამოიყენება ნავთობპროდუქტის ხარისხის გაუმჯობესებისა და მათი სტაბილურობის ასამაღლებლად.<sup>337</sup>
- ბ) მძიმე ნავთობური ნარჩენებისა და მაზუთების ჰიდროგაუგოგირდოვნება.
- გ) საკუთრივ ჰიდროკრეკინგი, რაც წარმოადგენს სხვადასხვა ფრაქციული შედგენილობის ნედლეულის ღრმა გარდაქმნის კატალიზურ პროცესს.

ჰიდროგენიზაციის პროცესების გამოყენებით გადაწყვეტილია გოგირდოვანი და მაღალგოგირდოვანი ნავთობების გადამუშავების მნიშვნელოვანი პრობლემა მაღალხარისხოვანი ნავთობპროდუქტების, თანადროულად კი გოგირდისა და გოგირდმჟავის მიღების თვალსაზრისით.

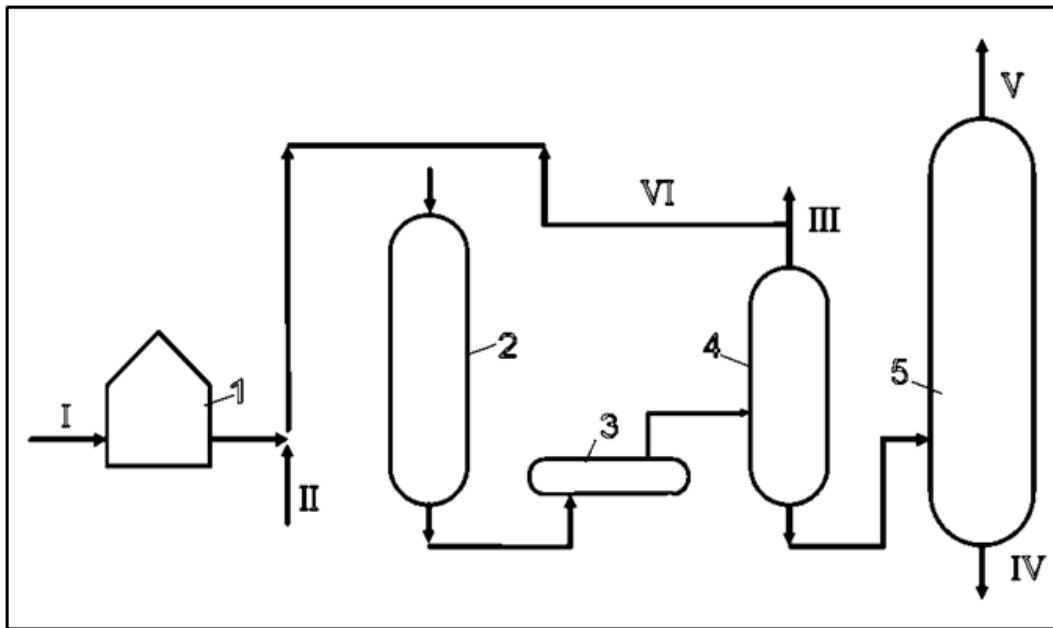
ჰიდროგაწმენდას უტარებენ ნავთობისაგან წარმოებულ თითქმის ყველა პროდუქტს – როგორც სანედლეულეს (პირდაპირ ნახადებს), ასევე მეორადი გადამუშავების პროდუქტებს: ბენზინს, ნავთს, რეაქტიულ და დიზელის საწვავს, ვაკუუმურ გაზოილს.

ჰიდროგაწმენდის პროცესში გამოყენებული ტრადიციული კატალიზატორებია ალუმო-კობალტ-მოლიბდენური და ალუმო-ნიკელ-მოლიბდენური. მაჰიდრირებელი კომპონენტებია: კობალტი, ნიკელი, მოლიბდენი, ოქსიდების სახით. ჰიდროგაწმენდისას ოქსიდები გარდაიქმნება სულფიდებად და აგრძელებს მუშაობას.

ჰიდროგაწმენდის პროცესში ბენზინის, ნავთისა და დიზელის საწვავის დისტილატებს ამუშავებენ წყალბადით 350-430 °C ტემპერატურისა და 3-7 მგპა წნევის დროს, რაც უზრუნველყოფს გოგირდწყალბადის წარმოქმნასა და გამოცალკევებას.

---

<sup>337</sup> შედეგი მიიღწევა გოგირდ-, აზოტ-, ჟანგბად-, და მეტალორგანული ნაერთების მოცილებით, აგრეთვე უჯერი და არომატული ნახშირწყალბადების გაჯერებით



ნახაზი 3.5. ჰიდროგაწმენდის დანადგარის ტექნოლოგიური სქემა  
 1-ღუმელი; 2-რეაქტორი; 3-მაცივარი; 4-გამაცალკევებელი; 5-ამორთქლებელი სვეტი.  
 ხაზები: I-ნედლეული; II-წყალბადი; III-გაქრევის აირები; IV-გაწმენდის პროდუქტები;  
 V-გოგირდწყალბადი; VI-ცირკულირებადი წყალბადი



დიზელის ჰიდროგაწმენდის სამრეწველო დანადგარი<sup>338</sup>

გადამუშავების ნათელი პროდუქტებიდან მავნე მინარევების მოსაცილებლად ჰიდროგაწმენდასთან ერთად გამოიყენება, აგრეთვე, გამოტუტვა, მჟავატუტვანი

<sup>338</sup> წყარო: <https://www.peiyangchem.cn>

გაწმენდა, დეპარაფინიზაცია და ინჰიბირება.<sup>339</sup>

გამოტუტვის დროს ბენზინის, ნავთისა და დიზელის საწვავის ფრაქციებს ამუშავებენ კაუსტიკული ან კალცინირებული სოდის წყალხსნარით, რის შედეგად პროდუქტს სცილდება გოგირდწყალბადი, მერკაპტანი და ნაფტენური მჟავები.

მჟავატუტოვანი გაწმენდა გამოიყენება დისტილატებიდან ჭარბი არომატული ნახშირწყალბადებისა და ფისების მოსაცილებლად. პროცესი ორი ეტაპისაგან შედგება: თავდაპირველად პროდუქტს გოგირდმჟავით ამუშავებენ, შემდეგ კი ტუტის წყალხსნარით (ნეიტრალიზაციის მიზნით).

დეპარაფინიზაცია გამოიყენება დიზელის საწვავის დაბალ ტემპერატურაზე გამყარების თავიდან ასაცილებლად, რისთვისაც დისტილატს კარბამიდის ხსნარით ამუშავებენ.

ინჰიბირება გამოიყენება ჟანგვისა და პოლიმერიზაციის რეაქციების დასათრგუნად თერმული კრეკინგის მეთოდით მიღებულ ბენზინში, სპეციალური დანამატების (ინჰიბიტორების) გამოყენებით.

საკოხი ზეთების გასაწმენდად გამოიყენება: შერჩევითი გაწმენდა გამხსნელების გამოყენებით, დეპარაფინიზაცია, ჰიდროწმენდა, დეასფალტიზაცია და გამოტუტვა.

შერჩევით (სელექციურ) გამხსნელებს შეუძლიათ, ფიქსირებულ ტემპერატურაზე ნაერთიდან გამოყონ მხოლოდ გარკვეული კომპონენტები, ისე რომ არც გაიხსნან და არც გახსნან სხვა ნივთიერებები. ზეთების გასაწმენდად გამოიყენება: ფენოლი, პროპანი, აცეტონი, ბენზოლი, ტოლუოლი და ა.შ. მათი გამოყენებით დისტილატიდან აცილებენ ფისებს, ასფალტენებს, არომატულ და მყარ პარაფინულ ნახშირწყალბადებს. შერჩევითი გაწმენდის შედეგად მიიღება სუფთა პროდუქტი (რაფინატი) და არასასურველი მინარევები (ექსტრაქტი).

ზეთოვანი ფრაქციების ჰიდროგაწმენდის პროცესში, დისტილატის წყალბადით დამუშავების შედეგად, უმჯობესდება ზეთების შეფერილობა, სტაბილურობა, ბლანტი თვისებები, მცირდება გოგირდის შემცველობა და კოქსვალობა.

დეასფალტიზაცია წარმოებს გუდრონის შემცველი დისტილატიდან ასფალტურ-ფისოვანი ნაერთების მოსაცილებლად, რისთვისაც გამოიყენება მსუბუქი

---

<sup>339</sup> А.Коршак, А.Шаммазов, Основы нефтегазового дела, Уфа, 2005

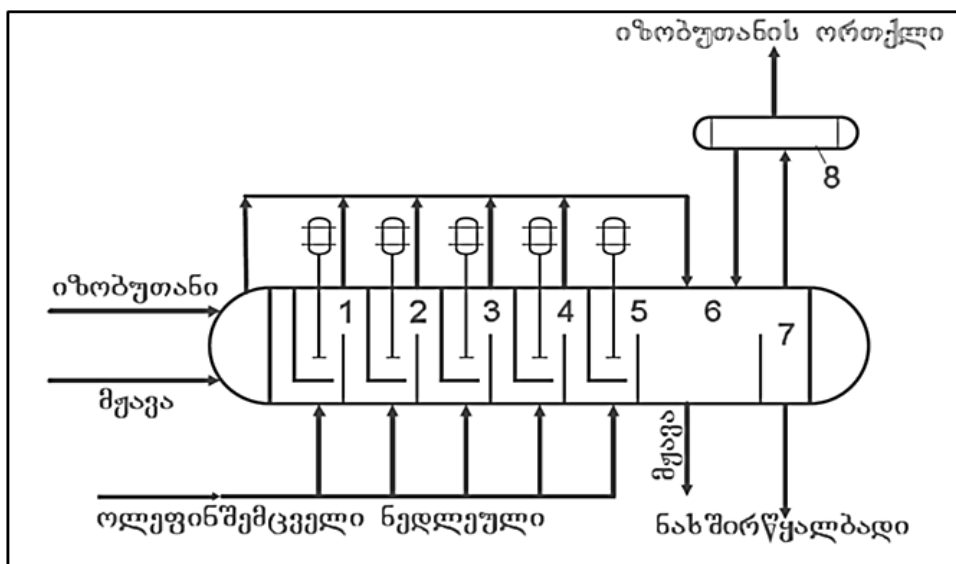
ნახშირწყალბადები (მაგ., გათხევადებული პროპანი). დეასფალტიზაციის შემდგომ ზეთოვანი ფრაქციიდან ნაფტენური მჟავების, მერკაპტანის მოსაცილებლად და გოგირდმჟავას ნეიტრალიზაციის მიზნით გამოტუტვა გამოიყენება.

### ალკილირება

ნავთობის გადამუშავების ყველა დესტრუქციულ მეთოდს თან ახლავს ნახშირწყალბადიანი გაზების წარმოქმნა (დაახლოებით 2-20%-ის მოცულობით). კატალიზური რიფორმინგის გაზებში ძირითადად ნაჯერი ნახშირწყალბადები, ასევე უჯერი (ეთილენი, პროპილენი, ნ-ბუთილენი, იზობუთილენი) ნახშირწყალბადები შედიან, რომლებიც წარმოადგენენ ნედლეულს კატალიზური ალკილირების პროცესისათვის.

ალკილირების შედეგად მიიღება საავტომობილო საწვავის მაღალექტანური კომპონენტები. პროცესის კატალიზატორებად გამოიყენება გოგირდმჟავა ან ფტორწყალბადმჟავა.

როგორც წესი, ალკილირება მიმდინარეობს 7-10°C ტემპერატურაზე, 0,15-2,0 მგპა წნევაზე, 20-30 წთ-ის განმავლობაში. ალკილირების პროცესში გამოიყოფა 75-96 კჯ/მოლ (18-23 კკალ/მოლ) სითბო, რაც აუცილებელს ხდის მის დროულ და ეფექტიან მოცილებას, რეაქციის ზონაში ტემპერატურის აწევის თავიდან ასაცილებლად.



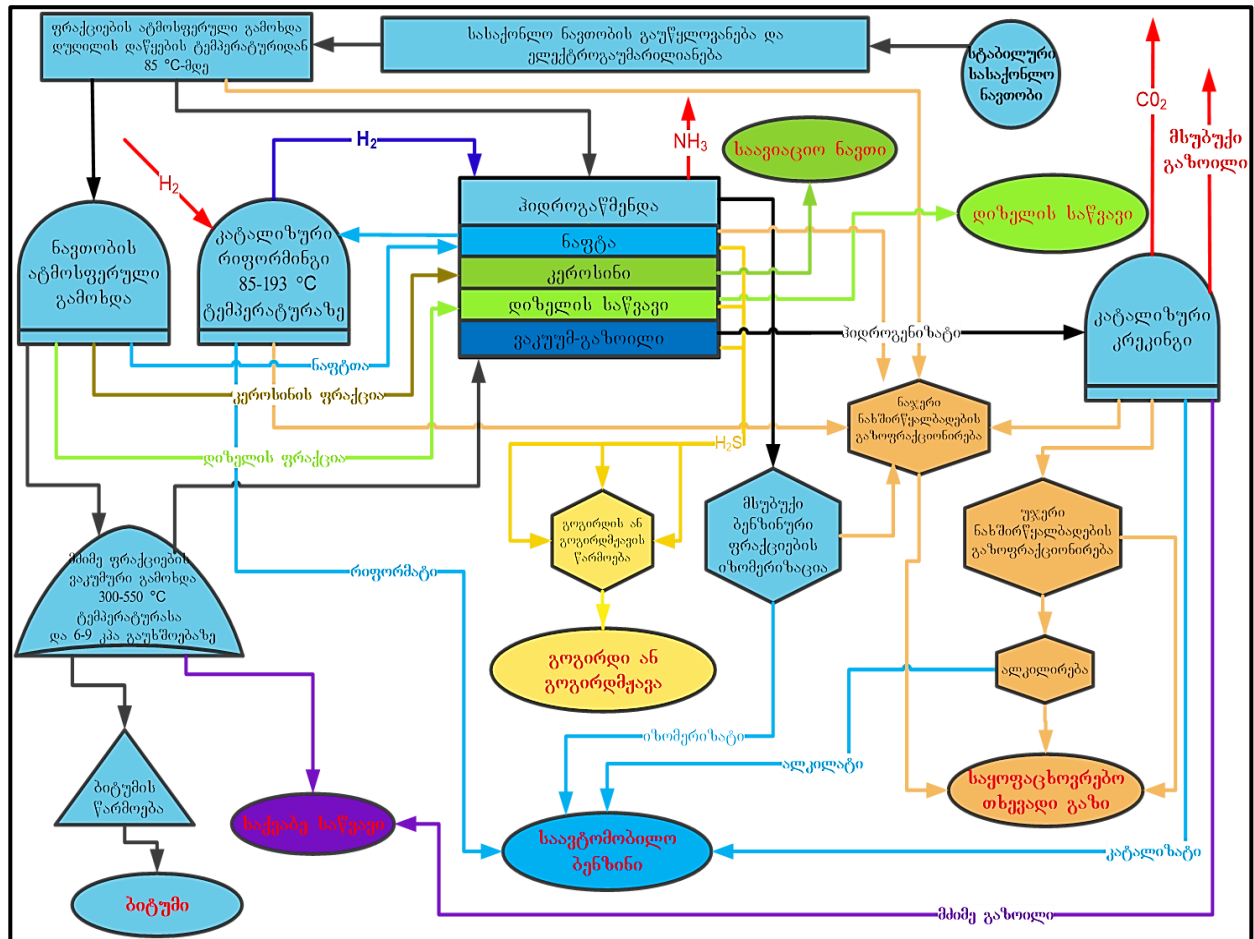
ნახაზი 3.6. იზობუტანის ალკილირების ტექნოლოგიური სქემა

1, 2, 3, 4, 5 - სექციები; 6 - მჟავას დალექვის ზონა; 7 - ალკილატის გამოყვანის ზონა; 8 - იზობუტანის შემკრები

ალკილირების ეფექტიან და თანამედროვე რეაქტორებად ითვლება კასკადური ტიპის რეაქტორები, სადაც პროცესი რამდენიმე სტადიად მიმდინარეობს. რეაქტორი ზონებად დაყოფილია ტიხრებით. მასში უზრუნველყოფილია მჟავის

ინტენსიური კონტაქტი გადასამუშავებელ ნახშირწყალბადებთან, რომლებიც მიეწოდება ყველა ზონაში. რეაქციის სითბოს აცილებენ ცირკულირებადი იზობუტანის ნაწილობრივი და პროპანის მთლიანი აორთქლებით. დასალექავი ზონიდან გოგირდმჟავა ბრუნდება რეაქტორის რეაქციული სექციის პირველ ზონაში.

ნავთობის გადამამუშავების სრული ციკლის გამარტივებული სქემატური გამოსახულება ნაჩვენებია ნახაზზე



ნახაზი 3.7. ნავთობის გადამამუშავების სრული ციკლის გამარტივებული სქემა

### 3.4. ნავთობპოდუქტები

ნავთობის გათხევადებული გაზი (LPG) დუდილის (აორთქლების) ტემპერატურით 20°C-მდე ძირითადად პროპანსა და ბუტანს შეიცავს. იგი ნორმალურ ატმოსფერულ პირობებში გაზს წარმოადგენს და თხევადდება წნევის მომატებით ან ტემპერატურის შემცირებით. LPG ძირითადად გამოიყენება საყოფაცხოვრებო სექტორში, სატრანსპორტო საშუალებებსა და ნედლეულად ქიმიური მრეწველობისათვის. LPG-ის, ისევე როგორც სხვა ნახშირწყალბადური გაზებისა და მათი ნარევების თხევადი მდგომარეობის შესანარჩუნებლად (მაგ., ტრანსპორტირების დროს), გარემოს ჩვეულებრივი ტემპერატურის პირობებში, აუცილებელია უზრუნველყოფილი იყოს მათი ნაჯერი ორთქლის წნევაზე მაღალი



წნევის შენარჩუნება (იხ.ცხრილი).

ცხრილი 3.8. LPG-ის შემადგენელი ნახშირწყალბადების ნაჯერი ორთქლის წნევა

ტემპერატურა, °C	ნაჯერი ორთქლის წნევა, მგპა		
	პროპანი	იზობუტანი	n-ბუტანი
0	0,48	0,16	0,12
10	0,65	0,23	0,17
20	0,85	0,31	0,24
30	1,09	0,42	0,32

ნაფტა დუღილის ტემპერატურით დაახლოებით 70 °C (30 °C – 200 °C ინტერვალში), საშუალოდ პროდუქტია მაღალი ოქტანობის ბენზინის, მძიმე ნავთობისა და საწმენდი ნაერთების გამხსნელი და სხვა ქიმიური პროდუქტების წარმოებაში. მისი 15-30%, წონის მიხედვით, ნედლი ნავთისაგან შედგება.

სატრანსპორტო საშუალებების ძრავებში გამოყენებული ნავთობის გადამუშავების პროდუქტები: ბენზინი, დიზელის საწვავი და სხვა,<sup>340</sup> ბაზარზე ერთ-ერთ ყველაზე უფრო მოთხოვნილი საქონელია.



ბენზინი დუღილის ტემპერატურით 120°C-მდე იწარმოება ნავთობის მსუბუქი ფრაქციებიდან, პირდაპირი გამოხდითა<sup>341</sup> და კატალიზური კრეკინგის დროს, მძიმე მოლეკულების გახლეჩით წარმოშობილი ნახშირწყალბადების დამატებით. სასურველი ხარისხის ბენზინის მისაღებად შემადგენლობას ამდიდრებენ შეზღუდული რაოდენობის ქიმიურად აქტიური ნივთიერებებით.

<sup>340</sup> Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017

<sup>341</sup> აშშ-ში ბენზინის სინონიმია გაზოლინი. ევროპის ზოგიერთ ქვეყანაში, ბენზინისაგან განსხვავებით, გაზოლინს უწოდებენ ძირითადად გაზის კონდენსატის თხევადი ფრაქციიდან მიღებულ საავტომობილო საწვავს

ზოგადად, საავტომობილო საწვავის ხარისხის ძირითადი მაჩვენებლებია: დეტონაციური მედეგობა (ოქტანური რიცხვი), ფრაქციული შედგენილობა, ემიტირებული წვის პროდუქტების რაოდენობა და შედგენილობა, ქიმიური და ფიზიკური სტაბილურობა, გოგირდის შემცველობა და სხვა.

დეტონაცია საწვავის განსაკუთრებული, არანორმალური წვის რეჟიმია, რომლის დროსაც ძრავის ცილინდრში მუშა ნარევის ძირითადი ნაწილი (~80 %) იწვის ნორმალური სიჩქარით, ხოლო მისი მცირე ნაწილი (~20%) თვითააღდება მყისიერად, რაც იწვევს ალის გავრცობის სიჩქარის მკვეთრ ზრდას (1500-2500 მ/წმ-მდე, ნაცვლად 20-30 მ/წმ-ისა). წნევა ძრავის ცილინდრში იზრდება ნახტომისებურად და განაპირობებს ძირითადი ალის ფრონტისაკენ მიმართული დეტონაციური ტალღის წარმოქმნას. მაღალი წნევის დარტყმითი ტალღის შეჯახება ცილინდრის კედლებთან და მისი მრავალჯერადი არეკვლა იწვევს ვიბრაციას და მეტალურ კაკუნს, რაც არის დეტონაციური წვის გამოვლენის მთავარი გარეგანი ნიშანი (დეტონაციის სხვა გარეგანი ნიშნებია: მაყუჩიდან გამოსულ გამონაბოლქვ აირებში შავი კვამლი და ცილინდრის კედლების ტემპერატურის მკვეთრი მომატება).

დეტონაციური წვა იწვევს საწვავის ხარჯის ზრდას, ძრავის სიმძლავრის შემცირებას და გადახურებას, სარქველების, დგუშებისა და ელექტროსანთლების მწყობრიდან გამოსვლას.

ცნობილია, რომ ბენზინში შემავალი ნახშირწყალბადები განსხვავდება დეტონაციური მედეგობით. დაბალი დეტონაციური მედეგობა აქვთ ნორმალურ პარაფინულ ნახშირწყალბადებს. ხაზოვანი ჯაჭვის სიგრძის გაზრდით ნორმალური პარაფინების დეტონაციური მედეგობა უარესდება. იზომერული (განტოტვილი) სტრუქტურის პარაფინებს, ისეთებს, როგორცაა იზოოქტანი, აქვთ კარგი დეტონაციური მედეგობა, ოლეფინურ (უჯერ) ნახშირწყალბადებს აქვთ უფრო უკეთესი დეტონაციური თვისებები, ვიდრე იმავე რიცხვის ნახშირბადის ატომების მქონე ნორმალურ პარაფინებს. ნაფტენური (ციკლოპარაფინები) ნახშირწყალბადების (ციკლოპენტანი, ციკლოჰექსანი და მათი წარმოებულები) დეტონაციური მედეგობა უფრო მაღალია, ვიდრე ნორმალური პარაფინული ნახშირწყალბადების და უფრო დაბალია, ვიდრე არომატული ნახშირწყალბადებისა (ბენზოლი, ტოლუოლი, ქსილოლი და სხვა).

ნახშირწყალბადების დეტონაციური მედეგობა ხასიათდება ოქტანური (ოქტანის) რიცხვით. ოქტანის რიცხვი (ON) განსაზღვრავს ბენზინის თვისებას, მოხდეს დეტონაცია საწვავის ადრეული, შიგაწვის ძრავისათვის ოპტიმალური

წნევისა და ტემპერატურის მიღწევამდე. ოქტანური რიცხვი რიცხოზომიერად იზოოქტანის პროცენტული შემცველობის ტოლია მისივე ნარევი ნ-ჰექტანთან (იზოოქტანი და ნ-ჰექტანი ეტალონური საწვავებია. სტანდარტულ პირობებში იზოოქტანისათვის დეტონაციური მედეგობა მიღებულია 100-ის, ხოლო ნ-ჰექტანისათვის – 0-ის ტოლად).

რაც უფრო მაღალია ოქტანის რიცხვი, მით ნაკლებია საწვავის ადრეული დეტონაციისა და წვის არაეფექტიანი რეჟიმის მიღების შესაძლებლობა. დაბალი ხარისხის ძრავის საწვავს აქვს ნულოვანი ოქტანური რიცხვი, მაღალი ხარისხის ძრავის საწვავის ოქტანური რიცხვი 100-ის ტოლია. ნედლი ნავთობიდან მიღებული ბენზინის ოქტანური რიცხვი არ აღემატება 60-ს.

ოქტანური რიცხვის ამალღების მიზნით ბენზინს უმატებენ ანტიდეტონაციურ მისართებს – არომატულ ნახშირწყალბადებსა და იზოალკანებს. მაღალი ტოქსიკურობის გამო ძრავის საწვავში შეზღუდულია მათი (ისევე, როგორც გოგირდის) შემცველობა.

ევროპული სპეციფიკაციის მიხედვით, EN 228:2008 არაეთილირებული ბენზინის ოქტანური რიცხვი კვლევითი მეთოდით უდრის არანაკლებ 95-ს. საქართველოს სტანდარტის მიხედვით, სსტ 41:2003 არაეთილირებული ბენზინების ოქტანური რიცხვები კვლევითი მეთოდით უნდა შეადგენდეს არანაკლებ: რეგულარისა - 91-ს, პრემიუმისა - 95-ს, სუპერისა - 98-ს.

ბენზინის ფრაქციულ შედგენილობაზე დამოკიდებულია ძრავის გაშვების პირობები, მისი გათბობის ხანგრძლივობა, ძრავის დეტალების მედეგობა ცვეთის მიმართ, საწვავის წვის სისრულე.

საწვავის გამშვები თვისებები განისაზღვრება 70°C-მდე გამოხდილი ბენზინის მოცულობით. 100°C-მდე გამოხდილი ფრაქციის მოცულობა გავლენას ახდენს ძრავის გათბობის სიჩქარეზე, საწვავის ჰაერთან ნარევის წარმოქმნის ხარისხზე, ძრავის მუშაობის ერთი რეჟიმიდან მეორეზე გადართვის სიჩქარეზე და საწვავის თანაბრად განაწილებაზე ცილინდრებში. 50°C-მდე და დუდილის დასასრულამდე გამოხდილი დისტილატის მოცულობა განსაზღვრავს საწვავის წვის სისრულეს. მძიმე ფრაქცია, ბენზინში მისი შემცველობის შემთხვევაში, ვერ ასწრებს აორთქლებას ცილინდრში შესვლამდე და სითხის სახით შეიფრქვევა.

ევროსტანდარტის EN 228:2008 და სსტ 41:2003 მიხედვით, ბენზინის სავალდებულო ფრაქციული შედგენილობა შემდეგნაირადაა განაწილებული:

- ✓ გამოხდის დასაწყისი - არანაკლებ 35 °C;
- ✓ 70 °C-მდე - 22 ÷ 50 მოცულობითი %, (მინ.-მაქ.);

- ✓ 100 °C-მდე - 46÷71 მოცულობითი %;
- ✓ 150 °C-მდე - მინიმუმ 75 მოცულობითი %;
- ✓ გამოხდის (დუღილის) დასასრული - მაქსიმუმ 210°C.

ბენზინის ქიმიური შედგენილობა შეიძლება შეიცვალოს შენახვის, ტრანსპორტირების ან გამოყენების დროს, რაც, პირველ რიგში, გამოწვეულია უჯერი ნახშირწყალბადების (ალკენების) დაჟანგვისა და პოლიმერიზაციის რეაქციებით. რაც უფრო მეტია უჯერი ნაერთები ბენზინში, მით უფრო ქიმიურად არასტაბილურია იგი.

ქიმიური სტაბილურობის ასამაღლებლად საწვავებში უმატებენ მისართებს (დანამატებს, ინჰიბიტორებს).

სტანდარტების EN 228:2008 და სსტ 41:2003 მიხედვით, უჯერი და სხვა მავნე ნაერთების შემცველობა ბენზინში შემდეგნაირად ნორმირდება:

- ✓ უჯერი ნახშირწყალბადები - არაუმეტეს 18 მოცულობითი %;
- ✓ ფაქტიური ფისები - არაუმეტეს 5 მგ/100მლ;
- ✓ გოგირდის შემცველობა ტყვიაშეუცველ ბენზინში - არაუმეტეს 10 მგ/კგ.

სატრანსპორტო საშუალებები ატმოსფეროში მავნე ემისიების ერთ-ერთი ძირითადი წყაროა. ნახშირჟანგის გლობალური ემისიის დაახლოებით 66%, აზოტის ჟანგეულების 38%, ნახშირორჟანგის 30% და აქროლადი ორგანული ნაერთების 26%-ს სატრანსპორტო საშუალებები გამოარქვევს, ამიტომ საწვავის ხარისხის გაუმჯობესებას მნიშვნელოვანი როლი ენიჭება გლობალურ დათბობასთან ბრძოლაში.

ევროპული ემისიების სტანდარტით (Euro Emissions Standards) დაწესებულია გამონაბოლქვის მაქსიმალური რაოდენობა ბენზინისა და დიზელის საწვავზე მომუშავე ავტომობილებისათვის (იხ. ცხრილი),<sup>342</sup> რომლის უზრუნველყოფის მიზნით აუცილებელია შესაბამისი ხარისხის საწვავის გამოყენება (ძრავის მახასიათებლებთან ერთად). სტანდარტი ზღუდავს ნახშირჟანგის (CO), აზოტის ჟანგეულების (NOx), ნახშირწყალბადების (HC), მყარი ნარჩენების (PM), მყარის რაოდენობისა (PN) და სხვა მავნე გამონაბოლქვების ემისიას.

<sup>342</sup> Euro 1 to Euro 6 Guide – Vehicle's Emissions Standard, The Royal Automobile Club (RAC) [www.racfoundation.org](http://www.racfoundation.org)

ცხრილი 3.9. Euro 5 და Euro 6 სტანდარტები

	Euro 5		Euro 6	
	ბენზინი, გ/კმ	დიზელის საწვ.	ბენზინი	დიზელის საწვ.
CO	1.0 გ/კმ	0.5 გ/კმ	1.0 გ/კმ	0.5 გ/კმ
THC <sup>343</sup>	0.10 გ/კმ	-	0.10 გ/კმ	-
NMHC	0.068 გ/კმ	-	0.068 გ/კმ	-
HC + NOx	-	0.23 გ/კმ	-	0.17 გ/კმ
NOx	0.06 გ/კმ	0.18 გ/კმ	0.06 გ/კმ	0.08 გ/კმ
PM	0.005 გ/კმ	0.005 გ/კმ	0.005 გ/კმ	0.005 გ/კმ
PN	-	6.0x10 <sup>11</sup> /კმ	6.0x10 <sup>11</sup> /კმ	6.0x10 <sup>11</sup> /კმ

ნავთი, დუღილის ტემპერატურით 150-275 °C, ძირითადად გამოიყენება საავიაციო საწვავად (Jet A). იგი გამოიყენება განათებისა და გათბობისათვისაც.

დიზელის საწვავი შედგება, ძირითადად, 200-350 °C დუღილის ტემპერატურის მქონე პირდაპირნახადი ნახშირწყალბადების ფრაქციების, მათ შორის, უპირატესად ნორმალური ალკანების, იზოალკანებისა და ნაფტენებისაგან, აგრეთვე კატალიზური კრეკინგის პროცესში მიღებული მსუბუქი გაზოილისგან, არომატული ნახშირწყალბადების შემცველობით არაუმეტეს მასური 20%-ისა.

დიზელის საწვავის ძირითადი საექსპლუატაციო მახასიათებლებია: აალებადობა, ფრაქციული შედგენილობა, დაკოქსვის უნარი, აფეთქების, შემღვრევის, გამყარების ტემპერატურები, შეზეთვის უნარიანობა, ფისოვანი, კოროზიულად აქტიური ნაერთების და პოლიციკლური არომატული ნახშირწყალბადების შემცველობა.<sup>344</sup>

შიგა წვის კარბურატორული ძრავისგან განსხვავებით, რომელშიც საწვავის ორთქლისა და ჰაერის ნარევი ნაპერწკლით იძულებით ფეთქდება, დიზელის ძრავაში იკუმშება მხოლოდ ჰაერი. შემდეგ, 550-650 °C-მდე გაცხელებულ და 4 მგპა-მდე შეკუმშულ ჰაერში შეიფრქვევა დიზელის საწვავის განსაზღვრული დოზა, რომელიც ორთქლდება და ნაწილდება ჰაერში, მყისიერად თვითაალებს და იწვის. წვის შედეგად წნევა 6-10 მგპა-მდე იზრდება. დროს შეფრქვევის დაწყებისა და საწვავის თვითაალებას შორის თვითაალების დაყოვნების პერიოდი ეწოდება.

დიზელის ძრავები ეკონომიურობით გამოირჩევა – მათ საწვავის ნაკლები ხარჯი და უფრო მაღალი მარგი ქმედების კოეფიციენტი აქვთ, ვიდრე კარბურატორულს.

<sup>343</sup> THC & NMHC ჯამური ნახშირწყალბადებისა და არამეთანური ნახშირწყალბადების შემცველობა გამონახობლქეში, შესაბამისად

<sup>344</sup> რ.კერესელიძე, ნავთობის გადამამუშავებელი ქარხნის დაპროექტების ზოგადი საკითხები, სნგკ (GOGC-10-Handbook, l/txt), თბილისი, 2010



დიზელის საწვავს იყენებენ მსუბუქ- და მძიმეწონიან სატვირთო ავტომობილებში, სასოფლო-სამეურნეო ტექნიკაში, გემებზე, თბომავლებზე, გადასაადგილებელი ელექტროსადგურებზე .

დიზელის ძრავის ნორმალური მუშაობისათვის ძალიან მნიშვნელოვანია საწვავის თვითაალების შემდეგ გაზების წნევის მომატების სიჩქარე, ცილინდრის მესამე სამუშაო ტაქტის დროს. ეს სიჩქარე არ უნდა აღემატებოდეს 0,5 მგპა დგუშის მუხლანა ლილვის ერთი გრადუსით მობრუნებისას. წინააღმდეგ შემთხვევაში ძრავა იწყებს კაკუნს, მისი მუშაობა “ხისტი” ხდება. კაკუნის წარმოქმნა და ძრავის ხისტი მუშაობა მჭიდროდაა დაკავშირებული თვითაალების დაყოვნების პერიოდის ხანგრძლივობასთან. ეს პერიოდი სხვადასხვა საწვავისათვის სხვადასხვანაირია. ზოგიერთი საწვავი თვითაალდება უშუალოდ შეფრქვევის შემდეგ დაყოვნების გარეშე, სხვა საწვავები კი – უფრო მოგვიანებით. პირველ შემთხვევაში წვა მიმდინარეობს მუდმივი სიჩქარით და წარმოქმნილი გაზების წნევა ცილინდრში იზრდება თანდათანობით, რაც ხელს უწყობს ძრავის რბილ მუშაობას, კაკუნის გარეშე. მეორე შემთხვევისას, დიდი თვითაალების დაყოვნების პერიოდში, ცილინდრში შესული დიდი რაოდენობით საწვავი ერთდროულად აალებს და წვას ფეთქებადი ხასიათი აქვს, წნევა მატულობს ნახტომისებურად, რაც ძრავის არაოპტიმალურ რეჟიმში მუშაობის მიზეზი არის (გარეგნული ნიშნებით მსგავსია დეტონაციისა ბენზინის ძრავაში).

საწვავის თვითაალების დაყოვნების პერიოდი მისი ქიმიური და ფრაქციული შემადგენლობებით განისაზღვრება. ცნობილია, მაგალითად, რომ არომატულ ნახშირწყალბადებს (ბენზოლს, ტოლუოლს, ქსილოლს და სხვა) და მოკლე გვერდითი ჯაჭვის მქონე არენებს (ტოლუოლს, ქსილოლს, ტრიმეთილბენზოლს) აქვთ მაღალი თვითაალების ტემპერატურა (500-600 °C). შესაბამისად, დიზელის საწვავად დაუშვებელია ძლიერ არომატიზებული პროდუქტების გამოყენება და, პირიქით, პარაფინები (ნ-პარაფინები), რომლებიც ძალიან დაბალი თვითაალების ტემპერატურით გამოირჩევა, რეკომენდებულია კარგი საექსპლუატაციო თვისებების მქონე დიზელის საწვავის მისაღებად. შესაბამისად, რაც კარგია ბენზინისთვის (იზოპარაფინები, არომატული ნახშირწყალბადები), ცუდია დიზელის საწვავისათვის და, პირიქით, რაც კარგია დიზელის საწვავისთვის (ნორმალური პარაფინები), ცუდია ბენზინისთვის. აღნიშნული განპირობებულია ბენზინის და დიზელის ძრავების განსხვავებული კონსტრუქციით, საწვავის წვის ინციტების განსხვავებულ ხერხებით, განსხვავებული წნევითა და ტემპერატურებით ძრავის ცილინდრში და ა.შ.

დიზელის საწვავის მოტორულ თვისებებს აფასებენ ცეტანური რიცხვით (CN), რომელიც ტოლია ცეტანის (ჰექსადეკანის -  $C_{16}H_{34}$ ) პროცენტული (მოცულობითი)

შემცველობისა მის ნარევი 1-მეთილნაფტალინთან. ჰექსადეკანის ცეტანური რიცხვი მიღებულია 100-ის, 1- მეთილნაფტალინის – 0-ის ტოლად.

დიზელის ცეტანური რიცხვები ნორმირდება ინტერვალში 40-45-51. ნორმალურ გაშვებას და სტაბილურ მუშაობას უზრუნველყოფს საწვავი ცეტანური რიცხვით არანაკლებ 45.

ცეტანური რიცხვის ასამაღლებლად იყენებენ მისართებს (დანამატებს), რომლებიც აჩქარებს ალისწინარე დაჟანგვას და ამცირებს თვითაალების დაყოვნების პერიოდს. მისართებად გამოიყენება ნიტრონაერთები – იზოპროპილნიტრატი და ამილნიტრატი.

ევროდიზელის სტანდარტის EN 590:2009 თანახმად, ცეტანური რიცხვი უნდა იყოს არანაკლებ 51, სიმკვრივე 15°C დროს - 820±845 კგ/მ<sup>3</sup>.

დიზელის ფრაქციული შედგენილობა განსაზღვრავს წვის სისრულეს, გაფრქვევის პირობებს, გამონაბოლქვის კვამლიანობას, მყარი მინაწვავის წარმოქმნას. მსუბუქი ფრაქციების მაღალი შემცველობისას იზრდება წვის წნევა, ძრავა მუშაობს ხისტად, საწვავის დამძიმება კი აუარესებს გაფრქვევის პირობებს, ამცირებს სამუშაო ნარევის წარმოქმნის სიჩქარეს, ზრდის კვამლიანობას და ამცირებს ძრავის ეფექტიანობას.

დიზელის საწვავის ოპტიმალური ფრაქციული შედგენილობა დამოკიდებულია მის დანიშნულებასა და ძრავის კონსტრუქციაზე. ევროდიზელის სტანდარტის EN 590:2009 მოთხოვნები ფრაქციული შემადგენლობის განმაპირობებელი დისტილაციის ტემპერატურების მიმართ შემდეგია:

- 180 °C -მდე - არა უმეტეს 10 მოცულობითი %;
- 250 °C -მდე - არა უმეტეს 65 მოცულობითი %;
- 350 °C -მდე - არანაკლებ 85 მოცულობითი %;
- 360 °C – არანაკლებ 95 მოცულობითი %.

ამერიკული სტანდარტის ASTM D 975-10a თანახმად, დიზელის საწვავის 2-DS15 და 2-DS500 მარკებისათვის შემადგენელი დისტილატების არანაკლებ 90 მოცულობითი %-ისა გამოიხდება ტემპერატურულ ინტერვალში 282- 338°C.

დიზელის საწვავის შედგენილობაში მკაცრად კონტროლდება გოგირდის შემცველობაც, რომელიც არ შეიძლება იყოს მასის 0,05%-ზე მეტი. ხარისხის გაუმჯობესების მიზნით სასაქონლო პროდუქციას უმატებენ, აგრეთვე, მისართებს - ეთილენის პოლიმერისა და ვინილაცეტატის სახით, რაც ხელს უწყობს გამყარების ტემპერატურის შემცირებას.

საავიაციო ბენზინი გამოიყენება დეჰუმანი შიგაწვის ძრავებით აღჭურვილ სატრანსპორტო და მსუბუქ სპორტულ თვითმფრინავებში, შვეულმფრენებში.

საავიაციო ბენზინს მოეთხოვება ხარისხის განსაკუთრებით მაღალი მაჩვენებლები, მის შედგენილობაში შედის პირდაპირნახადი ბენზინი (ნაფტა), კატალიზური რეფორმინგის, ალკილირების, არომატიზაციის პროდუქტები, ანტიდეტონაციური და ანტიდამაჟანგველი ინჰიბიტორები.

ამერიკული სტანდარტის ASTM D 910-07a თანახმად იწარმოება საავიაციო ბენზინის შემდეგი მარკები: G80, G91, G100, G100LL (რიცხვები აღნიშნავს ოქტანურ რიცხვს). მათი შემადგენელ ფრაქციების გამოხდის ზღვრები შეზღუდულია: 40-170 °C, ხოლო მოცულობის 10 % გამოიხდება არა უმეტეს 70°C ტემპერატურის დროს.

თანამედროვე საფრენი აპარატების უმრავლესობა ტურბორეაქტიული ძრავითაა აღჭურვილი, რომლის საწვავად რეაქტიული საწვავი გამოიყენება. ტურბორეაქტიული ძრავის წვის კამერაში შეიფრქვევა ტურბოკომპრესორით დაწნეხილი ჰაერი და თხევადი საწვავი. საწვავის ააღდება ელექტრული ნაპერწკლით. ნამწვი აირების ნაკადი ფართოვდება ტურბინაში, აბრუნებს კომპრესორს, შემდეგ გადადის ფორსაჟის (წვის დასრულების) კამერაში, სადაც მიმდინარეობს საწვავის საბოლოო წვა. გაფართოებული აირის ნაკადი ფორსაჟის კამერიდან მიემართება რეაქტიულ საქშენისაკენ, შემდეგ კი მაღალი სიჩქარით გაიტყორცნება ატმოსფეროში. შედეგად წარმოიქმნება საჰაერო ხომალდის გადაადგილებისათვის საჭირო რეაქტიული ძალა.

რეაქტიული საწვავის, ხარისხის ძირითადი მახასიათებლებია სიმკვრივე, წვის სითბო, ფრაქციული შედგენილობა, სიბლანტე, კრისტალიზაციის დაწყების ტემპერატურა, გოგირდისა და მისი ნაერთების, არენების, ფისებისა და უჯერი ნაერთების შემცველობა, თერმული სტაბილურობა.

რეაქტიული საწვავის სიმკვრივე და წვის სითბო განაპირობებს მის ენერგეტიკულ შესაძლებლობებს. რაც უფრო მაღალია საწვავის წვის კუთრი სითბო, მით უფრო მეტი ენერჯია გამოიყოფა, იზრდება საქშენიდან აირის გამოტყორცნის სიჩქარე და გამწევი ძალა.

ნახშირწყალბადებს შორის უმაღლესი წვის სითბო მასის ერთეულზე აქვთ ალკანებს (პარაფინებს), ხოლო უდაბლესი – არენებს (არომატულ ნახშირწყალბადებს). არენების წვისას წარმოიქმნება მური და მინაწვი, რომელიც ფარავს კამერისა და მფრქვევანების კედლებს და შეიძლება გამოიწვიოს მათი დეფორმაცია, ამიტომ არომატული ნახშირწყალბადებისა და ფისების შემცველობა რეაქტიულ საწვავში ნორმირებულია.

რეაქტიული საწვავის მნიშვნელოვანი საექსპლუატაციო მაჩვენებელია, აგრეთვე, კრისტალიზაციის დაწყების ტემპერატურა, ვინაიდან დიდ სიმაღლეზე ფრენისას საწვავი ავზებში ინტენსიურად ცივდება. საწვავის მიწოდების სისტემაში კი, პირიქით, ის ცხელდება 150-250 °C-მდე. ასეთ ტემპერატურაზე უჯერი ალკენები, ფისები და მერკაპტანები იწყებს დაშლას და წარმოქმნის ნალექებს, რომლებიც ჭედავს ფილტრებს და ფრქვევანებს, ამიტომ რეაქტიულ საწვავებს მოეთხოვება მაღალი თერმული სტაბილურობა, რაც მიიღწევა გაწმენდითა და სპეციალური მისართების დამატებით.

ამერიკული სტანდარტის ASTM D 1655-10 (და ნატოს შესაბამისი სამხედრო სტანდარტის) თანახმად, რეაქტიული საწვავის ძირითადი მახასიათებლებია:

- სიმკვრივე – 775±840 კგ/მ<sup>3</sup>;
- არომატები – არა უმეტეს 25 % (მოცულობითი);
- მერკაპტანული გოგირდი – არა უმეტეს – 0.003 % (მასური);
- საერთო გოგირდი – არა უმეტეს – 0.3 % (მასური);
- კრისტალიზაციის დაწყების ტემპერატურა – არანაკლებ (-47 °C);
- წვის სითბო – არანაკლებ 42.8 მეგაჯოული/კგ;
- ნაფტალინები – არა უმეტეს 3.0 % (მოცულობითი);
- ფაქტობრივი ფისები – არა უმეტეს 7.0 მგ/100მლ;
- ტემპერატურა, რომელზეც გამოიხდება საწვავის მოცულობის 10 %, – არა უმეტეს 205 °C;
- დუდილის დასასრული – არა უმეტეს 300 °C.

**ტურბინის საწვავი** ძირითადად გამოიყენება თბოელექტროსადგურების გაზის ტურბინებისა და გემების საწვავად. იგი იწარმოება დაკოქსვის, თერმული კრეკინგისა და პირდაპირნახადი დისტილატებიდან.

ტურბინის საწვავში ნორმირებულია შემდეგი მახასიათებლები: პირობითი სიბლანტე 50 °C-ზე A-მარკისათვის, არა უმეტეს 1,6 °პ.ს., B-მარკისათვის, არა უმეტეს 3,0 °პ.ს; ნაცრიანობა - არა უმეტეს 0,01 %; აფეთქების ტემპერატურა, - არანაკლებ 65 °C (A) და 62 °C (B), ვანადიუმის შემცველობა - არა უმეტეს 0,00005 %(A) და 0,0004 % (B); ნატრიუმისა და კალიუმის ჯამი, არა უმეტეს 0,0002 %; სიმკვრივე, არა უმეტეს 935 კგ/მ<sup>3</sup>.

A მარკა ამაჟამად შეესაბამება სტანდარტების საერთაშორისო ორგანიზაციის სტანდარტის ISO 8216/2 -ის F-DST-3-ს, B მარკა - F-DMT-3-ს.

**საქვაბე საწვავი (მაზუთი)** მზადდება ნავთობის გადამუშავების ნარჩენებისაგან. მის შედგენილობაში შედის მაღალმოლეკული ნახშირწყალბადები, ფისოვან-ასფალტენური ნაერთები, კარბოიდები. მძიმე, მაღალი სიბლანტის ნარჩენები

საქვაზე საწვავისათვის მიიღება როგორც პირდაპირი გამოხდის, ისე კრეკინგ-პროცესის დროს. უკანასკნელ შემთხვევაში პროდუქტის შედგენილობაში ხვდება დიდი რაოდენობით პოლიციკლური არომატული ნახშირწყალბადები. მაზუთის შედგენილობაში დასაშვებია 2,0-3,5 %-მდე გოგირდის ნაერთების შემცველობა.

**საპოხი ზეთები** შეიცავს მაღალმოლეკულურ მეთანურ, ნაფთენურ და არომატულ ნახშირწყალბადებს და შედარებით მცირე რაოდენობით ფისოვან-ასფალტენურ ნაერთებს. დანიშნულების მიხედვით საბაზო საპოხი ზეთებს უმატებენ სხვადასხვა მისართს. საპოხი ზეთები შეიძლება იყოს:

- მინერალური – მიიღება ნავთობის გადამუშავებით (მაზუთის გამოხდის ან დეასფალტირებული ფისისაგან) ;
- სინთეზური – მიიღება ორგანული ნივთიერებების სინთეზით;
- ნახევრად სინთეზური – წარმოადგენს სინთეზური და ნავთობის გადამუშავების პროდუქტების ნარევს.

ხარისხიანი (სუფთა) ზეთების მისაღებად შესაბამისი ფრაქციებიდან გამხსნელებისა და სორბენტების გამოყენებით აცილებენ პოლიციკლურ არომატულ ნახშირწყალბადებს, ფისოვან-ასფალტენურ ნივთიერებებს, აზოტის, გოგირდის, ჟანგბადისა და მჟავების შემცველ ნაერთებს.

**ბიტუმი**, ძირითადად, ნავთობპროდუქტების დეასფალტირებისა და საბაზო ზეთების გაწმენდის დროს გამოყოფილი ფისისა და ასფალტენებისაგან მიიღება. შესაბამისად, მის შედგენილობაში შედის ფისები, ასფალტენები, აგრეთვე კარბოიდები. ბიტუმის წარმოება შეიძლება მძიმე ნავთობისა და დისტილატების გამოხდით ვაკუუმში და ნავთობგადამუშავების ნარჩენების დაჟანგვით. ბიტუმი ძირითადად საგზაო მშენებლობაში გამოიყენება, ნავთით განზავების შემდეგ.

**ტექნიკური ნახშირბადი** შავი ფერის ფხვნილია, რომელიც მიიღება ნახშირბადის არასრული წვით 1200-1700°C ტემპერატურის დროს. იგი შედგება 95-99,5% ნახშირბადისაგან და შეიძლება შეიცავდეს მცირე რაოდენობით წყალბადს (0,9%-მდე), გოგირდს (1,2%-მდე), ჟანგბადს (5%-მდე) და ნაცარს (0,5%-მდე). ტექნიკური ნახშირბადის მისაღებად იყენებენ ნავთობგადამუშავების მაღალ არომატულ ნარჩენებს, აგრეთვე ნახშირწყალბადურ აირებს. იგი ძლიერი კანცეროგენია.

#### **ალტერნატიული საწვავი სატრანსპორტო საშუალებებისათვის**

სატრანსპორტო საშუალებებში გამოყენებული ბენზინის, ნავთის ან დიზელის საწვავის ქიმიურად მსგავსი ნივთიერებების მიღება შესაძლებელია არანავთობური წარმოშობის ნახშირწყალბადოვანი ნედლეულისაგანაც. ისტორიულად სინთეზური ნავთობის მიღების ტექნოლოგია პირველად გერმანიაში შეიმუშავეს. ფიშერ-ტროპშის ტექნოლოგიით სინთეზური ნავთობი იწარმოება მურა ნახშირიდან



მიღებული ნახშირჟანგისა და წყალბადის ნარევის კონტაქტით რკინა-ცინკის კატალიზატორზე 180-200°C ტემპერატურაზე და ატმოსფერული წნევის პირობებში. სინთეზური საწვავის ქარხნები ფუნქციონირებდა გერმანიაში მეორე მსოფლიო ომის დროს, როცა ქვეყანა მოსწყდა აღმოსავლეთ ევროპის ნავთობის საბადოებს. სინთეზურ ბენზინსა და დიზელის საწვავს აწარმოებდნენ სამხრეთ აფრიკის რესპუბლიკაში, როცა აპარტიდის გამო ქვეყანა ეკონომიკურ ბლოკადაში იყო მოქცეული. შემდგომში, სინთეზური ნავთობისა და პროდუქტების არაკონკურენტუნარიანობის გამო ბუნებრივ ანალოგებთან შედარებით, მათი წარმოება შეწყდა.

დღეისათვის უფრო პერსპექტიულ მიმართულებად ითვლება ბიომასისგან წარმოებული ბიოსაწვავის გამოყენება, რომელიც ბიომასის თერმული, ქიმიური და ბიოლოგიური პროცესების გააქტიურებით წარმოიქმნება. ბიომასას შორის ვხვდებით ხის მასალას, შაქრის ლერწმის მსგავს კულტურებსა და ნარჩენებს, რომელთა ფერმენტაციისას ბიოეთანოლი და ბიოდიზელი წარმოიქმნება. ბიოენერჯის გამოყენების ტრენდის ზრდა მნიშვნელოვანია და ენერჯეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს (IEA) შეფასებით, უახლოეს წლებში ის განახლებადი ენერჯის წარმოების 30%-ს გაუტოლდება.

სინთეზური ნავთობის მისაღებად უჟანგბადო გარემოში ბიომასის ცხელდება მაღალ ტემპერატურამდე (500°C-მდე) და ხდება შემდგომი გამოხდა და კონდენსაცია. იგი ქიმიური შედგენილობით არსებითად განსხვავდება ბუნებრივი ნავთობისაგან, თუმცა ბიონავთობიდან შესაძლებელია პრაქტიკულად ნებისმიერი სახის ნავთობპროდუქტისა და ქიმიური ნედლეულის მიღება.

ბიოსაწვავის გამოყენების მხრივ ლიდერია ბრაზილია, რომელიც შაქრის ლერწმის მაღალი მოსავლიანობისა და მუშა ძალის დაბალი ღირებულების გამო, უზრუნველყოფს საწვავზე ქვეყნის მოთხოვნილების მნიშვნელოვან წილს. ზოგადად კი, ბიოსაწვავის წარმოება მოითხოვს ვრცელ დამატებით ტერიტორიებს, რომლებიც, როგორც წესი, მიიღება ტყეების განადგურების (რაც, თავის მხრივ, ნახშირორჟანგის შთანთქმელი ამაზონის ტროპიკული ტყეების მასობრივ განადგურებას იწვევს და სერიოზულ ეკოლოგიურ საფრთხეს წარმოშობს) ან საკვები და საფურაჟე კულტურებით დაკავებული სასოფლო-სამურნეო სავარგულების ხარჯზე. გარდა ამისა, მეცნიერთა ნაწილის აზრით, ძრავების მასობრივი გადაყვანა ბიოსაწვავიდან სინთეზირებულ ეთანოლზე ხელს შეუწყობს ოზონის კონცენტრაციის ზრდას ატმოსფეროში, რაც შეიძლება ასთმისა და რესპირატორული დაავადებების რიცხვის ზრდის მიზეზი გახდეს. შესაბამისად, ბიოლოგიური საწვავის დამზადებითა და გამოყენებით გამოწვეული ჯამური ეკოლოგიური ზარალი შეიძლება გაცილებით მნიშვნელოვანი აღმოჩნდეს წიაღისეული ნავთობის გადამუშავებით მიღებული ბენზინისა და დიზელის საწვავის გამოყენებით გამოწვეულ ზარალთან შედარებით.

მრავალი მცენარეული კულტურისაგან მიღებული ენერჯის შეფარდება მის მოყვანა-გადამუშავებაზე დახარჯულ ენერჯისთან - EROEI - მცირედ აღემატება ერთს ან ზოგჯერ ერთზე ნაკლებიცაა. ამ მაჩვენებლის მიხედვით საუკეთესოდ არის მიჩნეული პალმის ზეთი (EROEI=9), შაქრის ლერწამი (8). ისეთი მასობრივი გავრცელების კულტურისათვის, როგორცაა სიმინდი, EROEI შეადგენს 1,5-ს. იაპონელი მეცნიერების მიერ შემოთავაზებულია ბიოსაწვავის წარმოება ზღვის წყალმცენარეებისგან, რომლებიც მაღალი EROEI ინდექსით გამოირჩევა.

ბენზინისა და დიზელის საწვავის მოხმარების შემცირების უფრო ეფექტიანი გზაა ბუნებრივ (კომპრესიულ) გაზზე ან წყალბადზე მომუშავე, ჰიბრიდულამძრავიანი და ელექტრომობილების გამოყენება.

ჰიბრიდული ავტომობილების გამოყენება, ორგანული საწვავის მნიშვნელოვან ეკონომიასთან ერთად, ეკოლოგიურ ეფექტიანობასაც განაპირობებს. მათი ნაკლი შედარებით მაღალი ღირებულება და აკუმულატორების ხშირი დატენის აუცილებლობა და მათი უსაფრთხო უტილიზაციის პრობლემაა. თუმცა, ეკოლოგიური უსაფრთხოების გამო, ელექტრომობილების ინდუსტრიის მომავალი ინტენსიური განვითარება ეჭვს არ იწვევს.

წყალბადზე მომუშავე სატრანსპორტო საშუალებები, ისევე როგორც ელექტრომობილები, ატმოსფეროს დაბინძურებას საერთოდ არ იწვევს, რადგან წვის შედეგად მხოლოდ წყალს გამოაფრქვევენ. სუფთა წყალბადის წარმოების სიძვირე მიმდინარე ეტაპზე წყალბადზე მომუშავე სატრანსპორტო საშუალებების ფართო გამოყენების ძირითადი შემზღვეველი ფაქტორია.

### **3.5. ბუნებრივი გაზის შედგენილობა და დამუშავება**

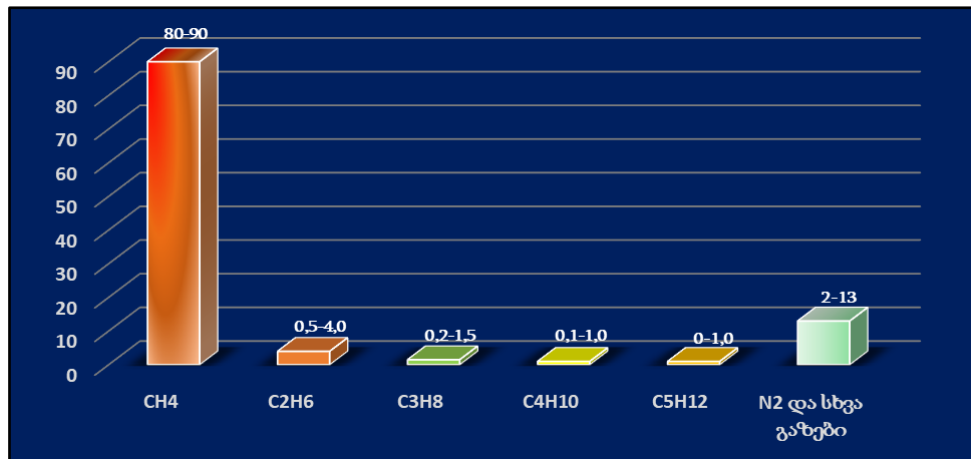
სარეწაო ჭაბურღილებიდან მოპოვებული ბუნებრივი გაზი შეიძლება წარმოდგენილი იყოს განსხვავებული შემადგენლობითა და თვისებებით. იგი ძირითადად შედგენილია გაჯერებული ნახშირწყალბადების (> 95%): მეთანის, ეთანის, პროპანის, იზო- და n-ბუტანის, პენტანის და მისი იზომერებისაგან, აგრეთვე შეიძლება შეიცავდეს მცირე რაოდენობით ჰექსანს, გეპტანს და უფრო მძიმე ნახშირწყალბადებს – არომატულ და ნაფტენურ ნაერთებს (ბენზოლს, ტოლუოლს, ქსილოლს, ციკლოპენტანს, ციკლოჰექსანს და სხვა).<sup>345</sup>

ბუნებრივ პირობებში გაზი შეიცავს არანახშირწყალბადოვან კომპონენტებსაც: აზოტს, ნახშირბადის ჟანგეულებს, გოგირდწყალბადსა და მერკაპტანს, წყალს, წყალბადს, ჰელიუმს, ნეონს, არგონს, ვერცხლისწყლის ორთქლს და ა.შ.

<sup>345</sup> წყარო: Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017.

ბუნებრივი გაზის სიმკვრივე 0,68-0,85 კგ/მ<sup>3</sup>-ს უტოლდება (დაბალ ტემპერატურაზე გათხევადების შემთხვევაში 400 კგ/მ<sup>3</sup>). იგი ჰაერზე დაახლოებით 1,8-ჯერ მსუბუქია და ატმოსფეროში გაფრქვევისას ზედა ფენებისაკენ მიიმართება.

ბუნებრივი გაზის თვითაალების ტემპერატურა ტოლია 650°C, ფეთქებასაშიში კონცენტრაცია ატმოსფერულ ჰაერთან 5-დან 15%-ის ფარგლებში, წვის ხვედრითი სითბო 28-46 მგჯ/მ<sup>3</sup>.



ნახაზი 3.8. ბუნებრივი გაზის მახასიათებელი შედგენილობა, %<sup>346</sup>

შედარებით მძიმე მდგენელების შემცველობის მიხედვით ცნობილია:

- ტენიანი ან პოხიერი (wet) ნედლი გაზი, რომელშიც მეთანის შემცველობა 85%-ზე ნაკლებია, ხოლო მძიმე ნახშირწყალბადების რაოდენობა შედარებით მაღალი (30-90 სმ<sup>3</sup>/მ<sup>3</sup>). პოხიერი გაზი ძირითადად შედის გაზის ქუდისა და ნავთობის ასოცირებული გაზის შემადგენლობაში;
- მშრალი (dry) გაზი არის ნედლი ან დამუშავებული ბუნებრივი გაზი, მეთანის მაღალი (90%-ზე მეტი), და 10%-მდე ეთანის, პროპანისა და ბუტანის, აგრეთვე კონდენსატის (10 სმ<sup>3</sup>/მ<sup>3</sup>-ზე ნაკლები) შემცველობით. მშრალი გაზის შემცველობა დამახასიათებელია სუფთა ბუნებრივი გაზის საბადოებისათვის;
- უცხიმო (მჟლე) გაზი წარმოადგენს მეთანის გაზს ჰომოლოგების დაბალი შემცველობით (10-30 სმ<sup>3</sup>/მ<sup>3</sup>-ზე ნაკლები), რომელთაც შეუძლიათ კონდენსაცია;
- გოგირდშემცველი (sour) გაზი არის ნედლი გაზი, რომელიც შეიცავს 5,7 მგ-ზე მეტი წყალბადის სულფიდს (H<sub>2</sub>S) ყოველ მ<sup>3</sup> გაზზე;
- მჟავე (acid) გაზი შეიცავს დიდი რაოდენობით გოგირდწყალბადსა და ნახშირორჟანგს;
- კონდენსატები შეიცავს არამეთანურ ნახშირწყალბადურ გაზებს, რომლებიც მიწისქვეშა რეზერვუარის პირობებში, ასევე გადამუშავების პროცესში, თხევად მდგომარეობაშია და გადადის აირად მდგომარეობაში ნორმალური

<sup>346</sup> წყარო: Экогазсистем.

ატმოსფერული წნევის დროს;

- კონდენსატის შედგენილობაში შეიძლება შედიოდეს ეთანი, პროპანი, ბუტანი და პენტანები, რომლებიც შეიძლება გამოიყოს პოხიერი (ძირითადად ასოცირებული) გაზის გადამუშავების ან კონდენსატის შემცველი საბადოს დამუშავებისა და გაზის ტრანსპორტირების პროცესში, თუ წნევა არსებული ტემპერატურის დროს ნამის წერტილის წნევაზე ქვემოთ ჩამოვა. კონდენსატის გადამუშავება-გასუფთავების შედეგად მიიღება ბუნებრივი გაზის სითხეები (NGL – Natural Gas Liquides);<sup>347</sup>
- ფიქლის გაზის შედგენილობა შედარებით მრავალფეროვანია. იგი შეიძლება შეიცავდეს 74,5-დან 95,5%-მდე მეთანს, 16 %-მდე ეთანს, 9,3 %-მდე აზოტსა და ნახშირმჟავას.

ცხრილი 3.10. ბუნებრივი გაზის შემადგენელი აირები

აირები	ფარდობითი სიმკვრივე (ჰაერის მიმართ)	ქიმიური ფორმულა	დუღილის ტემპ. 101 კპა დროს, °C
მეთანი	0,554	CH <sub>4</sub>	-161,6
ეთანი	1,04-1,05	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-88,6
პროპანი	1,53-1,55	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-(40-42)
ბუტანი (n)	2,01-2,08	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-(0,5-1)
წყალბადი	0,0695	H <sub>2</sub>	-252,5
აზოტი	0,967	N <sub>2</sub>	-195,8
ნახშირორჟანგი	1,52	CO <sub>2</sub>	-78,5
გოგირდწყალბადი	1,19	H <sub>2</sub> S	-60,2
ჰელიუმი	0,138	He	-268,5

ნახშირწყალბადოვანი აირები ქიმიურად საკმაოდ ინერტული არიან. ალის ან ნაპერწკლის მიახლოებით, ჰაერის თანაობისას, ნახშირწყალბადოვანი აირები თვითააღლდება. მათი წვის პროცესში, ნახშირწყალბადებსა და ჟანგბადს შორის რეაქციის დროს, დიდი რაოდენობით სითბო გამოიყოფა.

ბუნებრივი გაზის ძირითადი მდგენელის - მეთანის - სითბოტევადობა (სითბოს ის რაოდენობა, რომელიც გამოიყოფა ერთი კუბური მეტრი მეთანის სრული წვის დროს) 8900 კკალორის ტოლია. ბუნებრივი გაზის სითბოტევადობა, მასში მეთანისა და სხვა წვადი გაზების შემცველობის მიხედვით, დაახლოებით 7500-9000 კკალორის ფარგლებში ცვალებადობს.

ბუნებრივი გაზიდან მიღებული მეთანი წარმოადგენს ნედლეულს წყალბადის,

<sup>347</sup> NGL ნახშირწყალბადების გადამუშავების ძვირფას თანაპროდუქტად ითვლება და წარმატებით გამოიყენება ნავთობგადამამუშავებელ და ნავთობქიურ მრეწველობაში, მათ შორის საავტომობილო საწვავის დანამატად, როგორც ბუნებრივი გაზოლინი

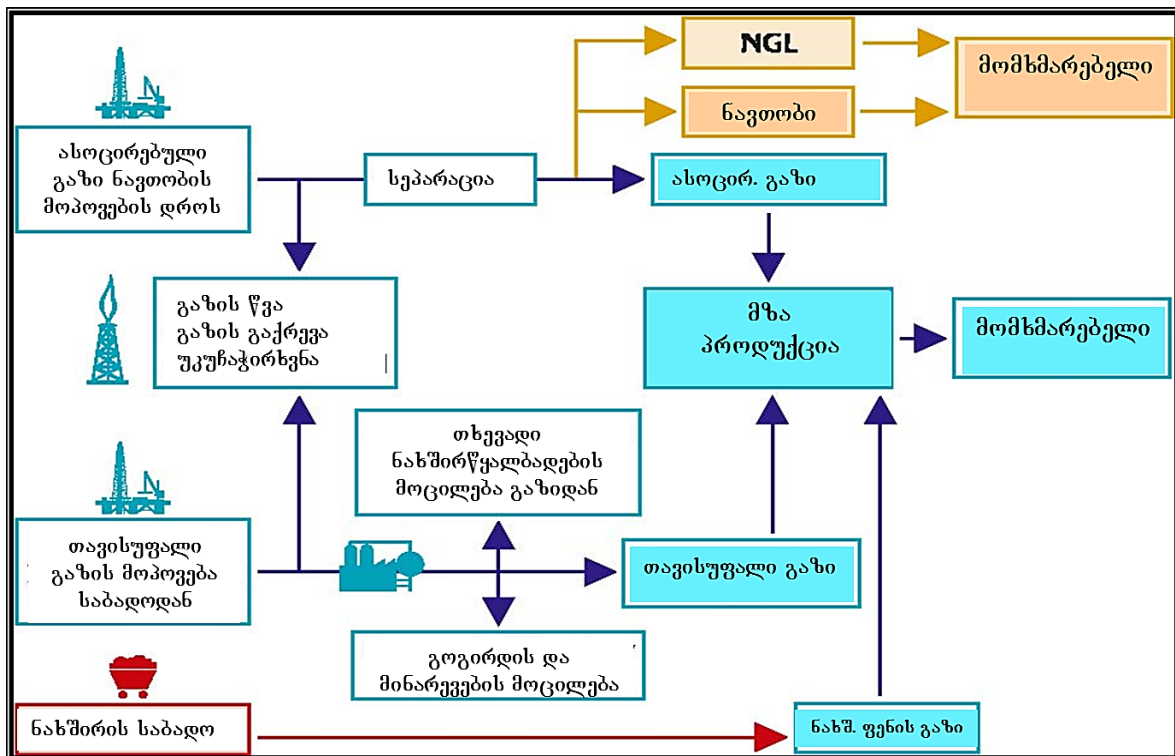
ამიაკისა და მეთანოლის მისაღებად.

გაზის სხვა მდგენელებიდან ეთანის გამოიყენება ნედლეულად პიროლიზის პროცესში, გაზის კონდენსატები კი ნედლეულად ბუთადიენის, იზოპრენის, არომატული ნახშირწყალბადების მისაღებად.

წიალიდან მიღებული გაზის პირველადი დამუშავების პროცესში ის იწმინდება მექანიკური მინარევებისა და წყლისაგან, ძირითადი ოპერაციები კი სასაქონლო პროდუქტების (NGL-ს, გაზური ბენზინის, თხევადი გაზის, სასაქონლო ბუნებრივი გაზის და მძიმე ნახშირწყალბადების: ეთანი, პროპანი, ბუტანები, პენტანები) მისაღებად გადამამუშავებელ საწარმოში ტარდება.

სტანდარტებით (ან გაზის ყიდვა-გაყიდვის კონტრაქტებით) დადგენილია სასაქონლო გაზში წყლისა და სხვა მინარევების (მაგალითად, გოგირდის, გოგირდწყალბადის, ნახშირორჟანგის) ზღვრული შემცველობა.

წყლისა და მჟავაშემცველი გაზების მოცილება ჰაბურდილიდან მიღებული გაზიდან აუცილებელია მილსადენებისა და მოწყობილობის კოროზიისაგან დასაცავად, ხოლო თხევადი მძიმე ნახშირწყალბადები და მათი ნაერთები ძვირფას პროდუქტებს წარმოადგენს ნავთობქიმიურ მრეწველობასა და საყოფაცხოვრებო სექტორში მოხმარებისათვის.



ნახაზი 3.9. გაზის დამუშავების ტექნოლოგიური ციკლი

ბუნებრივი ნახშირწყალბადოვანი აირების შედგენილობაში, როგორც წესი, შედის



ბენზინის ორთქლი, მაღალაქროლადი თხევადი ნახშირწყალბადების - პენტანის, ჰექსანის, ჰეპტანი სახით. გაზის საბადოების აირებში ბენზინის ორთქლის შემცველობა უმეტეს შემთხვევაში დაბალია. უფრო დიდი რაოდენობით ბენზინის ორთქლს შეიცავს ნავთობის საბადოს აირები.



გაზის გადამამუშავებელი საწარმო<sup>348</sup>

გაზური ბენზინის (გაზოლინის) წარმოებისათვის აირიდან გამოიყენება შემდეგი მეთოდები: შეკუმშვა (კომპრესია), აბსორბცია და ადსორბცია.

- ბენზინის გამოყოფის კომპრესიული მეთოდის გამოყენება მიზანშეწონილია აირში მაღალაქროლადი თხევადი ნახშირწყალბადების ორთქლის მაღალი შემცველობის შემთხვევაში. იმის მიხედვით, თუ როგორია პროცესის წნევა და ტემპერატურა, გაზოლინის გარდა, აირიდან შესაძლებელია ბუტანისა და პროპანის გამოყოფა. მიღებული ნახშირწყალბადოვანი ნარევი შემდეგ დაიყოფა ფრაქციონირების გზით;
- აბსორბციული მეთოდის გამოყენების დროს აირს ატარებენ თხევად მშთანთქმელში - აბსორბენტში, რომელშიც იხსნება ბენზინის ორთქლი. აბსორბენტად იყენებენ ნავთობის ზეთის ფრაქციებს. ბენზინის ორთქლი თითქმის მთლიანად იხსნება ზეთის ფრაქციაში, ბუტანი და იზობუტანი შთანთქმება 85-95%-ით, პროპანი - 75-80%-ით, ეთანი -25- 30%-ით. მეთანი იხსნება უმნიშვნელო რაოდენობით;
- ადსორბციული მეთოდის დროს აირებიდან ბენზინს გამოყოფენ გააქტიურებული ნახშირის გამოყენებით, რომლის ადსორბციის უნარი განპირობებულია მცირე ზომის ფორების არსებობით. გააქტიურებულ ნახშირებში ფორების ზომა რამდენიმე ანგსტრემიდან რამდენიმე ათეულ ანგსტრემს უტოლდება.

<sup>348</sup> [www.oilgas.gov.tm](http://www.oilgas.gov.tm), [Turkmengaz.online.tm](http://Turkmengaz.online.tm)

კომპრესიის, აბსორბციის ან ადსორბციის გამოყენებით შესაძლებელია აირებიდან მხოლოდ ნახშირწყალბადოვანი ფრაქციების გამოყოფა. ინდივიდუალური პროდუქტების მისაღებად კი იყენებენ აირის დაყოფას ღრმა რეკტიფიკაციით, მისი თხევად მდგომარეობაში გადაყვანის შემდეგ გაცივებითა და წნევის ზრდით. ამ ხერხით შესაძლებელია ნებისმიერი აირის გადაყვანა თხევად მდგომარეობაში, მაგრამ ყოველთვის არ არის მიზანშეწონილი, რადგან პროცესი მოითხოვს დიდ ენერგეტიკულ დანახარჯებს.

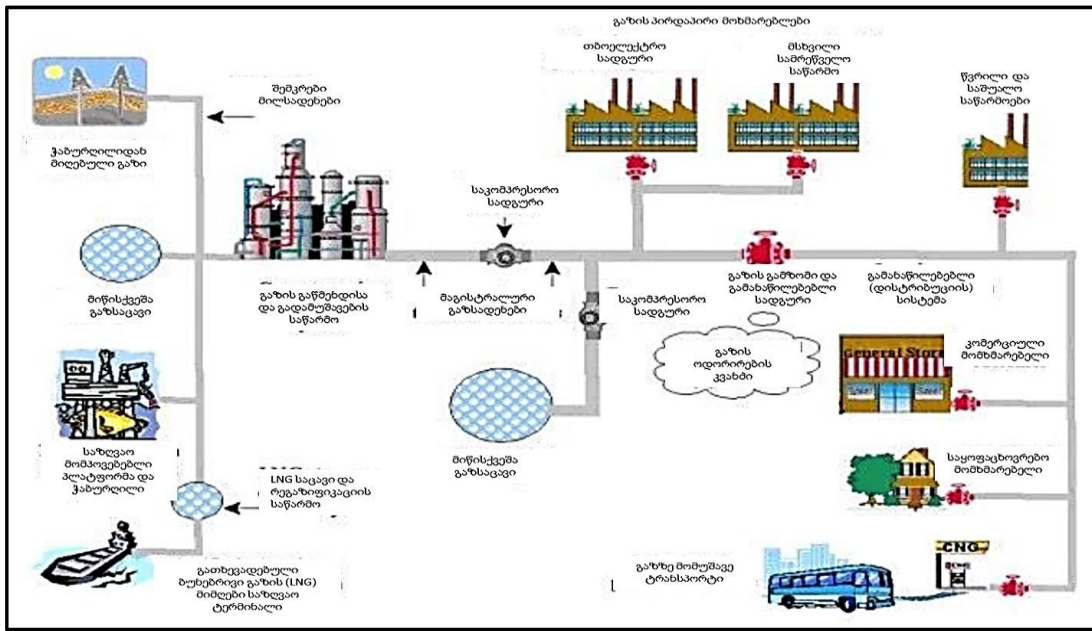
სარეკტიფიკაციო სვეტში,  $-100^{\circ}\text{C}$  ტემპერატურაზე მიმდინარეობს მეთანის გარდა გაზის შემადგენელი სხვა ნახშირწყალბადის გათხევადება. აირადი მეთანი, რომელიც მინარევების სახით შეიცავს იმ აირებსაც, რომლებიც არ გათხევადებულა აღნიშნულ ტემპერატურაზე, სვეტის ზედა ნაწილიდან გამოიყოფა.

თხიერი ეთანის და უფრო მძიმე ნახშირწყალბადების ნარევი მეთანური სვეტის ქვედა ნაწილიდან გადადის ეთანურ სვეტში, რომელშიც შენარჩუნებულია ისეთი ტემპერატურა, რომ ეთანი გამოიყოს სვეტის ზედა ნაწილიდან, ხოლო პროპანი და უფრო მაღალი ნახშირწყალბადები კი – სვეტის ქვედა ნაწილიდან.

დამუშავების შედეგად მიღებული მშრალი და გასუფთავებული ბუნებრივი გაზი ჩაიტვირთება მაგისტრალური მილსადენების სისტემაში, სადისტრიბუციო ქსელებამდე ან მსხვილ ინდუსტრიულ მომხმარებლამდე მისაწოდებლად.

გაზური ბენზინისა და თხევადი გაზის, აგრეთვე ტექნიკური ნახშირწყალბადების მისაწოდებლად კი, როგორც წესი, საავტომობილო, სარკინიგზო ან საზღვაო ტრანსპორტი გამოიყენება.

გამანაწილებელი მილსადენების ქსელის საშუალებით, რომლებიც შედარებით მცირე დიამეტრის დაბალწნევიანი მილსადენებისა და გამზომი ხელსაწყოებისაგან შედგება, დისტრიბუტორი კომპანიები სასაქონლო ბუნებრივ გაზს აწოდებენ კომერციულ, საყოფაცხოვრებო და სამრეწველო მომხმარებლებს.



ნახაზი 3.10. გაზის მოპოვება-დამუშავება-განაწილების სრული ციკლი

სასაქონლო გაზის ზუსტი სპეციფიკაცია განისაზღვრება მილსადენის ოპერატორისა და გამანაწილებელი კომპანიის შეთანხმების პირობებით. გაზის ტიპური სტანდარტული მოთხოვნები შეიძლება შეიცავდეს შემდეგ პარამეტრებს:

- **მოცულობა** - იზომება სტანდარტული კუბური მეტრებით (სკმ; scm), რომელიც განისაზღვრება 0 °C-სა და 101,325 კპა წნევაზე;
- **კალორიულობა** (თბოუნარი) - განისაზღვრება როგორც ერთეული მოცულობის გაზის დაწვის შედეგად მიღებული ენერჯია. განსხვავებენ მის ორ მნიშვნელობას:
  - უმაღლესი თბოუნარი (GCV) განისაზღვრება, როგორც გაზის ერთეული მოცულობის ჰაერზე წვის შედეგად გამოყოფილი ენერჯიის საერთო რაოდენობა. ევროკავშირის სპეციფიკაციის მიხედვით, სტანდარტული ბუნებრივი გაზის უმაღლესი თბოუნარი 38,8 მგჯ/სკმ ±5 % (10,8 კკტ.სთ) შეადგენს;
  - უდაბლესი თბოუნარი (NCV) განისაზღვრება, როგორც წვის შედეგად მიღებული სუფთა სითბო. გაზის წვის დროს წარმოქმნება ნახშირორჟანგი და წყალი, რომლის აორთქლებაზე იხარჯება წვის დროს გამოყოფილი ენერჯიის ნაწილი. ეს ენერჯია დაკარგულად ითვლება და არ წარმოადგენს წვის სუფთა სითბოს ნაწილს. ჩვეულებრივად,  $NCV \approx 0,9 GCV$ ;
- **ვობის ინდექსის (IW) გამოყენება** გაზების თბური ეფექტიანობის შედარების საშუალებას იძლევა. იგი გამოითვლება უმაღლესი თბოუნარის შეფარდებით ფარდობით სიმკვრივესთან. სტანდარტული ბუნებრივი გაზისათვის  $IW \approx 1746(1030/0,59$ ; სადაც 0,59 ბუნებრივი გაზის ფარდობითი სიმკვრივეა). თანაბარი ვობის ინდექსის მქონე სხვადასხვა საწვავის თბური ზემოქმედების უნარი ერთმანეთის ტოლია;
- **მეთანის რიცხვი (MN)** იგივეა გაზისათვის, რაც ოქტანობა ბენზინისათვის.

იგი გამოიყენება შიგაწვის ძრავებში გამოყენებული კომპრესიული გაზის (CNG) ხარისხის შესაფასებლად და ახასიათებს საწვავის დეტონაციის მიმართ წინააღმდეგობის უნარს. სუფთა მეთანის  $MN=100$  (წყალბადის 0-ს) და იგი ითვლება დეტონაციამდეგი საწვავის ეტალონად. როგორც წესი, შიგაწვის ძრავებში გამოყენებული საწვავი გაზის  $MN \geq 75$ ;

- **გოგირდწყალბადის ( $H_2S$ ) და გოგირდის ჯამური შემცველობა** შესაძლო მინიმუმამდე უნდა იყოს შემცირებული, მათი ტოქსიკურობისა და კოროზიული აგრესიულობის გამო. ჩვეულებრივ, ბუნებრივ გაზში დასაშვებია 5 მგ/სკმ  $H_2S$ -ისა და 10 მგ/სკმ გოგირდის ზღვრული შემცველობა;
- **ვერცხლისწყლის შემცველობა** სასაქონლო გაზში 0.001 ppb-ზე (მასური მილიარდის ნაწილი ან 1 მიკროგრამზე ლიტრში) ნაკლები უნდა იყოს;
- **ნამის წერტილი (Dew Point)** განსაზღვრავს ტემპერატურას, რომლის დროს მილსადენში არსებულ წნევაზე გაზის შემადგენელი ნაშირწყალბადების ნაწილი იწყებს კონდენსირებას (და განაპირობებს სითხის საცობების წარმოქმნას). სასაქონლო გაზიდან მაქსიმალურად უნდა იყოს მოცილებული წყლის ორთქლი, რათა მეთანის ჰიდრატები არ წარმოიქმნას მილსადენში;
- **მყარი და სხვა მინარევების (Particles and other substances)** არსებობა გაზში იწვევს მილის კედლების ეროზიას, კოროზიასა და სხვა სახის დაზიანებებს. მათი შემცველობა სასაქონლო გაზში, ჩვეულებრივ, შეზღუდულია შესაბამისი სპეციფიკაციით;
- **დანამატები (additives)**, იგივე ოდორანტები, გამოიყენება საყოფაცხოვრებო სექტორში მიწოდებული ბუნებრივი გაზისათვის მახასიათებელი სუნის მისანიჭებლად. ამ მიზნით, ჩვეულებრივ, გამოიყენება ტეტრაჰიდროთიოფენი (THT) გოგირდის შემცველობით 4-7 მგ/სკმ, სხვა ოდორანტებთან (ეტილმერკაპტანი, მეტილაკრილატი, ეტილაკრილატი ან ბუნებრივი მერკაპტანების ნარევი) ერთად.

### 3.6 ბუნებრივი გაზის გარდაქმნის პროდუქტები

#### 3.6.1 გათხევადებული ბუნებრივი გაზი

გათხევადებული ბუნებრივი გაზი (LNG) კომპაქტური ენერჯიაშემცველია, რომელიც მიიღება ბუნებრივი გაზის გაცივებით  $-160^{\circ}C$  ( $-265^{\circ}F$ ) ტემპერატურამდე. გათხევადებული ბუნებრივი გაზის ფარდობითი მასური ენერგოტევადობა (მგჯ/კგ) დაახლოებით 20%-ით მაღალია თხევადი საწვავის (დიზელის) ენერგოტევადობაზე, ფარდობითი მოცულობითი ენერგოტევადობა (მგჯ/ლ) კი თხევადი საწვავის ენერგოტევადობის დაახლოებით 60%-ს შეადგენს.

LNG – ძირითადად მეთანის შემცველი უფერო და უსუნო თხევადი სათბობია, რომელიც დაახლოებით 600-ჯერ ნაკლებ მოცულობას იკავებს ბუნებრივ



გაზთან შედარებით ( $1\text{მ}^3 \text{LNG} \approx 600 \text{მ}^3 \text{NG}$ ,  $1\text{ტ} \text{LNG} = 1380 \text{მ}^3 \text{NG}$ ). LNG-ის მაღალი სიმკვრივე შესაძლებელს ხდის მისი ტანკერებით, სარკინიგზო და ავტოცისტერნებით ტრანსპორტირებასა და შედარებით მარტივ შენახვას.



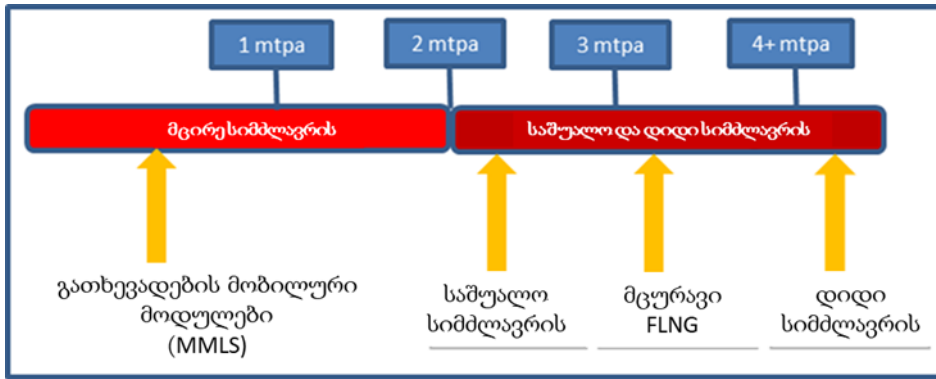
LNG, ბუნებრივი გაზისაგან განსხვავებით, არ მოითხოვს მაგისტრალური მილსადენების მშენებლობას, რაც მიწოდების დივერსიფიკაციისა და მომწოდებელზე კრიტიკულ დამოკიდებულების პრევენციის ეფექტური საშუალებაა. LNG პროექტის ეტაპობრივი, მოდულების სახით განვითარების შესაძლებლობა მნიშვნელოვან უპირატესობად ითვლება გაზის მიწოდების მილსადენის პროექტებთან შედარებით. LNG ხშირად გამოიყენება პიკური დატვირთვის გაზრდილი (Peak Shaving LNG Facility) მოთხოვნის დაკმაყოფილებლად, ზოგიერთ ქვეყანაში კი LNG საცავეებს იყენებენ სტრატეგიული მარაგის შესაქმნელად კრიზისულ სიტუაციებში მომხმარებელთა უწყვეტი ენერჯით უზრუნველყოფის მიზნით.<sup>349</sup>

მწარმოებლურობის მიხედვით განასხვავებენ მცირე, საშუალო და მსხვილ-მასშტაბიან LNG პროექტებს, რომელთა რეალიზაცია ხდება კონკრეტული მოთხოვნებისა და შესაძლებლობების გათვალისწინებით. თავის მხრივ, მცირე-მასშტაბიანი LNG საწარმო შეიძლება იყოს მიკრო, მინი და სტანდარტული მცირე მასშტაბისა.

---

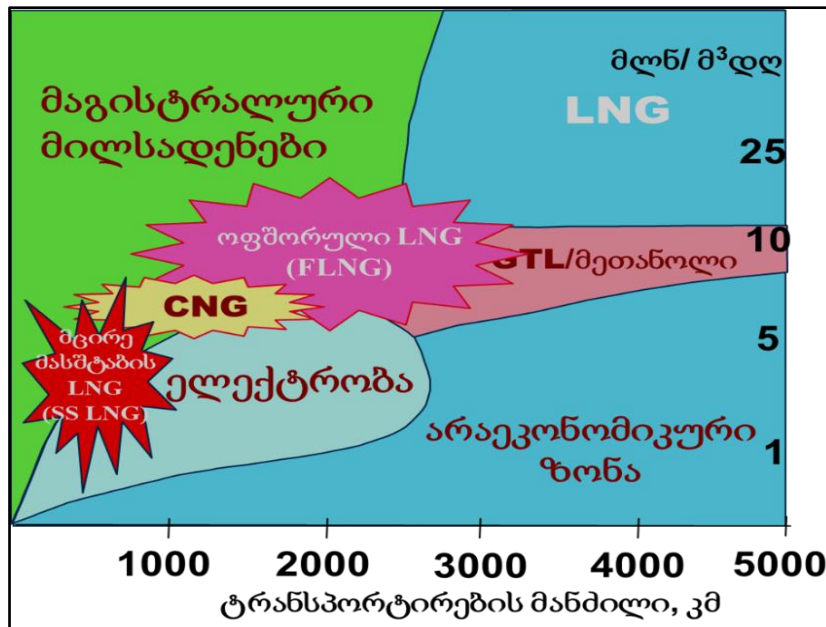
<sup>349</sup> Brenda Shaffer, Lessons for the States on Energy Security, Surge Spring 2021 quarterly newsletter, Energy Academic Group, US Naval Postgraduate School, March, 2021.





ნახაზი 3.11. LNG პროექტების კლასიფიკაცია მასშტაბის ფაქტორის გათვალისწინებით

ნახაზზე ნაჩვენებია LNG და ენერჯის გადაცემის სხვადასხვა ტექნოლოგიის კონკურენტუნარიანი გამოყენების პირობითი საზღვრები.



ნახაზი 3.12. ენერჯის გადაცემის სხვადასხვა ტექნოლოგიის რაციონალური გამოყენების ზღვრები<sup>350</sup>

LNG პირველი კომერციული საწარმო 1964 წელს ალჟირში ამოქმედდა დასავლეთ ევროპის ბაზრის მომარაგების მიზნით,<sup>351</sup> თუმცა პირველი პატენტი მის ტრანსპორტირებაზე ჯერ კიდევ 1914 წელსაა გაცემული აშშ-ში (Godfrey Cabot), ხოლო 1959-60 წლებში კომპანია Methane Pioneer-მა წარმატებით განახორციელა LNG სადემონსტრაციო გადაზიდვები აშშ-დან (ლუიზიანა) ბრიტანულ კუნძულ კენვეიმდე.

LNG-ის წარმოება და გამოყენება განსაკუთრებით გაიზარდა უკანასკნელი ნახევარი საუკუნის განმავლობაში. 2018 წლის მონაცემებით, მსოფლიოში ფუნქციონირებდა

<sup>350</sup> პარამეტრების მითითებული ზღვრები სხვადასხვა დაშვებას ეფუძნება და მხოლოდ ინდიკატური ხასიათისაა

<sup>351</sup> A Guide to the LNG World. 2001, Oil & Gas J, 16 July

ან შენდებოდა 462,74 მლნ ტ ჯამური მწარმოებლურობის გამათხევადებელი და 867,56 მლნ ტ ჯამური სიმძლავრის რეგაზიფიკაციის საწარმოები.<sup>352</sup> LNG მნიშვნელოვან როლს თამაშობს მრავალი, პირველ რიგში, აღმოსავლეთ აზიისა (2019 წელს იმპორტირებულია იაპონიაში 105,5, ჩინეთში 84,8, სამხრეთ კორეაში 55,6 მლნ ტ LNG) და ევროკავშირის (119,8 მლნ ტ LNG) ინდუსტრიულად განვითარებული ქვეყნების ენერგეტიკულ ბალანსსა და ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფაში. მსოფლიოს რეგიონთაშორის ვაჭრობაში, 2019 წლის მონაცემებით, LNG-ით ვაჭრობამ შეადგინა 485,1 მლნ ტ, რაც გაზით გლობალური ინტერრეგიონალური ვაჭრობის 49 %-ს უტოლდება.<sup>353</sup>



LNG ტანკერის ჩატვირთვის პროცესი Snøhvit (ნორვეგია) გათხევადებული გაზის ტერმინალში<sup>354</sup>

გათხევადებული ბუნებრივი გაზის წარმოების, ტრანსპორტირებისა და ქსელში მიწოდების ტრადიციული სქემის მიხედვით, საბადოდან ბუნებრივი გაზი გამათხევადებელ ქარხნამდე მილსადენით მიეწოდება. გამათხევადებელი ქარხანა, როგორც წესი, შენდება საზღვაო პორტის მახლობლად, პროდუქციის ტანკერებით გადაზიდვის გაიოლების მიზნით. დანიშნულების ადგილზე მოწყობილ მიმღებ ტერმინალში ხდება LNG-ის ისევ აირად მდგომარეობაში გადაყვანა (რეგაზიფიკაცია) და დისტრიბუციის ქსელში მიწოდება.

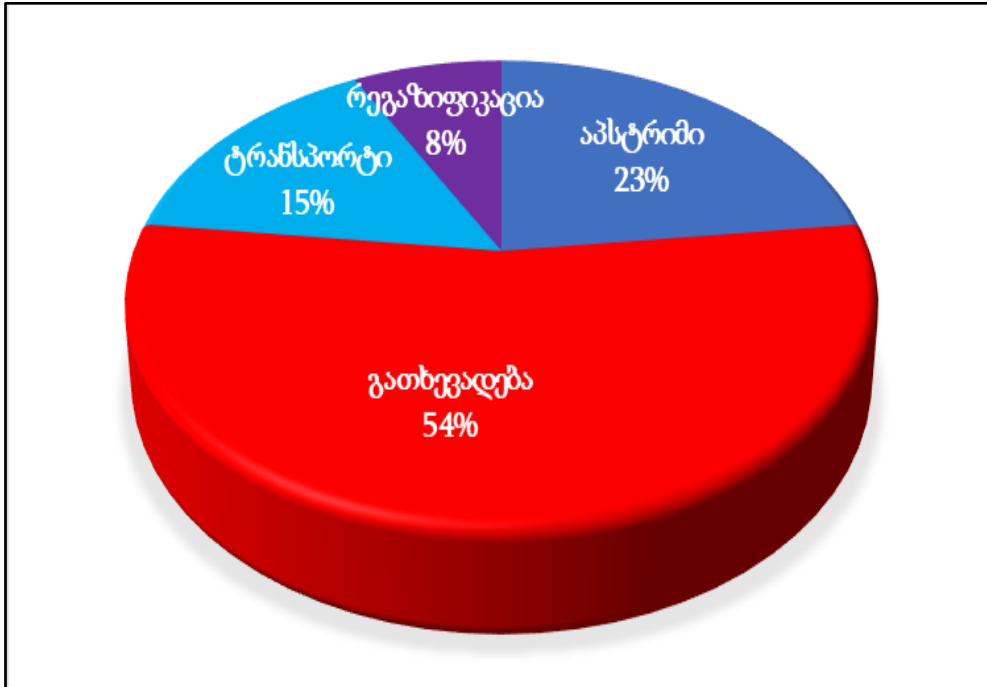
LNG-ის წარმოება-მიწოდების ჯაჭვში გათხევადება ყველაზე ძვირადღირებული (და ენერგიატევადი) პროცესია და შეადგენს კლასიკური, საშუალო/მსხვილ-მასშტაბიანი LNG პროექტის ჯამური საინვესტიციო დანახარჯების დაახლოებით

<sup>352</sup> Petroleum Economist in association with Freeport , World LNG Factbook, 2018 edition

<sup>353</sup> BP Statistical Review of World Energy, 2020 edition

<sup>354</sup> Trading and Operational challenges in a developing LNG market, Statoil Presentation, May, 2011

50%-ს<sup>355</sup> (მათ შორის ნედლეული გაზის 9%-მდე, ტექნოლოგიური პროცესის საჭიროებისათვის). დანახარჯების წილი LNG საწარმოს მკვებავი გაზის მოპოვება-მიწოდებაზე, LNG სატრანსპორტო საშუალებებსა და რეგაზიფიკაციის ტერმინალზე 20-25, 10-20 და 7-10 %-ს შეადგენს, შესაბამისად.



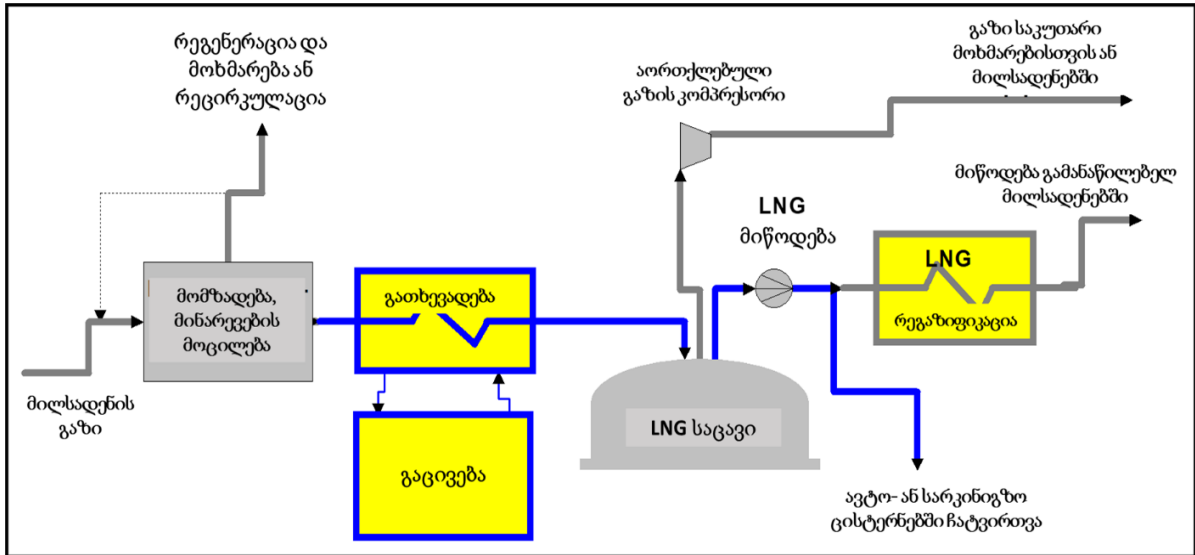
ნახაზი 3.13. LNG პროექტის რეალიზაციის ხვედრითი საინვესტიციო დანახარჯები

პრაქტიკაში გავრცელებულია გაზის გათხევადების სამი ძირითადი ტექნოლოგია: კასკადური, შერეული გამაგრილებელი აგენტის გამოყენებითა და გაფართოების ციკლით. ზოგჯერ იყენებენ სხვადასხვა ტექნოლოგიის კომბინაციასაც. გათხევადების პროცესი სამი ძირითადი საფეხურისაგან შედგება:

- წინასწარი გაცივების დროს გაზის ტემპერატურა დაახლოებით  $-30 \div -50$  °C-მდე მცირდება. გამაგრილებელ ელემენტად, ჩვეულებრივად პროპანი ან პროპანისა და ეთანის ნარევი გამოიყენება;
- გათხევადების საფეხურზე გაზის ტემპერატურა მცირდება  $-100 \div -125$  °C-მდე. გამაგრილებლად გამოიყენება მეთანის, ეთანისა და სხვა გაზების ნარევი;
- გადამეტცივების საფეხურზე სტაბილური LNG მიიღება ტემპერატურის  $-161$ °C-მდე შემცირების დროს, გამაგრილებელ აგენტად კი გამოიყენება მეთანი და აზოტი.

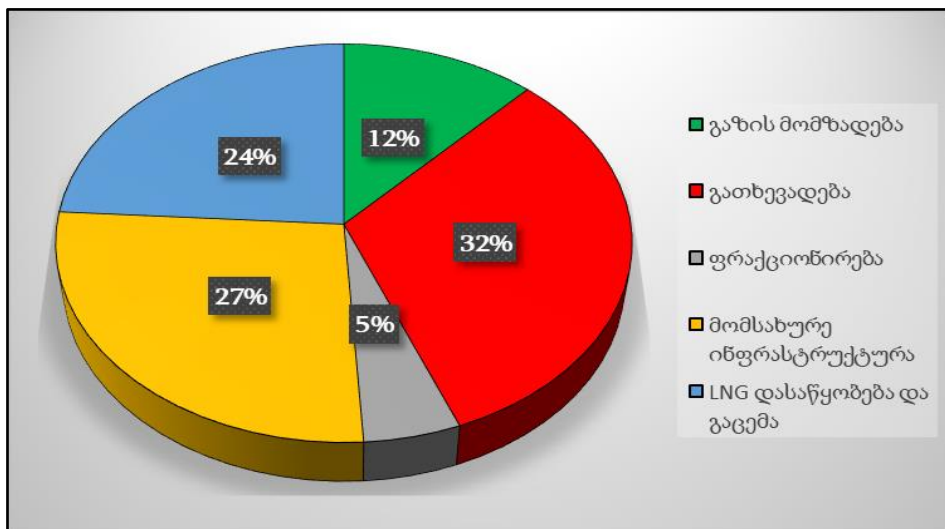
<sup>355</sup> Robertson, G.A. and Nagelvoort, R.K. 1998. Minimizing Costs to Compete with Alternative Energy Sources. Fundamentals of the Global LNG Industry. London, England: The Petroleum Economist

გათხევადების სრული ტექნოლოგიური ციკლი მოიცავს: მკვებავი გაზის მომზადების, გათხევადებისა და აზოტის მოცილების, პროდუქტების დახარისხებისა (ფრაქციონირების) და LNG დასაწყობებისა და გაცემის (სატრანსპორტო საშუალებებში ჩატვირთვის) პროცესებს.



ნახაზი 3.14. LNG წარმოებისა და მიწოდების ტექნოლოგიური ჯაჭვი

ნახაზზე ნაჩვენებია LNG გათხევადების საწარმოს ძირითადი პროცესებისა და დამხმარე მომსახურების ინფრასტრუქტურის წილობრივი დანახარჯების განაწილება.<sup>356</sup>



ნახაზი 3.15. გათხევადების სრული ციკლის დანახარჯები

გათხევადების ტექნოლოგიური ჯაჭვი მოიცავს გამაგრლებული კომპონენტ(ებ)ის აღდგენის კვანძსაც. შესაძლებელია, აგრეთვე, LPG-ისა და კონდენსატის გამოყოფა თანაპროდუქტების სახით. ბუნებრივი გაზის

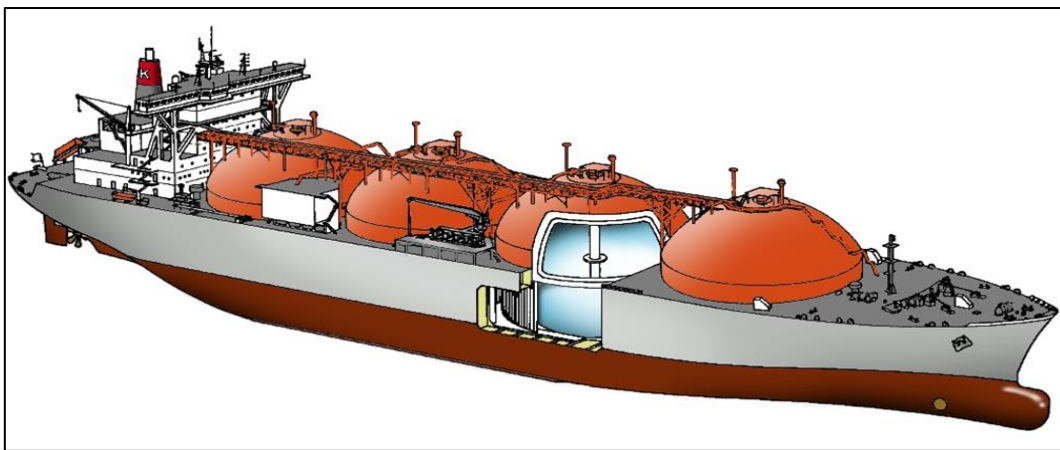
<sup>356</sup> Brenda Shaffer, Lessons for the States on Energy Security, Surge Spring 2021 quarterly newsletter, Energy Academic Group, US Naval Postgraduate School, March, 2021



გათხევადების პროცესში 1 მლნ ტ/წ LNG წარმოებისათვის დაახლოებით 28 მგვტ სიმძლავრის დანადგარებია საჭირო (გაცივების თითოეულ საფეხურზე დაახლოებით 9-10 მგვტ). დამატებითი ენერჯია იხარჯება გაზის მომზადებისა და წინასწარი კომპრესიის საფეხურებზე. შედეგად, ყოველი 1 მლნ ტ/წ LNG მწარმოებლურობისათვის საჭირო ხდება დაახლოებით 35-40 მგვტ სიმძლავრის დარეზერვება.

LNG-ის საზღვაო გადაზიდვებისათვის გამოყენებული ტანკერების პრინციპული განსხვავება ნავთობის ტანკერებისგან დაკავშირებულია მათ დანიშნულებასთან, შეინარჩუნონ ტვირთი თხევად მდგომარეობაში, რისთვისაც გამოყენებულია რეზერვუარის შიდა სივრცის ჰერმეტიზაციის სხვადასხვა მეთოდი. ამასთან ერთად, LNG ტანკერის ფუნქციონირებისათვის საჭირო ენერჯია, როგორც წესი, მიიღება აორთქლებული გაზიდან (თვითუზრუნველყოფად ტანკერებში), თუმცა შესაძლებელია ენერგოუზრუნველყოფა დიზელის საწვავითაც, როცა აორთქლებულ გაზს ხელახლა აბრუნებენ თხევად მდგომარეობაში.<sup>357</sup>

გათხევადებული ბუნებრივი გაზის ტანკერები მზადდება მაღალტექნოლოგიური კონსტრუქციული მასალების გამოყენებით, რადგან მინუს 161°C ტემპერატურაზე სტანდარტული ფოლადი მსხრევადი ხდება. გარდა ამისა, მასალები უნდა ხასიათდებოდეს მაღალი საიზოლაციო თვისებებით, დაბალი ტემპერატურის შესანარჩუნებლად მთელი ტრანსპორტირების მანძილზე და აორთქლების დანაკარგების მინიმუმამდე დასაყვანად.



გათხევადებული ბუნებრივი გაზის ტანკერი<sup>358</sup>

LNG ტანკერები მზადდება სიმძლავრის ფართო სპექტრით, დანიშნულებისა და ტრანსპორტირების მანძილის გათვალისწინებით.<sup>359</sup> ყველაზე მცირე, დაახლოებით 1000-12000 კუბური მეტრი ტევადობის ტანკერები (Pioneer Knutsen, North Pioneer,

<sup>357</sup> Kotzot, H.J. LNG Plant Size Versus LNG Transportation Distance. AICHE Spring Natl. Meeting, Houston, Texas, April, 2001

<sup>358</sup> Trading and Operational challenges in a developing LNG market, Statoil Presentation, May, 2011

<sup>359</sup> Petroleum Economist in association with Freport , World LNG Factbook, 2018 edition



Kakurei Maru და სხვ.) და მცირე ზომის, 20-45 ათასი კუბური მეტრი ტევადობის (Yuan He, Qi Yuan, Saga Dawn და სხვ.) ტანკერები ძირითადად მცირე მანძილებზე და/ან შიდა წყლებში გადაზიდვებისათვის გამოიყენება. დღეისათვის ყველაზე უფრო გავრცელებული 135-155-175 ათასი კუბური მეტრი ტევადობის (რაც ეკვივალენტურია დაახლოებით 81-93-105 მლნ მ<sup>3</sup> ბუნებრივი გაზისა) Conventional და Atlantic Max ტიპის ტანკერები გლობალური LNG ფლოტის 80%-ზე მეტს შეადგენს.

გიგანტური „O-Flex“ და „Q-Max“ ტიპის საოკეანო ტანკერების მზიდუნარიანობა დაახლოებით 200-220 და 250-270 ათას მ<sup>3</sup>-ს (დაახლოებით 125 და 155 მლნ მ<sup>3</sup> ბუნებრივი გაზის ეკვივალენტი) აღწევს. მათი სიგრძე 315-345 მეტრია, დაძირვის მაქსიმალური სიღრმე (draft) 12 მ, გადაადგილების სიჩქარე კი 18-20 საზღვაო კვანძს (37 კმ/სთ) შეადგენს, რაც აღემატება ნედლი ნავთობის ტანკერების საშუალო სიჩქარეს (14 კვანძი). სტანდარტული LNG ტანკერის ჩატვირთვა დაახლოებით 18 სთ-ს, განტვირთვა კი 12 სთ-ს გრძელდება.

საზღვაო მიმღები ტერმინალის საშუალებით LNG ისევ აირად მდგომარეობაში გადაიყვანება და მიეწოდება დისტრიბუციის ქსელში ან მიეწოდება გათხევადებული სახით სატელიტ რეგაზიფიკაციის ტერმინალებს სარკინიგზო ან ავტოცისტერნების საშუალებით. მიმღები ტერმინალი შეიცავს LNG საცავს, რეგაზიფიკაციის საწარმოს და გამცემ (მიწოდების) კვანძს.



კლაიპედის სანაპირო ტერმინალი და LNG-ის სატრანსპორტო ავტოცისტერნა

LNG რეგაზიფიკაციისათვის გამოიყენება შემთხარი წყლის ავზში ჩაძირული თბომცვლელები (მილები) გათხევადებული გაზის ნაკადით, ან, პირიქით, LNG-ით სავსე ავზში თბილი წყლის გამტარი მილები. შემათბობლად ზღვის ან მდინარის წყლის გამოყენება მიწოდების გახსნილი ციკლით დანახარჯების ოპტიმიზაციის საშუალებას იძლევა.

უკანასკნელ პერიოდში ფართოდ გავრცელდა LNG-ის ოფშორული, მცურავ საშუალებებზე დამონტაჟებული გათხევადებისა (FPSO) და რეგაზიფიკაციის ტერმინალები (FSRU), რომლებიც რიგი უპირატესობებით ხასიათდება სახმელეთო საწარმოებთან შედარებით (მშენებლობა-მოწყობის სისწრაფე და სიიაფე,

მანევრულობა, ნებართვების მიღების სიმარტივე, ეკოლოგიური უსაფრთხოება და ა.შ.). მონტაჟისათვის ექსპლუატაციიდან გამოყვანილი ტანკერების, ხოლო შემათბობელ აგენტად ზღვის წყლის გამოყენების შესაძლებლობა, წნევიანი საცავები და დანახარჯების ოპტიმიზაციის სხვა საშუალებები მიმზიდველობას მატებს ოფშორულ LNG ტერმინალებს, რომელთა ღირებულება დაახლოებით 30%-ით და მეტად შეიძლება იყოს შემცირებული.



გათხევადების მცურავი ტერმინალი (FPSO)<sup>360</sup>



რეგაზიფიკაციის მცურავი ტერმინალი (FSRU)<sup>361</sup>

LNG შენახვისა და სახმელეთო მონაკვეთებზე ტრანსპორტირებისათვის საჭიროა სპეციალური რეზერვუარებისა და მილსადენების, საავტომობილო ან სარკინიგზო ცისტერნების გამოყენება, რომლებიც, ჩვეულებრივ, თერმოსის მსგავსი ორკედლიანი, ვაკუუმით იზოლირებული რეზერვუარებია. LNG ასეთ ჭურჭლებში შეიძლება შეინახოს რამდენიმე დღის განმავლობაში მნიშვნელოვანი დანაკარგის გარეშე. შიდა რეზერვუარი და დამაკავშირებელი მილსადენი მტკიცე, უჟანგავი

<sup>360</sup> წყარო:<https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/index.htm>

<sup>361</sup> Mindaugas Jusius, Klaipeda LNG Terminals, Presentation at Klaipeda LNG Forum, May, 2019

ფოლადისაგანაა დამზადებული სითბოს მინიმალური შთანთქმის სუპერ-იზოლაციით, ღრმა ვაკუუმის გამოყენებით.



მცირე სიმძლავრის (SS LNG) გათხევადების საწარმოს კომპლექსი ავსტრალიაში და მიმღები ტერმინალი და საცავი შვედეთში<sup>362</sup>

LNG სარკინიგზო ცისტერნა, ჩვეულებრივ, 120 კუბური მეტრი მოცულობის, ორკედლიანი ვაკუუმით იზოლირებული რეზერვუარია და გათვლილია სხვადასხვა (10-დან 22 ბარამდე) წნევაზე. საავტომობილო ცისტერნის ტიპური მოცულობა 50 კუბური მეტრია.

LNG მილსადენებით ტრანსპორტირებისას აუცილებელია დაბალი ტემპერატურის, არანაკლებ მინუს 85 °C-ის შენარჩუნება 5 მგპა წნევის დროს (პრაქტიკულად, ტრანსპორტირება ხორციელდება მინუს 100-120°C-ზე და 4-5 მგპა წნევაზე). რადგანაც LNG სიბლანტე გაცილებით დაბალია, ვიდრე სხვა თხევადი ნახშირწყალბადებისა, მისი ტრანსპორტირების დროს მნიშვნელოვნად ნაკლები ენერგია (წნევა) იხარჯება. ბუნებრივ გაზთან შედარებით კი LNG სატრანსპორტო სისტემა გაცილებით მცირე დიამეტრის მილებს მოითხოვს (რადგან LNG-ს მოცულობა დაახლოებით 600-ჯერ ნაკლებია, ვიდრე ბუნებრივი გაზისა).

### 3.6.2 კომპრესიული ბუნებრივი გაზი

კომპრესიული (დაწნეხილი) ბუნებრივი გაზი (CNG) კომპაქტური ენერგიაშემცველია, რომელიც მიიღება ბუნებრივი გაზის შეკუმშვით (200-275 ბარამდე) მაღალწნევიანი კომპრესორების საშუალებით. დაწნეხილი გაზის ფარდობითი მასური ენერგოტევადობა (მგჯ/კგ) დაახლოებით 20%-ით მაღალია თხევადი საწვავის (დიზელის) ენერგოტევადობაზე, ფარდობითი მოცულობითი

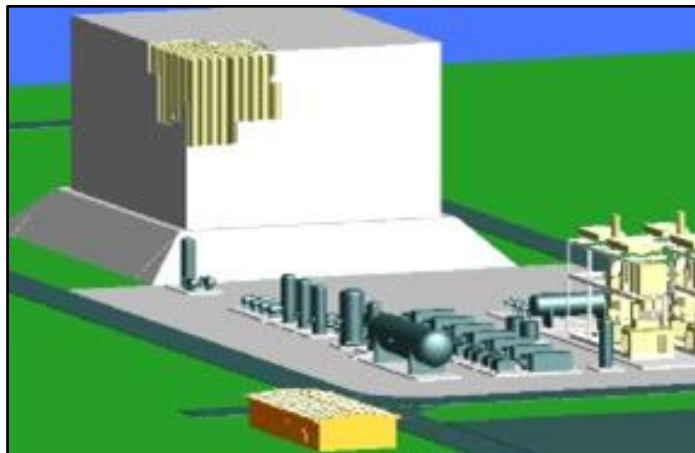
<sup>362</sup> წყარო:<https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/index.htm>.



ენერგოტევადობა (მგჯ/ლ) კი თხევადი საწვავის ენერგოტევადობის დაახლოებით 25 %-ს შეადგენს.

მაღალწნევიანი კომპრესიული გაზის (CNG) წარმოების ტექნოლოგია ითვალისწინებს წნევის ზემოქმედებით ბუნებრივი გაზის შეკუმშვას დაახლოებით 0,2 ტ/მ<sup>3</sup> სიმკვრივემდე. CNG წარმოება მარტივია, მოიცავს კომპრესიის, გაცივებისა და დეჰიდრატაციის, შესაძლოა LPG სეპარაციის პროცესებს და LNG-სათვის განკუთვნილ კრიოგენულ სისტემებთან შედარებით გაცილებით ნაკლებ დანახარჯებს მოითხოვს<sup>363</sup> – ინვესტიცია ბუნებრივი გაზის კომპრესიისა და CNG ჩატვირთვა/გადმოტვირთვის ოპერაციებისათვის საჭირო მოწყობილობისათვის მთლიანი დანახარჯების 10-12%-ის ფარგლებში იცვლება, ხოლო მათი ოპერირებისათვის იხარჯება მკვებავი გაზის დაახლოებით 1% (გამონაკლის შემთხვევებში არაუმეტეს 5 %-ისა).

CNG წარმოების პროექტის რეალიზაცია შეიძლება განხორციელდეს მოდულების სახით და სატრანსპორტო საშუალებებით თანდათანობითი უზრუნველყოფით, ბაზრის მოთხოვნის შესაბამისად, რაც მნიშვნელოვნად ამარტივებს საწყისი ინვესტიციების მოზიდვას. CNG-ის რაციონალური გამოყენების არეალი მოიცავს დაახლოებით 500-1000 კმ-მდე მანძილსა და 2,5-5 მ<sup>3</sup>/დღ მწარმოებლურობას. მიწოდების უფრო დიდი მანძილისა და/ან მაღალი მწარმოებლურობის დროს უპირატესობა LNG პროექტებს ენიჭება (თუკი ბუნებრივი გაზის წყარო ამის საშუალებას იძლევა).



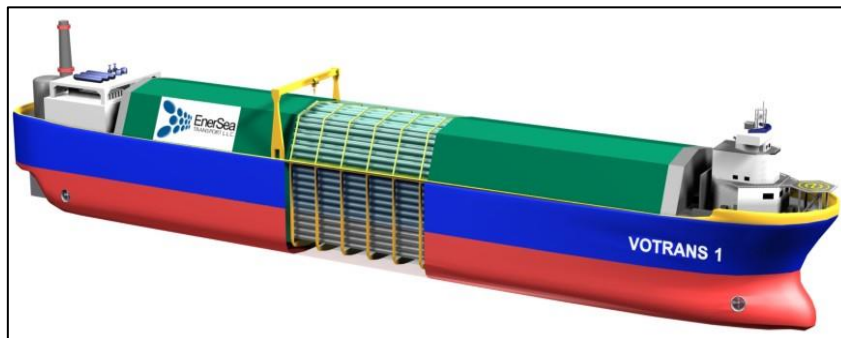
ბუნებრივი გაზის კომპრესიის საწარმო და საცავი რეზერვუარები<sup>364</sup>

CNG პროექტის ჯამური ინვესტიციის თითქმის 90 %-მდე, ლოკალური პირობების, მიწოდების მანძილისა და სატრანსპორტო საშუალებების რაოდენობისგან

<sup>363</sup> Wagner, J.V. Alternative Transport. Fundamentals of the Global LNG Industry, The Petroleum Economist, London, 2001

<sup>364</sup> Omid Shakeri, Aghil Barati, Marine Transportation of Compressed Natural Gas, IFCO, Presentation at the 3<sup>rd</sup> Iran Gas Forum, 2009

დამოკიდებულებით, მის ტრანსპორტირებაზე იხარჯება.<sup>365</sup> მაღალი დანახარჯები განპირობებულია მაღალწნევიანი რეზერვუარების დამზადებისა და კონტროლისა და უსაფრთხოების სისტემების კომპლექსურობითა და სიძვირით.



CNG ტანკერი (EnerSea Transport LLC)<sup>366</sup>

CNG ტანკერი განიტვირთება მიმღები ტერმინალის საცავში ან მაღალწნევიან მილსადენში მისი შემდგომი ტრანსპორტირებისათვის. CNG მიმღები ტერმინალი შედარებით მარტივადაა მოწყობილი და შეიცავს დოკს მაღალწნევიან მილსადენთან მიერთების საშუალებებით, დეტანდერს მაღალი წნევის გაზის მილსადენის წნევამდე დაყვანის დროს ენერჯის რეკუპერაციისათვის.

მწარმოებელ და მიმღებ ტერმინალებში საჭიროა CNG-ის დაგროვება მიწოდების სტაციონარული რეჟიმის უზრუნველსაყოფად. CNG-ის ტიპური საცავის სამუშაო წნევა 140-200 ბარი, ტემპერატურა  $-30 \div +40$  °C-ია.

CNG-ის ტრანსპორტირებისათვის მიმღები ტერმინალიდან მოხმარების ადგილამდე გამოიყენება სპეციალური საავტომობილო ან სარკინიგზო ცისტერნები, მტკიცე ფოლადისაგან დამზადებული მაღალწნევიანი რეზერვუარებით.

CNG ბაზარზე მიწოდების მოხერხებული საშუალებაა კომპრესიულ გაზზე მომუშავე სატრანსპორტო საშუალებებისა და საყოფაცხოვრებო სექტორში შედარებით მცირე მოთხოვნის დროს, როდესაც გაზსადენის მშენებლობა ეკონომიკურად გაუმართლებელია (განსაკუთრებით კუნძულების ან რთული, მაღალმთიანი რეგიონის პირობებში). ასეთი მომხმარებლების ენერჯით უზრუნველყოფისათვის შესაძლებელია სპეციალურად აღჭურვილი სატვირთო ავტომობილებისა და მცირე ტვირთამწეობის ბარჟების გამოყენებაც.

<sup>365</sup> Stenning, D. The Coselle CNG Carrier: A New Way to Ship Natural Gas by Sea. Paper presented at the NOIA Conference, Newfoundland, Canada, 1999

<sup>366</sup> Matteo Marongiu-Porcu, Xiuli Wang, Michael J. Economides, The Economics of CNG Gas Transport, Society of Petroleum Engineers Conference, Moscow, October, 2008



### 3.6.3. წყალბადი

ბუნებრივი გაზის გარდაქმნით მიღებული წყალბადი ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი ენერგეტიკული რესურსი და ნავთობქიმიური მრეწველობის ნედლეულია.

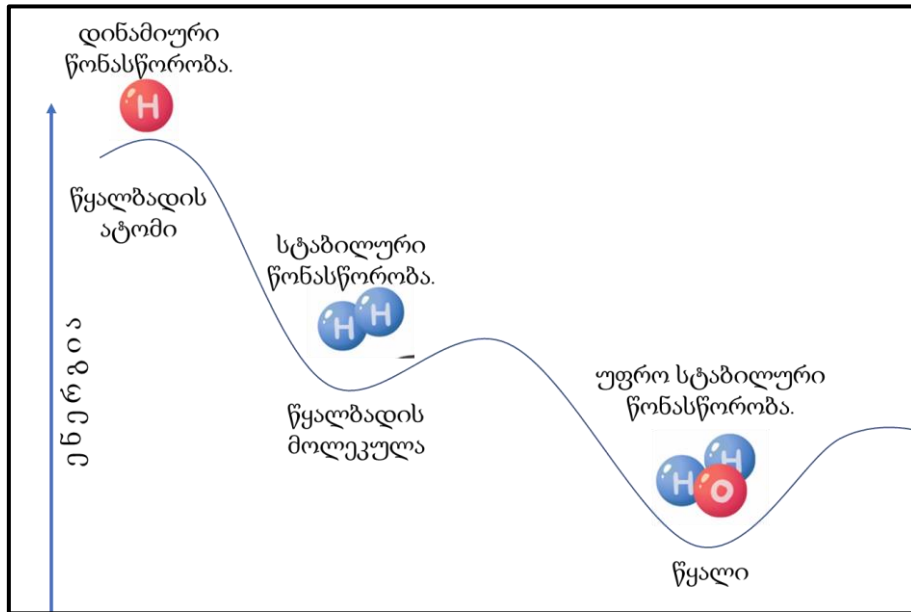
ზოგადად კი, წყალბადი ბუნებაში ფართოდ გავრცელებული ქიმიური ელემენტია. სამყაროში გავრცელებული ელემენტების მასის 75% წყალბადია, ხოლო მისი ატომების რაოდენობა სამყაროს ყველა ატომის 90%-ს აჭარბებს. წყალბადი შეადგენს ადამიანის სხეულის დაახლოებით 10%-ს მასის მიხედვით.

ბუნებრივ გარემოში იგი უსუნო, უფერო, არამომწამვლელი, არაკანცეროგენული, არაკოროზიული, არარადიოაქტიური, აალებადი გაზია, ჰაერში მისი 62%-ზე მეტი შემცველობა ასფიქსიით სიკვდილის მიზეზი შეიძლება გახდეს (ატმოსფეროში 9%-ზე მეტი წყალბადის შემცველობა უარყოფითად მოქმედებს ადამიანის ჯანმრთელობაზე, 28%-ის გადაჭარბება იწვევს კოორდინაციის დაკარგვას, 86%-ის გადაჭარბება კი მყისიერ სიკვდილს). ნორმალურ ატმოსფერულ პირობებში ერთი კუბური მეტრი წყალბადი 90 გრამს ( $0,08999 \text{ კგ/მ}^3$ ) იწონის, ანუ დაახლოებით 14-ჯერ მსუბუქია ჰაერთან შედარებით ( $1,205 \text{ კგ/მ}^3$ ). გათხევადებული წყალბადი უფერო სითხეა ნორმალურ ატმოსფერულ წნევაზე დაახლოებით  $-253 \text{ }^{\circ}\text{C}$  დუდილის ტემპერატურით. საგულისხმოა, რომ ნორმალურ ატმოსფერულ წნევასა და ტემპერატურაზე, წყალბადის (ისევე როგორც ჰელიუმის) გაფართოებისას სითბო გამოიყოფა, განსხვავებით სხვა ნებისმიერი გაზისაგან, რომელთა გაფართოება სითბოს შთანთქმას იწვევს.

წყალბადის ატომები უკიდურესად მცირე ზომით გამოირჩევა, რაც მის მაღალ დიფუზიურობას განაპირობებს. მისი ჰაერში დიფუზიის კოეფიციენტი ტოლია  $0,61 \cdot 10^{-4} \text{ მ}^2\text{წმ-ისა}$  და დაახლოებით 3,8-ჯერ აღემატება მეთანის დიფუზიის კოეფიციენტს ( $0,16 \cdot 10^{-4} \text{ მ}^2\text{წმ}$ ). წყალბადი ადვილად აღწევს მყარი ნივთიერებების მოლეკულურ სტრუქტურებშიც.

წყალბადი, როგორც ქიმიური ელემენტი, პირველად გამოავლინა ბრიტანელმა მეცნიერმა ჰენრი კავენდიშმა 1766 წელს, როცა ლონდონის სამეფო აკადემიას წარუდგინა ცინკის მარილმჟავასთან რეაქციის შედეგად მიღებული აირადი წყალბადის წვის პროცესი წყლის გამოყოფით. თუმცა, ჩანაწერებით დადასტურებულია, რომ მეცნიერები წყალბადს მანადეც აწარმოებდნენ. კერძოდ, ცნობილია, რომ რობერტ ბოილმა წყალბადის გაზი ჯერ კიდევ 1671 წელს გამოიმუშავა რკინისა და მჟავებზე ექსპერიმენტების ჩატარების დროს. მისი სახელი შერქმეულია ანტუან ლავუაზიეს მიერ 1783 წელს და შედგენილია ბერძნული „ჰიდრო“ და „გენეს“-გან, რაც ერთად წყლის წარმომშობს ნიშნავს.

წყალბადის ატომები მიდრეკილი არიან რეაქციისკენ. ამიტომ ბუნებაში, ისინი, როგორც წესი, სტაბილურ ნაერთებს ქმნიან სხვა ატომებთან კავშირში.<sup>367</sup> წყალბადის ატომები ე.წ. „დინამიკური წონასწორობის“ მდგომარეობაში იმყოფებიან და დიდი ენერჯიაა საჭირო ამ მდგომარეობაში მათ შესაკავებლად და, პირიქით, მცირე ძალისხმევაა საჭირო ასეთი წონასწორობის დასარღვევად (იხ. ნახაზი). წყალბადის მოლეკულა შედარებით მაღალი სტაბილურობით ხასიათდება, ხოლო მისი ნაერთი ჟანგბადთან წყლის შემადგენლობაში გაცილებით უფრო მაღალი სტაბილურობის ნაერთია.



წყალბადის ატომის, მოლეკულისა და ნაერთის სტაბილურობა

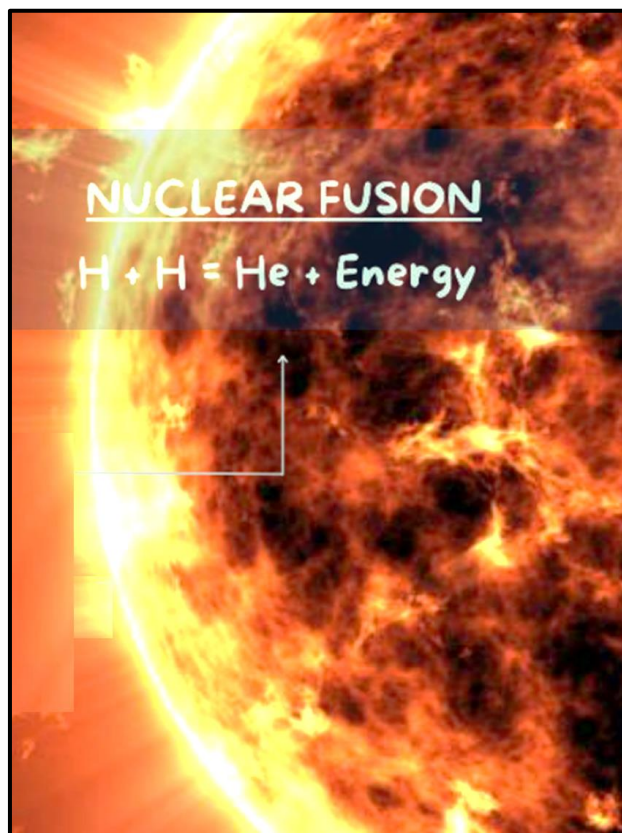
წყალბადის პრაქტიკულად ამოუწურავი მარაგი და სხვადასხვა ნივთიერების ფართო სპექტრიდან გამოყოფის შესაძლებლობა, შენახვისა და ტრანსპორტირების სიმარტივე და ნულოვანი გამონაბოლქვი წვის პროცესში მის ფართო გამოყენების პერსპექტივებზე მიუთითებს.

ბუნებრივად წყალბადი, წიაღისეული საწვავისაგან განსხვავებით, არ არის ენერჯიის პირველადი რესურსი, თუმცა, წიაღისეულის მსგავსად, შესაძლებელია მისი სტაბილური დასაწყობება ხანგრძლივი დროით, გადაზიდვა საზღვაო ტრანსპორტით, მილსადენებით, სხვა არსებული ინფრასტრუქტურით და დაწვა მაღალი ტემპერატურისა და ენერჯიის მისაღებად წიაღისეული სათბობისათვის განკუთვნილი დანადგარებისა და სისტემების გამოყენებით.

<sup>367</sup>მათ შორის ძირითადად ჟანგბადის ატომებთან წყლის შემადგენლობაში. წყალბადი მნიშვნელოვანი რაოდენობით შეიძლება შედიოდეს, აგრეთვე, ნავთობის, ბუნებრივი გაზის, ცხიმების, ალკოჰოლისა და სხვა ფართოდ გავრცელებული ნივთიერებების შემადგენლობაში

წყალბადის წარმოება, შენახვა და გამოყენება განახლებადი ენერჯის წყაროებისათვის დამახასიათებელი, კლიმატურ პირობებზე დამოკიდებული არასტაბილურობის მართვის შესაძლებლობას იძლევა.

წყალბადის წვა კოსმოსში, ე.წ. თერმობირთვული სინთეზი, რომლის დროსაც წყალბადის ატომების შეერთებით ზემოდალი, მილიონობით გრადუსი ტემპერატურის პირობებში წარმოიქმნება ჰელიუმი და კოლოსალური ენერჯია გამოიყოფა, უმრავლესი ვარსკვლავის, მათ შორის მზის ენერჯის გამომუშავებას ხმარდება.<sup>368</sup> წყალბადის ბომბში კი თერმობირთვული რეაქციის წამოსაწყებად საჭირო ზემოდალი ტემპერატურის მისაღებად ჩვეულებრივი ბირთვული აფეთქება გამოიყენება.



თერმობირთვული რეაქცია ვარსკვლავზე

დღეისათვის წყალბადის ხელოვნურად (მრეწველობაში) მიღების ყველაზე ფართოდ გავრეცელებულია „ნაცრისფერი“ (Grey), „ცისფერი“ (Blue), შავი/ყავისფერი (Black/Brown) და „მწვანე“ (Green) წყალბადის წარმოების ინდუსტრიული ტექნოლოგიები.<sup>369</sup> „ნაცრისფერი“ და „ცისფერი“ წყალბადი, წყალბადის შემცველი, ბუნებრივი გაზის შემადგენელი მეთანის, შავი/ყავისფერი წყალბადი კოქსის ან

<sup>368</sup> დადგენილია, რომ წყალბადის მარაგი უზრუნველყოფს მზის აქტიურობას დაახლოებით 5 მლრდ წლის განმავლობაში.

<sup>369</sup> ბუნებრივი გაზიდან ე.წ. „ფირუზისფერი“ (turquoise) წყალბადის წარმოების ალტერნატიული ტექნოლოგია, მეთანის პიროლიზის საშუალებით, ჯერჯერობით განვითარების საწყის სტადიაზეა

ნავთობის, ხოლო „მწვანე“ წყალბადი, ელექტროლიზის პროცესში წყლის დაშლის შედეგად მიიღება.

გარდა ამისა, წყალბადი მიიღება ნავთობქიმიური პროცესების სხვადასხვა გაზის ნარევებიდან მოპოვებითა და კონცენტრირებით.<sup>370</sup>

წყალბადი მრავალმხრივი გამოყენების, ეკოლოგიურად სუფთა პროდუქტია. მის წარმოებასა და გამოყენებაზე დაფუძნებულ ენერგეტიკას ერთ-ერთი ძირითადი როლი ეკისრება სათბურის გაზების ემისიის შემცირებისა და გლობალური კლიმატის ცვლილების პრევენციისათვის.<sup>371</sup> იგეგმება, რომ 2050 წლისათვის სუფთა წყალბადის გამოყენება უზრუნველყოფს 7 გიგატონამდე ნახშირორჟანგის ემისიის შემცირებას (რაც იმ დროისათვის პროგნოზირებული ანთროპოგენული წარმოშობის ნახშირორჟანგის დაახლოებით 20%-ს შეადგენს)<sup>372</sup>.

წყალბადის მოლეკულური სტრუქტურა სხვადასხვა ელემენტთან (ნახშირბადი, აზოტი) ქიმიური ნაერთების წარმოქმნით სხვადასხვა სახის პროდუქტის სინთეზირების საშუალებას იძლევა, რომელიც ადვილად ასათვისებელი და ეკოლოგიურად სუფთა ნედლეულია მრეწველობისათვის.

ცხრილი 3.11. წყალბადის ფიზიკური და თვისებები<sup>373</sup>

მახასიათებელი	წყალბადი	შენიშვნა
სიმკვრივე (აირად მდგომარეობაში), კგ/მ <sup>3</sup>	0,089 (0 °C, 1 bar)	(1/8-1/10) ბუნებრივი გაზის
სიმკვრივე (თხევად მდგომარეობაში), კგ/მ <sup>3</sup>	70,79 (-253 °C, 1 bar)	≈1/6 LNG-ის (450 კგ/მ <sup>3</sup> )
სიმკვრივე კომპრესიის დროს კგ/მ <sup>3</sup>	26 (350 ბარი) 42 (700 ბარი)	≈200 (200 ბარით ბუნებრივი გაზის შეკუმშვისას)
დუდილის წერტილი 1 ბარი წნევის დროს °C (ლღობის წერტილი, °C)	-252,76 (-259,34)	90 °C-ით ნაკლები, ვიდრე LNG
ხვედრითი სითბოტევადობა (LVH), კკალ/მ <sup>3</sup>	2580	30 % ბუნებრივი გაზის
თხევადი H <sub>2</sub> -ის ხვედრითი სითბოტევადობა, მგჯ/მ <sup>3</sup>	8500	1/3 LNG-ის
ალის გავრცელების სიჩქარე, მ/წმ	3,46	8-ჯერადი მეთანის
აალების დიაპაზონი, % ჰაერის მოცულობის	4,0 - 75	6-ჯერადი მეთანის (5,3-17%)
თვითაალების (აფეთქების) ტემპერატურა, °C	585	220 <sup>0</sup> ბენზინის, 537 <sup>0</sup> მეთანის
დეტონაციის დიაპაზონი, % ჰაერის მოცულობის	18,3 – 59,0	მეთანის 6,3-13,5 %, ბენზინის 1,1-3,3%
ანთების (აალების) ენერჯია <sup>374</sup> , მჯ	17	≈1/15 მეთანის (274)

<sup>370</sup> წყალბადის გამომუშავებას ბუნებაში მიმდინარე ბიოქიმიურ პროცესებში სხვადასხვა ბაქტერიაც, მაგალითად, *Rodobacter sperioidis*, უზრუნველყოფენ

<sup>371</sup> Joseph Murphy, EU sets its course on hydrogen, 2020

<sup>372</sup> Source: <https://www.mckinsey.com/sustainability>, Retrieved 25.10.2022

<sup>373</sup> Future of Hydrogen, IEA, 2019

<sup>374</sup> შედარება სამართლიანი ერთი და იმავე გარემო პირობებისათვის

როგორც აღინიშნა, წყალბადი არატოქსიკური გაზია, გამოირჩევა აალების ფართო დიაპაზონითა და ანთების დაბალი ენერგიით, რაც განაპირობებს მის ძლიერ აალებადობას. წყალბადის მაღალი შეღწევადობა და დიფუზიურობა ხელს უწყობს მის სწრაფ გაფანტვას, ხოლო წვის შედეგად წარმოქმნილი ალი არ ჩანს შეუიარაღებელი თვალით, რაც ართულებს ხანძრისა და გაჟონვის გამოვლენას. მიუხედავად ამისა, წყალბადი ხასიათდება ძალიან მაღალი ენერგიაშემცველობით წონის ერთეულზე, ხოლო მისი წვის შედეგად მხოლოდ წყლის ორთქლი გამოიყოფა, განსხვავებით წიაღისეული სათბობის წვის პროცესისა, რაც შესაძლებელს ხდის მის ეფექტიანად გამოყენებას ელენერჯის წარმოებისათვის, მათ შორის კოსმოსურ რაკეტებში.<sup>375</sup>

წყალბადის უპირატესობებთან ერთად, წიაღისეულ საწვავთან შედარებით მისი წარმოების, შენახვის, ტრანსპორტირებისა და მოხმარების პროცესები დაკავშირებულია უსაფრთხოების მნიშვნელოვან გამოწვევებთან, რადგან მცირე მასშტაბის გაჟონვის შემთხვევაშიც კი შეიძლება კატასტროფული აფეთქების და/ან გარემოს დაბინძურების მიზეზი გახდეს. ჩვეულებრივ პირობებში აფეთქება შეიძლება მოხდეს ატმოსფეროში წყალბადის 18-დან 59%-მდე კონცენტრაციისა და აალების შედარებით მცირე ენერჯის დროს.<sup>376</sup> შესაბამისად, თვისებები, რომელთა გამო წყალბადი ერთ-ერთ საუკეთესო საწვავად ითვლება, მას სახიფათო ნივთიერებადაც აქცევს.

ბუნებრივ გაზთან შედარებით დაბალი მოცულობითი სიმკვრივის აირული წყალბადის მაღალი გაჟონვის საშიშროება და მისი უნარი, გამოიწვიოს ლითონის გამყიფება, აგრეთვე, თხევად მდგომარეობაში შენარჩუნების<sup>377</sup> უკიდურესად დაბალი ტემპერატურა, დამატებით სირთულეებს ქმნის წყალბადის შენახვისა და ტრანსპორტირების დროს ფოლადისგან დამზადებული რეზერვუარებითა და მილსადენებით.

---

<sup>375</sup> Source: [https://www.nasa.gov/explosive\\_lessons\\_in\\_hydrogen\\_safety](https://www.nasa.gov/explosive_lessons_in_hydrogen_safety), Retrieved 23.06.2023

<sup>376</sup> წყალბადის აალებისათვის საკმარისია დაახლოებით 3-4-ჯერ და 20-23-ჯერ ნაკლები სიმძლავრის ენერგეტიკული იმპულსი, ვიდრე ბუნებრივი გაზისათვის და ბენზინისათვის, შესაბამისად

<sup>377</sup> რაც აუცილებელია წყალბადის გამოყენებისას კოსმოსურ ტექნიკაში, ელექტროგენერატორების გამაცივებელ აგენტად, სხვადასხვა ინდუსტრიულ ტექნოლოგიაში და ა.შ.



