



REPUBLIKA E SHQIPËRISË



UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS
FAKULTETI I GJEOLGJISË DHE I MINIERAVE
DEPARTAMENTI I BURIMEVE TË ENERGJISË



DISERTACIONI I DOKTORATËS

VLERËSIMI I REZERVAVE TË HIDROKARBUREVE DHE ARDHMËRISË SË KËSAJ INDUSTRIE NË SHQIPËRI

DEKANI I FAKULTETIT

Prof. Asoc. Shkëlqim DAJA

PËRGJEGJËSI I DEPARTAMENTIT

Dr. Bardhosh SEITAJ

UDHËHEQËSI SHKENCOR

Prof.Dr. Nevton KODHELAI

DISERTANTI

Msc. Lusjen ISMAILI

Tiranë, 2025

DEPARTAMENTI I BURIMEVE TË ENERGJISË

Adresa: Rruga e Elbasanit, Tiranë, Tel/Fax: +355 4 2375246/5, web: www.fgjm.edu.al; e-mail: departamentiburimeveenergji@fgjm.edu.al



REPUBLIKA E SHQIPËRISË



UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS
FAKULTETI I GJEOLGJISË DHE I MINIERAVE
DEPARTAMENTI I BURIMEVE TË ENERGJISË



Tiranë, më 05.06.2025

Dekani: Prof. Asoc. Shkëlqim DAJA

Përgjegjësi i Departamentit: Dr. Bardhosh SENTAJ

DETYRË MBI PËRGATITJEN E DISERTACIONIT TË DOKTORATËS

Disertanti: Msc. Lusjen Ismaili

Programi i studimit: Shkolla e Doktoratës në Inxhinieri Naftë dhe Gazi

I. Tema e Disertacionit: Vlerësimi i Rezervave të Hidrokarbureve dhe Ardhmërisë së Kësaj
Industrie në Shqipëri

II. Udhëheqësi Shkencor: Prof.Dr. Nevton Kodhelaj

III. Miratuar me Vendimin e Këshillit të Profesorëve të FGJM Nr.15 datë 21.07.2022.

IV. Përmbajtja e Disertacionit të Doktoratës (çështjet kryesore që do trajtohen):

1. Llogaritja e Rezervave Hidrokarbure për vendburimin Gorisht-Kocul (Metoda Volumore)
2. Llogaritja e Rezervave Hidrokarbure për vendburimin Gorisht-Kocul (Metoda e Bilancit Material)
3. Përpunimi i Kurbës Progresive në llogaritjen e Rezervave të Nxjerrshme për vendburimin Gorisht-Kocul
4. Përcaktimi i Parametrave Kolektoral për vendburimin Gorisht-Kocul bazuar në Përpunimin e Kurbës Progresive.
5. Llogaritja e Koeficientit të Rënies për vendburimin Gorisht-Kocul për tre periudha të ndryshme kohore të marrë në konsideratë gjatë viteve të shfrytëzimit të tij.

V. Materiali grafik (i domosdoshëm):

1. Koeficienti i tretëshmërisë, R, funksion i presionit si përfaqësues i vendburimit
 2. Koeficienti volumor funksion i presionit si përfaqësues i vendburimit
 3. Densiteti funksion i presionit si përfaqësues i vendburimit
 4. Viskoziteti funksion i presionit si përfaqësues i vendburimit
 5. Volumi i shkëmbit në izoipsin përkatës
 6. Siperfaqja në ha sipas izoipseve
 7. Ecuria e Faktorit Gaz-Naftë dhe e Presionit të Shtresës
 8. Grafiku i $F/E_o = f(\Delta P/E_o)$
 9. Grafiku i Nxjerrjes progresive në vite nga vendburimi Gorisht-Kocul
- Grafiku i Nxjerrjes progresive faktike dhe asaj të llogaritur, (ton);

DEPARTAMENTI I BURIMEVE TË ENERGJISË



REPUBLIKA E SHQIPËRISË



UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS
FAKULTETI I GJEOLGJISË DHE I MINIERAVE
DEPARTAMENTI I BURIMEVE TË ENERGJISË



○ Konsultime të detyrueshme për Disertacionin e Doktoratës:

– Referimi i parë/Mikroteza është mbajtur përpara Departamentit të Burimeve të Energjisë në datën 29.04.2024. Aty janë trajtuar këto çështje kryesore:

- REZERVUARËT GËLQEROR NË SHQIPËRI, TIPI I NAFTAVE DHE SHTRATIMEVE NË KËTO STRUKTURA. VENDBURIMI GORISHT-KOCUL DHE TREGUESIT E SHFRYTËZIMIT;
- TRAJTIMI TEORIK DHE ANALITIK I LAKOREVE TË RËNIES DHE EKUACIONIT TË BILANCIT MATERIAL;
- ZBATIMI I ANALIZËS SË RËNIES PËR VENDBURIMIN GORISHT-KOCUL.
- Pas përfundimit disertantit ju lanë detyrat si vijon:
- Të zgjerohet baza e të dhënave përtej vitit 2004 (mundësisht deri në vitin 2023), duke qenë se kyçi i suksesit të metodës mbetet niveli sasior, por edhe cilësor i informacionit;
- Të verifikohen me kujdes parametrat teknikë të paraqitur në studim;
- Të kalohet nga trajtimi teorik në atë praktik për vendburimet shqiptare;
- Të përjashtohen të dhënat kontradiktore (si psh. Presioni i ngopshmërisë, gradienti i temperaturës brenda pakos naftëgazmbajtëse etj.);
- Të bëhet analizë më e detajuar e grafikëve të paraqitur, pasi prej saj mund të nxirren informacione me vlerë;
- Të shihet mundësia e referencave me vendburime analogë në botë;
- Të bëhen analiza ekonomike;
- Krahësimi i poroziteteve, dinamik i marrë nga kurba progresive, efektiv i marrë nga analiza e kampioneve, efektiv i marrë nga bilanci material dhe absolut i marrë nga matjet gjeofizike;
- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata gjysmë-logaritmike 1992-1997;
- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata karteziane 1992-1997;
- Përputhja e Debitit Teorik me Real 1992-1997;
- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata gjysmë-logaritmike 1999-2006;
- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata karteziane 1999-2006;
- Përputhja e Debitit Teorik me Real 1999-2006;
- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata gjysmë-logaritmike 2009-2015;
- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata karteziane 2009-2015;
- Përputhja e Debitit Teorik me Real 2009-2015;
- Të merret në konsideratë edhe dalja e plotë nga era Hidrokarbure.

vi. Referimet pranë Departamentit të Burimeve të Energjisë

Bazuar në Rregulloren e Studimeve të Ciklit të Tretë – Doktorata (Doktorata në “Inxhinieri Naftë dhe Gazi”) të UPT Disertanti i Doktoratës është i detyruar të realizojë pranë Departamentit të Burimeve të Energjisë dy referime:

DEPARTAMENTI I BURIMEVE TË ENERGJISË

Adresa: Rruga e Elbasanit, Tiranë, Tel/Fax: +355 4 2375246/5, web: www.fgjm.edu.al; e-mail: departamentiburimeveenergji@fgjm.edu.al



REPUBLIKA E SHQIPËRISË



UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS
FAKULTETI I GJEOLOGJISË DHE I MINIERAVE
DEPARTAMENTI I BURIMEVE TË ENERGJISË



Referimi i Parë (Mikroteza), datë 29.04.2024

Referimi i Dytë, datë 14.05.2025

vii. Data e dhënies së Disertacionit të Doktoratës: Korrik 2025

Udhëheqësi Shkencor: Prof.Dr. Nevton Kodhelaj

Detyrën e mori për ta kryer Disertanti i Doktoratës: Msc. Lusjen Ismaili

Përgjegjësi i Departamentit

Dr. Bardhosh SEITAJ

PËRMBAJTJA E LËNDËS

LISTA E TABELAVE	3
LISTA E FIGURAVE	4
ABSTRAKTI	6
GJEOLGJIA E REZERVUARIT GORISHT-KOCUL	11
1.1 Gjeologjia e rezervuarit	11
Stratigrafia	11
Triasi i sipërm	11
Jura e poshtme	11
Jura e mesme	11
Jura e sipërme	12
Kreta e poshtme	12
Kreta e sipërme	12
Paleoceni	12
Eoceni	13
Oligoceni i poshtëm	13
Oligoceni i mesëm	13
Oligoceni i sipërm	13
Pakua e parë	14
Pakua e dytë	14
Pakua e tretë	14
Pakua e katërt	14
Pakua e pestë	15
Pakua e gjashtë	15
Pakua e shtatë	15
Pakua e tetë	15
Pakua e nëntë	15
Pakua e dhjetë	15
1.2 Tektonika	16
2. STUDIMI I VETIVE KOLEKTORALE DHE VETIVE TË FLUIDEVE	30
2.1 Studimi i vetive kolektorale të prerjes karbonatike prej Triasit deri në Eocenin e poshtëm dhe të mesëm në bazë të kampionaturës së puseve Go-6, Go-7, Go-11, Go-17	30
2.2 Poroziteti ndërkokrizor primar dhe roli i tij në vetitë kolektorale	31
2.3 Poroziteti sekondar	33
2.4 Përcaktimi i tipit dhe dendësisë së makroçarjeve në thellësi	35
2.5 Matja e porozitetit të boshllëqeve kapilare me porometrin e presionit të lartë	35
2.6 Vetitë e fluideve në kushtet e shtresës	52

3.	LLOGARITJA E REZERVAVE TË NAFTËS (OIP) NË SHITRESË DUKE PËRDORUR TË DHËNAT GJEOLGJIKE, GJEOFIZIKE DHE VETITË E FLUIDEVE (METODA VOLUMORE)	65
3.1	Opinion	65
3.2	Kategorizimi i rezervave	65
3.3	Vlerësimi i rezervave të naftës me metodën volumore	67
4.	BILANCI MATERIAL	72
4.1	Nxjerrja e ekuacionit të bilancit material	72
	Rasti 1:	79
	Rasti 2:	81
4.2	Modeli Pot – Aquifer në MBE	82
5.	PËRPUNIMI I KURBËS SË NXJERRJES PROGRESIVE PËR TË PËRCAKTUAR REZERVAT NXJERRËSE, (NAFTA LËVIZËSE) NË VENDBURIMIN GORISHT-KOCUL	93
5.1	Llogaritja e rezervave të lëvizshme bazuar në të dhënat faktike të prodhimit kumulativ për vendburimin Gorisht-Kocul (1966-2023)	93
5.2	Ngjeshmëria elastike për naftën (Korrelacioni Petrosky – Farshad)	100
5.3	Ngjeshmëria izotermike e ujit	102
5.4	Ngjeshmëria e formacionit	103
5.5	Llogaritja e parametrave kolektoral për vendburimin në tërësi	104
5.6	Përcaktimi i rrezes së konturit	105
5.6.1	<i>Metoda e konvertimit të vëllimit të kolektorit gëlqeror në një cilindër</i>	105
5.6.2	<i>Metoda e bazuar në hidrodinamikën e lëvizjes së ujërave të dyshemesë</i>	105
5.7	Llogaritja e parametrave kolektoral për vendburimin në tërësi, sipas metodës 1	106
5.8	Llogaritja e parametrave kolektoral për vendburimin në tërësi, sipas metodës 2	108
5.9	Ecuria e treguesve të shfrytëzimit të disa puseve tipik në vendburimin e Gorisht-Koculit	112
6.	ANALIZA E DISA TREGUESVE TË SHFRYTËZIMIT TË VENDBURIMIT GORISHT-KOCUL	128
6.1	Dinamika e presionit të shtresës së vendburimit Gorisht-Kocul	128
6.2	Treguesit e shfrytëzimit të vendburimit Gorisht-Kocul	130
	TRAJTIMI TEORIK DHE ANALITIK I LAKOREVE TË RËNIES DHE PËRCAKTIMI I KOEFICIENTIT TË RËNIES PËR VENDBURIMIN GORISHT-KOCUL	137
7.	Analiza e rënies	137
7.1	Analiza e lakoreve të rënies	137
7.2	Rënia eksponenciale	138
7.3	Rënia harmonike	141

7.5	Rënia hiperbolike	146
7.6	Koeficienti i rënies për vendburimin Gorisht-Kocul	146
8.	Konkluzione	150
9.	Rekomandimet	152

TABELAT

Tabela 1-1	Të dhënat gjeologo-teknike të puseve të shpuar në vendburimin Gorisht-Kocul
Tabela 2-1	Analizat në laboratorin e fizikë - shtresës
Tabela 2-2	Llogaritja me metodën statistikore të pasqyrimin për të dhënat e marra nga matjet e porozitetit me ngopje me vajguri, %.
Tabela 2-3	Llogaritja me metodën statistikore të pasqyrimin për të dhënat e marra nga matjet e porozitetit me injektim zhive në presion 90 atm, %.
Tabela 2-4	Provat në PVT të disa puseve në vendburimin Gorisht-Kocul
Tabela 3-1	Sipërfaqet dhe vëllimet përkatëse referuar izoipseve të hartës strukturore, Figura 1-1
Tabela 4-1	Diapazoni i ngjeshmërive
Tabela 4-2	Tabela e nxjerrjes nëntokësore për fazën naftë
Tabela 4-3	Tabela e nxjerrjes nëntokësore për fazën ujë
Tabela 4-4	Të dhënat e përdorura në ekuacionin e bilancit material
Tabela 4-5	Krahasimi midis vlerave të rezervave të llogaritura nga ish Instituti i Naftës dhe i Gazit në vitin 1963 dhe nga kompania Stream Oil&Gas në vitin 2009, me llogaritjet e kryera në disertacion
Tabela 5-1	Të dhënat për nxjerrjen e naftës përgjatë kohës së shfrytëzimit
Tabela 5-2	Të dhënat mbi përbërësit e gazit shoqërues
Tabela 5-3	Metoda e Iteracioneve 1
Tabela 5-4	Metoda e Iteracioneve 2
Tabela 6-1	Ecuria e presionit të shtresës në vendburimin Gorisht-Kocul
Tabela 6-2	Treguesit e shfrytëzimit të vendburimit Gorisht-Kocul

FIGURAT

Figura 1-1	Harta strukturore sipas tavanit gëlqeror të vendburimit Gorisht-Kocul
Figura 1-2	Harta Gjeologjike e Shqipërisë
Figura 2-1	Etaloni kolektoral i vendburimit Gorisht-Kocul, Go-17
Figura 2-2	Skema e porometrit me mërkur
Figura 2-3	Grafiku eksperimental i injektimit të mërkurit
Figura 2-4	Diagrama e kuantileve për shpërndarjen lognormale të porozitetit
Figura 2-5	Diagrama e kuantileve për shpërndarjen lognormale të porozitetit (metoda e injektimit të zhivës në presion 90 atm)
Figura 2-6	Ecuria e faktorit gaz-naftë, koeficientit të tretëshmërisë dhe presionit
Figura 3-1	Volumi i shkëmbit në izoipsin përkatës
Figura 3-2	Sipërfaqja në ha sipas izoipseve
Figura 4-1	Prerje tërthore e një rezervuari me regjim të kombinuar (sipas Woody dhe Moscrip, trans. AIME)
Figura 4-2	Ecuria e Faktorit Gaz-Naftë dhe e Presionit të Shtresës
Figura 4-3	Skema që tregon formimin e një faze me gaz të lirë në një rezervuar vëllimor nën pikën e vlimit (bubble-point)
Figura 4-4	Përcaktimi në mënyrë grafike e N dhe C
Figura 4-5	$F/E_o = f(\Delta P/E_o)$
Figura 5-1	Nxjerrja progresive nga vendburimi Gorisht-Kocul
Figura 5-2	$Q(t) = \text{Exp}(\ln Q_{\text{prog}} - 16.38) * (12994022.47 + \exp(-7.611/t))$
Figura 5-3	Ndryshimi i debitit të lëngut në varësi të kohës
Figura 5-4	Krahasimi i poroziteteve, dinamik i marrë nga kurba progresive, efektiv i marrë nga analiza e kampioneve, efektiv i marrë nga bilanci material dhe absolut i marrë nga matjet gjeofizike
Figura 6-1	Ecuria e presionit të shtresës për vendburimin Gorisht-Kocul
Figura 6-2	Ecuria e nxjerrjes së naftës, fluidit, ujit dhe baza ditore në vite për vendburimin Gorisht-Kocul

Figura 6-3	Harta e përpunimit të vendburimit Gorisht-Kocul
Figura 7-1	Grafiku ilustrues në përcaktimin e koeficientit të rënies së prodhimit në rastin e rënies hiperbolike
Figura 7-2	Harta e Blloqeve të Kërkimit
Figura 7-3	Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata gjysmë-logaritmike 1992-1997
Figura 7-4	Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata karteziane 1992-1997
Figura 7-5	Përputhja e Debitit Teorik me Real 1992-1997
Figura 7-6	Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata gjysmë-logaritmike 1999-2006
Figura 7-7	Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata karteziane 1999-2006
Figura 7-8	Përputhja e Debitit Teorik me Real 1999-2006
Figura 7-9	Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata gjysmë-logaritmike 2009-2015
Figura 7-10	Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata karteziane 2009-2015
Figura 7-11	Përputhja e Debitit Teorik me Real 2009-2015

ABSTRAKTI

Industria e naftës në Republikën e Shqipërisë është një nga sektorët më të rëndësishëm në ekonominë e vendit. Sipas rezervuarit, vendburimet ndahen në dy grupe: grupi i vendburimeve me rezervuar gëlqeror dhe grupi i vendburimeve me rezervuar ranor. Në grupin e vendburimeve me rezervuar gëlqeror janë vendburimet Amonicë, Gorisht-Kocul, Ballsh-Hekal, Cakran-Mollaj, Visokë, Delvinë e Finiq. Në grupin e vendburimeve me rezervuar ranor janë vendburimet: Patos-Marinza, Kuçova, Povelçë-Frakull, Divjakë-Ballaj.

Pothuajse një pjesë e madhe e këtyre vendburimeve shfrytëzohen nga kompani të ndryshme të cilat kanë lidhur Marrëveshje –Hidrokarbure me shtetin shqiptar. Një ndër parametrat kryesorë për të zhvilluar një vendburim naftë-gazmbajtës si në rastin e vendburimeve që janë aktualisht në menaxhim nga shteti shqiptar por dhe për vendburimet të cilat menaxhohen nga kontraktorë të ndryshëm në bazë të Marrëveshjeve-Hidrokarbure, është njohja e rezervave hidrokarbure qoftë ato fillestare por dhe ato aktuale të mbetura në shtresë dhe mekanizmat që duhen përdorur për shfrytëzimin racional të tyre për të optimizuar sa më shumë naftë-nxjerrjen.

Nëpërmjet këtij studimi është bërë i mundur vlerësimi i rezervave hidrokarbure për vendburimin Gorisht-Kocul, me Metodën Vëllimore, Metodën e Bilancit-Material dhe me Metodën e Përpunimit të Kurbës Progresive, ku kjo e fundit është një risi pasi përdoret për herë të parë në studimin e këtij vendburimi e cila bën të mundur përcaktimin e rezervave nxjerrëse të naftës në shtresë (naftën levizëse) si dhe marrjen e informacionit në lidhje me porozitetin dinamik, që nënkupton hapësirën poroze në rezervuar ku nafta lëviz. Gjithashtu është llogaritur edhe koeficienti i rënies së prodhimit në tre periudha të ndryshme kohore, duke konkretizuar saktësisht rënien vjetorte të prodhimit, një parametër i rëndësishëm në Marrëveshjet-Hidrokarbure për ndarjen e prodhimit midis shtetit Shqiptar dhe Kontraktorit.

ABSTRACT

The oil industry in the Republic of Albania is one of the most important sectors in the country's economy. Based on the type of reservoir, oil fields are divided into two groups: limestone reservoirs and sandstone reservoirs. The limestone reservoir group includes the oil fields of Amonica, Gorisht-Kocul, Ballsh-Hekal, Cakran-Mollaj, Visoka, Delvina, and Finiq. The sandstone reservoir group includes the oil fields of Patos-Marinza, Kuçova, Povelça-Frakulla, and Divjakë-Ballaj.

The majority of these oil fields are currently being exploited by various companies operating under Petroleum Agreements with the Albanian State. One of the key parameters in the development of an oil and gas reservoir, whether managed directly by the Albanian State or by contractors under Petroleum Agreements, is the accurate assessment of hydrocarbon reserves, both initial and remaining. Equally important is the identification of the appropriate recovery mechanisms to ensure their efficient and rational exploitation, with the aim of maximizing oil production.

Through this study, the hydrocarbon reserves of the Gorisht-Kocul oil field were estimated using the Volumetric Method, the Material Balance Method, and the Progressive Curve Processing Method, the latter representing an innovation, as it is applied for the first time in the analysis of this oil field. This method enables the determination of recoverable oil reserves in the reservoir (movable oil), as well as the assessment of dynamic porosity, which defines the porous space within the reservoir where oil migration occurs. Furthermore, the production decline rate has been calculated for three different time periods, clearly specifying the annual rate of production decline, an important parameter in Petroleum Agreements concerning production sharing between the Albanian State and the Contractor.

HYRJE

Punimi i paraqitur në këtë disertacion sintetizon diagnostikimin e vendburimit Gorisht-Kocul duke filluar me atë të gjeometrisë së tij në aspektin strukturor, shkëmbit si një kolektor naftëmbajtës, duke përfshirë përbërjen e tij, hapësirën poroze dhe atë të çarjeve, të ngopshmërisë me fluidet përkatëse, të gjendjes energjitike të rezervuarit, tipit të rezervuarit hidrokarburmbajtës, aftësisë magazinuese, duke ju referuar një bilanci masor dhe energjistik si edhe i një analize të fenomeneve të shfaqura gjatë gjithë periudhës së shfrytëzimit dhe përpunimit të tij.

Jam munduar që organizimin e trajtimit ta bëj në mënyrë të atillë që të kenë një lidhje organike midis seksioneve dhe paragrafëve për të siguruar një vijueshmëri si në aspektin e shfaqjeve të fenomeneve ashtu edhe në aspektin e ekzistencës së një modeli matematik ku vlerat e variablave të jenë të ndërlidhura midis tyre deri në marrjen e një rezultati për të cilin është synuar sikurse janë vlerësimi i rezervave hidrokarbure për vendburimin e Gorisht-Koculit.

Materiali ka në përbërjen e tij tetë seksione duke filluar me gjeologjinë e rezervuarit, vazhdon me kolektorin dhe fluidet e ndodhur në të, llogaritjen e rezervave me metodën vëllimore, bilancin material dhe atë energjistik, përcaktimi i naftës lëvizëse referuar kurbës progresive, analizës së fenomeneve të shfaqura gjatë gjithë periudhës së shfrytëzimit dhe përpunimit të tij, përcaktimi i koeficientit të rënies së prodhimit i përcaktuar për tre periudha të ndryshme kohore të shfrytëzimit të këtij vendburimi dhe duke arritur tek konkluzionet dhe rekomandimet referuar këtij punimi që është i veçantë sepse fut elementët që përdoren për herë të parë në bilancin masor dhe në atë të përcaktimit të fluksit të ujërave kompensues gjatë konsumimit të energjiave elastike qofshin këto i të gjithave llojeve që përfshijnë kolektorin, naftën me gazin e tretur në të, ujit kompensues si edhe efekteve gravitacionale dhe ato kapilare, dukuri këto të kushtëzuara nga ecuria e nivelit energjistik në kohë.

Vendburimi Gorisht-Kocul ndodhet në fazën e shfrytëzimit dhe përpunimit të një vendburimi me kate të vegjël, çka kushtëzon se në këtë etap duhet të kalohet në rritjen e naftënxjerrjes me aplikimin e metodave të veprimit në shtresë, sikurse e kemi theksuar gjatë trajtimit, ekzistenca e një presioni ngopshmërie të ulët, injektimi i një gazi hidrokarbur do të ndikonte ndjeshëm në uljen e viskozitetit të naftës, për rrjedhojë rritjen e koeficientit të lëvizshmërisë së naftës e shoqëruar edhe me efektin pozitiv qoftë në shfaqjen e ndikimit gravitacional dhe të atij kapilar, si edhe përdorimi i polimereve vetitë e të cilëve do të bënin uljen e tensionit mesfazor ndërmjet fazave naftë-ujë, rritjen e përshkueshmërisë fazore për naftën dhe uljen e

asaj të fazës ujë. Një drejtim tjetër që kushtëzohet në rastin e shfrytëzimit të vendburimeve me kate të vegjël është edhe ndryshimi i sistemit të përpunimit, i cili nënkupton shpimin e puseve horizontal e shoqëruar me përdorimin e metodave të veprimit në shtresë të paraqitura më lartë, gjithmonë duke ju nështruar një studimi hidrodinamik dhe financiar.

Falenderoj udhëheqësin tim shkencor **Prof. Dr. Nevton KODHELAJ**, për punën e palodhshme, motivimin, mbështetjen që më ka dhënë gjatë gjithë kohës së studimit, kërkimit dhe finalizimit me sukses të disertacionit.

Shpreh mirënjohjen time të thellë për ndihmën e madhe të dhënë nga **Prof. Dr. Sotir TEGO**, i cili më ka drejtuar, orientuar dhe mësuar që unë të arrija në realizimin e ideve të mia për diagnostikimin e vendburimit Gorisht-Kocul si edhe aplikimin e një modeli matematik sikurse është ai i bilancit material, rezultati i të cilit është mbresëlënë.

*Këtë punim shkencor disa
vjeçar, ja dedikoj prindërve
të mi Latif dhe Litoni dhe
vëllait tim Ledjo për
inkurajimin, dashamirësinë
dhe mbështetjen e
pakufijshme në çdo
moment.*

KAPITULLI I PARË

GJEOLGJIA E REZERVUARIT GORISHT – KOCUL

1.1 Gjeologjia e rezervuarit

Stratigrafia

Prerja e rezervuarit të vendburimit të Gorishtit ndërtohet nga shkëmbinj me diapazon të gjerë moshash, nga Triasi i sipërm deri në Eocenin e poshtëm e të mesëm. Në rajonin në studim takohen pothuajse të gjitha depozitimet duke filluar nga dolomitët e Triasit të sipërm (në Gorisht dhe Kremenar) dhe deri në depozitimet Mio - Pliocene të vendosura transgresivisht mbi depozitimet e katit të poshtëm të zonës Jonike në Visokë e në strukturën e Patos – Verbasit, Selenicë, etj. Këto depozitime trajtohen fare shkurtimisht në vijim, pasi janë trajtuar gjerësisht në shumë materiale të mëparshme [1] [2] [3] [4].

Triasi i sipërm (T₃):

Përfaqësohet kryesisht nga dolomitë dhe dolomitë kristalinë gëlqeror, dolomitë coprizorë, shtresëtrashë dhe masiv. Në to janë takuar dhe shkëmbinj mëmë në formën e shisteve bituminoze. Kufiri i sipërm merret në shistet bituminoze në të cilët janë takuar ammonite që argumentojnë fillimin e Jurasikut. Trashësia e plotë e tyre nuk njihet në vendburime, ndërsa ajo më e madhe është kapur nga pusët Ba – 27 dhe Go – 11 respektivisht 700 m dhe 1200 m.

Jura e poshtme (J₁):

Është takuar në pusët e thellë të shpuar si Zha - 2, Go- 11 dhe 17, Ba- 27 si dhe në pusin Kremenarë-2 shpuar në strukturën antiklinale të Kremenarës. Depozitimet e saj përfaqësohen nga gëlqerorë masivë me alga, gëlqerorë mikritik, gëlqerorë argjilor e shiste argjilore të ndërthurura me stralle. Gjithashtu në to veçohet pakua e dolomiteve me pamje ranori si dhe shistet argjilore të pakos së gëlqerorëve mikritik. Trashësia e këtyre depozitimeve luhetet në vlerat 420 – 620 m takuar në prerjet sipërfaqësore në Fterrë e Çikë.

Jura e mesme (J₂):

Është takuar në pusët Go – 11 dhe Kremenarë – 2. Përfaqësohet nga pakua e poshtme strallorë dhe ajo e gëlqerorëve mikritik e turbidik me konkrecione stralli e mergele. Karakteristikë për këto mikrofacie është se radiolariat pothuajse janë shkëmbformues. Mergelet janë të pasura me *Posidonia* sidomos në Kremenarë.

Jura e sipërme(J₃):

Përfaqësohet nga ndërthurje gëlqerorësh mikritikë, argjilore me stralle. Në pjesën e sipërme të prerjes takohet pakua e sipërme strallore me ndërthurje gëlqerore argjilore, shiste mergelore bituminozë e gëlqerore mikritikë me ngjyrë të bardhë si dhe stralle. Në pusët e shpuar është veçuar konvencionalisht nisur nga fakti që këto depozitime nga ana e mikrofacieve janë dhënë në shumicën e rasteve të pandarë Jurë e sipërme – Kretë e poshtme. Trashësia e këtyre depozitimeve nuk është takuar e plotë. Në Kremenarë trashësia jo e plotë është rreth 50 m, ndërsa prerja e plotë është pranuar mbi 150 – 200m.

Kreta e poshtme (Cr₁):

Është takuar në shumë puse, si Go – 7, 14 e 17, Zha – 2, 660, G - 109, Ba – 27, 52/b, Ca - 20 e 22. Depozitimet e saj përfaqësohen nga ndërthurje gëlqerorësh porcelanikë, mikritikë, me shiste argjilore e ndërthurje stralli. Në pjesën e poshtme ndeshen gëlqerorë mikritikë me pamje farforike si dhe gëlqerorë skeletorë shtresëmësëm. Kufiri me depozitimet e Kretës së sipërme është i diskutueshëm, por për korelime, në puse, konvencionalisht është pranuar rreth 40 - 60 m nën horizontin e gëlqerorëve fosfatikë. Trashësia e këtyre depozitimeve në prerjet sipërfaqësore luhetet nga 270 – 550 m ndërsa për ndërtim është pranuar 270 – 370 m.

Kreta e sipërme (Cr₂):

Është takuar në sipërfaqe në Kremenarë dhe në një numër të konsiderueshëm pusesh si Verbas-3, Zha-2,660,664, G-109,679, Bu-21, Ko-13,8,9,10, Ba-11,13,16,27,32,44, Ca-12,20,21,22,38, Go-3,5,7, 17, etj, si dhe në pusët Sel- 1 e Krem- 2. Në pjesën e poshtme këto depozitime përfaqësohen nga gëlqerorë mikritikë dhe biomikritikë si dhe ndërthurje të rralla strallesh deri në horizontin e gëlqerorëve fosfatikë, kurse më sipër përfaqësohen nga pakua e gëlqerorëve organogjeno– coprizor ku ndeshen horizonte vithisës dhe gëlqeror turbidik. Në Kremenarë trashësia e tyre është 284 m, në prerjet e tjera sipërfaqësore luhetet në 200 - 530 m ndërsa për vendburimet është pranuar 340 - 300 m nga lindja në perëndim.

Paleoceni (Pg₁):

Është takuar nga një numër i madh pusesh. Këto depozitime përfaqësohen nga gëlqeror masiv turbididik e më pak gëlqeror mikritik e biomikritik të ndërthurur nga shtresëza të holla e të rralla stralli. Në pusët Go- 6 e 11 këto depozitime janë takuar me mospërputhje mbi ato të Jurë-Kretës. Në prerjen e Kremenarës në kufirin Kretë e Sipërme – Paleocen janë takuar horizonte nënujore vidhisëz. Trashësia e depozitimeve të Paleocenit në sipërfaqe luhetet në vlerat 75 – 100m.

Eoceni (Pg₂):

Është takuar nga të gjithë pusët e shpuar brenda vendburimeve që kanë kapur prerjet naftëgazmbajtëse si dhe nga disa puse konturimi. Gjithashtu janë takuar dhe nga pusët e kërkimit të shpuar në objektet e mundshme të kërkimit përreth. Këto depozitime përfaqësohen nga gëlqeror mikritik e biomikritik me ndërshtresa stralli në pjesën e poshtme të prerjes si dhe me gëlqeror biomikritik në pjesën e sipërme të prerjes. Trashësia e këtyre depozitimeve luhetet në rreth 130 m në prerjen e Kremenarës dhe 120 – 180 m në prerjet e tjera, kurse për vendburimet është marrë së bashku me Paleocenin dhe nga perëndimi në lindje është pranuar nga 290 – 200 m.

Oligoceni i poshtëm (Pg₃¹):

Përbëhet nga zona *Pseudohasterigerina micra* e cila përfaqëson kalimin nga gëlqerorët në flish dhe përfaqësohet nga mergele, mergele argjilore, argjila karbonatike dhe shtresa gëlqerori biomikritik, kurse në pjesën e sipërme nga argjila shumëngjyrëshe.

Depozitimet e zonës *Globigerina ampliapertura* – *Globigerina linaperta* kanë përhapje të gjerë në sipërfaqe dhe janë takuar nga shumica e puseve. Ato përfaqësohen nga depozitimet flishor me ndërthurje argjila e alevrolite me shtresa ranori e shtresa gëlqerori organogjeno – detritik me mbeturina faunistike. Nga lindja në perëndim pakësohet materiali alevrolitor e shtohet ai gëlqeroro detritik. Trashësia në prerjet sipërfaqësore nga lindja në perëndim luhetet nga 440 – 110m.

Oligoceni i mesëm (Pg₂):

Përfaqësohet nga zona *Globorotalia opima opima* që gjithashtu ka përhapje të gjerë në sipërfaqe dhe është takuar nga shumica e puseve. Depozitimet e saj përbëhen nga ndërthurje argjilash, argjila alevrolitore, alevrolite e ranor, që rrisin trashësinë e tyre kundrejt Oligocenit të poshtëm, gjithashtu shtohen përbërësat agregate shkëmbore e sidomos serpentinat. Shtresat e gëlqerorëve përfshihen në formacionin Aranitasi. Trashësia e tyre në prerjet sipërfaqësore nga lindja në perëndim luhaten nga 430 – 50m.

Oligoceni i sipërm(Pg₃):

Përfaqësohet nga zona *Globigerina ciperoensis ciperoensis*. Ajo ka përhapje të gjerë në sipërfaqe dhe është takuar nga shumica e puseve. Prerja përfaqësohet nga ndërthurje ranorësh me argjila alevrolitore dhe shtresa gëlqerorësh në pjesën e poshtme. Ranorët në përgjithësi janë nga trashësi mesatare në masive kurse gëlqerorët janë shtresë trashë deri 10-15m dhe shërbejnë si reper korelimi për pusët. Trashësia e prerjes nga ky reper e deri në tavanin e

gëlqerorëve zvogëlohet nga jugu në veri dhe nga lindja në perëndim. Gjithashtu ai ka shërbyer si reper për të nxjerrë ligjësitë në rajonin e vendburimeve. Trashësia e vogël e prerjes nga reperi deri në tavanin e gëlqerorëve në Kocul tregon për prerje të kondensuar të depozitimeve dhe paleogjeografikisht ekzistencën e zonës së Koculit shumë më lartë se Gorishti aktual. Trashësia e këtyre depozitimeve në prerjet e Kremenarës është 530 m, në Cakran (Rripe) 200 m, në Gorisht 120 m. Pjesa e sipërme e prerjes karakterizohet nga prania ***Globorotalia kugleri*** që përfaqësohet nga ranorë shtresëtrashë e masivë të ndërthurur nga alevrolite dhe argjila e ndonjë ndërshtrese gëlqerori. Ranorët karakterizohen nga prania e madhe e coprave të shkëmbinjve metamorfikë e sedimentarë si dhe nga prania e mikave, copave efuzive dhe materiali organogjen në formë detriti. Në prerjet lindore këto depozitime i përkasin formacionit Panahora. Në rajonin në studim krahas formacionit Panahora takohet prerja e kondensuar njëkohore me të në Sefaj, Ballaj (Hekal), Plloç, etj. Pothuajse kudo depozitimet e zonës me ***Globorotalia kugleri*** vendosen me pajtim mbi ato të zonës me ***Globigerina ciperoensis ciperoensis***. Në rajonin e vendburimeve si në Gorisht – Kocul, Cakran e ndonjë rast tjetër kemi vendosje me pushim të depozitimeve të kësaj zone mbi më të vjetrat, kryesisht me mungesë të zonës ***Globigerina ciperoensis ciperoensis***.

Pakua e parë

Kjo pako është më e sipërme e prerjes së rezervuarit që vendoset menjëherë nën flishin e Eocenit të sipërm. Duke filluar nga sipër ajo ndërtohet:

- Nga mergelet e pakos kalimtare me trashësi 25-30m.
- Nga disa shtresa me trashësi 0.6-1.5 m gëlqerzhavoritesh (trashësia totale 4-5 m), kanë karakterin e gëlqerorëve shkumësor.

Pakua e dytë

Ndërtohet kryesisht nga ndërthurje shtresë hollë e shtresë mesëm (0.1-0.4 m) gëlqerorësh pelitomorf, gëlqeranite të vegjël (e gëlqeralevrite të mëdhenj deri në gëlqeranit të imët) dhe më pak nga ndërthurje shtresë mesme deri në shtresë trashë gëlqeranitesh të mesëm, gëlqeranitesh të mëdhenj dhe të trashë klastiko-skeletor dhe gëlqerzhavoritesh e gëlqerorësh brekçioz klastiko–skeletor.

Pakua e tretë

Në prerjen e Kremenarës kjo pako ndërtohet nga ndërthurje thjerrëzash gëlqerorësh brekçioz me gëlqerzhavorite klastiko skeletor shtresë trashë deri në shtresë mesëm.

Pakua e katërt

Në ndërtimin e kësaj pakoje në bazë të të dhënave të Kremenarës predominojnë gëlqerorët pelitomorf, gëlqeralevritet e mëdhenj dhe gëlqeranitet e hollë e të imët (në masën 85% të prerjes). Në sasi më të vogla (rreth 15% të prerjes) takohen gëlqeranite, kryesisht të mesëm dhe pjesërisht sheqeror.

Pakua e pestë

Në bazë të studimeve sipërfaqësore kjo pako ndërtohet kryesisht nga gëlqeror pelitomorf dhe gëlqeranite të vegjël (në Kremenarë ndërtojnë rreth 95% të prerjes dhe nga shtresa të rralla gëlqeranitësh të mesme skeletore-klastik apo skeletor mikritik, herë të rikristalizuar, që kalojnë në sheqeror (rreth 5% të prerjes). Prerja përmban edhe ndërshtresa dhe thjerrëza të holla stralli.

Pakua e gjashtë

Në bazë të të dhënave të Kremenarës, përqindja e tipeve të ndryshme të shkëmbinjve në prerjen e pakos 6 është: Gëlqeror pelitomorf, herë argjilor dhe më pak gëlqeranite të vegjël rreth 70%, shiste argjiloro-gëlqeror rreth 10%, strallë rreth 15%, gëlqeranite të mesme rreth 5%.

Pakua e shtatë

Në bazë të katër kampioneve të marrë në pusët Go-17 dhe Go-7 kjo pako ndërtohet kryesisht nga gëlqeror pelitomorf (gëlqeror mikritik dhe gëlqeralevritet e imtë). Nga të dhënat e mësipërme duket qartë që kemi të bëjmë me pakon e gëlqerorëve pelitomorf fosforik që ndërtohet nga ndërthurje shtresë hollë (trashësi 0.2 -0.3 m) gëlqerorësh pelitomorf fosforik me sasi më të vogla gëlqeranitësh të vegjël, gëlqerorësh argjilor, shistesh gëlqeroro-argjilor dhe strallesh.

Pakua e tetë

Kjo pako është kapur në shllam në pusët Go-11, Go-6 dhe Go-17. Ajo përfaqësohet kryesisht me stralle të zinj dhe opeka me të cilët ndërthuren shiste argjilore me ngjyrë gri të errët, gëlqeror pelitomorf dhe gëlqeranite të mesme shumë të silicuara, copat e të cilëve nganjëherë janë të ndërtuara nga stralli.

Pakua e nëntë

Pakua e nëntë është kapur me shllam në pusët Go-11, dhe Go-17. Në këta puse ajo përfaqësohet me gëlqeror argjilor, mergele dhe shiste argjilore.

Pakua e dhjetë

Karakteristikë për këtë pako është ndryshueshmëria e madhe e përbërjes petrofizike të shkëmbinjve në plan dhe në drejtimin vertikal. Pra mund të arrihet në përfundimin që pakua e

10-të në pjesën më të sipërme fillon me gëlqeror dolomitik kristal i imët deri në kristal mëdhenj në të cilët duket qartë procesi i dolomitizimit.

1.2-Tektonika

Sipas rezervuarit, vendburimet ndahen në dy grupe: grupi i vendburimeve me rezervuar gëlqeror dhe grupi i vendburimeve me rezervuar ranor. Në grupin e vendburimeve me rezervuar gëlqeror futen vendburimet Amonicë, Gorisht-Kocul, Ballsh-Hekal, Cakran-Mollaj, Visokë, Delvinë e Finiq [5] [6]. Vendburimet me rezervuar gëlqeror, nga ana tektonike, janë zbuluar vetëm në brezin antiklinal të Kurveleshit. Ky brez është pjesë e zonës Jonike dhe lokalizohet në buzinën perëndimore të tij. Brezi i Kurveleshit karakterizohet nga prania e një prerjeje karbonatike me trashësi të konsiderueshme, prania e disa niveleve të shkëmbinjve mëmë, nga një subsidencë e fuqishme dhe prania e kurtheve të tipeve strukturor kulmor, hidrodinamik, bllok etj. Struktura e Gorisht – Koculit përfaqëson për pjesën e shkëmbinjve gëlqeror një antiklinal me ndërtim të komplikuar. Në bazë të depozitimeve më të reja të P_g ajo duket e përbërë nga dy struktura të një rendi më të vogël, strukturës antiklinale të Gorishtit dhe strukturës antiklinale të Koculit [3] [6].

Struktura e Gorishtit ka formën e një brahiantiklinali asimetrik me krah perëndimor shumë të pjerrët (këndet e rënies rreth 54^0) dhe krah lindor me rënie relativisht më të butë (këndi i rënies rreth 35%). Periklinali verior i Gorishtit është shumë i gjërë dhe zhytet drejt VVP me kënde rënie të mëdhenj (rreth 40^0), ndërsa periklinali jugor është shumë i ngushtë dhe zhytet drejt JLL me kënde rënie më të vegjël (kënde rënie rreth 35^0) [3] [6].

Struktura e Koculit ka më tepër formën e një kupole me kulm shumë të butë e të gjërë. Periklinali jugor i strukturës zhytet drejt JLL me kënde rreth 15^0 , ndërsa periklinali verior nuk duket shumë i qartë. Pjesa kulmore e strukturës së Koculit ndahet nga struktura e Gorishtit nëpërmjetë një qafe ndarëse shumë të cekët me disnivele nga kulmi i Koculit rreth 100 m [4] [6]. Krahu periklinal i Koculit është më i pjerrët dhe zhytet me kënde rreth 45^0 . Disnivelet midis kulmit të strukturës së Gorishtit dhe kulmit të strukturës së Koculit janë rreth 500 m [6]. Referuar të dhënave të Tabelës 2-1, të marra nga materiali [6] (*S.Tego, Rezervuarët Karbonatikë, Tiranë: Botimet Barleti, 2021*) ku paraqiten të dhënat gjeologjike të marrë nëpërmjetë puseve të shpuar në vendburimin e Gorisht-Koculit, kemi bërë të mundur ndërtimin e hartës strukturore së këtij vendburimi, Figura 1-1.

Tabela 1-1

Nr	Niveli pusit	koordinatat		Kuata e pusit Z (m)	Sportimi horizontal pusit "m"	Azimuti "gradi"	Tavani i gelqeroreve		Zgjatimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Diametri i daltes "Φ"	Tavani i Gelqeroreve i konjuguar "m" absolut	Pundi natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "b" m
		X (m)	Y (m)				Relative "m"	Absolute "m.a"		Thellesia e vulës se kolonës "m" relativ	Diametri i kolonës "Φ"	Lartësia e Niveltjes se "m"					
1	Gol/b	82193	89221.9	279	56.8	252	1177	898.4	1.6	1204	63/8	272	137	898.8	1059.4	163	
2	2	82848.5	89665.9	162	52	300	1403	1241.3	4.4	1400	53/4	250	250	1239.4	1522.6	283	
3	3	82841.2	89234.7	255	58.6	213	1102	847.2	4.2	1032.9	63/8	262	200	843	1339.8	497	
4	5	83815.9	89484.6	203	36.2	228	1252	1049.5	2.2	1242.6	63/8	211.11	250	1047.3	1379.8	333	
5	6	83471	88162.7	284	9.6	78	741	457	0.09	1599.4	63/8	320.4	250	456.9	1531.9	1075	
6	7	83901.6	89116.8	269	59.4	245	1032	763.4	1.3	1027.5	83/8	352.5	200	752.1	1559.3	798	
7	8	84729.4	89661	134	62.5	213	1302	1167.8	2.7	1295.3	53/4	294.8	243	1165.1	1460.3	295	
8	9	84756.4	89245.7	200	66.4	220	1175	975	2.3	1168.6	51/2	220	243	972.7	1447.7	475	
9	11	83363.6	87693	283	43.2	200	1232	999.4	1.0	1220.6	103/4	953	230	998.4	2785	1786.6	
10	12	82516.1	88353	463	94	269	1587	1124.4	3.2	1580	63/8	215.2	243	1121.2	1373.8	253	
11	14	84405.6	88854.6	357	108	213	1087	730.3	9.9	1435	51/2	350	200	720.4	1635.1	915	
12	15	84439.8	88506.4	270	47	179	897	627.1	1.1	885	51/2	242.4	243	626	758.9	133	
13	17	84571.4	88069.2	149	41.4	127	742	593.4	0.3	1741	63/8	468	250	593.1	1706.7	1114	
14	18	84074.4	88862.8	352	61.7	187	1036	683.9	3.5	1018.08	63/8	764	243	680.4	794.5	114	
15	19	83754.7	88873.4	367	74.8	242	987	620.4	4.8	965.35	63/8	300	243	615.6	663.2	48	
16	20	83445.7	88829.9	336	49	345	1006	670.2	1.9	999.1	63/8	255	243	668.3	716.1	48	
17	21	83200.3	88879.9	385	75.8	242	1014	628.9	3.4	992.14	63/8	805	243	625.5	650	24	
18	22	82949.1	88858.3	364	44	241	914	549.9	5.1	903.57	51/2	247	243	544.8	634	89	
19	23	82806.4	89084.3	282	92.2	259	963	681.5	7.7	951.37	63/8	815	250	673.2	746.06	73	
20	24	83074.8	89015.5	317	59	257	1033	715.6	2.5	1040.08	63/8	617	243	713.1	1002.6	289	
21	25	83369	89179.2	277	97.6	262	1035	757.9	6.0	1021.58	63/8	857	243	751.9	875	123	
22	26	83568.2	89076.2	349	107	240	1078	728.1	7.7	1051.56	63/8	847	243	721.4	781.3	60	
23	27	84110.3	89048.7	323	78	224	1110	787.3	4.2	1095.15	63/8	753	300	783.1	1355.8	583	
24	28	84383.9	89077.9	305	105	200	1123	818.4	7.4	1120.29	83/8	899.5	243	811	865.6	55	
25	29	84593.2	89060.1	263	87.4	234	1120	856.9	5.0	1102.59	63/8	936	243	851.9	956	104	
26	30	84690.1	89409.3	180	82.2	225	1195	1015.1	4.6	1183.01	63/8	1062.5	243	1010.5	1216.4	206	
27	31	84394.4	89381.9	193	168	244	1121	927.7	21	1142.23	51/2	142	243	906.7	1096.9	190	
28	32	84082.8	89348.1	299	69.2	239	1228	929.1	3.3	1226	63/8	234	243	925.8	973.7	48	
29	33	83731.7	89320.6	237	95.5	239	1120	883.4	8.3	1091.86	63/8	240	243	875.1	978.2	103	
30	34	83390.3	89353.4	218	44.6	245	1122	903.7	27	1089	63/8	199	243	901	941.3	40	

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr	kordinatat		Kuata e pusit z	Spostimi horizontal pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gelqeroreve		Zgjatimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit					Diametri i daltes "Φ"	Tavani i gelqeroreve i konjuguar "m" absolut	Fundi natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "b" m
	x	y				Relative "m"	Absolute "m.a"		Thellessia e uljes se kolonave "m" relativ	Diametri i kolonave "Φ"	Lartësia e Niveltjes se gimntos "m"						
31	35	83120.8	89301.3	235	83	252	1098	862.9	3.3	1086	63/s	300	243	859.6	1112.3	252.6	
32	36	82506.4	89236.1	261	42	253	1133	872.5	1.9	1119.57	83/s	890	190	870.6	1414.67	545	
33	37	82595.7	88957.9	348	45	241	1028	680.4	1.8	1029.5	63/s	237.2	143	678.6	742.2	64	
34	38	82456.2	89499.1	175	89	264	1240	1064.9	4.8	1233.12	51/2	300	200	1060.1	1220.2	160	
35	39	82809.5	89477.8	194	84	227	1112	918.4	50	1171.27	63/s	186	141	913.4	1118	205	
36	40	83134.3	89474.7	214	65	251	1219	1005.4	2.3	1195	63/s	212	250	1003.1	1037.7	35	
37	41	83494.6	89525.7	193	118	253	1205	1012.4	12.4	1180.61	63/s	240	243	1000	1056.6	57	
38	42	84138.6	89607.5	206	109	244	1300	1094.5	8.0	1278.18	63/s	1091	250	1086.5	1251.5	165	
39	43	84556.3	89552.6	153	114	242	1212	1058.8	7.8	1205	63/s	1017	243	1051	1172.5	121	
40	44	84912.3	89558.8	139	96	209	1277	1137.9	6.6	1265.42	63/s	779	250	1131.3	1281.2	150	
41	45	85066	89309.7	211	90.2	212	1266	1055.2	7.8	1245.78	63/s	1026	245	1047.4	1084.2	37	
42	46	85116.4	88928.3	278	33	193	1215	937.3	1.4	1198.43	63/s	1020	243	935.9	1078.6	143	
43	47	84786.2	88906.5	292	41.8	200	1144	852.5	1.4	1130.12	63/s	300	250	851.4	1036.6	186	
44	48	83557.1	89339.2	285	96	248	1177	892.5	8.7	1159.22	63/s	1074	243	883.8	1526.3	643	
45	49	82924	89396	229	109	250	1121	891.9	8.2	1748.45	51/2	1455	190	883.7	1655.8	772	
46	50	81847.1	89382.8	234	79.4	253	1435	1200.6	2.55	1405.26	63/s	350	260	1198.1	1243.45	45	
47	51	84669.2	88540.3	216	46	195	894	678	2.2	885.45	63/s	680	243	675.8	801.8	126	
48	52	84118.4	88621.5	302	33.6	225	875	573.4	1.2	863.41	63/s	737.4	250	572.2	609.8	38	
49	53	83858.9	88597.7	333	54	206	888	555.5	2.4	859.2	63/s	590.5	243	553.1	584.6	32	
50	54	84490.1	88210.1	198	20.8	192	802	604.4	0.5	782.59	63/s	622	250	603.9	703.5	100	
51	55	84750.3	88096.6	128	48	161	810	682.4	2.2	789.53	63/s	148	243	680.2	769.8	90	
52	56	84727.5	87844	135	37	132	861	726.3	1.5	853.37	63/s	300	250	724.8	793.5	69	
53	57	84498.9	87815.8	120	26.5	144	746	626.4	1.6	695.76	63/s	334.2	243	624.8	695.7	71	
54	58	84256.1	87867.9	193	21.4	149	690	496.8	0.6	691.8	63/s	451	243	496.2	647.4	151	
55	59	84354.9	88063.6	164	24.6	165	695	531.5	1.5	674.73	63/s	475	243	530	665.2	136	
56	60	84212.4	88343.4	210	35	180	730	519.6	1.3	792.11	63/s	154.6	243	518.3	600.7	82	
57	61	84748	88307.8	159	20	175	836	676.9	0.9	815.76	63/s	363.2	250	676	794.1	118	
58	62	84879.6	88656.1	274	33	187	1039	765.4	1.3	1023.22	63/s	256.2	243	764.1	838.7	75	
59	63	83569.4	88601.7	355	55	223	930	575.5	2.3	908	63/s	647	243	573.2	602.7	30	
60	64	83081.4	88639.6	436	44	233	873	437.4	1.7	854.94	63/s	571.5	243	435.7	456.3	21	

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr.	kordinatat		Kuata e pusit	Spostimi horizontal i pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gelqeroreve		Zgjatimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Diametri i daltes "Φ"	Tavani i Gelqeroreve i konjuguat "m" absolut	Fundi natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "b" m
	x	y				Relative "m"	Absolute "m.a"		Thallesia e kollones "m" relativ	Diametri i kollones "Φ"	Lartesia e Ngjitjes se "m"					
61	65	83366.6	88435.7	365	39	163	890	525.2	1.6	888.15	63/8	569.5	243	523.6	573.4	50
62	66	83692	88407.1	314	53	225	804	490.5	2.8	802.02	63/8	495	243	487.7	514.2	27
63	67	83920.3	88312.1	267	28	274	736	468.6	1.1	716.8	51/2	471	190	467.5	503.9	36
64	68	83829.1	87927.1	227	54	110	705	477.7	0.3	692.4	63/8	539	243	477.4	541.7	64
65	69	84062.5	88065.4	190	17	150	695	505.1	0.37	683.14	63/8	312.5	243	504.73	535.03	30.4
66	70	84264.8	87661.4	151	35	129	703	551.8	2.1	696.8	63/8	349	243	549.7	671.9	122
67	71	85003.5	88673.7	105	23	113	1005	899.8	0.57	978.8	63/8	130.8	243	899.23	971.43	72
68	72	83755.2	88124.5	240	8	205	711	471	0.27	705.04	63/8	306	243	470.73	609.73	139
69	73	83450.5	87902.8	254	59	343	1001	747.2	1.1	998.77	63/8	780.7	243	746.1	825.9	80
70	74	83286.6	88584.7	161	27	171	1135	974.4	1.2	1115.32	63/8	894	243	973.2	1055.2	82.4
71	75	83611.2	87993.1	252	9.5	211	793	541.4	0.1	788.74	63/8	445	243	541.3	584.9	44
72	76	83283.5	88121.6	345	4	218	993	648.2	0.3	993.5	63/8	361.5	243	647.9	684.7	37
73	77	83196	88345.2	390	49	202	880	490.4	1.9	880.65	63/8	642	243	488.5	548.1	60
74	78	82878.4	88355.3	452	35	261	1160	708.4	0.6	1143	63/8	638	243	707.8	766.4	59
75	79	83043.1	88154.5	383	23	312	1157	773.8	0.5	1157.37	63/8	863	243	773.3	807.7	34
76	80	82718.3	88520.5	440	83	247	1243	803.4	4.2	1242.17	63/8	893.5	243	799.2	827	28
77	81	82665.8	88731.9	404	85	237	1028	624.2	5.0	1026.32	63/8	300	243	619.2	661	42
78	82	83805.6	87750.1	235	7.5	304	787	552	0.07	784.30	63/8	504.5	243	551.9	594.93	43
79	83	84017.9	87694.3	192	2.2	140	746	554.3	0.1	733.5	63/8	533.5	243	554.2	638.9	85
80	84	85050.7	88489.7	173	39	188	961	788.3	1.6	948	63/8	243	212	786.7	911.4	125
81	85	84968.8	87682	236	53	107	1534	1298.3	1.1			100.105	243	1297.2	1312.9	16
82	86	84678.9	88747.2	312	39	190	1074	762.3	1.18	1055	51/2	343	212	761.12	799.12	38
83	87	83661.1	87491.9	178	10	319	1222	1044	1.18	1221.27	63/8	1054	244	1042.8	1140.8	98
84	88	84342.3	88681.6	320	73	235	970	650.1	5.3	954	59/16	345.5	243	644.8	770.7	126
85	89	84046.4	88434.9	252	50	301	755	502.7	2.3	747	83/8	427	190	500.4	660.93	160
86	90	82329.2	89088.4	285	39	277	1078	792.7	1.13	1077.88	63/8	325.38	244	791.57	897.87	106
87	91	84952	88308.9	141	35	151	904	762.9	1.37	907.53	63/8	591	243	761.53	871.99	110
88	92	82472	88612.8	423	59	261	1333	910.5	0.86	1330.71	63/8	333.7	214	909.64	1037.14	128
89	93	83437.3	88043	412	11	17	911	599	0.14	992.04	63/8	344	142	598.8	755.86	157
90	94	83625.3	88217.9	271	29	241	720	448.6	1.0	735.69	83/8	179.8	190	447.6	632	184

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr.	kordinatat		Kuata e pusit z	Spostimi horizontal i pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gelqeroreve		Zgjatimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Diametri i daltes "Φ"	Tavani i Gelqeroreve i konjigjuar "m" absolut	Fundi natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "b" m
	x	y				Relative "m"	Absolute "m.a"		Thelesia e daltes se kollores "m"	relativ kollores "m"	Diametri i kollores "Φ"	Lartesia e Neghtes se gjurmtes "m"				
91	95	83524.6	88412.6	327	11	196	816	489.4	0.3	812.28	85/8	310	190	489.1	648.54	160
92	96	83396.2	88249.1	324	4	296	826	501.9	0.08	951.25	51/2	524	190	501.8	702.92	201
93	97	82786	88667.8	535	27	272	1010	575.2	2.8	1046.03	65/8	313	150	569.4	734.2	162
94	98	83248	88651.1	391	33	215	1003	611.2	1.5	976.45	85/8	369	190	610.2	819.56	209
95	99	84025.9	87893.8	190	82.4	179	726	535.8	4.2	743	85/8	634	190	531.6	660.8	129
96	100	83649	87697.1	202	26	311	982	780	0.5	981.48	65/8	459.5	243	779.5	1054.5	275
97	101	82729.6	88906.3	360	36	262	964	604.3	1.5	964	85/8	538	190	602.8	853.5	251
98	102	83547.1	88718.1	376	42	241	930	554	1.6	930.32	85/8	427.3	190	552.4	1105.9	553
99	103	83069.5	88446	442	52	220	1001	559	1.8	999.57	85/8	431.07	190	557.2	833.03	275
100	104	83914	88181.4	236	35	214	727	504.4	1.22	760.73	85/8	302	190	489.18	1384.78	896
101	105	84449.6	87990.6	139	28	150	698	559.1	1.55	686.10	103/4	375	243	557.55	1353.45	796
102	106	84892.4	88465.1	206	29	170	935	729.3	0.74	935	65/8	355	250	728.5	868.26	140
103	107	84177.5	88162	192	26	15	690	497.9	1.0	695.43	65/8	171.43	244	496.9	597	100
104	108	84211.7	88849	371	61	216	1050	678.7	3.8	9.8	65/8	130	244	674.9	799.2	124
105	109	82915.6	88526.4	430	50	226	1025	594.8	1.8	1035.56	85/8	599.56	244	593	739.23	146
106	110	83192	88520.6	426	43	216	840	414.2	1.48	833.02	95/8	407.02	244	412.7	988.52	576
107	111	83412.3	88643.6	375	36	241	990	615.2	1.0	980	65/8	261.5	244	614.2	664	50
108	112	83975.3	88495.3	347	47	212	981	634	1.5	966.05	85/8	409.05	190	632.5	837.1	204
109	113	82365.4	88927	336	36	138	1089	752.8	0.8	1089.49	65/8	371.99	215	752	818.2	66
110	114	747.2	88263.2	267	27	186	766	498.9	0.8	773.5	65/8	356.63	243	498.1	602.2	104
111	115	84574.3	88410.8	204	21	167	850	646.1	0.5	840.49	65/8	335.5	244	645.6	1099.5	454
112	116	83737.3	89128.8	290	62	255	1072	782.4	3.3	1055	65/8	379	243	779.1	828.7	50
113	117	84285.2	88532.4	267	51	173	865	598.5	1.5	859.65	65/8	452.6	244	597	713	116
114	118	83243.3	89091.6	304	120	240	1055	751.4	7.3	1028.03	65/8	312.5	244	744.1	768.7	25
115	119	83410.4	89005.7	300	13	248	983	683.3	1.5	984.24	65/8	610.2	244	681.8	1010.5	329
116	120	84130.6	87792	174	22	152	747	572.9	1.6	728.06	85/8	601	243	571.3	1048.4	477
117	121	84431.6	87651.6	127	17	133	768	640.7	1.01	742.8	65/8	231.3	250	639.7	714.99	75
118	122	84317.4	89522.4	202	27	235	1282	1080.1	1.49	1258	65/8	399	244	1078.6	1087.51	9
119	123	82966.3	89158.4	304	54	253	1078	773.8	2.81	1050.49	65/8	315.5	244	771	776.19	5
120	124	83915.5	88393.6	305	47	242	987	682.1	2.1	967.06	51/2	368	244	680	685.9	6

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr	kordinatat		Kuata e pusit	Spostimi horizontal i pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gelqeroreve		Zgjatimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Diametri i daltes "Φ"	Tavani i Gelqeroreve i "m" absolut	Fundi natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "b" m	
	x	y				Relative "m"	Absolute "m.a"		Thelesia e kolones relativ "m"	Diametri i kolones "Φ"	Latesia e Negjites se "m"						
121	125	82532.9	88827.7	343	56.7	247	1021(938)	678.5	2.8	1022.24	51/2	550	550	244	(592)675.7	709.2	34
122	126	84358.3	87856.9	163	25	188	686	522.6	1.19	645.5	63/8	269.5	269.5	244	521.4	545.81	24
123	127	83618.9	88949.9	363	56	254	1022	658.9	2.50	1008.11	63/8	201.1	201.1	244	656.4	669.5	13
124	128	84351.8	88251.2	185	32	206	738	552.8	1.34	724.31	63/8	234	234	243	551.5	578.66	27
125	129	84485.5	88565.7	269	34	231	944	674.6	1.0	936.79	63/8	148.8	148.8	243	673.6	695	21
126	130	84164.3	88001	201	22	202	669	468.5	0.72	658.42	63/8	173.42	173.42	243	467.8	500.28	33
127	131	83688.4	88552.6	357	32	216	857	500	0.92	859.6	83/8	309.6	309.6	295	499.1	560.08	61
128	132	84605.8	88253.6	182	39	204	807	626.5	2.07	797.31	63/8	177.31	177.31	243	623.5	653.93	31
129	133	83346.4	88840.2	335	44	220	1032	697.4	1.48	1036.59	93/8	471.59	471.59	243	696	776.52	81
130	134	83977.8	88608.3	307	54	224	857	550.2	2.67	840.6	63/8	618	618	243	547.6	561.33	14
131	135	83058.2	88832.1	375	54.3	250	951	576.4	1.96	940.6	63/8	193.1	193.1	244	574.5	601.04	27
132	136	83709.9	87898.4	242	3.4	220	752	510.4	0.15	753	63/8	299.5	299.5	244	510.3	550.85	41
133	137	82531.9	89112.6	290	83.6	267	1036	766	5.9	1081	63/8	251	251	244	760.1	799.1	39
134	138	84141.3	87633.5	156	11.4	205	766	610.5	0.4	750.56	63/8	368	368	244	610.4	625.6	16
135	139	84564.9	88843	331	50	206	1083	751.9	1.8	1083.39	63/8	303.4	303.4	244	750.1	775.2	25
136	140	84054.9	88262.2	233	39.1	205	696	462.7	2.0	690.05	63/8	259.5	259.5	243	460.7	494	33
137	145	84496.8	88168.9	176	48	195	762	586.3	2.39	748.35	83/8	748.3	748.3	191	583.9	1080.11	496.5
138	110/b	83241.9	88510	413	99.4	211	826	413.3	7.2	868.01	63/8	201.01	201.01	244	406.1	447.8	42
139	146	83029.8	88303.3	418	37.4	260	1070	652	1.44	1056.5	63/8	350	350	244	560.5	658.56	8
140	147	82846.8	88831.9	362	55.5	275	885	523.1	2.39	883.4	73/8	233.4	233.4	244	520.7	719.61	199
141	148	82921.4	89006.7	332	57	248	997	665.4	2.51	985.4	63/8	300	300	244	662.8	693.49	31
142	149	82995.7	88716.3	409	45	226	893	484	1.81	882.8	63/8	300	300	244	482.1	496.69	17.5
143	150	84449.5	88409.1	235	55	220	840	604.7	4.37	827	63/8	217	217	244	600.3	607.63	7
144	151	83849.1	87616.9	179	31	253	850	671	0.7	853	63/8	391	391	244	670.3	706.3	36
145	152	84228.3	88702.5	314	79	223	935	621.2	4.9	927.28	63/8	429.8	429.8	244	616.3	632.6	16.5
146	153	83741.6	88785.5	357	120	225	910	552.9	10.75	897.51	63/8	300	300	244	542.15	551.25	9
147	155	83993.5	87506.5	148	14.4	336	812	663.7	0.6	816.5	63/8	180.5	180.5	244	663.1	705.9	42.5
148	156	83548.3	88292.5	288	44.6	193	761	473	3.06	758	63/8	300	300	244	469.84	504.94	35
149	158	83280.7	88362.9	371	48.2	205	864	493.5	1.74	866.72	63/8	336.7	336.7	244	491.7	530.26	39
150	159	88558.6	88118.9	265	8.2	185	761	495.9	0.11	763	63/8	268	268	244	495.8	536.89	41

