

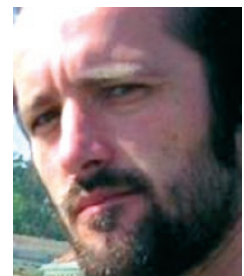
Određivanje rasporeda veličine pora uz pretpostavku različitih pornih geometrija

Calculating pore size distribution with an assumption of different pore geometries

Marko Gačina, mag. ing. petrol.
INA d.d.
marko.gacina@ina.hr

Filip Vodopić,
univ. bacc. ing. petrol.
RGN fakultet

dr. sc. Domagoj Vulin
RGN fakultet
domagoj.vulin@rgn.hr



Ključne riječi: kapilarni tlak, močivost, raspodjela veličine pora, polumjer pora, geometrija pora, G faktor

Key words: capillary pressure, wettability, pore size distribution, pore radii, pore geometry, G factor

kutevima pora. Naposljetku, napravljena je i statistička analiza raspodjele veličine pora.

Sažetak

Opisane su metode mjerenja kapilarnih tlakova te fizikalna povezanost kapilarnih tlakova, tj. močivosti i geometrije pora. Predstavljani su različiti geometrijski modeli kojima se može predstaviti porni prostor uzorka stijene te su izračunate i uspoređene raspodjele veličina pora uz različite pretpostavke njihove geometrije. Ustanovljeno je kako pri najmanjim radijusima pora, odabir geometrije ne utječe bitno na procjenu njihove zastupljenosti, međutim kod većih pora pretpostavka geometrije pora može bitno promijeniti procjenu raspodjele veličina pora. Korištene su dvije različite metode računanja: metoda temeljena na procjenama radijusa zakrivljenosti meniskusa u kapilari i MSP-OBA metoda koja koristi omjer površine pora i njihovog opsega. Kako se zakrivljenost pore približava obliku kružnica, raspodjela će davati sve veće vrijednosti ekvivalentnog polumjera pora zbog smanjenja utjecaja zaostajanja močive faze u

Abstract

Methods for measuring capillary pressures are presented along with the correlation between capillary pressure, wettability and pore geometry. Different pore geometries are presented which can describe pore network of a rock sample. Furthermore, pore size distributions for each geometry are calculated. It is determined that pore geometry for small radius pores have a small impact on pore size distribution. However, pore geometry for larger pores can have a great impact on pore size distribution. Two different methods are used for calculating pore size distribution: method based on radii of curvature of interface in a capillary tube and MSP-OBA method which uses ratio of pore area and their respective perimeter. As the number of sides of polygonal geometries increases, pore size distribution will result in greater equivalent pore radii because of decreasing wetting phase retention in the pore corners. Finally, statistical analysis of pore size distribution is implemented.

Popis korištenih oznaka:

Oznaka	Jedinica	Opis
A	m ²	Površina poprečnog presjeka
a	m	Stranica jednakostraničnog trokuta
b	m	Udaljenost između dvije paralelne ploče
D	–	Korekcijski faktor koji ovisi o kutu močenja
F	N	Površinska sila
F_d	–	Korekcijski faktor koji ovisi o kutu močenja i G faktoru
G	–	Faktor oblika pore
h	m	Visina stupca koja ostvaruje tlak, kapilarna elevacija
L	m	Duljina stranice kvadrata
l	m	Duljina na kojoj djeluje površinska sila, duljina kapilare
P	Pa	tlak
P_c	Pa	Kapilarni tlak
P_{nw}	Pa	Tlak kojeg ostvaruje nemoćiva faza sa gornje strane meniskusa
P_w	Pa	Tlak kojeg ostvaruje moćiva faza s donje strane meniskusa
R	m	Polumjer zakrivljenosti
r	m	Polumjer kapilare/pora raznih geometrija, polumjer upisane kružnice

Oznaka	Jedinica	Opis
S_{N_2}	dij.jed.	Zasićenje dušikom
S_w	dij.jed.	Zasićenje vodom
s	m	Opseg raznih geometrija poprečnih presjeka
t	m	Duljina stranice pravilnog peterokuta
Q	m ³ /s	Protok
α	°	Kontaktni kut, kut moćivosti
$\acute{\alpha}$	–	Koeficijent cementacije
β	°	Polukutevi mnogokuta
η	Pa·s	Dinamička viskoznost fluida
φ	dij. jed.	Poroznost
σ	Pa/m	Međupovršinska napetost
σ_{ow}	Pa/m	Međupovršinska napetost nafta–voda
σ_{so}	Pa/m	Međupovršinska napetost stijena–nafta
σ_{sw}	Pa/m	Međupovršinska napetost stijena–voda
Θ	°	Kut močenja
θ_c	°	Kritični kut močenja