ცხრილი 3.12. კონსტრუქციული მასალების მდგრადობა აირული (GH<sub>2</sub>) და თხევადი (LH<sub>2</sub>) წყალბადის მიმართ (ISO TR 15916-ის მიხედვით)<sup>378</sup>

მასალა	GH <sub>2</sub>	LH <sub>2</sub>	შენიშვნა
ლითონები			
ალუმინი და მისი შენადნობები	მდგრადი	მდგრადი	მდგრადი
სპილენძი და მისი შენადნობები (ბრინჯაო,...)	მდგრადი	მდგრადი	მდგრადი
რკინა და თუჯი	დაუშვებელია გამოყენება	დაუშვებელია გამოყენება	დაუშვებელია გამოყენება
ნიკელი და მისი შენადნობები	ეკვემდებარება გამოყენებას	ეკვემდებარება გამოყენებას	ეკვემდებარება გამოყენებას
უჟანგავი ფოლადი ნიკელის შემცველობით >7%	მდგრადი	მდგრადი	მდგრადი მაღალი
ნახშირბადიანი ფოლადი (მარკები 1020, 1040,...)	ეკვემდებარება გამოყენებას;	დაუშვებელია თხევადი LH <sub>2</sub> -ისთვის	ეკვემდებარება გამოყენებას;
მცირედ ლეგირებული ფოლადი (მარკა 4140 ...)	ეკვემდებარება გამოყენებას	დაუშვებელია თხევადი LH <sub>2</sub> -ისთვის	ეკვემდებარება გამოყენებას
მარტენსიტის უჟანგავი ფოლადი (მარკა 410, 4400, ...)	ეკვემდებარება გამოყენებას	ეკვემდებარება გამოყენებას	ეკვემდებარება გამოყენებას
ნიკელიანი ფოლადი (2,25; 3,5; 5 % ნიკელი)	ეკვემდებარება გამოყენებას;	დაუშვებელია თხევადი LH <sub>2</sub> -ისთვის	ეკვემდებარება გამოყენებას;
ტიტანი და მისი შენადნობები	ეკვემდებარება გამოყენებას	ეკვემდებარება გამოყენებას	ეკვემდებარება გამოყენებას
არალითონური მასალები			
ტეფლონი აზბესტით	მდგრადი, კანცეროგენული	მდგრადი, კანცეროგენული	მდგრადი, კანცეროგენული
ტეფლონი	მდგრადი, კანცეროგენული	მდგრადი, კანცეროგენული	მდგრადი, კანცეროგენული
ნეოფრენი (ქლოროფრენიანი რეზინა)	კანცეროგენული	კანცეროგენული	კანცეროგენული
ვიტონი (ფლუორონახშირბადიანი რეზინა)	კანცეროგენული	კანცეროგენული	კანცეროგენული
მილარი (პოლიესტერის ლენტა)	კანცეროგენული	კანცეროგენული	კანცეროგენული
პოლიამიდი (ნეილონი)	კანცეროგენული	კანცეროგენული	კანცეროგენული

წყალბადთან დაკავშირებული საფრთხეები, პირველ რიგში, ასოცირდება გლობალური მნიშვნელობის კატასტროფებთან. 1937 წლის 6 მაისს სამგზავრო დირიჟაბლ „ჰინდენბურგის“ დაშვების დროს აფეთქდა დაახლოებით 200 ათასი მ<sup>3</sup> წყალბადი, რის შედეგად დაიღუპა ბორტზე მყოფი 13 მგზავრი და ეკიპაჟის 22 წევრი.

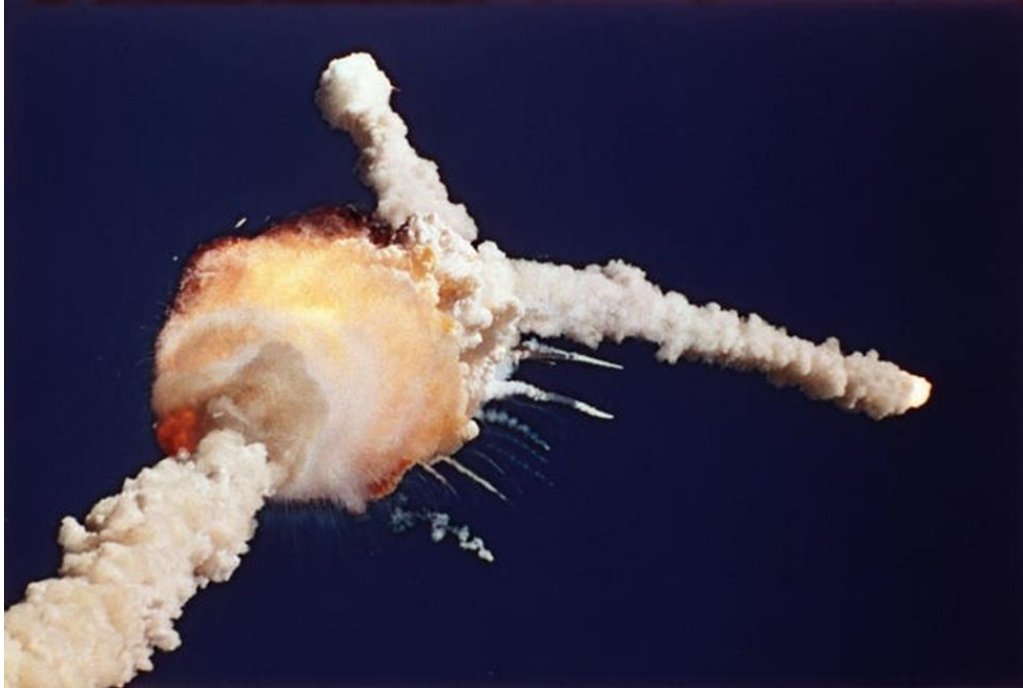


დირიჟაბლ „ჰინდენბურგის“ ავარია<sup>379</sup>

<sup>378</sup> სიმბოლოები: მწვანე - მდგრადი, დასაშვებია გამოყენება; წითელი - გამოყენება არ შეიძლება; ყვითელი - მოითხოვს შეფასებას (შემოწმებას)

<sup>379</sup> წყარო: Wikipedia, Retrieved 08.09.2023

1986 წლის 28 იანვარს კენედის კოსმოსური ცენტრიდან სტარტის დროს აფეთქდა კოსმოსური ხომალდი „ჩელენჯერი“. შედეგად დაიღუპა ხომალდის ბორტზე მყოფი შვიდივე ასტრონავტი.



„ჩელენჯერის“ კატასტროფა<sup>380</sup>

2011 წლის 11 მარტს იაპონიაში, ქვეყნის აღმოსავლეთ სანაპიროზე, დაფიქსირდა 9,0 მაგნიტუდის მიწისძვრა, რამაც გამოიწვია დამნგრეველი ცუნამი. შედეგად დაიღუპა კუნძულ ჰონსიუს 18 ათასზე მეტი მაცხოვრებელი. გიგანტურმა ტალღამ დატბორა ფუკუშიმის ატომური ელექტროსადგურის რეაქტორები, რომელთაც შეუწყდათ ელექტროენერჯის მიწოდება. გაგრილების სისტემების ავარიული გათიშვის გამო სამ რეაქტორში გამაგრილებელი აგენტი - წყალბადი - გაიჟონა და მოხდა აფეთქება რეაქტორების გარე დამცავ ნაგებობებში. რადიაციის გაჟონვის გამო აუცილებელი გახდა მიმდებარე ტერიტორიებიდან 150 ათასზე მეტი ადამიანის სასწრაფო ევაკუაცია.<sup>381</sup>

---

<sup>380</sup> წყარო: AP Photo/Bruce Weaver

<sup>381</sup> წყარო: Fukushima disaster: What happened at the nuclear plant? - BBC  
<https://www.bbc.com/news/world-asia-56252695>, Retrieved 07.09.2023



ავარია ფუკუშიმის ატომურ ელექტროსადგურში<sup>382</sup>

ცხრილში მოცემულია წყალბადის წარმოება-გამოყენებასთან ასოცირებული მნიშვნელოვანი ინციდენტები, რომლებიც დაფიქსირებულია მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყანაში.

**ცხრილი 3.13. მნიშვნელოვანი ინციდენტები<sup>383</sup>**

თარიღი	მდებარეობა	კომენტარი
1937	აშშ, საავიაციო ბაზა „ლეკვერსტი“	აირსანაოსნო დირიჟაბლ „ჰინდენბურგის“ ავარია წყალბადის აფეთქების გამო, რასაც შეეწირა ეკიპაჟისა და მგზავრების სიცოცხლე
1986	აშშ, კენედის კოსმოსური ცენტრი	თხევადი წყალბადის (LH2) საცავის აფეთქების შედეგად დაიღუპა კოსმოსურ ხომალდ „ჩელენჯერის“ 7 ასტრონავტი
1999	გერმანია, ჰანაუ	აფეთქდა დიდი მოცულობის წყალბადის რეზერვუარი
2007	აშშ, Muskingum River Coal Plant	კომპრესიული წყალბადის აფეთქების შედეგად დაიღუპა 1 ადამიანი და ქარხანამ მნიშვნელოვანი მატერიალი ზარალი განიცადა
2011	იაპონია, ფუკუშიმის ატომური სადგური	წყალბადის აფეთქების შედეგად დაზიანდა 3 რეაქტორის შენობა
2015	ტაივანი, ნავთობ-გადამამუშავებელი ქარხანა	მილსადენიდან გაჟონილი წყალბადის აფეთქება
2018	აშშ (ელ კახონე, კალიფორნია)	დაიწვა თხევადი წყალბადის გადამზიდი ავტოცისტერნა
2019	აშშ (უოკეგანი, ილინოისი და ვაუკემა, ვისკონსინი)	აფეთქებების შედეგად ოთხი მუშა დაიღუპა, ორი კი მძიმედ დაშავდა AB Specialty Silicones და Airgas-ის საწარმოებში
2019	სამხრეთ კორეა, Gangneung	Gangwon ტექნოპარკში აფეთქდა წყალბადის ავზი, რის შედეგადაც ორი ადამიანი დაიღუპა, ექვსი კი დაშავდა

<sup>382</sup> ილია ყიფშიძე, როგორ მუშაობს ბირთვული რეაქტორი — ყველაფერი ატომური ენერჯის შესახებ, 14 იანვარი 2022, <https://on.ge › story › 96951..>

<sup>383</sup> წყარო: Hydrogen Safety, Wikipedia, Retrieved 07.09.2023



	აშშ (სანტა-კლარე, კალიფორნია)	წყალბადის გადატანის დროს აფეთქდა ავტოცისტერნა კომპანია Air Products and Chemicals ქიმიურ საწარმოში
	ნორვეგია	აფეთქება წყალბადის გასამართ სადგურზე
2020	აშშ (ლონგ ვიუ, ჩრდ. კაროლინა და ტეხას-სიტი, ტეხასი)	აფეთქებები წყალბადის მწარმოებელ საწარმოებში. დაზიანდა 60-მდე შენობა
	ტაივანი, ჩანგჰუა	წყალბადის ავტოცისტერნა დაიმტვრა და აფეთქდა, მძლავრი დაიღუპა
2021	სამხრეთ აფრიკა, მედუპი	აფეთქდა თბოსადგურის მე-4 ბლოკი
2022	აშშ (დეტროიტი, მიჩიგანი და ტოვანდა, პენსილვანია)	წყალბადის ავზების აფეთქებების შედეგად დაშავდა ხუთი თანამშრომელი
2023	აშშ (დელავერე ქანთრი, ოჰაიო და ტრაუტმენი, ჩრდ. კაროლინა)	ცისტერნებიდან წყალბადის გაჟონვის გამო საჭირო გახდა ტურისტული ცენტრის ევაკუაცია, ხოლო აფეთქების შედეგად დაშავდა სამი ადამიანი
	აშშ (კერნ ქანთრი, კალიფორნია)	სატრანზიტო ავტობუსი Golden Empire განადგურდა საწვავ გასამართ სადგურზე



წყალბადის გაჟონვით გამოწვეული აფეთქება საწვავ გასამართ სადგურზე, ნორვეგია, ივნისი 2019 წ.

აშშ ენერჯეტიკის დეპარტამენტის სპონსორობით შესრულებული სამუშაოს „Hydrogen Incident Examples“<sup>384</sup> ანგარიშში სისტემატიზებულია 1999-2018 წლების განმავლობაში ქვეყანაში წყალბადის წარმოება-ტრანსპორტირება-შენახვისა და გამოყენების დროს დაფიქსირებული 67 ინციდენტი. როგორც ანალიზი აჩვენებს, შედეგად 17 შემთხვევაში ინციდენტი დასრულდა აფეთქებით, 22 ინციდენტის შედეგად გაჩნდა ხანძარი, ხოლო სხვა შემთხვევებში ინციდენტს დაზიანება არ გამოუწვევია. ინციდენტების ძირითადი ნაწილი ხდებოდა წყალბადის მილსადენებითა და სატვირთო ავტომობილებით გადაზიდვისას, ცისტერნებსა და რეზერვუარებში შენახვისას და საწვავ გასამართ სადგურებზე (ყველა ინციდენტის 21%, 19,5% და 18%, შესაბამისად). ინციდენტები დაფიქსირდა, აგრეთვე,

<sup>384</sup> Prepared by Pacific North West National Laboratory, 2020

ლაბორატორიებში, წნევის რეგულირების მოწყობილობებსა და ხელსაწყოებში, კომპრესორებში და გაუმართავი სისტემების ოპერირების გამო.

როგორც წარმოდგენილი ინფორმაციის ანალიზი აჩვენებს, ინციდენტების სიხშირე მნიშვნელოვნადაა გაზრდილი უკანასკნელი ათწლეულის განმავლობაში, რაც განპირობებულია წყალბადის სამრეწველო და ენერგეტიკული მიზნებისათვის გამოყენების მცდელობების გაფართოებით, ერთი მხრივ, და მისი უტილიზაციის, პირველ რიგში, შენახვა/ტრანსპორტირების ტექნოლოგიების არასასათანადო განვითარებით უსაფრთხოების თვალსაზრისით, მეორე მხრივ.

გარდა ფეთქებაუსაფრთხოებასთან დაკავშირებული გამოწვევებისა, წყალბადის წარმოება-უტილიზაციის ციკლის ეფექტიანი იმპლემენტაცია დაკავშირებულია ატმოსფეროში გაფრქვეული წყალბადის შედარებით მიზერული, მაგრამ მაინც ყურადსადები ზემოქმედების უარყოფით ეფექტთან კლიმატის გლობალურ დათბობაზე, რაც თითქმის 12-ჯერ აღემატება იმავე მასის ნახშირორჟანგის დამაზიანებელ პოტენციალს<sup>385</sup> და მწვანე წყალბადის წარმოებაში მნიშვნელოვანი რაოდენობის წყლის გამოყენების საჭიროება.

როგორც ცნობილია, ერთი ტონა მწვანე წყალბადის წარმოებისთვის საჭიროა 9 ტონა გაწმენდილი და დემინარალიზებული<sup>386</sup> ან 18-24 ტონა ჩვეულებრივი წყალი. წყალბადის წარმოების მეორე პოპულარული მეთოდი, მეთანის ორთქლის რეფორმირება (SRM ტექნოლოგია), მოიხმარს ნაკლებ წყალს - 4,5 კგ-ს, თუმცა SRM დანადგარები მოთხოვნილია გაგრილების თვალსაზრისით, რაც დამატებით - 6,4-დან 32,2 კგ-მდე წყალს მოითხოვს 1 კგ წყალბადზე გადათვლით.<sup>387</sup>

გასათვალისწინებელია, აგრეთვე, წყლის მოხმარება წყალბადის წარმოებისთვის განახლებადი ენერჯის გამოყენებით. წყლის მოხმარება 1 კგ წყალბადის წარმოებისათვის: ფოტოელექტრული პანელებისთვის 2,4-19 კგ-ს, ქარის დანადგარებისთვის კი - 0,2-2,1 კგ-ს შეიძლება შეადგენდეს. მთლიანობაში, წყლის ჯამური მოხმარება ერთი კილოგრამი მწვანე წყალბადის წარმოებისთვის მზის პანელებისა და ქარის ტურბინების გამოყენებით შეიძლება დაახლოებით 20-40 კგ-ის ფარგლებში მერყეობდეს.

თუ 2050 წლისათვის მთლიანი მოთხოვნა (74 ეგზაჯოული<sup>388</sup>) ელექტროლიზით წარმოებული წყალბადით დაკმაყოფილდება, წყლის მოხმარება დაახლოებით 25 მილიარდ კუბურ მეტრს გაუტოლდება.<sup>389</sup> შედარებისთვის: სოფლის მეურნეობის

<sup>385</sup>New study estimates global warming potential of hydrogen - Phys.org, CIGERO Study Report published in Communications Earth & Environment, June, 2023

<sup>386</sup>ელექტროლიზის დანადგარის შემადგენელი ელემენტები: მემბრანა, დიაფრაგმა და კატალიზატორები, საჭიროებს სპეციალურად მომზადებულ წყალს, წინააღმდეგ შემთხვევაში ისინი ძალიან სწრაფად გამოდის მწყობრიდან

<sup>387</sup> წყარო: Herib Blanko, www.EnergyPost.org

<sup>388</sup> წყარო: IRENA, World Energy Transitions Outlook

<sup>389</sup> წყალბადის მიმდინარე პერიოდის წარმოება დაახლოებით 1,5 მილიარდ კუბურ მეტრ წყალს მოიხმარს



სექტორში წყლის ამჟამინდელი მოხმარება დაახლოებით 2800 მილიარდი კუბური მეტრია, მრეწველობაში - 800 მლრდ, ურბანულ მომსახურებაში - 470 მლრდ.<sup>390</sup>

Statista-ს გამოთვლების თანახმად, „თუ დავუშვებთ, რომ წყლის გასაშუალებული მოხმარება წელიწადში ერთ სულ მოსახლეზე დაახლოებით 400 კუბურ მეტრს შეადგენს,<sup>391</sup> წყალბადის წარმოებას 2050 წლისთვის დასჭირდება იმავე რაოდენობის წყალი, რამდენსაც დღეისათვის მოიხმარს საშუალო ევროპული ქვეყანა 62 მილიონიანი მოსახლეობით.“

შესაბამისად, წყალბადის წარმოებაში წყლის საპროგნოზო მოხმარების გათვალისწინებით, კონკრეტული რეგიონის, მათ შორის უდაბნოებისა და ნახევრად უდაბნოების პირობებში, სადაც კლიმატური პირობები ხელსაყრელ პირობებს აყალიბებს მზის ფოტოვოლტაიკებისა და ქარის გენერატორების გამოყენებისათვის, წყალბადის წარმოების სერიოზული შემაფერხებელი ფაქტორი შეიძლება გახდეს ხარისხიანი და საკმარისი რაოდენობის წყლის დეფიციტი.

წყალბადის ენერგეტიკა ინტენსიურად ვითარდება მსოფლიოს სხვადასხვა რეგიონში, განსაკუთრებით კი განახლებადი რესურსების მაღალი პოტენციალითა და ხელმისაწვდომი ბუნებრივი გაზის სიმდიდრით გამორჩეულ ქვეყნებში, სადაც წარმოებული წყალბადი, გარდა საკუთარი მოხმარებისა, მოთხოვნად საექსპორტო პროდუქტსაც წარმოადგენს.

ევროკომისიის 2020 წლის 8 ივლისის კომუნიკეში ჩამოყალიბებულია კლიმატ-ნეიტრალური ევროპის წყალბადის სტრატეგია, რის საფუძველზეც ევროკავშირმა დაიწყო და აქტიურად ავითარებს შესაბამის საკანონმდებლო და მარეგულირებელ ჩარჩოებს, ასევე დაფინანსების მექანიზმებს, ხელს უწყობს წყალბადის წარმოებისა და უტილიზაციის მასშტაბური პროექტების განვითარებას. სტრატეგია ითვალისწინებს, რომ წყალბადის საწარმოების დადგმული სიმძლავრეები 2024 წლისათვის 6, 2030 წლისათვის 40, ხოლო 2050 წლისათვის 500 გიგავატამდე გაზარდოს,<sup>392</sup> რაც, შესაბამისად, 1.5, 10 და 125 მლნ ტ მწვანე წყალბადის წარმოებას მოითხოვს.<sup>393</sup> სტრატეგიის მიხედვით, უპირატესობა ენიჭება განახლებადი ენერგიებით წარმოებული ელექტროენერჯის გამოყენებით ელექტროლიზის საშუალებით მიღებული სუფთა (მწვანე) წყალბადის პროექტების რეალიზაციას, რაც განახლებადი ენერჯის სხვადასხვა ფორმით შენახვის, ტრანსპორტირებისა და გამოყენების საშუალებას იძლევა კომერციულად ხელსაყრელი პირობებით, გლობალური დეკარბონიზაციის თანმდევ არსებით ეფექტთან ერთად. წყალბადის ენერგეტიკის განვითარების ამბიციური მიზნის მისაღწევად, ლოკალურად განსახორციელებელ ღონისძიებებთან ერთად, ევროკავშირს განზრახული აქვს თანამშრომლობა მეგობრულ, მათ შორის პრიორიტეტულად, აღმოსავლეთ

<sup>390</sup> Григорий Вольф, Водородная жажда: водородная энергетика, вода, ВИЭ

<sup>391</sup> Energy Post მონაცემების მიხედვით წელიწადში მინიმალური მოხმარება დაფიქსირებულია ლუქსემბურგში (75 კუბური მეტრი), მაქსიმალური აშშ-ში (1,2 ათასი კუბური მეტრი)

<sup>392</sup> Joseph Murphy, EU sets its course on hydrogen, 2020

<sup>393</sup> ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს შეფასებით, მწვანე წყალბადის გლობალური მოხმარება 2050 წლისათვის 500 მლნ ტ-ს მიაღწევს

პარტნიორობის ქვეყნებთან.<sup>394</sup> თანამშრომლობა, რაც, სხვა საკითხებთან ერთად, გულისხმობს ამ ქვეყნების საკანონმდებლო ბაზების მოწესრიგებას, პირდაპირ ინვესტიციებს, წყალბადით ვაჭრობისათვის სამართლიანი და კონკურენტული გარემოს შექმნის ხელშეწყობას და ა.შ.

### წყალბადის წარმოება

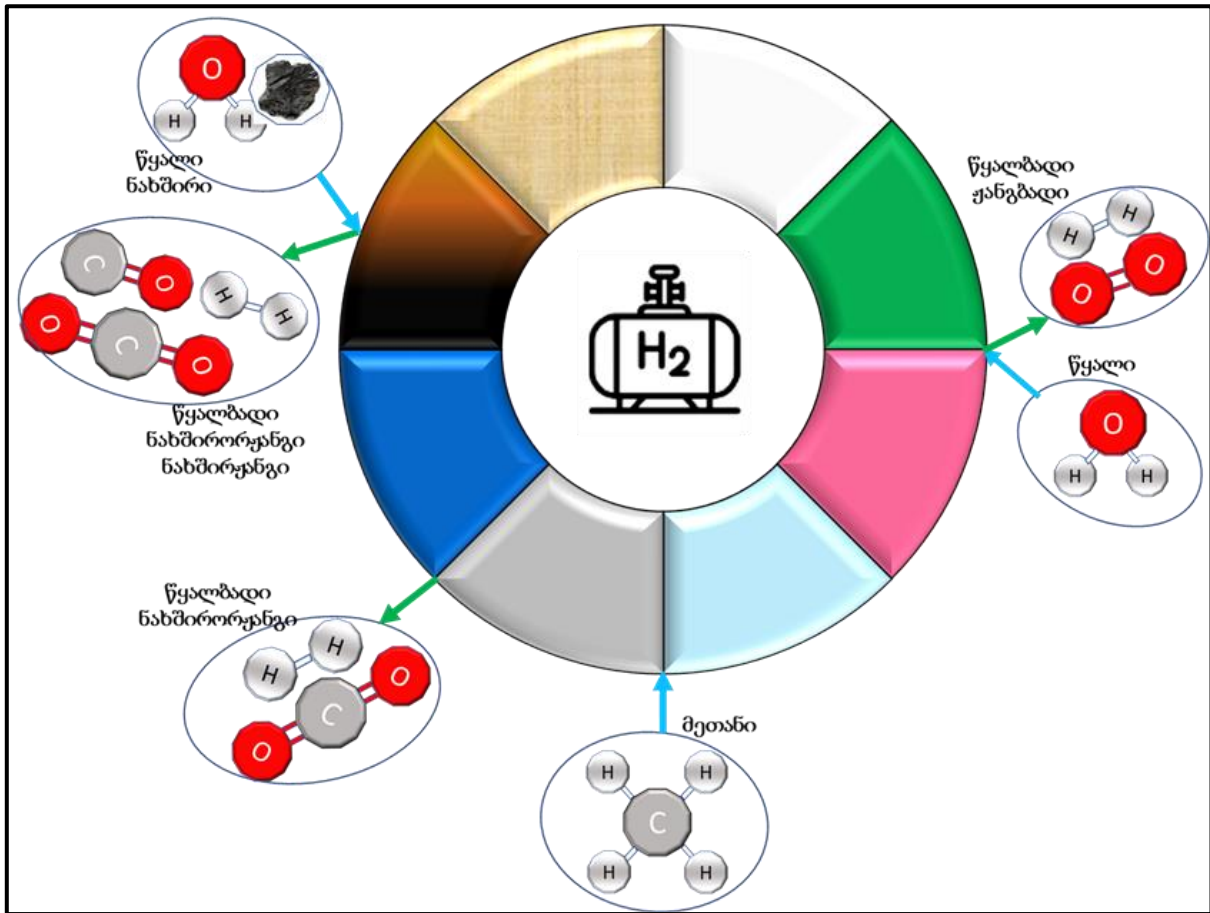
წყალბადის წარმოების ტრადიციული ტექნოლოგიები ითვალისწინებს მისი შემცველი რთული ნივთიერების დაშლას. რაც უფრო რთული ქიმიური შემადგენლობისაა ნედლეული, მით უფრო ენერგოტევადია მისი დაშლის პროცესი.

წარმოშობის მიხედვით პირობითად განასხვავებენ წყალბადის შემდეგ სახესხვაობებს:

- თეთრი - ბუნებრივი სახით დედამიწაზე ან მის ატმოსფეროში არსებული,<sup>395</sup> აგრეთვე ინდუსტრიული პროცესებიდან თანაპროდუქტის სახით მიღებული წყალბადი;
- მწვანე - განახლებადი ენერგეტიკული წყაროების გამოყენებით წყლის ელექტროლიზის მეშვეობით მიღებული (აგრეთვე ციანობაქტერიებისა და წყალმცენარეების მიერ გამომუშავებული) წყალბადი;
- ვარდისფერი - ატომური ენერჯის გამოყენებით წყლის ელექტროლიზით მიღებული წყალბადი;
- ცისფერი - ბუნებრივი გაზიდან წარმოებული წყალბადი ნახშირბადის (ნახშირორჟანგის) ართმევითა და დასაწყობებით;
- ნაცრისფერი - ბუნებრივი გაზიდან წარმოებული წყალბადი ნახშირბადის (ნახშირორჟანგის) ატმოსფეროში გაფრქვევით;
- ფირუზისფერი - ბუნებრივი გაზის შემადგენლობაში შემავალი მეთანის პიროლიზის შედეგად მიღებული წყალბადი, ნახშირბადის დასაწყობებით;
- შავი/ყავისფერი - ქვანახშირის ან მურა ნახშირის გამოყენებით მიღებული წყალბადი;
- სხვა მეთოდით მიღებული წყალბადი, მათ შორის ე.წ. „ყვითელი წყალბადი,“ რომელიც ქსელიდან აღებული ელენერჯის გამოყენებით იწარმოება.

<sup>394</sup> ადგილობრივ წარმოებასთან ერთად, ევროკავშირის სტარატეგია 2030 წლისათვის ითვალისწინებს 10 მლნ ტ-მდე წყალბადის იმპორტს

<sup>395</sup> თეთრი წყალბადის მიღება შეიძლება საბადოებიდან, ვულკანური გაზებიდან, ზღვის წყლიდან, თერმული წყაროებიდან



ნახაზი 3.16. წარმოშობის (წარმოების) სხვადასხვა წყაროდან მიღებული წყალბადის პირობითი სახესხვაობები

ცნობილია, აგრეთვე, წყალბადის წარმოების ტექნოლოგიები ბიომასისა და ორგანული ნარჩენების ნაწილობრივი წვისა და პიროლიზისა და გაზიფიკაციის პროცესების გამოყენებით.<sup>396</sup> ბიომასიდან წყალბადის წარმოების ტექნოლოგიები დღეისათვის განვითარების შედარებით საწყის ეტაპზეა და ინფორმაცია კომერციალიზაციისათვის მზა გადაწყვეტების შესახებ არ იძებნება.

წყალმცენარეების გარკვეულ სახეობებს ბიორეაქტორებში შექმნილ გამრავლების ხელშემწყობ სპეციფიკურ პირობებში შეუძლიათ წყალბადის გამომუშავება ბიოფერმენტაციის ან ფოტოლიზის პროცესში. წყალბადის მიღების ბიოლოგიური პროცესები მინიმალურ ენერგეტიკულ დანახარჯებს მოითხოვს, თუმცა მათი გამოსავალი შედეგებით ძალიან დაბალია. კონსტრუქციულად ბიორეაქტორები შეიძლება წარმოდგენილი იყოს ღარისებური გუბურის, დახრილი ან ჰორიზონტალური მილის და სხვა სახით.<sup>397</sup>

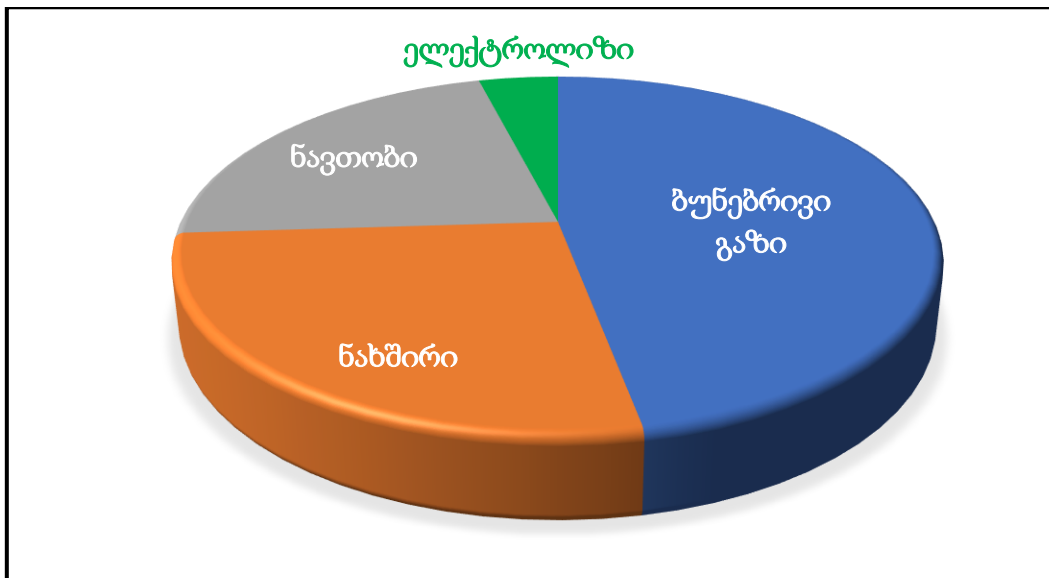
<sup>396</sup>[https://www.researchgate.net/publications/A\\_comparative\\_overview\\_of\\_hydrogen\\_production\\_processes](https://www.researchgate.net/publications/A_comparative_overview_of_hydrogen_production_processes)

<sup>397</sup>[https://www.researchgate.net/publications/Application\\_of\\_computational\\_fluid\\_dynamics\\_for\\_modeling\\_and\\_designing\\_photobioreactors\\_for\\_microalgae\\_production](https://www.researchgate.net/publications/Application_of_computational_fluid_dynamics_for_modeling_and_designing_photobioreactors_for_microalgae_production)



ღარისებური გუბურა წყალბადის გამომმუშავებელი წყალმცენარეების ზრდა-გამრავლებისათვის

დღეისათვის ყველაზე პოპულარული ინდუსტრიული ტექნოლოგიები გამოყენებულია „ნაცრისფერი“ (Grey), „ცისფერი“ (Blue) და „მწვანე“ (Green), აგრეთვე ნახშირის ან ნავთობისგან წარმოებული შავი და ყავისფერი წყალბადის წარმოებისათვის.<sup>398</sup>



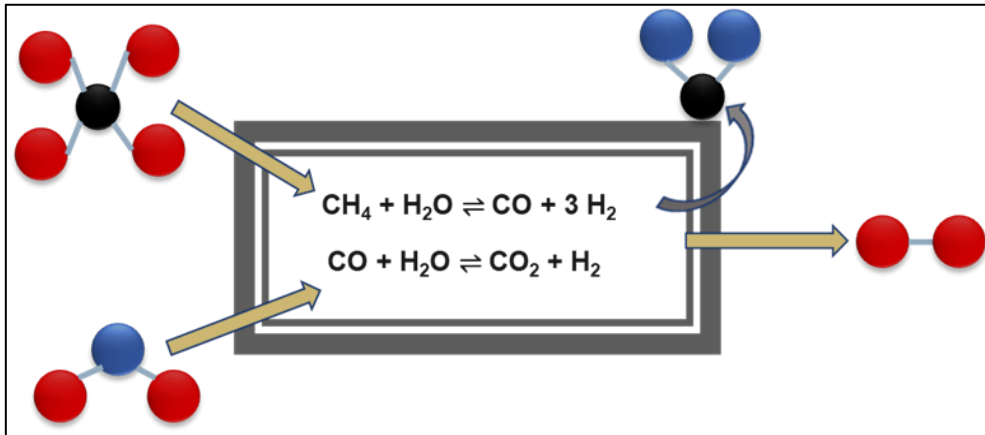
ნახაზი 3.17. სხვადასხვა წედლეულითა და ტექნოლოგიით წარმოებული წყალბადის წილობრივი განაწილება (2021 წელი)<sup>399</sup>

<sup>398</sup>ბუნებრივი გაზიდან ე.წ. „ფირუზისფერი“ (turquoise) წყალბადის წარმოების ალტერნატიული ტექნოლოგია, მეთანის პიროლიზის საშუალებით, ჯერჯერობით განვითარების საწყის სტადიაზეა

<sup>399</sup> წყარო: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen>

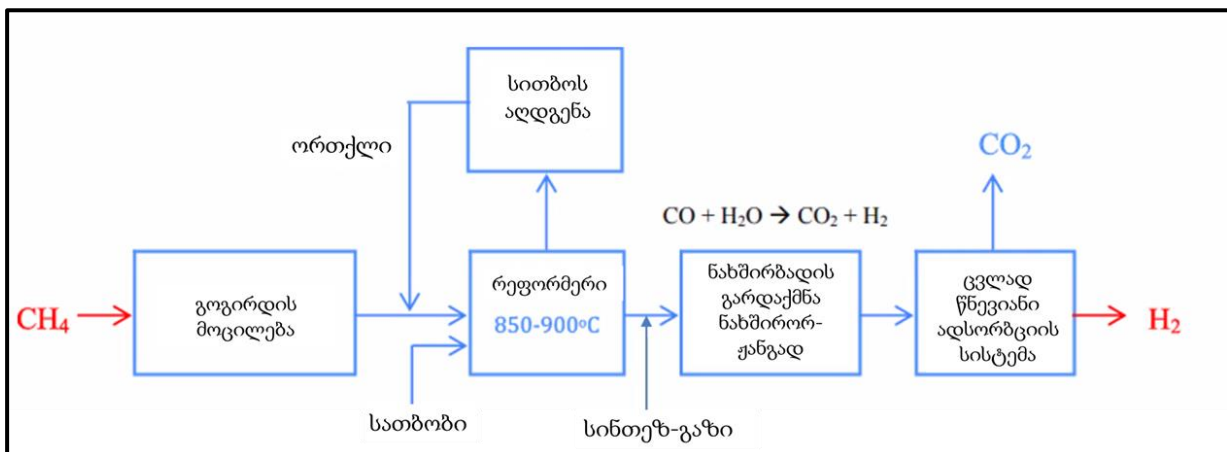
„ნაცრისფერი“ და „ცისფერი“ წყალბადი, წყალბადის შემცველი, ბუნებრივი გაზის შემადგენელი მეთანის გარდაქმნის შედეგად მიიღება. მეთანის შედგენილობაში ნახშირბადის ერთი ატომი წყალბადის 4 ატომთან არის დაკავშირებული ( $H/C=4$ ), რაც ერთ-ერთი ყველაზე მაღალი მაჩვენებელია სხვა ნივთიერებებთან შედარებით და ოპტიმალურ პირობებს ქმნის ბუნებრივი გაზიდან ეკოლოგიურად ნაკლებ დამაზიანებელი წყალბადის ტექნოლოგიების იმპლემენტაციისათვის.

მეთანის ორთქლით რეფორმინგის (SMR) მეშვეობით მიღებული „ნაცრისფერი“ წყალბადი მისი გლობალური მოხმარების თითქმის ნახევარს აკმაყოფილებს.<sup>400</sup>



„ნაცრისფერი“ წყალბადის წარმოების ტექნოლოგია

ბუნებრივი გაზიდან „ნაცრისფერი“ წყალბადის წარმოება წყლის ორთქლის გამოყენებით შედარებით მარტივი ტექნოლოგიაა. ეს ტექნოლოგია ბუნებრივი გაზის შემადგენელი მეთანის ორთქლით რეფორმინგის პროცესში, 750-800 (1000-მდე) °C ტემპერატურულ ინტერვალში, საშუალოდ სინთეზ-გაზს წარმოქმნის ( $CO+3H_2$ ), ხოლო კონვერსიის პროცესში ნახშირბადს ნახშირორჟანგად გარდაქმნის ატმოსფეროში გაფრქვევით.



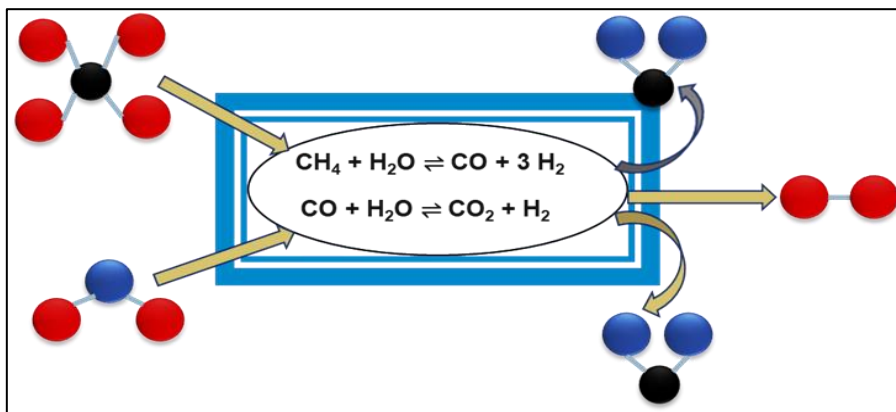
ნახაზი 3.18 მეთანის ორთქლით რეფორმინგის გამარტივებული ტექნოლოგიური სქემა

<sup>400</sup> B. Parkinson, M. Tabatabaei, D. C. Upham, B. Ballinger, C. Greig, S. Smart, E. McFarland, Int. J. Hydrogen Energy 2018, 43 (5), 2540–2555. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.12.081>



SMR ტექნოლოგიით ერთი კგ წყალბადის წარმოებისათვის 2 კგ მეთანის შემცველი გაზი, 4,45 კგ წყალი და 5,2 კვტსთ ენერჯიაა საჭირო. ატმოსფეროში გაფრქვეული ნახშირორჟანგის რაოდენობა კი დაახლოებით 5,45 კგ-ს უტოლდება.<sup>401</sup> ინდუსტრიული წარმოების დროს SMR ტექნოლოგიური პროცესის ჯამური ეფექტურობა 74-85 %-ს შეადგენს.<sup>402</sup>

„ცისფერი“ წყალბადის წარმოების ტექნოლოგია მეთანის ორთქლით რეფორმინგისა და წყლიანი გაზის კონვერსიის პროცესების გამოყენებასა და, დამატებით, ნახშირორჟანგის ძირითადი ნაწილის ართმევასა და შენახვას (CCS) ითვალისწინებს მავნე ემისიების უტილიზაციის ადგილზე (მაგ., განთავსებას მიწისქვეშა საცავში, რაც გაცილებით იაფი ჯდება, ვიდრე განაწილებული ბუნებრივი გაზის მოხმარებით ატმოსფეროს დაბინძურების პრევენცია). 1 კგ წყალბადის მისაღებად პროცესის დროს იხარჯება ბუნებრივი გაზი 2,6 კგ მეთანის შემცველობით, 3 კგ წყალი და 5,2 კვტსთ ენერჯია. გამოყოფილი ნახშირორჟანგის ძირითადი ნაწილი (3,27 კგ) ადგილზე დასაწყობდება, მცირე ნაწილი კი (1,36 კგ) ატმოსფეროში გაიფრქვევა. მიუხედავად იმისა, რომ SMR პროცესი მაღალი ეფექტიანობით ხასიათდება (საშუალოდ 75%)<sup>403</sup>, CO<sub>2</sub>-ის ართმევისა და შენახვის (CCS) ტექნოლოგიის გამოყენება მნიშვნელოვნად ამცირებს წყალბადის წარმოების ჯამურ ეფექტიანობას (60%-მდე) - დაახლოებით 50%-ით იზრდება კაპიტალური დანახარჯები, 10%-ით - სათბობის ხარჯი და დაახლოებით ორმაგდება საექსპლუატაციო ხარჯები.<sup>404</sup>



წყალბადის წარმოებისა და ნახშირორჟანგის ართმევის (SMR+WGS+CCS) კომპლექსური ტექნოლოგია

<sup>401</sup> Collodi, Guido (2010-03-11). "Hydrogen Production via Steam Reforming with CO<sub>2</sub>Capture". *CISAP4 - 4th International Conference on Safety and Environment in the Process Industry*. 2015 and "HFCIT Hydrogen Production: Natural Gas Reforming". *U.S. Department of Energy*, 2008

<sup>402</sup> [https://www.researchgate.net/publications/A\\_comparative\\_overview\\_of\\_hydrogen\\_production\\_processes](https://www.researchgate.net/publications/A_comparative_overview_of_hydrogen_production_processes)

<sup>403</sup> M. Steinberg, Int. J. Hydrogen Energy 1999, 24 (8), 771– 777. DOI: [https://doi.org/10.1016/s0360-3199\(98\)00128-1](https://doi.org/10.1016/s0360-3199(98)00128-1)

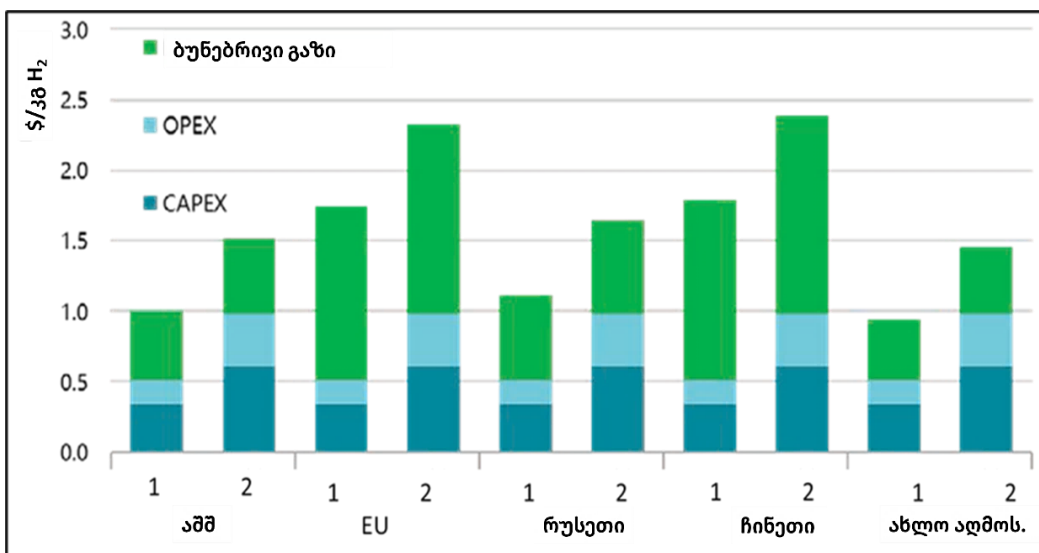
<sup>404</sup> The Future of Hydrogen, IEA, June, 2019



მეთანის ორთქლით რეფორმინგის ინდუსტრიული დანადგარი<sup>405</sup>

წყალბადის წარმოებისა და ნახშირორჟანგის არინების კომპლექსური ტექნოლოგია მაღალ დონეზეა განვითარებული წამყვან ინდუსტრიულ ქვეყნებში, გამოირჩევა დაბალი დანახარჯებით (IEA-ს მონაცემებით 1.4–2.5 \$/კგ H<sub>2</sub>-ის წარმოებაზე).

ნახაზზე ნაჩვენებია წყალბადის წარმოების დანახარჯები მეთანის ორთქლით რეფორმინგის გამოყენებითა (1) და ნახშირორჟანგის ართმევითა და დასაწყობებით (2), სხვადასხვა რეგიონისა და ქვეყნის პირობებში, ბუნებრივი გაზის მკვეთრად განსხვავებული ფასებით.<sup>406</sup>

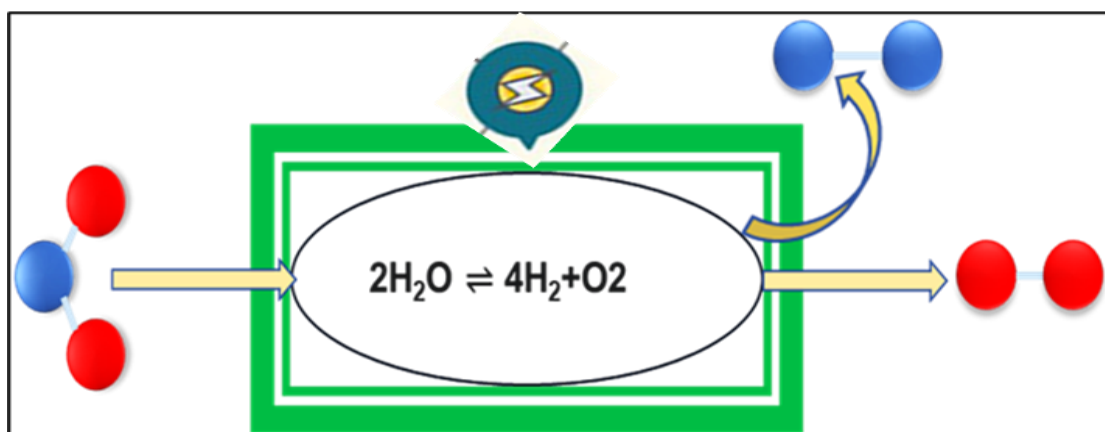


ნახაზი 3.19. წყალბადის წარმოების ინდიკატური ღირებულება ბუნებრივი გაზის შემადგენელი მეთანიდან

<sup>405</sup> წყარო: Air Liquids

<sup>406</sup> IEA, The Future of Hydrogen, 2019

ევროგაერთიანება და სათბურის გაზების განსაკუთრებით დიდი ოდენობით ემიტერი ქვეყნები (აშშ, ჩინეთი, იაპონია), აგრეთვე ინდუსტრიულად განვითარებული სხვა ქვეყნები, მოსახლეობის მაღალი სიმკვრივითა და მკვეთრად გამოხატული აკუმულირებული მავნე ემისიების ეკოლოგიური ეფექტით, ძირითადად კონცენტრირებულია „მწვანე“ წყალბადის წარმოების ტექნოლოგიების დახვეწაზე, რომლის დროსაც წყალბადი მიიღება წყლის ელექტროლიზის პროცესში, ხოლო თანმდევ პროდუქტს მხოლოდ ჟანგბადი წარმოადგენს (რაც თავისთავად ღირებული და ბაზარზე მოთხოვნადი პროდუქტია). თუმცა, წყალბადის წარმოების ეს ტექნოლოგია ყველაზე მაღალ ენერგოტევადია: 1 კგ H<sub>2</sub>-ის (და 7,27 კგ O<sub>2</sub>-ის) მისაღებად იხარჯება დაახლოებით 36 კვტსთ ენერგია და 9 კგ-მდე დემინერალიზებული წყალი, შედეგად კი მიღებული წყალბადის ხვედრითი თბოშემცველობა ნაკლებია, ვიდრე მის წარმოებაზე დახარჯული ელენერგია.<sup>407</sup>



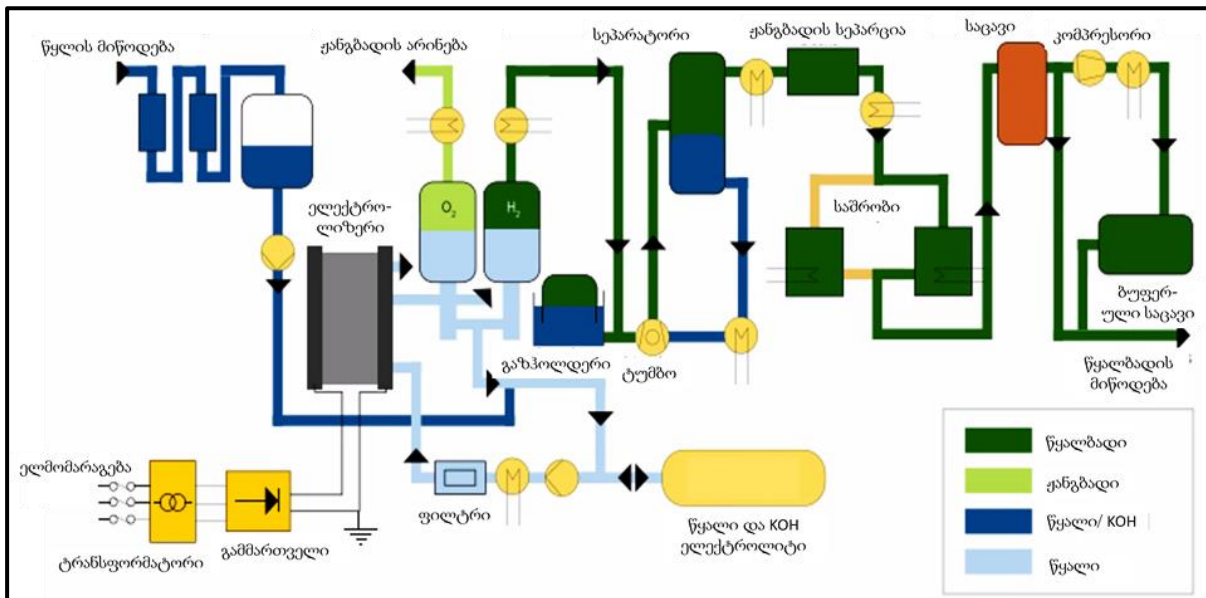
მწვანე წყალბადის წარმოება ელექტროლიზის მეშვეობით

წყლის ელექტროლიზის არსებული დანადგარების ეფექტურობა ამჟამად 70-80%-ის ფარგლებში ცვალებადობს,<sup>408</sup> პროგნოზის თანახმად კი, 2030 წლისათვის იგი 82-86 %-მდე გაიზრდება.<sup>409</sup>

<sup>407</sup> Fickling, David. "Hydrogen Is a Trillion Dollar Bet on the Future". Bloomberg.com. Archived from the original on 2 December 2020

<sup>408</sup> "ITM - Hydrogen Refueling Infrastructure - February 2017". level-network.com. Retrieved 17 April 2018

<sup>409</sup> "Cost reduction and performance increase of PEM electrolyzers". fch.europa.eu. Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking. Retrieved 17 April 2018



ნახაზი 3.20. ტუტოვანი წყლის ელექტროლიზის პროცესის სქემა<sup>410</sup>

როგორც ნახაზიდან ჩანს, ტუტოვანი წყლის ელექტროლიზი იყენებს ორ ელექტროდს, რომლებიც მუშაობენ ტუტე ელექტროლიტის ხსნარში, მრავალრიცხოვან ტუტე ელექტროლიტებს შორის, კალიუმის ჰიდროქსიდი (KOH) ყველაზე ფართოდაა გამოყენებული მისი მაღალი იონური გამტარობის გამო - წყალში გახსნისას იგი წარმოქმნის კალიუმს და ჰიდროქსიდის იონებს, რომლებსაც შეუძლიათ ელექტრონერგიის გატარება.

გარდა თხევადი ელექტროლიტისა, წყლის ელექტროლიზის ტექნოლოგიურ პროცესში შეიძლება მყარი პოლიმერული (ეფექტურობით 82 %-მდე) და კერამიკული (ეფექტურობით 100 %-მდე) ელექტროლიტების გამოყენებაც, თუმცა ასეთი ტექნოლოგიები ჯერ კიდევ განვითარების საწყის ფაზაზეა (შექმნილია ლაბორატორიული ან სადემონსტრაციო დანადგარები) და მათ დახვეწას გარკვეული დრო და ძალისხმევა სჭირდება (დეტალები იხილეთ: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128516300260>).

2020 წლისათვის ელექტროლიზით მიღებული წყალბადის გასაშუალებული ღირებულება აშშ-ის პირობებში (ელენერგიის ღირებულება \$0,06/კვტსთ) \$5,5/კგ (იკვლებოდა \$(3÷8)-ის ფარგლებში), მეთანის ორთქლის რეფორმინგით წარმოებული წყალბადის კი \$2/კგ შეადგენდა (იკვლებოდა \$(1÷3)-ის ფარგლებში).<sup>411</sup> ამავე დროს, აშშ-ის ენერგეტიკის დეპარტამენტის (USA DOE) სამიზნე ფასები წყლის ელექტროლიზით წარმოებული წყალბადისათვის დაახლოებით \$2/კგ-ია 2025 წლისათვის (რაც მოითხოვს ელენერგიას ≤\$0,037 კვტსთ ფასით)<sup>412</sup> და დაახლოებით

<sup>410</sup> [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Decd/IRENA\\_Green\\_Hydrogen\\_Cost\\_2020](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Decd/IRENA_Green_Hydrogen_Cost_2020)

<sup>411</sup> Fickling, David. "Hydrogen Is a Trillion Dollar Bet on the Future". Bloomberg.com. Retrieved from the original on 2 December 2020

<sup>412</sup> Deign, Jason. "Xcel Attracts 'Unprecedented' Low Prices for Solar and Wind Paired With Storage". greentechmedia.com. Wood MacKenzie. Retrieved 22 April 2018

\$1/კვ 2030 წლისთვის,<sup>413</sup> თუმცა, მზის და ქარის უხვი რესურსების მქონე რეგიონებში კი (ნახაზზე ნაჩვენები ინდიკატური შკალის ქვედა ზღვრის შესაბამისი რესურსპოტენციალით<sup>414</sup>), ჯერ კიდევ მნიშვნელოვნად ჩამორჩებიან ამ სამიზნე მაჩვენებლებს<sup>415</sup>. IEA-ს შეფასებით, 2030 წლისათვის უზრუნველყოფილი იქნება მწვანე წყალბადის წარმოების დანახარჯების დაახლოებით 70%-ით შემცირება ელექტროლიზის დანადგარების მასობრივი წარმოების გაიაფების, ტექნოლოგიის ეფექტიანობის გაზრდისა და განახლებადი ენერჯის ხარჯების შემცირების მეშვეობით.

ზოგადად, ერთი კუბური მეტრი წყალბადისა და თანაპროდუქტის, 0,5 კუბური მეტრი ჟანგბადის მისაღებად სტანდარტულ გარემო პირობებში (1,013 მგპა წნევის, 0 °C ტემპერატურისა და 0 % ტენიანობის დროს) საჭიროა დაახლოებით 4,5 კვტსთ ენერჯის ფაქტობრივი დანახარჯი,<sup>416</sup> მისი წვის შედეგად კი დაახლოებით 3 კვტსთ ენერჯია გამოთავისუფლდება (შედარებისათვის: ბუნებრივი გაზის თეორიული ხვედრითი თბოშემცველობა დაახლოებით 10 კვტსთ/მ<sup>3</sup>).

წარმოების მაღალი ხვედრითი ღირებულებისა და ტექნოლოგიის უარყოფითი ენერგეტიკული ბალანსის გამო, აგრეთვე ჩვეულებრივ პირობებში წყლის ელექტროლიზით მიღებული წყალბადის გამოყენება ენერგეტიკული მიზნებისათვის, დღეისათვის კომერციულად მიზანშეწონილი არაა.

მწვანე წყალბადის გამოყენების კომერციული მიმზიდველობის მიღწევა შეიძლება წარმოების ენერგოუზრუნველყოფით განახლებადი რესურსებით გენერირებული ელენერჯით, რომელიც ხელმისაწვდომია დაბალი ფასით ან უფასოდ (ჭარბწარმოების პერიოდში).

წყლის ელექტროლიზი მწვანე წყალბადის წარმოების ერთ-ერთი ყველაზე მარტივი და განახლებადი მზის, ქარისა და ჰიდროენერჯის ეფექტური გამოყენება/შენახვის მეთოდია. მეთოდია, თუმცა მისი გამოყენების გაფართოების მიზნით აუცილებელია შემცირდეს პროცესის ენერგოტევადობა, ღირებულება და არსებული ელექტროლიზერების ეფექტურობა, ხანმედეგობა და ოპერირების უსაფრთხოება.

---

<sup>413</sup> "DOE Technical Targets for Hydrogen Production from Electrolysis". Energy.gov. US Department of Energy. Retrieved 22 April 2018

<sup>414</sup> წყარო: Wikipedia, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117481>

<sup>415</sup> მრეწველობის, კერძოდ, ფოლადის წარმოების რენტაბელობის უზრუნველსაყოფად ტექნოლოგიურ პროცესში გამოყენებული წყალბადის ღირებულება დაახლოებით \$1,5/კვ უნდა იყოს

<sup>416</sup> Holleman AF, Wiberg N, Wiberg E. (1985 a&b) Lehrbuch der anorganischen Chemie: Wasserstoffelektrolyse, Aufl. Leipzig: Veit; 1451 p. ISBN: 3110075113





განახლებადი ენერჯით გენერირებული ელექტროდენით წყალბადის წარმოებისა და შენახვის ინდუსტრიული დანადგარი (მწარმოებლობა 1 კგH<sub>2</sub> /სთ)<sup>417</sup>

სუფთა წყალბადის წარმოების ალტერნატიული ტექნოლოგია ითვალისწინებს ე.წ. „ფირუზისფერი“ წყალბადის (turquoise hydrogen) მიღებას ბუნებრივი გაზის შემადგენლობაში შემავალი მეთანის პიროლიზის საშუალებით. ტექნოლოგია უზრუნველყოფს წყალბადის წარმოებას ატმოსფეროში ნახშირორჟანგის გაფრქვევის გარეშე.

მეთანის პიროლიზის პროცესში, ორთქლით რეფორმინგის პროცესთან შედარებით, მაღალ ტემპერატურულ (800-1600 °C) ინერტულ გარემოში (ან ვაკუუმში) ხდება CH<sub>4</sub>-ის საფეხურებრივი დისოციაცია მეთილის რადიკალებად (CH) და წყალბადის ატომებად (H), რომელთა შემდგომი აგრეგირებით საბოლოოდ წყალბადის მოლეკულები და მყარი ნახშირბადი მიიღება.<sup>418</sup>

ზოგადად, თერმოდინამიკის თვალსაზრისით, მეთანის დაშლა პიროლიზის პროცესში დაახლოებით 7,5-ჯერ ნაკლებ ენერჯიას (დაახლოებით 37,5 კჯ/მოლ H<sub>2</sub>) მოიხმარს, ვიდრე წყლის ელექტროლიზი (286 კჯ/მოლ H<sub>2</sub>),<sup>419</sup> რადგან წყალში კავშირი წყალბადისა და ჟანგბადის ატომებს შორის გაცილებით ძლიერია. განსხვავებით მეთანის რეფორმინგის საშუალებით (SMR) წყალბადის წარმოების პროცესისა, პიროლიზის თანმდევი პროდუქტი მხოლოდ მყარი ნახშირბადია, რომელიც საჭირო ნედლეულია მეტალურგიისა და ქიმიური მრეწველობისათვის. CO<sub>2</sub>-ის შემდგომი უტილიზაციის დანახარჯების გამორიცხვა მნიშვნელოვნად აუმჯობესებს მეთანის პიროლიზით წყალბადის წარმოების პროცესის ეკონომიკას.

<sup>417</sup>წყარო: Ely4Off (FHa)

<sup>418</sup> A review of methane pyrolysis technologies for hydrogen production, <https://www..sciencedirect.com/article/abs/pii>

<sup>419</sup>M.Steinberg, Int.J. Hydrogen Energy 1999, 24 (8), 771– 777. DOI: [https://doi.org/10.1016/s0360-3199\(98\)00128-1](https://doi.org/10.1016/s0360-3199(98)00128-1)

ახლო მომავალში შესაძლებელია მეთანის პიროლიზით წყალბადის წარმოების პირველი სამრეწველო დანადგარების ამოქმედება,<sup>420</sup> თუმცა პროცესის ინტენსიფიკაციისა და რეაქციის ტემპერატურის შემცირების მიზნით საჭირო იქნება ძვირადღირებული კატალიზატორის (Ni-based, იხ. ცხრილი) გამოყენება, რითაც პროცესის ოპტიმალური ენერგოტევადობა მიიღწევა.

ცხრილი 3.14. მეთანის პიროლიზის პროცესის ტემპერატურული ზღვრები<sup>421</sup>

	კატალიზატორის გარეშე	C	Fe-based	Ni-based
ტემპერატურა, °C	1100-1600	800-1000	700-900	500-700

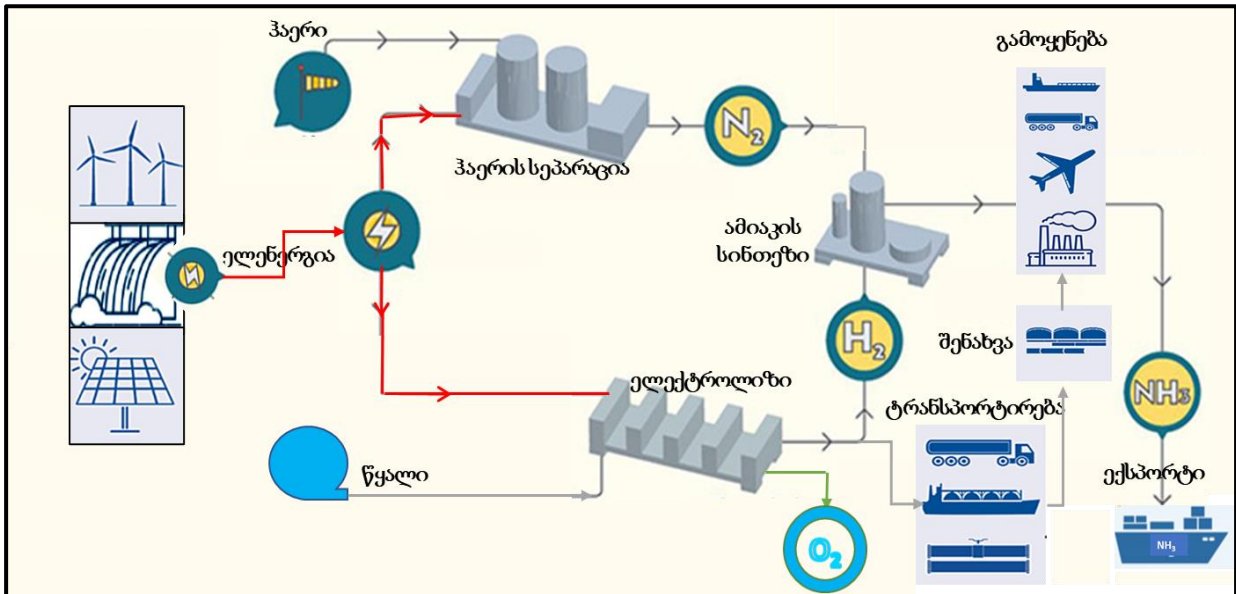
დღეისათვის მეთანის პიროლიზის პროცესის დაბალი ეფექტიანობის (≈58%) და გაზისა და ძვირადღირებული კატალიზატორების დაჩქარებული ხარჯის, აგრეთვე პროცესის თანაპროდუქტის, მყარი ნახშირბადის, მონეტოზაციის სირთულის გამო მისი გამოყენება ლიმიტირებულია და მიზანშეწონილია მხოლოდ დიდი ოდენობით იაფი ბუნებრივი გაზის ხელმისაწვდომობის პირობებში.

განახლებადი ელექტროენერგიით ბუნებრივი გაზიდან წყალბადის წარმოების ფართოდ ათვისება ხელს შეუწყობს გლობალური კლიმატის ცვლილების უარყოფითი შედეგების მნიშვნელოვან შერბილებას. წყალბადი მომავალი გლობალური ენერგეტიკული ბალანსის ერთ-ერთი ძირითადი შემადგენელი და ქიმიური მრეწველობის საბაზისო ნედლეული შეიძლება გახდეს მას შემდეგ, რაც წარმატებით გადაწყდება მისი წარმოების ტექნოლოგიის დახვეწისა და დანახარჯების ოპტიმიზაციის საკითხი.

ნახაზზე ნაჩვენებია მწვანე წყალბადის წარმოების, ტრანსპორტირებისა და მისგან სინთეზირებული ამიაკის მიწოდებისა და გამოყენების პრაქტიკაში ფართოდ გავრცელებული ტექნოლოგიური პროცესების სქემატური ნახაზი.

<sup>420</sup> David Managadze, EBRD, Low-carbon hydrogen production: key technologies, Georgia & Ukraine entering the Green Hydrogen market, November, 2020

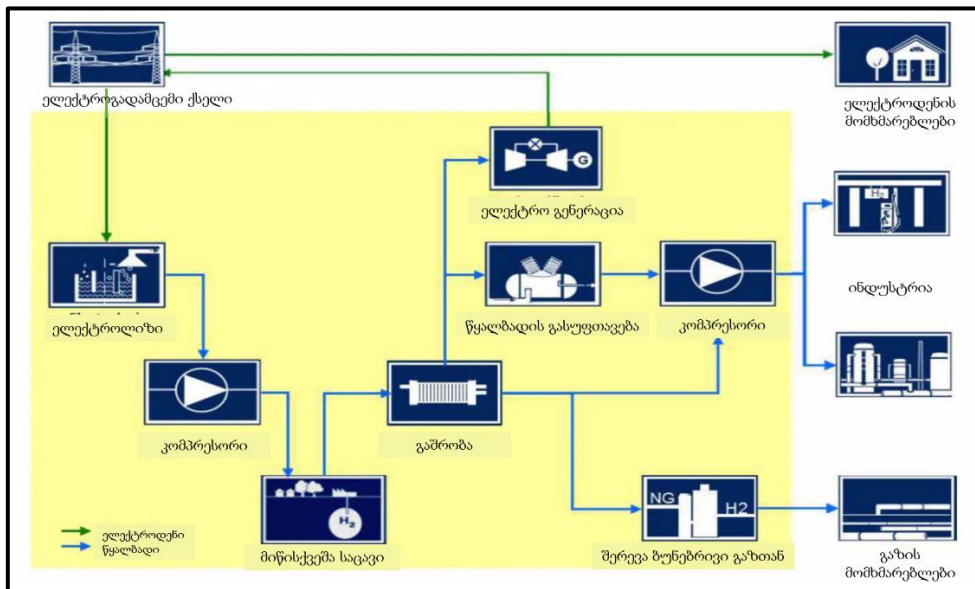
<sup>421</sup> A. Abánades, Production of Hydrogen from Renewable Resources (Eds: Z. Fang, J. R. L. Smith, X. Qi), Springer, Dordrecht 2015



ნახაზი 3.21. მწვანე წყალბადისა და ამიაკის წარმოება და მიწოდება ადგილობრივ და საექსპორტო ბაზრებზე

### წყალბადის შენახვა

წყალბადის ძირითადი უპირატესობა, განახლებადი რესურსებით უშუალოდ გენერირებულ ელექტროენერჯიასთან შედარებით, მისი შენახვისა და პიკური დატვირთვების პერიოდში გამოყენების შესაძლებლობაა. ნახაზზე ნაჩვენებია ელენერგიიდან წყალბადის წარმოების, დასაწყობების, რეელექტრიფიკაციის (ან გადაცემისა) და გამოყენების გამარტივებული სქემა.<sup>422</sup>



ნახაზი 3.22. წყალბადის წარმოება-ტრანსპორტირება-გამოყენების ტექნოლოგიური პროცესების ჯაჭვი შუალედური მიწისქვეშა საცავის გამოყენებით

წყალბადის შენახვის ტექნოლოგიების სირთულე, ძირითადად, უსაფრთხოების უზრუნველყოფასთან არის დაკავშირებული. წყალბადის შენახვას ართულებს მისი

<sup>422</sup> წყარო: Presentation by Foundation Para el Desarrollo de Las Nuevas Tecnologías del Hidrogeno en Aragon at Technical Training on Green Hydrogen, Tbilisi, September, 2023

დაბალი მოცულობითი სიმკვრივეც - ის ყველაზე მსუბუქი ელემენტია და დიდ მოცულობას მოითხოვს დასაწყობებისათვის სხვა სათბობ რესურსებთან შედარებით, ამასთან, ადვილად გაიჟონება ატმოსფეროში.

ზოგადად, ცნობილია წყალბადის შემდეგი სახის საცავები:

- კომპრესიული წყალბადის - მიწისქვეშა ან ზედაპირული საცავები;
- თხევადი წყალბადის საცავები;
- ადსორბირებული წყალბადის (ნახშირბადის ნაერთების, ორგანული და არაორგანული მასალების ჰიბრიდისა და არაორგანული მასალების ბაზაზე);
- ქიმიური საცავები (ლითონის ჰიდრიდები ან თხევადი ორგანული წყალბადის შემცველი).

კომპრესიული წყალბადის გაზის სახით შესანახად, როგორც წესი, საჭიროა მაღალი წნევის (350–700 ბარი) რეზერვუარები. პლატინისა და პალადიუმის, აგრეთვე, ფოლადის ან ალუმინის შენადნებისაგან დამზადებული რეზერვუარები (ბალონები), აგრეთვე ლითონური ჰიდრიდები და ადსორბენტები თხევადი ან კომპრესიული წყალბადის შენახვის ძირითად საშუალებებად ითვლება. მათი გამოყენება მინიმუმამდე ამცირებს გაჟონვის რისკებს და ტრანსპორტირებისათვის საავტომობილო, სარკინიგზო და საზღვაო ტრანსპორტის გამოყენების საშუალებას იძლევა.



წყალბადის მცირე მოცულობის ბალონები<sup>423</sup>

Hydrogen Europe-ს მონაცემების მიხედვით, შემუშავებულია კომპრესიული წყალბადის შენახვა-ტრანსპორტირებისათვის გამიზნული 26 მ<sup>3</sup>-მდე ტევადობის<sup>424</sup> რეზერვუარების დამზადების ტექნიკური კონცეფცია და სტანდარტები. ასეთი რეზერვუარების ტრანსპორტირება შესაძლებელია ავტო- და სარკინიგზო სატრანსპორტო საშუალებებით.

<sup>423</sup> წყარო: <https://alter220.ru/news/toplivnyj-element.html>

<sup>424</sup> გათხევადებული წყალბადის შემთხვევაში ფაქტობრივი დაყვანილი მოცულობა (ატმოსფერულ წნევაზე და ტემპერატურაზე) დაახლოებით 2,7-ჯერ გაიზრდება

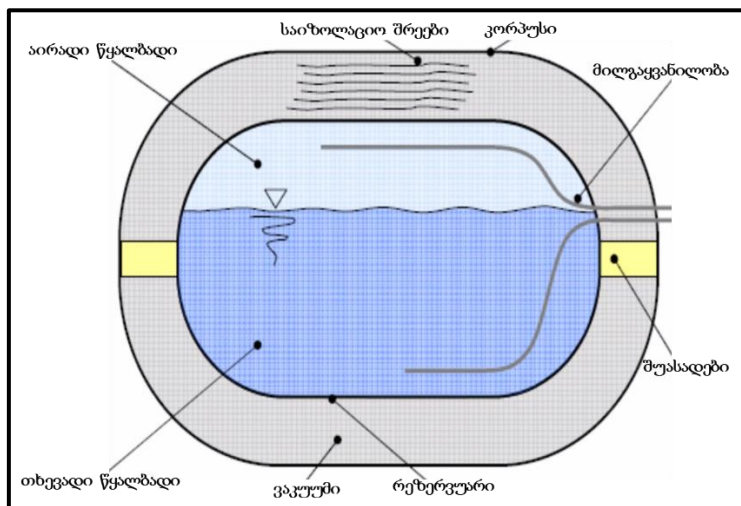




კომპრესიული წყალბადის ინდუსტრიული რეზერვუარები<sup>425</sup>

მაღალწნევიანი საცავები წყალბადის შენახვის ყველაზე იაფი მეთოდია და პრაქტიკაში გავრცელებული ტექნოლოგიაა. HyJack<sup>426</sup>-ის მონაცემებით, კომპრესიული წყალბადის საცავის ღირებულება დამოკიდებულია საოპერაციო წნევაზე და იცვლება 558,9 ევროდან 1890,48 ევრომდე წნევის 200 ბარიდან 900 ბარამდე ზრდის დროს, შესაბამისად.

გათხევადებული წყალბადის შესანახად საჭიროა ძვირადღირებული და რთული კრიოგენური რეზერვუარები, ტემპერატურით  $-252,8^{\circ}\text{C}$ . ამასთან ერთად, წყალბადის გათხევადებასა და თხევად მდგომარეობაში შენახვაზე მისი ჯამური ენერჯის 30 %-მდე იხარჯება, დასაწყობებული წყალბადის 3-5%-მდე კი ყოველდღიურად ორთქლის სახით ატმოსფეროში გაიჟონება.



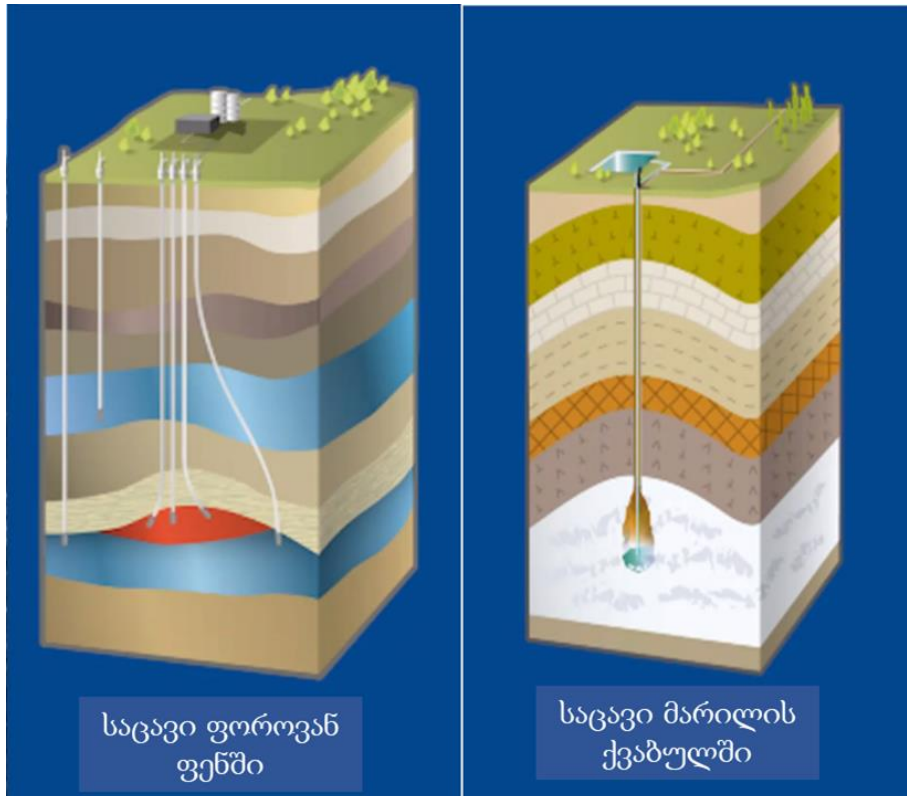
ნახაზი 3.23. თხევადი წყალბადის საცავი

<sup>425</sup> წყარო: Howden Hydrogen Storage, Retrieved 01.09.2023

<sup>426</sup> HyJack არის ღია წვდომის ონლაინ პლატფორმა წყალბადის პროექტების შესაქმნელად, რომლის გამოყენებით ინჟინრებსა და ბიზნესდეველოპერებს შეუძლიათ გამოიყენონ მის საკუთრებაში არსებული პატენტებით დაცული ალგორითმები და კალკულატორები, როგორც მალსახმობი წყალბადის პროექტების დასაწყებად



აირადი წყალბადის შესანახად შეიძლება გაზის დასაწყობების ტრადიციული ტექნოლოგიის გამოყენებაც მიწისქვეშა გაზსაცავის (გაზის ან ნავთობის გამოფიტული საბადოს და წყალშემცველ ფოროვანი ფენების ან მარილის საბადოში ხელოვნურად შექმნილი ქვაბულის) გამოყენებით. ასეთი საცავების ძირითადი უპირატესობაა დიდი მოცულობის წყალბადის დასაწყობების შესაძლებლობა, საერთო ნაკლად კი ითვლება მაღალწნევიანი მძლავრი კომპრესორების გამოყენების საჭიროება ჩაჭირხნის რეჟიმში, წყლისა და მინერალური მინარევების არსებობა ამოღებულ წყალბადში და ძვირადღირებული გაშრობა-პურიკაციის პროცესის აუცილებლობა, აგრეთვე წყალბადის გაჟონვის მაღალი საშიშროება.



ნახაზი 3.24. წყალბადის მიწისქვეშა საცავის სახეობები<sup>427</sup>

ადსორბენტების გამოყენების დროს წყალბადის მოლეკულები შეჭიდულობაში შედის მაღალი ხვედრითი ზედაპირის მქონე მასალების მოლეკულებთან ან ატომებთან. მიუხედავად სიიფისა და ადსორბენტის მრავალჯერადი გამოყენების შესაძლებლობისა, ასეთი საცავები რთული დასამზადებელია და შეზღუდული ენერგეტიკული სიმკვრივით ხასიათდება.

ქიმიურ საცავად პრაქტიკაში გამოყენებული თხევადი ორგანული წყალბადის მატარებლები, 5-8 %-მდე წყალბადის შემცველობით, ჰიდროგენიზაციის პროცესის წარმართვისათვის მოითხოვენ Ni და Ru ბაზაზე დამზადებულ, ხოლო დეჰიდროგენიზაციისათვის Pt, Pd და Ru ბაზაზე დამზადებულ კატალიზატორებს

<sup>427</sup> წყარო: <https://www.snclavalin.com/en/projects/saltcavernsaretheyaviablenhydrogenstoragesolution>, Geostock; <https://stoptheformics.net/stayclearoffossilfields/Geostock>; <https://www.eaconservancy.org/investingintheaquifer/Geostock>

ჟანგბადის თანხლებით. ისინი ვარგისია მრავლჯერადი გამოყენებისათვის, თუმცა დიდ ენერჯიას მოითხოვს რეგენერაციისათვის.

ცხრილში მოცემულია წყალბადის არსებული და პოტენციური სახეობის საცავების ძირითადი ტექნიკურ-ეკონომიკური მახასიათებლები.<sup>428</sup>

წყალბადის აგრეგატული მდგომარეობა	საცავის სახეობა	სიმძლავრე (ტ H <sub>2</sub> )	შენახვის ღირებულება, (\$/კგ)	ტექნოლოგიის მზაობა (TRL 1+11)	გამოყენების არეალი
აირადი	მარილის ქვაბული	300-10 000	0,23/011	9	დიდი მოცულობის, მრავალციკლური (კვირა/თვე)
	მიწისქვეშა კლდოვანი ქანი გამოფიტ. გაზის საბადო	300 2 500	0,71/0,23	2-3	დიდი მოცულობის, სეზონური
	გამოფიტ. გაზის საბადო	300 -100 000	1,9/1,07	2-3	მილსადენები, ავტოგადაზიდვები მოკლე მანძილზე
	წნევიანი კონტეინერი	0,005-1,1	0,19/017	9	ავტოგადაზიდვები გრძელ მანძილზე
თხევადი	თხევადი წყალბადის	0,0002-0,2	4,57/0,95	7-9	ავტოგადაზიდვები გრძელ მანძილზე
	ამიაკის	0,001-10 000	2,83/0,87	9	ავტოგადაზიდვები გრძელ მანძილზე
	LOHCs <sup>429</sup>	0,0002-4 500	4,50/2,86	7-9	ავტოგადაზიდვები
მყარი	ლითონის ჰიდრიდები	0,0001-0,002	არ არის შეფასებული	7-9	ავტოგადაზიდვები

წყალბადის საცავი სხვადასხვა ტექნოლოგიების მახასიათებლები

### წყალბადის ტრანსპორტირება

წყალბადს გაცილებით დაბალი მოცულობითი ენერგეტიკული სიმკვრივე აქვს, ვიდრე მეთანს. თუმცა გაცილებით მაღალია მისი მასური ენერგეტიკული სიმკვრივე (იხ. ნახაზები ქვემოთ).<sup>430</sup> შესაბამისად, ენერჯიის გადატანა აირადი წყალბადის სახით მოითხოვს გაცილებით მაღალწნევიან მილსადენის სისტემას ან წყალბადის გათხევადებასა და ტრანსპორტირებას მობილური სატრანსპორტო საშუალებებით,<sup>431</sup> ან გარდაქმნას ამიაკად (NH<sub>3</sub>) ან მეთანოლად (CH<sub>3</sub>OH), რომელთა შენახვა-ტრანსპორტირება და შემდგომი გამოყენება ენერჯიის წყაროდ ან ნედლეულად ტექნოლოგიური პროცესებისათვის, ფართოდ არის გამოყენებული მსოფლიოს მრავალ ქვეყანაში.<sup>432</sup>

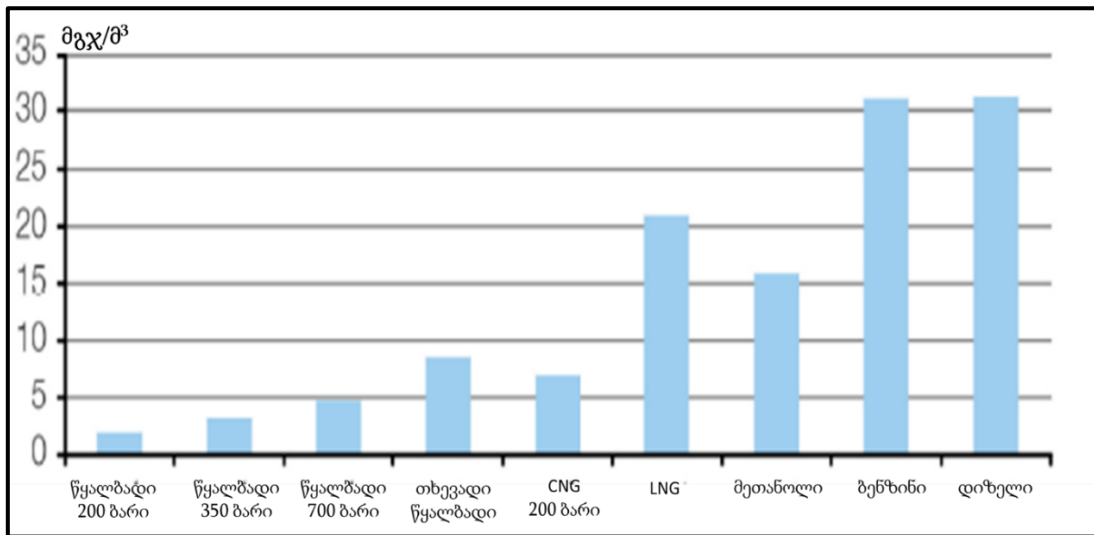
<sup>428</sup> წყარო: წყარო: Presentation by Fundation Para el Desarrollo de Las Nuevas Tecnologias del Hidrogenoen Aragon at Technical Training on Green Hydrogen, Tbilisi, September, 2023

<sup>429</sup> LOHC - თხევადი ორგანული წყალბად შემცველი

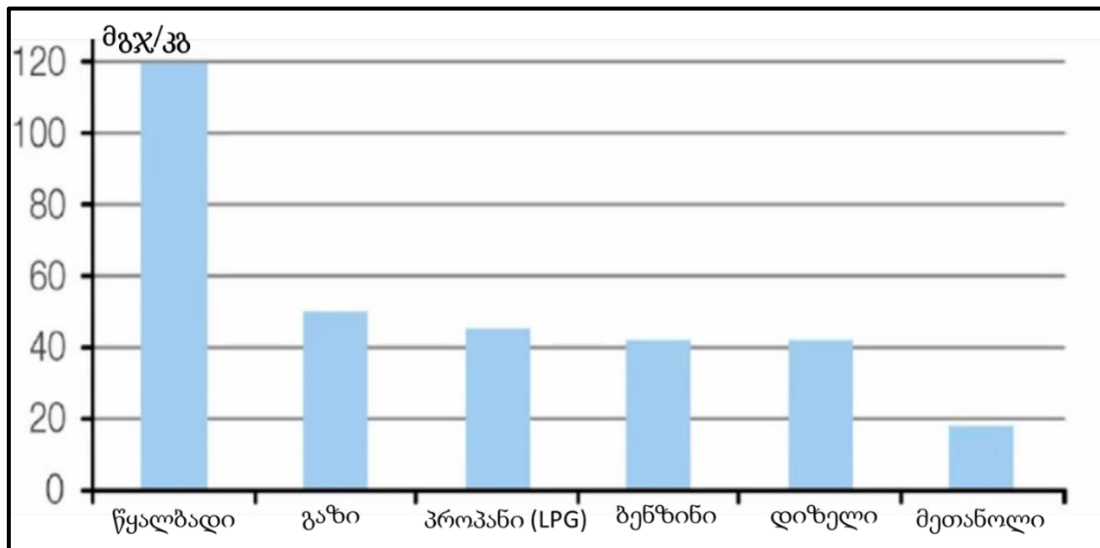
<sup>430</sup> წყარო: Guillermo Garcia, Hidrogeno en Aragon (www.hidrogenoaragon.org), Presentation at Technical Training on Green Hydrogen, Tbilisi, September, 2023

<sup>431</sup> წყარო: How to store and transport hydrogen, The Ultimate Guide by AST

<sup>432</sup> 3200 კმ სიგრძის NuStar-ის (აშშ) ამიაკის მილსადენი ექსპლუატაციაში გაშვებულია 1971 წელს, 2500 კმ სიგრძის ტოლიატი (რფ)-ოდესის (უკრაინა) მილსადენი კი 1974 წელს



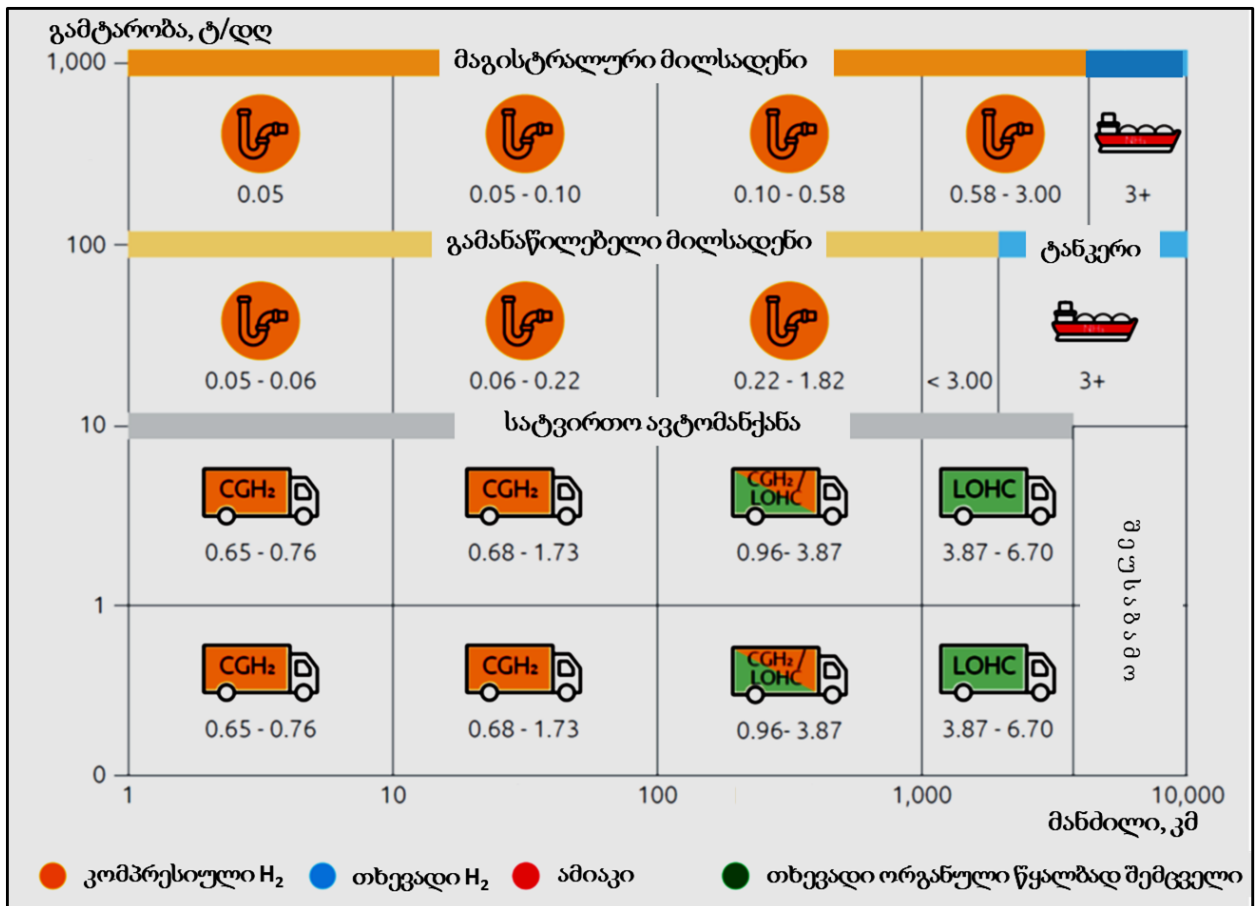
ნახაზი 3.25. წყალბადის შედარებითი მოცულობითი ენერგეტიკული სიმკვრივე



ნახაზი 3.26. წყალბადის შედარებითი მასური ენერგეტიკული სიმკვრივე

ზოგადად, ცნობილია წყალბადის ტრანსპორტირების შემდეგი ძირითადი სახეობები: სატვირთო ავტომობილები, მილსადენები და ტანკერები, რომელთა გამოყენების პრიორიტეტი გადასატანი წყალბადის მოცულობისა და მანძილისაგან დამოკიდებულებით განისაზღვრება დანახარჯების მინიმუმაციის პრინციპიდან გამომდინარე (იხ. ნახაზი).<sup>433</sup>

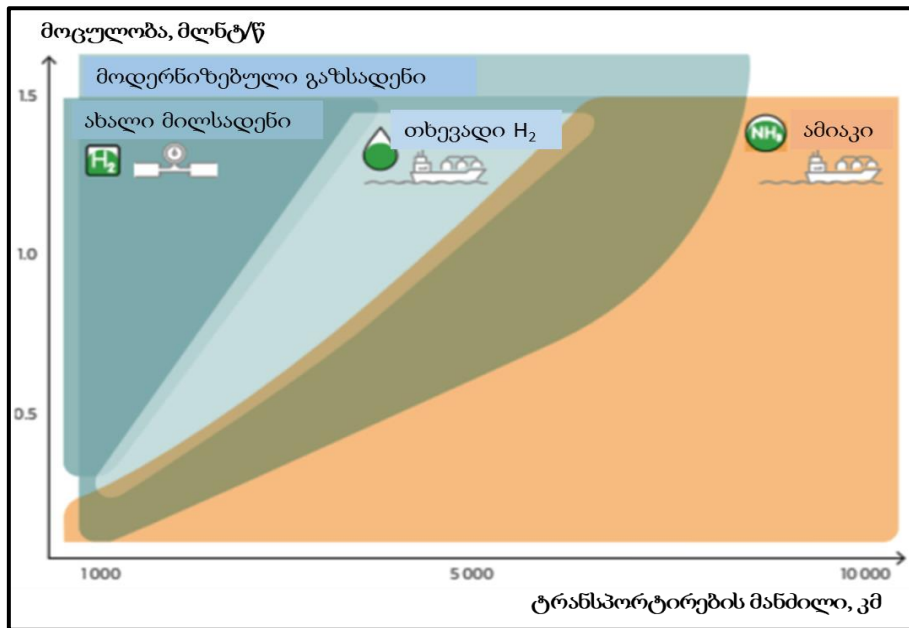
<sup>433</sup> BloombergNEF, Hydrogen: The Economics of Transport and Delivery, 2019



ნახაზი 3.27. წყალბადის ტრანსპორტირების დანახარჯები, \$/კგ

მცირე მოცულობის წყალბადის შედარებით მოკლე მანძილზე (100 კმ-მდე) ტრანსპორტირებისათვის კომპრესიული გაზის გადამტანი საავტომობილო ტრანსპორტის გამოყენებას ეძლევა უპირატესობა. ტრანსპორტირების მანძილის გაზრდისას კი საგზაო ტრანსპორტით თხევადი წყალბადის გადაზიდვა უფრო მიზანშეწონილი.

დიდი რაოდენობის წყალბადის ტრანსპორტირებისათვის გრძელ მანძილებზე ძირითადად მილსადენები და საზღვაო ტანკერები გამოიყენება. ნახაზზე ნაჩვენებია წყალბადისა და მისგან წარმოებული პროდუქტების დიდ მანძილებზე ( $\geq 1000$  კმ) ტრანსპორტირების რაციონალურად შეფასებული საზღვრები.



ნახაზი 3.28. წყალბადის დიდ მანძილზე ტრანსპორტირების სხვადასხვა მეთოდის/საშუალების უპირატესი გამოყენების ზღვრები<sup>434</sup>

წყალბადის განსაკუთრებით დიდი რაოდენობის ტრანსპორტირებისათვის განსაკუთრებით გრძელ მანძილებზე და/ან სახმელეთო ტრანსპორტისათვის მიუდგომელი ადგილებისაკენ მიზანშეწონილია საზღვაო ტრანსპორტის გამოყენება. 2019 წელს კომპანია Kawasaki Heavy Industries წყალში ჩაუშვა მსოფლიოში პირველი თხევადი წყალბადის გადამზიდი ტანკერი მოცულობით 1250 კუბური მეტრი<sup>435</sup> (ეს მოცულობა შეუდარებლად მცირეა თანამდროვე LNG-ის გადამზიდი ტანკერების ტიპურ ზომებთან შედარებით, მაგრამ წყალბადში პირველ ტანკერს მნიშვნელოვანი წვლილის შეტანა შეუძლია წყალბადის ეკონომიკის სამომავლო განვითარებაში).



წყალბადშიდი ტანკერი

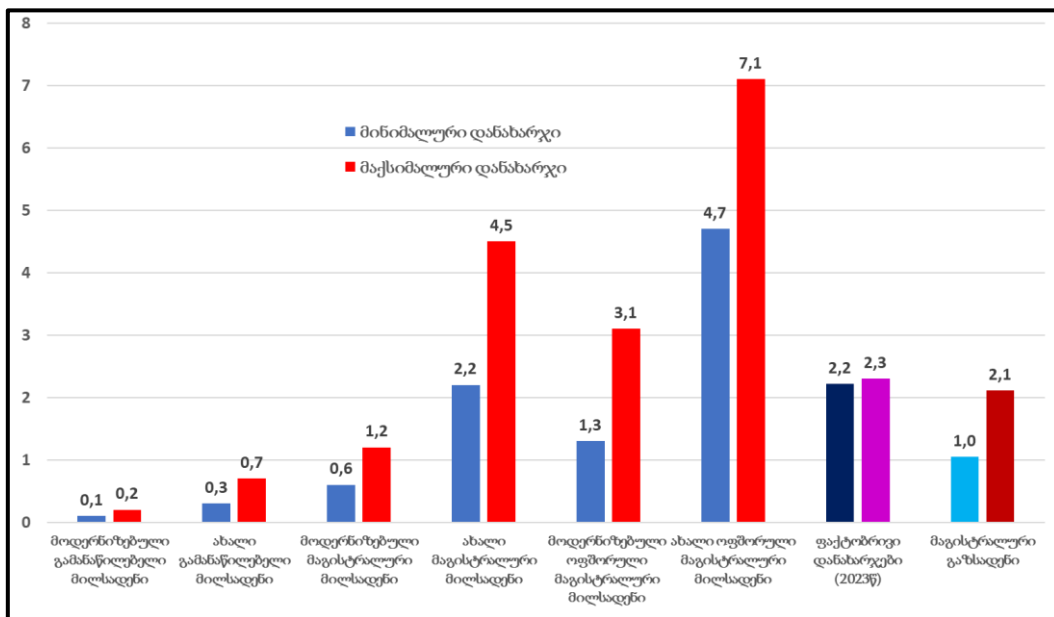
<sup>434</sup> წყარო: Preparing Energy Security and Hydrogen Sector Development Program, Presentation by Mercados-Aries Int., Tbilisi, 2023

<sup>435</sup> წყარო: KPMG, Geographic Hydrogen Hotspots, 2017



წყალბადის როგორც მოკლე და საშუალო, ისე გრძელ მანძილზე ტრანსპორტირების ერთ-ერთ ეფექტიან და ფართოდ გავრცელებულ საშუალებად მილსადენი ტრანსპორტი ითვლება. 2022 წლის მდგომარეობით, მსოფლიოში ჯამურად 4500 კმ სიგრძის წყალბადის მილსადენი ფუნქციონირებდა,<sup>436</sup> მათ შორის 55%-ზე მეტი აშშ-ში (US DOE-ს მონაცემებით) და დაახლოებით 35% ევროპაში (ძირითადად ბენილუქსის ქვეყნებში, გერმანიაში, ნიდერლანდებში, საფრანგეთსა და დიდ ბრიტანეთში (FCHO-ს მონაცემები)).<sup>437</sup>

შეფასებულია წყალბადგამტარი მაგისტრალური და გამანაწილებელი მილსადენების მშენებლობისა და ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირებისათვის განკუთვნილი მილსადენების მოდერნიზების სავარაუდო კაპიტალური დანახარჯები.<sup>438</sup>



ნახაზი 3.29. წყალბადის სატრანსპორტო მილსადენების მშენებლობის შეფასებითი და ფაქტობრივი<sup>439</sup> კაპიტალური დანახარჯები, მლნ\$/კმ

როგორც მოსალოდნელი იყო, მაქსიმალური დანახარჯები მიიღება წყალბადის ოფშორული მაგისტრალური მილსადენების, ხოლო მინიმალური - გამანაწილებელი მილსადენების მოწყობა-მშენებლობის დროს. საყურადღებოა, რომ შესაძლებლად არის მიჩნეული წყალბადის ტრანსპორტირებისათვის არსებული მაგისტრალური გაზსადენების გამოყენება მათი მოდერნიზაციის შემდეგ, რაც მნიშვნელოვნად შეამცირებს შესაბამის კაპიტალურ დანახარჯებს (საშუალოდ 2-ჯერ და მეტად). თუმცა, ამ შემთხვევაში მნიშვნელოვანი პრობლემები შეიძლება წარმოიშვას წყალბადის პაწაწინა და მეტად აქტიური მოლეკულების უნარის გამო, დაუბრკოლებლად შეაღწიოს გაზსადენებისათვის ჩვეულებრივად გამოყენებული

<sup>436</sup> Hydrogen Council, McKinsey & Company, Hydrogen Insights Report, September, 2022

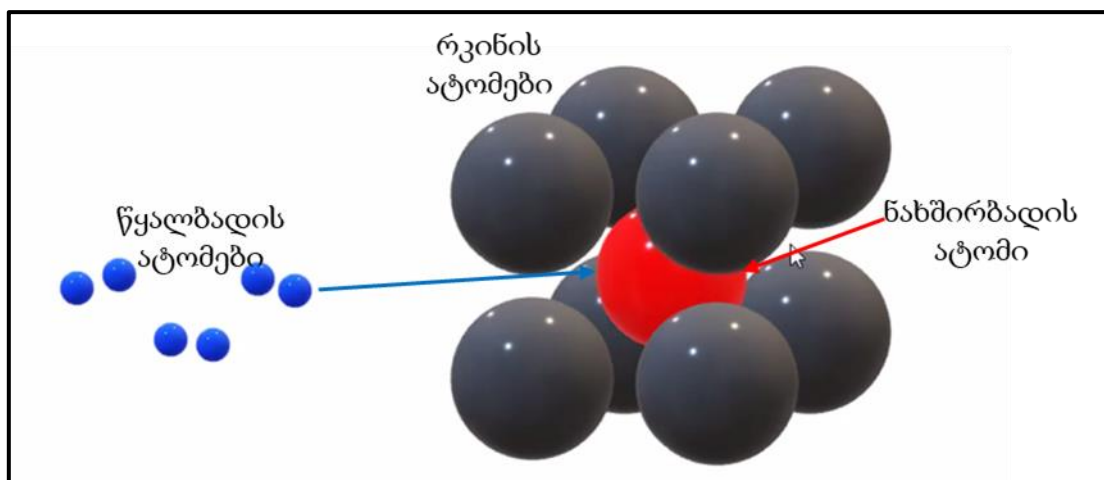
<sup>437</sup> <https://www.clean-hydrogen.eu>, retrieved 05.09.2023

<sup>438</sup> წყარო: Global hydrogen pipelines' costs by type, Published by Statista Research Department, Jun 22, 2021

<sup>439</sup> წყარო: Unit Investment Cost Indicators – Project Support to ACER, Final Report by pwc, June, 2023

ნახშირბადიანი ფოლადის მოლეკულაში, რეაქციაში შევიდეს ნახშირბადის ატომთან, გამოიწვიოს სტრუქტურის დაზიანება და მასალის მცირე მსხვრევა (დაშლა).<sup>440</sup>

ანალოგიური პრობლემის წარმოშობის საშიშროება არსებობს ბუნებრივი გაზის წყალბადთან ნარევის ტრანსპორტირების დროსაც. განსაკუთრებით მაღალია მილის მასალის გამყიფების პროცესის განვითარების ალბათობა მაღალწნევიანი მაგისტრალური მილსადენების შემთხვევაში. თუმცა, წყალბადის 20 %-მდე ნარევის ტრანსპორტირების დროს გამანაწილებელი მილსადენებით, რომლებიც დაბალ წნევაზე მუშაობს და ხშირად იყენებენ სხვადასხვა, მათ შორის პოლიმერული მასალებისგან დამზადებულ მილებს, რომლებიც არ ექვემდებარება წყალბადის უარყოფით ზემოქმედებას, სუფთა წყალბადის ან მისი ნარევის ტრანსპორტირება მიზანშეწონილად არის მიჩნეული.



ფოლადის მოლეკულურ სტრუქტურაში წყალბადის შეღწევის მოდელი

წყალბადსადენების მშენებლობა-მოდერნიზაციის დანახარჯების შედარებისათვის მაგისტრალური გაზსადენების მშენებლობის დანახარჯებთან გამოყენებულია ევროკავშირის ენერჯეტიკის რეგულატორთა ურთიერთთანამშრომლობის სააგენტოს (ACER) მონაცემები.<sup>441</sup> წყაროს ორიგინალში მოცემულია გაზსადენების მშენებლობის 2015 წლის მონაცემები, რომლებიც ინდექსირებულია ევროკავშირის 28 ქვეყნის 2016-2022 წლის პერიოდის ინფლაციის კოეფიციენტისა და Eu/\$ გაცვლის კურსის გასაშუალებელი მაჩვენებლების გათვალისწინებით (Eurostat-ისა და Xe Currency Converter მონაცემების მიხედვით). ნახაზზე მითითებულია სხვადასხვა დიამეტრის გაზსადენის მშენებლობის გასაშუალებელი დანახარჯები. ფაქტობრივი დანახარჯები მილსადენის პირობითი დიამეტრის მიხედვით ფართო დიაპაზონში იცვლება (იხ. ცხრილი).

<sup>440</sup> ანალოგიური პრობლემის წარმოშობის საშიშროება მოსალოდენელია ბუნებრივ გაზის წყალბადთან ნარევის ტრანსპორტირების დროს

<sup>441</sup> წყარო: ACER, Report on Unit Investment Cost Indicators and Corresponding Reference Values for Electricity and Gas Infrastructure, July, 2015

ცხრილი 3.15 მაგისტრალური გაზსადენების მშენებლობის ინდექსირებული დანახარჯები

გაზსადენის დიამეტრი, მმ	მედიანური <sup>442</sup> ინდექსირებული ღირებულება, მლნ\$/კმ	
	მინიმალური	მაქსიმალური
<400	0,23	0,99
400-690	0,44	1,28
711-890	0,81	1,94
915-1195	1,12	2,62
1220-1448	2,64	3,72
საშუალო	1,05	2,11

წყალბადის ტრანსპორტირებისათვის განკუთვნილი მაგისტრალური მილსადენების მშენებლობის როგორც შეფასებითი, ისე ფაქტობრივი დანახარჯები აღემატება მაგისტრალური გაზსადენების მშენებლობის დანახარჯებს, რაც განპირობებულია წყალბადის მახასიათებელი ქიმიური და ფიზიკური თვისებებით. ამასთან ერთად, აღსანიშნავია, რომ წყალბადსადენების ფაქტობრივი კაპიტალური დანახარჯების განსაზღვრისათვის მხედველობაში მიღებულია როგორც მშენებარე, ისე მოდერნიზებული მილსადენების მაჩვენებლები.

უფრო დეტალური ანალიზის მიზნით შედარებულია დაახლოებით ანალოგიური გეომეტრიული პარამეტრების წყალბად- და გაზსადენების დანახარჯები. წყაროს ცნობით, უნიფიცირებული საინვესტიციო დანახარჯების გაანგარიშება ეფუძნება 40 დიუმინიანი (≈1000 მმ) დიამეტრის წყალბად- ან წყალბადის ტრანსპორტირებისათვის ვარგისი სხვა დანიშნულების მილსადენების მონაცემებს. 36-47“ (≈915-1195 მმ) დიამეტრის მილსადენებისათვის ცხრილის მონაცემების ხაზოვანი ინტერპოლაციით ნაანგარიშევი 40 დიუმინიანი გაზსადენის მშენებლობის სავარაუდო საშუალო კაპიტალური დანახარჯი დაახლოებით 25%-ით ნაკლებია ანალოგიური დიამეტრის წყალბადსადენის მშენებლობა/მოდერნიზაციის დანახარჯებზე. აშშ-ის ენერჯეტიკის დეპარტამენტის აზრით, ეს მაჩვენებელი 10%-ს უტოლდება.<sup>443</sup> ალტერნატიული წყარო<sup>444</sup> მიუთითებს 50 %-ით მასალების და 25 %-ით მუშა პერსონალის ღირებულების შესაძლო ზრდის შესახებ წყალბადსადენების მშენებლობისათვის.

<sup>442</sup> მედიანური მნიშვნელობის გაანგარიშების დროს არ არის გათვალისწინებული (-25%)÷(+75%) ზღვრებს გარეთ მოხვედრილი (გაბნეული) მონაცემები

<sup>443</sup> DOE; Technical Targets for Hydrogen Delivery, <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe/22.12.2022>

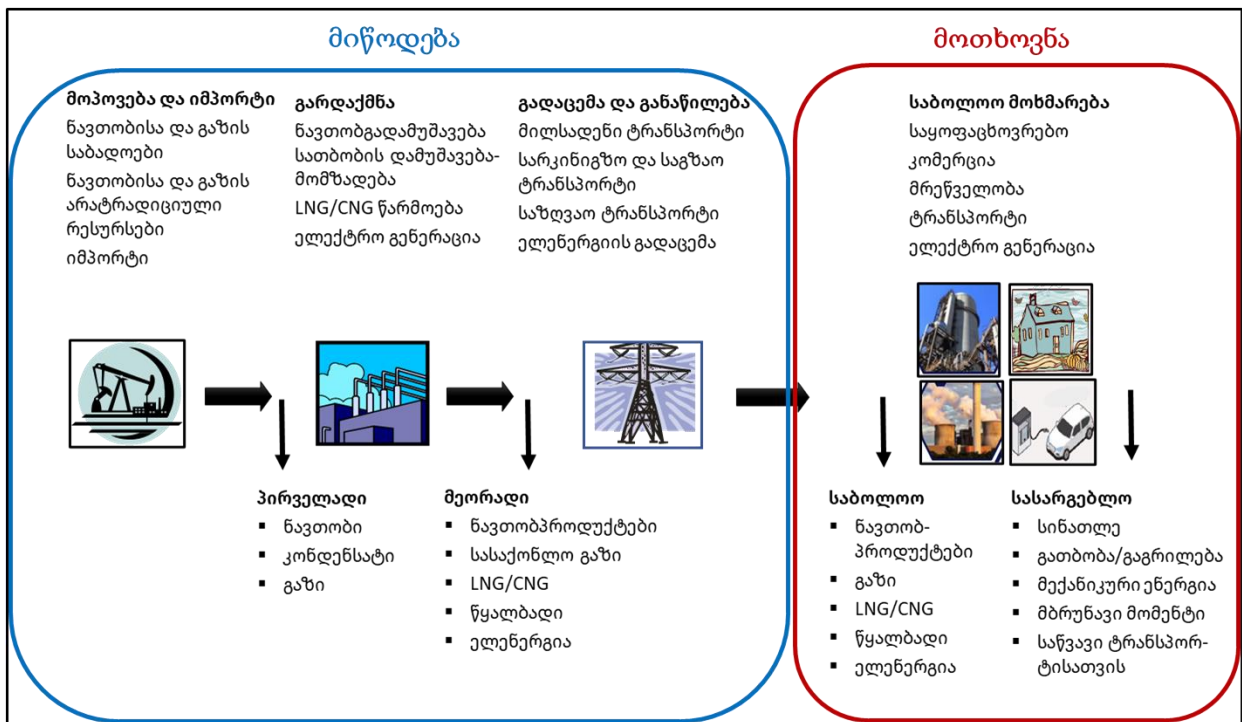
<sup>444</sup> N.Parker, Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs, Institute of Transportation Studies, University of California, 01.12.2004

**IV ნაწილი**  
**ნავთობისა და გაზის გამოყენება**

#### 4.1. კლიმატის ცვლილება, დეკარბონიზაცია და ენერგეტიკის განვითარების ტენდენციები

ნავთობი და ბუნებრივი გაზი, მათგან წარმოებულ დერივატებთან ერთად, ძირითადი ენერგეტიკული რესურსია და გლობალური მოხმარების ნახევარზე, ხოლო წიაღისეული ენერგეტიკული რესურსების ჯამური მოხმარების ორ მესამედზე მეტს უზრუნველყოფს.<sup>445</sup> ნავთობისა და გაზის გლობალურ ინდუსტრიაში დასაქმებულია თითქმის 12 მილიონი ადამიანი, 2018 წლიდან მისი წლიური შემოსავალი საშუალოდ დაახლოებით 3,5 ტრილიონი დოლარს შედაგენდა, რომლის თითქმის ნახევარი ქვეყნების (სახელმწიფო) ბიუჯეტებს ავსებდა და მოსახლეობის კეთილდღეობის ზრდას ხმარდებოდა.

სქემაზე ნაჩვენებია ნავთობისა და გაზის ღირებულებათა სრული ჯაჭვის შემადგენელი პროცესები (ზედა ნაწილი) და მათი სახეცვლილებები გარდაქმნისა და მოხმარების ეტაპებზე, მოპოვებიდან საბოლოო მომხმარებლამდე.



პირველადი რესურსი (ნავთობი, გაზი) მიიღება საბადოებზე არსებული რეზერვებიდან ან იმპორტის მეშვეობით. მოპოვების (იმპორტის) პროცესში მიღებული ნავთობის (განზომილებით ბარელი/დღეში) ან გაზის (კუბური მეტრი/დღეში) რაოდენობა ფიქსირდება საბადოზე (ან საბაჟოზე) დროის მოცემული მომენტისათვის.

მეორადი ენერჯია იწარმოება ნავთობისა და გაზის სასაქონლოდ მომზადების, გადამუშავების ან მათი სხვა ფორმაში გარდაქმნის (კრიოგენურ, თბოტექნიკურ და

<sup>445</sup> BP Statistical Review of World Energy, 2020 edition  
 340



ა.შ.) პროცესში. ამ საფეხურზე წარმოებული პროდუქტი განკუთვნილია მისაწოდებლად საბოლოო მომხმარებლებისათვის. ნავთობისა და გაზის მეორადი პროდუქტების მაგალითებია: ნავთობპროდუქტები (ბენზინი, დიზელი, მაზუთი, LPG და ა.შ.), სასაქონლო გაზი, ეთანოლი, LNG, CNG, ნავთობის ან გაზის წვით გენერირებული ელექტროენერჯია და ა.შ.). მეორადი ენერჯის სიმძლავრე იზომება ენერჯის მწარმოებლის შესასვლელთან (მაგალითად, ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნის შესასვლელთან, ელექტროსადგურის შესასვლელთან). გარდაქმნა-გადამუშავების დანაკარგების გამო მეორადი პროდუქტების ჯამური ენერჯეტიკული ფასეულობა ნაკლებია მოპოვება-იმპორტით მიღებული ნავთობისა და გაზის ენერჯიაშემცველობაზე.

საბოლოო ენერჯეტიკული პროდუქტი მომხმარებლების მიერ შესყიდული ენერჯის რაოდენობაა. მისი ენერჯეტიკული პოტენციალი განსხვავდება მეორადი ენერჯის წარმოების მიერ მიწოდებული პროდუქტის პოტენციალისგან ტრანსპორტირების პროცესის თანმდევი დანაკარგებით (წნევის დანაკარგები მილსადენებით ტრანსპორტირება-განაწილების პროცესში, საწვავის ხარჯი საზღვაო, სარკინიგზო, საგზაო ტრანსპორტზე, ელექტროენერჯის გადაცემისა და განაწილების ხარჯები და ა.შ.).

სასარგებლო ენერჯია ფაქტობრივად ათვისებული ენერჯის რაოდენობაა, როგორებიცაა: ელექტრო- და თბური ენერჯია საყოფაცხოვრებო და კომერციულ სექტორებში, საწარმოთა საქვებებში, მამოძრავებელი ენერჯია მანქანა-დანადგარებისა და სატრანსპორტო საშუალებებისთვის, განათების, კონდინცირებისა და ლოკალური ენერჯოგენერაციის სისტემების მიერ და ა.შ. სასარგებლო ენერჯია ნაკლებია საბოლოო ენერჯეტიკული პროდუქტის პოტენციალზე, რაც დამოკიდებულია საბოლოო მომხმარებლების მიერ გამოყენებული მოწყობილობის მარგი ქმედების კოეფიციენტზე.

### **გლობალური ენერჯეტიკის განვითარების ტენდენციები**

ენერჯეტიკის გლობალური ბაზრის მდგრადი განვითარების ძირითადი განმსაზღვრელი ფაქტორები, როგორც მოკლე- და საშუალოვადიან, ასევე გრძელვადიან პერსპექტივაში – განახლებადი რესურსების გამოყენებასა და თანამედროვე, ენერჯოდამზოგი ტექნოლოგიების გამოყენებაზე დაფუძნებული გლობალური დეკარბონიზაციაა, რაც დღეისათვის დომინირებული წიაღისეული რესურსების მწვანე ენერჯით ჩანაცვლებას, პლანეტის უნახშირბადო მომავლის ჩამოყალიბებასა და გლობალური დათბობის ტემპების შენელების გულისხმობს.

ადამიანის კლიმატზე ზემოქმედება მრავალი საუკუნის განმავლობაში გრძელდებოდა, თუმცა პლანეტის თვითრეგენერაციის უნარის გამო ეს პროცესი შეუმჩნეველი რჩებოდა ინდუსტრიალიზაციის ეპოქის დაწყებამდე. გლობალური დათბობის მაპროვოცირებელი სათბურის ეფექტის შესახებ პირველად მე-19 საუკუნის 20-იან წლების დასაწყისში ფრანგი მეცნიერი ჯოზეფ ფურიე მიუთითებდა.

მსოფლიო პოპულაციის ზრდამ და ცხოვრების დონის ამაღლებამ მოითხოვა თანდათანობით მიწის მზარდი ფართობების დამუშავება, საქონლის გამრავლება და ენერჯიაზე მოთხოვნის განსაკუთრებით ინტენსიური ზრდა გამოიწვია. კლიმატზე ზემოქმედების გლობალური მასშტაბის პოტენციის მქონე პროცესებმა, როგორებიცაა ტროპიკული ტყეების გაჩეხა და სტეპებისა და სავანების ხარჯზე გამოთავისუფლებული ტერიტორიების მიწათმოქმედებისათვის და საძოვრებად გამოყენება, ტყეებისა და ბუნებრივი ლანშაფტის განადგურება გახშირებული ხანძრების შედეგად, წიაღისეული ორგანული საწვავის მასშტაბურმა წვა და ატმოსფეროში ნახშირორჟანგის, მეთანისა და სხვა სათბურის გაზების მზარდი მოცულობების ემისია, გამოიწვია დედამიწის ალბედოს<sup>446</sup> შეცვლა, ნიადაგის სინოტივის დაკარგვა, ატმოსფეროში მტვრიანობის გაზრდა, ჟანგბადის ბუნებრივი რეპროდუქციის უნარის ნაწილობრივი დაკარგვა და ატმოსფეროს შემადგენლობის ცვლა, რასაც საბოლოოდ გლობალური დათბობა და კლიმატის შეუქცევადი ცვლილება მოჰყვება.



გლობალური დათბობის მიზეზები და შედეგები<sup>447</sup>

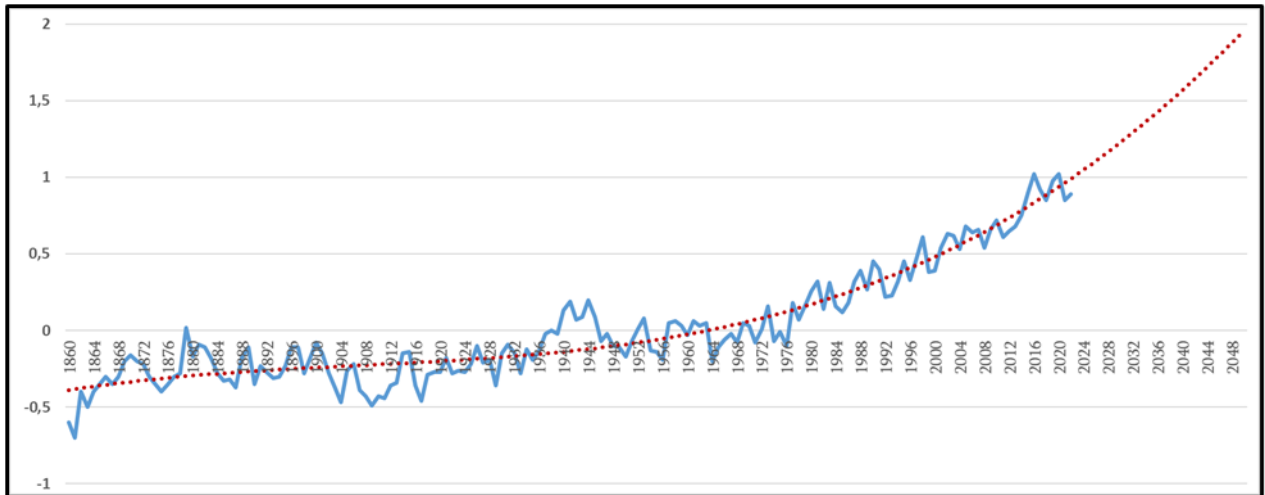
- ა) სათბურის გაზების ემისია ატმოსფეროში; ბ) ტყის ხანძარი; გ) პოლარული ყინულის დნობა; დ) დამშრალი მდინარის კალაპოტი

კლიმატის ცვლილების განსაკუთრებული ინტენსივობა აღინიშნება XXI საუკუნეში: კლიმატის ცვლილების მთავრობათაშორისი პანელის (IPCC) ექსპერტთა მონაცემებით, 2005 წლიდან დღემდე საშუალო წლიური ტემპერატურის მატებამ 0.87 გრადუსი ცელსიუსი შეადგინა, რაც აღემატება საშუალო წლიური ტემპერატურის ზრდის

<sup>446</sup> ალბედო ახასიათებს სხეულის ზედაპირის არეკვლის უნარს და ტოლია ზედაპირიდან არეკლილი სხივური ნაკადის ფარდობისა მასზე დაცემულ სხივურ ნაკადთან

<sup>447</sup> თეა დარჩიაშვილი, ევროპის ამჟამინდელი გვალვა ბოლო 500 წლის განმავლობაში ყველაზე ძლიერია: გლობალური დათბობა მსოფლიოსა და საქართველოში, საინფორმაციო პორტალი ამბები ge, 23.08.2023

მაჩვენებელს მთელი XX საუკუნის განმავლობაში. NASA-ს მონაცემებზე<sup>448</sup> დაყრდნობით პროგნოზირებული დედამიწის საშუალო ტემპერატურის ცვლილება 2050 წლისათვის 2°C შეადგენს (თუკი ენერჯის მოხმარების ზრდა ჩვეული რიტმით გაგრძელდება- იხ. ნახაზი).



გლობალური ტემპერატურის ცვლილების პროგნოზი<sup>449</sup>

კლიმატის გლობალური ცვლილებების პრევენციას მიეძღვნა 1992 წელს რიო დე ჟანეიროში ჩატარებული სამიტი, რომელზეც გაეროს ჩარჩო კონვენცია „დედამიწაზე კლიმატის ცვლილების შესახებ“ იქნა მიღებული. 1997 წელს მიღებული „კიოტოს პროტოკოლი“ კი უშუალოდ სათბურის გაზების ატმოსფეროში ემისიის საკითხს დარეგულირების საკითხებს ეძღვნებოდა. 2015 წელს კი „კიოტოს პროტოკოლის“ ნაცვლად პარიზის კონფერენციაზე „პარიზის კლიმატური შეთანხმება“<sup>450</sup> მიიღეს, რომელიც ეძღვნება ქვეყნებისათვის ნახშირბადის ატმოსფეროში ემისიის კვოტირებას მისი მნიშვნელოვანი შემცირების მიზნით და ითვალისწინებს მსოფლიო ეკონომიკის ენერგოტევადი სექტორების გლობალური გადაწყობის მიზანშეწონილობას, ტრადიციული წიაღისეული რესურსების, განსაკუთრებით კი ქვანახშირისა და ნავთობის, მოხმარების არსებითი შემცირების მეშვეობით.

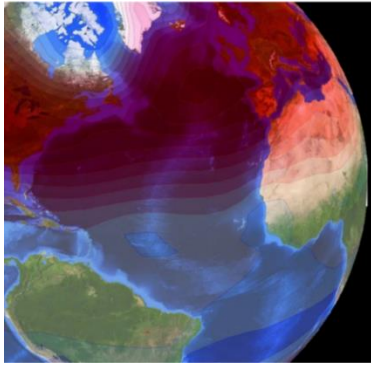
დღეისათვის ჩამოყალიბებულია მკაფიო და ცალსახა კონსენსუსი, რომ ადამიანის სამეურნეო და საყოფაცხოვრებო აქტივობებით წარმოქმნილი სათბურის გაზები კლიმატის გლობალური დათბობის პროცესის ინტენსიური განვითარების ერთ-ერთი ძირითადი მიზეზია. სათბურის გაზების ემისია ატმოსფეროში სტაბილურად იზრდება ინდუსტრიული რევოლუციის შემდეგ და გლობალური საშუალო ტემპერატურის თანმიმდევრულ ზრდას განაპირობებს (იხ. ნახაზი).

<sup>448</sup> <https://climate.nasa.gov/effects/>

<sup>449</sup> გიორგი იჩქიტაძე, შოთა მესტვირიშვილი, გახსადენი ქსელების რეაბილიტაცია გლობალური დათბობის გათვალისწინებით, სტუ, თბილისი, 2023წ

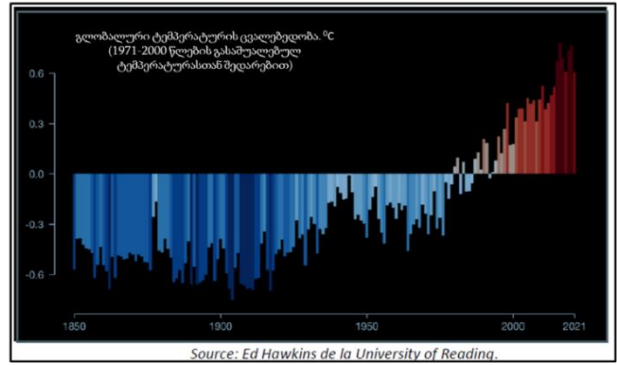
<sup>450</sup> [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)

სათბურის გაზების ემისია



არამდგრადი  
განვითარების  
მოდელი

გლობალური ტემპერატურის ცვლილება



სათბურის გაზების ემისიით გამოწვეული გლობალური დათბობის მოდელი<sup>451</sup>

ისტორიულად ინდუსტრიალიზაციისა და ზოგადად გლობალური განვითარების ერთ-ერთ ძირითად მამოძრავებელ ძალას წიაღისეული ენერგეტიკული რესურსები წარმოადგენს. თუმცა, ეკონომიკის სხვადასხვა დარგში მათი მზარდი გამოყენების თანმდევა უარყოფითმა ეფექტმა, რაც სათბურის გაზების (GHG) ემისიების შედეგად კლიმატის შეუქცევადი ცვლილებისა და გლობალური დათბობის მიზეზი ხდება, თანამედროვე მსოფლიო რთული და საპასუხისმგებლო ამოცანების წინაშე დააყენა, რაც მოითხოვს ენერგეტიკული პოლიტიკისა და ახალ, ძირითადად განახლებად ენერგეტიკაზე დაფუძნებული ტექნოლოგიების გამოყენებით „ენერგეტიკული გადასვლის“ მომდევნო ეტაპზე გადასვლას. „ენერგეტიკული გადასვლა“ (Energy Transition) გულისხმობს პირველადი ენერჯის მოხმარების სტრუქტურის ცვლილებისა და ენერჯის მიწოდების არსებული სქემიდან ენერგოუზრუნველყოფის ფუნდამენტურად განსხვავებულ სტრუქტურაზე თანდათანობით გადასვლას.<sup>452</sup>

რიგით მეოთხე ენერგეტიკული გადასვლის ძირითად მამოძრავებელი ფაქტორი, განსხვავებით წინა სამი გადასვლისა, რომელთა მთავარი ტრიგერი ეკონომიკური პროგრესი იყო, ძირითადად კლიმატის ცვლილების პრევენციისა და დეკარბონიზაციის საკითხებია.<sup>453</sup> ტექნოლოგიური თვალსაზრისით დეკარბონიზაცია რამდენიმე მნიშვნელოვან მდგენელს ეფუძნება: ენერჯის განახლებად წყაროებსა და კლიმატნეიტრალური მწვანე წყალბადის გამოყენება, გენერაციის სიმძლავრეებისა და მათი მართვისა და კონტროლის დეცენტრალიზაცია და გაციფრულება, ენერგოეფექტურობა და სხვ.

დეკარბონიზაციის მიზანი არა მხოლოდ გარემოს დაცვა და კლიმატის გლობალური ცვლილების ტემპის შენელება, არამედ ყოველწლიურად მილიონობით ადამიანის სიცოცხლის გადარჩენაცაა, თუმცა დეკარბონიზაციის დაგეგმილი, ნულოვანი გლობალური ემისიის მისაღწევად, საპროგნოზო შეფასებით, დაახლოებით \$50 ტრილიონის დანახარჯებია საჭირო.<sup>454</sup> ამასთან ერთად, აღსანიშნავია, რომ მნიშვნელოვნად შემცირდება მომპოვებელი ქვეყნების შემოსავლები ნავთობისა და

<sup>451</sup> იხილეთ აგრეთვე: <https://climate.nasa.gov/effects/>  
<sup>452</sup> Vaclav Smil, Energy Transitions: History, Requirements, Prospects, Prager, 2010  
<sup>453</sup> ირაკლი გოგავა, ენერგეტიკული უსაფრთხოების თანამედროვე პარამეტრები და საქართველოს პერსპექტივები, სადოქტორო დისერტაცია, კავკასიის საერთაშორისო უნივერსიტეტი, 2024  
<sup>454</sup> წყარო: Morgan Stanley



გაზის გაყიდვებიდან (NZE სცენარის მიხედვით - 70 %-მდე 2030 წლისათვის და 90 %-მდე 2050 წლისათვის 2010-2022 წლების შემოსავლებთან შედარებით მსოფლიოს ათ ყველაზე მსხვილ ნავთობმომპოვებელ ქვეყანაში). შესაბამისად, ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს რეკომენდაციის თანახმად, მაკროეკონომიკური სტაბილურობის უზრუნველყოფის მიზნით, მათ უნდა იზრუნონ ეკოლოგიურად სუფთა ენერგორესურსების ათვისებაზე ადგილობრივ ბაზარზე წიაღისეული საწვავის ჩასანაცვლებლად, ნავთობისა და გაზის არაენერგეტიკული მიზნებისათვის გამოყენების სტიმულირებაზე, არაეფექტური სუბსიდიების ეტაპობრივ შემცირებაზე წიაღისეული სათბობი რესურსების ძებნა-ძიებისა და მოპოვების საქმიანობაში და ა.შ.

დეკარბონიზაცია, როგორც კლიმატის ცვლილების წინააღმდეგ ბრძოლის ქმედითი მიზანი, გლობალური „ენერგეტიკული გადასვლის“ ერთ-ერთი ყველაზე მნიშვნელოვანი მამოძრავებელი ძალაა.

პირველი „ენერგეტიკული გადასვლის“ დროს, 1840-1900 წლებში, ნახშირის წილი პირველადი ენერჯის მთლიან მოხმარებაში 5%-დან 50%-მდე გაიზარდა და ძირითადად ჩაანაცვლა მანამდე დომინირებული ბიომასა. ნახშირი ინდუსტრიალიზაციისა და, ზოგადად, მსოფლიო ეკონომიკური განვითარების ერთ-ერთ ძირითად მამოძრავებელ ძალად ჩამოყალიბდა;

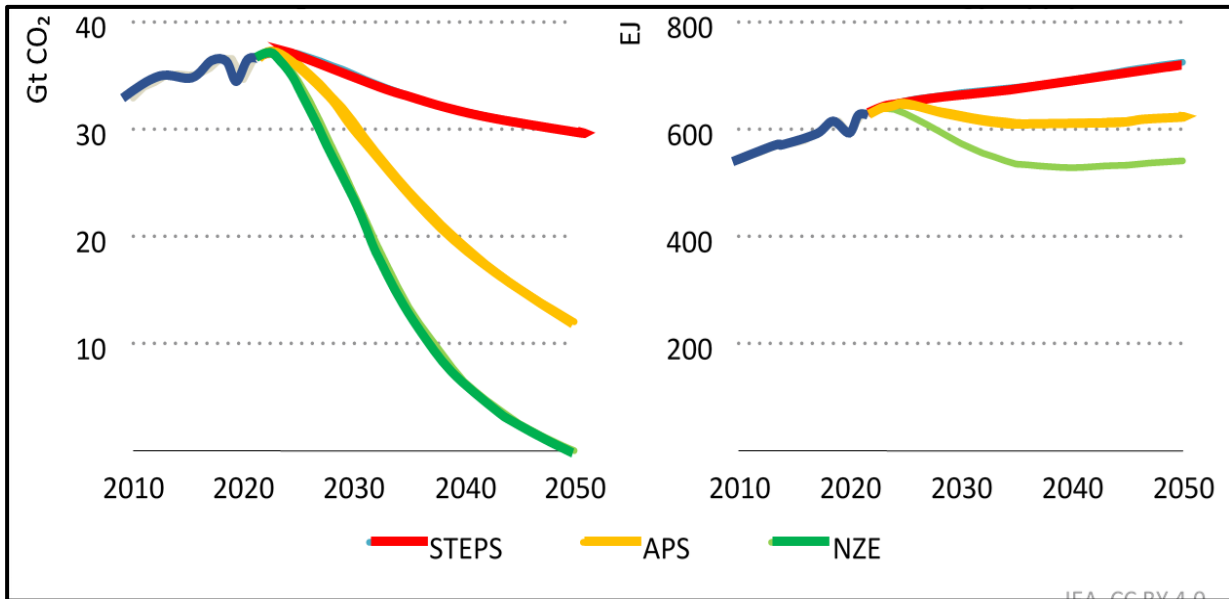
მეორე „ენერგეტიკული გადასვლა“ მე-20 საუკუნის დასაწყისიდან ნავთობის თანდათანობით დომინაციასთან არის დაკავშირებული - მისი წილი გლობალურ ენერგეტიკულ ბალანსში 1915 წლის 3%-დან 1975 წლისთვის 45%-მდე გაიზარდა. ნახშირიდან ნავთობზე გადასვლის ყველაზე ინტენსიური პერიოდი კი მეორე მსოფლიო ომის შემდგომ წლებში დაფიქსირდა;

მესამე „ენერგეტიკული გადასვლის“ პირველი ნიშნები გასული საუკუნის 30-იანი წლებში შემჩნეოდა, თუმცა მისი ინტენსიური განვითარება შეიძლება დაკავშირდეს 70-იანი წლების ბოლოს ნავთობის მსოფლიო კრიზისთან. ბუნებრივი აირის მოხმარების წილი 1930 წლის 3%-დან ოცდამეერთე საუკუნის 20-იანი წლების დასაწყისისათვის თითქმის 25%-მდე გაიზარდა, რაც ძირითადად ენერგეტიკულ ბაზარზე ქვანახშირისა და ნავთობის ნაწილობრივი ჩანაცვლების ხარჯზე განხორციელდა;

მიმდინარე, მეოთხე „ენერგეტიკული გადასვლის“ პროცესში, რომლის დაწყება პირობითად ამ საუკუნის პირველი ათწლეულის ბოლოს ემთხვევა, მნიშვნელოვანი წინსვლაა მიღწეული არატრადიციული ენერგეტიკული რესურსების განვითარებასა და ენერგოდამზოგი ტექნოლოგიების ფართო სპექტრის იმპლემენტაციაში. განახლებადი ენერჯის წყაროების (ჰიდროენერგეტიკის გამოკლებით) მოხმარება 2012-2022 წლების განმავლობაში დაახლოებით 3,3-ჯერ გაიზარდა (13,79-დან 45,18 ექსაჯოულამდე), მისმა წილმა გლობალურ ენერგეტიკულ ბალანსში 2012 წლის 2,6 %-ის ნაცვლად 2022 წელს 7,5 % შეადგინა და განაგრძობს სწრაფ, საშუალო წლიურ 12,6 %-იან ზრდას (წყარო: Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023).



ნახაზზე მოცემულია ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტოს მიერ მომზადებული ენერგეტიკის განვითარების სხვადასხვა სცენარი და შესაბამისი სათბურის გაზების ემისიების საპროგნოზო მაჩვენებლები.<sup>455</sup>

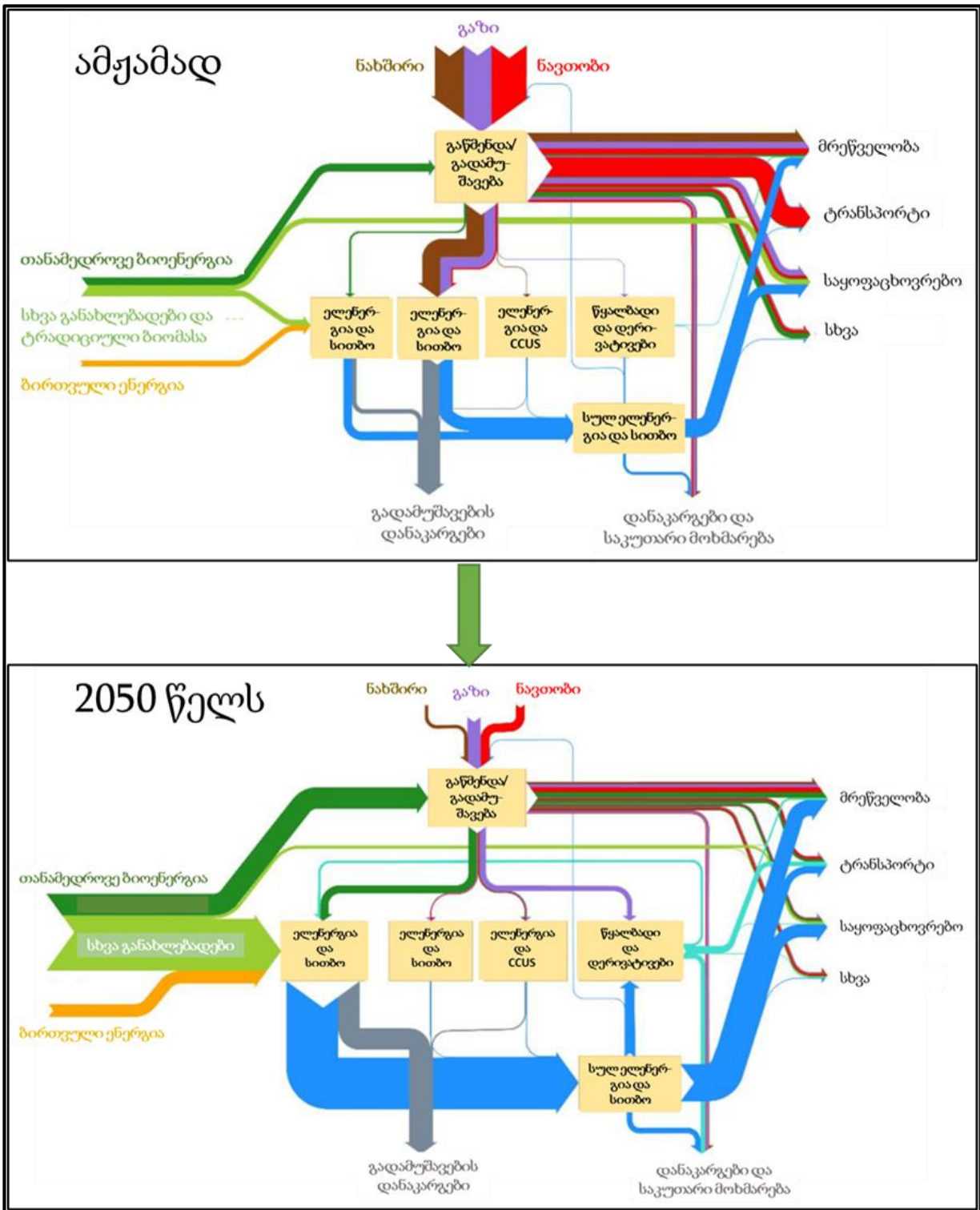


ნახაზი 4.1. გლობალური ენერგეტიკის განვითარებისა და ემისიების საპროგნოზო პარამეტრები განცხადებული პოლიტიკის (STEPS), აღებული ვალდებულებების (APS) და ნულოვანი ემისიების NZE) სცენარების მიხედვით<sup>456</sup>

2022 წელს მსოფლიოში დღიურად დაახლოებით 97 მლნ ბარელი ნავთობი და 4,15 ტრილიონი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი მოიხმარებოდა, რის შედეგად ატმოსფეროში გაიფრქვა დაახლოებით 18 გიგა ტ ნახშირორჟანგის ეკვივალენტი (ენერგეტიკასთან დაკავშირებული ჯამური ემისიების 50%-მდე). STEPS სცენარის მიხედვით, მოთხოვნის პიკის მიღწევა ნავთობსა და გაზზე 2030 წლამდეა მოსალოდნელი, რის შემდეგაც აუცილებელი იქნება ახალი სუფთა და რესურსდამზოგი ტექნოლოგიების დანერგვის ტემპების მკვეთრი ზრდა, თანადროულად კი ნავთობისა და გაზის გამოყენების სწრაფი შემცირება. APS სცენარით განვითარების შემთხვევაში მოთხოვნა ნავთობსა და გაზზე წლიურად საშუალოდ 2%-ით შემცირდება და 2050 წელს 55 მლნ ბარელსა და 2,4 ტრლნ კუბურ მეტრს გაუტოლდება. NZE სცენარი ითვალისწინებს წლიური მოთხოვნის 5%-იან კლებას, ისე რომ 2050 წელს მოთხოვნა ნავთობზე 24 მლნ ბარელამდე შემცირდება, რომლის დაახლოებით 75% გამოყენებული იქნება ისეთ სფეროებში, რომლებშიც იგი საწვავად არ გამოიყენება (მაგ., ნავთობქიმიურ მრეწველობაში). გაზზე მოთხოვნა ამავე პერიოდში, სავარაუდოდ, 920 მლრდ კუბურ მეტრამდე შემცირდება, რომლის დაახლოებით ნახევარი წყალბადის წარმოებაში იქნება გამოყენებული.