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr.	kordinatat		Kuata e pusit z	Spostimi horizontal i pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gelqeroreve		Zgjerimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Diametri i daltes "Φ"	Tavani i Gelqeroreve i konjuntur "m" absolut	Fundi natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "m"
	x	y				Relative "m"	Absolute "m.a"		Thelesia e vleres se kolones "m" relativ	Diametri i kolones "Φ"	Lartesia e Ngritjes se pusit "m"					
151	160	83815.8	88211.1	242	32	153	731	488.9	1.07	730.28	65/8	340	244	487.83	529.93	42
152	161	83913.6	87901.9	205	53	118	712	507.1	3.31	702.38	65/8	370	243	503.79	533.68	30
153	162	83717.3	87817.3	253	18.8	299	837	604	0.45	861.64	65/8	300	243	603.5	646.55	43
154	163	83948.6	87976.4	209	85	203	700	491.5	8.1	701	65/8	303	244	483.4	523.9	41
155	164	83994.8	88137.5	237	43	210	701	463.7	2.6	706.5	65/8	271.5	244	461.1	506.4	45
156	165	83750.1	88014.8	233	18.6	129	671	437.8	0.5	680	65/8	140	244	437.3	489	51.6
157	166	83942.7	88491.3	303	73.5	216	795	491.7	4.3	796.5	65/8	146.5	244	487.4	532.7	45
158	167	84176.6	87541.2	143	13	151	822	678.7	0.31	817	65/8	225.5	244	678.39	739.19	60.0
159	168	83459	88466.3	344	80.4	220	874	530.1	4.87	883.5	65/8	288.5	243	525.23	591.13	66
160	169	83664.4	88320.2	280	39	246	750	469.7	1.9	747.88	65/8	271	244	467.8	509.1	41
161	170	84121.3	87857.7	182	44	153	742	560.2	2.46	725.11	65/8	385.1	244	557.7	579.54	22
162	171	83929.4	87765.7	217	6.2	258	727	510.4	0.1	727.05	65/8	300	244	510.3	549.9	40
163	173	83764.2	88494.9	324	27.2	238	813	489.4	0.65	810.65	65/8	216	244	488.75	525.35	37
164	174	83264	88573.6	402	67.8	217	935	553.1	3.1	936	65/8	246	244	550	571.4	21.5
165	175	83446.3	88329.3	312	10.4	105	815	503	0.53	817.87	65/8	300	244	502.5	577.47	75
166	176	83291.4	88473.8	396	35	192	907	544	10	893	65/8	306	244	510	533	23
167	177	83040.9	88541.5	440	109	238	990	549.6	7.5	991.76	65/8	300	244	542.1	582.5	40
168	178	83160.8	88593	414	49.8	229	848	434.5	20	836	65/8	196	244	432.5	461	29
169	179	82757.8	88755.1	412	45.6	250	960	543.2	1.6	990	65/8	170	244	541.6	597.4	56
170	182	82866.2	88929.6	325	87	248	925	599.8	5.2	924	65/8	186.5	244	594.6	635.8	41
171	184	83679.1	88126.4	251	25	282	695	444.5	0.7	694.56	65/8	310	244	443.8	483.3	40
172	185	83597.8	88476.1	322	28.2	194	838	536.3	0.8	841.28	65/8	239	244	535.5	560.2	25
173	186	84273.6	87973.7	176	26.4	165	678	501.8	1.1	665.46	65/8	300	244	500.7	526.9	26
174	187	84303.6	87500.2	138	13.6	130	835	697	0.6	821.06	65/8	206	243	694.4	722.4	26
175	188	84074.1	87388.2	151	7.6	159	890	739.1	0.05	888.11	103/4	500	244	739.05	1033.95	295
176	189	82316.1	88814.9	373	48.4	253	1368	995.2	1.5	1378	65/8	151	244	993.7	1038.5	45
177	190	82180.6	89069.8	282	35.4	265	1145	863.2	1.1	1153.11	65/8	203.1	243	862.1	905.4	43.5
178	191	83970.7	87588.8	162	8	255	758	596.4	0.2	750.02	65/8	303.2	244	596.1	625.8	30
179	192	84378.8	87763.5	137	30.2	171	675	538.4	1.0	659	65/8	206.5	244	537.4	552	15
180	193	84775.4	88409.1	164	23.2	158	846	682.4	0.6	850.46	65/8	250	244	681.8	698.9	17.5

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr.	Nri pusit	kordinatat		Kuata e pusit	Spohna i horizontali i pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gelqeroreve		Zgjatimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Tavani i Gelqeroreve i "m" absolut	Fundit natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "m"
		x	y				Relative "m"	Absolute "m,a"		Thellesia e lules se kollores "m"	relativ kollores "m"	Diametri i kollores "Φ"	Lartesia e Negjtes se "m"			
181	194	84097	88159.7	212	12.2	149	686	474	0.4	674.95	63/8	63/8	379.95	473.6	488.6	15
182	195	84101	88376	239	16.8	161	740	501.4	0.4	744.4	63/8	63/8	304.4	501	539.1	38
183	198	82712	89035.4	328	54.2	278	1015	686.6	2.23	1006	63/8	63/8	242	684.3	699.22	14.5
184	199	83539.6	87942.4	276	18	295	920	644.1	0.36	923.5	63/8	63/8	228.5	643.7	675.14	31.5
185	201	84063	87586.3	146	14.6	359	730	583.8	0.3	731.32	63/8	63/8	202.3	583.5	623.7	40
186	206	84241.2	87775.3	160	25	109	679	519.2	0.8	674	63/8	63/8	264	518.4	567.7	49.5
187	209	83896.2	88160.3	234	89.4	218	730	495.9	5.6	714.04	63/8	63/8	245.04	490.3	525.9	35.5
188	210	82626	88881.7	364	436	246	990	626.3	1.34	930.4	63/8	63/8	260.4	624.9	652.65	28
189	211	82977.8	88965.1	342	75	261	968	625.7	3.7	965	63/8	63/8	201	622	655.8	33.5
190	213	83589.9	88893.9	367	94	262	967	600.2	6.0	950	63/8	63/8	180	594.2	621	27
191	214	83173.7	88759	410	122	255	923	513	10.95	919	63/8	63/8	300	502.05	535.55	34.5
192	215	82257.8	89138	274	51	251	1137	863	2.07	1128.27	63/8	63/8	198.27	860.93	898.43	37.5
193	216	82252.2	89012.6	311	80	266	1260	948.9	4.59	702.02	63/8	63/8	300	944.31	1008.41	64
194	217	82480.8	89217.7	263.6	135	262	1095	831.4	3.19	1045	63/8	63/8	377	746.7	782.81	36
195	221	83303.2	88998.8	298	64.6	253	10.4	749.9	3.73	1084	63/8	63/8	179	775.27	818.27	43
196	222	84517.4	88976.9	303	82.4	215	1082	779	3.73	1084	63/8	63/8	259	648.6	690	41
197	223	84681	88365.7	180	27	175	830	649.6	1.0	832	63/8	63/8	40	460.4	670.9	30.5
198	227	83473.8	88935.5	320	76	263	965	645	4.6	950	63/8	63/8	353.9	527.76	551.56	24
199	228	83939.9	87687.2	197	13.4	265	725	528.2	0.44	715.91	63/8	63/8	128	820.6	934.15	114
198	231	83966.2	87378.8	145	13.5	60	966	821.5	0.85	973	63/8	63/8	300	751.7	796.83	45.5
200	232	83901	87497.3	159	40	225	911	752.4	0.67	913	63/8	63/8	276	718.6	746.8	28.5
201	235	84886.7	88270.6	138	68	191	860	722.3	3.7	851	63/8	63/8	298	706.1	737.2	31
203	236	84790.6	88546.4	233	55.6	196	942	708.9	2.8	933	63/8	63/8	300	475.4	494.7	19
204	240	83856	88370.3	283	37.2	200	760	476.7	1.3	741.2	63/8	63/8	381	523.5	565	42
205	241	83395.8	88333.3	331	41	194	855	524.5	1.0	841.4	63/8	63/8	298.7	665	697.34	32.5
206	242	84388.5	88754.9	330.5	64.5	233	997.5	667	2.16	998.75	63/8	63/8	158	542.3	586.8	44.5
207	243	82978.3	88610	418	73.5	248	963	545	2.7	947.08	63/8	63/8	213	533.1	589.7	56.5
208	244	83347.8	88553.4	398	31.4	208	932	533.9	0.8	934.5	63/8	63/8	300	469.5	528.5	59
209	245	83977.1	88369.3	259.7	42.6	196	731	471.3	1.8	730.06	63/8	63/8	300	799.6	834.6	35
210	247	82543.3	89066.3	203.7	137	255	1015	811.3	11.7	1021.97	63/8	63/8	300	799.6	834.6	35

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr	koordinatat		Kuat e pusit z	Spostim horizontal i pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gelqeroreve		Zgjatimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Diametri i daltes "Φ"	Tavani i Gelqeroreve i korigjuar "m" absolut	Fundi natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "m"
	x	y				Relative "m"	Absolute "m.a"		Thelesia e vuljes se kolones "m" relativ	Diametri i kolones "Φ"	Lartesia e Niveltjes se "m"	gjenitos "m"				
211	250	83380.8	88122.6	305	12.5	357	856	551.5	0.15	192/251.5	73/8	326.5	244	551.35	964.85	414
212	252	83845.7	89702.2	177	90.4	236	1335	1158.5	4.2	1337.5	63/8	492.5	244	1154.3	1238.6	85
213	K01	83812.3	86416.5	279	39	272	1148	868.9	1.04	1110.24	63/8	333.4	190	867.8	929.96	62
214	3	84648.3	87549.7	244	111	128	1591	1365.9	6.0	1016	63/8	333.5	243	1341	1407	66
215	6	83133.3	87066.9	219	52.5	148	1269	1049.7	2.22	1271	63/8	399	243	1047.78	1343.78	296
216	7	82450.9	87678.9	315	66	273	1272	957.1	0.36	1278	103/4	978	243	956.7	1338.64	2
217	9	82346	87033.7	217	13.4	61	1153	936	0.34	1161	63/8	273	243	935.6	1074.66	139
218	11	81157.1	88357	329	17	248	1625	1296.3	0.23	1625.27	63/8	301	243	1296.01	1366.77	71
219	14	81351.7	87710.3	306	56	201	1554	1248.3	2.12	1554.25	63/8	200.24	243	1246.18	1373.38	127.5
220	20	82496.2	87378.5	258	33	250	1185	927.2	1.07	1165.53	51/2	274.5	243	926.13	965.93	40
221	21	82445.7	88045.6	388	42	234	1477	1089	1.04	1459.19	63/8	290.19	243	1088	1126.09	38
222	22	81888.3	87708.6	327	37.7	206	1378	1050.8	0.8	1362.74	63/8	262.74	243	1050	1079.2	29
223	23	88168.4	86851.6	222	47	77	1521	1298.6	3.66	127	63/8		243	1295	1306.34	11
224	25	83407	87235.2	171	57	242	1296	1124.7	2.18	1287.03	63/8	279	243	1122.5	1182.82	60
225	26	83371.5	87472.1	207	51.7	233	1216	1008.6	1.26	1200.12	63/8	254.6	243	1007.3	1064.72	57
226	27	83112.7	87320.6	212	24	226	1121	908.9	0.58	1121	63/8	349.5	244	908.3	988.42	80
227	28	83163.9	87569.5	245	49	252	1182	937.3	1.34	1167.72	63/8	175.22	244	936	994.66	59
228	29	83237	87810.1	263	28	251	1280	1016.9	1.25	1260.33	63/8	233.3	243	1015.6	1057.75	42
229	30	82797.4	87417.6	273	57	241	1174	900.9	1.94	1173.8	63/8	265.8	215	899	962.06	63
230	31	82743.7	87677.4	240	45	265	1253	1012.9	1.00	1236.88	63/8	361.5	243	1011.9	1064	52
231	32	82941.3	87952.1	329	22	333	1316	987	2.18	1290	63/8	300	244	984.8	1014.82	30
232	33	82542.8	87569.9	292	40	239	1224	932	0.95	1210.61	63/8	382	243	931	973.05	42
233	24	82563.6	87811.9	340	70	229	1311	971.2	2.59	1292.39	63/8	230.4	244	968.6	1012.41	44
234	35	82722.1	88042.6	367	15	240	1425	1057.7	0.47	1408.1	63/8	335	244	1057.2	1125.53	68
235	36	82257.9	87612.9	313	68	236	1249	935.9	2.22	1273.21	63/8	311.2	243	934	1011.78	78
236	37	82190.4	87896.5	355	21	246	1452	1096.9	0.55	1435.83	63/8	282.8	243	1096.3	1139.45	43
237	38	82288.8	86789.5	209	47	240	1315	1106.3	1.24	1306	63/8	249.5	244	1105	1301.76	197
238	39	82073.7	87196	247	49	230	1199	951.6	1.71	1186.22	63/8	150	244	950	996.29	46
239	40	82184.7	87416	282	63	234	1225	943.5	2.04	1212	63/8	280	244	941.4	995.96	55
240	41	82668.2	87143.2	240	59	241	1162	921.7	2.07	1153.92	63/8	256	244	919.6	984.93	65

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr.	Nri pusit	koordinatat		Kuatat e pusit	Spostimi horizontal i pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gëlqeroreve		Zgjatimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Diametri i daltes "Φ"	Tavani i gëlqeroreve i korrigjuar "m" absolut	Fundit natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "b" m
		x	y				Relative "m"	Absolute "m"		Thlesi e kulles se "m" kullones	relativ "m" kullones	Diametri i "Φ" kullones	Latesia e Ngutjes se "m" guntjes				
241	42	82504.3	87095.9	253	6	159	1178	924.8	0.11	1153.11	63/8	308	244	924.6	937.89	13	
242	43	82590.9	86897.9	232	4	96	1252	1019.6	0.75	1237.05	63/8	227.5	244	1018.8	1067.25	48	
243	44	82292	87229.9	255	20	213	1176	920.9	2.95	1156.08	93/8	776	244	917.9	1343.05	425	
244	45	81960.1	87420	275	71	231	1253	978.2	2.57	1249	63/8	434	243	975.6	1037.43	62	
245	46	82066.4	87704	319	50	225	1368	1048.6	1.09	1340.05	63/8	330	244	1047.5	1077.91	30	
246	47	82242.5	88158.1	392	47	258	1525	1182.9	1.42	1561	63/8	316	243	1181.4	1203.51	22	
247	48	81879.8	88032.8	409	36	241	1618	1209.2	1.17	1605	63/8	601	243	1208	1224.83	17	
248	49	81701.2	87760.9	337	69	245	1411	1074.4	2.36	1415	63/8	481	243	1072	1120.64	49	
249	50	81799.9	87504.7	300	80	229	1450	1150.2	2.9	1440.1	83/8	392.6	243	1147.3	1343.1	196	
250	51	81678.9	87486.7	261	56	223	1381	1119.8	1.65	1395.5	63/8	314	243	1118	1172.35	54	
251	52	81827.8	87121.5	254	8	168	1358	1084.6	0.35	1355.0	63/8	433.5	243	1103.3	1146.65	43	
252	53	82029.5	86898.4	198	20	265	1303	1104.8	0.34	1294	51/2	519	243	1104.4	1140.65	36	
253	54	82867.7	86895.2	258	43	103	1292	1034	1.74	1276.26	63/8	260	243	1032.2	1076.26	44	
254	55	81590.8	87999.2	396	43	237	1541	1145	0.9	1551	59/10	350	244	1144.1	1206.1	62	
255	56	82360.5	87815.3	343	29	230	1374	1031	0.39	1378.2	51/2	412	244	1030.6	1062.61	32	
256	57	82933.8	87289.6	237	38	241	1137	900.2	1.04	1122.06	51/2	494	243	899.16	968.96	70	
257	58	82867.8	87580.5	255	32	256	1202	946.8	0.6	1190.53	63/8	187.03	244	946.2	1005.4	59	
258	59	83024.9	87747.4	283	53	311	1269	986.1	1.61	1259.07	63/8	293	244	984.5	1030.79	46	
259	60	82399.7	88344.7	434	66	280	1557	1123.5	2.3	1573.9	51/2	496.9	244	1121.2	1153.7	33	
260	61	82998.2	87594.5	254	30	255	1205	951.2	0.32	1205.5	73/8	674.5	244	950.8	1180.68	230	
261	62	82067.4	88027.5	385	56	265	1515	1130.4	1.31	1555	63/8	420	243	1120	1184.19	55	
262	63	81768.7	87879.2	384	41	225	1473	1089.2	1.34	1491.2	63/8	664.2	244	1087.8	1126.66	39	
263	64	81999.8	87561.7	303	36	211	1304	1001.3	0.87	1309.3	73/8	448.8	244	1000.43	1241.13	241	
264	65	83000.4	87268	223	50	218	1137	914.4	1.4	1120.78	73/8	380	244	913	898.8		
265	66	82758.4	86903.2	258	9	170	1244	986.5	0.36	1228.17	51/2	330	244	986.1	1009.14	23	
266	67	82636.6	87319.5	251	34	293	1131	880	0.85	1130	63/8	227.5	243	879.15	903.15	24	
267	68	82142.8	87066.5	223	57	251	1272	1049.4	1.8	1260.03	63/8	547.5	243	1047.6	1067.2	20	
268	69	81972.1	87235.8	217	52	201	1351.5	1142.8	1.46	1345.37	51/2	230.37	243	1131.8	1147.54		
269	70	82333.5	87443.8	283	44	224	1220	937.3	1.32	1202.83	51/2	267.8	244	936	951.68	16	
270	71	82662.4	87527.2	282	54	255	1192	910.5	1.61	1191	63/8	546	244	909	936.39	28	

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr	kordinatat		Kuat e pusit z	Spostim horizontal i pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gelqeroreve		Zgjidhja i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Diametri i daltes "Φ"	Tavani i Gelqeroreve i "m" absolut	Fundit natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "b" m
	x	y				Relative "m"	Absolute "m.a"		Thelesia e uljes se kolones "m" relativ	Diametri i kolones "Φ"	Lartesia e Ngritjes se "m"					
271	72	82099.3	87534.4	292	65	228	1279	987.2	1.95	1261.25	65/8	281.2	243	985.2	990.05	5
272	74	82774.2	87209	258	28	224	1154	895.3	0.73	1142.3	65/8	387.38	244	895.17	913.27	18
273	75	82503.4	87089.1	217	33	227	1165	947.6	1.09	1220.3	65/8	270.3	244	946.5	1007.91	61
274	76	82189.7	87238.9	252	30	168	1177	925	0.47	1167	65/8	259	244	924.57	940.53	16
275	79	83038.9	87418.8	228	48.5	224	1132	304.2	1.4	1116.6	65/8	241.65	244	902.8	919.6	17
276	80	82058.7	87361	269	53	244	1206	937.4	1.39	1224.8	65/8	221	244	936.01	979.61	44
277	70/F	82648.9	87891.8	341	38	236	1367	1026	1.18	987.5	95/8	511.5	212	1024.8	1047.82	13
278	81	82584.9	87449.2	270	36	221	1177	907.5	1.02	1164.07	65/8	246.07	244	906.48	938.98	33
279	82	82392.2	87268.9	242	55.5	218	1158	915.7	1.7	1144.8	65/8	349.8	244	914	937.8	23.5
280	83	82338.5	87165.3	242	37.6	228	1155	912.6	1.4	1152.6	65/8	265.1	244	944.2	936.6	25
281	85	82891.6	87485.4	252	34.2	241	1179	927.3	0.92	1171	65/8	256	244	926.38	937.08	11
282	86	82779.5	87569.1	272	55	243	1222	954.7	1.62	1220	65/8	414	244	953.08	975.38	22
283	87	82633.9	87683.2	316	63	241	1276	959.9	1.96	1264	65/8	272	244	957.9	976.04	18
284	88	81793.5	87768.4	349	81.4	293	1399	1049.6	2.75	1411	65/8	143	244	1046.8	1101.75	54
285	89	82074.8	87273.1	258	21.2	251	1201	942.8	0.35	1193	65/8	345	244	942.4	967.65	25
286	90	81976.4	87668.1	321	66.6	230	1325	1004.2	2.09	1341.1	65/8	206.1	244	1002.1	1064.41	62
287	91	82473	87489.9	273	76.4	226	1196	922.6	3.37	1196.6	65/8	235	244	919.23	950.13	30
288	92	82269.9	87362.5	274	37.4	197	1200	926.3	0.12	1200	65/8	275	244	925.5	998.18	73
289	93	82031	87747	286	64.8	231	1270	984.5	2.9	1261.4	65/8	227.6	244	981.6	1021.6	40
290	94	82568.8	87349.5	256	44.8	244	1178	921.9	1.21	1262.6	65/8	137.6	244	920.69	948.79	28
291	95	82528.6	87371.4	248	27.8	208	1155	906.9	0.48	1145	65/8	195	244	906.42	936.02	29
292	97	82613.1	87245.1	241	38	192	1143	901.7	0.96	1134	65/8	210	244	900.7	932.54	31.5
293	100	83170.2	87468.1	222	50	221	1110	887.7	1.37	1102	65/8	157	244	886.33	922.63	36
294	101	82475.3	87519	297.6	155	215	1250.8	953.2	6.7	1256.6	65/8	600	244	946.5	1005.7	59
295	102	81916.9	87569.6	302	86	224	1325	1023.1	4.15	1317.2	65/8	157	243	1019	1046.85	28
296	103	81852.8	87682.8	326.3	83	236.3	1357.5	1031.2	3.57	1360.2	65/8	125	244	1028	1070.13	42.5
297	Go.4	81263.9	89287.3	357	102	270	1994	1637	3.3	1996	65/8	429	243	1633.7	1766.7	133
298	Go.10	85602.3	89393.9	170.8	89	205	1592	1421.2	3.6	1592	65/8	376	243	1417.6	1526.6	104
299	Go.16	85420.4	88334.0	98.2	70.5	229	1672	1573.8	3.7					1570.1	1635.1	65
300	Go.230	84081.2	87189	193.6	21.5	20			0.4	Nuk kapi Gelqeroret			244		1109.5	

Tabela 1-1 (vazhdim)

Nr.	Nra pusit	kordinatat		Kuata e pusit	Spostimi horizontal i pusit "m"	Azimuti "grad"	Tavani i gelqeroreve		Zgjatimi i pusit "m"	Kolona e shfrytezimit				Diametri i daltes "Φ"	Tavani i Gelqeroreve i korigjuar "m" absolut	Fundi natyral i pusit "m" abs.	Balli i hapjes se pusit "b" m
		x	y				Relative "m"	Absolute "m.a"		Thelesia e vuljes se kollones "m"	Diametri i kollones "Φ"	Lartesia e Ngjitjes se gumtos "m"					
301	Ko.3	84649.64	87550.12	244.54	30.4	120	1016	771.46	2.9	1016		6 ³ /8	333.5	243	768.56	1409.56	641
302	Ko.10	84039.5	86982.7	209.44	3.4	358	1562	1352.5	0.3			14 ³ /4			1352.2	1448.3	
303	Ko.12	83076.01	86637.47	270.10	34	15	2006	1736	0.97	Ulur vetem pipe				250	1734.9	1756.93	22
304	Ko.2	84754.95	86943.65	240.67	33.5	211	1457	1216.3	1.74	1464		6 ³ /8	580	243	1214.6	1405.59	191
305	Go.217	82480.8	89217.7	263.6	135	262	1085	831.4									
306	Go.247	82543.3	89066.3	203.7													

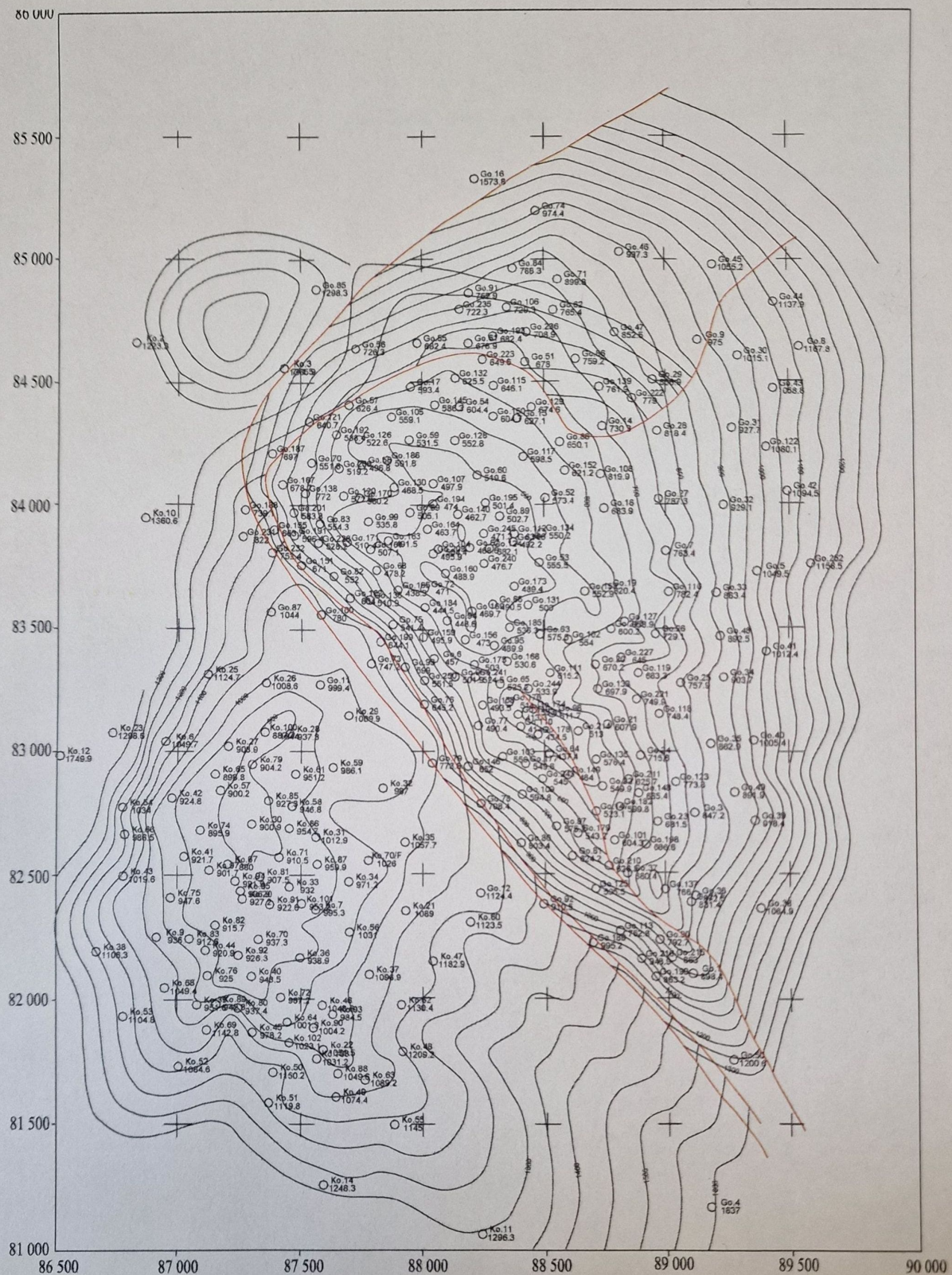


Figura 1-1. Harta strukturore sipas tavanit gëlqeror të vendburimit Gorisht-Kocul (Shkalla 1:25000)

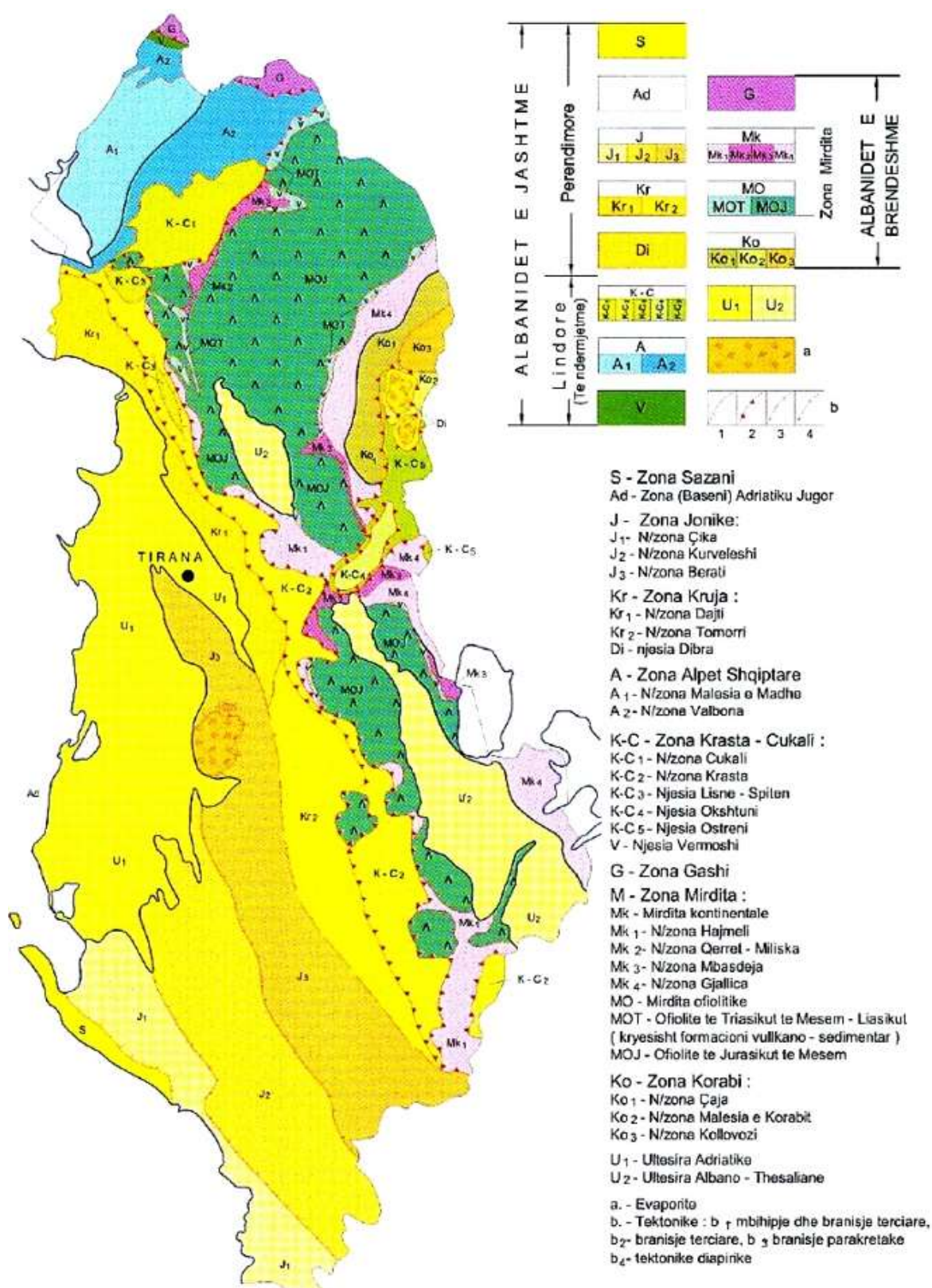


Figura 1-2. Harta Gjeologjike e Shqipërisë (Albpetrol Sh.a).

KAPITULLI I DYTË

STUDIMI I VETIVE KOLEKTORALE DHE VETIVE TË FLUIDEVE

2.1. Studimi i vetive kolektorale të prerjes karbonatike nga Triasi deri në Eocenin e poshtëm dhe të mesëm në bazë të kampionaturës së puseve Go-6, Go-7, Go-11, Go-17.

Për studimin e vetive kolektorale të vendburimit Gorisht u morrën kampione nga 4 puse, Go-6, Go-7, Go-11, Go-17. Prej këtyre kampioneve u përgatitën 131 shlife të mëdhenj me një mesatare të sipërfaqes së shlifit 1200 mm^2 ; 93 shlife të zakonshme, 62 kampione ju nënshtruan analizës së porozitetit të hapur, 23 kampione ju përcaktua përshkueshmëria, 40 kampione ju nënshtruan analizës së porozitetit me injektim zhive dhe 73 shlife u dhanë për luminishencë, 7 kampione u përcaktuan me analizën termike diferenciale dhe 83 kampioneve ju bë analiza spektrale [6].

Si rezultat i studimeve petrofizike dhe kimike të shkëmbinjve karbonatik prej Triasit të sipërm dhe deri në Eocenin e poshtëm dhe të mesëm për vendburimin e Gorishtit u dalluan 13 tipe strukturale gjenetike shkëmbinjësh [3] [4] [6].

1. Gëlqeror mikritik
2. Gëlqeralevritet dhe gëlqeranite të hollë klastik
3. Gëlqeror mikritik dhe gëlqeralevrite klastike shkumësore
4. Gëlqeranite të hollë dhe të mesëm klastik sheqeror kompakt
5. Gëlqeralevritet të imët deri gëlqeranite të imët skeletor-mikritik
6. Gëlqeranite të mesëm deri gëlqeranite të trashë skeletor mikritik
7. Gëlqeralevrite të imët deri gëlqeranit të imët klastik skeletor dhe skeletor –klastik mikritik
8. Gëlqeranite të mesëm deri gëlqerzhavorite klastik-skeletor dhe skeletor klastik mikritik ranor të mesëm
9. Gëlqeror pseudobrekçioz (gëlqeranite të mesëm dhe të trash të rikristalizuar mikritik)
10. Gëlqeranite të imët lëmshor-shpatike
11. Gëlqeror brekçioz klastik-skeletor, ranor zhavorik
12. Gëlqeralevrite të imët dhe të mëdhenj klastik skeletor mikritik dolomitik.
13. Dolomit kristalik alevrit të mëdhenj deri në ranor mesëm me relikte të strukturës primare gëlqerore.

Pra në Gorisht shtohen katër tipe të rinj të shkëmbinjve karbonatik që nuk takohen në Ba-17 dhe në prerjen e Proit të Thatë dhe këto janë: dolomitet, gëlqerorët dolomitik, gëlqerorët

pseudobrekçioz dhe gëlqeranitet e imët lëmshor – shpatik. Mungon tipi i gëlqeraniteve të rrallë dhe të mesëm klastik – sheqeror të shkrifët mikritiko-ranor hollë [4] [6]. Ky tip i fundit ekziston në vendburimin e Gorishtit në prerjen e kretakut të sipërm, por nuk është takuar për shkak të mungesës së karotave [6].

2.2. Poroziteti ndërkokrizor primar dhe roli i tij në vetitë kolektorale.

Roli i porozitetit primar ndërkokrizor në vetitë kolektorale të shkëmbinjve karbonatik të tipeve të ndryshme është trajtuar në literaturën e specialitetit.

a. Gëlqerorët pelitomorfë dhe gëlqeranitet e mëdhenj

Në grupin e gëlqerorëve pelitomorf përfshihen gëlqerorët mikritikë dhe gëlqeroalevritet e vegjël, ndërsa gëlqeranitet e mëdhenj futen në një kategori tjetër të vjetër të veçuar. Nga analizat e kryera në tipe relativisht kompakt të këtyre shkëmbinjve nga pakot 1, 4, 5, 6, 7 dhe 8 del se vlera e porozitetit të hapur të përcaktuar me metodën e ngopjes me vajguri lëkundet nga zero deri në rreth 4% dhe është mesatarisht 2.25%. Tipet jo kompakt me pamje shkumësore (që më tepër janë të llojit të gëlqeralevritit të madh) në bazë të analizave të kryera me kampione të vendburimeve të Gorishtit dhe të Ballshit si dhe me kampione të marrë në sipërfaqe në Kremenarë, del se kanë porozitet të hapur deri 10-14% i cili nganjëherë duket se është i ngopur edhe me naftë [5] [6].

- Për të gjithë këto tipe, përshkueshmëria absolute e matur me metodën standarte është e barabartë me zero, për shkak të përmasave shumë të vogla të pjesës dërrmuese të poreve (pjesë të mikronit deri në disa mikron) dhe për shkak të lidhjes së dobët të poreve [6].
- Në bazë të studimeve të hollësishme për tipe të tillë shkëmbinjesh rezulton se poret e tyre janë të mbushur pothuajse tërësisht me ujë të lidhur, vetëm në tipet me porozitet të lartë rreth 10% , një pjesë e këtyre poreve (më pak se 20% e porozitetit) mund të ngopet edhe me naftë [6].

Por edhe në rastet kur kemi një farë ngopje me naftë, për shkak se naftat tona janë asfalto rrëshinore ato krijojnë cipa adsorbimi të lidhura fort me shkëmbin, duke bllokuar plotësisht këto pore të imët [6].

b. Gëlqerorët argjilor, shistet argjilore-karbonatike dhe mergelet.

Duke qënë se këta shkëmbinj përmbajnë sasi të konsiderueshme lënde argjilore kanë porozitet të hapur rreth zeros [6].

c. Gëlqeranite të vegjël, të mesëm dhe të mëdhenj, kompakt.

Në bazë të tetë analizave të kryera për vendburimin e Gorishtit del se poroziteti i tyre lëkundet nga zero deri në rreth 4% [6].

Vlera krejt të njëjta vërehen edhe në vendburimin e Ballshit dhe strukturën e Kremenarës. Përshkueshmëria absolute e shkëmbinjve të tillë e matur me metodën standarte është rreth zero. Për porozitete deri në 4-5% poret duhet të jenë lidhur dobët midis tyre [6]. Pjesa tjetër e poreve të këtyre shkëmbinjve mund të jenë pore më të imta që ndodhen kryesisht në matriksin e shkëmbit. Pra, edhe për shkëmbinjtë me strukturë të tillë të hapsirës poroze, poroziteti i hapur nuk jep asgjë për mundësinë naftëmbajtëse dhe naftëdhënie të shkëmbit dhe prandaj ai duhet zëvendësuar me porozitetin sekondar [6].

d. Pseudobrekçiet e pakos 2-të

Për të njëjtat arsye sikurse edhe për shkëmbinjtë e pikës c, poroziteti i hapur nuk mund të shërbejë për vlerësimin e tyre. Për më tepër në këta tip shkëmbinjesh për shkak të përmasave të mëdha të çarjeve dhe kavernave në vlerën e porozitetit të hapur reflektohet kryesisht vetëm poroziteti i copave të shkëmbit që ndërtojnë pseudobrekçiet dhe jo poroziteti midis çarjeve [2] [4].

e. Brekçiet gëlqerore dhe gëlqerzhavoritet.

Poroziteti i hapur i këtyre shkëmbinjve nuk është vlerësuar as në vendburimin e Ballshit dhe as në vendburimin e Gorishtit [2] [4].

f. Gëlqerorët dhe dolomitet sheqerore.

Këta janë kolektor me porozitet ndërkokrizor apo ndërkristalin të lartë. Kështu një kampion gëlqeror sheqeror i vendburimit të Ballshit ka dhënë porozitet 19% dhe përshkueshmëri absolute 83 md, ndërsa një kampion dolomiti sheqeror (me pamje ranore) ka dhënë porozitet të hapur 20% dhe përshkueshmëri absolute rreth 175 md. Gëlqerorët sheqeror ndërtojnë pjesërisht pakon 3 dhe 4, ndërsa dolomitet sheqerore takohen në pakon 10 [2] [3] [4].

Nga sa thamë për problemin e porozitetit ndërkokrizor të shkëmbinjve karbonatik të prerjes së vendburimit të Gorishtit mund të arrihet në përfundimet e mëposhtme:

1. Poroziteti ndërkokrizor i hapur i gëlqerorëve pelitomorf dhe gëlqeralevriteve të mëdhenj, i shisteve argjilore – karbonatike, mergeleve dhe gëlqerorëve argjilor nuk është efektiv dhe nuk ka rëndësi për mbajtjen dhe dhënien e naftës [6].
2. Poroziteti ndërkokrizor apo ndërkristalin i tipeve të tjera të shkëmbinjve mund të shërbejë pjesërisht për mbajtjen dhe dhënien e naftës, por madhësia e tij duhet të vlerësohet nëpërmjetë porozitetit sekondar me metodën kapilarometrike [6].

Pavarësisht nga konkluzionet e mësipërme, megjëse poroziteti ndërkokrizor mund të paraqes interes për llogaritjen e rezervave të gazit të lirë apo eventualisht pjesa me përmasa më të mëdha e boshllëqeve të tij mund të jetë pjesërisht efektive përsa i përketë naftëdhënies [6]. Sikurse dihet në vlerën e porozitetit të hapur që përcaktohet me metodën e ngopjes me

vajguri përfshihen të gjitha poret dhe boshllëqet me përmasa më të mëdha se $300 \text{ \AA}$ ($3 \times 10^{-5} \text{ mm}$ ose $3 \times 10^{-2} \text{ mikron}$) që janë të palidhura me sipërfaqen e kampionit me kanale mbikapilare [6].

2.3. Poroziteti sekondar

Poroziteti sekondar i shkëmbit përbëhet prej dy komponentësh.

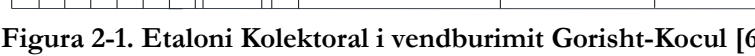
1. Prej porozitetit sekondar kapilar që përfshihen të gjitha boshllëqet e lidhur me sipërfaqen e kampionit me kanale me përmasa kapilare nga 0.01452 mm deri në 0.508 mm . (për çarjet nga 0.00726 mm deri në 0.254 mm) [6].

Ky lloj poroziteti më përpara është quajtur nga ana e jonë “poroziteti i hapur i dobishëm shumë i sigurtë” dhe porozitet efektiv shumë i sigurt. Ky porozitet është përcaktuar me metodën e injektimit të zhivës në presionet nga 0 deri në 1 atm dhe me metodën e membranës gjysmë përshkuese në presionet nga 0 deri në 0.16 atm. [1] [2] [6].

2. Prej porozitetit sekondar të kavernave që përfshijnë të gjitha boshllëqet e lidhur me sipërfaqen e kampionit me kanale me përmasa më të mëdha se 0.508 mm (për çarjet 0.254 mm). Pra në këtë porozitet përfshihen të gjitha kavernat dhe çarjet të cilat nuk përfshihen në porozitetin sekondar kapilar [6].
3. Përsa i përket vlerësimit të porozitetit sekondar nëpërmjet matjeve Gjeofizike, ai është shumë i pakët në numër, mbasi si të tilla ato janë bërë vetëm në 4 (katër) puse, vlera të cila paraqiten në tabelën e mëposhtme [6]. Si etalon kolektoral të vendburimit Gorisht-Kocul është zgjedhur pusi Gorisht-17, Figura 3-1.

Nr	Nr. Pusit	Trashësia e studiuar (m)	Poroziteti , %
1	Go-160	782,6-894,0	1
2	188	1042-1176	1.9
3	231	969-1080	1.5
4	252	1340-1410	1.8

Të dhëna të porozitetit sekondar sipas matjeve gjeofizike, vendburimi Gorisht- Kocul [6].



2.4. Përcaktimi i tipit dhe dendësisë së makroçarjeve në thellësi.

Në studimet sipërfaqësore në strukturat ku shkëmbinjtë karbonatik zhvishen në sipërfaqe, janë studiuar modeli i makroçarjeve të rendit II-të, modeli i makroçarjeve të rendit të I-rë, modeli i makroçarjeve të mëdha dhe modeli i makroçarjeve paralele me shtresëzimin [4] [6].

- Në kategorinë e makroçarjeve të rendit të II-të janë futur të gjitha çarjet që duken me sy, që presin një shtresë pavarësisht nga gjatësia, hapja, mbushja dhe fakti nëse e ndajnë ose jo shkëmbin në boshllëqe. Po kështu po të krahasojmë dendësitë e çarjeve të rendit të dytë, ato lëkundet rreth 40, 1/m, që është afërsisht e barabartë me dendësinë e mikroçarjeve efektive të përcaktuara nga kampionet e puseve që lëkundet rreth 40-50, 1/m, gjë që dëshmon akoma që këto çarje në thellësi në pjesën kryesore kanë luajtur rolin e mikroçarjeve. Pra, përfundimisht modeli i çarshmërisë së rendit të dytë nuk mund të përdoret për të modeluar ambientin me makroçarje në thellësi [6].
- Modeli i makroçarjeve të rendit të I-rë i ndërtuar në bazë të studimeve sipërfaqësore përfshinë vetëm çarjet që ndërpresin disa shtresa, të cilat janë praktikisht dhe çarje të rendit të II-të për shtresat e trasha. Makroçarjet e mëdha përfaqësojnë një kategori më vete çarjesh. Ato kanë shtrirje qindra metra dhe presin trashësi shtresash nga disa dhjetra metra në disa qindra metra. Këto çarje mund të kalojnë pjesërisht edhe në prishje të vogla [6]. Të tilla çarje janë vërejtur në depozitimet e Përroit të Ladovës (struktura e Shëndëllisë). Kështu ato përbëjnë një sistem me orientim VVL-30⁰, janë vertikale dhe ndodhen njëra nga tjetra në distancë rreth 20 m. Në dolomitet e T₃ – J₁ të prerjes së Fterës vihen re 2-3 sisteme makroçarjesh të tilla dhe ndërmjet tyre ka edhe çarje me rënie të butë [6].

Nga sa u parashtrua më sipër, mund të arrihet në përfundimin që rolin e makroçarjeve në thellësi mund ta luajnë vetëm çarjet e rendit të I-rë dhe çarjet e mëdha [6].

2.5. Matja e porozitetit të boshllëqeve kapilare me porometrin e presionit të lartë

Është metoda më e përhapur në bazë të së cilës bëhet jo vetëm përcaktimi i poroziteteve të veçanta të shkëmbit, por nxirren edhe një seri përfundimesh të tjera të rëndësishme. Në Figurën 2-2 është paraqitur skematikisht porometri i ndërtuar në vendin tonë në ish- Institutin e naftës dhe gazit Fier [6].

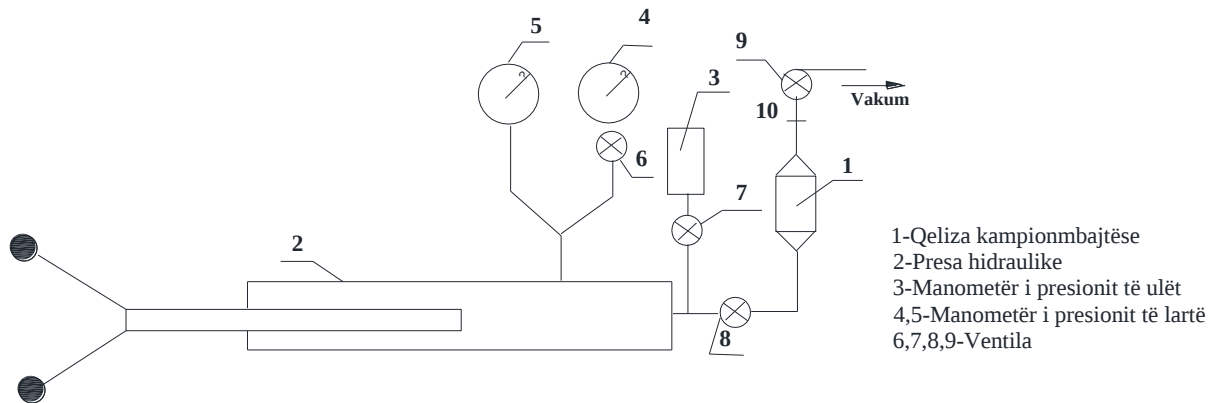


Figura 2-2. Skema e porometrit me mërkur [6].

Përbëhet nga një qelizë kampionmbajtëse 1 ku futet kampioni që do të analizohet. Qeliza mbasi vakumohet, ngopet me mërkur, i cili shtyhet me anën e presës matëse 2. Presionet e injektimit maten me manometrat 3 (për vlera të vogla) dhe 4 (për vlera të larta), ndërsa vëllimet e mërkurit të injektuar maten me shkallën e presës 2. Këtu po japim vetëm parimin mbi të cilin mbështetet përcaktimi i poroziteteve të veçanta [6].

Presioni kapilar që lind në sipërfaqen e ndarjes së fazave në kanalet poroze jepet me shprehjen [6]:

$$p_k = \frac{2\sigma * \cos\theta}{r},$$

në rastin e çarjeve me faqe paralele ky presion jepet nga formula:

$$p_k = \frac{2\sigma * \cos\theta}{b}.$$

P_k – presioni kapilar, atm

σ – tensioni sipërfaqësor i cili për zhivën merret $480 \frac{\text{din}}{\text{cm}}$

θ – këndi i lagies i cili për zhivën merret 140°

b – gjerësia e çarjes, μm

Duke bërë zëvendësimet përkatëse, ekuacioni i mësipërm që jep lidhjen midis presionit kapilar, P_k (atm) dhe gjerësisë së çarjes b , në μm , merr formën:

$$b = \frac{7.2578}{P_k}, \quad (\mu\text{m})$$

Duke krahasuar sipas rendit të madhësisë, çarjet ($10\text{-}40 \mu\text{m}$), makroporet (më të mëdha se $100 \mu\text{m}$) dhe poret (më të vogla se $10 \mu\text{m}$), nuk është vështirë të kuptohet se duke filluar nga presionet kapilare më të vogla, gjatë injektimit të zhivës në një shkëmb mbushen më shpejtë çarjet pastaj makroporet dhe në fund poret. Një dukuri e tillë pasqyrohet dhe në lakoren

presion-kapilar-ngopshmëri, Figura 2-3, ku veçohen vëllimi i çarjeve, makroporeve dhe poreve [6].

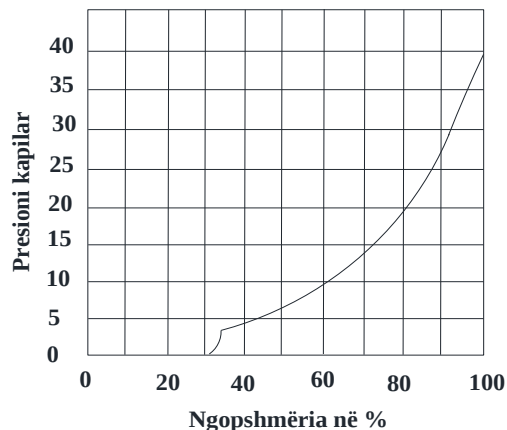


Figura 2-3. Grafiku eksperimental i injektimit të mërkurit [6].

Duke njohur vëllimin e dukshëm të kampionit mund të përcaktohen vlerat e poroziteteve të veçanta në funksion të presionit kapilar. Në laboratorin e Fizikë-Shtresës në ish- Institutin e Naftës dhe Gazit janë kryer një numër i madh analizash si me metodën e ngopjes me vajguri ashtu edhe me metodën e injektimit të zhivës në presion prej 90 atm, principin e së cilës e trajtuam më lartë.

Metoda e ngopshmërisë me vajguri pasqyron porozitetin efektiv, pra porozitetin e hapësirave të poreve të cilat komunikojnë me njëra tjetrën, për të cilën është edhe objektivi ynë në llogaritjen e rezervave industriale, ndërsa metoda e injektimit me zhivë në presionin prej 90 atm na jep një informacion në lidhje me porozitetin e çarjeve.

Në këtë disertacion do të pasqyrojmë, nëpërmjetë përpunimit statistikor, porozitetet përfaqësuese të pothuajse të 141 analiza të kryera, si të porozitetit efektiv ashtu edhe të porozitetit të çarjeve.

Të gjitha të dhënat që jam referuar mbi bazën e të cilave kam bërë llogaritjet përkatëse për të gjetur vlerën përfaqësuese të porozitetit qoftë me metodën e ngopshmërisë me vajguri apo dhe me metodën e injektimit të zhivës në 90 atm të dhëna të cilat jepen në tabelën 2.1, janë marrë në materialin [6] (*S.Tego, Rezervuarët Karbonatikë, Tiranë: Botimet Barleti, 2021.*).

Tabela 2-1 –Analizat në laboratorin e Fizikë-Shtresës

Nr.	Pusi	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Thellësia e marrjes së kampionit, m. absolut	Gjatësia e kampionit e marrë për analizë në fizikë-shtresë	Përshkrimi i formacionit	Poroziteti me ngopje vajguri, %	Poroziteti me injektim zhive në presion 90 atm, %
1	Go 120	911.5-920	737.5-746	8.5	Gëlq me çarje të mbush. me kalcit	0.86	0.084
2	"	791-796	617-622	5	Gëlqeranit i mesëm, i madh me çarje të imta me shumë naftë	1.89	0.308
3	"	741-744	567-570	3	Gëlq, pelitomorf me copë stralli me kalcit e argjile	1.01	0.048
4	"	744-748	570-574	4	Gëlqeror pelitomorf me çarje me kalcit, argjile e stilolite	-	0.088
5	"	1130-1131.5	956-957.5	1.5	"	4.71	0.1
6	"	760.5-766.5	586.5-592.5	6	Gëlqeror pelitomorf me një çarje pingule e paralele shtreses me kalcit 0.5, 0.6mm	1.32	0.04
7	"	732.5-736.5	558.5-562.5	4	Gëlq, pelitomorf ka 2 shtresa paralele e 2 pingule		
8	"	778.5-781.5	604.5-607.5	3	Gëlq, pëllit me çarje 0.4-0.5 mm të mbushura me kalcit. Ka një kavë	1.01	0.419
9	"	850-856	676-682	6	Gëlq, pelitomorf me çarje paralele dhe pingul aksit 0.1-0.2 mm të mbushura me naftë	-	0.108
10		778.5-781.5	604.5-607.5	3	"	2.5	0.084
11	"	1170-1171	996-997	1	Strall me mikroçarje me naftë, ka disa çarje paralele dhe pingule me aksin e kampionit.	0.32	0.168
12	"	1190-1190.5	1016-1016.5	0.5	Gëlqeranit i vogël i silicizuar ka një çarje 0.3 mm e disa me te vogla	0.6	0.293
13	"	983.5-985	809.5-811	1.5	Gëlqeror i vogël me një kavë të vogël e disa çarje me kalcit	2.19	0.652

Tabela 2-1 (vazhdim)

Nr.	Pusi	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Thellësia e marrjes së kampionit, m. absolut	Gjatësia e kampionit e marrë për analizë në fizik-shtrësë	Përshkrimi i formacionit	Poroziteti me ngopje vaiguri, %	Poroziteti me injektim zhive ne presion 90 atm, %
14		955-960	781-786	5	Gëlqeror i vogël me pamje sheqerori me çarje 0.1-0.2 mm paral me aksin	0.95	0.81
15		730.5-732.5	556.5-558.5	2	Gëlqeror i vogël me disa çarje të vogla 0.1-0.2 mm	0.91	0.224
16		725-727	551-553	2	Mergel i petëruar me kaverna	8.48	0.246
17		785.5-791	611.5-617	5.5	Gëlq. pelit njëra faqe është me kalcit ka çarje 0.2-0.3 mm	1.15	0.135
18		1220-1220.5	1046-1046.5	0.5	Gëlq pelit. agji. ka disa çarje 0.1-0.2 mm paral me aksin		0.087
19		785-791	611.5-617	5.5	Gëlq i mesëm me çarje 0.1-0.2 mm; 03-04 mm pingul me aksin	0.25	0.149
20		819-825	645-651	6	Gëlq. i vogël me çarje. 0.1-0.2 mm me kalcit	0.27	0.126
21		1130-1131	956-957	1	Gëlq. pelit. me çarje me kalcit. 0.1-0.2; 03-0.5 mm	5.88	0.097
22		773.5-776.5	599.5-602.5	3	Gëlq pelit me çarje me kalcit e një kavernë	1.38	0.153
23		930-936	756-762	6	Gëlq. i trashë kompakt, ka kaverna me 0.1 mm	2.64	2.184
24		776.5-778.5	602.5-604.5	2	Gëlq. pelit. me çarje me kalcit	0.78	0.076
25		760.5-766.5	586.5-592.5	6	Gëlq. pelit me çarje me kalcit	0.46	0.119
26		1000-1005	826-831	5	Gëlq. i trashë me çarje me kalcit 0.8-1mm	3.77	1.756
27		741-744	567-570	3	Gëlq. pelit. me një çarje 0.3-0.4 mm me argjilë e kalcit	3.17	0.078
28		736.5-740.5	562.5-566.5	4	Gëlq. pelit. me çarje me kalcit	4.97	0.063
29		781.5-785.5	607.5-611.5	4	Gëlq. i vogël me çarje me kalcit e argjilë	0.56	0.038
30		754.5-760	580.5-586	5.5	Gëlq. pelit. me çarje me kalcit	1.87	0.064

Tabela 2-1 (vazhdim)

Nr.	Pusi	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Thellësia e marrjes së kampionit, m. absolut	Gjatësia e kampionit e marrë për analizë në fizik-shitresë	Përshkrimi i formacionit	Poroziteti me ngopje me vajgur, %	Poroziteti me injektim zhive me presion 90 atm, %
31		744-748.5	570-574.5	4.5	Gëlq. pëlit. shkumësor me çarje me kalcit e naftë pjesërisht	0.89	0.143
32		980-983	806-809	3	Gëlq. i mesëm i rikristalizuar ka disa çarje me kalcit e shënja naftë	0.88	0.724
33		732.5-736.5	558.5-562.5	4	Gëlqerant i vogël me disa çarje të vogla me kalcit e shënja naftë	3.51	1.169
34		796-801	622-627	5	Gëlqerant i mesëm i rikrist. ka disa çarje me kalcit	1.42	0.439
35		1150-1151	976-977	1	Gëlqeror pëlit. me disa çarje 0.4-0.6 mm me argjilë	6.13	0.061
36		975-980	801-806	5	Gëlq. pëlit. -gëlq. i vogël me çarje paralel dhe pingule shtrësore	4.01	0.096
37		766-770.5	592-596.5	4.5	Gëlq. pëlit me çarje me kalcit 0.5-0.6mm dhe 0.1-0.2 mm paral me aksin	0.54	0.142
38		867-870	693-696	3	Gëlq i mesëm me çarje me naftë. g. kalcit. 0.3-0.4 mm	1.68	1.005
39		754-760	580-586	6	Gëlq pëlit me çarje paral me aksin me kalcit	1.8	0.085
40		807-813	633-639	6	Gëlq. i vogël me çarje paralele dhe pingul me aksin 0.2-0.3 mm me kalcit	0.47	0.216
41		1025-1030	851-856	5	Gëlq. i vogël me çarje me kalcit me shënja	0.85	0.286
42		791-796	617-622	5	Gëlqerant i vogël pseudobrekciot me çarje me shumë naftë	0.57	0.61
43		727.5-730.5	553.5-556.5	3	Mergel i pëtëruar me çarje paralel me		0.367
44		770.5-773.5	596.5-599.5	3	Gëlq. pëlit. me çarje e një stilloit me argjilë	0.66	0.179

Tabela 2-1 (vazhdim)

Nr.	Pusi	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Thellësia e marrjes së kampionit, m. absolut	Gjatësia e kampionit e marrë për analizë në	Përshkrimi i formacionit	Poroziteti me ngopje me vajguri, %	Poroziteti me injektim zhive me presion 90 atm, %
45		980-983.5	806-809.5	3.5	Gëlq. pelit. me disa çarje paralele dhe pingul me shtrësën.	1.73	0.078
46		1208-1209.5	1034-1035.5	1.5	Gëlq. pelit. me çarje 0.1 mm me kalcit	4.33	0.265
47		867-870	693-696	3	Gëlq. i mët me një çarje pingul me aksin 0.1 mm me nafte	0.32	0.075
48		813-819	639-645	6	Gëlq. i vogël pjesërisht i dolomitizuar ka disa kaverna	2.6	1.1
49		895-900	721-726	5	Gëlqerant i vogël poroz, ka çarje me nafte	11.36	9.9
50		1020-1025	846-851	5	Gëlqerant i mesëm deri i madhë me çarje me kalcit pingul me aksin		1.01
51		748.5-754.5	574.5-580.5	6	Gëlqeror me ndërtim kristalin me çarje me kalcit e shumë nafte	0.91	0.179
52		725-727.5	551-553.5	2.5	Gëlq. mikrokristalin me çarje të imta	0.66	0.13
53		727.5-730.5	553.5-556.5	3	Gëlq. pelitomorf i kristalizuar me çarje dhe korriza të mëdha		1.377
54		781.5-785.5	607.5-611.5	4	Gëlqeror me çarje paralele dhe pingule shtrësë me kalcit	0.56	0.106
55		936-940	762-766	4	Gëlqerant poroz me një çarje pingule me aksin me nafte në pore	0.33	8.39
56		880-885	706-711	5	Gëlqeror pelitomorf me çarje paralele dhe pingul shtrësë me kalcit e nafte	5.22	0.56
57		813-819	639-645	6	Gëlqerant i madh ka disa çarje me kalcit e argjilë		0.158
58		748.5-754.5	574.5-580.5	6	Gëlqeror me çarje 0.1-0.2mm me kalcit e argjilë	1.28	0.117

Tabela 2-1 (vazhdim)

Nr.	Pusi	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Thellësia e marrjes së kampionit, m. absolut	Gjatësia e kampionit e marrë për analizë në fizik-shtrësë	Përshkrimi i formacionit	Poroziteti me ngopje me vajuri, %	Poroziteti me injektim zhive në presion 90 atm, %
59		1063-1067.5	889-893.5	4.5	Gëlqeranit i vogël me një kavë me çarje me shumë naftë	1.11	0.352
60		910-911.5	736-737.5	1.5	Gëlqeror pelitomorf ka një çarje paralele me aksin 0.1-0.2 mm	1.32	0.11
61		773.5-776.5	599.5-602.5	3	Gëlq. pelitomorf me çarje me kalçit e shënja naftë		0.097
62		895-900	721-726	5	Gëlqeror pelitomorf-gëlqeranit i vogël me çarje 0.1-0.2 mm	2.03	0.096
63		807-813	633-639	6	Gëlq. pelitomorf me çarje 0.1-0.2mm	3.13	0.051
64		983.5	809.5	-804	Gëlqeralevit	1.97	0.83
65		995	821	0	Gëlqeralevit	0.55	0.13
66		980.4	806.4	-802	Gëlqeror pelitomorf	1.06	
67		975	801	0	Gëlqeror me çarje	0.33	0.14
68		930-940	756-766	10	Gëlqeranit me çarje me naftë	0.84	0.78
69		918.5	744.5	-739	"	1.06	0.08
70		920	746	0	Gëlqeranit me çarje me naftë	4.71	8.78
71		1000-1005	826-831	5	"	7.63	14.02
72		930-940	756-766	10	Gëlqerhavonit deni gëlqeranit i vogël	1.95	1.7
73		"	"	0	Gëlqeranit i trashë	8.08	7.26
74		930	756	0	Gëlqeror zhavonit	2.35	2.18
75		936	762	0	Gëlq me çarje	7.99	21.74
76		930-940	756-766	10	Gëlqeranit i trashë	7.85	5.38

Tabela 2-1 (vazhdim)

