

UDC 622.32

SCOPUS CODE 1903

<https://doi.org/10.36073/1512-0996-2025-2-160-170>

ფორიანობის საშუალო მნიშვნელობის განსაზღვრა ალბათურ-სტატისტიკური მეთოდით

ნათელა მაისურაძე

ნავთობისა და გაზის ტექნოლოგიების დეპარტამენტი, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, საქართველო, 0160, თბილისი, მ. კოსტავას 75

E-mail: n_maisuradze@gtu.ge

ვალერი

ხითარიშვილი

ნავთობისა და გაზის ტექნოლოგიების დეპარტამენტი, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, საქართველო, 0160, თბილისი, მ. კოსტავას 75

E-mail: v.khitarishvili@gtu.ge

რეცენზენტები:

თ. ბარაბაძე, სტუ-ის სამთო-გეოლოგიური ფაკულტეტის პროფესორი, გეოლოგია-მინერალოგიის მეცნიერებათა კანდიდატი

E-mail: t.barabadze@gtu.ge

მ. წურჭუმია, სტუ-ის სამთო-გეოლოგიური ფაკულტეტის ასოცირებული პროფესორი, ტექნიკის მეცნიერებათა კანდიდატი

E-mail: tsurtsumiamadona03@gtu.ge

ანოტაცია. ნავთობისა და გაზის კოლექტორების უმნიშვნელოვანესი ტევადობითი პარამეტრის, ფორიანობის საშუალო მაჩვენებლის განსაზღვრის ალბათურ-სტატისტიკური მეთოდით გამოთვლილ იქნა სამგორ-პატარძელის ნავთობის საბადოს ნაპრალოვან-კავერნული ფორიანობის საშუალო მნიშვნელობა. საწყისი მონაცემები, რაც გამოყენებული იყო გამოთვლებისთვის, მიიღეს სამგორ-პატარძელის ნავთობის საბადოს ჭაბურღილების გეოფიზიკური გამოკვლევის შედეგად. გამოთვლების შედე-

გი შეწონილი ფორიანობების მიხედვით განსაზღვრულ საშუალო მნიშვნელობას შეადარეს.

საკვანძო სიტყვები: ალბათობა; განაწილება; მონაცემი; საბადო; საშუალო მაჩვენებელი; სიხშირე; სტატისტიკა; ფორიანობა; ჭაბურღილი.

შესავალი

ნავთობისა და გაზის კოლექტორების ძირითადი ფიზიკური თვისებების შესწავლას და სხვა-

დასხვა ფიზიკურ-ქიმიური პარამეტრების გავლენის გამოკვლევას ფენის ექსპლუატაციის პროცესში დიდი მნიშვნელობა აქვს.

კოლექტორების ფილტრაციულ-ტევადობითი თვისებების შესწავლის გარეშე არ შეიძლება ობიექტური წარმოდგენა გვექმნოდეს იმ პროცესების შესახებ, რომლებიც მიმდინარეობს პროდუქტიულ ფენში მისი დამუშავებისა და ექსპლუატაციის სხვადასხვა სტადიაზე.

ფორიანობა ნავთობგაზშემცველი ქანის უმნიშვნელოვანესი ტევადობითი პარამეტრია, რომელიც გამოიყენება ნახშირწყალბადების საბადოების მარაგების გამოთვლისას და ფორიან გარემოში ფლუიდების ფილტრაციის პროცესის შესწავლისას.

ძირითადი ნაწილი

როგორც ცნობილია, ფორიანობის რაოდენობრივ მაჩვენებელს განსაზღვრავენ პროდუქტიული ფენიდან აღებული ქანების ნიმუშების ლაბორატორიული შესწავლის ან ჭაბურღილების გეოფიზიკური გამოკვლევების საფუძველზე. ქანების არაერთგვაროვნების გამო, გამოთვლებში იყენებენ ფორიანობის საშუალო მნიშვნელობებს [1]. ნავთობგაზიანი ფენის საშუალო ფორიანობის განსაზღვრა კი სხვადასხვა მეთოდით ხდება. მაგ., თუ დადგენილია, რომ ფენი შედგება შუაშრეებისაგან, რომელთა სისქეებია – $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$ და რომლებსაც აქვს ფორიანობა – $m_1, m_2, m_3, \dots, m_n$, მაშინ ფენის ფორიანობის საშუალო შეწონილი მნიშვნელობა გამოითვლება შემდეგი ფორმულით:

$$m = \frac{h_1 m_1 + h_2 m_2 + h_3 m_3 + \dots + h_n m_n}{h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_n} = \frac{\sum h_i m_i}{\sum h_i}.$$