1. Uvod

Raspored veličina pora ima značajnu ulogu pri određivanju zasićenja vodom iznad kontakta, odnosno razdjelnice nafta–voda te pri određivanju kapilarne blokade protoka. Također, utječe i na efektivnu propusnost poroznog medija, tj. na krivulju kapilarnog tlaka u ovisnosti o zasićenju fluidima. Kako se raspored veličine pora može odrediti iz prethodno spomenute analize, nužno je definirati pojavu kapilarnog tlaka. Kapilarni tlak je diferencijalni tlak koji se javlja na granicama faza (moćive i nemoćive) te je kao takav posljedica kapilarnih sila koje održavaju površinu granica faza u stanju ravnoteže, odnosno postiže se ravnotežno stanje (ekvilibrijum). Kapilarni se tlak javlja kao posljedica međupovršinske napetosti između faza koje su pak posljedica po intenzitetu nejednolikog međumolekularnog privlačenja između molekula koje se nalaze u unutrašnjosti fluida i molekula koje se nalaze na površini, tj. granici dvaju fluida.

Međupovršinsku napetost predstavlja površinska sila koja djeluje u određenom smjeru na određenoj duljini:

$$\sigma = \frac{F}{l} = \frac{[\text{Pa}]}{[\text{m}]} \quad (1-1)$$

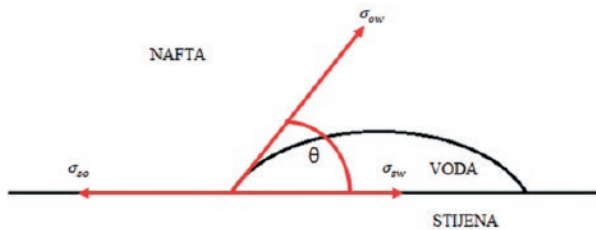
gdje je: σ - međupovršinska napetost [Pa/m]

F - površinska sila [N]

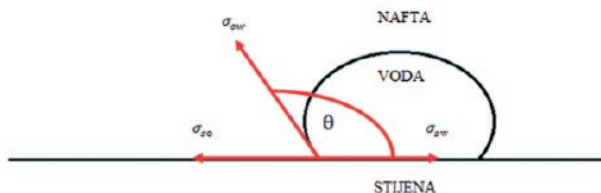
l - duljina na kojoj djeluje površinska sila [m]

Intenzitet kapilarnog tlaka određuje i kontakti kut (θ) između faza, koji se naziva kut močenja. U realnom slučaju, tj. u porama stijena mogu se nalaziti voda, nafta i/ili plin. Uzimajući za primjer slučaj da se u porama nalaze nafta i voda, razlikuju se vodomoćive i naftomoćive stijene. Veličina kuta močenja ovisi o međupovršinskim napetostima, tj. o odnosu međupovršinskih sila stijena–nafta (σ_{so}) i stijena–voda (σ_{sw}). Slijedi:

za $\sigma_{sw} > \sigma_{so}$ onda je $0^\circ < \theta < 90^\circ$ i stijena je vodomoćiva (slika 1-1.),



Slika 1-1. Prikaz međupovršinskih napetosti u vodomogućivom sustavu (preuređeno iz: Vulin, 2019)



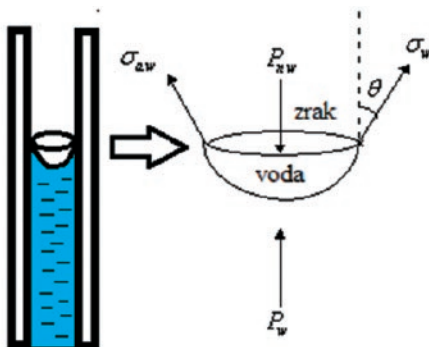
Slika 1-2. Prikaz međupovršinskih napetosti u naftomogućivom sustavu

a ako je $\sigma_{sw} < \sigma_{so}$ onda je $90^\circ < \theta < 180^\circ$ i stijena je naftomogućiva (slika 1-2.).