Nr.	Pusi	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Thellësia e marrjes së kampionit, m. absolut	Gjatësia e kampionit e marrë për analizë në	Përshkrimi i formacionit	Poroziteti me ngopje vajguri, %	Poroziteti me injektim zhive ne presion 90 atm, %
77	Go103	1050-1053	608-611	3	Gëlqeranit i vogël me çarje , me argjilë e një stilloit me argjilë	0.44	0.052
78		1170-1175	728-733	5	Gëlqeror pelitomorf me dy çarje 0.1- 0.2mm; 0.2-0.3 mm	2.79	0.099
79		1135-1138.5	693-696.5	3.5	Gëlqeror pelitomorf me çarje me kalcit	0.46	0.047
80		1170-1175	728-733	5	Gëlqeror zhavorit i vogël, skeletor me çarje të vogla me kalcit	3.38	0.232
81		1090-1094	648-658	10	Gëlqeror	2.83	2.52
82	Go6	860-863	576-579	3	Gëlq.pelitomorf me çarje me kalcit e argjilë.	1.68	0.089
83		888--892	604-608	4	Gëlq.pelitomorf shkum.i ngopur me naftë.	-	0.132
84		881.5-888	597.5-604	6.5	Gëlq.pelitom.me çarje	2.04	0.108
85		822-826	538-542	4	Gëlq.pelitomorf me çarje me naftë	1.39	0.084
86		818.6-822.6	534.6-538.6	4	Gëlq.pelitom.me çarje të vogëla	0.66	0.079
87		857-860	573-576	3	"	0.75	0.133
88		860-863	576-579	3	Gëlq.pelitom. brekioz me çarje 0.2-0.3 mm me kalcit	1.19	0.36
89		801-803	517-519	2	Gëlq.pelitom.me çarje me naftë	0	0.239
90		863-868	579-584	5	Gëlq.pelitom. me çarje me naftë e kalcit	1.36	0.144
91		852.5-857	568.5-573	4.5	Gëlq. oopizor me shumë naftë dhe disa çarje me kalcit	2.77	2.47

Tabela 2-1 (vazhdim)

Nr.	Pusi	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Thellësia e marrjes së kampionit, m. absolut	Gjatësia e kampionit e marrë për analizë në fizik-shtrësë	Përshkrimi i formacionit	Poroziteti me ngopje me vajguri, %	Poroziteti me injektim zhive në presion 90 atm, %
92		835-840.7	551-556.7	5.7	Gëlq. pëlitor, brekioz me çarje me naftë e kalcit dhe kaverna	1.79	0.778
93		796-801	512-517	5	Gëlq. i imët me çarje me shënja naftë		0.135
94		1195.2-1197.2	911.2-913.2	2	Gëlq. copizor me kalcit e strall me shumë naftë e kalcit	1.13	0.811
95		1002-1008	718-724	6	Gëlq. i përzir me strall e disa çarje të vogëla	0.94	0.131
96		973-984	689-700	11	Gëlq. pëlitor me çarje të imta 0.1-0.2 mm pingul dhe paralel me aksin		0.198
97		1458-1463	1174-1179	5	Gëlq. i vogël me çarje të imta	0.81	0.081
98		1373-1376	1089-1092	3	Gëlq. pëlitor me çarje me argjilë	0.92	0.154
99		1295-1300	1011-1016	5	Gëlq. pëlitor. me çarje me argjilë	0.54	0.081
100		1560-1565	1276-1281	5	Gëlq. pëlitor. me çarje me naftë e argjilë		0.138
101	Go102	1254-1257	878-881	3	Gëlqerant i vogël i dolomitizuar me çarje me kalcit e argjilë	3.5	2.322
102		1481-1483	1105-1107	2	Gëlq. pëlitor. argjilor	0.22	0.236
103	Go110	1144-1149	718-723.5	5.5	Gëlq. pëlitor me çarje me argjilë	0.39	0.073
104	Go15	960-963.5	690-693.5	3.5	Strall me disa çarje me kalcit		0.153
105		920-923	630-653	3	Gëlq. pëlitor me një çarje me argjilë		0.088
106	Go7	1026-1032	757-763	6	Gëlq. pëlitor me argjilë me një çarje me argjilë	1.99	0.09
107		1051-1058	782-789	7	Gëlq. pëlitor me një çarje me naftë e argjilë		0.06

Tabela 2-1 (vazhdim)

Nr.	Pusi	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Thellësia e marrjes së kampionit, m. absolut	Gjatësia e kampionit e marrë për analizë në fizik-shtrësë	Përshkrimi i formacionit	Poroziteti me ngopje vajguri, %	Poroziteti me injektim zhivë në presion 90 atm, %
108		1609-1613	1340-1344	4	Strall copëzior pa çarje	0.15	0.116
109	Go115	986-989	782-785	3	Gëlq. pelitomorf me çarje me argjilë e kalcium	2.41	0.222
110	Go130	683-683	482-482	0	Gëlq. pelitomorf me njolla naftë	3	0.03
111		676-685	475-484	9	Gëlq. pelitomorf		0.04
112	Go134	846-847.5	539-540.5	1.5	Gëlq. pelitomorf		0.1
113		847.3-852	540.3-545.5	5.2	Gëlq. pelitomorf	0.94	0.07
114		843-846	536-539	3	Gëlq. pelitomorf me naftë		0.03
115	Go131	895-901	538-544	6	Gëlq. pelitomorf		0.03
116	Go71	1211.9-1216	1106.9-1111	4.09998	"	3.42	0.06
117		1208-1211	1103-1106	3	Gëlq me stillolite		0.22
118	Go136	790.5-793	548.5-551	2.5	Gëlq. me naftë		0.057
119		1101-1104	859-862	3	"		0.044
120	Go167	831-836	688-693	5	Gëlq. pelitomorf me stillolit	0.99	0.113
121		831-836	688-693	5	Gëlq. pelitomorf me çarje me naftë	0.56	0.116
122	Go171	740-745	523-588	65	Gëlq. pelitomorf me argjilë	3.26	0.08
123	Go168	895-900	551-556	5	Gëlq. pelitomorf me çarje...naftë.	1.07	0.229
124	Go176	905-908	509-510	1	Gëlq. pelitomorf me çarje me naftë.		0.15
125	Go 182	937-939	612-614	2	"		2.06

Tabela 2-1 (vazhdim)

Nr.	Pusi	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Thellësia e marrjes së kampionit, m. relativ	Gjatësia e kampionit e marrë për analizë në fizik-shtresë	Përshkrimi i formacionit	Poroziteti me ngopje vaiguri, %	Poroziteti me injektim zhive në presion 90 atm, %
126		937-940	612-615	0	"		0.133
127	Go188	898-900	747-749	2	Gëlqeror		0.42
128	Ko82	1175-1177.3	933-935.3	2.29999	Gëlq. peltomorf me çarje me		0.08
129	Ko92	1224-1226	950-952	2	Gëlq. me çarje me argjilë	3.58	0.135
130	Ko86	1232-1234	960-962	2	Gëlq. peltomorf	1.2	
131		1229-1232	957-960	3	Gëlq. peltomorf me naftë		
132	Ko38	1402-1406	1193-1197	4	Gëlq. i vogël kampioni ka disa çarje të vogëla	0.28	0.065
133		1509-1512	1300-1303	3	Gëlq. peltomorf me çarje të imta me kalcium		0.065
134		1329-1335	1120-1126	6	Gëlq. peltomorf me çarje me		0.154
135		1329-1336	1120-1127	0	Gëlq. i niktalitur me çarje të vogëla me kalcit	0.26	0.148
136	Ko7	1359.7-1362.7	1044.2- 1047.5	3.30005	Gëlq. peltomorf me çarje me argjilë 0.1-0.2 mm-0.3mm	1.48	0.115
137		143.7-1447.2	1128.7-	3.5	Gëlq. i madh me çarje me	1.28	0.083
138		1396.95-1400.95	1081.95-	4	Gëlq. peltom me çarje me	0.51	0.026
139		1590.5-1593.2	1275.5-	2.69995	Gëlq. peltom me çarje me	3.59	0.21
140	Ko10	1100-1105			Gëlqeranit i madh	0.9	0.123

Nr	Intervali i porozitetit (kuantilet)	Numuri i rasteve	$p_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^z n_i}$	Shumatorja e numrit të rasteve $\sum_{i=1}^i n_i$	Shpeshtësia shumatore $\sum_{i=1}^i n_i / \sum_{i=1}^z n_i$
1	0-0.2	1	0.0093	1	0.0093
2	0.2-0.4	10	0.0926	11	0.1019
3	0.4-0.6	13	0.1204	24	0.2222
4	0.6-0.8	5	0.0463	29	0.2685
5	0.8-1.0	14	0.1296	43	0.3981
6	1.0-1.2	10	0.0926	53	0.4907
7	1.2-1.4	7	0.0648	60	0.5556
8	1.4-1.6	2	0.0185	62	0.5741
9	1.6-1.8	4	0.0370	66	0.6111
10	1.8-2.0	6	0.0556	72	0.6667
11	2.0-2.2	3	0.0278	75	0.6944
12	2.2-2.4	2	0.0185	77	0.7130
13	2.4-2.6	2	0.0185	79	0.7315
14	2.6-2.8	3	0.0278	82	0.7593
15	2.8-3.0	2	0.0185	84	0.7778
16	3.0-3.2	2	0.0185	86	0.7963
17	3.2-3.4	2	0.0185	88	0.8148
18	3.4-3.6	5	0.0463	93	0.8611
19	3.6-3.8	1	0.0093	94	0.8704
20	3.8-4.0	1	0.0093	95	0.8796
21	4.0-4.2	0	0.0000	95	0.8796
22	4.2-4.4	1	0.0093	96	0.8889
23	4.4-4.6	0	0.0000	96	0.8889
24	4.6-4.8	2	0.0185	98	0.9074
25	4.8-5.0	1	0.0093	99	0.9167
26	5.0-5.2	1	0.0093	100	0.9259
27	5.2-5.4	0	0.0000	100	0.9259
28	5.4-5.6	0	0.0000	100	0.9259
29	5.6-5.8	1	0.0093	101	0.9352
30	5.8-6.0	0	0.0000	101	0.9352
31	6.0-6.2	1	0.0093	102	0.9444
32	6.2-6.4	0	0.0000	102	0.9444
33	6.4-6.6	0	0.0000	102	0.9444
34	6.6-6.8	0	0.0000	102	0.9444
35	6.8-7.0	0	0.0000	102	0.9444
36	7.0-7.2	0	0.0000	102	0.9444
37	7.2-7.4	0	0.0000	102	0.9444
38	7.4-7.6	1	0.0093	103	0.9537
39	7.6-7.8	1	0.0093	104	0.9630
40	7.8-8.0	2	0.0185	106	0.9815
41	8.0-8.2	0	0.0000	106	0.9815
42	8.2-8.4	1	0.0093	107	0.9907
43	8.4-8.6	1	0.0093	108	1.0000

Tabela 2.2-Llogaritja me metodën statistikore të pasqyrimit për të dhënat e marra nga matjet e porozitetit me ngopje me vajguri, %.

Histograma e shpërndarjes së porozitetit me metodën e ngopjes me vajguri,
 $P_i=f(\Phi)$ [Shpeshtësia=f(i porozitetit,%)]

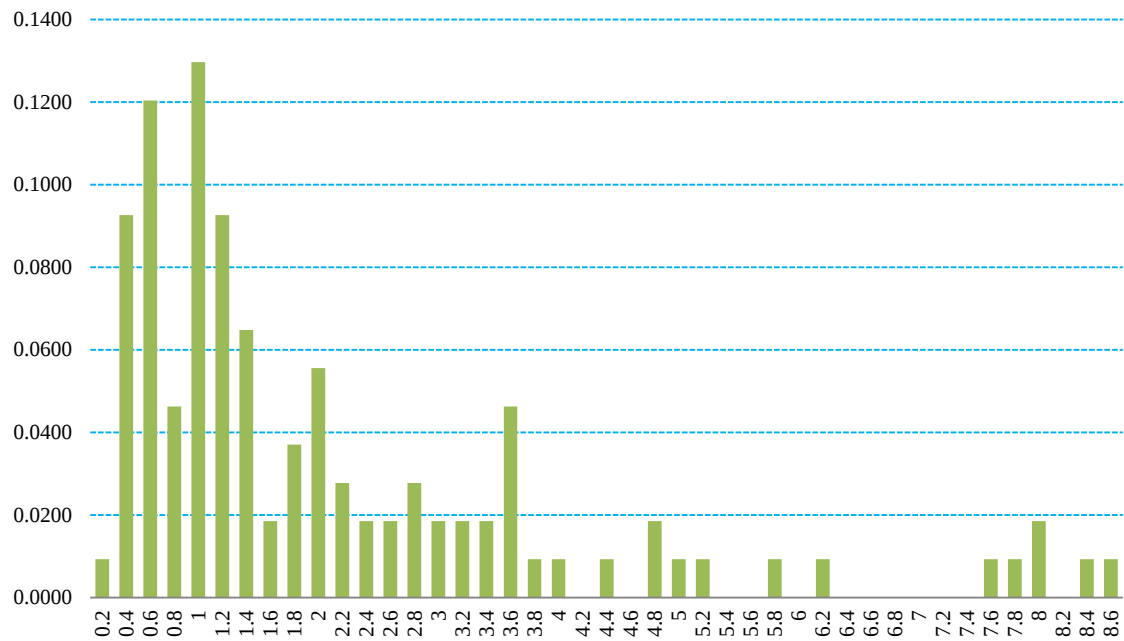
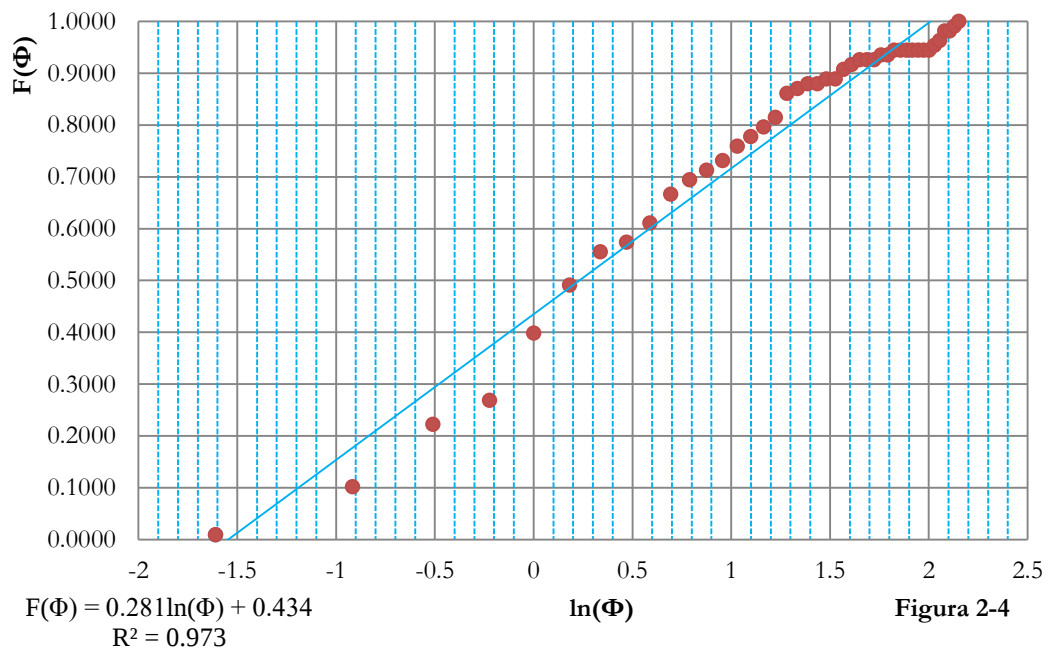


Diagrama e kuantileve për shpërndarjen lognormale të porozitetit



$$0.5 = 0.281 \ln(\Phi) + 0.434$$

$$0.281 \ln(\Phi) = 0.5 - 0.434$$

$$\ln(\Phi) = (0.5 - 0.434) / 0.281$$

$$\ln(\Phi) = 0.234875$$

$$\Phi = e^{0.234875}$$

$$\Phi = 1.264751 \%$$

Referuar të dhënave të porozitetit që rezultuan nga metoda me ngopje me vajguri për 140 kampione të analizuara, Tabela 2-1, në laboratorin e fizikë-shtresës sipas metodës probabilitare, pritja matematike që në rastin tonë përfaqëson vlerën përfaqësuese për kampionet e analizuar, rezulton në vlerën 1.264 %. Tabela 2-2 pasqyron të dhënat e përpunuara për të ndërtuar histogramën e shpërndarjes së porozitetit si edhe funksionin e shpërndarjes së kuantileve, Figura 2-4. Duhet të theksojmë se kjo vlerë i përket kampioneve disi kompakt, të cilët nuk e kanë prishur strukturën gjeometrike gjatë marrjes së tyre nga shtresa si edhe gjatë lëvizjes të kampionmarrësit nga fundi i pusit në sipërfaqe. Natyrshëm do të lind pyetja po ato kampione të cilët nuk janë kompakt, të cilët karakterizohen nga një çarshmëri apo nga një kavernitet të zhvilluar, të cilët vijnë në sipërfaqe të prishur nga ana strukturore dhe gjeometrike, me çfarë poroziteti do të përfaqësohen?. Është e qartë se poroziteti do të ketë një vlerë më të madhe se ajo e përpunuar më sipër.

Duke qenë se objektivi im është përcaktimi i rezervave si me metodën vëllimore (që në thelb të saj qëndrojnë vlera e porozitetit dhe vëllimi i shkëmbit), dhe metodën e bilancit material, të cilën do ta trajtojë në paragrafët e mëposhtëm, do të duket qartë se ky ndryshim qëndron dhe ai është më i madh sikurse e dhamë në qëndrimin e mësipërm. Këtë ndryshim sasior do ta pasqyrojmë në seksionet ku do të trajtojmë këto dy metoda. Po të njëjtën metodikë kam ndjekur edhe në ndërtimin e histogramës së shpërndarjes së porozitetit dhe funksionit të shpërndarjes, nga metoda e injektimit të zhivës me presion 90 atm, Figura 2-5, vlerat e të cilave pasqyrohen në Tabelën 2-3.

VLERËSIMI I REZERVAVE TË HIDROKARBUREVE DHE ARDHMËRISË SË KËSAJ INDUSTRIE NË SHQIPËRI
Msc. Lusjen ISMAILI

Nr	Intervali i porozitetit (kuantilet)	Numuri i rasteve	$p_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^z n_i}$	Shumatorja e numrit të rasteve $\sum_{i=1}^i n_i$	Shpeshtësia shumatore $\sum_{i=1}^i n_i / \sum_{i=1}^z n_i$
1	0.00-0.02	2	0.0169	2	0.0169
2	0.02-0.04	6	0.0508	8	0.0678
3	0.04-0.06	7	0.0593	15	0.1271
4	0.06-0.08	16	0.1356	31	0.2627
5	0.08-0.1	18	0.1525	49	0.4153
6	0.1-0.12	9	0.0763	58	0.4915
7	0.12-0.14	14	0.1186	72	0.6102
8	0.14-0.16	11	0.0932	83	0.7034
9	0.16-0.18	3	0.0254	86	0.7288
10	0.18-0.2	1	0.0085	87	0.7373
11	0.2-0.22	3	0.0254	90	0.7627
12	0.22-0.24	6	0.0508	96	0.8136
13	0.24-0.26	1	0.0085	97	0.8220
14	0.26-0.28	1	0.0085	98	0.8305
15	0.28-0.3	2	0.0169	100	0.8475
16	0.3-0.32	0	0.0000	100	0.8475
17	0.32-0.34	0	0.0000	100	0.8475
18	0.34-0.36	3	0.0254	103	0.8729
19	0.36-0.38	0	0.0000	103	0.8729
20	0.38-0.4	0	0.0000	103	0.8729
21	0.4-0.42	2	0.0169	105	0.8898
22	0.42-0.44	1	0.0085	106	0.8983
23	0.44-0.46	0	0.0000	106	0.8983
24	0.46-0.48	0	0.0000	106	0.8983
25	0.48-0.5	0	0.0000	106	0.8983
26	0.5-0.52	0	0.0000	106	0.8983
27	0.52-0.54	0	0.0000	106	0.8983
28	0.54-0.56	1	0.0085	107	0.9068
29	0.56-0.58	0	0.0000	107	0.9068
30	0.58-0.6	0	0.0000	107	0.9068
31	0.6-0.62	1	0.0085	108	0.9153
32	0.62-0.64	0	0.0000	108	0.9153
33	0.64-0.66	1	0.0085	109	0.9237
34	0.66-0.68	0	0.0000	109	0.9237
35	0.68-0.7	0	0.0000	109	0.9237
36	0.7-0.72	1	0.0085	110	0.9322
37	0.72-0.74	0	0.0000	110	0.9322
38	0.74-0.76	0	0.0000	110	0.9322
39	0.76-0.78	2	0.0169	112	0.9492
40	0.78-0.8	0	0.0000	112	0.9492
41	0.8-0.82	2	0.0169	114	0.9661
42	0.82-0.84	1	0.0085	115	0.9746
43	0.84-0.86	0	0.0000	115	0.9746
44	0.86-0.88	0	0.0000	115	0.9746
45	0.88-0.9	0	0.0000	115	0.9746
46	0.9-0.92	0	0.0000	115	0.9746
47	0.92-0.94	0	0.0000	115	0.9746
48	0.94-0.96	0	0.0000	115	0.9746
49	0.96-0.98	0	0.0000	115	0.9746

50	0.98-1.0	1	0.0085	116	0.9831
51	1.0-1.02	1	0.0085	117	0.9915
52	1.02-1.04	0	0.0000	117	0.9915
53	1.04-1.06	0	0.0000	117	0.9915
54	1.06-1.08	0	0.0000	117	0.9915
55	1.08-1.1	1	0.0085	118	1.0000

Tabela 2.3-Llogaritja me metodën statistikore të pasqyrimin për të dhënat e marra nga matjet e porozitetit me injektim zhive në presion 90 atm, %.

Histograma e shpërndarjes së porozitetit me injektim zhive në presionin 90 atm,
 $P_i = f(\Phi)$ [Shpeshtësia=f(i porozitetit, %)]

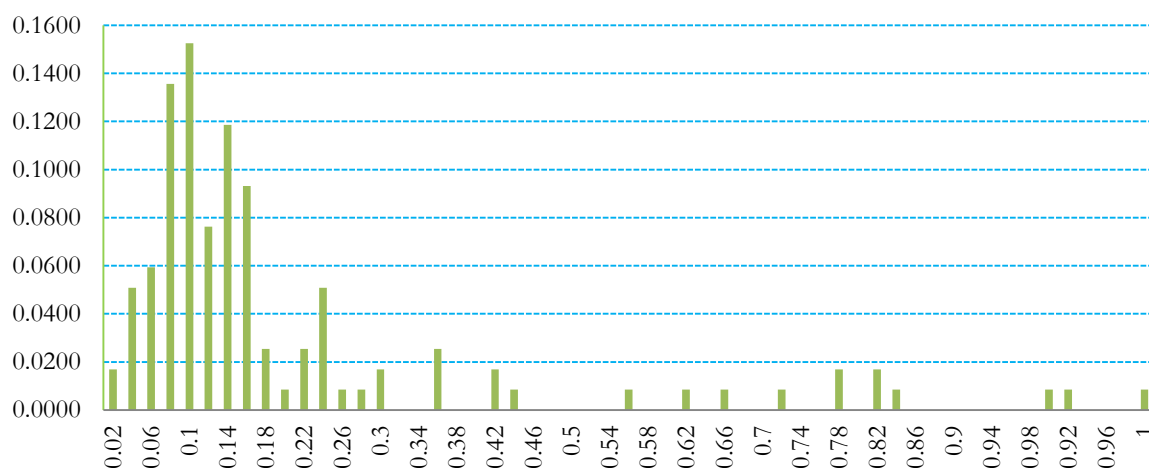


Diagrama e kuantileve për shpërndarjen lognormale të porozitetit (metoda e injektimit të zhivës në presion 90 atm)

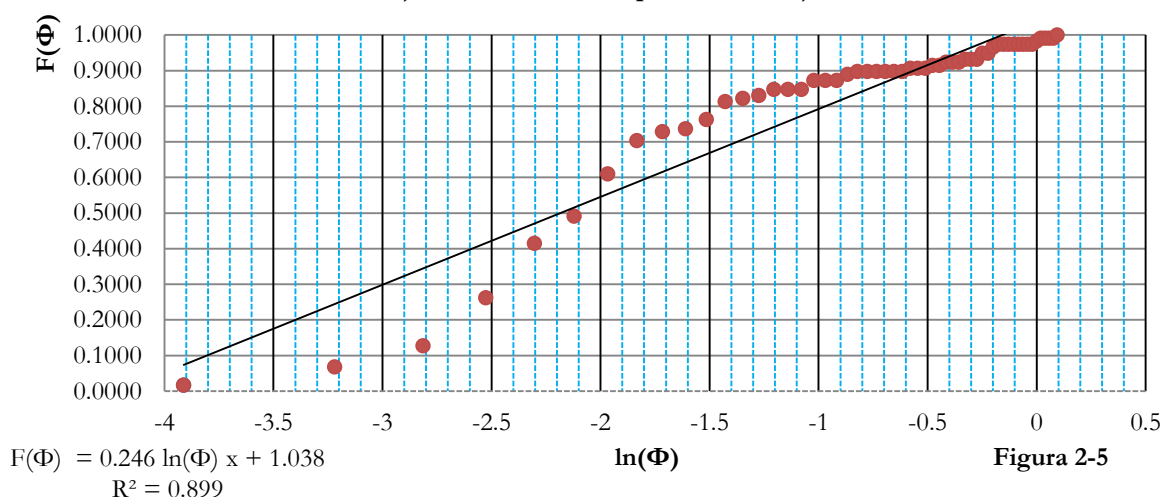


Figura 2-5

$$\begin{aligned} 0.5 &= 0.246 \ln(\Phi_{\varsigma}) + 1.038 & \ln(\Phi_{\varsigma}) &= -2.18699 \\ 0.246 \ln(\Phi_{\varsigma}) &= -1.038 + 0.5 & (\Phi_{\varsigma}) &= e^{(-2.18699)} \\ \ln(\Phi_{\varsigma}) &= (-1.038 + 0.5)/0.246 & (\Phi_{\varsigma}) &= 0.112254\% \end{aligned}$$

Sikurse shikohet edhe nga histograma edhe nga diagrama e shpërndarjes së kuantileve, nga përdorimi i metodës së injektimit të zhivës në presion 90 atm ka pothuajse një shpërndarje lognormale. Nga përpunimi statistikor i kuantileve përkatëse është përcaktuar ekuacioni i treguar në grafikun e mësipërm prej të cilit kemi përcaktuar edhe pritjen matematike, vlerë e cila përfaqëson porozitetin përfaqësues të çarjeve. Në qoftëse do të bëjmë krahasimin e dy poroziteteve atë të përcaktuar me metodën me ngopje me vajguri dhe të atij të injektimit të zhivës në presion 90 atm, vërehet një ndryshim më tepër se 10 herë, çka tregon se kemi një mbizotërim të hapësirës poroze, pra të porozitetit sekondar, që përfaqësohet nga Gëlqerante të vegjël, të mesëm dhe të mëdhenj, kompakt. Ky fakt vërehet nga kryerja e tetë analizave për vëndburimin e Gorishtit ku rezulton se poroziteti i tyre lëkundet nga zero deri në rreth 4%. Për porozitete deri në 4-5% poret duhet të jenë lidhur dobët midis tyre. Pjesa tjetër e poreve të këtyre shkëmbinjve mund të jenë pore më të imët që ndodhen kryesisht në matriksin e shkëmbit. Prandaj ky lloj poroziteti mund të përfaqësohet me porozitetin sekondar. Poroziteti i përcaktuar me metodën e ngopjes me vajguri përfaqëson njëkohësisht porozitetin efektiv (sekondar) dhe vlera përfaqësuese që unë kam përcaktuar është shumë e përafërt me vlerën mesatare të përcaktuar nga matjet gjeofizike të realizuara në katër puse të këtij poroziteti sekondar, Go-160, Go-188, Go-231, Go-252, vlerat e të cilëve kanë qenë respektivisht 1%, 1.9%, 1.5%, dhe 1.8%. Ai ndryshim i porozitetit midis kampionaturës së analizuar në laboratorin e fizikë-shtresës (gjeometri dhe strukturë të pa prishur), të cilën unë e quajta vlerë minimale, pasqyrohet edhe në ato pak vlera të përcaktuara nga gjeofizika ku merren parasysht edhe poroziteti sekondar ashtu edhe ai çarjeve.

2.6- Vetitë e fluideve në kushtet e shtresës.

Lidhur me vetitë e fluideve në kushtet e shtresës të cilat po i paraqes më poshtë, jam referuar matjeve të kryera në vitet e mëparshme në ish laboratorin e PVT dhe laboratorin e fizikë-shtresës në vendin tonë, të cilat si të dhëna faktike janë të përmbledhura dhe pasqyruara në materialin [6] (S.Tego, Rezervuarët Karbonatikë, Tiranë: Botimet Barleti, 2021).

- Nafta e vëndburimit Gorisht – Kocul është e tipit asfalteno-rrëshinore me peshë specifike në kushtet e sipërfaqes që lëkundet nga 0.957 deri në 0.986 gr/cm³ duke qenë vlerat më të zakonshme 0.959-0.968 gr/cm³.

- Përmbajtja e squfurit në naftë lëkundet në kufijtë 4.1-5.7%.
- Gazi i vendburimit të Gorishtit karakterizohet nga përmbajtja e lartë e H_2S dhe CO_2 .
- Përbërja më e zakonshme e gazit është:
 $CH_4 + N_2 = 54\%$; $C_2H_6 = 8\%$; $C_3H_8 = 8\%$; $C_4H_{10} = 12\%$; $H_2S = 10\%$; $CO_2 = 8\%$
- Pesha specifike relative e gazit lëkundet në kufijtë 0.751 -1.116.
- Temperatura e rezervuarit në pjesën ujëmbajtëse është në bazë të matjes në pusin Go-6 në kuotën 1416m, e barabartë me $52^{\circ}C$, në bazë të matjes në pusin Go-17 në kuotën 1451 baraz me $59^{\circ}C$, në bazë të matjes në pusin Go-30 afër tavanit të gëlqerorëve në kuotën absolute 1006m temperatura rezulton $36^{\circ}C$, dhe në bazë të matjes në pusin Go-42 në kuotën absolute 1050 m rreth $35.2^{\circ}C$. Duke pranuar një temperaturë prej rreth $53^{\circ}C$ në kuotën 1400 m dhe një temperaturë prej rreth $35^{\circ}C$ në kuotën 1000 m, shkalla gjeotermike për rezervuarin del rreth $22\text{ m}^{\circ}/C$, shkallë shumë e vogël.
- Duke u mbështetur në analizat e provave të thellësisë rezulton se tretshmëria e gazit në naftë për vendburimin në tërësi lëkundet në kufijtë $24.3\text{ m}^3/\text{ton}$ deri në $45.6\text{ m}^3/\text{ton}$. Vlerat më të ulëta të tretshmërisë së gazit në naftë të rendit $24.3\text{ m}^3/\text{ton}$ deri $40.6\text{ m}^3/\text{ton}$ vërehen në zonën e Koculit, pra në pjesën më të thellë të shtratimit. Për pjesën e Gorishtit provat e marra nga pusët që shfrytëzojnë shtratimin në kuotat 539 deri në 990 m japin tretshmëri të gazit në naftë që lëkunden në kufijtë $28.8\text{ m}^3/\text{ton}$ deri në $45.6\text{ m}^3/\text{ton}$, ose mesatarisht $39.2\text{ m}^3/\text{ton}$. Për zonën e Koculit provat e marra nga pusët që shfrytëzojnë në kuotat 900 m deri 1000 m japin një vlerë mesatare të tretshmërisë së gazit në naftë $32\text{ m}^3/\text{ton}$. Tretshmëria mesatare e gazit në naftë për të gjithë vendburimin është $35.7\text{ m}^3/\text{ton}$.
- Presioni i ngopshmërisë së naftës me gaz për vendburimin e Gorishtit lëkundet në kufijtë 31.2 atm deri në 65 atm. Për pjesën e Gorishtit, në shtratimin midis kuotave 539 dhe 940 m, presioni i ngopjes lëkundet në kufijtë 41.5 atm deri në 65 atm dhe mesatarisht është 55.5 atm. Për pjesën e Koculit në shtratimin midis kuotave 900 m dhe 1000 m presioni i ngopjes lëkundet në kufijtë 31.2 atm deri në 61.5 atm dhe mesatarisht është 47.5 atm.
- Presioni mesatar i ngopshmërisë për të gjithë vendburimin mund të merret 52.3 atm.
- Pesha specifike e naftës në shtresë lëkundet nga 0.893 deri $0.926\text{ gr}/\text{cm}^3$ dhe pesha specifike mesatare për të gjithë vendburimin është $0.91\text{ gr}/\text{cm}^3$.
- Koeficienti vëllimor i naftës në shtresë lëkundet në kufijtë 1.08-1.12 dhe mesatarisht është 1.1 .

- Viskoziteti i naftës në kushtet e shtresës lëkundet në kufijtë 152.4 cp deri në 333.7 cp, më shpesh në kufijtë 207-247 cp dhe mesatarisht mund të merret 230 cp.
- Disa prova P.V.T.të marra me kampion marrës thellësie për vendburimin Gorisht-Kocul jepen në Tabelën 2-4.

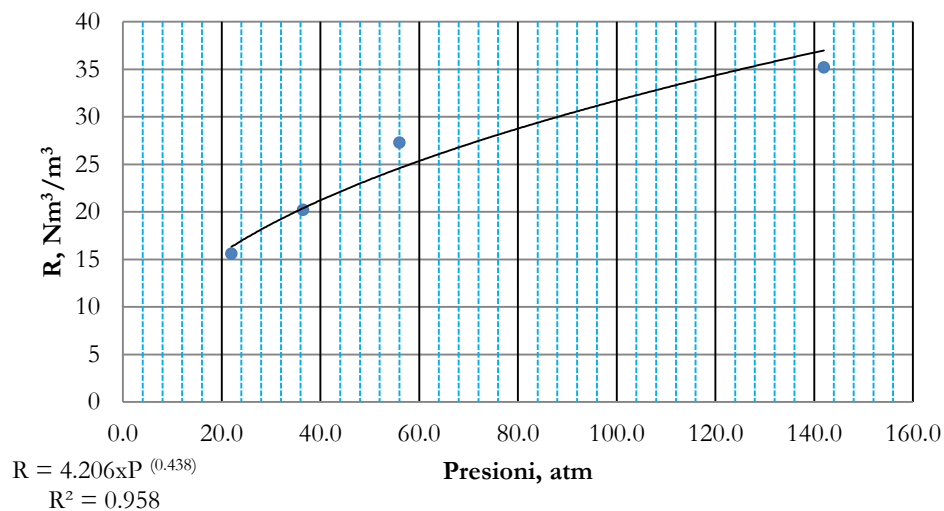
Krahas këtyre të dhënave të treguara në Tabelën 2-4, kam studiuar edhe PVT e puseve Go-159, Go-22 dhe Ko-30, ku kam treguar sjelljen e vetive të naftës në kushtet e presionit dhe të temperaturës, si: koeficienti i tretëshmërisë, R , koeficienti volumor, b_n , densiteti i naftës, ρ_n , dhe viskozitetit të naftës, μ_n , mbi bazën e të cilëve kam nxjerrë vetitë që do të përfaqësojnë rezervuarin naftëmbajtës të Gorisht-Koculit, të domosdoshme, të cilat i kam përdorur në aplikimin e metodës së bilancit material, që pasqyron një risi në përpunimin dhe shfrytëzimin e vendburimeve të naftës.

Tabela 2-4-Provat në PVT të disa puseve në vendburimin Gorisht-Kocul.

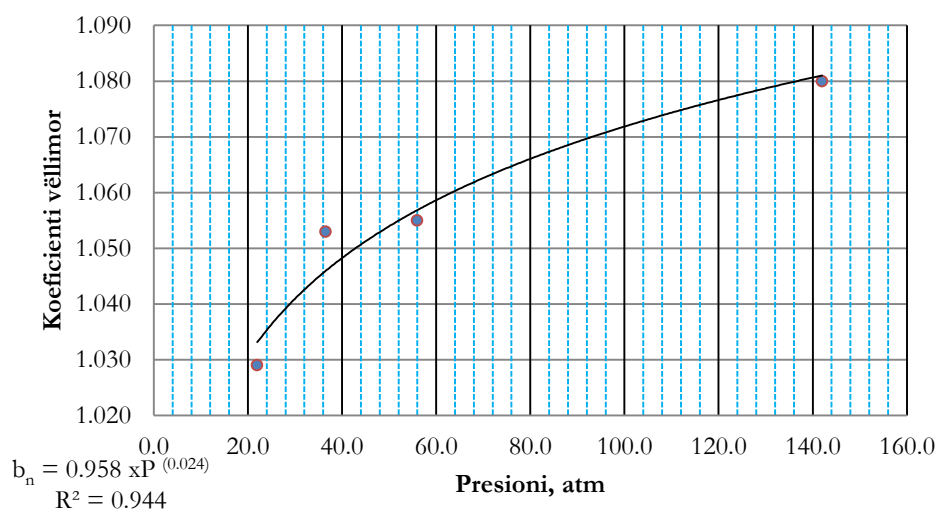
Nr.	Nr. i pusit	Data e marrjes së kampionit	Densiteti i naftës D_{4}^{20} (gr/cm ³)	Pesha Specifike relative e gazit (%)	Presioni i shtresës (atm)	Temp. e shtresës (°C)	Presioni i ngop-shmërisë (atm)	Faktori Gaz-naftë (Nm ³ /m ³)	Koefic. vëllimor i naftës	Pesha specifike e naftës në kushte shprese (gr/cm ³)	Viskoziteti i naftës (cp)
1	Ko-50	Korrik 1973	0.966	0.782	110	39	52	39.1	1.108	0.894	160
2	Ko-53	Shtator 1973	0.966	0.782	90	38	37.5	24.4	1.078	0.9176	220
3	Go-30		0.9729	0.874	90	38	61.5	28.8	1.12	0.9066	206
4	Ko-73	Qershor 1973	0.9648	1.05	90	38	60.5	41	1.103	0.907	215
5	Go-3	Gusht 1973	0.9644	1.02	90	38	65	41.7	1.105	0.9211	200
6	Go-34	Shtator 1973	0.9859	0.852	110	38	41.5	28.8	1.078	0.933	200
7	Ko-20	Tetor 1973	0.9576	0.782	110	39	53.5	38.8	1.101	0.893	120
8	Go-72		0.9535				101.8	33.2	1.044	0.9126	200
9	Ko-30	Korrik 1973	0.9729	0.87	90	38	61.5	40.6	1.124	0.906	207
10	Ko-33		0.978	0.82	90	38	61.2	38	1.092	0.926	280
11	Go-75	Gusht 1973	0.9639	0.782	90	38	60.5	45.6	1.126	0.889	210
12	Go-68		0.9535				94.8	35.7	1.072	0.911	200

Vendburimi Gorisht-Kocul, Go-159					
$D_4^{20}=0.918 \text{ gr/cm}^3$			Tavani i Gëlqerorëve 761 m		
$\rho_g=0.867 \text{ gr/litër}$			Marrja e kampionit Mars 1983		
Temperatura e rezervuarit = 37 °C			Prova me rikombinim		
Kordinata e pusit		X=88558.6 Y=88118.9	Ngopja me gaz rezervuari		
Nr	Presioni (atm)	R (Nm ³ /m ³)	Koeficienti volumor	Densiteti (gr/cm ³)	Viskoziteti (cp)
1	100.0	50	1.092	0.913	105.0
2	142.0	35.2	1.080	0.913	137.0
3	56.0	27.3	1.055	0.923	162.0
4	36.5	20.2	1.053	0.924	194.0
5	22.0	15.6	1.029	0.935	217.0

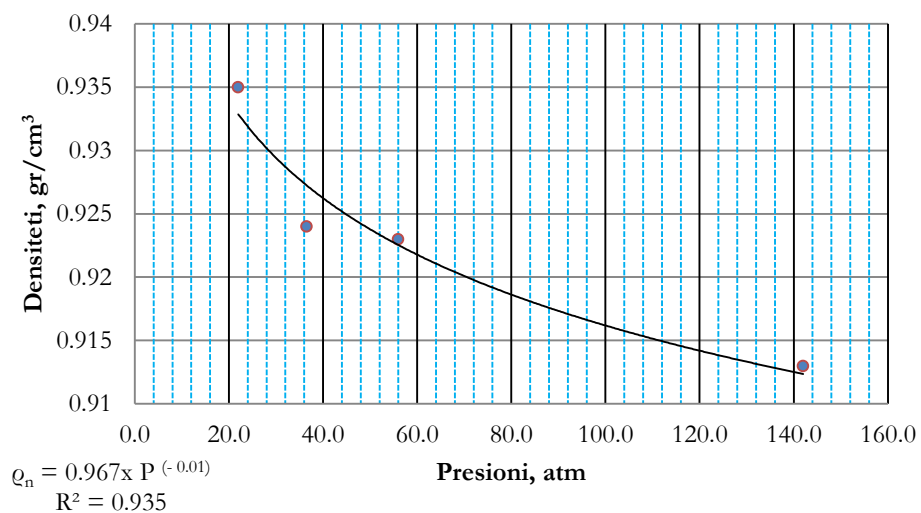
Koeficienti i tretëshmërisë, R, funksion i presionit, Go-159



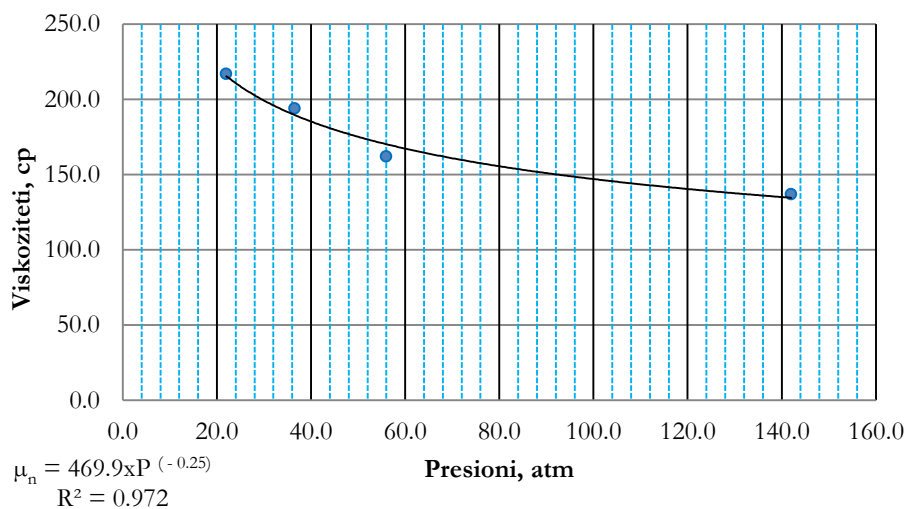
Koeficienti vëllimor funksion i presionit, Go-159



Densiteti funksion i presionit, Go-159

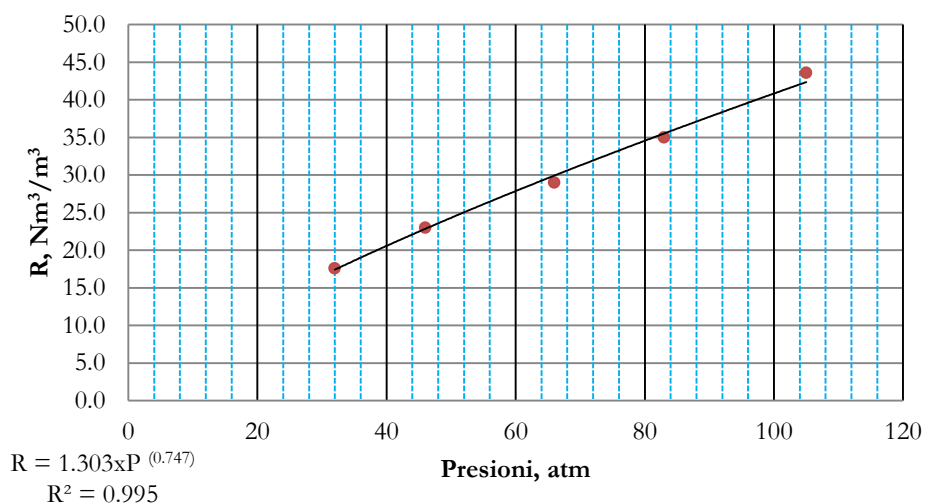


Viskoziteti funksion i presionit, Go-159

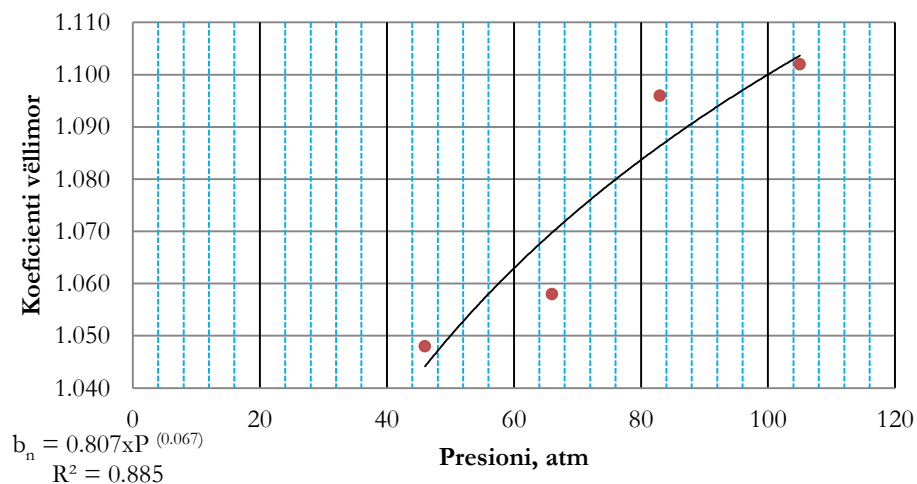


Vendburimi Gorisht-Kocul, Go-22					
$D_4^{20}=0.9632 \text{ gr/cm}^3$			Tavani i Gëlqerorëve 914 m		
$\rho_g=0.702 \text{ gr/litër}$			Marja e kampionit Mars 1983		
Temperatura e rezervuarit = 38 °C			Prova me rikombinim		
Kordinata e pusit		X=82949.10 Y=88858.30	Ngopja me gaz rezervuari		
Nr	Presioni (atm)	R (Nm ³ /m ³)	Koeficienti volumor	Densiteti (gr/cm ³)	Viskoziteti (cp)
1	105.0	43.6	1.111	0.907	77.0
2	83.0	35.0	1.102	0.908	96.0
3	66.0	29.0	1.096		109.0
4	46.0	23.0	1.058	0.932	133.0
5	32.0	17.6	1.048	0.934	150.0

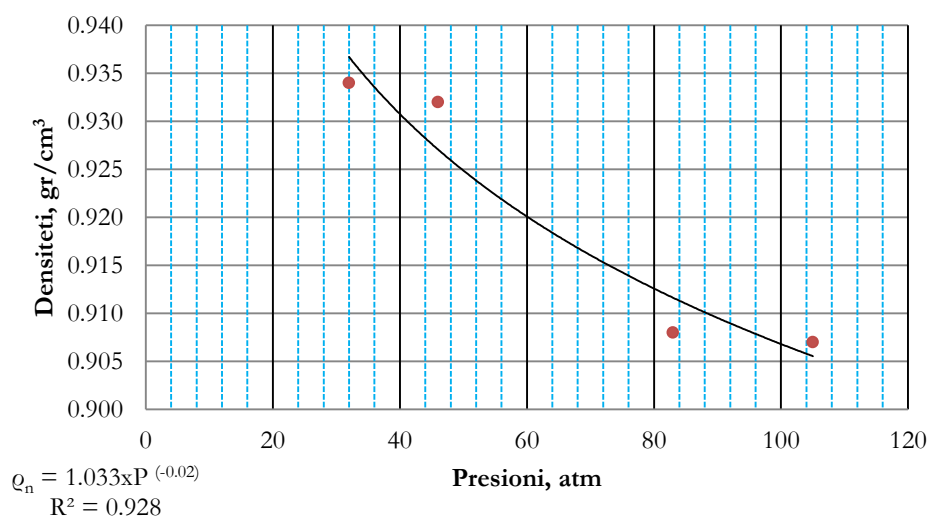
Koeficienti i tretëshmërisë, R, funksion i presionit, Go-22



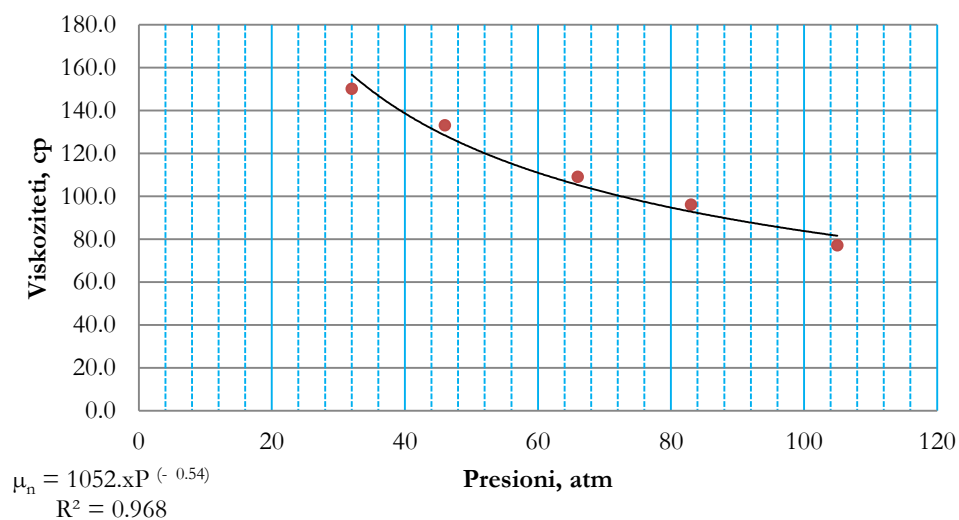
Koeficienti vëllimor funksion i presionit, Go-22



Densiteti funksion i presionit, Go-22

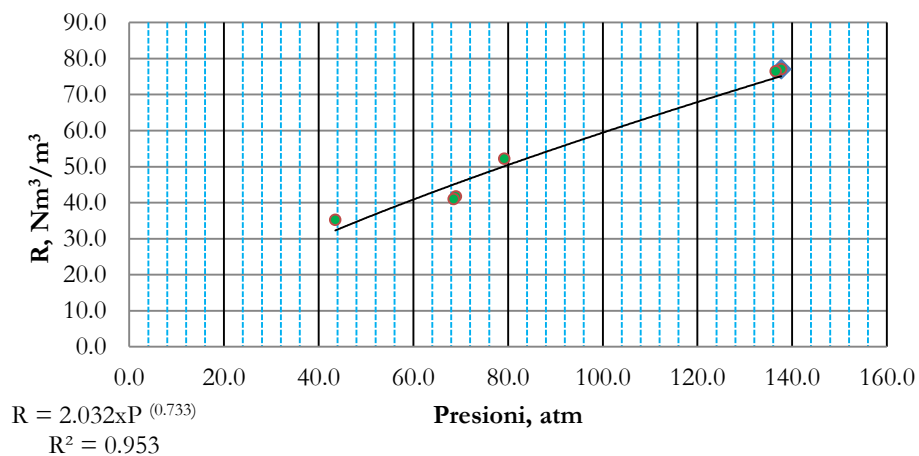


Viskoziteti funksion i presionit, Go-22

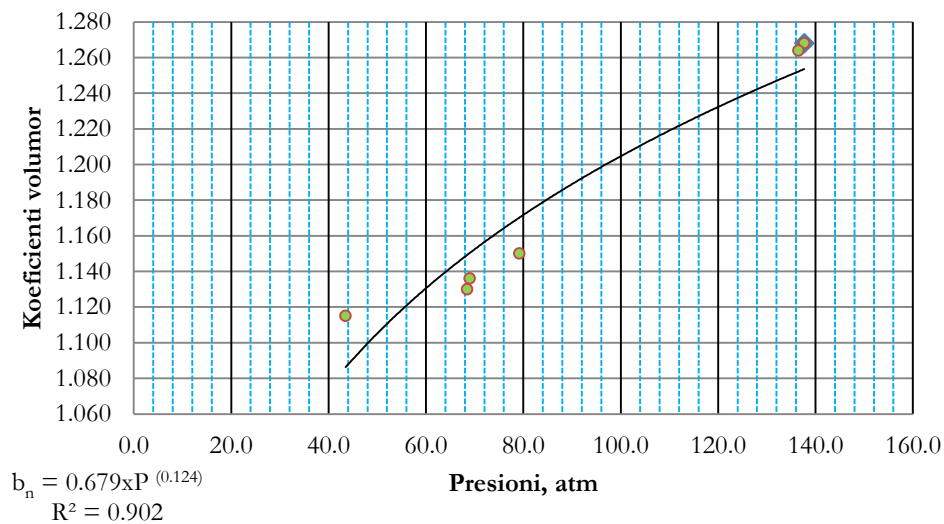


Vendburimi Gorisht-Kocul, Ko-30					
$D_4^{20}=0.9729 \text{ gr/cm}^3$			Tavani i Gëlqerorëve 1174 m		
$\rho_g=1.13 \text{ gr/litër}$			Marrja e kampionit Dhjetor 1973		
Temperatura e rezervuarit = 38 °C			Prova me rikombinim		
Kordinata e pusit		X=82797.4 Y=87417.6	Ngopja me gaz rezervuari		
Nr	Presioni (atm)	R (Nm³/m³)	Koeficienti volumor	Densiteti (gr/cm³)	Viskoziteti (cp)
1	137.7	77.1	1.268	0.838	78.0
2	136.5	76.4	1.264	0.835	80.0
3	79.2	52.2	1.150	0.925	105.0
4	69.0	41.7	1.136	0.897	
5	68.5	41.0	1.130	0.880	142.0
6	43.5	35.2	1.115	0.890	150.0

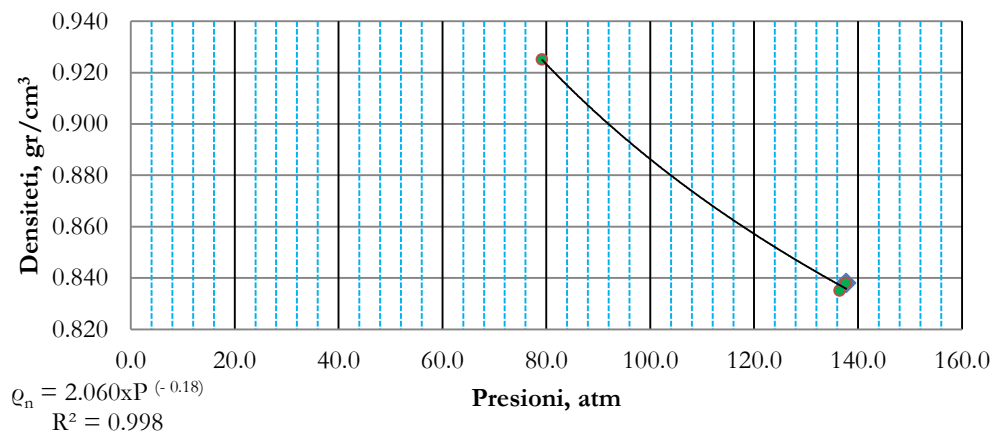
Koeficienti i tretëshmërisë, R, funksion i presionit, Ko-30



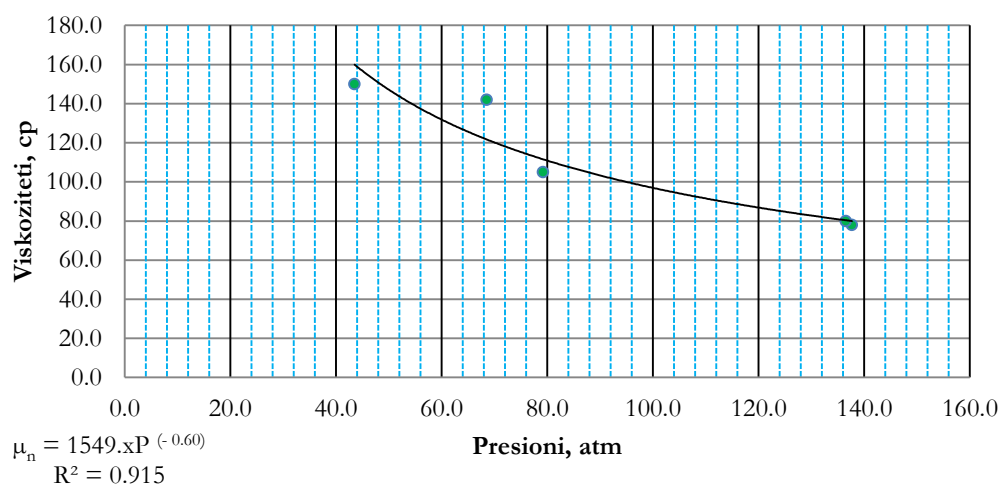
Koeficienti vëllimor funksion i presion, Ko-30



Densiteti funksion i presionit, Ko-30

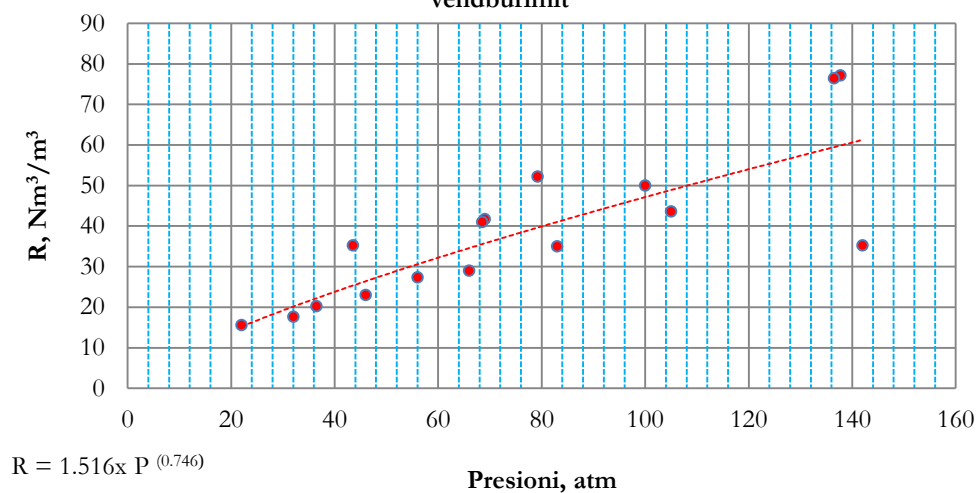


Viskoziteti funksion i presionit, Ko-30

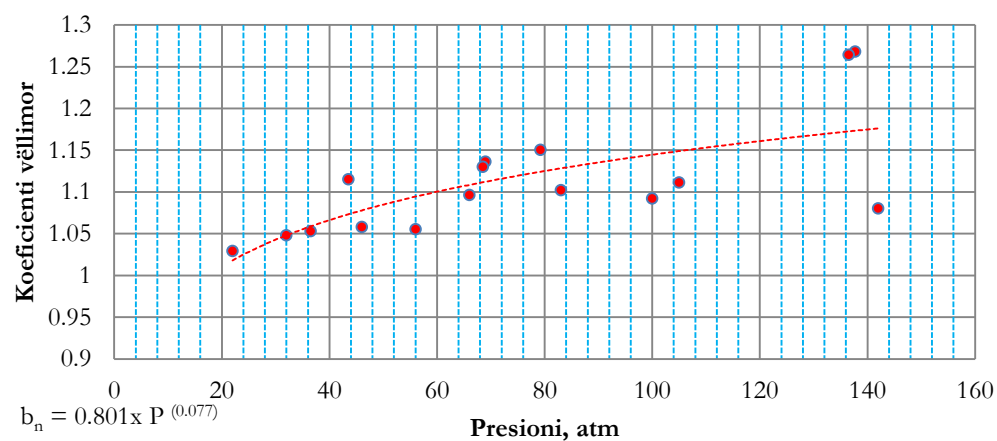


Vendburimi Gorisht-Kocul					
Nr	Presioni (atm)	R (Nm ³ /m ³)	Koeficienti volumor	Densiteti (gr/cm ³)	Viskoziteti (cp)
1	100.0	50	1.092	0.913	105.0
2	142.0	35.2	1.080	0.913	137.0
3	56.0	27.3	1.055	0.923	162.0
4	36.5	20.2	1.053	0.924	194.0
5	22.0	15.6	1.029	0.935	217.0
6	105.0	43.6	1.111	0.907	77.0
7	83.0	35.0	1.102	0.908	96.0
8	66.0	29.0	1.096		109.0
9	46.0	23.0	1.058	0.932	133.0
10	32.0	17.6	1.048	0.934	150.0
11	137.7	77.1	1.268	0.838	78.0
12	136.5	76.4	1.264	0.835	80.0
13	79.2	52.2	1.150	0.925	105.0
14	69.0	41.7	1.136	0.897	
15	68.5	41.0	1.130	0.880	142.0
16	43.5	35.2	1.115	0.890	150.0

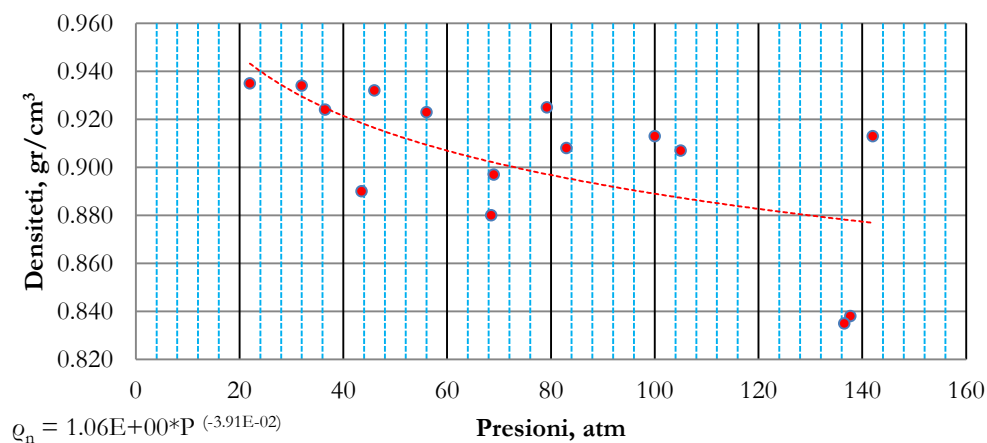
Koeficienti i tretëshmërisë, R, funksion i presionit si përfaqësues i vendburimit

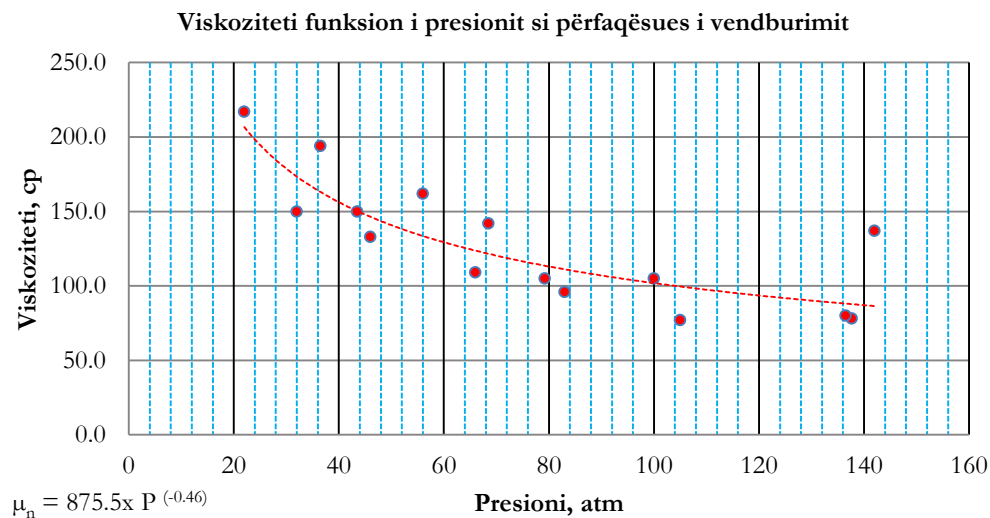


Koeficienti vëllimor funksion i presion si përfaqësues i vendburimit



Densiteti funksion i presionit si përfaqësues i vendburimit

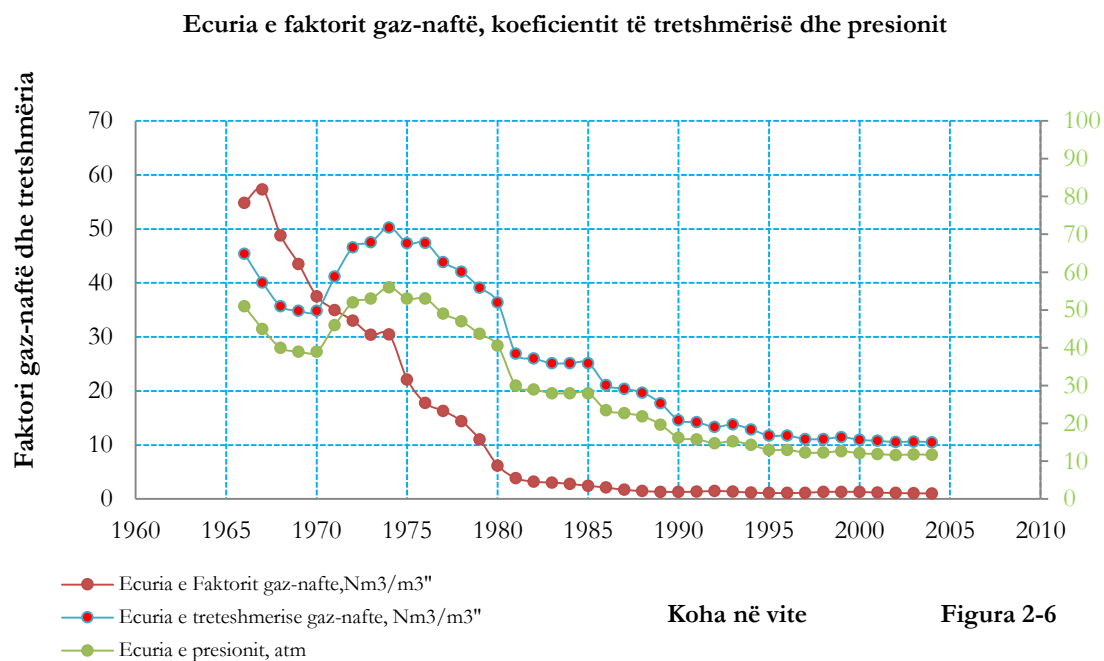




- **Arsyetim lidhur me marrjen në konsideratë të tre puseve Go-159; Go-22; Ko-30; dhe shmangien e vlerave të analizave termodinamike të kryera.**

Këto tre puse janë të shpërndarë në mënyrë të tillë që të dhënat të jenë përfaqësuese dhe është marrë në konsideratë një pus në Kocul dhe dy puse në Gorisht duke qenë se sipërfaqja e Gorishtit është më e madhe se ajo e Koculit. Nga ana tjetër këto tre puse janë marrë në kushte të favorshme për të bërë studimin PVT, pasi jo çdo pus mund të merret në konsideratë për studimin PVT, kjo në varësi të kushteve si ato të marrjes së kampionit ashtu dhe mbi bazën në të cilën studiohet një kampion. Nga ana tjetër, shmangia e disa prej vlerave të caktuara si grafikisht ashtu dhe në tabelë si në konceptin fizik të sjelljes së fluidit në laborator ashtu dhe në atë matematik, shpjegohet me vetë faktin që të gjitha matjet e kryera në laboratorin e termodinamikës së fluideve të parametrave të ndryshëm në varësi të ndryshimit të vazhdueshëm të vlerave të presionit, janë të kushtëzuara minimalisht nga faktorë të ndryshëm sipërfaqësor, prandaj dhe këto vlera shprehen si ligjësi të ndryshimit të tyre në funksion të presionit kjo nëpërmjet ekuacioneve përfaqësuese të tyre. Ekuacion i tyre përfaqësues, demonstron sjelljen reaguese të çdo parametri me çdo ndryshim të presionit pra, vlera të ndryshme të parametrave për vlera të ndryshme preioni.