თუ ფენი გაბურღულია n რაოდენობის ჭაბურღილებით, რომელთა დრენირების ფართობებია: $F_1, F_2, F_3, \dots, F_n$ და ფენის სისქეები, $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$, მაშინ ფენის ფორიანობის საშუალო შეწონილი მნიშვნელობა იქნება:

$$m = \frac{F_1 h_1 m_1 + F_2 h_2 m_2 + F_3 h_3 m_3 + \dots + F_n h_n m_n}{F_1 h_1 + F_2 h_2 + F_3 h_3 + \dots + F_n h_n} = \frac{\sum F_i h_i m_i}{\sum F_i h_i}.$$

როგორც ცნობილია, სამგორ-პატარძელის ნავთობის შუაეოცნურ ვულკანოგენურ კოლექტორებში ნახშირწყალბადები დაგროვილია მეორეულ სიცარიელებში. ნავთობგაზგაჯერებული გეოლოგიური ჭრილი გამოკვლეულია გეოფიზიკური მეთოდებით. სამგორ-პატარძელის ნავთობის შუაეოცნური ბუდობის კოლექტორის ნაპრალოვან-კავერნული ფორიანობა 23 ჭაბურღილში იყო განსაზღვრული. მიღებული მოსაზრების თანახმად, ნაპრალოვან-კავერნული ფორიანობის დაბალი მნიშვნელობების (1,5%-ზე ნაკლები) არსებობისას მიკროკავერნული ფორიანობის წილი უმნიშვნელოა, ხოლო მაღალი მნიშვნელობის დროს მათი როლი იზრდება, ფორიანი სივრცის სტრუქტურა რთულდება და გამოდევნის კოეფიციენტი მცირდება [2]. საბადოზე შეინიშნება ნაპრალოვან-კავერნული და ბლოკური ფორიანობების ჯამის გაზრდით გამოდევნის კოეფიციენტის შემცირების ტენდენცია. კერძოდ, როცა საერთო ფორიანობა იცვლება 1–1,5%-ის ფარგლებში, გამოდევნის კოეფიციენტი საშუალოდ 0,5–0,6-ს შეადგენს, ხოლო საერთო ფორიანობის 3–4%-ის ფარგლებში ცვლილებისას 0,2–0,3-მდე მცირდება.

ამ დროს ნაპრალების სიხშირე დიდია, მაგრამ მათი გახსნილობის ხარისხი – დაბალი [3].

სამგორ-პატარძელის ნავთობის შუაეოცენური ბუდობისთვის გამოთვლილ იქნა საშუალო შეწონილი ფორიანობა. ზემო აღნიშნულის გათვალისწინებით, გამოთვლის დროს 5%-ზე მაღალი საერთო ფორიანობის შესაბამისი ნაპრალოვან-კავერნული ფორიანობის მნიშვნელობები მხედველობაში არ ყოფილა მიღებული. ასევე უგულებელყოფილ იქნა

ნულოვანი მნიშვნელობები, რაც მოცემულ ინტერვალში ნაპრალის არარსებობაზე მიუთითებს. საშუალო შეწონილი ფორიანობის მნიშვნელობები ცალკეული ჭაბურღილებისათვის მოცემულია პირველ ცხრილში.

სამგორის თაღზე საშუალო შეწონილმა ფორიანობამ შეადგინა 1,005%, ხოლო პატარძელის თაღზე – 1,11%. საშუალოდ საბადოზე კი მისი მნიშვნელობა 1,05%-ს შეადგენს.

ცხრილი 1

ფორიანობის მნიშვნელობები

	ჭაბურღილის #	საშუალოშეწონილი ნაპრალოვანი ფორიანობა, %		ჭაბურღილის #	საშუალოშეწონილი ნაპრალოვანი ფორიანობა, %
სამგორის თაღი	14	1	პატარბეულის თაღი	8	1,11
	24	0,7		13	0,88
	32	0,71		34	1,08
	39	0,79		67	1,12
	42	0,74		68a	1,5
	50	0,85		71	1,21
	54	1,02		74	1,09
	76	1,4		75	1,08
	81	1,18		80	1,17
	82	1,06		90	0,84
	83	1,19			
	85	1,34			
	170	1,23			
	საშუალოდ 1.005				საშუალოდ 1.11
	საშუალოდ საბადოზე 1.057				

ფენის თვისებების მახასიათებელი პარამეტრების საშუალო სიდიდეების განსაზღვრისათვის გამოიყენება სტატისტიკური მეთოდებიც, რომლებიც განსახილველი სისტემების ფიზიკურ თვისებებზე დამატებით ინფორმაციას იძლევა.

ღია ფორიანობის საშუალო მნიშვნელობის დასადგენად გამოიყენება მონაცემთა დამუშავების ალბათურ-სტატისტიკური მეთოდი.

ალბათურ-სტატისტიკური მეთოდებით შესაძლებელია არა მხოლოდ შესასწავლი პარამეტრის

საშუალო მნიშვნელობის განსაზღვრა, არამედ საშუალო მნიშვნელობიდან ცალკეული სიდიდეების გადახრის ხარისხისა და სხვადასხვა პარამეტრის შორის კორელაციების დადგენა.