U radu su uspoređene procjene raspodjele veličina pora uz pretpostavke različitih geometrija, čime se mijenjaju odnosi kontaktnog kuta i rezultantne močivosti, tj. sila adhezije na stijenu. Različite geometrije pora različito utječu na raspodjelu veličina, što je pokazano nakon statističke obrade te primjene različitih algoritama za procjenu veličina pora na temelju pretpostavljene distribucije te dominantne geometrije presjeka pornih kanala.

2. Temeljni izvodi jednadžbi za kapilarni tlak

Najjednostavnija aproksimacija geometrija pora je pretpostavka cjevčica različitih promjera. Budući da su u kapilarama međupovršinski slojevi u ravnotežnom stanju, na svakom njihovom segmentu mogu se izračunati pojedine sile koje djeluju na te slojeve (slika 2-1.).



Slika 2-1. Ravnoteža sila koje djeluju na međupovršinski sloj, meniskus (Numbere, 2004)

2.1. Kapilarni tlak kao funkcija promjera kapilare:

Iz slike 2-1. slijedi jednadžba ravnoteže sila:

$$P_{nw} \cdot r^2 \pi = \sigma \cdot \cos \theta \cdot (2r\pi) + P_w \cdot r^2 \pi \quad (2-1)$$

Pri čemu su:

P_{nw} - tlak nemočivog (nw) fluida, s gornje strane međupovršinskog filma [Pa]

P_w - tlak močivog (w) s donje strane međupovršinskog filma [Pa]

r - polumjer kapilare [m].

θ - kut močivosti [$^\circ$]

Preuređivanjem jednadžbe 2-1 slijedi:

$$P_{nw} \cdot r^2 \pi - P_w \cdot r^2 \pi = \sigma \cdot \cos \theta \cdot (2r\pi)$$

Budući da je kapilarni tlak u statičnom sustavu u ležištu jednak razlici tlakova s vanjske i unutarnje strane među površinskog filma, slijedi supstitucija:

$$P_c \cdot r^2 \pi = \sigma \cdot \cos \theta \cdot (2r\pi) \quad (2-2)$$

gdje je: P_c kapilarni tlak [Pa]

Sređivanjem jednadžbe 2-2 u konačnici se dobije izraz 2-3 za kapilarni tlak:

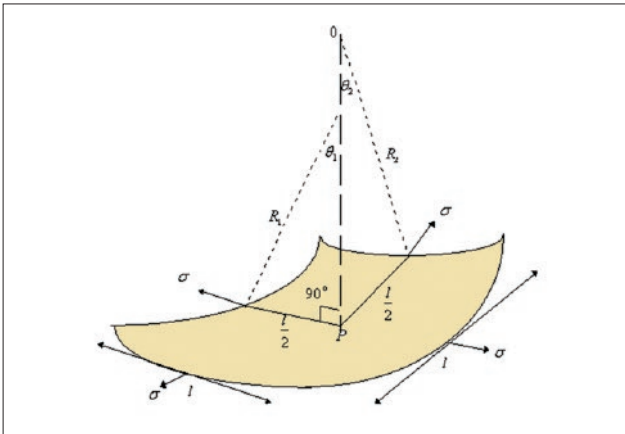
$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r} \quad (2-3)$$

2.2. Kapilarni tlak kao funkcija radijusa zakrivljenosti meniskusa

Osim kao funkciju polumjera kapilare, kapilarni tlak može se izraziti i kao funkcija polumjera zakrivljenosti međupovršinskog filma. Na slici 2-2. prikazan je mali segment zakrivljenog međupovršinskog sloja sa središtem u točki P. Segment međupovršine ima oblik kvadrata duljine stranice l . Segment je zakrivljen i definiran dvama polumjerima zakrivljenosti, R_1 i R_2 jer se svaka zakrivljena površina može definirati uz minimalno dva polumjera zakrivljenosti. Također, na slici su vidljiva i dva kontaktna kuta, θ_1 i θ_2 , koja zatvaraju polumjeri zakrivljenosti segmenta međupovršinskog filma sa normalom na ravninu segmenta sa hvatištem u točki P.