Duke ju referuar grafikut të mëposhtëm, Figura 2-6, ecuria e faktorit gaz-naftë, koeficientit të tretshmërisë dhe presionit në kohë, do të vërejmë një ndryshim të theksuar midis koeficientit të tretshmërisë të llogaritur për historinë e ecurisë së presionit dhe faktorit gaz-naftë faktik të evidentuar nga nxjerrja e naftës dhe ajo e gazit. Nga ky konstatim mund të nxjerrim një konkluzion shumë të rëndësishëm për naftën e Gorisht-Koculit, e cila në kushtet e ndërmarrjes së një metode për rritjen e koeficientit të naftënxjerrjes, metoda e injektimit të gazit në shtratim do të rezultonte shumë efektive, sepse do të ulte në mënyrë të ndjeshme viskozitetin e naftës, duke rritur koeficientin e lëvizshmërisë së naftës, por njëkohësisht do të ndikonte në efektin gravitacional në kontaktin naftë-ujë, kjo për arsyen se presioni i ngopshmërisë është i ulët duke bërë që sistemi energjiek i instaluar për injektimin e gazit do të ishte jo i presionit të lartë dhe për rrjedhojë vlera e investimit do të qe e ulët.



KAPITULLI I TRETË

LLOGARITJA E REZERVAVE TË NAFTËS (OIP) NË SHTRESË DUKE PËRDORUR TË DHËNAT GJEOLGJIKE, GJEOFIZIKE DHE VETITË E FLUIDEVE (METODA VËLLIMORE).

3.1. Opinion

Një nga funksionet e rëndësishme të inxhinierit të rezervuarit është llogaritja periodike e naftës (dhe gazit) të rezervuarit në shtresë dhe rikuperimi i parashikuar sipas mekanizmit(ve) mbizotërues të rezervuarit. Në disa kompani, kjo punë kryhet nga një grup që bën periodikisht një llogaritje të rezervave të kompanisë së bashku me debitet me të cilat ato mund të rikuperohen në të ardhmen. Pozicioni financiar i kompanisë varet kryesisht nga rezervat e saj, debitet me të cilën ajo i rrit ose i humbet ato dhe debitet me të cilat ato mund të rikuperohen. Njohja e rezervave dhe e koeficientit të naftënxjerrjes është gjithashtu e rëndësishme në shitjen ose shkëmbimin e pronave të naftës. Llogaritja e rezervave të zbulimeve të reja është veçanërisht e rëndësishme sepse shërben si një udhëzues për programet e sakta të zhvillimit. Po kështu, një njohuri e saktë e përmbajtjes fillestare të rezervave në rezervuar është e paçmueshme për inxhinierin e rezervuarit, i cili studion sjelljen e rezervuarit me qëllim të llogaritjes dhe/ose përmirësimit të nxjerrjeve parësore - sepse eliminon një nga sasi të panjohura në ekuacione. Rezervat nxjerrëse të naftës zakonisht përftohen duke shumëzuar naftën në shtresë me një koeficient naftënxjerrje, ku koeficienti i naftënxjerrjes është pjesa e vlerësuar e naftës në shtresë që do të prodhohet përmes një mekanizmi të veçantë prodhimi ose të një regjimi që shfaq rezervuari. Ato mund të vlerësohen gjithashtu nga studimet e kurbës së rënies dhe duke aplikuar shifrat e duhura të nxjerrjes së barrelave për acre-fut të marra nga përvoja ose studimet statistikore të të dhënave të prodhimit të puseve ose rezervuarëve. Në këtë disertacion koeficientët e rënies trajtohen në mënyrë të detajuar në (kapitullin 7), ndërsa pjesa tjetër përqëndrohet në diagnostikimin kolektoral, gjeometrik, vëllimor, masor dhe energjitik të rezervuarit naftëmbajtës.

3.2. Kategorizimi i rezervave.

Përsa ju përket kategorizimit të rezervave ekzistojnë shumë klasifikime dhe përcaktime në përputhje me qëllimet vetjake të secilit autor dhe në mbështetje të interesave komerciale e politike të secilës kompani naftë apo shteti. Më poshtë po jap një klasifikim të tyre për të cilat i jam referuar materialit [5] (S.Tego, Rezervuarët Terigjen, Tiranë: Botimet Barleti, 2022).

1. Klasifikimi sipas pronësisë, të cilat ndahen në rezerva bruto dhe neto. Kjo mënyrë klasifikimi presupozon dhe mundësinë e ndryshimit të tyre me kalimin e tyre nga një shoqëri në një shoqëri (ose kompani) tjetër.
2. Klasifikimi sipas burimeve të energjisë ku evidentohen rezerva të rikuperimit primar dhe atij të përmirësuar.
3. Klasifikimi sipas shkallës së sigurisë ku veçohen:
 - rezerva të provuara
 - të besueshme
 - të mundshme
 - prespektive
4. Klasifikimi sipas gjendjes së zhvillimit (konturimit të tyre) duke i ndarë në rezerva të zhvilluara dhe të pazhvilluara.
5. Klasifikimi sipas gjendjes së prodhimit duke i ndarë ato në rezerva në prodhim dhe rezerva që nuk janë në prodhim.

Për secilën nga mënyrat e mësipërme të kategorizimit jepen hollësi dhe definicione në të cilat nuk ndalemi.

Klasifikimi me afër nesh dhe më i pranueshëm na duket ai që i ndan rezervat në të provuara dhe të pa provuara. Ky klasifikim presupozon që rezervat e provuara dhe të besueshme lidhen me shkallën e sigurisë e të nxjerrjes së naftës dhe të gazit, rikuperohen nga pusët ekzistues të shpuar dhe kundrejt atyre të zbuluara dhe të llogaritura kanë respektivisht shkallë relativisht të lartë sigurie. Në rezervat e provuara përfshihen sipërfaqe të kufizuara nga shpimet dhe kontaktet e fluidit, sipërfaqet e pashpuara ku mund të gjykohej në analogji mbi të dhënat gjeologo-inxhinierike. Vlerat mund të përcaktohen mbi bazën e kompletit të matjeve gjeofizike dhe mbi bazën e analizave të kampioneve duke i krahasuar të dhënat me ato të sipërfaqeve produktive.

Rezervat e provuara të zhvilluara, janë gati për tu marrë në pusët ekzistues në prodhim ose dhe me shtresa që do të perforohen.

Rezerva të provuara të pazhvilluara, priten të merren nga pusët e rinj në sipërfaqet e pa shpuara në vazhdimësi të atyre të njohura duke shkuar me interpretim, nga thellimi i puseve ekzistues dhe nga kompletimi i puseve ekzistues me paisje prodhimi etj. Siguria e tyre pranohet në vlerat 80-90%.

Pra siç duket nga sa më sipër mendohet se rezervat e provuara të zhvilluara e të pa zhvilluara përkojnë me rezervat e kategorive A, B ndoshta dhe pak nga C1 të klasifikimit të përdorur deri më sot tek ne.

Rezervat e besueshme dhe të mundshme, janë me shkallë sigurie më të vogël dhe në kushtet e vendburimeve me rezervuar ranor ku niveli i zhvillimit (konturimit) është shumë i avancuar, ka shumë pak vend për ti përfshirë. Ky klasifikim rezervash lidhet ngushtë me shkallën e njohjes nga ana gjeologjike e vendburimeve ose shtratimeve, nivelin dhe teknikën disponuese për nxjerrjen e naftës, të lidhura ngushtësisht me vlerësimin i cili shprehet me efektivitetin ekonomik.

Në rezervat e paprovuara të besueshme, niveli i sigurisë është 50% ose dhe më i ulët dhe këto përkojnë me pjesën më të madhe të rezervave të kategorisë C1 të klasifikimit ekzistues.

Rezervat e paprovuara të mundshme, llogariten me shkallë të ulët sigurie me nivel besueshmërie që luhaten në shifrat 10-20 %. Të dhënat gjeologjike dhe inxhinierike janë më pak të plota se ato të rezervave të besueshme. Këto rezerva përkojnë me kategorinë C2 të klasifikimit ekzistues që është përdorur tek ne.

Rezervat prespektive, janë rezerva të pazbuluara por që nga gjykimi gjeologo-inxhinierik sugjerohet që ato janë të arritshme. Këto shtrihen në plan e thellësi dhe përkojnë plotësisht me rezervat prognoze ose të kategorisë D të klasifikimit ekzistues.

Mbështetur në këtë klasifikim janë llogaritur dhe rivlerësuar rezervat në secilin nga vendburimet ose shtratimet tek të cilat nuk do të ndalemi, mbasi tashmë njihen metodat për vlerësimin e tyre.

3.3. Vlerësimi i rezervave të naftës me metodën vëllimore

Në momentin e kërkim - zbulimit të një rezervuari naftëgazmbajtës, detyrë parësore është vlerësimi paraprak i rezervave hidrokarburbajtëse, vlerësimi i të cilave do të diktoj mbi ecurinë e mëtejshme të zhvillimit në aspektin e rritjes së kategorisë së rezervave si edhe prespektivën e investimeve që do të kryhen në të ardhmen [7] [8] [9]. Në stadin ekzistues të vendburimit Gorisht-Kocul kemi të bëjmë me konturim të plotë si në shtrishmëri ashtu edhe në thellësi. Prandaj, përcaktimi i rezervave në këtë moment nga ana ime nënkupton se kemi të bëjmë me **“Rezervat e provuara të zhvilluara”** me një shkallë të lartë sigurie.

Nafta në shtresë (OIP) llogaritet:

1. duke përdorur të dhënat gjeologjike, gjeofizike dhe të vetive fluideve
2. nga studimet e bilancit material

Në rastin e dytë, koeficientët e naftënxjerrjes përcaktohen nga:

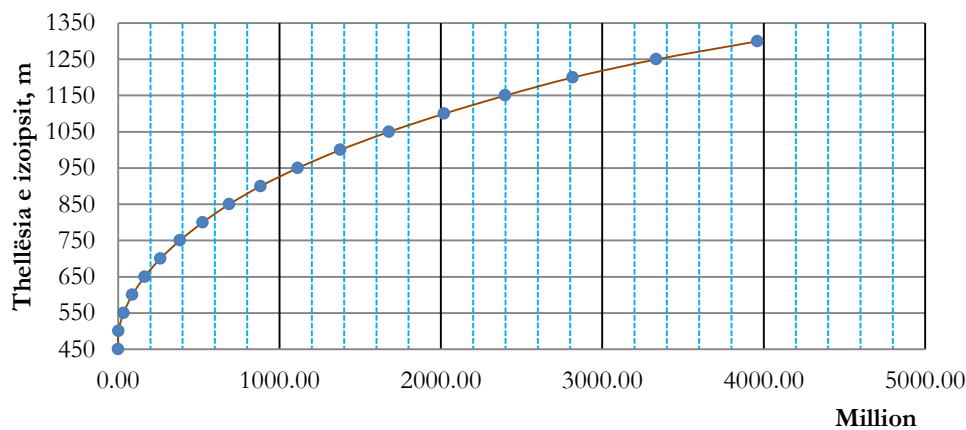
* studimet e efikasitetit të zhvendosjes

* korrelacionet bazuar në studimet statistikore të llojeve të veçanta të mekanizmave të rezervuarit.

Metoda vëllimore për vlerësimin e naftës në shtresë fillon me një vlerësim të vëllimit të dukshëm të rezervuarit [10]. Më pas përdoren të dhënat e karrotazhit gjeofizik, log-et, analiza e kampioneve për të përcaktuar porozitetin dhe ngopshmëritë me fluidet përkatëse, si dhe të dhënat e analizës së fluideve për të përcaktuar koeficientin vëllimor të naftës [9] [10].

Referuar hartës strukturore të ndërtuar për vendburimin Gorisht-Kocul, Figura 1-1, u përcaktuan vëllimet e shkëmbit, si edhe të sipërfaqeve për izoipset përkatëse, Tabela 3-1, e shoqëruar kjo edhe grafiksht, Figura 3-1 dhe Figura 3-2

Vëllimi i shkëmbit në izoipsin përkatës



Vëllimi i shkëmbit, m³

Figura 3-1

Sipërfaqja në ha sipas izoipseve

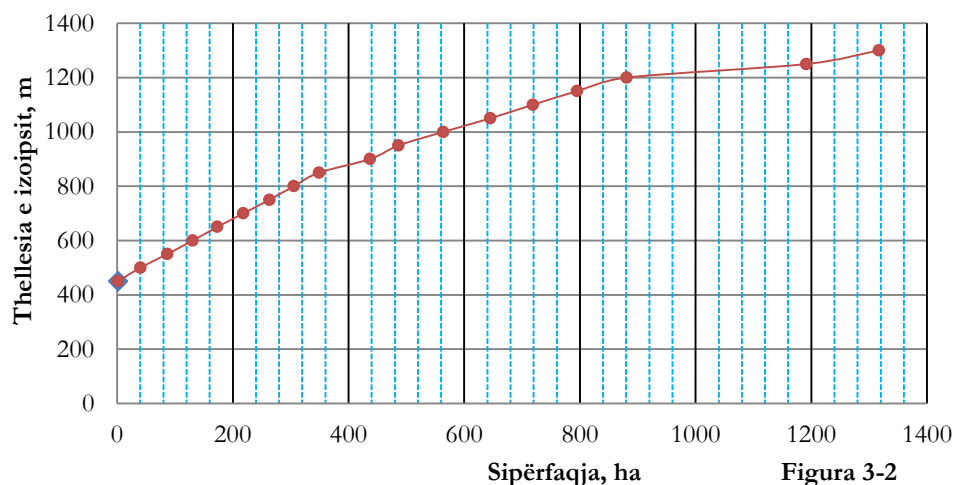


Figura 3-2

Sipërfaqet dhe vëllimet përkatëse referuar izoipseve të hartës strukturore, Figura 1-1

Tabela 3-1

Nr.	Zona Gorisht				Zona e Kocullit				Si vendburim
	Thellesia e izoipsit, m	Siperf. e izoipsit, m ²	Volumi midis izoipseve, m ³	Volumi progresiv, m ³	Thellesia e izoipsit, m	Siperf. e izoipsit, m ²	Volumi midis izoipseve, m ³	Volumi progresiv, m ³	
1		h=5 m							
2	450	20566.879	102834.395						
3	480	h=9 m							
4	(450)	13604.9843	122444.8587	225279.25				225279.25	
5	500	401563.3812	2283426.01	2508705.26				2508705.26	
6	550	865665.1459	31680713.18	34189418.44				34189418.44	
7	600	1306258.163	54298082.71	88487501.15				88487501.15	
8	650	1733722.064	75999505.67	164487006.82				164487006.82	
9	700	2181856.03	97889452.35	262376459.17				262376459.17	
10	750	2630858.735	120317869.1	382694328.27				382694328.27	
11	800	3052287.576	142078657.8	524772986.03				524772986.03	
12	850	3491502.96	163594763.4	688367749.42				688367749.42	
13	900	4287092.922	194464897.05	882832646.47	900	85567.1405	142611.9008	142611.90	882975258.37
14	950	4329472.853	215414144.38	1098246790.84	950	534260.347	15495687.19	15638299.09	1113885089.93
15	1000	4670558.318	225000779.29	1323247570.13	1000	967805.5398	37551647.17	53189946.26	1376437516.39
16	1050	4989777.738	241508401.40	1564755971.53	1050	1461191.434	60724924.34	113914870.60	1678670842.12
17	1100	5288130.565	256947707.57	1821703679.10	1100	1899369.66	84014027.34	197928897.93	2019632577.03
18	1150	5595891.465	272100350.76	2093804229.86	1150	2353909.554	106331980.4	304260878.28	2398065108.14
19	1200	5901371.573	287431575.95	2381235805.80	1200	2906338.515	131506201.7	435767080.01	2817002885.81
20	1250	6204591.886	302649086.47	2683884892.27	1250	5709692.239	215400768.8	651167848.85	3335052741.12
21	1300	6506382.214	317774352.51	3001659244.77	1300	6663064.802	309318926.03	960486774.88	3962146019.66

Për të përcaktuar rezervat fillestare të vendburimit Gorisht-Kocul le ti referohemi formulës që përcakton rezervat industriale (rezervat që i përkasin porozitetit efektiv).

$$R_{\text{nxjerr.}} = \frac{V_{\text{shk}} \times \Phi \times (1 - S_{\text{uj.l}} - S_g) \times \rho_n}{b_n} \quad (3-1) \quad \text{ku:}$$

$V_{\text{shk}} \rightarrow$ Vëllimi i shkëmbit naftëmbajtës përcaktuar nga ndërtimi i hartës strukturore në Autocad, gjithmonë duke iu referuar kontaktit naftë –ujë fillestar prej 1250 ma.

$\Phi \rightarrow$ Poroziteti efektiv i përgjithshëm vlera e të cilit ka rezultuar nga llogaritja e pritjes matematike (Metoda Statistikore e Pasqyrimit).

$S_{\text{uj.l}} \rightarrow$ Ngopshmëria me ujë të lidhur.

$\rho_n \rightarrow$ Densiteti i naftës ton/m^3 , (është marrë densiteti mesatar i analizave të kryera).

$b_n \rightarrow$ koeficienti vëllimor i naftës rezultuar nga matjet e kryera në laboratorin e PVT.

Vlerat e treguesve të mësipërm pasqyrohen si më poshtë:

$$V_{\text{shk}} = 3335052741.. 1975 \text{ m}^3$$

$$S_n = 0.82$$

$$S_{\text{uj.l}} = 0.18$$

$$S_g = 0$$

$$\rho_n = 0.958 \text{ ton/m}^3$$

$$b_n = 1.1$$

$$\Phi = 0.0126751$$

Referuar të dhënave faktike të mësipërme, rezervat fillestare në vendburimin Gorisht-Kocul kapin vlerën:

$$R=30188447.35 \text{ ton}$$

Në kushtet fillestare, 1 ac-ft shkëmb prodhues i naftës ,të vëllimit të dukshëm, përmban sa vijon [10]:

$$\text{Ujë i poreve (i lidhur)}= 7758 \times \emptyset \times S_w \quad (3-2)$$

$$\text{Nafta e rezervuarit}= 7758 \times \emptyset \times (1 - S_w) \quad (3-3)$$

$$\text{Nafta në stock-tank (depo)}= \frac{7758 \times \emptyset \times (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (3-4)$$

7758 barrele - është ekuivalenti i 1 ac-ft,

B_{oi} - është koeficienti vëllimor fillestar i naftës së rezervuarit.

Duke përdorur vlerat e deklaruarat më sipër ($\Phi = 0.0126751$, $S_w = 0.18$ dhe $B_{oi} = b_n = 1.1$), nafta në kushtet e sipërfaqes fillestare në stock-tank (depo) për acre-foot është e barabartë me:

$$\text{Nafta në Stock - tank} = \frac{7785 \times 0.0126751 \times (1 - 0.18)}{1.1} = 73.558 \text{ STB/ac - ft}$$

Atëherë, ne mund të përcaktojmë rezervat në STB, për çdo vëllim të zbuluar, ac-ft, gjatë konturimit të zonës naftëmbajtëse. Kjo metodë përdoret në dinamik të zhvillimit të vendburimit. Në rastin e rezervuarëve nën kontroll hidrodinamik, ku nuk ka një rënie të ndjeshme të presionit të rezervuarit, fluksi i ujit është ose nga brenda dhe paralel me rrafshet e shtratimit, siç gjendet në shtresëzimet e holla, relativisht me një zhytje të pjerrët (regjimi i ujërave anësor), ose e drejtuar lart ku prodhohet zona e naftës duke ju nënshtruar lëvizjes së ujërave vertikalisht, çka pasqyron regjimin e ujërave aktiv fundor [10].

Nafta e mbetur në braktisje në ato pjesë të rezervuarit të pushtuar nga uji, në barrela për acre-foot, është si më poshtë:

$$\text{Nafta në rezervuar} = 7758 \times \phi \times (1 - S_{or}) \quad (3.5)$$

$$\text{Nafta në stock-tank (kushte sip)} = \frac{7758 \times \phi \times S_{or}}{B_t} \quad (3-6)$$

$S_{or} \rightarrow$ është ngopshmëria me naftë të mbetur që mbetet pas zhvendosjes së ujit.

$B_t \rightarrow$ koeficienti vëllimor në momentin e braktisjes, që i korespondon një presion braktisje.

Duke qenë se presioni i rezervuarit përgjatë kohës së tij të shfrytëzimit nuk ka rënë nën presionin e ngopshmërisë dhe me supozimin se ai nuk do të bjerë deri në momentin e abandonimit, çka do të nënkuptohet se nuk do të kemi krijimin e zonave me gaz të lië në zonën e naftës, dhe koeficienti vëllimor i naftës në braktisje do të jetë B_t , atëherë nxjerrja nga regjimi i ujërave aktive është:

$$\text{Nxjerrja e Naftës} = \frac{7758 \times \phi \times (1 - S_w - S_{or})}{B_t} \quad (3-7)$$

dhe koeficienti i naftënxjerrjes, η , është:

$$\eta = \frac{(1 - S_w - S_{or})}{(1 - S_w)} \quad (3-8)$$

Në praktikën tonë kanteriale ne përdorim si koeficient naftënxjerrje, η , raportin e naftës së nxjerrë në momentin e kohës t , me rezervat industriale, të lidhura këto me porozitetin efektiv.

$$\eta = \frac{\sum Q}{R_{\text{industrial}}} \quad (3-9)$$

KAPITULLI I KATËRT

METODA E BILANCIT MATERIAL

4.1. Nxjerrja e ekuacionit të bilancit material.

Kur një rezervuar naftë dhe gazi mbulohet me puse, prodhohet naftë, gaz dhe shpesh pak ujë, duke ulur kështu presionin e rezervuarit dhe duke shkaktuar zgjerimin e naftës dhe gazit të mbetur për të mbushur hapësirën e liruar nga fluidet e nxjerra [10]. Kur shtresat naftëgazmbajtëse janë të lidhura në mënyrë hidraulike me shtresa ujëmbajtëse (akuifer) me vëllim shumë më të madh se ai i zonës së hidrokarbureve [10] [11], uji depërton në rezervuar ndërkohë presioni bie për shkak të prodhimit, siç ilustrohet në Figurën 4-1. Ky depërtim i ujit zvogëlon shkallën në të cilën nafta dhe gazi i mbetur zgjerohen dhe rrjedhimisht vonon rënien e presionit të rezervuarit. Meqëse temperatura në rezervuarët e naftës dhe gazit mbetet në thelb konstante gjatë nxjerrjes së fluidit, shkalla në të cilën zgjerohet nafta dhe gazi i mbetur varet nga presioni dhe përbërja e naftës dhe gazit [12]. Duke marrë mostra në fund të pusit të fluideve të rezervuarit nën presion dhe duke matur vëllimet e tyre relative në laborator në temperaturën e rezervuarit dhe nën presione të ndryshme, është e mundur të parashikohet se si këto fluide sillen në rezervuar ndërkohë që presioni i rezervuarit bie, fakt të cilin ne e kemi demonstruar në PVT-tit e realizuara për këtë vendburim në paragrafin 2.6.

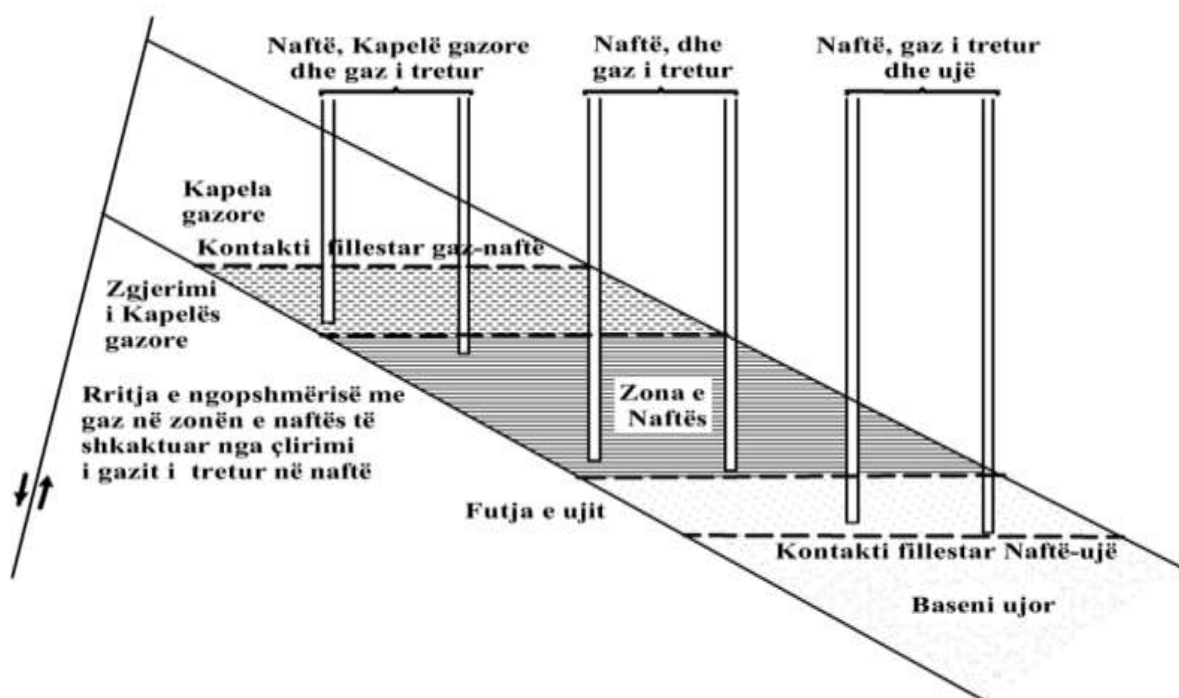


Figura 4-1 Prerje tërthore e një rezervuari me regjim të kombinuar [10].

Diapazoni i ngjeshshmërive [10].

Tabela 4-1

Formacioni shkëmb	$3 - 10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Uji	$2 - 4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Naftë e pangopur	$5 - 100 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Gaz në 1000 psi	$900 - 1300 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Gaz në 5000 psi	$50 - 200 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

Tabela 4-1 jep një sërë vlerash për ngjeshmërinë e formacionit dhe të fluideve, nga të cilat mund të konkludohet se ngjeshmëritë e ujit dhe të formacionit janë më pak të rëndësishme në rezervuarët e gazit dhe tek ata me kapelë gazore dhe në rezervuarët e pangopur nën pikën e vlimit ku ka ngopje të dukshme të gazit [10]. Për shkak të kësaj dhe ndërlikimeve që ato do të futnin në ekuacionet tashmë mjaft komplekse, ngjeshshmëria e ujit dhe e formacioneve përgjithësisht neglizhohen, me përjashtim të rezervuarëve të pangopur që prodhojnë mbi pikën e vlimit (bubble-point) [13]. Një term që kontabilizon ndryshimin në vëllimet e ujit dhe të formacionit për shkak të ngjeshmërisë së tyre që përfshihen në nxjerrjen e bilancit material dhe inxhinieri mund të zgjedhë që ta eliminojë këtë për aplikime të veçanta [13] [14]. Gazi i tretur në ujin e formacionit neglizhohet dhe në shumë raste vëllimi i ujit të prodhuar nuk njihet me saktësi të mjaftueshme për të justifikuar përdorimin e një koeficienti vëllimor të ujit të prodhuar [10]. Ekuacioni i përgjithshëm i bilancit material është thjesht një bilanc vëllimor, i cili thotë se meqëse vëllimi i një rezervuari (siç përcaktohet nga kufijtë e tij fillestar) është një madhësi konstante, shuma algjebrike e ndryshimeve të vëllimit të naftës, gazit të lirë, ujit dhe vëllimit të shkëmbit në rezervuar duhet të jenë zero [15] [16].

Për shembull, nëse vëllimi i rezervuarit të naftës dhe gazit zvogëlohet, shuma e këtyre dy zvogëlimeve duhet të balancohet nga ndryshimet me madhësi të barabartë në vëllimet e ujit dhe të shkëmbinjve [10]. Nëse supozohet se ekuilibri i plotë arrihet në çdo kohë në rezervuar midis naftës dhe gazit të tretur, është e mundur të shkruhet një shprehje e përgjithësuar e bilancit material që lidhet me sasi të naftës, gazit dhe ujit të prodhuar; presionit mesatar të rezervuarit; sasia e ujit që mund të ketë hyrë nga akuiferi; dhe në fund përmbajtja fillestare e naftës dhe gazit të rezervuarit [10] [17]. Në kryerjen e këtyre llogaritjeve, përfshihen të dhënat e mëposhtme të prodhimit, të rezervuarit dhe të laboratorit [8] [10] [18] [19]:

1. Presioni fillestar i rezervuarit dhe presioni mesatar i rezervuarit në intervale të njëpasnjëshme pas fillimit të prodhimit.
2. Barrelat në depo (rezervuarët sipërfaqësor të naftës) të naftës së prodhuar, të matura në 1 atm dhe 60°F, në çdo kohë ose gjatë çdo intervali prodhimi.

3. Totali standard kubik fit i gazit të prodhuar. Kur gazi injektohet në rezervuar, kjo do të jetë diferenca midis gazit total të prodhuar dhe atij të kthyer në rezervuar.

4. Raporti i vëllimit fillestar të kapelës gazore dhe vëllimit fillestar të naftës, m :

$$m = \frac{\text{Vëllimi fillestar i rezervuarit me gaz të lirë}}{\text{Vëllimi fillestar i rezervuarit me naftë}}$$

Nëse vlera e m mund të përcaktohet me saktësi të arsyeshme, ka vetëm një të panjohur (N) në bilancin e materialit në rezervuarët vëllimorë me kapelë gazore dhe dy (N dhe W_e) në rezervuarët me regjim të ujërave aktiv. Vlera e m përcaktohet nga të dhënat e karrotazhit (log) dhe i të dhënave të kampioneve të marrë dhe nga të dhënat e shpimit të plotë të një pusi, të cilat shpesh ndihmojnë për të gjetur kontaktet gaz-naftë dhe ujë-naftë. Raporti m njihet në shumë raste shumë më saktë se vlerat absolute të vëllimit të kapelës gazore dhe zonës së naftës. Për shembull, kur shkëmbi në kapelën gazore dhe ai në zonën e naftës duket se janë në thelb të njëjtë në aspektin kolektoral, ai mund të merret si raport i vëllimeve neto ose bruto (pa ditur mesataren e ujit të lidhur ose porozitetin mesatar).

5. Koeficientët vëllimor të gazit dhe naftës dhe tretshmëria e gazit në naftë.

Këto merren si funksione të presionit nga matjet laboratorike në mostrat e marra në fund të pusit me metodat e çlirimit diferencial dhe flash.

6. Sasia e ujit që është prodhuar.

7. Sasia e ujit që është futur në rezervuar nga akuiferi.

Për thjeshtësi, nxjerrja bazohet në ndryshimet në vëllimet e naftës, gazit, ujit dhe shkëmbinjve që ndodhin midis fillimit të prodhimit dhe çdo kohe t . Ndryshimi në vëllimin e shkëmbit shprehet si ndryshim në vëllimin e poreve, i cili është thjesht negativ i ndryshimit të vëllimit të shkëmbit. Në zhvillimin e ekuacionit të përgjithshëm të bilancit material, përdoren termat e mëposhtëm [10]:

$N \rightarrow$	Rezervat fillestare të naftës, STB
$B_{oi} \rightarrow$	Koeficienti vëllimor fillestar i naftës, bbl/STB
$N_p \rightarrow$	Nafta kumulative e prodhuar, STB
$B_o \rightarrow$	Koeficienti vëllimor i naftës, bbl/STB
$G \rightarrow$	Rezervat fillestare të Gazit, SCF
$B_{gi} \rightarrow$	Koeficienti vëllimor fillestar i gazit, bbl/SCF
$G_f \rightarrow$	Sasia e gazit të lirë në rezervuar, SCF
$R_{soi} \rightarrow$	Tretshmëria fillestare e gazit në naftë, SCF/STB
$R_p \rightarrow$	Raporti kumulativ gaz-naftë i prodhuar, SCF/STB
$R_{so} \rightarrow$	Tretshmëria e gazit në naftë, SCF/STB

$B_g \rightarrow$	Koeficienti vëllimor i gazit, bbl/SCF
$W \rightarrow$	Uji i rezervuarit fillestar, bbl
$W_p \rightarrow$	Uji i prodhuar kumulativ, STB
$B_w \rightarrow$	Koeficienti vëllimor i ujit, bbl/STB
$W_e \rightarrow$	Fluksi i ujit të futur në rezervuar, bbl
$c \rightarrow$	Ngjeshmëria totale izotermike, psi^{-1}
$\Delta \bar{p} \rightarrow$	Ndryshimi mesatar i presionit të rezervuarit, psia
$S_{wi} \rightarrow$	Ngopshmëria fillestare me ujë
$V_f \rightarrow$	Vëllimi fillestar i poreve, bbl
$c_f \rightarrow$	Ngjeshmëria izotermike e formacionit, psi^{-1}

Shprehja e mëposhtme përcakton ndryshimin në vëllimin e naftës:

$$\text{Vëllimi fillestar i naftës së rezervuarit} = NB_{oi}$$

$$\text{Vëllimi i naftës në kohën } t \text{ dhe presion } p = (N - N_p)B_o$$

$$\text{Ndryshimi në vëllimin e naftës} = NB_{oi} - (N - N_p)B_o$$

Shprehja e mëposhtme përcakton ndryshimin në vëllimin e gazit të lirë:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Raporti i gazit të lirë fillestar} \\ \text{me vëllimin fillestar të naftës} \end{array} \right] = m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad K$$

$$\text{Ku vëllimi fillestar i gazit të lirë} = GB_{gi} = NmB_{oi}$$

$$\left[\begin{array}{l} \text{SCF, gaz i lirë} \\ \text{në kohën } t \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{SCF, gazi fillestar} \\ \text{i lirë dhe i tretur} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{SCF, gaz i} \\ \text{prodhuar} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{SCF, i mbetur} \\ \text{në naftë i tretur} \end{array} \right]$$

$$G_f = \left[\frac{NmB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} \right] - [N_p R_p] - [(N - N_p) R_{so}] \quad (4-1)$$

$$\left[\begin{array}{l} \text{Vëllimi i gazit të lirë i} \\ \text{rezervuarit në kohën } t \end{array} \right] = \left[\frac{NmB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} - N_p R_p - (N - N_p) R_{so} \right] B_g$$

$$\left[\begin{array}{l} \text{Ndryshimi në vëllimin} \\ \text{e gazit të lirë} \end{array} \right] = NmB_{oi} - \left[\frac{NmB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} - N_p R_p - (N - N_p) R_{so} \right] B_g \quad (4-2)$$

Shprehja e mëposhtme përcakton ndryshimin në vëllimin e ujit:

Vëllimi fillestar i ujit të rezervuarit = W

Ujë kumulativ i prodhuar në kohën $t = W_p$

Vëllimi në kushtet e rezervuarit të ujit të prodhuar kumulativ = $B_w W_p$

Vëllimi i ujit të futur në rezervuar në kohën $t = W_e$

$$\left[\begin{array}{c} \text{Ndryshimi në} \\ \text{vëllimin e ujit} \end{array} \right] = W - (W + W_e - B_w W_p + W c_w \Delta \bar{p}) = -W_e + B_w W_p + W c_w \Delta \bar{p} \quad (4-3)$$

Shprehja e mëposhtme përcakton ndryshimin në vëllimin e hapësirës boshe:

Vëllimi fillestar i hapësirës boshe = V_f

$$\left[\begin{array}{c} \text{Ndryshimi i volumit} \\ \text{të hapësirës boshe} \end{array} \right] = V_f - [V_f - V_f c_f \Delta \bar{p}] = V_f c_f \Delta \bar{p}$$

Ose, për shkak se ndryshimi në vëllimin e hapësirës boshe është negativ i ndryshimit në vëllimin e shkëmbit,

$$\left[\begin{array}{c} \text{Ndryshimi në} \\ \text{vëllimin e shkëmbit} \end{array} \right] = -V_f c_f \Delta \bar{p} \quad (4-4)$$

Kombinimi i ndryshimeve në vëllimet e ujit dhe shkëmbinjve në një term të vetëm jep sa vijon:

$$= -W_e + B_w W_p - W c_w \Delta \bar{p} - V_f c_f \Delta \bar{p}$$

$$\text{Duke e njohur se } W = V_f S_{wi} \text{ dhe } V_f = \frac{NB_{oi} + NmB_{oi}}{1 + S_{wi}} \text{ dhe duke e zëvendësuar,}$$

merret si më poshtë :

$$= -W_e + B_w W_p - \left[\frac{NB_{oi} + NmB_{oi}}{1 + S_{wi}} \right] (c_w S_{wi} + c_f) \Delta \bar{p} \quad \text{ose} \quad (4-5)$$

$$= -W_e + B_w W_p - (1 + m) NB_{oi} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p}$$

Barazimi i ndryshimeve në vëllimet e naftës dhe gazit të lirë me negativin e ndryshimeve në vëllimet e ujit dhe shkëmbinjve si dhe zgjerimi i të gjitha termave prodhon:

$$NB_{oi} - NB_o + N_p B_o + NmB_{oi} - \left[\frac{NmB_{oi} B_g}{B_g} \right] - NR_{soi} B_g + N_p R_p B_g \\ + NB_g R_{so} - N_p B_g R_{so} = W_e - B_w W_p + (1 + m) NB_{oi} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p}$$

Duke mbledhur dhe zbritur termin $N_p B_g R_{soi}$ prodhohet:

$$NB_{oi} - NB_o + N_p B_o + NmB_{oi} - \left[\frac{NmB_{oi} B_g}{B_{gi}} \right] - NR_{soi} B_g + N_p R_p B_g + NB_g R_{so} - N_p B_g R_{so} + N_p B_g R_{soi} - N_p B_g R_{soi} = W_c - B_w W_p + (1+m)NB_{oi} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1-S_{wi}} \right] \Delta \bar{p}$$

Atëherë, grupimi i termave prodhon:

$$NB_{oi} - NmB_{oi} - N[B_o + (R_{soi} - R_{so})B_g] + N_p [B_o + (R_{soi} - R_{so})B_g] + (R_p - R_{soi})B_g N_p - \left[\frac{NmB_{oi} B_g}{B_{gi}} \right] = W_c - B_w W_p + (1+m)NB_{oi} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1-S_{wi}} \right] \Delta \bar{p}$$

Duke shkruar $B_{oi} = B_{ti}$ dhe $[B_o + (R_{soi} - R_{so})B_g] = B_t$, ku B_t është koeficienti vëllimor dyfazor siç përcaktohet nga barazimi, $B_t = B_o + B_g (R_{soi} - R_{so})$, prodhon:

$$N(B_{ti} - B_t) + N_p [B_t + (R_p - R_{oi})B_g] + NmB_{ti} \left(1 - \frac{B_g}{B_{gi}} \right) = W_c - B_w W_p + (1+m)NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1-S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} \quad (4-6)$$

Ky është ekuacioni i përgjithshëm vëllimor i bilancit material. Mund të riorganizohet në formën e mëposhtme, i cili është i dobishëm për qëllime shqyrtimi:

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1+m)NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1-S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_c = N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p \quad (4-7)$$

Çdo term në anën e majtë të barazimit (5-7) vlerëson një metodë të prodhimit të fluideve dhe çdo term në anën e djathtë përfaqëson një sasi të prodhimit të hidrokarbureve ose ujit. Për qëllime ilustrimi, barazimi (5-7) mund të shkruhet si më poshtë, ku çdo term matematikor është zëvendësuar me një pseudoterm:

Zgjerimi i naftës + Zgjerimi i gazit + Zgjerimi i Formacionit dhe Zgjerimi i Ujit

$$+ \text{Fluksi i Ujit të Futur} = \text{Prodhi i Naftës dhe i Gazit} + \text{Prodhi i Ujit} \quad (4-7a)$$

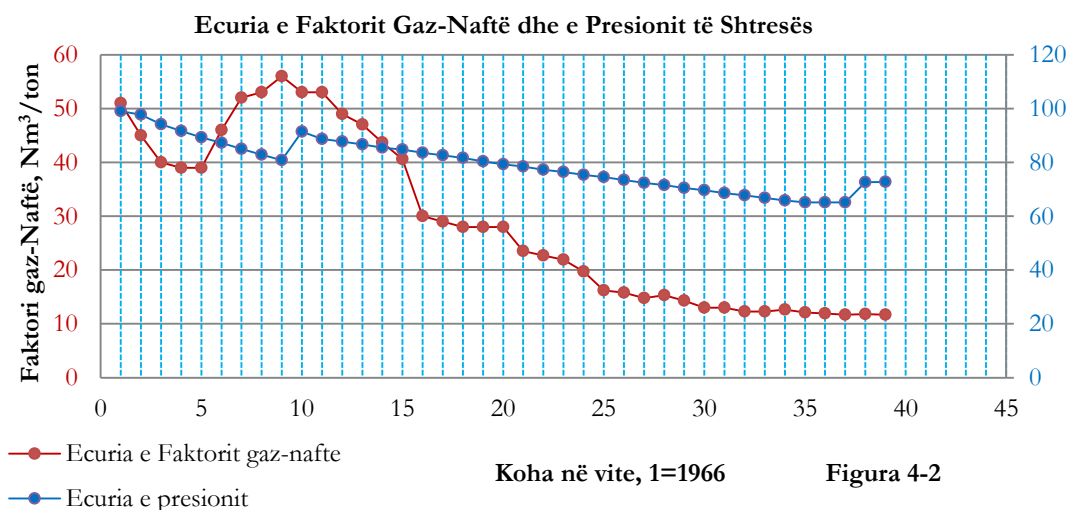
Ana e majtë llogarit të gjitha metodat e zgjerimit ose fluksit në rezervuar që do të nxiste regjimin e prodhimit të naftës, gazit dhe ujit të paraqitura në termat në anën e djathtë. Zgjerimi i naftës rrjedh nga produkti i naftës fillestare në shtresë dhe ndryshimit të koeficientit vëllimor të naftës me atë dyfazor [9] [10]. Zgjerimi i gazit është i ngjashëm;

megjithatë, nevojiten kushte shtesë për të kthyer naftën fillestare në shtresë në gaz fillestar në shtresë - si gaz i lirë ashtu si edhe gaz i tretur. Termi i tretë mund të ndahet në tre pjesë. Është produkt i naftës dhe gazit fillestar në shtresë, zgjerimit të ujit të lidhur dhe shkëmbit të formacionit dhe ndryshimit të presionit mesatar vëllimor të rezervuarit [8]. Këto tre pjesë përbëjnë zgjerimin e ujit të lidhur dhe shkëmbit të formacionit në rezervuar [8].

Në anën e djathtë, nafta dhe gazi i prodhuar përcaktohen duke marrë parasysh vëllimin e naftës së prodhuar nëse do të ishte në rezervuar. Nafta e prodhuar shumëzohet me shumën e koeficientit vëllimor të naftës dyfazore dhe koeficientit vëllimor të gazit të çliruar kur presioni ka rënë [8] [12]. Uji i prodhuar në kushte rezervuari është thjesht produkt i ujit të prodhuar dhe koeficientit vëllimor të tij. Ekuacioni (4-7) mund të organizohet që të zbatohet për cilindro nga llojet e ndryshme të rezervuarëve. Kur nuk ka gaz origjinal të lirë, si p.sh. në një rezervuar naftë të pangopur, $m = 0$ dhe barazimi (4-7) reduktohet në:

$$N(B_t - B_{ti}) + NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + W_e = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] + B_w W_p \quad (4-8)$$

Ky është ekuacioni i bilancit material që do të përdorim për vendburimin e Gorisht-Koculit, mbasi plotëson kriterin e një vendburimi naftë të pangopur dhe me ujëra fundor pjesërisht aktiv. Nëse nafta e rezervuarit fillimisht është e pangopur, atëherë fillimisht ai përmban vetëm ujë të lidhur dhe naftë me gazin e tyre të tretur. Tretshmëria e gazit në ujërat e rezervuarëve është përgjithësisht mjaft e ulët dhe konsiderohet e papërfillshme për diskutimin aktual. Nga presioni fillestar i rezervuarit deri në pikën e presionit të ngopshmërisë (bubble-point), vëllimi i naftës së rezervuarit mbetet konstant dhe nafta prodhohet nga zgjerimi i lëngut. Po ti referohemi të dhënave të ecures së presionit dhe faktorit gaz-naftë në historikun e përpunimit dhe shfrytëzimit të vendburimit Gorisht-Kocul, Figura 4-2, do të konstatojmë se presioni i shtresës nuk është ulur nën presionin e ngopshmërisë.



Sikurse e kemi trajtuar tek vetitë e fluidit në kushtet e shtresës presioni i ngopshmërisë së naftës me gaz për zonën e Gorishtit lëkundet në kufijtë 31.2 atm deri në 65 atm.

Për zonën e Gorishtit, në shtratimin midis kuotave 539 dhe 940 m, presioni i ngopshmërisë lëkundet në kufijtë 41.5 atm deri në 65 atm dhe mesatarisht është 55.5 atm.

Për zonën e Koculit në shtratimin midis kuotave 900 m dhe 1000 m presioni i ngopshmërisë lëkundet në kufijtë 31.2 atm deri në 61.5 atm dhe mesatarisht është 47.5 atm.

Presioni mesatar i ngopshmërisë për të gjithë vendburimin është gjykuar të merret 52.3 atm. Fakti se vendburimi në tërësi ka punuar me presionin minimal të arrirë 65.1 atm me një diferencë prej afro 13 atm mbi presionin e ngopshmërisë të gjykuar, ecuria e faktorit gaz-naftë real i shfaqur gjatë përpunimit dhe shfrytëzimit të tij tregon se kemi të bëjmë me një zvogëlim të tij në kohë, çka nuk është në përputhje me principin se kur një vendburim shfrytëzohet sipër presionit të ngopshmërisë minimalisht duhet të shfaqte një faktor gaz-naftë afërsisht konstante. Fenomen ky që nuk vërehet nga eksperiencia e shfrytëzimit dhe përpunimit të këtyre llojeve vendburimesh.

Mendojmë se kjo mund të shpjegohet në vetvete me atë që gazi i tretur në naftë në zona ku presioni i shtresës për arsye hidrodinamike gjatë shfrytëzimit me depresione të larta mund të bjerë nën presionin e ngopshmërisë dhe të kemi çlirim të gazit, por kjo sasi gazi nuk ka arritur atë ngopshmëri kufi të rendit 18-20% në mjedisin poroz që të vendoset në lëvizje, për të përfaqësuar një përshkueshmëri relative të fazës së gaztë, çka do të bënte që faktori Gaz-Naftë të rritej në vendburim, mbasi ai gaz i çliruar ka mbushur hapsirën që i përket dimensioneve të depërimit të gazit.

Në trajtimin e përpunimit të vendburimeve me nafta të pangopura do të dallojmë dy raste:

Rasti 1:

Duke neglizhuar ndryshimin e porozitetit të shkëmbinjve me ndryshimin e presionit të brendshëm të fluidit, rezervuarët me fluks uji zero ose të papërfillshëm janë rezervuar me vëllim konstant ose volumetrik. Nëse nafta e rezervuarit fillimisht është e pangopur, atëherë fillimisht ai përmban vetëm ujë të lidhur dhe naftë me gazin e tyre të tretur [9]. Tretshmëria e gazit në ujërat e rezervuarëve është përgjithësisht mjaft e ulët dhe konsiderohet e papërfillshme për diskutimin aktual [10]. Për shkak se prodhimi i ujit nga rezervuarët volumetrik është përgjithësisht i vogël ose i papërfillshëm, ai do të konsiderohet zero. Nga presioni fillestar i rezervuarit deri në pikën e presionit të ngopshmërisë, vëllimi i naftës së rezervuarit mbetet konstant dhe nafta prodhohet nga zgjerimi i fluidit, në rastin tonë lëngu [13]. Duke i përfshirë këto supozime në barazimin (4-8), merret ekuacioni si më poshtë:

$$N(B_t - B_{ti}) = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g]_p \quad (4-9)$$

Ndërsa presioni i rezervuarit mbahet mbi presionin e pikës së presionit të ngopshmërisë dhe nafta mbetet e pangopur, në rezervuar do të ekzistoj vetëm lëng. Çdo gaz që prodhohet në sipërfaqe do të jetë gaz që del nga tretshmëria ndërsa nafta lëviz lart përmes pusit dhe pastaj në sistemin e grumbullimit, ruajtjes dhe transportit në sipërfaqe. I gjithë ky gaz do të jetë gaz që ishte i tretur në kushtet e rezervuarit. Prandaj, gjatë kësaj periudhe, R_p do të jetë i barabartë me R_{so} dhe R_{so} do të jetë i barabartë me R_{soi} , pasi raporti që shpreh tretshmërinë gaz-naftë mbetet konstant. Ekuacioni i bilancit material bëhet:

$$N(B_t - B_{ti}) = N_p B_t \quad (4-10)$$

Ky mund të riorganizohet për të dhënë rikuperimin fraksional, RF, ose koeficientin e naftënxjerrjes, si:

$$RF(\eta) = \frac{N_p}{N} = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t} \quad (4-11)$$

Rikuperimi fraksional (ose koeficienti i naftënxjerrjes, η) në përgjithësi shprehet si një pjesë e naftës fillestare të prodhuar në stock-tank me atë fillestare në shtresë [10].

Nën presionin e ngopshmërisë, zhvillohet një fazë e lirë e gazit; dhe për një rezervuar vëllimor, të pangopur pa prodhim uji, vëllimi i poreve të hidrokarbureve mbetet konstant, ose:

$$V_{oi} = V_o + V_g \quad (4-12)$$

Figura 4-3 tregon në mënyrë skematike ndryshimet që ndodhin midis presionit fillestar të rezervuarit dhe disa presioneve nën pikën e vlimit (bubble-point, presioni i ngopshmërisë).

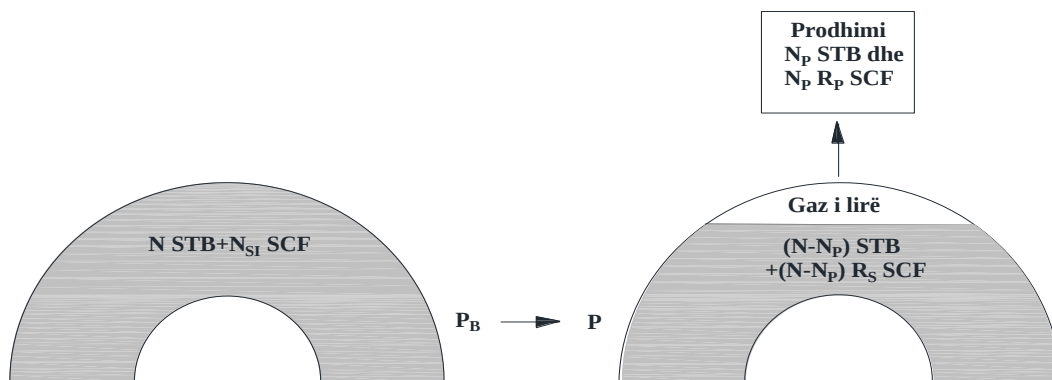


Figura 4-3 Skema që tregon formimin e një faze me gaz të lirë në një rezervuar vëllimor nën pikën e vlimit (bubble point) [10].

Faza e gazit të lirë nuk ngrihet domosdoshmërisht për të formuar një kapelë gazore artificiale dhe ekuacionet janë të njëjta nëse gazi i lirë mbetet i shpërndarë në të gjithë rezervuarin si

fluska të izoluar [12]. Ekuacioni (4.6) mund të riorganizohet për ta zgjidhur për N dhe koeficienti i naftënxjerrjes, RF, për çdo rezervuar të pangopur në pikën e vlimit (presioni i ngopshmërisë) [10].

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g]}{(B_t - B_{ti})} \quad (4-13)$$

$$RF = \frac{N_p}{N} = \frac{(B_t - B_{ti})}{[B_t + (R_p - R_{soi}) B_g]} \quad (4-14)$$

Raporti neto kumulativ i prodhuar gaz-naftë (R_p) është raporti i të gjithë gazit të prodhuar nga rezervuari (G_p) dhe i gjithë naftës së prodhuar (N_p). Në disa rezervuarë, një pjesë e gazit të prodhuar kthehet në të njëjtin rezervuar, kështu që gaz i neto i prodhuar është vetëm ai që nuk kthehet në rezervuar. Kur i gjithë gaz i prodhuar kthehet në rezervuar, R_p është zero [8] [10]. Një vështrim i barazimit (5-14) tregon se të gjithë termat përveç raportit gaz-naftë të prodhuar (R_p) janë vetëm funksione të presionit dhe janë vetitë e fluidit të rezervuarit. Për shkak se natyra e fluidit është e fiksuar, rrjedh që RF (koeficienti i naftënxjerrjes) fiksohet nga vetitë PVT të fluidit të rezervuarit dhe nga raporti gaz-naftë i prodhuar [8] [10]. Meqenëse raporti gaz-naftë i prodhuar ndodhet në emëruesin e barazimit (4-14), raportet e mëdha gaz-naftë japin koeficiente naftënxjerrje të ulëta dhe anasjelltas [8].

Rasti 2:

Metoda Havlena dhe Odeh e aplikimit të ekuacionit të bilancit material

Qysh në vitin 1953, van Everdingen, Timmerman dhe McMahon njohën një metodë të zbatimit të ekuacionit të bilancit material si një vijë e drejtë [8] [11] [20]. Por vetëm kur Havlena dhe Odeh publikuan punën e tyre, metoda u shfrytëzua plotësisht [28, 29]. Normalisht, kur përdoret ekuacioni i bilancit material, një inxhinier konsideron çdo presion dhe të dhënat përkatëse të prodhimit si pika të veçanta. Për çdo pikë të veçantë, bëhet një llogaritje për një variabël të varur. Rezultatet e llogaritjeve ndonjëherë vlerësohen mesatarisht. Metoda Havlena-Odeh përdor të gjitha pikat e të dhënave, me kërkesën e mëtejshme që këto pika duhet të japin zgjidhje për ekuacionin e bilancit material që sillen në mënyrë lineare për të marrë vlerat e variablave të pavarur [8] [13] [20].

Metoda lineare fillon me ekuacionin e bilancit material të shkruar si:

$$N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] + B_w W_p - W_I - G_I B_{Ig} \\ = N \left[(B_t - B_{ti}) + B_{ti} (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 + S_{wi}} \right) \Delta \bar{p} + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) \right] + W_e \quad (4-15)$$

Termet W_I (uji kumulativ i injektuar), G_I (gazi kumulativ i injektuar) dhe B_{Ig} (koeficienti vëllimor i gazit të injektuar) janë terma të shtuar në barazimin (4-7) [8]. Në zhvillimin origjinal të Havlena dhe Odeh, ata zgjedhën të neglizhojnë efektin e ngjeshmërisë së formacionit dhe të ujit të lidhur në pjesën e kapelës gazore të rezervuarit, domethënë, në zhvillimin e tyre, termi i ngjeshmërisë shumëzohet me N dhe jo me $N(1+m)$ [10]. Në barazimin (4-15), termi i ngjeshmërisë shumëzohet me $N(1 + m)$ për plotësime. Ne mund të zgjedhim të shpërfillim shumëzuesin $(1 + m)$ në aplikacione të veçanta. Havlena dhe Odeh përcaktuan termat e mëposhtëm dhe rishkruan barazimin (4-15) si [8] [10] [20]:

$$F = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] + B_w W_p - W_I - G_I B_{Ig} \\ E_o = B_t - B_{ti} \\ E_{f,w} = \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} \\ E_g = B_g - B_{gi} \\ F = N E_o + N(1 + m) B_{ti} E_{f,w} + \left[\frac{N m B_{ti}}{B_{gi}} \right] E_g + W_e \quad (4-16)$$

Në barazimin (4-16), F përfaqëson prodhimin neto nga rezervuari. E_o , $E_{f,w}$ dhe E_g përfaqësojnë përkatësisht zgjerimin e naftës, formacionit dhe ujit dhe gazit. Havlena dhe Odeh shqyrtuan disa raste të llojeve të ndryshme të rezervuarëve me këtë ekuacion dhe zbuluan se ekuacioni mund të riorganizohet në formën e një vije të drejtë [8] [11].

Pasi të jetë përfutur një marrëdhënie lineare, grafiku mund të përdoret si një mënyrë parashikimi për vlerësimin e prodhimit të ardhshëm.

4.2. Modeli Pot – Aquifer në MBE

Termet e mësipërm: F , E_o , E_g , dhe $E_{f,w}$ përcaktohen nga marrëdhëniet e mëposhtme [9] [10]:

- $F \rightarrow$ Në rsatin kur mungojnë si injektimi i ujit ashtu dhe injektimi i gazit, nxjerrja nëntokësore që emërtohet me shkronjën F , paraqitet si më poshtë:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w$$

Bazuar në koeficientin volumor dyfazor të trajtuar si më sipër do të kemi:

$$F = N_p \left[B_t + (R_p - R_{si}) B_g \right] + W_p B_w$$

- $E_o \rightarrow$ Siç u trajtua dhe më sipër, me prodhimin e fluideve në sipërfaqe do të kemi reduktim të presionit i cili shoqërohet me zgjerimin ose ndryshimin në vëllimin e naftës dhe gazit të çliruar fillestar, të cilat emërtohen me simbolin E_o si më poshtë:

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g$$

Ose në mënyrë ekuivalente, me termat e B_t :

$$E_o = B_t - B_{ti}$$

- $E_g \rightarrow$ Ndryshimi në vëllimin e kapelës gazore, zgjerimi i saj duke marrë parasysh dhe termat e koeficientit vëllimor dyfazor emërtohen me simbolin E_g në llogaritjen si më poshtë:

$$E_g = B_{oi} \left[(B_g / B_{gi}) - 1 \right]$$

$$E_g = B_{ti} \left[(B_g / B_{gi}) - 1 \right]$$

Ky term nuk ekziston kur bëhet fjalë për vendburimin Gorisht-Kocul mbasi ai nuk ka kapelë gazore.

- $E_{f,w} \rightarrow$ paraqet zgjerimin e ujit fillestar dhe reduktim në volumin e poreve dhe merret nga:

$$E_{f,w} = (1 + m) B_{oi} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p$$

Në rastin e vendburimit Gorisht-Kocul i përbërë nga rezervuar me naftë të pangopur ekuacioni (4-17) është plotësisht i përshtatshëm për tu përdorur për të përcaktuar rezervat fillestare që ndodhen në të.

$$\frac{F}{E_o} = N + K \left(\frac{\Delta p}{E_o} \right) \quad (4-17)$$

Termi $E_{f,w}$ është neglizhuar, mbasi ndikimi i tij është i papërfillshëm.