<sup>455</sup> The Oil and Gas Industry in Net Zero Emissions, IEA, World Energy Outlook Special Report, November 2023

<sup>456</sup> STEPS- Stated Policies Scenario; APS- Announced Pledges Scenario; NZE- Net Zero Emissions Scenario



ენერჯიის წარმოება-მოხმარების ღირებულებათა ჯაჭვი ამჟამად და 2050 წლისათვის<sup>457</sup> (NZE სცენარის გრაფიკული ინტერპრეტაცია გლობალური დეკარბონიზაციის სამიზნე პარამეტრების გათვალისწინებით)

ინვესტიციები ნავთობისა და გაზის აქტივებში შენარჩუნდება განვითარების ყველა სცენარის მიხედვით, თუმცა APS სცენარი ითვალისწინებს მხოლოდ უკვე აღმოჩენილი საბადოების ათვისების დაფინანსებას, ძებნა-ძიების სამუშაოებზე

<sup>457</sup> წყარო: IEA, World Energy Outlook, Net Zero Emissions (NZE) by 2050 Scenario, 2021

დანახარჯების გარეშე, NZE სცენარი კი გამორიცხავს ნავთობისა და გაზის მოპოვების ნებისმიერი ახალი გრძელვადიანი პროექტის დაფინანსებას, ხოლო 2030 წლის შემდეგ კი შეჩერდება ზოგიერთი ისეთი მოქმედი პროექტიც, რომელთაც ჯერ კიდევ აქვთ ფუნქციონირების ტექნიკური რესურსი.

ელექტრიფიკაციის ინტენსივობის ზრდა, რაც ისტორიულად დედამიწის მოსახლეობის ბუნებრივ წიაღისეულზე დამოკიდებულების ზრდას იწვევდა, ენერჯის განახლებადი წყაროებით წარმოებისას და მომხმარებელთა ელექტროენერჯის მზარდ მოხმარებაზე გადაყვანისას, დეკარბონიზაციის ერთ-ერთ მნიშვნელოვან ხელშემწყობ ინსტრუმენტად ყალიბდება.

დეკარბონიზაციის დასახული მიზნების მისაღწევად გარდამავალ პერიოდში, განახლებადი ენერჯის წყაროებთან ერთად, მნიშვნელოვანი როლის შესრულება შეუძლია ბუნებრივი გაზის კომპლექსურ გამოყენებას ელექტროენერჯეტიკაში, მრეწველობაში, ტრანსპორტზე, გათბობის სისტემებში. ბუნებრივი გაზის გამოყენება, სხვა წიაღისეული რესურსებისგან განსხვავებით, ნახშირორჟანგის ეფექტური უტილიზაციისა და შენახვის შესაძლებლობას იძლევა, რითაც მნიშვნელოვანი როლი ეკისრება ემისიების შემცირების გეგმების რეალიზაციაში, მოკლე და გრძელვადიან პერსპექტივებში.

ზოგადად, წიაღისეული სათბობის წვის პროცესში დიდი ოდენობით გამოიყოფა ნახშირორჟანგი (CO<sub>2</sub>), აზოტის ჟანგეულები (NO<sub>x</sub>) და სხვა მავნე აირები. 2022 წლის მონაცემებით, დედამიწის ატმოსფეროში ჯამურად გაფრქვეულია დაახლოებით 41,3 მლრდ ტ ნახშირორჟანგის ეკვივალენტი (დაახლოებით 1% ზრდა 2021 წელთან შედარებით), მათ შორის ნახშირის მოხმარებით - 15,5 მლრდ ტ (წლიური +2 % ზრდა), ნავთობის მოხმარებით 11,2 მლრდ ტ (+2,7%), ბუნებრივი გაზის მოხმარებით დაახლოებით 7,3 მლრდ ტ (-2,7%), მეთანის ემისიით 4 მლრდ ტ (+2,5 %) იყო ემიტირებული.<sup>458</sup> პროგნოზის თანახმად, 2030 წლისათვის გაზის წილის დაგეგმილი ზრდის გამო ნავთობისა და ნახშირის ჩასანაცვლებლად, ჯამურ მოხმარებაში მისი წვის შედეგად ემიტირებული ნახშირორჟანგის მოცულობა 11 მლრდ ტ-ს მიაღწევს.<sup>459</sup>

<sup>458</sup> IEA, CO<sub>2</sub> emissions in 2022, Report, March, 2023

<sup>459</sup> "Emissions Scenarios". IPCC. Retrieved 24 April 2020

ცხრილი 4.1. სათბურის გაზების ფარდობითი (ნახშირთან შედარებით) ემისიები ნავთობისა და გაზის გამოყენების დროს

	გაზი	ნავთობი	ნახშირი
CO <sub>2</sub>	0,56	0,79	1
CO	0,19	0,16	1
SO <sub>2</sub>	0,0004	0,43	1
NO <sub>x</sub>	0,201	0,98	1
Hg	0	0,437	1
მყარი ნარჩენები	0,0026	0,031	1

გაერთიანებული ერების ორგანიზაციის გარემოს ცვლილების ჩარჩო კონვენციის (UNFCCC) მიხედვით, წიაღისეული რესურსების გამოყენების დროს ნახშირორჟანგის ემისიის ფაქტორი (სათბური გაზების გენერირებული ემისია ნახშირორჟანგის აბსოლუტურ განზომილებებში) ნაჩვენებია ცხრილში.

ცხრილი 4.2. ნახშირბადის ემისიის ფაქტორი წიაღისეული რესურსების გამოყენების დროს

სათბობი	ქვანახშირი	ლიგნიტი	გაზი	LFO (მსუბუქი მაზუთი)	HFO (მაზუთი)
CO <sub>2</sub> , კგ/გიგაჯ	93,65	112,07	55,82	73,7	77,0

ემისიის ფაქტორის ფარდობითი სიმცირე გაზის გამოყენების დროს განპირობებულია მეთანში წყალბადის ატომთა რიცხვის ხელსაყრელი შეფარდებით ნახშირბადის ატომთა რიცხვთან 4:1, რაც ერთ-ერთი ყველაზე მაღალი მაჩვენებელია სხვა წიაღისეულ საწვავთან შედარებით და უზრუნველყოფს ნახშირორჟანგის მინიმალურ ხვედრით ემისიას ეკვივალენტური თბური ენერჯის მისაღებად (იხ. ნახაზი). შესაბამისად, გაზის გამოყენების შემთხვევაში ნავთობის ან ნახშირის ნაცვლად შეიძლება ნახშირორჟანგის ემისიის მნიშვნელოვანი შემცირების მიღწევა. ეს მით უფრო მნიშვნელოვანი ხდება გაზის გამოყენებისას კომბინირებული ციკლის თანამედროვე გაზტურბინებში ელექტროენერჯის გენერაციისათვის, რომელთა ეფექტურობა (მარგი ქმედების კოეფიციენტი) საშუალოდ 15-25%-ით აღემატება ნახშირზე და ნავთობზე მომუშავე თბოსადგურების ეფექტურობას.

გაეროს მიერ მხარდაჭერილი კლიმატის ცვლილების მთავრობათაშორისი პანელის ექსპერტთა ჯგუფის (IPCC) ანგარიშები მკაფიოდ მიუთითებს, რომ გლობალური ემისიების შემცირების გარეშე პლანეტა უახლოვდება ატმოსფერული ტემპერატურის ზედა კრიტიკულ ზღვარს (კრიტიკულად ითვლება ტემპერატურის მატება დაახლოებით 1,5-2 გრადუსი ცელსიუსით პრეინდუსტრიულ დონესთან შედარებით). IPCC-ის ერთ-ერთი უკანასკნელი შეფასების თანახმად, 2020 წლის 1 იანვრიდან მსოფლიოს დამატებით მხოლოდ 300 გიგა ტონა სათბურის გაზის ემისიის შესაძლებლობა აქვს იმისათვის, რომ არ გადაიღახოს 1,5C<sup>0</sup>-ით დათბობის ზღვრული. რადგანაც დღეისათვის გლობალური ემისიები დაახლოებით 40 გიგატ. CO<sub>2</sub>/წ შეადგენს, დარჩენილი მარაგის ათვისება, სავარაუდოდ, 2027

წლისათვის დასრულდება.<sup>460</sup> IPCC-ის ექსპერტთა დასკვნით, პლანეტის სიცოცხლისუნარიანობის უზრუნველყოფის მიზნით საუკუნის დასასრულამდე დედამიწის ატმოსფეროდან დაახლოებით 1000 გიგა ტონა ნახშირორჟანგის ამოღებაა აუცილებელი.

აღნიშნულის გათვალისწინებით, პარიზის შეთანხმებამ დაავალდებულა გაეროს წევრი 196 ხელმძღვანელი ქვეყანა, შეზღუდონ კლიმატის დათბობა 1,5-დან 2,0 გრადუს ცელსიუსამდე ინდუსტრიამდელი პერიოდის დონესთან შედარებით. ერთ-ნახევარგრადუსიანი მიზნის მისაღწევად საჭირო იქნება გლობალური ეკონომიკის ძირითადი სექტორებისა და ტექნოლოგიების სწრაფი ზრდა, მათ შორის: განახლებადი ენერჯეტიკა; ინფრასტრუქტურის ელექტრიფიკაცია; ბიოენერჯია; წყალბადი; ნახშირბადის დაჭერა, გამოყენება და შენახვა (CCUS); მინიმალური და უარყოფითი ემისიების ტექნოლოგიები და ნახშირბადით ვაჭრობა, რომელთა იმპლემენტაციის ტემპები ჯერადად უნდა ამაღლდეს 2030 წლისათვის, მიმდინარე პერიოდის ტემპებთან შედარებით.<sup>461</sup>

განვითარების ასეთი ტემპების მისაღწევად საჭირო იქნება უზარმაზარი კაპიტალის დაბანდება. McKinsey-ის 1.5 გრადუსიანი მიზნის სცენარის მიხედვით, მომდევნო ათწლეულის განმავლობაში 750 მილიარდი დოლარია საჭირო CCUS-ის ტექნოლოგიების დანერგვის, 200 მილიარდი დოლარი ელექტრომობილების ინფრასტრუქტურისა და 700 მილიარდი დოლარი წყალბადის წარმოების არსებული გეგმების რეალიზაციისათვის. დაფინანსება განახლებადი ენერჯეტიკისათვის კიდევ უფრო შთამბეჭდავია - 2030 წლამდე დაახლოებით 8,5 ტრილიონი დოლარის ინვესტიციაა საჭირო მზის და ონშორული და ოფშორული ქარის გენერაციის სიმძლავრეების ასაშენებლად.

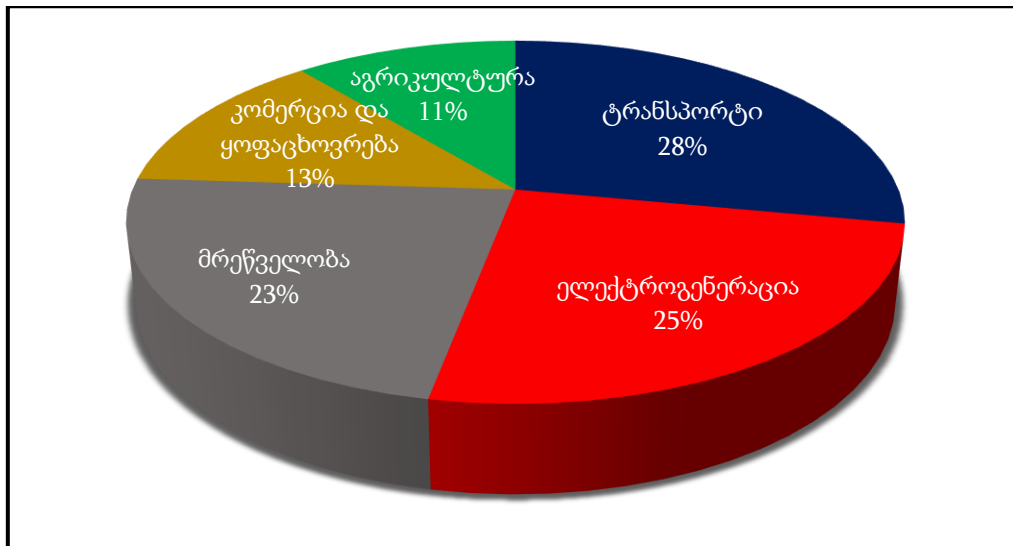
აშშ-ს გარემოს დაცვის სააგენტოს (EPA) მონაცემებით, დღეისათვის ადამიანების ყოფაცხოვრებასა და სამეურნეო საქმიანობასთან დაკავშირებული სათბურის გაზების უმსხვილეს ემიტერებს ძირითადად წიაღისეული საწვავის გამოყენებაზე დაფუძნებული სატრანსპორტო და ელექტროგენერაციის სექტორები წარმოადგენს.

---

<sup>460</sup> IPCC, Special Report: Global Warming of 1.5°C, Summary for Policymakers & IPE, Günther Thallinger: 300 – the budget the world dare not spend

<sup>461</sup>The big choices for oil and gas in navigating in energy transition, McKinsey&Company, 2021





ნახაზი 4.2. სათბურის გაზების ემისია ეკონომიკის სხვადასხვა სექტორიდან (აშშ, 2021)

შესაბამისად, მიმდინარე ეტაპზე წიაღისეული ენერჯის წყაროების ჩანაცვლება განახლებადი და უნახშირბადო რესურსებით, სათბურის გაზების ემისიისა და ატმოსფეროს შემადგენლობაში არსებული ნახშირბადის არსებითი შემცირება კაცობრიობის მდგრადი განვითარების გარდაუვალი წინაპირობაა.

სათბურის გაზების ემისიის შემცირებისა და გლობალური კლიმატის დათბობის თავიდან აცილების მიზნით მნიშვნელოვანია წიაღისეული სათბობი რესურსების თანდათანობითი ჩანაცვლება გარემოზე ნაკლებად მავნე ზემოქმედი ენერგეტიკული პროდუქტით, მათ შორის გაზის ტრანსფორმაციისა და გაზიდან მიღებული პროდუქტებით (გათხევადებული და კომპრესიული ბუნებრივი გაზი, წყალბადი, მეთანოლი, ამიაკი და სხვა). უკანასკნელ ათწლეულში დიდი ყურადღება ექცევა, აგრეთვე, თბოელექტროსადგურებიდან, სამრეწველო საწარმოებიდან, ნავთობისა და გაზის გადამამუშავებელი ქარხნებიდან წიაღისეული სათბობის წვის შედეგად ემიტირებული ნახშირორჟანგის უტილიზაციის ტექნოლოგიების დამუშავებას. გამონახობილი აირებიდან (საკვამურის გაზიდან) ნახშირორჟანგის გამოყოფა და უსაფრთხო უტილიზაცია წიაღისეული ენერგეტიკული რესურსების გარემოზე მავნე ზემოქმედების მნიშვნელოვანი შერბილების საშუალებას იძლევა.

ცნობილია ატმოსფერული ნახშირბადის შემცირების (დაჭერის) ბუნებრივი პროცესები და საინჟინრო გადაწყვეტები. კერძოდ, ნახშირბადის დაჭერა (ანუ ე.წ. „უარყოფითი ემისიები“ - NE) მიიღწევა ატმოსფერული CO<sub>2</sub>-ს შთანთქმით მცენარეებში ბუნებრივად მიმდინარე ფოტოსინთეზის პროცესში ან მისი ამოღებით და დასწყობებით საინჟინრო ტექნოლოგიების გამოყენებით.

ნახშირორჟანგის ბუნებრივი შთანთქმის პროცესის გასააქტიურებლად გამოიყენება ტყის საფარის აღდგენა-გაფართოება, ტყიანი ლანდშაფტის სწორი მენეჯმენტი და სხვა აგროტექნოლოგიური მეთოდები.



მკვლევართა შეფასებით, DAC ტექნოლოგიის გამოყენების გარეშე, რომლის გამოყენებით შესაძლებელია ატმოსფერული ნახშირორჟანგის შემცირების სასურველი ლიმიტის ნახევრის უზრუნველყოფა, მიუღწეველი დარჩება პარიზის შეთანხმების სამიზნე მაჩვენებლები, რადგანაც ე.წ. ბუნებრივ პროცესებს (ძირითადად ხე-მცენარეთა ნარგავებს) ძალუძს წლიურად მხოლოდ დაახლოებით 1,5 გიგატონამდე ემიტირებული ნახშირორჟანგის მოცულობის შთანთქმა.<sup>464</sup>

2022 წლის სექტემბრის მდგომარეობით მსოფლიოში ფუნქციონირებდა 30 მსხვილ-მასშტაბიანი ნახშირბადის დაჭერისა და დასაწყობების კომერციული ობიექტი, დამატებით 11 კი მშენებლობის, ხოლო 153 განვითარების სხვადასხვა საფეხურზე იყო.<sup>465</sup> დღეისათვის აშშ წარმოადგენს გლობალურ ლიდერს ნახშირბადის ამოღება-დასაწყობების ბიზნესის განვითარების მიმართულებით. ცნობილია, აგრეთვე, ნახშირბადის პროექტების რეალიზაციის გეგმები ახლო აღმოსავლეთის, აზიის, ოკეანის, აფრიკისა და სამხრეთ ამერიკის ქვეყნებში. არსებული ინფორმაციის თანახმად, აღნიშნულ ბიზნესში ჩართულ მსოფლიოს საუკეთესო კომპანებს მიაკუთვნებენ: Net Power, Quest, Carbon Engineering, Global Thermostat, Climeworks and Carbfix.<sup>466</sup>

უნახშირბადო ენერგეტიკაზე გარდამავალი პროცესის ავანგარდშია ევროკავშირი,<sup>467</sup> რომელმაც 2023 წლის 18 აპრილს ევროპარლამენტის მიერ მიღებული რეგულაციით დაამტკიცა ნახშირბადის საზღვრის კორექტირების მექანიზმი (CBAM).<sup>468</sup>

- CBAM აწესებს ფასს ნახშირბადის ემისიებზე, რომლებიც შეეხება ევროკავშირში სხვა ქვეყნებიდან იმპორტირებულ საქონელს და ხელს შეუწყობს თამაშის წესების გათანაბრებას ევროკავშირის მკვიდრი და უცხოელი მწარმოებლებისათვის;
- CBAM გამოყენებული იქნება ექვსი ნახშირბად-ინტენსიური საქონლის იმპორტზე: ცემენტზე, რკინასა და ფოლადზე, ალუმინზე, ელექტროენერგიაზე, სასუქებზე, წყალბადსა და ნავთობპროდუქტებზე. CBAM-ის მიერ მოცული საქონლის ფარგლები თანდათან გაფართოვდება და დროთა განმავლობაში სხვა საქონელსაც მოიცავს;
- CBAM მექანიზმი უზრუნველყოფს დაბალნახშირბადიანი პროდუქტების იმპორტს ევროკავშირის ბაზრებზე კონკურენტული პირობებით და აყალიბებს ახალ ბიზნესშესაძლებლობებს იმ ქვეყნებისთვის (მათ შორის საქართველოსათვის), რომლებიც ფლობენ შესაბამის პოტენციალს განახლებადი რესურსების ათვისებაზე დაფუძნებული ენერგეტიკის

<sup>464</sup> An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways. by Realmonte G., Drouet L., Gambhir A. *et al.*, Nature Journal, 2019. <https://www.nature.com › nature communications › articles>

<sup>465</sup> Global CCS Institute, Carbon Capture and Storage Experiencing Record Growth as Countries Strive to Meet Global Climate Goals, October 17, 2022

<sup>466</sup> Companies Leading Negative Emissions Technology - The Top 6, How 3 Carbon Removal Technologies Work Together to Mitigate Emissions, by Richard Matthews, November 2022

<sup>467</sup> EU to Regulate Methane Emissions from Fossil Fuel Importers, Operators by Rocky Teodoro. Rigzone, Thursday, November 16, 2023

<sup>468</sup> CBAM - The Carbon Border Adjustment Mechanism

განვითარებისა და წარმოებული სამრეწველო პროდუქტის ევროკავშირის ბაზრებზე ექსპორტისათვის.

2023 წლის 1 ოქტომბრიდან დაიწყო CBAM -ის პირველი ფაზა,<sup>469</sup> პარალელურად კი დაწყებულია მდგრადი განვითარების სხვა პროგრამების დაფინანსება, როგორცაა, მაგალითად, ევროპული მწვანე გარიგება (The European Green Deal), რომლის მიხედვითაც იგეგმება დამდეგი ათწლეულის განმავლობაში ამ მიზნით ერთი ტრილიონი ევროს ინვესტიციების ათვისება.<sup>470</sup>

ძირითადად ევროკავშირისა და სხვა განვითარებული ინდუსტრიული ქვეყნების შესაბამისი ძალისხმევის შედეგად, დღეისათვის მსოფლიოს ორ მესამედზე მეტ ქვეყანაში ქარისა და მზის ენერჯით ელენერჯის მაგენერირებელი ობიექტების მშენებლობა და ექსპლუატაცია ანალოგიური სიმძლავრის ქვანახშირისა ან გაზის საწარმოების აშენებასა და ექსპლუატაციაზე უფრო იაფი ჯდება. ამასთან ერთად, მზარდია არა მხოლოდ ენერჯის განახლებადი წყაროების გამოყენების მაჩვენებელი, არამედ მათზე გადასვლის ეტაპის ტემპიც. შედეგად, 2030 წლისთვის განახლებადი ენერჯეტიკის წილის ზრდა ენერჯეტიკულ ბალანსში 55%-მდე, ხოლო 2050 წლისთვის 74%-მდე არის მოსალოდნელი.<sup>471</sup>

### **ნახშირორჟანგის უტილიზაციისა და შენახვის ტექნოლოგიები ნავთობ-გაზის ინდუსტრიაში**

გლობალური დათბობის სულ უფრო მკაფიო გამოვლენის პირობებში, საზოგადოების ფაქტობრივად ყველა ფენის წარმომადგენლები - მეცნიერები, მეწარმეები, ბიზნესმენები, სოციალური აქტივისტები, პოლიტიკოსები და მოქალაქეები - თანხმდებიან უნახშირბადო რესურსებზე გადასვლის სასიცოცხლოდ მნიშვნელოვანი პროცესის აუცილებლობაზე. ევროკავშირის „კოპერნიკის“ კლიმატის ცვლილების სამსახურის თანახმად, 2023 წელი ყველაზე თბილი წელია რეგულარული დაკვირვებების დაწყების შემდეგ 1940 წლიდან.

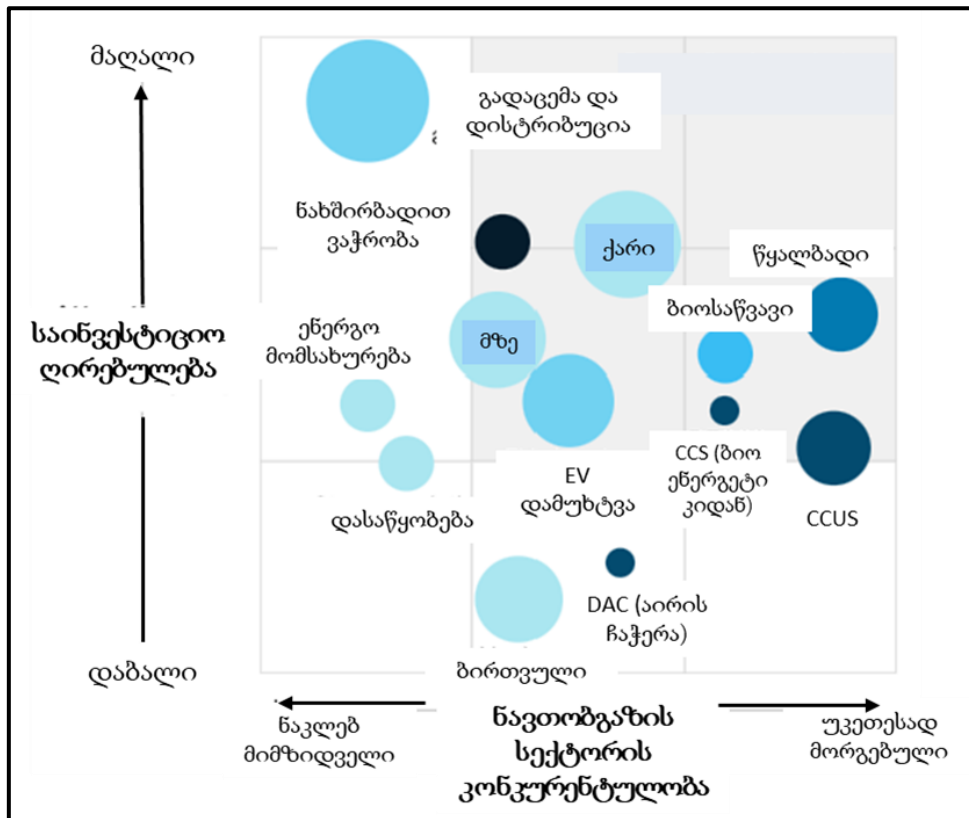
პროცესში აქტიურად არიან ჩაბმული ნავთობის და გაზის ინდუსტრიაში ჩართული კომპანიებიც. ნახაზზე მოცემულია გლობალური ნავთობისა და გაზის კომპანიების პოტენციური მცირე ნახშირბადიანი ენერჯეტიკის განვითარების ხელშეწყობის საქმიანობაში.<sup>472</sup>

<sup>469</sup> EU takes first step with carbon border tariff phase one by REUTERS's Brussels, 01.10.2023: <https://www.dailysabah.com/business/energy/eu-takes-first-step-with-carbon-border-tariff-phase-one>

<sup>470</sup> “A European Green Deal”, European Commission, [www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu)

<sup>471</sup> ენერჯეტიკის გლობალური ინდუსტრიის განვითარების მთავარი ტენდენციები, [forbes.ge](http://forbes.ge), 22/08/2022

<sup>472</sup> წყარო: The big choices for oil and gas in navigating in energy transition, McKinsey&Company, 2021



მცირე ნახშირბადიანი ენერგეტიკის შემადგენელი ძირითადი კომპონენტების (აქტივობების) ღირებულებათა ფარდობითი მასშტაბის საილუსტრაციო წრეები

2023 წლის თებერვალში ენერგეტიკულმა გიგანტმა BP-მ შეამცირა ნავთობისა და გაზის მოპოვების გეგმები და 2030 წლისათვის მისი სამიზნე მაჩვენებელი 25% გახდა 2019 წლის გეგმით დასახული 40%-ის ნაცვლად. ასევე, საუდის არაბეთის გიგანტური სახელმწიფო ნავთობკომპანია Aramco მოგების უმეტესი ნაწილის რეინვესტირებას მწვანე ენერგეტიკაში ახდენს,<sup>473</sup> თუმცა კომპანიების მიდგომა ამ გამოწვევის გადასაჭრელად არაერთგვაროვანია.<sup>474</sup>

ნავთობისა და გაზის 50 კომპანია, რომლებიც უზრუნველყოფს ნავთობის გლობალური წარმოების 40 პროცენტზე მეტს, შეუერთდა ნავთობისა და გაზის დეკარბონიზაციის ქარტიას (OGDC), რათა მიღწეულ იქნეს გლობალური ენერგეტიკული გადასვლის მიზნები ნავთობისა და გაზის სექტორებში, გაეროს კლმატის ცვლილების კონვენციის ხელმომწერ მხარეთა 28-ე კონფერენციაზე (COP28) დუბაიში, არაბეთის გაერთიანებულ საემიროებში.<sup>475</sup> ქარტიის ხელმომწერთა 60 პროცენტზე მეტს ეროვნული ნავთობკომპანიები (NOC) წარმოადგენს, მათ შორის

<sup>473</sup> Do you believe in life after oil? Can fossil fuels phase down? By THOMSON REUTERS FOUNDATION, Daily Sabah, Beirut/Barcelona, December 1, 2023

<sup>474</sup> მაგალითად, გაეროს გარემოსდაცვითი პროგრამის (UNEP) მიერ გამოქვეყნებული ანგარიშის თანახმად, აბუ დაბის ნავთობის ეროვნული კომპანია გეგმავს, გაზარდოს ნავთობის მოპოვების სიმძლავრე 2027 წლისთვის 5 მილიონ ბარელამდე დღეში, ახლანდელი 4 მილიონი ბარელიდან

<sup>475</sup> Rocky Teodoro, 50 Oil Firms Join Charter for Decarbonization at COP28, Rigzone News, December 4, 2023



საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია (GOGC) და მისი პარტნიორები: SOCAR, OMV, KazMunaiGas, აგრეთვე მსოფლიოს უმსხვილესი ეროვნული და საერთაშორისო ნავთობკომპანიები: Saudi Aramco, Equinor, Petrobras, BP, Exxonmobil, Shell, TotalEnergies, Eni, ITOCHU, LUKOIL, Occidental Petroleum და სხვები.

ქარტიის ხელმძღვრებმა აიღეს ვალდებულება, უზრუნველყონ ნულოვანი ემისიები, როგორც მინიმუმ, 2050 წლისათვის, შეწყვიტონ მეთანის წვა ჩირღში და/ან გაფრქვევა ატმოსფეროში 2030 წლისათვის. ამ მიზნის მისაღწევად ქარტიის ხელმძღვრე კომპანიები გეგმავენ ინვესტიციების მნიშვნელოვან ზრდას განახლებად ენერგეტიკაში, დაბალნახშირბადიანი საწვავისა და უარყოფითი ემისიების ტექნოლოგიებში, სათბურის გაზების ემისიებისა და მათი შემცირების აღრიცხვასა და ანგარიშგებაში და ა.შ.



კლიმატის ცვლილების საწინააღმდეგო მომიტინგეთა პროტესტი<sup>476</sup>

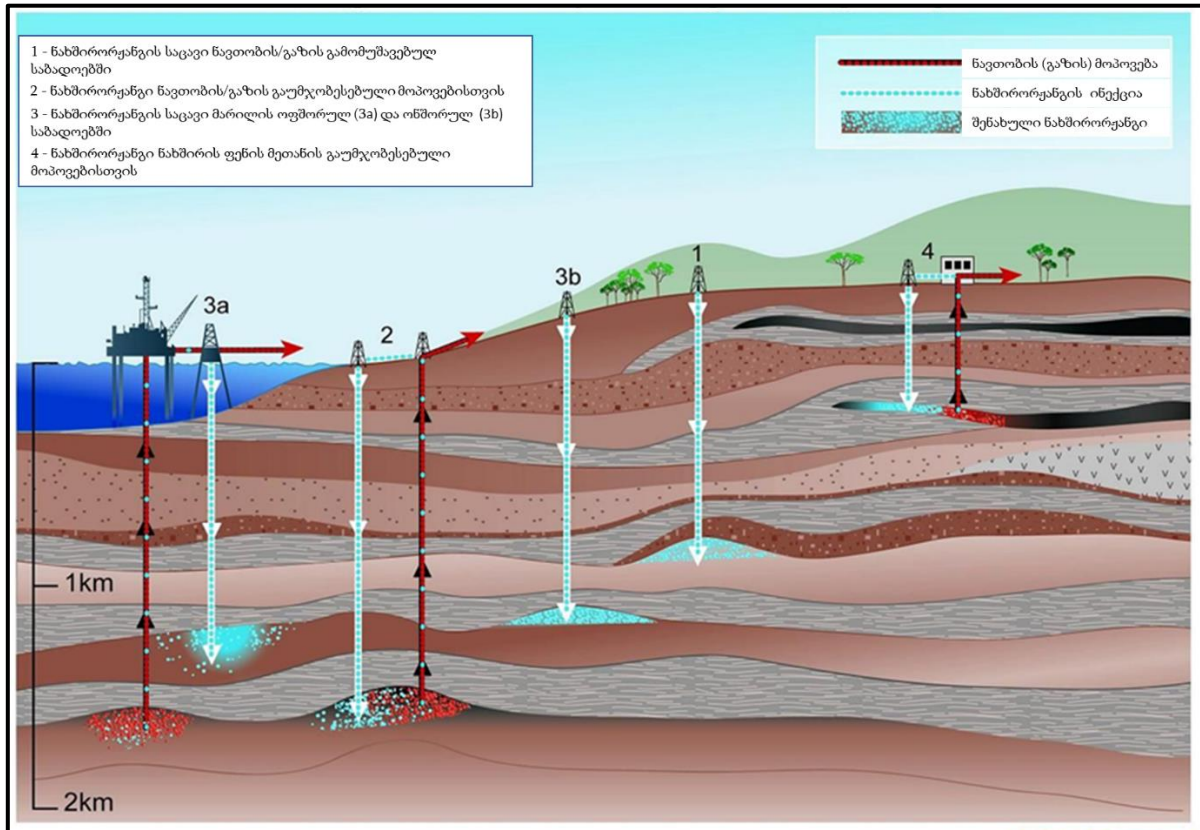
შესაძლებელია ნავთობისა და გაზის საბადოების ეფექტიანად გამოყენება სათბურის გაზების უტილიზაციისა და შენახვისათვის.

ნავთობისა და გაზის გამომუშავებული საბადოების ღრმა ჰორიზონტები საუკეთესო საშუალებაა ნახშირორჟანგის საცავის მოსაწყობად, რადგან:

- ნავთობი და გაზი გროვდებოდა და შენარჩუნებული იყო იზოლირებულ დამჭერ (სტრუქტურულ ან სტრატეგრაფიულ) ფორმაციებში მილიონობით წლის განმავლობაში;

<sup>476</sup> Historic mobilization: Climate protesters around the world join fight against fossil fuels, By Euronews Green with AP, 15/09/2023

- დაგროვილია დეტალური ინფორმაცია ნავთობისა და გაზის გამომუშავებული საბადოების გეოლოგიური სტრუქტურისა და ფიზიკური მახასიათებლების შესახებ;
- ნახშირორჟანგის საცავისათვის შეიძლება არსებული და დღეისათვის გამოუყენებელი ინფრასტრუქტურისა და ჭაბურღილების გამოყენება.



ნახშირორჟანგის გამოყენების მაგალითები ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში<sup>477</sup>

ნახშირორჟანგის ინექცია არ იწვევს უარყოფით ზემოქმედებას საბადოებზე იმ შემთხვევაში, თუ პარალელურად რეზერვუარში ჩარჩენილი წიაღისეულის მოპოვება გრძელდება - პირიქით, ნახშირორჟანგის გამოყენება შეიძლება ნავთობის (ან გაზის) გაუმჯობესებული მოპოვებისათვის (Enhanced Oil Recovery - EOR).

როგორც ცნობილია, მოპოვების ტრადიციული, მარტივი ტექნოლოგიების გამოყენებით შესაძლებელია ნავთობის ადგილზე არსებული მარაგის დაახლოებით 40%-ის ამოღება. მოპოვების დახლოებით 20%-მდე ზრდა მიიღწევა მეორადი მოპოვების პროცესში ნავთობშემცველ ფენებში აგენტის (წყლის) ჩაჭირვებით, ხოლო დამატებით საშუალოდ 13,2% (7-დან 23 %-მდე რეზერვუარისა და საბადოს ნავთობის თვისებებისგან დამოკიდებულებით) ნავთობის მოპოვების შესაძლებლობას იძლევა EOR შემდგომ პროცესში ნახშირორჟანგის ინექციის გამოყენება.<sup>478</sup>

<sup>477</sup> Cook, P.J., Sustainability and nonrenewable resources. Environmental Geosciences, 6(4), 185–190,1999

<sup>478</sup> Moritis, G., 2002: Enhanced Oil Recovery, Oil and Gas Journal, 100(15), 43–47. Moritis, G., 2003: CO2 sequestration adds new dimension to oil, gas production. Oil and Gas Journal, 101(9), 71–83



ნავთობის გაუმჯობესებული მოპოვების ტექნოლოგიის გამოყენება მოითხოვს გარკვეული კრიტერიუმების დაკმაყოფილებას. კერძოდ, საბადოს ნავთობშემცველი ფენის განლაგება სასურველია დედამიწის ზედაპირიდან 600 მ-ზე უფრო ღრმა იყოს, ხოლო ფენის წნევა 10-15 ბარით აღემატებოდეს ინექცირებული ნახშირორჟანგისა და ნავთობის შერევისათვის საჭირო წნევას და სხვ.<sup>479</sup>

მიუხედავად იმისა, რომ ტრადიციული ტექნოლოგიები იძლევა ადგილზე გაზის არსებული მარაგის 95 %-მდე ამოღების საშუალებას, ჩაჭირხნილი ნახშირორჟანგის წნევის საშუალებით რეზერვუარის ფენის ორიგინალური წნევის გადამეტების შემთხვევაში შესაძლებელია მოპოვების მაქსიმალური დონის მიღწევა.<sup>480</sup>



ნახშირორჟანგის დასაწყობების მიწისქვეშა გაზსაცავის ზედაპირული კომპლექსი<sup>481</sup>

მიუხედავად იმისა, რომ თანამედროვე ტექნოლოგიები იძლევა წიაღში გაზის არსებული მარაგის 95 %-მდე ამოღების საშუალებას, ჩაჭირხნილი ნახშირორჟანგის წნევის საშუალებით რეზერვუარის ფენის ორიგინალური წნევის გადამეტების შემთხვევაში შესაძლებელია გაზის მოპოვების უფრო მაღალი დონის მიღწევა.<sup>482</sup>

<sup>479</sup> Flett, M.A., R.M. Gurton and I.J. Taggart, 2005: Heterogeneous saline formations: Long-term benefits for geo-sequestration of greenhouse gases. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 501-510

<sup>480</sup> Oldenburg, C.M., K. Pruess and S. M. Benson, 2001: Process modeling of CO<sub>2</sub> injection into natural gas reservoirs for carbon sequestration and enhanced gas recovery. Energy and Fuels, 15, 293–298

<sup>481</sup> წყარო: UST- Underground Energy Storage Technologies, Underground CO<sub>2</sub> Storage, Retrieved 01.09.2023

<sup>482</sup> Oldenburg, C.M., K. Pruess and S. M. Benson, 2001: Process modeling of CO<sub>2</sub> injection into natural gas reservoirs for carbon sequestration and enhanced gas recovery. Energy and Fuels, 15, 293–298

## 4.2. ნავთობისა და გაზის ფასები

ზოგადად, ენერგეტიკული რესურსების გამოყენება და შესაბამისი მოთხოვნის დაკმაყოფილება, მიწოდების ტექნიკურ შესაძლებლობებთან ერთად, დამოკიდებულია მომხმარებლისათვის მისი ღირებულების ხელმისაწვდომობაზეც, რომელიც, თავის მხრივ, თვით რესურსისა და მიწოდების მომსახურების ფასების ასახვას უნდა ემსახუროდეს. მოხმარების ტენდენცია და მოთხოვნა ენერგორესურსებზე განსაზღვრავს ფასების მნიშვნელოვან ცვალებადობას რეგიონების მიხედვით, რაც განსაზღვრულია ადგილობრივი პირობებით, სათბობის სახეობების ურთიერთჩანაცვლების შესაძლებლობით, სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის ტექნიკური გამართულობითა და ხელმისაწვდომობით, მიწოდების ჯაჭვთან დაკავშირებული პოლიტიკური რისკებით, ენერჯის უტილიზაციის ტექნოლოგიების ეფექტიანობით და ა.შ.

ნავთობის, ნავთობპროდუქტების ან გათხევადებული და კომპრესიული ბუნებრივი გაზის გადაზიდვისას საზღვაო ტრანსპორტით საბოლოო ფასის ფორმირებაში (CIF – Cost, Insurance and Freight) მყიდველი იხდის ტანკერის ბორტზე განთავსებული საქონლის (FOB – Free on Board<sup>483</sup>) შეთავაზებულ (კოტირებულ) ღირებულებას, რომელსაც ემატება გადაზიდვის (Freight), დაზღვევისა (Insurance) და სანაოსნო საშუალების მოცდენასთან დაკავშირებული ჯარიმის (Demurage) დანამატები. განსაკუთრებულ შემთხვევებში, როგორცაა, მაგალითად, რუსეთ-უკრაინის ომის გამო შავ ზღვაზე გადაადგილების გაზრდილი რისკი, გადაზიდვის ფასს ემატება ე.წ. „ომთან დაკავშირებული რისკის დამატებითი პრემიალური“ (AWRP). ასე მაგალითად, საქართველოს შავი ზღვის პორტებიდან ხმელთაშუა ზღვის პორტებამდე მიწოდებული ნავთობის საბოლოო ფასი ასახავს საწყის პუნქტში კოტირებული საქონლის ფასს, ტანკერის ფრახტის (გადაზიდვის), ჩვეულებრივი დაზღვევის, თურქეთის სრუტეების გადატვირთვულ საზღვაო მიმოსვლასთან დაკავშირებული მოცდენისა შავი ზღვის აკვატორიაში რუსეთ-უკრაინის ომით გამოწვეული გაზრდილი სანაოსნო რისკების ღირებულებას (იხ. ნახაზი).

<sup>483</sup> CIF, FOB, CIP და ა.შ., საერთაშორისოდ აღიარებული კომერციული ტერმინები (Incoterms), რომელთა გამოყენება სავალდებულოა საერთაშორისო ვაჭრობაში (იხილეთ, აგრეთვე, დანართი)



ნახაზი 4.4. ნავთობის საზღვაო მარშრუტით მიწოდების ფასის ფორმირების მაგალითი

სახმელეთო მარშრუტებზე სარკინიგზო ან ავტოცისტერნებით ნავთობის, ნავთობპროდუქტების ან გათხევადებული და კომპრესიული ბუნებრივი გაზის გადაზიდვისას, განსაკუთრებით კი სხვადასხვა სატრანსპორტო საშუალების კომბინაციის დროს (მულტიმოდალური გადაზიდვა საზღვაო ტრანსპორტირების ჩათვლით), საქონლის ფასი განისაზღვრება ე.წ. „გადახდილი გადაზიდვისა და დაზღვევის“ CIP (Carriage and Insurance Paid to) პირობებით, რომლის მიხედვით გამყიდველი იღებს ყველა რისკს მანამ, სანამ საქონელი არ მიეწოდება პირველ გადამზიდველს საწყის წერტილში და არა დანიშნულების ადგილზე. თუმცა, გამყიდველი პასუხისმგებელია გადაზიდვის ღირებულებაზე, ისევე როგორც ყველა რისკის დაზღვევაზე, სანამ ტვირთი არ მიაღწევს საბოლოო დანიშნულების პუნქტს. შესაბამისად, მწარმოებლის ფასთან ერთად, ასეთ შემთხვევაში ძირითადი დანახარჯები დაკავშირებულია საოპერაციო საქმიანობასა (ძირითადად ენერჯის მოხმარებასთან) და საბაჟო გადასახადთან. მილსადენი ტრანსპორტის გამოყენების დროს საბოლოო ფასს დამატებით სატრანზიტო ქვეყნ(ებ)ისათვის გათვალისწინებული გადასახადიც ემატება.

ზოგადად, კოტირება ანუ შეთავაზება (ფრანგული Coter-დან რაც „ნიშანს“, „მინიშნებას“ ნიშნავს) წარმოადგენს საქონლის მიმდინარე ფასს, რომლის მიღებაზე თანახმაა გამყიდველი ან რომელსაც გადაიხდის მყიდველი და რომელიც დგინდება გასაყიდად გამოტანილი ნავთობის ფასის შედარებით ბაზრის მიერ აღიარებული იმ ეტალონური ნავთობის დღიურ ფასთან, რომელიც ყველაზე ახლოსაა მის თვისებებთან (მაგ., Brent გასაყიდად გამოტანილი Light კლასის დაბალ-გოგირდიანი ნავთობისათვის) და ბაზრის მიმდინარე კონიუნქტურისა და მოთხოვნა-მიწოდების ბალანსის გათვალისწინებით მისი ღირებულების კორექტირების (შემცირების ან გაზრდის) შემდეგ.

ნავთობის ყოველდღიურ საბირჟო (ფიუჩერსული ანუ სამომავლო კონტრაქტების), ფორვარდულ საბაზრო ან სპოტური საბაზრო ფასების კოტირებას აწარმოებენ

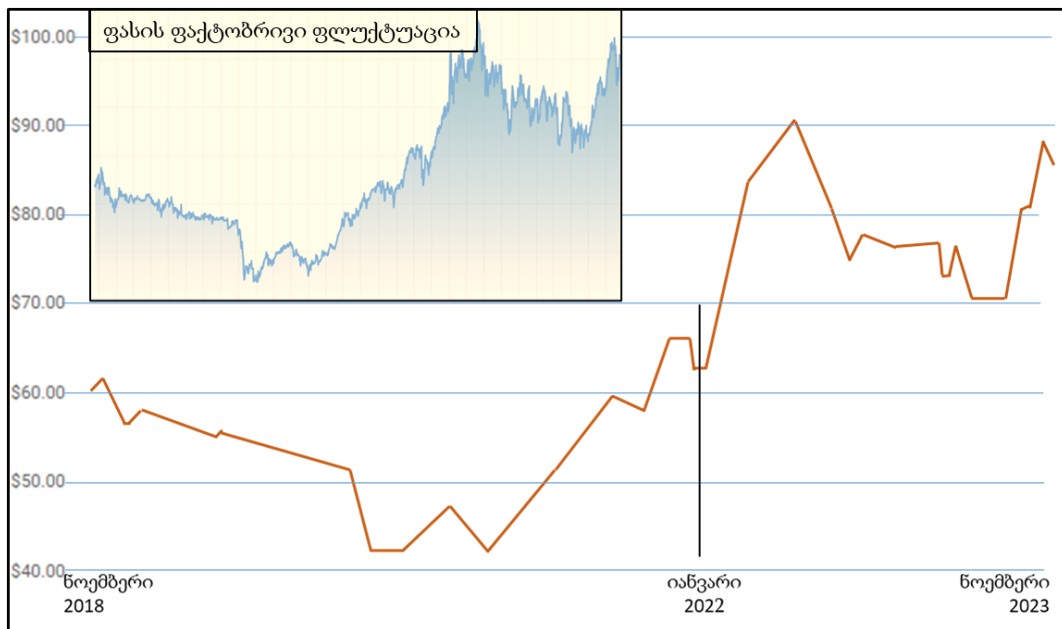


სპეციალიზებული სააგენტოები და ცნობილი საინფორმაციო წყაროები (S&P Global Platts, Argus Media, OilPrice.com, Rigzone და ა.შ.)

მნიშვნელოვანია ძირითადი განსხვავების შეფასება ფიზიკურს და სხვა ტიპის საბირჟო გარიგებებს შორის. ფიზიკურული გარიგების მფლობელი ვალდებულია, შეიძინოს დაკონტრაქტებული საქონელი დათქმული დროის განმავლობაში, რომლის (მომავალი შესყიდვის) ფასი განისაზღვრება მიმდინარე საბაზრო ფასით. ამასთან, ფასი შეიძლება ნულამდე და უფრო ქვემოთაც დაეცეს.

ოპციური გარიგების დროს კონტრაქტის მფლობელს აქვს უფლება, მაგრამ არა ვალდებულია, შეიძინოს დაკონტრაქტებული საქონელი ხელშეკრულებაში მითითებული ფასით, მიუხედავად იმისა, რომ მისი საბაზრო ღირებულება შეიძლება სწრაფად შემცირდეს დროთა განმავლობაში (თუმცა არასოდეს დაეცემა 0-ს ქვემოთ).

ისტორიულად, ნებისმიერი პირველადი ენერგეტიკული სათბობი რესურსის ფასწარმოქმნის პროცესზე მნიშვნელოვან როლს თამაშობს საერთაშორისო ბაზარზე ნავთობის ფასის დინამიკა, რომელიც, თავის მხრივ, მეტად მგრძობიარეა გლობალური მასშტაბის პოლიტიკური, ეკონომიკური ან ბუნებრივი მოვლენებისა და კატასტროფების მიმართ. ასე მაგალითად, ნავთობისა და გაზის საბაზრო ფასების მნიშვნელოვანი მერყეობა გამოიწვია კოვიდპანდემიამ, განსაკუთრებით კი რუსული სამხედრო აგრესიის წამოწყებამ უკრაინაში 2022 წლის თებერვალში.



ნახაზი 4.5. ნავთობის ფიზიკურული გარიგებების გასაშუალებელი ფასის ცვალებადობა 2018-2023 წლების პერიოდში

1000 კუბური მეტრი ბუნებრივი აირი თბოუნარიანობით 6-6,6 ბარელი ნავთობის ეკვივალენტურია. თეორიულად, თუ ბარელი ნავთობის ფასი ბაზარზე დაახლოებით 100 დოლარის ფარგლებშია, თბური ეკვივალენტურობის

პრინციპიდან გამომდინარე, ათასი კუბური მეტრი ბუნებრივი აირის ფასმა შეიძლება დაახლოებით 650 დოლარი შეადგინოს. თუმცა, საერთაშორისო ბაზარზე ნავთობის ფასი პრაქტიკულად მისი დაყვანილი ენერგეტიკული ეკვივალენტისთვის, ტრადიციულად და პროგნოზის მიხედვითაც, თითქმის ყოველთვის მაღალია გაზის ფასთან შედარებით (გამონაკლისია გლობალური მასშტაბის კატასტროფებთან, პანდემიასა ან სამხედრო კონფლიქტებთან დაკავშირებული ფასების დრამატული ცვლილებები, რაც მნიშვნელოვანწილად მიწოდების ჯაჭვის გაზრდილი პოლიტიკური და ტექნიკური რისკებით არის განპირობებული). გარდა ამისა, ბაზრების ლიბერალიზაციისა და ინტეგრაციის პირობებში სულ უფრო ხშირად გამოიყენება ფასწარმოქმნის სხვა მექანიზმები (იხ. ცხრილი), როდესაც გაზის ფასი არ არის კორელირებული ნავთობის ფასთან. ასე მაგალითად, პანდემიამდელი პერიოდის უკანასკნელი 10 წლის განმავლობაში ევროპის ბაზარზე ნავთობის ფასის ესკალაციაზე დაფუძნებული ფასების წილი ფასწარმოქმნაში, ფაქტობრივად, განახევრდა, მაშინ როდესაც გაზი-გაზთან (GoG) კონკურენციის გზით ფორმირებული ფასების წილი გახდა დომინირებული, ჩრდილოეთ ევროპაში კი 90%-ს გადააჭარბა.<sup>484</sup> GoG მექანიზმით გაზის ფასის ფორმირების დომინირება ძირითადად განპირობებულია გაზის „ჰაბებსა“ და სავაჭრო პლატფორმების მეშვეობით გარიგებების ფართო დანერგვით, რამაც მთლიანი ვაჭრობის 80%-ზე მეტი მოიცვა (ჰაბის დანიშნულება, გაზის შენახვა-განაწილების ფიზიკური ფუნქციის გარდა, საბითუმო და „სპოტ-ვაჭრობის“ ცენტრისა და გაზით ვაჭრობის რეგიონალური ფასწარმოქმნელის ფუნქციის შეთავსებასაც გულისხმობს).<sup>485</sup>

#### ცხრილი 4.3. გაზის ფასის ფორმირების სხვადასხვა მექანიზმები

ნავთობის ფასის ესკალაცია	OPE	ფასი მიბმულია ნედლი ნავთობის, დიზელის, მაზუთის ან სხვა კონკურენტი საწვავის საბაზისო ფასთან ესკალაციის კოეფიციენტის გათვალისწინებით <sup>486</sup>
გაზის გაზთან კონკურენცია	GoG	ფასი განისაზღვრება სხვადასხვა წყაროდან/ მომწოდებლიდან მიღებულ გაზის გაზთან კონკურენციის საფუძველზე დღიური, თვის ან წლის განმავლობაში, ძირითადად „ჰაბებსა“ და სავაჭრო პლატფორმებზე დადგენილი სიდიდეების მიხედვით
ორმხრივი მონოპოლია	BIM	ფასი განისაზღვრება ორმხრივი დისკუსიისა და შეთანხმების საფუძველზე მსხვილ მომწოდებელსა და მყიდველს შორის, ფასის დაფიქსირებით გარკვეული პერიოდისათვის (როგორც წესი, 1 ან მეტი წლით)

<sup>484</sup> IGU Survey of Wholesale Gas Price Formation, WGC Proceedings, June, 2018

<sup>485</sup> ზურაბ გარაყანიძე, საქართველოს გაზის ჰაბად გადაქცევის პერსპექტივა, ეკონომისტი, ივანე ჯავახიშვილის სახელობის თბილისის სახელმწიფო უნივერსიტეტი, 10.36172/EKONOMISTI.2023.XIX.02.ZURAB.GARAKANIDZE

<sup>486</sup> OPE მეთოდით გაზის საპროგნოზო ფასის უხეში გათვალისათვის პრაქტიკაში ზოგჯერ S-ის მსგავსი მრუდი გამოიყენება. მეთოდიკა ითვალისწინებს გაზის ფასის პროპორციულ ცვლილებას ბარელი ნავთობის ფასის გარკვეულ ზღვრებში (დაახლოებით 40-დან 90-მდე აშშ დოლარის ფარგლებში) ცვალებადობისას (იხ. Developments in LNG trade and pricing, Energy Charter Secretariat, 2009 - source: Jencen Associates)

ჯამური უკუგება (Netback)	NET	მომწოდებლის ფასი დაკავშირებულია (ფუნქციას) მყიდველის მიერ საბოლოო პროდუქტის გაყიდვით მიღებულ ჯამურ შემოსავალთან. ეს მეთოდი ძირითადად გამოიყენება ნავთობქიმიურ ინდუსტრიისათვის გაზის მიწოდების დროს
რეგულირება მომსახურების დანახარჯების მიხედვით	RCS	ფასი განისაზღვრება (ან დამტკიცდება) მარეგულირებელი ორგანოს ან სამინისტროს მიერ და შეიცავს ინვესტიციების ამონაგებს, მომსახურების დანახარჯებსა და გონივრულ უკუგების განაკვეთს
რეგულირება პოლიტიკური და სოციალური ნიშნით	RSP	ფასი დგინდება სამინისტროს ან მარეგულირებელი ორგანოს მიერ კრიტიკული პოლიტიკური და/ან სოციალური სიტუაციის პერიოდში, რათა უზრუნველყოფილ იქნეს გაზრდილი დანახარჯების დაფარვა ან გაიზარდოს ჯამური შემოსავალი
რეგულირება სუბსიდირებული	RBC	ფასი, სახელმწიფოს მიერ მოსახლეობის სუბსიდირების მიზნით, შეგნებულად დგინდება ნაკლები, ვიდრე წარმოებისა და მიწოდების ხარჯებია
უფასოდ მიწოდება	NP	გაზი, როგორც წესი, ნავთობის თანმდევი, უფასოდ მიეწოდება მოსახლეობასა და ინდუსტრიას ატმოსფეროში გაქრვის ნაცვლად

როგორც ცნობილია, დომინირებული სპოტური გარიგებების ამერიკულ ბაზარზე გაზის ფასი მნიშვნელოვნად დაბალია გაზის საშუალო გლობალურ ფასთან შედარებით. ასევე, გრძელვადიანი კონტრაქტებით მიწოდებული გაზის ფასი (OPE ან BMI მეთოდოლოგიით გათვლილი) ევროკავშირის ინტეგრირებულ ბაზარზე, არაორდინარული სიტუაციების პერიოდის გარდა, როგორც წესი, უფრო მაღალია ვიდრე ლიბერალიზაციისა და მსოფლიო ბაზარზე ფიქლებიდან წარმოებული გაზისა და გათხევადებული გაზის ჭარბწარმოების პირობებში მომხმარებლისათვის მიწოდებული გაზის ფასი. ფასების რეგულირების ფუნდამენტური გადაწყვეტის ქმედითი ინსტრუმენტი კი აღმოჩნდა ბაზრის ლიბერალიზაცია და ერთიანი ბაზრის ჩამოყალიბება ევროპაში, აშშ-ს წარმატებული მაგალითის მსგავსად.<sup>487</sup>

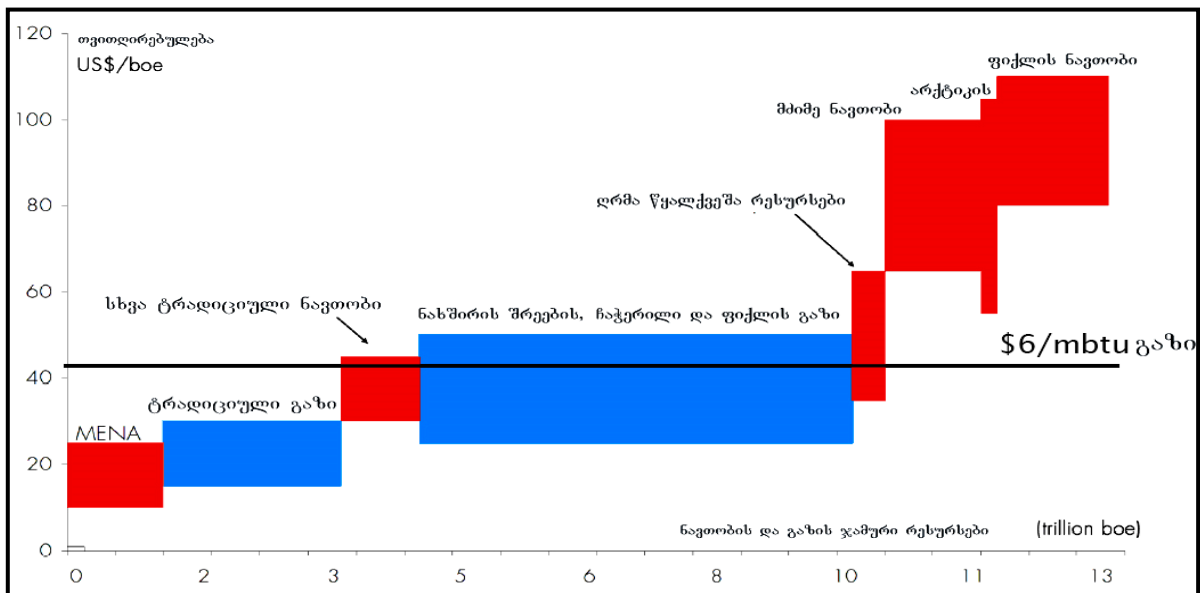
ქვემოთ, ნაჩვენებია მსოფლიოში ნავთობისა და ბუნებრივი აირის რენტაბელურად გაყიდვის ფასების (Breakeven Prices) და ნავთობისა და ბუნებრივი აირის ჯამური მარაგების ამსახველი გრაფიკი.<sup>488</sup> ნახაზზე ჰორიზონტალური ხაზით შეფასებულია გაზის გაყიდვის რენტაბელური ფასი, რომელიც დაახლოებით 215\$/1000მ<sup>3</sup> (\$6/mbtu) შეადგენს. როგორც ჩანს, ყველაზე მომგებიანია ახლო აღმოსავლეთისა და ჩრდილო აფრიკის (MENA) ნავთობი, რომლის რენტაბელობის ზღვარი ბარელზე დაახლოებით 15-25 დოლარის ფარგლებში ცვალებადობს. შედარებით მაღალია სხვა რეგიონებში ტრადიციულ და ოფშორულ საბადოებზე მოპოვებული ნავთობის მინიმალური ზღვრული ღირებულება, რაც, შესაბამისად, დაახლოებით 30-45 და 35-65 დოლარს შეადგენს.

<sup>487</sup> მოპოვების, ტრანსპორტირებისა და გამოყენების ეფექტური, რესურს- და გარემოს დამზოგი ტექნოლოგიების შექმნასთან ერთად

<sup>488</sup> I. Sandre, 14th Annual Washington Energy Policy Conference: The Unconventional Gas Revolution - Policy, Strategic and Market Implications, March 2010

ტრადიციული საბადოების ნავთობზე გაცილებით, დაახლოებით 2-ჯერ, მაღალია არატრადიციულ და არქტიკულ საბადოებზე მოპოვებული ნავთობის რენტაბელური გაყიდვის ღირებულება.

ტრადიციული საბადოებიდან მოპოვებული 1000 კუბური მეტრი გაზის მინიმალური ზღვრული ღირებულება შეიძლება შეადგენდეს 110 დოლარს, მაშინ როდესაც არატრადიციული საბადოების გაზის (ფიქალის გაზი, ნახშირის ფენის მეთანი და დაბალი ფორიანობის შემკრები ფორმაციის ე.წ. “ჩაჭერილი” გაზი), რენტაბელური გაყიდვის ფასი დაახლოებით 140\$/1000მ<sup>3</sup> შეადგენს (ინფორმაციის პირველწყაროს მიხედვით, დიაგრამის მონაცემები შეესაბამება 2010 წლისათვის საერთაშორისო ბაზარზე არსებულ სიტუაციას. შესაბამისად, მონაცემების გამოყენება შეიძლება მხოლოდ შედარებითი ანალიზისათვის და არ გამოდგება რაოდენობრივი მაჩვენებლების დასადგენად მიმდინარე პერიოდში ან პროგნოზისათვის).



ნახაზი 4.6. ნავთობისა და გაზის წარმოებისა და გაყიდვის რენტაბელური ფასები (ფასები - \$/ბარელი; მარაგები – ტრილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი)

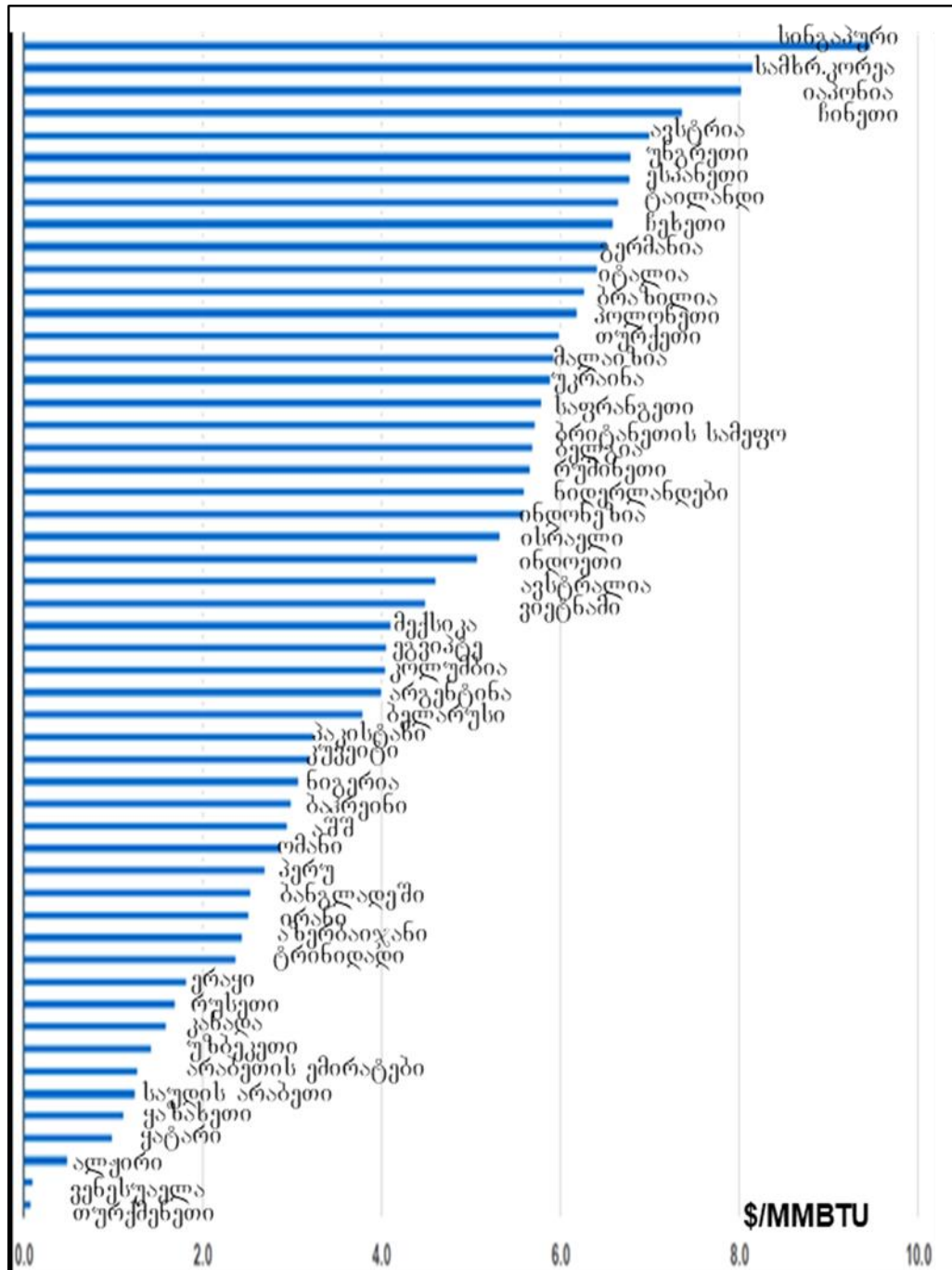
გაზის საბაზრო ფასზე, თვითღირებულებასთან ერთად, მნიშვნელოვან გავლენას ახდენს მისი ფაქტობრივი თბოუნარიანობა და ტრანსპორტირების დანახარჯები, განსაკუთრებით, დიდ მანძილებზე ტრანსპორტირებისას. შესაბამისად, გაზის საშუალო ფასი საბოლოო მომხმარებლისათვის შეიძლება მნიშვნელოვნად განსხვავებული იყოს.<sup>489</sup>

ანალიზი აჩვენებს, რომ გაზის ფასები მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყნის საბითუმო ბაზარზე მნიშვნელოვნად იცვლება (იხ. ნახაზი).<sup>490</sup> შედარებისათვის აღებულია 2019 წლის ფასები, რადგან პანდემიის, შემდეგ კი რუსეთის მიერ უკრაინაში

<sup>489</sup> შედარებისათვის, ეკვივალენტური თბომემცველობის გაზის ტრანსპორტირებისათვის ერთი და იმავე მანძილზე ნავთობთან შედარებით დაახლოებით 5-ჯერ მეტი ენერჯია იხარჯება

<sup>490</sup> IGU Survey of Wholesale Gas Price Formation, WGC Proceedings, June, 2018

წამოწყებული სამხედრო აგრესიის გამო ფასები არაპროგნოზირებადი გახდა, მათში სპეკულატიური ან სხვა მოპოვება-დამუშავება-ტრანსპორტირება-მიწოდებასთან ფაქტობრივი დანახარჯებსა და მიწოდების ჯაჭვში ჩართულ მოთამაშეთა გონივრული ზღვრებით შემოფარგლულ მარჟასთან დაუკავშირებელი მდგენელი დომინირებდა (იხ. აგრეთვე ცხრილი 4.4).



ნახაზი 4.7. გაზის საბითუმო ფასი მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყანაში პანდემიის წინა პერიოდის მონაცემების მიხედვით (1000მ<sup>3</sup>=34,211MMBtu)

მინიმალური ფასები (<\$ (100-120)/1000მ<sup>3</sup>) ფიქსირდებოდა, ძირითადად, მომპოვებელ ქვეყნებში (თურქმენეთი, ვენესუელა, ალჟირი, კატარი, ყაზახეთი



და ა.შ.), სადაც იგი დგინდება RBC მეთოდოლოგიით და, როგორც წესი, სუბსიდირებულია სახელმწიფოს მიერ.

კომერციული მიზანშეწონილობის ზღვრებში ივაჭრებოდა გაზის საბითუმო ფასები ევროპისა და ამერიკის ქვეყნების ბაზრებზე, სადაც მისი განმსაზღვრელი ძირითადად GIG მეთოდია სავაჭრო პლატფორმებზე შესრულებული ყიდვა-გაყიდვის ოპერაციების დროს. მაქსიმალური ფასით კი გაზი (და LNG) ივაჭრებოდა აზია-ოკეანის ქვეყნების საბითუმო ბაზარზე, რაც დაკავშირებულია ძირითადი მომპოვებელი რეგიონებიდან მათი სიშორითა და შესაბამისი სატრანსპორტო დანახარჯების ზრდით, აგრეთვე მიწოდების გრძელვადიანი კონტრაქტების დომინირებით რეგიონში.

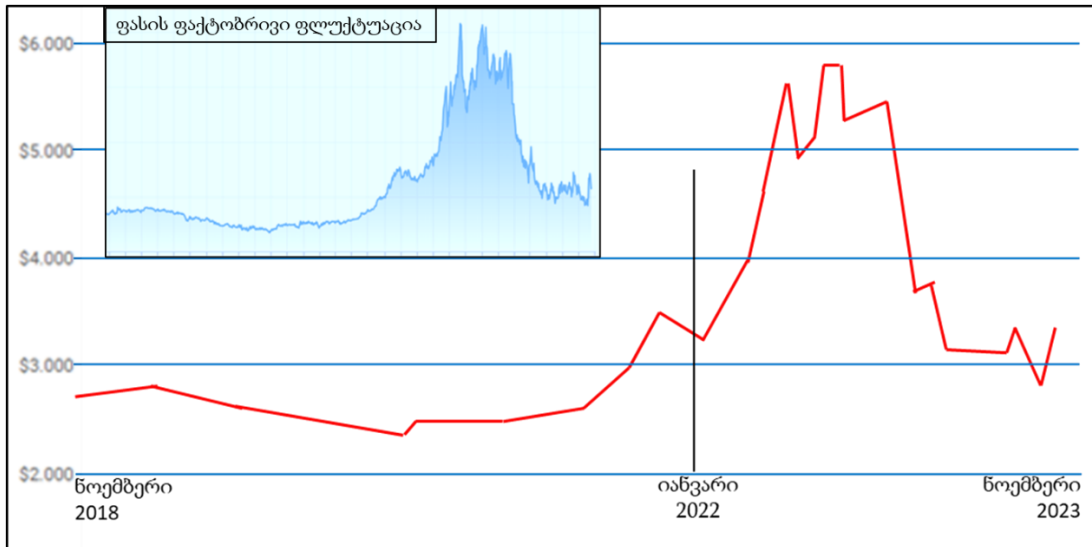
შეფასების თანახმად, ოპტიმისტურად გამოიყურება სამხრეთ კავკასიურ, მათ შორის საქართველოს, ბაზარზე გაზის ფასის ცვალებადობის საპროგნოზო დინამიკა, რასაც რამდენიმე მნიშვნელოვანი ფაქტორი უწყობს ხელს:

- სამხრეთ კავკასია ევროპის ძირითად მომხმარებლებელ ქვეყნებთან შედარებით ახლოსაა განლაგებული მწარმოებელ რეგიონებთან, ორ მსხვილ მწარმოებელ ქვეყანას, რუსეთსა და აზერბაიჯანს კი უშუალოდ უკავშირდება სახმელეთო საზღვრით და, შესაბამისად, გაზის ფასი ტრადიციულადაც და პერსპექტივაშიც ნაკლებია საერთაშორისო ბაზრის ფასებთან შედარებით;
- საქართველოს შეუძლია ტრანზიტის საფასურად და შეღავათიანი, გრძელვადიანი კონტრაქტებით აზერბაიჯანიდან მოწოდებული გაზით საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებისა და ელექტროგენერაციის ობიექტების გარანტირებული უზრუნველყოფა სტაბილური და შედარებით დაბალი ფასებით;

ცხრილი 4.4. ბუნებრივი გაზის საბაზრო ფასების ცვალებადობა ევროპის ბაზრებზე 2021-2022 წლებში

მარშრუტი	რუსეთი-გერმანია	ალჟირი-იტალია	ყატარი-UK (LNG)	რუსეთი-გერმანია	ალჟირი-იტალია	ყატარი-UK (LNG)
	2021			2022		
იანვარი	151	174	184	764	1030	995
თებერვალი	180	248	239	623	828	775
მარტი	170	196	198	625	812	735
აპრილი	167	185	180	896	1154	1108
მაისი	192	229	224	765	1013	785
ივნისი	227	269	269	672	852	293
ივლისი	244	273	272	687	867	512
აგვისტო	306	353	356	1130	1480	774
სექტემბერი	360	423	444	1303	1717	948
ოქტომბერი	493	629	635	1396	1783	952
ნოემბერი	676	878	809	718	878	423
დეკემბერი	574	706	697	550	604	278

ნავთობის მსგავსად, ბუნებრივი გაზის ფასების განსაკუთრებულად მნიშვნელოვანი ზრდა ევროპულ ბაზარზე გამოიწვია რუსული სამხედრო აგრესიის წამოწყებამ უკრაინაში.



ნახაზი 4.8. ბუნებრივი გაზის ფიუჩერსული გარიგებების გასაშუალებელი ფასის ცვალებადობა 2018-2023 წლების პერიოდში

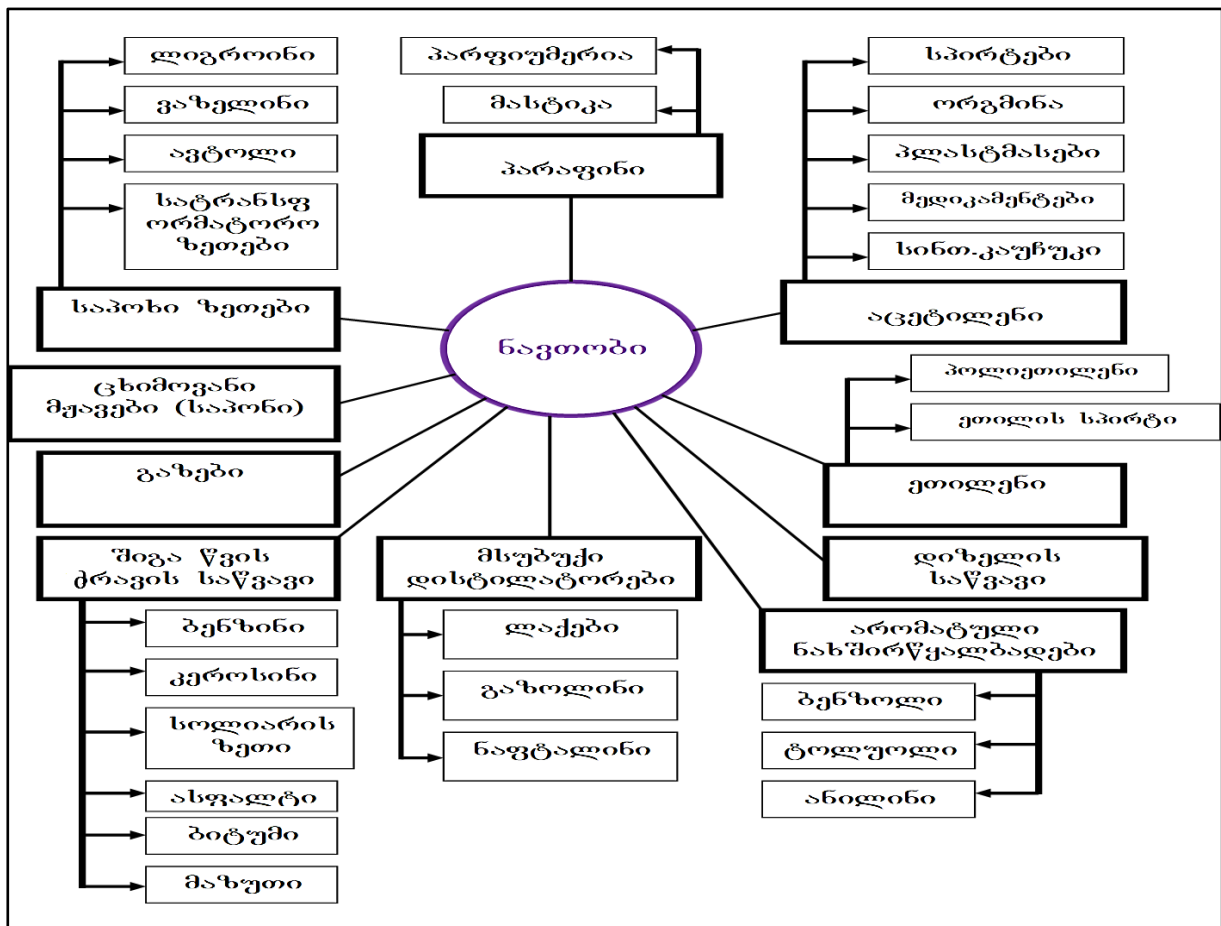
სავარაუდოდ, გაზის ფასები გლობალურ ბაზარზე ისევ დაუბრუნდება ბუნებრივ დიაპაზონს, რაც, თავის მხრივ, უზრუნველყოფს მომწოდებლისათვის ხელსაყრელი ფასის სტრუქტურის ჩამოყალიბებას.

### 4.3. ნავთობი და ნავთობპროდუქტები

ნავთობი ნავთობ-ქიმიური მრეწველობის ერთ-ერთ ძირითად და შეუცვლელ ნედლეულს წარმოადგენს, მისგან წარმოებული ნავთობპროდუქტები კი ყველაზე ფართოდ გამოყენებადი საწვავია სატრანსპორტო საშუალებებისათვის (იხ. ნახაზი).

ამასთან ერთად, პროგნოზი, რაც სათბურის გაზების შემცირების ამბიციურ გეგმებთან არის დაკავშირებული, მომავალი 20-30 წლის განმავლობაში ნავთობის (და მისგან წარმოებული პროდუქტების) მნიშვნელოვანი წილის ჩანაცვლებას ითვალისწინებს განახლებადი ენერგეტიკული რესურსებითა და ბუნებრივი გაზით (თუმცა, იგი კვლავ ძირითად ნედლეულად შენარჩუნდება ქიმიური მრეწველობისათვის). შედეგად, არსებული გეგმების თანახმად, ნახშირწყალბადების წილი გლობალურ ენერგეტიკულ ბალანსში 2050 წლისათვის 20%-მდე შემცირდება.<sup>491</sup>

<sup>491</sup> [Matthew V. Veazey](#), Five Reasons Why IEA's Net-Zero Drive Needs Oil and Gas, Rigzone, May 24, 2021

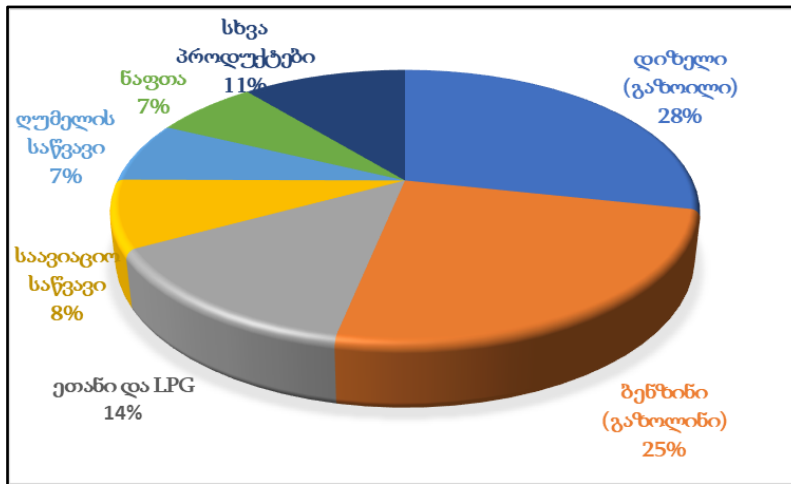


ნახაზი 4.9. ნავთობის გამოყენება<sup>492</sup>

ნავთობის გადამამუშავების პროდუქტებიდან ყველაზე მოთხოვნილი სატრანსპორტო საშუალებების ძრავებში გამოყენებული ბენზინი და დიზელის საწვავია. თხევადი საწვავის დღიურმა მოხმარებამ 2019 წელს დაახლოებით 100 მლნ ბრლ/დღ შეადგინა (0,9% წლიური ზრდა), რომლის ძირითადი ნაწილი (~60%) სატრანსპორტო საშუალებების მიერ იყო გამოყენებული, თუმცა, პროგნოზის თანახმად, 2050 წლისათვის ბევრ ქვეყანაში საწვავზე მომუშავე სატრანსპორტო საშუალებები ელექტრო- და წყალბადზე მომუშავე ძრავებიანი ტრანსპორტით ჩანაცვლდება, რაც მნიშვნელოვნად შეამცირებს ნავთობპროდუქტების მოხმარებას სექტორში.

ნახაზზე მოცემულია ნავთობის გადამამუშავების სხვადასხვა ჯგუფის პროცენტული წილი ნავთობპროდუქტების ჯამურ გლობალურ მოხმარებაში.

<sup>492</sup> რ.კერესელიძე, ნავთობის გადამამუშავებელი ქარხნის დაპროექტების ზოგადი საკითხები, სნგკ (GOGC-10-Handbook, I/txt), თბილისი, 2010



ნახაზი 4.10. ნავთობპროდუქტების მოხმარება

გათხევადებული ნავთობის გაზი, აგრეთვე, მაღალმოთხოვნადი პროდუქტია (ბენზინისა და დიზელის საწვავის შემდეგ), ძირითადად სატრანსპორტო საშუალებების საწვავით უზრუნველყოფისათვის. LPG ფართოდ გამოიყენება გაზსადენებით დაუფარავი, მეჩხრად დასახლებული და მთიანი რეგიონების, კუნძულების (რომელთა უზრუნველყოფა მილსადენის გაზით არარენტაბელურია) ენერგომომარაგებისათვისაც.

პრაქტიკაში გავრცელებულია ნავთობის გათხევადებული გაზის მიწოდების სხვადასხვა სისტემა:

- ინდივიდუალური ბალონების გამოყენებით (ძირითადად საყოფაცხოვრებო მომხმარებლების მომსახურებისათვის);
- ჯგუფური რეზერვუარის გამოყენებით (იხ. ქვემოთ) და ბუნებრივი ან ხელოვნური რეგაზიფიკაციით (გამოიყენება მცირე სამრეწველო და კომუნალური საწარმოების, საყოფაცხოვრებო მომხმარებელთა მცირე ჯგუფების მომსახურებისათვის);
- ჯგუფური, გაზისა და ატმოსფერული ჰაერის, ფეთქება უსაფრთხო ნარევის გამოყენებით (გათვალისწინებელია, ძირითადად, ბუნებრივი გაზის ჩანაცვლებისათვის, მისი მიწოდების ავარიული შეწყვეტის დროს. განსხვავებული სიმკვრივისა და კალორიულობის გამო,<sup>493</sup> უშუალოდ თხევადი ნავთობის გაზის მიწოდება ბუნებრივი გაზის ქსელში შეუძლებელია). პრაქტიკაში გამოიყენებულია ბუნებრივი გაზის სარეზერვო შემდეგი პროპორციის ნარევების გამოყენება: ა) 47% ბუტანი და 53% ატმოსფერული ჰაერი; ბ) 58% პროპანი და 42 % ატმოსფერული ჰაერი.

<sup>493</sup> LPG შედარებით მაღალი ენერგოტევადობით გამოირჩევა (დაახლოებით 26.1 კვტს/მ<sup>3</sup>), რაც მნიშვნელოვნად აღემატება ბუნებრივი გაზის მაჩვენებელს (დაახლოებით 10.6 კვტს/მ<sup>3</sup>)



LPG რეზერვუარები და ბალონები საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებისათვის

#### 4.4. ბუნებრივი გაზი

##### 4.4.1. შესავალი

ბუნებრივი გაზისა და მისგან წარმოებული პროდუქტების ძირითადი მომხმარებლები, ტრადიციულად, საყოფაცხოვრებო სექტორი და თბოელექტროგენერაციის ობიექტებია. მიუხედავად ტრანსპორტირებისა და შენახვის სირთულეებისა, გაზის გამოყენების სიმარტივე, წვის მაღალი ეფექტიანობა და მავნე ემისიების სიმცირე განაპირობებს მასზე მოთხოვნის ზრდის ტენდენციას უკანასკნელ პერიოდში და პერსპექტივაშიც, დაბალნახშირბადიან ენერგეტიკაზე გადასვლის გარდამავალი პერიოდის განმავლობაში. გარდა ამისა, განახლებადი ენერჯის წყაროები, როგორებიცაა ჰიდრო, ქარისა და მზის რესურსები, გარემოს კლიმატურ პირობებზეა დამოკიდებული და აუცილებლად მოითხოვს სარეზერვო ენერჯის წარმოების საშუალებას. გაზის მიმწოდებელი ინფრასტრუქტურის ფართო ხელმისაწვდომობის, მოხმარების სიმარტივისა და უტილიზაციის ტექნოლოგიის მოქნილობის გამო, გაზი უნიკალური საშუალებაა ამ ფუნქციის შესასრულებლად.

ბუნებრივი გაზის ხვედრითი თბოტევადობა 50-55 მგჯ/კგ (35-40 მგჯ/მ<sup>3</sup>) შეადგენს, ხოლო მისი ძირითადი მდგენელის, მეთანის, წყალბადის ატომთა რიცხვის შეფარდება ნახშირბადის ატომთა რიცხვთან, 4:1 ტოლია. შედეგად, ემიტირებული ნახშირორჟანგის საანგარიშო სიდიდე გაზის წვის დროს მნიშვნელოვნად ნაკლებია, ვიდრე ქვანახშირისა და ნავთობის გამოყენების დროს. გარდა ამისა, ამ უკანასკნელთა წვის დროს გამოიყოფა დამატებით დიდი რაოდენობის სხვა მავნე ნივთიერებები: გოგირდისა და აზოტის შემცველი ჟანგეულები (SO<sub>x</sub> და NO<sub>x</sub>) და მყარი ნარჩენები.

გაზის გლობალური მოხმარება 2022 წელს 3,1 %-ით (125,8 მლრდ მ<sup>3</sup>-ით) შემცირდა წინა წელთან შედარებით და ჯამური ენერგეტიკის ბალანსის 23,5 % შეადგინა,<sup>494</sup>

<sup>494</sup> Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023, 72<sup>nd</sup> edition



თუმცა ინტენსიურად იზრდებოდა გაზის მოხმარება LNG სახით და ინტერ-რეგიონალური ვაჭრობა.

გათხევადებული ბუნებრივი გაზის იმპორტის წლიურმა მოცულობამ 2022 წელს გლობალურად 542,4 მლრდ კუბური მეტრი შეადგინა (5.2 %-ანი ზრდა წინა წელთან შედარებით). LNG-ის წლიური იმპორტის ზრდის უპრეცედენტოდ მაღალი დონე, 58,4 % (62,7 მლრდ მ<sup>3</sup>) დაფიქსირდა ევროპაში, რაც განპირობებული იყო რუსული გაზის ჩანაცვლების აუცილებლობით, აგრეთვე ქვანახშირზე მომუშავე თბოელექტრო სადგურების თანდათანობით გაზზე გადაყვანითა და განახლებადი ენერგეტიკისათვის ფაქტობრივად მზარდი სარეზერვო ფუნქციის შესრულებით.

საშუალო- და გრძელვადიან პერსპექტივაში გაზზე მოთხოვნის ზრდის ძირითადი ხელშემწყობი ფაქტორი, კლიმატის ცვლილებასთან დაკავშირებული პრობლემების გარდა, შეიძლება იყოს ელექტროგენერაციის მზარდი მოთხოვნა გაზზე, სადაც იგი ჩანაცვლებს ნახშირს, ნავთობსა და ატომურ ენერგიას, მათ შორის განახლებადი ენერგორესურსებით წარმოებული ენერგიის დარეზერვების მიზნით.<sup>495</sup>

IEA-ს მდგრადი განვითარების სცენარის მიხედვით, გაზი 2040 წლისათვის ყველაზე ფართოდ მოხმარებადი წიაღისეული ენერგეტიკული რესურსი იქნება, შედარებით მაღალემისიანი ნახშირისა და ნავთობის მოხმარების ტემპების შემცირების, აგრეთვე მეთანიდან წყალბადის წარმოების პროცესის დახვეწისა და გაიაფების გამო. აღსანიშნავია, აგრეთვე, ყოველწლიურად ნავთობისა და გაზის ოპერაციების დროს დაახლოებით 76 მლნ ტ მეთანის ემისიის მნიშვნელოვანი შემცირების შესაძლებლობა, რაც, გარემოზე მიყენებული ზიანის შემცირების გარდა, დაახლოებით 40-55 მლრდ კუბური მეტრი დამატებითი სასაქონლო გაზის მიღებასაც უზრუნველყოფს, პრაქტიკულად ნულოვანი დანახარჯებით.

#### 4.4.2. მოთხოვნა ბუნებრივ გაზზე

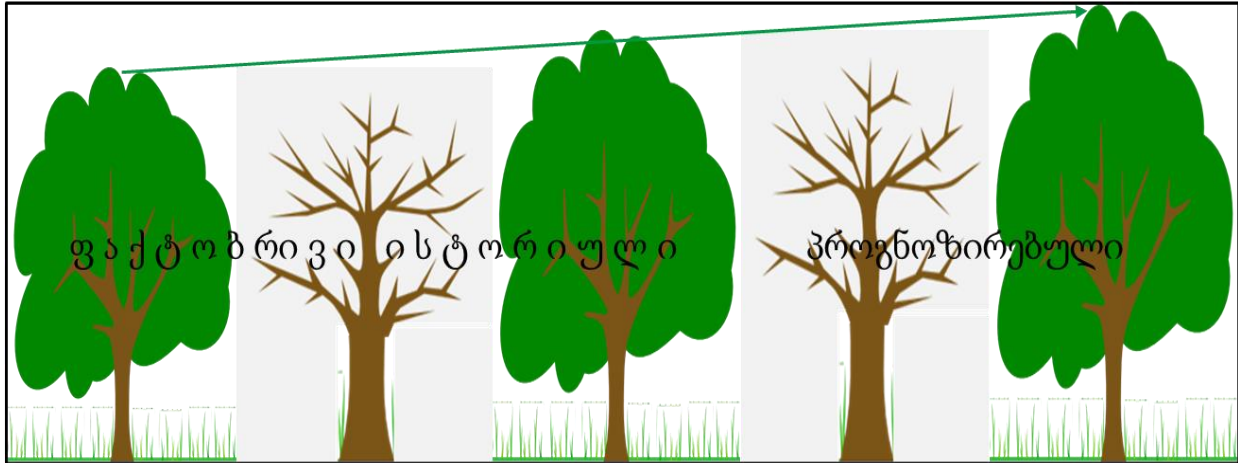
ბუნებრივი გაზის წარმოების, სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურისა და მოხმარებელი ტექნოლოგიების დაგეგმვა-განვითარებისათვის მნიშვნელოვანია გაზის და მისი დერივატივების მოხმარების პროგნოზირება დროის როგორც მოკლე, ისე გრძელვადიან დროში განვითარების შესაძლო ტენდენციების გათვალისწინებით.

ზოგადად, ენერგიის მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის გამოიყენება ანალიზის რამდენიმე განსხვავებული მოდელი:

- დროის სერიების;
- ეკონომეტრიული;
- სიმულაციური;
- მოდელის კომბინაცია;
- სხვა.

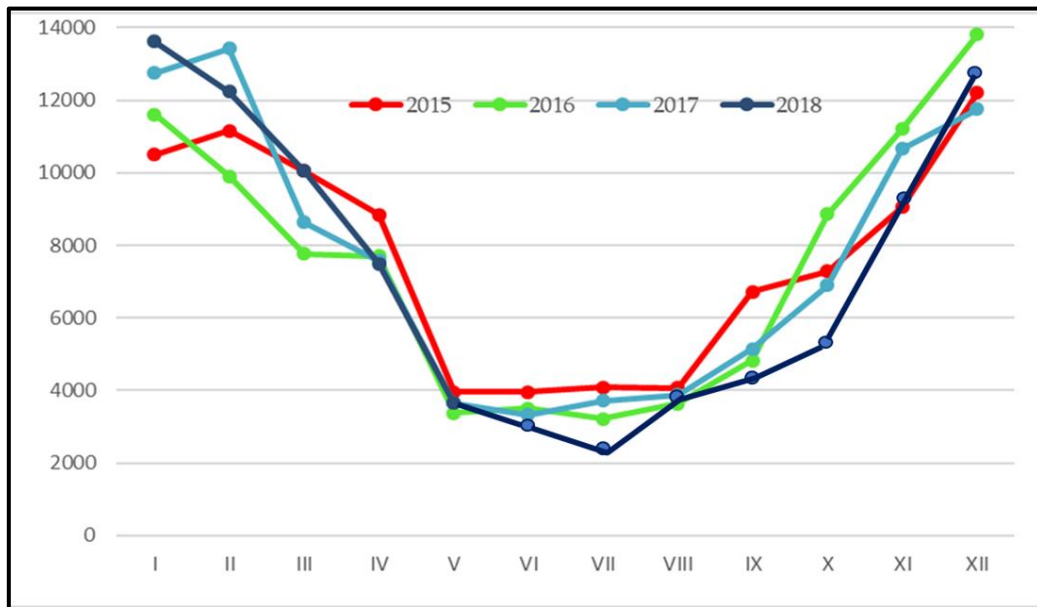
<sup>495</sup> Goffroy Hureau, European gas demand: drivers and medium-term outlook, WGC Proceedings, June, 2018

დროის სერიების პროგნოზირების მოდელი სტატისტიკური მოდელია, რომელიც გამოიყენება სამიწებელი სიდიდის სამომავლო ვარიაციის წინასწარმეტყველებისათვის ქრონოლოგიური თანმიმდევრობით დალაგებულ ისტორიულ მონაცემებზე დაყრდნობით.



დროის სერიების პროგნოზირების მოდელის ილუსტრაცია

დროის სერიების მოდელი ანალიზებს დროზე დამოკიდებულ ტენდენციებსა და ცვალებადობის კანონზომიერებებს ანალიზისათვის მოსახერხებელი ფორმით წარმოდგენილი ისტორიული მონაცემების მიხედვით (იხ. ნახაზები) და ახდენს მათ ექსტრაპოლაციას სამომავლო მნიშვნელობების პროგნოზებისათვის.<sup>496</sup>



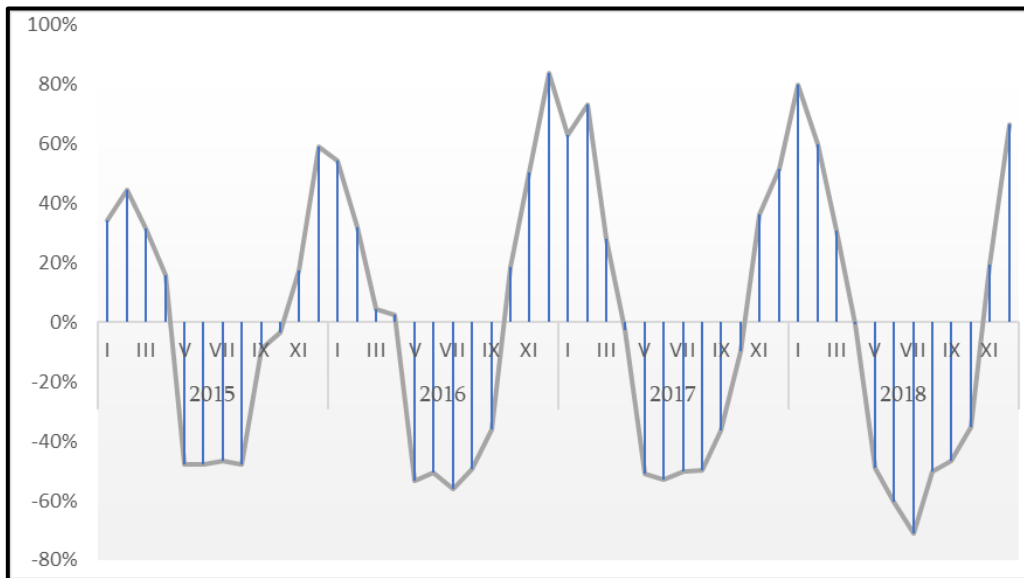
ნახაზი 4.11. გაზის ფაქტობრივი საშუალო დღიური მოხმარება საქართველოში, მლნმ<sup>3</sup>/დღ<sup>497</sup>

<sup>496</sup> წყარო: The Complete Guide to Time Series Models. <https://builtin.com/data-science/time-series-model>

<sup>497</sup> თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, სოსო ღუდუშაური, საქართველოს ნავთობგაზიანობა და მაგისტრალური მილსადენები, თბილისი, 2019

ზოგადად, დროის სერიები შეიძლება წარმოდგენილი იყოს რამდენიმე კომპონენტის სახით:<sup>498</sup>

- ტენდენცია, აღწერს ცვალებადობას ხანგრძლივი დროის განმავლობაში;
- სეზონური, შეესაბამება სეზონურ ცვლილებებს;
- ციკლური, შეესაბამება პერიოდულ, მაგრამ არასეზონურ ვარიაციებს;
- არარეგულარული, აღწერს არასისტემურ, მოკლევადიანი სერიების ვარიაციებს.



ნახაზი 4.12. გაზის ისტორიული მოხმარების გრაფიკი საქართველოში დროის სერიების მიხედვით სამომავლო სეზონური მოხმარების პროგნოზირებისათვის

დროის სერიების უმარტივესი მოდელი პროგნოზირებისთვის იყენებს მხოლოდ ერთი, წინა დროის ბიჯის მნიშვნელობას. ზოგადად კი, სასურველია ხელმისაწვდომი მნიშვნელობების მაქსიმალური რაოდენობის გამოყენება (ე.ი. ხელმისაწვდომი ისტორიული დროის პერიოდის ყველა შესაბამისი მნიშვნელობა).

**ეკონომეტრიული პროგნოზირების მოდელი**, რომელსაც „ზემოდან-ქვემოთ“ ან მაკუპულირებელ (აგრეგირებულ) მოდელსაც უწოდებენ, ეფუძნება რეგრესიულ (მიზეზობრივ) ანალიზს იმ დაშვებით, რომ ენერჯის მოთხოვნა (E) დამოკიდებულია ერთ ან რამდენიმე დამოუკიდებელ ცვლად ეკონომიკურ პარამეტრზე (Xi). პროგნოზირებისათვის ამ მოდელის გამოყენებისას დგინდება კავშირის სახე დამოკიდებულ და დამოუკიდებელ ცვლადებს შორის:  $E = f(X_1, X_2, \dots, X_n)$ , ისტორიულ სტატისტიკურ მონაცემებზე დასყრდნობით.

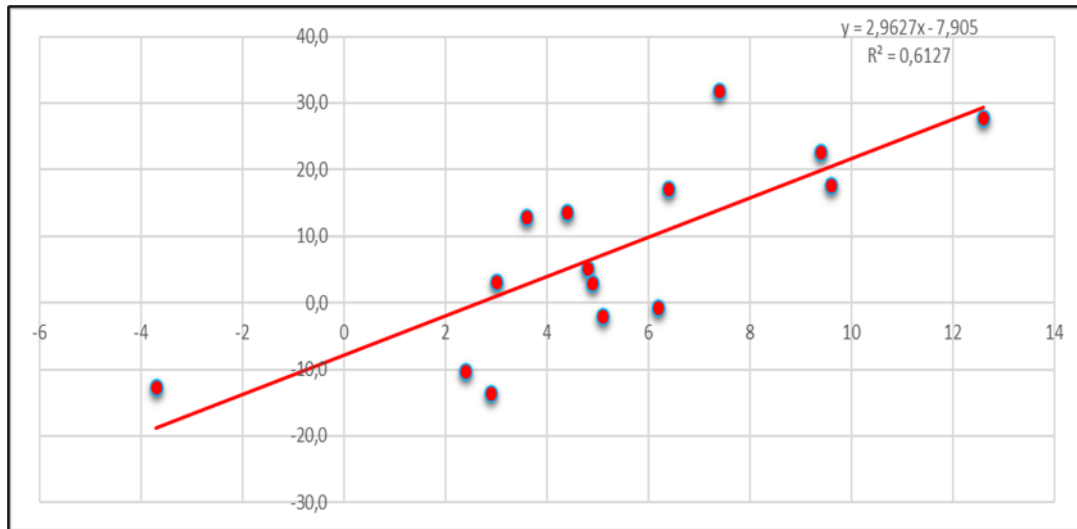
ეკონომეტრიული მოდელით ენერჯის ჯამური მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის, როგორც წესი, გამოიყენება ფორმულა:

$$E=K \cdot GDP(VA)^{e1} \cdot P^{e2},$$

<sup>498</sup> წყარო: Time Series Data: Analysis vs Forecasting - Express Analytics, <https://www.expressanalytics.com › blog › time-series-data>

სადაც GDP(VA) არის დამატებითი ღირებულებულების მშპ<sup>499</sup>,  
P – ენერჯის ღირებულება,  
e1 და e2 - შესაბამისი ელასტიურობის კოეფიციენტებია.

ნახაზზე მოცემულია რეგრესიული ანალიზის შედეგად დადგენილი დამოკიდებულება საქართველოს კომერციული სექტორის მიერ გაზის მოხმარებასა და მშპ-ს შორის (გათვალისწინებულია, რომ დაკვრების პერიოდში გაზის ფასი უმნიშვნელოდ იცვლებოდა და, შესაბამისად, საანგარიშო ფორმულა იღებდა სახეს:  $E=K \cdot GDP(VA)^{e1}$ ).

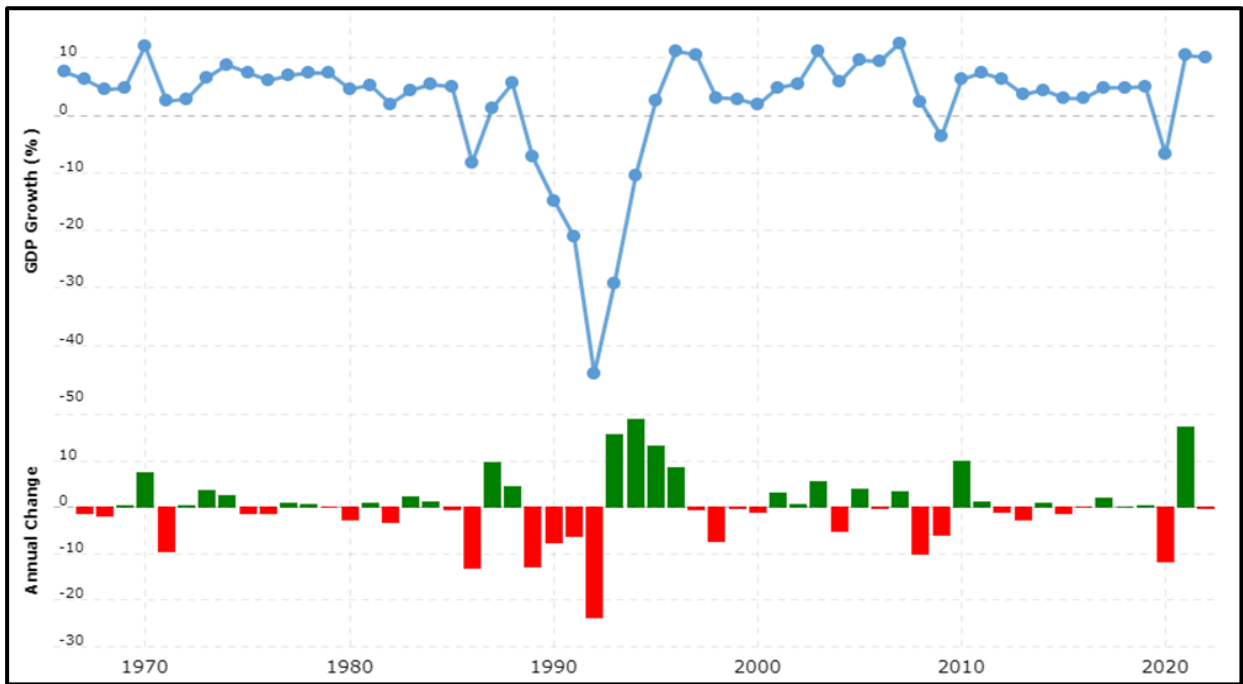


ნახაზი 4.13. დამოკიდებულება კომერციული სექტორის გაზის მოხმარებასა და მშპ-ს შორის<sup>500</sup>

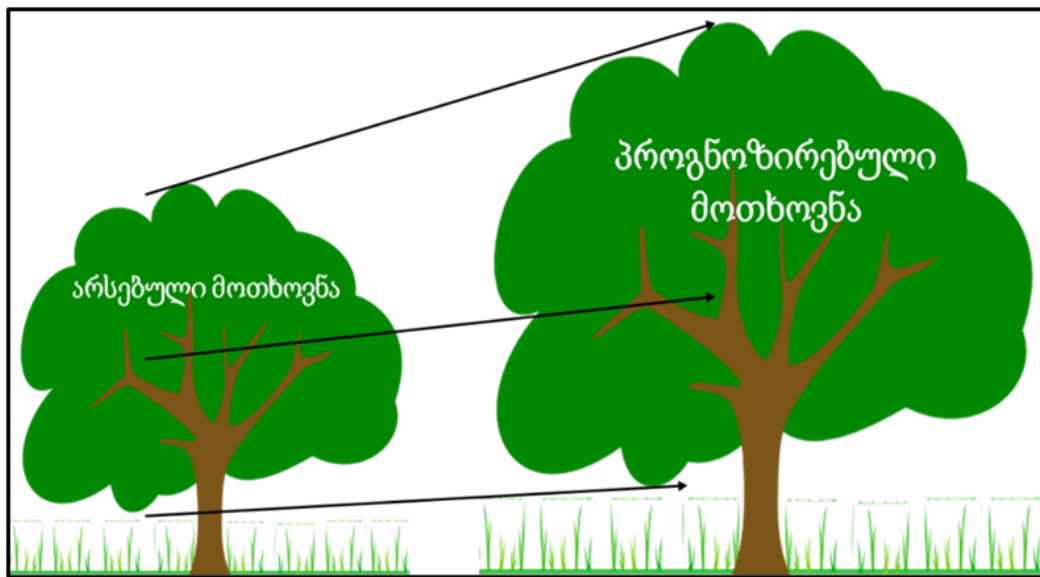
„ზემოდან-ქვემოთ“ მოდელის გამოყენების დროს ენერჯის სექტორული (და ჯამური) მოთხოვნის პროგნოზირება ეფუძნება **დაგეგმილი ეკონომიკური ზრდის** სამიზნე პარამეტრებს. პროგნოზირების ეს მოდელი ნაკლებ რელევანტურია გარდამავალი ეკონომიკის ქვეყნების შემთხვევაში, რადგან მათი ეკონომიკური ზრდის არამდგრადი მაჩვენებლები, როგორც წესი, მნიშვნელოვანი და მკვეთრი ფლუქტუაციით ხასიათდება. აგრეთვე, მოდელი ნაკლებ გამოსადეგია გრძელვადიანი პროგნოზირებისათვის.

<sup>499</sup> GDP(VA) არის წარმოებული მთლიანი პროდუქცია (მშპ) შუალედური მოხმარების ღირებულების გამოკლებით. ნომინალური მშპ ყოველთვის არ იძლევა სწორ სიგნალს ქვეყნის ეკონომიკის განვითარების შესახებ, რადგან შეიძლება გაიზარდოს გადასახადების გაზრდის გამო, მაშინ როდესაც GDP(VA) ზუსტად ასახავს ქვეყნის მიერ ფაქტობრივად წარმოებული პროდუქტის ჯამურ ღირებულებას

<sup>500</sup> საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა, 2021-2031, სნგკ, სტრატეგიული დაგეგმვისა და პროექტების დეპარტამენტი, თბილისი, 2020



ნახაზი 4.14. საქართველოს მშპ-ის და მისი წლიური ცვალეზადობის გრაფიკები<sup>501</sup>

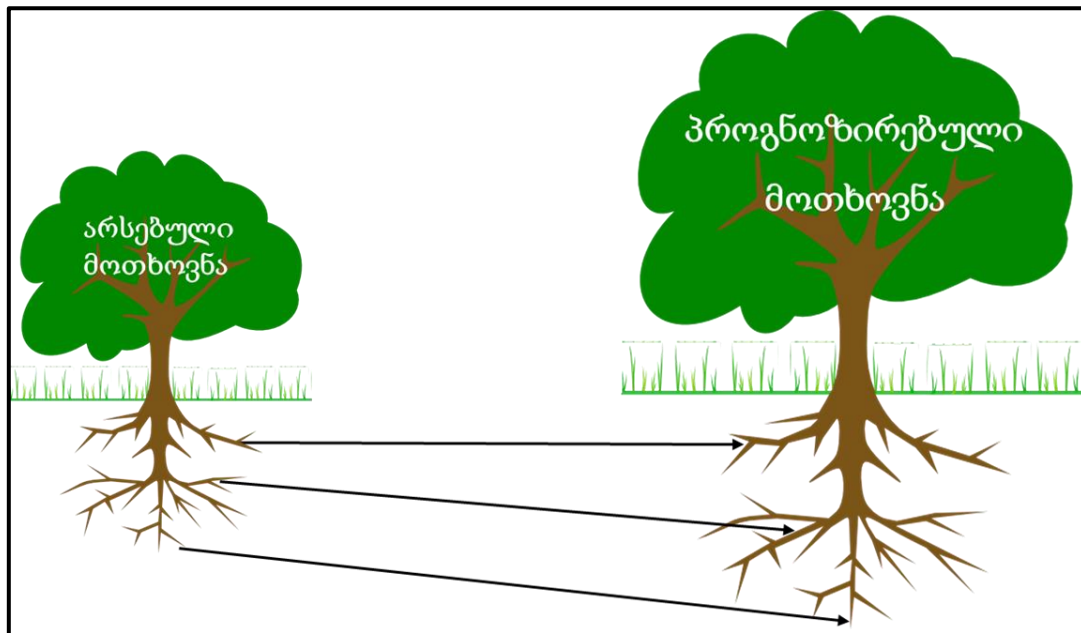


ეკონომეტრიული, „ზემოდან-ქვემოთ“ პროგნოზირების მოდელის ილუსტრაციისათვის

სიმულაციური პროგნოზირების მოდელი, რომელსაც „ქვემოდან-ზემოთ“ ან დეზაგრეგირებულ (დეტალურად ჩაშლილ) მოდელსაც უწოდებენ, ეფუძნება ეკონომიკის თითოეულ სექტორში ქვესექტორებისა და ბოლო მომხმარებლების ენერჯის მოთხოვნის განსაზღვრას, ამ მოთხოვნის განმაპირობებელი ფაქტორების სავარაუდო ვარიაციის შესაბამისად.

<sup>501</sup> წყარო: World Bank: [a href='https://www.macrotrends.net/countries/GEO/georgia/gdp-growth-rate'](https://www.macrotrends.net/countries/GEO/georgia/gdp-growth-rate)>Georgia GDP Growth Rate 1966-2023</a>. www.macrotrends.net. Retrieved 2023-11-07.





სიმულაციური, „ქვემოდან-ზემოთ“ პროგნოზირების მოდელის ილუსტრაციისათვის

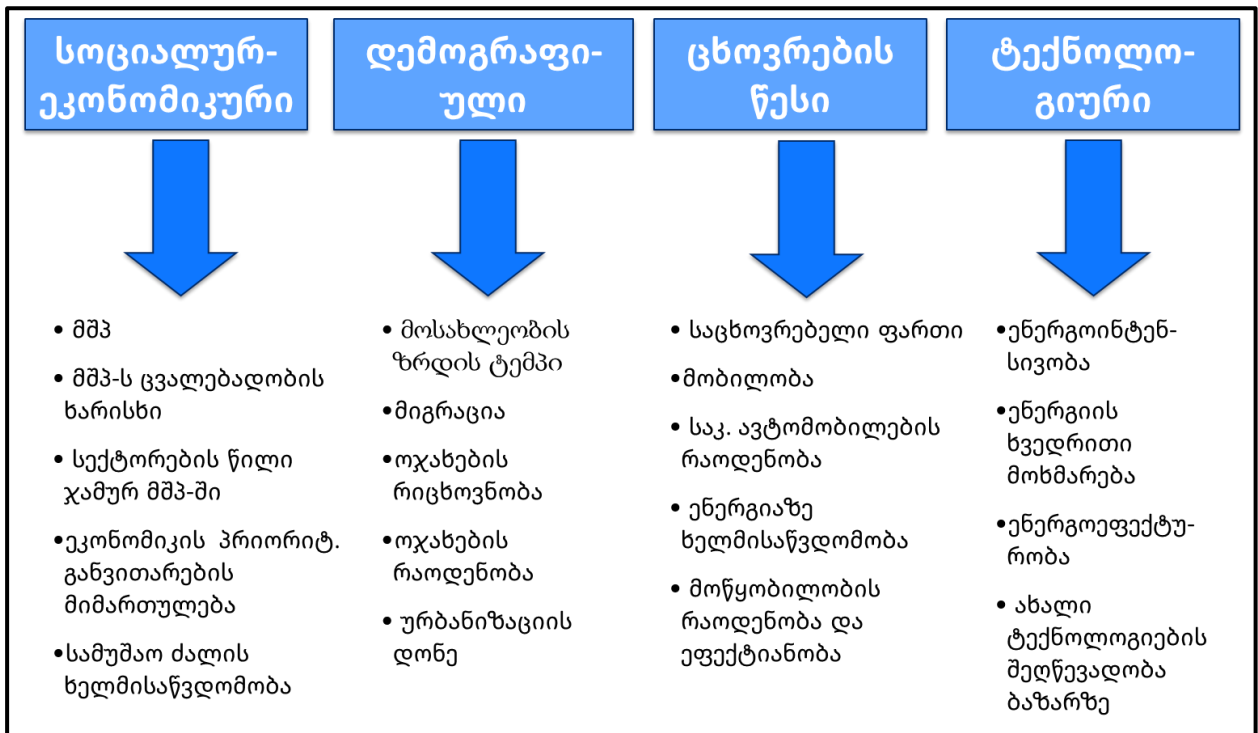
პრაქტიკაში ძირითადად გამოყენებულია ბოლო მომხმარებლის მოთხოვნაზე დაფუძნებული ენერგომომხმარების პროგნოზირების მოდელები: MAED (ენერჯის მოთხოვნის ანალიზის მოდელი),<sup>502</sup> LEAP (მცირე ემისიების ანალიზის პლატფორმა),<sup>503</sup> EnerMED (რომელმაც ჩაანაცვლა MedPro)<sup>504</sup> და სხვა.<sup>505</sup> მოდელები აფასებს მომავალ ენერგეტიკულ მოთხოვნას სოციალურ-ეკონომიკური, ცხოვრების დონის, ტექნოლოგიური და დემოგრაფიული განვითარების საშუალო და სხვადასხვა გრძელვადიან შესაძლო სცენარზე დაყრდნობით, შესაბამისი შემავალი პარამეტრების ვარიაციით (იხ. ნახაზი). ამ მიზნით ენერჯის მოთხოვნილება დაყოფილია კატეგორიებად საბოლოო მოხმარების მიხედვით, რომლებიც შეესაბამება სხვადასხვა საქონელსა და მომსახურებას. თითოეული სცენარისათვის შერჩეულია შესაბამისი სოციალური, ეკონომიკური და ტექნოლოგიური მამოძრავებელი ფაქტორები და შეფასებულია მათი გავლენა საპროგნოზო მოთხოვნაზე. ამ ფაქტორების მომავლის განმსაზღვრელი გარეგანი ზემოქმედებები აყალიბებს განვითარების სხვადასხვა სცენარს, რაც საბოლოოდ იძლევა ენერჯის სამომავლო მოთხოვნის ცვალებადობის საერთო სურათს.

<sup>502</sup> IEA, <https://www.iaea.org/publications/7430/model-for-analysis-of-energy-demand-maed>

<sup>503</sup> Stockholm Environment Institute (SEI), <https://www.sei.org/Tools>

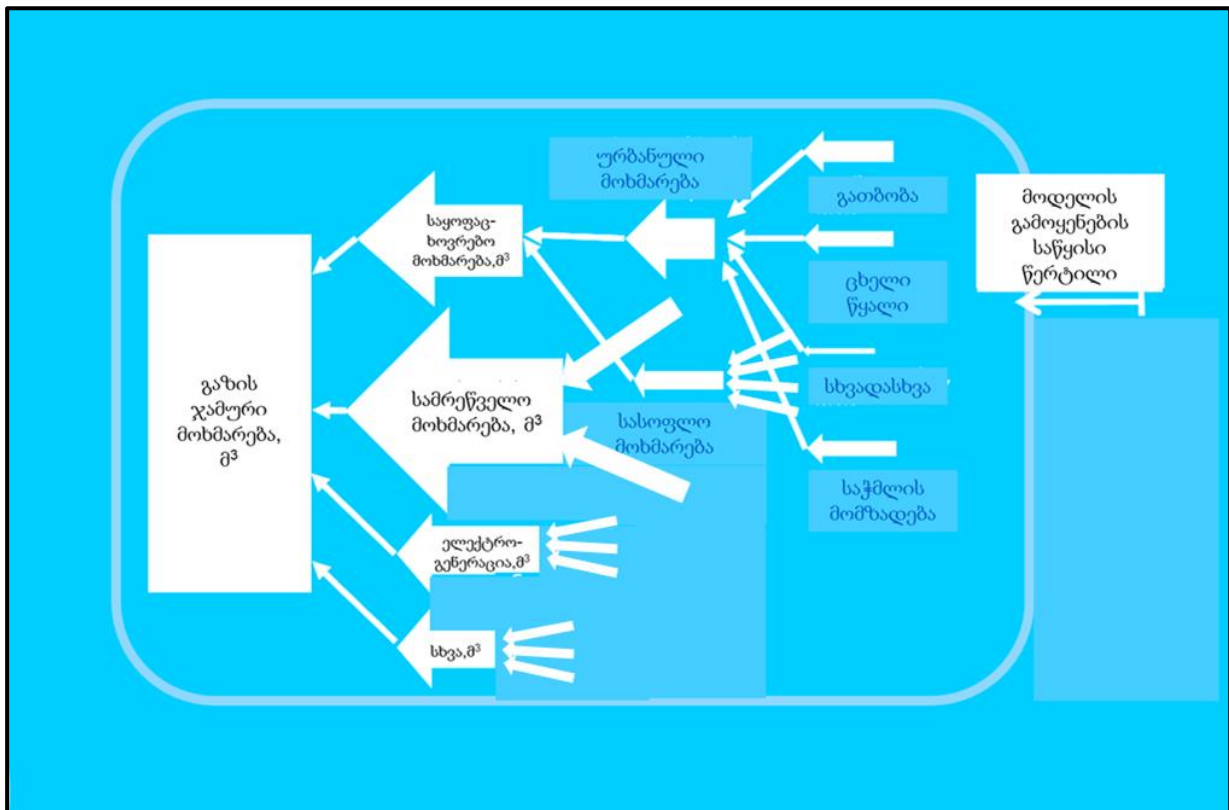
<sup>504</sup> Enerdata, <https://www.enerdata.net/solutions/enermed-model>

<sup>505</sup> ამ ნაწილში ძირითადად გამოყენებულია ატომური ენერჯის საერთაშორისო სააგენტოს (IAEA) მასალები. დეტალები ენერგეტიკული დაგეგმვის IAEA-ს მეთოდოლოგიების შესახებ იხილეთ: <https://www.iaea.org/topics/energy-planning/capacity-building>



ძირითადი მამოძრავებელი პარამეტრები

სიმულაციური მოდელი ენერგიის ჯამური მოთხოვნისა და მისი მდგენელების ადეკვატური და ყოვლისმომცველი ასახვის საშუალებას იძლევა, რადგან დეტალურად ანალიზებს მათ ქცევას საწყის, ბოლო მომხმარებლების დონეზე და ეფუძნება კომპონენტების ვარიაციის მრავალი სხვადასხვა სცენარის გათამაშების შედეგებს. ამასთან ერთად, მოდელი იყენებს მხოლოდ ერთი, ე.წ. საბაზისო წლის მონაცემებს დაკალიბრებისათვის და, შესაბამისად, პროგნოზირების შედეგებზე გავლენას ვერ ახდენს ეკონომიკის განვითარების გრძელვადიანი ისტორიული ტენდენციები, რაც განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია გარდამავალი ეკონომიკის ქვეყნების შემთხვევისათვის.



გაზის მოხმარების პროგნოზირების „ქვემოდან-ზემოთ“ მოდელის საანგარიშო ალგორითმის გამარტივებული სქემა<sup>506</sup>

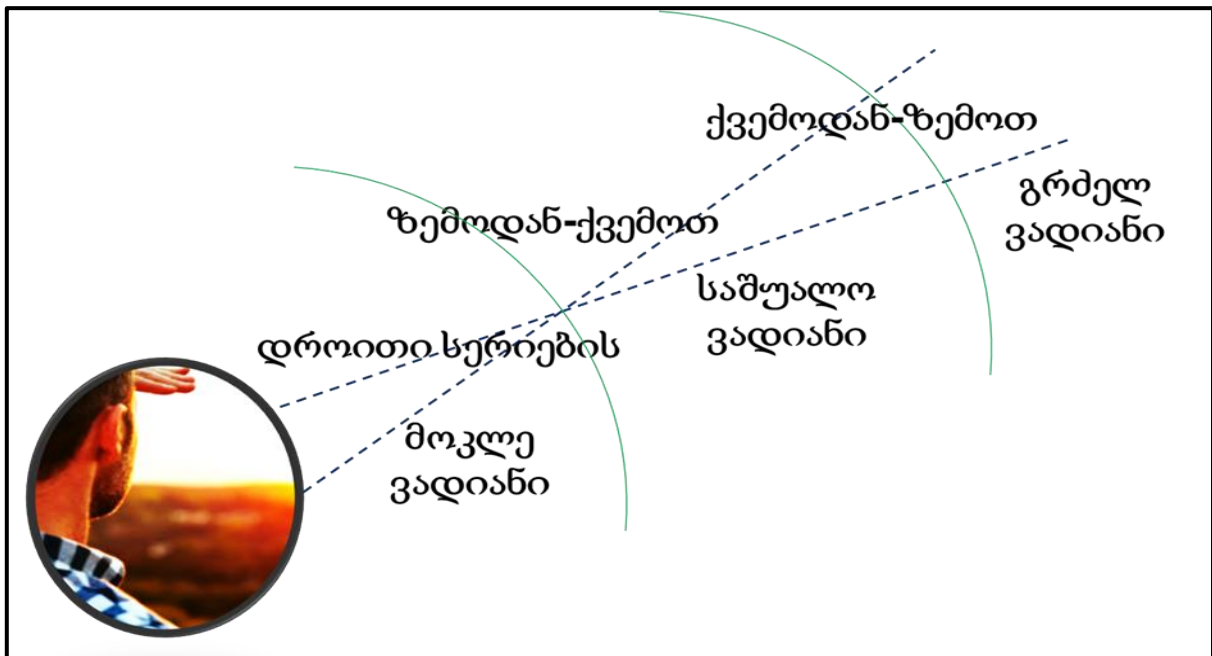
როგორც ნახაზიდან ჩანს, ქვემოდან-ზემოთ მოდელით პროგნოზირების მიზნებისათვის საბოლოო ენერჯის მოხმარების სტრუქტურა თანმიმდევრულად ნაწილდება ეკონომიკის ძირითად მომხმარებელ სექტორებად და ქვესექტორებად (მაგ., სოფლის მეურნეობა; საყოფაცხოვრებო სექტორი, ინდუსტრია, ტრანსპორტი და ა.შ.). ენერჯის მოხმარება თითოეულ ქვესექტორში, თავის მხრივ, შეიცავს მრავალ საბოლოო მოხმარების მდგენელს (მაგ.: სითბო და ცხელწყალ მომარაგება - საყოფაცხოვრებო და მომსახურების სექტორებში; ორთქლი - მრეწველობაში; საავტომობილო საწვავი - სატრანსპორტო სექტორში და ა.შ.).

ენერგეტიკული დაგეგმვა შეიძლება მოიცავდეს მოკლე-, საშუალო- და გრძელვადიან პერიოდებს, რომელთაგან თითოეული მორგებულია სპეციფიკური მიზნებისა და გამოწვევების გადასაჭრელად მისთვის დამახასიათებელი უნიკალური უპირატესობებით.

<sup>506</sup> Tomislav Chop, EIHP, Presentation at Training session “On energy demand modelling using End-use energy demand analysis”, Tbilisi, October/November, 2023

მოკლე- და საშუალოვადიანი დაგეგმვა, როგორც წესი, მოიცავს უახლოეს რამდენიმე კვირას, თვეს ან წელს. ასეთი დაგეგმვა, უპირველეს ყოვლისა, უნდა ითვალისწინებდეს ენერგეტიკული სისტემის ამჟამინდელ მდგომარეობას, რადგან ენერგეტიკული სისტემის ძირითადი საკვანძო ურთიერთობები მყისიერად არ იცვლება. მაგალითად, ისეთი ფაქტორები, როგორებიცაა ქვეყნის სოციალურ-ეკონომიკური სტრუქტურა და მაცხოვრებლების მიერ ენერჯის მოხმარების მოდელი, როგორც წესი, ევოლუციურად ვითარდება.

გარდა ამისა, ენერგეტიკული აღჭურვილობის უმეტესობა ხასიათდება შედარებით მაღალი გამოყენების ვადით (10-15 წელი). ასევე მაღალია ენერგოგენერაციისა და მიწოდების ობიექტების ტექნიკური ხანმედეგობა, რაც განაპირობებს არსებული სისტემის ინერციულობას და, შესაბამისად, მოკლე- და საშუალოვადიანი დაგეგმვისათვის პრიორიტეტი უნდა მიენიჭოს დროის სერიებისა და ზემოდან ქვემოთ პროგნოზირების მეთოდოლოგიას, რომელიც უკეთ ასახავს დღეისათვის არსებული სისტემის სპეციფიკურობას.



პროგნოზირების მოდელების დროის მიხედვით უპირატესი გამოყენების არეალი

ბოლო მომხმარებლის მოთხოვნაზე დაფუძნებული სიმულაციური მოდელი კი ძირითადად გამოიყენება საშუალო- და გრძელვადიანი, როგორც წესი, 10-30-წლიანი პერიოდის ენერჯის მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის.<sup>507</sup> ეს მოდელი აანალიზებს მრავალ განმსაზღვრელ და დინამიკურად ცვალებად ფაქტორს, რომლებიც ძირითადად განაპირობებს ენერგეტიკული სისტემის გრძელვადიან

<sup>507</sup>გამონაკლის შემთხვევებში „ქვემოდან-ზემოდან“ პროგნოზირების მეთოდოლოგიის გამოსაყენებლად მოკლევადიანი პერიოდისათვის გამარტივების მიზნით ითვალისწინებენ ბოლო მომხმარებელთა გამოკითხვის შედეგებს, რაც საშუალებას იძლევა, დადგინდეს თვით მომხმარებელთა მიერ დაგეგმილი უახლოესი პერიოდის განვითარების სცენარები და ენერჯის შესაბამისი მოთხოვნები

ევოლუციას. ეს ფაქტორებია: მოსახლეობისა და ეკონომიკის ზრდის ტენდენციები მომავალი ათწლეულის განვითარების გეგმების მიხედვით, ტექნოლოგიის განვითარების ტემპები, საერთაშორისო ენერგეტიკული ბაზრის განვითარების ტენდენციები (ფასების დინამიკა, ენერგიაზე ხელმისაწვდომობა), განახლებადი რესურსებისა და ენერგოეფექტური ტექნოლოგიების პენეტრაცია ბაზარზე და ა.შ. ბოლო მომხმარებლის მოთხოვნაზე დაფუძნებული სიმულაციური პროგნოზირების მოდელი აღნიშნული ფაქტორების ცვალებადობისა და მათი ურთიერთქმედების დანაწევრებული და უფრო დეტალური შესწავლის საშუალებას იძლევა და უზრუნველყოფს მიღებული შედეგების შედარებით მაღალ დამაჯერებლობას (როგორც აღინიშნა, ეკონომეტრიული მოდელებისაგან განსხვავებით, ბოლო მომხმარებლის იდენტიფიცირებაზე დაფუძნებული ქვემოდან ზემოთ პროგნოზირების მეთოდოლოგია განსაკუთრებით ეფექტურია გარდამავალი ეკონომიკის ქვეყნების შემთხვევაში, რადგან არ მოითხოვს მამოძრავებელი ფაქტორების მრავალწლიანი მონაცემების არსებობას, რომელთა გამოყენება არასტაბილური ეკონომიკის პირობებში მნიშვნელოვანი უზუსტობების მიზეზი შეიძლება გახდეს).

ენერჯის საპროგნოზო მოთხოვნის საანგარიშო ზოგად განტოლებას მოდელის გამოყენების დროს აქვს შემდეგი სახე:

$$ED_{სწ} = (ED/DP)_{სწ} * DP_{სწ} * CH_{სწ},$$

სადაც  $ED_{სწ}$  არის საძიებო საპროგნოზო წლის მოთხოვნა;

$(ED/DP)_{სწ}$  - მამოძრავებელ პარამეტრის (DP) ერთეულ სიდიდეზე დაყვანილი საბაზისო წლის ენერჯის ხვედრითი მოთხოვნა;

$DP_{სწ}$  - მამოძრავებელი პარამეტრის სავარაუდო სიდიდე საპროგნოზო წლისათვის;

$CH_{სწ}$  - კოეფიციენტი, რომელიც ასახავს ენერჯის ხვედრითი მოთხოვნის ევოლუციას მამოძრავებელი პარამეტრის ერთეულზე.

მამოძრავებელ პარამეტრებად (DP), როგორც წესი, იღებენ (დეტალები იხილეთ ზემოთ):

- GDP(VA) - მრეწველობაში;
- ტ-კმ (ან მგზავრ-კმ) - ტრანსპორტზე;
- მომსახურების ფართობს - სერვისებში;
- საცხოვრებლების რაოდენობას - საყოფაცხოვრებო სექტორში და ა.შ.<sup>508</sup>

ენერჯის ხვედრითი მოთხოვნის კოეფიციენტის (CH) ევოლუციის მაგალითია 100 კმ გარბენზე ავტომობილის მიერ მოხმარებული საწვავის ხარჯი.

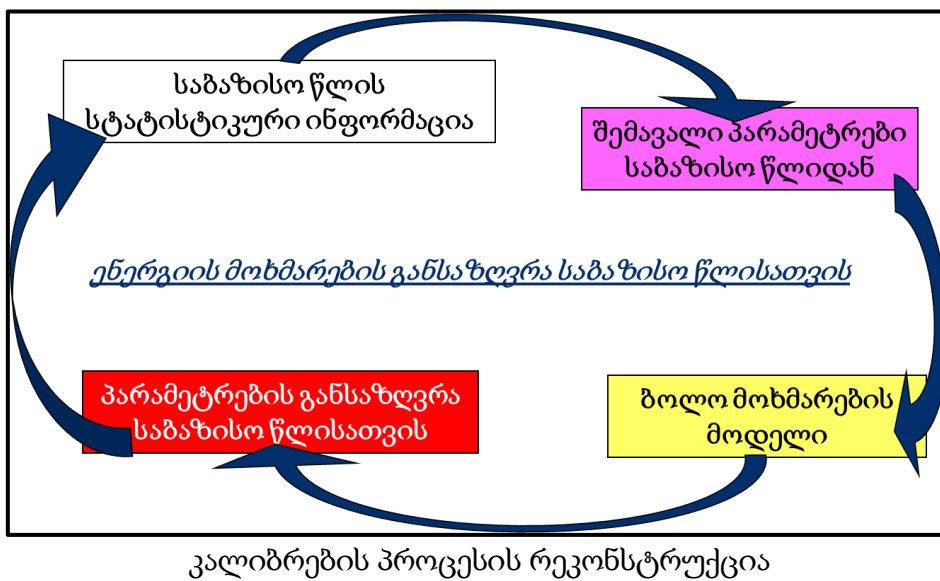
ბოლო მომხმარებლის მოთხოვნაზე დაფუძნებული სიმულაციური პროგნოზირების მოდელის შედარებით ნაკლად ითვლება:

<sup>508</sup> ენერჯის ფასი ცალსახად არ არის წარმოდგენილი ბოლო მომხმარებლის ენერჯის მოთხოვნის სიმულაციურ მოდელში, მაგრამ გათვალისწინებული უნდა იყოს განვითარების სცენარების შედეგის დროს



- საბაზისო წლის შერჩევისა და მოდელის შესაბამისი დაკალიბრების სირთულე
- მამოძრავებელი ფაქტორების ცვალებადობის დინამიკის დადგენა, რაც განსაკუთრებით პრობლემურია გარდამავალი ეკონომიკის ქვეყნებისათვის, რომელთაც არასტაბილური ეკონომიკა აქვთ.

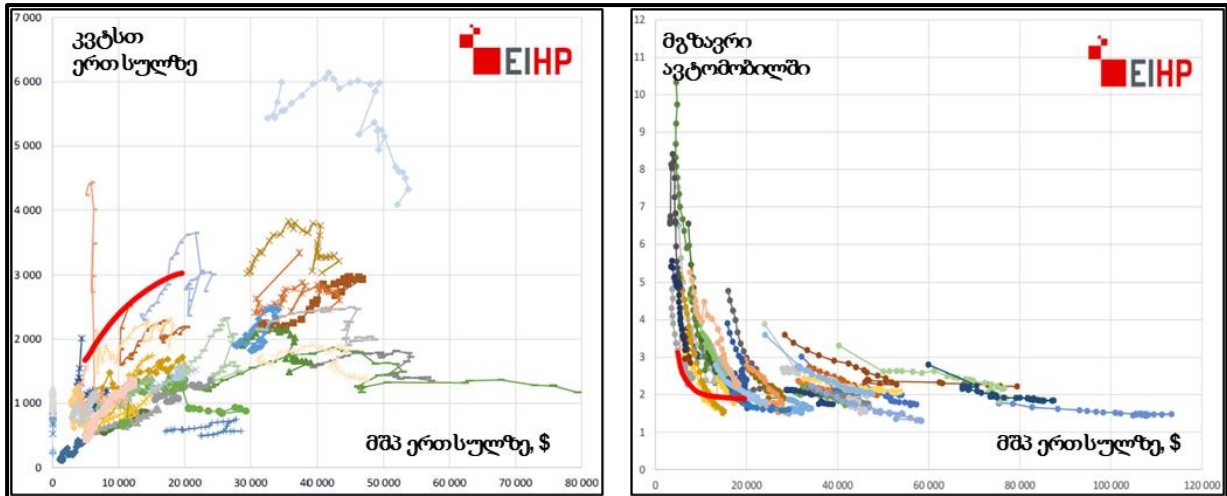
საბაზისოდ შერჩეულ უნდა იყოს წელიწადი უახლოესი წარსულიდან, ენერგეტიკისა და ეკონომიკის შედარებით სტაბილური განვითარების პერიოდიდან, ხელმისაწვდომი და ყოვლისმომცველი ენერგეტიკული ბალანსის დანაწევრებული (ეკონომიკის ყველა სექტორისა და გამოყენებული ენერჯის ყველა ფორმის მიხედვით) საიმედო სტატისტიკური მონაცემებით. ეს მონაცემები აუცილებელია მოდელის დაკალიბრებისათვის, რაც მეტად საპასუხისმგებლო ეტაპად ითვლება.