ნავთობსარეწაო გეოლოგიის პრაქტიკაში გვაქვს საქმე შესასწავლი პარამეტრის მნიშვნელობის გარკვეულ რაოდენობასთან ანუ გამოკვლევების შედეგების საწყის რიგთან. სტატისტიკური ანალიზის ჩასატარებლად საწყისი რიგი უნდა გარდაიქმნას მოწესრიგებულ სტატისტიკურ განაწილების რიგად [4].

მას შემდეგ, რაც მონაცემები ორგანიზებული იქნება სიხშირეთა განაწილების სახით, ისინი შესაძლებელია წარმოდგენილ იქნეს გრაფიკული ფორმით. მონაცემთა განაწილების ვიზუალურად წარმოსაჩენად უნდა აიგოს სიხშირეთა პოლიგონები, ჰისტოგრამები და დაგროვილ სიხშირეთა გრაფიკი, რომლებიც შესასწავლი პარამეტრის მნიშვნელობების განაწილების კანონზომიერებას ასახავს და სტატისტიკურ მონაცემთა შემდგომი დამუშავების მეთოდის შერჩევის საშუალებას იძლევა.

ფორიანობის საშუალო მაჩვენებლის გაანგარიშებას და მონაცემთა რანგირებული რიგის ცხრილის შედგენას შემდეგი თანამიმდევრობით ვახდენთ:

1. პირველ რიგში ვადგენთ ფორიანობის მონაცემთა კლასების რაოდენობას სტერჯენის ფორმულის საშუალებით:

$$n = 1 + 3.322 \lg N,$$

სადაც N არის საწყის მონაცემთა რაოდენობა;

2. შემდეგ მონაცემთა მწკრივში ვპოულობთ მაქსიმალურ და მინიმალურ მნიშვნელობებს და

განვსაზღვრავთ კლასების ინტერვალების სიგრძეს ანუ ბიჯს:

$$d = \frac{x_{max} - x_{min}}{n},$$

3. გამოვთვლით თითოეული კლასის საშუალო მნიშვნელობას;

4. განვსაზღვრავთ თითოეულ კლასში ფორიანობის სიხშირეებს (f_i);

5. გამოვთვლით დაგროვილ სიხშირეს და სიხშირის სიმკვრივეს (f_i/d);

6. ფორიანობის ნამდვილ მნიშვნელობებს ვცვლით პირობითი ვარიანტებით, რომლებიც გამოითვლება ფორმულით:

$$\alpha_i = \frac{x_i - x_0}{d},$$

სადაც X_i კლასის შუა წერტილია, X_0 – წერტილი, რომელსაც კლასების რიგში ცენტრალური ადგილი უჭირავს ან აქვს მეტი სიხშირე;

7. პირველი პირობითი საწყისი მომენტი ანუ ალბათობის თეორიაში მათემატიკური ლოდინი ტოლია:

$$V'_1 = \frac{\sum (f_j * \alpha_j)}{N};$$

8. ფორიანობის საშუალო მნიშვნელობა გამოითვლება ფორმულით:

$$M_x = \bar{K}_{no} = V'_1 * d + x_0.$$

9. მეორე პირობითი საწყისი მომენტი

$$V'_2 = \frac{\sum (f_j * \alpha_j^2)}{N},$$

10. შემდეგ გამოითვლება დისპერსია და სტანდარტული გადახრა, რომლებიც მონაცემთა ცვალებადობის ხარისხის დასადგენად გამოიყენება. ალბათობის თეორიასა და მათემატიკურ სტატისტიკაში დისპერსია მონაცემთა გაფანტულობის საზომია [5]:

$$\sigma = [V_2' - (V_1')] * d^2.$$

სტანდარტული გადახრა დისპერსიიდან ტოლია კვადრატული ფესვისა:

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2};$$

11. ვარიაციის კოეფიციენტი, რომელიც აღწერს რამდენად ახლოსაა მონაცემების განაწილება საშუალო მაჩვენებელთან, იანგარიშება სტანდარტული გადახრის შეფარდებით საშუალო მნიშვნელობასთან:

$$W = \frac{\sigma}{M_x} * 100.$$

12. ბოლოს გამოითვლება ფორიანობის საშუალო მაჩვენებლის აბსოლუტური (E) და ფარდობითი (E') ცდომილებები:

$$E = \pm \frac{t * \sigma}{\sqrt{N}},$$

სადაც t გარანტიის კოეფიციენტი, რომელიც განსაზღვრავს ფაქტობრივი ცდომილების მიღების ალბათობას, t = 1, 2, 3; გამოთვლებში მიიღება 2-ის ტოლი.