Termi W_e , që paraqitet në ekuacionin (4-16) pasqyron sasinë e ujit që futet nga baseni ujqor në zonën naftëmbajtëse dhe jepet nga marrëdhënia e mëposhtme e cila supozon se depërtimi i ujit duhet pikërisht të përshkruajë përdorimin e modelit të thjeshtë Pot-Aquifer i cili merret nga Ekuacioni [10]:

$$W_e = (c_w + c_f) W_i f(p_i - p)$$

$$f = \frac{(K\text{ëndi i zhytjes})^0}{360^0} = \frac{\theta}{360^0}$$

$$W_i = \left[\frac{\pi (r_a^2 - r_c^2) h \Phi}{5.615} \right]$$

ku:

r_a = rrezja e basenit uJOR, ft

r_e = rrezja e rezervuarit, ft

h = trashësia e basenit uJOR, ft

Φ = poroziteti i basenit uJOR

θ = Këndi i zhytjes

c_w = ngjeshmëria elastike e ujit të basenit, psi^{-1}

c_f = ngjeshmëria elastike e shkëmbit të basenit uJOR, psi^{-1}

W_i = vëllimi fillestar i ujit në basenin uJOR, bbl

Meqëse vetitë e basenit uJOR c_w , c_f , h , r_a , dhe θ janë rrallë në dispozicion, për të mos thënë e pamundur, është e përshtatshme të kombinohen këto veti dhe të trajtohen sikur të jetë vetëm një e panjohur K . Ekuacioni i mësipërm mund të rishkruhet si:

$$W_e = K \Delta p$$

Po në të njëjtin konkluzion arrijn edhe Schilthus (1936) në lidhje me depërtimin e ujit nga baseni uJOR.

$$W_e = C \int_0^t (p_i - p) dt \quad \text{ku:}$$

W_e = depërtimi i ujit kumulativ, bbl

C = konstantja e depërtimit të ujit, bbl/ditë/psi

t = koha, ditë

p_i = presioni fillestar i rezervuarit, psi

p = presioni në kontaktin naftë – ujë në kohën t , psi

Duke kombinuar ekuacionet e mësipërm merret:

$$\frac{F}{E_o} = N + C \left(\frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{E_o} \right)$$

Grafikimi (F/E_o) në lidhje me $\left(\frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{E_o} \right)$ rezulton në një vijë të drejtë me interceptim

që paraqet rezervat fillestare të naftës N dhe pjerrësia që përshkruan depërtimin e ujit C sikurse tregohet në Figuren 4-4. Pra koeficienti K dhe C kanë të njëjtin kuptim dhe paraqesin koeficientin e pjerrësisë .

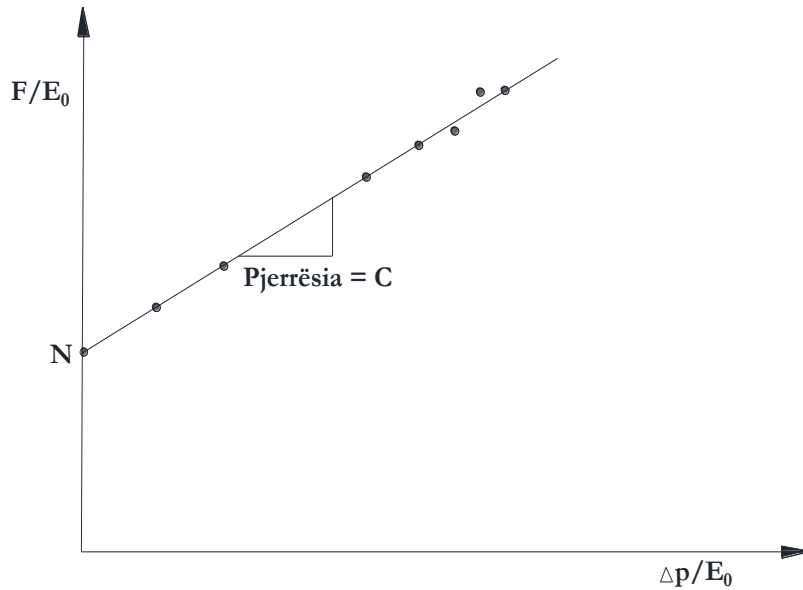


Figura 4-4. Përcaktimi në mënyrë grafike e N dhe C [9].

Duke iu referuar studimit në PVT të naftës së vendburimit Gorisht-Kocul, i cili e ka presionin e ngopshmërisë të rendit 52.3 atm, çka do të thotë se për çfardo rënie të presionit në shtresë nuk do të kemi çlirim të gazit në gjendje të lirë dhe për rrjedhojë termi E_0 do të përcaktohet si funksion i ndryshimit të koeficientëve vëllimor nga ndryshimi i presionit në rezervuar dhe ne mund të shkruajmë:

$$E_0 = (B_0 - B_{0i}) \quad \text{ose,}$$

$$E_0 = (B_t - B_{ti}), \text{ mbasi } (R_{si} - R_s)B_g = 0, \text{ sepse } R_{si} = R_s.$$

Edhe koeficienti i nxjerrjes nëntokësore:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w \quad \text{do të reduktohet si më poshtë:}$$

$$F = N_p (B_0) + W_p B_w \quad \text{ose}$$

$$F = N_p (B_t) + W_p B_w$$

Pra formula (4-17) do të konsistoj në përcaktimin e këtyre dy treguesve përgjatë historikut të fluidnxjerrjes në vendburimin Gorisht-Kocul.

Të dhënat për nxjerrjen nëntokësore për fazën naftë jepen në Tabela 4-2.

Kollonat 1, 2 dhe 6 pasqyrojnë historikun e nxjerrjes masore dhe të ecurisë së gjendjes energjitike të vendburimit, ndërsa kollonat 3, 4, 5, 7 dhe 8 janë vlera të llogaritura të gjendjes së fazës naftë.

- Koeficienti vëllimor fillestar i naftës në shtresë lëkundet në kufijtë 1.08-1.12 dhe mesatarisht është 1.1, pra, $B_{ti} = 1.1$

- Densiteti i naftës që pasqyrohet në kolonën 8 është llogaritur mbi bazën e ecurisë së këtij koeficienti të nxjerrë nga të dhënat përfaqësuese të studimit në PVT të kampioneve të marra në zonën e Gorishtit dhe në atë të Koculit $\rho_n = 1.06E+00 \times P^{(-3.91E-02)}$

Tabela e nxjerrjes nëntokësore për fazën naftë					Tabela 4-2		
Koha Vitet	Nxjerrja Vjetore, ton	Nxjerrja Vjetore, m ³	Nxjerrja vjetore në kushte shtrese m ³	Nxjerrja Progresive e naftes në k.sh. m ³	Presioni në thellësinë absolute 800m atm	Koeficienti vëllimor i naftës, B _t	Densiteti i naftes ton/m ³ ρ_n
1	2	3	4	5	6	7	8
1966	22252	24982.8	28506.08716	28506.08716	99	1.141028	0.890693
1967	119197	133755.9	152464.0301	180970.1172	97.7	1.139868	0.891153
1968	238154	266861.6	303333.5875	484303.7047	94.2	1.13667	0.892425
1969	311870	349096.1	395986.1456	880289.8504	91.7	1.134318	0.893364
1970	415191	464268.3	525553.6984	1405843.549	89.3	1.132004	0.894291
1971	581943	650125.9	734597.97	2140441.519	87.2	1.129932	0.895124
1972	876858	978616.1	1103595.999	3244037.518	85	1.127711	0.896018
1973	1082140	1206483	1357819.633	4601857.151	82.8	1.125436	0.896938
1974	1243122	1384638	1555390.789	6157247.94	80.8	1.123319	0.897795
1975	987204	1104899	1252991.345	7410239.285	91.4	1.134032	0.893479
1976	836947	935630.9	1058588.571	8468827.855	88.7	1.131417	0.894527
1977	772382	863070.4	975640.249	9444468.104	87.7	1.13043	0.894924
1978	701882	783941.1	885407.9834	10329876.09	86.7	1.129432	0.895325
1979	576334	643364.2	725856.5802	11055732.67	85.5	1.12822	0.895813
1980	347404	387666.1	437056.3052	11492788.97	84.7	1.127404	0.896142
1981	230548	257135.7	289604.1755	11782393.15	83.6	1.12627	0.8966
1982	193539	215757.2	242775.6847	12025168.83	82.6	1.125227	0.897022
1983	188133	209630.7	235660.8934	12260829.73	81.6	1.124172	0.89745
1984	183093	203896.6	228953.496	12489783.22	80.4	1.12289	0.89797
1985	162657	181041.1	203073.7022	12692856.93	79.3	1.1217	0.898454
1986	152530	169702.2	190206.3225	12883063.25	78.5	1.120824	0.89881
1987	131748	146492.2	163997.4071	13047060.65	77.3	1.119495	0.899351
1988	120069	133445.1	149256.5311	13196317.19	76.4	1.118486	0.899763
1989	110177	122381.7	136729.4765	13333046.66	75.3	1.117238	0.900274
1990	101616	112825.2	125949.0077	13458995.67	74.5	1.11632	0.90065
1991	86789	96306.63	107385.9116	13566381.58	73.4	1.115042	0.901174
1992	77383	85823.09	95595.29582	13661976.88	72.4	1.113865	0.901657
1993	70689	78360.64	87199.11572	13749175.99	71.5	1.112792	0.902098
1994	65537	72609.52	80711.72425	13829887.72	70.5	1.111586	0.902595
1995	62928	69683.95	77383.10881	13907270.83	69.6	1.110487	0.903049
1996	60744	67227.42	74572.02356	13981842.85	68.6	1.10925	0.90356
1997	42873	47424.49	52552.155	14034395	67.7	1.108123	0.904027
1998	55458	61313.45	67872.84631	14102267.85	66.8	1.106981	0.9045
1999	52250	57736.11	63846.07486	14166113.93	65.9	1.105826	0.90498
2000	52109	57552.81	63583.55458	14229697.48	65.1	1.104786	0.905412
2001	53186	58742.33	64897.71313	14294595.19	65.1	1.104786	0.905412
2002	53964	59601.6	65847.03102	14360442.22	65.1	1.104786	0.905412
2003	53475	59313.86	66081.64512	14426523.87	72.6	1.114101	0.90156
2004	53320.6	59145.79	65901.37625	14492425.25	72.7	1.114219	0.901511

Koeficienti vëllimor B_t i naftës që paqyrohet në kolonën 7 për presionin korespondues të matur në vendburim i dhënë në kolonën 6, edhe ky jep koeficientin vëllimor përfaqësues për vendburimin Gorisht-Kocul. Ekuacioni i ecurisë në funksion të presionit ka formën:

$$B_t = 0.801 \times P^{(0.077)}$$

Tabela e nxjerrjes nëntokësore për fazën ujë						Tabela 4-3	
Koha në Vitet	Nxjerrja totale e ujit ton	Nxjerrja totale e ujit m ³	Nxjerrja e ujit totale në kushte shtrese, m ³	Nxjerrja Progr.e ujit në k. shtr. m ³	Densiteti i ujit ton/m ³	Presioni në thellësinë absolute 800m atm	Koefic. vëllimor i ujit, B _{uj}
1	9	10	11	12	13	6	14
1966	0	0	0	0	1.049	99	1.005990
1967	435.6	415.2526215	417.7406359	417.740635	1.049	97.7	1.005992
1968	237.1	226.0247855	227.3801327	645.120768	1.049	94.2	1.005996
1969	192.1	183.1267874	184.2255378	829.346306	1.049	91.7	1.006000
1970	2542.4	2423.641563	2438.191396	3267.53770	1.049	89.3	1.006003
1971	9635	9184.938036	9240.104843	12507.6425	1.049	87.2	1.006006
1972	5322.9	5074.261201	5104.75394	17612.3964	1.049	85	1.006009
1973	9393.1	8954.337464	9008.17423	26620.5707	1.049	82.8	1.006012
1974	11117.3	10597.99809	10661.74674	37282.3174	1.049	80.8	1.006015
1975	11050.5	10534.3184	10597.52813	47879.8455	1.049	91.4	1.006000
1976	22973.5	21900.38132	22031.87408	69911.7196	1.049	88.7	1.006004
1977	61901.3	59009.81888	59364.20395	129275.923	1.049	87.7	1.006006
1978	210685.3	200843.9466	202050.4008	331326.324	1.049	86.7	1.006007
1979	411980.8	392736.7016	395096.4987	726422.823	1.049	85.5	1.006009
1980	490797.6	467871.878	470683.6546	1197106.47	1.049	84.7	1.006010
1981	322841	307760.7245	309610.7513	1506717.22	1.049	83.6	1.006011
1982	263487.4	251179.5996	252689.8538	1759407.08	1.049	82.6	1.006013
1983	300768.9	286719.6378	288443.9818	2047851.06	1.049	81.6	1.006014
1984	324753	309583.4128	311445.7791	2359296.84	1.049	80.4	1.006016
1985	297924	284007.6263	285716.5721	2645013.41	1.049	79.3	1.006017
1986	314547	299854.1468	301658.7799	2946672.19	1.049	78.5	1.006018
1987	279182	266141.0867	267743.268	3214415.46	1.049	77.3	1.006020
1988	258603	246523.3556	248007.7469	3462423.21	1.049	76.4	1.006021
1989	243185	231825.5481	233221.7956	3695645.00	1.049	75.3	1.006023
1990	232979	222096.2822	223434.1798	3919079.18	1.049	74.5	1.006024
1991	194084	185018.1125	186132.9371	4105212.12	1.049	73.4	1.006025
1992	133677	127432.7931	128200.8159	4233412.93	1.049	72.4	1.006027
1993	126552	120640.6101	121367.8487	4354780.78	1.049	71.5	1.006028
1994	141669	135051.4776	135865.7755	4490646.56	1.049	70.5	1.006030
1995	142806	136135.367	136956.3713	4627602.93	1.049	69.6	1.006031
1996	137783	131346.9971	132139.3071	4759742.24	1.049	68.6	1.006032
1997	92575	88250.71497	88783.17086	4848525.41	1.049	67.7	1.006033
1998	100836	96125.83413	96705.92489	4945231.33	1.049	66.8	1.006035
1999	91372	87103.90848	87629.66405	5032861.00	1.049	65.9	1.006036
2000	94196	89795.99619	90338.10136	5123199.10	1.049	65.1	1.006037
2001	109460.3	104347.2831	104977.2355	5228176.33	1.049	65.1	1.006037
2002	119991	114386.082	115076.6394	5343252.97	1.049	65.1	1.006037
2003	126726	120806.4824	121534.5354	5464787.51	1.049	72.6	1.006027
2004	133795.8	127546.0439	128314.6958	5593102.20	1.049	72.7	1.006026

Për llogaritjen e fazës ujë në kushte shtrese referuar asaj të evidentuar nga nxjerrja në vendburim të regjistruar kemi përdorur marrëdhëniet e dhëna në: “Microcomputer Programs for Petroleum Engineers, R.L.McCoy”.

$$B_{uj} = A + B \times P + C \times P^2$$

P-presioni në (psia)

Për ujin me gaz të tretur konstantet janë si më poshtë:

$$A = 0.9911 + 0.0000635 \times TF + 8.5E - 07 \times TF^2$$

TF-temperatura në (°F)

Referuar temperaturës mesatare të vendburimit prej 38.2 °C, ° F = 1.8 × 38.2 + 32 dhe,

$$TF = 100.76 \text{ } ^\circ F$$

Duke e zëvendësuar këtë vlerë në përcaktimin e konstantes A, do të kemi:

$$A = 0.9911 + 0.0000635 \times 100.76 + 8.5E - 07 \times 100.76^2$$

$$A = 1.006127951$$

$$B = -1.093E - 06 - 3.49E - 09 \times TF + 4.57E - 12 \times TF^2$$

$$B = -1.39596E - 06$$

$$C = -5E - 116.429E - 13 \times TF - 1.43E - 15 \times TF^2$$

$$C = 2.60418E - 13$$

Referuar presioneve të dhëna në kolonën 6 dhe formulës që llogarit koeficientin vëllimor në funksion të presionit, plotësohet kolona 14 e cila shërben për të përcaktuar nxjerrjen e ujit nga rezervuari në kushtet e rezervuarit, kolona 11.

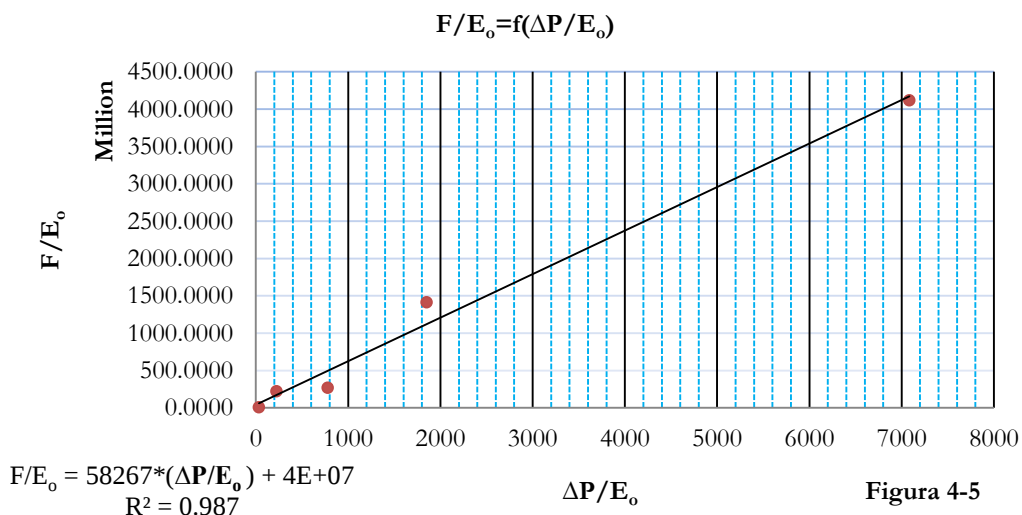
Parametri për të kthyer nxjerrjen nëntokësore të fazës ujë nga ton në m³, pra densiteti i ujit, është përcaktuar nga mesatarja e rezultateve të analizuara të vetive të ujërave të marra në këtë vendburim dhe kjo vlerë rezulton 1.049 ton/m³.

Për të zbatuar ekuacionin e bilancit material për vendburimin Gorisht-Kocul, kam marrë në konsideratë 5 (pesë) gjendje hidrodinamike karakteristike për këtë vendburim, Tabela 4-4.

Të dhënat e përdorura në ekuacionin e bilancit material								Tabela 4-4
Koha Vitet	Nxjerrja Progresive e naftes në k.sh. m3	Nxjerrja Progresive e ujit në k. shtr. m3	F= N _p *(B _i)+ W _p *(B _{uj})	Eo= (B _i -B _{ui})	Pre. në thellë. abs. 800m atm	Depres. ΔP= P _{fill} -P _t	F/Eo	ΔP/E _o
1967	180970.1172	417.7406359	181387.8579	0.0398676	97.7	1.3	4549759.6750	32.60795759
1974	6157247.94	37282.31745	6194530.257	0.0233192	80.8	18.2	265640509.3205	780.4719759
1975	7410239.285	47879.84558	7458119.13	0.0340322	91.4	7.6	219149117.4596	223.3181401
2002	14360442.22	5343252.978	19703695.2	0.0047862	65.1	33.9	4116747238.9059	7082.820251
2004	14492425.25	5593102.209	20085527.45	0.0142193	72.7	26.3	1412556718.8982	1849.602496

Sikurse shikohet edhe nga tabela, vërehet se me zbulimin e vendburimit në vitin 1966 dhe me shpimin e puseve të tjerë në këtë zonë u arrit një rënie presioni prej 1.3 atm nga një nxjerrje naftë dhe uji në kushte shtrese prej 181387.8579 m³ përgjatë vitit 1967. Në vitet në vazhdim u rrit ndjeshëm nxjerrja e fluidit nga vendburimi, duke bërë që në fund të vitit 1974 presioni u zvogëlua me një rënie prej 18.2 atm, çka u nënkuptua se aktiviteti i ujërave fundor ishte i tillë që nuk arrinte të kompensonte këtë fluidnxjerrje, duke shtuar dilemën se kishim të bënim me një vendburim volumetrik apo me regjim të ujërave. Kjo dilemë u hodh poshtë nga ndërmarrja e kryerjes së një projekti përpunimi i vitit 1975 i cili konkludoi në zvogëlimin e kësaj fluidnxjerrje, gjë që rezultoi me një rritje të presionit të shtresës, duke arritur vlerën e depresionit referuar atij fillestar prej 7.6 atm. Ky fenomen vërtetoi se vendburimi Gorisht-Kocul ishte në ndikimin e ujërave aktiv fundor, por jo në mënyrë kompensuese të plotë për fluidnxjerrjen e rekomanduar nga projekti. Vendburimi deri në vitin 2002 kishte një rënie pothuajse lineare dhe gjendja e tij i korespondonte një depresioni prej 33.9 atm. Mbas këtij viti si gjithë vendburimet tona të naftës kaluan në një degradim total në aspektin e shfrytëzimit me projekte përpunimi dhe për rrjedhojë shfrytëzimi i tij kaloi në gjendjen e nxjerrjes me atë teknologji ekzistuese dhe për më tepër pa asnjë lloj investimi. Në këto kushte kemi një rritje të presionit të shtresës nga ai zvogëlim i fluidnxjerrjes duke realizuar një depresion prej 26.3 atm. Mbas vitit 2004 kemi një braktisje totale në vlerësimin e gjendjes energjitike dhe masore të vendburimit Gorisht-Kocul. Të dhënat e përdorura në këtë disertacion janë falë dukumentacionit perfekt të mbajtur dhe pasqyruar në librin "Rezervuarët Karbonatik" me autor Prof. Dr. Sotir Tego [6].

Nga përpunimi i të dhënave për 5(pesë) gjendjet e analizuar më sipër sipas ekuacionit linear (4-17) do të kemi grafikun që pasqyrohet në Figurën (4-5).



Ekuacioni që përfaqëson këtë linearitet me një koeficient korrelacioni të lartë do të ketë formën:

$$\frac{F}{E_0} = 40 \times 10^6 + 58267 \times \left(\frac{\Delta P}{E_0} \right)$$

Sikurse u theksua në interpretimin e bilancit material sipas një vije të drejtë për tipin e rezervuarëve të pangopur me regjim të ujërave aktiv, vlera e interceptimit në boshtin $\frac{F}{E_0}$ do

të japin rezervat N që i përkasin porozitetit efektiv.

Pra, sikurse shikohet rezervat fillestare për vendburimin Gorisht-Kocul rezultojnë të jenë në kushtet e shtresës të rendit 40 milion m³. Referuar koeficientit vëllimor për naftën e vendburimit Gorisht-Kocul, prej 1.1, do të kemi:

$$N_{(kushtesip.)} = \frac{N_{(kushteshtrere)}}{B_{oi}} = \frac{40 \times 10^6}{1.1} = 36.3636 \times 10^6 \text{ m}^3$$

Duke marrë në konsideratë densitetin e naftës si mesatare të vlerave të matura në vendburim, ku shkalla e saktësisë pretendohet të jetë brenda kufijve të lejuar, do të kemi:

$$\rho_{n,mc.} = 0.958 \text{ ton/m}^3$$

Atëherë rezervat e konvertuara në kushtet e sipërfaqes të shprehura në ton do të jenë:

$$N_{(kushtesip.)} = 36.3636 \times 10^6 \times 0.958 = 34.8363288 \times 10^6 \text{ ton}$$

Duke ju referuar rezervave të llogaritura me metodën e bilancit material rezulton një porozitet prej, $\Phi_b=0.0146265$. Krahasuar me porozitetin e përcaktuar nga analiza në laboratorin e fizikë-shtresës prej, $\Phi_v=0.0126751$ rezulton një diferencë prej $\Delta\Phi=0.0019514$, vlerë plotësisht e pranueshme për të argumentuar diferencën e rezervave midis dy metodave.

Tabela 4-5 Krahasimi midis vlerave të rezervave të llogaritura nga ish Instituti i Naftës dhe i Gazit në vitin 1963 dhe nga kompania Stream Oil&Gas në vitin 2009 me llogaritjet e kryera në disertacion.

Ish Instituti i Naftës dhe i Gazit (Metoda Vëllimore-1968)	Kompania Stream Oil&Gas (Metoda Monte Carlo-2009)	Metoda Vëllimore e përdorur në Disertacion	Metoda e Bilancit Material e përdorur në Disertacion
27944955.8 ton	32370000 ton	30188447.35 ton	34836328.8 ton

- **Shpjegim lidhur me diferencën e rezervave hidrokarbure të llogaritura nga aplikimi i tre metodave dhe trajtimin sasior të cilësisë së përshtatjes (gabimi mbetës).**

Krahasimi i llogaritjes së rezervave hidrokarbure me metodën vëllimore të kryer nga ish Instituti i Naftës dhe i Gazit (marrë nga Albpetrol Sh.a) vlera e të cilës ka rezultuar 29170100m³ ose 27944955.8 ton (njëzet e shtatë milion e nëntëqind e dyzet e katër mijë e nëntëqind e pesëdhjetë e pesë ton) me metodën vëllimore të llogaritur në disertacion vlera e të cilës është 30188447.35 (tridhjetë milion e njëqind e tetëdhjetë mijë e katërqind e dyzet e shtatë ton), rezulton një diferencë prej 2243491.2 ton (dy milion e dyqind e dyzet e tre mijë e katërqind e nëntëdhjetë e një mijë ton) më pak se ajo e llogaritur në disertacion. Kjo diferencë shpjegohet me faktin se në metodën e përdorur nga ana jonë janë marrë në konsideratë të gjithë pusët e shpuar në vendburimin Gorisht-Kocul të cilët e përfaqësojnë në mënyrë të plotë shtrishmërinë ose formën gjeometrike të rezervuarit duke arritur drejt saktësisë më të lartë. Ky është dhe avantazhi i llogaritjes nëpërmjet kësaj metode.

Nga ana tjetër llogaritja e rezervave hidrokarbure me metodën Monte-Carlo të kryera nga Kompania Stream Oil&Gas (viti 2009) kompani e cila ka pasur në menaxhim këtë vendburim nëpërmjet Marrëveshjes Hidrokarbure kanë rezultuar në vlerën 32370000 ton (tridhjetë e dy milion e treqind e shtatëdhjetë mijë ton), vlerë e cila është e rendit 2466328.8 ton (dy milion e katërqind e gjashtëdhjetë e gjashtë mijë e treqind e njëzet e tetë ton) më pak se vlera e llogaritur në disertacion me metodën e Bilancit-Material e cila ka rezultuar 34836328.8 ton (tridhjetë e katër milion e tetëqind e tridhjetë e gjashtë mijë e treqind e njëzet e tetë ton). Kjo diferencë shpjegohet me faktin se në metodën e Bilancit-Material të përdorur në disertacion ndryshe nga metoda Monte-Carlo që bazohet në gjenerimin e të dhënave të shpërndara sipas supozimeve, janë marrë në konsideratë vlerat e matura të presioneve për 38 vite, sasitë reale të naftës së prodhuar për çdo vit, analiza termodinamike e fluideve dhe ekuacionet përfaqësuese për secilin nga parametrat (tretshmëria e gazit në naftë, koeficienti vëllimor, densiteti, viskoziteti) në varësi të të gjitha vlerave faktike të presionit, duke karakterizuar kështu energjinë faktike të rezervuarit në varësi të mekanizmave të regjimit, pra atë çfarë ka ndodhur fizikisht në rezervuarin real, reagimin dhe sjelljen e tij gjatë viteve të prodhimit.

Përsa lidhet me përcaktimin e gabimit mbetës, është e rëndësishme të theksohet se koncepti i gabimit mbetës (residual error), në kuptimin strikt shkencor, përkufizohet si mospërputhja midis të dhënave reale të vëzhguara dhe vlerave të parashikuara nga një model i caktuar. Për

rrjedhje, gabimi mbetës nuk mund të përcaktohet drejtpërdrejtë nga krahasimi i vlerave përfundimtare të rezervave të llogaritura me metoda të ndryshme, pasi këto metoda janë funksion i shumë variablave të cilët nga ana e tyre nuk njihen realisht në rezervuar por përcaktohen nga studimet laboratorike, si dhe në të gjithë literaturën botërore nuk ekziston një 'vlerë reale' e rezervave e matur drejtpërdrejtë në të gjithë shtrishmërinë e rezervuarit në hapësirë, e kushtëzuar kjo nga heterogjeniteti i tij, parametrat kolektoral dhe të gjitha ndërveprimet fiziko-kimike dhe ndryshimet fazore të fluideve gjatë prodhimit dhe rënies të presionit në rezervuar. Diferencat e evidentuara midis vlerësimeve të rezervave hidrokarbure me të tre metodat e përmendura mësipër, përfaqësojnë mospërputhje ndër-metodologjike dhe jo gabime mbetëse në kuptimin klasik. Kjo është dhe arsyeja që në fund të çdo rezultati gjykohet mbi metodën e cila i afrohet më shumë realitetit të kushtëzuar këto nga statet e ndryshme të prodhimit nga vendburimi, sasia e analizave termodinamike, të dhënave gjeologjike, sizmike dhe të fizikë-shtresës duke ju afruar sa më shumë gjendjes faktike të rezervuarit siç u diskutua dhe mësipër për metodën e Bilancit-Material.

KAPITULLI I PESTË

PËRPUNIMI I KURBËS SË NXJERRJES PROGRESIVE PËR TË PËRCAKTUAR REZERVAT NXJERRËSE, (NAFTA LËVIZËSE) DHE PARAMETRAT KOLEKTORAL NË VENDBURIMIN GORISHT-KOCUL.

5.1-Llogaritja e rezervave të lëvizshme bazuar në të dhënat faktike të prodhimit-kumulativ për vendburimin Gorisht-Kocul (1966-2023).

Një nga funksionet më të rëndësishme të punës së inxhinierit të rezervuarit është parashikimi i debitit të prodhimit të ardhshëm nga një rezervuar i caktuar ose një pus specifik. Me kalimin e kohës, inxhinierët kanë zhvilluar disa nga metodat për të realizuar këtë detyrë. Pavarësisht nëse përdoret një metodë e thjeshtë apo komplekse, qasja e përgjithshme e marrë për të parashikuar debitet e prodhimit është llogaritja e debiteve të prodhimit për një periudhë për të cilën inxhinieri tashmë ka informacione të prodhimit [21]. Nëse debitet e llogaritura përputhen me debitet reale, llogaritja supozohet të jetë e saktë dhe më pas mund të përdoret për të bërë parashikime në të ardhmen [9] [13]. Analizat e kurbave të prodhimit konsistojnë si në llogaritjen e koeficientit të rënies e cila është një metodë e drejtpërdrejtë për të parashikuar prodhimin e ardhshëm të një pusi duke përdorur vetëm historinë e atij pusi, ashtu dhe në gjetjen e kurbës teorike që ballafaqon përgjigjen aktuale nga një test pusi dhe rezervuari kur i nënshtrohet ndryshimit në debitet prodhuese ose presioneve [21] [22] [23]. Ballafaqimi mund të gjendet në mënyrë grafike nga mbivendosja fizike e një grafiku aktual të të dhënave të testuara mbi një grafik të ngjashëm të kurbës teorike duke kërkuar atë që siguron ballafaqimin më të mirë [9] [21].

Bazuar në të dhënat faktike të prodhimit kumulativ për vendburimin Gorisht-Kocul referuar periudhës 1996-2023, është bërë e mundur ndërtimi grafik dhe përcaktimi i ligjësisë të marrjes kumulative në funksion të kohës nëpërmjet të cilës janë përcaktuar rezervat për $t \rightarrow \infty$. Referuar metodës së përpunimit të kurbës progresive të prodhimit, të aplikuar në këtë disertacion për vendburimin Gorisht- Kocul për periudhën e viteve 1966-2023, janë arritur rezultate të saktësisë shumë të lartë të cilat vërtetojnë më së miri avantazhet e kësaj metode të cilat janë:

- Përcaktimi i rezervave të lëvizshme
- Përcaktimi i parametrave kolektoral.

Më poshtë bazuar në të dhënat tabelore për vendburimin Gorisht-Kocul (1966-2023) dhe duke vazhduar me hapat përkatëse është bërë e mundur përcaktimi i rezervave të lëvizshme.

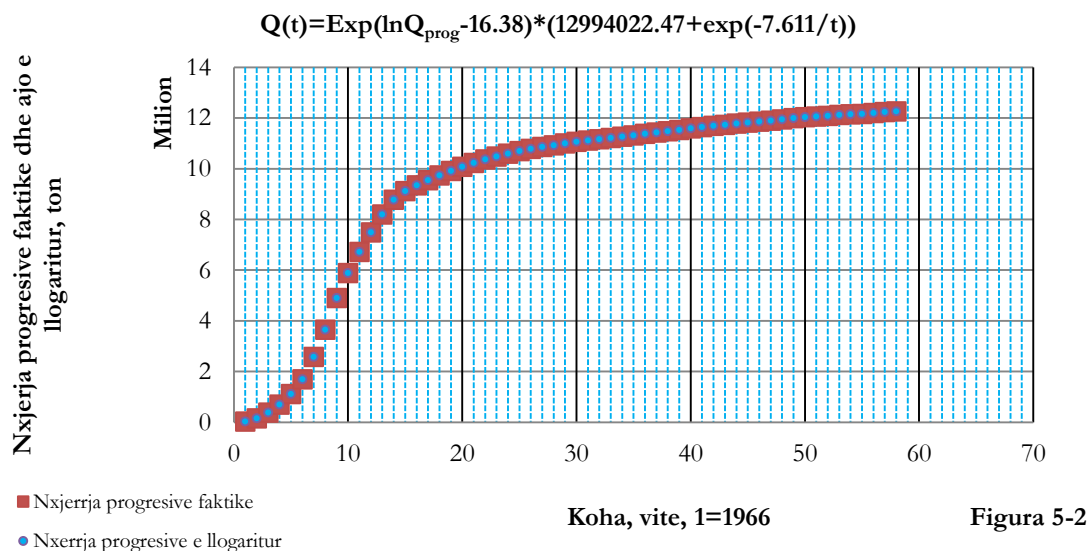
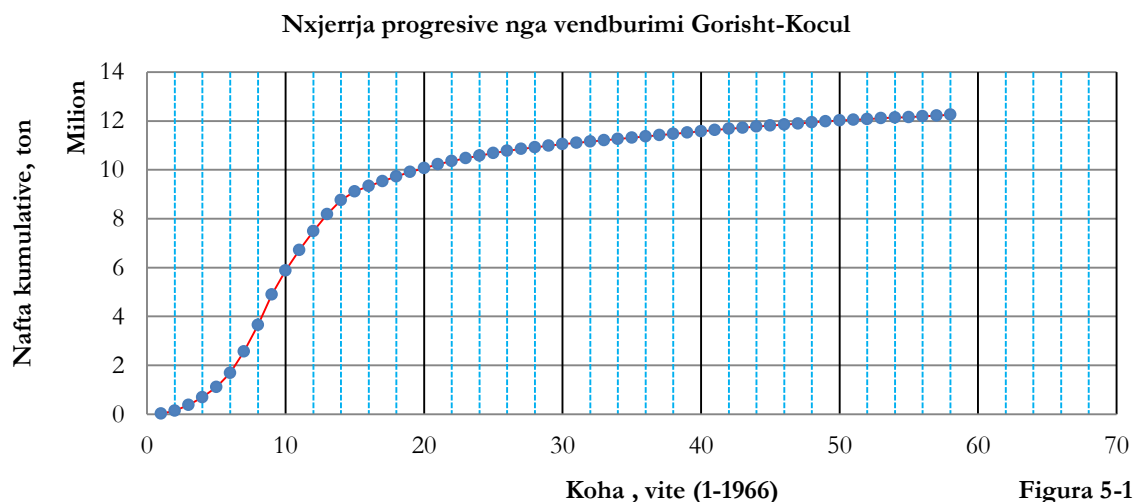
Të dhëna për nxjerrjen e naftës përgjatë kohës së shfrytëzimit (Albpetrol Sh.A-2023)

Tabela 5-1

Nr	Koha Vitet	Nxjerrja Vjetore, ton	Nxjerrja Progres. ton	Debiti mes. ditor ton/d.pus	Nr	Koha Vitet	Nxjerrja Vjetore, Ton	Nxjerrja Progresive, ton	Debiti mes. ditor ton/d.pus
1	1966	22252	22252	54.8	21	1986	152530	10223380	2.13
2	1967	119197	141449	57.3	22	1987	131748	10355128	1.72
3	1968	238154	379603	48.8	23	1988	120069	10475197	1.49
4	1969	311870	691473	43.5	24	1989	110177	10585374	1.35
5	1970	415191	1106664	37.5	25	1990	101616	10686990	1.34
6	1971	581943	1688607	35	26	1991	86789	10773779	1.37
7	1972	876858	2565465	33	27	1992	77383	10851162	1.51
8	1973	1082140	3647605	30.4	28	1993	70689	10921851	1.39
9	1974	1243122	4890727	30.45	29	1994	65537	10987388	1.2
10	1975	987204	5877931	22.12	30	1995	62928	11050316	1.13
11	1976	836947	6714878	17.78	31	1996	60744	11111060	1.135
12	1977	772382	7487260	16.31	32	1997	42873	11153933	1.17
13	1978	701882	8189142	14.4	33	1998	55458	11209391	1.34
14	1979	576334	8765476	11.04	34	1999	52250	11261641	1.35
15	1980	347404	9112880	6.21	35	2000	52109	11313750	1.33
16	1981	230548	9343428	3.9	36	2001	53186	11366936	1.20
17	1982	193539	9536967	3.22	37	2002	53964	11420900	1.13
18	1983	188133	9725100	3.06	38	2003	53475	11474375	1.08
19	1984	183093	9908193	2.81	39	2004	53320.6	11527695.6	1.05
20	1985	162657	10070850	2.46	40	2005	53040.60	11580736.20	1.03

Tabela 5-1 (vazhdim)

Nr	Koha Vitet	Nxjerrja Vjetore, ton	Nxjerrja Progresive, ton	Debiti mes. ditor ton/d.pus
41	2006	51523.00	11632259.20	0.98
42	2007	48183.70	11680442.90	1.03
43	2008	46450.00	11726892.90	1.07
44	2009	45882.90	11772775.80	1.10
45	2010	41097.30	11813873.10	1.08
46	2011	39178.80	11853051.90	1.05
47	2012	41067.50	11894119.40	1.07
48	2013	45922.00	11940041.40	0.97
49	2014	45441.50	11985482.90	0.96
50	2015	36618.00	12022100.90	0.79
51	2016	27708.00	12049808.90	0.89
52	2017	29997.40	12079806.30	1.25
53	2018	32169.23	12111975.53	1.11
54	2019	32020.41	12143995.94	1.06
55	2020	15724.30	12159720.24	1.64
56	2021	31277	12190997.24	2.18
57	2022	33128	12224125.24	1.86
58	2023	32902	12257027.24	1.44



Të dhënat në lidhje me ecurinë e treguesve të përpunimit të vendburimit Gorisht-Kocul janë dhënë në Tabela 5-1. Referuar nxjerrjes progresive në vite duke filluar nga viti 1966, viti që vendburimi ka filluar përpunimin e tij duke shtuar numrin e puseve në shfrytëzim, këtë ecure e kemi pasqyruar në Figurën 6-1.

Referuar të dhënave faktike kemi përpunuar këtë kurbë kumulative duke gjetur edhe ekuacionin e sheshimit, i cili ka formën:

$$Q(t) = \text{Exp}(\ln \sum Q - 16.38) * (12994022.47 + \exp(-7.611/t)) \quad (5-1)$$

Duke ju referuar ekuacionit përfaqësues të densitetit për vendburimin Gorisht-Kocul,

$$Q_n = 1.06E + 00 \times P^{(-3.91E-02)}$$

ne përcaktojmë densitetin mesatar të vendburimit për diapazonin e ecures së presionit nga ai fillestar, $P_{\text{fillestar}}=99$ atm deri në presionin e matur në vitin 2004, i cili rezulton 72.7 atm, nëpërmjetë integralit:

$$Q_{n(\text{mes.})} = \frac{\int_{P_{2004}}^{P_{\text{fill}}} 1.06E+00 \times P^{(-3.91E-02)} dp}{(P_{\text{fill}} - P_{2004})}$$

$$Q_{n(\text{mes.})} = \frac{\int_{72.7}^{99} 1.06E+00 \times P^{(-3.91E-02)} dp}{(99 - 72.7)}$$

$$Q_{n(\text{mes.})} = 0.890 \text{ ton/m}^3$$

Sikurse shikohet nga ballafaqimi i të dhënave faktike, Figura 5-1, me ato që rezultojnë nga ekuacioni i sheshimit, Figura 5-2, përputhja është e një shkalle të lartë, e cila të lejon në përcaktimin e rezervave të lëvizshme të naftës në shtresë si edhe në marrjen e informacionit në lidhje me porozitetin dinamik, që nënkupton hapësirën poroze në rezervuar ku nafta lëviz. Pra referuar të dhënave të prodhimit kumulativ për vendburimin Gorisht-Kocul për periudhën 1966-2023, nëpërmjet kurbës progresive është bërë e mundur përcaktimi i ekuacionit (ligjësisë) të marrjes kumulative në funksion të kohës dhe nga ana tjetër bazuar në një depresion përfundimtar i cili ka një shpëjtësi lëvizëse përfundimtare për fluidin dhe i përket kohës $t \rightarrow \infty$ ose $\lim_{t \rightarrow \infty} \sum Q_{\text{kumulative}}$ arrijmë në përfundimin që nxjerrja progresive i afrohet gjithmonë kufirit të maksimumit të mundshëm të prodhimit nga vendburimi dhe kjo përfaqësohet nga asimptota e grafikut që në vetvete përfaqëson rezervat e nxjerrshme totale deri në kohën kur do të arrihet vlera e depresionit përfundimtar për këtë regjim aktual shfrytëzimi të vendburimit Gorisht-Kocul.

Atëherë:

$$R_{(e \text{ lëvizshme})} = \text{Limit}_{t \rightarrow \infty} \left[\text{Exp} (\ln(\sum Q - 16.38) * (12994022.47 + \exp(-7.611/t))) \right] \quad (5-2)$$

$$R_{(e \text{ lëvizshme})} = 12994022.47 \text{ ton}$$

Rezervat e lëvizshme në m^3 do të rezultojnë:

$$R_{(e \text{ lëvizshme})} = 12994022.47 / \rho_{n(\text{mes})}$$

$$R_{(e \text{ lëvizshme})} = 12994022.47 / 0.890 = 14600025 \text{ m}^3$$

Bazuar në vlerën e llogaritur të rezervave me metodën e Bilancit Material dhe me Metodën Volumore, si dhe duke ju referuar vlerës së rezervave të lëvizshme llogaritur me Metodën e Përpunimit të Kurbës Progresive arrijmë në një përfundim të rëndësishëm, atë të përcaktimit të Koeficientit të Naftënxjerrjes si më poshtë:

$$\gamma_1 = \frac{R_{(e \text{ lëvizshme})}}{R_{(\text{Bilancit Material})}} = \frac{12994022.47 \text{ ton}}{34836328.8 \text{ ton}} = 0.373 = 37.3\%$$

$$\gamma_2 = \frac{R_{(e \text{ lëvizshme})}}{R_{(\text{Metoda Volumorel})}} = \frac{12994022.47 \text{ ton}}{30188447.35 \text{ ton}} = 0.43 = 43.0\%$$

Gjatë shfrytëzimit të një shtrese naftë-gazmbajtëse debiti i lëngut ndryshon në varësi të largësisë “r” dhe të kohës “t”, pra kur një pus nxjerr naftë (ose gaz), lëngu vjen nga larg, nga zona të ndryshme të rezervuarit duke rrjedhur në mënyrë rrafsh-rrezore (radialisht) drejt pusit. Kjo rrjedhje ndodh në formën e unazave koncentrike, nga rrezja e jashtme r, drejt rrezes së pusit r_p . Në këtë zonë unazore, ndryshimi i presionit është i ngjashëm në gjithë zonën unazore, falë përafrimit logaritmik. Nafta në këtë unazë, për shkak të uljes së presionit, zgjerohet dhe kjo shton një sasi tjetër fluidi që shkon drejt pusit.

Pra debiti total që del nga unaza = rrjedhja për rshkak të gradientit të presionit + zgjerimi volumor i naftës në atë zonë. Bazuar në këtë arsyetim dhe nga llogaritjet e tjera të kryera në bazë të zgjidhjes së ekuacionit të difuzionit në rastin e rrjedhjes radiale për fluidet pak të shtypshme, fitohet ligjësia e shprehur nëpërmjet ekuacionit (5.5), ekuacion i cili do të na ndihmojë në realizimin e objektivit të dytë të Përpunimit të Kurbës Progresive, atë të llogaritjes së parametrave kolektoral siç do të tregohet dhe në paragrafët vijues.

$$Q(r) + \pi * (r^2 - r_p^2) * h * \phi * \beta * \frac{\partial P}{\partial t} = Q \quad (5-3) \quad \text{nga ku kemi:}$$

$$P_{sh} - P = \frac{\mu * Q}{4 * \pi * k * h} * \left(\ln \frac{4 * \pi * h * t}{r^2} - C_e \right)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\mu * Q}{4 * \pi * k * h} * e^{-\frac{r^2}{4 * \pi * h * t}}$$

$$Q(r) = Q - \pi * (r^2 - r_p^2) * h * \phi * \beta * \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$Q(r) = Q - \pi * (r^2 - r_p^2) * h * \phi * \beta * \left[\frac{\mu * Q}{4 * \pi * k * h * t} * e^{-\frac{r^2}{4 * \pi * h * t}} \right]$$

$$\text{për } r_p \rightarrow 0$$

$$Q(r) = Q - \frac{\pi * r^2 * h * \phi * \beta * \mu * Q}{4 * \pi * k * h * t} * e^{-\frac{r^2}{4 * \pi * h * t}}$$

$$Q(r) = Q - \frac{r^2}{4 * \pi * h * t} * Q * e^{-\frac{r^2}{4 * \pi * h * t}}$$

$$\text{Për } t \rightarrow \infty \quad -\frac{r^2}{4 * \pi * h * t} \rightarrow 0 \quad e^0 \rightarrow 1$$

$$Q(r) = Q - Q * \frac{r^2}{4 * \kappa * t}$$

$$Q(r) = Q * \left(1 - \frac{r^2}{4 * \kappa * t}\right)$$

Duke marrë në konsideratë formulën $Q(r) = Q * \left(1 - \frac{r^2}{4 * \kappa * t}\right)$ kur r është e vogël $\frac{r^2}{4 * \kappa * t} \ll 1$ kështu që $Q(r) \approx Q$ që do të thotë se zona afër pusit kontribuon maksimalisht. Nga ana tjetër kur koha t rritet, kjo pjesë $\frac{r^2}{4 * \kappa * t}$ bëhet shumë e vogël edhe për r më të madh, kështu që edhe zona më e largët fillon të kontribuojë në prodhim. Me kalimin e kohës, burimi i rrjedhjes zgjerohet nga zona pranë pusit në drejtim të zonave më të largëta të rezervuarit. Bazuar në këtë mund të themi që zona pranëfundore e pusit është vetëm kalimtare dhe pas një kohe të mjaftueshme ajo nuk kontribuon më realisht në rrjedhje, sepse presioni aty është tashmë i balancuar dhe rrjedhja ndodh nga zona më larg.

$$Q = \frac{2 * \pi * r * k * h}{\mu} * \frac{\partial P}{\partial r} \quad (5-4) \quad \text{ose}$$

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{Q * \mu}{2 * \pi * r * k * h} * e^{-\frac{r^2}{4 * \kappa * t}}$$

$$Q(r) = Q * e^{-\frac{r^2}{4 * \kappa * t}} \quad (5-5)$$

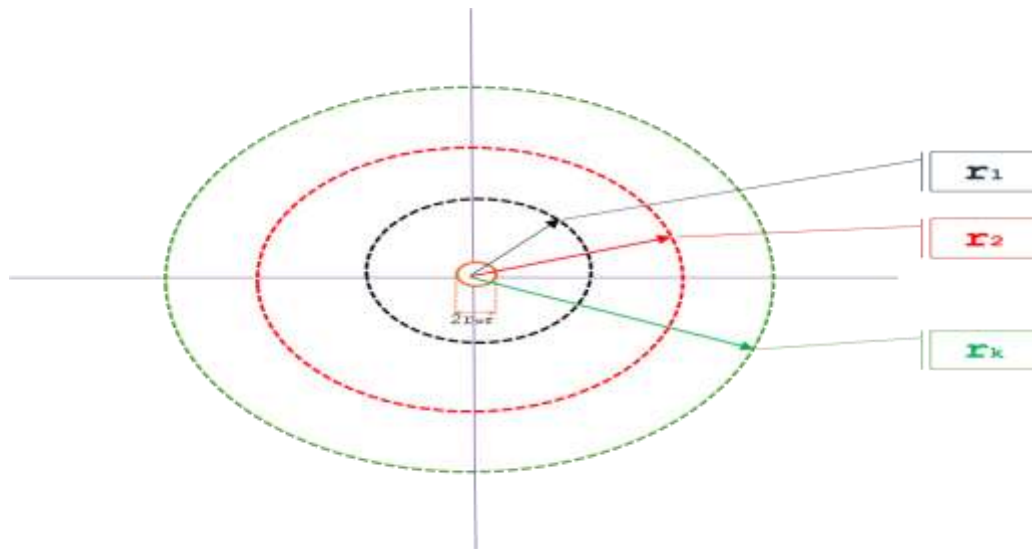


Fig ** - Shtratimi si një zonë rrethore i cili shfrytëzohet nga një pus qëndror.

Sistemet e rrjedhjes në shkëmbinjtë e rezervuarëve klasifikohen sipas varësisë së tyre kohore, si gjendje të qëndrueshme, kalimtare, kalimtare të vonë ose gjendje pseudo të vendosur. Gjatë jetës së një pusi ose rezervuari, lloji i sistemit mund të ndryshojë disa herë, gjë që sugjeron se

është kritike të dimë sa më shumë për sistemin e rrjedhjes në mënyrë që të përdoret modeli i duhur për të përshkruar marrëdhënien midis presionit dhe debitit të rrjedhjes. Në sistemet me gjendje të qëndrueshme, presioni dhe ngopshmëritë me fluide në çdo pikë të sistemit nuk ndryshojnë. Nga ekuacioni i difuzionit në rastin e rrjedhjes radiale për fluidet pak të shtypshme është nxjrrë shprehja që llogarit presionin si funksion i distancës r dhe kohës t . Le të marrim në konsideratë shtratin si një zone rrethore i cili shfrytëzohet nga një pus qëndror si në Fig**. Në momentin fillestar koha $t=0$, $r_p = r_k$. Kur pusi fillon të rrjedhë me një presion rrjedhës konstant në fund të pusit, një çrregullim i debitit do të krijohet i cili lëviz në distancë të caktuara r_1 ; r_2 ; deri në r_k . Këto rreze (ose rrezja e çrregullimit të debitit) është duke u rritur vazhdimisht me kohën deri në kohën t_k , koha që ka kaluar nga çasti i vënies së pusit në shfrytëzim tek i cili mbahet presioni konstant, ndërsa rrezja e ndikimit është zhvendosur në largësinë r_k nga pusi. Duke u nisur nga formula (5.5) është e domosdoshme që të gjendet ligjësia (shprehja) që lidh kohën t me distancën r dhe më pas të kalohet në ndërtimin e grafikut si në figurën 5.3. Kjo varësi kohore jepet nga zgjidhja e shfrytëzimit të shtresës qoftë me debit konstant apo dhe me depresion konstant. Nga kjo do të kemi:

$$d\bar{t} = \frac{2 * k}{\phi * \beta * \mu * r_p^2} * dt \rightarrow \bar{t} = \frac{2 * k * t}{\phi * \beta * \mu * r_p^2} \rightarrow \bar{t} = \frac{2 * \kappa * t}{r_p^2}$$

Duke pasur në konsideratë zhvendosjet nga , $r_p \rightarrow r_k$ pra për $r \rightarrow r_1, r_2, \dots, r_k$ paraqitja e ndryshimit të debitit të lëngut në varësi të kohës do të jetë si në figurën 5-3. Ekuacioni 5.5 është përgjithësimi i formulës që merr në konsideratë ecurinë e debitit të lëngut në funksion të kohës në një largësi të dhënë nga pusi, pra është e përdorshme për çfarëdo kohe “t”.

Nga demonstrimi nga sa më sipër, nga figura duket që $Q(r)$ rritet ngadalë nga zero e pastaj priret drejt “Q”. Me këtë formulë vërtetohet se pjesëmarrja e zonës së poshtme të cilindrit me

rreze “r” në debitin Q është më e vogël se 2% për $t < 0.06 \times \frac{r^2}{\chi^*}$. Pra në këtë rast do të kemi:

$$\frac{Q(r)}{Q} = 0.02 \rightarrow Q(r) = 0.02 * Q$$

$$Q(r) = Q * e^{-\frac{r^2}{4 * \kappa * t}} \rightarrow \frac{Q(r)}{0.02 * Q} = e^{-\frac{r^2}{4 * \kappa * t}} \rightarrow \ln \frac{Q(r)}{0.02 * Q} = -\frac{r^2}{4 * \kappa * t} \rightarrow 4 * t * \ln \frac{Q(r)}{0.02 * Q} = \frac{r^2}{\kappa}$$

$$t = \frac{r^2}{\kappa} * \frac{1}{4 * \ln \frac{Q(r)}{0.02 * Q}} \rightarrow t = 0.06 * \frac{r^2}{\kappa}$$

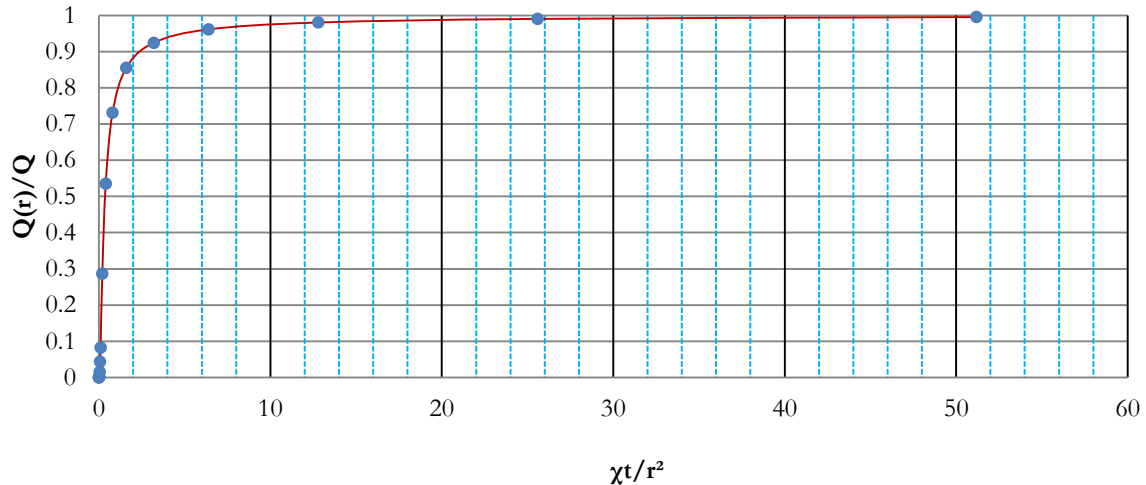


Figura 5-3 Ndryshimi i debitit të lëngut në varësi të kohës (Mekanika e fluidëve pjesa e dytë S, Tego; M.Doracaj SHBLU-2009)

Referuar nxjerrjes progresive në funksion të kohës për të cilën kemi përcaktuar ekuacionin i cili shpreh qartë këtë ligjësi të ndryshimit në trajtë eksponenciale, konkludojmë që është i njëjtë me atë të analizuar më sipër në trajtë eksponenciale. Bazuar në këtë, vlera e gjetur

$(-7.611 \times \frac{1}{t})$ do të jetë e barabartë me shprehjen $(-\frac{r^2}{4 \times \chi^* \times t})$. Nga ku:

$$\chi^* = \frac{k}{\mu_n \times [\emptyset \times (C_n \times S_n + C_{uj} \times S_{uj}) + C_f]} \leftrightarrow \chi^* = \frac{k}{\mu_n \times (\emptyset \times C_1 + C_f)}$$

$$-\frac{r^2}{4 \times \left(\frac{k}{\mu_n \times (\emptyset \times C_1 + C_f)} \right) \times t} = \left(-\frac{\mu_n \times (\emptyset \times C_1 + C_f) \times r^2}{4 \times k \times t} \right)$$

Llogaritja e koeficientit të elasticitetit të naftës në kushtet e caktuara të presionit dhe temperaturës së shtresës si më poshtë, do të llogaritet duke përdorur korrelacionin e Petrosky – Farshad.

Presioni i shtresës=72.7 atm

Temperatura e shtresës=38.2 °C

5.2. Ngjeshmëria elastike për naftën

Korrelacioni Petrosky – Farshad

Petrosky dhe Farshad propozuan një marrëdhënie për përcaktimin e ngjeshmërisë së naftës për sisteme hidrokarburesh të pangopura. Ekuacioni ka trajtën [13]:

$$C_n = 1.705 \times 10^{-7} \times R_{sb}^{0.69357} \times \gamma_g^{0.1885} \times API^{0.3272} \times (T - 460)^{0.6729} \times P^{-0.5906} \quad (5-5)$$

$$C_n \rightarrow \frac{1}{\text{psi}} \quad \text{ku:}$$

$T \rightarrow$ temperatura, $^{\circ}\text{R}$

$R_{sb} \rightarrow$ tretshmëria e gazit në presionin bubble-point, scf/STB

$$T = 38.2^{\circ}\text{C} \rightarrow T = 560.448^{\circ}\text{R}$$

Për përcaktimin e tretshmërisë së gazit në presionin e ngopshmërisë për vendburimin Gorisht-Kocul do të shfrytëzojmë të dhënat e marra nga studimi në PVT të kampioneve të puseve Go-159, Go-22, dhe Ko-30, si përfaqësuese e tyre, referuar presionit të ngopshmërisë prej 52.3 atm. Ekuacioni përfaqësues është: $R = 1.516 \times P^{(0.746)}$. Duke zëvendësuar vlerën prej 52.3 atm, koeficienti i tretshmërisë do të ketë vlerën:

$$R_{sb} = 29.02 \frac{\text{Nm}^3}{\text{m}^3} \rightarrow R_{sb} = 162.9352 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

Nga përgjithësimi i të gjitha përcaktimeve të kryera në vendburimin e Gorisht-Koculit për gazin shoqërues, Tabela 3-6 me vlerat e normalizuara, rezulton se gazi shoqërues i naftës së këtij vendburimi është i pasur me fraksione të rënda, gjë që shprehet edhe me vlerën e lartë të peshës specifike relative.

Të dhëna mbi përbërësit e gazit shoqërues (Albpetrol Sh.A-2023)					Tabela 5-2
Nr	Komponentët përbërës	Përmbajtja Komponentiale, C_i	Vlerat e Normalizuara, CC_i	$CC_i * GG_i$	Graviteti i Komponentit, GG_i
1	N ₂	0.012949375	0.011551628	0.011172735	0.9672
2	CO ₂	0.12572	0.112149866	0.170411722	1.5195
3	H ₂ S	0.086788125	0.077420272	0.09108495	1.1765
4	C ₁ H ₄	0.591738421	0.527866566	0.292385291	0.5539
5	C ₂ H ₆	0.121447368	0.10833842	0.112476947	1.0382
6	C ₃ H ₈	0.100585263	0.089728156	0.136611118	1.5225
7	i-C ₄ H ₁₀	0.012109474	0.010802385	0.021678226	2.0068
8	n-C ₄ H ₁₀	0.033375263	0.029772759	0.059747973	2.0068
9	i-C ₅ H ₁₂	0.010500526	0.009367106	0.023334399	2.4911
10	n-C ₅ H ₁₂	0.011093684	0.009896239	0.024652522	2.4911
11	C ₆ H ₁₄	0.010460526	0.009331424	0.027763786	2.9753
12	C ₇ H ₁₆	0.004313333	0.003847755	0.013311693	3.4596

$$\sum_{i=1}^{i=12} C_i = 1.121$$

Vlerat e normalizuara të përmbajtjeve komponentiale do të merren nga shumëzimi i përmbajtjes komponentiale me faktorin e normalizimit i cili jepet nga:

$$CF = 1 / \sum_{i=1}^{i=12} C_i = 1 / 1.121 = 0.89206066, \quad \text{pra} \quad CC_i = C_i \times CF$$

Nga normalizimi i të dhënave të matura në vendburimin Gorisht-Kocul rezulton që shuma,

$$\sum_{i=1}^{i=12} CC_i = 1.000$$

- Pesha specifike e gazit, $\gamma_g = \sum_{i=1}^{12} CC_i \times GG_i = 0.985$
- Densiteti i naftës, referuar të dhënave të matura në kantjer dhe ajo që ka rezultuar nga analiza në PVT të kryera në Institutin e Naftës Fier, të pranuar si mesatare është:

$$\rho_{n.mes.} = \frac{0.890 + 0.9580}{2} = 0.924 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3}$$

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{\gamma_n} - 131.5 \quad \gamma_n = \frac{\rho_n}{\rho_{uj}} = \frac{0.924 \text{ ton/m}^3}{1.0 \text{ ton/m}^3} = 0.924$$

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{0.924} - 131.5 \quad ^{\circ} API = 21.63853$$

- Presioni mesatar për periudhën 1966-2004, periudhë për të cilën ekzistojnë matje të përgjithësuara, rezulton të jetë,

$$P_{mes.sh} = 79.2 \text{ atm}$$

$$P_{mes.sh} = 79.2 \text{ atm} \times 14.699$$

$$P_{mes.sh} = 1164.161 \text{ psi}$$

Nga vlerat e vlerësuara më sipër në përputhje me njësitë e kërkuara nga marrëdhënia e nxjerrë nga **Korrelacioni Petrosky – Farshad** për përcaktimin e ngjeshmërisë elastike të fazës naftë, do të kemi:

$$C_n = 5.46865E - 06 \frac{1}{\text{psi}}$$

$$C_n = 7.93160E - 10 \frac{1}{\text{Pa}}$$

5.3. Ngjeshmëria izotermike e ujit.

Brill dhe Begs (1978) propozuan ekuacionin e mëposhtëm për vlerësimin e ngjeshmërisë izotermike të ujit, duke mos marrë parasysh korigjimin për gaz të tretur dhe trupa të ngurtë [8] [16]:

$$C_{uj} = (C_1 + C_2 T + C_3 T^2) \times 10^{-6} \quad (5-6)$$

$$C_1 = 3.8546 - 0.000134 \times p$$

$$C_2 = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p$$

$$C_3 = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p$$

$$T = ^\circ F$$

$$p = \text{psia}$$

$$C_{uj} = \text{psi}^{-1}$$

Referuar të dhënave faktike të rezervuarit:

$$T = 38.2 ^\circ C \rightarrow T = 100.76 ^\circ F \quad \text{dhe} \quad P_{sh.mes} = 79.2 \text{ atm} \rightarrow P_{sh.mes} = 1164.161 \text{ psi},$$

llogarisim koeficientin e ngjeshmërisë të ujit nëpërmjetë korrelacioneve të propozuara nga Briil dhe Begs si më poshtë:

$$C_1 = 3.8546 - 0.000134 \times 1164.16$$

$$C_2 = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} \times 1164.161$$

$$C_3 = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} \times 1164.161$$

$$C_1 = 3.698602426$$

$$C_2 = -0.00996613$$

$$C_3 = 33.82425 \times 10^{-5}$$

$$C_{uj} = (3.698602426 + (-0.00996613) \times 100.76 + (33.82425 \times 10^{-5}) \times (100.76^2)) \times 10^{-6}$$

$$C_{uj} = 3.08268 \times 10^{-6} \rightarrow \frac{1}{\text{psi}}$$

$$C_{uj} = 4.46799 \times 10^{-10} \rightarrow \frac{1}{\text{pa}}$$

5.4. Ngjeshmëria e formacionit

Newman(1973) përdori 79 shëmbuj për rëra të konsoliduara dhe gëlqeror për të nxjerrë një korrelacion midis ngjeshmërisë së formacionit dhe porozitetit. Propozimi zakonisht i formës hiperbolike jepet me ekuacionin [8] [10] [13]:

$$C_f = \frac{a}{(1 + c \times b \times \Phi)} \quad (5-7)$$

Për gëlqerorët koeficientët janë si më poshtë:

$$a = 0.853531$$

$$b = 1.075$$

$$c = 2.202 \times 10^6$$

Mbështetur në koeficientët e mësipërm koeficienti i ngjeshmërisë së formacionit do të jepet:

$$C_f = \frac{0.853531}{(1 + 2.36715 \times 10^{-6} \times \Phi)}$$

$C_f \rightarrow$ ngjeshmëria e formacionit psi^{-1}

$\Phi \rightarrow$ poroziteti në numër dhjetor

Për të konvertuar koeficientin e ngjeshmërisë nga psi^{-1} në Pa^{-1} i referohemi marrëdhënies që:

1 $\text{psi} = 6894.757 \text{ Pa}$.

$$C_f = \frac{0.853531}{(1 + 2.36715 \times 10^{-6} \times \Phi) \times 6894.757} \rightarrow \text{Pa}^{-1}$$

$$C_f = \frac{1.2379 \times 10^{-4}}{(1 + 2.36715 \times 10^{-6} \times \Phi)} \rightarrow \text{Pa}^{-1}$$

Njëkohësisht nga eksperiencia e përpunimit të vendburimeve gëlqerore koeficienti i ngjeshmërisë së formacionit merret zakonisht edhe në vlerën:

$$C_f = 5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1};$$

$$C_f = \frac{5 \times 10^{-6}}{6894.757} \text{ Pa}^{-1}$$

$$C_f = 7.25189 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$$

5.5. Llogaritja e parametrave kolektoral për vendburimin në tërësi

Në ekuacionin e nxjerrë për historinë e nxjerrjes progresive termi që lidhet me reagimin e kolektorit në drejtim të aftësisë magazinuese dhe të asaj të transportit të fluidit në mjedisin çaraniko-poroz (filtrimin), është termi eksponencial. Pra, termi eksponencial i nxjerrë nga përpunimi statistikor i prodhimit kumulativ në funksion të kohës duhet të jetë i barabartë me termin eksponencial të nxjerrë nga ekuacioni diferencial i filtrimit të dhënë nga ligji Darsi.

$$\exp\left(\frac{-7.611}{t}\right) = \exp\left(-\frac{\mu_n (\Phi_{\text{ef.}} C_l + C_f) r_k^2}{4kt}\right) \quad (5-8) \quad \text{ose:}$$

$$\frac{-7.611}{t} = \frac{-\mu_n (\Phi_{\text{ef.}} C_l + C_f) r_k^2}{4kt}$$

Krahu i majtë nga përpunimi statistikor do të shprehë një koeficient i cili është në funksion të kohës dhe është i barabartë me anën e djathtë që njëkohësisht është funksion i kohës si më sipër.

$$K_t = \frac{-7.611}{t_i} = \frac{-\mu_n (\Phi_{\text{ef.}} C_l + C_f) r_k^2}{4kt_i \times 31536000}$$

Nëqoftëse do ti referohemi kohës për të cilën kemi ndërtuar kurbën progresive, do të kemi:

- Presioni mesatar, për kohën 1966-2004, rezulton 79.2 atm,
- Viskoziteti për presionin mesatar, referuar ligjshmërisë në lidhje me presionin si përfaqësuese e vendburimit, $\mu_n = 875.5 \times P^{(-0.46)}$, rezulton $\mu_{n.mes} = 117.1771 \text{ cp}$ ose $\mu_{n.mes} = 117.1771 \times 10^{-3} P_a \cdot s$

5.6. Përcaktimi i rrezes së konturit

5.6.1. Metoda e konvertimit të vëllimit të kolektorit gëlqeror në një cilindër

Për të përcaktuar rrezën e konturit do të nisemi nga volumi i shkëmbit të rezervuarit i cili është pasqyruar në Tabelën 4-1. Volumi i shkëmbit deri në izoipsin 1250 m që korespondon me kontaktin fillestar naftë-ujë ka vlerën 3335052741.12 m³. Duke e konvertuar me një cilindër me lartësi prej 800 m (trashësia e katit gëlqeror), përcaktojmë rrezën e këtij cilindri:

$$S = \frac{V_{shk}}{h} = 4168815.93 \text{ m}^2$$

$$S = 3.14 \times r_k^2$$

$$r_k^2 = \frac{S}{3.14} = 1327648.38 \text{ m}^2$$

5.6.2. Metoda e bazuar në hidrodinamikën e lëvizjes së ujërave të dyshemesë

Në këtë metodë do të shfrytëzojmë koeficientin e pjerrësisë të përcaktuar nga aplikimi i ekuacionit të bilancit material [9] [24].

$$\frac{F}{E_0} = 40 \times 10^6 + 58267 \times \left(\frac{\Delta P}{E_0} \right) \quad \text{ku:}$$

Koeficienti C për vendburimin Gorisht-Kocul do të ketë vlerën:

$$K = C = 58267 \text{ m}^3/\text{atm}$$

Duke ju referuar Van Everdingen and Hurst të cilët pranojnë:

- trashësi uniforme
- përshkueshmëri konstante
- porozitet uniform
- ngjeshmëri elastike konstante për shkëmbin
- ngjeshmëri elastike konstante për ujin,

është nxjerrë marrëdhënia e mëposhtme e koeficientit të futjes së fluksit të ujit për karakteristikat e përmendur më sipër:

$$K = 1.119 \times \Phi \times c_t \times r_k^2 \times h \times f \quad (5-9) \quad \text{ku:}$$

K = Koeficienti i futjes së ujit, bbl/psi

$$c_t = c_{uj} + c_f \quad (5-10)$$

$c_{uj} \rightarrow$ ngjeshmëri elastike e ujit, psi^{-1}

$c_f \rightarrow$ ngjeshmëri elastike e formacionit të akuiferit (basenit ujqor), psi^{-1}

$f \rightarrow$ koeficienti që merrë në konsiderate këndin e shtresëzimit, θ

$$f = \frac{\theta}{360}$$

Për vendburimin Gorisht-Kocul me ujëra aktiv, si një vendburim antiklinal masiv me sipërfaqe kontakti horizontal, këndi $\theta = 360^\circ$, koeficienti $f=1$.