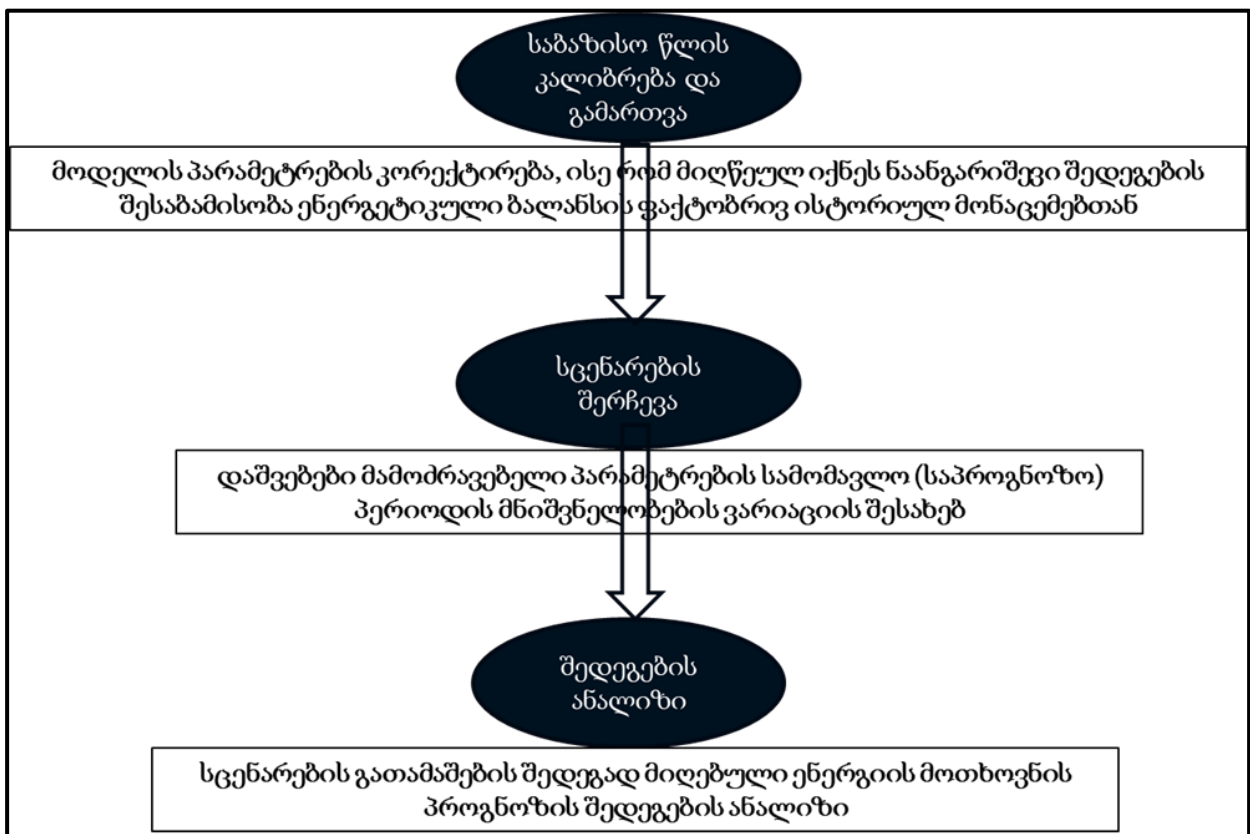
მამოძრავებელი ფაქტორების ცვალებადობის ტენდენციის განსაზღვრა ურთულესი ამოცანაა, განსაკუთრებით გარდამავალი ეკონომიკის ქვეყნებისათვის, რომელთათვის რთულია (ან შეუძლებელია) სტატისტიკური დამაჯერებლობისათვის საკმარისი ხანგრძლივობის სტაბილური განვითარების პერიოდის მახასიათებელი ენერგეტიკული პარამეტრების ტენდენციების დადგენა. გარდა ამისა, რთულია ასეთი ქვეყნების ზოგადი პოლიტიკურ-ეკონომიკური განვითარების ვექტორის განსაზღვრა, რაც მრავალ ეგზოგენურ შემაშფოთებელ ფაქტორზე შეიძლება იყოს დამოკიდებული. ასეთ პირობებში გადამწყვეტი როლი ენიჭება დამგეგმავის გამოცდილებასა და პროფესიულ უნარებს, სწორად განსაზღვროს საძიებელი პარამეტრების შესაძლო განვითარების ტენდენციები გრძელვადიანი პერიოდისათვის.

პრაქტიკაში მისაღები სიზუსტის შედეგებს იძლევა საძიებელი ტენდენციების საერთაშორისო გამოცდილებაზე დაყრდნობით დადგენილი, ხელმისაწვდომი სანიშნო მაჩვენებლები (benchmarks). ქვემოთ მოცემულია ხორვატიის ენერგეტიკის ინსტიტუტის (Energy Institute Hrvoje Požar: EIHP, data: WDI, EUROSTAT) მონაცემთა

ბაზიდან გაზიარებული ზოგიერთი სანიშნო მაჩვენებელი, რომელზეც დატანილია შესაბამისი პარამეტრების შესაძლო ცვალებადობის დინამიკა საქართველოსათვის (წითელი მრუდი გრაფიკებზე).<sup>509</sup>



ევროპის სხვადასხვა ქვეყნის ფაქტობრივი მონაცემების საფუძველზე განსაზღვრული სანიშნო მაჩვენებლები (EIHP-ის მონაცემთა ბაზიდან)

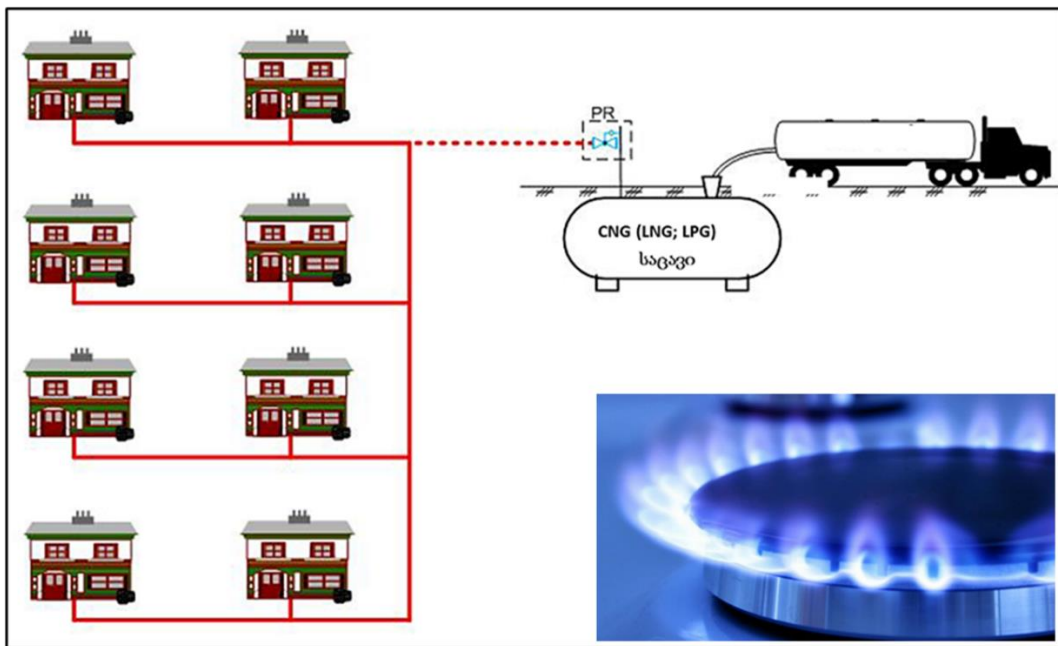


ბოლო მოხმარების სიმულაციური მოდელის გამოყენების (რეალიზაციის) სქემატური ნახაზი

<sup>509</sup> Tomislav Chop, EIHP, Presentation at Training session “On energy demand modelling using End-use energy demand analysis”, Tbilisi, October/November, 2023

#### 4.4.3. გაზის გამოყენება საყოფაცხოვრებო სექტორსა და ელექტრო-გენერაციის საშუალებებში

ბუნებრივი გაზის გამოყენების ერთ-ერთი ძირითადი სეგმენტი საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებს მოიცავს, რომელთათვისაც იგი ყველაზე იაფი და შედარებით მარტივად მოსახმარებელი ენერგეტიკული რესურსია. მილსადენების გარდა, რაც ბუნებრივი გაზით საყოფაცხოვრებო მომხმარებლის უზრუნველყოფის ძირითადი საშუალებაა, პრაქტიკაში გამოიყენება დასახლებული პუნქტებისა და მცირე სამრეწველო და კომუნალური საწარმოებისათვის *კომპრესიული გაზის* (ისევე, როგორც გათხევადებული ბუნებრივი გაზისა და ნავთობის გათხევადებული გაზის) მიწოდების სისტემები, მათ შორის ჯგუფური რეზერვუარების გამოყენებით.



ნახაზი 4.15. გაზის მიწოდების სქემა საყოფაცხოვრებო სექტორში ჯგუფური საცავისა და მილსადენების კომბინაციის გამოყენებით

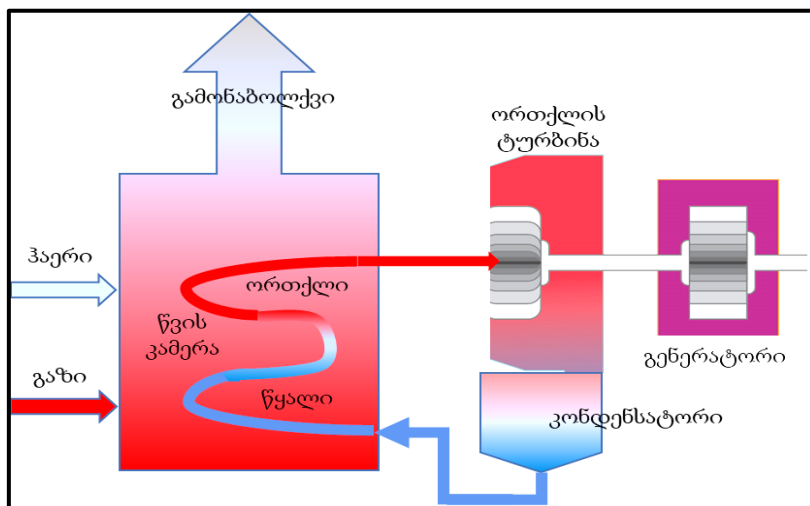
მოხმარების კომფორტულობის მიზნით სადისტრიბუციო ქსელში მიწოდებამდე წნევის მარეგულირებელ (PR) კვანძში გაზს ისევ უზრუნდება ბუნებრივი აირის მახასიათებლები.

„მსოფლიო ენერგეტიკის სტატისტიკური მიმოხილვის“ მონაცემებით, 2022 წელს მსოფლიოში 29165.2 ტერავატსაათი ელექტროენერგია გამოიმუშავდა, რომლის 14,1 % განახლებადი ენერჯის წყაროებით: ქარით, მზითა და გეოთერმული ენერჯით იყო წარმოებული,<sup>510</sup> რომლის წლიურმა ზრდის ტემპმა არნახულ მაღალ მაჩვენებელს - 14,7 %-ს მიაღწია. მიუხედავად ამისა, გლობალურ ენერგეტიკაში კვლავ წიაღისეული საწვავი დომინირებს, დაახლოებით 58%-იანი წილით, მათ

<sup>510</sup> ჰიდროენერგეტიკასთან ერთად, განახლებადი ენერჯის ყველა წყაროს ერთობლივი წილი ელექტროენერჯის გლობალურ გამოიმუშავებაში 29,3%-ს შეადგენს

შორის ბუნებრივი გაზის 22,7 პროცენტია წილით. ელექტროენერგეტიკაში გაზის გამოყენების მნიშვნელოვან ზრდას განაპირობებს სათბურის გაზების ემისიის შემცირების მიზნით ნახშირსა და ნავთობზე მომუშავე თბოელექტროსადგურების გადაყვანა გარდამავალ ეტაპზე ეკოლოგიურად ბევრად ნაკლებ დამაზიანებელ ბუნებრივ გაზზე. გაზის გამოყენების ხელშემწყობია, აგრეთვე, განახლებადი ენერგეტიკის განვითარების სწრაფი ზრდის ტემპები. მისი დარეზერვებისათვის, როგორც წესი, გამოიყენება მაღალი ეფექტიანობის გაზის კომბინირებული ციკლის ტურბინებით გენერირებული საბაზისო ენერჯია.

ბუნებრივი გაზისაგან ელენერჯის გენერაციისათვის შესაძლებელია ორთქლის ტურბინიანი და მარტივი ან კომბინირებული ციკლის გაზის ტურბინიანი გენერაციის (GTG) გამოყენება. ბუნებრივი გაზის წვის შედეგად წარმოქმნილი ორთქლის მეშვეობით მომუშავე ტურბინის სქემა ნაჩვენებია ნახაზზე.



ნახაზი 4.16. ელენერჯის წარმოება ორთქლის ტურბინის გამოყენებით

წვის კამერაში მიწოდებული გაზისა (ან ნებისმიერი სახვა საწვავის) და ჰაერის ნარევის წვის შედეგად გამოყოფილი თბური ენერჯია უზრუნველყოფს თბომცვლელში მიწოდებული წყლის აორთქლებას. ორთქლის თბური ენერჯია ტურბინის ფრთების (ნიჩბების) წრიული ბრუნვის შედეგად მექანიკურ ენერჯიად გარდაიქმნება და ამოძრავებს ერთობლივ ლილვზე დასმულ გენერატორს ელექტრული ენერჯიის გამოსამუშავებლად. კონდენსატორის მეშვეობით კონდენსირდება ნამუშევარი ორთქლი, რომელიც კვლავ ბრუნდება თბომცვლელის წვის კამერაში განთავსებულ ნაწილში ენერჯიათა ტრანსფორმაციის შემდგომ (უწყვეტ) ციკლში მონაწილეობის მისაღებად. შედარებით დაბალი ეფექტიანობისა და ხვედრითი სიმძლავრის (წარმოებული ენერჯიის ფარდობა საერთო მასასთან) გამო გაზზე მომუშავე ორთქლის ტურბინების გამოყენება თანამედროვე ენერგოგენერაციის ობიექტებზე შედარებით შეზღუდულია.

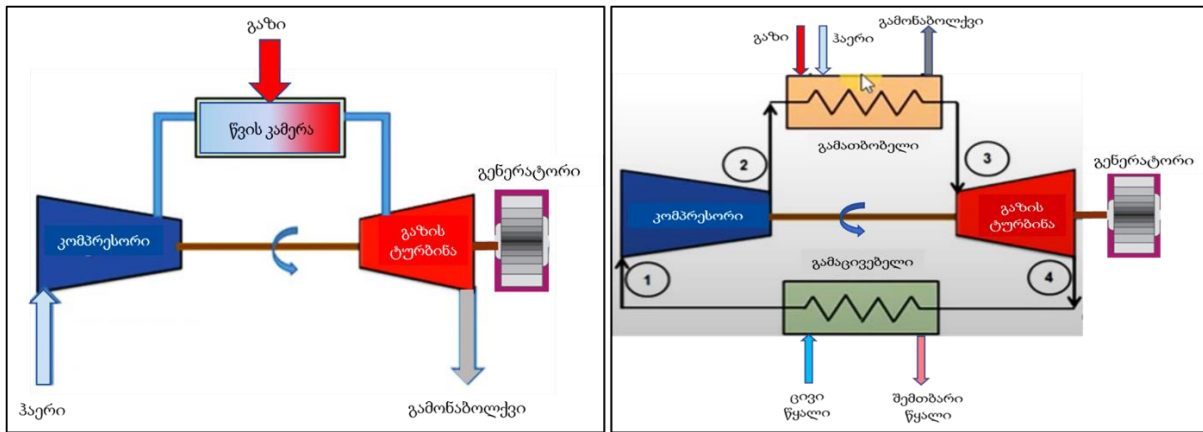
დღეისათვის ბუნებრივი გაზით ელექტროენერჯის წარმოების ეკონომიკურად ყველაზე ხელსაყრელ ალტერნატივად ითვლება გაზ-ტურბინული გენერაციის



საშუალებები, რომლებიც, თავის მხრივ, შეიძლება წარმოდგენილი იყოს მარტივი და კომბინირებული ციკლის გაზის ტურბინიანი თბოელექტროსადგურებით.

მარტივი ციკლის გაზის თბოელექტროსადგურის ტურბინა ცხელი ჰაერის ენერჯიას გარდაქმნის მექანიკურ ენერჯიად გენერატორის მოძრაობაში მოსაყვანად. ასეთი დანადგარები მუშაობს სითბოს აღდგენის გარეშე და, შესაბამისად, დაბალი ეფექტიანობით ხასიათდება (25-44%). გაზის კომბინირებული ციკლის სადგურები კი ნარჩენ სითბოს აართმევს გამონაბოლქვი გაზის ნაკადისაგან სითბოს აღმდგენი ორთქლის გენერატორებით, რასაც იყენებენ ორთქლის წარმოქმნისა და, ძირითად გაზის ტურბინასთან ერთად, ორთქლის ტურბინის მეშვეობით დამატებითი ენერჯიის მისაღებად, რის შედეგადაც მათი ეფექტიანობა 50-65%-მდე არის გაზრდილი.

კონსტრუქციული შესრულების მიხედვით ცნობილია მარტივი ღია ციკლისა და შეკრული ციკლის გაზის ტურბინები (იხ. ნახაზი).



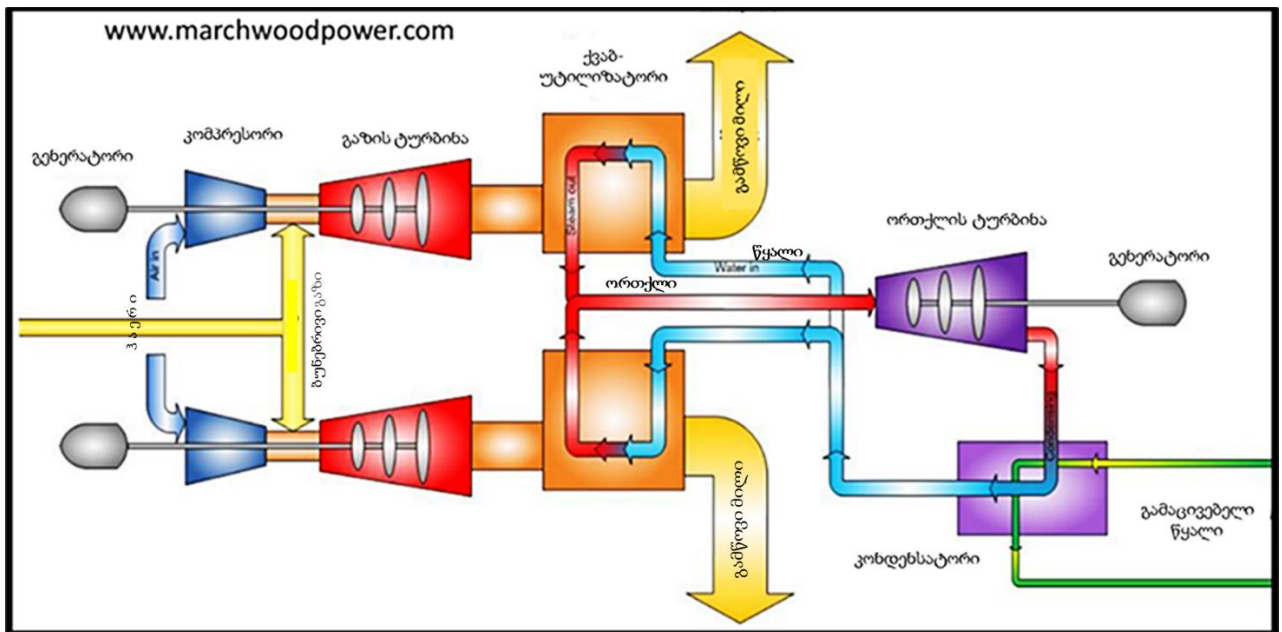
ნახაზი 4.17. ღია და შეკრული ციკლის გაზის ტურბინები

ღია ციკლის გაზის ტურბინებს უშუალოდ მიეწოდება წვის კამერაში წარმოქმნილი მაღალსიჩქარიანი ნამწვი პროდუქტი, რომელიც უზრუნველყოფს ელექტრო-გენერატორისათვის საჭირო წრიული მოძრაობის მიღებას. ასეთი ტურბინები შედარებით მცირე ექსპლუატაციის ვადით ხასიათდება, რადგან მათი ფრთები ექვემდებარება მაღალ თბურ დატვირთვებს და წვის პროდუქტებში შემავალი შესაძლო მყარი მინარევების მექანიკურ ზემოქმედებას. შედეგად, ფრთები განიცდის ინტენსიურ კოროზიულ და ეროზიულ ცვეთას (აღნიშნულის თავიდან ასაცილებლად ხშირად იყენებენ მიწოდებული საწვავისა და ჰაერის ზედრმა გაწმენდის ძვირადღირებულ პროცესებს).

შეკრული ციკლის გაზის ტურბინის ფრთებს ენერჯია გადაეცემა მუშა აირის (მედიუმის) მეშვეობით, რომელიც მუდმივად ცირკულირებს გამაცივებელის, წვის კამერის (გამათბობლის) და გაზის ტურბინის მუშა სივრცეების გავლით ნახაზზე ნაჩვენები 1, 2, 3, 4 ტრაექტორიით. მუშა მედიუმად, როგორც წესი, გამოიყენება მაღალი თბოცვლის უნარით გამორჩეული და ქიმიურად ნეიტრალური აირები.



მარტივი ციკლის გაზის ტურბინიანი თესების ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი უპირატესობა, მათი დაბალი ენერგეტიკული ეფექტიანობის მიუხედავად, სწრაფი გაშვებისა და ოპერატიული მოქნილობის უნარიანობაა, რის გამოც ისინი ძირითადად გამოიყენება პიკური დატვირთვების გადასაფარად,<sup>511</sup> მაშინ როდესაც ბაზისური ენერგია სისტემას მიეწოდება უფრო მაღალი ეფექტიანობის სხვა ტიპის თბო- ან განახლებად ენერგიაზე მომუშავე ელექტროსადგურების მიერ. გარდა ამისა, მარტივი ციკლის გაზის ტურბინა ხასიათდება შედარებით დაბალი კაპიტალური დანახარჯებითა (154-589 \$ დადგმული სიმძლავრის 1 კვტზე, 20 მგვტ დადგმული სიმძლავრისა და უფრო მძლავრი, მხოლოდ ტურბინების და აღჭურვილობის ფასი) და შედარებით დაბალი ეფექტიანობით (33-44%), მაშინ როდესაც კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურის ყველა შემადგენელი დანადგარის ჯამური ხვედრითი კაპიტალური დანახარჯი, მათი მიწოდების, საინჟინრო უზრუნველყოფისა და მშენებლობის დანახარჯების ჩათვლით (ფაქტობრივად, თესის მშენებლობის სამუშაოთა სრული კომპლექსის EPC კონტრაქტის ღირებულება) 644-1541 \$-ს შეადგენს დადგმული სიმძლავრის 1 კვტზე, საერთო ეფექტიანობის 64%-მდე ზრდის დროს.<sup>512</sup>



ნახაზი 4.18. გაზის ტურბინ(ებ)იანი კომბინირებული ციკლის თესის სქემა<sup>513</sup>

კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურის ძირითადი მოდულებია:

- **გაზის ტურბინები** – (GT) სადაც მიმდინარეობს წვის პროცესი. გაზის ტურბინები გამოიმუშავენს კომბინირებული ციკლის გაზის

<sup>511</sup> Mitsubishi to Provide Advanced Gas Turbine to Oklahoma's GRDA, by Rocky Teodoro, Rigzone, October 16, 2023

<sup>512</sup> Gas Turbine World Handbook, A Pequot Publication, Volume 38, 2023.

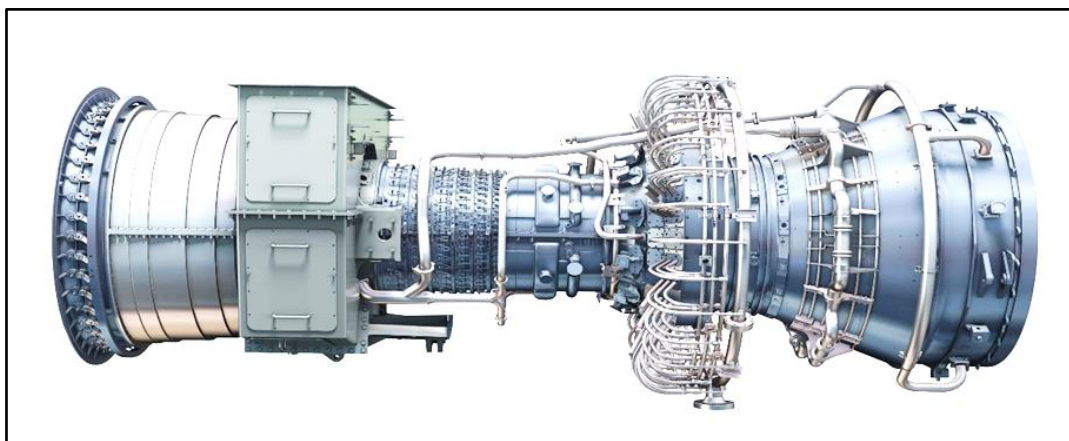
<sup>513</sup> წყარო: Marchwoodpower

თბოელექტროსადგურის სიმძლავრის 65-70%-ს;

- **ქვაბ-უტილიზატორი** (ორთქლის გენერატორი სითბოს რეკუპერაციით, HRSG), თითო ცალი ყოველი გაზის ტურბინისთვის, რომელიც ტურბინიდან გამონაბოლქვი აირის ნარჩენ სითბოს ორთქლად გარდაქმნის;
- **ორთქლის ტურბინა (ST)**, რომელიც აფართოებს ქვაბ-უტილიზატორ(ებ)იდან მიღებულ ორთქლს და მიმართავს მას კონდენსატორისაკენ. ორთქლის ტურბინა გამოიმუშავებს კომბინირებული ციკლის გაზის თესის სიმძლავრის დაახლოებით 1/3-ს;
- **კონდენსატორი**, გაგრილების წყაროსთან ერთად, რომელიც ახდენს ორთქლის ტურბინის გამონაბოლქვი ორთქლის კონდენსაციას წყლად და ანართმევ სითბოს გააფრქვევს გარემოში.

ბუნებრივი გაზი ობიექტამდე მაღალწნევიანი მაგისტრალური გაზსადენის საშუალებით მიდის. თბოსადგურში ბუნებრივი აირი შეერევა ჰაერს და მიეწოდება ტურბინის წვის კამერაში. ცხელი წვადი აირები ფართოვდება, აამოქმედებს გაზის ტურბინებს, მათი მეშვეობით კი გენერატორებს ელექტროენერჯის გამოსამუშავებლად.

გაზის ტურბინა შედგება კომპრესორისგან, წვის კამერებისა და მაღალი წნევის/დაბალი წნევის ტურბინისაგან. სითბოს შეჰყავთ რგოლური წვის კამერ(ებ)ით. კომპრესორი მდებარეობს წვის კამერ(ებ)ის აღმავალი მიმართულებით, ხოლო მაღალი წნევის/დაბალი წნევის ტურბინა მდებარეობს დაღმავალი მიმართულებით.<sup>514</sup>



გაზის ტურბინა GE 6F.03<sup>515</sup>

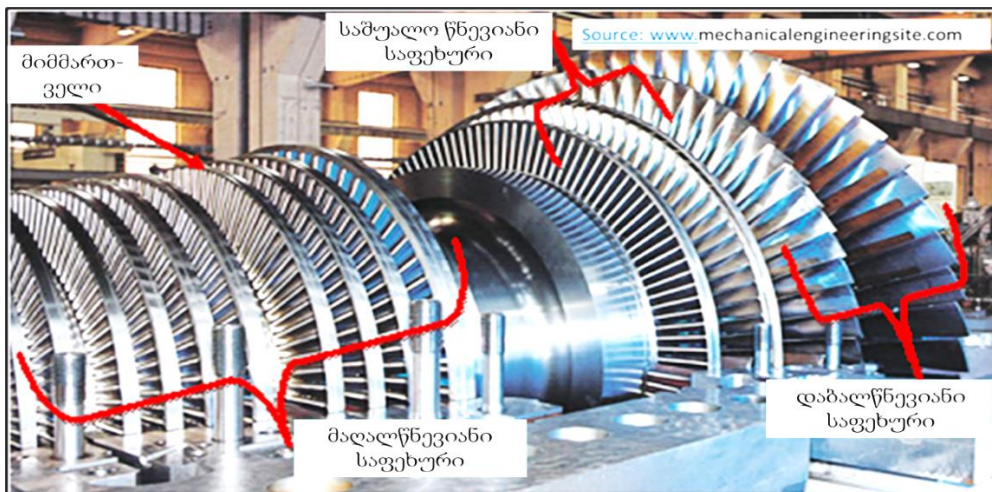
<sup>514</sup> Gas Turbine World Handbook, A Pequot Publication, Volume 35, 2020 edition

<sup>515</sup> ტურბინის ეფექტიანობა 36,8 %, სადგურის ჯამური ეფექტიანობა 57,4 % (წყარო: GE საცნობარო მასალა). დამონტაჟებულია გარდაბნის გაზის კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგურში

გაზის ტურბინის გამონაბოლქვი აირი შეიცავს დიდი რაოდენობით აუთვისებელ ენერგიას. ღია (მარტივი) ციკლის გაზის ტურბინა ამ ენერგიას გარემოში გააფრქვევს, ხოლო კომბინირებული ციკლის შემთხვევაში ხდება მისი ართმევა და ორთქლის წარმოება ქვაბ-უტილიზატორის საშუალებით.

ქვაბ-უტილიზატორიდან მიღებული ორთქლი გამოიყენება ორთქლის ტურბინის ასამოქმედებლად, რომელიც დამატებით ელექტროენერგიას გამოიმუშავებს, ხოლო ნარჩენი აირები, მინიმალური სითბოს შემცველობით, გაიდევნება ატმოსფეროში საკვამლე მილის საშუალებით.

ორთქლის ტურბინა კომბინირებული ციკლის გაზის თესისათვის, როგორც წესი, წარმოადგენს ერთკორპუსიან ორ (ან სამ) წნევიან საკონდენსაციო ტურბინას ორთქლის შუალედური გადამეტხურების გარეშე.



ორთქლის ტურბინა<sup>516</sup>

#### 4.4.4. წყალბადის გამოყენება ელექტროენერგეტიკაში

წყალბადის გამოყენება ელექტროენერჯის წარმოებისათვის, დეკარბონიზაციის დასახული მიზნების მიღწევისა და ენერგეტიკული უსაფრთხოების ამაღლებისათვის, პერსპექტიულ მიმართულებად არის აღიარებული.<sup>517</sup> შედეგად, უკანასკნელი წლების განმავლობაში გააქტიურებულია წყალბადის ენერგეტიკული მიზნებისათვის გამოყენების ღონისძიებების შემუშავებისა და დანერგვის სამუშაოები.<sup>518</sup>

წყალბადის ელექტროენერგეტიკაში გამოყენების მცდელობას თითქმის ორ-საუკუნოვანი ისტორია აქვს - 1838 წელს შეიქმნა პირველი წყალბადის თბური

<sup>516</sup> წყარო: [www.Mechanicalengineeringsite.com](http://www.Mechanicalengineeringsite.com)

<sup>517</sup> დღეისათვის კი წყალბადის გლობალური მოხმარების 85 %-მდე ნედლეულად გამოიყენება სასუქების წარმოებისა და ნავთობ გადამამუშავებელი მრეწველობისათვის

<sup>518</sup> Hydrogen Timeline, Thematic Research report by GlobalData, 2021



ელემენტი ელენერგის გენერაციისათვის. წყალბადის მასშტაბურ პრაქტიკულ გამოყენებას ენერგეტიკაში კი „ჯენერალ ელექტრიკმა“ ჩაუყარა საფუძველი, როცა „ნასას“ მიაწოდა წყალბადის თბური ელემენტები Apollo და Gemini კოსმოსური მისიებისათვის.



კოსმოსური რაკეტა წყალბადის თბური ელემენტებით წარმოებული ელექტროენერგის მოხმარებით

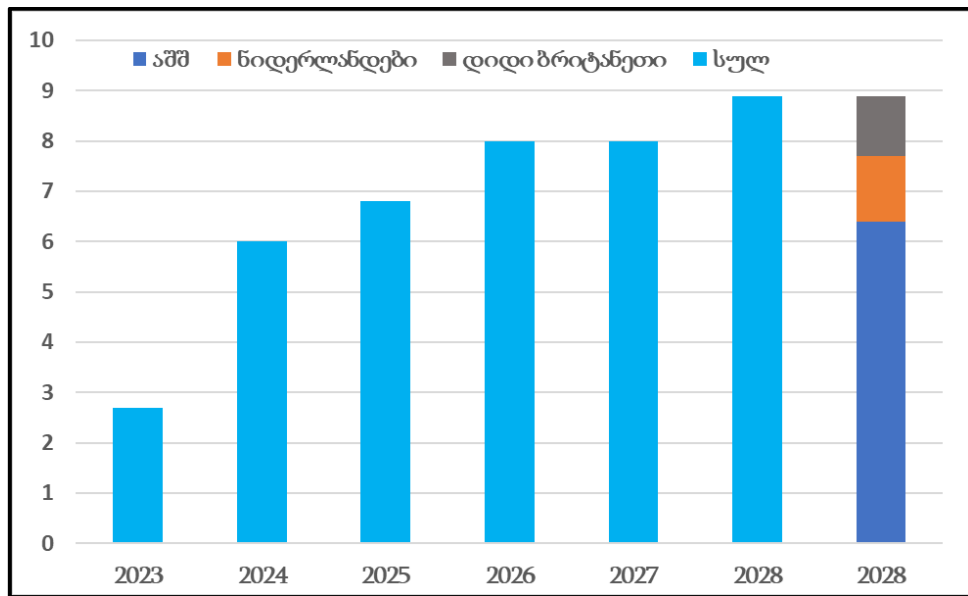
დღეისათვის წყალბადის საწვავად გამოყენების კომერციული მიზანშეწონილობა დადასტურებულია ტურბინმწარმოებელი ინდუსტრიის მიერ<sup>519</sup> სხვადასხვა ტიპის გაზის ტურბინის მაგალითზე, თუმცა იმ განსხვავებების გათვალისწინებით, რომლებიც არსებობს ბუნებრივ გაზსა და წყალბადს შორის (წყალბადისა და ბუნებრივი აირის განსხვავებული თბოტექნიკური მახასიათებლების გარდა, გასათვალისწინებელია უსაფრთხოებასთან დაკავშირებული თვისებების მნიშვნელოვანი განსხვავებებიც (ალის გავრცელების სიჩქარე, აალების ზღვრები, დიფუზიის უნარიანობა და ა.შ.).

მთლიანობაში, ამერიკული GE-ის 120+ გაზის ტურბინა მუშაობს მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყანაში, რომლებიც იყენებენ 5-დან 100 %-მდე წყალბადს ან მის დერივატივებს ელექტროენერგის გამომუშავებისათვის.<sup>520</sup> ბლუმბერგ ნიუ ენერჯი ფინანსის (Blumberg NEF) ინფორმაციით, რომელიც ეფუძნება წამყვანი ინდუსტრიული წყაროების მონაცემებს, 2028 წლისათვის მსოფლიოში

<sup>519</sup> GE-ის, Siemens-ის, Mitsubishi-ს, Ansaldo-ს და სხვა თანამედროვე ტურბინ მწარმოებელი კომპანიების პროდუქციის მაგალითებზე

<sup>520</sup> Hydrogen fueled gas turbines, GE Gas Power, assessed 29.09.2023

დაახლოებით 9 გიგავატი სიმძლავრის წყალბადზე მომუშავე ტურბინების ოპერირებაა მოსალოდნელი.



ნახაზი 4.19. წყალბადის მოხმარებაზე ადაპტირებული გაზის ტურბინების პროექტების რეალიზაციის გეგმა<sup>521</sup>

წყალბადის გამოყენება ელექტროგენერაციის ობიექტებისა და, ზოგადად, ელექტროსისტემების მოქნილობის გაზრდის კარგ შესაძლებლობას იძლევა ცვალებადი მოთხოვნისა და განახლებადი რესურსებით წარმოებულ ელენერჯის სეზონური ვარიაციის დასაბალანსებლად.<sup>522</sup> წყალბადზე მომუშავე ტურბინები და გაზის კომბინირებული ციკლის ტურბინების ნაწილი, რომლებიც ადაპტირებულია ბუნებრივი გაზისა და წყალბადის ნარევის გამოყენებაზე, ამ პრობლემის ეკონომიკურად მიზანშეწონილი გადაჭრის საშუალებას იძლევა წყალბადის წარმოებისათვის განახლებადი რესურსებისა და წყალბადის მაღალ კონცენტრაციაზე მომუშავე ტურბინების გამოყენების შესაძლებლობა. BlumbergNEF-ის მონაცემებით, მოსალოდნელია 2050 წლისათვის განახლებადი ენერჯიების ბაზაზე წარმოებული მწვანე წყალბადის ღირებულების 80-85 %-ით შემცირება \$1/კვ-მდე.<sup>523</sup>

ევროპაში უკვე ამოქმედებულია რიგი კომპლექსური სამრეწველო დანადგარი წყალბადის წარმოების, შენახვისა და მოთხოვნის დროს ელექტროენერჯის წარმოებისათვის. კომპლექს(ებ)ი მოიცავს: წყალბადის წარმოებას განახლებადი რესურსებით მიღებული ჭარბი ელენერჯით PEM ტექნოლოგიის გამოყენებით,

<sup>521</sup> BlumbergNEF and Business Council for Sustainable Energy

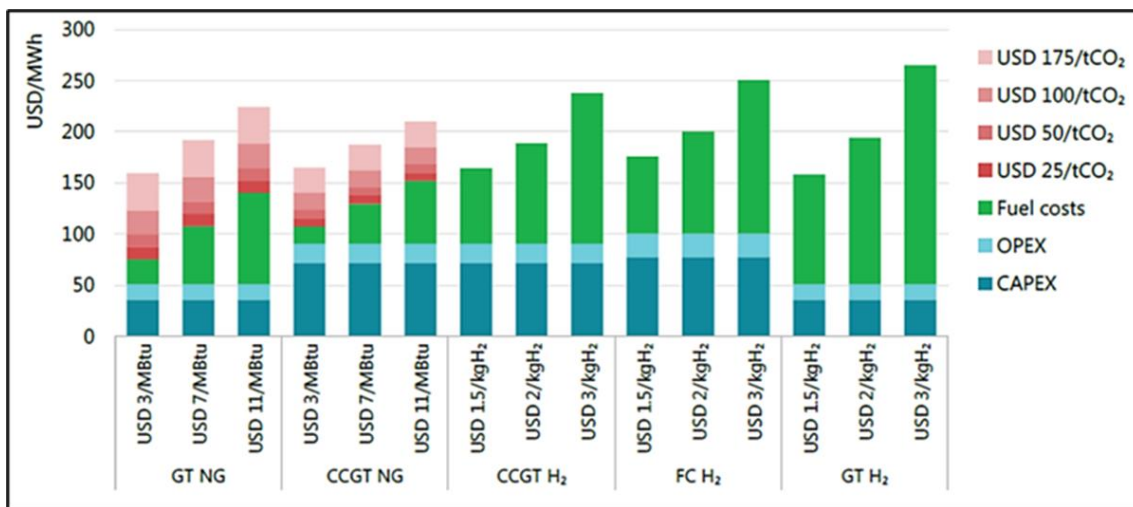
<sup>522</sup> წყალბადი ფართოდაა გამოყენებული, აგრეთვე, თბო- და ატომური ელექტროსადგურების ტურბოგენერატორების გაგრილების სისტემებში, როგორც მაღალ ეფექტური გამაცივებელი აგენტი

<sup>523</sup> Harry Jaeger, Hydrogen gas turbine projects leading the transition to decarbonize the power sector, Gas Turbine World Handbook, 2023



დასაწყობებას წნევით სარგებლობა და ელექტროენერჯის წარმოებას, პიკური მოთხოვნის დასაფარავად.<sup>524</sup>

ჩვეულებრივ პირობებში ბუნებრივ გაზზე მომუშავე გაზტურბინა ნახშირორჟანგზე დანახარჯების გათვალისწინების გარეშე, წყალბადზე მომუშავე გენერაციის საშუალებებთან შედარებით, იაფ დამაბალანსებელ ელენერჯიას გამოიმუშავებს. ნახშირორჟანგზე დანახარჯების გათვალისწინების შემთხვევაში კი, \$(1,5-2)/კვ ღირებულების წყალბადზე მომუშავე გენერაციის საშუალებები კონკურენციას უწევს გაზის ტურბინებს რეგიონებში, სადაც გაზის ღირებულება და დანახარჯები ნახშირორჟანგის გადასახადზე შედარებით მაღალია.



ნახაზი 4.20. ბუნებრივი გაზითა და წყალბადით გენერირებული ენერჯის შედარებითი ღირებულება

საწინააღმდეგო სურათი მიიღება ელექტროენერჯეტიკაში სხვა ტექნოლოგიური პროცესით მიღებული წყალბადის შემთხვევაში. ასე მაგალითად, მეთანის ორთქლით რეფორმინგის (SMR) პროცესში, ნაცრისფერი და ცისფერი წყალბადის წარმოებისას, გამოიყოფა დიდი რაოდენობით ნახშირორჟანგი, რომლის ჩაჭერა და დასაწყობება (ცისფერი წყალბადის შემთხვევაში), დეკარბონიზაციის საბოლოო მიზნის მისაღწევად, მნიშვნელოვან დანახარჯებთანაა დაკავშირებული.

ცხრილში მოცემულია 460 მგვტ სიმძლავრის კომბინირებული ციკლის გაზის ტურბინიანი ჰიპოთეტური თბოელექტროსადგურის (GTCC) საანგარიშო ეფექტიანობის მაჩვენებლები ბუნებრივი გაზისა და წყალბადის სხვადასხვა პროპორციის ნარევეზე მუშაობისას. მოდელირებულია H/J კლასის (SMR)

<sup>524</sup> წყარო: Disruptive and enabling technologies in the energy sector by Marju Korst, NATO ENSECCEO, Energy Security: Operational Highlights, #13, November 2020

იდეალური DLN<sup>525</sup> გაზის ტურბინისა (GT) და ორთქლის ტურბინის (ST) მუშაობა ISO-თი დადგენილი სტანდარტული ოპერირების პირობებისათვის.<sup>526</sup>

ცხრილი 4.5. კომბინირებული ციკლის გაზის ტურბინიანი ჰიპოთეტური თბოელექტროსადგურის საანგარიშო ეფექტიანობის მაჩვენებლები

მახასიათებელი პარამეტრები	მოდელირების შედეგები							
ბუნებრივი გაზი, %	100	85	70	50	30	20	10	0
წყალბადი, %	0	15	30	50	70	80	90	100
GT-ის სიმძლავრე, კვტ	312,54	313,36	314,41	316,36	319,42	321,69	324,87	329,68
სიმძლავრის ცვლილება, %	0,0	0,3	0,6	1,2	2,2	2,9	3,9	5,5
GT-ის ეფექტურობა, %	42,1	42,2	42,3	42,5	42,8	43,1	43,4	43,9
GT-ის ემისია, კგCO <sub>2</sub> /მგვტსთ	483	459	428	372	284	221	133	3 <sup>527</sup>
გამონაბოლ. ტემპერატურა, °F	1156	1156	1155	1154	1151	1149	1147	1143
ST-ის სიმძლავრე, კვტ	155,84	155,79	155,44	154,79	153,79	153,06	152,03	150,51
სიმძლავრის ცვლილება, %	0,0	-0,03	-0,3	-0,7	-1,3	-1,8	-2,4	-3,4
GTCC-ის ჯამური სიმძლავრე, კვტ	468,38	469,15	469,85	471,16	473,21	474,75	476,91	480,18
სიმძლავრის ცვლილება, %	0,0	0,2	0,3	0,6	1,0	1,4	1,8	2,5
GTCC-ის ეფექტიანობა, %	62,1	62,1	62,2	62,3	62,4	62,5	62,7	62,9
GTCC-ის ემისია, კგCO <sub>2</sub> /მგვტსთ	328	312	291	254	195	152	92	2
ემისია SMR პროცესიდან, კგCO <sub>2</sub> /მგვტსთ	0,0	21	48	98	175	234	315	437 <sup>528</sup>
GTCC+SMR ჯამური ემისია, კგCO <sub>2</sub> /მგვტსთ	328	333	339	352	370	386	407	439

როგორც ანალიზი აჩვენებს, 30%-მდე (მოცულობით) წყალბადის ნარევის გამოყენების დროს, რაც დღეისათვის მიჩნეულია მისაღებად DLN (მშრალი მცირე აზოტის ჟანგეულების) ტექნოლოგიით მომუშავე ტურბინებისათვის, სიმძლავრის ცვლილება უმნიშვნელოა (0,6%) 100% ბუნებრივ გაზზე მომუშავე ტურბინასთან შედარებით. კომბინირებული ციკლის თეს-ის ოპერირების დროს ეს ცვლილება შემცირებულია 0,3%-მდე, რაც დაკავშირებულია გაზის ტურბინის გამონაბოლქვის ტემპერატურის შემცირებით გამოწვეული ორთქლის ტურბინის სიმძლავრის შემცირებასთან წყალბადის ნარევის გამოყენების დროს.

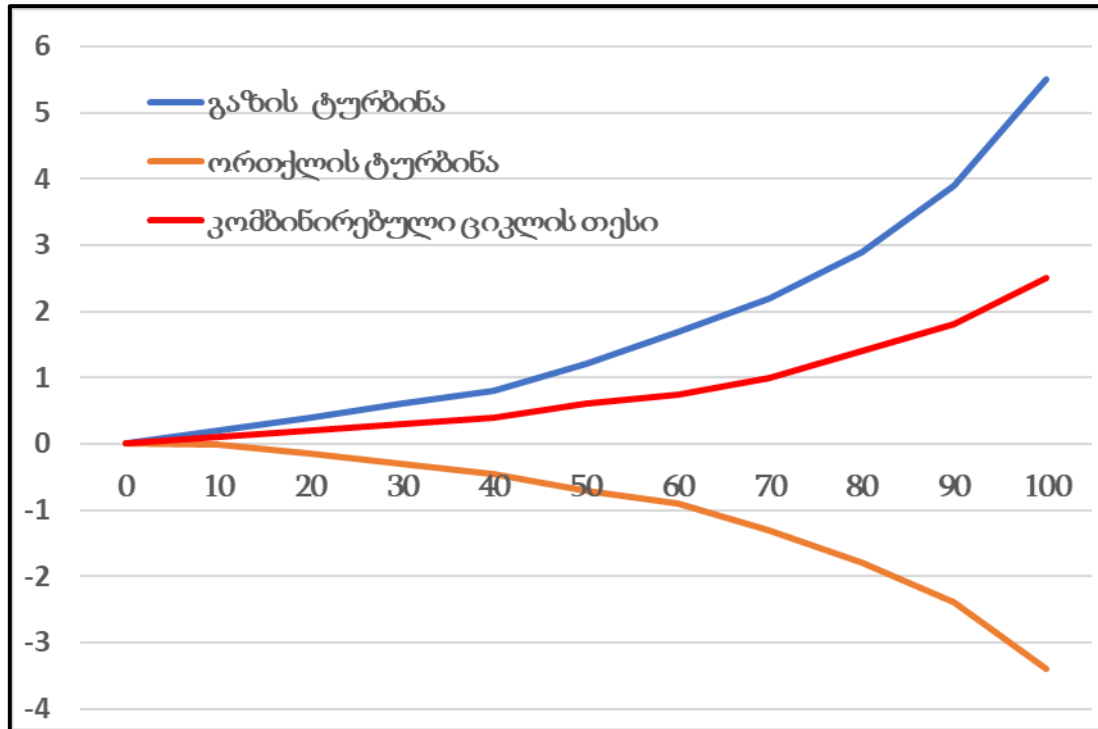
<sup>525</sup> წყალბადზე მომუშავე Dry Low NOx ტექნოლოგიის ტურბინა დღეისათვის ხელმისაწვდომი არაა

<sup>526</sup> Impact of co-firing H<sub>2</sub> and NG blended fuel on advanced H and J-class simple cycle and combined cycle power output, Gas Turbine World, 2023 Handbook

<sup>527</sup> ნახშირორჟანგის უმცირესი შემცველობა წვის პროდუქტებში ატმოსფერულ ჰაერიდან ხვდება

<sup>528</sup> მითითებულია რეფორმინგის ქიმიური რეაქციის თეორიული ფორმულით გათვლილი ნახშირორჟანგის რაოდენობა. პრაქტიკული გამოყენების შემთხვევაში ნახშირორჟანგის ემისია გაცილებით მეტია რეფორმინგის პროცესისათვის საჭირო სითბოს გამომუშავებისათვის გამოყენებული სათბობის წვის შედეგად

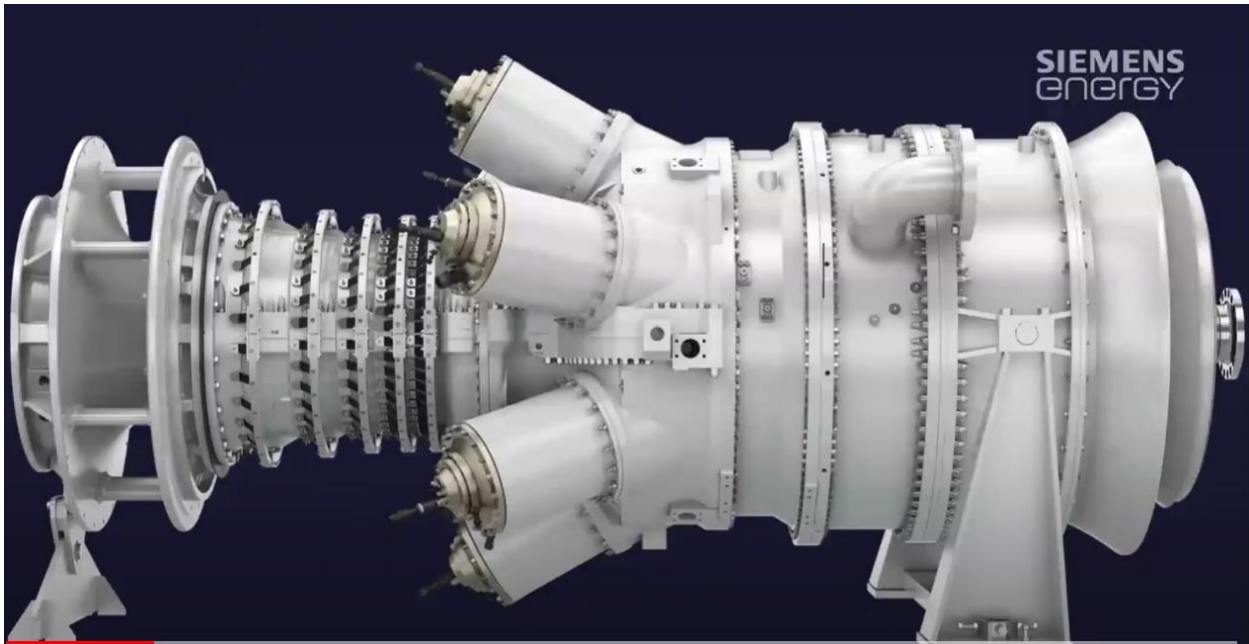
სუფთა (100 %) წყალბადის გამოყენების დროს მარტივი ციკლის გაზის ტურბინის სიმძლავრე დაახლოებით 5,5 %-ით იზრდება, თუმცა, მისი გამონაბოლქვის 13 °F-ით შემცირების გამო, მცირდება ორთქლის ტურბინის სიმძლავრე და ჯამური სიმძლავრის ზრდა მხოლოდ 2,5 %-ს შეადგენს.



ნახაზი 4.21. წყალბადის პროცენტული შემცველობის გავლენა გენერირებული ელენერგიის პროცენტულ ცვლილებაზე

ნახშირორჟანგის ემისია მნიშვნელოვნად მცირდება მწვანე წყალბადის გამოყენების დროს - 55 კგ-ით ყოველ მგვტსთ გენერირებულ ელექტროენერგიაზე ბუნებრივ გაზთან 30 %-იანი ნარევის წვისა და 480 კგCO<sub>2</sub>/მგვტსთ-ით 100 % მწვანე წყალბადის გამოყენების შემთხვევაში. თუმცა, მწვანე წყალბადის წარმოებაზე დახარჯული ენერგიის რეელექტრიფიკაციის პროცესის ჯამური ეფექტიანობა მხოლოდ 26%-ს შეადგენს,<sup>529</sup> რაც მნიშვნელოვნად ზღუდავს მისი ფართო გამოყენების პერსპექტივებს (ეკონომიკურად მიზანშეწონილად არის მიჩნეული ელექტროლიზის პროცესში მხოლოდ ჭარბი განახლებადი ენერგიით წარმოებული ელექტროენერგიის გამოყენების შემთხვევაში).

<sup>529</sup> Can we count on hydrogen as a future gas turbine fuel?, Gas Turbine World Handbook, 2023



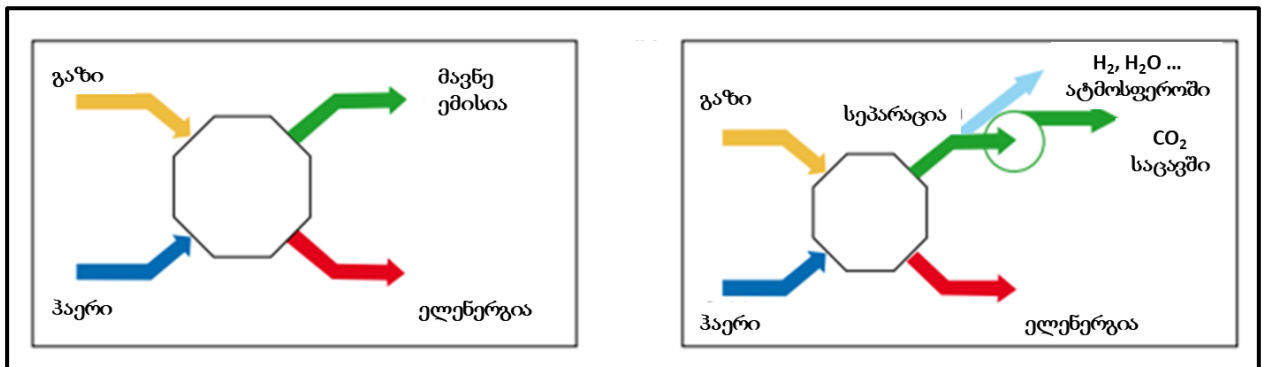
SGT-400 DLE გაზის ტურბინა 60 %-მდე წყალბადის მოხმარებით<sup>530</sup>

იმ შემთხვევაში, თუ წყალბადი წარმოებულია ბუნებრივი გაზიდან, მაგალითად, მეთანის ორთქლით რეფორმინგის ტექნოლოგიით, ნახშირორჟანგის ჯამური გამონაბოლქვი აღემატება ბუნებრივ გაზზე მომუშავე გაზის ტურბინიანი კომბინირებული ციკლის თეს-ის გამონაბოლქვს - 48 კგCO<sub>2</sub>/მგვტს-ით 30 %-იანი ნაცრისფერი წყალბადის ნარევისა და 437 კგCO<sub>2</sub>/მგვტს-ით 100 % ნაცრისფერი წყალბადის გამოყენების დროს.

ცისფერი წყალბადის ბუნებრივი გაზიდან წარმოებისა და ნახშირორჟანგის ჩაჭერისა და დასაწყობების (CCS) ტექნოლოგიების გამოყენებისას შესაძლებელია 90-99% CO<sub>2</sub>-ის ატმოსფეროში ემისიის პრევენცია. ეკონომიკური მიზანშეწონილობის გათვალისწინებით, პრაქტიკაში გამოყენებული სისტემები უზრუნველყოფენ 90%-მდე ნახშირორჟანგის ჩაჭერა-დასაწყობებას. შესაბამისად, განხილული მოდელირების პირობებში, სათბობად 100% ცისფერი წყალბადის გამოყენების შემთხვევაში ნახშირბადის ემისია ატმოსფეროში დაახლოებით 44 კგCO<sub>2</sub>/მგვტს-ს გაუტოლდება.

შედარებისათვის ნახშირბადის ამოღების სისტემა (ე.წ. წვის შემდგომი ნახშირბადის ჩაჭერის - PCC სისტემა) გაზის კომბინირებული ციკლის თესის გამონაბოლქვიდან, რომელიც უზრუნველყოფს გამონაბოლქვის 33 კგCO<sub>2</sub>/მგვტს-მდე შემცირებას, გაცილებით მასშტაბური და ძვირად ღირებული მოწყობილობისა და პარაზიტული ენერჯის გამოყენებას მოითხოვს, ბევრად მასშტაბური მოცულობის დაბალ კონცენტრირებული (დაახლოებით 4,5 %) გამონაბოლქვის გამო.

<sup>530</sup> წყარო: SGT-400 DLE Gas Turbine, SIEMENS Energy, 2023



გაზზე მომუშავე თბოელექტროსადგურის სქემატური დიაგრამები მავნე ემისიების ატმოსფეროში გაფრქვევისა და CCS ტექნოლოგიის გამოყენებით ნახშირორჟანგის გამოყოფისა და დასაწყობების შემთხვევებში

მიუხედავად აღნიშნულისა, ჯერჯერობით, დეტალური ტექნიკურ-ეკონომიკური ანალიზის ჩატარების გარეშე, შეუძლებელია უპირატესობის მინიჭება წალბადის წარმოების, ელექტროგენერაციაში გამოყენებისა და ნახშირორჟანგის ემისიის პრევენციის რომელიმე უკვე ათვისებული კონკრეტული თუ ამჟამად განვითარების ეტაპზე მყოფი ტექნოლოგი(ებ)ისათვის. ამასთან ერთად, ანალიზი უნდა ითვალისწინებდეს შემდეგ კრიტიკულ ფაქტორებსაც:

- მარტივი ციკლის გაზის ტურბინის მიერ ქარის სადგურზე გენერირებული ელენერჯიით წარმოებულ მწვანე წყალბადზე მუშაობისას, შემაჯავლი (გახარჯული) ენერჯიის ფარდობა ტურბინის მიერ წარმოებულ ელექტროენერჯიასთან 4-ის ტოლია (გაზის კომბინირებული ციკლის თესის შემთხვევაში ეს ფარდობა 2,7-მდე მცირდება);<sup>531</sup>
- გაზის ტურბინის 100 %-იან წყალბადზე მუშაობისას საწვავის სიმკვრივე დაახლოებით 10-ჯერ ნაკლებია ბუნებრივი გაზის სიმკვრივეზე, რაც იმაზე მიუთითებს, რომ მილსადენებმა, ჩამკვეტ-მარეგულირებელმა არმატურამ და საქმენებმა 10-ჯერ მეტი მოცულობის წყალბადის ნაკადი უნდა გაატარონ და/ან მართონ.

ბუნებრივი გაზიდან მიღებული მეთანისა და წყალბადის ელექტროენერგეტიკაში გამოყენების ალტერნატიული ვარიანტი ითვალისწინებს თბურ ელემენტებზე (Fuel Cells) დაფუძნებული ავტონომიური სისტემების დანერგვას. თბური ელემენტები სწრაფი გაშვების უნარითა და მაღალი ეფექტიანობით გამოირჩევა.

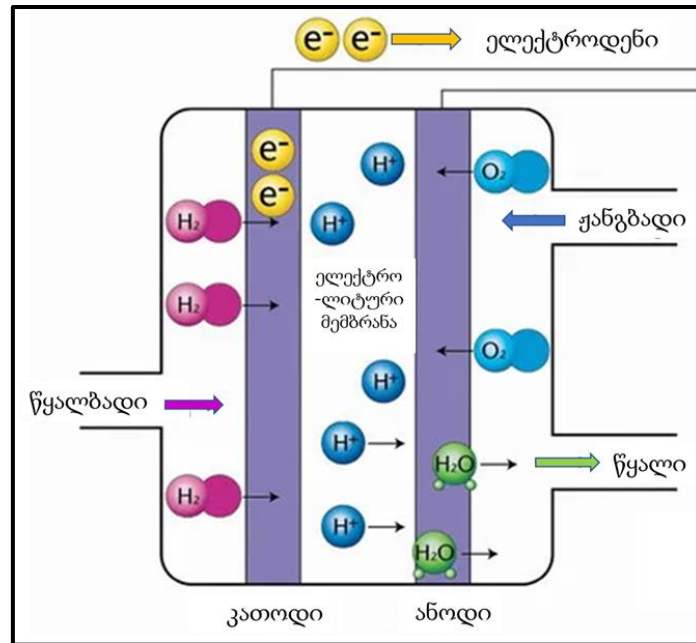
თბური ელემენტის მუშაობას საფუძვლად უდევს წყლის ელექტროლიზის საწინააღმდეგო რეაქცია, როცა წყალბადი და ჟანგბადი გარკვეულ პირობებში შეიძლება შეერთდნენ წვის გარეშეც, ელექტროენერჯისა და წყლის (აგრეთვე მცირე რაოდენობის სითბოს) გამოყოფით. ელექტრული დენი თბურ ელემენტში წარმოიქმნება ელექტროქიმიური რეაქციის პროცესში, როცა წყალბადის ატომები

<sup>531</sup> John Gulen, Harry Jaeger, Energy cost of green hydrogen, Gas Turbine World Handbook, 2021



იშლება უარყოფითად დამუხტულ ელექტრონებად და დადებითი მუხტის მატარებელ პროტონებად.

ნახაზზე ნაჩვენებია თბური ელემენტის სქემა. მის ანოდზე მიეწოდება წყალბადი, ხოლო კათოდზე - ჟანგბადი. მათ შორის სივრცეში განთავსებულია კატალიზატორი და ელექტროლიტური მემბრანა, რომელიც ატარებს წყალბადის ატომის ბირთვს (პროტონს), ხოლო ელექტრონებს მიმართავს ქსელისაკენ.



ნახაზი 4.22. თბური ელემენტი

განსხვავებით ელექტროენერჯის გენერაციის ტრადიციული მეთოდისა, როცა ელექტრობა მიიღება სათბობის წვით გამონთავისუფლებული ენერჯის ხარჯზე გენერატორის მიერ (ორთქლის ან გაზტურბინის მიერ აღძრული ბრუნვითი ძრავის მეშვეობით), თბურ ელემენტში ელექტროენერჯია იწარმოება „ცივი“ დაჟანგვის პროცესში (წყალბადსა და მეთანოლზე მომუშავე თბური ელემენტები მუშაობს 60-80 °C ტემპურატურულ ინტერვალში). შედეგად, თბური ელემენტის ეფექტურობა 65-80 %-ს შეადგენს, მნიშვნელოვანი გაუმჯობესების პერსპექტივით, მაშინ როდესაც ყველაზე თანამედროვე გაზის ტურბინის მაქსიმალური ეფექტურობა 44 %-ით შემოიფარგლება. გარდა ამისა, თბური ელემენტის ეფექტურობა არ არის დამოკიდებული მის დატვირთვაზე, განსხვავებით ნებისმიერი სხვა ტიპის გენერატორისა.

თბური ელემენტები ფართოდ გამოიყენება სამრეწველო შენობა-ნაგებობების ავტონომიური ელექტრო- და თბომამარაგებისათვის, სატრანსპორტო საშუალებებში, საყოფაცხოვრებო პირობებში.

თბური ელემენტების ეფექტიანობა განსაკუთრებით მაღალია უსაფრთხოების საპასუხისმგებლო სისტემებსა და ელექტრონული კომუნიკაციის ვრცელ ტერიტორიაზე გაბნეულ დანადგარებზე, დიზელ-გენერატორებისა და ბატარეების ჩასანაცვლებლად. მზის ფოტოვოლტაიკების, წყალბადის წარმოებისა და თბური

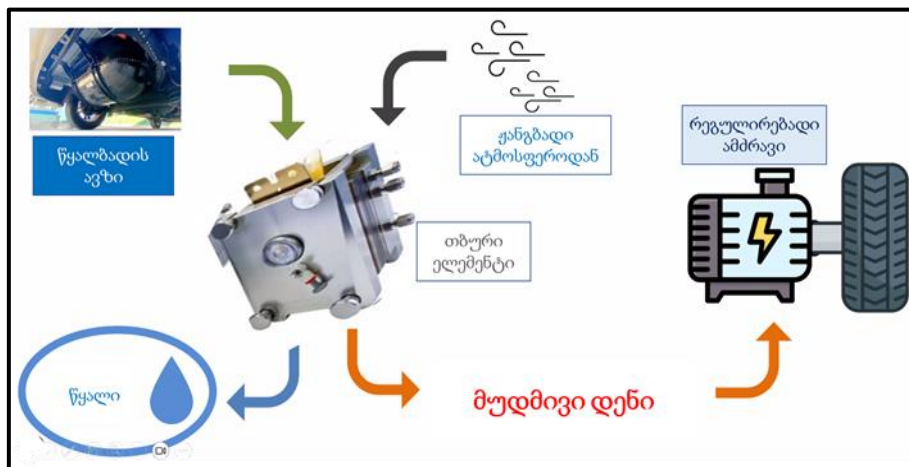


წყალბადი იყო გამოყენებული ნავთობგადამუშავებაში, ამონიუმის ნიტრატის, მეთანოლისა და ამიაკის წარმოებაში. საქართველოში, კერძოდ, რუსთავის აზოტის ქარხანაში, წყალბადისგან წარმოებულ ამიაკს ( $3\text{H}_2 + \text{N}_2 = 2\text{NH}_3$ ) იყენებენ მინერალური სასუქების - ამონიუმის ნიტრატის ( $\text{NH}_4\text{NO}_3$ ), ამონიუმის სულფატისა ( $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ ) და კარბამიდის ( $\text{CH}_4\text{N}_2\text{O}$ ) - წარმოებისათვის.

წყალბადი ფართოდაა გამოყენებული, აგრეთვე, კოსმოსური ხომალდების საწვავად, გამაცივებელ აგენტად თბო- და ატომურ ენერგეტიკაში, ნედლეულად სასუქების წარმოებაში, მეტალურგიაში და ა.შ. უკანასკნელ წლებში კი წყალბადის გამოყენების არეალი მნიშვნელოვნად გაიზარდა ელექტროგენერაციასა (იხ. პარაგრაფი: **წყალბადის გამოყენება ელექტოენერჯის წარმოებისათვის**) და სატრანსპორტო საშუალებების საწვავად, რაც ატმოსფეროში სათბურის გაზების გამოყოფის მნიშვნელოვანი შემცირების საშუალებას იძლევა. სურათზე ქვემოთ ნაჩვენებია ამონარიდი ავტომობილების მწარმოებელი გიგანტი „ჰიუნდაის“ სარეკლამო რგოლიდან, სადაც სპორტსმენი ჩაკეტულ (ატმოსფეროსგან იზოლირებულ) სივრცეში ვარჯიშობს, რომელშიც პირდაპირ მიეწოდება წყალბადზე მომუშავე Hyundai Nexo-ს მარკის ავტომობილის გამონაბოლქვი.



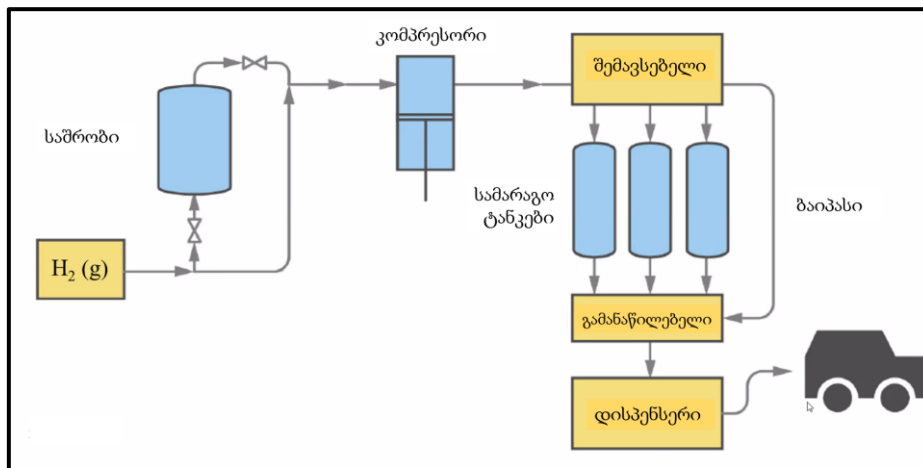
წყალბადზე მომუშავე ავტომობილის გამოცდა იზოლირებულ სივრცეში



წყალბადზე მომუშავე ავტომობილის ამძრავის მოქმედების სქემა

2021 წლის მონაცემებით, მსოფლიოში წყალბადზე მომუშავე (მათ შორის ჰიბრიდული) მსუბუქი ავტომობილების გავრცელებული მარკებია Hyundai Nexio, Toyota Mirai, Honda Clarity, Mercedes GLC F-Cel და სხვ., რომელთა გარბენი შევსებული ავზით 450-650 კმ-ის ფარგლებში ცვალებადობს, ხოლო საწვავის ხარჯი 0,8-1 კგ-ს შეადგენს ყოველ 100 კმ მანძილზე.

ნახაზზე მოცემულია მრავალტანკიანი, ურთიერთდამოუკიდებელი შევსება/დაცლის შესაძლებლობის ტანკებით აღჭურვილი წყალბადგასამართი სადგურის ტექნოლოგიური მოწყობილობის განლაგების სქემა, რომელიც უზრუნველყოფს საწვავს მიწოდების უწყვეტი, მოქნილი და ენერჯიადამზოგი პროცესებით მომსახურებას.<sup>536</sup> წყალბადგასამართი სადგურები მსუბუქი ავტომობილების მომსახურებისათვის, როგორც წესი, მუნიციპალიტეტების ან კერძო კომპანიების საკუთრებაშია და ნებისმიერი მომხმარებლის მომსახურებისათვისაა განკუთვნილი.



წყალბადგასამართი სადგური

აქტიურად მიმდინარეობს მუშაობა წყალბადის გამოყენებაზე სხვა საგზაო სატვირთო და სამგზავრო, სარკინიგზო, საზღვაო და საჰაერო სატრანსპორტო საშუალებებზეც, რომელთა წარმოებისა და პრაქტიკაში დანერგვის სამუშაოებში ჩართული არიან მსოფლიოს მსხვილი მანქანათმშენებელი კომპანიები: Toyota, Mercedes, NASA, Alstrom, CAF, Boeing, Zero Avia, HES ES, Nicola Motors Co., Van Hool FC და სხვები.<sup>537</sup>

<sup>536</sup> წყარო: Presentation at “GEO Technical Training on Green Hydrogen”, Guillermo Gimenez, FHa, Tbilisi, October, 2023

<sup>537</sup> ინფორმაცია წყალბადზე მომუშავე სატრანსპორტო საშუალებების შესახებ იძებნება მწარმოებელი კომპანიების ვებგვერდებზე, აგრეთვე შესაბამისი ინტერნეტწყაროებიდან: Fuel Cell Busses, <https://newatlas.com> და სხვა





წყალბადზე მომუშავე სატრანსპორტო საშუალებები

როგორც პრაქტიკა აჩვენებს, მსხვილტონაჟიანი საგზაო და საზოგადოებრივი სამგზავრო სატრანსპორტო საშუალებებისათვის წყალბადზე მომუშავე ამძრავები ძირითადად გამოიყენება მაქსიმალურ მარშრუტებზე მანძილისა და დატვირთვის სიხშირის მიუხედავად, როცა მფლობელი/ოპერატორი ამონტაჟებს და მომსახურებას თვითონვე უწევს ტერმინალებში განლაგებულ საწვავ გასამართ სადგურებს. წყალბადზე მომუშავე სარკინიგზო ტრანსპორტის გამოყენება კი მიზანშეწონილია არაელექტრიფიცირებული, დაბალი ინტენსივობის მარშრუტებისათვის.

წყალბადზე მომუშავე სატრანსპორტო საშუალებების დიზაინისა და კონსტრუირების დროს აუცილებლად ითვალისწინებენ მის განსხვავებულ თვისებებს ტრადიციულ, თხევად საწვავზე მომუშავე საშუალებებისგან. მათ შორის განსაკუთრებული ყურადღება ექცევა წყალბადის დაბალ სიმკვრივესა და, შესაბამისად, ატმოსფეროში მის გაჟონვის და/ან ავარიული აფეთქების დროს ალის გავრცელების სიჩქარესა და მიმართულებას. როგორც ფოტოზე ჩანს,<sup>538</sup> წყალბადის აფეთქებისას ალი ზემოთ მიიმართება და შედარებით სწრაფად ხდება მისი შესაძლო დამაზიანებელი ეფექტის შესუსტება, მაშინ როდესაც ბენზინზე მომუშავე ავტომობილის ავზის აფეთქების დარტყმის ტალღა მიწის ზედაპირიდან აირეკლება და დამანგრეველი კატასტროფის მიზეზი შეიძლება გახდეს.

<sup>538</sup> წყარო: Presentation at “GEO Technical Training on Green Hydrogen”, Guillermo Gimenez, FHa, Tbilisi, October, 2023





საწვავის ავზის აფეთქებით გამოწვეული შედეგები წყალბადსა და ბენზინზე მომუშავე ავტომობილების შემთხვევაში

შესაბამისად, წყალბადის ავზებს სატრანსპორტო საშუალებებზე, როგორც წესი, კონსტრუქციის ზედა ნაწილში (მაგ., სახურავზე) განათავსებენ ან ატმოსფეროსთან უშუალო და შეუზღუდავი კონტაქტის საშუალებას აძლევენ (იხ. სურათები ზემოთ).

ბუნებრივ გაზთან შერეული (blended) წყალბადის გამოყენება ელექტროგენერაციაში ან ბუნებრივი გაზის ქსელის საშუალებით მომხმარებელების მოსამარაგებლად გამორიცხავს მისი დასაწყობების აუცილებლობას და ამცირებს შესაბამის დანახარჯებს. ამასთან ერთად, თუ წყალბადის წარმოებაში გამოყენებულ იქნება განახლებადი რესურსებით გენერირებული ელენერგია, მათ შორის ძირითადად იმ პერიოდებში, როცა წარმოება აჭარბებს მოთხოვნას, შესაძლებელია პროცესის მაღალი ეფექტიანობის მიღწევა.

IEA-ს ინფორმაციით, 3-5%-მდე წყალბადის შერევა გაზში შესაძინევ გავლენას არ ახდენს გათბობის ბოილერებისა და გაზქურების მუშაობის ეფექტიანობასა და უსაფრთხოებაზე. სხვადასხვა ქვეყნის (გერმანია, შვეიცარია, ნიდერლანდები, ლიეტუვა, ფინეთი, ბელგია, იაპონია, დიდი ბრიტანეთი და ა.შ.) ეროვნული კანონმდებლობით ლიმიტირებულია ბუნებრივ გაზთან შერეული წყალბადის მაქსიმალური წილი 2%-ით. მხოლოდ ზოგიერთ ქვეყანაში (ავსტრია, ესპანეთი, საფრანგეთი), აგრეთვე განსაკუთრებულ პირობებში (მაგ., გერმანიაში) ეს ზღვარი უფრო მაღალია. ნიდერლანდებში წარმატებით გამოიცადა წყალბადის 20%-იანი წილით განზავებული ბუნებრივი გაზის გამოყენების შესაძლებლობა შენობების გასათბობად. პარალელურად გრძელდება მუშაობა საოჯახო მოწყობილობისა და

ქსელების თავსებადობის მისაღწევად წყალბადნარევ ბუნებრივ გაზზე სამუშაოდ, რაც განსაკუთრებით ეფექტიანი იქნება ახალი ქსელების მშენებლობის ან არსებულის განახლების დროს. ამასთან ერთად, ბუნებრივია, ერთ-ერთი ძირითადი ფაქტორი გაზთან შერეული წყალბადის გამოყენების დროს კომერციული მიზანშეწონილობაა. ბოლო მომხმარებლებისათვის წყალბადის ბუნებრივ გაზთან კონკურენტული და კომერციულად მიმზიდველი ღირებულება მსხვილი მომხმარებელი ბაზრებისათვის \$1,5-3,0/კვH<sub>2</sub>, ფარგლებში ივარაუდება.<sup>539</sup>

იმპორტზე დამოკიდებული და განახლებადი რესურსებით მდიდარ ქვეყნებში (ჩინეთი, ინდოეთი) არსებობს ადგილობრივ წარმოებული წყალბადით იმპორტირებული წიაღისეულის ჩანაცვლების საუკეთესო პოტენციალი, ზოგიერთ ქვეყანასა და რეგიონში კი, სადაც პრობლემურია წყალბადის წარმოება (იაპონია, ევროპა), შეიძლება მიზანშეწონილი აღმოჩნდეს მისი იმპორტი სხვა რეგიონებიდან (ავსტრალია, ახლო აღმოსავლეთ, ჩრდილოეთ აფრიკა, აშშ).

ზოგიერთ შემთხვევაში, როგორცაა მსხვილი კომერციული შენობებისა და საცხოვრებელი კომპლექსების ცენტრალური გათბობის სისტემები, მიზანშეწონილია 100% წყალბადის გამოყენება, თუ ეს უკანასკნელი ხელმისაწვდომ ფასად იქნა მიწოდებული.

#### **4.6. ნავთობისა და გაზის გამოყენება ქიმიურ მრეწველობაში<sup>540</sup>**

ნავთობი და ბუნებრივი გაზი, საყოფაცხოვრებო სექტორისა და თბოელექტრო-სადგურების სათბობითა და სატრანსპორტო საშუალებების საწვავად გამოყენების გარდა, ნავთობქიმიური მრეწველობის ნედლეულით უზრუნველყოფის ერთ-ერთი ძირითადი წყაროა.

ძირითადი ნავთობქიმიური პროდუქტებია: ზედაპირულ-აქტიური ნივთიერებები, სპირტები, პოლიმერები, სინთეზური ბოჭკოები და ა.შ. ნავთობის გადამუშავების პროდუქტები გამოიყენება სოფლის მეურნეობაშიც: ზრდის სტიმულატორებად, თესლების საწამლავად, მხამქიმიკატებად და ა.შ.

მანქანათმშენებლობასა და მეტალურგიაში იყენებენ ნავთობის და გაზის ბაზაზე წარმოებულ უნივერსალურ წებოს, პლასტმასის დეტალებს და ნაწილებს, საცხ ზეთებს და სხვა. ანოდების დასამზადებლად მეტალურგიაში ფართოდ გამოიყენება ნავთობის კოქსი.

<sup>539</sup> METI (Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan), 2017, The Basic Hydrogen Strategy, [www.meti.go.jp/english/press/2017/1226\\_003.html](http://www.meti.go.jp/english/press/2017/1226_003.html).

<sup>540</sup> ძირითადად გამოყენებული წყარო: ე.ნიჟარაძე, ნ.მამულაიშვილი, ნავთობისა და გაზის ქიმია, შოთა რუსთაველის სახელმწიფო უნივერსიტეტი, ბათუმი, 2010

საყოფაცხოვრებო სექტორი	მსუბუქი მრეწველობა	მედიცინა	მშენებლობა	სოფლის მეურნეობა	საავტომობილო მრეწველობა

ნავთობქიმიური ინდუსტრიის პროდუქცია<sup>541</sup>

კვების მრეწველობაში გამოიყენება პოლიეთილენის შეფუთვები, საკვები მუკავები, კონსერვანტები, პარაფინი, ცილოვან-ვიტამინური კონცენტრატები, რომელთა ნედლეულს წარმოადგენს მეთილის და ეთილის სპირტები და მეთანი.

ფარმაცევტულ და პარფიუმერულ მრეწველობაში ნავთობის გადამუშავების პროდუქტებიდან აწარმოებენ ნიშადურის სპირტს, ქლოროფორმს, ფორმალინს, ასპირინს, ვაზელინსა და სხვა.

ნავთობსინთეზის ნაწარმი ფართოდ გამოიყენება ხის გადამამუშავებელ, საფეიქრო, ტყავის და სამშენებლო მრეწველობაში.

ნავთობიდან და გაზიდან წარმოებული ნავთობქიმიკატები სამ ძირითად ჯგუფში ერთიანდება:

- ოლეფინები: ეთილენი, პროპილენი და ბუტადიენი, რომლებიც სამრეწველო ქიმიკატების, პლასტიკური მასალებისა და სინთეზური რეზინის წარმოების მნიშვნელოვანი ნედლეულია.

- ეთილენი გამოიყენება პოლიესტერის წარმოებაში. ეთილის სპირტი - ეთანოლი - გამოიყენება წარმოების დაახლოებით 150 დარგში: ფარმაციაში,

<sup>541</sup> Rza Rzayev, Azerikimya, Overview of Petrochemical industry of Azerbaijan and Development Perspectives, Int. Caspian Oil, Gas, Processing & Petrochemical Conference, Baku, 2014.

კოსმეტიკაში, ლაქ-საღებავების, სადუზიფექციო ნივთიერებების წარმოებაში, აგრეთვე საავტომობილო ბენზინის ოქტანობის ამაღლებისათვის და ა.შ.

- პოლიეთილენი (PE) მსოფლიოში ერთ-ერთი ყველაზე ფართოდ გამოყენებადი პროდუქტია. იგი ქიმიურ- და ტენმდეგი პროდუქტია, ხასიათდება კარგი საიზოლაციო თვისებებით და საუკეთესო შესაფუთი მასალაა პლასტიკის პარკების, კონტეინერების, ბოთლების, გეომემბრანის და ა.შ. წარმოებაში.

- პოლივინილქლორიდი (PVC) ფართო სპექტრიანი ტექნიკური პარამეტრების მქონე პროდუქტია. გამოიყენება ყოველდღიური გამოყენების მოწყობილობაში, მათ შორის მედიცინაში, სათამაშოების, ფეხსაცმლის, ელექტრული კაბელების და ა.შ. წარმოებაში.

- პოლიპროპილენი (PP) გამოიყენება მრავალ სამრეწველო პროდუქტში, როგორებიცაა: ერთჯერადი ტანსაცმელი და სამედიცინო ნაკეთობები, თოკები და სამაგრი მასალები, ბოთლები და კონტეინერები საკვები პროდუქტებისათვის, პირადი ჰიგიენის ნივთები, სათამაშოები, ავტომობილების დეტალები და ა.შ.

- იზოპროპილბენზოლი ღირებული პროდუქტია ისეთი სამკურნალო პროდუქტების წარმოებისათვის, როგორებიცაა ასპირინი და პენიცილინი.

- ბუტადიენი, ბუტილენები და პიროგენები გამოიყენება ცვეთამედეგი სინთეზური რეზინის (საბურავებისთვის) და მაღალი ელექტრული წინააღობის დანაფარის (ელექტრონიკაში) წარმოებაში, წნევიანი მილსადენების, წყალგამაცხელებლების და ა.შ. დასამზადებლად.

• არომატული ნავთობქიმიკატები: ბენზოლი, ტოლუენი, ქსილენი, რომლებიც გამოიყენება საღებავებისა და სინთეზური სარეცხი საშუალებების, ფეთქი ნივთიერებების, პლასტიკური მასალებისა და სინთეზური ბოჭკოს წარმოებაში.

- ბენზოლ-სტიროლის ჯაჭვის ნივთიერებები გამოიყენება პოლისტიროლის წარმოებაში, რომლისგანაც, თავის მხრივ, ამზადებენ საყოფაცხოვრებო და ფართო მოხმარების ნივთებს (ჭურჭელს, კონტეინერებს და სხვა);

- სტიროლ-აკრილონიტრილი უფრო მაღალი თბომედეგობით გამოირჩევა და გამოყენებულია საავტომობილო, ელექტრულ და ელექტრონულ მრეწველობაში, აგრეთვე სამშენებლო მასალებისა და საყოფაცხოვრებო ნივთების დასამზადებლად;

- აკრილონიტრილ-ბუტადიენ-სტიროლი თბო- და დარტყმამედეგი პლასტიკია, რომელიც გამოიყენება ნივთებისა და ტელეფონების კორპუსების, ჩემოდნების, სპორტული ჩაფხუტების, მილის ფასონური და ავტომობილების ნაწილების დასამზადებლად;

- ბუტადიენ-სტიროლი მაღალ ცვეთამედეგი რეზინია, რომელიც გამოიყენება საავტომობილო საბურავების, კაბელებისა და გამტარების

საიზოლაციოდ, ღვედების, გადახურვის, ფეხსაცმლის დასამზადებლად;

- ქსილოლისა და პოლიესტერის ჯაჭვის ნივთიერებები, მათ შორის ძირითადად პოლიესტერი (PET), გამოყენებულია ტანსაცმლის (სინთეზური ბოჭკოს წარმოების 60%), შესაფუთი მასალებისა და პლასტმასის ბოთლების (30%), ანორაკების, საბნების, კონვეიერის ღვედების წარმოებაში. პოლიესტერი პოლიეთილენისა და პოლიპროპილენის შემდეგ ყველაზე გავრცელებული პოლიმერია (პოლიმერების გლობალური წარმოების 18 %);
- ორთოქსილოლი (ქსილოლის იზომერი) გამოიყენება პოლივინილქლორიდის, სამედიცინო და საღებავების წარმოებაში;
- ტოლუოლის, ბენზოლის, პოლიურეთანისა და ფენოლის ჯაჭვის წარმოებული პროდუქტებია პოლიურეთანის ქაფის გამოყენებაზე დაფუძნებული ავეჯის კომპონენტები, ხალიჩები, ქვეშაგები, ელასტომერები, ნეილონი, ფენოლის რეზინი, პოლიაკრილამიდი, სამშენებლო და დეკორატიული მასალები, ელექტრული და მექანიკური მოწყობილობები, ანტისეპტიკები, დამცავი საფარები, ჯავშნიანი და ცეცხლგამძლე კარები და ფანჯრები (მაგ., ბანკებში).

• სინთეზური გაზი (ნახშირბადისა და წყალბადის ნაერთი) გამოიყენება ამონიუმისა და მეთანოლის წარმოებაში. ამონიუმი, თავის მხრივ, გამოიყენება სასუქებისა და ფეთქი ნივთიერებების დასამზადებლად, ხოლო მეთანოლი - სხვა ქიმიკატების საწარმოებლად:

- ამონიუმი ( $\text{NH}_3$ ) მიიღება ჰაბერ-ბოშის სინთეზის პროცესში 15–25 მგპა წნევსა და 300 -550 °C ტემპურატურის დროს კატალიზატორის თანხლებით. ძირითადად გამოიყენება აზოტოვანი სასუქების, ფარმაცევტული და ფეთქი ნივთიერებების წარმოებაში.

- შარდოვანა (კარბამიდი -  $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$  ამონიუმისა და ნახშირორჟანგის სინთეზის შედეგად მიიღება. იგი ფართოდ გამოიყენება სასუქებში, როგორც აზოტის წყარო. შარდოვანა, ასევე, მნიშვნელოვანი ნედლეულია ქიმიური მრეწველობისთვის, ცხოველების საკვების კომპონენტად, პლასტმასებისა და ფისების დასამზადებლად.

- მეთანოლი ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ), ამიაკთან ( $\text{NH}_3$ ) ერთად, მოისაზრება საზღვაო ტრანსპორტზე წიაღისეული საწვავის ჩამნაცვლებლად, ზღვაოსნობის საერთაშორისო ორგანიზაციის (IMO) მიერ 2050 წლისათვის დაანონსებული სათბურის გაზების 50%-იანი შემცირების ამბიციური გეგმის განხორციელების ერთ-ერთ შესაძლო საშუალებად.<sup>542</sup>

<sup>542</sup> Метанол или “зеленый” аммиак? Будущее рынка судового топлива, аналитический обзор, Аргус, Август, 2021



V ნაწილი  
საქართველოს ნავთობი და გაზი

## 5.1. საქართველოს ნავთობგაზიანობა<sup>543</sup>

### 5.1.1. გეოლოგია

საქართველოს ტერიტორია გეოლოგიური აგებულების მიხედვით პირობითად 3 დიდ ტექტონიკურ ერთეულად იყოფა, რომლებიც სუბგანედურად არიან გადაჭიმული. ჩრდილოეთით და სამხრეთით მდებარეობს დიდი და მცირე კავკასიონის ნაოჭა-შარიაჟული და ნაოჭა-ბელტური აგებულების მქონე მთიანი ნაგებობები, მათ შორის კი სამხრეთ კავკასიის დეპრესიული ზოლია განლაგებული, რომელიც დასავლეთის მიმართულებით ფართოვდება და შავი ზღვის აუზის შეღწევი გადადის.

მთიანი სისტემები უპირატესად იურულ-ცარცული ნალექებითაა აგებული, თუმცა ცალკეულ, განსაკუთრებულად აღზევებულ უბნებზე ზედაპირზე შვერილების სახით შიშვლდება უპირატესად გვიანპროტეროზოურ-პალეოზოური ასაკის ნაოჭა-მეტამორფული ფუნდამენტის ფრაგმენტებიც.

დეპრესიული ზოლი დასავლეთ და აღმოსავლეთ ნაწილებში გამოსახულია მძლავრი ოლიგოცენურ-ანტროპოგენური ასაკის მოლასური ნალექებით ამოვსებული რიონისა და მტკვრის მთათაშუა როფებით. ცენტრალურ უბანზე კი ისინი ერთმანეთისაგან გამიჯნულია ძირულა-იმერეთის მოლასამდელი საგების ამოწევით, რომელიც ზედაპირზე უპირატესად იურულ-ცარცული ნალექებითაა აგებული, ხოლო ძირულის შვერილის სახით ზედაპირზე შიშვლდება ასევე იურამდელი ასაკის ნაოჭა-მეტამორფული ფუნდამენტი.

საქართველოს გეოლოგიური აგებულება საკმაოდ კარგადაა შესწავლილი. თუმცა ეს ეხება რეგიონში გავრცელებული დანალექი საფარის უპირატესად ზედა ნაწილს და ნაოჭა-მეტამორფული ფუნდამენტის იმ მონაკვეთებს, რომლებიც ზედაპირზე არიან გაშიშვლებული. მათი აგებულება სათანადოდაა გაშუქებული სხვადასხვა სახის საველე გეოლოგიურ-გეოფიზიკური კვლევით, ხოლო დეპრესიულ ზოლში - ასევე, ბურღვითი სამუშაოების შედეგებით.<sup>544</sup> უმეტესი ტერიტორიის სიღრმული აგებულება გაცილებით სუსტადაა შესწავლილი და იძლევა განსხვავებული ინტერპრეტაციის საფუძველს.

### 5.1.2. აღმოჩენილი საბადოები

ქვეყანაში სულ აღმოჩენილია 16 სამრეწველო მნიშვნელობის საბადო, რომლებშიც შესაბამისი რაოდენობის მარაგების არსებობა დადასტურებულია და მათი მოპოვება მეტ-ნაკლებად რეგულარულად მიმდინარეობს. გამოვლენილია 5 ახალი საბადოც, რომლებზეც სამრეწველო მნიშვნელობის მარაგების არსებობა

<sup>543</sup> მასალები მოწოდებულია სნგკ-ს პროდუქციის წილობრივი განაწილების ხელშეკრულებების დეპარტამენტის მიერ, ხოლო შინაარსი, ძირითადად, ეფუძნება მთავარი გეოლოგის სოსო ლუდუშაურის მიერ მომზადებულ ტექსტს

<sup>544</sup> დეტალური ინფორმაცია საკითხზე შეგიძლია იხილოთ მონოგრაფიაში: თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, სოსო ლუდუშაური, საქართველოს ნავთობგაზიანობა და მაგისტრალური მილსადენები, თბილისი, 2019

სხვადასხვა მიზეზის გამო ჯერჯერობით არ არის საბოლოოდ დადასტურებული (ნახაზი 5.1).

დასავლეთ საქართველოში, რიონის როფის ფარგლებში, მდებარეობს სამრეწველო მნიშვნელობის 3 ნავთობის საბადო. მათგან ორი საბადო, სუფსა (#1 ნახაზზე) და შრომისუბანი (2), გამოვლენილია როფის სამხრეთ ბორტზე, გურიის დაძირვის ფარგლებში, ხოლო აღმოსავლეთი ჭალადიდის საბადო (4) როფის ღერძულ ნაწილში. აღმოჩენილია, ასევე, 1 ნავთობის და 1 გაზის საბადო, რომელთა მარაგები ჯერ არ არის შეფასებული. გორაბეროჟოულის გაზის საბადო (3) როფის სამხრეთ ნაწილში გურიის დაძირვის აღმოსავლეთ პერიფერიაზე მდებარეობს, ოქუმის ნავთობის საბადო (5) კი როფის ჩრდილო ბორტზე, მისი გაგრა-ჯავის ამოწევასთან შერწყმის უბანზეა განლაგებული.

აღმოსავლეთ საქართველოში გამოვლენილია 13 სამრეწველო მნიშვნელობის საბადო. მათგან ხუთი საბადო: ნორიო (6), საცხენისი (7), თელეთი (8), სამგორის სამხრეთი თალი (9), სამგორი-პატარძელი-ნინოწმინდა (10) მდებარეობს თბილისის მიმდებარე ტერიტორიაზე, ძირითადად თბილისი-საგარეჯოს ამოწევის ფარგლებში, დანარჩენი რვა საბადოდან მწარე ხევი (15), ბაიდა (16), ტარიბანი (17), მირზაანი (18), პატარა შირაქი (19) და ნაზარლები (20) გარე კახეთის დაძირვის ძირითად ტეროტორიაზეა განლაგებული, ორი კი, დასავლეთ რუსთავი (13) და რუსთავი (14), მის დასავლეთ დაბოლოებაზე, თბილისი-საგარეჯოს ამოწევასთან შერწყმის ზოლშია გამოვლენილი.

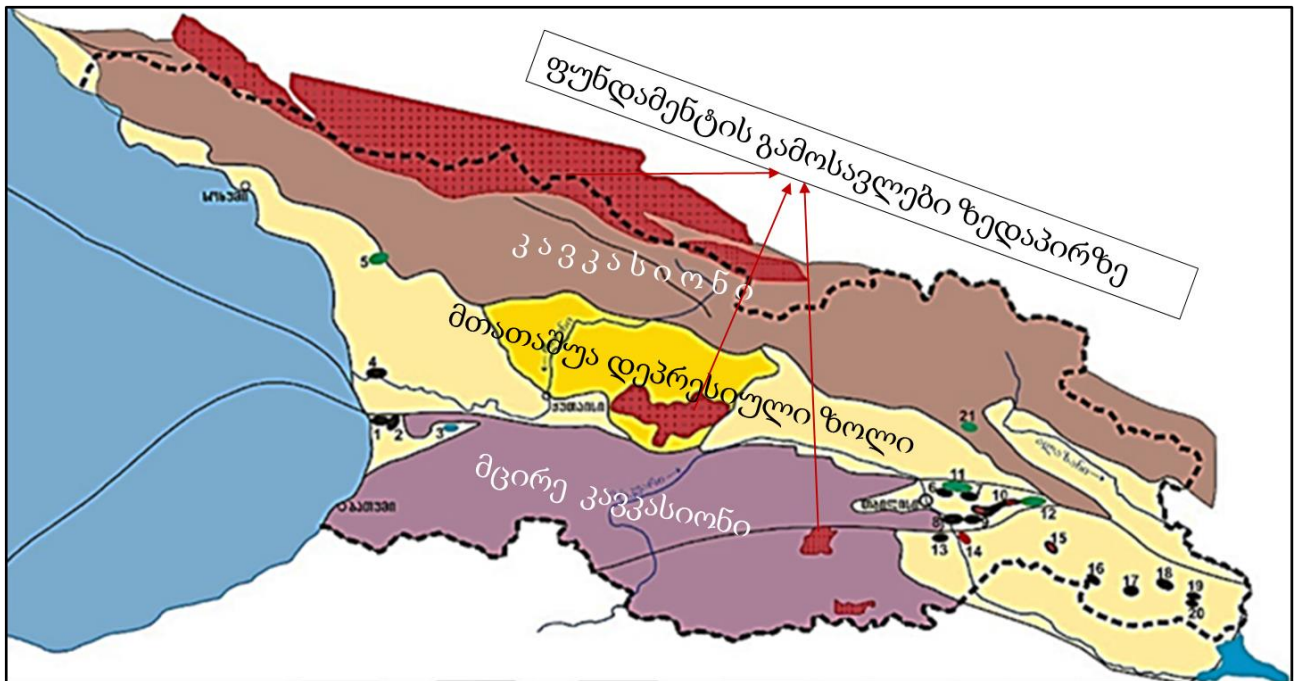
აღმოჩენილია კიდევ 3 ახალი საბადო, რომელთა კომერციულობა ჯერ შეფასებული არ არის. ნორიო-მარტყოფის (11) და მანავის (12) საბადოები თბილისი-საგარეჯოს ამოწევის ფარგლებშია გამოვლენილი, ხოლო ვეძები-ილდოყანის (21) საბადო გარე-კახეთისა და ალაზნის დაძირვის გამყოფ გომბორის ქედზე, მთიან კახეთში მდებარეობს.

საბადოებზე პროდუქტიულია ფართო სტრატეგრაფიული დიაპაზონის მქონე ფენები. ოქუმის საბადოზე პროდუქტიულია ზედაიურული ნალექები. აღმოსავლეთ ჭალადიდის, მანავისა და ვეძების საბადოებზე ნავთობშემცველია ცარცული წყებები. სამგორი-პატარძელი-ნინოწმინდის საბადოზე გაზნავთობის ძირითადი ბუდობი განლაგებულია შუაეოცენურ ქანებში (მის ფარგლებში ნახშირწყალბადების სამრეწველო მოდინება მიღებულია სხვა სტრატეგიული ჰორიზონტებიდანაც). შუაეოცენური ნალექები წარმოადგენს ძირითად პროდუქტიულ შრეებს თელეთის, სამგორის სამხრეთი თალის, დასავლეთ რუსთავისა და რუსთავის საბადოებზეც.

გაზის ორი ბუდობი გამოვლენილია ქვეეოცენურ ნალექებში, ხოლო მცირე ნავთობის ბუდობები აღმოჩენილია ზედაეოცენურ, ოლიგოცენურ და სარმატულ ნალექებშიც.

თელეთის საბადოზე პროდუქტიულია, ასევე, ზედაეოცენური ნალექები. რუსთავის საბადოზე გაზკონდენსატის ბუდობია გამოვლენილი, სხვებზე – ნავთობის. დანარჩენ საბადოებზე ძირითადი ნავთობის ბუდობები განლაგებულია მოლასურ წყებებში ქვედა მიოცენის (საცხენისი, გორაბერეჟოული), შუა მიოცენის (ნორიო), ზედა მიოცენის (სუფსა, ტარიზანი, ბაიდა), ქვედა პლიოცენის (შრომისუბანი, მირზაანი, პატარა შირაქი, ნაზარლები, ტარიზანი) და ზედა პლიოცენის (მწარე ხევი) დონეზე. მწარე ხევის საბადოზე პლიოცენის ცალკეულ შრეებში გამოვლენილია მცირე ზომის გაზის ბუდობებიც.

ქვეყანაში დაფიქსირებულია სხვადასხვა ხასიათის მრავლრიცხოვანი ნავთობ-გაზგამოვლინებებიც როგორც ბუნებრივი, ზედაპირული გამოჟონვების სახით, ასევე ბურღვის წარმოების პროცესში. ისინი დაკავშირებულია ფართო სტრატეგრაფიული დიაპაზონის მქონე დანალექ წყებებთანაც, დაწყებული ქვედაიურულიდან და დამთავრებული ზედაპლიოცენურით.



ნახაზი 5.1. აღმოჩენილი საბადოები

### 5.1.3. შეფასებული მარაგები და რესურსები

ქვეყნის ნავთობგაზპერსპექტიულობის შესახებ დაგროვილი ინფორმაციის საფუძველზე შესაძლებელია გაკეთდეს რამდენიმე პრინციპული ხასიათის დასკვნა:

- ქვეყნის თითქმის მთელი მთათაშუა დეპრესიული ზოლი და მისი შელფური გაგრძელება შავი ზღვის ფარგლებში მეტ-ნაკლებად ნავთობგაზპერსპექტიულია. გამონაკლისია მხოლოდ ძირულა-იმერეთის ამოწევის შვერილი და მისი უშუალო პერიფერია, სადაც ფუნდამენტი ძალიან თხელი დანალექი საფარის ქვეშაა განლაგებული;

- საქართველოს ფარგლებში მდებარე დიდი და მცირე კავკასიონის მთიანი რეგიონები მიჩნეულია უპერსპექტივო და/ან დაუდგენელი პერსპექტივების ტერიტორიებად. უპერსპექტივოა, პირველ რიგში, ამ რეგიონების ის ტერიტორიები, რომელთა ზედაპირზე შიშვლდება ფუნდამენტის შვერილები, ან ისინი მცირე სიმძლავრის ნალექებით არიან გადაფარული;
- უპერსპექტივოა ის მაღალმთიანი, მიუდგომელი უბნებიც, რომლებზეც გართულებული ან შეუძლებელია ნავთობგაზსადიებო სამუშაოების სრული მოცულობით წარმართვა (საველე გეოფიზიკა, ბურღვა). დიდი კავკასიონის სამხრეთი ფერდის უმეტესი ნაწილი უპერსპექტივოა იმ მიზეზითაც, რომ აქ ზედაპირზე ფართოდაა გაშიშვლებული ინტენსიურად დანაოჭებულ-დარღვეული და მაღალი კატაგენეტიური გარდაქმნის საფეხურზე მყოფი იურული ნალექები, რის გამოც ისინი ნავთობისა და გაზის ტრადიციული საბადოების ფორმირების არახელსაყრელი პირობებით ხასიათდება;
- მცირე კავკასიონის დიდი ნაწილი საქართველოს ტერიტორიაზე შესწავლის მიმდინარე ეტაპზე უპირატესად დაუდგენელი პერსპექტივების მქონე ტერიტორიად უნდა იქნეს მიჩნეული, რაც, რიგ შემთხვევებში, განპირობებულია შედარებით რთული რელიეფური პირობებით (აჭარა-თრიალეთის მაღალმთიანი უბნები) ან ზედაპირზე ფართოდ გავრცელებული საკმაოდ მძლავრი ახალგაზრდა ლავური ზეწრებით (ჯავახეთის ზეგანი), რაც მნიშვნელოვანწილად ზღუდავს ჩასატარებელი ძებნა-ძიებითი სამუშაოების გარკვეულ სახეობებს და/ან მათ ეფექტიანობას.

დაძიებული სტრუქტურების განლაგება ტექტონიკური ზონების მიხედვით ნაჩვენებია ნახაზზე 5.2. არსებული თექვსმეტი საბადოს ნაწილზე, 2023 წლის 1 იანვრისათვის შეფასებულია ნავთობის, ნავთობში გახსნილი გაზისა და თავისუფალი გაზის მარაგები და პირობითი რესურსები. დამატებით გამოყოფილია 68 პერსპექტიული საძიებო სტრუქტურა, რომელთა უმრავლეს ნაწილზე შეფასებულია ნავთობის, ნავთობში გახსნილი გაზისა და თავისუფალი გაზის პერსპექტიული რესურსები. შეფასების ჯამური შედეგები მოცემულია ცხრილში 5.1, ხოლო დეტალური ინფორმაცია სალიცენზიო ბლოკებისა და საბადოების მარაგებისა და რესურსების შესახებ მოცემულია დანართში.

ცხრილი 5.1. ნავთობის, ნავთობში გახსნილი გაზისა და თავისუფალი გაზის პერსპექტიული რესურსები

	მარაგი		
	1P	2P	3P
ნავთობი, მლნ ტ	2,589	7,2882	40,4315
ნავთობში გახსნილი გაზი, მლნ მ <sup>3</sup>	240,37	585,23	2738,30
თავისუფალი გაზი, მლნ მ <sup>3</sup>	3679,76	4812,03	6091,08
	პირობითი რესურსი		
	1C	2C	3C



ნავთობი, მლნ ტ	36,227	85,33	222,51
ნავთობში გახსნილი გაზი, მლნ მ <sup>3</sup>	5053,57	10719,9	24628,96
თავისუფალი გაზი, მლნ მ <sup>3</sup>	9719,8	22496,4	47712,0
	პერსპექტიული რესურსი		
	L	M(B)	H
ნავთობი, მლნ ტ	128,1	669,5	2072,2
ნავთობში გახსნილი გაზი, მლნ მ <sup>3</sup>	9294,0	46745,2	85130,0
თავისუფალი გაზი, მლნ მ <sup>3</sup>	140582,1	308730,8	589095,8

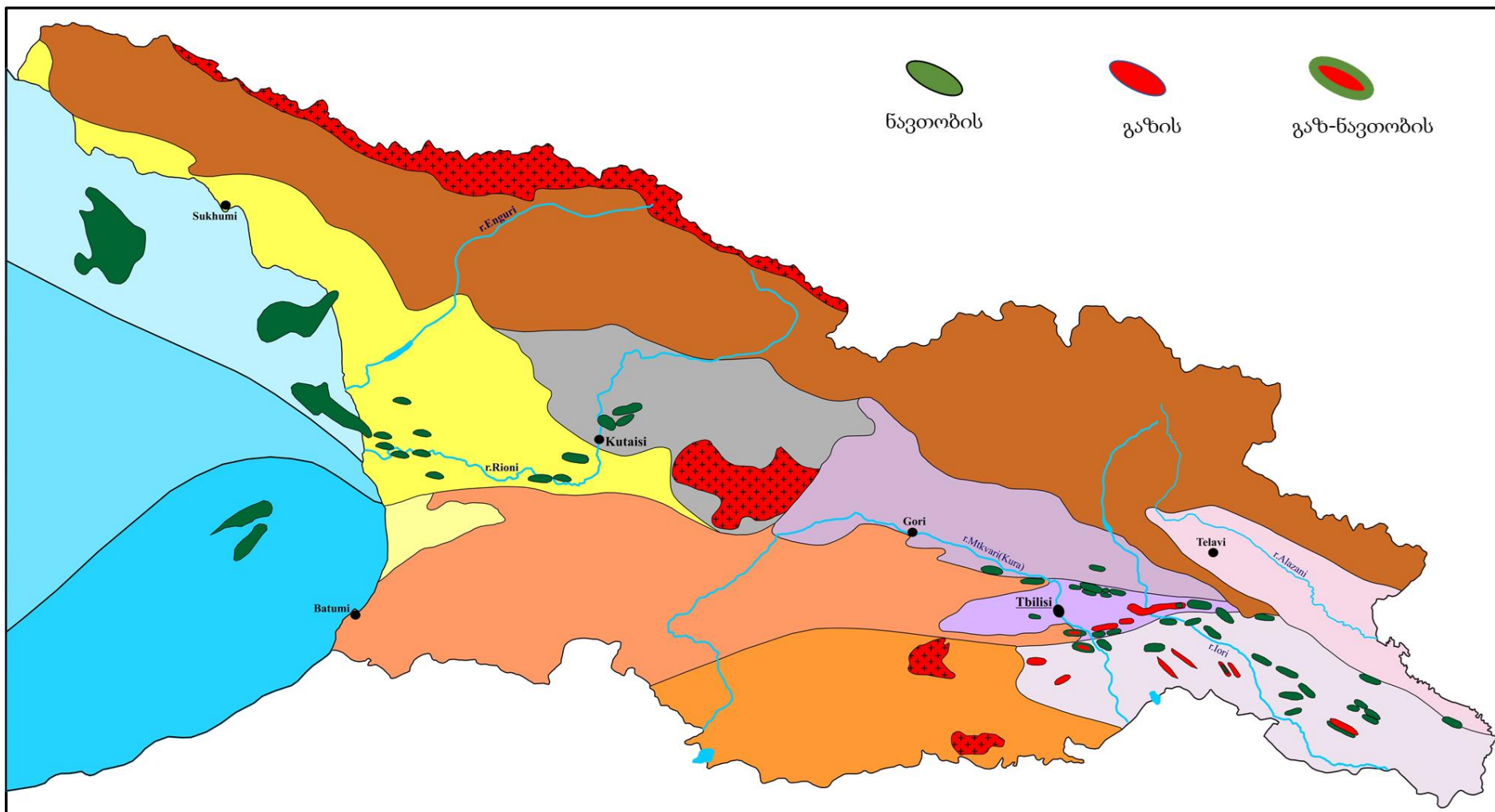
#### 5.1.4. სალიცენზიო ბლოკები და მოპოვება

მიმდინარე პერიოდისათვის საქართველოში მიმდინარეობს 16 საბადოს დამუშავება, რომელთა განაწილება ნავთობისა და გაზის საძიებო და მოძოვებელი სალიცენზიო ბლოკების მიხედვით ნაჩვენებია ნახაზზე 5.3.

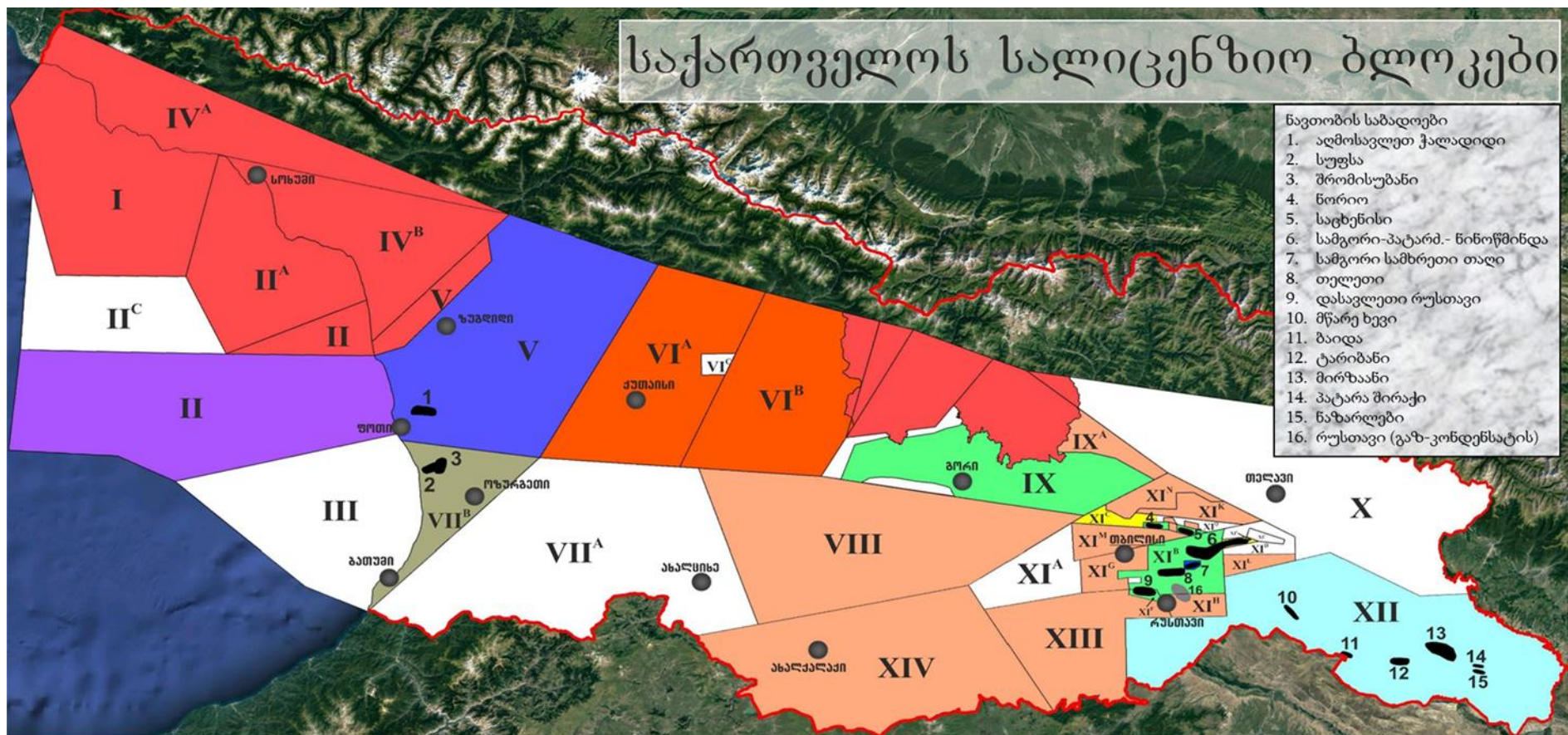
ცხრილში 5.2 მოცემულია საქართველოს საბადოების ოპერირებაში მონაწილე კომპანიების ჩამონათვალი 2023 წლის მდგომარეობით.

ნავთობის მოპოვების მაჩვენებლების ანალიზი საქართველოში 1930 წლიდან დღემდე აჩვენებს, რომ მოპოვების ტემპი მნიშვნელოვნად იყო გაზარდილი 1975 წლიდან და პიკურ (საშუალოდ 3,3 მლნ ტ) სიდიდეს მიაღწია 1981-1983 წლებში. შემდგომში მოპოვება მკვეთრად დაეცა ნაწილობრივ საბადოების გამოფიტვის, ხოლო გასული საუკუნის 90-იანი წლების დასაწყისიდან - საბჭოთა კავშირის დაშლასთან დაკავშირებული ცენტრიდან მართული სამეურნეო მექანიზმების მოშლის გამო (იხ. ნახაზი 5.4).

90-იანი წლების მეორე ნახევარში, დამოუკიდებელი საქართველოს ნავთობისა და გაზის სექტორის მარეგულირებელი პროგრესული კანონმდებლობის შემოღების შემდეგ, ხელსაყრელი წინაპირობები ჩამოყალიბდა საბადოებზე ახალი ინვესტორების შემოსვლისა და არსებულ საბადოებზე მოპოვების თანამედროვე ტექნოლოგიების დანერგვისათვის, რაც აისახა იმ პერიოდისათვის წარმოების გარკვეულ ზრდაში. თუმცა, ეს პროცესი მხოლოდ რამდენიმე წელს გაგრძელდა. როგორც აღმოჩნდა, კონტრაქტორი კომპანიები, იშვიათი გამონაკლისის გარდა, არსებული საბადოების მარაგის ათვისებაზე იყვნენ კონცენტრირებული (რომელთაგან ზოგიერთი გასული საუკუნის 30-იანი წლებიდანაა ექსპლუატაციაში და, ფაქტობრივად, გამოფიტვის ფაზაშია) და ნაკლებ ყურადღებას აქცევდნენ ახალი საბადოების აღმოჩენასთან დაკავშირებული ძვირად ღირებული და მაღალ-რისკიანი ძებნა-ძიებითი სამუშაოების ჩატარებას.



ნახაზი 5.2. საბადოები და პერსპექტიული სტრუქტურები შეფასებული რესურსებით



ნახაზი 5.3. საბადოები და სალიცენზიო ბლოკები.

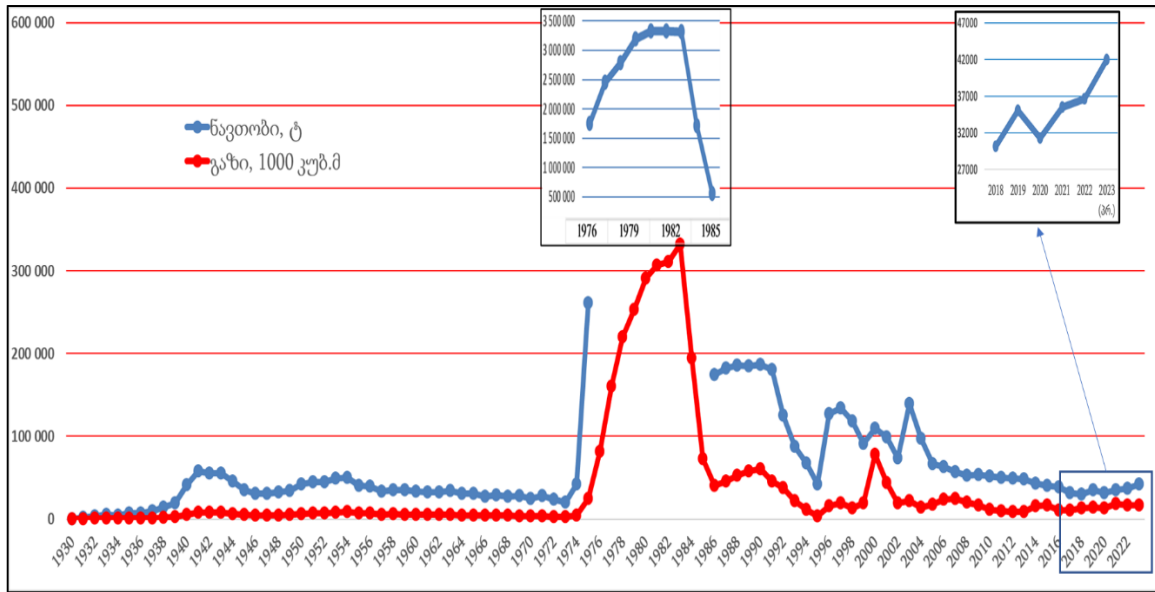
რუსეთის მიერ ოკუპირებულ აფაზეთსა და ცხინვალის რეგიონებში განლაგებული ბლოკები ფორს-მაჟორული, ხოლო II<sup>c</sup>, III, VI<sup>c</sup>, VII<sup>a</sup> და IX და XI ბლოკების თეთრი ფერით მონიშნული ნაწილები თავისუფალი ტერიტორიებია

ცხრილი 5.2. საბადოებზე მომუშავე კომპანიები

ინვესტორი/კონტრაქტორი	ქვეყანა	სალიცენზიო ფართობი
სნგკ	საქართველო	XI <sup>B</sup> (UGS), XII <sup>545</sup>
„ჯორჯია ოილ ენდ გაზ“ (GOG)	ბრიტანეთის ვირჯინიის კუნძულები	XI <sup>C</sup> (მარტყოფი)
		XI <sup>C</sup> (ჩრდ. საცხენისი)
		XI <sup>G</sup>
		XI <sup>A</sup> , XI <sup>L</sup>
		XI <sup>H</sup>
		VII
		XIII
		XIV
სნგკ და GOG	საქართველო /ბრიტანეთის ვირჯინიის კუნძულები	XI <sup>M</sup> , XI <sup>N</sup> , XI <sup>K</sup> , XI <sup>Q</sup>
GOG და „ბლოკ ენერჯი“	ბრიტანეთის ვირჯინიის კუნძულები /დიდი ბრიტანეთი	XI <sup>B</sup> (დიდი ლილო-სამგორი სამხრეთის თალი)
„საცხენისი ლტდ“ და GOG	დ. ბრიტანეთი / ბრიტანეთის ვირჯინიის კუნძულები	XI <sup>C</sup>
ნინოწმინდის ნავთობკომპანია	დიდი ბრიტანეთი	XI <sup>E</sup>
მარტყოფის ნავთობკომპანია	დიდი ბრიტანეთი	XI <sup>C</sup>
„ბლოკ ნორიოსხევი ლტდ“ და „ბლოკ ენერჯი“	დიდი ბრიტანეთი	XI <sup>C</sup> (ნორიო)
“ვექტრა პეტროლეუმ ლტდ“	სინგაპურის რესპუბლიკა	VII <sup>B</sup>
„ჯორჯია ნიუ ვენჩერს ინკ“ და „ბლოკ ენერჯი“	დიდი ბრიტანეთი	XI <sup>F</sup>
„ვესტ გალფ პეტროლეუმ ენჟინერინგ კომპანი“	ჩინეთი	V
„ვესტ ჯორჯია ენერჯი“ და „ბლუ ენერჯი ჯორჯია“	საქართველო	VI <sup>A</sup> , VI <sup>B</sup>
„ო-ემ-ვე პეტრომ“	ავსტრია, რუმინეთი	II (ოფშორული)

<sup>545</sup> დღეისათვის სახელმწიფო XII ბლოკზე სამუშაოებს აწარმოებს ინვესტორის სრული უფლებამოსილებით. გარკვეულ პირობებში ბლოკი შეიძლება გადაეცეს „Frontera Resources US“ -ს





ნახაზი 5.4. ნავთობისა და გაზის მოპოვება საქართველოში, 1930-2023 წწ.

შედარებით გააქტიურებულია ძებნა-ძიებით სამუშაოები ახალ საბადოთა აღმოჩენის მიზნით უკანასკნელ წლებში. უახლოესი წლების გეგმებით კი გათვალისწინებულია ინვესტიციების მნიშვნელოვანი ზრდა ნავთობის ძებნა-ძიებისა და მოპოვების სამუშაოებში. კერძოდ, დაგეგმილია გეოლოგიურ-სადიებო სამუშაოთა გააქტიურების ხელშეწყობა ქვეყნის ნავთობგაპერსპექტიულ ტერიტორიებზე, აგრეთვე საპროგნოზო წლიური ჯამური მოპოვების ზრდა. საქმიანობის მთავარი აქცენტი გადატანილია სავსე სეისმური ძიების ინტენსიურ წარმოებასა და სადიებო ბურღვებზე, მათ შორის შავი ზღვის ოფშორულ ზონებში ახალი საბადოების აღმოჩენის მიზნით. ასევე, ფართოდ ინერგება არსებულ საბადოებზე ნავთობის მოპოვების ინოვაციური ტექნოლოგიები, რაც უკვე აისახა ბოლო წლებში მოპოვების, აგრეთვე ნავთობპროდუქტების წარმოების გარკვეულ ზრდაში (იხ. ნახაზი).<sup>546</sup>

სულ საქართველოში მოპოვების დაწყებიდან 2023 წლამდე მოპოვებულია დაახლოებით 28,17 მლნ ტ ნავთობი.

ბუნებრივი გაზის (თავისუფალი და ასოცირებული) მოპოვების ისტორიული მაჩვენებლების ანალიზი აჩვენებს, რომ მოპოვების პიკი (დაახლოებით 332 მლნ მ<sup>3</sup> 1983 წელს) დაფიქსირებულია ნავთობის ინტენსიური მოპოვების პერიოდის თანხვედნილად, თუმცა შემდგომში ნავთობის მოპოვების შემცირების ტენდენციამ განაპირობა თანმდევი (ასოცირებული) გაზის მნიშვნელოვანი კლებაც. გაზის ჯამური მოპოვების მაჩვენებლები უკანასკნელ პერიოდში სტაბილურად 13-18 მლნ კუბური მეტრის ფარგლებში ცვალებადობს. სულ კი მოპოვების დაწყებიდან

<sup>546</sup> ნინი ქეთელაური, საქართველოში ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების წარმოება ბოლო წლების მაქსიმუმზეა <https://www.bpn.ge/article/117827>, 13 დეკემბერი, 2023



საქართველოში 2023 წლამდე მოპოვებულია დაახლოებით 3,37 მლრდ კუბური მეტრი გაზი.



კომპანია “ბლოკ ენერჯის“ ჰორიზონტალური ბურღვის ტექნოლოგიით მომუშავე  
ჭაბურღილი

ექსპერტების შეფასებით, რაც გონივრულ დაშვებებს ემყარება, პერსპექტიული საბადოების პესიმიტური საპროგნოზო რესურსული მაჩვენებლების ნაწილობრივ დადასტურების შემთხვევაშიც კი, ადგილობრივი ნავთობისა და გაზის მოპოვების მაჩვენებლები უახლოეს მომავალში მნიშვნელოვნად გაიზრდება.

## **5.2. ნავთობის გადამუშავება, იმპორტი და ტრანზიტი**

### **5.2.1. ნავთობის პირველადი მომზადება**

ნავთობის პირველადი მომზადების საწარმო 1978 წლიდან ფუნქციონირებს და გათვალისწინებულია საქართველოს საბადოებზე მოპოვებული ნავთობის შეგროვების, სასაქონლოდ მომზადებისა და შენახვისათვის. საწარმო მდებარეობს თბილისის მიმდებარე საბადოების სიახლოვეს, საგარეჯოს მუნიციპალიტეტის სოფელ სართიჭალაში (იხ. ფოტო). საწარმოს საპროექტო სიმპლავრე წელიწადში ოთხ მლნ-მდე ტონა ნედლი ნავთობის მომზადებას უზრუნველყოფს.



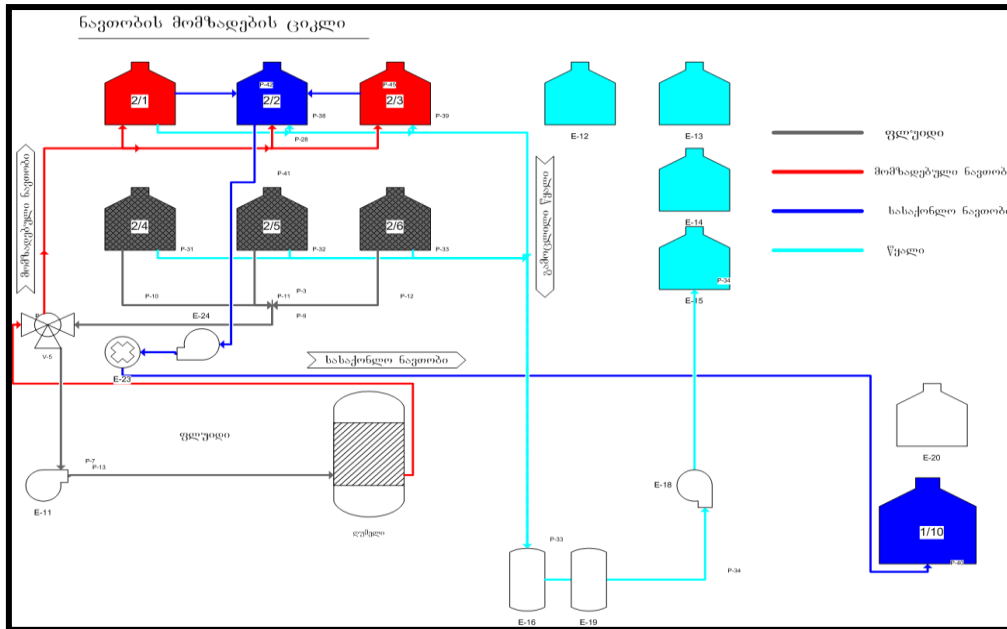
### ნავთობის პირველადი დამუშავების საწარმო

პროექტის მიხედვით, ნაგებობათა და დამონტაჟებული დანადგარების კომპლექსი ითვალისწინებს ჭაბურღილებიდან მოპოვებული ნედლი ნავთობის მიწისქვეშა მილსადენებით მიღებას სათავო ნაგებობაზე. მიღებული პროდუქცია, პირველ რიგში, გაივლის ორსაფეხურიანი სეპარაციის ციკლს, ნავთობიდან თანმყოფი გაზის განცალკევების მიზნით. გათვალისწინებულია მიღებული გაზის მიწოდება მომხმარებლისათვის საკომპრესორო სადგურისა და 530 მმ დიამეტრის 33 კმ სიგრძის გაზსადენის მეშვეობით (მაქსიმალური მიწოდება 1980-83 წლებში გარდაბანის თბოელექტროსადგურებისთვის აღწევდა 1,0 მლნ მ<sup>3</sup>/დღ).

პროექტის თანახმად, შემდგომ ეტაპზე ნავთობი შესაბამისი ტექნოლოგიური დანადგარების გავლის შემდეგ (თბოგადამცემები, დეემულგატორები, დეჰიდრატორები, და ა.შ.) მიეწოდება 5000 მ<sup>3</sup> მოცულობის რეზერვუარებს, სადაც წარმოებს ე.წ. ქვესასაქონლო წყლის გამოცალკევება, რომელიც საკანალიზაციო სისტემით მიეწოდება მაგროვებელ, 2000 მ<sup>3</sup> მოცულობის რეზერვუარებს, შემდეგ კი წყალსარინი ტუმბოებითა და მილსადენებით იტუმბება უტილიზაციის (გაწყლიანებულ) ჭაბურღილში.

პირველადი დამუშავების ტექნოლოგიური ციკლის სხვადასხვა პროცესის შედეგად სასაქონლო კონდიციამდე მიყვანილი ნავთობი მიეწოდება 10000 მ<sup>3</sup> ტევადობის რეზერვუარებს. რეზერვუარები დაკავშირებულია სატუმბ სადგურთან, რომელიც გათვალისწინებული იყო ნავთობის გადატუმბვისათვის სამგორი-ბათუმის 530 მმ დიამეტრის 400 კმ სიგრძის მილსადენის (ამჟამად ბაქო-სუფსის ადრეული ნავთობის დასავლეთი მარშრუტის შემადგენელი ნაწილი) მეშვეობით. სამგორი-ბათუმის მაგისტრალური ნავთობსადენის სიმძლავრე გათვლილი იყო 5,0 მლნ ტონა ნავთობის ტრანსპორტირებაზე წელიწადში.

დღეისათვის ნავთობის პირველადი დამუშავების საწარმო დაკავშირებულია საბადოებთან და მუშაობს გამარტივებული სქემით<sup>547</sup> (იხ. ნახაზი). ჭაბურღილებიდან მოპოვებული პროდუქციიდან გაზის სეპარაცია და თხევადი და აირადი ფრაქციების გაზომვა წარმოებს ჯგუფურ გამზომ დანადგარებზე (ჯგდ), საიდანაც პროდუქციის (ნავთობისა და წყლის ნაერთის ე.წ. “ფლუიდის”) მიწოდება სათავო ნაგებობაზე წარმოებს ავტოცისტერნების მეშვეობით. მიღებული ფლუიდი ჩაიტვირთება მიმღებ რეზერვუარებში, სადაც სცილდება თავისუფალი წყალი.



ნახაზი 5.5. ნავთობის პირველადი მომზადების ტექნოლოგიური ციკლის გამარტივებული სქემა

შემდეგი მომზადების მიზნით პროდუქცია დეემულგატორთან ერთად მიეწოდება გამაცხელებელ ღუმელს, შემდეგ კი შეიჭირხნება სასაქონლო ნავთობის მოსამზადებელ ტექნოლოგიურ რეზერვუარ(ებ)ში. დეემულგირებული ნავთობისგან მოცილებული წყალი გადაიტუმბება წყლის რეზერვუარებში, შემდეგ კი გაწელიანებულ ჭაბურღილში უტილიზაციისათვის.

სასაქონლო ნავთობი გროვდება ერთ-ერთ 5000 მ<sup>3</sup> მოცულობის რეზერვუარში, საიდანაც ტუმბოებით მიეწოდება სასაქონლო, 10000 მ<sup>3</sup> ტევადობის ერთ-ერთ რეზერვუარს. ამ უკანასკნელიდან ნავთობი მიეწოდება ტერიტორიის გარეთ მოწყობილ გამცემ პუნქტს, სადაც იტვირთება სატრანსპორტო ავტოცისტერნებში.

<sup>547</sup> დაგეგმილია საწარმოს რეკონსტრუქცია-მოდერნიზაცია გამოუყენებელი ტერიტორიების გამოთავისუფლებისა და თანამდეროვე ტექნოლოგიებით მწყობრიდან გამოსული ან გამოუყენებელი მოწყობილობების ჩანაცვლების მიზნით

### 5.2.2. ნავთობგადამამუშავება

საბჭოთა პერიოდში მოქმედი ბათუმის ნავთობგადამამუშავებელი ქარხანა მნიშვნელოვან როლს ასრულებდა ქვეყნის თბოენერგეტიკისა და სამრეწველო საწარმოების სათბობით უზრუნველყოფაში. 90-იანი წლებიდან ქარხანამ შეწყვიტა ფუნქციონირება და ამჟამად მთლიანად არის გამოსული მწყობრიდან. საწარმოს დახურვის ძირითადი მიზეზები იყო: მოძველებული ტექნოლოგიები, რომლებიც მხოლოდ მძიმე ნავთობპროდუქტების წარმოებაზე იყო მორგებული, ნავთობის ადგილობრივი წარმოების მკვეთრი შემცირება და იმპორტირებული ნედლეულის გაძვირება და მოწოდების გართულება აწ უკვე დამოუკიდებელი ქვეყნებიდან (ყოფილი საბჭოთა რესპუბლიკებიდან), აგრეთვე მოთხოვნის შემცირება წარმოებულ პროდუქციაზე ადგილობრივ და რეგიონულ ბაზრებზე.

ბათუმის ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნის რეაბილიტაციის საკითხი აქტიურად განიხილებოდა ყაზახური „ყაზტრანსოილის“ მიერ, რომელიც 2008 წლიდან ფლობს ბათუმის ნავთობტერმინალს ექსკლუზიური მართვის უფლებით. კომპანია გეგმავდა ბათუმის ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნის შესყიდვას, რეაბილიტაცია-მოდენიზაციასა და ყაზახური ნავთობის გადამამუშავებით მიღებული პროდუქციის ექსპორტს ადგილობრივ და რეგიონულ ბაზრებზე. რუსეთ-საქართველოს 2008 წლის სამხედრო კონფლიქტის შემდეგ ყაზახეთმა შეცვალა გეგმები და ძირითადად კონცენტრირდა ნავთობინდუსტრიის კუთვნილ აქტივებზე რუმინეთის ტერიტორიაზე, რის შემდეგაც ინტერესი ბათუმის ქარხნის მიმართ აღარ გამოუთქვამს.

2012 წელს „სოკარ ჯორჯიამ“ გააკეთა შეთავაზება ყულევში ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნის მშენებლობის პროექტის შესახებ. 2016 წელს პროექტი რეალიზაციისათვის გადაეცა ქართულ კომპანია „ფაზის ოილს“. გეგმა ითვალისწინებდა ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნის აშენებას მაქსიმალური სიმძლავრით 4.2 მილიონი ტონა ნავთობი წელიწადში.

დაანონსებულია ყულევში ახალი ნავთობგადამამუშავებელი ქარხნის მშენებლობის გეგმების შესახებ, კომპანია “Black Sea Petroleum”-ისა და კერძო ინვესტორის მხარდაჭერით,<sup>548</sup> თუმცა პროექტის დაწყების დრო და ტექნიკური დეტალები ჯერ-ჯერობით გაურკვეველია.<sup>549</sup>

საქართველოს ნავთობისა და გაზის ეროვნული სააგენტოს მონაცემებით, დღეისათვის ქვეყანაში ორი მცირე სიმძლავრის ნავთობგადამამუშავებელი საწარმო ფუნქციონირებს: შპს „გლობუსი“ და შპს „ზდ ნავთობის კომპანია,“ რომელთა საპროექტო სიმძლავრე შეადგენს 80 ათას ტ და 130 ათას ტ ნედლ ნავთობს წელიწადში, შესაბამისად.

<sup>548</sup> საქართველოსა და რუსეთის მოქალაქე, ბიზნესმენი კონსტანტინე გოგელია

<sup>549</sup> მთავრობის მხრივ პროექტის მხარდაჭერის გამოხატვის მიუხედავად, სააგენტო „Black Sea Radar“-ის ანალიტიკოსების აზრით, ბაზრის მონაწილეები სკეპტიკურად არიან განწყობილი პროექტის რეალიზაციის მიზანშეწონილობის მიმართ



შპს „გლობუსის“ ქარხანა ქ. თბილისში რკინიგზის სადგურ „ველის“ მიმდებარე ტერიტორიაზე, ხოლო შპს „ზდ ნავთობის კომპანია“ გარდაბნის მუნიციპალიტეტის სოფელ მარტყოფში მდებარეობს. მისი წარმადობა ტექნოლოგიური პროექტის მიხედვით შეადგენს 130 000 ტონას წელიწადში. მიმდინარე პერიოდში მისი მწარმოებლობა შეადგენს დაახლოებით 100 000 ტონას წელიწადში (250-280 ტ/დღ). კომპანიის მენეჯმენტის ინფორმაციის თანახმად, საწარმოს აქვს პოტენციალი, წლიური მწარმოებლურობა გაზარდოს დაახლოებით 140 000 ტონამდე წელიწადში ( $\approx 400$  ტ/დღ).<sup>550</sup>



შპს „ზდ ნავთობის კომპანიის“ სარეკტიფიკაციო დანადგარი

შპს „გლობუსი“ სხვადასხვა მიზეზის გამო ამ ეტაპზე არ ახორციელებს ნედლი ნავთობის გადამუშავებას, ხოლო შპს „ზდ ნავთობის კომპანია“ ახორციელებს ნედლი ნავთობის, მათ შორის ადგილობრივ საბადოებზე მოპოვებული ნავთობის, გადამუშავებას და აწარმოებს ნაფტას, ბენზინს, დიზელსა და მაზუტს. ჩატარებული ანალიზის შედეგები ადასტურებს წარმოებული პროდუქტების ხარისხის შესაბამისობას ქვეყანაში მოქმედი სტანდარტების მოთხოვნებთან.

როგორც ცნობილია, ნავთობის ადგილობრივი მოპოვება წელიწადში დაახლოებით 30-40 ათას ტონას შეადგენს, რაც ქვეყნის ნავთობპროდუქტების მოხმარების მხოლოდ 1,5-2%-ის წარმოების საშუალებას იძლევა. შესაბამისად, საქართველო ძირითადად იმპორტულ ნავთობპროდუქტებზე დამოკიდებული რჩება.

<sup>550</sup> ელენე გოგბერაშვილი, ნავთობის მოპოვების პერსპექტივები საქართველოში, ოქტომბერი, 2017



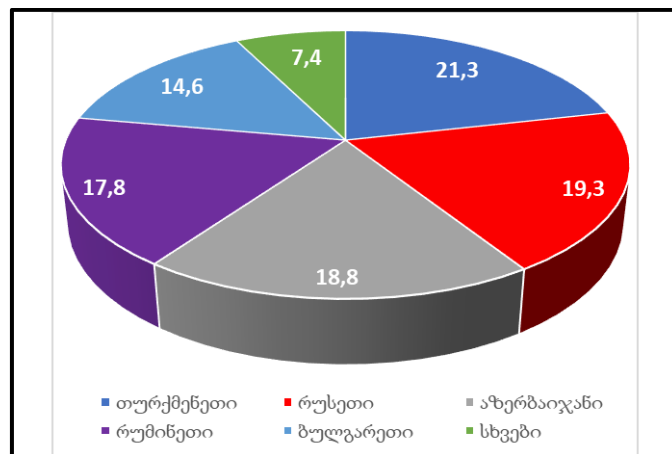
### 5.2.3. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების იმპორტი

2022 წელს საქართველომ დაახლოებით 1.5 მილიონი ტონა ნავთობპროდუქტების იმპორტი განახორციელა. რუსეთი, რუმინეთი და ბულგარეთი დიზელის საწვავისა და გაზოლინის ძირითადი მიმწოდებლები იყვნენ, ხოლო თურქმენეთი - საავიაციო საწვავისა.

ცხრილი 5.3. ნავთობპროდუქტების იმპორტი საქართველოში, 1000 ტონა<sup>551</sup>

	2021	2022	2	2022, 1 კვ	2023, 1 კვ	%
ბენზინი	587,2	607,4		130,0	127,6	-1,8
დიზელის საწვ.	561,5	542,9		127,0	147,5	+16,1
საავიაციო საწვ.	96,4	130,0		25,3	25,4	+0,4
ბიტუმი	117,5	121,7		10,3	25,2	+144,7
LPG	36,6	43,3		6,2	11,6	+87,7
სულ	1281,4	1445,3		298,8	337,3	+12,9

2021 წელს საქართველოში საწვავის მოწოდება საკმაოდ დივერსიფიცირებული იყო (ძირითადი იმპორტიორი ქვეყნების წილი ნაჩვენებია ნახაზზე), რაც უზრუნველყოფდა კონკურენტული ბაზრის მდგრად ფუნქციონირებას.



ნახაზი 5.6. ნავთობპროდუქტების მოწოდება 2021 წელს ქვეყნების მიხედვით, %

რუსეთის მიერ უკრაინაში ომის დაწყების გამო, ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებზე დიდი შვიდეულის (G7) ქვეყნების მიერ რუსულ პროდუქტებზე ზღვრული ფასების დაწესების შემდეგ, მნიშვნელოვნად შემცირდა რუსეთიდან იმპორტირებული ნავთობპროდუქტების ფასი და ადგილობრივ ბაზარზე წილის მკვეთრი ზრდა 2021 წლის შესადარ პერიოდთან შედარებით, რაც, მიუხედავად დადებითი ეკონომიკური ეფექტისა, შესაძლებელია მნიშვნელოვანი რისკის შემცველი გახდეს ბაზრის საიმედო ფუნქციონირებისათვის.