Iz ravnoteže sila slijedi jednadžba 2-4:

$$P_c \cdot (l \cdot \cos \theta_1)^2 = 2 \cdot (\sigma \cdot l \cdot \sin \theta_1) + 2 \cdot (\sigma \cdot l \cdot \sin \theta_2) \quad (2-4)$$



Slika 2-2. Segment zakrivljenog meniskusa (Numbere, 2004)

Budući da je za malu vrijednost kuta θ kosinus jednak jedinici:

$$P_c \cdot l^2 = 2 \cdot (\sigma \cdot l \cdot \sin\theta_1) + 2 \cdot (\sigma \cdot l \cdot \sin\theta_2)$$

Iz slike 2-2. vidljivo je da vrijede sljedeći izrazi:

$$\sin\theta_1 = \frac{l}{2 \cdot R_1} \quad (2-5)$$

pri čemu je:

R_1 - polumjer zakrivljenosti prvog dijela segmenta međupovršinskog filma [m]

R_2 - polumjer zakrivljenosti drugog dijela segmenta međupovršinskog filma [m]

$$\sin\theta_2 = \frac{l}{2 \cdot R_2} \quad (2-6)$$

Supstituiranjem jednadžbi 2-5 i 2-6 u prethodnu dobiva se:

$$p_c = \frac{2 \cdot \sigma}{l} \cdot \left(\frac{l}{2 \cdot R_1} + \frac{l}{2 \cdot R_2} \right)$$

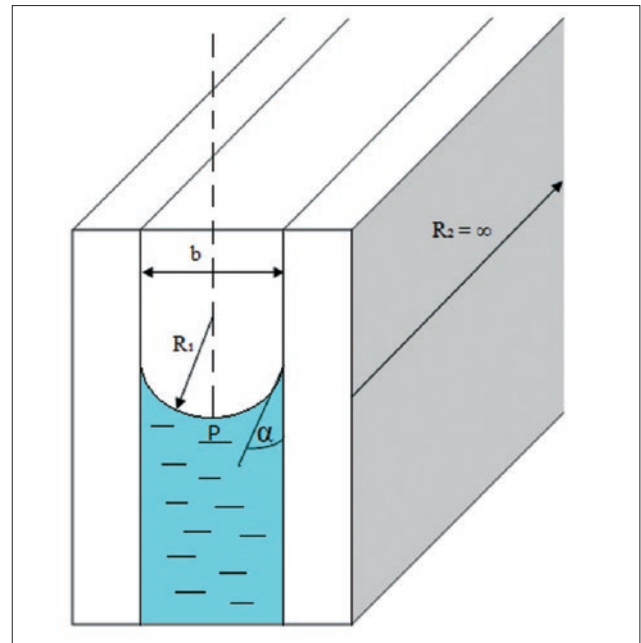
Slijedi finalna jednadžba 2-5:

$$P_c = \sigma \cdot \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (2-5)$$

Jednadžba (2-5) je temeljna jednadžba za izračunavanje kapilarnog tlaka raznovrsnih stijena, uz pretpostavku različitih oblika poprečnih presjeka kapilara.

2.2.1. Primjena jednadžbe kapilarnog tlaka na paralelne ploče

Slika 2-3. prikazuje dvije paralelne ploče koje su međusobno udaljene za razmak b . Između tih ploča nalazi se tekućina, iznad koje se pak nalazi drugi fluid,



Slika 2-3. Kapilarna elevacija između dvije paralelne ploče (Numbere, 2004)

te je došlo do pojave kapilarne elevacije. Uslijed kapilarne elevacije te zbog afiniteta ploča prema tekućini (obojana plavo na slici), međupovršina je zakrivljena. U ovom slučaju će uz jedan radijus zakrivljenosti R_1 , postojati i drugi radijus zakrivljenosti R_2 koji će težiti u beskonačnost budući da se radi o dvama paralelnim pločama. Kut močivosti (α) također je prikazan na slici, a može se poistovjetiti sa kutom koji radijus zakrivljenosti zatvara sa normalom međupovršinskog sloja s hvatištem u točki P.