Atëherë koeficienti C do të jetë:

$$K = 1.119 \times \Phi \times c_t \times r_k^2 \times h$$

5.7. Llogaritja e parametrave kolektoral për vendburimin në tërësi, sipas metodës 1.

Referuar llogaritjeve të mësipërme të koeficientëve elastik të ujit dhe formacionit, do të kemi:

$$C_{uj} = 4.47104 \times 10^{-10} \rightarrow \frac{1}{\text{pa}}$$

$$C_n = 7.93160 \times 10^{-10} \rightarrow \frac{1}{\text{Pa}}$$

$$C_f = 7.25189 \times 10^{-10} \rightarrow \frac{1}{\text{Pa}}$$

Ngopshmëria me naftë e rezervuarëve karbonatik në vendin tonë luhetet në kufijtë 75% - 85%, dhe unë kam marrë vlerën mesatare prej 82%, dhe për rrjedhojë ngopshmëria me ujë të lidhur do të rezultojë nga diferenca:

$$S_{uj} = 1 - S_n$$

$$S_{uj} = 1 - 0.82$$

$$S_{uj} = 0.18$$

$$C_1 = C_n \times S_n + C_{uj} \times S_{uj}$$

$$C_1 = 7.93160 \times 10^{-10} \times 0.82 + 4.47104 \times 10^{-10} \times 0.18 \rightarrow \frac{1}{\text{Pa}}$$

$$C_1 = 7.3087 \times 10^{-10} \rightarrow \frac{1}{\text{Pa}}$$

$$\frac{7.611 \times 4 \times 31536000}{117.1771 \times 10^{-3} \times 1327648.38} \times k = (\Phi_d \times C_1 + C_f)$$

$$6171.38307 \times k = (\Phi_d \times C_1 + C_f)$$

$$6171.38307 \times k = (\Phi_d \times 7.3087 \times 10^{-10} + 7.25189 \times 10^{-10})$$

$$y_1 = 6171.38307 \times k$$

$$y_2 = (\Phi \times 7.3087 \times 10^{-10} + 7.25189 \times 10^{-10})$$

Metoda e Iteracioneve 1

Tabela 5-3

Nr	k	y ₁	Φ _d	y ₂
1	1.15E-13	7.097E-10	0.007	7.303E-10
2	1.1550E-13	7.128E-10	0.00705	7.303E-10
3	1.1650E-13	7.190E-10	0.0071	7.304E-10
4	1.1750E-13	7.251E-10	0.00715	7.304E-10
5	1.1850E-13	7.313E-10	0.0072	7.305E-10
6	1.1950E-13	7.375E-10	0.00725	7.305E-10
7	1.2050E-13	7.437E-10	0.0073	7.305E-10
8	1.2150E-13	7.498E-10	0.00735	7.306E-10
9	1.2250E-13	7.560E-10	0.0074	7.306E-10
10	1.2350E-13	7.622E-10	0.00745	7.306E-10
11	1.2450E-13	7.683E-10	0.0075	7.307E-10
12	1.2550E-13	7.745E-10	0.00755	7.307E-10
13	1.2650E-13	7.807E-10	0.0076	7.307E-10
14	1.2750E-13	7.869E-10	0.00765	7.308E-10
15	1.2850E-13	7.930E-10	0.0077	7.308E-10
16	1.2950E-13	7.992E-10	0.00775	7.309E-10
17	1.3050E-13	8.054E-10	0.0078	7.309E-10
18	1.3150E-13	8.115E-10	0.00785	7.309E-10
19	1.3250E-13	8.177E-10	0.0079	7.310E-10
20	1.3350E-13	8.239E-10	0.00795	7.310E-10
21	1.3450E-13	8.301E-10	0.008	7.310E-10
22	1.3550E-13	8.362E-10	0.00805	7.311E-10
23	1.3650E-13	8.424E-10	0.0081	7.311E-10
24	1.3750E-13	8.486E-10	0.00815	7.311E-10
25	1.3850E-13	8.547E-10	0.0082	7.312E-10
26	1.3950E-13	8.609E-10	0.00825	7.312E-10
27	1.4050E-13	8.671E-10	0.0083	7.313E-10
28	1.4150E-13	8.733E-10	0.00835	7.313E-10
29	1.4250E-13	8.794E-10	0.0084	7.313E-10
30	1.4350E-13	8.856E-10	0.00845	7.314E-10

Sikurse shikohet dhe nga iteracionet rezulton se poroziteti dinamik dhe përshkueshmëria nga përdorimi i **Metodës 1**, respektivisht vlerësohen në:

$$\Phi_d = 0.0084 \quad \text{ose} \quad \Phi_d = 0.84\%$$

$$k = 118.5 \text{ mld}$$

5.8. Llogaritja e parametrave kolektoral për vendburimin në tërësi, sipas metodës 2.

Sikurse e kemi theksuar në paragrafin e përcaktimit të rrezes së konturit, kjo metodë bazohet në hidrodinamikën e lëvizjes së ujërave të dyshemesë e trajtuar nga Van Everdingen dhe Hurst.

$$K = 1.119 \times \Phi \times C_t \times r_k^2 \times h$$

$$K = 58267 \text{ m}^3 / \text{atm}$$

$$58267 \text{ m}^3 = 58267 \times 6.289811 = 366488.402 \text{ bbl}$$

$$K = \frac{366488.402}{14.7} = 24931.1839 \frac{\text{bbl}}{\text{psi}}$$

$$c_t = c_{uj} + c_f$$

$$c_t = 3.08268 \times 10^{-6} + 5 \times 10^{-6} = 8.08268 \times 10^{-6} \rightarrow \frac{1}{\text{psi}}$$

$$800 \text{ m} = \frac{800}{0.3048} = 2624.67191 \text{ ft}$$

$$r_k^2 = \frac{K}{1.119 \times \Phi \times C_t \times h}$$

$$r_k^2 = \frac{24931.1839}{1.119 \times \Phi \times 8.08268 \times 10^{-6} \times 2624.67191} \rightarrow \text{ft}^2$$

$$r_k^2 = \frac{1050225.13}{\Phi} \rightarrow \text{ft}^2$$

$$r_k^2 = \frac{1050225.13 \times 0.09290304}{\Phi} \rightarrow \text{m}^2$$

$$r_k^2 = \frac{97569.10757}{\Phi} \rightarrow \text{m}^2$$

$$t_i \rightarrow \text{sek}$$

$$\mu_n \rightarrow \text{Pa} \cdot \text{sek}$$

$$k \rightarrow \text{m}^2$$

$$\Phi \rightarrow \text{numer dhjetor}$$

$$C_1 \rightarrow \frac{1}{\text{Pa}}$$

$$C_f \rightarrow \frac{1}{\text{Pa}}$$

$$r_k \rightarrow \text{m}$$

$$C_1 = 7.3087 \times 10^{-10} \rightarrow \frac{1}{\text{Pa}}$$

$$C_f = 7.25189 \times 10^{-10} \rightarrow \frac{1}{Pa}$$

$$\mu_{n.mes} = 117.1771 \times 10^{-3} P_a \cdot s$$

$$\frac{7.611 \times 4 \times 31536000}{\mu_n} k = (\Phi_d \cdot C_1 + C_f) r_k^2$$

$$\frac{7.611 \times 4 \times 31536000}{117.1771 \times 10^{-3}} k = (\Phi_d \cdot 7.3087 \times 10^{-10} + 7.25189 \times 10^{-10}) \times \frac{97569.10757}{\Phi}$$

$$y_1 = 819342673611 \times k$$

$$y_2 = (\Phi_d \cdot 7.3087 \times 10^{-10} + 7.25189 \times 10^{-10}) \times \frac{97569.10757}{\Phi_d}$$

Metoda e Iteracioneve 2

Tabela 5-4

Nr	k	y ₁	Φ _d	y ₂
1	1.15E-13	9.42E-04	0.006	0.001186398
2	1.1550E-13	9.46E-04	0.00605	0.001176652
3	1.1650E-13	9.55E-04	0.0061	0.001167066
4	1.1750E-13	9.63E-04	0.00615	0.001157636
5	1.1850E-13	9.71E-04	0.0062	0.001148358
6	1.1950E-13	9.79E-04	0.00625	0.001139228
7	1.2050E-13	9.87E-04	0.0063	0.001130243
8	1.2150E-13	9.96E-04	0.00635	0.001121399
9	1.2250E-13	1.00E-03	0.0064	0.001112694
10	1.2350E-13	1.01E-03	0.00645	0.001104124
11	1.2450E-13	1.02E-03	0.0065	0.001095686
12	1.2550E-13	1.03E-03	0.00655	0.001087376
13	1.2650E-13	1.04E-03	0.0066	0.001079192
14	1.2750E-13	1.04E-03	0.00665	0.001071132
15	1.2850E-13	1.05E-03	0.0067	0.001063191
16	1.2950E-13	1.06E-03	0.00675	0.001055369
17	1.3050E-13	1.07E-03	0.0068	0.001047661
18	1.3150E-13	1.08E-03	0.00685	0.001040066
19	1.3250E-13	1.09E-03	0.0069	0.001032581
20	1.3350E-13	1.09E-03	0.00695	0.001025204
21	1.3450E-13	1.10E-03	0.007	0.001017932
22	1.3550E-13	1.11E-03	0.00705	0.001010763
23	1.3650E-13	1.12E-03	0.0071	0.001003695
24	1.3750E-13	1.13E-03	0.00715	0.000996726
25	1.3850E-13	1.13E-03	0.0072	0.000989854
26	1.3950E-13	1.14E-03	0.00725	0.000983076
27	1.4050E-13	1.15E-03	0.0073	0.000976392
28	1.4150E-13	1.16E-03	0.00735	0.000969798
29	1.4250E-13	1.17E-03	0.0074	0.000963294
30	1.4350E-13	1.18E-03	0.00745	0.000956877

Sikurse shikohet dhe nga iteracionet rezulton se poroziteti dinamik dhe përshkueshmëria nga zbatimi i **Metodës 2**, respektivisht vlerësohen në:

$$\Phi_d = 0.00705 \quad \text{ose} \quad \Phi_d = 0.705 \% \\ k = 123.5 \text{ mld}$$

Arritja e një rezultati të tillë nga përdorimi i dy metodave, ku e para bazohej në konvertimin e vendburimit i cili shfrytëzohej nga një pus qëndror dhe metoda e dytë në hidrodinamikën e lëvizjes së ujërave të dyshemesë, vlerat e të cilave ndryshojnë me një diferencë të parëndësishme, tregon që analiza dhe vlerësimi i parametrave kolektoral, vlerësimit të vetive të fluidit në kushtet e shtresës, bilancit energjitik dhe atij masor i bërë në këtë disertacion, është e nivelit të lartë saktësie.

Atëherë për të arrirë në një konkluzion në lidhje me përcaktimin e porozitetit dhe përshkueshmërisë bazuar në ecurinë e kurbës progresive unë i jam referuar mesatareve të këtyre dy madhësive:

$$\Phi_{d.mes.} = \frac{0.84 + 0.705}{2} = 0.7725 \% \\ k_{mes} = \frac{118.5 + 123.5}{2} = 121 \text{ mld}$$

Duke ju referuar metodës statistikore, që bazohet në funksionin e shpërndarjes, na rezulton një porozitet efektiv $\Phi_{ef} = 0.0126751$.

Duke zbatuar ekuacionin e bilancit material për historikun e shfrytëzimit dhe përpunimit të vendburimit Gorisht-Kocul poroziteti efektiv është vlerësuar në vlerën, $\Phi_{ef,b} = 0.0146265$.

Ndërsa, poroziteti dinamik që përfaqëson vëllimin e hapësirës poroze, që është e lidhur në mënyrë të drejtëpërdrejtë me vëllimin e naftës lëvizëse, e cila pasqyrohet në ecurinë e kurbës progresive, rezultoi në një vlerë mesatare, sikurse e kemi argumentuar më sipër,

$$\Phi_{d.mes} = 0.00725$$

Është e natyrshme që vlerat e porozitetit të marra nga fizikë-shtresa janë vlera orientuese dhe minimale, mbasi ato janë të kondicionuara nga:

1. mënyra e marrjes së kampionit
2. pozicioni hipsometrik në strukturë
3. në pamundësi të sjelljes në sipërfaqe të shkëmbit gëlqeror të tipit brekçioz që nuk ka kompaktësi
4. pakos gëlqerore ku merret kampioni
5. metodikës së përfaqësimit të atij metrazhi gëlqeror të sjellë në sipërfaqe

6. dhe ajo që është më e rëndësishme këto kampionatura a e përfaqësojnë rezervuarin në tërësi?

Prandaj çdo metodë që lidhet me aspektin e bilancit masor, dhe energjisë që demonstroi rezervuari ka shkallë saktësie dhe besueshmërie më të lartë. Duke qenë se poroziteti absolut për gëlqerorët është e pamundur të përcaktohet nëpërmjet kampionëve të marra sepse nuk mund të përdoret metoda e densiteteve, kam shfrytëzuar të dhënat e regjistruara nga matjet e gjeofizikës kanteriale në katër puse, të ponderuara në lidhje me trashësinë e kolektorit të studiuar, rezultati i të cilave është:

$$\Phi_{abs.} = \frac{\Phi_{Go-160} \times (894.0 - 782.6) + \Phi_{Go-188} \times (1176 - 1042) + \Phi_{Go-231} \times (1080 - 969) + \Phi_{Go-252} \times (1410 - 1340)}{111.4 + 134 + 111 + 70}$$

$$\Phi_{abs.mes} = 1.544324578 \%$$

Në Figurën 5-4 janë dhënë të gjithë llojet e poroziteteve, poroziteti absolut nga të dhënat e gjeofizikës kanteriale, poroziteti efektiv nga të dhënat e marra nga modeli i aplikuar i bilancit material, poroziteti efektiv që rezultoi nga funksioni i shpërndarjes, (analiza me ngopshmëri me vajguri të kampionëve) dhe poroziteti dinamik që pasqyron naftën lëvizëse si rezultat i aplikimit të depresioneve në vendburim gjatë gjithë kohës të marrë në analizë.

Pasqyrimi matematik do të ishte i formës:

$$\Phi_d < \Phi_{ef.kampionatur} < \Phi_{ef.bianomaterial} < \Phi_{abs.}$$

Krahasimi i poroziteteve, dinamik i marrë nga kurba progresive, efektiv i marrë nga analiza e kampionëve, efektiv i marrë nga bilanci material dhe absolut i marrë nga matjet gjeofizike

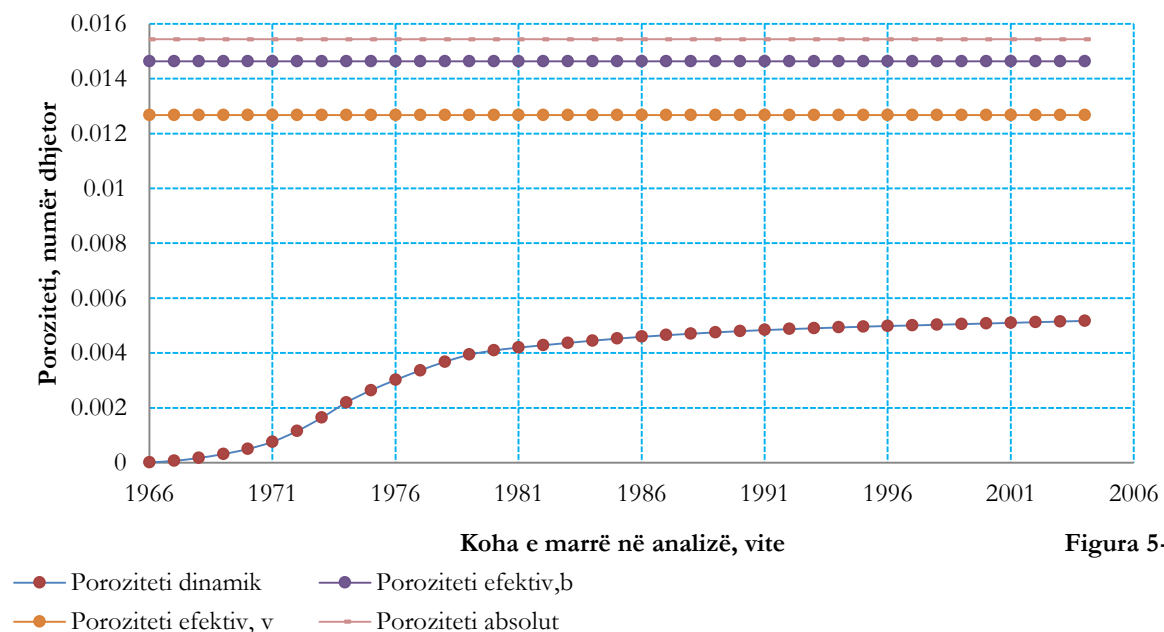
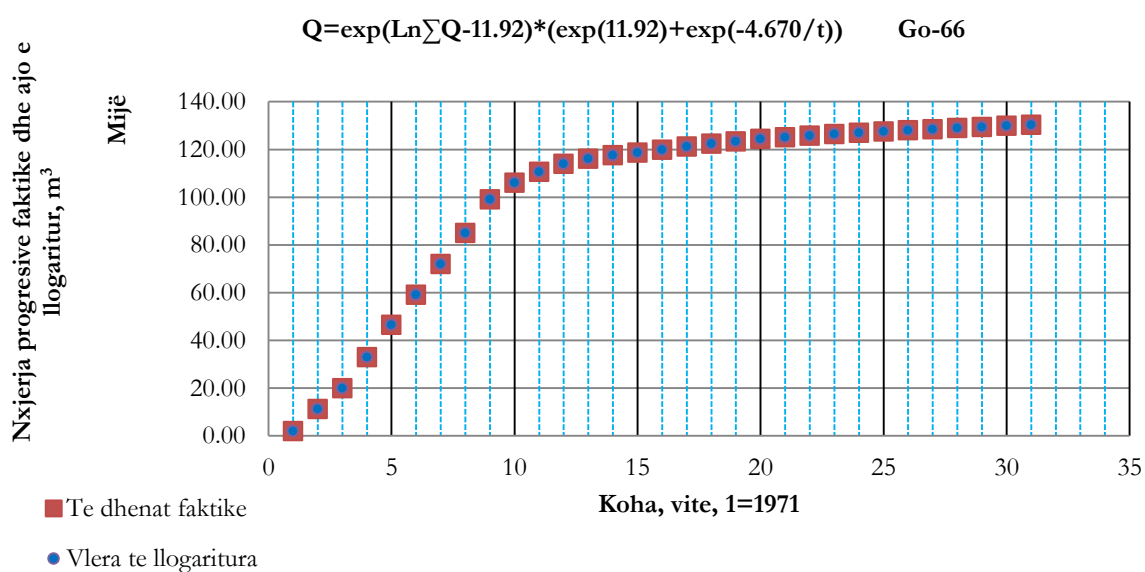
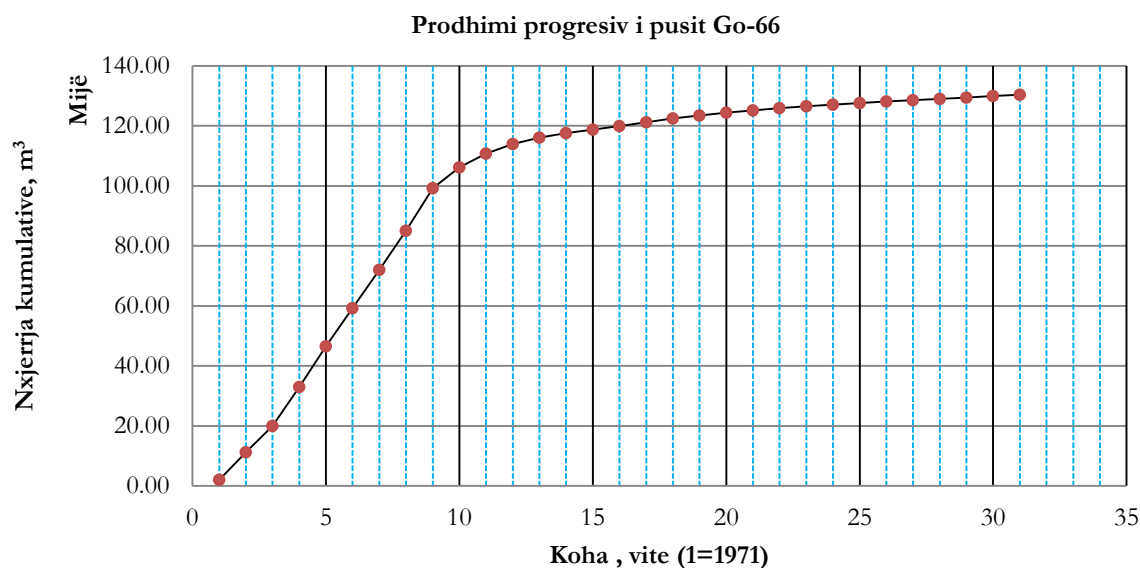


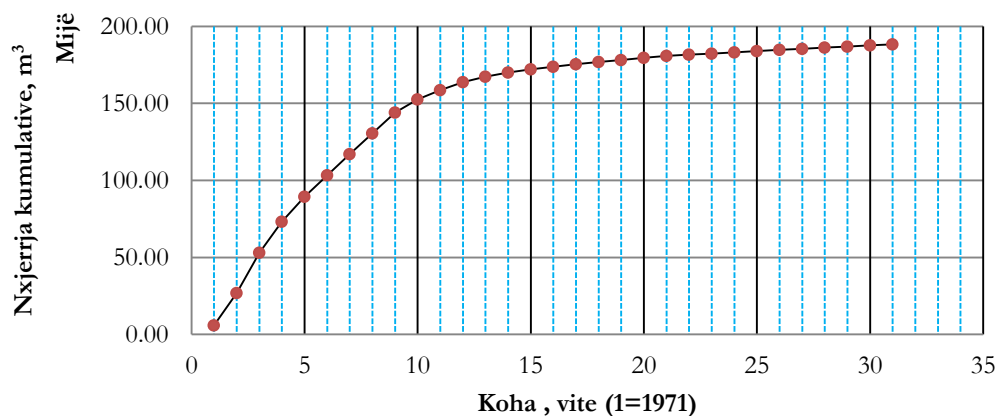
Figura 5-4

5.9. Ecuria e treguesve të shfrytëzimit të disa puseve tipik në vendburimin e Gorisht-Koculit

Duke marrë në konsideratë të dhënat e pasqyruara , për vendburimin Gorisht-Kocul, të nxjerrjes progresive të disa puseve tipik, i kam paraqitur edhe si ecuri ashtu edhe ekuacionet që përfaqësojnë këto debite progresive.



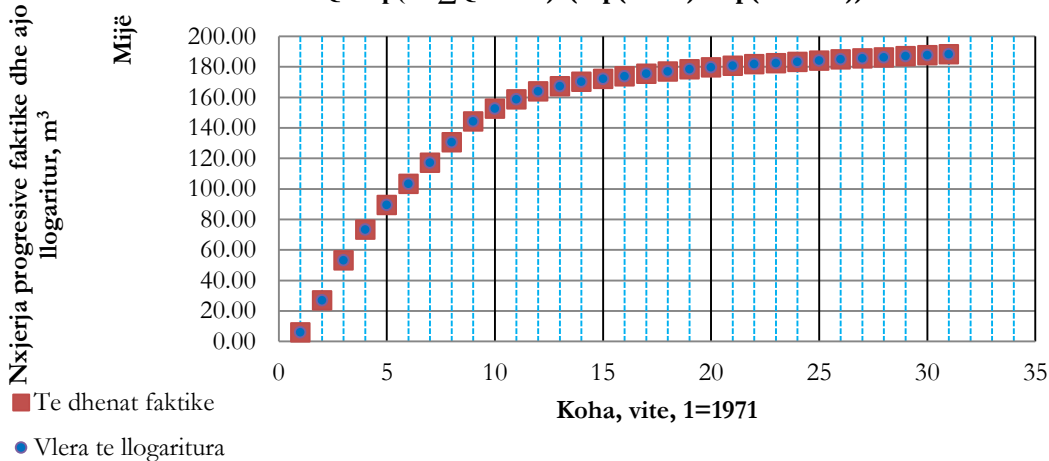
Prodhimi progresiv i pusit Go-75



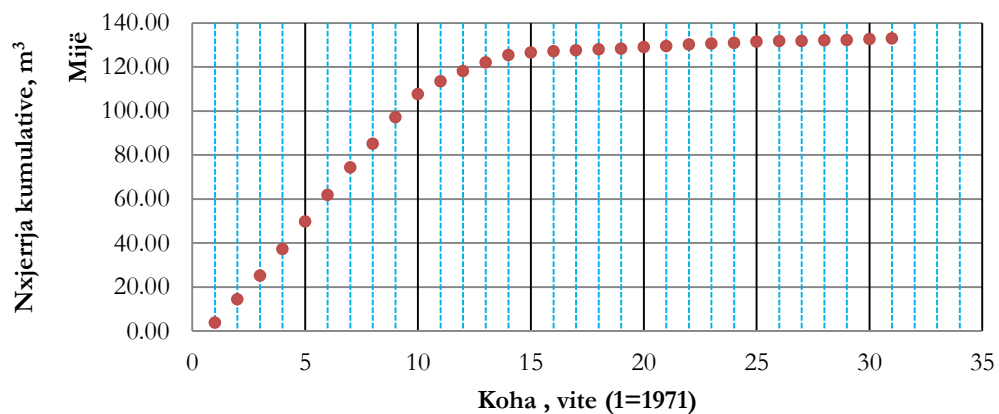
Nxjerrja progresive faktike dhe ajo e llogaritur, m³

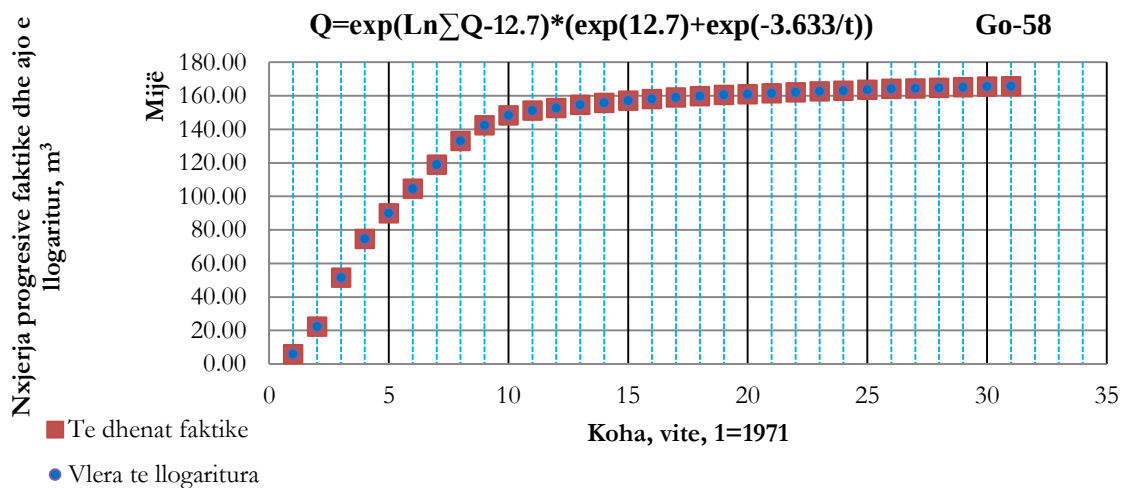
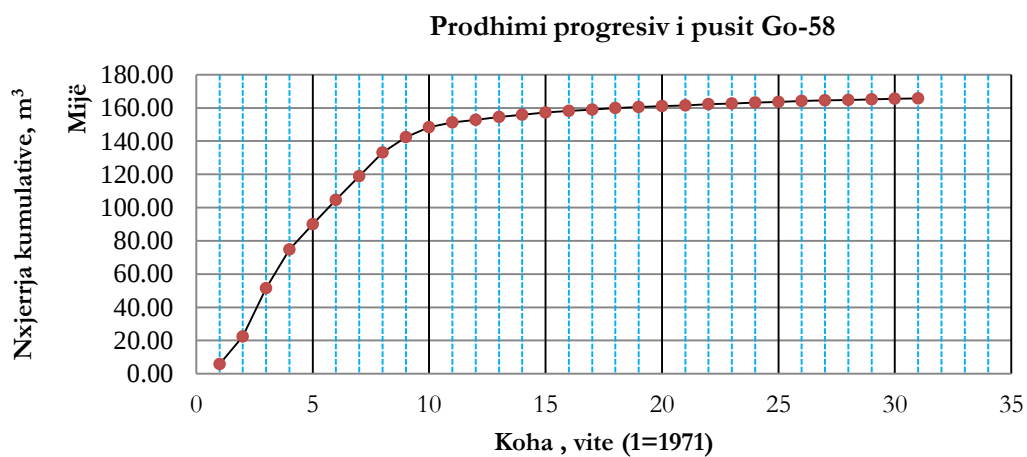
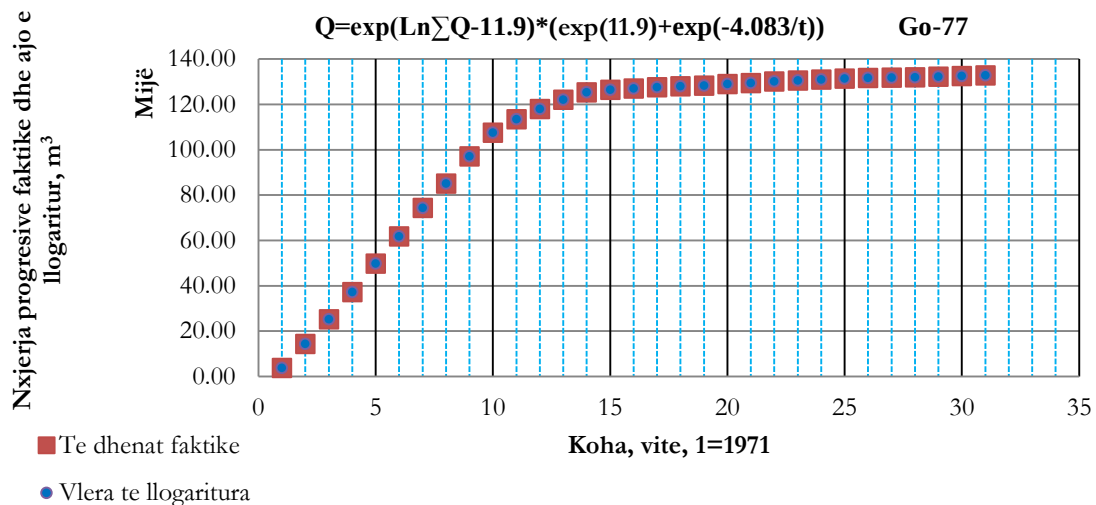
$$Q = \exp(\ln \sum Q - 12.26) * (\exp(12.26) + \exp(-3.766/t))$$

Go-75

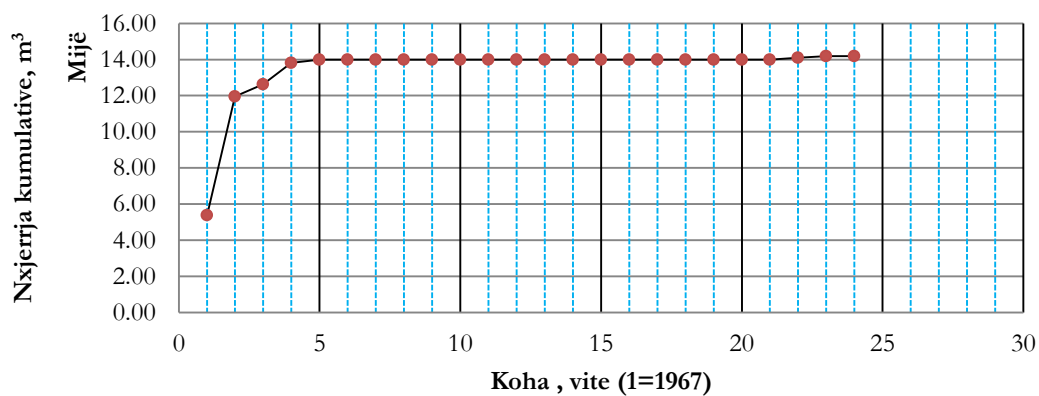


Prodhimi progresiv i pusit Go-77

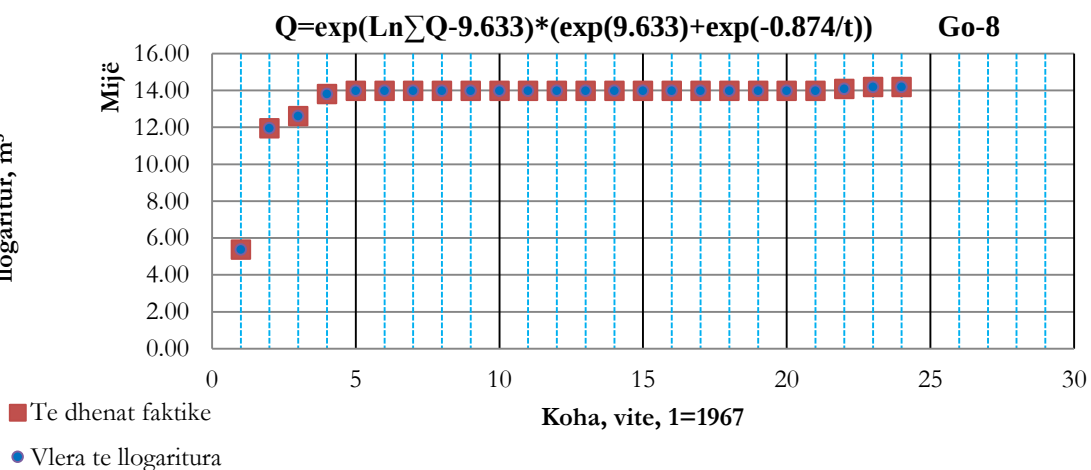




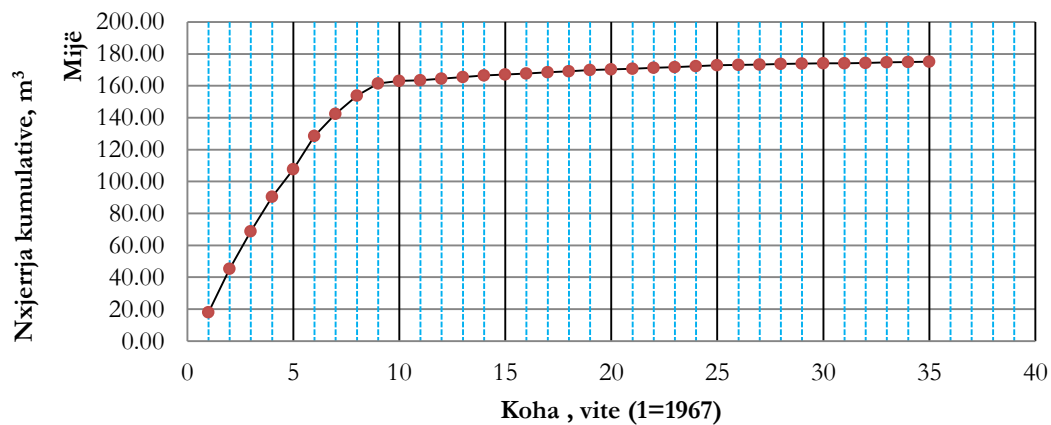
Prodhimi progresiv i pusit Go-8

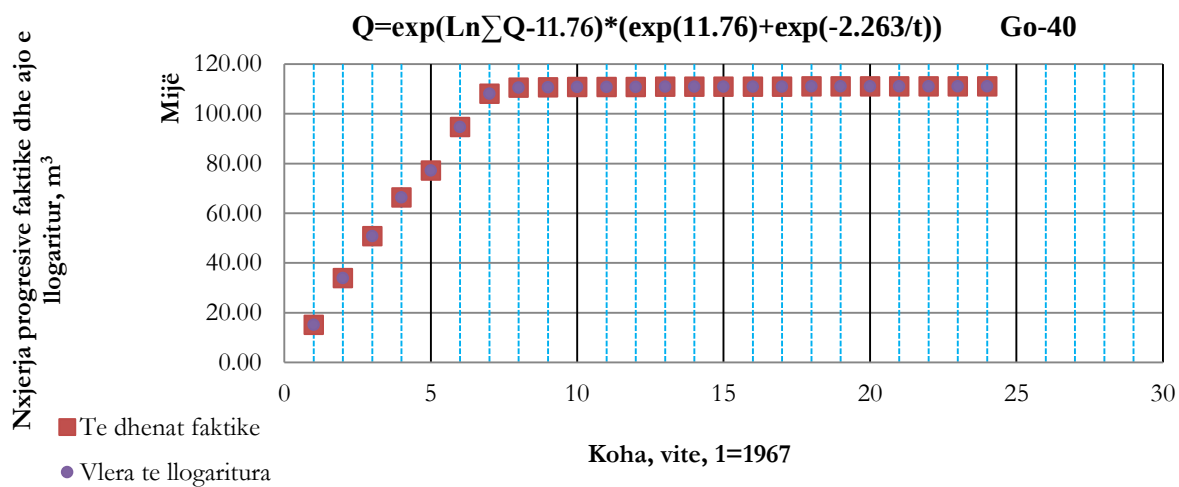
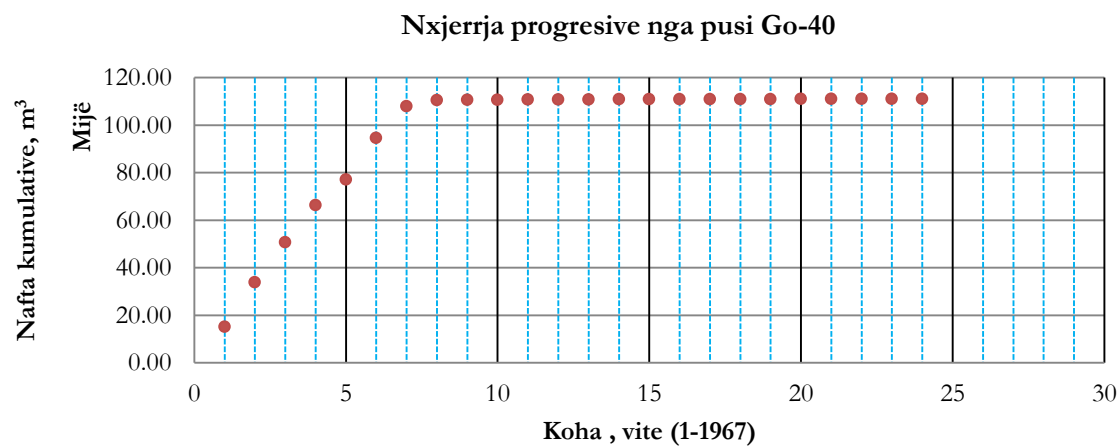
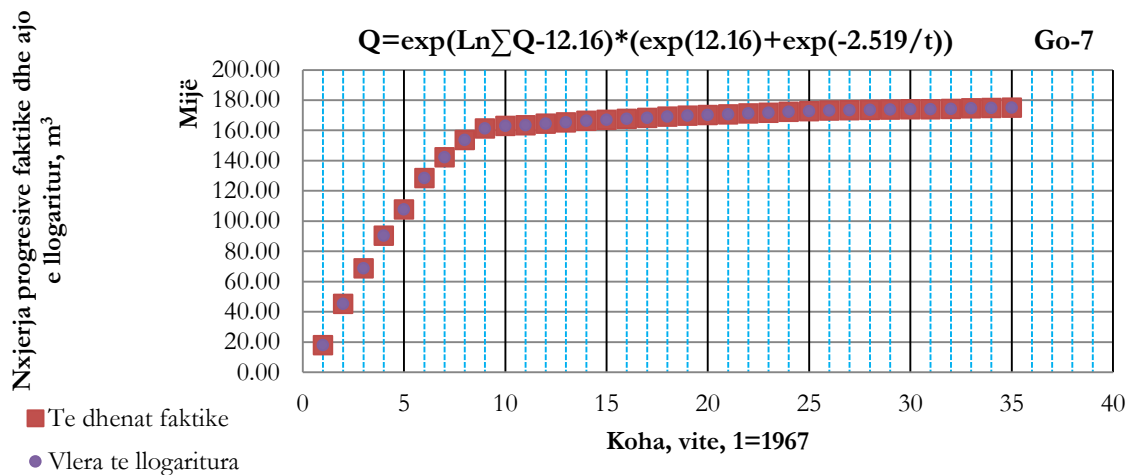


Nxjerrja progresive faktike dhe ajo e llogaritur, m³

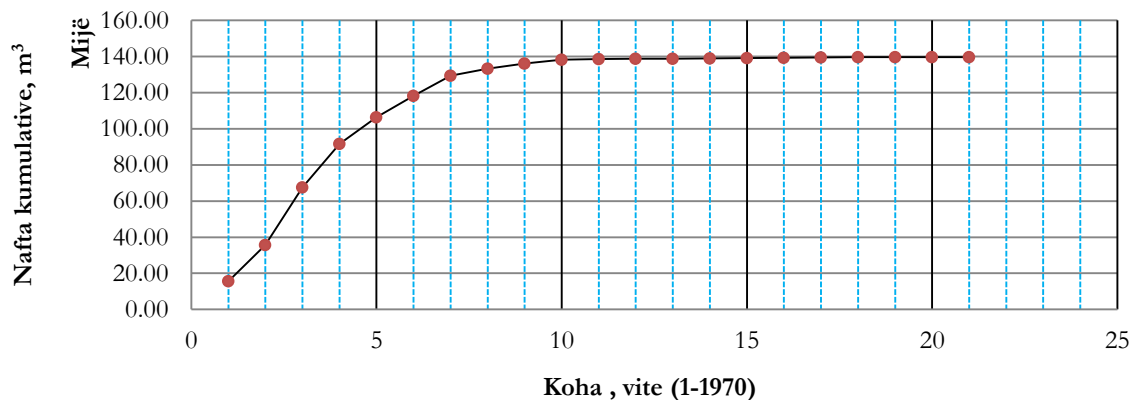


Prodhimi progresiv i pusit Go-7

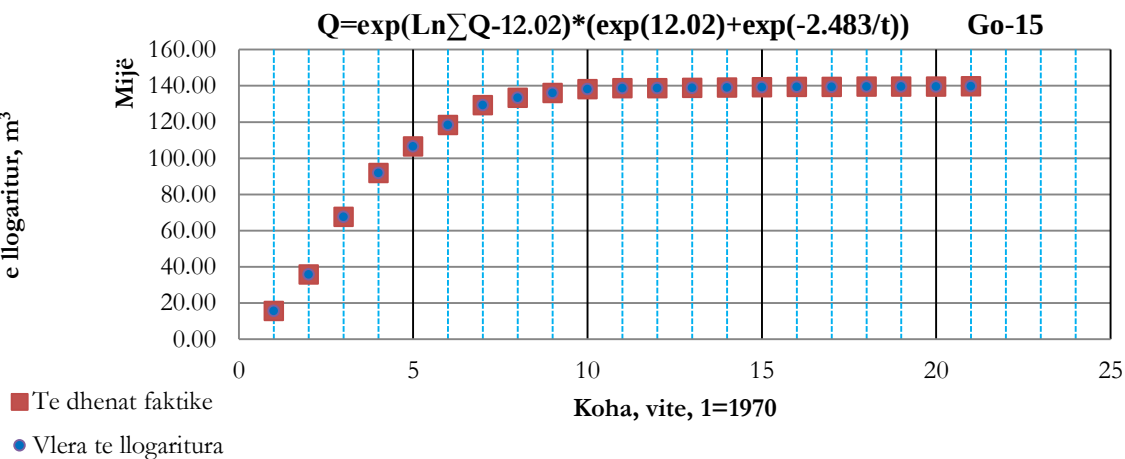




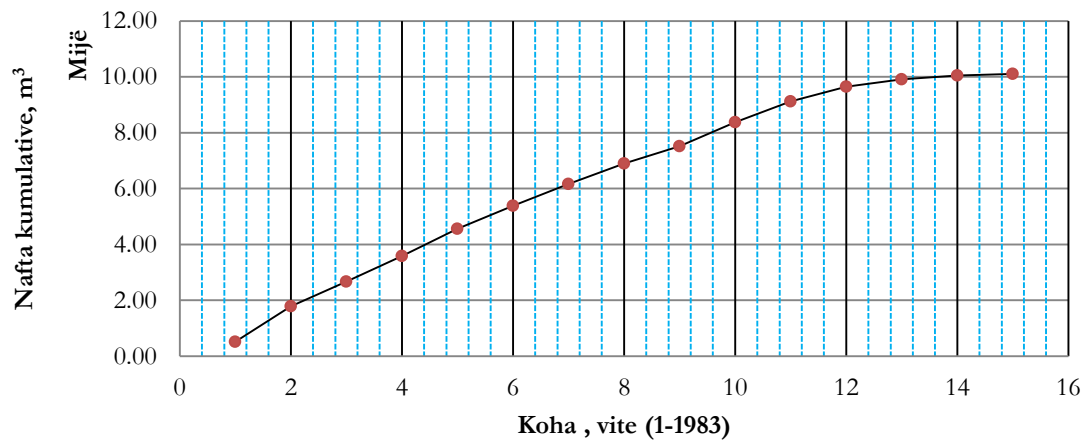
Nxjerrja progresive nga pusi Go-15

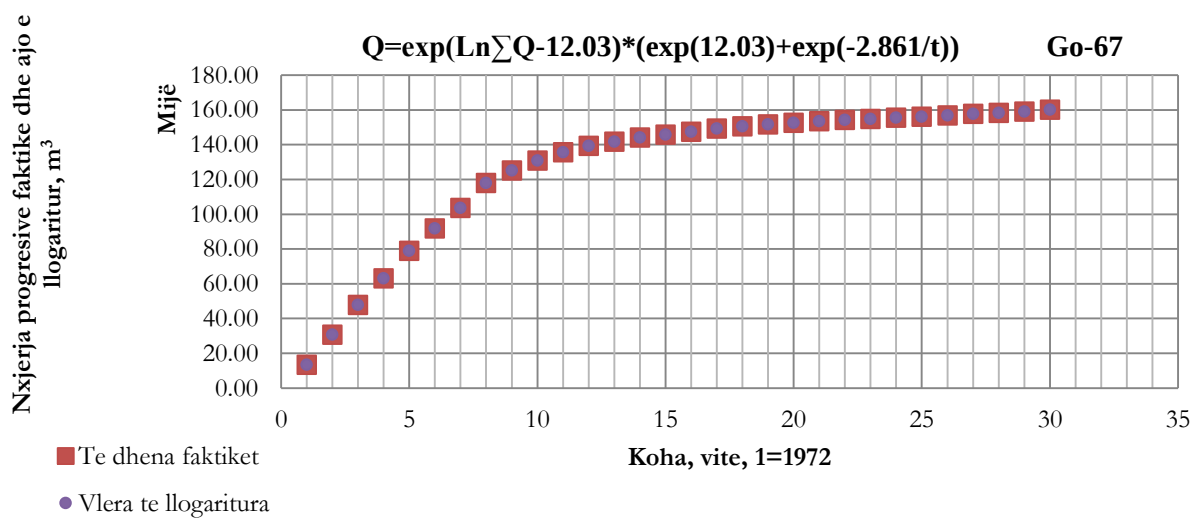
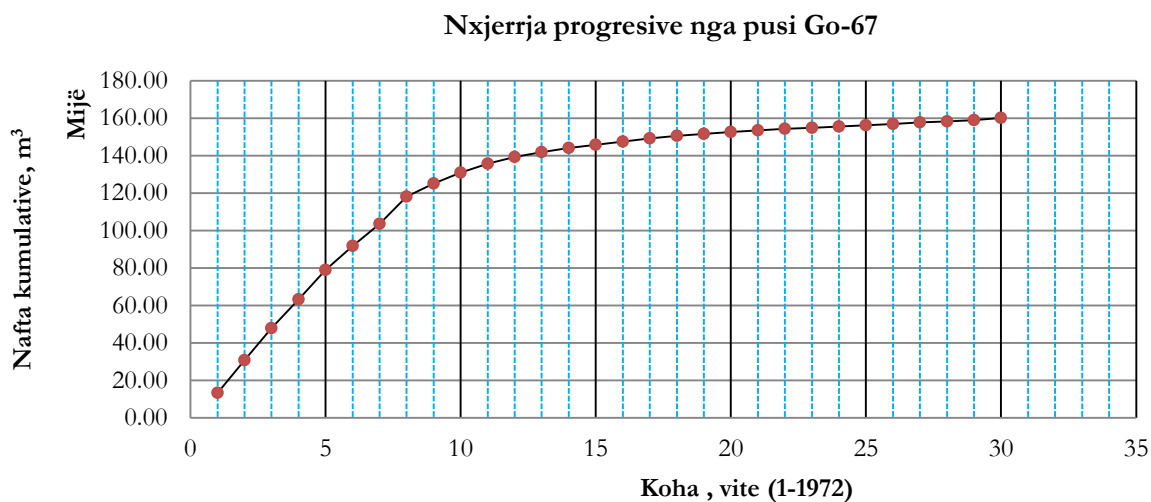
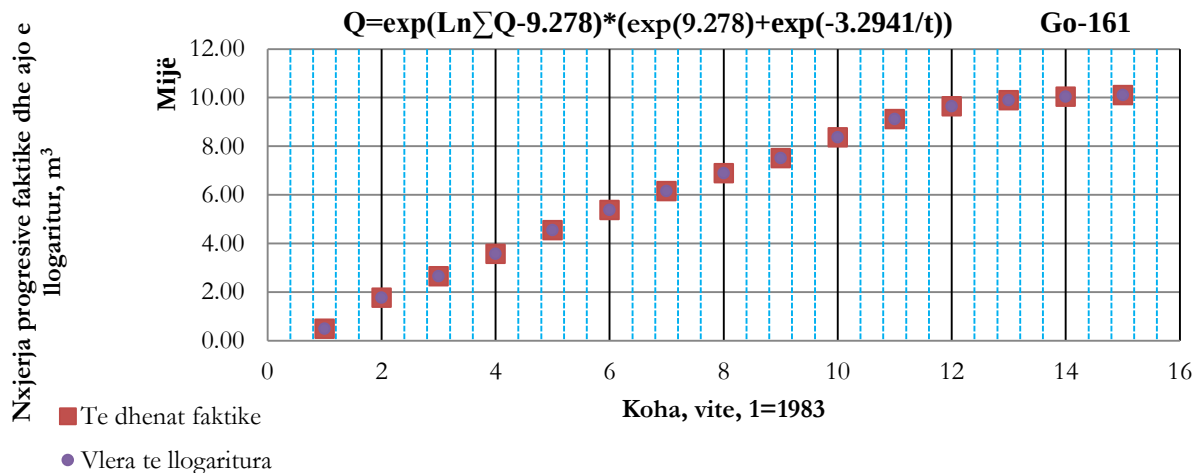


Nxjerrja progresive faktike dhe ajo e llogaritur, m³

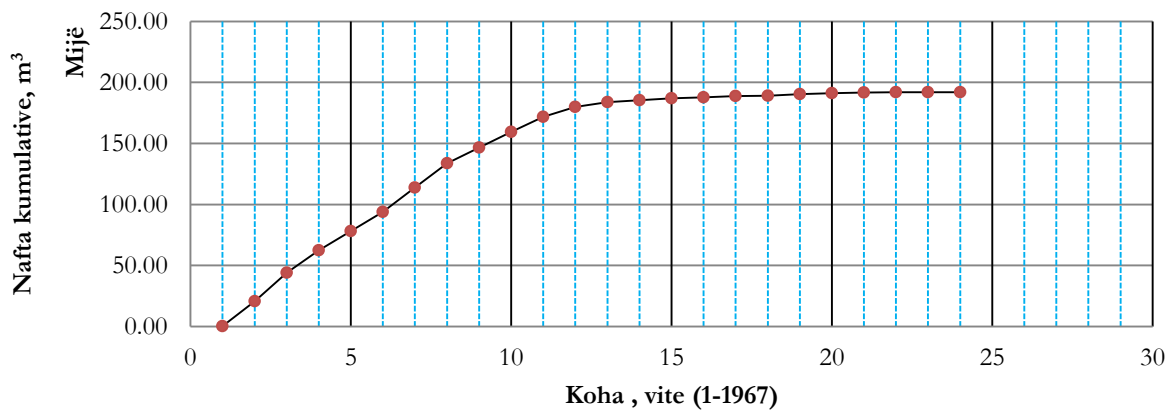


Nxjerrja progresive nga pusi Go-161



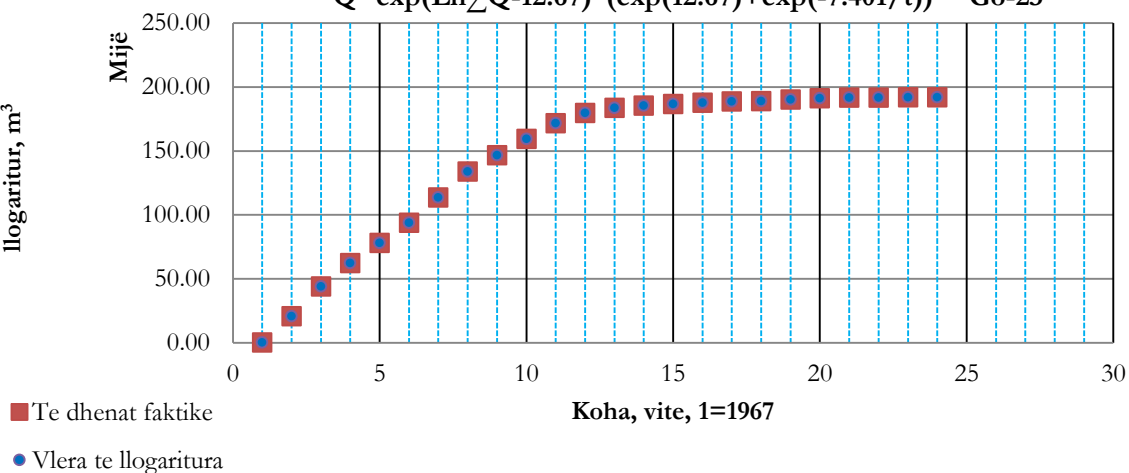


Nxjerrja progresive nga pusi Go-23

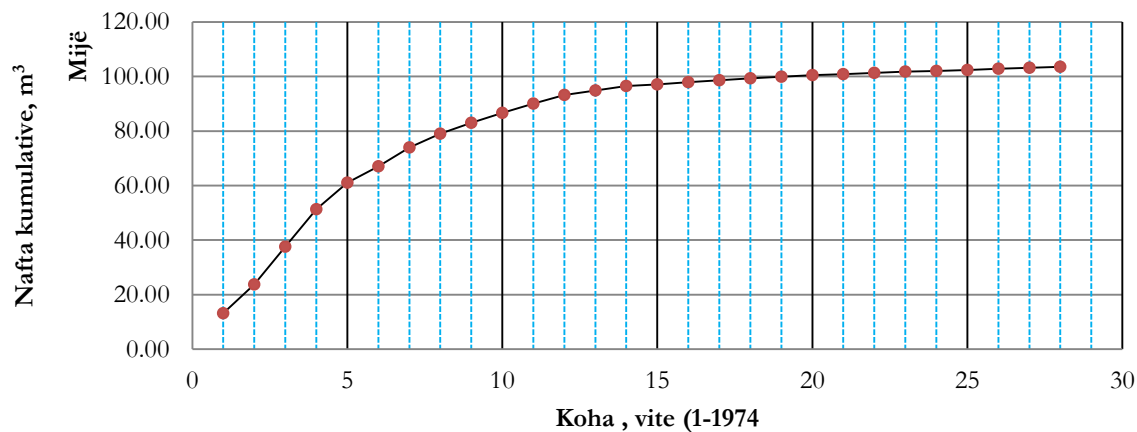


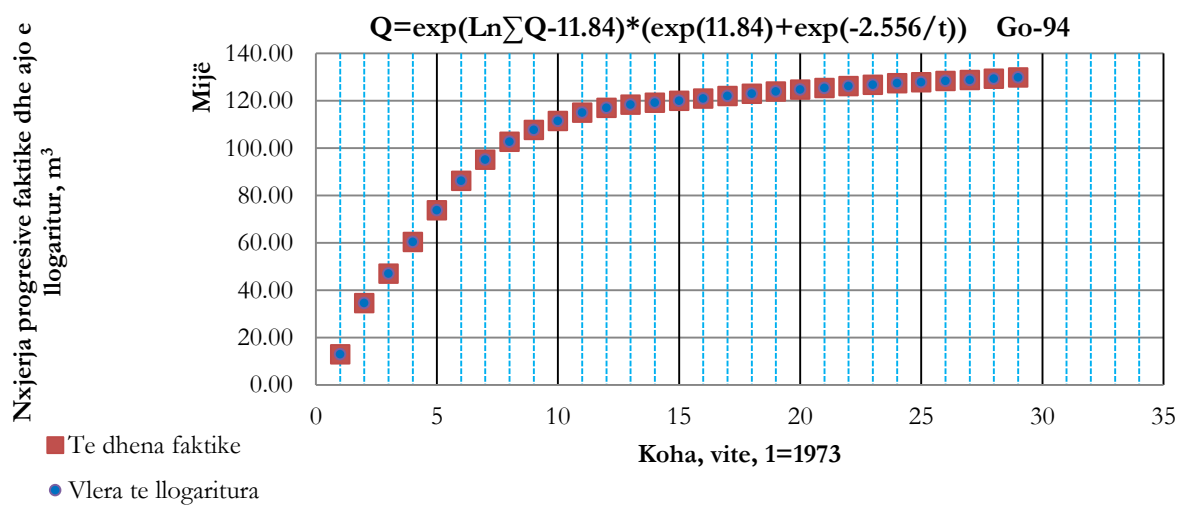
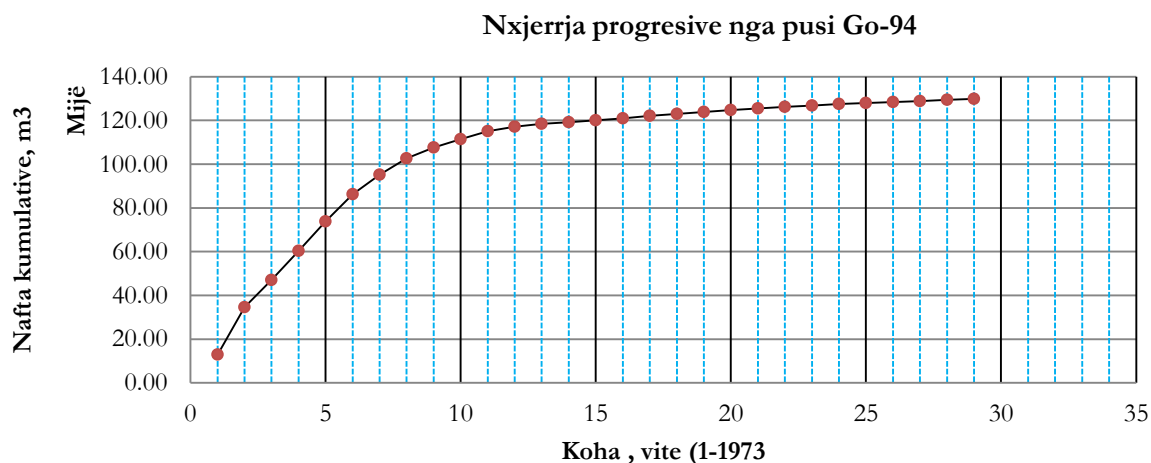
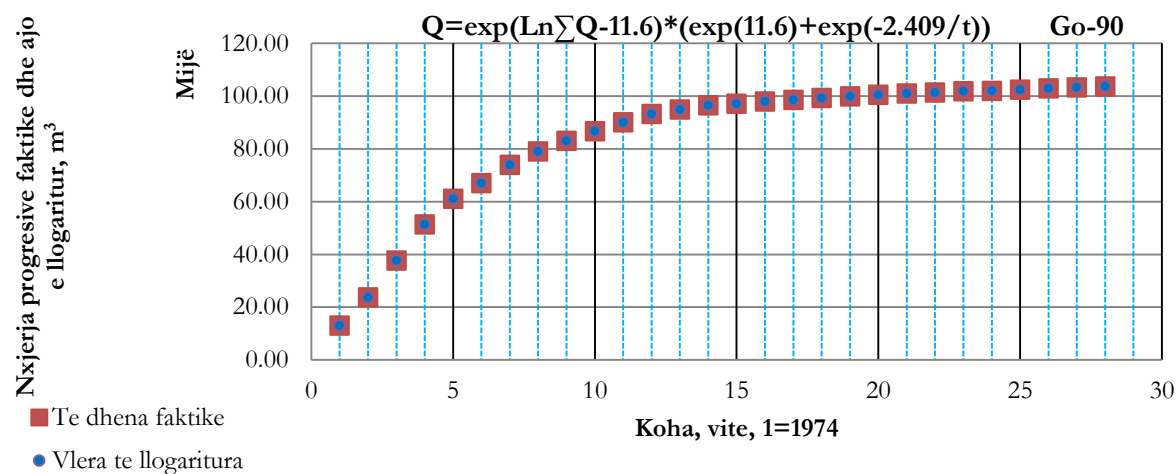
Nxjerrja progresive faktike dhe ajo e llogaritur, m³

$$Q = \exp(\ln \sum Q - 12.67) * (\exp(12.67) + \exp(-7.401/t)) \quad \text{Go-23}$$