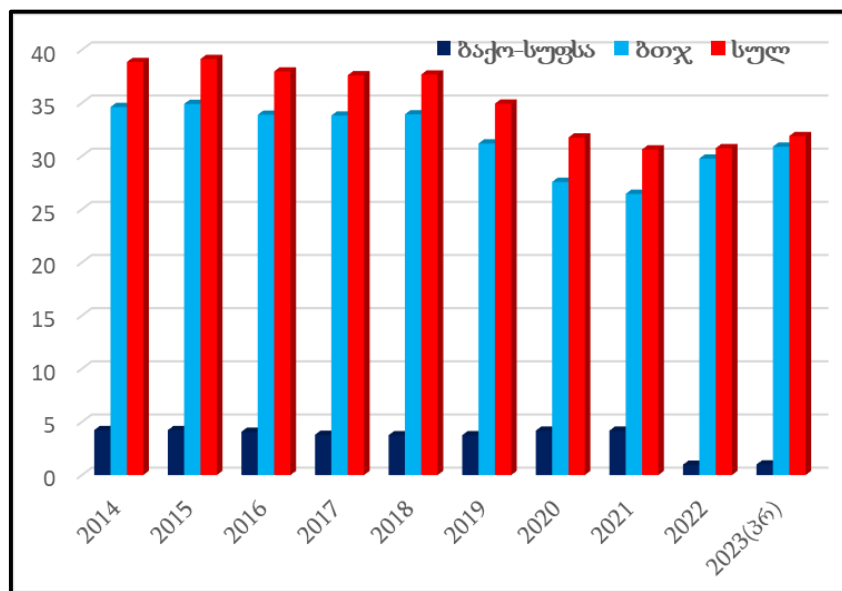
2023 წლის მაისის მონაცემებით, საქართველოს ნავთობპროდუქტების ბაზარზე დომინირებს ხუთი მსხვილი კომპანია: Wissol Petroleum, San Petroleum, Rompetrol Georgia, SOCAR და Lukoil, რომელთა გაერთიანებული წილი ჯამურ ბრუნვაში

<sup>551</sup> წყარო: საქართველოს ნავთობპროდუქტების იმპორტიორთა კავშირი

დაახლოებით 75%-ს შეადგენს. ეს კომპანიები ფლობენ ავტოგასამართ სადგურების დიდ ნაწილსაც ქვეყნის ცენტრალური ხელისუფლების მიერ კონტროლირებად ტერიტორიაზე.

#### 5.2.4. ტრანზიტი

კასპიის რეგიონიდან ნედლი ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მიწოდებისათვის საერთაშორისო ბაზარზე მნიშვნელოვან როლს თამაშობს სამხრეთ კავკასიასა და, კერძოდ, საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული ნავთობსადენები და საზღვაო ტერმინალები. ნახაზზე მოცემულია საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული ბაქო-სუფსისა და ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის მილსადენებით უკანასკნელ ათ წელიწადში ტრანზიტით გატარებული ნავთობის მოცულობები.



ნახაზი 5.7. საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული მილსადენებით მიწოდებული ნავთობის მოცულობები, მლნ ტ/წ

ანალიზი აჩვენებს, რომ 2018 წლიდან შეინიშნება სატრანზიტო მოცულობების კლების ტენდენცია, რაც, ძირითადად, დაკავშირებულია აზერბაიჯანულ ოფშორულ საბადოებზე ნავთობის მოპოვების შემცირებით. ტრანზიტის ყველაზე უფრო მნიშვნელოვანი შემცირება 2021-2022 წლებში აღინიშნა, რაც ჯერ კოვიდ-პანდემიასთან დაკავშირებით მსოფლიო ბაზარზე ნავთობის მოთხოვნის შემცირებით, შემდეგ კი რუსეთ-უკრაინის ომით გამოწვეული საზღვაო გადაზიდვების დაზღვევების გართულებასთან დაკავშირებული პრობლემებით იყო განპირობებული.

2022 წლის მე-4 კვარტლიდან აღინიშნა საქართველოს ტერიტორიაზე ტრანზიტით მიწოდებული ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მოცულების თანდათანობითი ზრდა, რაც დაკავშირებულია 2022 წლის დეკემბრიდან რუსული ნავთობის, ხოლო 2023 წლის თებერვლიდან რუსულ ნავთობპროდუქტებზე ემბარგოს დაწესებით.

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების სატრანზიტო მოცულობების ზრდის ძირითად წყაროდ ყაზახეთი მოიაზრება, რომელიც გეგმავს საკუთარი პროდუქციის საექსპორტო მარშრუტების დივერსიფიკაციას.

ცნობილია, რომ ნავთობის ექსპორტი ყაზახეთის შემოსავლების ძირითადი წყაროა (ქვეყნის ბიუჯეტის შემოსავლის 50%-მდე ნავთობისა და გაზის გაყიდვითაა მიღებული). ნავთობის ექსპორტის ერთდღიანი შეფერხებაც კი მძიმე დარტყმას აყენებს ქვეყნის ეკონომიკას.<sup>552</sup>

ყაზახური ნავთობის დაახლოებით 85% 2022 წელს ტრანსპორტირებულია რუსეთის ტერიტორიაზე განლაგებული ნავთობსადენებისა და პორტების მეშვეობით. თუმცა, უკრაინაში ომით გამოწვეული მიწოდების ჯაჭვის რისკებსა და რუსეთის ქმედებების შედეგად ექსპორტის არაერთგზის შეფერხებასთან დაკავშირებულმა შემფოთებამ წინა პლანზე წამოსწია ახალი სატრანზიტო მარშრუტების მოძიების აუცილებლობა, ამიტომ ყაზახეთმა დაიწყო ალტერნატიული სატრანზიტო მარშრუტების პოტენციალის შესწავლა და გამოყენების მიზანშეწონილობა, პრიორიტეტულ მიმართულებად კი ტრანსკასპიური და სამხრეთ კავკასიაზე გამავალი მარშრუტი დაასახელა.<sup>553</sup>

რუსეთ-უკრაინის ომის დაწყების შემდეგ ამ მარშრუტით ყაზახური ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების გადაზიდვები თანდათანობით იზრდება („ყაზტრანსოილის“ ინფორმაციით ბათუმის ნავთობტერმინალის საშუალებით 2022 წელს (ძირითადად წლის მეორე ნახევარში) ტრანსპორტირებული ნავთობის, ნავთობპროდუქტებისა და ნავთობის გათხევადებული გაზის მოცულობა დაახლოებით 600 ათასი ტონით მეტია 2021 წელთან შედარებით).

საქართველოს გავლით ყაზახური ენერგორესურსების ტრანზიტი იზრდებოდა 2023 წელსაც, თუმცა კვლავ მნიშვნელოვან გამოწვევად რჩება ყაზახეთიდან შავი ზღვის პორტებამდე ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ტრანსპორტირების ლოჯისტიკის სირთულე და სიძვირე.<sup>554</sup> საქართველოს გავლით ექსპორტისათვის ყაზახური ნავთობი კასპიის ზღვის პორტ აქტაუში იტვირთება ტანკერებში ან ბორნებზე განთავსებულ რეზერვუარებში და მიეწოდება აზერბაიჯანულ პორტ(ებ)ს, შემდგომში აზერბაიჯან-საქართველოს რკინიგზით შავი ზღვის პორტებამდე ტრანსპორტირებისთვის, რაც მნიშვნელოვნად ართულებს და

<sup>552</sup> ყაზახი ეკონომისტის, მაკსატ ჰალიკის შეფასებით, ნავთობის მილსადენებით საექსპორტო გადაზიდვების შეჩერებით ყაზახეთის ეკონომიკამ შესაძლოა 1 თვეში 500 მილიონ დოლარამდე შემოსავალი დაკარგოს

<sup>553</sup> წყარო: კახა ჩაკვეტაძე, „საქართველოს გარდა ალტერნატივა არ გვაქვს – ყაზახეთს ნავთობის გატანა რუსეთის გვერდის ავლით სურს“, 2023

<sup>554</sup> ყაზახეთის ნავთობმომსახურების კომპანიების გაერთიანების თავმჯდომარის, რამიდ ჟაკსილიკოვის, ინფორმაციით, საქართველოს გავლით ევროპაში ნავთობის მიწოდებისას, ტრანსპორტირების ხარჯი დღეისათვის არსებული ინფრასტრუქტურით ბარელზე 9 დოლარით იზრდება

ამვირებს სატრანსპორტო ოპერაციებს (იხ. ცხრილი). შეთავაზებულია ყაზახური ნავთობის 5 მლნ ტ-მდე ექსპორტის ალტერნატიული მარშრუტი ბაქო-სუფსის მილსადენით და სუფსის საზღვაო ტერმინალით<sup>555</sup>. თუმცა, ბაქო-სუფსის ნავთობსადენი ამჟამად, ფაქტობრივად, არ ფუნქციონირებს რუსეთ-უკრაინის ომის გამო შავი ზღვის აკვატორიაში კომერციული ნაოსნობის შეზღუდვის გამო.

ყაზახური ნავთობის ტრანზიტის საქართველოს ტერიტორიის გავლით ტრანსპორტირებისა და ძვირად ღირებული, ხშირი გადატვირთვის პუნქტების გამოყენებით კომერციული თვალსაზრისით ნაკლებ მიმზიდველია ეკონომიკასთან არის დაკავშირებული<sup>556</sup> და ამ მარშრუტის ფართო გამოყენების პერსპექტივა, ძირითადად, ყაზახეთის საბადოებზე ნავთობის მზარდ მოპოვებასთან, აგრეთვე, მიწოდების დივერსიფიკაციის აუცილებლობასთან არის დაკავშირებული.<sup>557</sup>

ცხრილი 5.4. ყაზახური ნავთობის ტრანსპორტირების ტარიფი საქართველოს ტერიტორიის გავლით, \$/ტ<sup>558</sup>

მარშრუტი	აქტაუ-ბაქო- ბათუმი/ყულევი	აქტაუ-ბაქო- თბილისი-ჯეიჰანი	აქტაუ-ბაქო- სუფსა
გადაზიდვა კასპის ზღვაზე	15,0-19,0	15,0-19,0	15,0-19,0
გადატვირთვა ტერმინალში	8,0	8,0	8,0
აზერბაიჯანის რკინიგზა	8,5-9,5		
საქართველოს რკინიგზა	10,5		
მილსადენით ტრანსპორტირება		26,6-28,5	10,7
გადატვირთვა საქართველოს ტერმინალში	8,0-15,0		
<b>სულ</b>	<b>50,0-62,0</b>	<b>49,6-55,5</b>	<b>33,7-37,7</b>

სატრანზიტო ნაკადების გაზრდა სამხრეთ კავკასიური მარშრუტით, მნიშვნელოვანი დამატებითი შემოსავლის წყარო შეიძლება გახდეს საქართველოსთვის, თუმცა ამისათვის აუცილებელია ქვეყნის ტერიტორიაზე განლაგებული ინფრასტრუქტურის მზაობა, რაც, პირველ რიგში, მოითხოვს რკინიგზისა და საზღვაო ტერმინალების შეზღუდული გამტარუნარიანობის (იხ. ცხრილი) ზრდასა და თანამედროვე ტექნოლოგიების გამოყენებით ტარიფების შემცირების უზრუნველყოფას.

<sup>555</sup> დღეისათვის დაახლოებით 50%-მდე დატვირთვით მომუშავე ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის ნავთობსადენის გამოყენება ყაზახური ნავთობის დიდი მოცულობების ექსპორტისათვის შეზღუდულია აზერბაიჯანული ნავთობის მკვეთრად განსხვავებული ხარისხის გამო

<sup>556</sup> CPC მილსადენით ყაზახური ნავთობის ტრანსპორტირება ნოვოროსიისკის პორტამდე დაახლოებით 38,4 \$/ტ შეადგენს

<sup>557</sup> Илькин Шафиев, Украина бьет по «Новороссийску»: угроза казахстанской нефти. Пострадает ли качество азербайджанской нефти?, Naqin.az, August 11, 2023

<sup>558</sup> ცხრილში მითითებულ ტრანსპორტირების ღირებულებას ემატება დანახარჯები ყაზახური საბადოებიდან აქტაუმდე ტრანსპორტირებისა და პორტში გადატვირთვის ხარჯი, რაც დამატებით 38,4 \$/ტ შეადგენს

ცხრილი 5.5. საქართველოს შავი ზღვის პორტების გამტარუნარიანობა

ტერმინალი	ნავმისადგომი (ნავთობის)	ტანკერის ტონაჟი, ტ	გამტარობა, მლნ ტ/წ	სიღრმე (draft), მ	მფლობელი
ბათუმი	სამი	60 -80 000	15	11,1	KazTransOil
სუფსა	1 <sup>559</sup>	120-150 000	7,2	17,5	საქართველო <sup>560</sup>
ყულევი	2	100 000	10	15	SOCAR
ფოთი	2	35 000	3,5	10,3	Petronas
ანაკლია (პროექტი)	-	180 -200 000	-	>18	საქართველო

საქართველოს მთავრობა, კერძო ინვესტორების თანამონაწილეობით (თუმცა აქციების საკონტროლო პაკეტის შენარჩუნებით), გეგმავს ანაკლიის ღრმაწყლოვანი პორტის მშენებლობას შავი ზღვის აღმოსავლეთ სანაპიროზე, რომელიც შეძლებს დიდი საკონტეინერო გემების, განვითარების შემდგომ ეტაპებზე კი ნავთობის მსხვილტონაჟიანი, „აფრამაქსის“ და „სუეცმაქსის“ ტიპის ტანკერების მიღებას.

ანაკლიის ღრმაწყლოვანი პორტის პროექტის რეალიზაციას არსებითი მნიშვნელობა აქვს საქართველოსა და მთელი სამხრეთ კავკასიის რეგიონისთვის როგორც ეკონომიკური, ისე სტრატეგიული თვალსაზრისით, განსაკუთრებით რუსეთ-უკრაინის ომის შედეგად ჩამოყალიბებული რეალიების გათვალისწინებით - ანაკლიის სტრატეგიული მდებარეობა და ტექნიკური პარამეტრები შავ ზღვაში რუსეთის ნოვოროსიისკის პორტის ალტერნატიულ სატრანსპორტო კვანძად ჩამოყალიბების შესაძლებლობას იძლევა.

სამხრეთ კავკასიაში, კერძოდ, საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული არსებული ინფრასტრუქტურის მაქსიმალური დატვირთვა და სარკინიგზო მაგისტრალებისა და პორტების მოდერნიზაცია-მშენებლობის პროექტების რეალიზაცია საშუალებას იძლევა, შემცირდეს კასპიის რეგიონის ნავთობის ექსპორტიორი ქვეყნების რუსეთზე კრიტიკული დამოკიდებულება, მათ შორის რეალობად იქცეს ყაზახეთის ამბიციური გეგმები - 15 მილიონი ტონით გაზარდოს ალტერნატიული, არარუსული მარშრუტით ნავთობის ექსპორტი.

<sup>559</sup> ტერმინალს ემსახურება ღია ზღვაში განთავსებული მცურავი ჩამტვირთავი მოწყობილობა

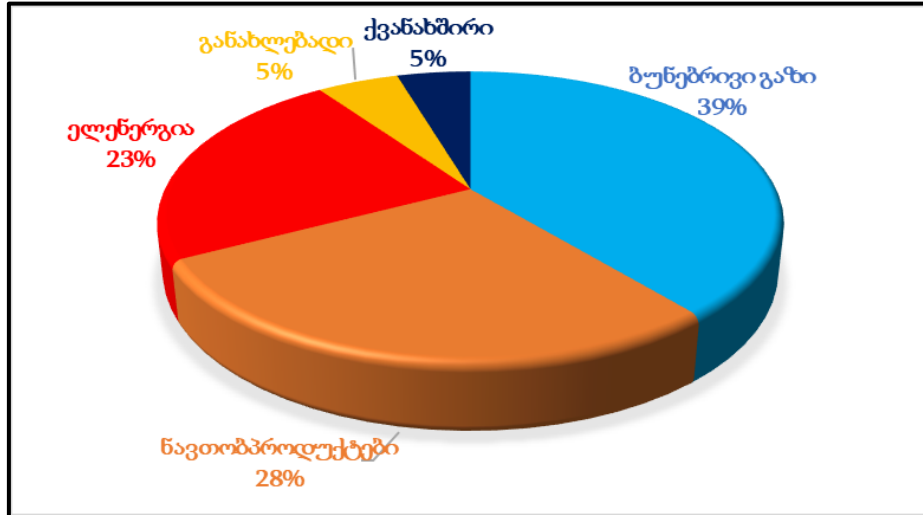
<sup>560</sup> ტერმინალი, ბაქო-სუფსის ნავთობსადენის სისტემის შემადგენლობაში, 30-წლიანი მართვის უფლებით გადაცემული აქვს BP-ს ლიდერობით ჩამოყალიბებულ საერთაშორისო კონსორციუმს



### 5.3. ბუნებრივი გაზის სექტორი

#### 5.3.1. სექტორის ზოგადი დახასიათება

ბუნებრივი გაზი ყველაზე უფრო ფართოდ მოხმარებადი პირველადი ენერგეტიკული რესურსია საქართველოში. საქსტატის მონაცემებით, 2021 წელს ბუნებრივი გაზის წილი ენერგეტიკული რესურსების ჯამურ მიწოდებაში 39%-ს შეადგენდა.



ნახაზი 5.8. ენერგეტიკული რესურსების წილობრივი განაწილება ჯამურ ბალანსში

სემეკის მონაცემებით, 2022 წელს საქართველოს ბუნებრივი გაზის სისტემას მიეწოდა ჯამურად 5 690 მლნ კუბური მეტრი გაზი, რომლიდან 3 091 მლნ კუბური მეტრი შიგა სისტემით გადანაწილდა ადგილობრივ მომხმარებლებზე (დანაკარგების ჩათვლით), დანარჩენი სომხეთისაკენ ტრანზიტით გატარდა (დანაკარგმა სატრანსპორტო სისტემაში შეადგინა დაახლოებით 1,14 %). გარდა ამისა, სამხრეთ კავკასიური მილსადენის სისტემით (SCP და SCPX) საქართველოს ტერიტორიის გავლით 2022 წელს თურქეთსა და ევროკავშირის ქვეყნებს მიეწოდა 19 771,7 მლნ კუბური მეტრი აზერბაიჯანული შაჰ დენიზის საბადოს გაზი.

ადგილობრივ სისტემაში გაზი მიეწოდებოდა რამდენიმე პუნქტიდან:<sup>561</sup>

- რუსეთიდან შემომავალი ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის 1200 მმ-იანი გაზსადენის გამტარუნარიანობა საზღვრიდან საგურამომდე მონაკვეთზე შეადგენს 20 მლნ მ<sup>3</sup>/დღ.<sup>562</sup> სისტემის საგურამო-სომხეთის საზღვრამდე მონაკვეთის 1000 მმ-იანი მილსადენით, რომლის ფაქტობრივად დაფიქსირებული მაქსიმალური გამტარუნარიანობა დაახლოებით 12,1 მლნ მ<sup>3</sup>/დღ შეადგენს, რუსული გაზი სომხეთს მიეწოდება;

<sup>561</sup> სემეკი, 2022 წლის საქმიანობის ანგარიში, თბილისი, 2023

<sup>562</sup> საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიის მონაცემებით ფაქტობრივი მაქსიმალური დღიური მოწოდება 21,6 მლნმ<sup>3</sup>/დღ დაფიქსირებულია 2022 წლის დეკემბერში

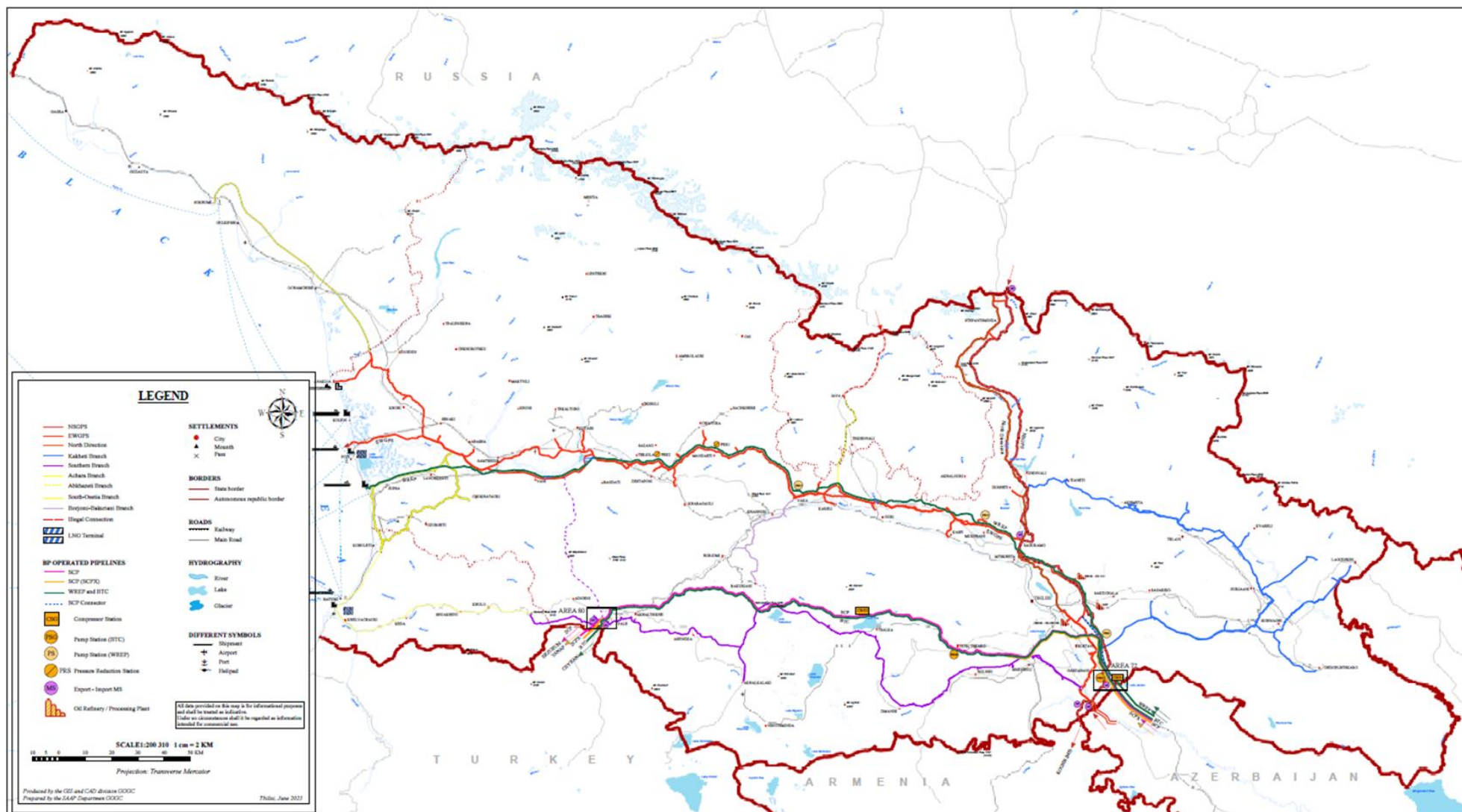
- რუსული გაზის სატრანზიტო 1000 მმ-იან გაზსადენზე, წითელი ხიდის ტრანსსასაზღვრო გამზომი კვანძის მიმდებარედ, დამონტაჟებულია კვანძი სომხეთის კუთვნილი რუსული გაზის რევერსით მიწოდებისათვის საქართველოს გაზსადენების შიგა სისტემაში;
- აზერბაიჯანიდან შემომავალი ყაზახი-საგურამოს გაზსადენის გამტარუნარიანობა სისტემის დატვირთვის დროს, ზამთრის სეზონზე, დაახლოებით 10 მლნ მ<sup>3</sup>/დღ შეადგენს.<sup>563</sup> ამ მილსადენით საქართველოს მიეწოდება გაზი აზერბაიჯანის სახელმწიფო კომპანიასთან დადებული გრძელვადიანი ხელშეკრულების მიხედვით;
- სამხრეთ კავკასიური მილსადენი სისტემის (SCP და SCPX) ჯამური გამტარუნარიანობა დღეისათვის დაახლოებით 65 მლნ მ<sup>3</sup>/დღ შეადგენს. SCP-ის საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემასთან დამაკავშირებელი მიმღები პუნქტისა (off-take) და 12 კმ-იანი მაკავშირებელის (ინტერკონექტორის) მეშვეობით ტექნიკურად შესაძლებელია 5,5 მლმ მ<sup>3</sup>/დღ-მდე გაზის მიღება;
- ადგილობრივი მწარმოებლების ქსელთან მიერთების პუნქტებიდან მიღებული გაზის მოცულობა დამოკიდებულია მათ დღიურ მოპოვებაზე.

ცხრილი 5.6. გაზის მიწოდება საქართველოს გაზმომარაგების სისტემაში<sup>564</sup> (მლნ მ<sup>3</sup>/წ)

მიმწოდებელი და მიმღები პუნქტი	2018	2019	2020	2021	2022
„სოკარი“, საქართველო-აზერბაიჯ. საზღვარი	1 105	1 229	1 183	1 132	1 411
„გაზპრომექსპორტი“, საგურამოს კვანძი	39	162	204	397	520
„შაჰ დენიზის კონსორციუმი“, სკმ საქართველოს მიმღები პუნქტი	822	853	900	1 026	1 146
„სოკარი“, სკმ საქართველოს მიმღები პუნქტი	296	339	259	25	0
„არმაგაზპრომი“, საქართველო-სომხეთის საზღვარი	15	0	19	0	0
ადგილობრივი მომპოვებლები	9	9	8	15	14

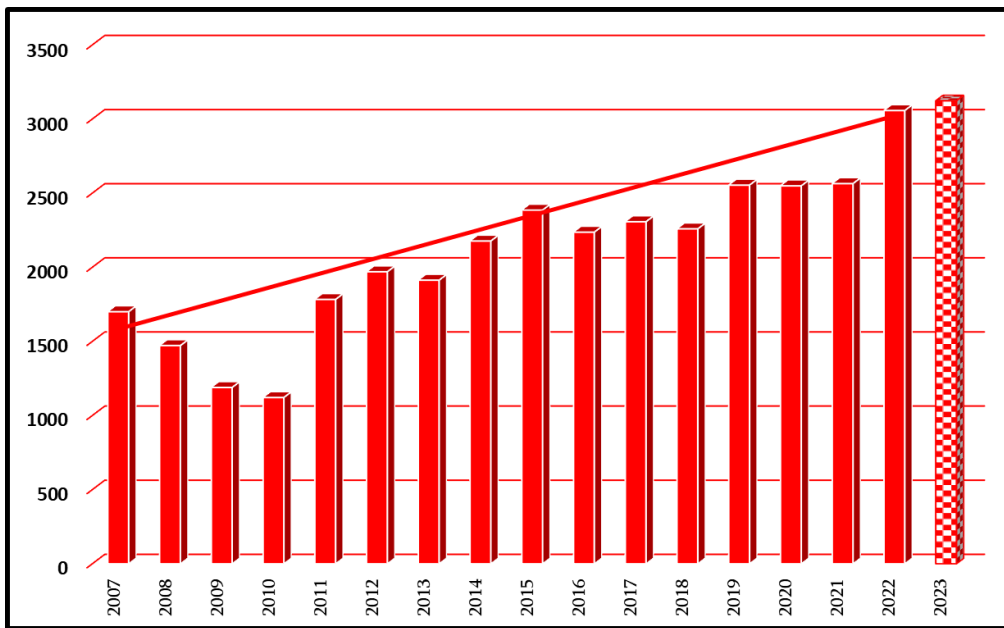
<sup>563</sup> ფაქტობრივად დაფიქსირებულია 10,7 მლნმ<sup>3</sup>/დღ მოწოდება. ზაფხულის მინიმალური დატვირთვების პერიოდში, როცა წნევა საქართველოს სისტემაში მინიმალურ დონეზეა, შესაძლებელია მილსადენის მწარმოებლობის 15-20 %-ით გაზრდა

<sup>564</sup> სემეკი, 2022 წლის საქმიანობის ანგარიში, თბილისი, 2023



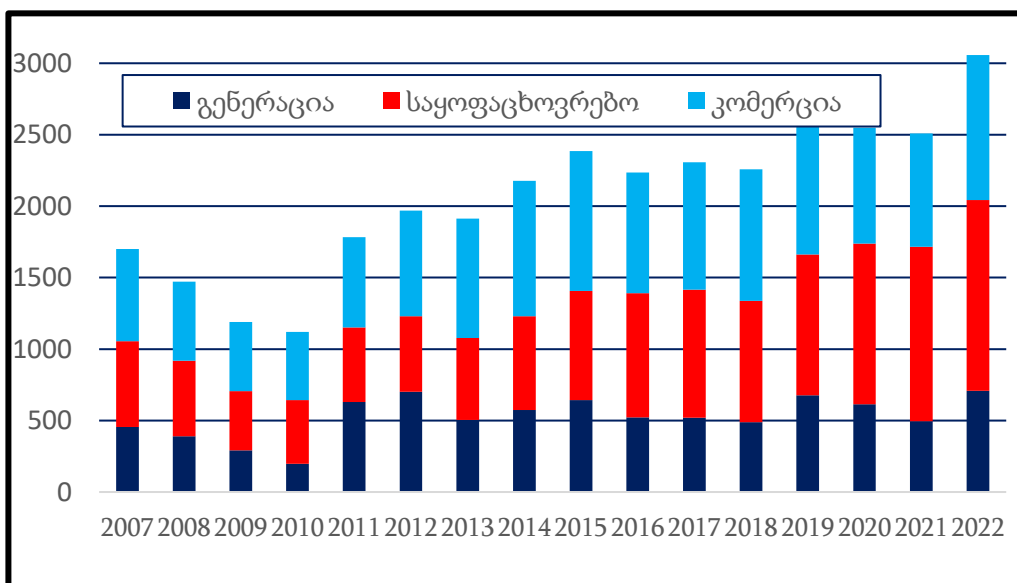
ნახაზი 5.9. საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული მაგისტრალური მილსადენი სისტემები და ნავთობისა და გაზის სექტორთან დაკავშირებული ობიექტები

2022 წელს საქართველოს ჯამურმა მოთხოვნამ საქართველოში დაახლოებით 3057 მლნ კუბური მეტრი გაზის შეადგინა (იხ. ნახაზი). როგორც ანალიზი აჩვენებს, გაზის მოხმარება/მოთხოვნა მზარდი ტენდენციით ხასიათდება, რაც დაკავშირებულია ზოგად ეკონომიკურ ზრდასა და მოსახლეობის საყოფაცხოვრებო პირობების გაუმჯობესებასთან (გამონაკლისს წარმოადგენს 2008 წლის ომის შემდგომი და მსოფლიო ფინანსური კრიზისის, აგრეთვე კოვიდპანდემიასთან დაკავშირებული რეცესიის პერიოდები).



ნახაზი 5.10. გაზის მოთხოვნის დინამიკა, მლნმ<sup>3</sup>/წ

სექტორებს შორის 2022 წელს გაზზე მოთხოვნა შემდეგნაირად გადანაწილდა: საყოფაცხოვრებო მომხმარებლები - დაახლოებით 1336 მლნმ<sup>3</sup> (43,7 %), კომერცია - 1014 მლნმ<sup>3</sup> (33,2 %) და ელექტროგენერაცია - 707 მლნმ<sup>3</sup> (23,1 %).



ნახაზი 5.11. გაზის მოხმარება სექტორების მიხედვით, მლნმ<sup>3</sup>/წ

გაზის მოხმარების მნიშვნელოვანი, დაახლოებით 27%-იანი, ზრდა აღინიშნა კომერციულ სექტორში, რაც, პოსტპანდემიური ეკონომიკის რეაბილიტაციასთან ერთად, დაკავშირებული იყო კრიპტოვალუტის მწარმოებლების (მათ შორის უკონტროლო) მიერ ელენერჯის მოთხოვნის ზრდასთან.

გაზის მოხმარების შედარებით მკვეთრი ზრდა 2022 წელს (დაახლოებით წლიური 19%, საშუალო 5%-ის ნაცვლად, 2007-2021 წლებში), გამოწვეულია თბოელექტროსადგურების მაღალი დატვირთვით, როცა ელექტროგენერაციის ობიექტებზე გაზის მოხმარება წინა წელთან შედარებით თითქმის 43%-ით გაიზარდა. აღნიშნული დაკავშირებულია რუსეთ-უკრაინის ომით გამოწვეულ ენერგოდეფიციტთან თურქეთსა და ევროპაში და ელენერჯის მაღალ ფასებთან, რამაც ხელსაყრელი წინაპირობები ჩამოაყალიბა მისი ექსპორტისათვის საქართველოდან.

საქართველოს ელექტროგენერაციის სექტორი გაზზე მომუშავე ხუთ თბოელექტროსადგურს აერთიანებს:

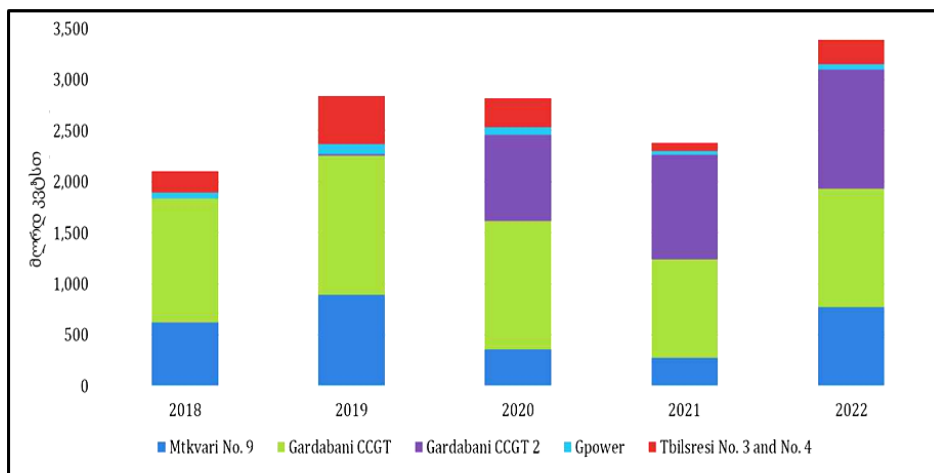
- თბილსრესის მე-3 და მე-4 ორთქლის ტურბინიანი ბლოკები ჯამური დადგმული სიმძლავრით 272 მგვტ (130 და 142 მგვტ შესაბამისად). თბილსრესის ბლოკები ექსპლუატაციაშია 1963 წლიდან;
- შპს „მტკვარი ენერჯის“ კუთვნილი მე-9 ორთქლის ტურბინიანი ბლოკი დადგმული სიმძლავრით 300 მგვტ. ბლოკი ექსპლუატაციაშია 1991 წლიდან;
- შპს „ჯიფაუერის“ (Gpower) კუთვნილი აირტურბინა საპროექტო სიმძლავრით 110 მგვტ. გაზის ტურბინა ექსპლუატაციაშია 2006 წლიდან;
- გარდაბნის გაზის კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგური (შპს „გარდაბნის თესი“, სნგკ-ს შვილობილი კომპანია) ჯამური დადგმული სიმძლავრით 230 მგვტ (2x75 მგვტ გაზის ტურბინა და 80 მგვტ ორთქლის ტურბინა), რომელიც ექსპლუატაციაშია 2015 წლიდან;
- გარდაბნის გაზის კომბინირებული ციკლის თბოელექტროსადგური 2 (შპს „გარდაბნის თესი 2“ სნგკ-ს შვილობილი კომპანია) ჯამური დადგმული სიმძლავრით 255 მგვტ (2x84 მგვტ გაზის ტურბინა და 87 მგვტ ორთქლის ტურბინა), რომელიც ექსპლუატაციაშია 2020 წლიდან.





გარდაბნის კომბინირებული ციკლის გაზის თბოელექტროსადგურის ქვაბ-უტილიზატორები

გაზზე მომუშავე თესების ჯამური დადგმული (საპროექტო) სიმძლავრე 1167 მგვტ-ია,<sup>565</sup> მათ შორის ორთქლის ტურბინებიანი თესების ჯამური დადგმული სიმძლავრე 572 მგვტ, აირტურბინის 110 მგვტ, კომბინირებული ციკლის თესების 486 მგვტ, თუმცა უკანასკნელი წლების ფაქტობრივი დატვირთვების მიხედვით თბოელექტროგენერაციის ობიექტების მაქსიმალური ჯამური სიმძლავრე დაახლოებით 1050 მგვტ-ს შეადგენს. დაწყებულია ახალი, გაზის კომბინირებული ციკლის, დაახლოებით 400 მგვტ სიმძლავრის თბოელექტროსადგურის პროექტის რეალიზაცია.



ნახაზი 5.12. ელექტროენერგიის გამომუშავება გაზზე მომუშავე თესების მიერ<sup>566</sup>

<sup>565</sup> სეს, მონაცემები ელექტროენერგეტიკული სისტემიდან

<sup>566</sup> სეს-ის მონაცემები ელექტროენერგიის წლიური ბალანსების შესახებ

ცხრილში მოცემულია სეს-ის მონაცემები სხვადასხვა ტიპის გაზზე მომუშავე გენერაციის ობიექტების ფაქტობრივი ეფექტურობის შესახებ, რომელიც, ნომინალურ საპროექტო პარამეტრებთან ერთად, ითვალისწინებს სათბობის ხარისხს, ექსპლუატაციის რეალურ პირობებს და ა.შ.<sup>567</sup>

ცხრილი 5.7. თესების ფაქტობრივი ეფექტურობა

თესის ტიპი	გჯ/მგვტ.სთ	გაზის მოხმარება, მ <sup>3</sup> /კვტსთ
ორთქლის ტურბინიანი	10,1 (155%)	0,297-0,31 <sup>568</sup> -
გაზის ტურბინა	9,6 (146%)	0,29
გაზის ტურბინიანი კომბინირებული ციკლის	6,54 <sup>569</sup> (100%)	0,2-0,203

როგორც ანალიზი აჩვენებს, ექსპლუატაციის არარაციონალური ფაქტობრივი პირობების გამო (იგულისხმება საბაზისო გენერაციის საშუალებებისათვის არატიპური ხშირი ჩართვა-გამორთვები, მუშაობა არასრულად დატვირთულ რეჟიმში და ა.შ), ვერ ხერხდება კომბინირებული ციკლის თესის საპროექტო სრული პოტენციალის ათვისება გაზის მოხმარების მინიმუმაციის თვალსაზრისით (მისი მაქსიმალურად დაფიქსირებული ეფექტიანობის<sup>570</sup> შეფარდება გენერაციის სხვა ობიექტების ფაქტობრივი ეფექტიანობის მაჩვენებლებთან 70-85% გაზის დაზოგვის საშუალებას იძლევა, ნაცვლად ცხრილში მითითებული საშუალო 50%-ისა).

საყოფაცხოვრებო სექტორის მოხმარება 2022 წელს დაახლოებით 9%-ით აღემატებოდა 2021 წლის მაჩვენებელს, რაც ძირითადად დაკავშირებულია გაზიფიცირების სამთავრობო პროგრამით გათვალისწინებული ახალი დასახლებული პუნქტების მიერთებით სისტემასთან, აგრეთვე მომხმარებელთა მიერ უფრო კომფორტული გათბობის სისტემების გამოყენებასთან. საქართველოს მთავრობის ინფორმაციით, 2024 წლის ბოლოსათვის ქვეყნის მოსახლეობის თითქმის 93 %-ს ექნება წვდომა ბუნებრივ გაზზე.<sup>571</sup>

გაზის მოხმარების მკვეთრად გამოხატული სეზონურობა საყოფაცხოვრებო სექტორში (იხ. ნახაზი), მნიშვნელოვნად ართულებს გაზის მიწოდებას ყველა მომხმარებლისათვის ზამთრის პიკური დატვირთვის პერიოდში.

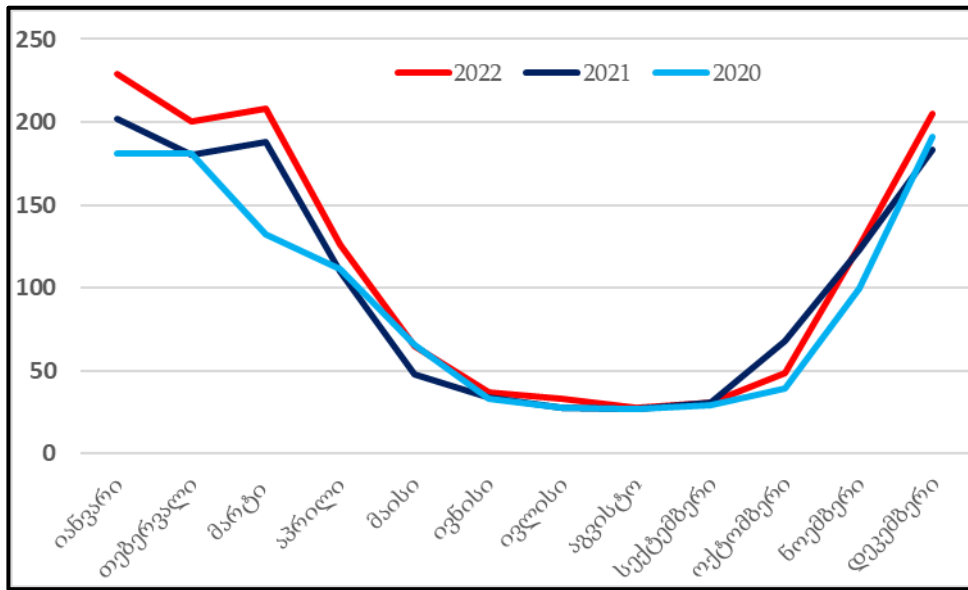
<sup>567</sup> Projections of Natural Gas Annual and Peak Demand in Georgia Through 2050, Report, Energy Institute Hrvoje Požar, September 2023

<sup>568</sup> მე-9 ბლოკისა და მე-3/4 ბლოკების, შესაბამისად

<sup>569</sup> საწარმოო გამოცდის დროს საექსპლუატაციო პარამეტრების დასადგენად (Performance test) მიღებულია კოეფიციენტის ფაქტობრივი მნიშვნელობა 6,27 გჯ/მგვტ.სთ

<sup>570</sup> გაზის ტურბინიანი კომბინირებული ციკლის გარდაბანი 2 თესის ნომინალური ეფექტურობა 56%-ია, ფაქტობრივად დაფიქსირებული მაქსიმალური ეფექტურობა კი, ოპერატორის ინფორმაციით, 57%-ს აღემატება

<sup>571</sup> მომავალ წელს მოსახლეობის თითქმის 93% გაზიფიცირებული იქნება, საქართველოს პრემიერ-მინისტრის ანგარიში, 30 ივნისი, 2023



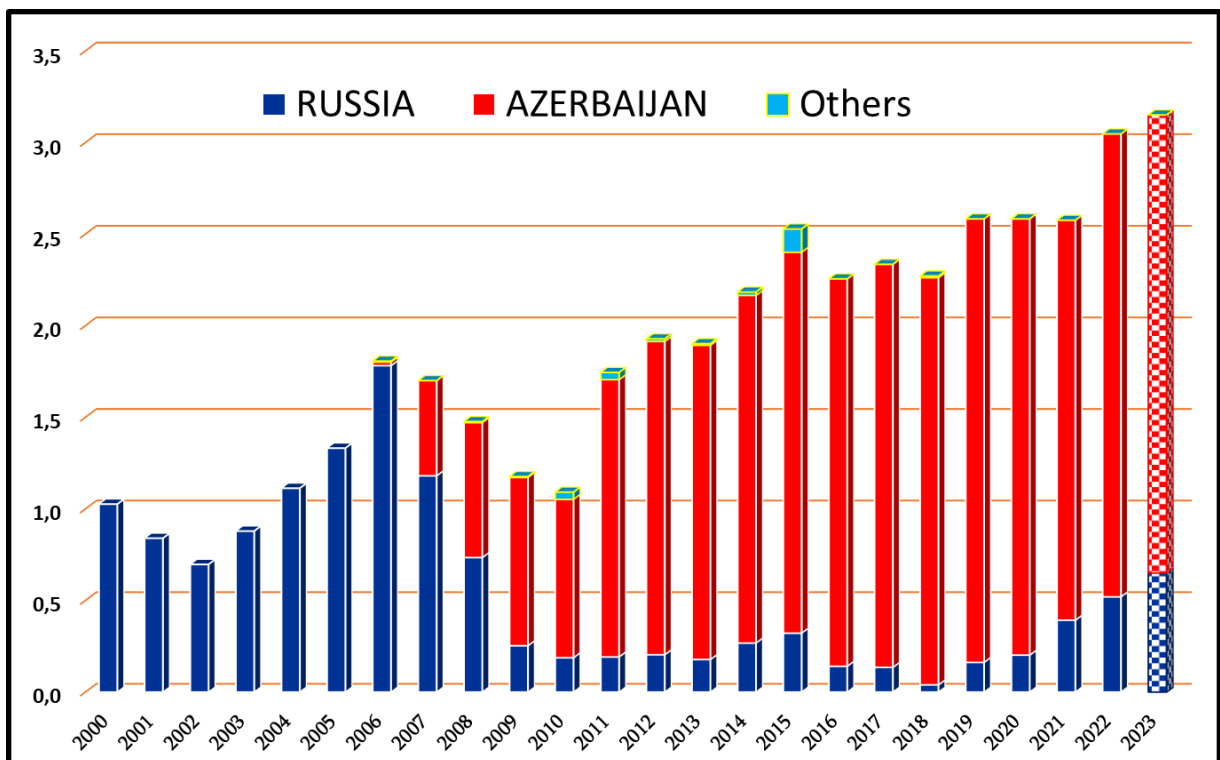
ნახაზი 5.13. გაზის მოხმარება სეზონური უთანაბრობა

საყოფაცხოვრებო სექტორსა და სხვა სექტორების იმ მომხმარებელთა სეგმენტში, რომლებიც გაზს გათბობის მიზნით იყენებენ, მოხმარების უთანაბრობა პირდაპირ უკავშირდება კლიმატურ პირობებს. ზოგადად, ასეთი მომხმარებლების მიერ მოთხოვნილი გაზის მოცულობის დამოკიდებულების დასადგენად გარემოს ტემპერატურისაგან რეკომენდებულია ე.წ. „გათბობის გრადუს დღის“ (Heating Degree Day - HDD) გამოყენება, რომელიც შენობების გათბობისათვის საჭირო ენერჯის განსაზღვრის კრიტერიუმია. HDD რიცხობრივად წარმოადგენს სხვაობას ცივ ამინდში ფარენჰეიტის სკალის 65 გრადუსსა (65°F=18°C საბაზისო ზღვრული ტემპერატურაა, რომელზე უფრო დაბალი გარემოს ტემპერატურის დროს კომფორტული საცხოვრებელი გარემოს შესანარჩუნებლად აუცილებელია შენობების გათბობა) და ფაქტობრივ (ან საპროგნოზო) საშუალო დღიურ ტემპერატურას შორის. სემეკის მიერ ჩატარებული ათწლიანი გამოკვლევა ქალაქ თბილისის საყოფაცხოვრებო სექტორის ფაქტობრივ მოხმარებასა და გარემოს ეროვნული სააგენტოს მონაცემებზე დაყრდნობით გაანგარიშებულ HDD-ს შორის დამაჯერებელ კორელაციას აჩვენებს.

საქართველოს მოთხოვნა ბუნებრივ გაზზე ძირითადად იმპორტით არის დაბალანსებული (იხ. ნახაზი). ადგილობრივი გაზის მოპოვება მცირეა და მისი წილი ჯამურ მიწოდებაში 0,5 %-ზე ნაკლებია (≈14 მლნ მ<sup>3</sup> 2022 წელს).

დღეისათვის გაზის ძირითადი მოცულობები მიეწოდება უცხოური წყაროებიდან რამდენიმე დამოუკიდებელი კონტრაქტის საფუძველზე (აზერბაიჯანულ „სოკარსა“ და შპს დენიზის საერთაშორისო კოსორციუმთან და რუსულ „გაზპრომექსპორტსა“ და „გაზპრომშვეიცთან“).

აზერბაიჯანი გაზის ძირითადი მომწოდებელია ადგილობრივ ბაზარზე. 2022 წელს აზერბაიჯანიდან საქართველოში ექსპორტირებული ბუნებრივი გაზის ჯამური მოცულობა ქვეყანაში მოხმარებული გაზის დაახლოებით 83%-ს შეადგენდა. აზერბაიჯანული შპს დენიზის საბადოს გაზის საქართველოს მიეწოდება სამხრეთ კავკასიური მილსადენის (SCP) მეშვეობით. სამხრეთ კავკასიური მილსადენის პროექტის მონაწილეებსა და საქართველოს მთავრობას შორის გაფორმებული ტერიტორიის მფლობელი ქვეყნის ხელშეკრულებისა და ოფციური გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულების შესაბამისად, საქართველოს უფლება აქვს, შეისყიდოს ტრანზიტით გატარებული გაზის 5%-მდე. კონტრაქტის მოქმედების ვადა 2068 წლის ოქტომბრამდეა განსაზღვრული.



ნახაზი 5.14. ბუნებრივი გაზის იმპორტი ქვეყნების მიხედვით, მლნ მ<sup>3</sup>/წ

2022 წელს ოფციური გაზის კონტრაქტით მოწოდებულია დაახლოებით 638 მლნ მ<sup>3</sup>, შპს დენიზის საბადოს გაზი (20°C ტემპერატურის და 1,01325 ბარი წნევის პირობებში). ოფციური გაზის ჯამური მოცულობები თანდათანობით იზრდება შპსდენიზის საბადოს განვითარების II ფაზის დასრულებისა და დამატებითი გაზის თურქეთსა და ევროპულ ბაზარზე მიწოდების შემდეგ. პროგნოზის თანახმად, მისი მოცულობა 2027 წლის შემდეგ 1,5 მლრდ კუბურ მეტრამდე გაიზრდება.

დამატებითი გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულება ადგენს დამატებით მოსაწოდებელი ბუნებრივი გაზის მოცულობებსა (500 ნლნ მ<sup>3</sup>-მდე წელიწადში) და ფასებს 2026 წლის ინვრამდე პერიოდში. 2022 წელს დამატებითი გაზის კონტრაქტით მოწოდებულია დაახლოებით 509 მლნ მ<sup>3</sup> შპს დენიზის საბადოს გაზი.

ოფციური და დამატებითი გაზის ხელშეკრულებებით განსაზღვრული ფასები რეგიონში ბუნებრივი გაზის საბაზრო ფასებზე დაბალია.

აზერბაიჯანის ნავთობის სახელმწიფო კომპანია „სოკარი“, საქართველოს მთავრობასთან გაფორმებული მემორანდუმის ფარგლებში, უზრუნველყოფს გაზის მოწოდებას საყოფაცხოვრებო და თბოგენერაციის მომხმარებლების მოთხოვნის სრული დაკმაყოფილების მიზნით. „სოკართან“ ხელმოწერილი გაზის ყიდვა-გაყიდვის შესაბამისი კონტრაქტ(ებ)ით შეთანხმებულია გაზის მოწოდების პირობები საქართველოს ბაზარზე. კონტრაქტის მოქმედების ვადა 2030 წლის დეკემბერში იწურება.

აზერბაიჯანული წყაროებიდან მოწოდებული ბუნებრივი გაზის პრაქტიკულად მთელი მოცულობა (ერთობლივად ეწოდება „ქართული გაზი“) განკუთვნილია მოსახლეობისა და თბოენერგოგენერაციის მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად. ისინი ბაზრის ე.წ. „სოციალური მომხმარებლები“ არიან. გარდა ამისა, „სოკარი“ საბაზრო ფასებით აწვდის გაზს საქართველოს ინდუსტრიისა და კომერციული სექტორის მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად.

რუსეთიდან გაზის იმპორტი 2008 წლის რუსეთ-საქართველოს სამხედრო კონფლიქტის შემდეგ მაქსიმალურად იზღუდებოდა. თუმცა, რუსეთ-უკრაინის ომის დაწყების შემდეგ იკვეთება რუსული გაზის წილის ზრდის ტენდენცია ჯამურ ბალანსში, რაც, ძირითადად, დაკავშირებულია აზერბაიჯანის შეზღუდულ შესაძლებლობასთან, დააკმაყოფილოს საქართველოს მნიშვნელოვნად გაზრდილი მოთხოვნა ბუნებრივ გაზზე, ერთი მხრივ, და ევროკავშირთან აზერბაიჯანის მიერ აღებული ვალდებულებით, მეორე მხრივ, მაქსიმალურად გაზარდოს ტრანზიტის მოცულობა დასავლეთის მიმართულებით.<sup>572</sup> შედეგად, პანდემიამდელ პერიოდთან შედარებით 2022 წელს რუსული გაზის წილი საერთო ბალანსში 6-დან 17%-მდე გაიზარდა. 2023 წლის ფაქტობრივი მონაცემების მიხედვით კი, რუსული გაზის წილის ჯამური იმპორტში კვლავ გაიზარდა.

საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებს ე.წ. „სოციალური სექტორიდან“ ბუნებრივი გაზი მიეწოდება სემეკის მიერ რეგულირებული ტარიფით, ხოლო თბოელექტროსადგურებს - მთავრობასა და „სოკარს“ შორის გაფორმებული მემორანდუმითა და შესაბამისი კონტრაქტებით დადგენილი შეღავათიანი ტარიფით. დანარჩენი მომხმარებლისათვის საცალო და საბითუმო ფასები დერეგულირებულია და გაზი მიეწოდება საჯაროდ შეთავაზებული ფასებითა და პირობებით.

---

<sup>572</sup>მათ შორის სამხრეთ კავკასიური მილსადენის სიმძლავრის გამოთავისუფლებით საქართველოს კუთვნილი შაჰ დენიზის გაზის გადამისამართებით „სოკარის“ კუთვნილ ინფრასტრუქტურაში, რომელსაც, თავის მხრივ, არ შეუძლია ჩვენი ქვეყნის მოთხოვნის დაკმაყოფილება ზამთრის პიკური მოხმარების პერიოდში

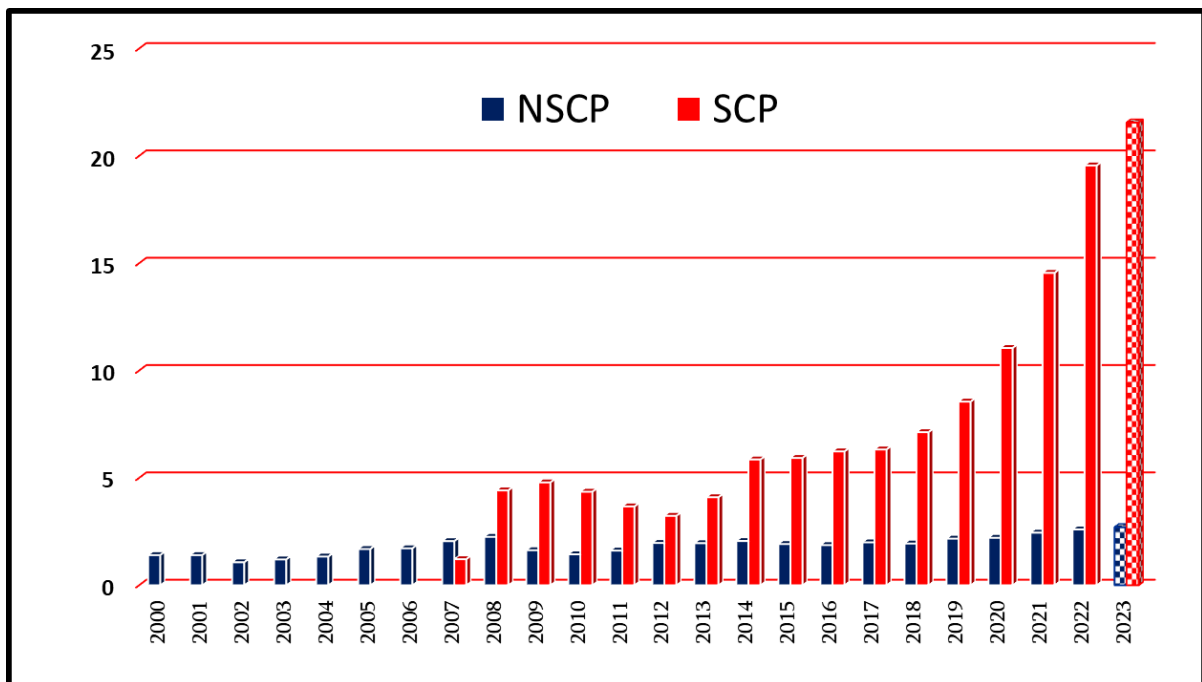


### 5.3.2. სატრანსპორტო და სატრანზიტო ინფრასტრუქტურა

საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული სატრანზიტო დერეფანი წარმოადგენს საერთაშორისო ბაზრებზე აზერბაიჯანისა და ცენტრალური აზიის ქვეყნების ნახშირწყალბადების ერთ-ერთ ყველაზე უფრო მიმზიდველ მიწოდების მარშრუტს. ამ დერეფნით ხორციელდება ნავთობის, ნავთობპროდუქტებისა და გაზის ტრანსპორტირება როგორც მილსადენებით, ისე რკინიგზითა და საზღვაო პორტებით.

მაგისტრალური გაზსადენები უზრუნველყოფს ბუნებრივი გაზის ტრანზიტს თურქეთის, ევროპისა და სომხეთის მიმართულებით.<sup>573</sup> აზერბაიჯანული შაჰ დენიზის საბადოს გაზი მიეწოდება ბაქო-თბილისი-ერზრუმის სამხრეთ კავკასიური მაგისტრალური გაზსადენის საშუალებით. SCP გაზსადენის მიერ ფაქტობრივად განხორციელებული ტრანზიტის მოცულობამ 2022 წელს დაახლოებით 19,6 მლრდ მ<sup>3</sup> შეადგინა. 2025-2027 წლებისათვის დაგეგმილია აზერბაიჯანული გაზის ტრანზიტის მნიშვნელოვანი ზრდა 25-30 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე წელიწადში.

ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების (ჩსკმ) სისტემით ხორციელდება რუსული გაზის ტრანზიტი სომხეთის მიმართულებით. გაზსადენის დატვირთვა მნიშვნელოვნად ჩამორჩება მის ფაქტობრივ გამტარუნარიანობას<sup>574</sup> (2022 წელს სომხეთის მიმართულებით ტრანზიტით დაახლოებით 2,7 მლრდ მ<sup>3</sup> რუსული გაზია გატარებული).



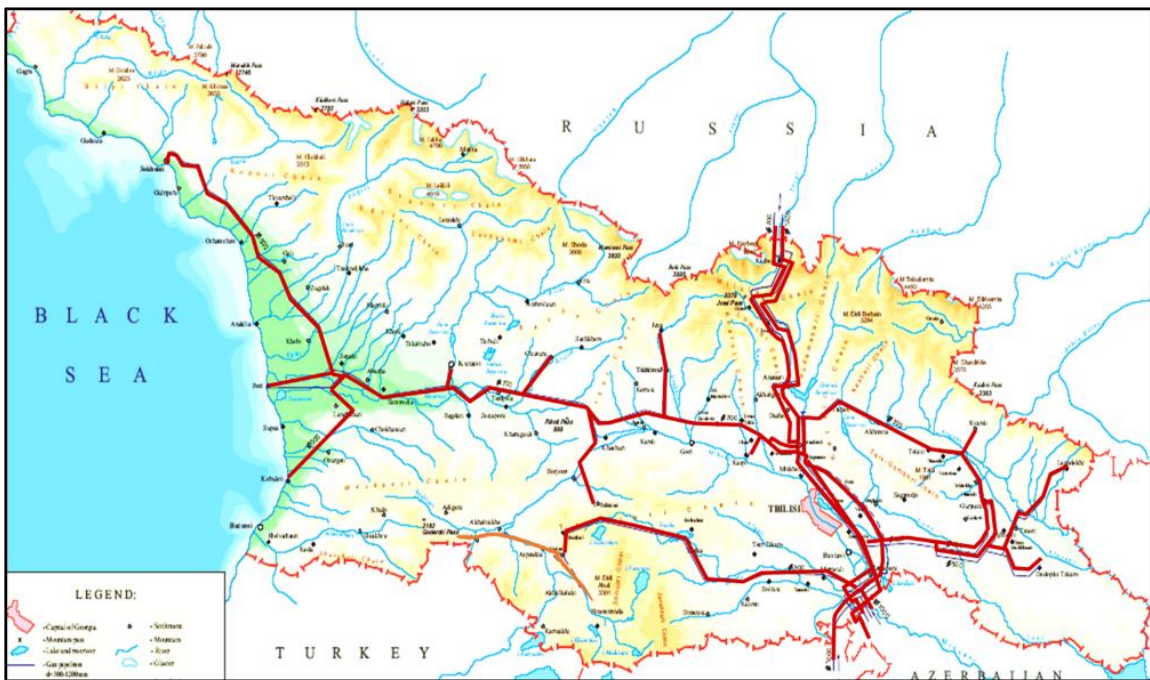
ნახაზი 5.15. ბუნებრივი გაზის ტრანზიტი, მლრდ მ<sup>3</sup>/წ

<sup>573</sup> ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ტრანზიტის ალტერნატიული წყაროა საქართველოს რკინიგზა, რომელიც აკავშირებს აზერბაიჯანის ნავთობტერმინალებს კასპის ზღვაზე, (ბაქო, სანგაჩალი, დიუბენდი) საქართველოს შავი ზღვის ნავთობტერმინალებთან ( ბათუმი, ყულევი და ფოთი)

<sup>574</sup> დაახლოებით 8 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ

საქართველოს შიგა ბაზრის მომარაგებას ემსახურება აღმოსავლეთ-დასავლეთისა და ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა ყაზბეგის, კახეთის, სამხრეთის, აჭარისა და ფოთის ძირითადი განშტოებებითა და ყაზბეგისა და ზუგდიდი-ანაკლიის მიმართულების მილსადენებით. ერთიანი გაზმომარაგების სისტემა მოიცავს, აგრეთვე, გამანაწილებელ (დისტრიბუციის) გაზსადენებს, გაზგამანაწილებელ სადგურებსა და გაზის გამზომ კვანძებს, ამჟამად უმოქმედო საკომპრესორო სადგურებს.

საქართველოს კუთვნილი მაგისტრალური გაზსადენების საერთო სიგრძე დაახლოებით 2000 კმ-ს შეადგენს. მათი მშენებლობა 1959 წელს დაიწყო და განსაკუთრებული ინტენსივობით მიმდინარეობდა გასული საუკუნის 70-იან და 80-იან წლებში. ქვეყნის დამოუკიდებლობის საწყის პერიოდში, ყოფილი საბჭოთა კავშირის ცენტრალიზებული ეკონომიკის დეგრადაციის პირობებში, მკვეთრად დაეცა ინფრასტრუქტურის მშენებლობის ტემპიც. მაგისტრალური გაზსადენების მშენებლობა-რეაბილიტაციის ინტენსიური სამუშაოები განახლდა 2007 წლიდან (პირველ ეტაპზე უცხოელი დონორების, აშშ-ს MCC და USAID ფინანსური დახმარებით).



ნახაზი 5.16. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენები

გაზსადენების მიმდინარე მშენებლობა-რეაბილიტაციისა და განვითარების სამუშაოები, ძირითადად, სისტემის გამტარუნარიანობისა და ექსპლუატაციის მოქნილობისა და საიმედოობის გაზრდას ემსახურება ახალი, მაღალი გამტარობის მონაკვეთებისა და ინტერკონექტორების გამოყენებით.

ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო სისტემის ოპერირებას საქართველოში ახორციელებს შპს „საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია,“ რომელიც

სახელმწიფოს მფლობელობაში არსებული საწარმო და ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირების ლიცენზიანტია. ამავე დროს, მაგისტრალური გაზსადენები და მათთან დაკავშირებული მოწყობილობა და ნაგებობების მფლობელია სს „საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის“ შვილობილი კომპანია „საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი სისტემის მესაკუთრე“. ოპერატორსა და მესაკუთრეს შორის გაფორმებული საიჯარო ხელშეკრულების თანახმად, მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის ექსპლუატაციასა და ტექნიკურ მომსახურებას დამოუკიდებლად ახორციელებს სგტკ, ხოლო ახალი გაზსადენების მშენებლობასა და კაპიტალურ რეაბილიტაციას - სისტემის მესაკუთრე. ენერჯეტიკის ახალი კანონის პროექტის თანახმად, ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო (გადამცემი) ქსელის განვითარების გეგმები უნდა მომზადდეს სგტკ-ს მიერ მისი „სისტემის დამოუკიდებელ ოპერატორად“ (ISO) ავტორიზაციის შემდეგ<sup>575</sup> და წარედგინოს მარეგულირებელ კომისიას დასამტკიცებლად.

მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა ორი ძირითადი ნაწილისა და რეგიონული განშტოებებისაგან შედგება:

- ჩრდილოეთიდან (რუსეთ-საქართველოს საზღვრიდან) სამხრეთისკენ (საქართველო-აზერბაიჯანისა და საქართველო-სომხეთის საზღვრებამდე) განლაგებულია ჩრდილოეთ სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა;
- აღმოსავლეთიდან (საქართველო-აზერბაიჯანის საზღვრიდან) დასავლეთისკენ გაზის მიწოდებას ემსახურება აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა.
- მაგისტრალური გაზსადენების სისტემები დაკავშირებულია კახეთისა და სამხრეთის ძირითად განშტოებებსა და რამდენიმე ტერმინალთან (ფოთის, აფხაზეთისა და აჭარის ავტონომიური რესპუბლიკების მიმართულებით).

საგურამოს კვანძში თავს იყრის სხვადასხვა მიმართულების მაგისტრალური გაზსადენები და იმპორტირებული ბუნებრივი გაზი ნაწილდება ქვეყნის მთელ ტერიტორიაზე. შესაბამისად, აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენი პირობითად ორ ნაწილად შეიძლება დაიყოს: საქართველოს სამხრეთ-აღმოსავლეთი საზღვარი-ცენტრი და ცენტრი - სოხუმი (განშტოებებით აჭარისა და ფოთის მიმართულებით).

### ***ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა***

სისტემა აერთიანებს “ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის” და “ვლადიკავკაზ-თბილისის” პარალელურ და “ყაზახი-საგურამოს” გაზსადენებს. სისტემას გაზი რუსეთის ტერიტორიაზე განლაგებული გამზომი კვანძიდან მიეწოდება “ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის” 1200 მმ-იანი მაგისტრალით. სისტემის ფაქტობრივი გამტარუნარიანობა, სემეკის მონაცემებით, 20 მლნ მ<sup>3</sup>/დღ (დაახლოებით 7,5 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ) შეადგენს.

<sup>575</sup> გარდამავალ პერიოდში, ოპერატორისათვის ISO სტატუსის მინიჭებამდე, მაგისტრალური გაზსადენების მშენებლობა-რეაბილიტაციის გეგმების მომზადება და რეალიზაცია სნგკ-ს ვალდებულად რჩება (იხ. საქართველოს მთავრობის დადგენილება #129, 25 მარტი, 2021 წ.)

ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა საქართველოს ტერიტორიაზე რუსეთის საზღვართან (ზღვის დონიდან დაახლოებით 1380 მ-ზე) იწყება. საწყისი, მდ. თერგის ხეობაში განლაგებული მონაკვეთები, მთის რამდენიმე მდინარესა და მეტად არამდგრადი ჰიდროლოგიის ღვარცოფულ ხეობას კვეთს, გადაივლის ჯვრის უღელტეხილს (დაახლოებით 2430 მ ალტიტუდით), გრძელდება სამხრეთ-აღმოსავლეთის მიმართულებით მდინარეების არაგვისა და მტკვრის კალაპოტის გასწვრივ საქართველო-აზერბაიჯანის საზღვრამდე. მდ. არაგვის ხეობაში მონაკვეთები განლაგებულია რთული რელიეფის, მეწყერ- და ზვავსაშიშ უბნებსა და არამდგრად გეოლოგიურ სტრუქტურებში. ტრასის ამ ნაწილში მილსადენების დაცვის მიზნით მოწყობილია რამდენიმე მილგამტარი გვირაბი.

მდინარე მტკვრის კალაპოტის გასწვრივ განლაგებული 1000 მმ დიამეტრის მილსადენის ზოგიერთი მონაკვეთი ადგილ-ადგილ ჭარბტენიან, ინტენსიური აგრიკულტურული სამუშაოებით მოცულ და განსაკუთრებით მაღალი აგრესიულობით გამორჩეულ გრუნტებშია განლაგებული, რაც მილების ინტენსიურ კოროზიულ ცვეთას განაპირობებს.

**გაზსადენის “ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასია”** საქართველოს მონაკვეთი (D=1200<sup>576</sup> მმ, L≈133 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი) აშენებულია 1988-1994 წლებში. სხვადასხვა ადგილზე მილსადენი გადის რვა გვირაბში (საერთო სიგრძით 4,6 კმ). ამჟამად მილსადენი ძირითადად გამოიყენება რუსული გაზის ტრანზიტისთვის სომხეთის მიმართულებით.

**გაზსადენის “ყაზახი-საგურამო”** საქართველოს მონაკვეთი (D=1000 მმ, L=90 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი) აშენებულია 1980 წელს. იგი „ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის“ გაზსადენის გაგრძელებაა საგურამოდან აზერბაიჯანისა და სომხეთის საზღვრებამდე. საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებულია მისი დაახლოებით 90 კმ-იანი მონაკვეთი და სომხეთის საზღვრისაკენ მიმართული 11,5 კმ-იანი განშტოება. გაზსადენი გამოყენებულია რუსული გაზის ტრანზიტისათვის სომხეთის მიმართულებით. მასთან მიერთებულია წითელი ხიდისა და ხრამის გამზომი კვანძები დასავლეთისა და სომხეთის მიმართულებით მიწოდებული და აზერბაიჯანიდან შემომავალი გაზის მოცულობების აღრიცხვისათვის, შესაბამისად. საგურამოში იგი უერთდება „ვლადიკავკაზ-თბილისის“ მილსადენს, რომლის მეშვეობით პერიოდულად მიიღება რუსული გაზი.

**გაზსადენის “ვლადიკავკაზი-თბილისის”** საქართველოს მონაკვეთის (D=720/529 მმ, L=166 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი, ადგილ-ადგილ პარალელური ორი ხაზით) მშენებლობა დასრულდა 1966 წელს, თუმცა პერიოდულად ხდებოდა მისი სხვადასხვა მონაკვეთის რეაბილიტაცია-განახლება. ტრასის დაახლოებით 1,3 კმ ჯამური სიგრძის ოთხი მონაკვეთი განლაგებულია გვირაბებში. გაზსადენი ძირითადად 700 მმ-იანი მილებით არის დაკომპლექტებული. გაზსადენის ამჟამად ძირითადად ჩრდილოეთის მიმართულებით განლაგებული ქალაქებისა და დასახლებული

<sup>576</sup> დოკუმენტში მითითებულია მილსადენის პირობითი დიამეტრები

პუნქტების გაზომვითა და გაზომვითაა გამოყენებული. ამასთან ერთად, იგი 500 მმ დიამეტრის შემაერთებელი ხაზებით არის დაკავშირებული "ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის" მილსადენის პარალელურად განლაგებულ მონაკვეთებთან და ავარიულ სიტუაციებში შეუძლია ძირითადი, 1200 მმ-იანი სატრანზიტო მილსადენის, ჩანაცვლება.

გაზსადენი მიერთებულია გველეთისა და საგურამოს გაზის გამზომ კვანძებთან, მასში (კმნ 186,7) ჩართულია ამჟამად უმოქმედო, საკომპრესორო სადგური. გაზსადენის 155,7 კმ ნიშნულთან მოწყობილია კახეთის განშტოების მკვეზავი „რუსთავი-თელავი-ჟინვალის“ 300 მმ-იანი 50,7 კმ სიგრძის მონაკვეთის შეჭრის წერტილი.

#### **აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა**

აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის სამხრეთ-აღმოსავლეთ საზღვრიდან-ცენტრამდე ჯგუფში გაერთიანებულია: „ყარადაღი-თბილისის“, „აზერბაიჯანის საზღვარი-გარდაბანის“, „გარდაბანი-ნავთლუღის“, „ნავთლული (გამარჯვება)-საგურამოს“ გაზსადენები და სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან შემაერთებელი „არეა 72-რუსთავის“, „კახეთის მიმართულებისა“ და „სამხრეთის მიმართულების“ განშტოებები.

გაზსადენის „ყარადაღი-თბილისი“ საქართველოს მონაკვეთი (D=500/800 მმ, L=46 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი) პარალელური ხაზებისაგან შედგება. მისი პირველი ეტაპის მშენებლობა 1959 წელს დაიწყო. „ყარადაღი-თბილისის“ გაზსადენთან მიერთებულია სამხრეთ საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენის განშტოება, რომელიც ქვემო ქართლისა და სამცხე-ჯავახეთის რეგიონებს ამარაგებს.

2017 წელს დასრულდა აზერბაიჯანის საზღვრიდან გარდაბნამდე მონაკვეთის ახალი 700 მმ-იანი მონაკვეთის მშენებლობა, რითაც უზრუნველყოფილია აზერბაიჯანული („სოკარის“ კუთვნილი) გაზის მიწოდება საქართველოს ბაზარზე.

„გარდაბანი-ნავთლუღისა“ (D=700 მმ; L=30,2 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი) და „ნავთლული-საგურამოს“ (D=700 მმ; L=50,6 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი) მონაკვეთები, საერთო სიგრძით 80,8 კმ, 2007-2010 წლებში აშენდა. მილსადენები ემსახურება აზერბაიჯანული, „სოკარის“ კუთვნილი გაზის მიწოდებას საქართველოს ბაზარზე, რომლის ტრანსპორტირება საზღვრამდე ხორციელდება „ყაზახი-საგურამოს“ გაზსადენის აზერბაიჯანული მონაკვეთით. გარდაბანი-ნავთლუღის გაზსადენით ჩანაცვლდა „ყარადაღი-თბილისის“ გაზსადენის 500 მმ-იანი მონაკვეთები, ხოლო ნავთლული (გამარჯვება)-საგურამოს გაზსადენით დაპარალელებულია „ვლადიკავკაზ-თბილისის“ ქალაქის მჭიდროდ დასახლებულ უბნებში განლაგებული მონაკვეთი, რითაც მნიშვნელოვნად ამაღლდა მაგისტრალური გაზსადენების ფუნქციონირების საიმედოობა და მოსახლეობის უსაფრთხოება, გაიზარდა სისტემის გამტარუნარიანობა.

სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან შემაერთებელი (არეა 72-რუსთავის) მონაკვეთი (D=700(762) მმ, L=12,5 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი) აშენებულია 2006 წელს სამხრეთ კავკასიური



გაზსადენიდან ოფციური და დამატებითი გაზის ყიდვა-გაყიდვის კონტრაქტებით გათვალისწინებული გაზის მიწოდებისათვის ბაზარზე.

**კახეთის მიმართულების (რუსთავი-თელავი-ჟინვალი) გაზსადენის** (D=200/300/500 მმ, L=212,9 კმ, P<sub>0</sub>=25/55 ბარი) მშენებლობის სამუშაოები ძირითადად შესრულებულია 1970-1987 წლებში. იგი მიერთებულია „გარდაბანი-ნავთლუდის“ გაზსადენთან და „ყარადაღ-თბილისის“ გაზსადენის 486-ე კმ ნიშნულთან 2014 წელს აშენებული „რუსთავი-საგარეჯოს“ 300 მმ-იანი 25 კმ სიგრძის მონაკვეთით, რითაც უზრუნველყოფილია რეგიონის გაზმომარაგების წრიული სისტემის აღდგენა (მეორე მიმწოდებელია „რუსთავი-თელავი-ჟინვალის“ 300 მმ-იანი 50,7 კმ სიგრძის მონაკვეთი ჟინვალიდან ახმეტამდე, „ვლადიკავკაზ-თბილისის“ მაგისტრალიდან).

გაზსადენს აქვს რამდენიმე შიგა რეგიონული განშტოება, რომელთა შორის ძირითადებია: საგარეჯოს, ქიზიყის (სიღნაღის, დედოფლისწყაროს და ლაგოდეხის მუნიციპალიტეტებისაკენ), ყვარლის, გულგულა-ნაფარეულის, ახმეტისა და თიანეთის.

**სამხრეთის მიმართულების (წითელი ხიდი-წალკა-ახალქალაქი) გაზსადენი** (D=300/500 მმ, L=195,6 კმ, P<sub>0</sub>=12/25/55 ბარი) მიერთებულია „ყარადაღი-თბილისის“ გაზსადენთან.

გაზსადენისა და მისი განშტოებების მშენებლობა მიმდინარეობდა გასული საუკუნის 80-იან და 2008-2017 წლებში. მაგისტრალით ბუნებრივი გაზი მიეწოდება მარნეულის, ბოლნისის, დმანისის, წალკის, ასპინძის, ახალქალაქის, ნინოწმინდის, ახალციხისა და ადიგენის მუნიციპალიტეტების საყოფაცხოვრებო და კომერციულ მომხმარებლებს.

გაზსადენს 182-ე კმ ნიშნულზე უერთდება ასპინძა-ახალციხე-უდე-ადიგენი-გოდერძის განშტოება, რომელიც შედგება ქოთელია-ასპინძის, ასპინძა-ახალციხის, ახალციხე-უდისა და ახალციხე-გოდერძის მონაკვეთებისაგან. დაწყებულია ახალციხის გოდერძის უღელტეხილთან დამაკავშირებელი დაახლოებით 30 კმ სიგრძის მონაკვეთის დაპროექტება, რომელიც ბუნებრივ გაზს მიაწვდის აჭარის მაღალმთიან კურორტებსა და ხულოს რაიონის მომხმარებლებს.

**აღმოსავლეთ-დასავლეთ მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის ცენტრი - სოხუმის ჯგუფში** გაერთიანებულია: „საგურამო-ქუთაისის“, „ქუთაისი-სოხუმის“, მისი პარალელური „ზესტაფონი-ფოთის“ მაგისტრალური მილსადენები და განშტოებები (მათ შორის ძირითადია: ცხინვალის, ბაკურიანის, აჭარის და სოხუმის).

**„საგურამო-ქუთაისის“ მაგისტრალური გაზსადენი** (D=500/700/800 მმ, L=212,5 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი) იწყება საგურამოს გამზომი კვანძიდან. გაზსადენი გათვალისწინებულია მცხეთა-მთიანეთის, შიდა ქართლის, სამცხე-ჯავახეთის (ბორჯომი-ბაკურიანის ზონა), ცხინვალისა და იმერეთის რეგიონების გაზმომარაგებისათვის. მისი მშენებლობა 1967 წელს დაიწყო და 1975 წლამდე

გრძელდებოდა. გაზსადენის პირობითი დიამეტრი ძირითადად 700 მმ-ს შეადგენს (თუმცა, სხვადასხვა მონაკვეთზე შემორჩენილია 500 მმ-იანი მონაკვეთები, რომელთა ჩანაცვლების სამუშაოების დასრულება იგეგმება 2025 წლისათვის). ზოგიერთ უბანზე იგი პარალელური, ახლად აშენებული და თავდაპირველი მონაკვეთებითაა წარმოდგენილი. გაზსადენის 98-ე კმ-ში მდებარე მთელი მონაკვეთი ერთ-ერთი ყველაზე მნიშვნელოვანი, „გომი-ხაშური-ბაკურიანის“ განშტოება, ბორჯომი-ბაკურიანის საკურორტო-რეკრეაციული ზონის მომხმარებელთა გაზმომარაგებისათვის. გაზსადენში შეჭრილია, აგრეთვე, ახალგორის, კასპის, გორის, ცხინვალი-ჯავის, საჩხერის, ჭიათურის, ზესტაფონისა და ქუთაისის განშტოებები.

„საგურამო-ქუთაისის“ მაგისტრალური გაზსადენის პარალელურად განლაგებულია ახალაშენებული და მშენებარე, გორი-ქარელი-ხაშურის, ხაშური-ზესტაფონისა და ზესტაფონი-ქუთაისის 700 მმ-იანი მილსადენის მონაკვეთები.

„ქუთაისი-სოხუმის“ მაგისტრალური გაზსადენი (D=500/700 მმ, L=212 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი) „საგურამო-ქუთაისის“ მაგისტრალის გაგრძელებაა, რომლის მშენებლობა 1986 წელს დასრულდა. იგი განკუთვნილია დასავლეთ საქართველოს რეგიონების გაზმომარაგებისათვის. გაზსადენის 51-ე კმ ნიშნულზე იწყება 500 მმ-იანი აჭარის განშტოება, რომლითაც გაზით მარაგდება გურიისა და აჭარის რეგიონები.

„ქუთაისი-ფოთის“ მაგისტრალური გაზსადენი (D=700 მმ, L=128,7 კმ, P<sub>0</sub>=55 ბარი) მოიცავს ახალაშენებულ ქუთაისი-აბაშის, აბაშა-სენაკის და სენაკი-ფოთის მონაკვეთებს. იგი განლაგებულია „ქუთაისი-სოხუმის“ არსებული 500 მმ-იანი გაზსადენის პარალელურად, ნაწილი კი გადატანილია მდინარე რიონის კალაპოტის მარცხენა ნაწილში. „ძველი“ და ახლად აშენებული მილსადენები ერთმანეთთან დაკავშირებულია რამდენიმე შემადგენელი ქუთაისთან, აბაშასა და სენაკთან. მაგისტრალში შეჭრილია აჭარის არსებული და მშენებარე განშტოებებიც.

### 5.3.3. ბუნებრივი გაზის განაწილება

საქართველოში 20 გაზგამანაწილებელი კომპანია ოპერირებს, რომელთა შორის დომინირებს: შპს „თბილისი-ენერჯი“, შპს „სოკარ ჯორჯია გაზი“ და სს „საქორგაზი“, რომელთაც 2022 წელს გაანაწილეს მთლიანი მოთხოვნილი გაზის 90%-მდე.

2022 წლის ბოლოს არსებული მონაცემებით, მთლიანი მომხმარებლების 36% „თბილისი ენერჯის“ მომხმარებელია, რომელიც ექსპლუატაციას უწევს ქვეყნის მთლიანი გამანაწილებელი ქსელის (33,2 ათასი კმ) მხოლოდ 16%-ს (5300 კმ), მაშინ, როდესაც რეგიონებში მომუშავე „სოკარ ჯორჯია გაზი“ და „საქორგაზი“ მთლიანი გამანაწილებელი ქსელის 77%-ს ფლობენ (18900 კმ და 6600 კმ, შესაბამისად), მომხმარებელთა 55 %-ს (820 ათასი) ემსახურებიან.<sup>577</sup> დანარჩენი 132 ათასი მომხმარებლის გაზმომარაგებას უზრუნველყოფს 17 მცირე გამანაწილებელი კომპანია, რომელთა გამგებლობაშია 2400 კმ სიგრძის გამანაწილებელი ქსელი.

<sup>577</sup> სემკვის 2022 წლის საქმიანობის ანგარიში, თბილისი, 2023

გრძელდება ახალი დასახლებული პუნქტების გაზიფიცირების პროცესი, რის შედეგადაც 2022 წლის ბოლოს საცალო მომხმარებელთა ჯამურმა რაოდენობამ (საყოფაცხოვრებო და არასაყოფაცხოვრებო) 1,488,014 შეადგინა (მათ შორის 1 426 978 შინა მეურნეობაა, 61 036 არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებელი). 2022 წელს სექტორს დაემატა 43,398 ახალი მომხმარებელი. 2023-2027 წლებში გათვალისწინებულია გამანაწილებელი კომპანიების მიერ დამატებით 265 მლნ ლარის ინვესტირება,<sup>578</sup> რაც გამოყენებული იქნება როგორც ახალი მომხმარებლის მიერთებაზე, ისე არსებული ქსელის განახლებასა და ექსპლუატაციის საიმედოობის გაზრდაზე.

საყოფაცხოვრებო მომხმარებლის მიერ ბუნებრივი გაზის მოხმარება განსხვავებულია როგორც ქალაქისა და სოფლის, ასევე რეგიონების მიხედვით. ერთი საყოფაცხოვრებო მომხმარებლის ბუნებრივი გაზის საშუალო წლიური მოხმარება პატარა ქალაქებსა და დასახლებებში მნიშვნელოვნად ჩამორჩება ურბანული დასახლებების მაჩვენებელს, რადგან რეგიონებში, სადაც კი ხელმისაწვდომია, კვლავ ფართოდ გამოიყენება შეშა შენობების გასათბობად. სემეკის მონაცემების თანახმად, თბილისის ერთი საყოფაცხოვრებო მომხმარებლის მიერ წლის განმავლობაში საშუალოდ 1317 კუბური მეტრი გაზი მოიხმარება, რეგიონული ქალაქებისათვის ეს მაჩვენებელი 1096, ხოლო სასოფლო დასახლებებისათვის 856 კუბურ მეტრს შეადგენს. რეგიონების მიხედვით ყველაზე მაღალი მოხმარება მცხეთა-მთიანეთისა და სამცხე-ჯავახეთის რეგიონებში,<sup>579</sup> დაბალი მოხმარება კი რაჭა-ლეჩხუმსა და გურიაში აღინიშნება. ამასთან ერთად, გასათვალისწინებელია, რომ საქართველოს ზოგიერთ მაღალმთიან რეგიონში (ზემო სვანეთი, ფშავ-ხევსურეთი, თუშეთი და ა.შ.), ძვირადღირებული და ეკონომიკურად გაუმართლებელი მილსადენების მშენებლობის ნაცვლად, მიზანშეწონილია ენერჯის ავტონომიური წყაროების ექსპლუატაციაზე დაფუძნებული დეცენტრალიზებული მეურნეობების განვითარება, რისთვისაც შეიძლება აღნიშნული რეგიონების ბუნებრივი გაზის ტრანსფორმაციის პროდუქტებით მომარაგების გამოყენება (კომპრესიული გაზი - CNG) ან პროპან-ბუტანით (ნავთობის თხევადი გაზი - LPG), ადგილობრივ, განახლებად ენერჯის წყაროების გამოყენებასთან ერთად.

#### **5.3.4. მოთხოვნის პროგნოზი**

გაზი საქართველოში ერთ-ერთი ყველაზე იაფი, მოხმარებისათვის მარტივი და ეკოლოგიურად ყველაზე ნაკლებ დამაზიანებელი წიაღისეული რესურსია. მისი

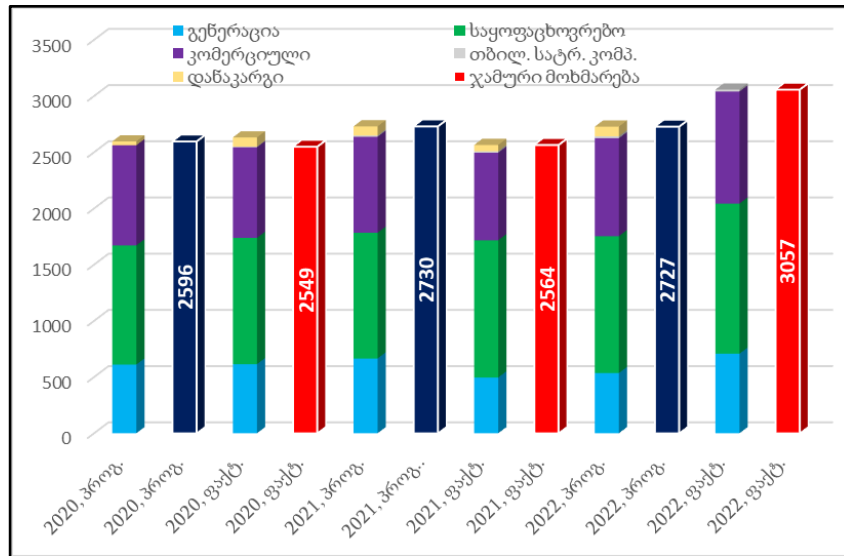
---

<sup>578</sup> ბუნებრივი გაზის სექტორში 265 მლნ ლარის ინვესტიცია განხორციელდება, EnergyNews, 12.07.2023

<sup>579</sup> რაც, ძირითადად, მკაცრი კლიმატური პირობებითაა განპირობებული

მოხმარება ქვეყნის დამოუკიდებლობის პერიოდში ეკონომიკის გამოცოცხლების დაწყებიდან, 2008-2010 წლებისა და კოვიდპანდემიით გამოწვეული კრიზისული პერიოდების გარდა, ზრდადი ტენდენციით ხასიათდება.

ნახაზზე 5.16 მოცემულია 2020-2022 წლების გაზის მოთხოვნის ფაქტობრივი და საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროს მიერ დამტკიცებული საპროგნოზო პარამეტრები. როგორც ანალიზი აჩვენებს, ფაქტობრივი მოხმარება 2022 წელს 12%-ით აჭარბებდა საპროგნოზო მონაცემებს.



ნახაზი 5.17. გაზის მოთხოვნის 2020-2022 წლების ფაქტობრივი და საპროგნოზო და მაჩვენებლები

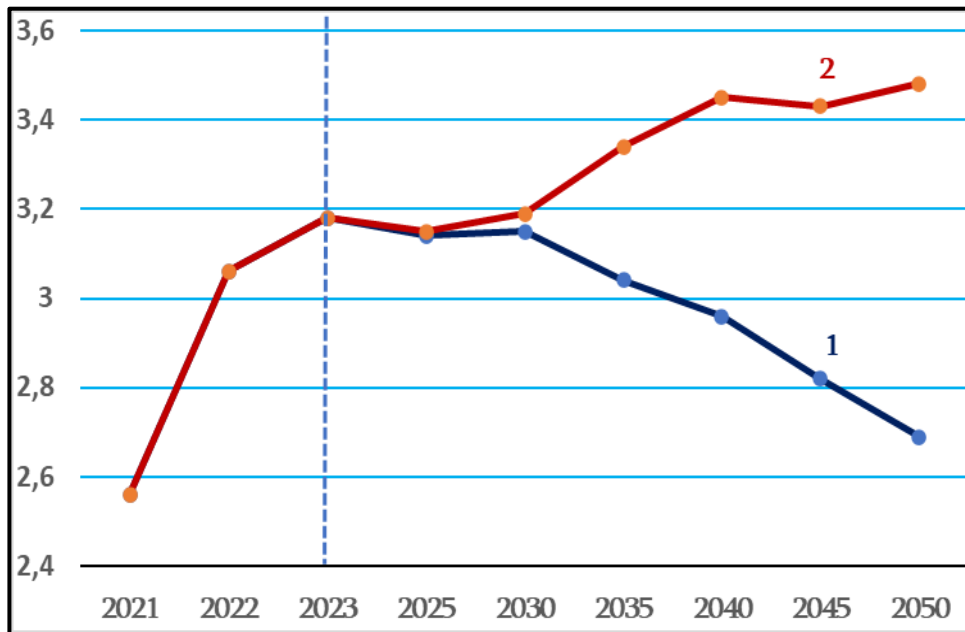
2023 წლის იანვარ-სექტემბრის მონაცემების თანახმად, გაზის ჯამურმა ფაქტობრივმა მიწოდებამ 2,11 მლრდ კუბურ მეტრს გადააჭარბა, რაც 1,52 %-ით აღემატება დაგეგმილ და 4,04 %-ით წინა წლის ანალოგიურ მაჩვენებლებს. წლის დარჩენილი პერიოდის საპროგნოზო მონაცემების გათვალისწინებით, გაზის ფაქტობრივი მოთხოვნა 2023 წელს დაახლოებით 3,1 მლრდ კუბურ მეტრს გაუტოლდა.

გრძელვადიან პერსპექტივაში გაზის მოთხოვნის პროგნოზირების შედეგების ანალიზი<sup>580</sup> ქვეყნის ენერგეტიკის განვითარების სხვადასხვა სცენარის დროს აჩვენებს, რომ 2050 წლისათვის გაზის მოხმარება საქართველოში შეიძლება ცვალებადობდეს 2,16-დან 7,23 მლრდ კუბურ მეტრამდე წელიწადში.

მიღებული შედეგების ანალიზისა და ქვეყნის ენერგეტიკული პოლიტიკითა და ენერგეტიკისა და კლიმატის განვითარების ეროვნული გეგმით განსაზღვრული სამიზნე მაჩვენებლების გათვალისწინებით, საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროსა და სნგკ-ს პროფილური დეპარტამენტების

<sup>580</sup> Projections of Natural Gas Annual and Peak Demand in Georgia Through 2050, Report, EIHP, Zagreb, November, 2023

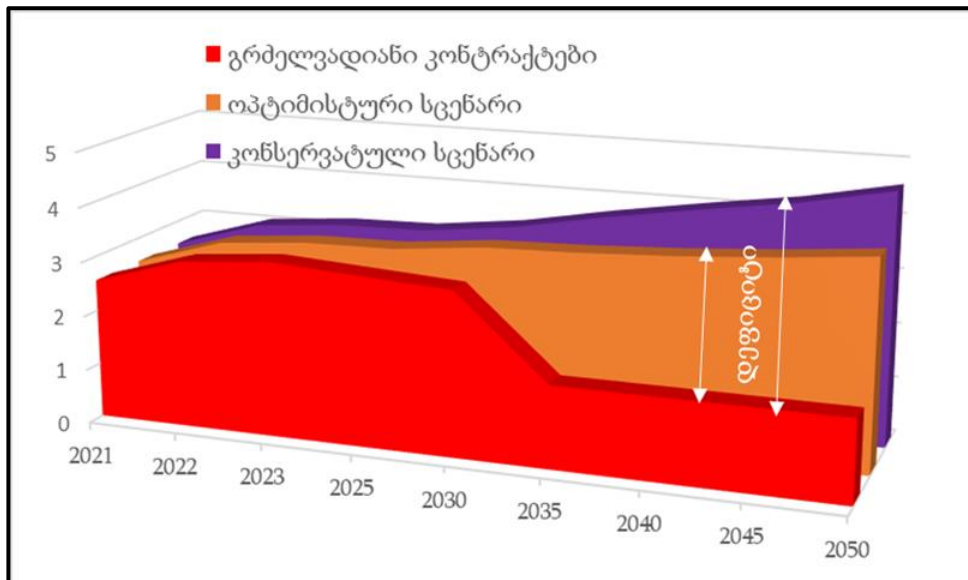
ერთობლივი გადაწყვეტილებით, შერჩეულია გაზის გრძელვადიანი მოხმარების სავარაუდო საპროგნოზო პარამეტრები (იხ.ნახაზი).



ნახაზი 5.18. გაზის წლიური მოხმარების ფაქტობრივი (2021-2023 წლები) და საპროგნოზო მოცულობები, მლრდ მ<sup>3</sup>/წ

ნახაზზე მითითებული პირველი, პირობითად „ოპტიმისტური“ სცენარი ითვალისწინებს სახელმწიფოს აქტიურ ჩართულობას ენერგეტიკის დეკარბონიზაციის სავალდებულო მიზნების მისაღწევად, რაც უზრუნველყოფილი იქნება ენერჯის ჯამური მოხმარების შემცირებით, ენერგეტიკულ ბალანსში ელექტროენერჯის წილის მნიშვნელოვანი ზრდითა და განახლებადი ენერგეტიკის განვითარების აქტიური ხელშეწყობით. მეორე, პირობითად „კონსერვატული,“ სცენარი გულისხმობს განახლებადი ენერგეტიკის ზომიერ, ისტორიულ ტენდენციასთან მიახლოებული ტემპებით განვითარებას და ელექტროენერჯის შედარებით დაბალ წილს ჯამურ ენერგეტიკულ ბალანსში.





ნახაზი 5.19. გაზის მოწოდების გრძელვადიანი კონტრაქტებით უზრუნველყოფილი და საპროგნოზო მოხმარების წლიური მოცულობები, მლრდ<sup>მ<sup>3</sup></sup>

როგორც ანალიზი აჩვენებს, გაზის პროგნოზირებული მოხმარების პირობებში ბაზრის გარანტირებული უზრუნველყოფის საკითხი შეიძლება მნიშვნელოვანი რისკის წინაშე დადგეს, რადგან 2026 წლის შემდეგ იწურება სკმ-იდან მისაღები დამატებითი გაზის კონტრაქტის, ხოლო 2030 წელს „სოკართან“ დადებული გრძელვადიანი კონტრაქტის მოქმედების ვადები. აღნიშნული განსაკუთრებულ ყურადღებას იმსახურებს იმის გათვალისწინებით, რომ აზერბაიჯანი დღეისათვის ძირითადად კონცენტრირებულია ევროკავშირისათვის 2027 წლიდან გაზის გაორმაგებული (20 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ) მიწოდების ვალდებულების შესრულებაზე და ნაკლებად სავარაუდოა, მზადყოფნა გამოთქვას საქართველოსთან კონტრაქტების ვადის გახანგრძლივებაზე.

#### 5.4. ენერგეტიკულ უსაფრთხოებასთან დაკავშირებული გამოწვევები

##### 5.4.1. ძირითადი რისკები და საფრთხეები

დეკარბონიზაციის დაგეგმილი სამიზნე მაჩვენებლების მიღწევა და პირველად ენერგეტიკულ რესურსებზე მოთხოვნის დაკმაყოფილებისათვის განახლებადი ენერგეტიკის წყაროების წილის მნიშვნელოვანი ზრდის უზრუნველყოფა, სხვადასხვა ხასიათის ტექნიკურ-ეკონომიკური ღონისძიებებისა და პოლიტიკური ნების გარდა, მნიშვნელოვან დამატებით ინვესტიციებს მოითხოვს წარმოების, ტრანსპორტირებისა და დარეზერვების ინფრასტრუქტურის სათანადოდ მოსაწყობად. ამასთან, გასათვალისწინებელია, რომ რთული და ძვირად ღირებული გარდამავალი პროცესი წარიმართება კორინავირუსის ეპიდემიასთან დაკავშირებული ეკონომიკური რეცესიის შედეგებით განპირობებული ხელმისაწვდომი კაპიტალის დეფიციტისა და რუსეთ-უკრაინის ომის შედეგად

ჩამოყალიბებული რეგიონის არაპროგნოზირებადი პოლიტიკური მდგომარეობის პირობებში.

მიუხედავად პირველადი ენერგეტიკული რესურსების მიწოდების მზარდი ტენდენციისა, ზოგადად, საქართველო, ერთ სულ მოსახლეზე ენერჯის მოხმარების დონით, მნიშვნელოვნად ჩამორჩება ინდუსტრიულად განვითარებული რეგიონებისა და მსოფლიოს გასაშუალებულ, აგრეთვე მეზობელი ქვეყნების მაჩვენებლებს, რასაც თან ერთვის ქვეყანაში წარმოებული პროდუქციის ენერგოტევადობის მაღალი დონე მოწინავე ინდუსტრიულ ქვეყნებთან შედარებით.

შესაბამისად, მოსახლეობის კეთილდღეობის სასურველი დონის მისაღწევად აუცილებელია ენერგეტიკული რესურსების, პირველ ყოვლისა კი, ელექტროენერჯის მოხმარების მნიშვნელოვანი ზრდა, ენერგოეფექტური ტექნოლოგიების დანერგვასთან ერთად. პირველადი ენერგეტიკული რესურსების იმპორტზე კრიტიკული დამოკიდებულების გამო მოხმარების ზრდამ, შესაძლებელია, ქვეყანა მნიშვნელოვანი გამოწვევების წინაშე დააყენოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების კუთხით, რაც მოითხოვს ბაზარზე იმპორტული რესურსების გარანტირებულად მიღების უზრუნველყოფასა და ქვეყნის შიგა მიწოდება-განაწილების ინფრასტრუქტურის მოქნილობისა და საიმედო ფუნქციონირების უზრუნველყოფას.

ენერგოუსაფრთხოება გულისხმობს უწყვეტ ენერგომომარაგებას ხელმისაწვდომ ფასად, სახელმწიფოსა და მისი მოსახლეობის დაცვას ენერგეტიკული რესურსების ნებისმიერი სახის დეფიციტის ან მიწოდების დაუგეგმავი შეფერხებისაგან, რომელიც შეიძლება წარმოიქმნას ბუნებრივი, ტექნოლოგიური და სოციალურ-ეკონომიკური, შიდა ან გარე ფაქტორების ზემოქმედებით.

მიწოდების დაუგეგმავი შეფერხებები საქართველოს ბუნებრივი გაზის სექტორში დაკავშირებულია იმპორტის შეწყვეტასთან, პოლიტიკურ, კომერციულ, ტექნოლოგიურ ან ბუნებრივ კატასტროფებთან დაკავშირებულ რისკებთან, ხოლო სისტემის მედეგობა განისაზღვრება უნარით, საჭიროების შემთხვევაში მინიმალური დანაკარგებითა და ოპერატიულად აღდგეს მიწოდება ან ჩანაცვლდეს იმპორტული მიწოდების წყარო, მარშრუტი ან ენერგეტიკული რესურსი (ბუნებრივი გაზი) მარაგიდან ან ალტერნატიული რესურსით.

მიმდინარე პერიოდში საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების ძირითადი გამოწვევები დაკავშირებულია:

- გეოპოლიტიკურ ფაქტორებთან, რაც, ძირითადად, რუსეთის მიერ ქვეყნის ტეროტორიის ნაწილის ოკუპაციასთან არის დაკავშირებული;<sup>581</sup>

<sup>581</sup> ოკუპაცია ენერგეტიკულ სექტორში რამდენიმე ძირითადი ნეგატიური ფაქტორით ვლინდება, მათ შორის, ოკუპირებულ ტერიტორიებზე ან მის უშუალო სიახლოვეს კრიტიკული ინფრასტრუქტურის (მაგისტრალური ნავთობ- და გაზსადენები, მაღალი ძაბვის ელექტროგადამცემი ხაზები, ენგურის ჰესი და სხვა) განლაგებით, სექტორში რუსული სახელმწიფო და კომერციული კომპანიების მაღალი ჩართულობით, არასათანადო კიბერდაცულობით და ა.შ.

- ენერგორესურსების იმპორტზე კრიტიკულად მაღალი დამოკიდებულებით და ამ დამოკიდებულების ზრდის ტენდენციით;
- ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის ხანდაზმულობითა და საერთაშორისო ტექნიკურ სტანდარტებთან შეუთავსებლობით;
- ენერგორესურსების მოწოდების წყაროებისა და მარშრუტების დივერსიფიკაციის სირთულით;
- ენერგეტიკული რესურსების რეზერვების არარსებობით;
- არსებული ენერგეტიკული აქტივების კიბერუსაფრთხოების არასათანადო დონით, აგრეთვე, განვითარების გეგმების მომზადებისა და საოპერაციო მართვის პროცესში პროგრამული უზრუნველყოფისა და ელექტრონული სერვისების არასათანადო ჩართულობით;
- ხელმისაწვდომი კაპიტალის დეფიციტით რეგიონში ჩამოყალიბებული ეკონომიკური და გეოპოლიტიკური სიტუაციით განპირობებული გარდამავალი პროცესის დროს.

ამ გამოწვევების პოტენციური ნეგატიური ზემოქმედება მნიშვნელოვან საფრთხეებსა და რისკებს წარმოშობს და ენერგორესურსების მიწოდების ძლიერ მოწყვლადობას<sup>582</sup> განაპირობებს. კერძოდ, როგორც ანალიზითაა დადგენილი, ენერგეტიკულ მოწყვლადობაზე პოტენციურად ზემოქმედი, მოკლე- და გრძელვადიანი პერიოდის რისკებიდან და საფრთხეებიდან ყველაზე მნიშვნელოვნად შეიძლება შეფასდეს:<sup>583</sup>

- ტექნოლოგიური ავარიები, კატასტროფები და სტიქიური უბედურებები;
- არასაკმარისი სამარაგო მოცულობები და რეზერვები;
- ენერგეტიკული რესურსების მიწოდება-მოხმარების დისბალანსით გამოწვეული პრობლემები;
- მოწოდების შეფერხება მომწოდებელი ან ტრანზიტორი ქვეყნის მიერ;
- ბლოკადა/აკრძალვა კონკურენტი ან მტრულად განწყობილი ქვეყნის მხრიდან;
- დივერსია/თავდასხმა კრიტიკულ ინფრასტრუქტურულ ობიექტზე;<sup>584</sup>
- ინვესტიციების დეფიციტი;
- არასაკმარისი წარმოება იმპორტიორ ქვეყანაში ან არამდგრადი მოწოდება და აღნიშნულთან დაკავშირებული დეფიციტი ქვეყანაში და გლობალური მასშტაბით;
- სტრატეგიული ენერგეტიკული ობიექტებისა და ინფრასტრუქტურის კონტროლი უცხო ქვეყნის მიერ;
- სარისკო გრძელვადიანი დათმობები (შეთანხმებები) უცხოელ პარტნიორებთან;
- ენერგეტიკული პოლიტიკისა და/ან სტრატეგიის არაადეკვატურობა.

<sup>582</sup> Energy vulnerability, Journal of Contemporary European Research, Vol.5, No.2, 2009, pp.274-292

<sup>583</sup> Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition period, "Meridiani", Tbilisi, 2020

<sup>584</sup>ზოგადი განმარტებით, „კრიტიკული ინფრასტრუქტურა“ იმ ფიზიკური და ინფორმაციული (კიბერ) აქტივების ერთობლიობასა და მათ მომსახურე პერსონალს მოიცავს, რომელთა ხელყოფა ქვეყნის ეკონომიკური, ჯანდაცვისა და უსაფრთხოების სისტემის არსებით დასუსტებას იწვევს

იმპორტული რესურსების გარანტირებული მიღება ერთ-ერთი გარეგანი ფაქტორია, რომელმაც შეიძლება წარმოქმნას მნიშვნელოვანი რისკები და საფრთხეები მოსახლეობის კეთილდღეობის უზრუნველყოფის, განსაკუთრებულ ექსტრემალურ სიტუაციებში კი ქვეყნის ტერიტორიული მთლიანობის ან სახელმწიფო ინსტიტუტების გამართული ფუნქციონირების თვალსაზრისით. მოწოდების იმპორტული წყაროებისა და მარშრუტების დივერსიფიკაცია ხელს შეუწყობს ენერგეტიკული უსაფრთხოების რისკების შემცირებას.

როგორც ანალიზი აჩვენებს, კრიტიკული სიტუაციის ჩამოყალიბება გაზის სექტორში შეიძლება დაკავშირებული იყოს სტრატეგიული მარაგის არარსებობასთან, რაც განაპირობებს სისტემის მოქნილობის განსაკუთრებით დაბალ დონეს, მაშინ როდესაც ქვეყანა თითქმის მთლიანად იმპორტირებულ სათბობზე არის დამოკიდებული და ენერგეტიკულ ბალანსში გაზს, იმპორტირებულ ნავთობპროდუქტებთან ერთად, წამყვანი როლი აქვს დაკისრებული.

მაღალია კრიტიკული სიტუაციის ჩამოყალიბების ალბათობა უცხოელ პარტნიორებთან დადებული გრძელვადიანი სარისკო შეთანხმებების ეფექტიანობის განჭვრეტის სირთულის გამო გრძელვადიან პერსპექტივაში, იმის გათვალისწინებით, რომ ეს იმპორტიორი ქვეყნები დომინირებენ ენერგეტიკის სხვა სექტორებშიც და დისტრიბუციის ძირითადი საშუალებების მნიშვნელოვან ნაწილსაც აკონტროლებენ.<sup>585</sup>

ხშირი და დამაზიანებელი კრიტიკული სიტუაციის ჩამოყალიბების მაღალ რისკთან არის დაკავშირებული ინფრასტრუქტურის ავარიები და მოწოდების შეფერხებები კლიმატური ფაქტორების ზემოქმედებით.

კრიტიკული სიტუაციის ჩამოყალიბება ბუნებრივი გაზის სექტორში, სათბობის მარაგის არარსებობასთან ერთად, შეიძლება დაკავშირებული იყოს ინფრასტრუქტურის არასრულყოფილებასთან, რაც განაპირობებს სისტემის პრაქტიკულ უუნარობას, უზრუნველყოს ეფექტიანი ფუნქციონირება პიკური მოხმარების ან მოწოდების გაუთვალისწინებელი შეფერხება-შეწყვეტისას.<sup>586</sup>

პიკური მოხმარების კრიტიკული ზრდა, თავის მხრივ, დაკავშირებულია კლიმატური პირობების მკვეთრ სეზონურ ცვალებადობასა და საყოფაცხოვრებო სექტორსა და თბოელექტრო გენერაციაში გაზზე მოთხოვნის ადეკვატურ ცვალებადობასთან სეზონების მიხედვით. მოწოდების შეფერხების მიზეზი კი შეიძლება გახდეს ბუნებრივ კატასტროფებთან, პოლიტიკურ საბოტაჟთან ან ტექნოლოგიურ უწყისივრობასთან დაკავშირებული ავარიები, რაც განპირობებულია საქართველოს ლანდშაფტისა და კლიმატის თავისებურებებით, არასტაბილური

<sup>585</sup> 2023 წლის პირველი ნახევრის მონაცემებით, საქართველოში მოხმარებული ნავთობპროდუქტების 80 %-ზე მეტი რუსეთიდანაა იმპორტირებული, აზერბაიჯანული კომპანიები კი აკონტროლებენ ქვეყნის ნახევარზე მეტი მოხმარებლის მომსახურე გაზგამანაწილებელ კომპანიებს

<sup>586</sup> თეიმურაზ გოჩიტაშვილი. საქართველოს ენერგეტიკა. გაზის სექტორის განვითარების პრიორიტეტები. ენერგოეფექტურობის ცენტრი საქართველო, თბილისი, 2012

პოლიტიკური სიტუაციით რეგიონში და მაგისტრალური მილსადენებისა და მასთან დაკავშირებული მოწყობილობის ნაწილის დაბალი ტექნიკური საიმედოობითა და არასაკმარისი გამტარუნარიანობით.

ზოგადად, ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის ძირითად დამაზიანებელ ფაქტორებს შეიძლება მიეკუთვნოს:

- ბუნებრივი კატასტროფები, როგორებიცაა მიწისძვრა და მეწყერი, წყალდიდობა, ექსტრემალური ტემპერატურა, გვალვა, ხანძარი;
- ტექნოლოგიური და სამრეწველო ავარიები და შეფერხებები, რომლებიც გამოწვეულია მოძველებული (საექსპლუატაციო ვადაგასული) ინფრასტრუქტურით, აღჭურვილობის გაუმართაობით, მოპოვების შეფერხებით საბადოზე და ა.შ.;
- კრიმინალური ინციდენტები და ტერორისტული თავდასხმები, როგორებიცაა კინეტიკური შეტევები ინფრასტრუქტურაზე სამხედრო კონფლიქტის დროს ან დივერსიის დროს, ვანდალიზმი, ქურდობა, ქონების დაზიანება და ა.შ.;
- კიბერინციდენტები, რომლებიც დაკავშირებულია ინფორმაციისა და საკომუნიკაციო ტექნოლოგიების მზარდ ინტეგრაციასთან ენერჯის ინფრასტრუქტურასა და მის შესაძლო კიბერდაუცველობებთან;<sup>587</sup>
- რისკის შემცველი უცხოური ინვესტიციები, რომელთა საშუალებით პოტენციურად შესაძლებელი ხდება არამეგობრული ძალების (ქვეყნების) მავნე ზემოქმედება მინიშნელოვან ენერგეტიკულ ობიექტებზე.

უკანასკნელი წლების განმავლობაში საქართველოში გაზის მოწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტის 10-მდე შემთხვევა დაფიქსირდა, რომელთა მნიშვნელოვანი ნაწილი ბუნებრივ კატასტროფებთან იყო დაკავშირებული. შედეგად ქვეყანაში მოწოდებული გაზის მოცულობა სხვადასხვა წყაროდან ავარიულად შეწყდა ერთიდან სამ კვირამდე პერიოდის განმავლობაში ან შემცირდა საერთო მოწოდების მინიმუმ 30%-ით.<sup>588</sup>

საქართველოს კლიმატი, რომელიც შემოსაზღვრულია მთაგრეხილების სისტემებითა და შავი ზღვის სანაპირო ზოლით, ტერიტორიის სიმაღლეთა მნიშვნელოვანი სხვაობით, დაწყებული ზღვის დონიდან მაღალმთიან მწვერვალებამდე, საკმაოდ კონტრასტული და მრავალფეროვანია. შავი ზღვის გავლენით დასავლეთ საქართველო ხასიათდება ნოტიო სუბტროპიკული კლიმატით, ხოლო აღმოსავლეთ საქართველოს რეგიონებს აქვს კლიმატის სპექტრი ზომიერად ნოტიოდან მშრალ სუბტროპიკულამდე. ქვეყნის ტერიტორიაზე ტემპერატურა მერყეობს  $-41^{\circ}\text{C}$ -დან  $+43^{\circ}\text{C}$ -მდე, რაც დამოკიდებულია რეგიონის განლაგებაზე, წელიწადის სეზონსა და სიმაღლეზე ზღვის დონიდან. მთლიანობაში, კლიმატის მრავალფეროვნება ქვეყანას მიმზიდველს ხდის ტურიზმისთვის, მისი ტერიტორიის მნიშვნელოვანი ნაწილი ხელსაყრელია სასოფლო- და სხვა სამურნეო

<sup>587</sup> Nikoloz Sumbadze, Cyber security requirements in context of REMIT regulation, ECRB REMIT WG Meeting, Vienna, February 12, 2015

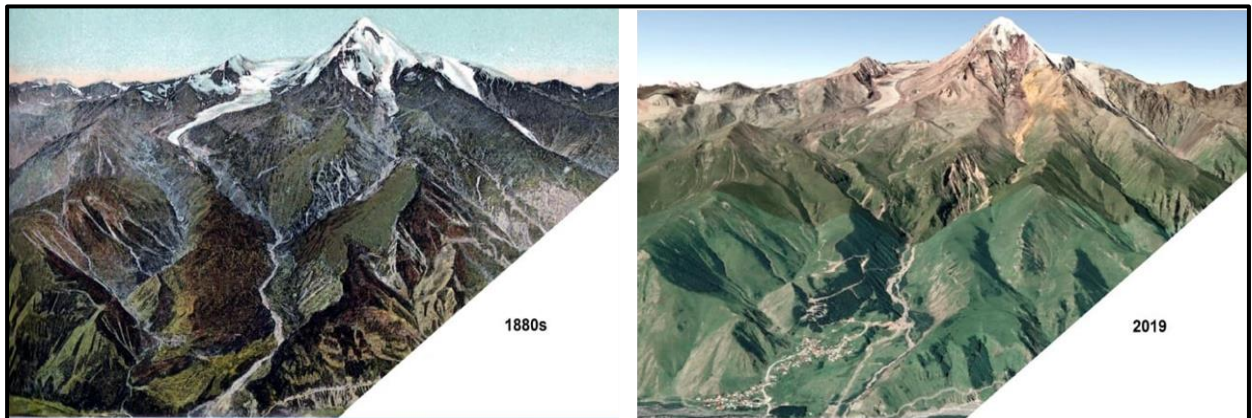
<sup>588</sup> Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition period, PH “Meridiani”, Tbilisi, 2020



საქმიანობისათვის, მაგრამ, ამავე დროს, სხვადასხვა სახის გამოწვევებთანაა დაკავშირებული.

ზოგიერთ მაღალმთიან რეგიონში ზამთარი იწყება (პირველი თოვლი მოდის) სექტემბერში და ზამთრისთვის დამახასიათებელი ამინდი ხშირად აპრილამდე გრძელდება, დეკემბერში, იანვარსა და თებერვალში ძალიან დაბალი ტემპერატურაა. თოვლის საფარის სიმაღლე ზოგჯერ 3-4 მ-ს აღწევს. მაღალმთიან რეგიონებში ზამთარში დიდთოვლობის დროს მნიშვნელოვანი პრობლემები იქმნება სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის, მათ შორის გაზსადენების, ექსპლუატაციის დროს, რაც ართულებს საყოფაცხოვრებო და სამეურნეო საქმიანობების დაკმაყოფილებას.

ანალოგიურად, ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის გამართული ექსპლუატაციის ხელშემშლელ ფაქტორებს მიეკუთვნება ინტენსიური ნალექიანობა და შტორმული წვიმები, რაც იწვევს წყალმოვარდნებსა და ღვარცოფებს, რაც, თავის მხრივ, მეწყერების წარმოშობისა და ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის დაზიანების ძირითადი მიზეზი ხდება. სტიქიურ მოვლენებთან დაკავშირებული კატასტროფების სიხშირე საქართველოში, ისევე როგორც მთელ მსოფლიოში, განსაკუთრებით გაზრდილია უკანასკნელ წლებში გლობალური დათბობის ეფექტის გამო, რაც ქვეყნის კლიმატის თვალშისაცემ ცვლილებებზე აისახა. ასე მაგალითად, ჩატარებული კვლევები აჩვენებს, რომ ინტენსიურად მიმდინარეობს საქართველოს მყინვარების დნობა.<sup>589</sup> კავკასიონის მყინვარების ინვენტორული კვლევის მიხედვით, ბოლო ნახევარი საუკუნის განმავლობაში საქართველოს მყინვარების ფართობი 568 კვადრატული კილომეტრიდან 370 კვადრატულ კილომეტრამდე, 34,9 %-ით შემცირდა. დნობის განსაკუთრებულად მაღალი ტემპით გამოირჩევა აღმოსავლეთი კავკასიონი, სადაც მყინვარების ფართობი ყოველწლიურად დაახლოებით 1 %-ით მცირდება.



თოვლმყინვარული საფარის ცვლილება მყინვარწვერის მასივზე 1880-2019 წლების განმავლობაში<sup>590</sup>

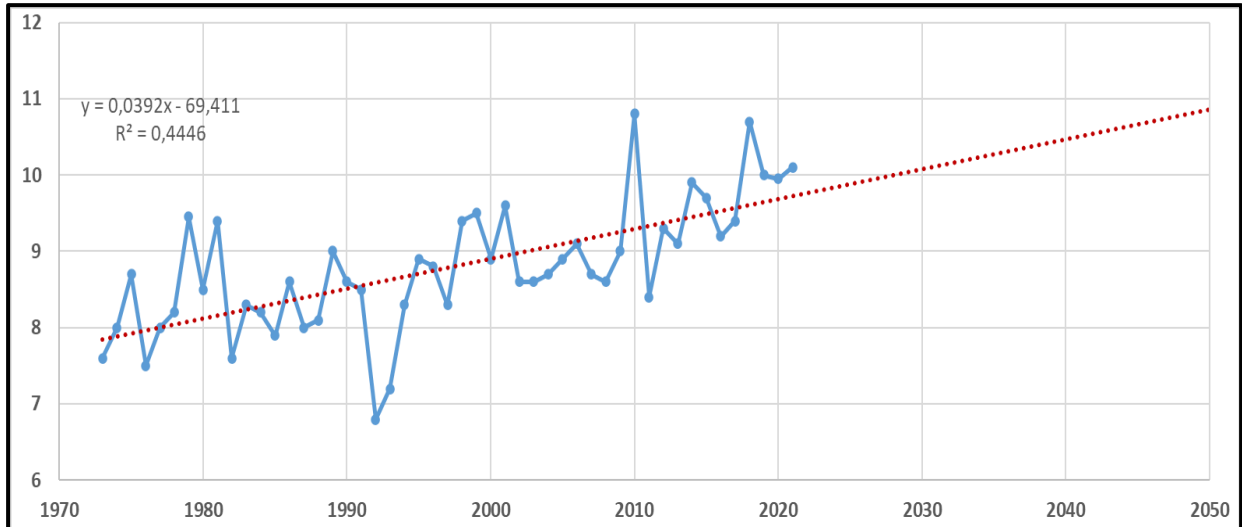
<sup>589</sup> Glaciers of the Greater Caucasus - კავკასიონის მყინვარები, სამეცნიერო ვებგვერდი:

<https://glaciologygeorgia.wordpress.com/>

<sup>590</sup> წყარო: ლევან ტიელიძე და სხვები, სამეცნიერო ვებგვერდიდან:

<https://glaciologygeorgia.wordpress.com/>

კლიმატზე დაკვირვებების სატატისტიკური ინფორმაციის ანალიზი აჩვენებს, რომ გასული საუკუნის 70-90-იან წლებთან შედარებით, ატმოსფეროს საშუალო წლიური ტემპერატურა საქართველოში დღეისათვის დაახლოებით 1,7°C-ით არის გაზრდილი, ხოლო პროგნოზით 2050 წლისათვის იგი კიდევ დაახლოებით (1,2-1,3)<sup>0</sup>C-ით მოიმატებს.<sup>591</sup>

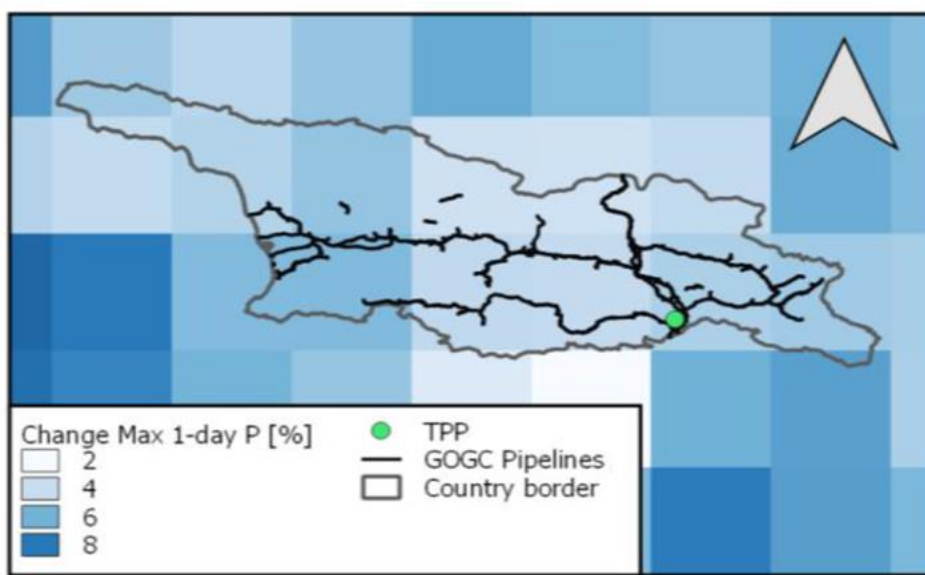


ნახაზი 5.20. საშუალო ტემპერატურის ფაქტობრივი ცვლილება საქართველოში 1973-2021 წლებში და სავარაუდო პროგნოზი 2050 წლამდე პერიოდისათვის

კლიმატის გლობალურ ცვლილებასთან სავარაუდო კავშირშია საქართველოში დაფიქსირებული სხვა ანომალური მოვლენებიც, როგორებიცაა: გახშირებული და ინტენსიური წყალდიდობები და წყალმოვარდნები, მეწყერები და ღვარცოფები მაღალმთიანეთში, ტყის ხანძრებისა და სავარგულების გაუდაბნოების საშიშროება გახშირებული "თბური ტალღებისა" და საშუალო ტემპერატურის მატების გამო და ა.შ.

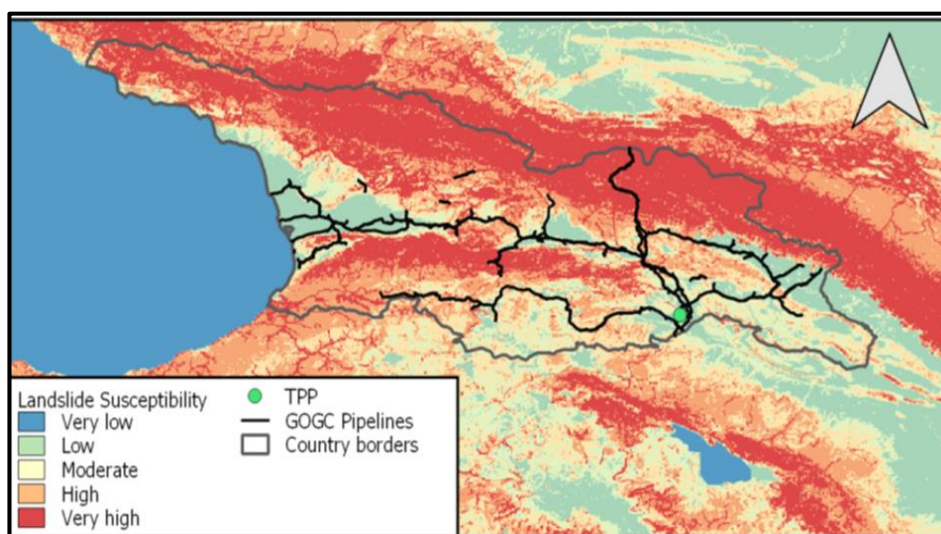
პროგნოზის თანახმად, შტორმული ნალექიანი დღეების რაოდენობა დასავლეთ საქართველოს ზოგიერთ რეგიონში, კერძოდ, იმერეთის, გურიისა და აჭარის ტერიტორიებზე, სადაც მაგისტრალური მილსადენებია განლაგებული, 2035-2050 წლებისათვის შეიძლება ექვსს გაუტოლდეს. შტორმული ნალექების რაოდენობა ოთხამდე გაიზრდება კახეთის განშტოების გაზსადენების ქსელით მოცულ ტერიტორიაზე.

<sup>591</sup> გიორგი იჩქიტაძე, შოთა მესტიურიშვილი, გაზსადენი ქსელების რეაბილიტაცია გლობალური დათბობის გათვალისწინებით, სტუ, თბილისი, 2023წ



შტორმული ნალექების ზრდის პროგნოზი ტემპერატურის 1,5-2 °C-ით ზრდის შემთხვევაში<sup>592</sup>

გარდა ამისა, საქართველოს ტერიტორია მიეკუთვნება ინტერკონტინენტური რეგიონის სეისმურად აქტიურ ზონას. უკანასკნელი 100 წლის განმავლობაში საქართველოში დაფიქსირებულია ექვსიდან ცხრამდე მაგნიტუდის დაახლოებით თხუთმეტი მიწისძვრა ქვეყნის სხვადასხვა რეგიონში, რომელთა უმეტესობამ გამოიწვია როგორც ადამიანთა მსხვერპლი, ასევე მატერიალური ზიანი, მათ შორის ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის მნიშვნელოვანი ავარიები. საქართველოს ტერიტორიის სეისმური დარაიონების სქემა აჩვენებს, რომ ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემისა და სამხრეთის განშტოების მილსადენების მნიშვნელოვანი ნაწილი განლაგებულია სეისმურად ძალიან მაღალი და მაღალი აქტიურობის ზონებში, რაც მნიშვნელოვანი რისკის შემცველია მათი უსაფრთხო ფუნქციონირებისათვის.



საქართველოს ტერიტორიის სეისმური დარაიონება

<sup>592</sup> წყარო: IPCC, 2022



2014 წლის მაისში დევდორაკის ხეობაში წარმოშობილი ღვარცოფული ნაკადისა და მეწყერული მოვლენების ზემოქმედებით მწყობრიდან გამოვიდა რუსეთიდან შემომავალი მაგისტრალური გაზსადენები (აგრეთვე მაღალი ძაბვის ელექტროგადამცემი ხაზები და დარიალის ჰესი), რამაც გამოიწვია მნიშვნელოვანი რაოდენობის გაზის გაფრქვევა ატმოსფეროში და ტრანზიტის შეფერხება სომხეთის მიმართულებით.

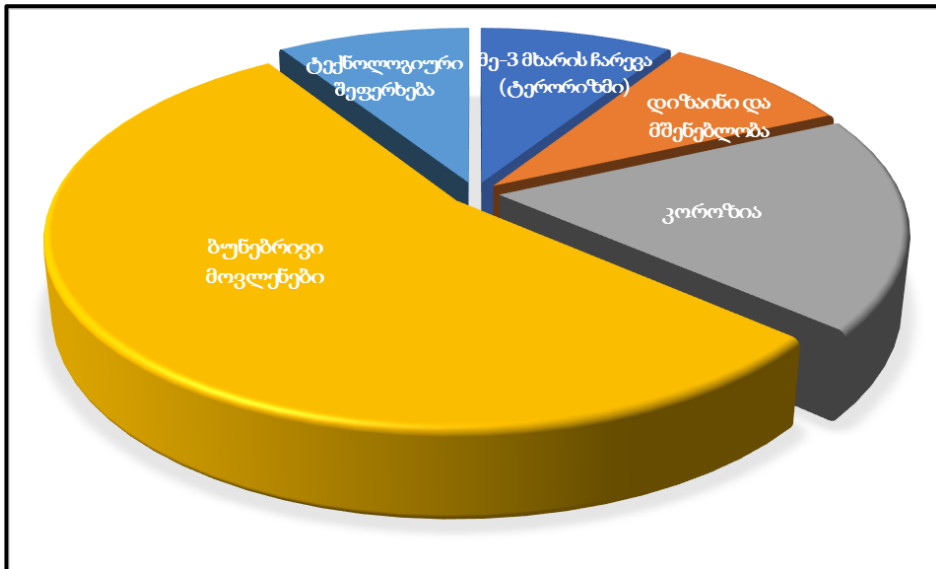


მაგისტრალური გაზსადენების დაზიანებული მონაკვეთები დევდორაკის ხეობაში

მეწყერებისა და გრუნტის ძვრით (სხვადასხვა მიზეზით გამოწვეული გრუნტის წანაცვლებით მილსადენის საექსპლუატაციო დერეფანში) გამოწვეული მილსადენების დაზიანების მაღალი სიხშირე, მთლიანი რაოდენობის დაახლოებით 60%, დაკავშირებულია ქვეყნის მთაგორიან რელიეფზე მილსადენების მშენებლობისა და ექსპლუატაციის სირთულეებთან. შედარებისთვის, საერთაშორისო გამოცდილება აჩვენებს, რომ ამ მიზეზით განაპირობებული მაგისტრალური გაზსადენის ავარიები მთლიანი შემთხვევების მხოლოდ 15%-ს შეადგენს (2004-2013 წლების სტატისტიკური მონაცემების ანალიზის მიხედვით),<sup>593</sup> პრევალირებულ მიზეზს (მთლიანი ავარიების 55-64%) კი მიწის სამუშაოები და საპროექტო, სამშენებლო და საექსპლუატაციო წუნის კომპლექსური ზემოქმედება წარმოადგენს.<sup>594</sup>

<sup>593</sup> Gas Pipeline Incidents, 1970-2013, EGIG, February, 2015

<sup>594</sup> B .Awuku, Y. Huang, N. Yodo, Predicting Natural Gas Pipeline Failure Caused by Natural Forces: An Artificial Intelligence Classification Approach, Applying Sciences. 2023



ნახაზი 5.21. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების ავარიულ დაზიანებათა (მტყუნებათა) გამომწვევი ძირითადი მიზეზები

მრავალწლიანი გამოცდილება აჩვენებს, რომ სუბიექტური მიზეზებით გამოწვეული დაზიანებები (მათ შორის მილების სამშენებლო დეფექტები, პროექტირებისა და მშენებლობის ხარვეზები და ა.შ.) შედარებით ნაკლები ინტენსივობით მჟღავნდება საქართველოს მაგისტრალური მილსადენების მშენებლობისა და ოპერირების პირობებში.

მილსადენების ასაკი (ოპერირების ხანგრძლივობა) მათი კოროზიული დაზიანების ერთ-ერთი ძირითადი განმაპირობებელი ფაქტორია, იწვევს მტყუნებების სიხშირის ზრდასა და ექსპლუატაციის საიმედოობის შემცირებას.

ანალიზი აჩვენებს, რომ მილსადენების საიმედოობა პირველი 10-15 წლის ექსპლუატაციის პერიოდში პრაქტიკულად უცვლელია, ხოლო დაზიანებები, სავარაუდოდ, დაკავშირებულია სუბიექტურ ფაქტორებთან, მაგალითად, პერსონალის შეცდომებთან პროექტირება-მშენებლობის პროცესში, გამოყენებული მასალების წუნთან და ა.შ.<sup>595</sup> 20-25 წლის ასაკის მილსადენების მტყუნებები შედარებით დაბალი ინტენსივობით მჟღავნდება. მილსადენების ინტენსიური დაზიანებები შეინიშნება 30 წლის ასაკიდან: 30-40 წლის ასაკის მილსადენებში მათი წილი დაზიანებების საერთო რაოდენობაში აღემატება 25% -ს, ხოლო 50 წლის და მეტი ასაკის მილსადენებში - 66% -ს.<sup>596</sup>

საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების დაახლოებით 6% აშენებულია 50 წლის წინ, ხოლო ამჟამად მოქმედი ყველა მაგისტრალური მილსადენიდან დაახლოებით 64% ოცდაათი და მეტი წლის ასაკისაა და მიეკუთვნება პოტენციურად მაღალრისკიან მონაკვეთებს კოროზიის ფაქტორის გათვალისწინებით. შესაბამისად, მათი შეცვლა (განახლება) ახლი მილსადენებით

<sup>595</sup> სტატისტიკური მონაცემების წყარო: Gas Pipeline Incidents, 1970-2013, EGIG, February, 2015

<sup>596</sup> Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition period, “Meridiani”, Tbilisi, 2020



ან პარალელური მონაკვეთების მშენებლობა მთლიანი სატრანსპორტო სისტემის საიმედოობის გაზრდის მნიშვნელოვანი ამოცანაა.

გაზის მწვავე დეფიციტი შესაძლებელია წარმოიქმნას რომელიმე ძირითადი წყაროდან (აზერბაიჯანი ან რუსეთის ფედერაცია) მოწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტის (ან მნიშვნელოვნად შემცირების) შემთხვევაში, ზამთრის პიკური მოხმარების პირობებში, რის კომპენსირების საშუალება საკუთარი ძალებით ქვეყანას არ გააჩნია,<sup>597</sup> ამიტომ საჭირო ხდება განსაკუთრებული, სასწრაფო ღონისძიებების გატარება მომხმარებელთა სათხოვითა და ელენერგიით მომარაგებასთან დაკავშირებული პრობლემების თავიდან ასაცილებლად.

2006 წლის იანვარში, ორი პარალელური მილსადენის აფეთქების შედეგად რუსეთის ფედერაციის ტერიტორიაზე, გაზის მოწოდების ავარიული შეწყვეტის შემდეგ ზამთრის ყველაზე კრიტიკულ პერიოდში, ქვეყანა სერიოზული სოციალური პრობლემებისა და ეკონომიკური კატასტროფის საფრთხის წინაშე აღმოჩნდა, რადგან იმ დროისათვის რუსეთი გაზის ერთადერთ მომწოდებელი იყო. რუსეთიდან გაზის მოწოდების სრული მოცულობით აღდგენა შესაძლებელი გახდა მხოლოდ ორი კვირის შემდეგ. კრიზისის პერიოდში შეიზღუდა მომხმარებელთა ძირითადი ნაწილის გაზომომარაგება. იანვრის საშუალო სტატისტიკურ მოხმარებასთან შედარებით მოხმარება შემცირდა დაახლოებით 3-ჯერ. პარალელურად მთლიანად შეწყდა გაზის ტრანზიტი სომხეთის მიმართულებით. ორკვირიანი კრიზისის პერიოდში გაზი შეზღუდული რაოდენობით მოეწოდებოდა აზერბაიჯანიდან, ნაწილობრივ კი ირანიდან, აზერბაიჯანის გავლით.

2008 წლის რუსეთ-საქართველოს აგვისტოს ომის დაწყებამდე რამდენიმე დღით ადრე შეფერხდა ბოჯ ნავთობსადენისა და სკმ გაზსადენის ფუნქციონირება, რაც ექსპერტთა შეფასებით მტრულად განწყობილი ქვეყნის სპეცსამსახურების მიერ ორგანიზებულ კიბერთავდასხმას ან ტერორისტულ აქტს უკავშირდებოდა.<sup>598</sup> თვით ომის მიმდინარეობისას რუსული ბომბდამშენის მიერ ბაქო-სუფსის ნავთობსადენის მარშრუტი დაიბომბა მისი 27-29 კილომეტრის (აზერბაიჯან-საქართველოს საზღვრიდან) გასწვრივ.

---

<sup>597</sup> Feasibility study for Samgori South Dome, Task 10: Final report and recommendation for next step, GEOSTOCK Entreprose, April, 2016

<sup>598</sup> Mysterious '08 Turkey Pipeline Blast Opened New Cyberwar by Bloomberg, December 14, 2014  
Closing the Case on the Reported 2008 Russian Cyber Attack on the BTC Pipeline, June 15, 2015



აფეთქებები ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალურ გაზსადენსა (იანვარი, 2006 წ.)  
და ბაქო-სუფსის სატრანზიტო ნავთობსადენის ტრასაზე (აგვისტო, 2008 წ.)

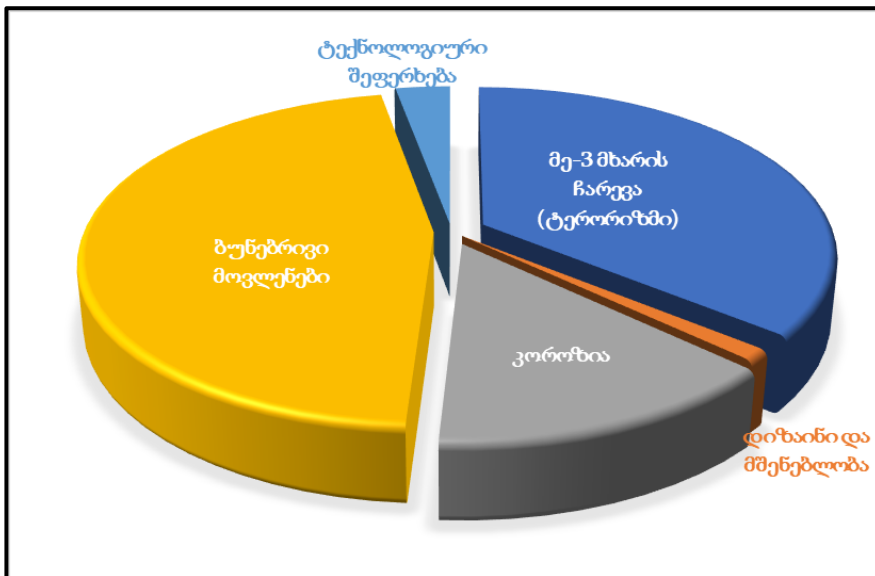
პერიოდულად ფიქსირდება, აგრეთვე, შეფერხებები, რომლებიც დაკავშირებულია მომწოდებლის საბადოებზე განვითარებული ტექნოლოგიური ხასიათის უწყესივრობების ან სატრანსპორტო მილსადენებსა და გამზომ კვანძებზე პროფილაქტიკური სამუშაოებისა და ტესტირების ჩატარების აუცილებლობის გამო.<sup>599</sup>

აღსანიშნავია, რომ საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი სისტემის მახასიათებელი ძირითადი დამაზიანებელი ფაქტორები განსხვავებული მასშტაბის უარყოფითი ზეგავლენის მაპროვოცირებელი პოტენციალის შემცველია. მასშტაბის მიხედვით ამ ფაქტორებს შორის განსაკუთრებით საზიანო აღმოჩნდა ბუნებრივი მოვლენებითა და გარეგანი უკონტროლო ზემოქმედების შედეგად გამოწვეული ინციდენტები, მნიშვნელოვანი ფინანსური ზარალის, აგრეთვე ტრანზიტისა და შიდა ბაზრის გაზით მომარაგების მთლიანი ან ნაწილობრივი შეწყვეტის გამო.