გამოსათვლელი პარამეტრის ფარდობითი ცდომილებაა

$$E' = \frac{E}{M_x} * 100.$$

საწყის მონაცემებს, რაც გამოყენებულ იქნა გამოთვლებისთვის, წარმოადგენდა სამგორ-პატარძელის ნავთობის საბადოს ჭაბურღილების გეოფიზიკური გამოკვლევების შედეგები. როგორც ზემოთ აღინიშნა, ფორიანობა განსაზღვრულ იქნა 23 ჭაბურღილში, რომელთაგან 10 ჭაბურღილი პატარძელის თაღს ეკუთვნის, 13 – სამგორის თაღს. გამოთვლების ალბათურ-სტატისტიკური მეთოდი თაღებისთვის ცალ-ცალკე გამოვიყენეთ. გასაანალიზებელი საწყისი მონაცემები პატარძელის თაღისთვის სხვადასხვა ჭაბურღილსა და ინტერვალში შეადგენდა განსაზღვრულ ფორიანობის 79 მაჩვენებელს, სამგორის თაღისთვის - 271-ს. აღნიშნული მაჩვენებლები დავყავით კლასებად, სტერჯენის ფორმულის გამოყენებით დავადგინეთ კლასების რაოდენობა, განვსაზღვრეთ კლასების ინტერვალის სიგრძე (0,5), საზღვრები, კლასების საშუალო მაჩვენებლები, სიხშირეები, დაგროვილი სიხშირე, სიხშირის სიმკვრივე (ცხრილები 2,3).

პატარძელის თაღის მაჩვენებლების ანალიზი

ცხრილი 2

პატარძელის თაღის ფორიანობის მაჩვენებლების განაწილების რანგირებული რიგი

ფორიანობის კლასები	კლასის საზღვრები, %	კლასის საშუალო, %	სიხშირე, fi	დაგროვილი სიხშირე	სიხშირის სიმკვრივე	პირობითი ვარიანტი, αi	αi ²	fi * αi	fi * αi ²
1	0.01-0,5	0.3	18	18	36	-2	4	-36	72
2	0.5-01	0.8	17	35	34	-1	1	-17	17
3	1.0-1,5	1.3	23	58	46	0	0	0	0

4	1.5-2	1.8	9	67	18	1	1	9	9
5	2-2,5	2.3	4	71	8	2	4	8	16
6	2.5-3	2.8	5	76	10	3	9	15	45
7	3-3,5	3.3	3	79	6	4	16	12	48
			$\Sigma 79$					$\Sigma 9$	$\Sigma 207$

პირველი პირობითი საწყისი მომენტი $V_1' = -9/79$
 $= -0.114$.

ნაპრალოვანი ფორიანობის საშუალო მნიშვნე-
 ლობა პატარმეულის თაღისათვის

$$M_x = -0.114 \cdot 0.5 + 1.3 = 1.24.$$

რაც შეეხება მათემატიკური სტატისტიკის სხვა
 ელემენტებს, მეორე პირობითი საწყისი მომენტი
 ტოლია:

$$V_2' = 207/79 = 2.62.$$

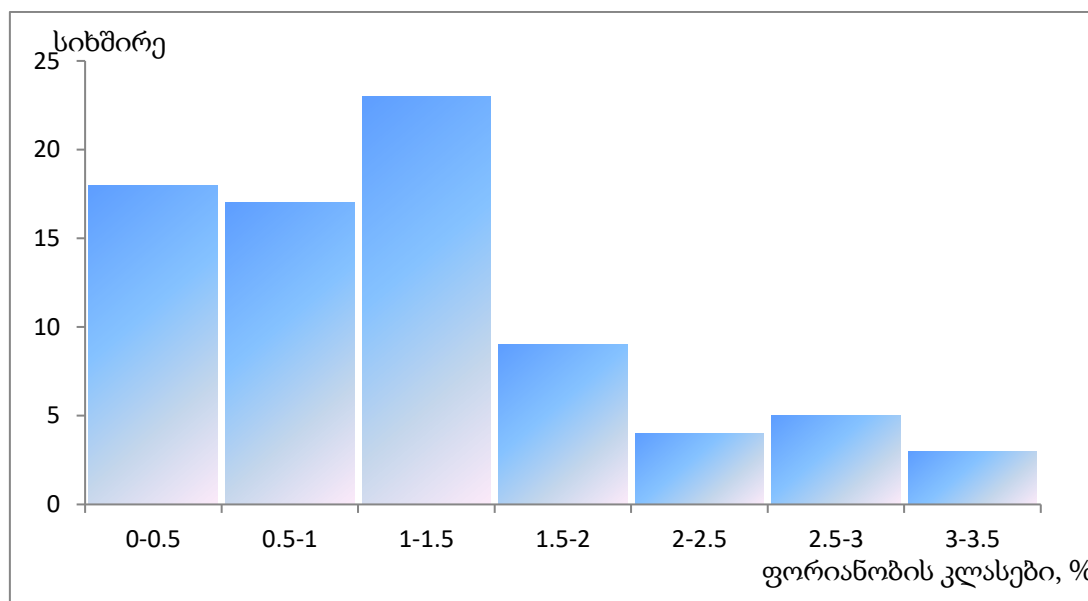
$$\text{დისპერსია } 6^2 = [2.62 - (-0.114^2)] \cdot 0.5^2 = 0.65.$$