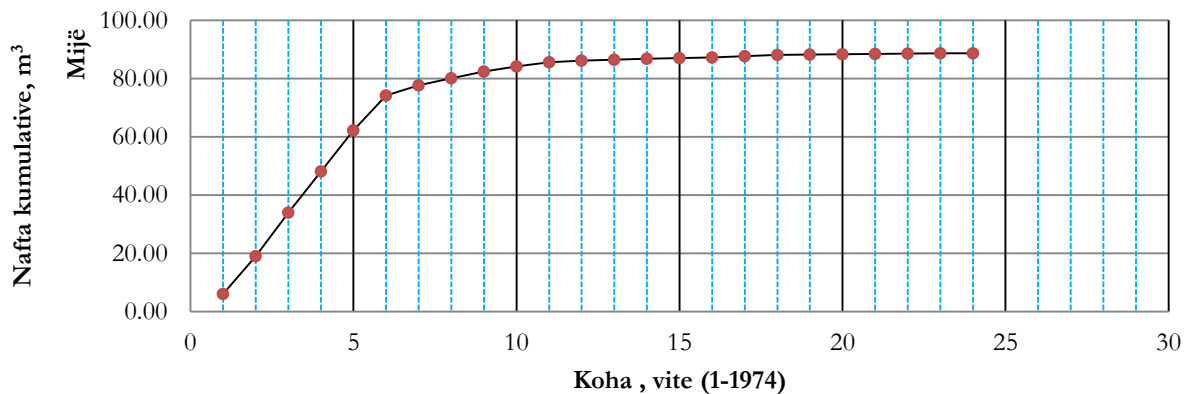


Nxjerrja progresive nga pusi Go-90





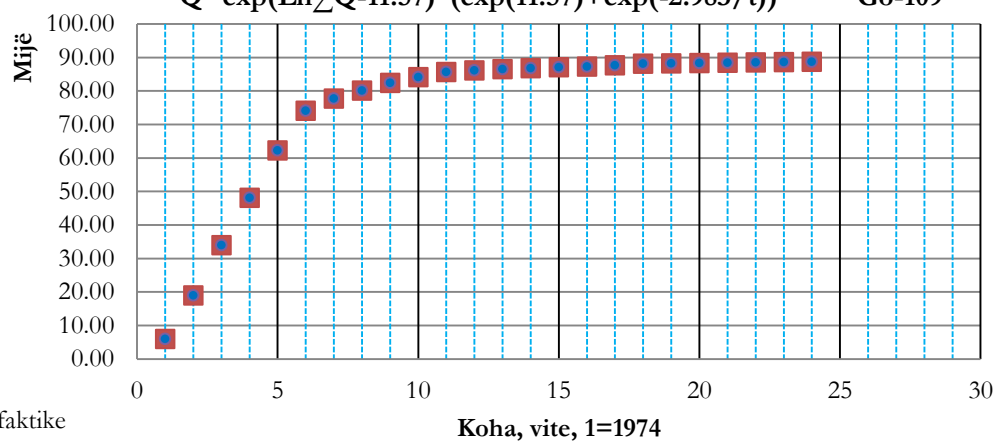
Nxjerrja progresive nga pusi Go-109



Nxjerrja progresive faktike dhe ajo e llogaritur, m³

$$Q = \exp(\ln \sum Q - 11.57) * (\exp(11.57) + \exp(-2.983/t))$$

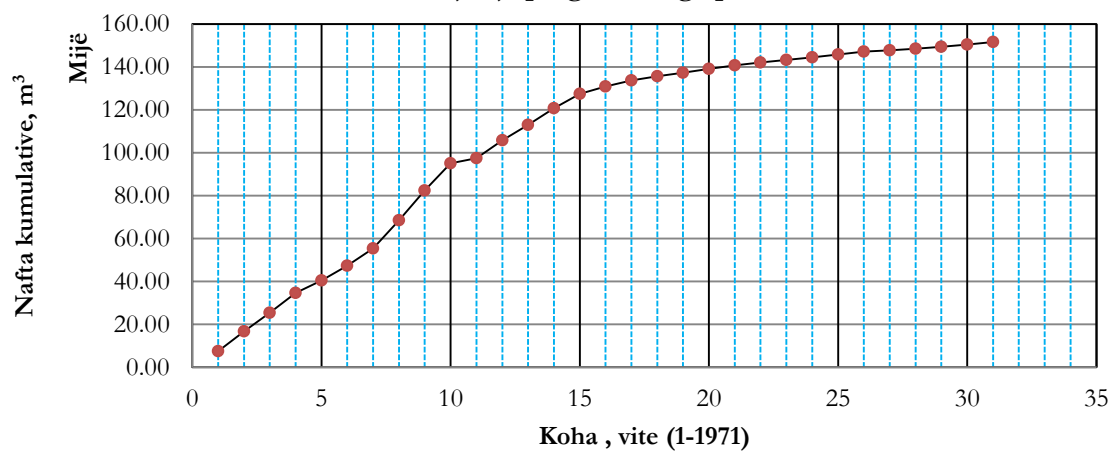
Go-109

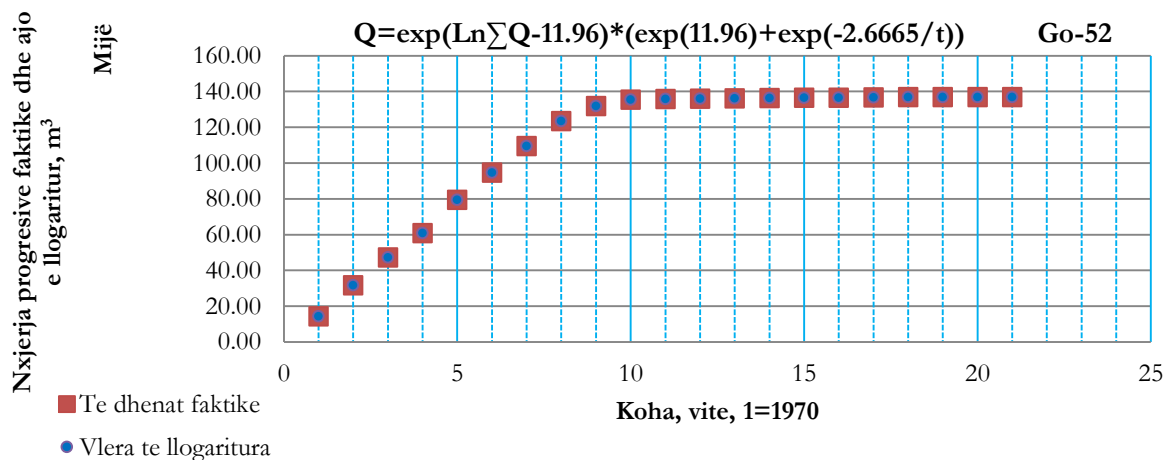
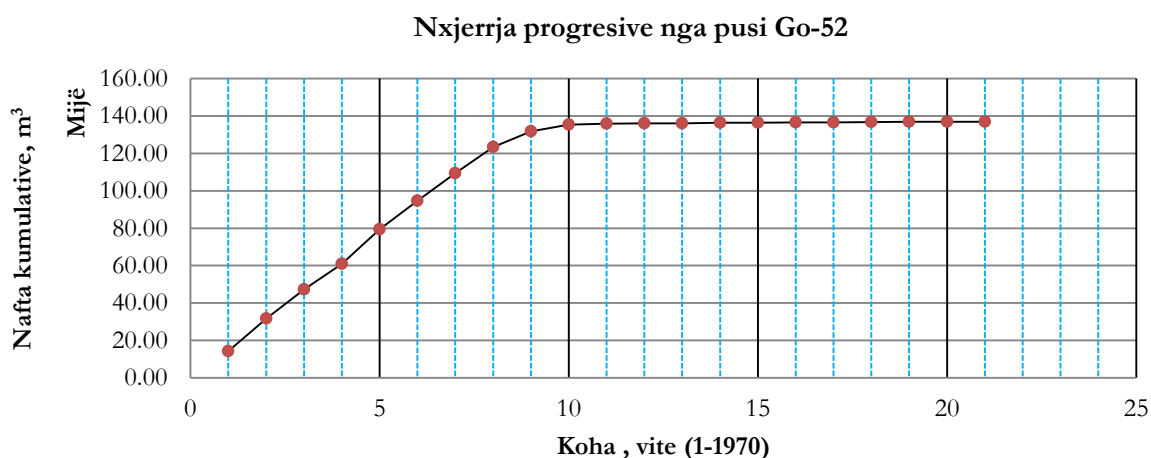
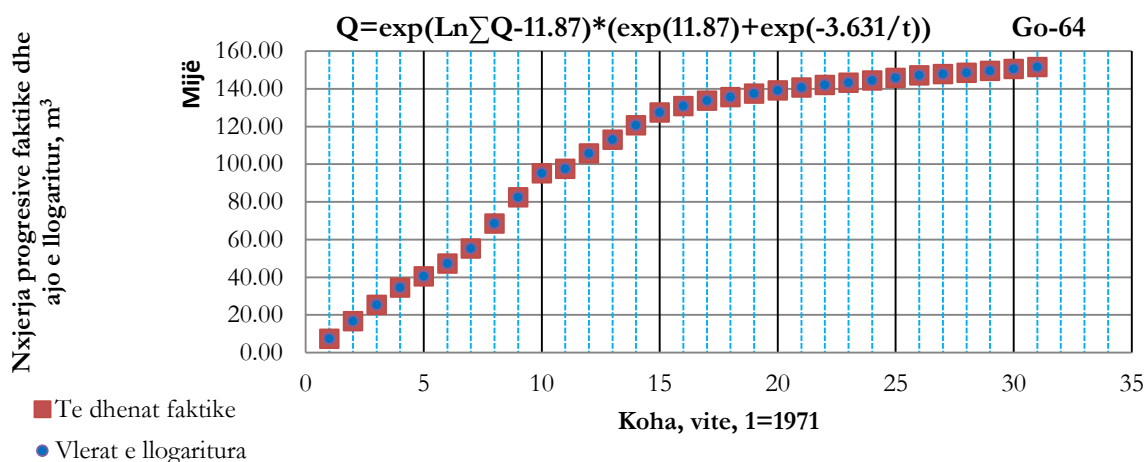


■ Te dhena faktike

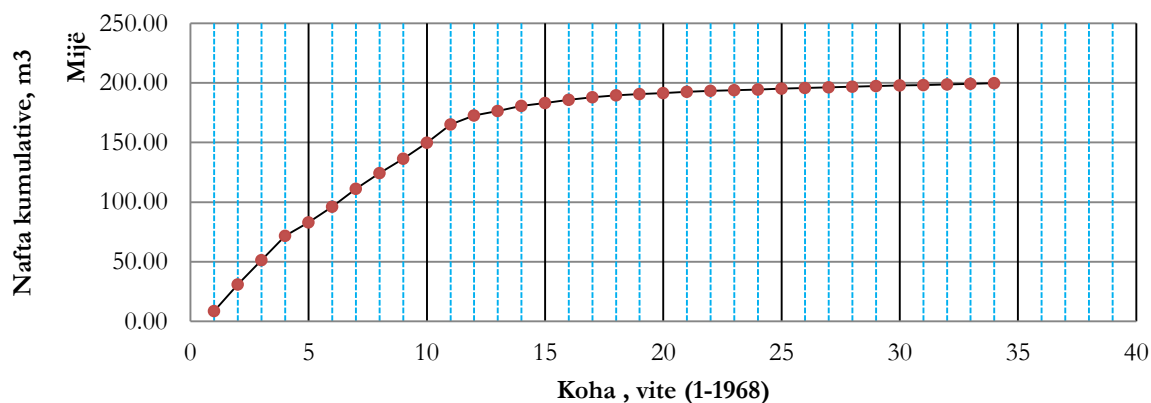
● Vlera te llogaritura

Nxjerrja progresive nga pusi Go-64

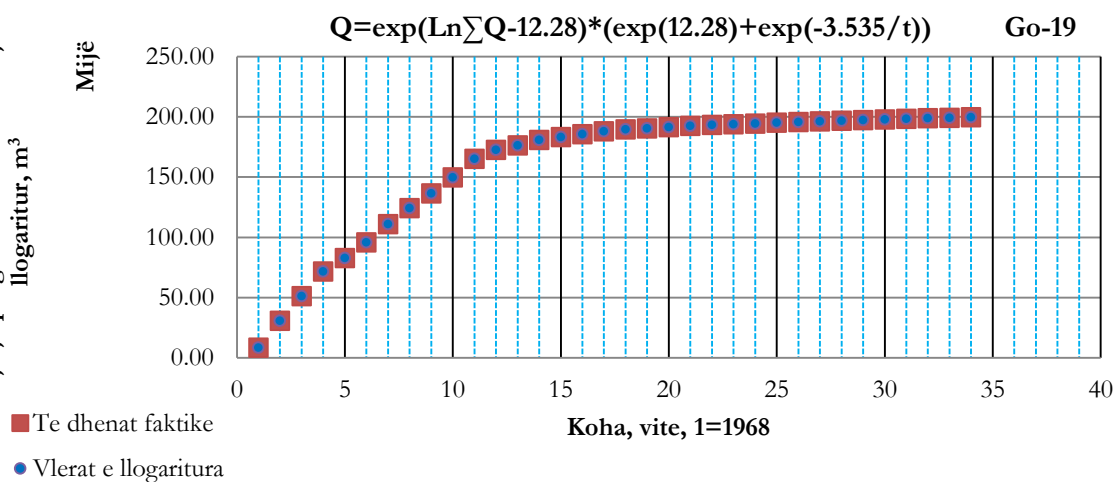




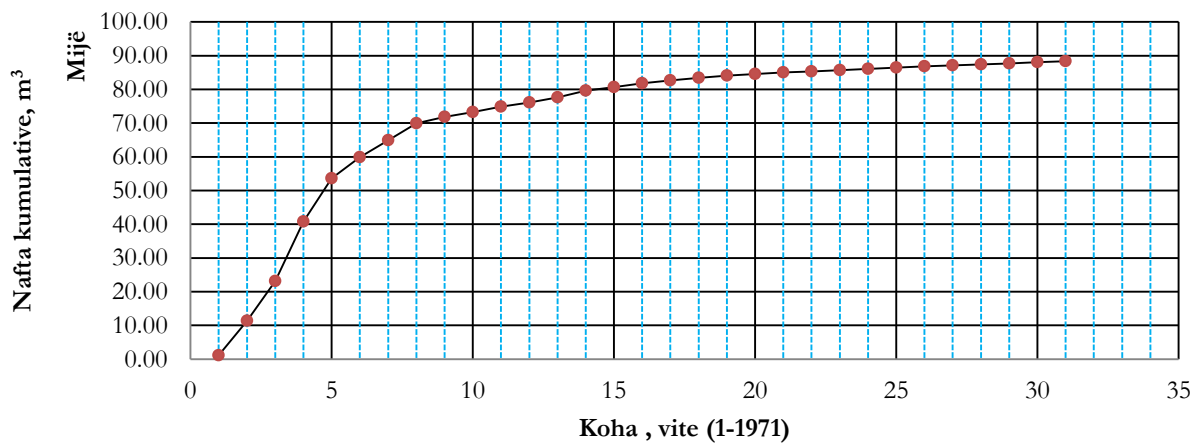
Nxjerrja progresive nga pusi Go-19

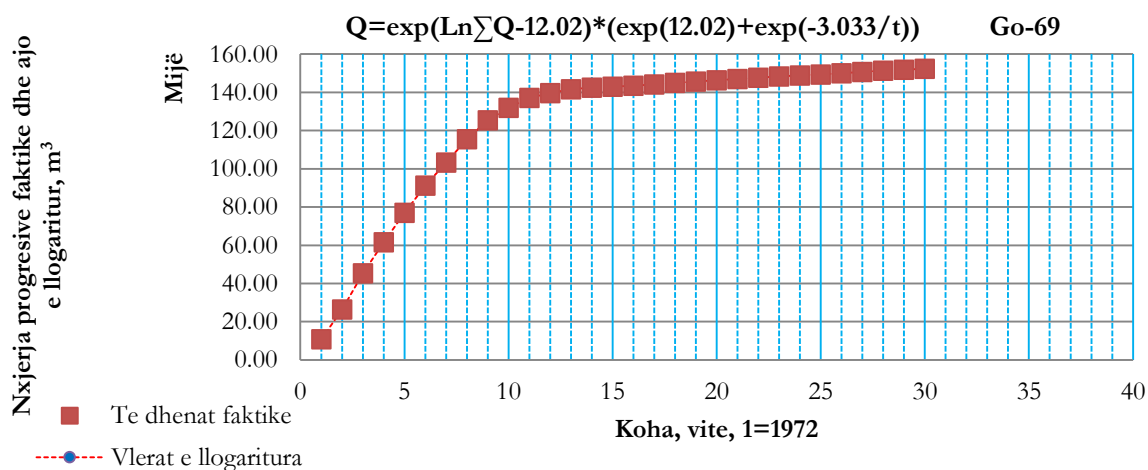
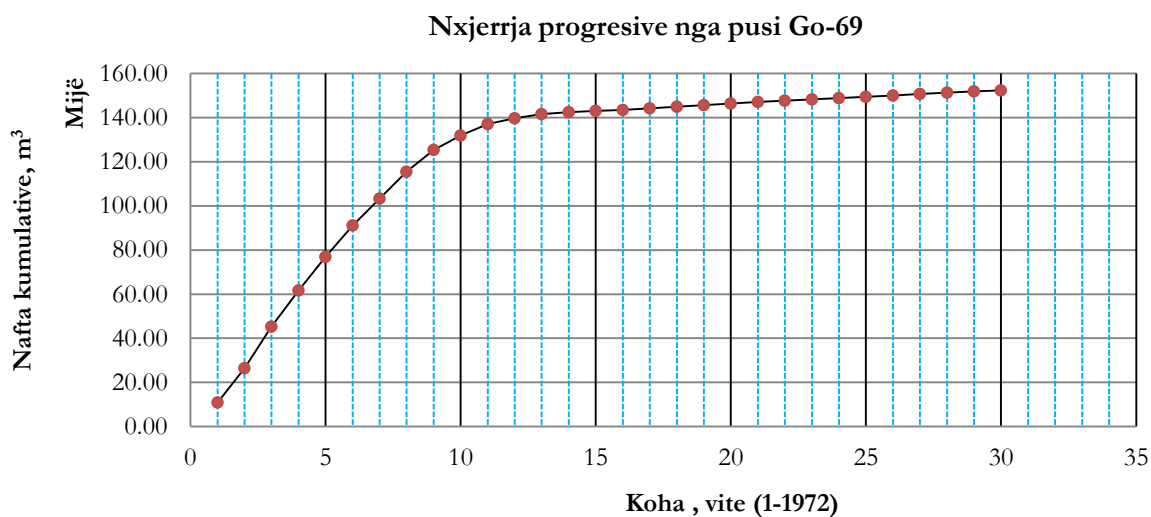
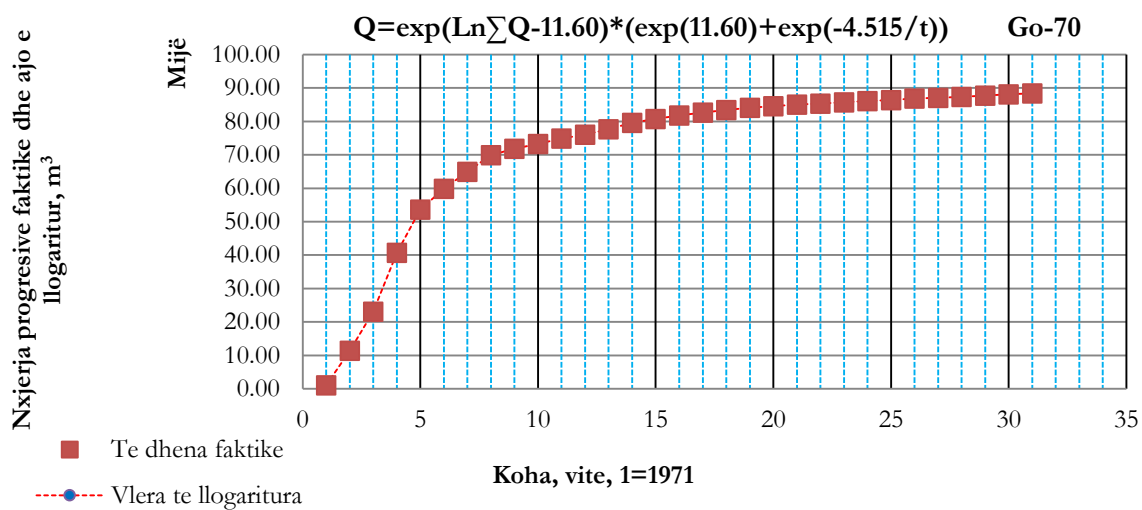


Nxjerrja progresive faktike dhe ajo e llogaritur, m³

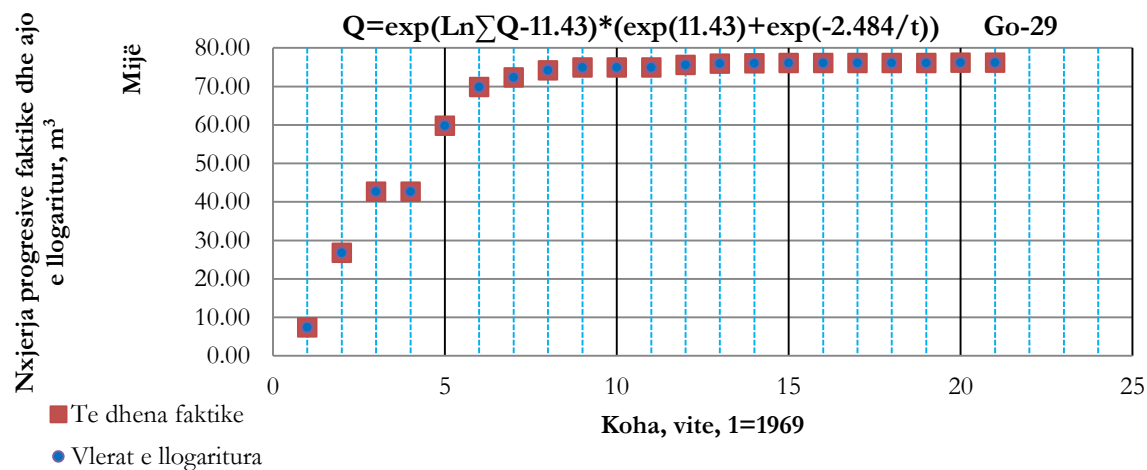
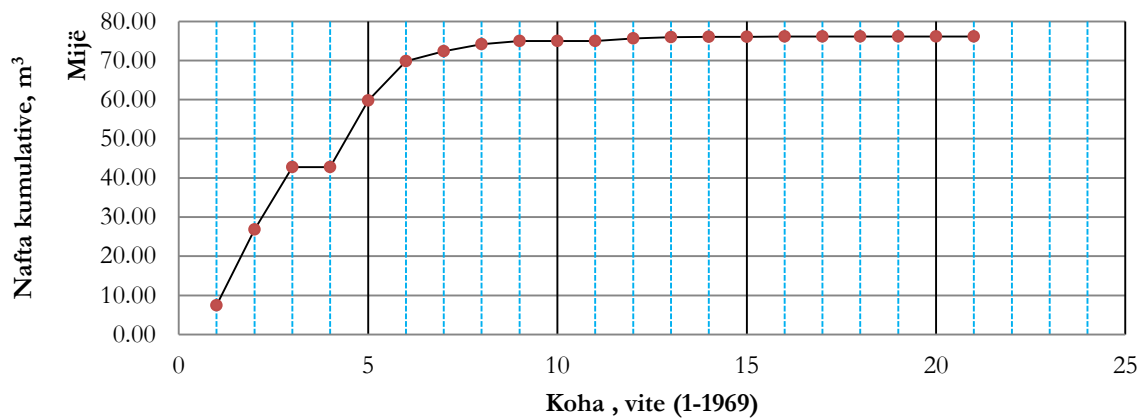


Nxjerrja progresive nga pusi Go-70

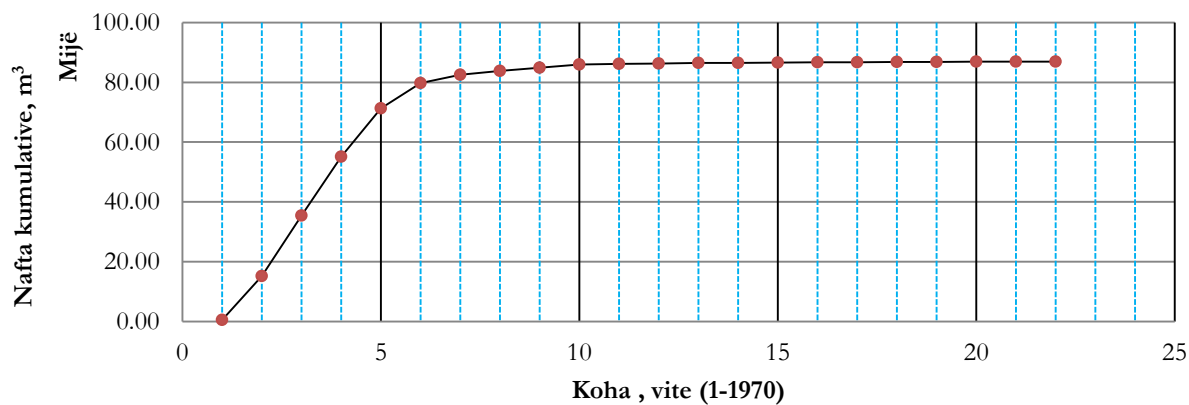


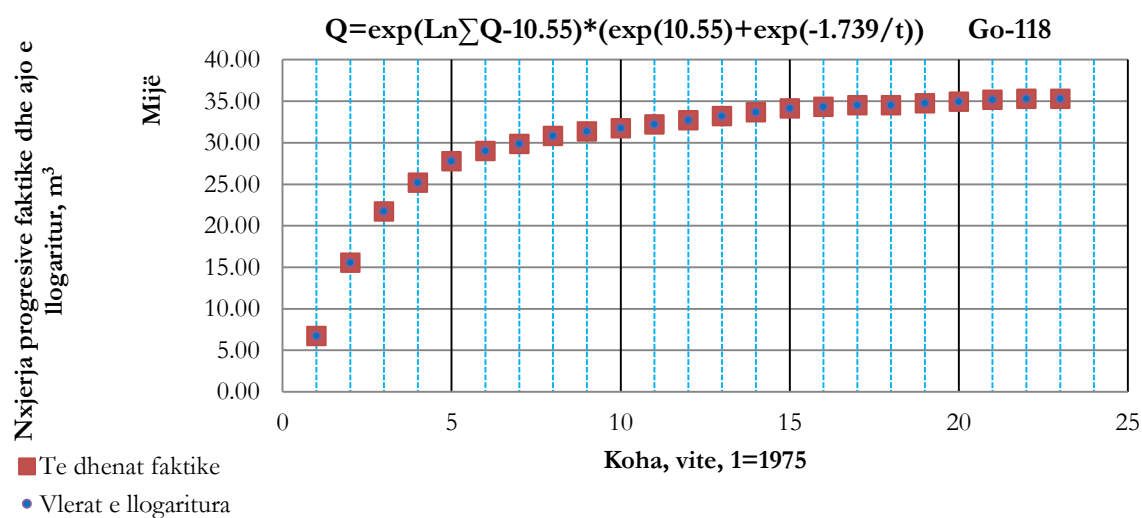
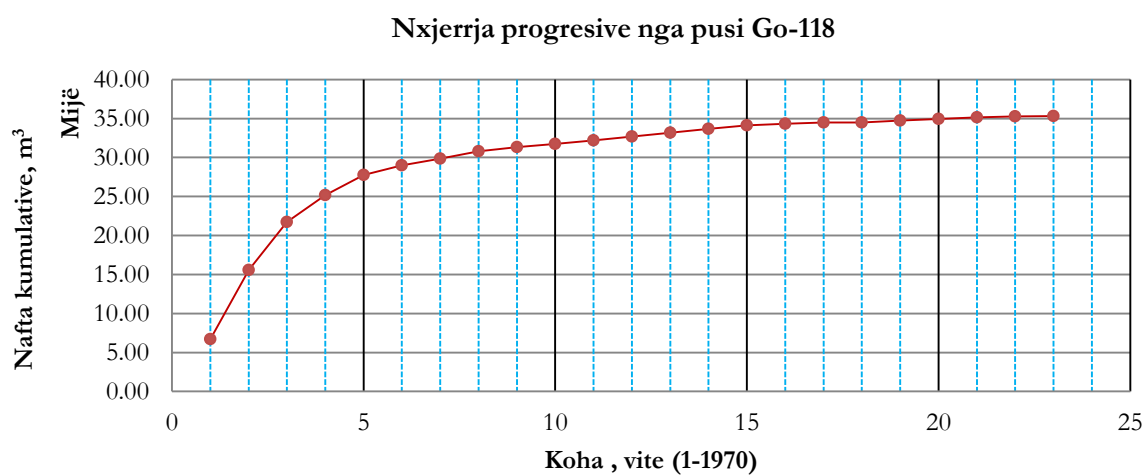
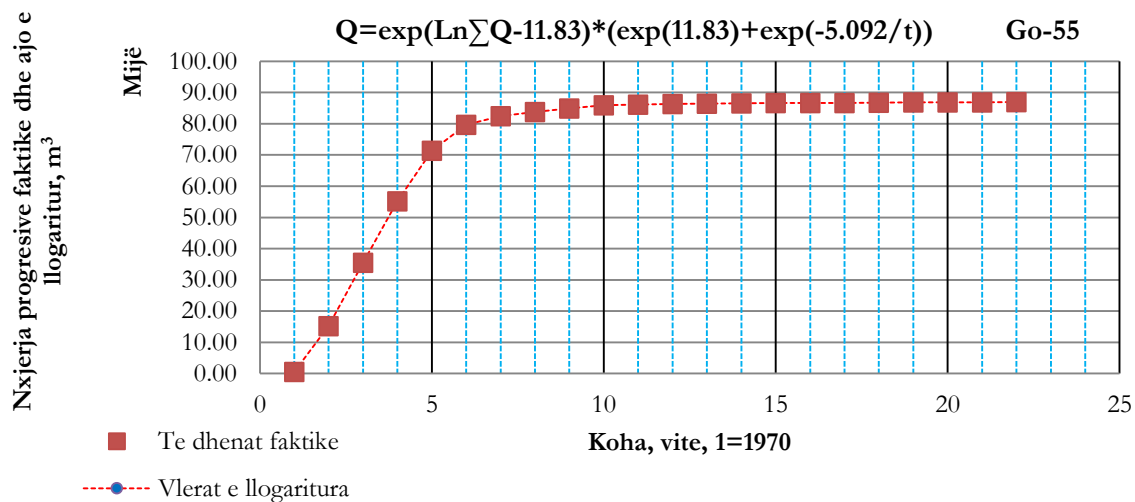


Nxjerrja progresive nga pusi Go-29

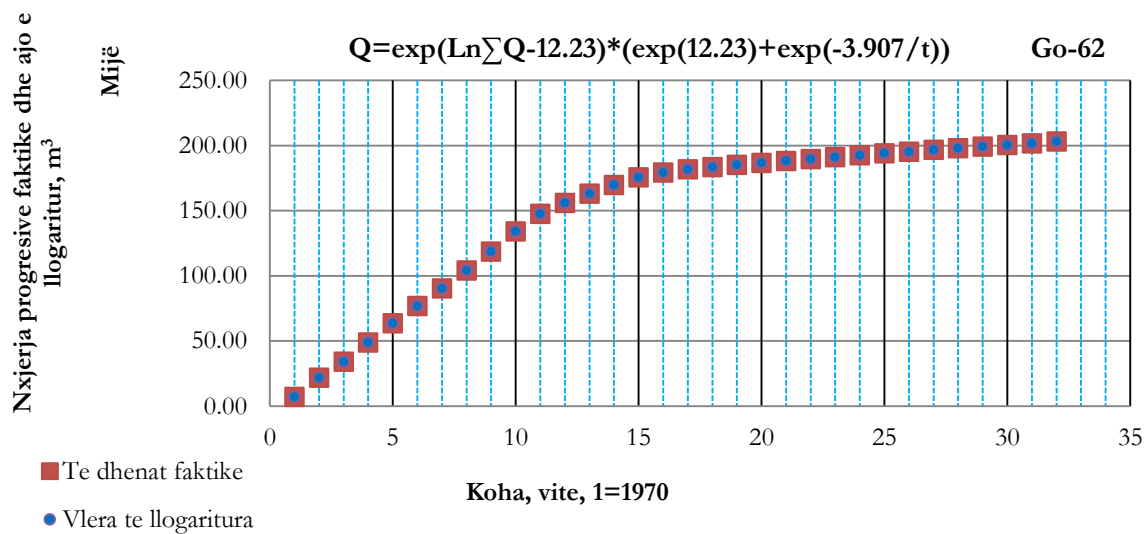
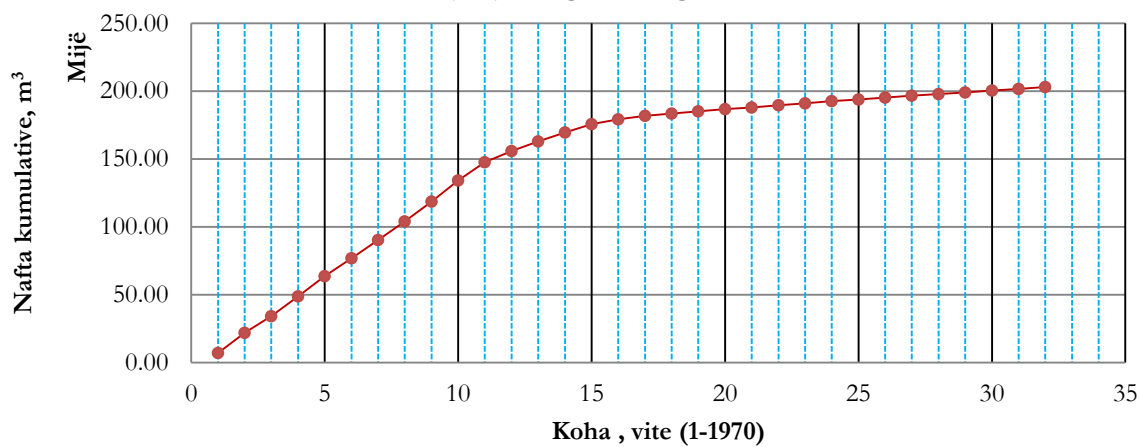


Nxjerrja progresive nga pusi Go-55





Nxjerrja progresive nga pusi Go-62



KAPITULLI I GJASHTË

ANALIZA E DISA TREGUESVE TË SHFRYTËZIMIT TË VENDBURIMIT GORISHT-KOCUL

6.1. Dinamika e presionit të shtresës të vendburimit Gorisht-Kocul

Për vendburimin Gorisht-Kocul referuar periudhës (1966-2004) janë bërë disa studime dhe matje qoftë si të presionit të shtresës, studime termodinamike të fluidit nëpërmjet analizave laboratorike të PVT apo dhe matje të avancimit të kontaktit naftë-ujë. Të gjitha këto janë përmbledhur dhe pasqyruar në materialin [6] (S.Tego, Rezervuarët Karbonatikë, Tiranë: Botimet Barleti, 2021), të cilat po i paraqes më poshtë dhe për çdo fenomen të vërejtur gjatë ndryshimit të tyre në kohë dhe gjatë periudhës së shfrytëzimit, kam dhënë argumentin tim tekniko-shkencor.

Matja e parë e presionit statik shtresor është bërë në pusin Go-3 në dt. 13.04.1966, pikërisht në muajin në të cilin filloi dhe shfrytëzimi i vendburimit, prandaj vlera e matur e presionit prej 100.3 atm e llogaritur për thellësinë e reperit 809 m duhet të përfaqësoj presionin fillestar të shtresës. Në bazë të kësaj vlere u llogarit presioni mesatar fillestar i pjesës së Gorishtit për planin mesatar të katit naftëmbajtës me kuotë 1015 m i cili doli 118.8 atm, ndërsa për pjesën e Koculit presioni shtresor mesatar fillestar i llogaritur për planin mesatar në kuotë 1132 m doli 129.4 atm. Për pjesën e Koculit u llogarit presioni shtresor mesatar fillestar në të njëjtin plan duke u nisur nga matja e bërë edhe në pusin Ko-7 në dt. 6.01.1972. Sapo kishte filluar shfrytëzimi i kësaj pjese i cili rezultoj 121.6 atm.

Për përcaktimin e presionit mesatar shtresor korent në data të ndryshme gjatë periudhës së shfrytëzimit të vendburimit u ndërtuan hartat e presioneve shtresore (të izobareve të vërteta). Për shkak të sasisë së pakët të matjeve u arrit të ndërtohen hartat e presionit vetëm për datat 31.12.1970; 31.12.1971 dhe 31.12. 1972. Presioni mesatar shtresor gjithmonë duhet të llogaritet në mesin e katit naftëmbajtës. Pra, rrjedhimisht krahas ngritjes së kontaktit naftë – ujë, ngrihet dhe mesi i katit naftëmbajtës dhe rrjedhimisht vlerat e llogaritura të presionit zvogëlohen gjithmonë e më tepër. Ky zvogëlim i presionit mesatar shtresor ka peshë të madhe në madhësinë e rënies së presionit të shtresës. Kështu, po të supozojmë që kontakti naftë – ujë gjatë periudhës së shfrytëzimit është ngritur 200 m, presioni mesatar shtresor do të zvogëlohet për vlerën $(200 \times 0.91) / 10 = 18.2$ atm. Presioni mesatar në një pikë çfarëdo të shfrytëzimit gjatë shfrytëzimit të vendburimit, krahas me ngritjen e kontaktit naftë-ujë, do të zvogëlohet dhe për shkak të zëvendësimit të pjesës së mbushur me naftë, nga uji i mineralizuar me peshë specifike më të madhe. Për të njëjtin ngritje të kontaktit naftë – ujë

prej 200 m për peshë specifike të naftës në shtresë 0.91 dhe peshë specifike të ujit të mineralizuar prej 1.054, zvogëlimi i presionit do të jetë $200 \times (1.054 - 0.91) / 10 = 2.88$ atm. Të dhënat e presionit të shtresës jepen në Tabelën 6-1, ndërsa ecuria jepet sipas Figurës 6-1.

Nr.	Viti	P ^{Sh} (atm)	Nr.	Viti	P ^{Sh} (atm)	Nr.	Viti	P ^{Sh} (atm)
1	1966	99.0	14	1979	85.5	27	1992	72.4
2	1967	97.7	15	1980	84.7	28	1993	71.5
3	1968	94.2	16	1981	83.6	29	1994	70.5
4	1969	91.7	17	1982	82.6	30	1995	69.6
5	1970	89.3	18	1983	81.6	31	1996	68.6
6	1971	87.2	19	1984	80.4	32	1997	67.7
7	1972	85.0	20	1985	79.3	33	1998	66.8
8	1973	82.8	21	1986	78.5	34	1999	65.9
9	1974	80.8	22	1987	77.3	35	2000	65.1
10	1975	91.4	23	1988	76.4	36	2001	
11	1976	88.7	24	1989	75.3	37	2002	
12	1977	87.7	25	1990	74.5	38	2003	72.6
13	1978	86.7	26	1991	73.4	39	2004	72.7

Tabela 6-1. Ecuria e Presionit të shtresës në vendburimin Gorisht-Kocul (Albpetrol Sh.A).

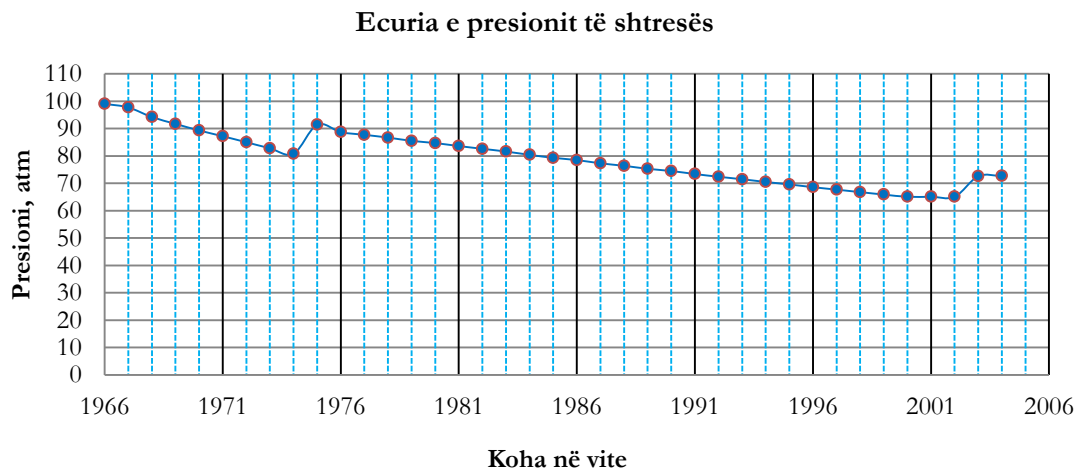


Figura 6-1. Ecuria e presionit të shtresës për vendburimin Gorisht-Kocul

Ecuria e presionit të shtresës sipas viteve na jep informacion për dy veti karakteristike që konstatohen në historikun e shfrytëzimit dhe përpunimit të vendburimit Gorisht-Kocul.

1. *Vendburimi ka punuar me regjim të kombinuar, atë të gazit të tretur, energjisë elastike të fluideve dhe shkëmbit dhe energjisë së ujërave fundor pjesërisht aktiv. Kjo ka qenë e kushtëzuar nga nxjerrja e fluidit nga rezervuari në kushtet e shtresës më e madhe se aftësia kompensuese e basenit ujqor. Kjo vërtetohet më së miri në dy periudha ajo 1974 dhe ajo e vitit*

2002, ku në periudhën e parë kemi një reduktim të dukshëm të nxjerrjes së fluidit për arsyen e shfaqjes së ujit të dyshemesë në shumicën dërmuese të puseve të shfrytëzimit, shfrytëzimi i të cilëve bëhej me një depresion shumë më të lartë se ai i lejuari, ndërsa ajo e periudhës së dytë i përket momentit të një shfrytëzimi natyral, pa patur asnjë llojë ndërhyrje si në aspektin teknologjik ashtu edhe në aspektin e ndërhyrjes në zonën e drenimit të puseve.

2. Konstatohet një ecuri e presionit të shtresës në etapat përkatëse pothuajse lineare që do të lehtësoj zbatimin e ekuacionit të bilancit material për vendburimet e naftës të pangopur me gaz.

6.2. Treguesit e shfrytëzimit të vendburimit Gorisht-Kocul

Vëndburimi i Gorishtit u zbulua në vitin 1965 me shpimin e pusit Go-2 dhe është vënë në shfrytëzim një vit më vonë, me shpimin dhe vënien në punë të puseve ; Go-2/b; 3, 5.

Përpunimi i vendburimit ka kaluar disa etapa duke filluar nga kërkim-zbulimi, konturimi e deri në plotësimin e rrjetit të puseve e vënien e tij në kapacitet maksimal të shfrytëzimit në vitin 1975. Si në vendburimet e tjera dhe në vendburimin Gorisht-Kocul periudha e përpunimit me rrjetin e plotë të puseve të shfrytëzimit ka qenë e gjatë, mbi 9 vjet. Fillimisht u vu në shfrytëzim pjesa lindore e ngritjes së Gorishtit dhe më vonë me zgjerimin e kontureve u vu në shfrytëzim pjesa perëndimore, ajo e ngritjes së Koculit (mbas vitit 1972). Siç do të shohim më poshtë edhe gjatë shfrytëzimit, treguesit e shfrytëzimit të vendburimit, kanë pasur mospërputhje kohore në vënien në shfrytëzim prandaj ka sjellë disproporcion në marrjen e naftës, rrjedhimisht edhe të treguesve të tjerë. Kati fillestar në ngritjen e Gorishtit ka qenë 850 m dhe në ngritjen e Koculit 450 m. Studimet e kryera për këtë vendburim kanë bërë vlerësimin e kolektorit të ndarë në 5 pako naftëmbajtëse me veti të ndryshme, ndryshe nga ai klasifikim në aspektin gjeologjik të trajtuar në fillim që pasqyron ndërtimin gjeologjik të shtratimit. Vëndburimi është shfrytëzuar me energjinë e ujërave aktiv të dyshemesë si një sistem i vetëm hidrodinamik dhe vlera e presionit fillestar të shtresës referuar nivelit absolut 800 m është pranuar 92.35 atm. Duke ndjekur ecurinë e treguesve të shfrytëzimit në kohë, mund të veçojmë disa periudha të jetës së vendburimit. Kështu që nga zbulim, konturimi në sipërfaqe e thellësi dhe me plotësimin me rrjetin e puseve të projektuar (vitet 1966-1975), në vendburim vërejmë rritje të treguesve, si nxjerrja vjetore e fluidit dhe e naftës, gazit dhe faktorit gaz-naftë si rezultat i rritjes së numrit të puseve në shfrytëzim. Ndërsa treguesit e tjerë, debiti mesatar për pus dhe presioni i shtresës shkojnë në rënie nga viti në vit. Kjo është periudha deri në futje të plotë në përpunim të vendburimit me rrjet shfrytëzimi të përfunduar dhe me kapacitet maksimal të naftënxjerrjes. Në fund të kësaj periudhe numri i puseve në

shfrytëzim arrin në 149 dhe nxjerrja vjetore e naftës në 1.243.122 ton (realizuar në vitin 1974), që përbën vlerën maksimale të nxjerrjes për gjithë kohën e shfrytëzimit të vendburimit. Gjithashtu kjo periudhë karakterizohet nga debite të larta të shfrytëzimit të puseve që kanë arritur deri në 100 ton/ditë.pus në vitin 1966-1967 me një vlerë mesatare 56,7 ton/ditë.pus. Më tej ky tregues vjen në rënie si rezultat i shtimit të numrit të puseve.

Kështu nga viti 1968-1975 debiti mesatar pëson një rënie rreth 50% (nga 43.5-22.1 ton/ditë.pus.), ndërsa prodhimi shkon në rritje të vazhdueshme deri sa arrin maksimumin në vitin 1974. Vitet (1972-1975) karakterizohen nga tempe të larta marrje, të cilat kanë shkaktuar shfaqjen e dukurisë negative në shfrytëzimin e puseve në veçanti dhe si vendburim në tërësi. Në këtë periudhë shfaqet ardhja e ujit në puse, ndërprerja e vetëardhjes në disa prej tyre, rritje e depresioneve të shfrytëzimit, rënie intensive e presionit të shtresës dhe avancime të larta të kontaktit ujë-naftë..

Shfaqja intensive e ujit në puse shkaktoi rënie të debitit të naftës që në disa raste arriti në mbi 35 %. Nga 37 puse me vetëardhje që kanë qenë në vitin 1971 në fund të vitit 1975 numri ra në 17. Në një pjesë të tyre u reflektua rritje e depresioneve të shfrytëzimit. Në përgjithësi në puse kemi rritje të faktorit gaz naftë nga 44.4 m³/ton që ishte në vitin 1969, në vitin 1974-1975 arrin në 56 m³/ton. Kontrollat e kryera në pusët e vrojtimit gjatë viteve 1970-1975 kanë treguar vlera të larta të lëvizjes së KUN, vlera e mesatarizuar e llogaritur në vitin 1974 arrin në 50 m/vit nga 20 m/vit që rezultoi në vitin 1970. Në puse të veçantë lëvizja e kontaktit ujë-naftë ka arritur në 70-80 m/ vit. Kjo periudhë vlerësohet si më e ngarkuara në shfrytëzimin e vendburimit Gorisht-Kocul. Tempet e marrjes janë konsideruar të larta dhe mbi ato të përcaktuara nga projektet e përpunimit të vendburimit. Veç dukurive që përmendëm më sipër këto tempe të aplikuara në vendburim kanë shkaktuar një keqësim të naftënxjerrjes dhe reduktim të koeficientit specifik të nxjerrjes “ α ”. Kjo gjë ka shkaktuar lënien në shtresë të një sasive naftë të kurthëzuar nga uji. Shifrat e dhëna na japin një vlerësim më shumë cilësor se sasior të naftës që ngelet në shtresë, mbasi në kushtet e tempeve të larta në një kolektor anizotrop heterogjen me ndryshime të mëdha të viskozitetit të naftës e ujit është vështirë të saktësohet. Gjithashtu në këtë periudhë shohim të kemi rënie të presionit të shtresës (vitet 1970-1975) me intensitet të lartë. Rënia mesatare vjetore është 0.8 atm dhe për gjithë periudhën 7.3 atm, Tabela 6-1. Këto dukuri kanë qenë pasojat e tempeve të marrjes, të cilat për vitet më të ngarkuara të shfrytëzimit të vendburimit 1973, 1974 e 1975 rezultojnë përkatësisht 19, 31 dhe 17 % më të larta se ato optimale.

Në këtë situatë të një ngarkese shumë të lartë të vendburimit, u desh të bëhej ndërhyrje dhe në vitin 1975, në 6 mujorin e II^{te} të tij u bë një ulje e nxjerrjes së naftës në masën 45 % nga ajo e 6 mujorit të I^{re}. Nxjerrja mujore në muajin Dhjetor të këtij viti arriti në 66785 ton nga 104470 ton që ishte në muajin Janar. Këtu fillon edhe **periudha e dytë** e shfrytëzimit (viti 1975-1979) e cila karakterizohet nga përpjekjet që bëhen për qetësimin e gjendjes, duke mbajtur një fluidnxjerrje në masën 30-39% më të ulët se ajo e realizuar në vitin 1974. Kjo ishte një masë e nevojshme por jo e mjaftueshme në përmirësimin e treguesve të shfrytëzimit të vendburimit Gorisht dhe për evitimin e përmytjes së puseve nga uji.

Në vitet 1978-1979 u vunë në punë 26 puse të rinj, të cilët kanë ndikuar në rritjen e prodhimit, megjithëse shpimi i tyre u bë kryesisht me synimin për uniformizimin e marrjes dhe uljen e ngarkesës në puset e tjerë të vendburimit. Ulja e nxjerrjes së naftës në vitin 1975, solli një përmirësim në drejtim të avancimit të Kontaktit Ujë-Naftë, të Faktorit Gaz- Naftë dhe për pak kohë të Presionit të Shtresës. Matjet e kryera në puset e vrojtimit treguan një ulje të shpejtësisë së lëvizjes së KUN.

Nisur nga sa përmendëm më lartë konkludojmë se në krahasim me periudhën e mëparshme avancimet e mësipërme të KUN kanë sjellë përmirësim të “η”. Gjithashtu në ecurinë e presionit të shtresës, Tabela 6-1, Figura 6-1, shohim të reflektohet një rritje e shpejtë e tij brenda vitit 1975, por që nuk vazhdon gjatë, mbasi siç do të shohim në vitet pasardhës ai vazhdoi të bjerë gradualisht. Mbas kësaj, presioni vazhdon të bjerë, duke na krijuar bindjen se presioni në kontur të ushqimit bie gradualisht si rezultat i mos balancimit midis nxjerrjes së fluidit dhe furnizimit nga konturi. Në këto kushte rezultoi i pa argumentuar veprimi në vitin 1978-1979 për rritjen e fluidnxjerrjes në vendburim si rezultat i shpimit të 26 puseve të tjerë. Ky veprim përsëri rriti intensitetin e ardhjes së ujit në puse. Kjo gjë vërtetohet në dukurinë e shfaqjes dhe e rritjes së përqindjes së ujit në vitet në vazhdim 1976, 1977, 1978, 1979. Numri i puseve me shfaqje uji arrin në 164. Kështu përqindja mesatare e ujit si vendburim nga 2.6% në vitin 1976 arriti në 41.5 % në vitin 1979. Struktura e puseve në fund të këtij viti paraqitej e tillë:

-Puse pa ujë→8

-Puse me 1-50% ujë→52

-Puse me mbi 50-98% ujë→114

Shfaqja më masive e ujit ka qenë në vitin 1978 në 40 puse, referuar materialit.

Treguesi, debiti mesatar për pus, si rrjedhojë e rritjes së ujit, shkon në rënie nga 17.8 ton/ditë.pus për vitin 1976 bie në 11 ton/ditë.pus në vitin 1979. Gjatë kësaj kohe vërejmë një

disproporcion në debitin e puseve që do të sjellë veçimin e dy grupe pusesh, atë të kulmit të strukturës me debit 2-3 herë më të lartë se grupi tjetër i puseve anësor i ngritjes së Koculit. Mbas vitit 1983 ky ndryshim i debitit të puseve shkaktoi probleme në grupin e puseve të kulmit të strukturës në drejtim të shfaqjes e rritjes së përqindjes së ujit. Nisur nga ecuria e treguesve të shfrytëzimit dhe intensiteti i shfaqjes së ujit në puse, periudha e viteve 1978-1979 konsiderohet si etapa kalimtare e shfrytëzimit të vendburimit. Mbas kësaj në vendburim fillon etapa e shfrytëzimit të tij me shkallë të lartë të përmytjes së puseve, dhe të vendburimit në tërësi. Për uljen sado pak të ndikimit negativ të ardhjes së ujit në puse, janë marrë masa të vazhdueshme të karakterit teknologjik nëpërmjetë uljes së rregjimeve të shfrytëzimit dhe kryerjes së punimeve intensifikuese e izoluese të cilat kanë influencuar në një farë mase në përmirësimin e gjëndjes në vëndburim. Keqësimi i nxjerrjes së naftës dhe debitit mesatar për pus është më i dukshëm në zonën kulmore të vendburimit ku dhe shfaqja dhe ritja e përqindjes së ujit është intensifikuar duke marrë një shtrirje të gjerë. Rritet shkalla e përmytjes së puseve në veçanti dhe e vendburimit në tërësi. Disproporcioni në marrjen e naftës shkaktoi situatën e mësipërme të avancimit të kontaktit ujë-naftë më shumë në qendër se në krah të strukturës. Diproporcioni në marrje ka qenë edhe midis dy ngritjeve, asaj të Gorishtit dhe Koculit dhe në të parën u aplikuan tempe më të larta marrje. Kjo solli ndryshime në shpejtësinë e lëvizjes së kontaktit ujë-naftë. Kjo erdhi gradualisht dhe në vitet 1980-1983, ku nga matjet e kryera rezulton që pozicioni i kontaktit ujë-naftë në ngritjen e Gorishtit të jetë rreth 300 m më lartë nga ai i ngritjes së Koculit.

Duke ju referuar analizës së kronologjisë kohore 1966-2004 vite për të cilat janë kryer matje të presionit, studime të gjëndjes termodinamike të fluidit për puse të veçantë, disa matje të kontaktit naftë-ujë me pusët e vrojtimit si dhe duke marrë në konsideratë të gjitha fenomenet e shfaqura të sqaruara mësipër dhe nga ana tjetër duke ju referuar periudhës 2005-2023 periudhë gjatë së cilës nuk janë kryer as matje të preisionit, as studim të gjëndjes termodinamike të fluidit nëpërmjet analizave PVT, as matje të avancimit të kontaktit naftë-ujë si dhe asnjë studim tekniko-shkencor lidhur me depresionin e lejuar që duhej të aplikohet dhe nga ana tjetër normën e lejuar të prodhimit, të lë të kuptosh mënyrën sesi është shfrytëzuar ky vendburim, pra jo në mënyrë racionale që të optimizohej prodhimi i naftës në kohë që naftënxjerrja të ishte më e madhe dhe fenomenet hidrodinamike të shfaqura me ndikime negative në prodhimin nga rezervuari të ishin më pak të avancuara. Nga ana tjetër, të gjitha këto problematika të çojnë përballë një sfide shumë të madhe, atë të llogaritjes së rezervave hidrokarbure dhe mënyrën e nxjerrjes efikente të tyre, sfida e cila është realizuar me sukses në këtë disertacion në përcaktimin më saktësi të lartë si të rezervave të nxjerrshme po ashtu dhe atyre të levizshme të dyja nga modele matematike që aplikohen për herë të parë në këtë vendburim.

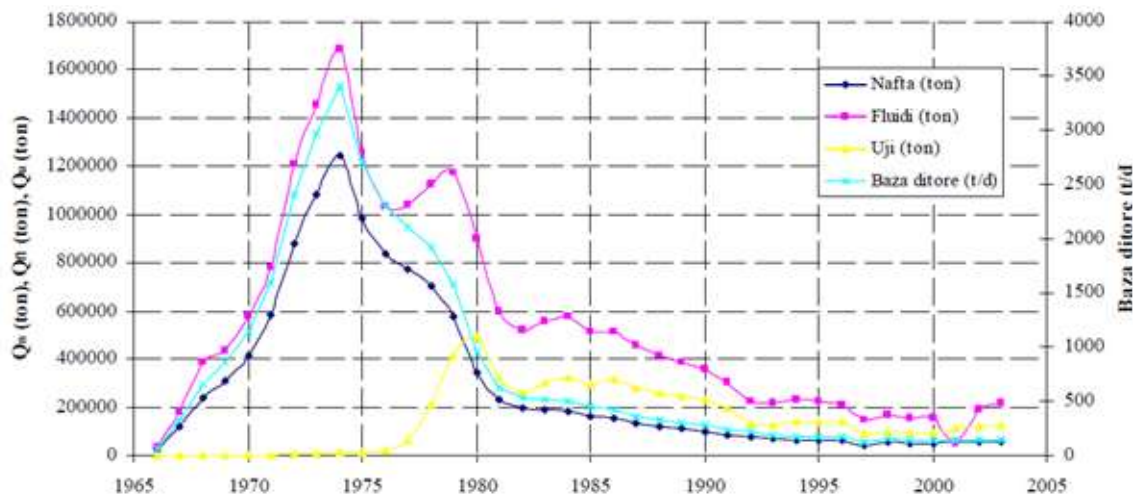


Figura 6-2. Ecuria e nxjerrjes së Naftës, Fluidit, Ujit dhe Baza Ditore në vite [6].

Ashtu si në periudhat e mësipërme edhe gjatë kësaj periudhe 6 vjeçare, energjia e shtresës vazhdon të bjerë mesatarisht 0.6 atm/vit. Megjithatë nxjerrja e fluidit ka pësuar rënie të vazhdueshme e cila krahasuar me vitin 1974, në vitin 1988 ajo përbën 25% përsëri ky tregues vazhdon të bjerë gradualisht. E njëjta gjë ndodh me faktorin gaz-naftë, i cili në vitin 1987-1988 arrin vlerat 22-23 m³/ton.

Rëniet e tij, mendojmë se kjo mund të shpjegohet në vetvete me atë që gazi i tretur në naftë në zona ku presioni i shtresës për arsye hidrodinamike gjatë shfrytëzimit me depresione të larta mund të bjerë nën presionin e ngopshmërisë dhe të kemi çlirim të gazit, por kjo sasi gazi nuk ka arritur atë ngopshmëri kufi të rendit 18-20% në mjedisin poroz që të vendoset në lëvizje, për të përfaqësuar një përshkueshmëri relative të fazës së gaztë, çka do të bënte që faktori Gaz-Naftë të rritej në vendburim, mbasi ai gaz i çliruar ka mbushur hapsirën që i përket dimensioneve të depërimit të gazit.

Mbështetur në analizën kronologjike të treguesve të përpunimit dhe shfrytëzimit të vendburimit për një periudhë 38 vjeçare (referuar periudhës që merret në analizë), rezulton se vendburimi i Gorisht- Koculit vazhdon të ketë një potencial të rëndësishëm për prodhim naftë dhe gazi, po ashtu zhvillimi i fenomeneve gjatë lëvizjeve të fluideve në shkëmbin naftëmbajtës të krijon bindjen se ka naftë të mbetur si në formën e zonave të kurthëzuara nga avancimi i ujit shtresor, por dhe në marrëdhëniet midis matriksit dhe çarjeve të shkëmbit. Prandaj rritja e naftëdhënies, nxjerrja me tempe më të lartë nga ato të 20 viteve të fundit kërkon investime në drejtim të përmirësimit të sistemit të përpunimit të vendburimit, të futjes së teknologjisë së re nëntokësore dhe të infrastrukturës sipërfaqësore për grumbullimin dhe transportin e naftës e gazit. Në përfundim nga analiza e treguesve të bëra për periudhën 38

vjeçare të shfrytëzimit të vendburimit vërehet se në përgjithësi ecuria e tyre me kohën ka patur luhatje të theksuara, të vërejtura veçanërisht në etapën e parë dhe të dytë të shfrytëzimit. Kjo gjë ka ndodhur si rezultat i aplikimit të tempeve të lartë të marrjes. Nëqoftëse do ti referohemi hartës së përpunimit të vendburimit Gorisht-Kocul, Figura 6-3, mund të konstatojmë në mënyrë të dukshme ato dukuri që janë shfaqur gjatë periudhës së shfrytëzimit dhe përpunimit të tij.