შედარებით ნაკლებია მილსადენების კოროზიითა და ტექნოლოგიური უწყესივრობით გამოწვეული ზარალის შედეგები, თუმცა ამ მიზეზებით დამდგარი ავარიების სიხშირე მნიშვნელოვან პოზიციას იკავებს სხვა ფაქტორებს შორის. კოროზიული დაზიანებების შედარებით ნაკლები დამაზიანებელი ეფექტი მიღწეულია მილსადენების კოროზიული დაცვის სისტემებით აღჭურვით, ხოლო უკანასკნელ პერიოდში - მაღალხარისხიანი ფოლადით დამზადებული, გაზრდილი კედლის სისქის მქონე მილსადენების გამოყენებით. მილსადენების მდგომარეობის მუდმივი მონიტორინგი ადრეულ ეტაპზე, მილის კედლის სრულ დაზიანებამდე, კოროდირებული მონაკვეთებისა და მოსალოდნელი ავარიის პრევენციის საშუალებას იძლევა.

კიდევ უფრო უმნიშვნელოა დიზაინისა და მშენებლობის დროს დაშვებული შეცდომებით გამოწვეული ზარალი (იხ. ნახაზი).

<sup>599</sup> თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, სოსო ღუდუშაური, საქართველოს ნავთობგაზიანობა და მაგისტრალური მილსადენები, თბილისი, 2019



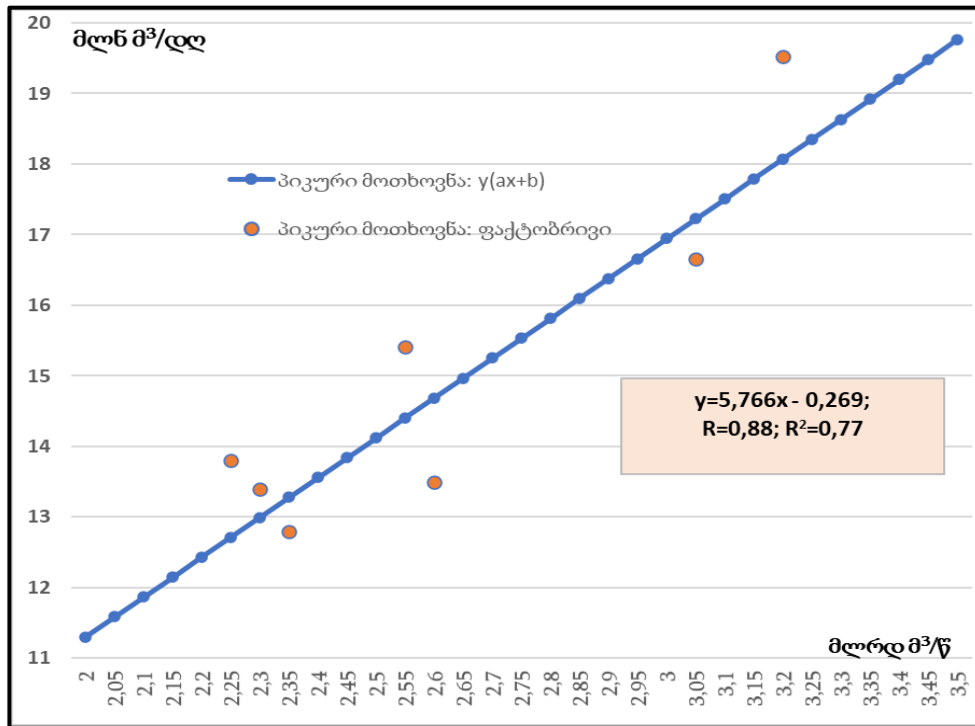
ნახაზი 5.22. სხვადასხვა დამაზიანებელ ფაქტორთან დაკავშირებული ავარიებით გამოწვეული ზარალის წილობრივი განაწილება

შესაბამისად, მილსადენების პროექტირება-მშენებლობა-ექსპლუატაციის პერიოდებში მაქსიმალური ყურადღება უნდა მიექცეს სამშენებლო და საექსპლუატაციო დერეფნის დაცვას მესამე მხარის უნებართვო ზემოქმედება-ჩარევისაგან.

სხვადასხვა მიზეზით გამოწვეული ავარიების შედეგების დროულად აღმოფხვრის აუცილებლობასთან ერთად, მნიშვნელოვანი სირთულეები იქმნება საკუთარი ძალებით გაზის ნაკადების რაციონალური მართვისა და სეზონური დაბალანსების შეუძლებლობის გამო მოხმარების უთანაბრობისა და იმპორტით მიღებული გაზის შედარებით სტაბილური მოწოდების პირობებში. საქართველოში გაზის მოხმარება ზამთრისა და ზაფხულის პერიოდებში მკვეთრად გამოხატული უთანაბრობით ხასიათდება, რაც, ძირითადად, განპირობებულია ელექტროენერჯის წარმოებაში თბოსადგურების წილის ჩართვის აუცილებლობით ზამთრის პერიოდში, როცა წყალმცირობის გამო მკვეთრად არის შემცირებული ჰიდროენერგოგენერაციის წარმოება, აგრეთვე საყოფაცხოვრებო სექტორის გათბობის ინტენსიურ რეჟიმზე გადასვლით. სეზონების მიხედვით გაზის უთანაბრო მოხმარების ტენდენცია პრაქტიკულად უცვლელად არის შენარჩუნებული დაკვირვების მრავალწლიანი გამოცდილების მიხედვით. განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია გაზის დღელამური მოხმარების უთანაბრობა პიკური და ნომინალური დატვირთვების დროს მიწოდებულ მოცულობებს შორის.

მნიშვნელოვანი პრობლემაა ზამთრისა და ზაფხულის პერიოდების მოთხოვნა-მოწოდების უთანაბრობის დაბალანსება. პრობლემის აქტუალობას განაპირობებს, აგრეთვე, გაზის ჯამური მოხმარების ზრდასთან კორელირებული პიკური მოხმარების ზრდის ტენდენციაც (იხ. ნახაზი), რაც სერიოზულად ართულებს გაზის ნაკადის ეფექტიანად მართვის პროცესს, შიგა სარეზერვო მოცულობების

არარსებობისა და ტრანსსასაზღვრო ინფრასტრუქტურის გამტარუნარიანობის შეზღუდულობის გამო.



ნახაზი 5.23. გაზის პიკური მოთხოვნის დამოკიდებულება ჯამურ მოხმარებაზე - ფაქტობრივი ისტორიული მონაცემების რეგრესიული ანალიზის შედეგები

ზემოთ აღნიშნულის გათვალისწინებით, გაზის პიკური მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის შესაძლებელია გამოყენებულ იყოს მეთოდოლოგია, რომელიც ითვალისწინებს პიკური მოხმარების პროპორციულ დამოკიდებულებას ჯამურ მოხმარებაზე. გაზის საპროგნოზო პიკური მოთხოვნა იანგარიშება ფორმულით:

$$P_{For} = P_{fact} * (Q_{For} / Q_{fact}) = 19,53 * (Q_{for} / 3,2),$$

სადაც  $P_{For}$  არის საპროგნოზო პიკური მოთხოვნა, მლნ მ³/დღ;

$P_{fact}$  - ფაქტობრივი პიკური მოთხოვნა საბაზისო წლისათვის ( $P_{fact} = 19,53$  მლნ მ³/დღ - 2023 წელს);

$Q_{For}$  - გაზის ჯამური საპროგნოზო მოთხოვნა, მლრდ მ³/წ;

$Q_{fact}$  - გაზის ფაქტობრივი ჯამური მოთხოვნა საბაზისო წელს ( $Q_{fact} = 3,2$  მლრდ მ³/წ - 2023 წელს).<sup>600</sup>

<sup>600</sup>  $Q_{fact}$  განისაზღვრება, როგორც ფაქტობრივი მაქსიმალური პიკური მოთხოვნა 24 მიმდევრობითი საათის განმავლობაში უახლოესი პერიოდის ისტორიული მონაცემებიდან. ზოგადად, იგი შეიძლება იცვლებოდეს პერიოდულად, ახალი სტატისტიკური მონაცემების მიღების კვალობაზე, რაც უზრუნველყოფს მიმდინარე პერიოდის მოთხოვნის რეჟიმის ცვალებადობის ადეკვატური ტენდენციის გათვალისწინებას საპროგნოზო სიდიდის განსაზღვრისათვის

ცხრილში მოცემულია პიკური მოთხოვნის საპროგნოზო მაჩვენებლები 2050 წლამდე პერიოდისათვის სექტორის განვითარების სხვადასხვა სცენარის დროს.<sup>601</sup>

ცხრილი 5.8. გაზის პიკური მოთხოვნის საპროგნოზო მოცულობები, მლნ მ<sup>3</sup>/დღ

	1-ლი სცენარი	მე-2 სცენარი
2023	19,53	19,53
2025	19,16	19,22
2030	19,22	19,47
2035	18,55	20,38
2040	18,07	21,06
2045	17,21	20,93
2050	16,42	21,24

#### 5.4.2. კრიტიკული ინფრასტრუქტურა

ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების თვალსაზრისით განსაკუთრებული მნიშვნელობა ენიჭება კრიტიკული ინფრასტრუქტურის დაცვას, რომლის ფუნქციონირების შეჩერება შეიძლება სარისკო გახდეს ქვეყნის ან ცალკეული რეგიონ(ებ)ის უსაფრთხოებისათვის.

კრიტიკული ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურა მოიცავს ენერჯის გენერაციისა და წარმოების ობიექტებს, სატრანსპორტო ქსელებსა და სხვა ელემენტებს, რომლებზეც დამოკიდებულია ეროვნული უსაფრთხოების, ქვეყნის ეკონომიკური სიცოცხლისუნარიანობის, მოსახლეობის ჯანმრთელობისა და დაცულობის შენარჩუნება. შესაბამისად, აუცილებელია ზრუნვა კრიტიკული ინფრასტრუქტურის ფუნქციონირების უზრუნველყოფაზე და ბუნებრივი (სტიქიური) კატასტროფებისაგან, ტერორისტული ქმედებებისგან, კიბერ-საფრთხეებისა და სხვა სავარაუდო დამაზიანებელი ფაქტორებისაგან დაცვა.

დამაზიანებელი კინეტიკური ან ვირტუალური ზემოქმედებისაგან დაცვის გარდა, კრიტიკული ინფრასტრუქტურის შემცველ სისტემებს მოეთხოვება მაღალი დონის გამძლეობა, რაც გულისხმობს მის მზადყოფნას, სწრაფად ადაპტირდეს შეცვლილი პირობების მიმართ: კერძოდ, მას უნდა შეეძლოს, გაუძლოს და/ან სწრაფად აღდგეს ფუნქციონირების დაუგეგმავი შეფერხებების შემთხვევაში მიზანმიმართული

<sup>601</sup> ალტერნატიული მეთოდით გაანგარიშებისას, როცა მიღებულია დაშვება, რომ საპროგნოზო პიკური მოხმარება პროპორციულია წლის განმავლობაში გასაშუალებული დღიური მოხმარებისა და პიკური მოხმარების ფარდობის, მიღებულია, რომ 2025 წლისათვის გაზის პიკური მოხმარება საქართველოში დაახლოებით 18 მლნ მ<sup>3</sup>/დღ გაუტოლდება, ხოლო 2050 წლისათვის 17-20 მლნ მ<sup>3</sup>/დღ შეიძლება შეადგენდეს (წყარო: Projections of Natural Gas Annual and Peak Demand in Georgia Through 2050, Report, EIHP/USEA, 2023)



შეტევების, უბედური შემთხვევების, ბუნებრივად გამოწვეული საფრთხეების ან ინციდენტების შემდეგ.

ფუნქციონირების დაუყოვნებელი აღდგენის საჭიროების მაგალითია სტიქიის შედეგად მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის დაზიანება, რომლის შედეგების ლიკვიდაციამდე ბუნებრივი გაზი ვერ მიეწოდება მოსახლეობას საყოფაცხოვრებო მიზნებით სითბოს გენერაციისათვის, ინდუსტრიასა და ელექტროენერჯის მწარმოებელ ობიექტებს, რაც, თავის მხრივ, იწვევს სატელეკომუნიკაციო სისტემების უუნარობას, მათ შორის სასწრაფო დახმარების, საავადმყოფოებისა და სხვა სასიცოცხლოდ მნიშვნელოვანი მომსახურების პარალიზებას.

რადგან ქვეყანაში ათასობით კმ სიგრძის ნავთობ- და გაზსადენების, მაღალი ძაბვის ელექტროგადამცემი ხაზებისა და სხვა ხაზოვანი ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის ექსპლუატაცია ხორციელდება, რომელთა სრული დაცვა ფიზიკურად შეუძლებელია, ძალზე მნიშვნელოვანია პრიორიტეტების დადგენა მათი მოწყვლადობის მიხედვით. შერჩევის შედეგად კონცენტრირება ხდება ყველაზე უფრო კრიტიკულ ობიექტებსა და სისტემებზე, რომელთა ფიზიკური დაცულობა და საოპერაციო მზადყოფნა გარანტირებულად იქნება უზრუნველყოფილი, რაც მიიღწევა პოტენციალური საფრთხეების აქტიური პრევენციის ან უკვე შემდგარი ინციდენტების შედეგების სწრაფი და ეფექტიანად აღმოფხვრის სამოქმედო ღონისძიებების წინასწარ დაგეგმვით.

კრიტიკულ ინფრასტრუქტურას, როგორც წესი, შეიძლება მიეკუთვნოს მაგისტრალური მილსადენების ისეთი მონაკვეთები და მათთან დაკავშირებული მართვისა და კონტროლის ობიექტები, რომელთა მწყობრიდან გამოსვლას და/ან ფუნქციონირების დაუგეგმავ შეჩერებას მნიშვნელოვანი ზეგავლენის მოხდენა შეუძლია სახელმწიფოს ნორმალურ ფუნქციონირებაზე ან ეროვნულ ეკონომიკასა და სხვა სასიცოცხლო მნიშვნელობის საქმიანობაზე და ქვეყნის მოსახლეობის ჯანმრთელობასა და კეთილდღეობაზე.

მწყობრიდან გამოსული ინფრასტრუქტურის დროული ჩანაცვლების შესაძლებლობა, უარყოფითი ზემოქმედების აღმოჩენისა და გამოვლენის დრო, ზეგავლენის ალბათობა სხვა მნიშვნელოვანი ინფრასტრუქტურის ფუნქციონირებაზე, მისი, როგორც სარეზერვო ინფრასტრუქტურის სტატუსი სხვა კრიტიკული ინფრასტრუქტურისათვის, შესაძლო უარყოფითი ზემოქმედების საფრთხე პარტნიორი ქვეყნებისა და საერთაშორისო ბაზრების ენერგეტიკულ უსაფრთხოებაზე და ა.შ. დამატებითი ფაქტორებია, რომელთა გათვალისწინება აუცილებელია კრიტიკული ინფრასტრუქტურის პრიორიტეტულობის დადგენის დროს.

საქართველოს ნავთობისა და გაზის სექტორის კრიტიკული ინფრასტრუქტურის იდენტიფიკაციასთან დაკავშირებული კრიტერიუმები შესაძლოა ასე ჩამოყალიბდეს:

- ინფრასტრუქტურა, რომლის ფუნქციონირების ავარიული შეწყვეტა და/ან ნორმალური ოპერირების დაუგეგმავი უუნარობა იწვევს ან გავლენას ახდენს ადამიანების სიცოცხლეზე, ან ზეგავლენას ახდენს მოსახლეობის ჯანმრთელობაზე, ისე რომ ადამიანების დიდ ჯგუფს<sup>602</sup> უწევს ჰოსპიტალიზაცია;
- ინფრასტრუქტურა, რომლის უფუნქციობა იწვევს სასიცოცხლო მნიშვნელობის საქმიანობათა შეჩერებას, სამეურნეო ობიექტების ან ტერიტორიების განადგურებას, რაც, თავის მხრივ, გავლენას ახდენს ეროვნულ უსაფრთხოებაზე, თავდაცვისუნარიანობაზე, შიდა უსაფრთხოებასა და ბუნებრივი და სხვა კატასტროფების აცილების ან მათი შედეგების დროული განეიტრალების შესაძლებლობაზე;
- ინფრასტრუქტურა, რომელმაც შეიძლება გავლენა მოახდინოს ეკონომიკური ან სხვა საქმიანობის ფუნქციონირებაზე, რამაც შეიძლება გამოიწვიოს მნიშვნელოვანი დანახარჯები ან შემოსავლის შემცირება (მაგ. მშპ-ის 0,1 %-ის) ოდენობით;
- ინფრასტრუქტურა, რომლის უფუნქციობა იწვევს მთლიანად რეგიონის ან ქვეყნის მოსახლეობის მნიშვნელოვანი ნაწილის ბუნებრივი გაზის და/ან ნავთობპროდუქტების მიწოდების ერთ კვირაზე მეტი ხანგრძლივობით შეწყვეტას;
- ინფრასტრუქტურა, რომლის უფუნქციობა სერიოზულ ზიანს აყენებს სახმელეთო ან საზღვაო ჰაბიტატს 100 ჰა-ზე მეტ ფართობზე;
- ინფრასტრუქტურა, რომლის ფუნქციონირების შეწყვეტა გამოიწვევს სხვა კრიტიკული ინფრასტრუქტურის საინფორმაციო ან საკომუნიკაციო მხარდაჭერის შეფერხებას 24 საათამდე;
- ინფრასტრუქტურა, რომლის უფუნქციობა, ზემოაღნიშნული კრიტერიუმების გათვალისწინებით, იწვევს მნიშვნელოვან დამაზიანებელ შედეგებს მეზობელ ქვეყნებში.

აღნიშნული კრიტერიუმების გათვალისწინებით, საქართველოს პირობებში პრიორიტეტული დაცვის კრიტიკულ ინფრასტრუქტურას შეიძლება მიეკუთვნოს:

- მაგისტრალური (გადამცემი) ნავთობ- და გაზსადენების სისტემების<sup>603</sup> საპასუხისმგებლო მონაკვეთები, მნიშვნელოვანი ტექნოლოგიური კვანძები და ტრანსსასაზღვრო გამზომი პუნქტები (მაგალითად, მაგისტრალური გაზსადენის ხაშური-ზესტაფონის მონაკვეთის საულელტეხილო, ძნელად მისადგომი უბნები, რომელთა მწყობრიდან გამოსვლა ზამთრის უხვთოვლიანობის დროს შეიძლება დასავლეთ საქართველოს მომხმარებელთა გაზმომარაგების ხანგრძლივი დროით შეწყვეტის მიზეზი გახდეს);
- რეგიონის ან დიდი ქალაქის საშუალო და მაღალი წნევის გაზის სადისტრიბუციო სისტემების საპასუხისმგებლო მონაკვეთები და

<sup>602</sup> კრიტიკულ ზემოქმედებას დაქვემდებარებული ადამიანების რაოდენობა განსხვავებულია ქვეყნების მიხედვით და შესაბამისი კანონმდებლობით არის დარეგულირებული

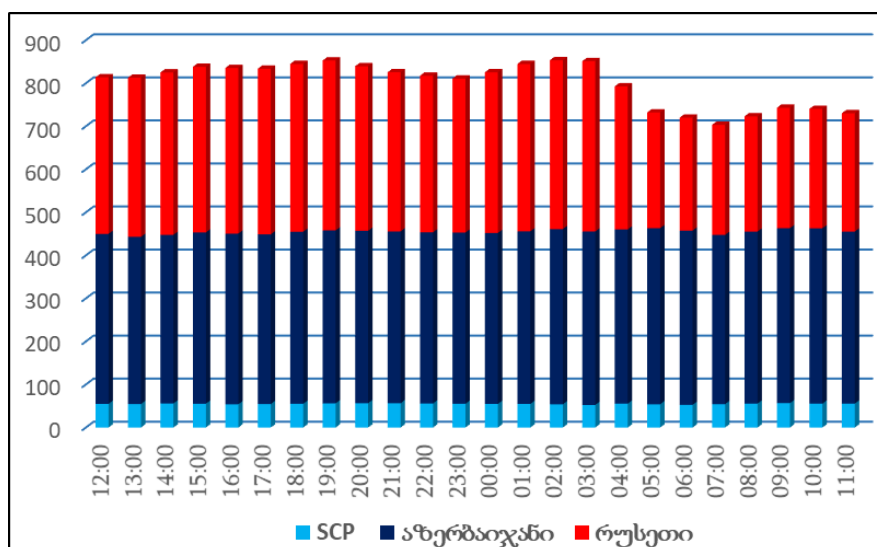
<sup>603</sup> სისტემა მოიცავს თვით მილსადენებს ტერმინალებთან და მნიშვნელოვან განშტოებებთან ერთად და მისი გამართული ოპერირებისათვის საჭირო, ე.წ. დაკავშირებულ დანადგარებსა და მოწყობილობას, როგორცაა: საკომპრესორო და სატუმბი სადგურები, წნევის მარეგულირებელი და ნაკადის გამანაწილებელი და გამზომი სადგურები, კონტროლისა და დაცვის არმატურა, დისტანციური მართვის ცენტრები, და ა.შ.

მნიშვნელოვანი ტექნოლოგიური კვანძები (მაგალითად, თბილისის გაზგამანაწილებელი ქსელის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემასთან დამაკავშირებელი მილსადენის მონაკვეთები);

- სტრატეგიული და/ან ოპერატიული დანიშნულების რეზერვის სასაწყობო სისტემები, როგორებიცაა გაზსაცავები, გათხევადებული ბუნებრივი გაზის საცავები, ნავთობ- და ნავთობპროდუქტების საცავები და სხვა;
- ნავთობ- და გაზსადენების სატრანზიტო სისტემების საპასუხისმგებლო მონაკვეთები და მნიშვნელოვანი ტექნოლოგიური კვანძები (მაგალითად, სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის საქართველოს მონაკვეთის არეა 72-ის საქართველოს მაგისტრალურ გაზსადენების სისტემასთან დამაკავშირებელი ინტერკონექტორი, ნავთობ- და გაზსადენების სატუმბი და საკომპრესორო სადგურები და ა.შ.).

### 5.4.3. საოპერაციო და სტრატეგიული რეზერვები

პიკური დატვირთვების დროს და/ან მოწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტის (ან მნიშვნელოვანი შემცირების) შემთხვევაში წარმოიქმნება გაზის მწვავე დეფიციტი და საჭირო ხდება განსაკუთრებული, ძვირადღირებული სასწრაფო ღონისძიებების გატარება მომხმარებელთა სათბობითა და ელენერგიით მომარაგების მნიშვნელოვანი გართულებების თავიდან ასაცილებლად. ასე მაგალითად, უკანასკნელი წლების გამოცდილება აჩვენებს, რომ იანვარ-თებერვლისა და დეკემბრის პიკური მოხმარების პერიოდში გრძელვადიანი კონტრაქტებით მოთხოვნის სრული დაკმაყოფილების შეუძლებლობის დროს გაზი ყიდულობენ საბაზრო, კომერციული ფასით, რომელიც მნიშვნელოვნად აღემატება საყოფაცხოვრებო სექტორისა და ელექტრო-გენერაციისათვის განკუთვნილი („სოციალური სექტორის“) გაზის ფასს. კრიზისის პერიოდში საქართველო ვერ ასრულებს ტრანზიტის ხელშეკრულებით გათვალისწინებულ ვალდებულებებსაც.



ნახაზი 5.24. მოწოდების წყაროები გაზის პიკური მოხმარების დროს, 1000 მ³/სთ (19,5 მლნ მ³/დღ, 2023 წ.)

განსაკუთრებით მძიმე სიტუაცია შეიძლება წარმოიშვას, თუ რაიმე მიზეზით გაზის მიწოდება დაუგეგმავად შეწყდება ძირითადი მოწოდების წყარო(ები)დან. როგორც ნახაზიდან ჩანს, აზერბაიჯანიდან გაზის მოწოდების შეწყვეტა განაპირობებს მოთხოვნის დაახლოებით 50%-იანი დეფიციტის წარმოშობას. ასევე, რუსეთიდან გაზის მოწოდების დაუგეგმავმა შეწყვეტამ შეიძლება გამოიწვიოს დაახლოებით 45 %-ანი დეფიციტი.

ზოგადად, საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოებისათვის მნიშვნელოვანი გამოწვევაა უკანსკნელ პერიოდში რუსული გაზის წილის ზრდის ტენდენცია საერთო ბალანსში. რუსულ გაზზე დამოკიდებულების ზრდის ტენდენცია განსაკუთრებით მაღალ დონეს აღწევს გაზის პიკური მოხმარების პერიოდში.<sup>604</sup> პიკურმა მოხმარებამ 2022-2023 წლებისათვის პანდემიამდელი პერიოდის პიკურ მოხმარებას თითქმის 25 %-ით გადააჭარბა. იმ შემთხვევაში, თუ კვლავ გაგრძელდება აზერბაიჯანული გაზის ძირითადად მხოლოდ „სოკარის“ კუთვნილი მილსადენების მეშვეობით მოწოდება (სკმ-ის სიმძლავრის გამოთავისუფლების მიზნით), რუსული გაზის მოცულობამ პიკური მოხმარების დღეებში შეიძლება 10 მლნ მ<sup>3</sup>-ს გადააჭარბოს, რაც არასასურველად უნდა ჩაითვალოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების თვალსაზრისით. შესაბამისად, რეკომენდებულია გაზის დეფიციტის შევსების უზრუნველყოფა სხვა წყაროებიდან ან სარეზერვო მოცულობებიდან გაზის დაუგეგმავი მოწოდების შეწყვეტის დროს ან ზამთრის პიკური მოხმარების პერიოდში სეზონური და ოპერატიული მოთხოვნის დასაბალანსებლად.

ბუნებრივი გაზის დარეზერვების მიზნით აშშ-ს საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს (USAID) დაფინანსებით „სამართლიანი და უსაფრთხო ენერგეტიკული გადასვლის პროგრამის“ (JSET, #7200AACA0028) ფარგლებში დაწყებულია მუშაობა პროექტზე „საქართველოში გაზის მოხმარების უთანაბრობის დაბალანსება.“ პროექტის ძირითადი მიზანია, ბუნებრივი გაზის დარეზერვების საშუალებებისა და მეთოდების შერჩევის მიზნით შემუშავდეს რეკომენდაციები გაზზე მოთხოვნის სეზონური და ოპერატიული უთანაბრობის დაბალანსების უზრუნველსაყოფად. გეგმით გათვალისწინებულია ალტერნატიული წყაროებიდან ბუნებრივი გაზის მოწოდების მიზანშეწონილობის დადგენა, ქვეყნის გაზმომარაგების სავარაუდო დეფიციტის დასაფარად მოთხოვნის ტენდენციისა და არსებული კონტრაქტების მოქმედების ვადის ამოწურვის გამო და გაზზე მოთხოვნის სეზონური და ოპერატიული უთანაბრობის დაბალანსების ალტერნატიული საშუალებების შერჩევა, მათ შორის: მიწისქვეშა გაზსაცავის, გათხევადებული (LNG) ან კომპრესიული (CNG) გაზის საცავის ან მეზობელ და ენერგეტიკული გაერთიანების ქვეყნებთან გაზის ურთიერთდახმარების პროექტების ამოქმედება და სხვა.

<sup>604</sup> 2023 წლის იანვარ-თებერვლია პიკური მოხმარების დროს რუსული გაზის წილმა ჯამურ ბალანსში 40-45 %-ს გადააჭარბა

გათხევადებული ან კომპრესიული გაზის გამოყენებასთან ასოცირებული პროექტები მოიცავს:

- საქართველოს შავი ზღვის სანაპიროზე მცირე სიმძლავრის LNG საცავისა და რეგაზიფიკაციის საწარმოს მშენებლობას, რომელიც დაკავშირებული იქნება BS LNG პროექტთან მისი რეალიზაციის შემთხვევაში (იხ. თავი 2, შავი ზღვის LNG პროექტი);
- კომპრესიული (ან გათხევადებული) გაზის მიღება აღმოსავლეთ კასპიისპირეთიდან<sup>605</sup> საზღვაო და სარკინიგზო გადაზიდვების გამოყენებით და საცავის მშენებლობით საქართველოს ტერიტორიაზე (იხ. ნახაზი);



CNG პროექტის კონცეფცია

- გათხევადებული (ან კომპრესიული) გაზის მიმღები და რეგაზიფიკაციის (დეკომპრესიის) ტერმინალის მშენებლობა საქართველოს შავი ზღვის სანაპიროზე, რომელიც პროდუქციას მიიღებს თურქეთის მარმარა ერეგლის LNG ტერმინალიდან (ან CNG საწარმოდან) მცირე ტონაჟიანი სანაოსნო საშუალებების (ბარჟების) გამოყენებით;
- კომპრესიული (ან გათხევადებული) გაზის წარმოების, დასაწყობებისა და დეკომპრესიის (რეგაზიფიკაციის) მცირე სიმძლავრის საწარმოთა კომპლექსის მშენებლობა, რომელიც ნედლეულით მომარაგდება საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემიდან, გაზის დაბალი მოხმარების დროს, როცა მოწოდება მნიშვნელოვნად სჭარბობს მიმდინარე პერიოდის მოთხოვნას;

<sup>605</sup>არსებული ინფორმაციით, ყაზახეთში, მონეტოზაციის არაკომერციულობის გამო, დიდი მოცულობის ნავთობის თანმდევი გაზის იწვევა ჩირაღში, რაც გარემოს დაბინძურების სერიოზულ წყაროს წარმოადგენს. ამ გაზის ეფექტიანად უტილიზაციის უზრუნველყოფა შეიძლება CNG წარმოებისა და მეზობელი ქვეყნების ბაზრებზე მიწოდებით





მცირე სიმძლავრის გათხევადებული გაზის დასაწყობებისა და რეგაზიფიკაციის საწარმო

- LNG-ის მილსადენის გაზზე გაცვლის (swap) გარიგება სამხრეთის გაზის დერეფნის მილსადენებთან დაკავშირებულ რომელიმე ქვეყანასთან, რაც გულისხმობს გაზის ვირტუალურ რევერსულ დინებას დასავლეთიდან საქართველოსკენ. კონცეფცია ითვალისწინებს LNG-ის მიწოდებას თურქეთის (მარმარა ერეგლი), საბერძნეთის (რევიტუზა) ან იტალიის (ლივორნო) მიმღებ ტერმინალებში საქართველოს დაფინანსებით, ნაცვლად კი მილსადენის გაზის მიღებას სამხრეთ კავკასიური მილსადენით გადასატანი პარტნიორი ქვეყნის ბუნებრივი გაზის წილიდან.

განიხილება, აგრეთვე, ბუნებრივი გაზის დარეზერვების მიზანშეწონილობა ტრადიციული, სტრატეგიული დანიშნულების სეზონურ ციკლებიანი ან მცირე სიმძლავრის, ოპერატიული დაბალანსების მიზნებისათვის გამოყენებული მიწისქვეშა გაზსაცავის მშენებლობის პროექტები ნინოწმინდის გაზ-ნავთობისა და სამგორის სამხრეთი თაღის ნავთობის გამომუშავებული საბადოების ბაზაზე.<sup>606</sup>

<sup>606</sup> ნინოწმინდისა და სამგორის სამხრეთი თაღის მიწისქვეშა გაზსაცავების მშენებლობის ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის დასაბუთების პროექტები, მომზადებული 2011 და 2016 წლებში „რამბოლისა“ და „ჯეოსტოკ ენტერპროზე“ს მიერ, შესაბამისად



ბუნებრივი გაზის ვირტუალური რევერსის პროექტის კონცეფცია

შესწავლილი იქნება, აგრეთვე, გაზის მიღების შესაძლებლობა მეზობელ, პარტნიორ ქვეყნებთან დამაკავშირებელი ინფრასტრუქტურის მოდერნიზაციისა და კრიზისულ სიტუაციებში დახმარების მისაღებად ევროპული კანონმდებლობით განსაზღვრული სოლიდარობის პრინციპის<sup>607</sup> გამოყენება, სატრანზიტო მილსადენებიდან ან ინტერკონექტორების მეშვეობით, მათ შორის თურქეთთან და სომხეთთან შესაძლო რევერსულ რეჟიმში ოპერირების შესაძლებლობით.

გაზის რეზერვების არსებობა ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფის სტრატეგიული მნიშვნელობის ამოცანათა რიგს მიეკუთვნება. რეზერვები საშუალებას იძლევა, რაციონალურად გადაწყდეს ბუნებრივი გაზის დაგეგმილი მოცულობების მიღების, სეზონის მიხედვით გადანაწილებისა და არათანაბარი მოხმარების პრობლემები. აღსანიშნავია, რომ საქართველო ერთადერთი ქვეყანაა რეგიონში, რომელსაც არ გააჩნია გაზის დარეზერვების არავითარი საშუალება (გამონაკლისია სატრანსპორტო სისტემაში აკუმულირებული ქსელის გაზის რამდენიმე მილიონიანი მოცულობა).

<sup>607</sup> იხილეთ: Mutual support clause for emergency situation, referring to possibility having access to the transit flows on predefined and negotiated terms

#### 5.4.4. ინფრასტრუქტურის განვითარება

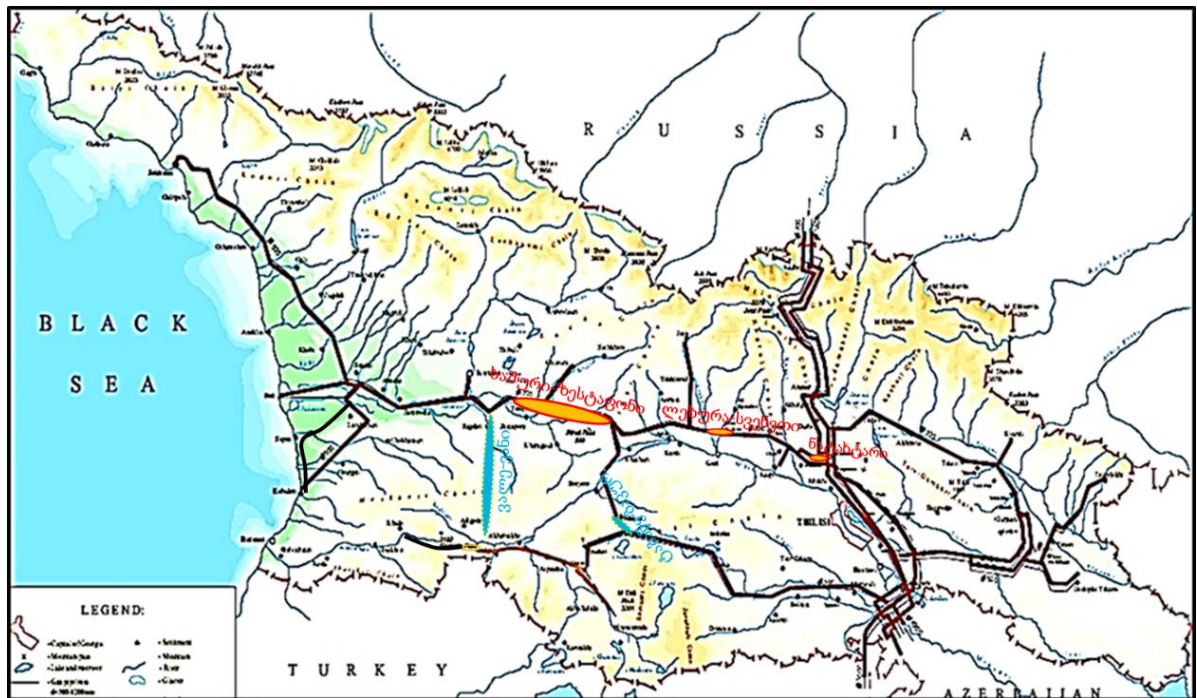
ენერგეტიკული რესურსებით ქვეყნისა და ცალკეული რეგიონების მოთხოვნის დაკმაყოფილების მიზნით აუცილებელია მორალურად და ტექნიკურად მოძველებული სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის ნაწილის რეაბილიტაცია-მშენებლობა მათი არასაკმარისი გამტარუნარიანობისა და დაბალი ტექნიკური საიმედოობის გამო. გარდა ამისა, მიუხედავად იმისა, რომ, ზოგადად, ბუნებრივი გაზის დანაკარგების შემცირების პოზიტიური დინამიკა აღინიშნება, გაზის ტრანსპორტირების, განსაკუთრებით კი განაწილების პროცესში, ფიქსირებული დანაკარგები ჯერ კიდევ დაუშვებლად მაღალია (2021 წელს დანაკარგებმა მიწოდებული გაზის დაახლოებით 2,2% შეადგინა). დანაკარგების ძირითადი განმაპირობებელი ქსელების ტექნიკური გაუმართაობა და აღრიცხვიანობის კონტროლის მოუწესრიგებლობაა.

გაზმომარაგების სისტემის ოპერატიული მოქნილობისა და ექსპლუატაციის საიმედოობის ამაღლებას ემსახურება მაგისტრალური გაზსადენების ძირითადი მონაკვეთებისა და განშტოებების რეაბილიტაცია-მოდერნიზაციის სამუშაოები გაზის საპროგნოზო მოთხოვნის შეუფერხებლად და ეფექტიანად გადანაწილების უზრუნველსაყოფად მთელი ქვეყნის ტერიტორიაზე.<sup>608</sup>

საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის თანახმად, მოკლე- და საშუალოვადიან პერიოდებში პრიორიტეტულად განსახორციელებელ პროექტებს მიეკუთვნება აღმოსავლეთ-დასავლეთი მიმართულების მაგისტრალური გაზსადენის კრიტიკული მონაკვეთების რეაბილიტაცია (იხ. ნახაზი), ხოლო გრძელვადიან პერსპექტივაში საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენის სხვადასხვა მიმართულების და განშტოების ურთიერთდამაკავშირებელი ინტერკონექტორების მშენებლობა, მათ შორის ისეთი კრიტიკული ინფრასტრუქტურულ მონაკვეთების დარეზერვება, რომლებიც განლაგებულია უამინდობის პირობებში რთულად მისადგომ მთიან რეგიონებში და შესაძლო ავარიის შემთხვევაში გაძნელებულია მათი სწრაფი რეაბილიტაციის დაწყება.

---

<sup>608</sup> დეტალური ინფორმაცია ინფრასტრუქტურის საინვესტიციო პროექტების შესახებ მოცემულია საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმაში (2021-2030 წწ), სნგვ, სტრატეგიული დაგეგმვისა და პროექტების დეპარტამენტი, თბილისი, 2020 წ.

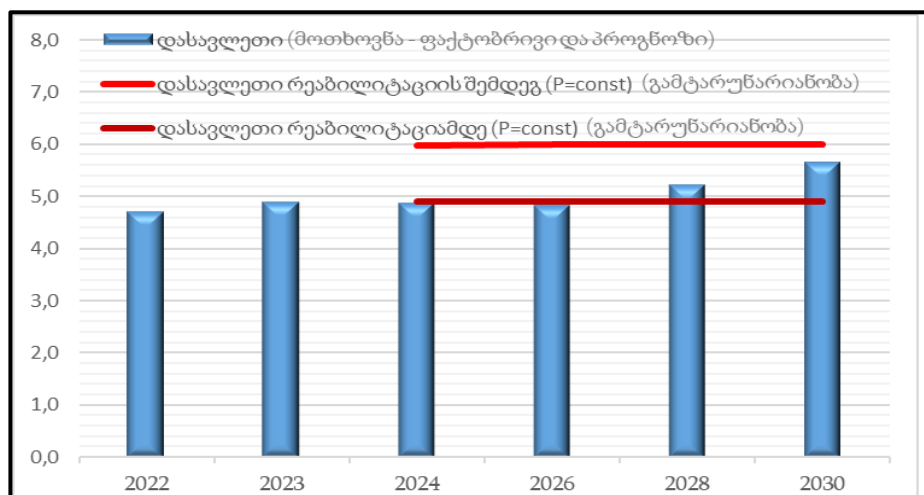


ნახაზი 5.25. მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის კრიტიკული მონაკვეთები და იდენტიფიცირებული პერსპექტიული პროექტები

**მოკლევადიანი პერიოდის** პრიორიტეტულად განსახორციელებელი საინვესტიციო ინფრასტრუქტურული პროექტების რეალიზაცია უზრუნველყოფს ქვეყნის დასავლეთი და ცენტრალური რეგიონების გარანტირებულ გაზმომარაგებას, მათ შორის განვითარებადი ინდუსტრიული ზონებისა და შავი ზღვისპირა რეკრეაციული ზონის განვითარების პერსპექტივების გათვალისწინებით.

პრიორიტეტულობის მიხედვით აღმოსავლეთ-დასავლეთის მიმართულების გაზსადენების სარეაბილიტაციო-განვითარების სამუშაოები შემდეგნაირად არის განაწილებული:

- ლეხურა-სვენეთის 20,6 კმ სიგრძის მონაკვეთი, 2023-2024 წლები;
- ნატახტარის 2,9 კმ სიგრძის საჰაერო გადასასვლელი მდინარე არაგვზე, 2024 წელი;
- ხაშური-ზესტაფონის დაახლოებით 70 კმ სიგრძის მონაკვეთი, 2024-2026 წლები.



ნახაზი 5.26. დასავლეთი მიმართულების მომხმარებელთა მოთხოვნა და სისტემის საპროგნოზო გამტარუნარიანობები რეაბილიტაციამდე და დაგეგმილი პროექტების რეალიზაციის შემდეგ, მლნ მ<sup>3</sup>/დღ<sup>609</sup>

*ინფრასტრუქტურის განვითარების საშუალო- და გრძელვადიანი გეგმა*, ძირითადად, ითვალისწინებს ინტერკონექტორების, მათ შორის, ვალე-ვანისა<sup>610</sup> და ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავი მილსადენის, აგრეთვე სამხრეთ კავკასიური მილსადენის საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემასთან დამაკავშირებელი მილსადენით გარდაბნის თესებისათვის მაღალწნევიანი გაზის მიწოდების<sup>611</sup> პროექტებს.

საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის აღდგენა-განვითარების, ისევე როგორც მისი განშტოებებისა და შემკრავების (ინტერკონექტორების) პროექტების რეალიზაცია საფუძველს ჩაუყრის საქართველოს გაზომომარაგების სისტემის ჩიხური არქიტექტურის შეცვლას მაღალი საიმედოობის წრიული (რგოლური) გაზომომარაგებით, რაც კრიტიკულ სიტუაციებში გაზის ნაკადების გადამისამართების საშუალებას იძლევა ნებისმიერი მომხმარებლის გარანტირებული გაზომომარაგების უზრუნველსაყოფად და მნიშვნელოვნად გაზრდის გაზომომარაგების ერთიანი სისტემის ფუნქციონირების არეალსა და ტექნოლოგიურ საიმედოობას.

განსახილველია, აგრეთვე, საქართველოს დროებით ოკუპირებულ რეგიონებში კონფლიქტის მოგვარების შემდეგ სარეაბილიტაციო სამუშაოების განხორციელების შესაძლებლობა, რომელთა რეალიზაცია, ეკონომიკურ სარგებელთან ერთად, საქართველოს ეკონომიკურ სივრცეში მათ რეინტეგრაციასაც შეუწყობს ხელს.

---

<sup>609</sup> მაქსიმალური მუშა წნევა გაზსადენში 2022 წლის ფაქტობრივი მონაცემების მიხედვითაა აღებული და დაშვებულია, რომ იგი უცვლელად იქნება შენარჩუნებული ( $P=const$ ). თუ წნევა გაიზრდება საპროექტო გაზსადენისთვის დასაშვებ მაქსიმალურ საოპერაციო წნევამდე (MAOP), გამტარუნარიანობა დაახლოებით 9 მლნ მ<sup>3</sup>/დღ მიაღწევს

<sup>610</sup> დასავლეთის მიმართულებით გაზის გარანტირებული მიწოდების კომპლექსური პრობლემის ეფექტიანად გადაწყვეტის მიზნით, მათ შორის ენერგოტევადი ახალი საწარმოების მშენებლობის შემთხვევაში, პრიორიტეტი ენიჭება ვალეში, სამხრეთ კავკასიური მილსადენიდან გაზის მიღების მე-2 პუნქტის მოწყობისა და ვალე-ვანის ინტერკონექტორის მშენებლობის პროექტს

<sup>611</sup> პროექტი ითვალისწინებს სამხრეთ კავკასიური მილსადენის არეა 72-ის წნევის მარეგულირებელ-გამზომი კვანძიდან 38-42 ბარი წნევის გაზის მიღებას თესების საჭიროებისათვის, რითაც დაიზოგება მნიშვნელოვანი, ტურბინის მომსახურე საკომპრესორო სადგურის ოპერირებასთან დაკავშირებული დანახარჯები



## 5.5. კანონმდებლობა და ინტეგრაცია საერთაშორისო ორგანიზაციებთან

2005 წლის 25 ოქტომბერს ათენში ხელი მოეწერა ხელშეკრულებას ენერგეტიკული გაერთიანების შესახებ (Energy Community Treaty), რომელიც აყალიბებს სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის რეგიონალური, ევროკავშირის დირექტივების მოთხოვნებზე დაფუძნებული, გამჭვირვალე და კონკურენტული ენერგეტიკული ბაზრის ჩამოყალიბების პრინციპებს.

ხელშეკრულების ძირითადი მიზნებია:

- საკანონმდებლო ბაზისა(მოიცავს ენერგეტიკულ, გარემოსდაცვით, განახლებადი რესურსებისა და კონკურენციის ნაწილებს) და სხვა პუნქტების მოქმედების გავრცელება მხარეებს შორის მათ თანაბარ კონკურენტულ პირობებში ჩასაყენებლად;
- რეგიონალური მექანიზმების შექმნა, რომლებიც ხელს შეუწყობს ადგილობრივი ბაზრების უფრო ღრმა ინტეგრაციას ევროკავშირის ბაზართან;
- ერთიანი პოლიტიკის შემუშავება საგარეო ვაჭრობისათვის, ურთიერთდახმარებისა და შიდა ენერგეტიკული ბაზრების ბარიერების მოსაშორებლად.

ხელშეკრულება უზრუნველყოფს და მხარს უჭერს პარტნიორ ქვეყნებს:

- შეიმუშაონ და განახორციელონ ელექტროენერჯისა და გაზის სატარიფო პოლიტიკისა და მეთოდოლოგიის რეფორმის გეგმები;
- გამოიყენონ ყველა საჭირო ტექნიკური სტანდარტი:ქსელის ევროპული კოდექსები, სააღრიცხვო სისტემები და ინფორმაციის გაცვლა;
- შექმნან ინფრასტრუქტურასთან მესამე მხარის ეფექტიანი მიერთების შესაძლებლობა;
- შექმნან ეროვნული მარეგულირებელი ორგანოები, ჩამოაყალიბონ გადაცემის სისტემის ოპერატორი კომპანიები;
- მიიღონ გადაწყვეტილებები რეგულირების, ენერგეტიკული რესურსების დეფიციტისა და სოციალური სამართლიანობის პრობლემების მოსაგვარებლად;
- უზრუნველყონ გაზისა და ელექტროენერჯის ევროკავშირის დირექტივების გამოყენება (აგრეთვე, ევროკავშირის კანონმდებლობის ნორმის გადმოტანა ნავთობის ან/და ნავთობპროდუქტების მინიმალური მარაგის შექმნის შესახებ კრიზისული სიტუაციების მართვის მიზნით).

საქართველომ 2016 წლის 14 ოქტომბერს, ევროკავშირთან ასოცირების ხელშეკრულების ფარგლებში, ხელი მოაწერა ენერგეტიკულ გაერთიანებასთან მიერთების ოქმს, რომლის რატიფიცირების შემდეგ პარლამენტის მიერ სარგებლობს ენერგეტიკული გაერთიანების სრულყოფილებიანი ხელშემკვრელი მხარის სტატუსის მქონე ქვეყნის უპირატესობებით და, ამასთან ერთად, ვალდებულია, უზრუნველყოს შიდა ევროპული ენერგეტიკული ბაზრის მოწყობის ძირითადი პრინციპების დანერგვა საქართველოში (იმ გამონაკლისების გათვალისწინებით, რომლებიც დაკავშირებულია საქართველოს გაზის შიდა ბაზრისა და სატრანზიტო პროექტებთან დაკავშირებულ თავისებურებებთან).

ასოცირების შეთანხმების ფარგლებში, ენერჯით ვაჭრობასთან დაკავშირებული მოთხოვნების შესაბამისად, საქართველომ აიღო ვალდებულება, განსაზღვრულ ვადებში ეტაპობრივად დაუახლოოს ქვეყნის ენერგეტიკული კანონმდებლობა

ევროკავშირის კანონმდებლობას, რაც, პირველ რიგში, მოითხოვს მუშაობის გააქტიურებას შემდეგი მნიშვნელოვანი მიმართულებებით:

- ბაზრის მაღალი კონცენტრაციისა და დაბალი ლიკვიდურობის აღმოფხვრა;
- ელექტროენერგიასა და გაზზე მოთხოვნის უზრუნველყოფა და კონკურენტული ვაჭრობის განვითარება;
- ენერგეტიკული კანონმდებლობის სრული შესაბამისობა ენერგეტიკული გაერთიანების კანონმდებლობასთან;
- ქსელის მართვის წესების შესაბამისობა ევროპულ რეგულაციებთან;
- სექტორში ფუნქციონირებადი საწარმოების განცალკევება/განმხოლოება.

გაზის სექტორში, შეთანხმებული გეგმის მიხედვით, აუცილებლად იქნა მიჩნეული შემდეგი ევროპული ენერგეტიკული დირექტივებისა და წესების დანერგვა:

- ევროსაბჭოს 2009/73 დირექტივა ბუნებრივი გაზის შიდა ბაზრის საერთო წესების შესახებ (Directive 2009/73/EC concerning common rules for internal market in natural gas);
- ევროსაბჭოს რეგულაცია # 715/2009 ბუნებრივი გაზის გადაცემის ქსელზე დაშვების პირობების შესახებ (Regulation (EC) No 715/2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks);
- ევროკომისიის 2004/67 დირექტივა ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფის ზომების შესახებ (Directive 2004/67/EC concerning measures to safeguard security of natural gas supply).<sup>612</sup>

შესაბამისად, ქვეყნის ბუნებრივი გაზის სექტორის განვითარების გრძელვადიანი პოლიტიკა ბუნებრივი გაზით კონკურენტული ვაჭრობის ხელსაყრელი გარემოს შექმნასა და მომხმარებლის ინტერესების დაცვის უზრუნველყოფას, აგრეთვე, დომინანტ მომწოდებლებზე კრიტიკული დამოკიდებულების მნიშვნელოვან შემცირებას ითვალისწინებს.

ზოგადად, ლიბერალიზებული ბაზარი ეფექტიანი საშუალებაა ინფრასტრუქტურული პროექტებისათვის საჭირო ინვესტიციების მოსაზიდად და გაზის მოხმარების მზარდი მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად. მკაფიოდ განსაზღვრული კონკურენტული საბაზრო სტრუქტურისა და მარეგულირებელი სისტემის დანერგვა, ტრანსპორტირებისა და განაწილების ქსელებზე არადისკრიმინაციული დაშვების უზრუნველყოფა ხელს შეუწყობს საქართველოს გაზის სექტორის წარმატებულ განვითარებასა და მის ინტეგრაციას რეგიონულ სისტემებში, რაც ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების ამალღების ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი წინაპირობაა.

საკანონმდებლო ბაზის სრულყოფისა და ბაზრის მონიტორინგის ეფექტიანი ინსტრუმენტების შემოღება, სახელმწიფოს მხრიდან რეგულირების საქმიანობაში

---

<sup>612</sup> დირექტივა ჩანაცვლებულია ახალი რეგულაციებით - Regulation (EU) No 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC და Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2017 concerning measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No 994/2010

პირდაპირი ჩაურევლობის უზრუნველყოფის შემთხვევაში, შესაძლებელს ხდის ლიბერალიზაციის საბოლოო მიზნის მიღწევას - ბაზრის სრულ გახსნას ისე, რომ ბუნებრივი გაზის ნებისმიერ მომხმარებელს შეეძლოს მომწოდებლის თავისუფალი შერჩევა, მომწოდებელს კი ჰქონდეს შეუფერხებელი წვდომა ტრანსპორტირებისა და დისტრიბუციის ინფრასტრუქტურაზე. ამ მიზნის მისაღწევად მუშავდება: მომწოდებლის შეცვლის წესები, მომხმარებელთა დაცვის ღონისძიებები, შესაბამისი მეორადი კანონმდებლობა და სტანდარტული კონტრაქტების ფორმა, მოწყვლადი მომხმარებლის დაცვის ღონისძიებები და ა.შ.

ბუნებრივი გაზის სექტორის განვითარების, განსაკუთრებით კი დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტების წარმატებული რეალიზაციის მიზნით, აუცილებელია, აგრეთვე, დიზაინისა და ოპერირების საერთაშორისო პრაქტიკაში ადაპტირებული და სტანდარტებისა და ტექნიკური რეგლამენტების ჰარმონიზაცია ანალოგიურ საერთაშორისო სტანდარტებთან.

საქართველოს კანონი “ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ” ევროკავშირის შესაბამისი კანონ(ებ)ის ადაპტირებული ვერსია საქართველოს ენერგეტიკული ბაზრის თავისებურებების გათვალისწინებით და ძირითადი სამართლებრივი ბაზაა ელექტროენერჯისა და ბუნებრივი გაზის წარმოების, გადაცემის, განაწილების, მიწოდებისა და ვაჭრობის, ასევე კონკურენტული ენერგეტიკული ბაზრის შესაქმნელად და ელექტროენერჯისა და გაზის მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველსაყოფად.

კანონის ძირითადი ამოცანებია (გაზის სექტორისათვის):

- საქართველოს ბუნებრივი გაზის ბაზრის ორგანიზებისა და ფუნქციონირების, მათ შორის, მისი შემდგომი განვითარებისა და მართვის საერთო წესების დადგენა ენერგეტიკული გაერთიანების ქვეყნებთან ინტეგრაციის მიზნით;
- საჯარო მომსახურების ვალდებულებების განხორციელების პირობების განსაზღვრა და საბოლოო მომხმარებლების დაცვის უზრუნველყოფა;
- გადამცემი სისტემის ოპერატორისა და გამანაწილებელი სისტემის ოპერატორების ფუნქციური განცალკევების რეგულირება და მონიტორინგი, ასევე სხვა ენერგეტიკული საქმიანობებისა და მათთან დაკავშირებული კომერციული ინტერესებისგან მათი ეფექტიანი დამოუკიდებლობის უზრუნველყოფა.

კანონი ბუნებრივი გაზის მწარმოებლებისთვის, სისტემის მესაკუთრეთა<sup>613</sup> და სხვა სუბიექტებისათვის ადგენს საქართველოს ბუნებრივი გაზის ბაზარზე მონაწილეობის შემდეგ პირობებს: ბუნებრივი გაზის წარმოების მოწყობილობების გადამცემ ან გამანაწილებელ ქსელებზე მიერთების, ბუნებრივი გაზის სისტემაზე

<sup>613</sup> „სისტემის მესაკუთრედ” ითვლება საწარმო, რომლის კანონიერ მფლობელობაშია, საკუთრების უფლების საფუძველზე, ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირების (ან სხვა, მაგ., გაზსაცავი, LNG ტერმინალი) სისტემა, მაგრამ იგი არ არის ამ სისტემის ოპერატორი

დაშვების, ბუნებრივი გაზის ყიდვა-გაყიდვის შესახებ და სხვა შესაბამის მოთხოვნებს.

კანონის მიხედვით განსაზღვრულია ენერგეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული ორგანოს (სემეკი) უფლებამოსილება. ენერგეტიკული საქმიანობებისა და კანონით რეგულირებული სხვა საქმიანობების ავტორიზაციასთან ერთად, კომისიამ უნდა უზრუნველყოს ტარიფების დადგენა და/ან საფასურის განსაზღვრა და შესაბამისი მეთოდოლოგიების დამტკიცება, ასევე:

ა) ტარიფები და საფასურები ასახავდეს ქსელების ოპერირების, მოვლა-შენახვის, ჩანაცვლების, მშენებლობისა და რეკონსტრუქციის დასაბუთებულ ხარჯებს, რომლებიც მოიცავს ინვესტიციებიდან გონივრულ ამონაგებს, ამორტიზაციასა და გადასახადებს, გარემოს დაცვისა და მომხმარებლის დაცვის გათვალისწინებით;

გ) ტარიფები და გადასახადები იძლეოდეს ქსელებსა და მოწყობილობებში საჭირო ინვესტიციების განხორციელების შესაძლებლობას იმგვარად, რომ აღნიშნული ინვესტიციები უზრუნველყოფდეს ასეთი ქსელებისა და მოწყობილობების სიცოცხლისუნარიანობასა და მათ უწყვეტ განვითარებას, განვითარების შესაბამისი გეგმების გათვალისწინებით;

დ) გადამცემი და გამანაწილებელი სისტემის ოპერატორების როგორც გრძელვადიანი, ისე მოკლევადიანი წახალისება ეფექტიანობის გაზრდის, ბაზრის ინტეგრაციისა და მიწოდების უსაფრთხოების ხელშეწყობისა და დაკავშირებული კვლევითი საქმიანობების მხარდაჭერის მიზნით.

ძირითადი მარეგულირებელი უფლებამოსილების გარდა, კომისიამ უნდა:

1) შეითანხმოს ინვესტიციების გეგმა გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის მიხედვით, რომელიც ყოველწლიურად მომზადდება და წარდგენილი იქნება კომისიაში სისტემის დამოუკიდებელი ოპერატორის მიერ;

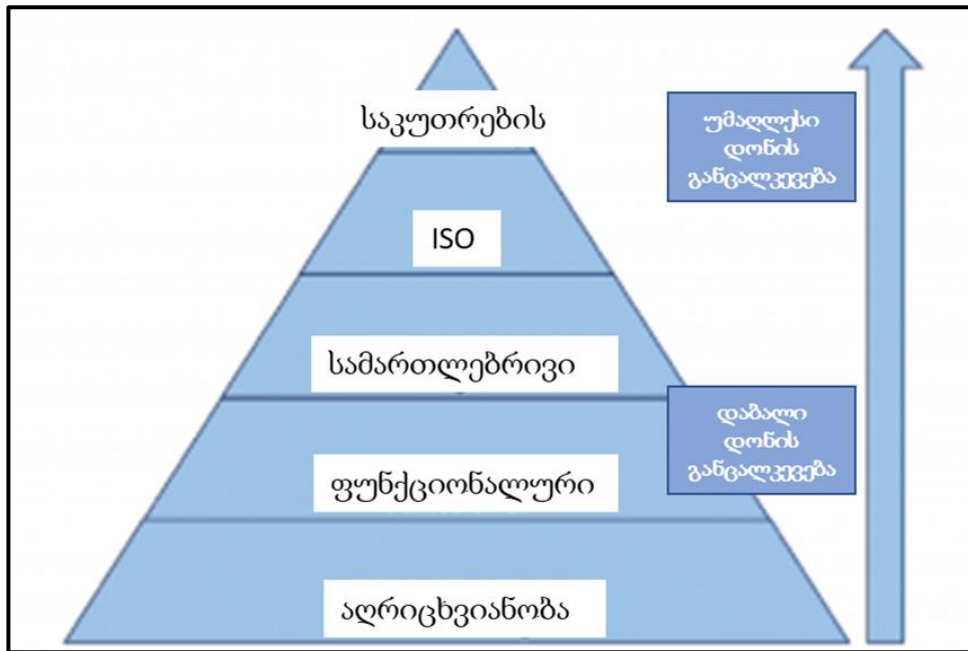
2) უზრუნველყოს, რომ სისტემის დამოუკიდებელი ოპერატორის მიერ მიღებული სისტემაზე დაშვების ტარიფი მოიცავდეს გადამცემი სისტემის მესაკუთრის ანაზღაურებასაც, რომელიც გულისხმობს სათანადო ანაზღაურებას ქსელის აქტივებისა და მასში განხორციელებული ნებისმიერი ახალი ინვესტიციისათვის იმ პირობით, რომ ისინი ეკონომიკურად და ეფექტიანადაა განხორციელებული.

კანონით გათვალისწინებული ზოგიერთი ენერგეტიკული საქმიანობის განხორციელებისათვის სავალდებულოდ ითვლება ლიცენზიის მოპოვება. ლიცენზიის მამიებელმა, „ლიცენზიებისა და ნებართვების შესახებ“ საქართველოს კანონით დადგენილი მოთხოვნების გარდა, სალიცენზიო განაცხადთან ერთად კომისიას უნდა წარუდგინოს კონკრეტული ენერგეტიკული საქმიანობის განსახორციელებლად და ბაზრის მონაწილეებისათვის მომსახურებების გასაწევად საჭირო აღჭურვილობის საკუთრების ან სხვა სამართლებრივი საფუძვლით ფლობის დამადასტურებელი დოკუმენტები. ბუნებრივი გაზის ბაზრის ოპერირებისათვის გაცემული ლიცენზია შესაბამის ლიცენზიატს ანიჭებს საქართველოს ტერიტორიაზე ამ საქმიანობის განხორციელების ექსკლუზიურ უფლებას.

**კონკურენტულ და მონოპოლისტურ საქმიანობათა დაყოფა**

კანონის თანახმად, გადაცემა ისეთი საჯარო ინტერესის მქონე საქმიანობაა, რომელიც მოიცავს გადამცემ ქსელში ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირებას, ასევე მის ოპერირებას, მოვლა-შენახვას, განვითარებასა და სხვა დაკავშირებულ საქმიანობებს, რომლებიც საჭიროა საქართველოს ბუნებრივი გაზის სისტემის უსაფრთხო, საიმედო და ეფექტიანი ფუნქციონირებისათვის.

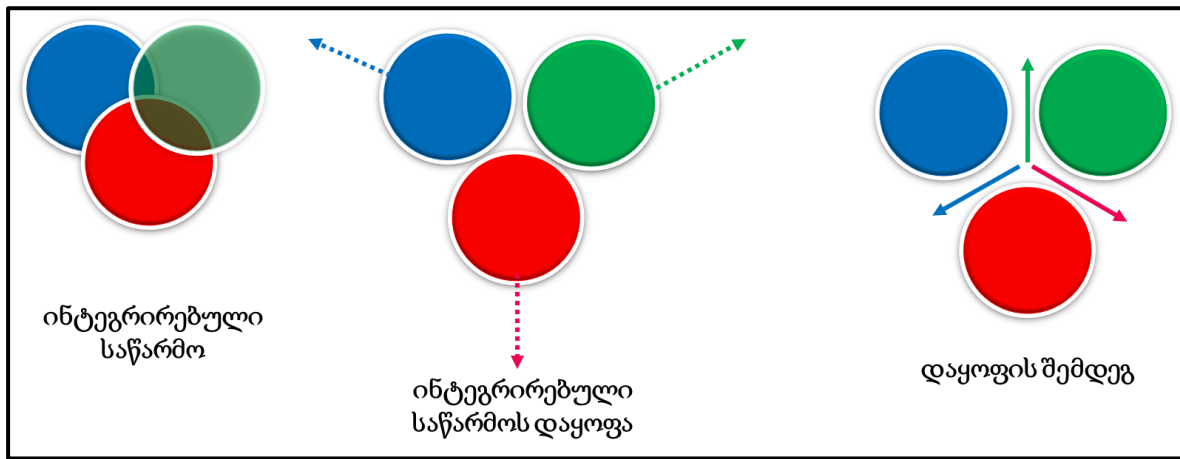
გადამცემი სისტემის ოპერატორი უნდა ჩამოყალიბდეს იურიდიული პირის სტატუსის მქონე სპეციალიზებულ და დამოუკიდებელ ენერგეტიკულ საწარმოდ, რომელიც შექმნილია საქართველოს კანონმდებლობით. ოპერატორის დამოუკიდებლობა მიიღწევა კონკურენტულ და ბუნებრივი მონოპოლიის საქმიანობათა განმხოლოებით (განცალკევებით), რაც გულისხმობს ენერგეტიკულ ინფრასტრუქტურასთან დაკავშირებული საქმიანობების გამიჯვნას კომერციული ინტერესებიდან და მიიღწევა ქონების გაყოფით და/ან სამართლებრივი, ფუნქციური, ადმინისტრაციული, საოპერაციო და გადაწყვეტილების მიღების დამოუკიდებლობის უზრუნველყოფით.



განცალკევების მოდელების ვერტიკალური იერარქია

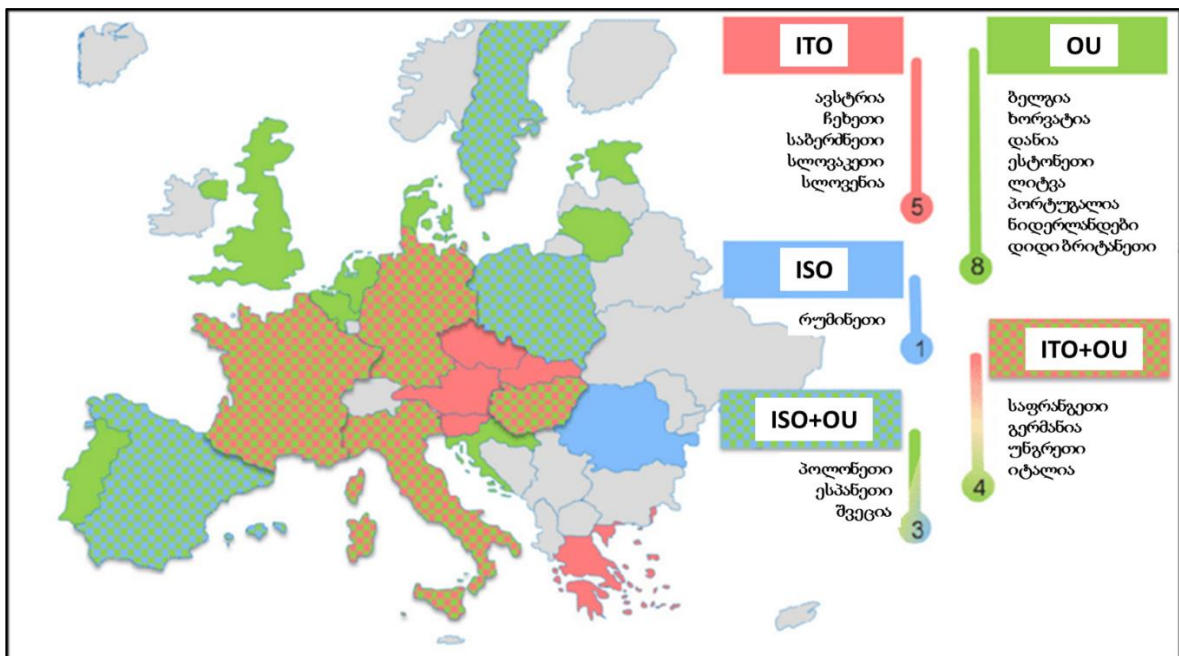
ევროპული კანონმდებლობისა და შემოთავაზებული ბუნებრივ გაზთან დაკავშირებულ საქმიანობათა განმხოლოების (განცალკევების) მოდელების თანახმად, უზრუნველყოფილია გადამცემი (სატრანსპორტო) სისტემის ოპერატორის (TCO) მოვალეობებისა და ფუნქციების განხორციელება დამოუკიდებლად, სხვა, კერძოდ, ინტეგრირებული საწარმოს წარმოების, განაწილების, მიწოდების, ვაჭრობის საქმიანობებისაგან გამიჯვნით.



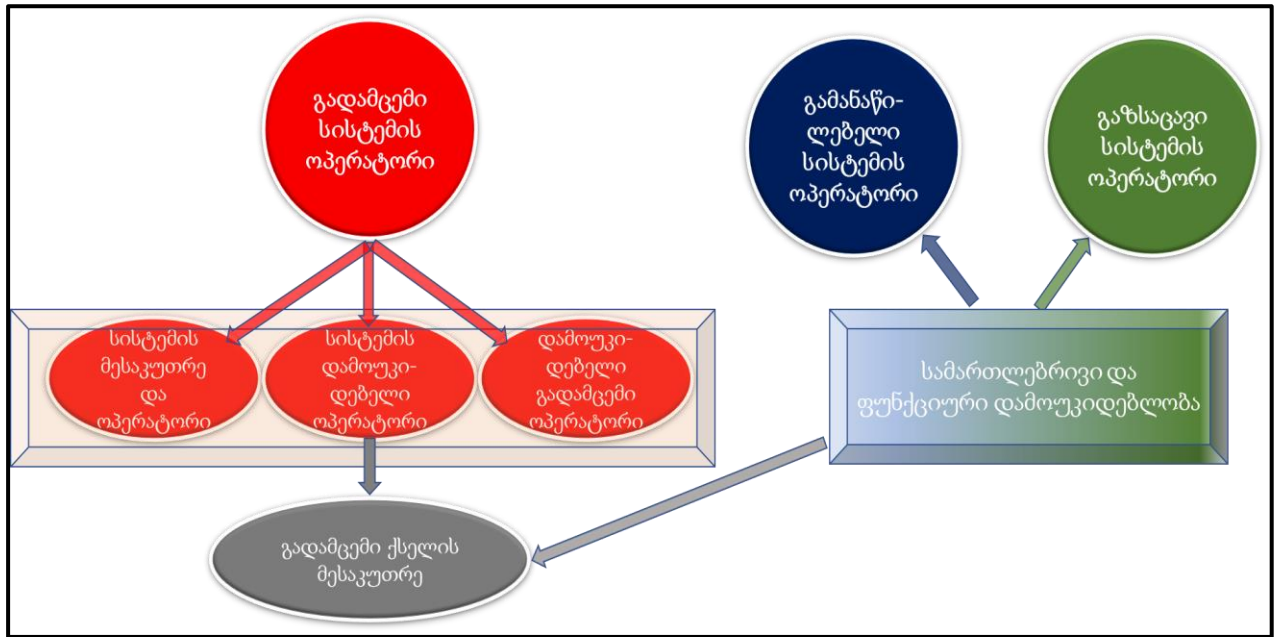


ნახაზი 5.27. ინტეგრირებული საწარმოს საქმიანობათა გამიჯვნა

ადგილობრივი ბაზრის სპეციფიკიდან გამომდინარე, ყოველი ქვეყანა ირჩევს მისთვის შესაფერის განცალკევების მოდელს (იხ. ნახაზი)

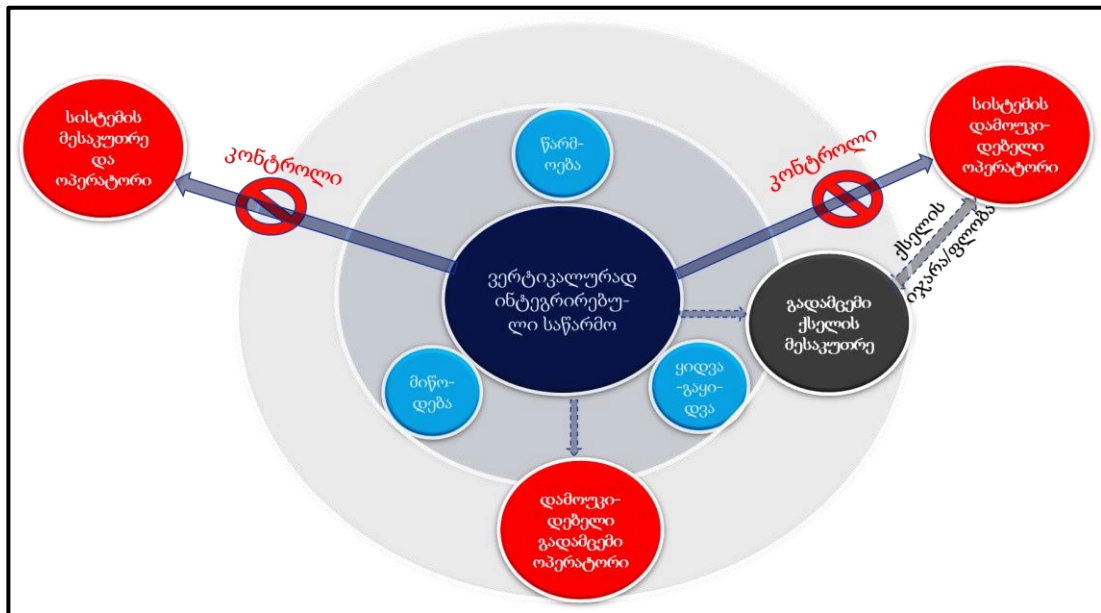


განცალკევების მოდელები ევროკავშირის ქვეყნებსა და დიდ ბრიტანეთში OU-მოდელი საკუთრების მფლობელი ოპერატორით; ISO-დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორის მოდელი; ITO-დამოუკიდებელი გადამცემი ოპერატორის მოდელი



ნახაზი 5.28. განმხოლოების მოდელები

განმხოლოების შედეგად დაარსებულ თითოეულ საწარმოს კანონი უწყებს გარკვეულ შეზღუდვებს. ასე მაგალითად, ვერტიკალურად ინტეგრირებულ საწარმოს შეუძლია, მონაწილეობდეს გაზის მოპოვების, მიწოდებისა და ყიდვა-გაყიდვის საქმიანობებში, იგი შეიძლება ფლობდეს გადამცემ ქსელს, რომელსაც იჯარით გადასცემს ოპერატორს, მაგრამ მას ეზღუდება ნებისმიერი სახითა და ხარისხით კონტროლის განხორციელება სისტემის ოპერატორის საქმიანობაზე.

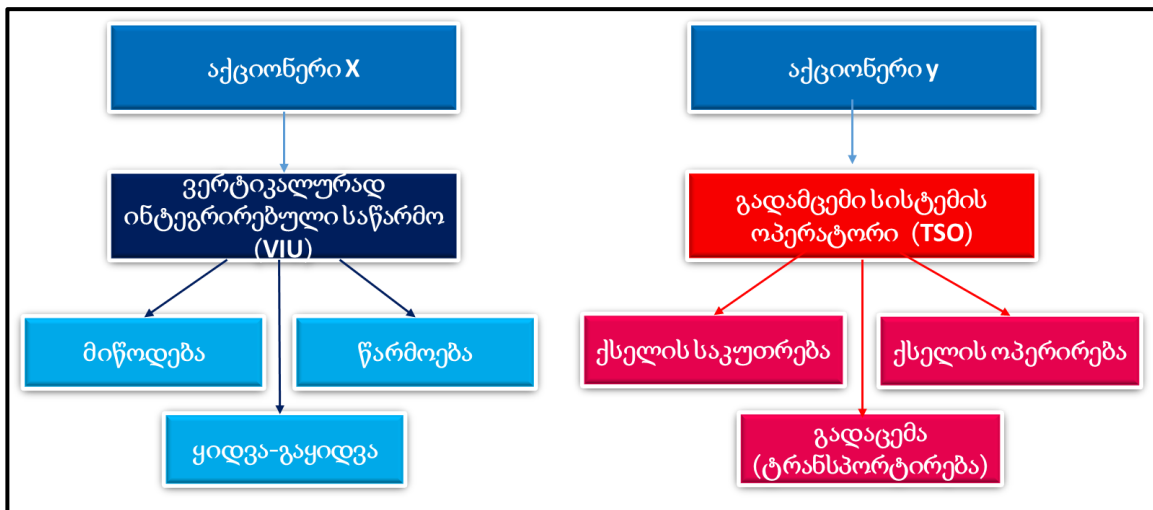


ნახაზი 5.29. გადამცემი სისტემის ოპერატორის განცალკევების სხვადასხვა მოდელის შეზღუდვები

საქართველოს კანონმდებლობა ნორმის სახით აწესებს, რომ თითოეულმა საწარმომ, რომელსაც საკუთრებაში აქვს გადამცემი სისტემა, უნდა იმოქმედოს, როგორც გადამცემი სისტემის ოპერატორმა და მიიღოს გადაცემის საქმიანობის ლიცენზია. თუმცა, გამონაკლისის სახით, დაყოფასთან დაკავშირებული კანონის სპეციალური

პუნქტით განსაზღვრული პირობების შესაბამისად, დაშვებულია ე.წ. დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორის (ISO) ჩამოყალიბება, რომელიც არ წარმოადგენს გადამცემი სისტემის მესაკუთრეს.<sup>614</sup>

ამასთან ერთად, აღსანიშნავია, რომ დაუშვებელია ვერტიკალურად ინტეგრირებული საწარმოსა და გადამცემი სისტემის ოპერატორის აქციონერი ერთი და იგივე ნაციონალური უწყება (მაგ., სამინისტრო), ინსტიტუტი ან საქართველოს სხვა საჯარო ორგანო იყოს. ისინი ორ განცალკევებულ საჯარო ორგანოს უნდა წარმოადგენდნენ, რომელთაგან ერთი ახორციელებს კონტროლს გადამცემი სისტემის ოპერატორზე და მეორე კი საწარმოზე, რომელიც აწარმოებს მოპოვების, მიწოდების ან სხვა კონკურენტულ საქმიანობას. საქართველოს პირობებში ეს ნორმა ზღუდავს ერთი და იმავე საჯარო ორგანოს მიერ გადამცემის სისტემის ოპერატორის (სგტკ) და ქსელის მფლობელი კონკურენტული საქმიანობის განმახორციელებელი საწარმოს (სნგკ-სთან აფილირებული „გადამცემის ქსელის მესაკუთრე“) კონტროლის შესაძლებლობას.

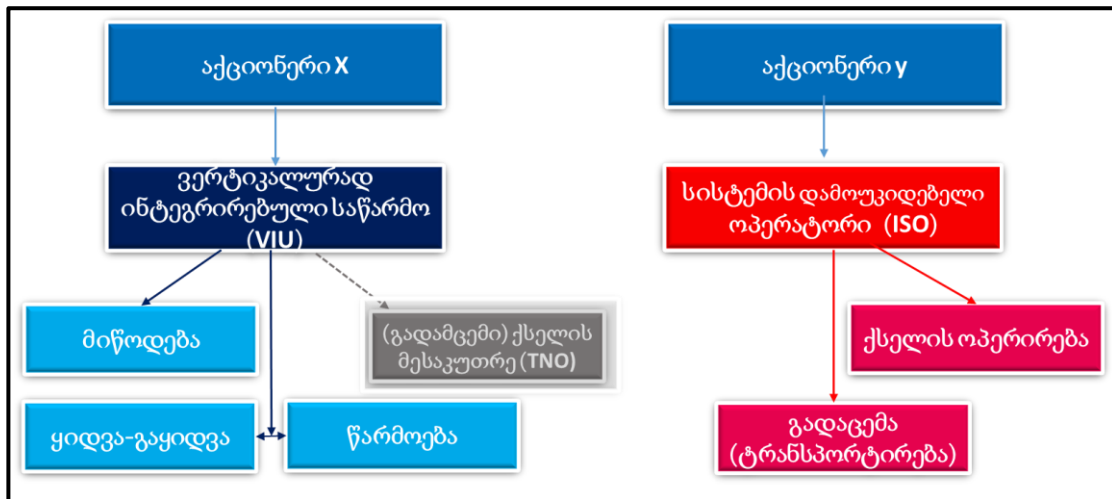


ნახაზი 5.30. ქონებრივი (საკუთრების) დაყოფის მოდელი

დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორის (ISO) რეკომენდებული მოდელის შემთხვევაში ოპერატორი პასუხისმგებელია:

- გადამცემი სისტემის ოპერირებაზე, მოვლა-შენახვასა და განვითარებაზე, ასევე სისტემის გრძელვადიანი შესაძლებლობის უზრუნველყოფასა და ინვესტიციების დაგეგმვაზე ინფრასტრუქტურის განვითარებისათვის;
- მესამე მხარის დაშვებასა და მართვაზე, რომელიც მოიცავს მიერთებისა და გადატვირთვის საფასურის შეგროვებას;
- კანონით გათვალისწინებულ სხვა საქმიანობებზე, რომლებიც დაკავშირებულია სისტემის ეფექტიანად ფუნქციონირებასთან.

<sup>614</sup> დაყოფის მოდელი დამოუკიდებელი გადამცემი ოპერატორის (ITO) სტატუსის გამოყენებით ითვალისწინებს ქსელის საკუთრებას. ობიექტური მიზეზების გამო აღნიშნული მოდელის გამოყენება საქართველოს პირობებში მიზანშეუწონლად ჩაითვალა



ნახაზი 5.31. დაყოფა სისტემის დამოუკიდებელი ოპერატორის მოდელის მიხედვით

კანონი განსაზღვრავს სისტემის მესაკუთრის უფლებებსა და მოვალეობებსაც დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორის მოდელის შერჩევის შემთხვევაში. ამასთან ერთად, თუ გადამცემი სისტემის მესაკუთრე ვერტიკალურად ინტეგრირებული საწარმოს ნაწილია, იგი უნდა იყოს დამოუკიდებელი, სულ მცირე, სამართლებრივი ფორმის, ორგანიზაციული და გადაწყვეტილების მიღების კუთხით ნებისმიერი იმ საქმიანობისგან, რომელიც არ უკავშირდება გადაცემას, განაწილებასა და შენახვას.

კანონის აღნიშნულ დებულებებსა და ენერგეტიკული გაერთიანების ექსპერტებთან კონსულტაციების საფუძველზე, არსებული გრძელვადიანი კონტრაქტების, ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფისა და საქართველოს ბუნებრივი ბაზრის ძირითად მოთამაშეთა საერთაშორისო ვალდებულებების გათვალისწინებით, შპს „საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიის“ ბაზაზე ჩამოყალიბებულია „დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორი“ (ISO), ხოლო მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა საკუთრებაში გადაეცა სნგკ-ს შვილობილ, ახლად ჩამოყალიბებულ კომპანიას შპს „საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის მესაკუთრეს,“ რომელიც დამოუკიდებელია სამართლებრივი ფორმის, ორგანიზაციული და გადაწყვეტილების მიღების კუთხით, გამიჯნულია ნებისმიერი იმ საქმიანობისგან, რომელიც უკავშირდება გადაცემას, განაწილებასა და შენახვას.<sup>615</sup>

კანონში დეტალურად არის გაწერილი ბუნებრივი გაზის მიწოდებასთან დაკავშირებული საკითხებიც, მათ შორის: სავალდებულო საჯარო მომსახურების, მოწყვლადი და დაცული მომხმარებლების (საყოფაცხოვრებო და მცირე საწარმოების ნაწილის) მომსახურების, ბოლო იმედის მომწოდებლის, ახალი ინფრასტრუქტურის მშენებლობისა და ინვესტირების და სხვა მნიშვნელოვანი პრობლემები. განსაკუთრებული ყურადღება ექცევა მიწოდების უსაფრთხოების ღონისძიებების დაგეგმვასა და შესაბამისი მონიტორინგის უზრუნველყოფას სახელმწიფოს მიერ.

<sup>615</sup>დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორის (ISO) მოდელი შერჩეულია ევროკავშირის წევრ რუმინეთსა და ენერგეტიკული გაერთიანების პარტნიორ ქვეყანა უკრაინაშიც

კანონით დადგენილია მომხმარებლისათვის ბუნებრივი გაზის მიწოდების აუცილებლობა არარეგულირებადი საბაზრო ფასით, გარდა კანონით განსაზღვრული შემთხვევებისა. მიმწოდებლებს, თავის მხრივ, გაზის შექმნა შეუძლიათ ორმხრივი კონტრაქტებით ან ორგანიზებულ ბაზარზე (ამოქმედების შემდეგ). მიწოდების საქმიანობა არ იზღუდება და ექვემდებარება მხოლოდ მარეგულირებლის ინფორმირებას. ამასთან, ეროვნულმა მარეგულირებელმა ორგანომ, საქართველოს სხვა უფლებამოსილ ორგანოებთან ერთად, უნდა უზრუნველყოს მომხმარებელთა კანონით მინიჭებული უფლებების დაცვის ზომების ეფექტიანობა, რათა გარანტირებული იყოს სამართლიანი და არადისკრიმინაციული, მაღალი ხარისხის მომსახურების მიღება და კონკურენციის საწინააღმდეგო ქმედებების აღკვეთა.

კანონი ითვალისწინებს დაცული მომხმარებლისთვის (საყოფაცხოვრებო სექტორი და მცირე საწარმოები) ბუნებრივი გაზის გარანტირებული მიწოდების უზრუნველყოფის ღონისძიებებს ევროკავშირის #994/2010 რეგულაციის „გაზის მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფის ზომების შესახებ“ (EU Regulation N994/2010)) მოთხოვნების ანალოგიურად. დაცული მომხმარებლების გაზომარაგებას უზრუნველყოფს „საჯარო მიმწოდებელი.“ „ბოლო იმედის მიმწოდებელი“ კი ვალდებულია, მიაწოდოს ბუნებრივი გაზი მომხმარებელს, თუ ძირითადად მიმწოდებელმა რაიმე მიზეზის გამო დატოვა ბაზარი.

კანონი ადგენს ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების საკითხებს ევროკავშირის შესაბამისი დირექტივის მოთხოვნების ანალოგიურად, რაც მოიცავს: მიწოდების უსაფრთხოებასთან დაკავშირებულ ზომებს, კერძოდ, წინასწარ მომზადებულ:

- ეროვნულ საავარიო გეგმას;
- ავარიულ სიტუაციაში გაზის მიწოდების შეზღუდვის პირობებს;
- გაზის მიწოდების უსაფრთხოების მონიტორინგს.

გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ზომების განხორციელება გულისხმობს: დაცული მომხმარებლების იდენტიფიკაციას, რისკის სხვადასხვა ჯგუფის იდენტიფიკაციას (რისკის შეფასებას), რისკის შემამცირებელი ზომების განსაზღვრას, მათ შორის მიწოდების დაუგეგმავ შეწყვეტაზე ზემოქმედების დაგეგმილ ღონისძიებებს, განსაკუთრებით გაზზე პიკური მოთხოვნის პირობებში და ა.შ. ამასთან ერთად, დარეგულირებულია ბუნებრივი გაზის მარაგების ადეკვატური ლიკვიდურობის დონე, რეზერვიდან მისაღები გაზის მოცულობა და სიჩქარე, მეზობელი ქვეყნების სისტემებთან დამაკავშირებელი ინტერკონექტორების სიმძლავრე და/ან მშენებლობის საჭიროება, ბალანსი გაზის მოთხოვნასა და მიწოდებას შორის, ინფორმაცია მიწოდების გრძელვადიანი ხელშეკრულებების შესახებ და ა.შ. კანონით განსაზღვრულია „მოწყვლადი მომხმარებლის“ ცნებაც, რაც გულისხმობს კომპეტენტური ეროვნული ორგანოს მიერ სოციალური სტატუსის ან ჯანმრთელობის მდგომარეობის გამო განსაზღვრულ მომხმარებელთა კატეგორიას, რომელთაც მინიჭებული აქვთ განსაკუთრებული პირობებით სისტემით სარგებლობის და/ან ბუნებრივი გაზით მომარაგების უფლება.



დანართები

## დანართი 1

### აბრევიატურა

ბრლ - ბარელი

ენგ (Energy Community) - ენერგეტიკული გაერთიანება

მლნ (M) - მილიონი

მლრდ (b) - მილიარდი

მშპ (GDP) – მთლიანი შიდა პროდუქტი

პსა (PSA) – პროდუქციის წილობრივი განაწილების ხელშეკრულება

ტნე (toe) - ტონა ნავთობის ეკვივალენტი

ტრლნ (tr)- ტრილიონი

სემეკი (GNERC) - საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია

სგტკ (GGTC) - საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია

სნგკ (GOGC) - საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია

სსტ (GeoSt)- საქართველოს სახელმწიფო სტანდარტი

ACG - აზერი-ჩირალ-გიუნემლის ნავთობის საბადო

AGRI - აზერბაიჯან-საქართველო-რუმინეთის ინტერკონექტორის პროექტი

API - ამერიკის ნავთობის ინსტიტუტი

ASME - ამერიკის მექანიკოს ინჟინერთა საზოგადოება

ბბლ - ბარელი

BAU (Business As Usual) – ჩვეულებრივი ბიზნესი (ბიზნესის განვითარება ტრადიციული გზით)

bcf -1 000 000 000 (მლრდ) კუბური ფუტი

bcm – 1 000 000 000 (მლრდ) კუბური მეტრი

BOTAS – თურქეთის მილსადენების კომპანია

BP - კომპანია „ბრიტიშ პეტროლუმ“

BS – გაზსადენი ცისფერი ნაკადი

BTC - ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის ნავთობსადენი

BTU - ბრიტანული თბური (თერმული) ერთეული

CAC – ცენტრალური აზია - ცენტრის გაზსადენი

CACGP - ცენტრალური აზია - ჩინეთის გაზსადენი

CDC – კასპის განვითარების კორპორაცია

CERA – კემბრიჯის ენერგეტიკული კვლევების ასოციაცია

CGS – განზომილების ერთეულთა სისტემა სანტიმეტრი-გრამი-წამი

CN - ცეტანური რიცხვი (დიზელის საწვავის)

CNG - კომპრესიული ბუნებრივი გაზი

CNPC - ჩინეთის ნავთობის ეროვნული კომპანია

CPC - კასპის მილსადენების კომპანიის ნავთობსადენი

CS – საკომპრესორო სადგური

D - დარსი, გამტარებელობის ერთეული

DCFTA - ევროკავშირთან ღრმა და ყოვლისმომცველი თავისუფალი სავაჭრო სივრცის შესახებ შეთანხმება

DWG - გიუნემლის ღრმაწყლოვანი ნავთობის საბადო

DWT - დედვეიტი

EAOTC - ევრო-აზიის ნავთობის სატრანსპორტო დერეფანი

EIA – ენერგეტიკის საინფორმაციო სააგენტო (აშშ)

EN - ევროპული სტანდარტი (ნორმები)

EPC - საინჟინრო, შესყიდვებისა და მშენებლობის (კონტრაქტი)

EU - ევროკავშირი

EWGP - აღმოსავლეთ-დასავლეთის (მაგისტრალური) გაზსადენების სისტემა

FPSO - მცურავ საშუალებებზე დამონტაჟებული გათხევადების ტერმინალი

FSRU - მცურავ საშუალებებზე დამონტაჟებული რეგაზიფიკაციის ტერმინალი

GCV - უმაღლესი თბოუნარი

GE - კომპანია „ჯენერალ ელექტრიკი“

GDP (მშპ) - მთლიანი შიდა პროდუქტი

GHG - სათბურის გაზი

GT - გაზის ტურბინა

GTA - გაზის ტრანსპორტირების ხელშეკრულება

GTG - გაზ-ტურბინული გენერატორი

HGA – შეთანხმება მასპინძელ ქვეყანასთან

HPP (ჰესი) - ჰიდროელექტროსადგური

HRSG - ქვაბ-უტილიზატორი, ორთქლის გენერატორი სითბოს რეკუპერაციით

HUB - გაზით ვაჭრობის საბაზრო ცენტრი

IEA - ენერგეტიკის საერთაშორისო სააგენტო

IGA – მთავრობათაშორისი შეთანხმება

IGAT - ირანის გაზის მაგისტრალური გაზსადენი

ISO - სტანდარტების საერთაშორისო ორგანიზაცია/სატრანსპორტო სისტემის დამოუკიდებელი ოპერატორი

ITGI – თურქეთ-საბერძნეთ-იტალიის ინტერკონექტორი

IW - ვობის ინდექსი

KCP – ნავთობსადენი „ყაზახეთი-ჩინეთი“

KCTS – ყაზახეთის (ტრანს)კასპიური სატრანსპორტო სისტემა

KMG – კომპანია „კაზმუნაიგაზი“

LEDS - დაბალი ემისიების განვითარების სტრატეგია

LNG - გათხევადებული ბუნებრივი გაზი

LPG - ნავთობის თხევადი (გათხევადებული) გაზი

MAOP - მაქსიმალურად დასაშვები საოპერაციო წნევა

Mcf – 1 000 (ათასი) კუბური ფუტი

MMcf – 1 000 000 (მლნ) კუბური ფუტი

MN - მეთანის რიცხვი (გაზის)

MNC - მულტინაციონალური კორპორაცია

NCV - უდაბლესი თბოუნარი

NG - ბუნებრივი გაზი  
 NGL - ბუნებრივი გაზის სითხე, კონდენსატი  
 NECP - ენერჯეტიკისა და კლიმატის ეროვნული ინტეგრირებული გეგმა  
 NICO - ირანის ნაციონალური ნავთობის კომპანია  
 NREP - ჩრდილოეთი მიმართულების საექსპორტო (ბაქო-ნოვოროსიისკის) ნავთობსადენი  
 NS - გაზსადენი „ჩრდილოეთის ნაკადი“  
 NSGP - ჩრდილოეთ-სამხრეთის (მაგისტრალური) გაზსადენების სისტემა  
 NYMEX - ნიუ-იორკის საფონდო ბირჟა  
 OTA - ნავთობის ტრანსპორტირების ხელშეკრულება  
 PA - საპროექტო შეთანხმება  
 PCA - პარტნიორობისა და ურთიერთთანამშრომლობის შეთანხმება  
 PCOA - მილსადენის მშენებლობისა და ოპერირების ხელშეკრულება  
 PLA - მილსადენის საიჯარო ხელშეკრულება  
 POA - მილსადენის ოპერირების ხელშეკრულება  
 PS – სატუმბი სადგური  
 OFG - ნავთობის ინდუსტრიასა და საველე გეოლოგიაში გამოყენებული განზომილებები  
 ON - ოქტანის რიცხვი, ოქტანობა (ბენზინის)  
 OPEC - ნავთობის ექსპორტიორი ქვეყნების ორგანიზაცია  
 SAGD – (ნავთობის) გრავიტაციული მოპოვების ტექნოლოგია ორთქლის გამოყენებით  
 SCADA - დისტანციური მართვისა და მონაცემების შეგროვების სისტემა  
 SCP - სამხრეთ კავკასიური მილსადენი (ბაქო-თბილისი-ერზრუმის გაზსადენი)  
 SCPX - სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოების პროექტი  
 SI - განზომილების ერთეულთა საერთაშორისო სისტემა  
 SOCAR - აზერბაიჯანის რესპუბლიკის ნავთობის სახელმწიფო კომპანია  
 SPA - ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულება  
 SS LNG - მცირე სიმძლავრის გათხევადებული ბუნებრივი გაზის საწარმო  
 ST - ორთქლის ტურბინა  
 TANAP - ტრანსანატოლიური მილსადენი  
 TAP - ტრანსადრიატიკული მილსადენი  
 TCP – ტრანსკასპიური მილსადენის პროექტი  
 TPAO – თურქეთის ნავთობის სახელმწიფო კომპანია  
 TPP (თესი) - თერმული (თბო) ელექტროსადგური  
 TYNDP – სატრანსპორტო (გადამცემი) სისტემის განვითარების ათწლიანი გეგმა  
 TS - გაზსადენი „თურქეთის ნაკადი“  
 ULCC - ულტრადიდი (წყალწყვის) ნავთობის ტანკერი  
 UNFCC - გარემოს ცვლილების ჩარჩო კონვენცია  
 USA - აშშ, ამერიკის შეერთებული შტატები

USAID - აშშ-ის საერთაშორისო განვითარების სააგენტო

USA DOE - აშშ-ის ენერჯეტიკის დეპარტამენტი

VLCC - ძალიან დიდი (წყალწყვის) ნავთობის ტანკერი

WREP - დასავლეთი მიმართულების საექსპორტო (ბაქო-სუფსის) ნავთობსადენი

X-Tree - სამადრევნო არმატურა

ГОСТ P - რუსეთის ფედერაციის სახელმწიფო სტანდარტი



## დანართი 2

### გამოყენებული ლიტერატურა

#### I ნაწილი

1. რ.კანდელაკი, ა.მაღალაშვილი, თ. მიქიაშვილი, „ნავთობისა და გაზის ინგლისურ-რუსულ-ქართული ლექსიკონი“, თბილისი, 2005 წ.
2. ა.ჯანელიძე, ისტორიული გეოლოგიის მოკლე კურსი, 1983
3. გ. ღონღაძე, მ. ახალკაციშვილი. 2018. გეოლოგიის საფუძვლები - სახელმძღვანელო. თბილისი, თსუ-ს გამომცემლობა
4. თ. გოჩიტაშვილი, ს. ლუდუშაური, საქართველს ნავთობგაზიანობა და მაგისტრალური მილსადენები, თბილისი, 2019 წ.
5. თ.გოჩიტაშვილი, ს.ლუდუშაური, მ.ხუხია, ნ.ბაქრაძე, თ.ლემონჯავა, ფიქლებიდან ნავთობისა და გაზის მოპოვების პერსპექტივების შესწავლა (ანგარიში), სნგკ, 2012
6. ი.შეყრილაძე, თიხაფიქლების ბუნებრივი აირის ინდუსტრიის განვითარების ეტაპები და თანამედროვე ტენდენციები, 2011
7. ნ.სალუქვაძე, ქართული საბჭოთა ენციკლოპედია, ტ.5, 1980
8. ტალახის ვულკანები საქართველოში,  
<https://georgiantravelguide.com/ka/takhtitefas-talakhis-vulkanebi>
9. Adamia Sh., Zakariadze G., Chkhotua T., et al. 2017, Geology of the Caucasus: A Review. Turkish journal of Earth Sciences vol 20; pp. 489-544; Adamia Sh., Chkhotua T., Gvartadze T., et al., 2017, Tectonic setting of Georgia-Eastern Black Sea; a review, Geological Society. London, Special Publications: 428, 30p.
10. Caspian Oil and Gas Conferences (Presentations), Baku. 2013-2018და
11. Gamkrelidze I. 1986, Geodynamic evolution of the Caucasus and adjacent areas in Alpine time, Tectonophysics, 127, pp, 261-267.
12. Zonenshain L., Le Pichen X. 1986, Deep Basins of the Black Sea and Caspian Sea as remnants of mesozoic Back-ark-basins. Tectonophysics, 123, pp. 181-211
13. Christine Ehlig-Economides, Petroleum Engineering of Texas A&M University, Hydrocarbon Cycle, Upstream, Midstream, Downstream, Presentation, Baku, ADA, 2013
14. Petroleum and its formation. Petroleum exploration and extraction, Presentation: MRT 327-3, Group 04 (Shamal Y., Subasingle H., Sutharshan B., Wijekoon A.)
15. Angella Underwood, Largest oil fields in the world, January16, 2020
16. Largest oilfields in the world, Offshore Technologies, 2013 (last updated January 31, 2020)
17. Bakhtiyar Aslanbayli: BP seeks to extend peak production at Shah Deniz, IA “Report”, Baku July 27, 2023
18. Gordon Birrell, BP: Embarking on the next phase of activities in the Caspian Region, International Conference, Baku, June, 2013
19. A.L. Waddams, Largest Gas Fields in The World, Source:  
[https://www.britanica.com/science/natural\\_gas](https://www.britanica.com/science/natural_gas)
20. IEA, World Energy Outlook - Chapter 12 - Natural gas resources and production prospects, p.298
21. Largest non-associated gas fields, Wikipedia, the free encyclopedia, April 15, 2021
22. CEDIGAZ:Current status of the World's gas giants", the original from 2008

23. Bart H. Meijar, Netherlands to halt Groningen gas production by 2022, *News*: Reuters, September 10, 2019
24. "Global Natural Gas Reserves – A Heuristic Viewpoint". Mees.com. Archived from the original on 15 May 2008. Retrieved 11 November 2017
25. Iakovas Alhadoff, Gazprom VS NATO – The War for Europe, August, 2015
26. <https://www.gazprom.com/projects/>
27. Bart H. Meijar, Netherlands to halt Groningen gas production by 2022, *News*: Reuters, September 10, 2019
28. Emerson Enables Automation at Shah Deniz 2, *Offshore Engineer*, July, 2019
29. Statistical review of world energy, BP, June, 2021
30. Statistical review of world energy, Energy Institute, June, 2023
31. The world's biggest oil and gas companies, *Offshore Technology Analysis*, March, 2019
32. What Was OPEC's Net Oil Export Revenue in 2022? by Andreas Exarheas, *Rigzone*, 30.06, 2023
33. Russian State Oil Giant Rosneft Profit Falls After Sanctions, *The Moscow Times*, 20.03.2023
34. Russian Energy Giant Gazprom Posts Big Drop in Profit, *The Moscow Times*, 23.05.2023
35. Andreas Exarheas, Who Produced the Most Natural Gas in 2022, *RIDZONE, Oil&Gas News*, 20.09.2023
36. Exxon Becomes World's First Megamajor, by Andreas Exarheas, *Rigzone*, October 16, 2023
37. Greg Riley, BP Azerbaijan, Georgia & Turkey, Exploring for future gas in Azerbaijan: Global technology and local cooperation, Int. Conference, Baku, June, 2014
38. Thomson Reuters, Various company data worldwide, 2020, *STATISTA*, 2021
39. Havard Devold, Oil and Gas Handbook, *ABB*, 2013
40. 10 Biggest Oil Companies, by Nathan Reiff, *Investopedia*, (Updated April 08, 2023)
41. The Ten Largest Oil Deposits in The World, 24/7, *Wall Street*, September 3, 2011
42. Hitoshi Sato, JOGMEC, Strategies for investments and partnership, Presentation at Int. Conference "Oil and Gas Investment Asia", Singapore, 2010
43. Vagif Aliyev, Innovations in Azerbaijan's Oil and Gas Industry, Baku, Int. Conference, 2013
44. Rahman Gurbanov, Drilling Procedures in SOCAR, Future Perspectives, Int. Caspian Oil, Gas, Processing & Petrochemical Conference, Baku, 2014
45. Christine Ehlig-Economides, Petroleum Engineering of Texas A&M University, Hydrocarbon Cycle, Upstream, Midstream, Downstream, Presentation, Baku, *ADA*, 2013
46. Rovnag Abdullayev, SOCAR at Caspian Oil, Gas, Processing & Petrochemical Conference, Baku, 2013
47. Y. Yokoyama, J.M. Webster, C. Cotterill at all., IODP Expedition 325: Great barrier reefs reveals past sea-level, *Scientific Drilling*, September, 2011
48. Cameron process systems, 2010
49. Terez & E-Economides, *SPE 78974*, 2002, *Texaco*
50. Natural Gas Hydraulic Fracturing, *Sevilleux*, February 9, 2012

51. General Assembly Resolution 1803 (XVII), Permanent Sovereignty over Natural Resources, *United Nations* December 14, 1962, (Based on General Assembly Resolution 545 (VI) on Human Rights, February 5, 1952 and recommendations of UN Commission on Permanent Sovereignty over Natural resources, established on December 1958 under resolution 1314 (XIII))
52. Kusov Gennady, *Diomande Ble Hugues, ANALYSIS OF THE MAIN TYPES OF OIL CONTRACTS IN RUSSIA AND ABROAD, Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле*, 2018
53. А.Коршак, А.Шаммазов, Основы Нефтегазового Дела, ДизайнПолиграфСервис, Уфа, 2005
54. Хаин В.Е. 1984, Региональная геотектоника, Альпийский средиземноморский пояс. М., Недра, 344с.
55. Баженов М.А., Буртман В.Е. 1990, Структурные дуги альпийского пояса., Москва, Наука, 165 ст
56. <http://oilloot.ru/>, Разработка нефтяных и газовых месторождений, Проницаемость
57. Серьезный шаг со стороны Туркменистана необходим для продвижения проекта Транскаспийского газопровода, БАКУ/Trend, 24.07.2023
58. Владимир Хомутко, Принцип работы и устройство фонтанной арматуры нефтяной скважины, Портал „Нефтоқ“, википедиа
59. А.Конопляник. Основные виды и условия соглашений, действующих в нефтяной промышленности капиталистических государств между ТНК и принимающими странами. - "Бюллетень иностранной коммерческой информации" (БИКИ), 1989

## II ნაწილი

1. გ.ვარშალომიძე, ი.გოგუაძე. მაგისტრალური ნავთობსადენები, გაზსადენები და მიწისქვეშა გაზსაცავები, თბილისი. 2009
2. თ. გოჩიტაშვილი, თ. ჯავახიშვილი, საქართველოს მაგისტრალური ნავთობ-გაზსადენები, გამომცემლობა „მერიდიანი“, თბილისი, 2012 წ., 664 გვ.
3. ზურაბ გარაკანიძე, საქართველოს გაზის ჰაბად გადაქცევის პერსპექტივა, ეკონომისტი, ივანე ჯავახიშვილის სახელობის თბილისის სახელმწიფო უნივერსიტეტი, 10.36172/EKONOMISTI.2023.XIX.02.ZURAB.GARAKANIDZE
4. თ. გოჩიტაშვილი, ბუნებრივი გაზის მიწისქვეშა საცავების მოწყობის თანამედროვე ტექნოლოგიები. სმთო ჟურნალი # 1-2 (11-12), 2003
5. ა.ქუთათელაძე, თ.გოჩიტაშვილი, მამდიდრებელი ფაბრიკების წყალჰაერისა და კუდების მეურნეობა, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, თბილისი, 2001
6. თ. ჯავახიშვილი, მაგისტრალური ნავთობგაზსადენების ავტომატიზაცია, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, თბილისი, 2017
7. ი. ჩაჩიბაია, გ. ჩახვაშვილი, ყაზახური ნავთობის ტრანსპორტირების პერსპექტივა საქართველოს ენერგეტიკულ დერეფანში
8. ი.შეყრილაძე, თიხაფიქლების ბუნებრივი აირის ინდუსტრიის განვითარების ეტაპები და თანამედროვე ტენდენციები, 2011

9. [https://drive.google.com/file/d/1YiBrm87Y7MV\\_3GOn82LRBulAcLMgaP7m/view?usp=share](https://drive.google.com/file/d/1YiBrm87Y7MV_3GOn82LRBulAcLMgaP7m/view?usp=share)
10. Redwood, Boverton (1911). "Petroleum" . In Chisholm, Hugh (ed.). *Encyclopædia Britannica*. Vol. 21 (11th ed.).
11. Tolf, Robert W. (1976). "4: The World's First Oil Tankers". *The Russian Rockefellers: The Saga of the Nobel Family and the Russian Oil Industry*. Hoover Press. ISBN 0-8179-6581-5
12. Watts, Philip (1911). "Ship". In Chisholm, Hugh (ed.). *Encyclopædia Britannica*. Vol. 24 (11th ed.). Cambridge University Press. pp. 881–889
13. Woodman, Richard (1998). *The History of the Ship: The Comprehensive Story of Seafaring from the Earliest Times to the Present Day*. New York: Lyons Press. ISBN 1-55821-681-2
14. "Pioneers in the tanker trade". *Tschudi Tribune*. 2013. p. 1
15. Vassiliou, M. S. (2009). *Historical Dictionary of the Petroleum Industry*. Scarecrow Press. ISBN 9780810862883
16. Tolf, Robert W. (1976). "4: The World's First Oil Tankers". *The Russian Rockefellers: The Saga of the Nobel Family and the Russian Oil Industry*. Hoover Press. ISBN 0-8179-6581-5
17. Jens Hetland, Teimuraz Gochitashvili, Proceedings of Nato Advanced Research Workshop "Security of NG Supply through Transit Countries"(editors: J.Hetland and T.Gochitashvili), NATO Science Series, Kluwer Academic Publishers, 2003
18. Jeremy Bender, Narrow Chockpoints are critical to the world's oil trade, April, 2015
19. Platts and ILF Consulting Engineers, 2018
20. Argus Транспорт Каспия, Выпуск V, Август 2018
21. Georgian Oil, Gas, Energy and Infrastructure International Conferences (Presentations), Tbilisi, 2010-2016
22. David Murphy, Oil and Gas Pipelines Length and Capital Expenditure (CapEx) Outlook, Projects and Forecast, 2023-2027, Research and Markets, Guinness Centre, July, 2023
23. Oil & Gas Journal, 1981-2001
24. Rza Rzayev, Azerikimya, Overview of Petrochemical industry of Azerbaijan and Development Perspectives, Int. Caspian Oil, Gas, Processing & Petrochemical Conference, Baku, 2014
25. International Gas Association, LNG17/CNG17, Int. Conference, Houston, 2013
26. F. Favret, Up-To-Date Researches and future trends in UGS facilities, in the Proceedings of NATO Nato Advanced Research Workshop "Security of NG Supply through Transit Countries", Tbilisi, 2003
27. F. Verdier & F. Huguet, Seismic monitoring for optimizing the operation of UGS, GDF, 20th World Gas Conference, Copenhagen, June, 1997
28. F. Favret & F. Huguet, Performances survey of aquifer UGS facilities, GDF, ARTEF, September, 1997
29. Masanori Kurihara, Jaling Liang at all., Development and Application of underground gas storage simulation, SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling, Yokohama, April, 2000

30. Jimo Arasi, "Coriolis Mass Meter Passes NGL Line Field Trials", Oil and Gas Journal, January, 1989
31. Gas Engineers Handbook, New York: Industrial Press,
32. ACER, Study of the Estimation of the Cost of Disruption of Gas Supply in Europe, November, 2018
33. Cameron Valves & Measurements, accessed 17.06.2021
34. WWW.GirardIndustries.com. World Pipelines, August 2010
35. J.F.Kiefner, R.W. Hyatt and R.J. Eiber, "Tools Locate, Measure Dents and Metal Loss", Oil and Gas Journal, April 1989
36. Internal Inspection of Pipelines, STATOIL Presentation, 18.04.2013
37. E. Shashi Menon, Gas Pipeline Hydraulics, Taylor & Francis, 2005
38. SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition System
39. European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG) Report(s), 2011; 2015.
40. Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the transition period, Meridiani PH, Tbilisi, 2020
41. Georgian Oil, Gas, Energy and Infrastructure International Conferences (Presentations), Tbilisi, 2010-2016
42. Frac Tracker Alliance, Oil and Gas Pipeline Construction, Step by Step Guide, 2016
43. Alexander Plavin, Moscow Pipe-Coating Plant OJSC, Ballast pipelines SVAP LLC, WWW.MOSTZK.RU, June 2014
44. Werner Rott, Nord Stream: Piping through the Baltic Sea, Pipeline International, September, 2009
45. Bojan Lepic, Lukoil buys Shah Deniz Stake, Rigzone, October 08, 2021
46. REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_1511](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511)
47. EU Considers Banning Remaining Imports of Russian Pipeline Gas, Says Energy Advisor, PTJ, 06/15/2023
48. Statement by President von der Leyen with Azerbaijani President Aliyev, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/statement\\_22\\_4583](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/statement_22_4583)
49. Gulmira Rzayeva, Expansion of the SGC pipelines and future supplies to Europe, The Oxford Institute for Energy Studies, April, 2023
50. Gulmira Rzayeva, Centre of Strategic Researches of Azerbaijan, Presentation at Caspian Oil and Gas Conference 2018
51. IEA, Indicative costs for Potential New Sources of Gas for Europe and EU ETAP Programme
52. Natalie Costello, Advisory Committee Director of Trans Caspian Resources Inc: European prospects for Turkmen gas, Int. Conference - Oil & Gas Turkmenistana 2022, Ashgabat, October, 2022
53. John Roberts, Julian Bowden, Europe and the Caspian: The gas supply conundrum, EnergySource, 12.12. 2022
54. Alessandro Mora, SNAM, Presentation "Gas market in the Region", Ljubljana, September, 2018
55. President of Turkey: Iğdir-Nakhchivan gas pipeline project will contribute to energy security of Europe, Trend, Azerbaijan, September, 26, 2023
56. Cost Estimate Classification (as applied in EPC), The International Association for the Advancement Cost Engineering, AACE Inc, 2020



57. FracTracker Alliance, Oil and Gas Pipeline Construction, Step by Step Guide, 2016 (Photo: Bill Hughes & Sierra Shamer)
58. Alexander Plavin, Moscow Pipe-Coating Plant OJSC, Ballast pipelines SVAP LLC, WWW.MOSTZK.RU, June 2014
59. Roberto Pirani, Giorgi Vashakmadze, Project development by the White Stream Consortium, Presentation at Int. Conference GIOGIE, Tbilisi, 2010
60. PIPELINES, Society of Petroleum Engineers (SPE), PetroWiki, Pipelines, <https://petrowiki.spe.org>, Last edited: June, 2015
61. API SPECIFICATION 5L. Specification for Line Pipe; ISO 3183-1:1996 Steel pipes for pipelines. Specifications. Part 1. Requirements for class A pipes
62. ASME 31.8-2003 – Gas Transmission and Distribution piping Systems
63. What is an EPC firm in the Oil and Gas industry? - [www.MatrixService.com](http://www.MatrixService.com)
64. FIDIC Contract Books,  $\wp\gamma\delta\epsilon\zeta$ : <https://theconstructor.org/construction/fidic-suite-contracts/563305/>
65. EPC Projects and Examples, [www.Study.com](http://www.Study.com)
66. What Are Engineering Procurement & Construction (EPC) Contracts? [carboncollective.co](http://carboncollective.co)
67. James English, Natural Gas Industry Agreements in 10 Minutes, Project Development Counsel- LNG, Electrification Infrastructure, EVs, Oil & Gas, Chemicals, and Technology, August, 2018
68. Argus Транспорт Каспия, Выпуск V, Август 2018
69. Нечваль А.М. Проектирование газо-нефтепроводов, Уфимский государственный технический университет
70. ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования, Магистральные трубопроводы. СТО Газпром 2-3.5-051-2006
71. Быков Л. Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб. Пособие - Санкт-Петербург: Недра, 2005.-824 с.
72. Г.Дмитриев, Л.Махарадзе, Т.Гочиташвили, Напорные гидротранспортные системы, Справочное пособие, Москва, 1991.
73. Алиев Р.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М., Недра, 1988
74. Теймураз Гочиташвили, Гидроабразивный износ оборудования гидротранспортных систем), Тбилиси, Мецниереба, 1992, 102
75. Нечваль А.М. Проектирование газо-нефтепроводов, Уфимский государственный технический университет
76. ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования
77. Т. Гочиташвили, Гидроабразивный износ оборудования гидротранспортных систем, Тбилиси, Мецниереба, 1992
78. ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования, Магистральные трубопроводы. СТО Газпром 2-3.5-051-2006
79. Али Гасымов, Каспийский трубопроводный консорциум намерен увеличить объем транспортировки, БАКУ /Trend/, 01.10.2023
80. Илькин Шафиев, Украина бьет по «Новороссийску»: угроза казахстанской нефти. Пострадает ли качество азербайджанской нефти?, [Naqqin.az](http://Naqqin.az), August 11, 2023

81. КТК подготовил объекты к увеличению объемов перекачки, КТК Пресс-релиз, Апрель, 2023
82. KazTransOil. Annual Report, 2022 (for 2021) ГОСТ Р ИСО 3183-1-2007 Трубы стальные для трубопроводов. Технические условия. Часть 1. Требования к трубам класса А
83. Ляман Зейналова, Европа продвигает расширение Южного газового коридора с помощью ключевых проектов, Тренд, Баку, 10.11. 2023, <https://www.trend.az/business/energy/3823041.html>
84. Ляман Зейналова, о деталях поставок азербайджанского газа по "Кольцу солидарности", Энергетика (Аз. Инф. Агентство), 25.04.2023
85. Туркменистан открыт для строительства Транскаспийского газопровода, <https://news.day.az/economy/1584041.html>, 25.07.2023
86. СНиП 1.04.03-85\*, Часть II. НОРМЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЗАДЕЛА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРЕДПРИЯТИЙ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ
87. ГОСТ Р 52079-2003 ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ СВАРНЫЕ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ. Технические условия
88. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М., Недра, 1977
89. СНиП 2.05.06-85\* МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ
90. Типовое межправительственное соглашение и типовое соглашение с правительством принимающей страны для трансграничных трубопроводов. Секретариат Энергетической Хартии

### III ნაწილი

1. ე.ნიჟარაძე, ნ.მამულაიშვილი, ნავთობისა და გაზის ქიმია, ბათუმი, 2010
2. ილია ყიფშიძე, როგორ მუშაობს ბირთვული რეაქტორი — ყველაფერი ატომური ენერჯის შესახებ, 14 იანვარი 2022, <https://on.ge › story › 96951..>
3. რ. კერესელიძე, ნავთობის გადამამუშავებელი ქარხნის დაპროექტების ზოგადი საკითხები, სნგკ (ცნობარი), თბილისი, 2010
4. რ.კერესელიძე, რ. მოლოდინი, ნავთობგადამამუშავების პერსპექტივები საქართველოში (ანგარიშის პრეზენტაცია), სნგკ, 2010
5. Havard Devold, Oil and Gas Handbook, ABB, 2013
6. ENI, World Oil Review, 2018
7. US Energy Information Administration. "Benchmarks Play an Important Role in Pricing Crude Oil." Investopedia, May 2020
8. Intercontinental Exchange. "ICE Crude: The Benchmark for Global Crude", Investopedia, Accessed: May 2020.
9. OPEC. "OPEC daily basket price stood at \$50.78 a barrel Thursday, 17 December 2020." Investopedia
10. The largest oil refineries in the world, STERLING Thermal Technology, February 15, 2023
11. Oil & Gas, The World's Top 10 Super Refineries, [qpc.com/media/7791/11215.pdf](https://qpc.com/media/7791/11215.pdf)
12. Nigeria opens Africa's biggest oil refinery, Chinedu Asadu, May 22, 2023

13. Wikipedia, [https://en.wikipedia.org/wiki/Al\\_Zour\\_Refinery](https://en.wikipedia.org/wiki/Al_Zour_Refinery)
14. Largest global oil refineries by capacity 2023, Jessica Aizarani, Apr 25, 2023
15. The Royal Automobile Club (RAC), Euro 1 to Euro 6 Guide – Vehicle's Emissions Standard, [www.racfoundation.org](http://www.racfoundation.org)
16. Brenda Shaffer, Lessons for the States on Energy Security, Surge Spring 2021 quarterly newsletter, Energy Academic Group, US Naval Postgraduate School, March, 2021
17. Petroleum Economist in association with Freeport , World LNG Factbook, 2018 edition
18. BP Statistical Review of World Energy, 2020 edition
19. Oil & Gas Journal, 1981-2001
20. Trading and Operational challenges in a developing LNG market, Statoil Presentation, May, 2011
21. Robertson, G.A. and Nagelvoort, R.K. 1998. Minimizing Costs to Compete with Alternative Energy Sources. Fundamentals of the Global LNG Industry. London, England: The Petroleum Economist
22. Process Evaluation-Research Planning, Liquefied Natural Gas. PERP report by Chemsystems Inc, 96/97S2, November, 1997
23. Air products process for LNG
24. <https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/index.htm>
25. Kotzot, H.J. 2001. LNG Plant Size Versus LNG Transportation Distance. 2001 AICHE Spring Natl. Meeting, Houston, Texas, 22–26 April
26. Mindaugas Jusius, Klaipeda LNG Terminals, Presentation at Klaipeda LNG Forum, May, 2019
27. Wagner, J.V. Alternative Transport. Fundamentals of the Global LNG Industry, The Petroleum Economist, London, 2001.
28. Omid Shakeri, Aghil Barati, Marine Transportation of Compressed Natural Gas, IFCO, Presentation at the 3<sup>rd</sup> Iran Gas Forum, 2009
29. Stenning, D. The Coselle CNG Carrier: A New Way to Ship Natural Gas by Sea. Paper presented at the NOIA Conference, Newfoundland, Canada, 1999
30. Matteo Marongiu-Porcu, Xiuli Wang, Michael J. Economides, The Economics of Compressed Natural
31. Joseph Murphy, EU sets its course on hydrogen, 2020
32. <https://www.mckinsey.com/sustainability>, Retrieved 25.10.2022
33. Future of Hydrogen, IEA, 2019
34. [https://www.nasa.gov/explosive\\_lessons\\_in\\_hydrogen\\_safety](https://www.nasa.gov/explosive_lessons_in_hydrogen_safety), Retrieved 23.06.2023
35. Fukushima disaster: What happened at the nuclear plant? - BBC, <https://www.bbc.com/news/world-asia-56252695>, Retrieved 07.09.2023
36. Hydrogen Safety, Wikipedia, Retrieved 07.09.2023
37. Hydrogen Incident Examples, Prepared by Pacific North West National Laboratory, 2020
38. Herib Blanco, [www.EnergyPost.org](http://www.EnergyPost.org)
39. Gas Transport, Society of Petroleum Engineers Conference, Moscow , October, 2008
40. IEA, "Data and Statistics: CO<sup>2</sup> emissions by energy source, World 1990-2017"
41. IPCC, "Emissions Scenarios". April 2020

42. [https://www.researchgate.net/publications/A comparative overview of hydrogen production processes](https://www.researchgate.net/publications/A%20comparative%20overview%20of%20hydrogen%20production%20processes)
43. [https://www.researchgate.net/publications/Application of computational fluid dynamics for modeling and designing photobioreactors for microalgae production](https://www.researchgate.net/publications/Application%20of%20computational%20fluid%20dynamics%20for%20modeling%20and%20designing%20photobioreactors%20for%20microalgae%20production)
44. <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen>
45. B. Parkinson, M. Tabatabaei, D. C. Upham, B. Ballinger, C. Greig, S. Smart, E. McFarland, *Int. J. Hydrogen Energy* 2018, **43** (5), 2540– 2555.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.12.081>
46. Collodi, Guido (2010-03-11). "Hydrogen Production via Steam Reforming with CO<sub>2</sub>Capture". CISAP4 - 4th International Conference on Safety and Environment in the Process Industry. 2015 and "HFCIT Hydrogen Production: Natural Gas Reforming". U.S. Department of Energy, 2008
47. M. Steinberg, *Int. J. Hydrogen Energy* 1999, 24 (8), 771– 777.  
DOI: [https://doi.org/10.1016/s0360-3199\(98\)00128-1](https://doi.org/10.1016/s0360-3199(98)00128-1)
48. Fickling, David. "Hydrogen Is a Trillion Dollar Bet on the Future". *Bloomberg.com*. Archived from the original on 2 December 2020
49. NATO ENSEC COE - Energy Highlights N14, November, 2020, Hydrogen as Fuel: Production and Costs, by Dr. JUTTA LAUF
50. Pichlmaier Simon, Tobia Hübner, Stephan Kigle, *Elektrolyse – Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München, Apr. 2020
51. "ITM - Hydrogen Refuelling Infrastructure - February 2017" . level-network.com. April 2018
52. "Cost reduction and performance increase of PEM electrolyzers". fch.europa.eu. Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking. April 2018.
53. [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Decd/IRENA Green Hydrogen Cost 2020](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Decd/IRENA%20Green%20Hydrogen%20Cost%202020)
54. David Managadze, EBRD, *Green Hydrogen: Georgia & Ukraine entering the market*, November, 2020
55. A. Abánades, *Production of Hydrogen from Renewable Resources* (Eds: Z. Fang, J. R. L. Smith, X. Qi), Springer, Dordrecht 2015
56. Presentation by Foundation Para el Desarrollo de Las Nuevas Tecnologías del Hidrogeno en Aragon at Technical Training on Green Hydrogen, Tbilisi, September, 2023
57. [https://www.snclavalin.com/en/projects/saltcavernsaretheyaviablehydrogenstorage solution](https://www.snclavalin.com/en/projects/saltcavernsaretheyaviablehydrogenstorage%20solution), Geostock; <https://stoptheformics.net/stayclearoffossilfields/Geostock>
58. Guillermo Garcia, *Hidrogeno en Aragon* ([www.hidrogenoaragon.org](http://www.hidrogenoaragon.org)), Presentation at Technical Training on Green Hydrogen, Tbilisi, September, 2023
59. How to store and transport hydrogen, *The Ultimate Guide* by AST
60. Fickling, David. "Hydrogen Is a Trillion Dollar Bet on the Future". *Bloomberg.com*. Archived from the original on 2 December 2020
61. "DOE Technical Targets for Hydrogen Production from Electrolysis". energy.gov. US Department of Energy. Retrieved 22 April 2018.
62. Deign, Jason. "Xcel Attracts 'Unprecedented' Low Prices for Solar and Wind Paired With Storage". *greentechmedia.com*. Wood MacKenzie. Retrieved 22 April 2018.