საშუალო კვადრატული გადახრა (იგივე სტან-
 დარტული გადახრა) $\sigma = 0.8$. ვარიაციის კოეფიციენ-
 ტია – $W = (0.8/1.24) \cdot 100 = 65\%$.

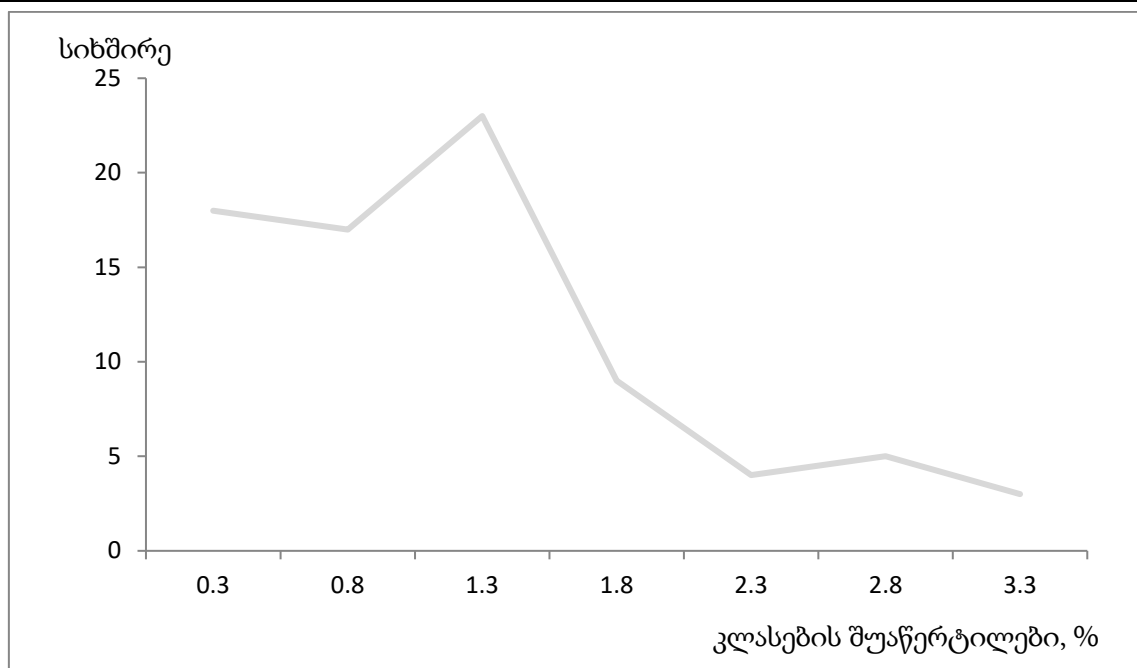
ფორიანობის საშუალო მაჩვენებლის განსაზღვ-
 რის აბსოლუტური და ფარდობითი ცდომილებები:

$$E = (2 \cdot 0.8) / \sqrt{79} = 0.18\%; \quad E' = (0.18/1.24) \cdot 100 = 14.6\%$$