- Zona kulmore sikurse janë, ajo e Gorishtit dhe ajo e Koculit karakterizohen nga aftësi debituese të puseve më të larta se në zonat anësore të vendburimit.
- Vetitë kolektorale si në drejtim të aftësisë magazinuese, të lidhura këto me porozitetin e çarjeve dhe të matriksit, ashtu edhe në drejtim të aftësisë rrjedhëse nga shtresa në pus, të lidhura këto me përshkueshmërinë në drejtimin horizontal dhe atë vertikale, dukshëm pasqyrojnë diferencën e madhe që ekzistojnë duke u përkeqësuar nga pjesa kulmore në atë anësore.
- Referuar këtyre sipërfaqeve përpunuese të vendburimit në pjesët anësore nga të cilat nuk janë nxjerrë ato rezerva, të lidhura këto me ato të vlerësuara mbi bazën e informacionit të vetive kolektorale të nxjerra nga analizat laboratorike në fizikë – shtresë, të imponon në rishikimin e sistemit të përpunimit, duke identifikuar këto zona naftëmbajtëse dhe përpunimi i tyre nëpërmjetë shpimit të puseve horizontal.
- Zona e Gorishtit karakterizohet nga veti magazinuese shumë më të mira se sa zona e Koculit.

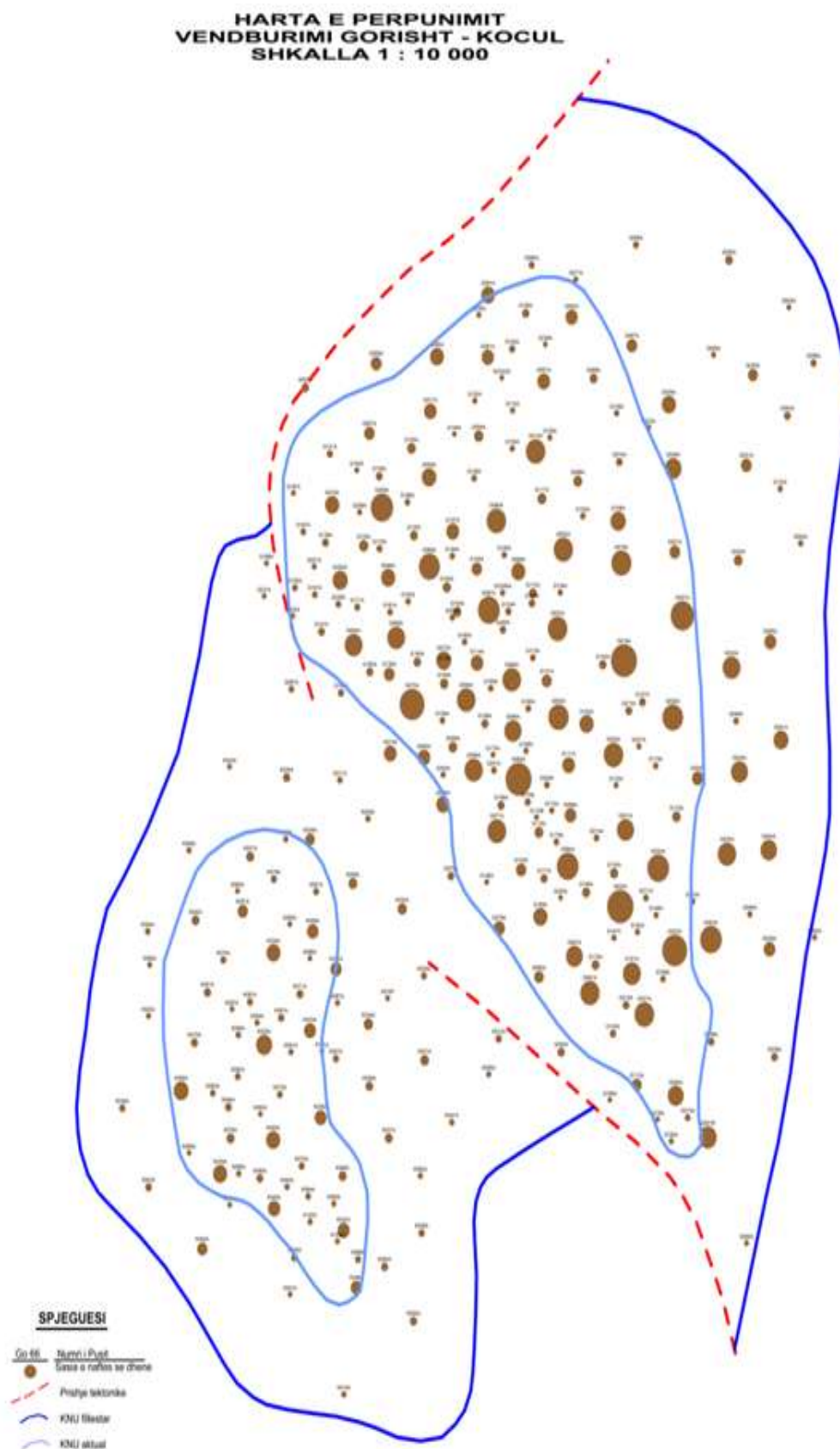


Figura 6-3. Harta e përpunimit për vendburimin Gorisht-Kocul [6].

KAPITULLI I SHTATË

TRAJTIMI TEORIK DHE ANALITIK I LAKOREVE TE RËNIES DHE PËRCAKTIMI I KOEFICIENTIT TË RËNIES PËR VENDBURIMIN GORISHT-KOCUL

7.1-Analiza e rënies.

Ndryshimi i prodhueshmërisë së shtresës në kohë dhe ndryshimi i prodhimit kumulativ të shtresës në kohë janë dy parametrat kryesorë në të cilët bazohet analiza e rënies, duke përfshirë aplikimin e saj si nëpërmjet metodës së bilancit material apo dhe përdorimit të lakoreve tip. Njihen dy mënyra analize të rënies përmes lakoreve [9]:

- Lakoret klasike të ndërtuara me të dhënat e historikut të prodhimit (pusit-eve)
- Teknika e përputhjes me kurbën tip

7.2-Analiza e lakoreve të rënies.

Kurbat e rënies janë një nga format më të përdorura të analizës së të dhënave që përdoren për të vlerësuar rezervat e naftës dhe gazit si dhe për të parashikuar prodhimin e ardhshëm. Teknika e analizës së kurbës së rënies bazohet në supozimin se ndryshimet e kaluara të prodhimit dhe faktorët që i kanë ndikuar do të vazhdojnë të jenë të njëjtë edhe në të ardhmen dhe, për rrjedhojë, mund të zgjaten (ekstrapolohen) dhe të përshkruhen me një shprehje matematikore. Metoda e zgjatjes së një “prirjeje” për qëllimin e parashikimit të performancës së ardhshme duhet të plotësojë kushtin që faktorët që kanë shkaktuar ndryshimet në performancën e kaluar — për shembull, rënia e debitit të rrjedhjes do të vazhdojnë të veprojnë në të njëjtën mënyrë edhe në të ardhmen [9] [13].

Lakoret e rënies karakterizohen nga tre faktorë [8] [12]:

- Prodhimi fillestar (apo prodhimi në kohë të caktuara)
- Përkulshmëria e lakores
- Koeficienti i rënies

Këta faktorë janë funksion kompleks i një numri shumë të madh parametrash të cilët lidhen me rezervuarin, zonën pranëfundore dhe pajisjet ndihmëse sipërfaqësore.

Disa kushte duhet të jenë të pranishme përpara se të mund të analizojmë një kurbë të rënies së prodhimit me një shkallë të besueshme.

1. Prodhimi duhet të ketë qenë i qëndrueshëm gjatë periudhës që po analizohet; domethënë, një pus rrjedhës duhet të ketë prodhuar me një madhësi të pandryshuar me

diametër duze të njëjtë ose me presion gryke konstant dhe nivel dinamik të pandryshueshëm në kohë. [12].

2. Rënia e prodhimit që vërehet duhet të pasqyrojë realisht produktivitetin e rezervuarit dhe jo të jetë rezultat i një shkakut të jashtëm, siç është ndryshimi në kushtet e prodhimit, dëmtimi i pusit, kufizimet në prodhim apo dëmtimet e pajisjeve [9] [12] [13].
3. Gjendje të qëndrueshme të rezervuarit duhet të jenë gjithashtu të pranishme në mënyrë që të zgjatet (ekstrapolohet) kurba e rënies me një shkallë të besueshme. Ky kusht zakonisht plotësohet për sa kohë që mekanizmi i prodhimit nuk ndryshohet [9] [22].

Prej Arps (1945) është përcaktuar se përkulshmëria e lakores së rënies së prodhimit mund të përshkruhet matematikisht përmes një ekuacioni hiperbolik. Sipas tij, tre janë tipat e rënies së prodhimit [9]:

- Rënia eksponenciale
- Rënia harmonike
- Rënia hiperbolike

7.3 Rënia eksponenciale

Teoria e të gjithë analizës së kurbave të rënies fillon me koeficientin e rënies nominal (të menjëhershëm), i cili është përcaktuar si madhësi e ndryshimit logaritmik natyral të madhësisë së debitit, pra $\ln(q)$ në lidhje me kohën t ose : $D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt}$ (7-1)

Shenja minus shtohet sepse dq dhe dt kanë shenjë të kundërt dhe është e përshtatshme të kemi gjithmonë një D -positive. Duhet shënuar se ekuacioni (8.1), përshkruan ndryshimin e çastit në pjerrësinë e kurbaturës, dq/dt me ndryshimin në debitin e rrjedhjes q në kohë [24] [25] [26]. Një tjetër mënyrë e përfaqësimit të koeficientit të rënies është bazuar në debitin q dhe konstantja eksponenciale e rënies b .

$D = k * q^b$ ku $k = \frac{D_i}{q_i^b}$ në kushtet fillestare.

Për rënie eksponenciale $b=0$, koeficienti i rënies është:

$$D = \frac{D_i}{q_i^0} * q^0 = D_i$$

$$D = k * q^b = -\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt} \rightarrow \int_0^t D * dt = \int_{q_i}^{q_t} -\frac{dq}{dt} \leftrightarrow (D * t) \Big|_0^t = -(\ln q) \Big|_{q_i}^{q_t}$$

$$D * t = \ln(q_i - q_t) \rightarrow t * D = \ln \frac{q_i}{q_t} \rightarrow -D * t = \ln \frac{q_t}{q_i} \rightarrow q_t = q_i * e^{-D*t}$$

$$q_t = q_i * e^{-D*t} \quad (7-2)$$

Integrimi i ekuacionit (8.2) do të japë prodhimin kumulativ:

$$N_p = \int_0^t q_t * dt = \int_0^t q_i * e^{-D*t} * dt$$

$$N_p = q_i * \int_0^t e^{-D*t} * d(-D * t) = -\frac{q_i}{D} (e^{-D*t}) \Big|_0^1$$

$$N_p = -\frac{q_i}{D} * (e^{-D*t} - e^0) \rightarrow N_p = -\frac{q_i}{D} * (e^{-D*t} - 1)$$

$$N_p = \frac{q_i}{D} * (1 - e^{-D*t}) \quad (7-3)$$

Meqëse $q_t = q_i * e^{-D*t}$ ekuacioni (8.3) bëhet:

$$N_p = \frac{1}{D} * (q_i - q_i * e^{-D*t}) \leftrightarrow N_p = \frac{1}{D} * (q_i - q_t)$$

$$N_p = \frac{q_i}{D} * (1 - e^{-D*t}) \text{ ose } N_p = \frac{q_i - q_t}{D} \quad (7-4)$$

Duke logaritmuar të dyja anët e ekuacionit (8.2) do të kemi:

$$q_t = q_i * e^{-D*t} \rightarrow \ln(q_t) = \ln(q_i) - D * t \rightarrow D * t = \ln(q_i) - \ln(q_t) \rightarrow D = \frac{\ln \frac{q_i}{q_t}}{t}$$

Le të marrim dy pika (t_1, q_1) and (t_2, q_2) , ku në rastin e rënies eskponenciale në koordinata gjysmë-logaritmike $\log(q)$ kundrejt kohës (t) do të jap një vijë të drejtë, përcaktimi analitik i koeficientit të rënies do të jetë:

$$\ln(q_1) = \ln(q_i) - D * t_1$$

$$\ln(q_2) = \ln(q_i) - D * t_2$$

$$-D = \frac{\ln q_1 - \ln q_i}{t_1} \rightarrow D = -\frac{(\ln q_1 - \ln q_i)}{t_1} \rightarrow D = \frac{\ln \frac{q_i}{q_1}}{t_1}$$

$$\ln q_i = \ln q_1 + D * t_1$$

$$\ln q_2 = \ln q_1 + D * t_1 - D * t_2$$

$$\ln q_2 - \ln q_1 = D * (t_1 - t_2)$$

$$D = \ln \frac{q_2}{q_1} * \frac{1}{(t_1 - t_2)} \quad (7-5)$$

Nëse debiti prodhues dhe prodhimi kumulativ janë të dhëna të disponueshme, vlera e D mund të fitohet bazuar në pjerrësinë e vijës së drejtë në grafik N_p kundrejt q .

Nga ekuacioni $N_p = \frac{q_i - q_t}{D}$ ose $N_p = \frac{1}{D} * (q_i - q_t)$ do të kemi:

$$N_p = \frac{q_i - q_t}{D} \rightarrow q_t = q_i - N_p * D \rightarrow D = \frac{q_i - q_t}{N_p}$$

Duke marrë dy pika (N_{P_1}, q_1) dhe (N_{P_2}, q_2) , në një vijë të drejtë, mund të përcaktojmë në mënyrë analitike koeficientin D:

$$q_1 = q_i - D * N_{P_1}$$

$$q_2 = q_i - D * N_{P_2}$$

$$q_i = q_1 + D * N_{P_1}$$

$$q_2 = q_i + D * N_{P_1} - D * N_{P_2}$$

$$q_1 - q_2 = D * N_{P_2} - D * N_{P_1}$$

$$q_1 - q_2 = D * (N_{P_2} - N_{P_1})$$

$$D = \frac{q_1 - q_2}{N_{P_2} - N_{P_1}} \quad (7-6)$$

Le të llogarisim sërish koeficientin D nga formulat e mëparshme duke përdorur metodën e katrorëve më të vegjël MKV.

Duke u nisur nga formula $D = \frac{\ln \frac{q_i}{q_t}}{t}$ do të kemi:

$$D = \frac{\ln \frac{q_i}{q_t}}{t} \rightarrow D = \gamma; \ln \frac{q_i}{q_t} = a; t = x$$

$$\gamma = \frac{a}{x}$$

$$\frac{\partial S}{\partial a} = 0 \rightarrow \frac{\partial}{\partial a} \left[\frac{a}{x} - \gamma \right]^2 = 0 = 2 * \left(\frac{a}{x} - \gamma \right) * \frac{1}{x} = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial a} = 0 = 2 * \sum_{i=1}^n \frac{a}{x^2} - \sum_{i=1}^n \frac{\gamma}{x} = 0 \rightarrow \sum_{i=1}^n \frac{a}{x^2} - \sum_{i=1}^n \frac{\gamma}{x} = 0$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{a}{x^2} = \sum_{i=1}^n \frac{\gamma}{x} \rightarrow \gamma = \frac{\sum_{i=1}^n x * a}{\sum_{i=1}^n x^2} = \frac{\sum_{i=1}^n t * \ln \frac{q_i}{q_t}}{\sum_{i=1}^n t^2}$$

$$D = \frac{\sum_{i=1}^n t * \ln \frac{q_i}{q_t}}{\sum_{i=1}^n t^2} \quad (7-7)$$

Referuar formulës $D = \frac{q_i - q_t}{N_P}$ do të kemi:

$$D = \frac{q_i - q_t}{N_P} \rightarrow q_t = q_i - N_P * D$$

$$q = \gamma; q_i = a_1; N_P = x; D = a_2$$

$$\gamma = a_1 - a_2 * x$$

$$\frac{\partial S}{\partial a_1} = 0 = \frac{\partial}{\partial a_1} [(a_1 - a_2 * x) - \gamma]^2 = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial a_2} = 0 = \frac{\partial}{\partial a_2} [(a_1 - a_2 * \times) - \gamma]^2 = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial a_1} = 0 = 2 * [(a_1 - a_2 * \times) - \gamma] * 1 = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial a_2} = 0 = 2 * [(a_1 - a_2 * \times) - \gamma] * \times = 0$$

$$n * a_1 - a_2 \sum_{i=1}^n \times = \sum_{i=1}^n \gamma$$

$$a_1 * \sum_{i=1}^n \times - a_2 \sum_{i=1}^n \times^2 = \sum_{i=1}^n \times * \gamma$$

$$\begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n \times \\ \sum_{i=1}^n \times & \sum_{i=1}^n \times^2 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} a_1 \\ a_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \sum_{i=1}^n \gamma \\ \sum_{i=1}^n \times * \gamma \end{vmatrix}$$

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma * \sum_{i=1}^n \times^2 - \sum_{i=1}^n \times * \gamma * \sum_{i=1}^n \times}{n * \sum_{i=1}^n \times^2 - (\sum_{i=1}^n \times)^2}$$

$$a_2 = \frac{n * \sum_{i=1}^n \times * \gamma - \sum_{i=1}^n \times * \sum_{i=1}^n \gamma}{n * \sum_{i=1}^n \times^2 - (\sum_{i=1}^n \times)^2}$$

Meqënëse: $\gamma = q_1$; $a_1 = q_i$; $\times = N_p$ dhe $a_2 = D$ do të kemi:

$$D = \frac{n * \sum_{i=1}^n (q * N_p) - \sum_{i=1}^n N_p * \sum_{i=1}^n q}{n * \sum_{i=1}^n (N_p)^2 - (\sum_{i=1}^n N_p)^2} \quad (7-8)$$

7.4. Rënia harmonike

Rasti i rënies harmonike është një rast i veçantë ku $b=1$. Mënyra e përcaktimit të koeficientit të rënies në këtë rast është si më poshtë:

$$D = k * q^b \text{ ku } k = \frac{D_i}{q_i^b} = \frac{D_i}{q_i}$$

$$D = \frac{D_i}{q_i} * q^b = -\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt} \rightarrow \int_0^t \frac{D_i}{q_i} * dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q^2} \rightarrow \frac{D_i}{q_i} * t = \int_{q_i}^q -q^{-2} * dq$$

$$\frac{D_i}{q_i} * t = -\left(\frac{q^{-2+1}}{-2+1}\right) \Big|_{q_i}^q \rightarrow \frac{D_i}{q_i} * t = -\left(-\frac{1}{q}\right) \Big|_{q_i}^q \rightarrow \frac{D_i}{q_i} * t = -\left(-\frac{1}{q} + \frac{1}{q_i}\right)$$

$$\frac{D_i}{q_i} * t = \frac{1}{q} - \frac{1}{q_i} \rightarrow \frac{D_i * t}{q_i} + \frac{1}{q_i} = \frac{1}{q} \rightarrow \frac{D_i * t + 1}{q_i} = \frac{1}{q} \rightarrow q = \frac{q_i}{D_i * t + 1} \quad (7-9)$$

Prodhimi kumulativ përcaktohet si më poshtë:

$$N_p = \int_0^t q * dt = N_p = \int_0^t \frac{q_i}{D_i * t + 1} * dt \rightarrow N_p = q_i * \int_0^t \frac{1}{D_i * t + 1} * dt$$

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} * \int_0^t \frac{d(1 + D_i * t)}{1 + D_i * t} = \frac{q_i}{D_i} * [\ln(1 + D_i * t)] \Big|_0^t$$

$$\frac{q_i}{D_i} * [\ln(1 + D_i * t)] \rightarrow N_p = \frac{q_i}{D_i} * \ln(1 + D_i * t) \quad (7-10)$$

Duke kombinuar ekuacionin do të kemi:

$$q = \frac{q_i}{D_i * t + 1} \text{ and } N_p = \frac{q_i}{D_i} * \ln(1 + D_i * t)$$

$$q = \frac{q_i}{D_i * t + 1} \rightarrow q + q * D_i * t = q_i \rightarrow D_i = \frac{q_i - q}{q * t}$$

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} * \ln\left(1 + \frac{q_i - q}{q * t} * t\right) = \frac{q_i}{D_i} * \ln\left(1 + \frac{q_i - q}{q}\right)$$

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} * \ln \frac{q_i}{q} \leftrightarrow N_p = \frac{q_i}{D_i} * [\ln(q_i) - \ln(q)] \rightarrow D_i = \frac{q * [\ln(q_i) - \ln(q)]}{N_p}$$

Le të llogarisim sërish koeficientin D nga formulat e mëparshme duke përdorur metodën e katrorëve më të vegjël MKV.

$$q = \frac{q_i}{D_i * t + 1} \rightarrow q + q * D_i * t = q_i \rightarrow D_i = \frac{q_i - q}{q * t}$$

$$D_i = y; \quad q_i - q = a; \quad q * t = x$$

$$y = \frac{a}{x}$$

$$\frac{\partial S}{\partial a} = 0 \rightarrow \frac{\partial}{\partial a} \left[\frac{a}{x} - y \right]^2 = 0 = 2 * \left(\frac{a}{x} - y \right) * \frac{1}{x} = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial a} = 0 = 2 * \sum_{i=1}^n \frac{a}{x^2} - \sum_{i=1}^n \frac{\gamma}{x} = 0 \rightarrow \sum_{i=1}^n \frac{a}{x^2} - \sum_{i=1}^n \frac{\gamma}{x} = 0$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{a}{x^2} = \sum_{i=1}^n \frac{\gamma}{x} \rightarrow \gamma = \frac{\sum_{i=1}^n x * a}{\sum_{i=1}^n x^2}$$

$$D_i = \frac{\sum_{i=1}^n [(q_i - q) * (q * t)]}{\sum_{i=1}^n [q^2 t^2]} = \frac{\sum_{i=1}^n [q_i * q * t - q^2 * t]}{\sum_{i=1}^n [q^2 t^2]}$$

$$D_i = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{q_i * t}{q} - \sum_{i=1}^n t}{\sum_{i=1}^n t^2} \quad (7-11)$$

7.5. Rënia hiperbolike

Në rastin e rënies hiperbolike b është e barabartë me një numër midis 0 dhe 1. Koeficienti i rënies llogaritet si më poshtë:

$$D = k * q^b \text{ ku } k = \frac{D_i}{q_i^b} = \frac{D_i}{q_i} \rightarrow \text{kushtet fillestare}$$

Meqëse koeficienti i rënies nuk është konstant, zëvendësimi dhe integrimi i ekuacionit për koeficientin e rënies rezulton si më poshtë:

$$D = \frac{D_i}{q_i^b} * q^b = -\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt}$$

$$k = \frac{D_i}{q_i^b}$$

$$\frac{D_i}{q_i^b} * q^b = -\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt}$$

$$\frac{D_i}{q_i^b} * dt = -\frac{dq}{q^{(b+1)}}$$

$$\frac{D_i}{q_i^b} * \int_0^t dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q^{(b+1)}} \rightarrow \frac{D_i}{q_i^b} * t = -\left[-\frac{1}{b} * \int_{q_i}^q q^{-(b+1)} * d(q^{-b+1})\right]$$

$$\int_0^t \frac{D_i}{q_i^b} * dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q^{(b+1)}} \rightarrow \frac{D_i}{q_i^b} * t = -\left(\frac{q^{-b+1-1}}{-b-1+1}\right) \Big|_{q_i}^q \rightarrow \frac{D_i}{q_i^b} * t = \frac{1}{b} * (q^{-b} - q_i^{-b})$$

$$\frac{D_i}{q_i^b} * t = \frac{q^{-b}}{b} - \frac{q_i^{-b}}{b} \rightarrow \frac{D_i * t}{q_i^b} = \frac{q^{-b} - q_i^{-b}}{b} \rightarrow \frac{D_i * t * b}{q_i^b} = q^{-b} - q_i^{-b} \rightarrow q^{-b} = q_i^{-b} + \frac{D_i * t * b}{q_i^b}$$

$$q^{-b} = \frac{1}{q_i^b} + \frac{D_i * t * b}{q_i^b} \rightarrow \frac{1}{q^b} = \frac{1 + D_i * t * b}{q_i^b} \rightarrow q^b = \frac{q_i^b}{1 + D_i * t * b} \rightarrow q = \frac{(q_i^b)^{\frac{1}{b}}}{(1 + D_i * t * b)^{\frac{1}{b}}}$$

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i * t * b)^{\frac{1}{b}}}$$

Hapat që ndiqen për përcaktimin e koeficientit të rënies.

-Selektojme pikat (t_1, q_1) and (t_2, q_2)

-Lexojmë t_3 në $q_3 = \sqrt{q_1 * q_2}$ ku q_3 është marrë si mesatare gjeometrike, pasi është vlerë e ndërmjetme midis q_1 dhe q_2 të paraqitur në grafikun më poshtë.

-Duke patur parasysh që $q_t = \frac{q_i}{(1 + D * t_i * b)^{\frac{1}{b}}}$ kemi:

$$q_1 = \frac{q_0}{(1 + D * t_1 * b)^{\frac{1}{b}}} \quad q_2 = \frac{q_0}{(1 + D * t_2 * b)^{\frac{1}{b}}} \quad q_3 = \frac{q_0}{(1 + D * t_3 * b)^{\frac{1}{b}}}$$

$$q_1 = \frac{q_0}{(1 + D * t * b)^{\frac{1}{b}}} \rightarrow q_1 = \frac{q_0}{\left(1 + \frac{D * t_1}{a}\right)^a} \rightarrow \left(1 + \frac{D * t_1}{a}\right)^a = \frac{q_0}{q_1}$$

$$\left(\left(1 + \frac{D * t_1}{a} \right)^a \right)^{\frac{1}{a}} = \left(\frac{q_0}{q_1} \right)^{\frac{1}{a}} \rightarrow 1 + \frac{D * t_1}{a} = \frac{(q_0)^{\frac{1}{a}}}{(q_1)^{\frac{1}{a}}} \rightarrow \frac{(q_0)^{\frac{1}{a}}}{(q_1)^{\frac{1}{a}}} - 1 = \frac{D * t_1}{a} \rightarrow \frac{(q_0)^{\frac{1}{a}} - (q_1)^{\frac{1}{a}}}{(q_1)^{\frac{1}{a}} * t_1} = \frac{D}{a}$$

-Pra për q_1 do të kemi $\frac{D}{a} = \frac{(q_0)^{\frac{1}{a}} - (q_1)^{\frac{1}{a}}}{(q_1)^{\frac{1}{a}} * t_1}$ e njëjta gjë është dhe për q_2 e q_3 dhe do të kemi përfundimin si mëposhtë:

$$\frac{(q_0)^{\frac{1}{a}} - (q_1)^{\frac{1}{a}}}{(q_1)^{\frac{1}{a}} * t_1} = \frac{(q_0)^{\frac{1}{a}} - (q_2)^{\frac{1}{a}}}{(q_2)^{\frac{1}{a}} * t_2} = \frac{(q_0)^{\frac{1}{a}} - (q_3)^{\frac{1}{a}}}{(q_3)^{\frac{1}{a}} * t_3} = \frac{D}{a}$$

-Nga ana tjetër kemi:

$$q_3 = \sqrt{q_1 * q_2} \rightarrow \frac{q_0}{(1 + D * t_3 * b)^{\frac{1}{b}}} = \frac{q_0}{\left(\sqrt{(1 + D * t_2 * b) * (1 + D * t_1 * b)} \right)^{\frac{1}{b}}} \rightarrow$$

$$\rightarrow (1 + D * t_3 * b) = \sqrt{(1 + D * t_2 * b) * (1 + D * t_1 * b)}$$

-Duke ngritur të dyja anët në katror do të kemi:

$$1 + 2b * D * t_3 + b^2 * D^2 * t_3^2 = 1 + b * D * t_1 + b * D * t_2 + b^2 * D^2 * t_1 * t_2$$

Thjeshtojmë të gjithë ekuacionin me $b * D$ dhe do të kemi:

$$2 * t_3 + b * D * t_3^2 = t_1 + t_2 + b * D * t_1 * t_2 \rightarrow b * D * t_3^2 - b * D * t_1 * t_2 = \\ = t_1 + t_2 - 2 * t_3 \rightarrow b * D = \frac{t_1 + t_2 - 2 * t_3}{t_3^2 - t_1 * t_2} \leftrightarrow \frac{D}{a} = \frac{t_1 + t_2 - 2 * t_3}{t_3^2 - t_1 * t_2}$$

-Gjejmë q_0 në $t=0$

-Marrim një pike të çfarëdoshme (t^*, q^*)

-Përdorim si më poshtë:

$$q^* = \frac{q_0}{\left(1 + \left(\frac{D}{a} \right) * t^* \right)^a} \rightarrow a = \frac{\log \left(\frac{q_0}{q^*} \right)}{\log \left(1 + \left(\frac{D}{a} \right) * t^* \right)}$$

-Përfundimisht do të kemi:

$$D = \left(\frac{D}{a} \right) * a$$

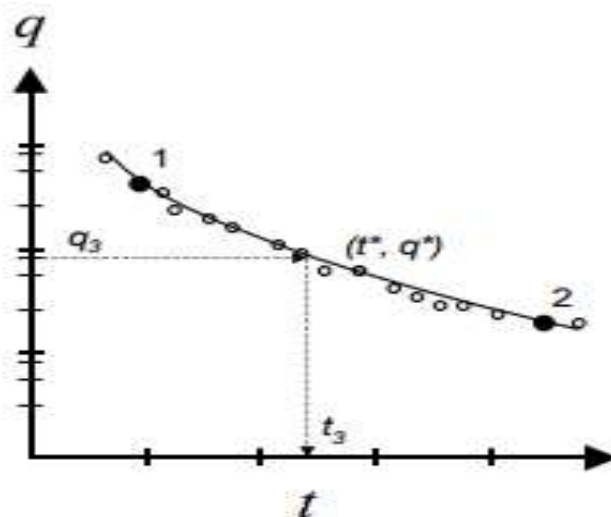


Figura 7-1-Grafiku ilustrues në përcaktimin e koeficientit të rënies së prodhimit në rastin e rënies hiperbolike [27].

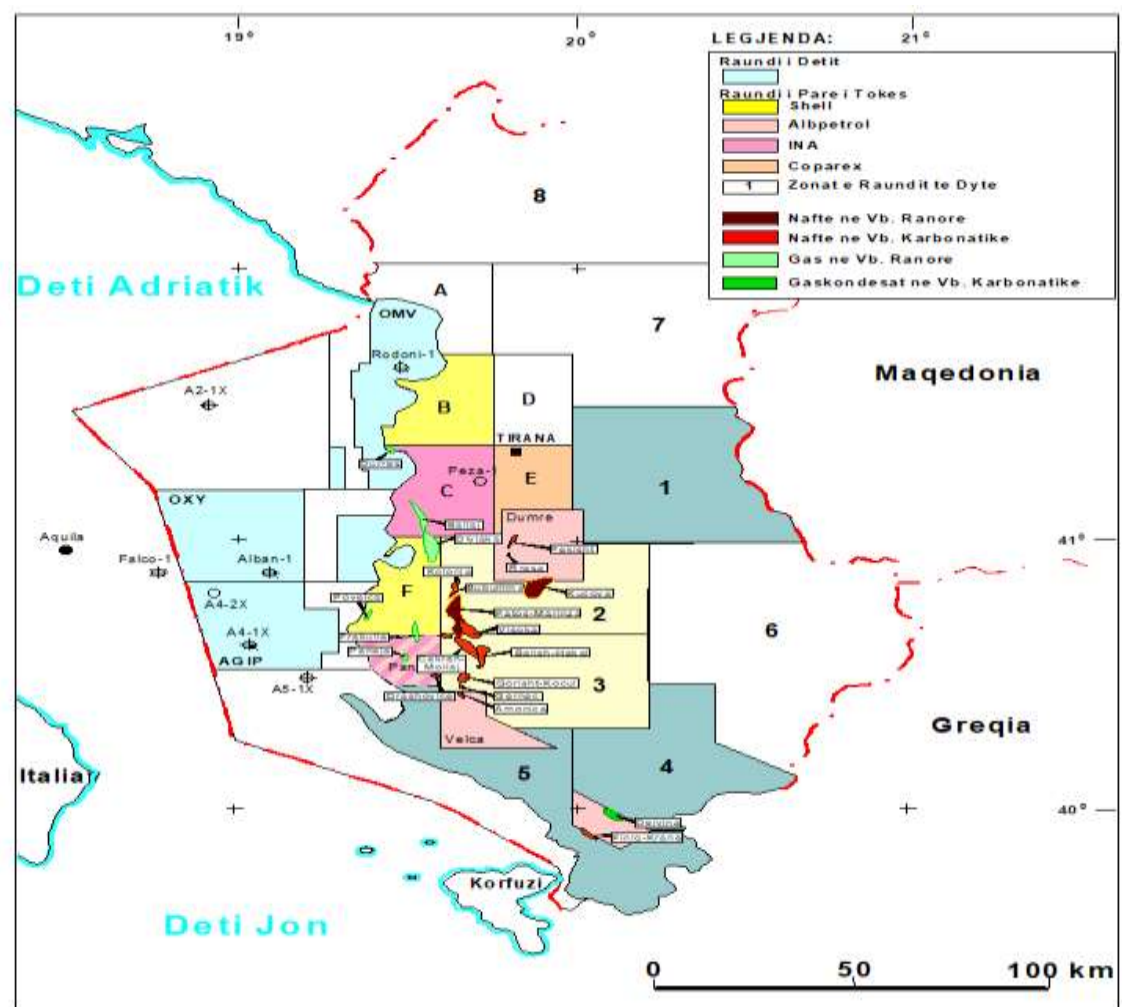


Figura 7-2-Harta e Blloqeve të Kërkimit (Albpetrol Sh.a dhe AKBN).

7.6. Përcaktimi i koeficientit të rënies, llogaritja e debitit teorik dhe përputhshmëria e tij me debitin real për periudhat 1992-1997, 1999-2006 dhe 2009-2015 për vendburimin Gorisht-Kocul.

Në këtë çështje trajtohet përcaktimi i koeficientit të rënies së prodhimit për vendburimin Gorisht-Kocul, llogaritja e debitit teorik të parashikuar duke u nisur nga debitin fillestar për periudhat të cilës i referohemi dhe së fundmi përputhshmëria e debitit real me atë teorik duke u nisur nga kurbat e ndërtuara me vlerat përkatëse të llogaritura, të gjitha këto duke pasur të dhënat si debiti mesatar ditor për pus, nxjerrja vjetore e naftës, nxjerrja progresive e naftës, numri i puseve në shfrytëzim dhe ditët efektive për çdo pus. Si fillim në bazë të të dhënave të pasura për debitin që i përkon secilit vit përkatës për periudhat 1993-2004, 1992-2006 dhe 2009-2015 është bërë pasqyrimi grafik në koordinata kareziane dhe koordinata gjysmë-logaritmike dhe është përcaktuar lloji i rënies në rastin konkret rënie eksponenciale. Më tej është vazhduar me llogaritjen e koeficientit të rënies përfshirë rënien nominale llogaritur me metodën e katrorëve më të vegjël, duke zgjedhur një pikë çfarëdo në lakoren karteziante ose në lakoren gjysmë-logaritmike, si dhe koeficienti i rënies efektive për çdo vit. Nga përcaktimi i këtyre vlerave, është vazhduar me llogaritjen e debitit teorik të parashikuar me dy metoda për periudhat 1993-2004, 1992-2006 dhe 2009-2015, krahasimi i vlerave me debitet reale dhe përputhshmëria grafike. Nga tre metodat e përdorura për llogaritjen e koeficientit të rënies së prodhimit duke rezultuar në tre vlera përkatëse, është bërë mesatarja aritmetike e tyre për secilën periudhë të marrë në konsideratë. Lidhur me sa më sipër, më poshtë janë paraqitur grafikët dhe vlera mesatare e llogaritur e koeficientit të rënies për secilën nga periudhat e marra në konsideratë.

Figura 7.3-Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata gjysmë-logaritmike 1992-1997

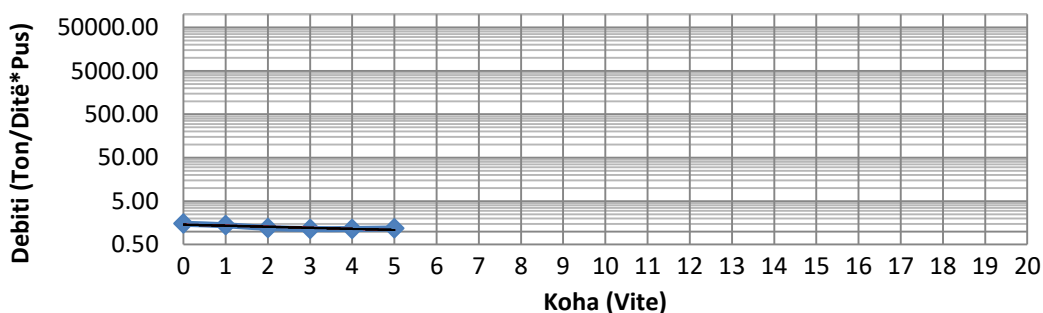


Figura 7.4-Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata karteziene 1992-1997

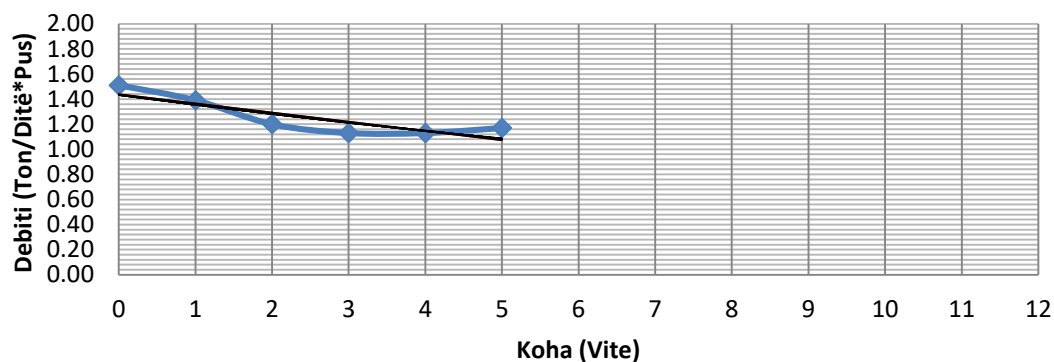
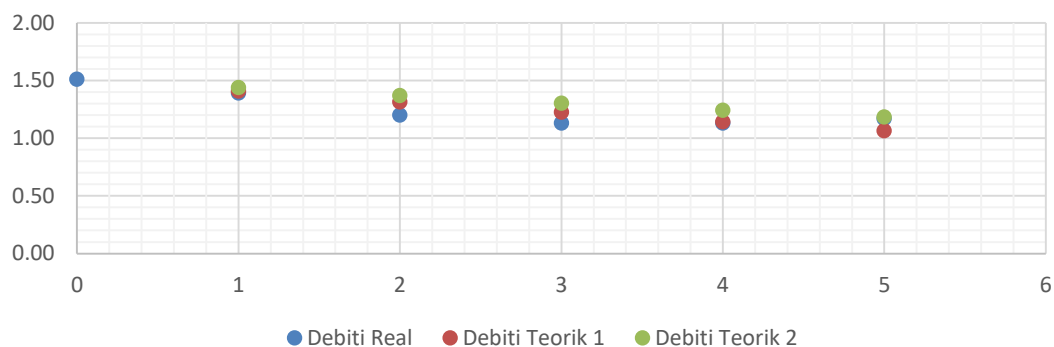


Figura 7.5- Përputhja e Debitit Teorik me Real 1992-1997



$$D_{mes} (1992-1997) = 0.055 \text{ ose } 5.5\%$$

Figura 7.6- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata gjysmë-logaritmike 1999-2006

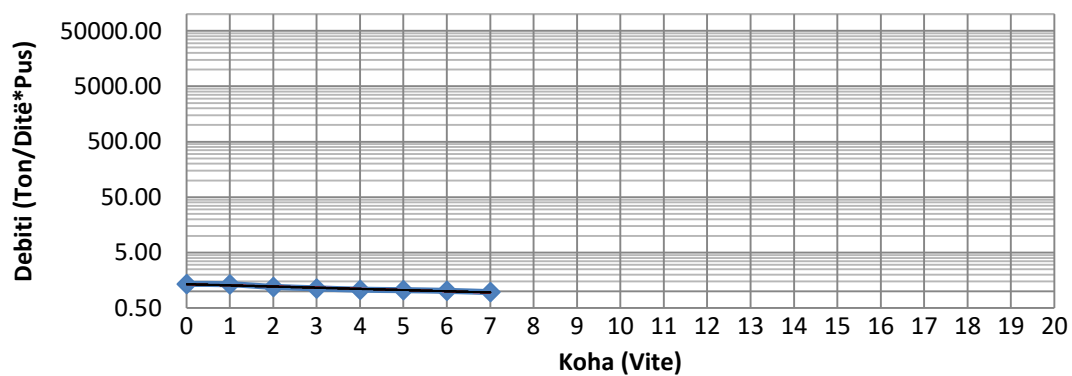


Figura 7.7- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata karteziene 1999-2006

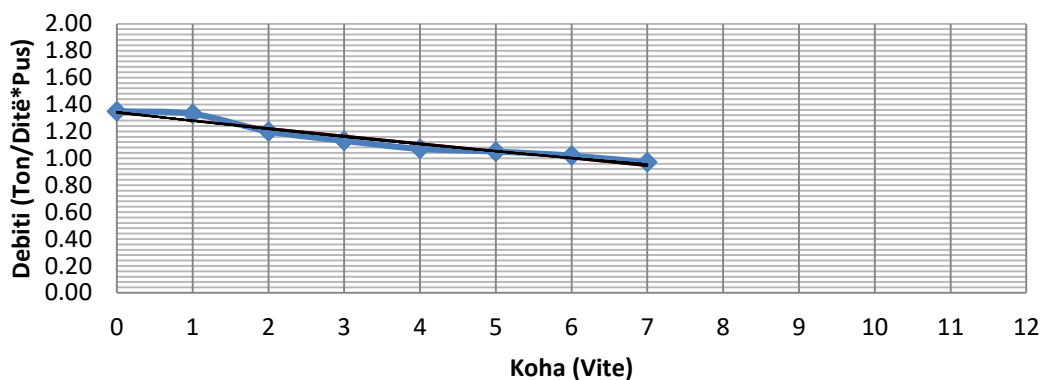
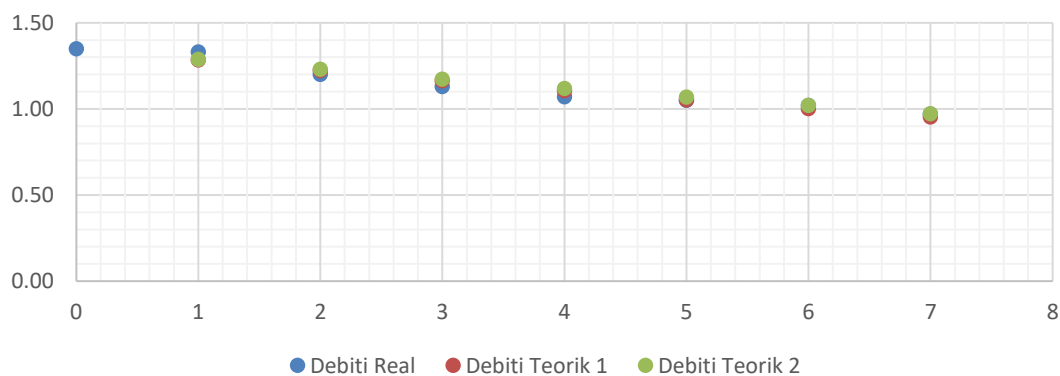


Figura 7.8- Përputhja e Debitit Teorik me Real 1999-2006



$$D_{mes} (1999-2006) = 0.047 \text{ ose } 4.7\%$$

Figura 7-9- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata gjysmë-logaritmike 2009-2015

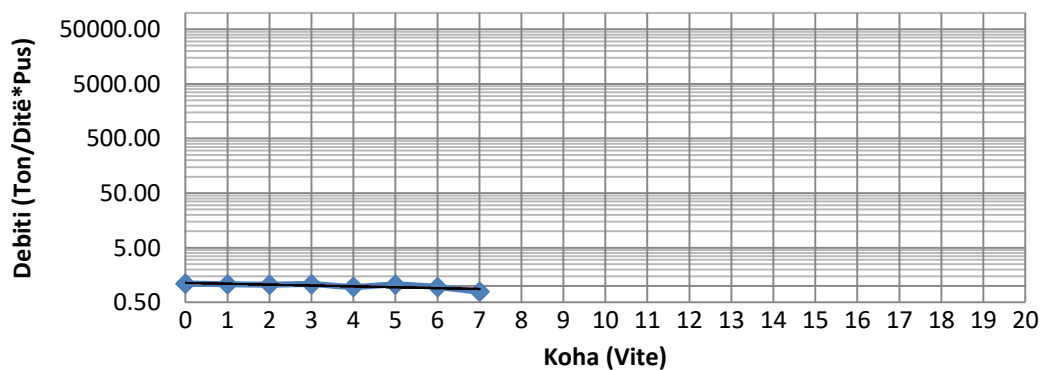


Figura 7.10- Varësia Debit-Kohë për vendburimin Gorisht-Kocul në koordinata karteziane 2009-2015

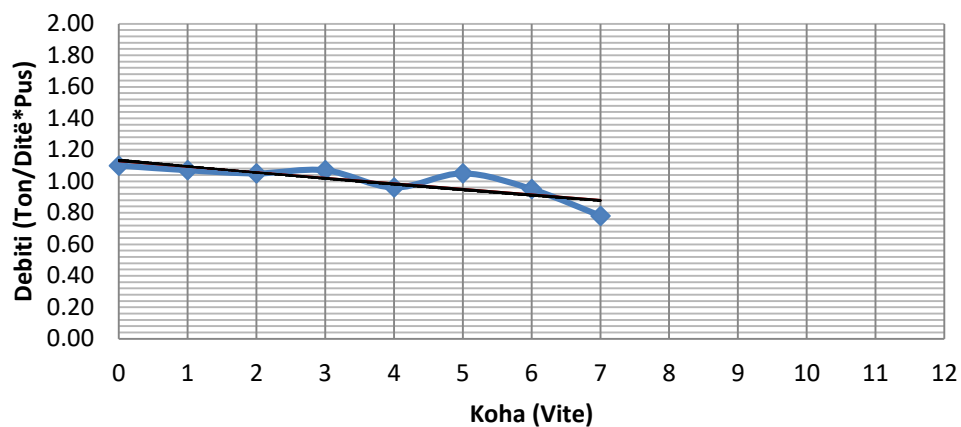
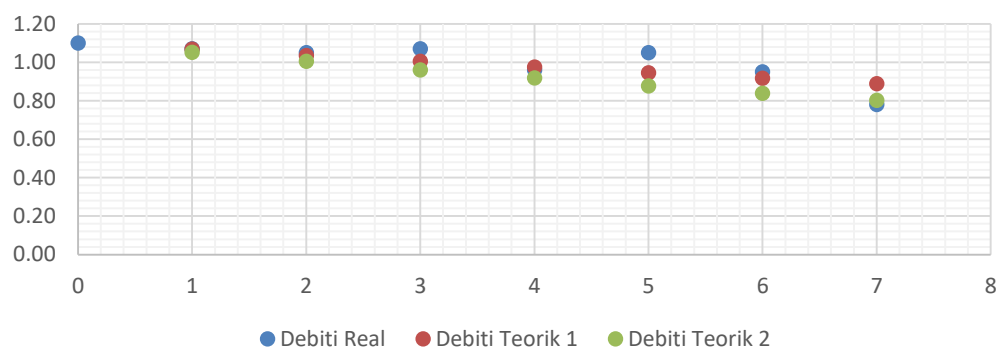


Figura 7.11- Përputhja e Debitit Teorik me Real 2009-2015



$$D_{mes} (2009-2015) = 0.041 \text{ ose } 4.1\%$$

8. KONKLUZIONE

1. Prerja e rezervuarit të vendburimit të Gorishtit ndërtohet nga shkëmbinj me diapason të gjerë moshash, nga Triasi i Sipërm deri në Eocenin e Poshtëm e të Mesëm.
2. Struktura e Gorisht – Koculit përfaqëson për pjesën e shkëmbinjve gëlqeror një antiklinal me ndërtim të komplikuar. Në bazë të depozitimeve më të reja të P_g ajo duket e përbërë nga dy struktura të një rendi më të vogël, strukturës antiklinale të Gorishtit dhe strukturës antiklinale të Koculit.
3. Referuar të dhënave të porozitetit që rezultuan nga metoda me ngopje me vajguri për 140 kampione të analizuara, Tabela 2-1, në laboratorin e fizikë-shtresës sipas metodës probabilitare, pritja matematike që në rastin tonë përfaqëson vlerën përfaqësuese për kampionet e analizuar, rezulton në vlerën **1.264%**.
4. Në qoftëse do të bëjmë krahasimin e dy poroziteteve atë të përcaktuar me metodën me ngopje me vajguri (poroziteti sekondar) dhe të atij të injektimit të zhivës në presion 90 atm (poroziteti i çarjeve), vërehet një ndryshim më tepër se 10 herë, çka tregon se kemi një mbizotërim të hapësirës porozë, pra të porozitetit sekondar, që përfaqësohet nga gëlqeranite të vegjël, të mesëm dhe të mëdhenj.
5. Referuar të dhënave nga ndërtimi i hartës strukturore, parametrin kolektoral porozitetit të përcaktuar nga funksioni i shpërndarjes, vetive të fluidit në kushte shtrese si rezultat i kryerjes së provave në PVT si edhe i ngopshmërive të fazave naftë dhe ujë i lidhur i përcaktuar nga ato pak matje të karotazhit gjeofizik, rezervat fillestare në vendburimin Gorisht-Kocul me metodën volumore, kapin vlerën: **R=30188447.35 ton**
6. Aplikimi i metodës së bilancit material për vendburimin Gorisht-Kocul, si një vendburim me naftë të pangopur, është një arritje si në aspektin metodologjik ashtu edhe në aspektin e shkallës së saktësisë, pasi bazohet në bilancin energjitik dhe atë masor, ku madhësitë variabla karakterizohen me një gabim relativisht shumë më të ulët, krahasuar me ato të metodës vëllimore. Atëherë rezervat e konvertuara në kushtet e sipërfaqes të shprehura në ton do të jenë:
$$N_{(kustesip.)} = 36.3636 \times 10^6 \times 0.958 = 34.8363288 \times 10^6 \text{ ton}$$
7. Rezervat e lëvizshme të naftës në shtresë si rezultat i përpunimit të kurbës progresive janë të lidhura me porozitetin dinamik, që nënkupton hapësirën porozë në rezervuar ku nafta lëviz.

Për $t \rightarrow \infty$ do të marrim rezervat e naftës që vihen në lëvizje si rezultat i krijimit të depresionit gjatë shfrytëzimit të vendburimit. Këto rezerva do të rezultojnë nga asimtota e grafikut që paraqet ecurinë e nxjerrjes progresive simbas kohës, duke ju referuar teknologjisë ekzistuese dhe sistemit ekzistues të përpunimit dhe shfrytëzimit të vendburimit.

Atëhere: $R_{(e\text{lëvizshme})} = 12994022.47 \text{ ton}$

8. Poroziteti dinamik dhe përshkueshmëria nga përdorimi i **Metodës 1** (e cila mbështetet në konvertimin e shfrytëzimit të një vendburimi me një pus qëndror), respektivisht vlerësohen në:

$$\Phi_d = 0.0084 \quad \text{ose} \quad \Phi_d = 0.84\% \\ k = 118.5 \text{ mld}$$

9. Poroziteti dinamik dhe përshkueshmëria nga zbatimi i **Metodës 2** (e cila mbështetet në hidrodinamikën e lëvizjes së ujërave fundor), respektivisht vlerësohen në:

$$\Phi_d = 0.00705 \quad \text{ose} \quad \Phi_d = 0.705 \% \\ k = 123.5 \text{ mld}$$

10. Referuar Koeficientit të Rënies së Prodhimit për vendburimin Gorisht-Kocul i llogaritur për tre periudha të ndryshme të marrë në konsideratë dhe mesatares aritmetike të tyre arrihet në vlerën përkatëse prej **0.047 ose 4.7%**.

9. Rekomandim

Krahas punës së arritur me modelet matematike dhe numerike të ndërtuara në bazë të të dhënave faktike të disponueshme për vendburimin Gorisht-Kocul ku pasqyrohet qartë ekzistenca ende e një potencial të caktuar të hidrokarbureve në shtresë, si dhe duke marrë parasysh shfrytëzimin jo-racional të këtij vendburimi deri më tani, mungesën e një studimi për përcaktimin e një depresioni të lejuar shfrytëzimi, mungesën e një studimi për përcaktimin e avancimit të kontaktit naftë-ujë dhe ekzistencën e një anizotropie të theksuar në vendburim, vendosemi përpara dy alternativave, të asaj të përdorimit të metodave të veprimit në shtresë si dhe të asaj të shpimit të puseve horizontal. Prioriteti i secilës prej tyre do të përcaktohet nga studimi ekonomiko-financiar, pra i kostove që do të rezultojnë, me qëllim për të siguruar rentabilitet më të lartë, duke realizuar një koeficient naftënxjerrje maksimale me shpenzime minimale.

10. Referencat

- [1] P. Sadushi and T. Meçaj, "Unifikimi i nendarjeve biostratigrafike ne faciet e cekta dhe te thella ne zonat Sazani, Jonike, Kruja dhe Krasta, ambjentet e sedimentimit dhe bashkelidhja me zonat analoge te Mesdheut bazuar ne rishikimin e materialit ekzistues.," Fier, 2000.
- [2] H. Shehu and I. Dhimulla, "Studimi kompleks mbi lidhjen, ligjesite, veçorite e ndertimit gjeologjik te rajonit te vendburimeve Amonice- Kolonje per te dy katet tektonike dhe problemi i perspektives se metejshme per kerkimin e naftes e gazit. Fier," Fier, 1986.
- [3] S. Prillo and L. Hasani, "Studim kompleks biostratigrafik i depozitimeve te Miocenit te mesem e te siperm per konkretizimin e kateve Langhian, Sarravalian, Tortonian e Messinian sipas stratotipave te Mesdheut. Fier," Fier, 1994.
- [4] S.Prillo and S. Myftari, "Rishikimi dhe unifikimi sipas zonimit te ri biostratigrafik me materialin ekzistues te te gjithë puseve te shpuar me metoden e mikrofaunes per depozitimet oligocen, miocen e kuaternar.," Fier, 2000.
- [5] S.Tego, Rezervuarët Terigjen, Tiranë: Botimet Barleti, 2022.
- [6] S.Tego, Rezervuarët Karbonatikë, Tiranë: Botimet Barleti, 2021.
- [7] T. V. GOLF-RACHT, fundamentals of fractured reservoir engineering, AMSTERDAM-OXFORD-NEW YORK: ELSEVIER SCIENTIFIC PUBLISHING COMPANY, 1982.
- [8] T. Ahmed and P. D. McKinney, Advanced Reservoir Engineering, Gulf Professional Publishing, 2005.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7733-2.X5000-X>
- [9] T. Ahmed, Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing, 2019.
<https://doi.org/10.1016/C2016-0-04718-6>
- [10] J. B. R. Ronald E. Terry, Applied Petroleum Reservoir Engineering Third Edition, Westford,, 2014.
<https://ptgmedia.pearsoncmg.com/images/9780133155587/samplepages/9780133155587.pdf>
- [11] A. V. Everdigen and W. Hurst, "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs," *Journal of Petroleum Technology*, pp. SPE-949305-G, December 01 1949.
<https://doi.org/10.2118/949305-G>
- [12] L. P. Dake, fundamentals of reservoir engineering Developments in Petroleum Science, 8, Amsterdam Holand, Last Accessed Date November 06, 2024.
https://www.academia.edu/28070833/FUNDAMENTALS_OF_RESERVOIR_ENGINEERING_LP_Dake_pdf

- [13] T. Ahmed, Reservoir engineering handbook Second Edition, Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2000.
- [14] A. Hamza, I. A. Hussein and M. Mahmoud , "Chapter 1 - Introduction to reservoir fluids and rock properties," *Developments in Petroleum Science*, Vols. Volume 78, 2023, Pages 1-19.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99285-5.00003-X>
- [15] D. James G. Speight PhD, "Chapter 4 - Reservoir Fluids," in *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands (Second Edition)*, 2016.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-849906-1.00004-7>
- [16] M. R. Islam, Reservoir Development, Gulf Professional Publishing, 2021.
<https://doi.org/10.1016/C2019-0-00936-3>
- [17] O. O. Mosobalaje, C. Y. Onuh and I. Seteyeobot, "A New Solution Methodology to the Material Balance Equation, for Saturated Reservoirs," in *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 2015.
[DOI:10.2118/178392-MS](https://doi.org/10.2118/178392-MS)
- [18] G. Fuentes-Cruz and M. A. Vásquez-Cruz, "Reservoir performance analysis through the material balance equation: An integrated review based on field examples," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vols. Volume 208, Part A, January 2022, 109377, 2022.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109377>
- [19] A. Nasar, A. Jibriel Ali and E. M. Tabar, "Estimation Of Original Oil In Place For Belhedan Oil Field By Using Volumetric Method, Material Balance Equation Method, And Reservoir Simulation Method," in *The First Conference for Engineering Sciences and Technology*, 2018.
<https://doi.org/10.21467/proceedings.2.35>
- [20] D. HAVLENA and A. S. ODEH, "The Material Balance as an Equation of a Straight Line," *JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY*, vol. SPE 559.
<https://www.ipt.ntnu.no/~curtis/courses/Reservoir-Recovery/2018-TPG4150/Handouts/Material-Balance/Optional/1963-SPE559-Havlena-Odeh-MB.pdf>
- [21] H. Sun, Advanced Production Decline Analysis and Application, Gulf Professional Publishing, 2015.
<https://doi.org/10.1016/C2014-0-01693-0>
- [22] J. R. Fanch, Integrated Reservoir Asset Management, Gulf Professional Publishing, 2010.
<https://doi.org/10.1016/C2009-0-62240-6>
- [23] V. Okouma, N. Hosseinpour-Zonoozi and T. Blasingame, "Practical Considerations for Decline Curve Analysis in Unconventional-Application of Recently Developed Time-Rate Relations," in *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*, 2012.
file:///C:/Users/x/Downloads/Practical_Considerations_for_Decline_Cur.pdf

- [24] W. Ali , H. Khatatab, M. Tantawy and A. Gawish, "Modern Decline Curve Analysis of Unconventional Reservoirs: A Comparative Study Using Actual Data," *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022.
<http://dx.doi.org/10.21608/jpme.2022.128147.1123>
- [25] M. Wei, K. Ren, Y. Duan, Q. Chen and M. Dejam, "Production Decline Behavior Analysis of a Vertical Well with a," *Mathematical Problems in Engineering*, Vols. Volume 2019, Article ID 1683989, 9 pages, 2019.
<https://doi.org/10.1155/2019/1683989>
- [26] C. Temizel, T. Tuna, M. Melih Oskay and L. A. Saputelli, *Formulas and Calculations for Petroleum Engineering*, Gulf Professional Publishing, 2019.
<https://doi.org/10.1016/C2018-0-00117-6>
- [27] T. Guruvong, "Chapter 8: Production Decline Analysis," [Online].
<https://faculty.ksu.edu.sa/sites/default/files/Production%20Decline%20Analysis.pdf>

11. LISTA E PUBLIKIMEVE

ARTIKUJ SHKENCORË NË REVISTA NDËRKOMBËTARE-AUTOR I PARË

- **International Journal of Applied Research**

“Mathematical formulation of the steady state -flow equation for isotropic porous media, based on combining three independent equations, continuity equation, motion equation and state equation”

ISSN Print: 2394-7500 ISSN Online: 2394-5869

<https://www.allresearchjournal.com/archives/?year=2024&vol=10&issue=9&part=A&ArticleId=11980>

- **Balkan Journal of Interdisciplinary Research**

“Mathematical formulation of the physical properties of Hydrocarbon Gases and the determination of these parameters in a Gas-Condensate field in Albania”

E-ISSN 2411-9725 ISSN 2410-759X Vol.10 No.2

<https://sciendo.com/article/10.2478/bjir-2024-0018>

- **EUROPEAN-AMERICAN JOURNALS**

International Journal of Petroleum and Gas Exploration Management

“Physical and Mathematical Analysis of the Radial Water/ Oil Displacement in Porous Media and Determination of Hydrodynamic Parameters as well as Time of Exploitation of the Layer”

Vol.7, No.1, pp.1-11, 2024 Print ISSN: 2515-0863 (Print) Online ISSN: 2515-0871 (Online)

<https://eajournals.org/ijpgem/vol-7-issue-1-2024/>

- **WSEAS TRANSACTIONS on FLUID MECHANICS**

“A Novel Analytical Solution of Radial Diffusion Equation with Constant Terminal Rate of Slightly Compressible Fluid”

E-ISSN: 2224-347X Volume 19, 2024

<https://wseas.com/journals/articles.php?id=9900>

- **International Scientific Journals**

THEORETICAL FOUNDATIONS AND SPECIFICITY OF MATHEMATICAL MODELLING

“Determination of the average layer pressure in the case of radial flow”

Vol. 8 (2024), Issue 2, pg(s) 42-43

<https://stumejournals.com/journals/mm/2024/2/42>

- **Journal of Electrical Systems**

Physical Formulation and Mathematical Analysis of the Production Decline Curve in Calculation of the Decline Rate for Oil Fields

Vol. 20 No. 11s (2024) ISSN 1112-5209

<https://journal.esrgroups.org/jes/article/view/8066>

REFERATE SHKENCORË NË KONFERENCA NDËRKOMBËTARE -AUTOR I PARË

- **THIRTY-SEVENTH INTERNATIONAL CONFERENCE ON:
SOCIAL AND NATURAL SCIENCES – GLOBAL CHALLENGE 2024
(ICSNS XXXVII-2024)**

Madrid - 12 November 2024

**Institute of History and Political Science of the University of Bialystok (Poland-EU),
Keiser University (USA), Bielefeld University of Applied Sciences (Germany), School of
American Law (Greece)**

**“ LINEAR FLOW GEOMETRY IN POROUS MEDIA AND DETERMINATION OF
HYDRODYNAMIC PARAMETERS OF OIL RESERVOIR ”**

- **INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE “MATHMODEL 2024”
SCIENTIFIC-TECHNICAL UNION OF MECHANICAL ENGINEERING
BULGARIA**

Vol. 8 (2024), Issue 3, pg(s) 98-100

**“ DETERMINATION OF PHYSICO-CHEMICAL PARAMETERS OF
HYDROCARBON GAS BASED ON FIELD DATA”**

- **INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE “MATHMODEL 2024”
SCIENTIFIC-TECHNICAL UNION OF MECHANICAL ENGINEERING
BULGARIA**

Vol. 8 (2024), Issue 2, pg(s) 42-43

**“ DETERMINATION OF THE AVERAGE LAYER PRESSURE IN THE CASE OF
RADIAL FLOW ”**

- **THIRTY-EIGHTH INTERNATIONAL CONFERENCE ON:
SOCIAL AND NATURAL SCIENCES – GLOBAL CHALLENGE 2024
(ICSNS XXXVIII-2024)**

Lisbon-30 December 2024

**Institute of History and Political Science of the University of Bialystok (Poland-EU),
Keiser University (USA), Bielefeld University of Applied Sciences (Germany), School of
American Law (Greece)**

**“ APPLICATION OF THE DECLINE CURVE ANALYSIS IN CALCULATION OF
THE DECLINE RATE AND DETERMINATION OF THE ABANDONMENT TIME
FOR THE AMONICA OIL FIELD IN ALBANIA”**

- **INTERNATIONAL CONFERENCE CHEMISTRY, PHYSICS AND MATHEMATICS
(ICCHPHMA-25)**

INTERNATIONAL ACADEMIC RESEARCH FORUM

Budapest, Hungary

**“ PHYSICAL FORMULATION AND MATHEMATICAL ANALYSIS OF THE PRODUCTION
DECLINE CURVE IN CALCULATION OF THE DECLINE RATE FOR OIL FIELDS ”**