63. Holleman AF, Wiberg N, Wiberg E. (1985 a&b) Lehrbuch der anorganischen Chemie: Wasserstoffelektrolyse; Aufl. Leipzig: Veit; 1451 p. ISBN: 3110075113
64. Preparing Energy Security and Hydrogen Sector Development Program, Presentation by Mercados-Aries Int., Tbilisi, 2023
65. KPMG, Geographic Hydrogen Hotspots, 2017
66. Hydrogen Council, McKinsey & Company, Hydrogen Insights Report, September, 2022
67. <https://www.clean-hydrogen.europe.eu>, retrieved 05.09.2023
68. Global hydrogen pipelines' costs by type, Published by Statista Research Department, Jun 22, 2021
69. Unit Investment Cost Indicators – Project Support to ACER, Final Report by pwc, June, 2023
70. ACER, Report on Unit Investment Cost Indicators and Corresponding Reference Values for Electricity and Gas Infrastructure, July, 2015
71. Smolinka Tom, Nikolai Wiebe, Philip Sterchele (2020) Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE / Freiburg – Deutschland, Franz Lehner, E4tech Sàrl / Lausanne – Schweiz, Steffen Kiemel, Robert Mieke, Sylvia Wahren, Fabian Zimmermann, et al. Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme
72. AEL-Alkaline Electrolysers; PEM-Proton Exchange Membran Electrolysers; HTEL-High Temperature Electrolysers (or SOEC - solid oxide electrolyser cell)
73. Stolten, Detlef (Jan 4, 2016). Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology. John Wiley & Sons. p. 898. ISBN 9783527674299. April 2018.
74. Thyssenkrupp. "Hydrogen from water electrolysis - solutions for sustainability". thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers.com. July 2018.
75. "ITM - Hydrogen Refuelling Infrastructure - February 2017" (PDF). level-network.com. April 2018
76. "Cost reduction and performance increase of PEM electrolysers" (PDF). fch.europa.eu.
77. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. April 2018;
78. Bjørnar Kruse; Sondre Grinna; Cato Buch (13 February 2002). "Hydrogen—Status and Possibilities" (PDF). The Bellona Foundation. p. 20. September 2013.
79. Clarke R.E., Giddey S., Ciacchi F.T. et al, Direct coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating hydrogen, Int. Journal of Hydrogen Energy, 34(6), 2009
80. Nuria Sánchez-Bastardo, Robert Schlögl, Holger Ruland, Methane Pyrolysis for CO<sub>2</sub>-Free H<sub>2</sub> Production: A Green Process to Overcome Renewable Energies Unsteadiness, 25 August 2020
81. A. Abánades, Production of Hydrogen from Renewable Resources (Eds: Z. Fang, J. R. L. Smith, X. Qi), Springer, Dordrecht 2015
82. M. Steinberg, Int. J. Hydrogen Energy 1999, 24 (8), 771– 777. DOI: [https://doi.org/10.1016/s0360-3199\(98\)00128-1](https://doi.org/10.1016/s0360-3199(98)00128-1)
83. DOE; Technical Targets for Hydrogen Delivery, <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe/22.12.2022>



84. N.Parker, Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs, Institute of Transportation Studies, University of California, 01.12.2004
85. Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017
86. А.Коршак, А.Шаммазов, Основы нефтегазового дела, Уфа, 2005
87. Ю.П. Гаттенбергер в кн.: Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017
88. Григорий Вольф, Водородная жажда: водородная энергетика, вода, ВИЭ

#### IV ნაწილი

1. თეა დარჩიაშვილი, ევროპის ამჟამინდელი გვალვა ბოლო 500 წლის განმავლობაში ყველაზე ძლიერია: გლობალური დათბობა მსოფლიოსა და საქართველოში, საინფორმაციო პორტალი ამბები ge, 23.08.2023
2. Glaciers of the Greater Caucasus - კავკასიონის მყინვარები, სამეცნიერო ვებგვერდი: <https://glaciologygeorgia.wordpress.com/>
3. ლევან ტიელიძე და სხვები სამეცნიერო ვებგვერდიდან: <https://glaciologygeorgia.wordpress.com/>
4. ენერჯეტიკის გლობალური ინდუსტრიის განვითარების მთავარი ტენდენციები, forbes.ge, 22/08/2022
5. რ.კერესელიძე, ნავთობის გადამამუშავებელი ქარხნის დაპროექტების ზოგადი საკითხები, სნგკ (ცნობარი), თბილისი, 2010
6. საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა, 2021-2031, სნგკ, სტრატეგიული დაგეგმვისა და პროექტების დეპარტამენტი, თბილისი, 2020
7. ზურაბ გარაყანიძე, საქართველოს გაზის ჰაზად გადაქცევის პერსპექტივა, ეკონომისტი, ივანე ჯავახიშვილის სახელობის თბილისის სახელმწიფო უნივერსიტეტი, 10.36172/EKONOMISTI.2023.XIX.02.ZURAB.GARAKANIDZE
8. თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, სოსო ღუდუშაური, საქართველოს ნავთობგაზიანობა და მაგისტრალური მილსადენები, თბილისი, 2019
9. ე.ნიჟარაძე, ნ.მამულაიშვილი, ნავთობისა და გაზის ქიმია, შოთა რუსთაველის სახელმწიფო უნივერსიტეტი, ბათუმი, 2010
10. BP Statistical Review of World Energy, 2020 edition
11. IEA, World Energy Outlook, Net Zero Emissions (NZE) by 2050 Scenario, 2021
12. IEA, "Data and Statistics: CO<sup>2</sup> emissions by energy source, World 1990-2017".. Retrieved 24 April 2020
13. Hannah Ritchie and Max Roser (2020). "CO<sub>2</sub> and Greenhouse Gas Emission
14. "Emissions Scenarios". IPCC. Retrieved 24 April 2020
15. IPCC, Special Report: Global Warming of 1.5°C, Summary for Policymakers & IPE, Günther Thallinger: 300 – the budget the world dare not spend
16. The big choices for oil and gas in navigating in energy transition, McKinsey&Company, 2021
17. Negative-emissions solutions: How they work, McKinsey & Company, <https://www.mckinsey.com> › sustainability-blog › neg.
18. <https://www.iea.org> › energy-system › direct-air-capture, July 11, 2023

19. An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways. by Realmonte G., Drouet L., Gambhir A. *et al.*, Nature Journal, 2019. <https://www.nature.com › nature communications › articles>
20. Do you believe in life after oil? Can fossil fuels phase down? By THOMSON REUTERS FOUNDATION, Daily Sabah, Beirut/Barcelona, December 1, 2023
21. Rocky Teodoro, 50 Oil Firms Join Charter for Decarbonization at COP28, Rigzone News, December 4, 2023
22. Global CCS Institute, Carbon Capture and Storage Experiencing Record Growth as Countries Strive to Meet Global Climate Goals, October 17, 2022
23. Companies Leading Negative Emissions Technology - The Top 6, How 3 Carbon Removal Technologies Work Together to Mitigate Emissions, by Richard Matthews, November 2022
24. EU takes first step with carbon border tariff phase one by REUTERS's Brussels, 01.10.2023: <https://www.dailysabah.com/business/energy/eu-takes-first-step-with-carbon-border-tariff-phase-one>
25. "A European Green Deal", European Commission, [www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu)
26. Cook, P.J., Sustainability and nonrenewable resources. Environmental Geosciences, 6(4), 185–190,1999
27. Moritis, G., 2002: Enhanced Oil Recovery, Oil and Gas Journal, 100(15), 43–47. Moritis, G., 2003: CO<sub>2</sub> sequestration adds new dimension to oil, gas production. Oil and Gas Journal, 101(9), 71–83
28. Flett, M.A., R.M. Gurton and I.J. Taggart, 2005: Heterogeneous saline formations: Long-term benefits for geo-sequestration of greenhouse gases. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 501-510
29. Oldenburg, C.M., K. Pruess and S. M. Benson, 2001: Process modeling of CO<sub>2</sub> injection into natural gas reservoirs for carbon sequestration and enhanced gas recovery. Energy and Fuels, 15, 293–298
30. UST- Underground Energy Storage Technologies, Underground CO<sub>2</sub> Storage, Retrieved 01.09.2023
31. IGU Survey of Wholesale Gas Price Formation, WGC Proceedings, June, 2018
32. Developments in LNG trade and pricing, Energy Charter Secretariat, 2009 - source: Jencen Associates
33. I. Sandre, 14th Annual Washington Energy Policy Conference: The Unconventional Gas Revolution - Policy, Strategic and Market Implications, March 2010
34. Matthew V. Veazey, Five Reasons Why IEA's Net-Zero Drive Needs Oil and Gas, Rigzone, May 24, 2021
35. Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023, 72<sup>nd</sup> edition
36. Goffroy Hureau, European gas demand: drivers and medium-term outlook, WGC Proceedings, June, 2018
37. The Complete Guide to Time Series Models. <https://builtin.com › data-science › time-series-model>
38. Time Series Data: Analysis vs Forecasting - Express Analytics, <https://www.expressanalytics.com › blog › time-series-data>

39. World Bank: a href='https://www.macrotrends.net/countries/GEO/georgia/gdp-growth-rate'>Georgia GDP Growth Rate 1966-2023</a>. www.macrotrends.net. Retrieved 2023-11-07
40. IEA, <https://www.iea.org/publications/7430/model-for-analysis-of-energy-demand-maed>
41. Stockholm Environment Institute (SEI), <https://www.sei.org>>Tools
42. Enerdata, <https://www.enerdata.net> › solutions › enermed-model
43. <https://www.iea.org/topics/energy-planning/capacity-building>
44. Tomislav Chop, EIHP, Presentation at Training session “On energy demand modelling using End-use energy demand analysis”, Tbilisi, October/November, 2023
45. Mitsubishi to Provide Advanced Gas Turbine to Oklahoma's GRDA, by Rocky Teodoro, Rigzone, October 16, 2023
46. Gas Turbine World Handbook, A Pequot Publication, Volume 35, 2021, Volume 38, 2023
47. Hydrogen Timeline, Thematic Research report by GlobalData, 2021
48. Hydrogen fueled gas turbines, GE Gas Power, assessed 29.09.2023
49. BlumbergNEF and Business Council for Sustainable Energy
50. Harry Jaeger, Hydrogen gas turbine projects leading the transition to decarbonize the power sector, Gas Turbine World Handbook, 2023
51. Disruptive and enabling technologies in the energy sector by Marju Korst, NATO ENSECCOE, Energy Security: Operational Highlights, #13, November 2020
52. Impact of co-firing H<sub>2</sub> and NG blended fuel on advanced H and J-class simple cycle and combined cycle power output, Gas Turbine World, 2023 Handbook
53. SGT-400 DLE Gas Turbine, SIEMENS Energy, 2023
54. John Gulen, Harry Jaeger, Energy cost of green hydrogen, Gas Turbine World Handbook, 2021
55. E4tech, The Fuel Cell Industry Review; S&P Global Platts (2018), World Electric Power Plants Database
56. Presentation at “GEO Technical Training on Green Hydrogen”, Guillermo Gimenez, FHa, Tbilisi, October, 2023
57. The Future of Hydrogen, IEA, June, 2019
58. Fuel Cell Busses, <https://newatlas.com>
59. B. Parkinson, M. Tabatabaei, D. C. Upham, B. Ballinger, C. Greig, S. Smart, E. McFarland, Int. J. Hydrogen
60. METI (Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan), 2017, The Basic Hydrogen Strategy, [www.meti.go.jp/english/press/2017/1226\\_003.html](http://www.meti.go.jp/english/press/2017/1226_003.html).
61. Rza Rzayev, Azerikimya, Overview of Petrochemical industry of Azerbaijan and Development Perspectives, Int. Caspian Oil, Gas, Processing & Petrochemical Conference, Baku, 2014.
62. Altfeldand Pinchbeck, Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems, Gas Energy <http://www.gas-for-energy.com/products/2013>
63. Пиковский Ю. Основы нефтегазовой геоэкологии, Физические свойства и химический состав нефти и углеводородного газа, StudRef, 2017
64. Метанол или “зеленый” аммиак? Будущее рынка судового топлива, аналитический обзор, Аргус, Август, 2021

## V ნაწილი

1. საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტრო, <https://www.facebook.com/photo?fbid=601741225480200&set=pcb.601745092146480>, 10 აგვისტო, 2023
2. ელენე გოგბერაშვილი, ნავთობის მოპოვების პერსპექტივები საქართველოში, ოქტომბერი, 2017
3. კახა ჩაკვეტაძე, „საქართველოს გარდა ალტერნატივა არ გვაქვს“ – ყაზახეთს ნავთობის გატანა რუსეთის გვერდის ავლით სურს, 2023
4. სემეკი, 2022 წლის საქმიანობის ანგარიში, თბილისი, 2023
5. საქართველოს მთავრობის დადგენილება #129, 25 მარტი, 2021 წ.
6. თეიმურაზ გოჩიტაშვილი. საქართველოს ენერჯეტიკა. გაზის სექტორის განვითარების პრიორიტეტები. ენერგოეფექტურობის ცენტრი საქართველო, თბილისი, 2012
7. ლევან ტიელიძე და სხვები სამეცნიერო ვებგვერდიდან: <https://glaciologygeorgia.wordpress.com/>
8. გიორგი იჩქიტაძე, შოთა მესტვირიშვილი, გაზსადენი ქსელების რეაბილიტაცია გლობალური დათბობის გათვალისწინებით, სტუ, თბილისი, 2023წ
9. თეიმურაზ გოჩიტაშვილი, სოსო ლუდუშაური, საქართველოს ნავთობგაზიანობა და მაგისტრალური მილსადენები, თბილისი, 2019
10. საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა, (2021-2030 წწ), სნგკ, სტრატეგიული დაგეგმვისა და პროექტების დეპარტამენტი, თბილისი, 2020 წ.
11. Projections of Natural Gas Annual and Peak Demand in Georgia Through 2050, Report, Energy Institute Hrvoje Požar, November, 2023
12. Energy vulnerability, Journal of Contemporary European Research, Vol.5, No.2, 2009, pp.274-292
13. Teimuraz Gochitashvili, Oil and Gas Sector of Georgia in the Transition period, “Meridians”, Tbilisi, 2020
14. Nikoloz Sumbadze, Cyber security requirements in context of REMIT regulation, ECRB REMIT WG Meeting, Vienna, February 12, 2015
15. Glaciers of the Greater Caucasus, <https://glaciologygeorgia.wordpress.com/>
16. IPCC Report, 2022
17. Gas Pipeline Incidents, 1970-2013, EGIG, February, 2015
18. B.Awuku, Y. Huang, N. Yodo, Predicting Natural Gas Pipeline Failure Caused by Natural Forces: An Artificial Intelligence Classification Approach, Applying Sciences. 2023
19. Feasibility study for Samgori South Dome, Task 10: Final report and recommendation for next step, GEOSTOCK Entreprose, April, 2016
20. Mysterious '08 Turkey Pipeline Blast Opened New Cyberwar by Bloomberg, December 14, 2014; Closing the Case on the Reported 2008 Russian Cyber Attack on the BTC Pipeline, June 15, 2015
21. Илькин, Шафиев, Украина бьет по «Новороссийску»: угроза казахстанской нефти. Пострадает ли качество азербайджанской нефти?, Naqqin.az, August 11, 2023

## დანართები

1. საქართველოს კანონი ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ
2. საქართველოს კანონი ნავთობისა და გაზის შესახებ
3. რ.კანდელაკი, ა.მაღალაშვილი, თ. მიქიაშვილი, ნავთობისა და გაზის ინგლისურ-რუსულ-ქართული ლექსიკონი, თბილისი, 2005
4. ა.ვახვახიშვილი, ინგლისურ-ქართული პოლიტექნიკური ლექსიკონი, თბილისი, 2012
5. თ. ქუცნაშვილი, გეოტექნიკის ტერმინოლოგიური ლექსიკონი, ქართულ-ინგლისური და ინგლისურ-ქართული, თბილისი, 2019
6. რ.დვალი, რ.ღამბაშიძე, ტექნიკური ტერმინოლოგია, „მეცნიერება“, თბილისი, 1989
7. IEA, Key World Energy Statistics, 2020 edition
8. OECD, IEA, Energy Statistics Manual
9. Dictionary of energy terms, English, Russian, German, French, TACIS, 1996
10. Methane Emissions Glossary, IOGP, IPIECA, GIE, Marcogaz, 2020
11. Havard Devold, Oil and Gas Handbook, ABB, 2013
12. World Energy Factbook, Petroleum Economist, 2018 edition
13. Ekono Energy: Energy Handbook
14. Bioenergy Feedstock Information Network: <http://bioenergy.ornl.gov/>
15. Biomass Energy Datebook, U.S. Department of Energy: [http://cta.ornl.gov/bedb/appendix\\_a.shtml](http://cta.ornl.gov/bedb/appendix_a.shtml)
16. BP Conversion Factors: <http://www.bp.com/conversionfactors.jsp>
17. ConvertIt: <http://www.convertit.com/Go/ConvertIt/Measurement/Converter.ASP>
18. Energy Information Administration: <http://www.eia.doe.gov/>
19. Energy Information Administration - Energy Kids Page: [http://www.eia.doe.gov/kids/energyfacts/science/energy\\_calculator.html](http://www.eia.doe.gov/kids/energyfacts/science/energy_calculator.html)
20. Iowa Energy Center, Iowa State University: <http://www.energy.iastate.edu/>
21. Wikipedia: [http://en.wikipedia.org/wiki/Main\\_Page](http://en.wikipedia.org/wiki/Main_Page)
22. А.Коршак, А.Шаммазов, Основы нефтегазового дела, Уфа, 2005
23. Краткий терминологический словарь по ископаемым энергетическим ресурсам/Под ред. Н.П. Лазарева и др., М, Недра, 1985



### დანართი 3. ილუსტრაციები

#### ნახაზები

ნახაზი	გვ.
<b>I ნაწილი</b>	
<b>საბადოს გეოლოგია და ნავთობისა და გაზის მოპოვება</b>	
ნახაზი 1.1. დანალექი ქანები თბილისის მიმდებარე ნავთობშემცველი რეგიონის გეოლოგიურ ჭრილში	13
ნახაზი 1.2. ქანის ნაოჭის სქემა	14
ნახაზი 1.3. ქანის ფორიანობა და გამტარებლობა	15
ნახაზი 1.4. ქანის ნიმუშის ფილტრაციის მოდელი	15
ნახაზი 1.5. შეღწევადი ქანის ნიმუში	16
ნახაზი 1.6. ნავთობისა და გაზის გენერაციის ფანჯრები	19
ნახაზი 1.7. ნავთობისა და გაზის მიგრაცია	22
ნახაზი 1.8. ნავთობისა და წყლის გრავიტაციული განაწილება ფოროვან ქანში	22
ნახაზი 1.9. დამჭერის ტიპები	23
ნახაზი 1.10. მარაგების და რესურსების კლასიფიკაციის საერთაშორისო სისტემა	24
ნახაზი 1.11. სამხრეთი ფარსის საბადოს განლაგება სპარსეთის ყურეში	30
ნახაზი 1.12. გაზის სამხრეთი დერეფანი	34
ნახაზი 1.13. ნავთობის დადასტურებული მარაგები კავკასიის მიმდებარე რეგიონის ძირითად მომპოვებელ ქვეყნებში	34
ნახაზი 1.14. გაზის დადასტურებული მარაგები კავკასიის მიმდებარე რეგიონის ძირითად მომპოვებელ ქვეყნებში	35
ნახაზი 1.15. გაზის საბადოები	48
ნახაზი 1.16. სტრუქტურული რუკა	52
ნახაზი 1.17. გეოლოგიური ჭრილი	52
ნახაზი 1.18. სველე სეისმოძიების სქემა	53
ნახაზი 1.19. ელექტროძიების მოქმედების სქემა	53
ნახაზი 1.20. სეისმოძიების შედეგები	54
ნახაზი 1.21. ჭაბურღილში ჩატარებული კვლევის შედეგები	55
ნახაზი 1.22. საბადოს 3D მოდელი	56
ნახაზი 1.23. ჭაბურღილის მიწისქვეშა ნაწილი	58
ნახაზი 1.24. ხსნარის მიწოდებისა და შლამის მოცილების სქემა	63
ნახაზი 1.25. დახრილი, მულტიმიმართულების ბურღვა საზიარო ოფშორული პლატფორმიდან	64
ნახაზი 1.26. საბადოს დამუშავების რეჟიმები ბუნებრივი ენერჯის გამოყენებით	69
ნახაზი 1.27. წყლის ჰიდროსტატიკური და გაზის ქუდის წნევის	70

ზემოქმედება ნაყოფიერ ფენზე	
ნახაზი 1.28. დაზგა-საქანელა	71
ნახაზი 1.29. ფენის წნევის რეგულირება ზედაპირიდან მიწოდებული წყლით ან გაზით	72
ნახაზი 1.30. დახრილ-მიმართული ჭაბურღილები	73
ნახაზი 1.31. პროდუქტიული ფენის კვეთა ჰორიზონტალური ბურღვით და ჰიდროგახლეჩა	74
ნახაზი 1.32. გრავიტაციული სეპარატორი	77
ნახაზი 1.33. ციკლონური სეპარატორი	78
ნახაზი 1.34. SAGD ტექნოლოგიის პრინციპული სქემა	80
ნახაზი 1.35. ფიქლის წყების ჰიდრავლიკური გახლეჩა	81
ნახაზი 1.36. ნავთობისა და გაზის მრეწველობაში გავრცელებული გარიგებები	83
ნახაზი 1.37. ფინანსური ნაკადების გადანაწილების სქემატური სურათი	89
<b>II ნაწილი</b>	
<b>ნავთობისა და გაზის ტრანსპორტირება</b>	
ნახაზი 2.1. საზღვაო შეღვის დაყოფა ეკონომიკურ ზონებად	97
ნახაზი 2.2. კრიტიკული სანაოსნო გასასვლელები	99
ნახაზი 2.3. მაგისტრალური ნავთობსადენების დატვირთვის ოპტიმალური ზონები	113
ნახაზი 2.4. ნავთობის მოპოვება-ტრანსპორტირება-განაწილების სქემა	116
ნახაზი 2.5. ცენტრიდანული ტუმბო	119
ნახაზი 2.6. სატუმბი დანადგარის მუშაობის რეჟიმი	122
ნახაზი 2.7. ტუმბოების პარალელური მუშაობა	123
ნახაზი 2.8. ტუმბოების მიმდევრობითი მუშაობა	124
ნახაზი 2.9. ბუნებრივი გაზის მოპოვების, ტრანსპორტირებისა და განაწილების გამარტივებული სქემა	128
ნახაზი 2.10. მაგისტრალური გაზსადენის სისტემის სქემა	130
ნახაზი 2.11. საკომპრესორო აგრეგატების შეერთების სქემა	130
ნახაზი 2.12. კომპრესორის მახასიათებლები	132
ნახაზი 2.13. წნევის რედუცირებისა და გამზომი სადგურის სქემა	133
ნახაზი 2.14. მიწისქვეშა გაზსაცავის სახესხვაობები	136
ნახაზი 2.15. გაზსაცავი გაზ-ნავთობის საბადოს ბაზაზე	138
ნახაზი 2.16. მილსადენების ძირითადი კონფიგურაცია	146
ნახაზი 2.17. სფერული ონკანი	150
ნახაზი 2.18. უკუსარქველი	151
ნახაზი 2.19. გარემოს დაბინძურების პრევენციის სისტემა	152
ნახაზი 2.20. მილსადენის შიგა მდგომარეობის გამოსაკვლევი ხელსაწყო	154
ნახაზი 2.21. გაშვება-მიღების კვანძის სქემა	155

ნახაზი 2.22. მილსადენის კათოდური დაცვის სისტემა	157
ნახაზი 2.23. პროტექტორული დაცვის სქემა	158
ნახაზი 2.24. სადრენაჟო დაცვის სქემა	159
ნახაზი 2.25. გაზსადენების მტყუნების სიხშირის დამოკიდებულება მილის კედლის სისქეზე	171
ნახაზი 2.26. მაგისტრალური მილსადენების დაცვის, უსაფრთხოებისა და საკონსულტაციო ზონები	173
ნახაზი 2.27. სამხრეთის ენერგეტიკული დერეფნის ნავთობ- და გაზსადენები	174
ნახაზი 2.28. სატრანზიტო ნავთობსადენები	176
ნახაზი 2.29. ყაზახეთიდან ნავთობის ექსპორტის EAOTC მარშრუტი	184
ნახაზი 2.30. ტრანსკასპიური (შუა) სატრანსპორტო დერეფანი	185
ნახაზი 2.31. გაზის სამხრეთი დერეფანი	190
ნახაზი 2.32. სატრანზიტო გაზსადენები	191
ნახაზი 2.33. თურქმენული გაზის კონკურენტუნარიანობა ევროპის ბაზრებზე	197
ნახაზი 2.34. ტრანსკასპიური მილსადენი	198
ნახაზი 2.35. მცირე მასშტაბიანი ინტრაკასპიური მილსადენი	200
ნახაზი 2.36. გაზის მიმღები და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურა იტალიაში	203
ნახაზი 2.37. იდგირ-ნახჩევანის გაზსადენი	204
ნახაზი 2.38. შავი ზღვის LNG პროექტის კონცეფცია	205
ნახაზი 2.39. მარშრუტის შერჩევის ეტაპები	214
ნახაზი 2.40. ნავთობის გადატუმბვის რეკომენდებული სიჩქარე	217
ნახაზი 2.41. ნავთობსადენის თეორიული მახასიათებელი	220
ნახაზი 2.42. მიმდევრობით ჩართული ტუმბოების რაოდენობის განსაზღვრა	222
ნახაზი 2.43. სახაზე ონკანის სამონტაჟე სქემა	235
ნახაზი 2.44. სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან დაკავშირებული ხელშეკრულებები	239
<b>III ნაწილი</b>	
<b>ნავთობისა და გაზის გადამუშავება</b>	
ნახაზი 3.1. სარექტიფიკაციო სვეტი	266
ნახაზი 3.2. ხუფიანი თევში	267
ნახაზი 3.3. კატალიზური კრეკინგის დანადგარის სქემა	269
ნახაზი 3.4. რეფორმინგის უწყვეტი პროცესის დანადგარი	270
ნახაზი 3.5. ჰიდროგაწმენდის დანადგარის ტექნოლოგიური სქემა	272
ნახაზი 3.6. იზობუტანის ალკილირების ტექნოლოგიური სქემა	274

ნახაზი 3.7. ნავთობის გადამუშავების სრული ციკლის გამარტივებული სქემა	275
ნახაზი 3.8. ბუნებრივი გაზის მახასიათებელი შედგენილობა	288
ნახაზი 3.9. გაზის დამუშავების ტექნოლოგიური ციკლი	290
ნახაზი 3.10. გაზის მოპოვება-გადამუშავება-განაწილების სრული ციკლი	293
ნახაზი 3.11. LNG პროექტების კლასიფიკაცია მასშტაბის ფაქტორის გათვალისწინებით	296
ნახაზი 3.12. ენერჯის გადაცემის ტექნოლოგიების რაციონალური გამოყენების ზღვრები	296
ნახაზი 3.13. LNG პროექტის რეალიზაციის ხვედრითი საინვესტიციო დანახარჯები	298
ნახაზი 3.14. LNG წარმოებისა და მიწოდების ტექნოლოგიური ჯაჭვი	299
ნახაზი 3.15. გათხევადების სრული ციკლის დანახარჯები	299
ნახაზი 3.16. წარმოშობის (წარმოების) სხვადასხვა წყაროდან მიღებული წყალბადის პირობითი სახესხვაობები	318
ნახაზი 3.17. სხვადასხვა ნედლეულითა და ტექნოლოგიით წარმოებული წყალბადის წილობრივი განაწილება	319
ნახაზი 3.18. მეთანის ორთქლით რეფორმინგის გამარტივებული ტექნოლოგიური სქემა	320
ნახაზი 3.19. წყალბადის წარმოების ინდიკატური ღირებულება	322
ნახაზი 3.20. ტუტოვანი წყლის ელექტროლიზის პროცესის სქემა	324
ნახაზი 3.21. მწვანე წყალბადისა და ამიაკის წარმოება და მიწოდება	328
ნახაზი 3.22. წყალბადის წარმოება-ტრანსპორტირება-გამოყენების ტექნოლოგიური პროცესების ჯაჭვი შუალედური მიწისქვეშა საცავის გამოყენებით	328
ნახაზი 3.23. თხევადი წყალბადის საცავი	330
ნახაზი 3.24. წყალბადის მიწისქვეშა საცავის სახეობები	331
ნახაზი 3.25. წყალბადის შედარებითი მოცულობითი ენერგეტიკული სიმკვრივე	333
ნახაზი 3.26. წყალბადის შედარებითი მასური ენერგეტიკული სიმკვრივე	333
ნახაზი 3.27. წყალბადის ტრანსპორტირების დანახარჯები	334
ნახაზი 3.28. წყალბადის დიდ მანძილზე ტრანსპორტირების სხვადასხვა მეთოდის/საშუალების უპირატესი გამოყენების ზღვრები	335
ნახაზი 3.29. წყალბადის სატრანსპორტო მილსადენების მშენებლობის შეფასებითი და ფაქტობრივი კაპიტალური დანახარჯები	336

<b>IV ნაწილი</b>	
<b>ნავთობისა და გაზის გამოყენება</b>	
ნახაზი 4.1. გლობალური ენერჯეტიკის განვითარებისა და ემისიების საპროგნოზო პარამეტრები	346
ნახაზი 4.3. სათბურის გაზების ემისია ეკონომიკის სხვადასხვა სექტორიდან	351
ნახაზი 4.3. DAC ტექნოლოგიის გამართივებული სქემა	352
ნახაზი 4.4. ნავთობის საზღვაო მარშრუტით მიწოდების ფასის ფორმირების მაგალითი	360
ნახაზი 4.5. ნავთობის ფიუჩერსული გარიგებების გასაშუალებული ფასის ცვალებადობა	361
ნახაზი 4.6. ნავთობისა და გაზის წარმოებისა და გაყიდვის რენტაბელური ფასები	364
ნახაზი 4.7. გაზის საბითუმო ფასი მსოფლიოს სხვადასხვა ქვეყანაში პანდემიის წინა პერიოდის მონაცემების მიხედვით	365
ნახაზი 4.8. ბუნებრივი გაზის ფიუჩერსული გარიგებების გასაშუალებული ფასის ცვალებადობა	367
ნახაზი 4.9. ნავთობის გამოყენება	368
ნახაზი 4.10. ნავთობპროდუქტების მოხმარება	369
ნახაზი 4.11. გაზის ფაქტობრივი საშუალო დღიური მოხმარება საქართველოში	372
ნახაზი 4.12. გაზის ისტორიული მოხმარების გრაფიკი საქართველოში დროის სერიების მიხედვით	373
ნახაზი 4.13. დამოკიდებულება კომერციული სექტორის გაზის მოხმარებასა და მშპ-ს შორის	374
ნახაზი 4.14. საქართველოს მშპ-ის და მისი წლიური ცვალებადობის გრაფიკები	375
ნახაზი 4.15. გაზის მიწოდების სქემა საყოფაცხოვრებო სექტორში ჯგუფური საცავისა და მილსადენების კომბინაციის გამოყენებით	383
ნახაზი 4.16. ელენერჯის წარმოება ორთქლის ტურბინის გამოყენებით	384
ნახაზი 4.17. ღია და შეკრული ციკლის გაზის ტურბინები	385
ნახაზი 4.18. გაზის ტურბინ(ებ)იანი კომბინირებული ციკლის თესის სქემა	386
ნახაზი 4.19. წყალბადის მოხმარებაზე ადაპტირებული გაზის ტურბინების პროექტების რეალიზაციის გეგმა	390
ნახაზი 4.20. ბუნებრივი გაზითა და წყალბადით გენერირებული ენერჯის შედარებითი ღირებულება	391
ნახაზი 4.21. წყალბადის პროცენტული შემცველობის გავლენა გენერირებული ელენერჯის პროცენტულ ცვლილებაზე	393
ნახაზი 4.22. თბური ელემენტი	396



<b>V ნაწილი</b>	
<b>საქართველოს ნავთობი და გაზი</b>	
ნახაზი 5.1. აღმოჩენილი საბადოები	409
ნახაზი 5.2. საბადოები და პერსპექტიული სტრუქტურები შეფასებული რესურსებით	412
ნახაზი 5.3. საბადოები და სალიცენზიო ბლოკები	413
ნახაზი 5.4. ნავთობისა და გაზის მოპოვება საქართველოში, 1930-2023 წწ.	415
ნახაზი 5.5. ნავთობის პირველადი მომზადების ტექნოლოგიური ციკლის გამარტივებული სქემა	418
ნახაზი 5.6. ნავთობპროდუქტების მოწოდება 2021 წელს ქვეყნების მიხედვით	421
ნახაზი 5.7. საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული მილსადენებით მიწოდებული ნავთობის მოცულობები	422
ნახაზი 5.8. ენერგეტიკული რესურსების წილობრივი განაწილება ჯამურ ბალანსში	426
ნახაზი 5.9. საქართველოს ტერიტორიაზე განლაგებული მაგისტრალური მილსადენი სისტემები და ნავთობისა და გაზის სექტორთან დაკავშირებული ობიექტები	428
ნახაზი 5.10. გაზის მოთხოვნის დინამიკა, მლნმ <sup>3</sup> /წ	429
ნახაზი 5.11. გაზის მოხმარება სექტორების მიხედვით, მლნმ <sup>3</sup> /წ	429
ნახაზი 5.12. ელექტროენერჯის გამომუშავება გაზზე მომუშავე თესების მიერ	431
ნახაზი 5.13. გაზის მოხმარება სეზონური უთანაბრობა	433
ნახაზი 5.14. ბუნებრივი გაზის იმპორტი ქვეყნების მიხედვით, მლნ მ <sup>3</sup> /წ	434
ნახაზი 5.15. ბუნებრივი გაზის ტრანზიტი, მლრდ მ <sup>3</sup> /წ	436
ნახაზი 5.16. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენები	437
ნახაზი 5.17. გაზის მოთხოვნის 2020-2022 წლების ფაქტობრივი და საპროგნოზო და მაჩვენებლები	444
ნახაზი 5.18. გაზის წლიური მოხმარების ფაქტობრივი და საპროგნოზო მოცულობები, მლრდ მ <sup>3</sup> /წ	445
ნახაზი 5.19. გაზის მოწოდების გრძელვადიანი კონტრაქტებით უზრუნველყოფილი და საპროგნოზო მოხმარების წლიური მოცულობები, მლრდ მ <sup>3</sup>	446
ნახაზი 5.20. საშუალო ტემპერატურის ფაქტობრივი ცვლილება საქართველოში 1973-2021 წლებში და სავარაუდო პროგნოზი 2050 წლამდე პერიოდისათვის	452
ნახაზი 5.21. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების ავარიულ დაზიანებათა გამომწვევი ძირითადი მიზეზები	455
ნახაზი 5.22. სხვადასხვა დამაზიანებელ ფაქტორთან დაკავშირებული ავარიებით გამოწვეული ზარალის წილობრივი განაწილება	458

ნახაზი 5.23. გაზის პიკური მოთხოვნის დამოკიდებულება ჯამურ მოხმარებაზე - ფაქტობრივი ისტორიული მონაცემების რეგრესიული ანალიზის შედეგები	459
ნახაზი 5.24. მოწოდების წყაროები გაზის პიკური მოხმარების დროს, 1000 მ <sup>3</sup> /სთ	464
ნახაზი 5.25. მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის კრიტიკული მონაკვეთები და იდენტიფიცირებული პერსპექტიული პროექტები	469
ნახაზი 5.26. დასავლეთი მიმართულების მომხმარებელთა მოთხოვნა და სისტემის საპროგნოზო გამტარუნარიანობები	470
ნახაზი 5.27. ინტეგრირებული საწარმოს დაყოფა	476
ნახაზი 5.28. განმხოლოების მოდელები	477
ნახაზი 5.29. გადამცემი სისტემის ოპერატორის განცალკევების სხვადასხვა მოდელის შეზღუდვები	477
ნახაზი 5.30. ქონებრივი (საკუთრების) დაყოფის მოდელი	478
ნახაზი 5.31. დაყოფა სისტემის დამოუკიდებელი ოპერატორის მოდელის მიხედვით	479

## ფოტოსურათები და ნახატები

<b>ფოტოსურათი/ნახატი</b>	<b>83</b>
<b>I ნაწილი</b>	
<b>საბადოს გეოლოგია და ნავთობისა და გაზის მოპოვება</b>	
ტალახის ვულკანი ნავთობისა და გაზის შემცველობით	2
ირმის ნახტომის გალაქტიკა და დედამიწა	6
კავკასია და მიმდებარე რეგიონები (აეროგადაღება)	10
დანალექი ქანების ფორმირება	18
გჰავარის საბადო	26
ხელოვნური კუნძულები კაშაგანის საბადოზე	27
ნავთობმომპოვებელი დაზგა-საქანელები	28
აზერი-ჩირად-ღრმაწყლოვანი გიუნეშლის და შაჰ დენიზის საბადოების პლატფორმების განლაგება	29
ზაპოლიარნოეს საბადო	32
ოფშორული პლატფორმები შაჰ დენიზის საბადოზე	33
Standard Oil-ის სათავო ოფისი ნიუ-იორკში	37
OPEC-ის დროშა და სათავო ოფისი ვენაში	38
ორინოკოს სარტყლის ნავთობის აუზი	43
ფიქლური სტრუქტურის მახასიათებელი ფრაგმენტები	44
ნავთობიანი ფიქალი და ნავთობის შემცველი ლინზები ფიქალში	45
ალბერტას ნავთობის ქვიშების მოპოვება კარიერული მეთოდით	47

გაზჰიდრატები	48
ჭაბურღილი მექანიკური ბურღვის გამოყენებით	57
პირველი ოფშორული ჭაბურღილები აზერბაიჯანში	57
ჭაბურღილის ზედაპირული კომპლექსი	59
საშადრევნო არმატურა	61
ბურღის თავები	62
წყალქვეშა ჭაბურღილები	65
ოფშორული საბადოების საბურღი პლატფორმები	66
ნავთობმომპოვებელი ჭაბურღილების სახესხვაობების შერჩევა	67
მოპოვება ფსკერზე განლაგებული სისტემების გამოყენებით	67
<b>II ნაწილი</b>	
<b>ნავთობისა და გაზის ტრანსპორტირება</b>	
თანამედროვე დიზაინის პირველი ტანკერი	94
ორმაგორპუსიანი ტანკერის ტრიუმის ჭრილი	95
VLCC კლასის ტანკერის ჩატვირთვა ტეხასის STG ტერმინალში	96
ბოსფორის სრუტე	100
თურქეთის სრუტეების გავლის ნებართვის მომლოდინე ტანკერები	100
ტანკერების კოლონა სუეცის არხში	101
სარკინიგზო ცისტერნები	101
ავტოცისტერნა	102
სანგაჩალის ნავთობტერმინალი	103
ჯეიჰანის ტერმინალის ტანკერის ჩასატვირთი ნავმისადგომი	104
ბათუმის პორტი მე-19 საუკუნის დასასრულს	105
ბათუმის პორტი	106
სუფსის ნავთობტერმინალი	106
ფოთის პორტი	107
ვერტიკალური რეზერვუარები	118
სფერული რეზერვუარები	118
ბთჯ ნავთობსადენის საშუალებდო სატუმბი სადგური	124
ორსაფეხურიანი დგუშიანი კომპრესორი	129
მრავალსაფეხურიანი ცენტრიდანული კომპრესორი	129
წნევის რეგულირებისა და გამზომი სადგური	133
გველეთის გამზომი სადგური	134
გაზმანაწილებელი სადგური	134
მიწისქვეშა გაზსაცავის სახესხვაობები	137
საკონტროლო-გამზომი ხელსაწყოების კვანძი	140

პორტატული ულტრაბგერითი ხარჯშომი	141
მიწისზედა მილსადენი	145
მიწისქვეშა მილსადენის მონტაჟი	146
მილსადენის შიგა სიღრუს გამწმენდი მოწყობილობები	153
კომბინირებული მულტიდამეტრის მილსადენის შიგა მდგომარეობის გამოსაკვლევი ხელსაწყოები	155
გამწვეები კვანძი „აბაშა-სენაკის“ მაგისტრალურ გაზსადენზე	156
ძირითადი პარამეტრები გაზსადენის ჰიდრავლიკური გაანგარიშებისათვის	162
მილსადენში წნევის დანაკარგების გრაფიკული გამოსახულება	164
სუფსის ტერმინალის საანკერო სამაგრიანი მოტივტივე პლატფორმა	176
ტანკერის ჩატვირთვა სუფსის ტერმინალის საზღვაო მოტივტივე პლატფორმაზე	177
ნოვოროსიისკის ტერმინალი	179
გორი-ქარელის მაგისტრალური გაზსადენის გასხვისების ზოლი	214
მილსადენების მშენებლობის ძირითადი ოპერაციები	226
თხრილის მომზადება კლდოვან გრუნტში	227
მილების ტრანსპორტირება	227
მილშიგა სიღრუს გამწმენდი მოწყობილობა	228
სამშენებლო დერეფანი რეკულტივაციის შემდეგ	229
მდინარე რიონის საჰაერო გადასასვლელის მშენებლობა	230
ჩრდილოეთ-სამხრეთ კავკასიის მაგისტრალური გაზსადენის საჰაერო ვანტური გადასასვლელი	231
მდინარე რიონის გადასასვლელის მშენებლობა ჰორიზონალურ-მიმართული ბურღვის (HDD) გამოყენებით	231
ავტოსატრანსპორტო მაგისტრალის კვეთა საბურღი დანადგარის გამოყენებით	232
მილსადენის მიწისზედა განლაგება არქტიკულ ზონაში	232
ეროზიის საწინააღმდეგო ქვაყრილი	233
ნაპირდაცვითი ნაგებობები	234
ონკანების ტრანსპორტირება	234
საონკანე კვანძი მაგისტრალურ გაზსადენზე	235
მილსადენი მამძიმებელი საფარით	236
მილჩამწყობი ბარჟა	236
ღრმაწყლიანი ოფშორული მილსადენის მონტაჟი	237

<b>III ნაწილი</b>	
<b>ნავთობისა და გაზის გადამამუშავება</b>	
API სიმკვრივის მიხედვით კლასიფიკაცირებული ნავთობის შეფერილობა	252
ნავთობგადამამუშავებელი საწარმოს ხედი	263
დიზელის ჰიდროგაწმენდის სამრეწველო დანადგარი	272
გაზის გადამამუშავებელი საწარმო	291
LNG ტანკერის ჩატვირთვის პროცესი	297
გათხევადებული ბუნებრივი გაზის ტანკერი	300
კლაიპედის სანაპირო ტერმინალი და LNG-ის სატრანსპორტო ავტოცისტერნა	301
გათხევადების მცურავი ტერმინალი	302
რეგაზიფიკაციის მცურავი ტერმინალი	302
მცირე სიმძლავრის გათხევადების საწარმოს კომპლექსი და მიმღები ტერმინალი და საცავი	303
ბუნებრივი გაზის კომპრესიის საწარმო და საცავი რეზერვუარები	304
CNG ტანკერი	305
წყალბადის ატომის, მოლეკულისა და ნაერთის სტაბილურობა	307
თერმობირთვული აფეთქება ვარსკვლავზე	308
დირიჟაბლ „ჰინდენბურგის“ ავარია	311
„ჩელენჯერის“ კატასტროფა	312
ავარია ფუკუშიმის ატომურ ელექტროსადგურში	313
მაღალწნევიანი ტანკიდან წყალბადის გაჟონვით გამოწვეული აფეთქება	314
ღარისებური გუბურა წყალბადის გამომამუშავებელი წყალმცენარეების ზრდა-გამრავლებისათვის	319
„ნაცრისფერი“ წყალბადის წარმოების ტექნოლოგია	320
წყალბადის წარმოებისა და ნახშირორჟანგის არინების კომპლექსური ტექნოლოგია	321
მეთანის ორთქლით რეფორმინგის ინდუსტრიული დანადგარი	322
მწვანე წყალბადის წარმოება ელექტროლიზის მეშვეობით	323
განახლებადი ენერჯით გენერირებული ელექტროდენით წყალბადის წარმოებისა და შენახვის ინდუსტრიული დანადგარი	326
წყალბადის მცირე მოცულობის ბალონები	329
კომპრესიული წყალბადის ინდუსტრიული რეზერვუარები	330
წყალბადის საცავი სხვადასხვა ტექნოლოგიის მახასიათებლები	332
წყალბადმზიდი ტანკერი	335
ფოლადის მოლეკულურ სტრუქტურაში წყალბადის შეღწევის მოდელი	337



<b>IV ნაწილი</b>	
<b>ნავთობისა და გაზის გამოყენება</b>	
გლობალური დათბობის მიზეზები და შედეგები	342
გლობალური ტემპერატურების ცვლილების პროგნოზი	343
სათბურის გაზების ემისიით გამოწვეული გლობალური დათბობის მოდელი	344
ენერჯის წარმოება-მოხმარების ღირებულებათა ჯაჭვი	347
უარყოფითი ემისიის მიღწევის ბუნებრივი პროცესი და საინჟინრო გადაწყვეტა	352
მცირე ნახშირბადიანი ენერგეტიკის შემადგენელი ძირითადი კომპონენტების ღირებულებათა საილუსტრაციო წრეები	355
კლიმატის ცვლილების საწინააღმდეგო მომიტინგეთა პროტესტი	356
ნახშირორჟანგის გამოყენების მაგალითები ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში	357
ნახშირორჟანგის დასაწყობების მიწისქვეშა გაზსაცავის ზედაპირული კომპლექსი	358
LPG რეზერვუარები და ბალონი საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებისათვის	370
დროის სერიების პროგნოზირების მოდელის ილუსტრაცია	372
ეკონომეტრიული, „ზემოდან-ქვემოთ“ პროგნოზირების მოდელის ილუსტრაციისათვის	375
სიმულაციური, „ქვემოდან-ზემოთ“ პროგნოზირების მოდელის ილუსტრაციისათვის	376
ძირითადი მამოძრავებელი პარამეტრები	377
გაზის მოხმარების პროგნოზირების „ქვემოდან-ზემოთ“ მოდელის საანგარიშო ალგორითმის გამარტივებული სქემა	378
პროგნოზირების მოდელების დროის მიხედვით უპირატესი გამოყენების არეალი	379
კალიბრების პროცესის რეკონსტრუქცია	381
ევროპის სხვადასხვა ქვეყნის ფაქტობრივი მონაცემების საფუძველზე განსაზღვრული სანიშნო მაჩვენებლები	382
ბოლო მოხმარების სიმულაციური მოდელის გამოყენების სქემატური ნახაზი	382
გაზის ტურბინა GE 6F.03	387
ორთქლის ტურბინა	388
კოსმოსური ხომალდი წყალბადის თბური ელემენტებით წარმოებული ელექტროენერჯის მოხმარებით	389
SGT-400 DLE გაზის ტურბინა 60 %-მდე წყალბადის მოხმარებით	394
გაზზე მომუშავე თბოელექტროსადგურის სქემატური დიაგრამები	395

წყალბადის გამოყენების ძირითადი მიმართულებები	397
წყალბადზე მომუშავე ავტომობილის გამოცდა იზოლირებულ სივრცეში	398
წყალბადზე მომუშავე ავტომობილის ამძრავის მოქმედების პრინციპული სქემა	399
წყალბადგასამართი სადგური	399
წყალბადზე მომუშავე სატრანსპორტო საშუალებები	400
საწვავის ავზის აფეთქებით გამოწვეული შედეგები წყალბადზე და ბენზინზე მომუშავე ავტომობილების შემთხვევაში	401
ნავთობქიმიური ინდუსტრიის პროდუქცია	403
<b>V ნაწილი</b>	
<b>საქართველოს ნავთობი და გაზი</b>	
კომპანია "ბლოკ ენერჯის" ჰორიზონტალური ბურღვის ტექნოლოგიით მომუშავე ჭაბურღილი	416
ნავთობის პირველადი დამუშავების საწარმო	417
შპს „ზდ ნავთობის კომპანიის“ სარექტიფიკაციო დანადგარი	420
გარდაბნის კომბინირებული ციკლის გაზის თბოელექტროსადგურის ქვაბ-უტილიზატორები	431
თოვლმყინვარული საფარის ცვლილება მყინვარწვერის მასივზე	451
შტორმული ნალექების ზრდის პროგნოზი	453
საქართველოს ტერიტორიის სეისმური დარაიონება	453
მაგისტრალური გაზსადენების დაზიანებული მონაკვეთები დევდორაკის ხეობაში	454
აფეთქებები ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალურ გაზსადენსა და ბაქო-სუფსის სატრანზიტო ნავთობსადენის ტრასაზე	457
CNG პროექტის კონცეფცია	466
მცირე სიმძლავრის გათხევადებული გაზის დასაწყობებისა და რეგაზიფიკაციის საწარმო	466
ბუნებრივი გაზის ვირტუალური რევერსის პროექტის კონცეფცია	467
განცალკევების მოდელების ვერტიკალური იერარქია	475
განცალკევების მოდელები ევროკავშირის ქვეყნებსა და დიდ ბრიტანეთში	476

## ცხრილები

<b>ცხრილი</b>	<b>83</b>
<b>I ნაწილი</b>	
<b>საბადოს გეოლოგია და ნავთობისა და გაზის მოპოვება</b>	
ცხრილი 1.1. დედამიწის ქერქის გეოქრონოლოგიური დაყოფა	9

ცხრილი 1.2. გამტარებლობის საანგარიშო ფორმულაში შემავალი პარამეტრები	16
ცხრილი 1.3. საბადოების პირობითი კლასიფიკაცია მარაგების მიხედვით	25
ცხრილი 1.4. ნავთობის მნიშვნელოვანი მარაგის მფლობელი ქვეყნები	35
ცხრილი 1.5. გაზის მნიშვნელოვანი მარაგის მფლობელი ქვეყნები	36
ცხრილი 1.6. პირველადი რესურსების მოხმარების წილი გლობალურ ენერჯეტიკაში	42
ცხრილი 1.7. გადახდების ძირითადი სახეები	87
<b>II ნაწილი</b>	
<b>ნავთობისა და გაზის ტრანსპორტირება</b>	
ცხრილი 2.1. ნავთობის მიწოდების კრიტიკული გასასვლელები	98
ცხრილი 2.2. კასპიის ნავთობის ექსპორტის სარკინიგზო მარშრუტები	101
ცხრილი 2.3. საზღვაო ტერმინალები	107
ცხრილი 2.4. მაგისტრალური ნავთობსადენების პარამეტრები	113
ცხრილი 2.5. გაზსადენების გამტარუნარიანობა	127
ცხრილი 2.6. ნავთობპროდუქტებისა და აირების წვის სითბო	144
ცხრილი 2.7. ფოლადის მახასიათებლები API 5L სპეციფიკაციის მიხედვით	148
ცხრილი 2.8. K კოეფიციენტის მნიშვნელობები	164
ცხრილი 2.9. ინვესტიციების შესაძლო სპექტრის შეფასება სამშენებლო პროექტების განვითარების სხვადასხვა ეტაპზე	208
ცხრილი 2.10. მაგისტრალური ნავთობსადენის საანგარიშო მუშა დღეები	216
ცხრილი 2.11. მაგისტრალური ნავთობსადენის პარამეტრები	217
ცხრილი 2.12. λ კოეფიციენტის საანგარიშო ფორმულები	219
ცხრილი 2.13. გაზსადენის დიამეტრის საორიენტაციო მნიშვნელობები	223
ცხრილი 2.14. მაგისტრალური მილსადენის მონაკვეთის სამშენებლო ოპერაციების გამარტივებული გეგმა	238
<b>III ნაწილი</b>	
<b>ნავთობისა და გაზის გადამუშავება და გამოყენება</b>	
ცხრილი 3.1. ნავთობის დახასიათება API სიმკვრივისა და გოგირდის შემცველობის მიხედვით	251
ცხრილი 3.2. API ინდექსისა და სიმკვრივის ურთიერთდამოკიდებულება	252

ცხრილი 3.3 რეგიონის საბადოების ნავთობის მახასიათებელი ძირითადი პარამეტრები	253
ცხრილი 3.4. ნავთობროდუქტების ტონიდან ბარელებში გადამყვანი კოეფიციენტები	254
ცხრილი 3.5. ნავთობის კლასიფიკაცია ჯგუფური შემადგენლობის მიხედვით	259
ცხრილი 3.6. მსოფლიოს 10 მსხვილი ნავთობგადამამუშავებელი ქარხანა	264
ცხრილი 3.7. ფრაქციების გამოყოფის ტემპერატურული ინტერვალები	266
ცხრილი 3.8. LPG-ის შემადგენელი ნახშირწყალბადების ნაჯერი ორთქლის წნევა	276
ცხრილი 3.9. Euro 5 და Euro 6 სტანდარტები	279
ცხრილი 3.10. ბუნებრივი გაზის შემადგენელი აირები	289
ცხრილი 3.11. წყალბადის თვისებები	309
ცხრილი 3.12. კონსტრუქციული მასალების მდგრადობა წყალბადის მიმართ	311
ცხრილი 3.13. მნიშვნელოვანი ინციდენტები	313
ცხრილი 3.14. მეთანის პიროლიზის პროცესის ტემპერატურული ზღვრები	327
ცხრილი 3.15 მაგისტრალური გაზსადენების მშენებლობის ინდექსირებული დანახარჯები	328
<b>IV ნაწილი</b>	
<b>ნავთობისა და გაზის გამოყენება</b>	
ცხრილი 4.1. სათბურის გაზების ხვედრითი ემისიები	349
ცხრილი 4.2. ნახშირბადის ემისიის ფაქტორი	349
ცხრილი 4.3. გაზის ფასის ფორმირების სხვადასხვა მექანიზმი	362
ცხრილი 4.4. ბუნებრივი გაზის საბაზრო ფასების ცვალებადობა ევროპის ბაზრებზე	367
ცხრილი 4.5. კომბინირებული ციკლის გაზის ტურბინიანი ჰიპოთეტური თბოელექტროსადგურის საანგარიშო ეფექტიანობის მაჩვენებლები	392
<b>V ნაწილი</b>	
<b>საქართველოს ნავთობი და გაზი</b>	
ცხრილი 5.1. ნავთობის, ნავთობში გახსნილი გაზისა და თავისუფალი გაზის პერსპექტიული რესურსები	410
ცხრილი 5.2. საბადოებზე მომუშავე კომპანიები	414
ცხრილი 5.3. ნავთობპროდუქტების იმპორტი საქართველოში	421
ცხრილი 5.4. ყაზახური ნავთობის ტრანსპორტირების ტარიფი საქართველოს ტერიტორიის გავლით	424

ცხრილი 5.5. საქართველოს შავი ზღვის პორტების გამტარუნარიანობა	425
ცხრილი 5.6. გაზის მიწოდება საქართველოს გაზომარაგების სისტემაში	427
ცხრილი 5.7. თესების ფაქტობრივი ეფექტურობა	432
ცხრილი 5.8. გაზის პიკური მოთხოვნის საპროგნოზო მოცულობები	460



#### დანართი 4

##### ნავთობისა და გაზის ბიზნესში გამოყენებული ტერმინების მოკლე განმარტებითი ლექსიკონი

ლექსიკონი შეიცავს ნავთობ-გაზის ინდუსტრიაში გამოყენებული ტერმინების მოკლე განმარტებებსა და ინგლისურენოვან შესატყვისებს.

ლექსიკონში ძირითადად გამოყენებულია კანონებში (საქართველოს კანონი ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ და საქართველოს კანონი ნავთობისა და გაზის შესახებ), სტანდარტებში (CEN standards, American Standards, ...), ცნობარებსა (OECD, IEA, IPIECA, ...), საქართველოს ენერგეტიკულ პოლიტიკაში, საქართველოს ენერგეტიკისა და კლიმატის ეროვნულ ინტეგრირებული გეგმასა (NECP) და ქართულ-ინგლისურ ტექნიკურ და ენერგეტიკულ ლექსიკონებში ასახული ტერმინები, რომლებიც შერჩეულია მათი გამოყენების სიხშირის გათვალისწინებით, დარგში ავტორის მრავალწლიანი სამეცნიერო, პედაგოგიურ, საინჟინრო-პრაქტიკულ და მენეჯერული საქმიანობის გამოცდილებაზე დაყრდნობით.

**აკუმულირება (accumulation)** - ნავთობის და/ან გაზის დაგროვება დამჭერში, ბუდობის ფორმირება

**აპსტრიმი (upstream)** - მოპოვებასთან დაკავშირებული (პირობითად „აღმავალი ნაკადის“) ოპერაციები ნავთობისა და გაზის ბიზნესში

**ართმევის (გაზგაცემის) ნორმა (withdrawal rate)** - გაზსაცავიდან ან კოლექტორიდან გაზის ართმევის ნორმა, დღეღამური ამოღების მოცულობა

**ასოცირებული (თანმდევი) გაზი (Associated Gas)** - წარმოადგენს ბუნებრივ გაზს, რომელიც მოიპოვება ნავთობის საბადოდან, როგორც თანმდევი პროდუქტი

**ბარი (bar)** - წნევის ერთეული მეტრულ (მაგრამ არა SI) განზომილებათა სისტემაში, ბარი განისაზღვრება, როგორც ზუსტად 100,000 პა (100 კპა) ტოლი, ანუ ოდნავ ნაკლებია, ვიდრე საშუალო საშუალო ატმოსფერული წნევა ზღვის დონეზე (1ატმ≈1.013 ბარი)

**ბარელი (barrel, bbl)** - მოცულობის განზომილების ერთეული ნავთობის ინდუსტრიაში, ტოლია დაახლოებით 158,99 ლიტრისა (1მ<sup>3</sup>≈6,29ნავთობის ბარელს)

**ბენზინი (benzine, gasoline, petrol)** - შიდაწვის ძრავებში გამოყენებული, ნედლი ნავთობის მსუბუქი ფრაქციიდან 38-195°C ტემპერატურულ ზღვრებში გამოხდისას მიღებული მაღალმოქტანური საავტომობილო საწვავი

**ბონუსი (bonus)** – თანხა, რომელიც ხელშეკრულების მიხედვით გადაეცემა სახელმწიფოს ინვესტორთან ხელშეკრულების ხელმოწერის დროს, სამრეწველო მნიშვნელობის ნავთობისა და გაზის მარაგების აღმოჩენისას, ანდა ნავთობისა და გაზის მოპოვების გარკვეული დონის მიღწევისას, ან სხვა, ხელშეკრულებით დადგენილ შემთხვევებში

**ბუნებრივი გაზი (natural gas)** - წიაღიდან მოპოვებული და მილსადენებით მიწოდებული ნახშირწყალბადური აირი, რომელიც ძირითადად შედგენილია გაჯერებული ნახშირწყალბადების (> 95%): მეთანის ( $CH_4$ ), ეთანის ( $C_2H_6$ ), პროპანის ( $C_3H_8$ ), იზო- და n-ბუტანის ( $C_4H_{10}$ ), პენტანის ( $C_5H_{12}$ ) და მისი იზომერებისაგან. ბუნებრივი გაზის სიმკვრივე 0,68-0,85 კგ/მ<sup>3</sup>-ია, თვითაალების ტემპერატურა ტოლია 650°C-ისა, ფეთქებასაშიში კონცენტრაცია ატმოსფერულ ჰაერთან 5-დან 15 %-ის ფარგლებში ცვალებადობს. იგი ბუნებრივ პირობებში უფერო და უსუნო გაზია. მისი წვის შედეგად გამოიყოფა მნიშვნელოვანი რაოდენობის ენერჯია

**ბუნებრივი გაზის გამანაწილებელი ქსელი (NG distribution network)** – ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურა, რომელიც აკავშირებს მიწოდების პუნქტსა და მომხმარებელს და რომლის საპროექტო ან/და მუშა წნევა არ აღემატება 1,2 მგპა-ს (ზოგ ქვეყნებში 1,6 მგპა-ს), აგრეთვე ბუნებრივი გაზის გამანაწილებელი სისტემის მიწოდების ყველა პუნქტში არსებული აღრიცხვისა და რეგულირების სადგურები, ელექტრონული კომუნიკაციები და საინფორმაციო სისტემები და ბუნებრივი გაზის განაწილებისათვის საჭირო სხვა ინფრასტრუქტურა

**ბუნებრივი გაზის მიწოდების სისტემა/ჯაჭვი (gas supply chain)** – გაზის მიწოდების ერთიანი სისტემა მოპოვებიდან მოხმარებამდე

**გადასავალი** (crossing) - საავტომობილო გზის, რკინიგზის, მდინარის და სხვა ბუნებრივი ან ხელოვნური დაბრკოლების კვეთა მილსადენის ტრასით

**გაზის დამუშავება** (gas processing) – ბუნებრივი გაზის დამუშავება ნავთობგაზპროდუქტების მიღების მიზნით

**გაზის დამამუშავებელი ქარხანა** (gas processing plant) - საბადოდან მიღებული ბუნებრივი გაზის გაზის გაწმენდისა და ტრანსპორტირებისა და მომხმარებლისთვის მისაწოდებლად მოსამზადებელი საწარმო

**გაზის საბადო** (gas field/deposit) - საბადო, რომლის ძირითადი შემადგენელი მეთანია (90 % და მეტი), დანარჩენი კი მძიმე ნახშირწყალბადოვანი გაზები, ნახშირორჟანგი, გოგირდწყალბადი, აზოტი და ა.შ.

**გაზის ფაქტორი** (gas/oil ratio) - გაზისა და ნავთობის შემცველობის თანაფარდობა საბადოში

**გაზის ქუდი** (gas-cap) - საბადოზე ნავთობით გაჯერებული ჰორიზონტის თავზე დაგროვილი გაზი

**გაზნავთობის საბადო** (oil-gas field/deposit) - საბადო, რომელიც უფრო მეტ ნავთობს შეიცავს, ვიდრე გაზს. ასეთი საბადოს თაღში, როგორც წესი, განლაგებულია გაზის ქუდი

**გაზპროდუქტები** (natural gas products) – მეთანი, ეთანი, პროპანი, ბუტანი და სხვა პროდუქტები, რომლებიც მიიღება ბუნებრივი გაზის დამუშავებით, მისართებისა და დანამატების დამატებით ან უამისოდ და აკმაყოფილებს ტექნიკურ ნორმებსა და სტანდარტების მოთხოვნებს

**გაზჰიდრატი** (gashydrate) – გაზისა და წყლის მოლეკულებისაგან წარმოქმნილი კრისტალი. როგორც წესი, შედგება წყლის მოლეკულების გარსით გარშემორტყმული მეთანის მოლეკულების ერთობლიობისაგან

**გათხევადებული ბუნებრივი გაზი** (LNG, liquified natural gas) - ბუნებრივი გაზის მსუბუქი ფრაქციების – მეთანისა (ძირითადად) და ეთანისაგან ხელოვნურად, დაახლოებით  $-161^{\circ}\text{C}$  ( $-265^{\circ}\text{F}$ ) ტემპერატურამდე გაცივებით მიღებული, უფრო და უსუნო თხევადი სათბობი, რომელიც დაახლოებით 600-ჯერ ნაკლებ მოცულობას იკავებს ბუნებრივ გაზთან შედარებით, ძირითადად გრძელ მანძილებზე გადაზიდვის გაადვილების მიზნით

**გათხევადებული ბუნებრივი გაზის ტერმინალი** (LNG terminal) – ტერმინალი, რომელიც გამოიყენება ბუნებრივი გაზის გათხევადებისთვის ან გათხევადებული ბუნებრივი გაზის იმპორტის, გადმოტვირთვისა და რეგაზიფიკაციისთვის

**განსაკუთრებული ეკონომიკური ზონა** (special economic zone) – საზღვაო რაიონი, რომლის სიგანეც 200 საზღვაო მილია და აითვლება იმ სწორი საწყისი ხაზებიდან, საიდანაც ხდება ტერიტორიული ზღვის ათვლა

**დადასტურებული მარაგები** (proven reserves) - ნავთობისა და გაზის ის რაოდენობა, რომლის კომერციულად ამოღება, გეოსამეცნიერო და საინჟინრო მონაცემთა ანალიზის თანახმად, შესაძლებელია მოცემული თარიღიდან დაწყებული მომავალში, აღმოჩენილი ბუდობებიდან განსაზღვრული ეკონომიკური ვითარების, საოპერაციო მეთოდებისა და მოქმედი რეგულირების პირობებში;

**დაზგა-საქანელა (jack)** - მოწყობილობა, რომელიც გამოიყენება ჭაბურღილით ნედლი ნავთობის მოსაპოვებლად, როდესაც საბადოში არ არის საკმარისად მაღალი წნევანავთობის ამოსატანად ზედაპირზე ბუნებრივი დაწნევის ხარჯზე

**დაუნსტრიმი (downstream)** - ნავთობისა და გაზის გადამუშავებასა და პროდუქტების რეალიზაციასთან დაკავშირებული (პირობითად „დაღმავალი ნაკადის“) ოპერაციები ნავთობისა და გაზის ბიზნესში

**დედვეიტი (dwt)** - საზღვაო სატრანსპორტო საშუალების (მაგ., ტანკერის) სრული ტვირთამწეობა

**დიზელის საწვავი, გაზოილი (diesel fuel, gas oil)** - სხვადასხვა დანიშნულების დიზელის ძრავებში გამოყენებული, ნედლი ნავთობის მსუბუქი და მძიმე გაზოილის ფრაქციიდან მიღებული საწვავი, ნორმირებული ცეტანური რიცხვით

**დისტანციური მართვისა და მონაცემების შეგროვების სისტემა (SCADA)** - საწარმოო პროცესების მონიტორინგის სისტემა, ადგილიდან ან დისტანციურად. სისტემა შედგება საველე აპარატურისა და პროგრამული უზრუნველყოფისგან და შეუძლია შეაგროვოს, გააკონტროლოს და გაანალიზოს მონაცემები რეალურ დროში, ოპერაციების მართვის მიზნით

**დისტილაცია, გამოხდა (distillation)** - ნედლი ნავთობიდან თხევადი და აირადი კომპონენტების (პროდუქტების) გამოყოფის პროცესი დუღილის ტემპერატურის შერჩევით და კონდენსაციის გამოყენებით

**ემინენტ დომეინი (eminent domain)** – აუცილებელი საზოგადოებრივი საჭიროების შემთხვევაში სახელმწიფოს მიერ სასამართლოს გადაწყვეტილების საფუძველზე მიწის და მასზე არსებული კერძო საკუთრების დროებით ჩამორთმევა სათანადო ანაზღაურების გადახდით

**ეტალონური ნავთობი (benchmark oil)** - კონკრეტული საბადოსათვის დამახასიათებელი თვისებებისა და ეკვივალენტური შედგენილობის ნავთობის სპეციფიკაცია, კომერციული მიზნებისათვის. საერთაშორისო ვაჭრობაში ნავთობის ეტალონებად, ძირითადად Brent, WTI და Dubai გამოიყენება

**თავისუფალი გაზი (free gas)**- საბადოში ნავთობისაგან გაცალკეებული გაზი

**თანამდევი (ასოცირებული) გაზი (associated gas)** – ნავთობში გახსნილი, ნავთობთან შეჭიდული გაზი საბადოში

**თხევადი (ნავთობის) გაზი (Liquid Petroleum Gas – LPG)** - ნახშირწყალბადების თხევადი ფრაქცია, რომელიც მოპოვებისას ნავთობის თანამდევი გაზის ნაკადის თხევადი, გაზის მძიმე ფრაქციების პროპანისა და ბუტანისაგან განსაზღვრული წნევისა და/ან დაბალი ტემპერატურის პირობებში წარმოებული თანაპროდუქტია. ბუნებრივ პირობებში პროპანი და ბუტანი აირადი პროდუქტებია

**ინვესტორი (investor)** – ფიზიკური ან იურიდიული პირები ან იურიდიული პირების ერთობლიობა (კონსორციუმი), რომლებიც მონაწილეობენ ნავთობისა და გაზის ძებნა-

ძიებასა და მოპოვებაში და ამისათვის იყენებენ საკუთარ, ნასესხებ ან მოზიდულ ფინანსურ საშუალებებს

**კაროტაჟი (logging)** - გეოფიზიკური კვლევის მეთოდი ჭაბურღილის გამოყენებით

**კოლექტორი (collector, accumulator)** - მაღალი კოლექტორული თვისებების მქონე და განსაკუთრებული ფორმის, ე.წ. „დამჭერის“ ფორმის ქანი, გაუმტარი, გადამხურავი ქანების ზედდებით, რომელშიც შესაძლებელია ნავთობისა და/ან გაზის დაგროვება

**კომბინირებული ციკლის გაზის თბოელექტროსადგური (CCG TPP)** - ელექტროსადგური, რომელიც ელენერგიას გამოიმუშავებს გაზისა და ორთქლის ტურბინებით ერთად, რისთვისაც გაზის ტურბინ(ებ)ის გამონაბოლქვის სითბო მიეწოდება ორთქლის ტურბინას დამატებით ენერგიის გამოსამუშავებლად

**კომერციული აღმოჩენა (commercial discovery)** - ნავთობისა და გაზის აღმოჩენა, რომელიც, ოპერატორის დასაბუთებული აზრით და ყველა სათანადო მონაცემის ანალიზისა და საოპერაციო, ტექნიკური და ეკონომიკური მაჩვენებლის შესწავლის შემდეგ, დამუშავებისათვის კომერციულად მიზანშეწონილად იქნება მიჩნეული

**კომპრესიული ბუნებრივი გაზი (CNG, compressed natural gas)** - ბუნებრივი გაზის 200-250 ბარამდე შეკუმშვის შედეგად მიღებული, დაახლოებით 200-ჯერ შემცირებული მოცულობით (0,2 ტ/მ<sup>3</sup> სიმკვრივის) გაზი, რომელიც ფართოდ გამოიყენება შიგაწვის ძრავებში თხევადი საწვავის ჩასანაცვლებლად. CNG-ს ტრანსპორტირებისა და შენახვისათვის გამოიყენება სპეციალური სატრანსპორტო საშუალებები და მაღალწნევიანი რეზერვუარები

**კონდენსატი (condensate)** - იგივე გაზის კონდენსატი ნახშირწყალბადების სახესხვაობაა, რომელიც ნავთობის მიწისქვეშა რეზერვუარის (საბადოს) მაღალი წნევისა და ტემპერატურის პირობებში გაზური სუბსტანციაა. კონდენსატი ძირითადად შედგება პენტანისა და სხვა მძიმე პროდუქტებისაგან, რომლებიც ადვილად ორთქლდება და ნახშირწყალბადებია და ზედაპირული წნევისა და ტემპერატურის პირობებში გარდაიქმნება (იშლება) თხევად ფაზად (კონდენსატი) და აირულ

**კონტაქტი (contact)** - წყლისა და ნავთობის, ნავთობისა და გაზის, წყლისა და გაზის გამყოფი ზედაპირები საბადოში (წყალ-ნავთობის, ნავთობ-გაზისა და წყალ-გაზის კონტაქტები, შესაბამისად)

**კონტინენტური შელფი (continental shelf)** – ზღვის ფსკერი და წყალქვეშა რაიონის წიაღი, კონტინენტის კიდის სახმელეთო ტერიტორიის ბუნებრივი გაგრძელების ჩათვლით, რომელიც ვრცელდება ტერიტორიული ზღვის გარე საზღვრიდან სხვა ზღვისპირა ქვეყნების კონტინენტური შელფის გამიჯვნის საზღვრამდე

**კონცესია (concession)** - კაპიტალის დაბანდების (ინვესტიციის) მიზნით სახელმწიფოს მიერ გაფორმებული გრძელვადიანი საიჯარო ხელშეკრულება ბუნებრივი რესურსების ექსპლუატაციასა და მასთან დაკავშირებულ სხვა სამეურნეო საქმიანობაზე

**კონცესიის ხელშეკრულება (concession agreement)** – ნავთობგაზის ძებნა-ძიებისა და საბადოს დამუშავების შესახებ კომპლექსური, ფართოდ გავრცელებული ხელშეკრულება სახელმწიფოსა და კონცესიონერს შორის, რომელიც განსხვავდება სხვადასხვა ტიპის



სერვისული მომსახურებ(ებ)ის, მათ შორის პროდუქციის წილობრივი განაწილების, ხელშეკრულებებისაგან. საკონცესიო ხელშეკრულებაში დათქმულია გადასახადები, რომლებსაც კონცესიორი გადაუხდის სახელმწიფოს წიაღით სარგებლობის სანაცვლოდ. კონცესიისათვის საფასურის გადახდა შეიძლება ფულადი ან ნატურალური ფორმით. გადასახადები შეიძლება შეიცავდეს საფასურს კონცესიისათვის, საიჯარო გადასახადს, ბეგარას, როიალტებს, ერთჯერად საპრემიერო გადასახადებს (ბონუსებს) და სხვა გადასახადებს მოქმედი კანონმდებლობით

**მაგისტრალური მილსადენი (trunk pipeline)** – მილსადენი, აგრეთვე მასთან დაკავშირებული ობიექტები, რომლებიც განკუთვნილია ნავთობის, ნავთობპროდუქტების, ნავთობის თანმდევი და ბუნებრივი გაზისა და მათი ტრანსფორმაციის პროდუქტების დიდ მანძილზე ტრანსპორტირებისათვის, გარდა გამანაწილებელი და საბადოს შემკრები მილსადენებისა

**მაგისტრალური გაზსადენის სისტემა, ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელი (gas-main system, natural gas transmission system)** – გაზსადენების ქსელი, რომლის საპროექტო წნევა აღემატება 1,2 მგპა-ს (ზოგ ქვეყანაში 1,6 მგპა-ს), აგრეთვე, მიწოდების ყველა წერტილში არსებული საზომი და მარეგულირებელი სადგურები, ჩამკეტი კვანძები, საკომპრესორო სადგურები, ელექტრონული საკომუნიკაციო და საინფორმაციო სისტემები და სხვა ინფრასტრუქტურა, რომელიც აუცილებელია ბუნებრივი გაზის გადამცემისთვის და ქსელის გაზის შესანახად, გარდა საბადოს შემკრები მილსადენებისა

**მარაგები (reserves)** - ნავთობისა და გაზის ის მოსალოდნელი რაოდენობა, რომელიც მოცემული თარიღისათვის გარკვეულ პირობებში კომერციულად მოიპოვება ცნობილი ბუდობიდან, დამუშავების პროექტის განხორციელებით

**მეთანი (methane)** - ბუნებრივი გაზის ძირითადი შემადგენელი (80-90%). მეთანის ძირითადი ნაწილი საბადოებში, დანალექი ქანების შემცველი ორგანული ნივთიერებებისგან მაღალი ტემპერატურისა და წნევის პირობებში, თერმოკატალიზური პროცესის შედეგადაა მიღებული

**მეთანის რიცხვი (MN)** - შიგაწვის ძრავებში გამოყენებული კომპრესიული გაზის (CNG) ხარისხის მაჩვენებელი. ახასიათებს საწვავის წინააღმდეგობის უნარს დეტონაციის მიმართ (ბენზინის ოქტანობის იდენტური მახასიათებელი გაზისათვის)

**მიდსტრიმი (midstream)** - მილსადენებით ტრანსპორტირების, გაზის დამუშავებისა და ტრანსფორმაციის (პირობითად „შუა ნაკადის“) ოპერაციები ნავთობისა და გაზის ბიზნესში

**მილი (mile)** - სიგრძის ერთეული იმპერიულ და აშშ-ს განზომილებათა სისტემებში, ტოლია დაახლოებით 1609,35 მეტრისა

**მილსადენის გასხვისების ზოლი (ROW, Right of Way)** - სერვიტუტის ტიპი, უპირატესი უფლება, გატარდეს (აშენდეს) და გაეწიოს საჭირო მომსახურება ნავთობ- ან გაზსადენს გამოყოფილ მიწის ნაკვეთზე

**მილსადენი ტრანსპორტი (pipeline transport)** - სითხის ან გაზის დიდ მანძილზე ტრანსპორტირება მილსადენების სისტემის საშუალებით

**მიწისქვეშა გაზსაცავი** (underground gas storage) - მიწისქვეშ, ძირითადად, გაზისა და ნავთობის გამოფიტულ საბადოში ან მარილის საბადოში, ხელოვნურად შექმნილ რეზერვუარში, ბუნებრივი გაზის მარაგის შესანახი მოწყობილობა

**მოგების ნავთობი და გაზი** (profit oil and gas) – მოპოვებული ნავთობისა და გაზის ის ნაწილი, რომელიც რჩება მოპოვებული ნავთობისა და გაზის სრული ოდენობისაგან საბაზისო და საკომპენსაციო ნავთობისა და გაზის გამოკლების შემდეგ;

**მომსახურების ხელშეკრულება** (service agreement) - სახელმწიფოსა და ინვესტორს შორის დადებული ხელშეკრულებაა, რომლითაც ინვესტორს ენიჭება განსაზღვრული დროის განმავლობაში განსაზღვრულ ფართობზე ნავთობისა და გაზის საძიებო სამუშაოების წარმოების, ან სხვა სახის მომსახურების უფლება

**მოსაკრებელი ბუნებრივი რესურსებით სარგებლობისათვის** (resource fee, royalty) – კანონმდებლობით დადგენილი მოსაკრებელი ქვეყნის ტერიტორიაზე მოპოვებული ნავთობისა და გაზის რესურსების ერთეული მოცულობის მოპოვებისათვის, რომლის ოდენობა აისახება ნავთობისა და გაზის რესურსებით სარგებლობის გენერალურ ლიცენზიაში და შესაბამის ხელშეკრულებაში

**ნავთობგაზის საბადო** (gas-oil field/deposit) - საბადო, რომელიც უფრო მეტ გაზს შეიცავს, ვიდრე ნავთობს. ასეთ საბადოში ნავთობშემცველი ჰორიზონტის ზემოთ განლაგებულია გაზშემცველი თალი

**ნავთობი** (oil, crude oil, petroleum) - ბლანტი, ზეთოვანი წიაღისეული სათბობი, დამახასიათებელი სუნითა და მუქი-მურა, მურა-მწვანე, ზოგჯერ ღია ფერით, სინათლეზე განიცდის ოდნავ შესამჩნევ ფლუორესცენციას. ნავთობი რთული ნაერთია, რომელიც 200-ზე მეტ სხვადასხვა სიმკვრივის ორგანულ კომპონენტს, აგრეთვე მცირე რაოდენობით სხვა ქიმიურ ნაერთებს შეიძლება შეიცავდეს. ნავთობის სიმკვრივე დაახლოებით 700-1100 კგ/მ<sup>3</sup> ფარგლებში ცვალებადობს

**ნავთობისა და გაზის არატრადიციული რესურსები** (nontraditional resources of oil and gas) - ვრცელ გეოლოგიურ გარემოში გადანაწილებული ფიქლების გაზი, გაზჰიდრატების გაზი, ქვანახშირის შრეებთან ასოცირებული მეთანი, ბუნებრივი ბითუმებისა და ნავთობიანი ფიქლების ბუდობები და სხვა, რომელთა რეჟიმულ პარამეტრებზე ზეგავლენას არ ახდენს ქანების ჰიდროდინამიკა

**ნავთობისა და გაზის საბუდოს ათვისება** (development of oil and gas deposit) – ნავთობისა და გაზის მოპოვების მიზნით განხორციელებული ტექნოლოგიური და საორგანიზაციო სამუშაოები, ნახშირწყალბადების წიაღიდან ამოღება, მათი შეგროვება, მომზადების ადგილამდე გადატანა და ნავთობისა და გაზის მომზადება

**ნავთობისა და გაზის გენერაციის ფანჯრები** (oil and gas generation windows) - გეოლოგიაში გამოყენებული ცნება ორგანული მასალის გარდაქმნის პროცესის დასახასიათებლად

**ნავთობისა და გაზის ოპერაციები** (oil and gas operations) - ძებნა-ძიება, შეფასება, დამუშავება, ექსპლუატაცია და ლიკვიდაცია, ასევე ნავთობისა და გაზის შეგროვების, მომზადებისა და მოპოვებული ნავთობისა და გაზის შენახვის ოპერაციები, რომლებიც ტარდება ხელშეკრულებისა და ლიცენზიის საფუძველზე

**ნავთობისა და გაზის ოპერაციებზე გაწეული ხარჯები და დანახარჯები** (operations costs and expenses) – ნავთობისა და გაზის ოპერაციებზე გაწეული დანახარჯები და საექსპლუატაციო ხარჯები, რომელთა განსაზღვრის წესი და პროცედურა დგინდება ხელშეკრულებით;

**ნავთობისა და გაზის საბადო** (oil and gas deposit) – ნავთობისა და/ან გაზის ერთი ან მეტი, ურთიერთ-დაკავშირებული ბუდობის ერთობლიობა

**ნავთობის ეროვნული კომპანია (ნეკ** (National Oil Company- NOC) – საწარმო, რომლის წილის (აქციების) 50%-ზე მეტს ფლობს სახელმწიფო ან/და სახელმწიფოს 50%-ზე მეტი წილობრივი მონაწილეობით არსებული საწარმო და რომელსაც ქვეყნის მთავრობის დადგენილებით მინიჭებული აქვს ნეკ-ის სტატუსი

**ნავთობისა და გაზის რესურსები** (oil and gas resources)– წიაღში არსებული ნავთობის, გაზისა და კონდენსატის რაოდენობა;

**ნავთობისა და გაზის საბადოების ძებნა-ძიება** (oil and gas exploration)– გეოლოგიური, გეოფიზიკური, ბურღვითი, ტექნოლოგიური და სხვა დამხმარე სამუშაოები, რომელთა საფუძველზეც სტრუქტურის, ნავთობისა და გაზის მარაგების, ხარისხისა და მოპოვების პირობები განისაზღვრება და სამრეწველო მნიშვნელობა წინასწარ ფასდება

**ნავთობისა და გაზის ოპერაციები** (oil and gas operations) – ხელშეკრულებითა და ლიცენზიით განსაზღვრული ფართობის წიაღში ნავთობისა და გაზის ძებნა-ძიებისა და მოპოვების სამუშაოები, აგრეთვე ამ სამუშაოებთან უშუალოდ დაკავშირებული ოპერაციები (მოპოვებული ნავთობისა და გაზის შეგროვება, მომზადება, გაზომვა და შენახვა)

**ნავთობის საბადო** (oil field/deposit) - საბადო, რომლის შემადგენლობაში თხევადი ნახშირწყალბადები ჭარბობს

**ნავთობის გადამუშავება** (oil refining) – ნედლი ნავთობიდან სასაქონლო პროდუქტების მიღების ტექნოლოგიური პროცესების კომპლექსი ნავთობგადამამუშავებელ საწარმოში, რომელიც, როგორც წესი, მოიცავს: ნედლეულის მიღება-დასაწყობებას, მომზადებას გადამუშავებისათვის, ატმოსფერულ და ვაკუუმურ დისტილაციას, კატალიზურ რეფორმინგს და კრეკინგს, საშუალებდო და საბოლოო ჰიდროგაწმენდას, ტექნოლოგიური ნარჩენების უტილიზაციასა და სასაქონლო პროდუქციის დასაწყობებას

**ნავთობპროდუქტები** (petroleum products) - დისტილაციის პროცესში ნედლი ნავთობის გადამუშავების (ფრაქციებად დაყოფის) შედეგად მიღებული პროდუქტები

**ნახშირის ფენის გაზი** (coalbed methane/gas) - წარმოადგენს ქვანახშირის ფენაში დაგროვილ მეთანს, რომელიც წარმოქმნილია ქვანახშირის თერმოდინამიკური გარდაქმნის პროცესში ან მასზე მიკრობების ბიოგენური ზემოქმედების შედეგად

**ოპეკი** (OPEC) - ნავთობის ექსპორტიორი ქვეყნების ორგანიზაცია

**ოპეკის კალათა** (OPEC Reference Basket) - ნავთობის ექსპორტიორი ქვეყნების ორგანიზაციის წევრი სხვადასხვა ქვეყნის ნავთობის ფასების საშუალო შეწონილი სიდიდე, საორიენტაციო

და საცნობარო მაჩვენებელი საერთაშორისო ბაზარზე ნავთობის ფასების კონტროლის კოორდინაციის განსახორციელებლად. კალათის შემადგენლობა პერიოდულად იცვლება. იგი 2022 წლის იანვრიდან წარმოდგენილი იყო ნედლი ნავთობის შემდეგი მარკებით: Saharan Blend (ალჟირი); Girassol (ანგოლა); Rabi Light (გაბონი); Basrah Medium (ერაყი); Iran Heavy (ირანი); Kuwait Export ქუვეითი); Es Sider (ლიბია); Bonny Light (ნიგერია); Murban (გაერთიანებული არაბული საემიროები); Arab Light (საუდის არაბეთი); Merey (ვენესუელა); Zafiro (ეკვატორული გვინეა); Djeno (კონგო).

**ოქტანური რიცხვი** (octane number, ON) - საავტომობილო ბენზინის დეტონაციური მედეგობის მაჩვენებელი

**პერსპექტიული რესურსები** (prospective resources) - ნავთობის და გაზის შეფასებული რაოდენობა მოცემული თარიღისათვის, რომლის ამოღებაც პოტენციურად შესაძლებელია ჯერ აღმოუჩენელი ბუდობიდან დამუშავების მომავალი პროექტების განხორციელებით

**პირობითი რესურსები** (contingent resources) - ნავთობისა და გაზის შეფასებული რაოდენობა მოცემული თარიღისათვის, რომლის ამოღებაც პოტენციურად შესაძლებელია უკვე აღმოჩენილი ბუდობიდან დამუშავების პროექტების განხორციელებით, მაგრამ ეს უკანასკნელი არ განიხილება მოცემულ პერიოდში კომერციულად რაიმე გაუთვალისწინებელი გარემოებ(ებ)ის გამო

**პროდუქციის წილობრივი განაწილების ხელშეკრულება** (production sharing agreement) – სახელმწიფოსა და ინვესტორს შორის დადებული ხელშეკრულება, რომლითაც განსაზღვრულ ფართობზე, განსაზღვრული პერიოდის განმავლობაში, ანაზღაურებადი ურთიერთობის საფუძველზე ინვესტორს ენიჭება ქვეყნის წიაღში ან/და კონტინენტურ შელფზე ნავთობისა და გაზის ოპერაციების ჩატარების ექსკლუზიური უფლება. ინვესტორი იღებს ვალდებულებას თავისი რისკითა და ხარჯებით, ხელშეკრულების შესაბამისად, ჩაატაროს ძებნა-ძიებისა და მოპოვების ყველა სამუშაო. სახელმწიფო იღებს ვალდებულებას, ნავთობისა და გაზის აღმოჩენის და მოპოვების შემთხვევაში ხელი შეუწყოს ინვესტორის მიერ გაწეული ხარჯებისა და დანახარჯების ანაზღაურებას

**რეზერვუარი** (reservoir) – მიწისზედა ან მიწისქვეშა ხელოვნური საცავი ან განცალკევებული, ლითოლოგიური საზღვრებით შეზღუდული გეოლოგიური სტრუქტურა, რომელიც გამოიყენება ნედლეულის, თხევადი გაზის, ნავთობქიმიური პროდუქტების, ასევე ნავთობისა და გაზის ოპერაციებისათვის საჭირო ნივთიერებათა მოსაგროვებლად და შესანახად

**რესურსები** (resources) - ნახშირწყალბადების ყველა ტიპის ჯამური რაოდენობა, რომელიც ბუნებრივად წარმოიშვა დედამიწის ქერქში, მიუხედავად იმისა, ისინი აღმოჩენილია თუ ჯერ არაა აღმოჩენილი, ამოღებადია თუ არაამოღებადი, მათ უკვე მოპოვებულ რაოდენობასთან ერთად

**საბადო** (deposit, field) - სამრეწველო წარმოებისა და მოპოვების კომერციული მიზანშეწონილობისათვის საკმარისი რაოდენობის ნავთობის და/ან გაზის მარაგის აკუმულირების შედეგად მიღებული ბუდობების ერთობლიობა

**საბაზისო ნავთობი და გაზი** (baseline oil and gas)– სახელმწიფოსთვის გადასაცემი მოპოვებული ნავთობი და გაზი, რომელიც ძირითადად ითვალისწინებს საბადოს ინვესტორისათვის გადაცემამდე მოპოვებული ნავთობისა და გაზის ოდენობასა და საბადოს გამოფიტვის დონეს

**საერთაშორისო ნავთობმრეწველობის პრაქტიკა** (international oil industry practice)- ნებისმიერი პრინციპი, პრაქტიკა ან პროცედურა, რომელიც გამოყენებულია საერთაშორისო ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში, როგორც კარგი, უსაფრთხო, ეფექტიანი და აუცილებელი ძებნა-ძიების, დამუშავებისა და ექსპლუატაციის განსახორციელებლად და რეკომენდებულია შეზღუდვის გარეშე გამოსაყენებლად საერთაშორისოდ აღიარებული ორგანიზაციების მიერ

**სავარაუდო მარაგები** - (probable reserves) ნავთობისა და გაზის დამატებითი მარაგები, რომელთა გეოსამეცნიერო და საინჟინრო მონაცემთა ანალიზი უჩვენებს, რომ მათი ამოღება ნაკლებად შესაძლებელია, ვიდრე დადასტურებული მარაგებისა, მაგრამ მეტად შესაძლებელი, ვიდრე შესაძლო მარაგებისა

**საზღვაო მილი** (nautical mile) - ნაოსნობაში გამოყენებული სიგრძის ერთეული, ტოლია დაახლოებით 1852 მეტრისა

**საკომპენსაციო ნავთობი და გაზი** (costrecovery oil and gas) – მოპოვებული ნავთობისა და გაზის ნაწილი, რომელიც ხმარდება ფართობზე ინვესტორის მიერ ნავთობისა და გაზის ძებნა-ძიებისა და მოპოვებისათვის გაწეული ხარჯებისა და დანახარჯების ანაზღაურებას, დაფინანსების ხარჯების ჩათვლით

**საკომპენსაციო ნავთობი და გაზი(სახელმწიფოს)** (States's share of costrecovery oil and gas)– მოპოვებული ნავთობისა და გაზის ნაწილი, რომელიც ხმარდება ფართობზე ნავთობისა და გაზის ძებნა-ძიებისა და მოპოვების მიზნით ინვესტორისათვის ამ ფართობზე ნავთობისა და გაზის ძებნა-ძიების და მოპოვების უფლების მინიჭებამდე სახელმწიფოს მიერ გაწეული ხარჯებისა და დანახარჯების ანაზღაურებას

**საოპერაციო კომპანია** (operational company) – იურიდიული პირი, რომელიც ინვესტორისათვის და ინვესტორის სახელით ახორციელებს ნავთობისა და გაზის ოპერაციებს

**სარისკო მომსახურების ხელშეკრულება** (Risk Services Agreement) – სახელმწიფოსა და ინვესტორს შორის დადებული ხელშეკრულება, რომლითაც ინვესტორს ენიჭება განსაზღვრული დროის განმავლობაში ფართობზე ნავთობისა და გაზის სამიუზო სამუშაოების წარმოების უფლება

**სასაქონლო გაზი** (commercial gas)- სალიცენზიო ფართზე მოპოვებული და სარეალიზაციოდ მომზადებული ხელმისაწვდომი ბუნებრივი გაზი, რომელიც გაწმენდილია მყარი და თხევადი მინარევებისაგან, ნავთობისა და გაზის ოპერაციებში გამოყენებული, საბადოში უკუჩაჭიხნილი, აალებული, გაქრეული ან სხვაგვარად, უკონტროლო პროცესში დაკარგული გაზის გამოკლებით

**სასაქონლო ნავთობი** (commercial oil)- სალიცენზიო ფართზე მოპოვებული და ხელმისაწვდომი ნედლი ნავთობი, რომელიც გამოიყენება გაყიდვის ან საბაზისო ნავთობის დასაფარად და არაა განკუთვნილი ნავთობისა და გაზის ოპერაციებში მოსახმარად



**საქართველოს ტერიტორიული ზღვა** (territorial sea)– „საქართველოს სახელმწიფო საზღვრის შესახებ“ საქართველოს კანონის მე-4 მუხლით განსაზღვრული საქართველოს ტერიტორიული წყლები (ტერიტორიული ზღვა)

**საქმიანობის ლიცენზია** (license) – სახელმწიფოს უფლებამოსილი ორგანოს მიერ გაცემული იურიდიული დოკუმენტი, რომელიც ადასტურებს პირის უფლებას, განახორციელოს ნავთობის გადამუშავება, ბუნებრივი გაზის დამუშავება, ნავთობის ტრანსპორტირება ან ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირება

**სპეციფიკაცია** (specification) - დანადგარის/მოწყობილობის/სიტემის ტექნიკური მახასიათებლების ჩამონათვალი, ტექნიკური მოთხოვნა, პასპორტი

**ტანკერი** (tanker) - ნავთობის გადასატანი მცურავი საშუალება (გემი)

**ტნე**, ტონა ნავთობის ეკვივალენტი (TOE) - ენერჯის ერთეული, რომელიც დაახლოებით ერთი ტონა ნედლი ნავთობის დაწვის შედეგად გამოყოფილი ენერჯის ტოლია ( $=10^7$  kcal)

**ფიქლის გაზი** (shale gas) – დაბალი ფორიანობისა და გამტარებლობის ფიქლის ფორმაციებში წარმოშობილი და დაგროვილი ბუნებრივი გაზი

**ფრაქციები**, დისტილატები (distillates) - ნედლი ნავთობის გამოხდის პროცესში ტემპერატურის გარკვეულ ინტერვალებში მიღებული სხვადასხვა პროდუქტი

**უდაბლესი (მინიმალური) თბოუნარი** (NCV/LHV, net calorific value) - სათბობის ერთეული მოცულობის (მასის) ჰაერზე წვის შედეგად გამოყოფილი სუფთა სითბო, წვის დროს ორთქლწარმოქმნაზე დაკარგული ენერჯის გათვალისწინების გარეშე. ჩვეულებრივად,  $NCV \approx 0,9$  GCV

**უმადლესი (მაქსიმალური) თბოუნარი** (GCV, gross calorific value) - სათბობის ერთეული მოცულობის (მასის) ჰაერზე წვის შედეგად გამოყოფილი ენერჯის საერთო რაოდენობა, წვის დროს ორთქლწარმოქმნაზე დახარჯული ენერჯის ჩათვლით

**ქსელის გაზი** (line pack) – ბუნებრივი გაზის გადამცემ სისტემაში კომპრესიის გზით შენახული ბუნებრივი გაზი

**შემკრები მილსადენი** (gathering pipeline) - მცირე დიამეტრისა და სიგრძის, დაბალწნევიანი მილსადენი, რომლითაც საექსპლუატაციო ჰაბურდოებიდან მოპოვებული ნავთობი ან გაზი მიეწოდება სარეწაო გამწმენდ, შემნახველ და პირველადი მომზადების სავსე მოწყობილობებს

**ჩაჭერილი გაზი** (Tight Gas) - ბუნებრივი გაზი, რომელიც მიგრირებული და განთავსებულია განსაკუთრებით დაბალი გამტარობის კოლექტორულ ფენებში (მაგალითად, ქვიშაქვებში, კლდოვან და კარბონატულ ქანებში) და მისი მოპოვებისათვის აუცილებელი არატრადიციული ტექნოლოგიების გამოყენება (მაგ., ფენის ჰიდროგაზლეჩა)

**ცეტანური რიცხვი** (cetane number, CN) - დიზელის საწვავის მოტორული თვისებების შეფასების მაჩვენებელი

**ძებნა-ძიებითი სამუშაოები (exploration)** - გეოლოგიური, გეოფიზიკური და ძებნა-ძიებითი ბურღვის სამუშაოების კომპლექსი, რომლებიც ტარდება საბადოს აღმოჩენისა და დამუშავების შესახებ გადაწყვეტილების მისაღებად

**წიალი (fossil)** – მიწის ზედაპირის ან წყალსატევების (შიდა წყლების, ტერიტორიული ზღვის, განსაკუთრებული ეკონომიკური ზონის ჩათვლით) და კონტინენტური შელფის ფსკერის ქვეშ არსებული ან ზედაპირზე გაშიშვლებული დედამიწის ქერქის ნაწილი, რომლის შესწავლა და გამოყენება შესაძლებელია თანამედროვე მეცნიერულ-ტექნიკური საშუალებებით

**წნევის დაწვევის სადგური (PRS-Pressure Reduction Station)** - მოწყობილობათა კომპლექსი მილსადენის წნევის შესამცირებლად მომხმარებლისათვის საჭირო (დასაშვებ) სიდიდემდე

**წნევის დაწვევის და საზომი სადგური (PRMS - Pressure Reduction & Metering Station)** - მოწყობილობათა და სისტემების კომპლექსი მილსადენის წნევის შესამცირებლად მომხმარებლისათვის საჭირო (დასაშვებ) სიდიდემდე და გაზის ნაკადის პარამეტრების გასაზომად

**ჭაბურღილი (borehole)** - ერთმანეთში ჩახრახნილი ცილინდრული ფორმის მილებისაგან შედგენილი კოლონა, სიგრძესთან შედარებით მნიშვნელოვნად მცირე დიამეტრის განივკვეთით, საბადოდან ნავთობისა და/ან გაზის მოსაპოვებლად

**ჭაბურღილის ბურღვა (drilling)** - სამუშაოთა კომპლექსი ჭაბურღილის მოსაწყობად, რომელიც აერთიანებს შემდეგ პროცესებს: საბურღ მილებზე დამაგრებული სატეხის (გვირგვინის) ჩაშვება ჭაბურღილში, ქანების ბურღვა (მონგრევა) და ნაშალის ზედაპირზე ამოტანა საბურღი ხსნარის საშუალებით, კედლების დამაგრება და ჭაბურღილის დასრულება

**ჭაბურღილის პირის საშადრევნო არმატურა (X-tree, christmas tree)**- ჭაბურღილის პირთან, კოლონის თავზე დამონტაჟებული არმატურა, რომელიც უზრუნველყოფს წიალიდან პროდუქციის დადგენილი რეჟიმული პარამეტრებით მოდენასა და აუცილებელი ტექნოლოგიური ოპერაციების ჩატარებას

**API<sup>o</sup> (API gravity)** - ნავთობის სიმკვრივე ამერიკის ნავთობის ინსტიტუტის კლასიფიკაციის მიხედვით

**Btu (British thermal unit)** - საერთაშორისო ნავთობგაზის ინდუსტრიაში გამოყენებული სითბოს ბრიტანული ერთეული. სითბოს რაოდენობა, რომელიც საჭიროა 1 გირვანქა (ფუნტი) წყლის ტემპერატურის ფარენჰაიტის 1<sup>o</sup>-ით, 58.5-დან 59.5<sup>o</sup>-მდე გასაზრდელად სტანდარტული წნევის პირობებში

**D (Darcy)** - დარსი; ფორიანი ქანის შეღწევადობის (გამტარებლობის) საზომი ერთეული, 1 დარსი ეკვივალენტურია SI სისტემის დაახლოებით 1 მკმ<sup>2</sup>

**EPC (Engineering, Procurement and Construction)** - კონტრაქტის სახეობა, რომელიც მოიცავს საინჟინრო დამუშავების, მოწყობილობათა მიწოდებისა და სამშენებლო სამუშაოთა კომპლექსურ მომსახურებას

**FEED (Front End Engineering and Design)** - საკონსტრუქტორო-ტექნოლოგიური მონაცემების წინასწარი დამუშავება (დეტალური პროექტის დამუშავებამდე)

**GIS** (Geographic Information System) - კომპიუტერული გეოგრაფიული საინფორმაციო სისტემა დედამიწის ზედაპირზე ადგილმდებარეობის შესახებ მონაცემების აღების, შენახვის, შემოწმებისა და ჩვენებისათვის

**GPS** (Global Positioning System) - გლობალური პოზიციონირების სანავიგაციო სისტემა, რომელიც იყენებს თანამგზავრებიდან მიღებული სიგნალების გადამუშავების ალგორითმებს საჰაერო, საზღვაო და სახმელეთო გადაადგილების, სიჩქარისა და დროის მონაცემების სინქრონიზაციისათვის

**LPG** - ნავთობის გათხევადებული (თხევადი) გაზი, დისტილაციის პროცესში მიღებული მძიმე აირადი ნახშირწყალბადები, ძირითადად პროპანი და/ან ბუტანი

**MAOP** - მაქსიმალურად დასაშვები მუშა (საოპერაციო) წნევა მილსადენში

**off-specs** - არასტანდარტული, არაკონდიციური, ტექნიკური პირობებისადმი შეუსაბამო (გაზი, ნავთობი)

**PSI** (pound per square inch) – წნევის ერთეული, ერთი გირვანქა (ფუნტი) ძალის კვადრატულ დუიმიზე ზემოქმედებით მიღებული წნევა;  $1 \text{ PSI} = 6894 \text{ პა} \approx 0.07 \text{ ატმ/ბარი}$  ( $1 \text{ ატმ/ბარი} \approx 14,3 \text{ PSI}$ )

დანართი 5

ნავთობის და გაზის ბიზნესში გამოყენებული განზომილების ერთეულები და გადამყვანი კოეფიციენტები

SI განზომილებათა ათობით სისტემაში გამოყენებული პრეფიქსები

სახელწოდება	სიმბოლო	მნიშვნელობა	$10^n$	ათობითი რიცხვი
პიკო (pico)	p	მეტრილიონედი (trillionth)	$10^{-12}$	0,000 000 000 001
ნანო (nano)	n	მემილიარდედი (billionth)	$10^{-9}$	0,000 000 001
მიკრო (micro)	$\mu$	მემილიონედი (millionth)	$10^{-6}$	0,000 001
მილი (mili)	m	მეათასედი (thousandth)	$10^{-3}$	0, 001
სანტი (centi)	c	მეასედი (hundredth)	$10^{-2}$	0,01
დეცი (deci)	d	მეათედი (tenth)	$10^{-1}$	0,1
დეკა (deka)	da	ათი (ten)	$10^1$	10
ჰექტო (hecto)	h	ასი (hundred)	$10^2$	100
კილო (kilo)	k	ათასი (thousand)	$10^3$	1 000
მეგა (mega)	M	მილიონი (million)	$10^6$	1 000 000
გიგა (giga)	G	მილიარდი (billion)	$10^9$	1 000 000 000
ტერა (tera)	T	ტრილიონი (trillion)	$10^{12}$	1 000 000 000 000

სხვადასხვა სისტემაში გამოყენებული განზომილების ერთეულები

<b>bbf</b>	ბარელი (barrel)	<b>kg</b>	კილოგრამი (kilogram)
<b>bcf</b>	მილიარდი კუბური ფუტი (billion cubic feet)	<b>kJ</b>	კილოჯოული (kilojoule)
<b>bcm</b>	მილიარდი კუბური მეტრი (billion cubic meters)	<b>MMB/yr</b>	მილიონი ბარელი წელიწადში (million barrels per year)
<b>Btu</b>	სითბოს ბრიტანული ერთეული (British thermal unit)	<b>MMCM/yr</b>	მლნ კუბური მეტრი წელიწადში (million cubic meters per year)
<b>Cal</b>	კალორია (calorie)	<b>Mm<sup>3</sup></b>	მილიონი კუბური მეტრი (million cubic meters)
<b>GW</b>	გიგავატი (gigawatt)	<b>Mt</b>	მილიონი ტონა (million tones)
<b>MW</b>	მეგავატი (megawatt)	<b>Mta</b>	მლნ ტ/წ (million tons per year)
<b>kWh</b>	კვტ სთ (kilowatt hour)	<b>Mtoe</b>	მლნ ტონა ნავთობის ეკვივალენტი (million tons of oil equivalent)
<b>GWh</b>	გიგავატსთ (gigawatt hour)	<b>Nm<sup>3</sup></b>	ნორმალური კუბური მეტრი (normal cubic meter)
<b>b/d</b>	ბარელი/დღ (barrels per day)	<b>PSI</b>	ფუნტი ძალა კვადრატულ დუიმზე (pound per square inch)
<b>mbd</b>	ათასი ბარელი დღეში (thousand barrels per day)	<b>t</b>	ტონა (metric ton=1000 kg)
<b>mmbd</b>	მილიონი ბარელი დღეში (million barrels per day)	<b>J</b>	ჯოული (Joule)
<b>kcal</b>	კილოკალორია (kilocalorie)	<b>toe</b>	ტონა ნავთობის ეკვივალენტი (tone of oil equivalent)

განზომილებათა საერთაშორისო (CI) და ბრიტანული სისტემების ერთეულთა  
ურთიერთშესატყვისობა<sup>616</sup>

ბუნებრივი გაზი	
1 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი	35.3 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი
1 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი	0.90 მილიონი მეტრული ტონა ნავთობის ეკვივალენტი
1 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი	0.73 მილიონი მეტრული ტონა LNG
1 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი	36 ტრილიონი Btu
1 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი	6.29 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი
1 მილიონი მეტრული ტონა LNG	1.38 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი
1 მილიონი მეტრული ტონა LNG	48.7 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი
1 მილიონი მეტრული ტონა LNG	1.23 მილიონი მეტრული ტონა ნავთობის ეკვივალენტი
1 მილიონი მეტრული ტონა LNG	52 ტრილიონი Btu
1 მილიონი მეტრული ტონა LNG	8.68 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი
1 მილიონი კუბური ფუტი	1,027,000 Btu
1 მეტრული ტონა LNG	48,700 კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი
1 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი	0.028 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი
1 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი	0.026 მილიონი მეტრული ტონა ნავთობის ეკვივალენტი
1 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი	0.021 მილიონი მეტრული ტონა LNG
1 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი	1.03 ტრილიონი Btu
1 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი	0.18 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი
1 ტრილიონი Btu	0.028 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი
1 ტრილიონი Btu	0.98 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი
1 ტრილიონი Btu	0.02 მილიონი მეტრული ტონა LNG

<sup>616</sup>წყარო: Iowa Energy Center, Iowa State University: <http://www.energy.iastate.edu/>



ნავთობი და ნავთობპროდუქტები	
1 ფუნტი	20,551 Btu
1 გალონი - თხევადი	90,800 Btu – HHV *
1 გალონი - თხევადი	87,600 Btu – LHV *
1 მილიონი მეტრული ტონა ნავთობის ეკვივალენტი	1.111 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი
1 მილიონი მეტრული ტონა ნავთობის ეკვივალენტი	39.2 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი
1 მილიონი მეტრული ტონა ნავთობის ეკვივალენტი	0.805 მილიონი ტონა LNG
1 მილიონი მეტრული ტონა ნავთობის ეკვივალენტი	40.4 ტრილიონი Btu
1 მილიონი მეტრული ტონა ნავთობის ეკვივალენტი	7.33 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი
1 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი	0.16 მილიარდი კუბური მეტრი ბუნებრივი გაზი
1 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი	5.61 მილიარდი კუბური ფუტი ბუნებრივი გაზი
1 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი	0.14 მილიონი ტონა ნავთობის ეკვივალენტი
1 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი	0.12 მილიონი მეტრული ტონა LNG
1 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი	5.8 ტრილიონი Btu
1 ტრილიონი Btu	0.025 მილიონი მეტრული ტონა ნავთობის ეკვივალენტი
1 ტრილიონი Btu	0.17 მილიონი ბარელი ნავთობის ეკვივალენტი
1 მოკლე ტონა	53,682.56 კუბური ფუტი
1 გრძელი ტონა	60,124.467 კუბური ფუტი

### გადამყვანი კოეფიციენტები

#### ენერჯია

ენერჯია	ტნე (toe)	1000 მ <sup>3</sup> NG	მგვტსთ (MWh)	გიგაჯ (GJ)	გიგაკალ (Gcal)
ტნე (toe)	1	1,11	11,6	40,61	9,70
1000 მ <sup>3</sup> გაზი	0,9 (0,8-0,9)	1	10,4	36,55	8,73
მგვტსთ (MWh)	0,086	0,096	1	3,600	0,860
გიგაჯ (GJ)	0,0246	0,0273	0,278	1	0,239
გიგაკალ (Gcal)	0,103	0,114	1,163	4,187	1
1 MBtu	0,025949		0,293	1,055	0,252

**მოცულობა, მასა და სიგრძე**

მოცულობა	მ <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	ლიტრი/დმ <sup>3</sup> (dm <sup>3</sup> )	კუბ. ფუტი (ft <sup>3</sup> )
1 <sup>617</sup> გ <sup>3</sup>	1	1000	35,415
1 კუბ. ფუტი	0,0283		1
1 გალონი (US)		3,785	
1 ბარელი (oil)	158,987		
<b>მასა</b>			
მასა	კგ	სიგრძე (მანძილი)	მ
1 ტ (მეტრული)	1000	1 დუიმი (inch, ")	25,4*10 <sup>-3</sup> (25,4 სმ)
1 ტ (ბრიტანული)	1016,05	1 ფუტი (foot, ')	0,3048 (12 "; 30,48 სმ)
1 ტ (აშშ)	907,185	1 იარდი (yd)	0,9144 (3 "; 91,44 სმ)
1 გირვანქა (pound, lb)	0,4536	1 მილი/საზღვაო მილი	1 610/1 852

**წნევა და ტემპერატურა**

წნევა	პა	ტემპერატურა	t <sup>o</sup> C
1 ბარი	100 000 (14,5 psi)	K(T <sub>k</sub> ) კელვინის შკალით	K-273,15
1 მმ H <sub>2</sub> O (4 °C)	9,807	F(T <sub>F</sub> ) ფარენგეიტის შკალით	5/9 (F -32)
1 მმ Hg (0 °C)	133,322	K=(t <sub>c</sub> +273,15) <sup>o</sup> C	
1 PSI	6 894,757	F=1,8* t <sup>o</sup> C + 32	
1 ატმ	101 325 (14,7 psi)		

**ნავთობი<sup>618</sup>**

	ტონა	კუბური მ	ბარელი	გალონი(აშშ)	ტ/წ
ტონა	1	1,165	7,33	307,86	-
კუბური მ	0,8581	1	6,2898	264,17	-
ბარელი	0,1364	0,159	1	42	-
გალონი(აშშ)	0,00325	0,0038	0,0238	1	-
ბარელი/დღ	-	-	-	-	49,8
მლნ ბარელი/დღ	-	-	-	-	50 000 000

**ნავთობპროდუქტები**

	ბარელი/ტონა	ტონა/ბარელი	მ <sup>3</sup> /ტონა	ტონა/მ <sup>3</sup>
LPG	0,086	11,60	0,542	1,844
ბენზინი (გაზოლინი)	0,120	8,35	0,753	1,328
ნავთი	0,127	7,88	0,798	1,253
დიზელი/გაზოილი	0,134	7,46	0,843	1,186
მაზუთი	0,157	6,35	0,991	1,010
პროდუქტის კალათა	0,125	7,98	0,788	1,269

<sup>617</sup> სტანდარტული კუბური მეტრი (Scm) მოცულობა გაზომილი 15 °C ტემპერატურასა და ნორმალურ ატმ. წნევაზე; ნორმალური კუბური მეტრი (Ncm) - 0 °C ტემპერატურასა და ნორმალურ ატმ. წნევაზე. 1Scm=0,948Ncm (1Ncm=1,055 Scm)

<sup>618</sup> საშუალო სიმკვრივის ნავთობისათვის

**ბუნებრივი გაზი (NG) და გათხევადებული ბუნებრივი გაზი (LNG)**

	მლრდ მ <sup>3</sup> NG	მლრდ ფტ <sup>3</sup> NG	მლნ ტნე (Mtoe)	მლნ ტნე LNG	ტრლნ Btu	მლნ ბრლ ნე
მლრდ მ <sup>3</sup> NG	1,0	35,315	0,86-0,90	0,73-0,74	34,1-36,0	5,9-6,3
მლრდ ფტ <sup>3</sup> NG	0,028	1,0	0,024-0,026	0,021	0,97-1,0	0,17-0,18
მლნ ტნე (toe)	1,11-1,16	39,2-41,1	1,0	0,81-0,85	39,7-40,4	6,8-7,33
მლნ ტნე LNG	1,36-1,38	48,1-48,7	1,17-1,23	1,0	46,4-52,0	8,0-8,7
ტრლნ Btu	0,028-0,029	0,98-1,04	0,025	0,02-0,022	1,0	0,17-0,172
მლნ ბრლ ნე	0,16-0,17	5,6-6,0	0,14-0,15	0,12-0,13	5,8	1,0

უხეში გათვლებისათვის: 1მ<sup>3</sup> NG≈10 კვტსთ (kWh)  
 1000 მ<sup>3</sup> NG≈10 მგვტსთ (MWh)  
 1 000 000 მ<sup>3</sup> NG≈10 გიგავტსთ (GWh)  
 1000 000 000 მ<sup>3</sup> NG≈10 ტერავატსთ (TWh)

**ბუნებრივი გაზის ნაკადის პარამეტრები<sup>619</sup>**

	მლრდ მ <sup>3</sup> /წ	მლნ ტ/წ	მლრდ ფტ <sup>3</sup> /დღ	ტრლნ ფტ <sup>3</sup> /წ	ტერა ვტსთ/წ	მლნ Btu/წ	მლნ ტნე/წ
მლრდ მ <sup>3</sup> /წ	1	0,7350	0,09681	0,03534	11,11	3,79x10 <sup>7</sup>	0,9554
მლნ ტ/წ	1,360	1	0,1317	0,04808	15,11	5,16x10 <sup>7</sup>	1,299
მლრდ ფტ <sup>3</sup> /დღ	10,33	7,595	1	0,3650	114,8	3,91x10 <sup>8</sup>	9,869
ტრლნ ფტ <sup>3</sup> /წ	28,30	20,81	2,740	1	314,5	1,07x10 <sup>9</sup>	27,04
ტერა ვტსთ/წ	0,0900	0,06615	0,00871	0,00318	1	3,41x10 <sup>6</sup>	0,08598
მლნ Btu/წ	2,64 x10 <sup>-8</sup>	1,94 x10 <sup>-8</sup>	2,55 x10 <sup>-9</sup>	9,32 x10 <sup>-10</sup>	2,93 x10 <sup>-7</sup>	1	2,52 x10 <sup>-8</sup>
მლნ ტნე/წ	1,047	0,7693	0,1013	0,03698	11,63	3,97x10 <sup>7</sup>	1

**ბუნებრივი გაზი, LNG და CNG**

- გაზის სტანდარტული მ<sup>3</sup> (Scm) - პარამეტრები განისაზღვრება 15°C ტემპერატურისა და ვერცხლისწყლის 760 მმ (0,1013 მგპა) წნევის დროს;
- გაზის ნორმალური მ<sup>3</sup> (Ncm) - პარამეტრები განისაზღვრება 0°C ტემპერატურისა და ვერცხლისწყლის 760 მმ (0,1013 მგპა) წნევის დროს;
- ყოფილი საბჭოთა კავშირის სტანდარტით (ГОСТ) სტანდარტულად ითვლებოდა 20°C ტემპერატურა და ნორმალური ატმოსფერული წნევა (293,15K და 0,1013 MPa).

**1 Scm NG=0,948 Ncm NG;    1 Ncm NG=1,055 Scm NG;  
 1 cm(20°C)=1,0174 Scm=1,0733 Ncm**

	1 ტ LNG	1 მ <sup>3</sup> LNG	1 მ <sup>3</sup> CNG	1 Scm NG
1 ტ LNG	1	2,22	6,66	1380
1 მ <sup>3</sup> LNG	0,45	1	3	600
1 მ <sup>3</sup> CNG	0,15	0,33	1	200
1 Scm NG	7,3x10 <sup>-4</sup>	1,6x10 <sup>-3</sup>	0,53x10 <sup>-3</sup>	1

<sup>619</sup> 40 მგჯ/მ<sup>3</sup> თბოუნარის ბუნებრივი გაზის შემთხვევაში

გაზის მოცულობის სითბოში\* (NCV)<sup>620</sup> გადამყვანი კოეფიციენტები

	ბუნებრივი გაზი <sup>621</sup>											
	რუსული			ირანის			აზერბაიჯანის			საქართველოს		
	მჯ	კკალ	10 <sup>3</sup> Btu	მჯ	კკალ	10 <sup>3</sup> Btu	მჯ	კკალ	10 <sup>3</sup> Btu	მჯ	კკალ	10 <sup>3</sup> Btu
მ <sup>3</sup>	34,4	8180	32,6	35,4	8420	33,3	35,1	8340	33,1	33,9	8070	31,9

\*1 კკალ=4,1868 კჯ=3,968 Btu;  
 1 კჯ=0,239 კკალ=0,948 Btu;  
 1 Btu=0,252 კკალ=1,055 კჯ;  
 1 კვტსთ=860 კკალ=3600 კჯ=3412 Btu.

საორიენტაციო გადამყვანი კოეფიციენტები

	სითბო	მყარი სათბობი	თხევადი სათბობი	აირადი სათბობი	ელექტრობა <sup>622</sup>
1 ტნე	10 მლნ კკალ 42 GJ (MJ) 40 MBtu	1,5 ტ ქვანახშირი 3 ტ ლიგნიტი	≈0,82 ტ LNG	1 110 მ <sup>3</sup> NG	11,6/4,4 მგვტსთ (თეორიული/ ფაქტობრივი)
1000 მ <sup>3</sup> NG (0,8-0,9)ტნე	(8-9) მლნ კკალ (34-38) GJ (32-36) MBtu	1,3 ტ ქვანახშირი 2,6 ტ ლიგნიტი	≈0,7 ტ LNG	1 000 მ <sup>3</sup> NG	10,4/5,4 მგვტსთ (თეორიული/ ფაქტობრივი)

„ტიპიური“ ბუნებრივი გაზის შემადგენელი აირები

გაზი	ფორმულა	აორთქლების ტემპერატურა, °C	თბოშემცველობა, კჯ/მ <sup>3</sup>
მეთანი	CH <sub>4</sub>	-161,6	37 780
ეთანი	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-88,5	66 630
პროპანი	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-41,9	95 639
ბუტანი	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-0,38	126 191
პენტანი	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	36,2	159 701

ნავთობის, ბუნებრივი გაზისა და ძირითადი ნავთობპროდუქტების ფარდობითი თბოშემცველობა (ტნე-თან შედარებით)<sup>623</sup>

ნავთობი		ბუნებრივი გაზი		ნავთობპროდუქტები <sup>624</sup>	
აშშ	1,017	აშშ (GCV≈38,27 MJ/m <sup>3</sup> )	0,94	ქარხნის გაზი <sup>625</sup>	1,15-1,18
რუსეთი	1,005	რუსეთი (38,23)	0,94	ეთანი	1,18
საუდის არაბეთი	1,016	ირანი (39,36)	0,97	LPG	1,10-1,14
კანადა	1,022	ჩინეთი (38,93)	0,96	ბენზინი	1,05-1,07
ერაყი	1,023	კანადა (39,39)	0,97	საავიაციო ბენზინი	1,05-1,07
ჩინეთი	1,000	ყატარი (41,40)	1,02	ბენზინი რეაქტ. ძრ.	1,03-1,07
არაბული ემირატ.	1,018	ავსტრალია (39,91)	0,98	ნავთი	1,02-1,05
ირანი	1,019	ნორვეგია (39,30)	0,97	ნავთი რეაქტ. ძრ.	1,03-1,06
ბრაზილია	1,020	საუდ. არაბეთი (38,0)	0,94	დიზელის საწვავი	1,02-1,03
ქუვეითი	1,016	ალჟირი (39,57)	0,97	სალუმელე საწვავი	0,96-1,02

<sup>620</sup> NCV - მინიმალური თბოუნარი

<sup>621</sup> მითითებულია საშუალო სიდიდე სხვადასხვა საზადოს გაზისათვის 15°C-ის დროს

<sup>622</sup> ფაქტობრივი სიდიდე ნაანგარიშევა 0,38/0,52 ეფექტიანობის დროს, შესაბამისად, ნავთობსა და გაზზე მომუშავე თანამედროვე თბოგენერაციის ობიექტებისათვის

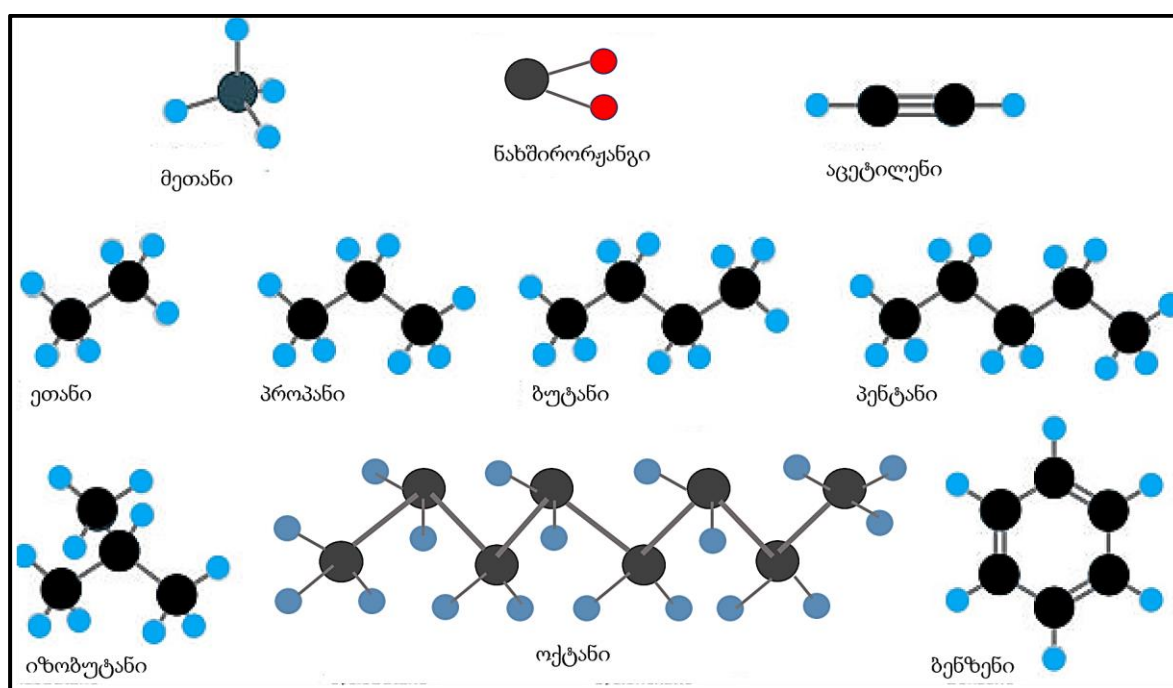
<sup>623</sup> მსოფლიოს 10 წამყვანი ნავთობ- და გაზომომპოვებელი ქვეყნის 2019 წლის მაჩვენებლები. წყარო: IEA, Key World Energy Statistics, 2020 edition

<sup>624</sup> აღებულია სხვადასხვა (OECD და Non-OECD) ქვეყნის გასაშუალებული მაჩვენებელი თითოეული პროდუქტის მიხედვით

<sup>625</sup> (ნავთობგადამამუშავებელი) ქარხნის გაზი წყალბადის, მეთანის, ეთანისა და ოლეფენების ნაზავია, რომელიც მიიღება ნედლი ნავთობის დისტილაციისა და ნავთობპროდუქტების გადამამუშავების (მაგ., კრეკინგის) პროცესში

გაზების ტექნოლოგიური პარამეტრები<sup>626</sup>

	ქიმიური ფორმულა	მოლეკულური წონა	ფარდ. სიმკვრივე ჰაერი=1 (≈14,7 psia, 60 °F)	ხვედრითი სითბო, Btu/lb/°F (≈14,7 psia, 60 °F)
მეთანი	CH <sub>4</sub>	16,043	0,55	0,527
ნახშირორჟანგი	CO <sub>2</sub>	44,010	1,52	0,199
ეთანი	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,070	1,04	0,408
აცეტილენი	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	26,038	0,90	0,398
პროპანი	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	1,52	0,388
ბუტანი	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	2,01	0,395
იზობუტანი	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	2,01	0,387
პენტანი	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,150	2,49	0,388
ბენზენი	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	78,114	2,70	0,243
ოქტანი	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,231	3,94	0,383



ნახშირწყალბადები

ნახშირწყალბადები “ტიპური” ბუნებრივი გაზის შემადგენლობაში

გაზი	ფორმულა	შემცველობა, %	დუღილის ტემპერატურა °C	თბოშემცველობა, კჯ/მ <sup>3</sup>	
მეთანი	CH <sub>4</sub>	94,0	-161,6	37 780	LNG
ეთანი	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,0	-88,5	66 630	
პროპანი	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,5	-41,9	95 639	
ბუტანი	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,15	-0,38	126 191	LPG
პენტანი	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,07	36,2	159 701	

<sup>626</sup> მოცემულია ჰიდრაულიკური ქანობის საანგარიშო ფორმულებში შესატანი პარამეტრები. წყარო: E. Shashi Menon, Gas Pipeline Hydraulics, Taylor & Francis, 2005



**სხვადასხვა სათბობის თბური თვისებები (თბოშემცველობა)**

მყარი და თხევადი საწვავი	კკალ/კგ	თხევადი საწვავი	კკალ/კგ
ნედლი შეშა	1900	სპირტი	5980
გამომშრალი შეშა (მაქს.)	3600	ეთილის სპირტი	6500
მურა ნახშირი	2000-3500	ბენზოლი	9600
მშრალი ტორფი (მაქს.)	3600	ნავთი	9750
ქვანახშირი	3700-7000	მაზუთი	9800
ქვანახშირის კოქსი	7000	ნავთობი	9800
ხის ნახშირი (მაქს.)	7300	ბენზინი	10000
ანტრაციტი (მაქს.)	7400	დიზელის საწვავი	10200
აირადი საწვავი, კკალ/მ <sup>3</sup>			
ჭყალბადი	2580	მეთანი	8580
ნახშირუანი	3020	ეთანი	15400
გოგირდწყალბადი	5660	პროპანი	22300
ბუნებრივი გაზი	7500-9500	ბუტანი	29500

**მაგნე ემისიები წიაღისეული სათბობის წვის დროს**

მაგნე გამონაბოლქვი, ფუნტი/მლრდ BTU	სათბობის სახეობა		
	გაზი	ნავთობი	ნახშირი
ნახშირორჟანი, CO <sub>2</sub>	117,000	164,000	208,000
ნახშირუანი, CO	40	33	208
აზოტის ჟანგბადები, NO <sub>x</sub>	92	448	457
გოგირდის ორჟანი, SO <sub>2</sub>	0.6	1,122	2,591
მყარი ნაწილაკები	7.0	84.0	2,744
ფორმალდეჰიდი, CH <sub>2</sub> O	0.750	0.220	0.221
ვერცხლისწყალი, Hg	0.000	0.007	0.016

**აორთქლების (დუღილის) ტემპერატურა და აორთქლწარმოქმნის ხვედრითი სითბო (101,3 კპა წნევის დროს)**

ნივთიერება	t, °C	r, კკალ/კგ
წყალი	100	538,9
წყალბადი	-252,77	108
რკინა	2735	1514
ჟანგბადი	-182,97	50,9
მეთანი	-161,5	122
პენტანი	36,1	86
ნახშირბადი	4350	12000
ფრეონი 12	-24,9	38,7
ეთილის/მეთილის სპირტი	78,33/64,6	201/263

### სიმკვრივე

მყარი ნივთიერება	კგ/მ <sup>3</sup>	სითხე ან აირი	კგ/მ <sup>3</sup>
შეშა ნაძვის	≈500	მსუბუქი ბენზინი (20°C)	700
შეშა მუხის	≈800	ნავთი (20°C)	800
წყლის ყინული	900	ნავთობი (20°C)	810
ქვანახშირი	1400	სპირტი რეკტ. (20°C)	830
მაგნიუმი	1740	დიზელის საწვავი (20°C)	1000
ქვიშაქვა	2400	წყალი (4 °C)	≈1000
ბეტონი	≈2400	ზღვის წყალი (20°C)	1020
ალუმინი	2710	ვერცხლისყალი	13500
გრანიტი	2800	წყალბადი (0°C, 101,3 კპა)	0,09
ფოლადი	8730	ჰაერი (0°C, 101,3 კპა)	1,29
ბრინჯაო	≈8700	ნახშირორჟანგი (0°C, 101,3 კპა)	1,98
სპილენძი	≈8900	ნახშირჟანგი (0°C, 101,3 კპა)	1,25
ვერცხლი	10500	ჟანგბადი (0°C, 101,3 კპა)	1,47
ოქრო	19300	მეთანი (გაზი) (0°C, 101,3 კპა)	≈0,55-0,6
პლატინა	21500	პროპანი (0°C, 101,3 კპა)	2,2

## დანართი 6

ოპეკის კალათის გასაშუალებული წლიური ფასები, აშშ \$/ბრლ

1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
15,53	16,86	20,29	18,68	12,28	17,48	27,60	23,12	24,36	28,10
2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
36,05	50,64	61,08	69,08	94,45	61,06	77,45	107,46	109,45	105,87
2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
96,29	49,49	40,76	52,43	69,78	64,04	41,47	69,89	101,97	

წყარო: ვიკიპედია, რედაქტირებული 2022 წლის 30 ნოემბერს

## დანართი 7

### გაზების პარამეტრები<sup>627</sup>

იდეალური გაზი არის გაზის ან გაზის ნარევის პირობითი მდგომარეობა, რომელიც ხასიათდება მოლეკულების ურთიერთქმედების არარსებობით და თვით მოლეკულებსაც არ აქვთ საკუთარი მოცულობა. რეალური გაზი კი ბუნებაში რეალურად არსებული გაზია, რომლის მოლეკულები ურთიერთმოქმედებენ და აქვთ საკუთარი მოცულობა.

შედგენილობის მიხედვით არჩევენ სუფთა გაზებსა და გაზის ნარევის. სუფთა გაზში სხვადასხვა გაზის მინარევების შედგენილობა არ აჭარბებს 0,05%-ს (მოლიარულს). გაზის ნარევი უფთა გაზების ისეთი ნარევი, რომელშიც ისინი არ შედიან ერთმანეთთან ქიმიურ რეაქციაში.

ბუნებრივი გაზი არის გაზის ნარევი, რომლის კომპონენტებია ძირითადად ზღვრული ნახშირწყალბადები ( $C_nH_{2n-2}$ ), აზოტი, ნახშირორჟანგი და გოგირდწყალბადი.

გაზის ნარევის, მათ შორის ბუნებრივი გაზის, კომპონენტური შედგენილობა განისაზღვრება მოცულობით და მოლიარულ ერთეულებში.

ბუნებრივი გაზი შემდეგი ძირითადი პარამეტრებით ხასიათდება:

- **სიმკვრივე** არის გაზის ან გაზის ნარევის (შემდგომში გაზი) მასის ფარდობა მის მიერ დაკავებულ მოცულობასთან.
- **გაზის კუმშვადობის კოეფიციენტი** არის მუშა პირობებში მისი კუმშვადობის ფაქტორის ფარდობა კუმშვადობის ფაქტორთან სტანდარტულ პირობებში.
- **ადეაბატის მაჩვენებელი** არის გაზის თერმოდინამიკური მახასიათებელი, რომელიც გამოსახავს პროცესის მიმდინარეობას გარემოსთან სითბოს გაცვლის გარეშე.
- **დინამიკური სიბლანტე** (შიგა ხახუნი) არის გარემოს თვისება (ამ შემთხვევაში გაზის), რომელიც ახასიათებს გარე ძალების მოქმედებით მისი დინების წინააღმდეგობას. რიცხობრივად სიბლანტე განისაზღვრება მხები ძალით, რომელიც უნდა მოვდოთ ერთეული ფართობის გადასადგილებელ ფენას იმისათვის, რომ შევინარჩუნოთ ამ ფენაში ფარდობითი ძვრის ერთის ტოლი მუდმივი სიჩქარე.
- **წვის კუთრი მოცულობითი სითბო** (თბოუნარიანობა) არის სითბოს რაოდენობა, რომელიც გამოიყოფა გაზის სრული წვის პროცესში სტანდარტულ წნევაზე და სტანდარტულ ტემპერატურაზე მოსული მშრალი გაზის მოცულობაზე.
- **ბგერის სიჩქარე** არის გაზის თერმოდინამიკური მახასიათებელი, რომლის რიცხვითი მნიშვნელობა იძლევა საშუალებას, შეფასდეს მასში ბგერის გავრცელების სიჩქარე.

<sup>627</sup> ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

ცხრილი დ.7.1. გაზების პარამეტრები

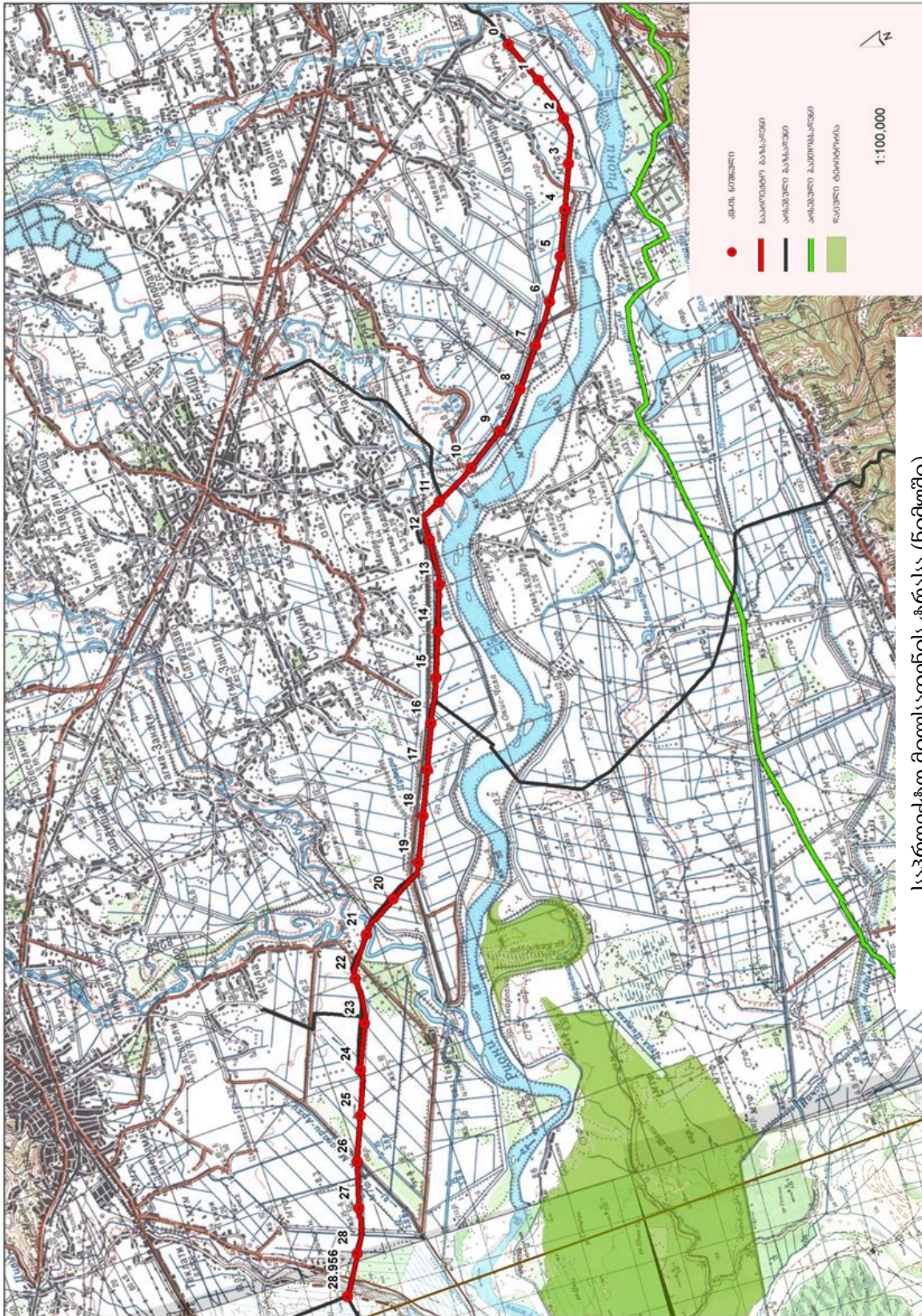
გაზის დასახელება	ქიმიური ფორმულა	მოლიარული მასა $M_i$ კგ/მოლი	სიმკვრივე $\rho_{st,i}$ , კგ/მ <sup>3</sup>	კუმშვა- ლობის ფაქტორი $Z_{st,i}$	სიმკვრივე $\rho_{st,i}$ , კგ/მ <sup>3</sup>	კრიტიკული ტემპერატურა $T_{cr,i}$ , K	კრიტიკული წნევა $P_{cr,i}$ , მგპა	დუღილის ტემპერატურა $p = p_{st}$ დროს, $T_{boil}$ , K
მეთანი	CH <sub>4</sub>	16,043	0,66692	0,9981	0,6682	190,555	4,5988	111,65
ეთანი	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,070	1,25004	0,9920	1,2601	305,83	4,880	184,55
პროპანი	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	1,83315	0,9834	1,8641	369,82	4,250	231,05
H-ბუტანი	H-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	2,41623	0,9682	2,4956	425,14	3,784	272,67
u-ბუტანი	H-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	2,41623	0,971	2,488	408,13	3,648	261,42
H-პენტანი	H-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,150	2,99934	0,945	3,174	469,69	3,364	309,19
u-პენტანი	H-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,150	2,99934	0,953	3,147	460,39	3,381	301,02
H-ჰექსანი	H-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,177	3,58246	0,919	3,898	506,4	3,030	341,89
H-ჰეპტანი	H-C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,204	4,16558	0,876	4,755	539,2	2,740	371,58
H-ოქტანი	H-C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,231	4,74869	0,817	5,812	568,4	2,490	398,83
აცეტილენი	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	26,038	1,08243	0,993	1,090	308,33	6,139	189,15
ეთილენი	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	28,054	1,16623	0,9940	1,1733	282,35	5,042	169,44
პროპილენი	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	42,081	1,74935	0,985	1,776	364,85	4,601	225,45
ბენზოლი	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	78,114	3,24727	0,936	3,469	562,16	4,898	353,25
ტოლუოლი	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	92,141	3,83039	0,892	4,294	591,80	4,106	383,78
წყალბადი	H <sub>2</sub>	2,0159	0,083803	1,0006	0,08375	33,2	1,297	20,35
წყლის ორთქლი	H <sub>2</sub> O	18,0153	0,74891	0,952	0,787	647,14	22,064	373,15
ამიაკი	N <sub>3</sub> H	17,0306	0,70798	0,989	0,716	405,5	11,350	239,75
მეთანოლი	CH <sub>4</sub> O	34,042	1,41516	0,892	1,587	512,64	8,092	337,85
ნახშირწყალბადი	H <sub>2</sub> S	34,082	1,41682	0,990	1,4311	373,2	8,940	212,85
მეტილმერკაპტანი	CH <sub>4</sub> S	48,109	1,99994	0,978	2,045	470,0	7,230	279,10
გოგირდის ორჟანგი	SO <sub>2</sub>	64,065	2,66324	0,980	2,718	430,8	7,884	263,15
ჰელიუმი	He	4,0026	0,16639	1,0005	0,16631	5,19	0,227	4,21
ნეონი	Ne	20,1797	0,83889	1,0005	0,8385	44,40	2,760	27,09
არგონი	Ar	39,948	1,66068	0,9993	1,6618	150,65	4,866	87,29
ნახშირჟანგი	CO	28,010	1,16440	0,9996	1,1649	132,85	3,494	81,65
აზოტი	N <sub>2</sub>	28,135	1,16455	0,9997	1,16490	126,2	3,390	77,35
ჰაერი		28,9626	1,20400	0,99963	1,20445	-	-	78,85
ჟანგბადი	O <sub>2</sub>	31,9988	1,33022	0,9993	1,33116	154,58	5,043	90,19
ნახშირორჟანგი	CO <sub>2</sub>	44,010	1,82954	0,9947	1,8393	304,20	7,386	194,65

1.  $\rho_{st,i}$  გაზის სიმკვრივე განსაზღვრულია სტანდარტულ პირობებში იდეალურ გაზურ მდგომარეობაში;
2.  $Z_{st,i}$  და  $\rho_{st,i}$  - შესაბამისად,  $i$ -ური გაზის კუმშვალობის ფაქტორი და სიმკვრივე სტანდარტულ პირობებში (გაზებისათვის დუღილის ტემპერატურით 293,15K-ზე მეტი, მოცემულია ამ თვისებების პირობითი მნიშვნელობები, რომელიც მისაღებია მხოლოდ ბუნებრივი გაზის  $Z_{st}$  და  $\rho_c$  პარამეტრების განსაზღვრისათვის)



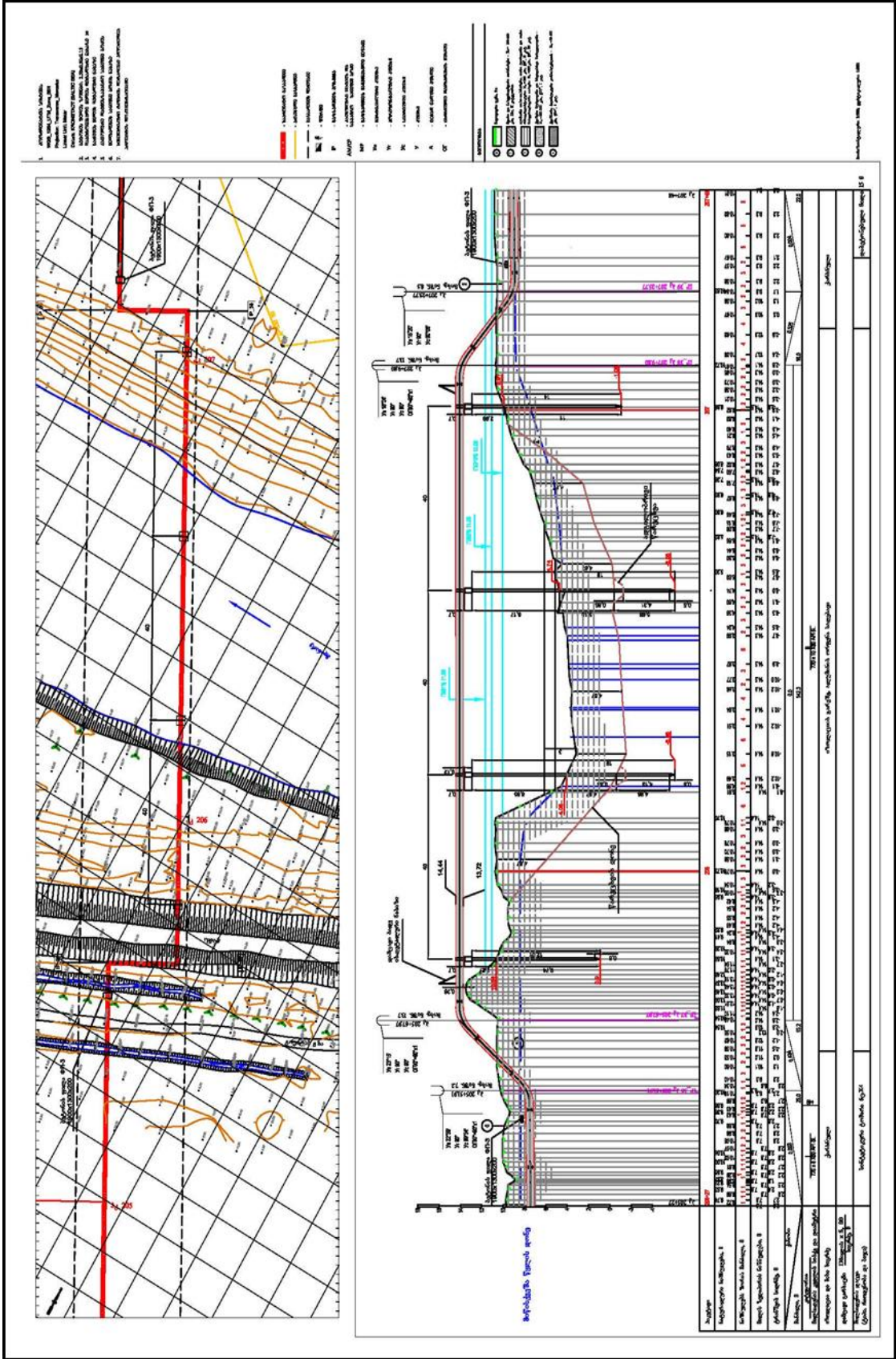
# დანართი 8

## მაგისტრალური მილსადენების დაპროექტებისა და მშენებლობის ეტაპები

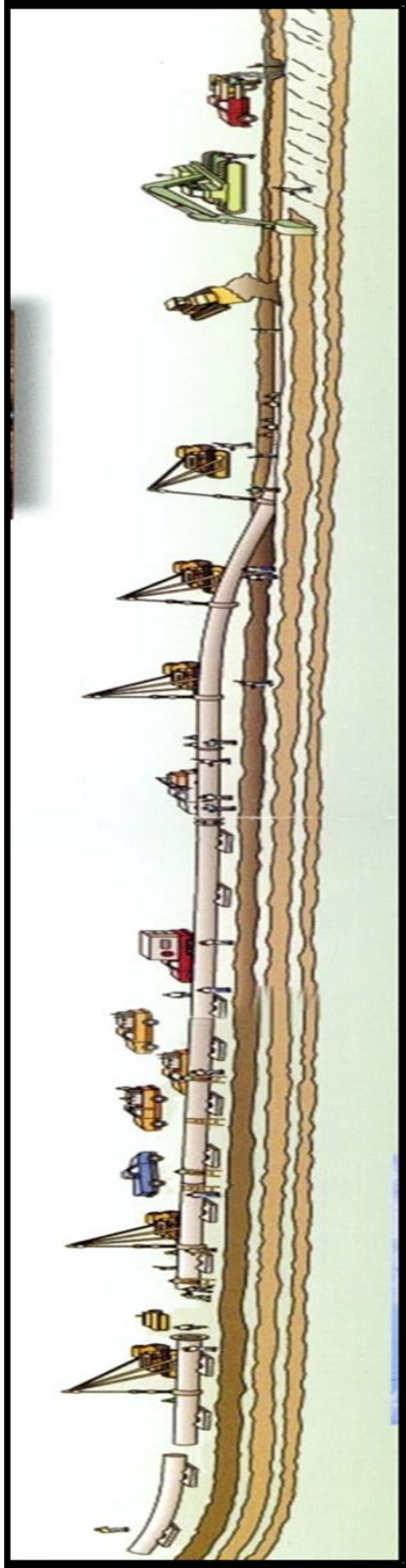
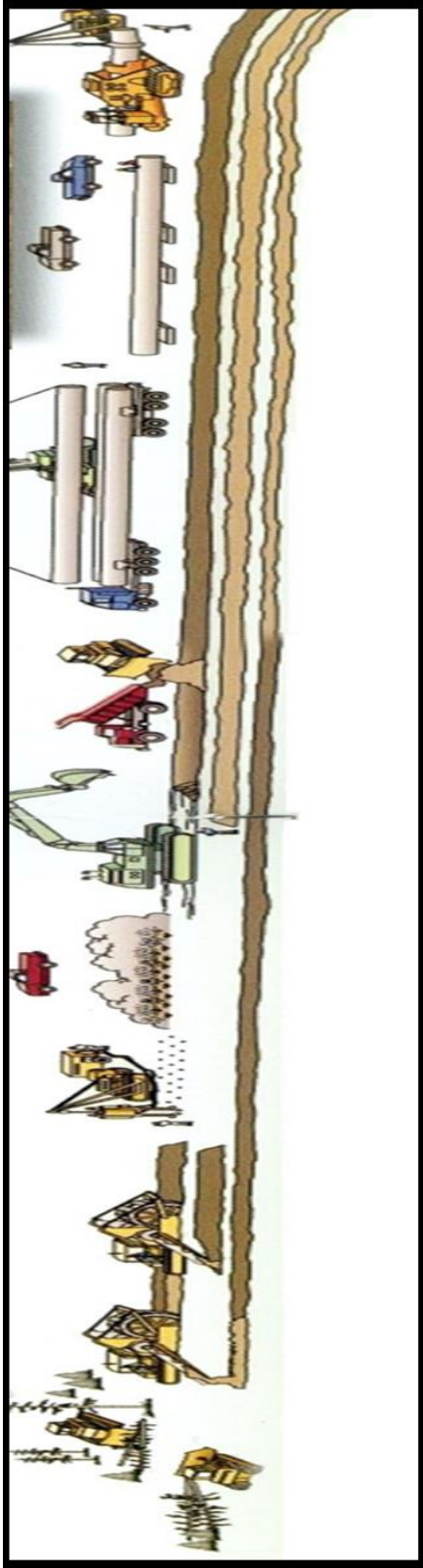


საპროექტო მილსადენის ტრასა (წითელი)





საპროექტო გადასასვლელი მდინარეზე (ნიმუში)



მაგისტრალური მილსადენის მშენებლობის ტექნოლოგიური ოპერაციების რიგითობა

ID		Task Name	Duration	Start	აპრილ-კალკული მონიტორინგის და მონიტორინგის პერიოდის გეგმა																					
					Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug
1		მათემატიკური მონიტორინგის პერიოდი	416,75 days?	Fri 25.11.11																						
2		პროექტების მოწოდება	146,75 days?	Fri 25.11.11																						
3		I მონაკვეთი, 23 კმ	129,75 days?	Tue 20.12.11																						
4		საინჟინრო-გეოლოგიური კვლევები	40,75 days?	Mon 13.02.12																						
15		ტექნოლოგიური ნაწილი	52,75 days?	Thu 05.04.12																						
24		დონხანი	126,75 days?	Tue 20.12.11																						
63																										
64		II მონაკვეთი, 23 კმ	126,75 days?	Fri 25.11.11																						
65		საინჟინრო-გეოლოგიური კვლევები	46,75 days?	Fri 25.11.11																						
77		ტექნოლოგიური ნაწილი	78,75 days?	Wed 01.02.12																						
86		დონხანი	95,75 days?	Mon 19.12.11																						
125																										
126		III მონაკვეთი, 10 კმ	88,75 days?	Tue 20.12.11																						
127		საინჟინრო-გეოლოგიური კვლევები	7,75 days?	Tue 07.02.12																						
129		ტექნოლოგიური ნაწილი	44,75 days?	Mon 20.02.12																						
131		დონხანი	88,75 days?	Tue 20.12.11																						
170																										
171		განმეორებული ნაკვეთები	183,75 days?	Wed 01.02.12																						
172		მოსამზადებელი სამუშაოები	43 days?	Wed 01.02.12																						
178		სკოპირების ამართვის მოწოდება	96,75 days?	Mon 20.02.12																						
183		გ.ზ.პ-ს ამართვის მოწოდება და ნებართვის მიღება	176,75 days?	Fri 10.02.12																						
197																										
198		მასალების შესყიდვა	122,75 days?	Mon 14.05.12																						
199		სატენიერი დოკუმენტების მოწოდება	9,75 days?	Mon 14.05.12																						
200		ტენიერი კონტრაქტორის შესარჩევად	24,75 days?	Mon 28.05.12																						
201		მასალების მოწოდება	87,75 days?	Mon 02.07.12																						
202																										
203		სამშენი-მშენებლის შესარჩევად	215,75 days?	Mon 03.09.12																						
204		სატენიერი დოკუმენტების მოწოდება	19,75 days?	Mon 03.09.12																						
205		ტენიერი მშენებელი კონტრაქტორის შესარჩევად	22,75 days?	Mon 01.10.12																						
206		მონიტორინგის მშენებლობა	172,75 days?	Thu 01.11.12																						

მაგისტრალური მილსადენის დაპროექტირების და წინასაშენებლო თპერაციების გაგმა (ნიმუში)

## დანართი 9

### ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში გამოყენებული სამშენებლო ნორმები, წესები, სტანდარტები, გარემოსა და შრომის დაცვის გზამკვლევები

#### 1. ტექნიკური სტანდარტები

ნავთობ- და გაზსადენების სისტემების მშენებლობის, ექსპლუატაციისა და პროექტთან დაკავშირებული სხვა საქმიანობის წარმოებისათვის რეკომენდებულია<sup>628</sup> შემდეგი ორგანიზაციების საერთაშორისოდ აღიარებული სტანდარტების გამოყენება:

- API - American Petroleum Institute
- ANSI - American National Standards Institute
- ASME - American Society of Mechanical Engineers
- ASNT - American Society of Non-destructive Testing
- ASTM - American Society for Testing and Materials
- AWWA- American Wood Preservers' Association
- AWS - American Welding Society
- GBE - British Gas Code of Practice
- BSI - British Standards Institution
- DIN - Deutsche Institute für Normung
- IEC - International Electrotechnical Commission
- IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers (USA)
- IP - Institute of Petroleum (UK)
- ISA - Instrument Society of America
- ISO - International Standards Organization
- NACE - National Association of Corrosion Engineers (USA)
- NEMA- National Electrical Manufacturers Association (USA)
- NFPA - National Fire Prevention Association (USA)
- SSPC - Steel Structures Painting Council
- UBC - Universal Building Code
- სხვა ნებისმიერი ორგანიზაციის (მათ შორის ტერიტორიის მფლობელი ქვეყნის ეროვნული) სტანდარტი, რომელსაც მიზანშეწონილად მიიჩნევენ მხარეები

---

<sup>628</sup> Типовое межправительственное соглашение и типовое соглашение с правительством принимающей страны для трансграничных трубопроводов. Секретариат Энергетической Хартии



## **2. გარემოს დაცვის, ჯანმრთელობისა და უსაფრთხოების გზამკვლევი**<sup>629</sup>

საერთაშორისო პრაქტიკაში, მათ შორის ნავთობისა და გაზის ინდუსტრიაში, გამოიყენება მსოფლიო ბანკის ჯგუფის მიერ შემუშავებული გარემოს დაცვის, ჯანმრთელობისა და უსაფრთხოების გზამკვლევი (Environmental, Health, and Safety Guidelines known as the "EHS Guidelines"), რომლებიც პერმანენტულად განახლებადი დოკუმენტებია.