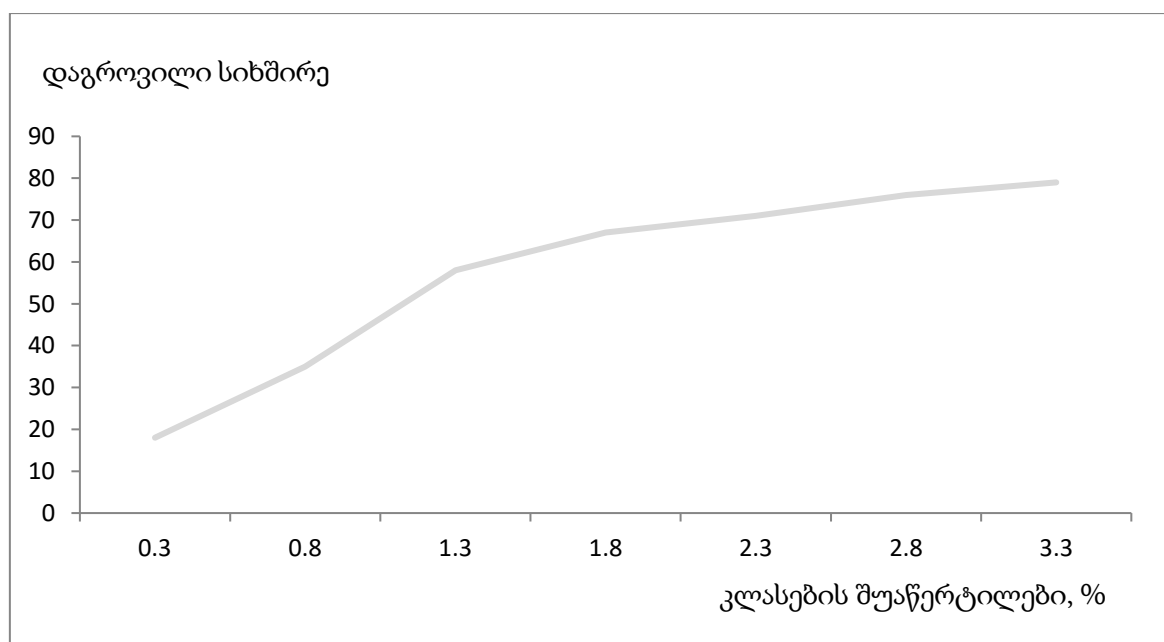
ფორიანობის მონაცემთა განაწილება ვიზუალუ-
 რად წარმოჩენილია 1-ელ, მე-2 და მე-3 სურათებზე.



სურ. 1. პატარმეულის თაღის ფორიანობის ჰისტოგრამა



სურ. 2. სიხშირეთა პოლიგონი (პატარმეული)



სურ. 3. დაგროვილ სიხშირეთა გრაფიკი ანუ ოგევა (პატარმეული)

სამგორის თაღის მაჩვენებლების ანალიზი

ცხრილი 3

სამგორის თაღის ფორიანობის მაჩვენებლების განაწილების რანგირებული რიგი

ფორიანობის კლასები	კლასის საზღვრები, %	კლასის საშუალო, %	სიხშირე, f_i	დარევილი სიხშირე	სიხშირის სიმკვრივე	პირობითი ვარიანტი α_i	α_i^2	$f_i \cdot \alpha_i$	$f_i \cdot \alpha_i^2$
1	0.06-0.5	0.28	26	26	52	-4.94	24.4	-128	634
2	0.5-1	0.75	72	98	144	-4	16.0	-288	1152
3	1-1.5	1.25	70	168	140	-3	9.0	-210	630
4	1.5-2	1.75	41	209	82	-2	4.0	-82	164
5	2-2.5	2.25	29	238	58	-1	1.0	-29	29
6	2.5-3	2.75	15	253	30	0	0.0	0	0
7	3-3.5	3.25	12	265	24	1	1.0	12	12
8	3.5-4	3.75	3	268	6	2	4.0	6	12
9	4-4.5	4.25	2	270	4	3	9.0	6	18
10	4.5-5	4.75	1	271	2	4	16.0	4	16
			$\Sigma 271$					$\Sigma -709$	$\Sigma 2667.5$

პირველი პირობითი საწყისი მომენტი

$$V_1' = -709/271 = -2.62.$$

ნაპრალოვანი ფორიანობის საშუალო მნიშვნელობა სამგორის თაღისათვის

$$M_x = -2.62 \cdot 0.5 + 2.75 = 0.94.$$

მეორე პირობითი საწყისი მომენტი

$$V_2' = 2667.5/271 = 9.84.$$

დისპერსია $\sigma^2 = [9.84 - (-2.62^2)] \cdot 0.5^2 = 0.75$.

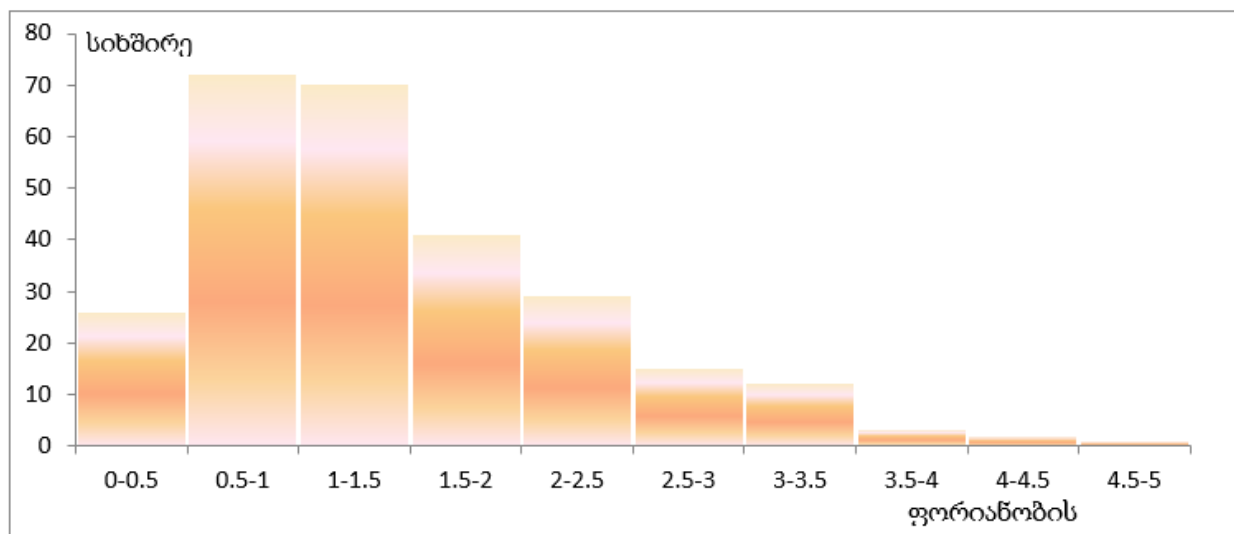
სტანდარტული გადახრა $\sigma = 0.865$.