EHS გზამკვლევი ტექნიკური საცნობარო დოკუმენტებია საუკეთესო საერთაშორისო ინდუსტრიული პრაქტიკის (GIIP) ზოგადი და ინდუსტრიის ცალკეული დარგებისათვის დამახასიათებელი სპეციფიკური მაგალითებით.

EHS გზამკვლევი მიუთითებს შესრულების დონესა და ზომებზე, რომელთა მიღწევა შესაძლებელია გონივრული დანახარჯებით მიმდინარე პერიოდისათვის ხელმისაწვდომი ტექნოლოგიის გამოყენებით.

იმ შემთხვევაში, თუ მასპინძელი ქვეყნის რეგულაციები განსხვავდება EHS გზამკვლევი მიუთითებული დონისა და ზომებისგან, უზრუნველყოფილი უნდა იყოს, მათ შორის, უფრო მკაცრი მოთხოვნების მიღწევა.

### **EHS ზოგადი გზამკვლევი**

EHS ზოგადი გზამკვლევი შეიცავს ინფორმაციას გარემოსდაცვითი, ჯანმრთელობისა და უსაფრთხოების გამჭოლი საკითხების შესახებ, რომლებიც პოტენციურად ინდუსტრიის ნებისმიერი სექტორისთვის გამოიყენება. გამოყენებული უნდა იყოს ინდუსტრიის ცალკეული სექტორების შესაბამის სახელმძღვანელოებთან ერთად.

EHS ზოგადი გზამკვლევი მოიცავს ინსტრუქციებს შემდეგი ძირითადი მიმართულებების მიხედვით:

#### **1. გარემოს დაცვა**

- 1.1 მავნე გამონაბოლქვი და ატმოსფერული ჰაერის ხარისხი
- 1.2 ენერჯის დაზოგვა
- 1.3 ჩამდინარე წყლები და ატმოსფერული წყლის ხარისხი
- 1.4 წყლის რესურსების რაციონალური გამოყენება
- 1.5 სახიფათო მასალების მართვა
- 1.6 ნარჩენების მართვა
- 1.7 ხმაური
- 1.8 ნიადაგის დაბინძურება

#### **2. შრომის უსაფრთხოება და ჯანმრთელობა**

- 2.1 ობიექტის ზოგადი დიზაინი და ექსპლუატაცია
- 2.2 კომუნიკაცია და ტრენინგი
- 2.3 ფიზიკური საფრთხეები
- 2.4 ქიმიური საფრთხეები
- 2.5 ბიოლოგიური საფრთხეები

---

<sup>629</sup> International Finance Corporation, World Bank Group, Environmental, Health, and Safety Guidelines [https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics\\_ext\\_content/ifc\\_external\\_corporate\\_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines)

- 2.6 რადიოლოგიური საფრთხეები
- 2.7 პერსონალური დამცავი მოწყობილობა (PPE)
- 2.8 განსაკუთრებული საფრთხის შემცველი გარემო
- 2.9 მონიტორინგი

### **3. საზოგადოებრივი ჯანმრთელობა და უსაფრთხოება**

- 3.1 წყლის ხარისხი და ხელმისაწვდომობა
- 3.2 პროექტის შემადგენელი ინფრასტრუქტურის სტრუქტურული უსაფრთხოება
- 3.3 სიცოცხლის(უნარიანობის)ა და ხანძარსაწინააღმდეგო უსაფრთხოება (L&FS)
- 3.4 მოძრაობის უსაფრთხოება
- 3.5 სახიფათო მასალების ტრანსპორტირება
- 3.6 დაავადების პრევენცია
- 3.7 საგანგებო სიტუაციებისთვის მზადყოფნა და მათზე რეაგირება

### **4. მშენებლობა და ექსპლუატაციის შეწყვეტა**

- 4.1 გარემოს დაცვა
- 4.2 შრომის დაცვა და უსაფრთხოების ტექნიკა
- 4.3 მოსახლეობის ჯანმრთელობა და უსაფრთხოება

### **მრეწველობის სექტორული გზამკვლევები**

(ნავთობი და გაზი, ინფრასტრუქტურა, ქიმიკატები, ელექტროენერგეტიკა)

- ნავთობისა და გაზის საბადოების დამუშავება (2007)
- ოფშორული ნავთობისა და გაზის საბადოების დამუშავება (2015)
- გათხევადებული ბუნებრივი გაზის (LNG) საწარმოები (2017)
- ბუნებრივი აირის გადამუშავება (2007)
- ნავთობის გადამუშავება (2016)
- ნავთობზე დაფუძნებული პოლიმერების წარმოება (2007)
- ნავთობზე დაფუძნებული ორგანული ქიმიკატების წარმოება (2007)
- ნედლი ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ტერმინალები (2007)
- გაზის გამანაწილებელი სისტემები (2007)
- ნავთობის საცალო ვაჭრობის ქსელები (2007)
- თბოელექტროსადგურები (2008)

## დანართი 10

### წყალბადის ენერგეტიკის განვითარების ეტაპები GlobalData-ს მონაცემების მიხედვით<sup>630</sup>

წელი	მნიშვნელოვანი ეტაპები
1800	აღმოჩენილია ელექტროლიზის პროცესი. ინგლისელმა მეცნიერებმა უილიამ ნიკოლსონმა და ენტონი კარლაილმა დაადგინეს, რომ წყალზე ელექტრული დენის ზემოქმედების შედეგად წარმოიქმნება წყალბადი და ჟანგბადი.
1838	შექმნა პირველი წყალბადის თბური ელემენტი (Fuel Cell)
1960	ჯენერალ ელექტრიკმა (GE) შექმნა წყალბადის თბური ელემენტები ელექტროენერჯის გენერაციისათვის Apollo და Gemini კოსმოსური მისიებისათვის
2002	კვებეკში, Val-d'Or-ზე, წარმოადგინეს პირველი ჰიდროელექტრული ლოკომოტივი
2004	ექსპლუატაციაში შევიდა წყალბადის საწვავზე მომუშავე პირველი ავტონომიური წყალქვეშა აპარატი (UAV)
	არგენტინამ გამოსცა წყალბადის განვითარების გეგმა და 16-წლიანი საგზაო რუკა
2008	Honda-მ დაიწყო FCX Clarity წყალბადის თბური ელემენტით აღჭურვილი ელექტრომობილის იჯარით გაცემა
2013	პირველი კომერციული 2 მგვტ სიმძლავრის „ელენერჯია/გაზზე“ (P2G) დანადგარის ინსტალაცია ფოლკენჰაგენში, გერმანია, მწარმოებლურობით 360 მ <sup>3</sup> /სთ წყალბადი
2014	ევროკავშირმა ჩამოაყალიბა თბური ელემენტებისა და წყალბადის ერთობლივი საწარმო (FCH 2 JU)
2016	Toyota-მ გამოუშვა წყალბადის თბურელემენტის პირველი ავტომობილი
	დიდ ბრიტანეთში წარმოდგენილია პროექტი H21 ქალაქის არსებული გაზის ქსელის 100%-იან წყალბადზე გადაყვანის შესაძლებლობის დასადგენად
2017	დასრულდა Ene.field-ის პროექტი (2012-2017), 1000-ზე მეტი სადემონსტრაციო დანადგარით (წყალბადის თბურელემენტებისანი კომბინირებული სითბოსა და ენერჯის წარმოებისათვის) საცხოვრებელი და კომერციული შენობებისთვის ევროპის 11 ქვეყანაში.
2018	გერმანიამ გამოუშვა წყალბადზე მომუშავე მსოფლიოში პირველი მატარებელი Coradia iLint ქვემო საქსონიაში
	ევროკავშირის დირექტივა EU/2018/2001 ენერჯის განახლებადი წყაროების, განახლებადი წყალბადის ჩართვით განვითარების შესახებ
	HES Energy Systems-მა დაიწყო Element One პროექტის რეალიზაცია, წყალბადზე მომუშავე სამგზავრო თვითმფრინავის შესაქმნელად
	გაშვებულია წყალბადის ინექციის საცდელი პროექტი HyDeploy დიდი ბრიტანეთის ბუნებრივი აირის ქსელში
	ურუგვაიში ჩამოყალიბდა კომპლექსური ჯგუფი წყალბადის ეკონომიკის განვითარების მიზნით
2019	მიღწეულია 305,000 Ene-farm-ის სისტემის ინსტალაცია
	2019 წლის მაისში კომპანია Alaka'i Technologies-მა წარმოადგინა მსოფლიოში პირველი საჰაერო ენერგეტიკული მობილობის ტექნიკური გადაწყვეტა - Skai

<sup>630</sup> შეესაბამება ავტორის მიერ მოძიებული დამატებითი ინფორმაციით

	<p>2019 წლის სექტემბერში გაერთიანებული სამეფოს მთავრობამ 5 მილიონი ევროს (\$6.2 მლნ) გრანტი გამოყო კომერციულ თვითმფრინავებში ნულოვანი ემისიების Hyflyer პროექტის ხელშეწყობისათვის</p> <p>ბელგიის სანაოსნო კომპანია Compagnie Maritime Belge (CMB)-მ ანტვერპენის პორტთან ერთად დაიწყო მუშაობა მსოფლიოში პირველი წყალბადზე მომუშავე ბუქსირის Hydrotug შესაქმნელად</p>
	<p>ნიდერლანდებში დაიწყო პირველი წყალბადზე მომუშავე საბინაო პროექტის სამშენებლო სამუშაოები</p> <p>დამტკიცდა ევროკავშირის წყალბადის სტრატეგია (<u>EU strategy on hydrogen COM/2020/301</u>)</p> <p>კომპანია NTPC-მა დაიწყო წყალბადის საწვავზე მომუშავე ავტობუსებისა და მსუბუქი ავტომობილების წარმოების პროექტი ინდოეთში</p> <p>Arrowsmith წყალბადის პროექტმა (ავსტრალია) მიიღო საწყისი \$300 მილიონი ინვესტიცია მშენებლობის პირველი ეტაპისათვის</p> <p>გაიხსნა ფუკუშიმის წყალბადის ენერგეტიკის კვლევის (FH2R) სადემონსტრაციო პროექტი</p> <p>Siemens-მა და Uniper-მა დაიწყეს ერთობლივი სამუშაოები წყალბადის ტექნოლოგიების შესამუშავებლად</p>
2020	
2021	IRENA-მ გამოაქვეყნა ინფორმაცია წყალბადის გლობალური მასშტაბის პროექტების შესახებ. მათ შორის: 221 მსხვილმასშტაბიანი ინდისტრიული გამოყენების, 133 ტრანსპორტის, 74 წყალბადის ინტეგრირებული ეკონომიკის, 51 ინფრასტრუქტურული და 43 განსაკუთრებით მსხვილმასშტაბიანი (Giga-Scale) წარმოებისა
2022	ევროკავშირმა მიიღო REPowerEUEN სტრატეგიული დოკუმენტი, რომელიც ითვალისწინებს 2030 წლისათვის 10 მლნ ტ მწვანე წყალბადის წარმოებას
2023	<p>2023 წლის მარტში ევროკომისიამ წარმოადგინა განახლებადი წყალბადის წარმოებაში ინვესტიციების სტიმულირების გეგმა „ევროპის წყალბადის ბანკის“ (EHB) მეშვეობით</p> <p>ბაიდენის ადმინისტრაციამ გამოსცა პირველი მწვანე წყალბადის ეროვნული სტრატეგია (National Clean Hydrogen Strategy) და საგზაო რუკა ამერიკაში მწვანე წყალბადის წარმოების ხელშეწყობის მიზნით</p>

## დანართი 11

### ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების დაგეგმვა

#### 11.1. ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმებთან დაკავშირებული სამართლებრივი ასპექტები

##### I. ენერგეტიკული გაერთიანების კანონმდებლობა<sup>631</sup>

ევროკავშირთან ასოცირების შეთანხმებით აღებული ვალდებულებები ენერგეტიკული გაერთიანების სამი ძირითადი სამართლებრივი აქტის მოთხოვნათა იმპლემენტაციას ითვალისწინებს:

(1) ევროპის პარლამენტისა და საბჭოს 2009/73/EC დირექტივა ბუნებრივი გაზის შიდა ბაზრის მოწყობის საერთო წესების შესახებ;

(2) ევროპის პარლამენტისა და საბჭოს N715/2009 (EC) რეგულაცია ბუნებრივი გაზის ქსელზე დაშვების პირობების შესახებ;

(3) 2004/67/EC დირექტივა ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფის ღონისძიებების შესახებ.

მხედველობაში უნდა იქნეს მიღებული, აგრეთვე, ენერგეტიკული გაერთიანების მიერ წევრი ქვეყნებისთვის ადაპტირებული მოთხოვნები და, ასევე, ენერგეტიკული გაერთიანების დამფუძნებელ ხელშეკრულებასთან საქართველოს შეერთების ოქმით განსაზღვრული გამონაკლისები.

როგორც ასოცირების ხელშეკრულების ხელმოწერი და ენერგეტიკული გაერთიანების წევრი ქვეყანა, საქართველო ახორციელებს ენერგეტიკული სექტორის რეფორმებს ევროკავშირის კანონმდებლობის ეტაპობრივი გადმოტანით და ამოქმედებით, რამაც უნდა უზრუნველყოს კონკურენტული, გამჭვირვალე და ეფექტიანი ენერგეტიკული ბაზრების ჩამოყალიბება, საიმედო საინვესტიციო გარემოს ჩამოყალიბება და საერთაშორისო კავშირების გამყარება.

##### II. საქართველოს კანონი ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ

კანონის ძირითადი მიზანია ქვეყნის ენერგეტიკული სექტორის კონკურენტუნარიანობისა და ენერჯიაზე მოთხოვნის გარანტირებული დაკმაყოფილების უზრუნველყოფა, მიწოდების უსაფრთხოების მოთხოვნათა დაცვით, ვაჭრობის თავისუფალი და კონკურენტული ურთიერთობების ხელშეწყობითა და ბაზრის გახსნის მეშვეობით. ამ მიზნის მისაღწევად კანონი მრავალი ღონისძიების განხორციელებას ითვალისწინებს, მათ შორის, **ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის განვითარების 10-წლიანი გეგმების შემუშავებას**, რომელიც ინვესტიციების დაგეგმვის წინმსწრები პროცესია და უზრუნველყოფს მომხმარებელთა მოთხოვნის ადეკვატური ქსელის შესაძლებლობებს, მიწოდების გარანტირებული უსაფრთხოების პირობებში.

<sup>631</sup>ენერგეტიკული გაერთიანების სამდივნოს მავალდებულებელი შეტყობინების #2/2020 (Energy Community Secretariat: COMPLIANCE NOTE No 2/2020) მიხედვით



ენერგეტიკული გაერთიანების 2009/73 დირექტივის 22-ე მუხლის შესაბამისად, საქართველოს კანონმდებლობა მოითხოვს ყოველწლიურად ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის (TYNDP) პროექტის მომზადებას და წარდგენას რეგულატორისათვის.

TYNDP-ს დანიშნულებაა, წარმოადგინოს ინვესტიციების დაგეგმვის სტრუქტურული და წინმსწრები პროცესი, რაც უზრუნველყოფს ქსელის ადეკვატურ შესაძლებლობებს მომხმარებელთა მოთხოვნისა და მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფისათვის.

TYNDP-ს მიზნებია:

- გააცნოს ბაზრის მოთამაშეებს მომავალ 10 წელიწადში განახლებისათვის განკუთვნილი ან ასაშენებელი გადამცემის ყველა ინფრასტრუქტურული პროექტი;
- მიუთითოს ინფორმაცია უკვე გადაწყვეტილი ინვესტიციების შესახებ;
- იდენტიფიცირება მოახდინოს უახლოესი 3 წლის განმავლობაში განსახორციელებელი საინვესტიციო გადაწყვეტილებების შესახებ;
- მოამზადოს ყველა საინვესტიციო პროექტის დროის მიხედვით რეალიზაციის გეგმა.

TYNDP-ის მომზადებასთან დაკავშირებული მთავარი დებულებები კანონის 53-ე (გადამცემი ქსელის განვითარება და საინვესტიციო გადაწყვეტილებები) და 139-ე (ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ზომები) მუხლებშია მოცემული, რომლებიც, თავის მხრივ, იმეორებს #2009/73 დირექტივისა (ბუნებრივი გაზის შიდა ბაზრის მოწყობის წესების შესახებ) და 2004/67/EC დირექტივის (ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ღონისძიებების შესახებ) ძირითად პრინციპებს ამ საკითხებთან მიმართებით.

### **მუხლი 53. გადამცემი ქსელის განვითარება და საინვესტიციო გადაწყვეტილებები**

1. გადამცემი სისტემის ოპერატორი ყოველწლიურად მომდევნო 10 კალენდარული წლისთვის შეიმუშავებს/განახლებს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმას, რომელიც მიწოდებისა და მოთხოვნის არსებულ და საპროგნოზო მაჩვენებლებს უნდა ეფუძნებოდეს. გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა უნდა მოიცავდეს ეფექტიან ზომებს გადამცემი ქსელისა და მიწოდების უსაფრთხოების ადეკვატურობის უზრუნველსაყოფად.

კანონის 46-ე მუხლის შესაბამისად, ავტორიზებული დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორი ვალდებულია უზრუნველყოს: გადამცემი სისტემის ოპერირება, მოვლა-პატრონობა და განვითარება, აგრეთვე პასუხისმგებელია ახალი ინფრასტრუქტურის დაგეგმვაზე, მშენებლობასა და ექსპლუატაციაში მიღებაზე.

კანონის 47-ე მუხლის თანახმად, გადამცემი სისტემის მესაკუთრე ვალდებულია, დააფინანსოს ინვესტიციები, რომელთა განხორციელებაც დამოუკიდებელმა სისტემის ოპერატორმა გადამცემი სისტემის მესაკუთრესთან თანამშრომლობითა და კომისიასთან შეთანხმებით გადაწყვიტა.

გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა შეიცავს:

- ა) ინფორმაციას ბუნებრივ გაზზე არსებული და საპროგნოზო მოთხოვნისა და მიწოდების შესახებ;
- ბ) ინფორმაციას ბუნებრივი გაზის შიდა საპროგნოზო წარმოებისა და ტრანსსასაზღვრო გადადინების შესახებ;
- გ) ინფორმაციას გადამცემი ქსელის იმ ძირითადი ინფრასტრუქტურის შესახებ, რომელიც მომდევნო 10 წლის განმავლობაში უნდა აშენდეს ან გაუმჯობესდეს;
- დ) ინფორმაციას გადაწყვეტილი ინვესტიციების და იმ ახალი ინვესტიციების შესახებ, რომლებიც მომდევნო 3 წლის განმავლობაში უნდა განხორციელდეს;
- ე) კონკრეტულ ვადებს საინვესტიციო პროექტების განხორციელებისთვის;
- ვ) ინფორმაციას წარმოების ახალი ობიექტების ქსელში ინტეგრირების შესახებ;

გადამცემი სისტემის ოპერატორი გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის შემუშავებისას გონივრულობის ფარგლებში აკეთებს ვარაუდებს (დაშვებებს) ბუნებრივი გაზის წარმოების, მიწოდების, მოხმარებისა და ტრანსსასაზღვრო გადადინების შესაფასებლად, მიმდებარე ქსელების საინვესტიციო გეგმების გათვალისწინებით, აგრეთვე ითვალისწინებს ბუნებრივი გაზის საცავისა და გათხევადებული ბუნებრივი გაზის მოწყობილობების საინვესტიციო გეგმებს.

კანონის 51-ე მუხლის შესაბამისად, გადამცემი სისტემის ოპერატორი, ხოლო შესაბამის შემთხვევებში – გადამცემი სისტემის მესაკუთრე, სიმძლავრეზე არსებული ყველა ეკონომიკურად გონივრული და ტექნიკურად განხორციელებადი მოთხოვნის არსებობის შემთხვევაში, მიწოდების უსაფრთხოების გათვალისწინებით, უზრუნველყოფს საკმარისი ტრანსსასაზღვრო სიმძლავრეების (ურთიერთდამაკავშირებლების) მშენებლობას ენერგეტიკული გაერთიანების მხარეების გადამცემ სისტემებთან, ხოლო სახელმწიფოს ენერგეტიკული პოლიტიკით განსაზღვრულ შემთხვევებში – აგრეთვე სხვა მეზობელი ქვეყნების გადამცემ სისტემებთან საქართველოს ელექტროენერგეტიკული და ბუნებრივი გაზის გადამცემი სისტემების ინტეგრირების მიზნით.

4. გადამცემი სისტემის ოპერატორი გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმაში ასახავს კანონის მე-7 მუხლის შესაბამისად სახელმწიფოს ენერგეტიკული პოლიტიკით გათვალისწინებულ ქსელის სტრატეგიული განვითარების სამიზნე მაჩვენებლებსა და ტრანსსასაზღვრო და ადგილობრივი მნიშვნელობის პროექტებს.

კანონის მე-7 მუხლი ითვალისწინებს ქვეყნის ენერგეტიკული პოლიტიკის შემუშავებას მინიმუმ 10-წლიანი პერიოდისათვის, რომელსაც ამტკიცებს პარლამენტი. ენერგეტიკის სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის საფუძველზე დამუშავებული სტრატეგია მისი განხორციელების ძირითად ინსტრუმენტს წარმოადგენს. ქვეყნის ენერგეტიკული სტრატეგიის (პროექტი) მიხედვით, ქვეყნის ენერგეტიკული სექტორის განვითარების ერთ-ერთ ძირითად პრიორიტეტად მიჩნეულია „ინფრასტრუქტურის განვითარება გაზისა და ელექტროენერჯის საიმედო და ეფექტური გადამცემი და გამანაწილებელი სისტემის შექმნის მიზნით“

7. სამინისტრო საქართველოს მთავრობის თანხმობის საფუძველზე, არაუგვიანეს შესაბამისი წლის დასრულებისა, უზრუნველყოფს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის დამტკიცებას. გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის შესრულებას ზედამხედველობენ და აფასებენ კომისია და სამინისტრო თავიანთი კომპეტენციის მიხედვით.

### **მუხლი 139. ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ზომები**

ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოება განისაზღვრება მისი შესაძლებლობით, უზრუნველყოს მიმდინარე და საპროგნოზო მოთხოვნა, მარტივად, ნაკლები დანაკარგებითა და მინიმალური შეზღუდვების დაწესებით გადალახოს მიწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტის შემთხვევები, რაც გარანტირებული მიწოდების ეფექტიანად მართვის სხვა ღონისძიებებთან ერთად, ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის საიმედოობასა და მედეგობასაც მოიცავს.

სამინისტრო, კომისიასა და სხვა კომპეტენტურ სახელმწიფო ორგანოებთან თანამშრომლობით, შეიმუშავებს ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ნორმებს და ახორციელებს ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ზედამხედველობას.

ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების ნორმები, სხვა საკითხებთან ერთად, უნდა ითვალისწინებდეს:

ა) დაცული მომხმარებლების იდენტიფიკაციას;

ბ) ბუნებრივი გაზის საწარმოს მიერ გამოყენებულ ინსტრუმენტებსა და განხორციელებულ ღონისძიებებს დაცული მომხმარებლისთვის ბუნებრივი გაზის მიწოდების უზრუნველსაყოფად სულ მცირე შემდეგ შემთხვევებში:

*ბ.ა) 7-დღიან პიკურ პერიოდში არსებული უკიდურესი ტემპერატურის შემთხვევაში, რომელიც, სტატისტიკური ალბათობის მიხედვით, ყოველ 20 წელიწადში ერთხელ ვლინდება;*

*ბ.ბ) არანაკლებ 30-დღიან პერიოდში ბუნებრივ გაზზე განსაკუთრებულად მაღალი მოთხოვნის შემთხვევაში, რომელიც, სტატისტიკური ალბათობის მიხედვით, ყოველ 20 წელიწადში ერთხელ ვლინდება;*

*ბ.გ) ზამთრის ჩვეულებრივ პირობებში არანაკლებ 30-დღიანი პერიოდის განმავლობაში გაზის ყველაზე მსხვილი ინფრასტრუქტურის მწყობრიდან გამოსვლის შემთხვევაში;*

დ) ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოებისთვის მნიშვნელოვანი რისკის მატარებელი სხვადასხვა ჯგუფის იდენტიფიკაციას (რისკის შეფასებას) და მათი შემცირების ღონისძიებებს, მათ შორის, ბუნებრივი გაზის მიწოდების შეფერხების სავარაუდო სცენარების მოდელირებას, ბუნებრივ გაზზე განსაკუთრებულად დიდი

მოთხოვნისას, ძირითადი ინფრასტრუქტურის მწყობრიდან გამოსვლის ან ბუნებრივი გაზის მიწოდების საშუალების/წყაროს გაუქმების შემთხვევებისთვის.

## 11.2. ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმების მომზადება შესავალი

საქართველოსა და ევროკავშირს შორის ასოცირების შეთანხმებისა და ასოცირების დღის წესრიგის ფარგლებში, ენერგეტიკა წარმოადგენს პრიორიტეტულ მიმართულებას. ასოცირების ხელშეკრულების ფარგლებში ენერგეტიკულ გაერთიანებაში გაწევრიანებით საქართველო ვალდებულია, უზრუნველყოს ბუნებრივი გაზის სატრანსპორტო ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის (TYNDP) ევროპული კანონმდებლობის შესაბამისად მომზადება და წარდგენა, რაც მისი მომზადების ძირითადი ფორმალური საფუძველია, ქვეყნის კანონმდებლობასთან ერთად.

TYNDP-ის მომზადებისას რეკომენდებულია ევრორეგულაციის 347/2013 „გზამკვლევი ევროპის ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის შესახებ“ მიერ შეთავაზებული სტრუქტურის გამოყენება. კერძოდ, დოკუმენტი უნდა მოიცავდეს ბუნებრივ გაზზე ბაზრის მოთხოვნა-მიწოდების პროგნოზის შედეგებს, მონაცემებს არსებული და უკვე დაგეგმილი ინფრასტრუქტურის შესახებ, ფინანსური და ეკონომიკური კრიტერიუმებით მათი შეფასების შედეგებს და ა.შ. შეიძლება USAID HICD 2020<sup>632</sup> პროექტის რეკომენდაციათა პაკეტის გამოყენება საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების მიმართულებით საქმიანობის გაუმჯობესების მიზნით.

გეგმა, როგორც წესი, უნდა ითვალისწინებდეს ბაზრის მოთხოვნა-მიწოდების პროგნოზს მინიმუმ შემდეგ 10 წლამდე პერიოდისათვის. მოდელირების დროს განხილული უნდა იყოს ქვეყნის ეკონომიკური და სოციალური განვითარების სავარაუდო სცენარები, საერთაშორისო პრაქტიკაში ადაპტირებული მეთოდოლოგიის გამოყენებით.<sup>633</sup>

TYNDP-ს ამზადებს გაზმომარაგების სისტემის ავტორიზებული ოპერატორი (ISO), ქსელის მესაკუთრესთან (TNO) კოორდინაციით და ყველა დაინტერესებული მხარის ჩართულობით.

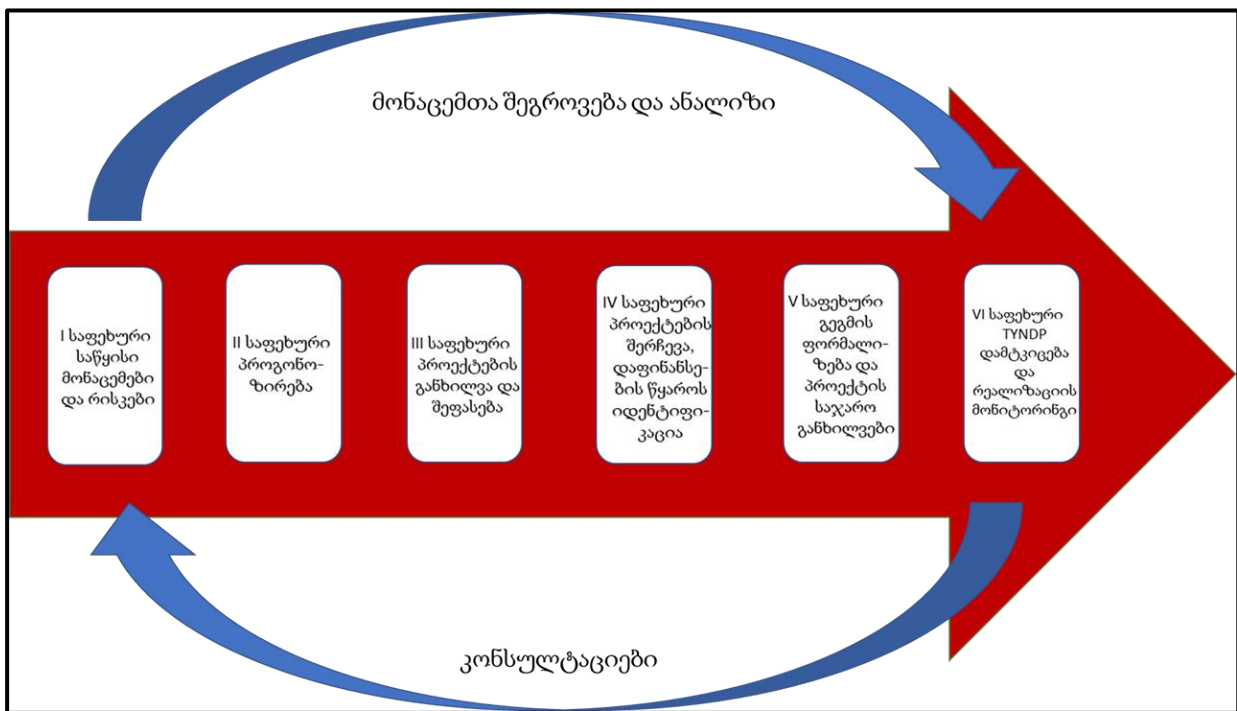
დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორი პასუხისმგებელია გეგმის რეალიზაციაზე, ხოლო გადამცემი ქსელის მესაკუთრე ((TNO) პასუხისმგებელია გეგმით გათვალისწინებული ინვესტიციების დაფინანსებაზე.

TYNDP-ის მომზადების პროცესი განხორციელდება შემდეგი ძირითადი ეტაპების მიხედვით:

<sup>632</sup> USAID/საქართველოს ადამიანური და ინსტიტუციური შესაძლებლობების განვითარების პროექტი, HICD 2020

<sup>633</sup> ENTSOG and the TYNDP process, ENTSOG, 08/02/2016

- საწყისი მონაცემების მოძიება, კონსულტაციები დაინტერესებულ მხარეებთან;
- სისტემის აღწერა და სუსტი მხარეების გამოვლენა;
- პრობლემების (რისკების) განსაზღვრა;
- პროგნოზირება;
- პრობლემების აღმოფხვრის ალტერნატივები;
- გადაწყვეტილების (პროექტების) შერჩევა;
- პროექტ(ებ)ის დასაბუთება (ხარისხობრივი და/ან დანახარჯებისა და სარგებლიანობის შეფასება);
- დაფინანსების წყაროების იდენტიფიკაცია;
- გეგმის პროექტის წარდგენა განხილვისათვის;
- პროექტის საჯარო განხილვები;
- გეგმის კორექტირება (საჭიროების შემთხვევაში) და დამტკიცება.



ნახაზი დ.11.1. TYNDP-ის მომზადებისა და რეალიზაციის ძირითადი ეტაპები

საქართველოს კანონმდებლობის მიხედვით, გეგმის პროექტი განიხილება ენერგეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის (სემეკი) მიერ ყველა დაინტერესებულ მხარესთან კონსულტაციის გათვალისწინებით, რომელიც, საჭიროების შემთხვევაში, შეიმუშავებს რეკომენდაციებს პასუხისმგებელი სამინისტროსათვის გეგმაში აუცილებლად შესატანი ინფრასტრუქტურული პროექტების შესახებ.

გეგმას ამტკიცებს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტრო საქართველოს მთავრობასთან კოორდინაციით, ხოლო რეალიზაციის მონიტორინგს ახორციელებენ სამინისტრო და სემეკი, შესაბამისი კომპეტენციის ფარგლებში.



## 1. კონსულტაციები დაინტერესებულ მხარეებთან

TYNDP-ის მომზადების ერთ-ერთი უმნიშვნელოვანესი პრინციპია დაინტერესებულ მხარეთა მაქსიმალური მონაწილეობა კონსულტაციებში ინფორმაციის მოძიებისა და გადაწყვეტილების მოსამზადებლად, საწყის ეტაპზე და ყველა ნიუანსის შეძლებისდაგვარად გათვალისწინების მიზნით, მომზადებული TYNDP-ის პროექტის საჯარო განხილვისა და დამტკიცების ეტაპზე.

საწყის ეტაპზე დაინტერესებული მხარეთა ჩართულობა უზრუნველყოფს ობიექტური საწყისი მონაცემების შეგროვებასა და მათი ინტერესების მაქსიმალურ გათვალისწინებას.

დაინტერესებული მხარეები შეიძლება იყვნენ ფიზიკური პირები, ჯგუფები, კომპანიები ან ორგანიზაციები:

- რომელთა ინტერესსა და საქმიანობაზე ზეგავლენას ახდენს ან შეიძლება მოახდინოს ქსელის განვითარების გეგმით გათვალისწინებული პროექტების რეალიზაციამ;
- რომლებიც ფლობენ TYNDP-ის მომზადებისა და განხორციელებისათვის საჭირო ინფორმაციას, რესურსებსა და გამოცდილებას;
- რომლებიც ჩართული არიან TYNDP -ის განხილვისა და დამტკიცების პროცედურებში და დაგეგმილი პროექტების განხორციელებაში.

საქართველოს პირობებში დაინტერესებულ მხარეებად შეიძლება ჩაითვალოს: გაზის მომწოდებლები, სადისტრიბუციო კომპანიები და მსხვილი მომხმარებლები<sup>634</sup> (თეს-ები, ცემენტისა და ქიმიური ქარხნები და ა.შ.), სემეკი, ჩართული სამინისტროები, მუნიციპალიტეტები, რომელთა ტერიტორიაზე იგეგმება პროექტის განხორციელება, მომიჯნავე ინფრასტრუქტურის მფლობელები (ოპერატორები), მიწის მესაკუთრეები და ა.შ.

მაქსიმალური შედეგების მისაღწევად, როგორც წესი, საჯარო კონსულტაციები წინასწარ იგეგმება. პროცესი შემდეგ ეტაპებს მოიცავს:

- დაინტერესებულ მხარეთა გავლენისა და ინტერესის იდენტიფიცირება, დაინტერესებულ მხარეთა მატრიცის მომზადება;<sup>635</sup>
- კონსულტაციის დაგეგმვა, მეთოდების შერჩევა (პირისპირ კონსულტაციები, წერილობითი ინფორმაციის გაცვლა);
- საკონსულტაციო შეხვედრები ან წერილობითი ინფორმაციის მიღება;
- მიღებული ინფორმაციის ანალიზი და რეკომენდაციების შემუშავება;
- კონსულტაციის შემაჯამებელი დოკუმენტის მომზადება (დაერთვება გეგმის საბოლოო რედაქციას).

<sup>634</sup> ივლისხმება როგორც არსებული, ისე გონივრულად განჭვრეტად პერიოდში გათვალისწინებული ქარხნები, გაზსაცავის (LNG/CNG საცავის) ოპერატორები, თბოგენერაციის ობიექტები და ა.შ.

<sup>635</sup> დაინტერესებულ მხარეთა გავლენისა და ინტერესების იდენტიფიცირება სასარგებლოა მათი რანჟირებისა (პრიორიტეტულობის მიხედვით) და ადეკვატური კითხვარის მომზადებისათვის

ინტერესი/გავლენა	მცირე ზეგავლენა	მნიშვნელოვანი ზეგავლენა
დაბალი ინტერესი		
მაღალი ინტერესი		

მატრიცა დაინტერესებულ მხარეთა რანჟირებისათვის

დაინტერესებულ მხარეთა გავლენისა და ინტერესების გათვალისწინებით შეირჩევა კომუნიკაციის ფორმა და მეთოდები. ინფორმაციის ხარისხის, დროისა და რესურსების ოპტიმიზაციის მიზნით რეკომენდებულია შემდეგი აქტივობების ორგანიზება:

- ✓ საჯარო განხილვები - დაბალი ინტერესისა და მცირე ზეგავლენის მქონე მხარეებისათვის;
- ✓ გამოკითხვა და/ან პანელური დისკუსია - მაღალი ინტერესის, მაგრამ მცირე ზეგავლენის მქონე მხარეებისათვის;
- ✓ დეტალური კითხვარი - მნიშვნელოვანი ზეგავლენის, მაგრამ დაბალი ინტერესის მქონე მხარეებისათვის;
- ✓ კონსულტაციები,<sup>636</sup> ინტერვიუები, დეტალური ინფორმაციის გაცვლა - მაღალი ინტერესისა და დიდი ზეგავლენის მქონე დაინტერესებული მხარეებისათვის.

დაინტერესებულ მხარეებთან კომუნიკაციის პროცესის მაკოორდინირებელი ორგანო TYNDP-ის პირველ (მოსამზადებელ) ეტაპზე გადმცემი სისტემის ოპერატორია (სგტკ), მეორე (TYNDP-ის პროექტის განხილვის) ეტაპზე კი - სემეკი.

დაინტერესებულ მხარეებთან კომუნიკაციის (კონსულტაციების) დასრულების შემდგომ მზადდება შემაჯამებელი ანგარიში მიღებული შედეგების შესახებ, რომელიც თან დაერთვება დასამტკიცებლად წარდგენილ TYNDP-ს.

<sup>636</sup> საჯარო კონსულტაცია შეიძლება გაიმართოს შეხვედრის ან/და ელექტრონული ფორმატით

დაინტერესებული მხარე	კონსულტაციის მეთოდი	პასუხების შეჯამება	კომენტარი
დაინტერესებული მხარის დასახელება და წარმომადგენლის საკონტაქტო ინფორმაცია	მაგ.: პირისპირ (დისტანციური) შეხვედრა, წერილობითი კომუნიკაცია, თარიღების და სხვა დეტალების მითითებით	სისტემატიზირებული წერილობით პასუხები ან კონსულტაციის პროცესში მიღებული ინფორმაცია	მიღებული ინფორმაციის ანალიზი და რეკომენდაცია TYNDP-ში გასათვალისწინებლად

კონსულტაციების შემაჯამებელი დოკუმენტი

## 2. პროგნოზირების მეთოდოლოგია

გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმა უნდა ეფუძნებოდეს მიწოდებისა და მოთხოვნის არსებულ და საპროგნოზო მაჩვენებლებს, რომელთა განსაზღვრისათვის გამოიყენება პროგნოზირების სხვადასხვა მეთოდი (დეტალები იხ. ზემოთ პარ.4.4.2. მოთხოვნა ბუნებრივ გაზზე).

ქვეყნის მაკროეკონომიკურ განვითარებაზე დაფუძნებული პროგნოზირების „ზემოდან ქვემოთ“ (*“Top Down” Methodology*) მეთოდოლოგია ითვალისწინებს ქვეყნის მთლიანი შიდა პროდუქტის, დემოგრაფიული, სოციალ-ეკონომიკური და ტექნოლოგიური პარამეტრების ცვალებადობის გავლენის ანალიზს ენერჯის მოთხოვნაზე.

საქართველოში, მაგალითად, ბუნებრივი გაზის მოხმარების დინამიკა ასახავს ქვეყანაში ეკონომიკური ზრდის საერთო ტენდენციას (იხ. ნახაზი). თუმცა, ენერჯის მოხმარება, ზოგადად, მშპ-ს გარდა, სხვა ფაქტორებზეც არის დამოკიდებული, რაც საანგარიშო პარამეტრების გაზნევას განაპირობებს გაქტობრივ მონაცემებთან შედარებით.



ნახაზი დ.11.2. ბუნებრივი გაზის მოხმარების დამოკიდებულება მშპ-ს ცვალეზადოზაზე

პროგნოზირებისათვის, როგორც წესი, განიხილება ქვეყნის ეკონომიკური ზრდის რამდენიმე ვარიანტი, მათ შორის:

ა) საბაზისო, რომელიც ითვალისწინებს ქვეყნის ეკონომიკის ცვალეზადოზის სამთავრობო ან საერთაშორისო საფინანსო ორგანიზაციების ყველაზე უფრო სავარაუდო პროგნოზს.

ამასთან, ბუნებრივი გაზის მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის გათვალისწინებული იქნება რეგრესიული ანალიზის<sup>637</sup> შედეგად დადგენილი კორელაციური კავშირი უკანასკნელი პერიოდის ქვეყნის ეკონომიკური განვითარების ტენდენციასა (რეალური მშპ-ს ცვალეზადოზას) და ენერჯის ისტორიულ მოთხოვნას შორის;

ბ) ოპტიმისტური, რომელიც ითვალისწინებს ქვეყნის ეკონომიკის დაჩქარებულ განვითარებას ბაზისურთან შედარებით;

გ) პესიმისტური, რომელიც განიხილავს ქვეყნის ეკონომიკის განვითარებას ბაზისურთან შედარებით უფრო შენელებული ტემპით.

რეალური მშპ-ს პროგნოზირებისათვის მიზანშეწონილია ნეიტრალური, ავტორიტეტული საერთაშორისო საფინანსო ინსტიტუტების (მაგ., სავალუტო ფონდის) მიერ შემუშავებული პროგნოზების გამოყენება.

შერჩეულ ცვლადებს შორის სუსტი კორელაციური კავშირის დადგენის შემთხვევაში მიზანშეწონილია უფრო ღრმა ანალიზის ჩატარება, რისთვისაც გათვალისწინებული იქნება ცდომილებების მაპროვიცირებელი დამატებითი პარამეტრების: ცვალეზადი ინფლაციის, მოსახლეობის რიცხოვნობისა და ენერგოინტენსივობის, აგრეთვე სამიეზელ სიდიდეზე მნიშვნელოვანი

<sup>637</sup> დეტალები იხ.: [WWW.GOGC.Ge](http://WWW.GOGC.Ge), საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა, 2021-2030, თბილისი, ნოემბერი, 2020 წ.

ზემოქმედების მქონე სხვა პარამეტრების ცვალებადობის სავარაუდო ტენდენცია განსახილველ პერიოდში.

უახლოესი წლების ფაქტობრივი მონაცემების გათვალისწინებით, გონივრული დაშვებებისა და ანალიზის საფუძველზე, ადგენენ საანგარიშო პერიოდში ბუნებრივი გაზის სავარაუდო წილს მთლიანი პირველადი ენერგეტიკული რესურსების (TPES) ბალანსში. საქართველოს გაზის გადამცემი ქსელის 10-წლიანი განვითარების გეგმის<sup>638</sup> მომზადებისას მიღებულია დაშვება, რომ ბუნებრივი გაზის წილი მთლიანი პირველადი ენერგეტიკული რესურსების (TPES) ბალანსში დაახლოებით 40 %-ია (იხ. ნახაზი 5.8)<sup>639</sup> და უცვლელად იქნება შენარჩუნებული მთელი საანგარიშო პერიოდის განმავლობაში.

საქართველოს გაზის გადამცემი ქსელის 10-წლიანი განვითარების გეგმის მომზადებისას გაზის მოკლევადიანი მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის გამოყენებულია „ქვემოდან ზევით“ მეთოდოლოგია (**Bottom Up Methodology**), რომელიც ეფუძნება დაინტერესებულ მხარეებთან კონსულტაციების შედეგად მიღებულ ინფორმაციას გაზის ძირითადი მომხმარებელი სექტორების: ენერგეტიკის, საყოფაცხოვრებო და კომერციული სექტორების - მოთხოვნის ზრდის დაგეგმილი პარამეტრების შესახებ.

ანალიზის დროს სხვადასხვა სექტორისათვის შეიძლება პროგნოზირების განსხვავებული მეთოდოლოგიის გამოყენება: დეტალური ანალიზისა (თუ ეს შესაძლებელია) და ლოგიკური შედეგების პროგნოზირება, ალბათური ან სტატისტიკური მეთოდები.

*საყოფაცხოვრებო სექტორისათვის*, როგორც წესი, გამოიყენება ქვეყნის რეგიონების გაზიფიკაციისა და გამანაწილებელი კომპანიებისა და პირდაპირი მომხმარებლების მიერ მოწოდებული ინფორმაცია, უპირატესად გამოკითხვის შედეგები (თუმცა, არა მხოლოდ).

*ენერგეტიკულ სექტორში* გაზის მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის გამოყენებულია ქვეყანაში ელენერჯის მოხმარების დაგეგმილი ზრდის პროგნოზი. ანალიზის დროს გათვალისწინებულია როგორც ახალი, გაზზე მომუშავე თბოელექტროსადგურების მშენებლობის, ასევე გენერაციაში წიაღისეული საწვავის განახლებადი ენერგეტიკული რესურსებით ჩანაცვლების გეგმები.

*კომერციულ სექტორში*, მრეწველობის ჩათვლით, მომხმარებლისგან მიღებული ინფორმაციის გარდა, გამოიყენება ეკონომიკის განვითარების ფორმალიზებული (მაგ., სახელმწიფო) გეგმის სამიზნე ინდიკატორები.

---

<sup>638</sup> საქართველოს ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა, 2021-2030, სნგკ, სტრატეგიული დაგეგმვისა და პროექტების დეპარტამენტი, თბილისი, ნოემბერი, 2020

<sup>639</sup> შედარებისათვის: ბუნებრივი გაზის წილი მთლიან ენერგეტიკულ ბალანსში დსთ-ს ქვეყნებში 50-55 %-ის, ხოლო სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის ქვეყნებში 30-35 %-ის ფარგლებში ცვალებადობს



იმ შემთხვევაში, როდესაც ხელმისაწვდომი არაა მსგავსი ინდიკატორები, პროგნოზირება შეიძლება დაეფუძნოს მშპ-ის ზრდის პროგნოზს, იმის გათვალისწინებით, რომ მოხმარება ამ სექტორში, როგორც წესი, ძლიერ კორელაციურ კავშირშია ქვეყნის მაკროეკონომიკური ზრდის ტენდენციასთან (იხ. ნახაზი 4.13).

### **3. ბუნებრივი გაზის მილსადენებში მოძრაობის მოდელირება**

გაზსადენებში ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირების მოდელირებისათვის, კერძოდ, ჰიდრავლიკური გაანგარიშებისათვის, გამოყენებულია იდეალური და რეალური სითხეების (გაზების) მილსადენებში მოძრაობის კლასიკური ჰიდრავლიკის კანონზომიერებზე დაფუძნებული გამარტივებული განტოლებები, ემპირიული კოეფიციენტების გამოყენებით. დეტალური ინფორმაცია მილსადენების ჰიდრავლიკური გაანგარიშების შესახებ იხილეთ პარაგრაფში 2.9.

### **4. პიკური დატვირთვები**

მილსადენის გამტარუნარიანობა საანგარიშო პიკური დატვირთვის დროს დაპროექტებისა და რეაბილიტაცია/მოდერნიზაციის მიზანშეწონილობის განმსაზღვრელი ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი კრიტერიუმია.

პიკური დატვირთვის პირველი მიახლოებით პროგნოზირების მიზნით შეიძლება გამარტივებული მეთოდოლოგიის გამოყენება, რომელიც ეფუძნება დაშვებას, რომ მოხმარება პიკური დატვირთვის დროს გაზის ჯამური მოხმარების პროპორციულად იცვლება. აღნიშნულ მეთოდოლოგიის გამოყენების მიზნით მაგისტრალური მილსადენების სისტემაზე მონიშნება გაზის მიღების ყველა ტრანსსასაზღვრო და შიდა (მაგ., გაზსაცავიდან, ადგილობრივი მწარმოებლიდან და ა.შ.) პუნქტი, ძირითადი მიმართულების/განშტოებების დასაწყისი და საკვანძო საშუალებდო, გაზის მოცულობისა და წნევის ანათვლების ხელსაწყოებით აღჭურვილი წერტილები, განისაზღვრება მათი გეოგრაფიული კოორდინატები.

სტატისტიკური მონაცემების ანალიზის საფუძველზე განისაზღვრება ბოლო რამდენიმე წლის განმავლობაში (არანაკლებ უკანასკნელი 3 წლის) მონიშნულ წერტილებში გატარებული გაზის საშუალო წლიური მიწოდება და პიკური დატვირთვის დღეს გატარებული გაზის მოცულობა.

საანგარიშო პერიოდში დაფიქსირებული პიკური მოხმარების შეფარდებით საშუალო საანგარიშო დატვირთვისასთან განისაზღვრება ე.წ. „პიკური დატვირთვის კოეფიციენტი“.

საპროგნოზო პერიოდში პიკური დატვირთვის განსაზღვრისათვის პიკური დატვირთვის კოეფიციენტი ყველა მონიშნულ წერტილში გამრავლდება საანგარიშო წლის სავარაუდო მოთხოვნისა და კოეფიციენტის დასადგენად აღებული პერიოდის გასაშუალებული წლიური მიწოდების ფარდობაზე (როგორც აღინიშნა, გაანგარიშება სამართლიანია იმ დაშვებით, რომ პროგნოზირებული მიწოდების ცვალებადობის ტენდენცია პროპორციულად აისახება ყველა მიმართულებით/განშტოებით მომხმარებელთა საპროგნოზო პიკურ მოთხოვნაზე).

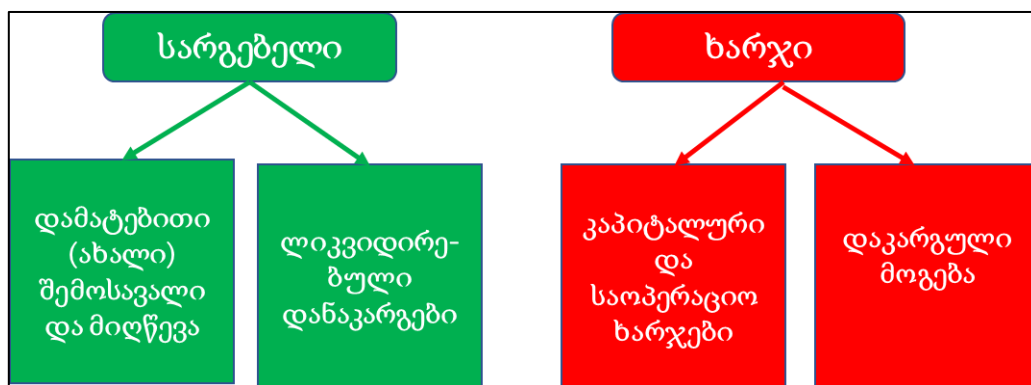
შემდგომ ეტაპზე ჰიდრავლიკური გათვლების საფუძველზე ფასდება მონიშნული წერტილების მიმდებარე მონაკვეთების გამტარუნარიანობა საპროგნოზო პიკური დატვირთვების დროს<sup>640</sup> და წნევის სავარაუდო ზრდა ასეთ პირობებში. მიღებული შედეგების შედარებით მილსადენის საპროექტო და ფაქტობრივ პარამეტრებთან განისაზღვრება პიკური დატვირთვის პერიოდისათვის ნაანგარიშევი წნევისა და მოცულობების უზრუნველყოფის შესაძლებლობა არსებული ინფრასტრუქტურის გამოყენებით და მიიღება გადაწყვეტილება:

- ა) ინფრასტრუქტურა აკმაყოფილებს საპროგნოზო გამტარუნარიანობის პირობებს და არ საჭიროებს მოდერნიზაცია/განახლებას;
- ბ) აუცილებელია ღონისძიებების დაგეგმვა.

### 5. პროექტების რეალიზაციის და ხარისხობრივი ანალიზი და შეფასება

ანალიზის მიზანია ბუნებრივი გაზის გადამცემი ქსელის სამშენებლო-სარეაბილიტაციო პროექტების გავლენის შეფასება ქვეყნის ეკონომიკაზე, ენერგეტიკულ უსაფრთხოებაზე, გარემოს დაცვასა და მომხმარებელთა ფინანსურ ინტერესებზე (მომსახურების ღირებულებაზე).

პროექტების შესაფასებლად რეკომენდებულია ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურისათვის განკუთვნილი ენერგეტიკული გაერთიანების მიერ რეკომენდებული მეთოდოლოგიის<sup>641</sup> გამოყენება, რომლის მე-11 მუხლისა და II, IV და V დანართების მიხედვით შეფასება ხდება ხარჯთსარგებლიანობისა და მრავალკრიტერიუმიანი შეფასების კომბინაციით, კონკრეტული ინფრასტრუქტურული პროექტის განხორციელების საპროგნოზო სარგებლისა და დანახარჯების ანალიზის საფუძველზე. ანალიზის დროს უნდა განისაზღვროს პროექტის რეალიზაციის ხარჯები და მიღებული ახალი პოზიტიური შედეგები, რაც შედარდება არსებულ (საბაზისო) სიტუაციასთან (ანუ ე.წ. „უმოქმედობის“ ალტერნატივასთან). პროექტის რეალიზაციასთან დაკავშირებული სავარაუდო დადებითი და უარყოფითი ზემოქმედების შედეგები სქემატური სახით ნაჩვენებია ნახაზზე.



ნახაზი დ.11.3. პროექტის რეალიზაციის დადებითი და უარყოფითი შედეგები

<sup>640</sup> საპროგნოზო პიკური დატვირთვების დროს საჭიროა საპროექტო არეალში ახალი (მსხვილი) მომხმარებლ(ებ)ის შესაძლო დამატების შესახებ ინფორმაციის გათვალისწინება, მათი გაზის მოთხოვნისა და ოპერირების დაწყების დროის იდენტიფიკაციით

<sup>641</sup> REGULATION (EU) No 347/2013 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure

პროექტების შესაფასებლად, ზოგადად, შეიძლება შემდეგი ინფორმაციის გამოყენება:

- **ხარჯთსარგებლიანობის ანალიზი** – გადაწყვეტილების მიღების კრიტერიუმი, რომელიც კონკრეტული ალტერნატივის განხორციელების დანახარჯებისა და სარგებლის პროგნოზირების შესაძლებლობას იძლევა;
- **ხარჯთეფექტიანობის ანალიზი** – გადაწყვეტილების მიღების კრიტერიუმი, რომელიც გამოიყენება სარგებლის ფულად მაჩვენებელში გამოსახვის სირთულის ან შეუძლებლობის შემთხვევაში. ხარჯთეფექტიანობის ანალიზი გულისხმობს თითოეული ალტერნატივის ხარჯებისა და შესაბამისი ეფექტის თანაფარდობის დათვლას, სადაც ხარჯები არის მონეტიზებული, ეფექტი კი სხვადასხვა (არამონეტიზებული) მაჩვენებლით არის წარმოდგენილი;
- **მრავალკრიტერიუმის ანალიზი** – გადაწყვეტილების მიღების კრიტერიუმი, რომელიც აჯამებს ზეგავლენის რაოდენობრივ, თვისებრივ და ფისკალურ შეფასებებს და იძლევა პროექტის კომპლექსური შეფასების შესაძლებლობას.<sup>642</sup>

საქართველოს პირობებში პროექტების შეფასების კრიტერიუმების შედგენა შეიძლება შემდეგი ფაქტორების გათვალისწინებით:

- მდგრადი განვითარების მიზნები (ენერგოეფექტურობა, სათბურის გაზების ემისიის შემცირება);
- უსაფრთხო მიწოდების გარანტია;
- დადებითი გავლენა შიდა ენერგეტიკულ ბაზარზე, მათ შორის, უცხოური ინვესტიციების მოზიდვის სტიმულირება საზოგადოებრივ-ეკონომიკური კეთილდღეობის გაზრდის მიზნით;
- სისტემის ტექნიკური მდგრადობის ელემენტები (საიმედოობა და მოქნილობა);
- პროექტის დანახარჯების შეფასება და მიზანშეწონილობის უზრუნველყოფა.

კომპლექსური ინფრასტრუქტურული პროექტების შეფასება რთული ამოცანაა. მარტივი ხარჯსარგებლიანობის ანალიზის ჩატარება ასეთი პროექტებისათვის შეუძლებელია ან შეფასების ობიექტურ შედეგებს არ იძლევა, რადგან რიგი ფაქტორებისა, როგორებიცაა ინფრასტრუქტურის ტექნიკური მახასიათებლები, ექსპლუატაციის საიმედოობა, უსაფრთხოებისა და მოქნილობის გაზრდა, პირდაპირი ფისკალური ეფექტის შეფასება, პრაქტიკულად შეუძლებელია, თუმცა შეიძლება უზრუნველყოფდნენ მნიშვნელოვან ეკონომიკურ, გარემოს- დაცვით, სოციალურ და პოლიტიკურ ეფექტს მომხმარებელთა უწყვეტი გაზომვადობის, ვაჭრობის ოპტიმიზებისა და ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფის მეშვეობით.

ქვემოთ მოცემულია კომპლექსური, მრავალკრიტერიუმის ანალიზის შემადგენელი რაოდენობრივი და თვისებრივი (ხარისხობრივი) ანალიზის მოკლე განმარტებები:

<sup>642</sup> მრავალკრიტერიუმის ანალიზის დროს პროექტის რეალიზაციით გამოწვეული ზეგავლენის შეფასების შედეგები უნდა შედარდეს არსებულ (საბაზისო/უმოქმედობის) ვარიანტთან (სცენართან)

- **რაოდენობრივი ანალიზის შედეგები**, ზოგადად, მოიცავს:
  - ხარჯთსარგებლიანობის ანალიზის შეჯამებულ შედეგებს წმინდა მიმდინარე ღირებულების (NPV) სახით და
  - ხარჯთეფექტიანობის ანალიზის შეჯამებულ შედეგებს ხარჯთეფექტიანობის კოეფიციენტის სახით.<sup>643</sup>
- **თვისებრივი ანალიზის შედეგები** მოიცავს:
  - თითოეული პროექტის (და/ან მისი ალტერნატივის) შეფასებას განსაზღვრული კონკრეტული მიზნების მისაღწევად (მაგ., უსაფრთხოება, მოქნილობა, ეფექტიანობა, გარემოს დაცვა, შეშის ჩანაცვლება გაზით და ა.შ.);
  - განხორციელებადობას ანუ შეფასებას, რამდენად არის პოლიტიკურად, სოციალურად, საზოგადოებრივი კუთხით და ა.შ. მისაღები პროექტი (ან მისი ალტერნატივა. მაგ., მისაღებია თუ არა საზოგადოებისათვის გარემოზე შესაძლო უარყოფითი ზემოქმედების თვალსაზრისით);
  - მოსალოდნელ კონკრეტულ რისკებს (მაგ., მილი დაუტვირთავი დარჩება, მშპ არ გაიზრდება);
  - ნებისმიერ სხვა კრიტერიუმს, რომელიც ეხება ვარიანტების შედარებას და იძლევა საუკეთესოს შერჩევის შესაძლებლობას (ეკონომიკური, სოციალური, გარემოსდაცვითი გავლენები, გავლენები კონკრეტულ ჯგუფებზე, ადგილობრივი მოსახლეობაზე და ა.შ).

შეფასების ადეკვატური კრიტერიუმების შერჩევა ყოველი კონკრეტული ინფრასტრუქტურული პროექტის რეალიზაციაზე გადაწყვეტილების მიღების პროცესის საპასუხიშეგებლო ეტაპია და დეტალურ ანალიზს მოითხოვს გამოცდილი ექსპერტ(ებ)ის მონაწილეობით. პროცესი ითვალისწინებს თითოეული შერჩეული კრიტერიუმის მნიშვნელობისა და წონის განსაზღვრას, რისთვისაც დგინდება შესაბამისი ინდიკატორები. ინდიკატორებს ქულები ენიჭება მათი მნიშვნელობის მიხედვით, ხოლო წონა განისაზღვრება ე.წ. „ანალიტიკური იერარქიის პროცესის“ (AIP) გამოყენებით,<sup>644</sup> რომელიც კომპლექსური გადაწყვეტილებების ორგანიზებისა და ანალიზის მეთოდია, ემყარება პროცესში ჩართული ექსპერტების გამოცდილებას და აფასებს ფაქტორების ფარდობით სიდიდეს მათი სავარაუდო ეფექტის შედარების საშუალებით, სპეციალური კითხვარის გამოყენებით (როცა შეუძლებელია სარგებლის განსაზღვრა, მხედველობაში მიიღება უარყოფითი ზემოქმედების შემცირების ხარისხი).

საბოლოო გადაწყვეტილება პროექტის რეალიზაციაზე მიიღება ჯამური დადებითი შეფასების შემთხვევაში (ალტერნატიული პროექტების შემთხვევაში უპირატესობა ენიჭება ყველაზე მაღალი ჯამური შეფასების მქონე ვარიანტს).

ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურული პროექტებისათვის შესაძლებელია პროექტის რეალიზაციით განპირობებული სარგებლის შეფასების კრიტერიუმების გამოყენება:

<sup>643</sup> როგორც წესი, არ მოითხოვება TYNDP-სთვის

<sup>644</sup>Saaty, Thomas L., *Mathematical Principles of Decision Making*. Pittsburgh, Pennsylvania: RWS Publications. ISBN 978-1-888603-10-1, 2010

**უსაფრთხო მიწოდების უზრუნველყოფის კრიტერიუმი** განსაზღვრავს სისტემის უნარს, ჩვეულებრივ (ნორმალურ) ვითარებაში ადეკვატურად და უსაფრთხოდ მიაწოდოს გაზის საჭირო მოცულობა ყველა მომხმარებელს.

**საზოგადოებრივ-ეკონომიკური კეთილდღეობის კრიტერიუმი** განსაზღვრავს სატრანსპორტო სისტემის უნარს, უზრუნველყოს გაზით კონკურენტული ვაჭრობა, შეამციროს შეზღუდვები ქსელით მომსახურებაზე, გაზარდოს ქსელის გამტარუნარიანობა (საჭიროების შემთხვევაში) ეკონომიკური ეფექტიანობის პირობით.

**მდგრადი განვითარების კრიტერიუმით** შეფასებისას დივერსიფიკაციისა და განახლებადი ენერჯეტიკის წყაროების ინტეგრირების შესაძლებლობით ფასდება სისტემის უნარი მოახდინოს დივერსიფიკაცია მიწოდების ახალი (მათ შორის განახლებადი ენერჯის) წყაროების ქსელში ინტეგრირებისა და შეზღუდვებისა და დანაკარგების მინიმიზაციის მეშვეობით, გადამცემი ქსელის ენერგოეფექტურობისა და მომსახურების სტანდარტის ამაღლების პოტენციალის, მათ შორის CO<sub>2</sub>-ის, მეთანისა და სხვა მავნე ემისიების შემცირებით.

**ინვესტიციების მოზიდვის კრიტერიუმის** ძირითადი პარამეტრია პირდაპირი უცხოური ინვესტიციების მოზიდვის (FDI) მოზიდვის შესაძლებლობა, რომელიც აფასებს პროექტის პოტენციალს, მოიზიდოს დამატებითი ან ახალი უცხოური ინვესტიციები ინფრასტრუქტურულ და სხვა ენერჯეტიკულ პროექტებში ან, ზოგადად, ქვეყნის ეკონომიკაში.

**ტექნიკური მდგრადობა და გამტარუნარიანობა განსაზღვრავს** სისტემის უნარს, გაუმკლავდეს ექსტრემალურ სიტუაციებს, რაც მოიცავს, აგრეთვე, გადატვირთვებს პიკური მოხმარებისა და პოტენციური ავარიების დროს, ხოლო **მოქნილობა** - სისტემის უნარს, დროულად უზრუნველყოს (აღადგინოს) გაზის გარანტირებული მიწოდება განვითარების სხვადასხვა შესაძლო სცენარის პირობებში.

**ბუნებრივ და სოციალურ გარემოზე ზემოქმედება** შეიძლება წარმოადგენდეს როგორც სარგებლის, ისე დამატებითი ხარჯების წარმოშობის წყაროს. შესაბამისი კრიტერიუმი მოიცავს გარემოზე ზემოქმედების წინასწარ შეფასებას (მაგალითად, გზმ-ს საფუძველზე) პროექტის რეალიზაციის შედეგად გარემოს სავარაუდო მოწყვლადობის დონის შესახებ და საზოგადოებაზე ზემოქმედების წინასწარ შეფასებას პროექტის ზემოქმედების არეალში მოქცეული დასახლებული პუნქტების მოსახლეობის მოწყვლადობის შესახებ.

**დანახარჯები** განისაზღვრება ინფრასტრუქტურის მშენებლობა/რეაბილიტაცია/ მოდერნიზაციის პროექტების ღირებულებით, რაც გათვალისწინებული უნდა იყოს შეფასების დროს. ინფრასტრუქტურის მშენებლობის (განვითარების) პროექტების წინასწარი საინვესტიციო დანახარჯების შეფასებისათვის მოკლევადიან პერიოდში შეიძლება ქვეყანაში (რეგიონში) უკანასკნელი წლების განმავლობაში აშენებული (აღდგენილი) გაზსადენების პროექტების ფაქტობრივი დანახარჯების შესახებ



მონაცემების გამოყენება, მათ შორის, დასრულებული პროექტირების შემთხვევაში, სამშენებლო კონტრაქტების საპროექტო ან ფაქტობრივი სახარჯთაღრიცხვო ღირებულებები. საშუალო- და გრძელვადიან პერიოდში დაგეგმილი პროექტების შეფასებისათვის რეკომენდებულია ევროპის ენერჯეტიკული გაერთიანების მიერ რეკომენდებული ინდიკატორული საინვესტიციო დანახარჯებისა და ფაქტობრივი სანიშნო ღირებულებების<sup>645</sup> გამოყენება.

აუცილებელია აღინიშნოს, რომ საინვესტიციო დანახარჯების დაგეგმვისას გასათვალისწინებელია მოთხოვნები გაანგარიშებული ხარჯების სიზუსტის მიმართ, პროექტის განვითარების დონის (სიმწიფის ხარისხის) შესაბამისად. ბუნებრივია, რომ მოკლევადიანი, დამდეგი წლის სარეალიზაციო პროექტის დაფინანსების მოცულობა ზუსტ განსაზღვრას ექვემდებარება, ხოლო საშუალო- და, განსაკუთრებით, გრძელვადიანი პროექტების რეალიზაციისათვის საჭირო დანახარჯების ზუსტი განსაზღვრა, პრაქტიკულად, შეუძლებელია, რადგან, როგორც წესი, ასეთი პროექტების ხარჯთაღრიცხვის დოკუმენტაცია მზადდება მხოლოდ მას შემდეგ, როცა დასრულდება პროექტის დეტალური ტექნიკური დიზაინი.

მოკლე- და გრძელვადიანი პროექტების საინვესტიციო ხარჯების სიზუსტის საორიენტაციო შეფასებისათვის შეიძლება საინჟინრო ხარჯების შეფასების საერთაშორისო ასოციაციის<sup>646</sup> რეკომენდაციების გამოყენება, იმის გათვალისწინებით, რომ იგი შემუშავებულია მომპოვებელი და გადამამუშავებელი ინდუსტრიის საწარმოებისათვის (სადაც ფართოდ არის გამოყენებული მილსადენები), თუმცა არა სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის პროექტებისათვის.

ზოგადად, დანახარჯები და შემოსავლები დროის სხვადასხვა პერიოდში ვლინდება, ამიტომ აუცილებელია ყველა მონეტიზებული პარამეტრის (ფულადი ნაკადის) დისკონტირება,<sup>647</sup> რაც მათი დაყვანის საშუალებას იძლევა პროექტის რეალიზაციის საწყისი (0-ვანი) პერიოდისათვის, რათა სხვადასხვა დროს განხორციელებული დანახარჯები და მიღებული შემოსავლები ურთიერთშედარებადი გახდეს.

ფულადი ნაკადის მიმდინარე ღირებულება (*PV*) გამოითვლება ფორმულით :

$$PV = \frac{Y}{(1+r)^t}$$

სადაც *Y* არის ნაღდი ფულის ნაკადი; *r* არის დისკონტირების კოეფიციენტი; *t* არის დროის პერიოდი.

<sup>645</sup> Unit investment cost indicators and corresponding reference values for gas infrastructure, ACER

<sup>646</sup> Cost Estimate Classification System – As Applied in EPC, The International Association for the Advancement of Cost Engineering, AACE Inc., 2005

<sup>647</sup> დისკონტირება გულისხმობს სამომავლო შემოსავლების და/ან დანახარჯების მიმდინარე ღირებულების გამოთვლას

წმინდა მიმდინარე ღირებულება (NPV) წარმოადგენს შემოსული ფულადი ნაკადის (B) მიმდინარე (დისკონტირებული) ღირებულებისა და დანახარჯების ფულადი ნაკადის(C) მიმდინარე ღირებულების არითმეტიკულ ჯამს:

$$NPV = PV(B) - PV(C) = PV_{შემ} - PV_{დახ}$$

შესაბამისად:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

ანუ:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NB_t}{(1+r)^t}$$

NPV წარმოადგენს ძირითად კრიტერიუმს პროექტების ფინანსური შეფასებისას, თუ გადაწყვეტილება მიიღება ხარჯ-სარგებლიანობის (CBA) ანალიზის შედეგად. გადაწყვეტილება *NPV*-ს მიხედვით მიიღება შემდეგი წესის დაცვით: განიხილება მხოლოდ დადებითი *NPV*-ს მქონე პროექტები და უპირატესობა ეძლევა მათ შორის უდიდესი *NPV*-ს მქონე ვარიანტს.

როგორც წესი, ბუნებრივი გაზის ინფრასტრუქტურის სარეაბილიტაციო-მოდერნიზაციის პროექტები ფინანსური ანალიზის შედეგად არამომგებიანი (უარყოფითი *NPV*-ს მქონე) ჩანს. ასეთ შემთხვევებში პროექტი ექვემდებარება ეკონომიკურ ანალიზს, კერძოდ, ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულების (*ENPV*) გაანგარიშებას, რაც, ფაქტობრივად, მრავალკრიტერიუმიანი ანალიზის მოდერნიზებულ სახეს წარმოადგენს.

პროექტის ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულება (*ENPV*) განისაზღვრება პროექტის განხორციელების შედეგად წარმოქმნილ ეკონომიკურ სარგებელს გამოკლებული ეკონომიკური დანახარჯის დისკონტირებით (განსხვავებით ფინანსური ანალიზისა, რომლის დროსაც დარდება დისკონტირებული ფულადი ნაკადები - *NPV*). ეკონომიკური წმინდა მიმდინარე ღირებულების (*ENPV*) გამოსათვლელად ეკონომიკური ხარჯებისა და სარგებლის დისკონტირებისთვის გამოიყენება სოციალური დისკონტირების 5%-იანი განაკვეთი.

$$ENPV = \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+c)^t} = \frac{S_0}{(1+c)^0} + \frac{S_1}{(1+c)^1} + \dots + \frac{S_n}{(1+c)^n},$$

სადაც: *S<sub>t</sub>* არის წმინდა ეკონომიკური სარგებელი (ეკონომიკურ სარგებელს მინუს ეკონომიკური დანახარჯი) *t* პერიოდში; *c*=5% - სოციალური დისკონტირების განაკვეთი (TYNDP-ის მიზნებისათვის); *n*-აქტივის ექსპლუატაციის ვადა, რომელიც განისაზღვრება ინდივიდუალურად თითოეული საინვესტიციო პროექტისათვის. ანგარიშის დროს საწყისი (ჩვეულებრივ, ნულოვან პერიოდში განხორციელებული) ინვესტიციის ღირებულება გათვალისწინებული უნდა იყოს უარყოფითი ნიშნით.

ქვემოთ მოცემულია მოკლე ამონარიდი საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის მიერ შემუშავებული

„ბუნებრივი გაზის სექტორში ინვესტიციების შეფასების წესიდან,<sup>648</sup> რომელიც გამოიყენება გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმის მომზადების პროცესში.

წესით დადგენილი მეთოდოლოგია ითვალისწინებს პროექტის რეალიზაციის შედეგად მიღებული სხვადასხვა სახის სავარაუდო ეკონომიკური სარგებლისა და ხარჯების განსაზღვრას.

### **ეკონომიკური სარგებელი 1:**

თუ საინვესტიციო პროექტის განხორციელება ზრდის მიწოდების უსაფრთხოებას და ამცირებს პოტენციურ დანაკარგს გაზის მიწოდების დაუგეგმავი წყვეტის გამო, მაშინ დანაკარგი, რომელსაც ქვეყნის ეკონომიკა მიიღებდა მიწოდების წყვეტის შემთხვევაში (VOLL-Value of Lost Load), შეიძლება გაანგარიშდეს შემდეგი ფორმულით:

$$C=C_1*V,$$

სადაც  $C_1$  არის მიუწოდებელი ენერჯის (1 მ<sup>3</sup> მიუწოდებელი გაზის) ეკონომიკური ღირებულება, რომელიც, სემეკის მიხედვით, ტოლია 725 ლ/მგვტ.სთ ( $\approx 7,5$  ლ/მ<sup>3</sup> გაზზე)<sup>649</sup>;  $V$  არის მიუწოდებელი გაზის მოცულობა, მ<sup>3</sup>, რომელიც აიღება ქსელის კონკრეტულ მონაკვეთზე წლის განმავლობაში ფაქტობრივად აღრიცხული მიუწოდებელი გაზის ოდენობით ან საანგარიშო მონაცემების მიხედვით, რაც ითვალისწინებს აღნიშნულ მონაკვეთზე წყვეტის ჯამური წლიური ხანგრძლივობის გამრავლებით ბოლო 5 წლის განმავლობაში განაწილების ლიცენზიანტისა და პირდაპირი მომხმარებლისათვის 1 საათის განმავლობაში საშუალოდ მიუწოდებელი გაზის მოცულობაზე, რაც შეადგენს 661 მ<sup>3</sup>/სთ-ს.

### **ეკონომიკური სარგებელი 2:**

წარმოადგენს გარემოზე ბუნებრივი აირის გაფრქვევით მიყენებული პოტენციური ზარალის შემცირებითა და დაზოგილი (არ გაჟონილი) ბუნებრივი აირის შესაძენად გადახდილი თანხის ჯამს. შესაბამისად, მთლიანი ეკონომიკის სარგებელი:

$$B=V_L*(C_{NG}+C_{CH4}),$$

სადაც  $V_L$ -არის პოტენციურად გაფრქვეული გაზის მოცულობა, მ<sup>3</sup>;  $C_{NG}$  - გაზის საბაზრო ფასი, ლ/მ<sup>3</sup>,  $C_{CH4}$  =არის გაფრქვეული მეთანით მიყენებული პოტენციური ზარალი<sup>650</sup>.

### **ეკონომიკური სარგებელი 3:**

ითვალისწინებს ისეთი საინვესტიციო პროექტით მიღებულ დანაზოგს, როცა გაზით ჩანაცვლდება ალტერნატიული საწვავი (შეშა, ნავთი და სხვა). ეს სარგებელი (დანაზოგი) იანგარიშება ფორმულით:

$$C_F = C_{A1} * V_A - C_{NG1} * V_{NG} ,$$

<sup>648</sup> საქართველოს ენერჯეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის დადგენილება #36, „ინვესტიციების შეფასების წესის დამკვიცების შესახებ“, თბილისი, 29.06.2021

<sup>649</sup> მისი მიახლოებითი მნიშვნელობის დასადგენად შესაძლებელია, აგრეთვე, შემდეგი ინფორმაციის გამოყენება: „*Twinning Project for Service Quality and Smart Metering in Georgia*“, Cost of Energy Not Supplied Estimation for Gas Sector, Report, ENI/2018, Contract #403-468

<sup>650</sup> აიღება დაახლოებით 1.44\$ ყოველ 1 კგ გაფრქვეულ მეთანზე

სადაც  $C_{AI}$  არის ალტერნატიული (ჩანაცვლებული) საწვავის ერთეულის ფასი,  $\$/\$$  ( $\$/კგ$ ,  $\$/ლ$ );  $V_A$  - ალტერნატიული საწვავის მოხმარება  $\$$  ( $კგ, ლ$ );  $C_{NG1}$  - ბუნებრივი გაზის ფასი,  $\$/\$$ ;  $V_{NG}$  - ჩანაცვლებელი გაზის მოხმარება,  $მ^3$ .

**ეკონომიკური სარგებელი 4:**

თუ კონკრეტული საინვესტიციო პროექტი ამცირებს ზიანს, რაც გარემოს ადგებოდა ალტერნატიული საწვავ(ებ)ის გამოყენების შედეგად, უნდა მოხდეს შემცირებული ზიანის მონეტიზაცია და მისი ასახვა მთლიან ეკონომიკურ სარგებელში.

$$B_{FE} = C_{API} * V_A - C_{NGPI} * V_{NG} ,$$

სადაც  $C_{API}$  არის ალტერნატიული საწვავით გარემოს დაზიანდულების ეკონომიკური ხარჯი (1 კგ  $CO_2$ -ით გარემოს დაზიანდულების ეკონომიკური ხარჯი შეადგენს 0.005\$);  $V_A$  - ალტერნატიული საწვავის მოხმარება  $\$$  ( $კგ, ლ$ );  $C_{NGPI}$  - ბუნებრივი აირით გარემოს დაზიანდულების ხარჯი;  $V_{NG}$  - ბუნებრივი გაზის მოხმარება,  $\$$ .

საინვესტიციო პროექტებისათვის, რომლებიც მე-3 და მე-4 ეკონომიკური სარგებლის შეფასებას მოითხოვს, წარმოდგენილი უნდა იყოს საწვავის მთლიან მოხმარებაში ბუნებრივი გაზით ალტერნატიული საწვავის ჩანაცვლების პროპორციის სიდიდე.

**ეკონომიკური სარგებელი 5:**

თუ კონკრეტული საინვესტიციო პროექტი ითვალისწინებს არსებული ქსელის რემონტს, რასაც შედეგად მოჰყვება არსებულ ქსელზე საოპერაციო ხარჯების შემცირება და, შესაბამისად, შემცირდება 1  $მ^3$  გაზის მიწოდების ხარჯი, ეს უნდა აისახოს, როგორც ეკონომიკური სარგებელი:

$$C_s = (C_1 - C_2) * V_{NG}$$

სადაც  $C_1$  და  $C_2$  არის მიწოდების ხარჯი პროექტის რეალიზაციამდე და რეალიზაციის შემდეგ,  $\$/\$$ ;  $V_{NG}$  - ბუნებრივი გაზის მოხმარება,  $\$$ .<sup>651</sup>

**ეკონომიკური დანახარჯი 1:**

თუ კონკრეტული საინვესტიციო პროექტის რეალიზაცია ზიანს აყენებს გარემოს, მაშინ უნდა მოხდეს ამ ზიანის (ზარალის) მონეტიზაცია:

$$C_E = C_{1km} * L$$

სადაც  $C_{1km}$  არის ყოველ კმ გაზსადენის ახალი მონაკვეთის მშენებლობის დროს გარემოზე მიყენებული ზარალი,  $\$/კმ$ <sup>652</sup>;  $L$  არის მშენებარე გაზსადენის სიგრძე, კმ.

**ეკონომიკური დანახარჯი 2:**

თუ საინვესტიციო პროექტი (მაგ., ახალი ქსელის მშენებლობა ან არსებული ქსელის გაფართოება) მოითხოვს საოპერაციო ხარჯების ზრდას გაზრდილი ინფრასტრუქტურული აქტივების გამო, დამატებითი საოპერაციო დანახარჯები

<sup>651</sup> თუ პროექტის რეალიზაცია იწვევს მიწოდების თვითღირებულების ზრდას, მაშინ იგი უნდა აისახოს, როგორც დანახარჯი

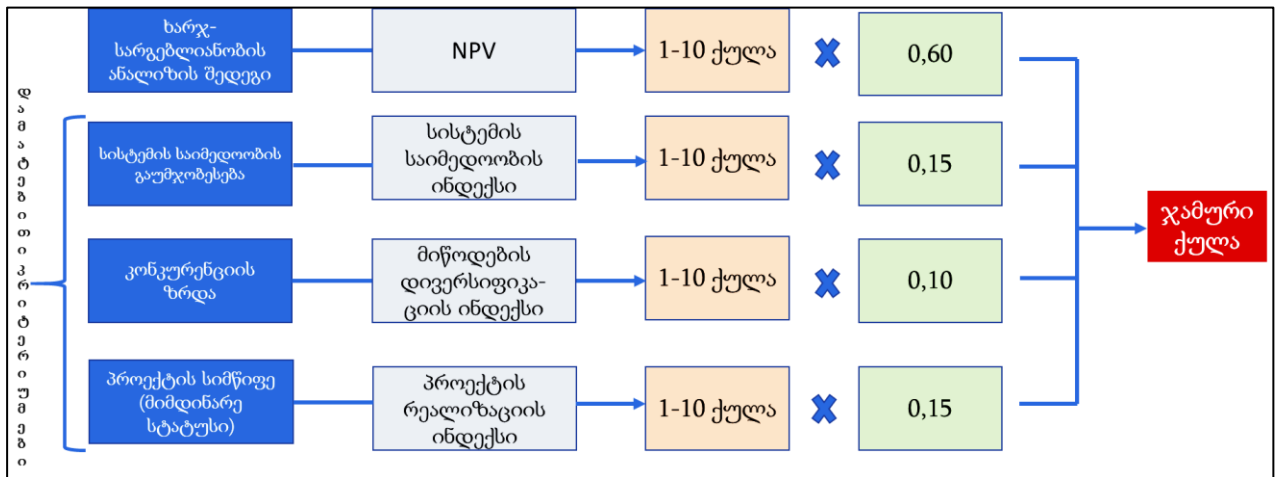
<sup>652</sup> საქართველოს პირობებისათვის აიღება 245  $\$/$  ყოველ  $\$$  \*დაზიანებულ ტყის საფარზე ან 686  $\$/$ კმ (რადგან 1 კმ მილსადენის გაყვანაზე დაახლოებით 2,8  $მ^3$  ტყე იკაფება), ლანდშაფტის დაზიანების შესახებ ზუსტი მონაცემების არარსებობის დროს

უნდა იქნეს გათვალისწინებული, როგორც ეკონომიკური ხარჯი (და, პირიქით, ხარჯების შემცირებისას მივიღებთ სარგებელს):

$$C_{op} = (C_{1op} - C_{2op}) * V_{NG}$$

სადაც  $C_{1op}$  და  $C_{2op}$  არის საოპერაციო ხარჯი ერთი  $\mathcal{P}$  გაზის ტრანსპორტირებაზე, შესაბამისად, პროექტის რეალიზაციამდე და რეალიზაციის შემდეგ,  $\mathcal{L}/\mathcal{P}$ ;  $V_{NG}$  - ტრანსპორტირებული ბუნებრივი გაზის მოცულობა,  $\mathcal{P}$ .

ცნობილია ენერგეტიკული გაერთიანების მიერ რეკომენდებული ტრანსსასაზღვრო მილსადენების პროექტების მრავალკრიტერიუმანი შეფასების მეთოდოლოგიაც.<sup>653</sup> ხარჯსარგებლიანობის ანალიზის შედეგების გარდა, რომელიც პროექტების შეფასების ძირითადი კრიტერიუმია, ეს მეთოდოლოგია ითვალისწინებს ისეთი დამატებითი კრიტერიუმების გამოყენებას, როგორებიცაა: სისტემის საიმედოობის გაუმჯობესება, მიწოდების დივერსიფიკაცია და პროექტის იმპლემენტაციის სიმწიფის ხარისხი.



ნახაზი დ.11.5. მრავალკრიტერიუმანი შეფასების მეთოდოლოგია

სისტემის საიმედოობის ინდექსი გამოითვლება ფორმულით:

$$SRI = \frac{\text{იმპორტი} + \text{ადგ. მოპოვება} + \text{გაზსაცავი} + \text{LNG} - \text{ყველაზე მძლავრი ინფრასტრუქტურა}}{\text{დღიური პიკური მოხმარება}}$$

იმპორტის დივერსიფიკაციის ინდექსით (IRD) ფასდება კონკურენციის ზრდა, რომელიც გამოითვლება ფორმულით:

$$IRD = \sum \left( \frac{\text{ყველა ინტერკონექტორის სიმძლავრე}}{\text{სისტემის ჯამური მიღების უნარი}} \right)^2$$

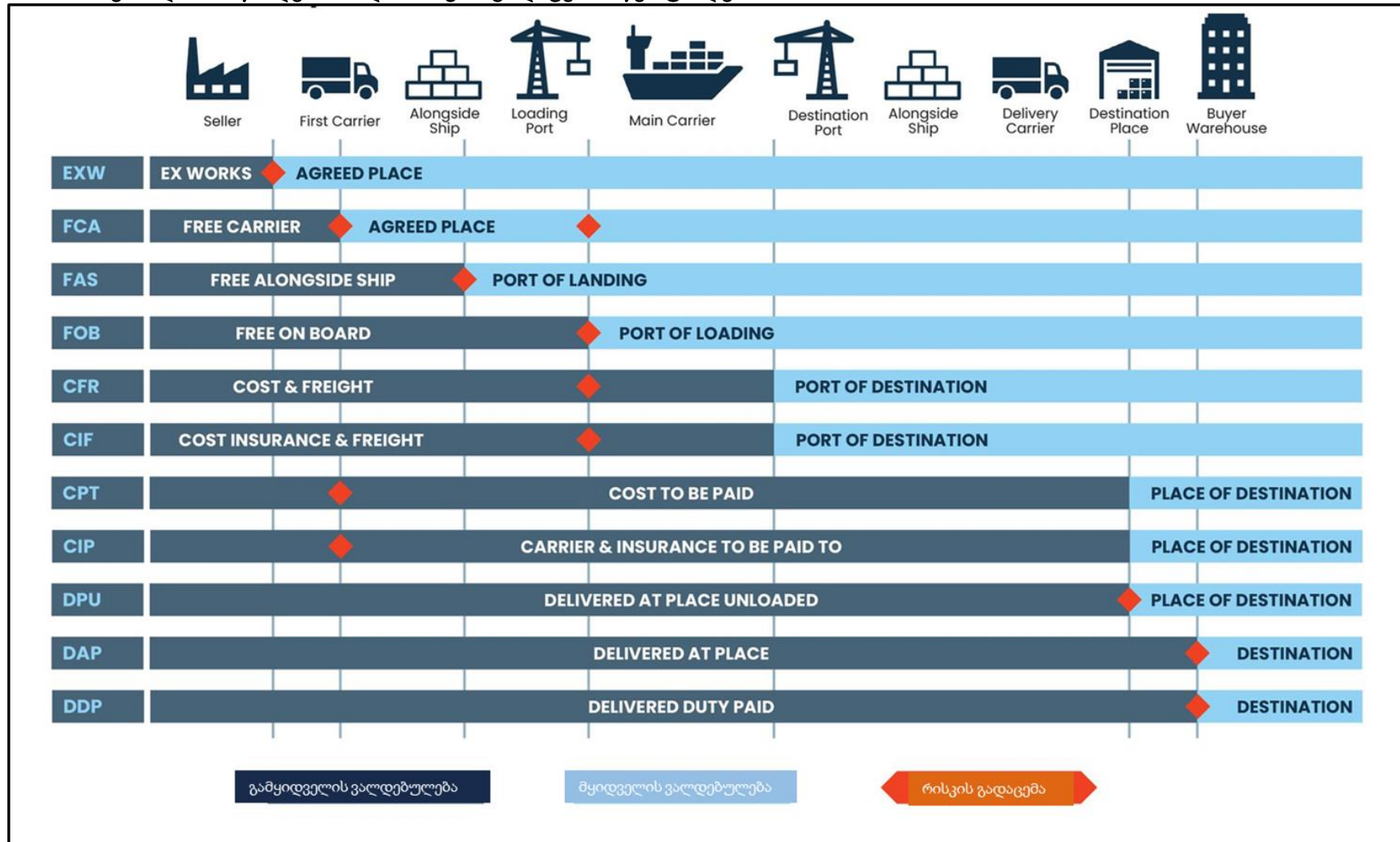
პროექტის იმპლემენტაციის პროგრესის ინდექსი (IPI) გამოიყენება სიმწიფის ხარისხის შესაფასებლად, რომელიც აიღება სპეციალური ცხრილიდან.

<sup>653</sup> ენერგეტიკული გაერთიანება მეთოდოლოგიას იყენებს ერთობლივი ინტერესებისა (PECI) და ორმხრივი ინტერესების (PMI) სტატუსის მისაღებად წარდგენილი ინფრასტრუქტურისა და LNG პროექტების შეფასებისათვის



დანართი 12

INCOTERMS: საქონლის მიწოდებისა და რისკის გადაცემის წერტილები



**დანართი 13**  
**წავთობის მარაგი (01.01.2023 წლის მდგომარეობით)**

სალიცენზიო ბლოკი	საბადო	მოპოვება, ათასი ტ		მარაგი, მლნ ტ			რესურსი, მლნ ტ		
		2022 წ.	დაგროვილი	1P	2P	3P	1C	2C	3C
XI <sup>B</sup>	სამგორის სამხრ. თალი	0,89	1162,51	0,017	0,017	0,370			
XI <sup>E</sup>	ნინოწმინდა						0,29	0,54	1,05
	მანავი						3,1	9,43	25,9
XI <sup>B</sup>	თელეთი	3,0	580,42	0,001	0,267	0,799	0,01	0,03	0,06
	სამგორი-პატარძელი	2,51	22609,09	1,414	2,728	14,750			
	სამგორის სამხრ. თალი	-	-	0,001	0,002	0,005			
	დას. რუსთ., კრწანისი	7,61	71,4	0,04	0,04	1,790			
XI <sup>F</sup>	დას. რუსთ., კრწანისი	1,67	2,6	0,06	0,10	0,167	1,71	2,67	3,67
XI <sup>E</sup>	ნინოწმინდა	14,66	1771,69	0,616	2,042	4,871	3,21	10,75	54,97
XI <sup>C</sup>	ნორიო-მარტყოფი						14,4	28,4	63,4
XI <sup>C</sup>	ნორიო	0,58	276,0	0,108	0,203	0,313	10,81	28,8	64,9
	საცხენისი	0,12	48,51	0,088	0,001	0,001	2,25	3,81	5,98
	მარტყოფი								
XII	მირზაანი	2,51	1145,2						
	პატარა შირაქი	0,04	77,1				0,11	0,27	0,56
	ნაზარლები	0,072	9,085				0,29	0,57	1,07
	მწარე ხევი	-	37,93				0,093	0,16	0,25
	ბაიდა	0,004	1,39						0,76
	ტარიბანი	1,22	101,02						
VII <sup>B</sup>	სუფსა	0,26	61,67	0,017	0,852				
	შრომისუბანი	0,92	101,94	0,0645	0,141	0,332			
V	აღმოსავლეთ ქალაქი	0,04	23,852	0,250	0,895	0,895			
ჯამი		36,597	28095,821	2,589	7,2882	40,4315	36,227	85,33	222,51

დანართი 14. ნავთობში გახსნილი გაზის მარაგი (01.01.2023 წლის მდგომარეობით)

სალიცენზიო ბლოკი	საბადო	მოპოვება, მლნ მ <sup>3</sup>		მარაგი, მლნ მ <sup>3</sup>			პირობითი რესურსი, მლნ მ <sup>3</sup>		
		2022 წ.	დაგროვილი	1P	2P	3P	1C	2C	3C
XI <sup>B</sup>	სამგორის სამხრ. თალი	0,092	125,598	0,021	0,849	3,615			
XI <sup>B</sup>	თელეთი	0,034	17,791	2,050	4,840	19,830	0,35	0,65	1,38
	სამგორი-პატარძელუღი	0,240	2086,22	138,19	253,565	1372,48			
	სამგორის სამხრ. თალი	-	-	0,057	0,198	0,509			
	დას. რუსთავი, კრწანისი	0,772	11,322	14,400	14,400	536,200			
XI <sup>F</sup>	დას. რუსთავი, კრწანისი	7,93	12,30				1358	1867,6	2150,6
XI <sup>E</sup>	ნინოწმინდა	1,698	201,684	0,150	0,150	0,150	315,5	1739,7	6693,6
XI <sup>C</sup>	ნორიო-მარტყოფი						2160	4210	9510
XI <sup>C</sup>	ნორიო	-	1,03				51,8	115,82	210,96
	საცხენისი	-	0,088				263,37	464,32	750,40
	მარტყოფი	-	-						
XII	მირზაანი	0,336	170,877						
	პატარა შირაქი	-	7,268						
	ნაზარლები	-	0,115						
	მწარე ხევი	-	1,67						
	ზაიდა	-	-						
	ტარიბანი	0,135	7,186						
VII <sup>B</sup>	სუფსა	0,008	0,076						
	შრომისუბანი	0,03	0,455	5,01	11,15	26,4			
V	აღმოსავლეთ ჭალადიდი	-	-	23,93	65,27	89,20			
ჯამი		10,118	2655,21	240,37	585,23	2738,30	5053,57	10719,9	24628,96

დანართი 15. თავისუფალი გაზის მარაგი და პირობითი რესურსები (01.01.2023 წლის მდგომარეობით)

სალიცენზი ო ბლოკი	საბადო	მოპოვება, მლნ მ <sup>3</sup>		მარაგი, მლნ მ <sup>3</sup>			პირობითი რესურსი, მლნ მ <sup>3</sup>		
		2022 წ.	დაგროვილი	1P	2P	3P	1C	2C	3C
XI <sup>B</sup>	რუსთავი	-	293,202	988,23	1226,23	1475,8			
	სამგორი	-	33,384	2467,13	3361,4	4390,8			
XI <sup>F</sup>	დასავლეთ რუსთავი	-	-				566	963	1500
	კრწანისი	-	-				340	679	1104
	სამგორი-პატარძელის	-	-				6201	14923	33385
XI <sup>E</sup>	ნინოწმინდა	6,67	294,15	224,4	224,4	224,4			
XII	მწარე ხევი	-	18,23				7,8	13,4	
<b>ჯამი</b>		<b>6,67</b>	<b>638,966</b>	<b>3679,76</b>	<b>4812,03</b>	<b>6091,1</b>	<b>7114,8<sup>654</sup></b>	<b>16578</b>	<b>35989</b>

<sup>654</sup> კორექტირებული მონაცემები იხ. პარაგრაფში 5.1.3

## დანართი 16.

### INTRODUCTORY GUIDE into Georgian Oil and Gas Industry

(საქართველოს ნავთობისა და გაზის სექტორის საწყისი გზამკვლევი)

#### Oil and Gas Bearing Prospects of Georgia

In terms of geological structure, the territory of Georgia may be divided into 3 large tectonic units which extend sub-latitudinally. Mountainous structures of the Greater and the Lesser Caucasus of overthrust-folding and folded-block type are located to the north and to the south. A rather large depressed line is located among them. It expands westwards and enters the Black Sea basin.

Mountainous systems are mostly built with Jurassic-Cretaceous sediments, however, fragments of fold-metamorphic basement of mostly Late Proterozoic-Paleozoic age are denudated on the surface of separate, particularly elevated sections in the forms of ridges.

The depressed line in the western and eastern parts is expressed by inter-mountain troughs of Rioni and Mtkvari rivers filled with Molasse sediments of Oligocene-Anthropogenic age. At the central section they are separated from each other by elevation of pre-Molasse basement of Dzirula-Imereti which is mostly built with Jurassic-Cretaceous sediments on the surface and a fold-metamorphic basement of pre-Jurassic age is denudated on the surface in the form of Dzirula ridge.

Geological structure of Georgia, in respect to the upper part of the sedimented cover disseminate in the region and the sections of the fold-metamorphic basement which are denudated on the surface is studied quite well. Their structure is adequately described by various field geological-geophysical surveys, and in the depressed line – by results of drilling works as well. The deep structure of the most territory is studied much less and provides a ground for a different interpretation.

16 commercial fields are discovered on the territory of Georgia where existence of certain volume of reserves is confirmed and their production occurs more or less regularly. 5 new fields have been discovered in which existence of commercial reserves are not finally confirmed yet due to various reasons (Fig. 5.1. Discovered fields).

3 commercial oil fields are located in the Western Georgia, within the territory of Rioni trough: two fields – Supsa (# 1 on Fig. 5.1) and Shromisubani (# 2) are discovered in the southern part of the trough, within Guria depression and one field – Eastern Chaladidi (#4) - is discovered in the axial part of the trough. Also, 1 oil and 1 gas field are discovered but their reserves have not been estimated yet. Goraberozhouli gas field (#3) is located in the southern part of the trough, on the eastern periphery of Guria depression. Okumi oil field (#5) is located on the northern part of the trough, at the section of its junction with Gagra-Java elevation.



13 commercial fields are discovered in the eastern Georgia: 5 fields - Norio (#6), Satskhenisi (#7), Teleti (#8), Samgori South Dome (#9), Samgori-Patardzeuli-Ninotsminda (#10) are located on the adjacent territory of Tbilisi, mostly within Tbilisi-Sagarejo elevation. Out of the remaining 8 fields, Mtsarekhevi (#15), Baida (#16), Taribani (#17), Mirzaani (#18), Patara Shiraki (#19) and Nazarlebi (#20) are located on the main territory of South Kakhети depression and 2 fields - West Rustavi (#13) and Rustavi (#14) - are located at its western end, in the line of junction with Tbilisi-Sagarejo elevation. 3 new fields are discovered but their commerciality has not been evaluated yet. Norio-Martkopi (#11) and Manavi (#12) fields are discovered within Tbilisi-Sagarejo elevation, and Vedzebi-Ildokani (#21) field is located in the mountainous Kakhети, on Gombori range dividing South Kakhети and Alazani depressions.

The fields of the east Georgia are united into two groups. One group is located on the territory adjacent to Tbilisi and the second group is located within of Outer Kakhети trough.

Strata having a wide stratigraphic range are productive on fields. Upper Jurassic sediments are productive on Okumi field. Cretaceous strata on East Chaladidi, Manavi and Vedzebi fields are oil-containing. The main gas-oil deposit on Samgori-Patardzeuli-Ninotsminda field is located in Middle Eocene rocks (industrial hydrocarbon inflow is received from other strategic horizons too). Middle Eocene sediments represent the main productive layers on Teleti, Samgori South Dome, West Rustavi and Rustavi fields too.

Two gas deposits are discovered in Lower Eocene sediments and small oil deposits are discovered in Upper Eocene, Oligocene and Sarmat sediments.

Upper Eocene sediments are also productive on Teleti field. Gas condensate deposit is discovered on Rustavi field and oil condensate deposit is discovered on other fields. On the remaining fields, main oil deposits are located in molasse strata at the level of Lower Miocene (Satskhenisi, Goraberezhouli), Middle Eocene (Norio), Upper Miocene (Supsa, Taribani, Baida), Lower Pliocene (Shromisubani, Mirzaani, Patara Shiraki, Nazarlebi, Taribani) and Upper Pliocene (Mtsarekhevi). Small-size gas deposits are also discovered in separate Pliocene layers on Mtsarekhevi field.

Multiple oil and gas shows of various nature in the form of natural, superficial effusions as well as in the process of drilling are observed in the country. They are also associated with sedimentary strata having a wide stratigraphic range, from Lower Jurassic to Upper Pliocene.

On the basis of collected information regarding oil and gas bearing prospects of the country, several principal conclusions may be made:

- Almost entire intermountain depressed line of the country and its offshore extension within the Black Sea have oil and gas bearing prospects. Only the basement high on

Dzirula-Imereti uplift and its adjacent periphery are an exception where the basement is located under a very thin sedimented cover;

- Mountainous regions of the Greater and the Lesser Caucasus ranges located within the territory of Georgia must be considered as territories of unestablished prospects and/or unpromising territories. First of all, those territories of these regions are unpromising on whose surface basement high is denudated or are covered with sediments of small thickness;
- High-mountain, inaccessible sections on which it is complicated or impossible to conduct the necessary oil and gas exploration works to the full extent also are unpromising. In addition, the most part of the southern slope of the Greater Caucasus range is also unpromising because intensely folded-fractured sediments and Jurassic sediments being at the stage of highly catagenic transformation are widely denudated on the surface here and are characterized by unfavorable conditions of formation of traditional oil and gas fields;
- At the current level of study on the territory of Georgia, major part of the Lesser Caucasus range is primarily considered as the territory of unestablished prospects, which in a number of cases is preconditioned by comparatively complex terrain conditions (Adjara-Trialeti high-mountain sections) or rather thick young lava sheets widespread on the surface (Javakheti Plateau) which significantly restricts certain types of exploration works to be conducted and/or their efficiency.

Location of explored structures by tectonic zones is shown on Fig. 5.2. Fields and prospective structures with estimated resources.

In the part of the existing 16 fields, reserves and conventional reserves of oil, gas dissolved in oil and free gas have been evaluated by January 1, 2023. 68 prospective exploration structures have been additionally allocated and prospective resources of oil, gas dissolved in oil and free gas have been evaluated in their major part. Total results of evaluation are provided in Table 5.1. Prospective resources of oil, dissolved gas and free gas (detailed information about license blocks and reserves and resources of fields is proved in the Annex).

Currently, 16 fields are processed in Georgia and their distribution by oil and gas exploration and production license blocks is shown on Fig. 5.3. Fields and License Blocks.

The list of companies participating in the operation of fields as of the year 2023 is provided in Table 5.2. Companies operating on fields.

Analysis of oil production data in Georgia from 1930 to present shows that the production rate significantly increased from the year 1975, reaching its peak (averagely 3,3, mln. tons) in 1981-1983. After that, production dropped sharply first of all due to depletion of deposits and from the beginning of 1990s - due to the disruption of economic mechanisms managed

from the center related to dissolution of the Soviet Union (see Fig. 5.4. Oil and gas production in Georgia, 1930-2023).

In the second half of 1990s, after adoption of progressive legislation governing oil and gas sector in the independent Georgia, favorable preconditions were created to attract new investors to the oil fields and introduce new technologies in existing fields, which was reflected in the increase of oil production for that period. However, this process lasted only several years. It turned out that contractor companies, except some rare cases, were mostly focused on development of the existing field reserves (some of which have been in operation since 1930s and are actually in the phase of depletion) and did not pay enough attention to conducting expensive and high-risk exploration works related to discovery of new fields.

Exploration works for the purpose of discovery of new fields have been comparatively activated in recent years. Considerable increase of investments in oil exploration and production works is envisaged by plans. In particular, it is planned to facilitate activation of geological-exploration works on oil and gas bearing territories of the country, as well as increase in total annual projected production. The main focus of the activities is made on intensive performance of field seismic exploration and exploration drillings, including for the purpose of discovery of new fields in the Black Sea offshore zones. Innovative technologies of oil production on the existing fields are also widely introduced, which has already been expressed by certain increase of production in recent years.

Approx. 28,17 Mt of oil have been produced in Georgia from commencement of production to the year 2023.

Analysis of historic data of natural gas (free and associated) production shows that peak production (approx. 332 Mm<sup>3</sup> in 1983) was recorded in parallel with intensive oil production period, however later the decreasing trend of oil production resulted in significant decline of associated gas production. Total gas production data stably range within 13-18 M m<sup>3</sup>. in the recent period. In total, approx. 3,37 Bcm of gas have been produced in Georgia from commencement of production to the year 2023.

According to the evaluation made by experts based on reasonable assumptions, even in case of partial confirmation of pessimistic forecast resource data of prospective fields, the local oil and gas production data will significantly increase in the nearest future.

#### **Oil refining, import and transit**

Oil primary treatment facility has been operating since 1978 and is intended for collection, preparation for sales and storage of oil produced from local oil-fields. The enterprise is located in the vicinity of oil-fields near Tbilisi. Design capacity of the enterprise ensures treatment of up to 4 Mt crude oil per year.

According to the design, the complex of structures and installed facilities envisages receipt of crude oil produced from wells at the facility by underground pipelines. The received products will first of all undergo a two-step separation cycle, for the purpose of separation of associated gas from oil. It is possible to deliver received gas to consumers through compressor plants and DN500 mm, 33 km long pipeline (maximum delivery to Gardabani TPPs reached 1,0 M m<sup>3</sup>/day in 1980-83).

At the next stage, after passing through the respective technological facilities (heat transmitters, de-emulsifiers, de-hydrators etc.) oil is delivered to 5000 m<sup>3</sup> tanks where so-called bottom water is separated which is delivered to 2000 m<sup>3</sup> collector tanks through the sewage system and thereafter it pumped into the utilization well by water discharge pumps and pipelines.

Oil brought to the marketable condition as a result of various processes of the primary treatment technological cycle is delivered to 10000 m<sup>3</sup> tanks. The tanks are connected to the pumping station, which according to the design, is envisaged for pumping oil through DN 530 mm, 400 km long Samgori-Batumi pipeline (currently, part of Baku-Supsa pipeline). Design capacity of Samgori-Batumi main oil pipeline is intended for transportation of 5,0 Mt of oil per year. Today, oil primary treatment facility is operating with a simplified scheme (it is planned to reconstruct and modernize the enterprise for the purpose of vacation of unused territories and replacement of malfunctioned or unused equipment by modern technologies).

Batumi refinery operating in the Soviet period played an important role in providing thermal power plants and industrial enterprises of the country with fuel. The refinery stopped functioning in 1990s and is entirely out of service currently. The main reasons for the enterprise closure were: obsolete technologies which were tailored to production of heavy petroleum products mainly, sharp reduction of local oil production, growing prices on imported crude oil, as well as reduction of demand on the produced low quality, heavy petroleum products on local and regional markets.

According to the data of the State Agency for Oil and Gas, two small-capacity refineries are operating in the country currently: "Globus" LLC and "ZD Oil Company" LLC, with design capacity of 80 thousand tons and 130 thousand tons of oil per year, respectively.

At this stage, "Globus" LLC does not refine crude oil for various reasons, while "ZD Oil Company" LLC refines crude oil, including oil produced from local oil fields and produces naphtha, petrol, diesel and mazut.

As a local oil production equals to about 30-40 thousand tons per year, which allows for producing only 1,5-2% of demand of the country's petroleum products, Georgia remains dependent mainly on imported petroleum products.

In 2022, Georgia imported about 1,5 mln. tons of petroleum products. Russia, Romania and Bulgaria were key suppliers of diesel fuel and gasoline, while Turkmenistan supplied aviation fuel (see Table 5.3. Import of petroleum products in Georgia, 1000 tons).

In 2021, supply of fuel to Georgia was rather diversified, which ensured sustainable operation of a competitive market (see Fig. 5.6. Supply of petroleum products in 2021 by countries, %).

Due to the unprovoked war in Ukraine by Russia and imposition of marginal prices on Russian oil and petroleum products by G7 states, the price of petroleum products imported from Russia was significantly reduced and its share on the local market sharply increased compared to the respective period of 2021, which, despite the positive economic effect, may contain a considerable risk for reliable operation of the market.

According to the data of 2023, five large companies - Wissol Petroleum, San Petroleum, Rompetrol Georgia, SOCAR and Lukoil – dominate at the Georgian market of petroleum products, and their cumulative share in the total turnover equals to 75%. These foreign companies also own a large part of petrol stations on the territory controlled by the central government of Georgia.

Oil pipeline and marine terminals located in South Caucasus and in particular, on the territory of Georgia play an important role for supply of oil and petroleum products from the Caspian region to the international market.

Analysis shows that the trend of reduction of transit volumes is observed from 2018, which is mainly related to reduction of oil production from the offshore fields of Azerbaijan. The most considerable reduction of transit was observed in 2021-2022, which was preconditioned first by reduction of demand on oil at the global market due to COVID pandemics and later, by problems related to complication of insurance of maritime shipping due to Russo-Ukrainian war.

Gradual increase of the volume of oil and petroleum products transited to the territory of Georgia was observed from the 4<sup>th</sup> quarter, 2022, which is related to imposition of embargo on Russian oil from December 2022 and on Russian petroleum products from February 2023. Kazakhstan is implied to be the main source of increase of oil and petroleum product transit volumes. It plans to considerably diversify export routes of its own products and considers the Transcaspian route and the route passing through South Caucasus as priority directions. Transit of Kazakh oil and petroleum products through this route have been gradually increasing after launch of the Russo-Ukrainian war (by information of "KazTransOil", the volume of oil, petroleum products and liquefied petroleum gas transported via Batumi terminal in 2022 increased roughly by 75 % compared to 2021 data).



Generally, transit of Kazakh energy resources via Georgia was increasing in 2023 too, however, complexity and expensiveness of logistics of transportation of oil and petroleum products from Kazakhstan to the Black Sea ports remain a significant challenge. In order to be exported via Georgia, Kazakh oil or petroleum products is loaded into tankers or tanks located on ferries in the Caspian Sea port of Aktau and is delivered to port(s) in Azerbaijan, for further transportation to the Black Sea ports by Azerbaijan-Georgia railway, which makes transportation operations considerably more complicated and expensive (see Table 5.4. Tariff of transportation of Kazakh oil via territory of Georgia, \$/ton). An alternative route of export of up to 5 MT of Kazakh oil by Baku-Supsa pipeline and Supsa marine terminal is offered (currently, use of Baku-Tbilisi-Ceyhan oil pipeline operating with about 50% load is limited for export of large volumes of Kazakh oil due to a significantly different quality of Azerbaijani oil). However, Baku-Supsa pipeline does not actually operate currently due to complications of commercial navigation in the Black Sea water area in connection with Russo-Ukrainian war.

Increase of transit flows via South Caucasus route, in particular, via Georgia, may become a source of considerable additional income, but readiness of infrastructure located on the territory of the country may be necessary for it, which first of all, requires increase of limited capacity of railway and marine terminals (see Table 5.5. Capacity of the Georgian Black Sea ports) and ensuring reduction of tariffs using modern technologies.

The government of Georgia, by co-participation of private investors, but maintaining the controlling interest, plans to construct a deep-sea port of Anaklia on the eastern coast of the Black Sea, which will be able to receive large container ships, and at the later stage of development – high-tonnage "Aframax" and "Suezmax" type oil tankers.

Implementation of Anaklia deep-sea port project has essential importance for Georgia and the entire South Caucasus-Caspian region both from economic and strategic point of view, especially considering the reality created as a result of Russo-Ukrainian war – strategic location of Anaklia and technical parameters allow it to be formed as a transportation node alternative to the Russian port of Novorossiysk in the Black Sea.

In case of maximum load of infrastructure located in South Caucasus, in particular, on the territory of Georgia and implementation of projects of modernization and construction of railway lines and ports, critical dependence of the Caspian region's oil exporter countries on Russia will be reduced and ambitious plans of Kazakhstan to increase oil export via an alternative, non-Russian route by 15 million tons may become a reality.

### **Natural gas sector**

Natural gas is the most commonly used primary energy resource in Georgia. According to the GEOSTAT data, share of natural gas in the total supply of energy resources equaled to 39% in 2021.

According to GNERC data, 5 690 M m<sup>3</sup> of gas in total were delivered to the natural gas system of Georgia in 2022, out of which 3 091 M m<sup>3</sup> were distributed to local consumers by an internal system (including losses), and the remaining volume was transited to Armenia (losses in the transportation system equaled to about 1,14 %). In addition, 19 771,7 M m<sup>3</sup> of Azerbaijan's Shah Deniz gas were delivered to Turkey and the EU countries through the SCP and SCPX via territory of Georgia in 2022.

Delivery of gas in the local system was carried out from several points (see Table 5.6. Delivery of gas in the gas supply system of Georgia, M m<sup>3</sup>):

- Throughput of 1200 m gas pipeline of the North-South Main Gas Pipeline system incoming from Russia equals to 20 M m<sup>3</sup>/day at the section from the border to Saguramo (21,6 M m<sup>3</sup>/day actual maximum capacity of pipeline has been fixed). By 1000 m pipeline whose actual maximum throughput at Saguramo-Armenian border section of the system equals to 12 M m<sup>3</sup>/day, Russian gas is delivered to Armenia;
- A point is installed in the vicinity of transborder measurement point on 1000 m gas pipeline transiting the Russian gas for reverse supply of 3 M m<sup>3</sup>/day the gas belonging to Armenia to the internal gas pipeline system of Georgia;
- Throughput of Kazakh-Saguramo gas pipeline coming from Azerbaijan equals to about 10 mln. m<sup>3</sup>/day (10,7 M m<sup>3</sup>/day actual maximum capacity of pipeline has been fixed), during the system load in winter season. Through this pipeline, gas is supplied to Georgia on the basis of a long-term contract signed with SOCAR;
- Currently, total throughput of SCP and SCPX equals to about 65 M m<sup>3</sup>/day. It is technically feasible to receive up to 5,5 M m<sup>3</sup>/day through the off-take point connecting SCP to the main gas pipeline system of Georgia and the 12 km interconnector.
- The volume of gas received from the point of connection to the network of local producers depends on their daily production.

In 2022, total demand of Georgia equaled to about 3057 M m<sup>3</sup> of gas (see Fig. 5.10. Gas demand dynamics, M m<sup>3</sup>/year). As the analysis shows, consumption of gas is characterized by a growing trend, which is connected with general economic growth and improvement of living conditions of the population (periods after the war in 2008 and the global financial crisis, as well as recession related to COVID pandemics are exceptions).

Demand on gas by sectors in 2022 was distributed as follows: household consumers – approx. 1336 M m<sup>3</sup> (43,7 %), commercial sector - 1014 M m<sup>3</sup> (33,2 %) and power generation - 707 M m<sup>3</sup> (23,1 % see Fig. 5.11. Gas consumption by sectors, M m<sup>3</sup>/year).

Comparatively sharp increase of gas consumption in 2022 (around annual 19% instead of the average 5% in 2007-2021) is caused by a high load of thermal power plants, while gas consumption of power generation facilities increased by about 43% compared to the

previous year (see Fig. 5.12. Electricity generation by gas-fired TPPs). This is related to the energy deficit in Turkey and Europe and high prices on electricity caused by the Russo-Ukrainian war, which created favorable preconditions for its export from Georgia.

Power generation sector of Georgia includes five gas-fired thermal power plants:

- Tbilisres 3<sup>rd</sup> and 4<sup>th</sup> steam turbine blocks with a total installed capacity of 272 MW (130 and 142 MW, respectively). Tbilisres blocks have been in operation since 1963;
- The 9<sup>th</sup> steam turbine block owned by "Mtkvari Energy" LLC with installed capacity of 300 MW. The block was put into operation in 1991;
- Gas turbine owned by "Gpower" LLC with design capacity of 110 MW. Gas turbine was put into operation in 2006;
- Gardabani gas-fired combined cycle thermal power plant (Gardabani TPP" LLC – subsidiary of GOGC) with total installed capacity of 230 MW (2x75 MW gas turbine and 80 MW steam turbine) which was put into operation in 2015;
- Gardabani combined cycle thermal power plant 2 (Gardabani TPP-2" LLC – subsidiary of GOGC) with total installed capacity of 255 MW (2x84 MW gas turbine and 87 MW steam turbine) which was put into operation in 2020. Implementation of a new, gas-fired combined cycle, approx. 400 MW TPP project is underway.

According to data of the Georgian State Electrosystem, the actual total maximum capacity of thermal power generation facilities is about 1050 MW.

Demand of Georgia on natural gas is mainly balanced by import (see the Fig. 5.13 Natural gas import by countries, M m<sup>3</sup>/year). Production of local gas is low and its share in the total supply is less than 0,5% (≈14 M m<sup>3</sup> in 2022).

Presently, main volumes of gas are delivered from foreign sources on the basis of several independent contracts – with "SOCAR" and International Shah Deniz Consortium (Azerbaijan) and the Russian "Gazprom Export" and "Gazprom Schweiz".

Azerbaijan is the key supplier of gas to the local market. In 2022, total volume of natural gas exported to Georgia from Azerbaijan equaled to about 83% of gas consumed in the country. Gas from Azerbaijan's Shah Deniz field is delivered to Georgia through the South Caucasus Pipeline (SCP). In accordance with the Host Government Agreement and the Option Gas Purchase and Sale Agreement signed between the SCP project participants and the Government of Georgia, Georgia has a right to purchase up to 5% of the transited volume of gas. The contract term is October, 2068..

In 2022, approx. 638 M m<sup>3</sup> of Shah Deniz field gas were delivered under the Option Gas Purchase and Sale Agreement. Total volumes of Option Gas gradually increase after finalization of phase 2 of Shah Deniz field development and increase of volumes of Gas to

Turkey and European markets. According to the forecast, volume of option gas will increase up to 1,5 Bcm after the year 2027.

Supplemental Gas Purchase and Sale Agreement establishes volumes (up to 500 M m<sup>3</sup> per year) and prices of supplemental natural gas to be delivered in the period until January 2026. In 2022 509 M m<sup>3</sup> of Shah Deniz field gas were delivered to Georgia under the Supplemental Gas Purchase and Sale Agreement.

The prices defined by Option and Supplemental Gas Purchase and Sale Agreements are lower than natural gas prices in the region.

The State Oil Company of the Republic of Azerbaijan –SOCAR – within the framework of the Memorandum signed with the Government of Georgia – ensures delivery of gas for the purpose of fully meeting the demand of household and thermal generation consumers. Terms and conditions of delivery of gas to the Georgian market are agreed in the respective gas purchase and sale contract(s) signed with SOCAR. The contract expires in 2030.

Practically entire volume of natural gas supplied from Azerbaijani sources (jointly referred to as "Georgian Gas") is intended for meeting the demand of populace and thermal generation facilities, which constitute so-called "social consumers" of the market. In addition, SOCAR delivers gas at market prices to meet the demand of the Georgian industry and the commercial sector.

Import of gas from Russia was restricted to the maximum extent possible after the invasion of Russia to Georgia and the military conflict in 2008. However, after launch of the Russo-Ukrainian war, tendency of increase of the share of the Russian gas in the total balance is observed, which is mainly related to the limited capacity of Azerbaijan to meet Georgia's considerably increased demand on natural gas, on the one hand and commitments undertaken by Azerbaijan in respect to the EU to increase transit volumes to the west to the maximum extent possible (including, by freeing the South Caucasus Pipeline capacity by forwarding Shah Deniz gas owned by Georgia to SOCAR-owned infrastructure, which, on its part, cannot meet the demand of our country during the winter peak consumption period), on the other hand. As a result, share of the Russian gas in the total balance increased from 6% to 17% in 2022, compared to the pre-pandemic period. According to the actual data of quarter I, 2023, share of the Russian gas in the total import increased up to 30%.

Natural gas is delivered to household consumers from the so-called "social sector" at tariffs regulated by GNERC, while TPPs receive gas at preferential tariffs established by the Memorandum and respective contracts signed between the Government and SOCAR. For other consumers, retail and wholesale prices are deregulated and gas is delivered to them at publicly offered prices, terms and conditions.

The transit corridor located on the territory of Georgia represents one of the most attractive routes of supply of hydrocarbons from Azerbaijan and the Central Asian countries to

international markets. Oil, petroleum products and gas are transported via this corridor through pipelines, railway and sea ports.

Main gas pipelines provide transit of natural gas to Turkey, Europe and Armenia. An alternative source of transit of oil and petroleum products is the Railway of Georgia which connects Azerbaijan's oil terminals in the Caspian Sea (Baku, Sangachal, Diubend) to the Black Sea oil terminals of Georgia (Supsa, Batumi, Kulevi and Poti).

Gas from Azerbaijan's Shah Deniz field is delivered through the SCP (Baku-Tbilisi-Erzurum pipeline). Volume of gas actually transited by the SCP equaled to about 19,6 Bcm in 2022. It is planned to considerably increase the transit of Azerbaijani gas up to 25-30 Bcm per year by the years 2025-2027.

Russian gas is transited to Armenia via the North-South Main Gas Pipeline system. Load of the pipeline is considerably lower than its actual throughput (approx. 2,7 Bcm of Russian gas were transited to Armenia in 2022 – see Fig. 5.14. Natural gas transit, Bcm/year).

Domestic market of Georgia is served by the East-West and North-South Main Gas Pipeline systems with Kakheti, Southern, Adjara and Poti main branches and Kazbegi and Zugdidi-Anaklia direction pipelines. The unified gas supply system also includes distribution pipelines, gas distribution stations, gas metering units and currently non-functioning compression stations.

Total length of main gas pipelines owned by Georgia equals to approx. 2000 km (See Fig. 5.15. Main gas pipelines of Georgia).

Natural gas transportation system in Georgia is operated by "Georgian Gas Transportation Company" LLC, which is a state-owned company and natural gas transportation licensee. Main gas pipelines and related structures and facilities are owned by "Georgian Natural Gas Transmission System Owner" – subsidiary of JSC "Georgian Oil and Gas Corporation".

Main gas pipelines of various directions gather at Saguramo point and imported natural gas is distributed throughout the country. Therefore, the East-West Main Gas Pipeline is conditionally divided into two parts: south-east border of Georgia – center and center – Sukhumi (with branches in the direction of Adjara and Poti).

20 gas distribution companies operate in Georgia. Among them, "Tbilisi Energy" LLC, "SOCAR Georgia Gas" LLC and JSC "Sakorggas" are the dominant companies which distributed up to 90% of the total demanded gas in 2022.

Total number of retail consumers (household and non-household) equaled to 1,488,014 (including 1 426 978 households, 61 036 non-household consumers) in 2022. It is envisaged to additionally invest 265 M GEL by distribution companies in 2023-2027, which will be used for connection of new consumers, as well as modernization and increase of operational reliability of the existing network.



Consumption of natural gas by household consumers differs by cities and villages, as well as regions. Average annual natural gas consumption per a household consumer in small cities and settlements is considerably lower than the index of urban settlements, as in regions where it is available, firewood is still widely used for heating. According to GNERC data, averagely 1317 cubic meters of gas are consumed by one household consumer in Tbilisi during a year. For regional cities this volume equals to 1096 cubic meters, for rural settlements - 856 cubic meters.

### **Demand forecast**

Gas is one of the cheapest, easily consumable and ecologically least damaging fossil fuels in Georgia. As mentioned above its consumption has been characterized by a growing trend from commencement of revival of economy in the period of the country's independence, the years 2008-2010 and critical periods caused by COVID pandemics.

According to the data of January-September, 2023, total actually gas supply exceeded 2,11 Bcm. Considering the forecast data, actual annual demand on gas will be equal to approx. 3,2 Bcm in 2023.

Analysis of gas demand forecast results in the long run (source: Projections of Natural Gas Annual and Peak Demand in Georgia Through 2050, Report, EIHP, Zagreb, November, 2023) during various scenarios of development of the country's energy shows that by the year 2050 gas consumption in Georgia may vary between 2,16 and 7,23 billion cubic meters per year.

Considering analysis of the obtained results and the target data defined by the country's energy policy and the National Energy and Climate Plan (NECP), estimated forecast parameters of long-term gas consumption have been selected by a joint decision of the Ministry of Economy and Sustainable Development of Georgia and specialized departments of GOGC. The first, so-called "optimistic" scenario envisages an active engagement of the state for achievement of mandatory goals of decarbonization of energy, which will be ensured by reduction of total consumption of energy, considerable increase of electricity share in the energy balance and active facilitation of development of renewable energy. The second, so-called "conservative" scenario implies moderate development (approximated to historical trend) of renewable energy and comparatively lower share of electricity in the total energy balance.

As the analysis shows, under conditions of forecasted gas consumption, guaranteed supply of market may face a significant risk, as the Supplemental Gas Purchase and Sale Agreement expires after 2026 and the long-term contract concluded with SOCAR expires in 2030. The above deserves particular attention considering the fact that today Azerbaijan is mainly

focused on fulfillment of obligation of delivery of doubled volumes of gas (20 Bcm/year) to the EU from the year 2027 and is less likely to express readiness to prolong contract with Georgia.

### **Challenges related to energy security**

Achievement of planned target indicators of decarbonization and ensuring significant increase of share of renewable energy sources for meeting the demand on primary energy resources, requires significant additional investments for production, transportation and adequate arrangement of reserving infrastructure, in addition to various technical-economic measures and political will. At the same time a complicated and expensive transitional process will be carried out under conditions of deficit of available capital preconditioned by outcomes of economic recession related to COVID pandemics and the region's unpredictable political situation created as a result of Russo-Ukrainian war.

Despite the general growing trend of demand on primary energy resources, Georgia significantly lags behind averaged indicators of industrially developed regions and the world, as well as neighbor countries by level of energy consumption per capita, which is accompanied by high level of energy capacity of products produced in the country compared to the leading industrial countries. Therefore, to achieve the desirable level of wellbeing of the population, it is necessary to significantly increase consumption of energy resources, first of all, electricity, together with introduction of energy-efficient technologies.

Energy security implies continuous energy supply, ensuring security of supply at an acceptable price, protection of state and its population from any kind of deficit of energy resources or unplanned delay in supply which may occur under influence of natural, technological, political and social-economic, internal or external factors.

Unplanned delays in supply in the natural gas sector of Georgia are related to risks associated with termination of import, political, commercial reasons, technological or natural disasters, while resilience of the system is defined by the ability to restore supply with minimum losses and urgently or replace the source, route of supply or imported natural gas from reserves or with alternative resources.

In the current period, the main challenges of the energy security of Georgia are related to:

- Geopolitical factors which are mainly related to occupation of a part of the country's territory by Russia (in the energy sector, occupation is expressed by several main negative factors, including by location of critical infrastructure (main oil and gas pipelines, high voltage power transmission lines, Enguri HPP etc.) on the occupied territories and in their vicinity, high participation of Russian state and commercial

companies in the sector, etc.);

- Critically high dependence on import of energy resources and growing trend of this dependence;
- Obsolescence of energy infrastructure and incompliance with international technical standards;
- Complexity of diversification of energy resource supply sources and routes;
- Inexistence of reserves of energy resources;
- Inadequate level of cybersecurity of the existing energy assets, as well as inadequate use of software and electronic services in the process of preparation of development plans and operational management;
- Deficit of available capital during the transitional process preconditioned by the economic and geopolitical situation created in the region.

Potential negative impact of these challenges creates significant threats and risks and preconditions critical vulnerability of supply of energy resources.

Guaranteed receipt of imported resources is one of the external factors which may create significant risks and threats to ensuring wellbeing of the population, and in particularly extreme situations – to the country's territorial integrity or proper functioning of state institutions. Diversification of imported sources and routes of supply will facilitate reduction of energy security risks.

As the analysis shows, creation of a critical situation in gas sector may be related to lack of strategic reserves, which preconditions a particularly low level of the system flexibility, while the country is almost entirely dependent on imported fuel and gas plays a leading role in the energy balance, together with imported petroleum products.

Likelihood of creation of a critical situation is high due to complexity of foreseeing efficiency of long-term risk agreements concluded with foreign partners in the long run, considering that these importer countries dominate in other sectors of energy too and control a significant part of main means of distribution (according to the data of the first half of the year 2023, more than 80% of petroleum products consumed in Georgia are imported from Russia, while Azerbaijani companies control gas distribution companies serving more than half of the country's consumers).

Emergencies on infrastructure and delays in supply under influence of climatic factors are related to a high risk of creation of frequent and damaging critical situations.

Creation of a critical situation in the natural gas sector may be related to deficiency of infrastructure, lack of fuel reserves, which preconditions the system's practical inability to ensure efficient operation during peak consumption period or in case of unforeseen delays or termination of supply.

Critical increase of peak consumption is related to a drastic seasonal changeability of climatic conditions and adequate variability of gas demand in the household sector and thermal power generation by seasons. Delays in supply may be caused by emergencies related to natural disasters or technological failure, which are preconditioned by peculiarities of terrain and climate of Georgia, unstable political situation in the region and low technical reliability and insufficient throughput of main pipelines and part of related equipment.

Up to 10 cases of unscheduled termination of gas supply have been observed in Georgia during recent years and their major part was mainly related to natural disasters. As a result, supply of gas volumes delivered to the country from various sources was terminated in an emergency mode during the period of 1-3 weeks or was reduced by at least 20-30% of the total supply.

Long-term experience shows that damages of obsolete infrastructure caused by corrosion are another main reason for its breakdown.

Damages caused by subjective reasons are less intensely observed under conditions of construction and operation of main gas pipelines of Georgia.

Severe gas shortage may be created in case of unscheduled termination of supply from any key source (Azerbaijan or Russian Federation), under conditions of winter peak consumption. Therefore, it becomes necessary to carry out special, immediate measures for the purpose of avoidance of problems related to supply of fuel and electricity to consumers.

Delays in supply related to technological failures developed on the supplier's gas fields or necessity of performing preventive works and testing on transport pipelines and measurement points are also observed periodically.

In addition to necessity of timely elimination of outcomes of emergencies caused by various reasons, significant difficulties are created due to impossibility of rational management and seasonal balancing of gas flows by own efforts, under conditions of consumption misbalance and relatively stable supply of imported gas. Gas consumption in Georgia is characterized by strongly expressed misbalance during winter and summer periods, which is mainly preconditioned by necessity of increase of share of TPPs in electricity generation during winter period, when hydrogeneration is sharply reduced due to low water level, as well as

by transition of the household sector into intensive heating mode. The tendency of unequal gas consumption by seasons is practically unchanged based on the long-term observation. Misbalance of daily consumption of volumes supplied during peak and nominal loads is particularly considerable.

Balancing misbalance between demand and supply of winter and summer periods represents a significant problem. Urgency of the issue is also preconditioned by growth of peak consumption correlated to increase of total gas consumption, which makes the process of effective management of gas flows seriously complicated, due to lack of internal reserves and limited throughput of transborder infrastructure.

### **Critical infrastructure**

In terms of energy security of the country, particular attention is attached to protection of critical infrastructure whose functioning may become risky for security of the country or separate region(s).

Critical energy infrastructure includes energy generation and production facilities, transport networks and other elements on which maintaining national security, the country's economic viability, and health protection of population depends. Therefore, it is necessary to take care of ensuring functioning of critical infrastructure and its protection from natural disasters, terrorist acts, cyberthreats and other possible damaging factors.

In addition to protection from damaging kinetic or virtual impact, high level resilience is required from systems containing critical infrastructure, which implies their readiness to quickly adapt to changed conditions: In particular, they should be able to resist and/or quickly restore in case of unplanned delays in operation after target attacks, accidents, naturally caused threats or incidents.

Georgia's critical infrastructure under priority protection may include:

- Responsible sections of main (transportation) oil and gas pipeline systems, significant process units and transborder measurement points (for example, pass, hardly accessible sections of the main gas pipelines, whose failure during heavy snow in winter may lead to termination of gas supply to consumers of Georgia for a long period of time);
- Responsible sections and significant process units of average and high-pressure gas distribution systems of a region or a large city (for example, sections of the pipeline connecting Tbilisi gas distribution network to the main gas pipeline system);
- Storage systems of strategic and/or operational reserve, such as gas storages, liquefied natural gas storages, oil and petroleum product storages etc.;
- Responsible sections and significant process units of oil and gas pipeline transit systems (for example, interconnector connecting the SCP Georgian section Area 72 to



the main gas pipeline system of Georgia, oil and gas pipeline pumping and compression stations etc.).

### **Operational and strategic reserves**

During peak loads and/or in case of unplanned termination (or significant reduction) of supply, severe gas shortage is created and it becomes necessary to carry out special, expensive and instant measures for avoidance of significant complications of supply of fuel and electricity to consumers.

Particularly severe situation may be created, if unplanned termination of gas supply from key source(s) takes place for any reason. Termination of gas supply from Azerbaijan preconditions occurrence of shortage of about 50% of demand. Also, unplanned termination of gas supply from Russia may result in about 45% shortage during peak consumption periods.

In general, the tendency of increasing the share of the Russian gas in the total balance in the recent period represents a significant challenge for the energy security of Georgia. The tendency of increasing the dependence on the Russian gas reaches a particularly high level in the peak gas consumption period (share of the Russian gas in the total balance exceeded 40-45% during the peak consumption in January-February 2023). Peak consumption for the years 2022-2023 exceeded the peak consumption of the pre-pandemic period by almost 25%. In case Azerbaijani gas continues to be delivered only by SOCAR-owned pipelines (for the purpose of vacating the SCP capacity), the volume of the Russian gas in the days of peak consumption may exceed 10 Mm<sup>3</sup>, which should be considered undesirable in terms of energy security. Therefore, it is recommended to ensure filling the gas deficit from other sources or reserve volumes during unplanned termination of supply or in the winter peak consumption period to balance seasonal and operational demand.

The discussed plan envisages establishment of expediency of supply of natural gas from alternative sources to fill the possible deficit of gas supply due to the increasing demand and expiry of the existing contracts and selection of alternative means of balancing seasonal and operational misbalance of gas demand, including, by implementation of the underground gas storage, LNC or CNG storage projects or projects of mutual assistance with neighbor and the Energy Community countries etc.

### **Infrastructure development**

For the purpose of meeting the demand of the country and separate regions with energy resources, it is necessary to rehabilitate part of morally and technically obsolete transport infrastructure due to its insufficient throughout and low technical reliability. Furthermore, despite the fact that a positive trend of reduction of natural gas losses is observed in general,

losses observed in the process of gas transportation and particularly, distribution, are yet inadmissibly low.

Works of rehabilitation and modernization of key sections and branches of main gas pipelines serve the goal of increasing the gas pipeline system's operational flexibility and reliability to ensure unhindered and effective distribution of the forecast gas demand throughout the country. .

According to the Ten-Year Network Development Plan (see: Ten-Year Network Development Plan (2021-2030), Strategic Planning and Projects Department, GOGC, Tbilisi, 2020), the priority projects to be implemented in the short- and medium-term periods include rehabilitation of critical sections of the East-West Main Gas Pipelines, and the long-term projects include construction of interconnectors connecting various routes and branches of the main gas pipeline of Georgia, including reserving critical infrastructural sections located in mountainous regions which are hardly accessible during adverse weather conditions and it is complicated to start their immediate rehabilitation in case of emergency.

Implementation of investment infrastructural projects to be implemented as a priority in the short-term period ensures guaranteed gas supply of the country's western and central regions, including considering the prospects of development of the free industrial zones and the Black Sea recreational zone.

The medium- and long-term infrastructure development plan mainly envisages the projects of high-pressure gas supply to Gardabani TPPs through the pipeline connecting to interconnectors, including Vale-Vani and Tabatskhuri-Bakuriani connector, as well as the South Caucasus Pipeline to the main gas pipeline system of Georgia.

Implementation of projects of restoration and development of the main gas pipeline system of Georgia, as well as its branches and interconnectors will lay a basis for replacement of the dead-end architecture of the gas supply system of Georgia with highly reliable circular gas supply, which allows for redirecting gas flows in critical situations for the purpose of guaranteed gas supply of any consumers and will significantly increase the operation area and technological reliability of the unified gas supply system.

### **Legislation and integration into international energy organizations**

Within the framework of the Association Agreement with the EU, Georgia signed the Protocol of Accession to the European Energy Community on October 14, 2016 which was ratified by the Parliament on April 21, 2017. Since then, Georgia has been enjoying advantages of the country holding a status of the full-fledged contracting party of the Energy Community and is obliged to ensure introduction of key principles of the European energy market formation in Georgia (considering the exceptions (benefits) related to peculiarities of the internal gas market, including those related to transit projects). In

particular, in accordance with requirements related to energy trade under the Association Agreement, Georgia is gradually harmonizing the energy legislation of the country with the EU legislation.

According to the agreed plan, it was considered necessary to introduce the following European directives and regulations in the gas sector of Georgia:

- Directive 2009/73/EN concerning common rules for internal market in natural gas;
- Regulation (EC) No 715/2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks;
- Directive 2004/67/EC concerning measures to safeguard security of natural gas supply (which is already replaced by Regulation (EU) No 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC and Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2017 concerning measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No 994/2010

Therefore, the long-term policy of the country's natural gas sector development envisages creation of a favorable environment for competitive trade with natural gas and ensuring protection of consumer interests, as well as significant reduction of critical dependence on dominant suppliers.

### **Energy law**

The Law of Georgia on Energy and Water Supply represents an adapted version of the respective laws of the EU, considering peculiarities of the energy market of Georgia.

Main objectives of the Law for natural gas sector are the following:

- to establish common rules for the organization and functioning of natural gas market of Georgia, including, its further development and management, for the purpose of integration with the Energy Community countries markets;
- to set the terms and conditions for the provision of public service obligations in natural gas sector, and to ensure the protection of interests of final customers;
- to regulate and monitor the unbundling of transmission system operators and distribution system operators, as well as to ensure their effective independence from other energy activities and related commercial interests.

### **Unbundling of competitive and monopolistic activities**

According to law, transmission is activity of public interest which include transportation of natural gas through the transmission network, its operation, maintenance, development and other related activities required for safe, reliable and efficient functioning of the entire natural gas system of Georgia.

Transmission system operator must be established as a specialized and independent energy enterprise having a status of a legal entity created under the Georgian legislation. Independence of the operator is achieved by separation from integrated enterprise, which implies effective separation of activities related to energy infrastructure from commercial interests and is achieved by division of property and/or ensuring legal, functional, administrative, operational and decision-making independence.

The law defines that each enterprise which owns a transmission system must act as a transmission system operator and obtain a license for transmission activities. As an exception, according to the terms and conditions defined by a special paragraph of a clause of the Law related to unbundling, it is allowed to establish a so-called Independent System Operator (ISO) which does not represent a transmission system owner.

At the same time, it should be mentioned that a shareholder of a vertically integrated enterprise and the transmission system operator may not be the same state authorities (for example, Ministry), institution or another public body of Georgia. They should represent two separate public bodies, one of which exercises control on the transmission system operator and the other – on the enterprise which carries out production, supply or other competitive activities. Under the conditions of Georgia, this provision limits the possibility of control of the transmission system operator (GGTC) and the network owner enterprise carrying out competitive activities ("Transmission System Owner" affiliated with GOGC) by the same public authority.

Based on the above provisions of law and consultations with the Energy Community experts, considering the existing long-term contracts, ensuring supply security of the country and international commitments of key players of the natural gas market of Georgia, "Independent System Operator" (ISO) has been established on the basis of "Georgian Gas Transportation Company" LLC and the main gas pipeline network was transferred into ownership of a newly established company – "Georgian Natural Gas Transmission Network Owner" LLC, subsidiary of GOGC, which is independent, in terms of legal form, organization and decision-making, does not participate in activities related to transmission, distribution and storage.

The law defines the issues of security of natural gas supply similarly to requirements of the respective EU requirements, which includes measures related to security of supply, in particular, the national emergency plan prepared in advance, the terms and conditions of restriction of gas supply in case of emergency and monitoring of security of gas supply.