ვარიაციის კოეფიციენტი – $W = (0.865/0.94) \cdot 100 = 92\%$.

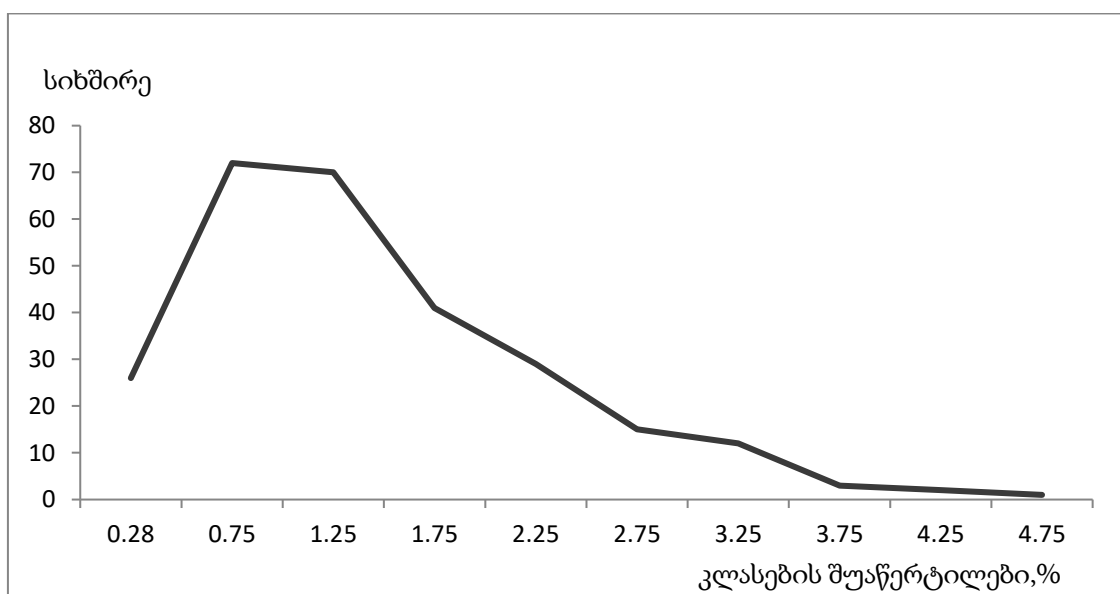
ფორიანობის საშუალო მაჩვენებლის განსაზღვრის აბსოლუტური და ფარდობითი ცდომილებებია:

$$E = (2 \cdot 0.865) / \sqrt{271} = 0.11\%; E' = (0.11/0.94) \cdot 100 = 12\%.$$

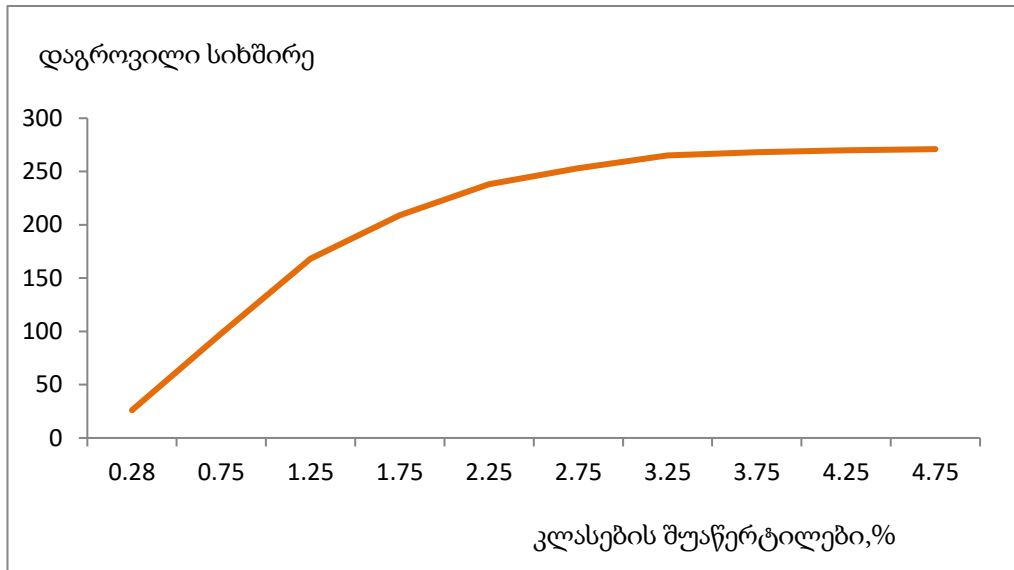
ფორიანობის მონაცემთა განაწილების გრაფიკული გამოსახულება მოცემულია მე-4, მე-5 და მე-6 სურათებზე.



სურ. 4. სამგორის თაღის ფორიანობის ჰისტოგრამა



სურ. 5. სიხშირეთა პოლიგონი (სამგორი)



სურ. 6. დაგროვილ სიხშირეთა გრაფიკი ანუ ოგევა (სამგორი)

დასკვნა

ალბათურ-სტატისტიკური მეთოდის გამოყენებით დავადგინეთ ფორიანობის საშუალო პარამეტრი. ნაპრალოვან-კავერნული ფორიანობის საშუალო მნიშვნელობამ პატარძელის თაღისათვის 1,24 შეადგინა, სამგორის თაღისათვის - 0,94. ფორიანობის საშუალო მაჩვენებელი მთლიანად საბადოზე 1,09 იქნება.

თუ ამ მაჩვენებელს შევადარებთ ინტერვალის სისქეში შეწონილი ფორიანობების მიხედვით განსაზღვრულ საშუალო მნიშვნელობას მთლიანად საბადოსთვის (1,057), ვნახავთ, რომ ალბათურ-სტატისტიკური მეთოდით გამოთვლილი მაჩვენებელი მისგან უმნიშვნელოდ განსხვავდება.

ლიტერატურა

1. Maisuradze, N., Koiava, K. & Beradze, N. (2016). *Physics of oil and reservoir*. Tbilisi: Publish House "Technical University". (In Georgian).
2. Gongliashvili, Z. & Koiava, K. (2008). *Calculation of oil and gas reserves and development plan for the Middle Eocene Samgori-Patardzeuli and Teleti fields located in the license area of "Iori field Oil and Gas" Ltd.* Tbilisi: Georgian Oil and Gas Corporation database materials. (In Georgian).
3. Maisuradze, N., Koiava, K. & Beradze, N. (2012). Use of fields development data for determining the type of collector on the example of the Middle Eocene Samgori-Patardzeuli. *Journal "Energy"*, N1(61), pp.27-28. (In Georgian).

4. Eremina, N.V. (2017). *Calculation of reserves and assessment of oil and gas resources*. Stavropol: North Caucasus federal University. (In Russian).
 5. Furtukhia, O. (2008) *Descriptive statistics, probability, theory of statistical inference*. Tbilisi: Ivane Javakhishvili Tbilisi State University. (In Georgian);
-

UDC 622.32

SCOPUS CODE 1903

<https://doi.org/10.36073/1512-0996-2025-2-160-170>

Determination of the Average Porosity Value Using a Probabilistic-statistical Method

Natela Maisuradze Department of Oil and Gas Technologies, Georgian Technical University, Georgia, 0160, Tbilisi, 75, M. Kostava str.
E-mail: n_maisuradze@gtu.ge

Valeri Khitarishvili Department of Oil and Gas Technologies, Georgian Technical University, Georgia, 0160, Tbilisi, 75, M. Kostava str.
E-mail: v.khitarishvili@gtu.ge

Reviewers:

T. Barabadze, Professor, Faculty of Mining and Geology, Candidate of Geology and Mineralogy Sciences, GTU
E-mail: t.barabadze@gtu.ge

M. Tsurtsunia, Associate Professor, Faculty of Mining and Geology, Candidate of Technical Sciences, GTU
E-mail: tsurtsuniamadona03@gtu.ge

Abstract. The article discusses a probabilistic-statistical method for determining the most important parameter of oil and gas reservoir capacity - average porosity, with the help of which the average value of fracture-cavernous porosity of the Samgori-Patardzeuli oil field was calculated. The initial data used for the calculations were the results of a geophysical survey of wells in the Samgori-Patardzeuli oil field. The calculation result is compared with the average value determined from the weighted porosity values..

Keywords: Average; Data; Distribution; Frequency; Oil field; Porosity; Probability; Statistics; Well.

განხილვის თარიღი 24.12.2024

შემოსვლის თარიღი 24.12.2024

ხელმოწერილია დასაბეჭდად 16.06.2025