Za odnose na slici 2-3. vrijede sljedeće jednakosti:

$$R_1 = \frac{b}{2 \cdot \cos\alpha} \quad (2-6)$$

pri čemu je: b - udaljenost između ploča [m]

α - kontaktni kut [°]

$$R_2 = \infty \quad (2-7)$$

Supstituiranjem prethodne dvije jednadžbe u temeljnu jednadžbu 2-5 slijedi:

$$P_c = \sigma \cdot \left(\frac{2 \cdot \cos\alpha}{b} + \frac{1}{\infty} \right)$$

Daljnijim sređivanjem dolazi se do jednadžbe 2-8:

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos\alpha}{b} \quad (2-8)$$

3. Veličina i geometrija pora

Veličina i oblik (geometrija) pora utječu na kapilarni tlak, što znači da ih je potrebno poznavati u svim slučajevima gdje se ne može zanemariti kapilarne sile, tj. kod razmatranja primjene tercijarnih metoda ili kod razrade strategije proizvodnje fluida iz ležišta s dominantno malim porama.

3.1. Veličina pora

Određivanje raspodjele veličine pora na bilo koji način ovisi i o nekoliko pretpostavki (Hunt i dr., 2014):

- Polumjer pore koji kontrolira dreniranje predstavlja isti polumjer pore koji kontrolira protjecanje (iako pore mogu biti povezane brojnim grlima, dreniranje započinje kada meniskus, tj. zakrivljena razdjelnica voda-zrak prođe kroz jedno od njih);
- Fluid koji se istiskuje iz pore, protječe cijelim poprečnim presjekom te pore stalnog polumjera r (iako pore imaju tendenciju ka konvergirajućoj/divergirajućoj geometriji);
- Pore imaju kružni poprečni presjek i hidraulički su glatke, što omogućuje primjenu istog polumjera u Poiseulle-ovom zakonu koji opisuje protjecanje kroz kapilaru kružnog poprečnog presjeka određene duljine:

$$Q = -\frac{\pi \cdot r^4}{8 \cdot \eta} \cdot \frac{\Delta P}{l} \quad (3-1)$$

gdje je: Q - protok [m^3/s]

η - dinamička viskoznost fluida [$\text{Pa}\cdot\text{s}$]

ΔP - pad tlaka [Pa]

l - duljina kapilare [m]

- Pore imaju konstantan kut močivosti, $\alpha=0^\circ$ kroz medij (kapljevinu), ali se može primijeniti i drugačiji (ali isto konstantan) kut močivosti ukoliko je poznat;
- U slučaju metode mjerenja pomoću polupropusne membrane, voda potpuno zapunjava poru (pretpostavka jake močivosti), a ne nalazi se u njima u obliku tankog filma;
- Tijekom mjerenja, dovoljno je vremena da uzorak postigne stanje ekvilibrija (iako se on postiže asimptotski, ova je pretpostavka najtočnija);
- Tijekom mjerenja, sav fluid (voda) u uzorku ima jednak matrični potencijal (što ne može biti istina budući da uzorak ima određenu visinu,

a za ostvarenje ovakve aproksimacije nužna je visina od 0 m);

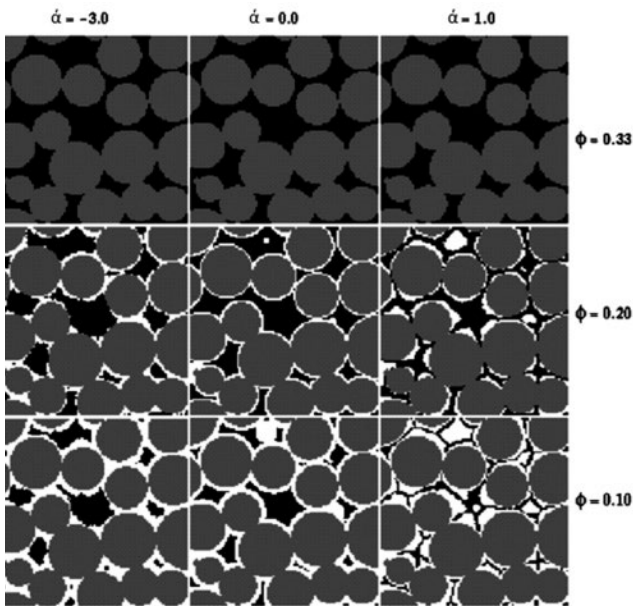
- Tijekom mjerenja, sve pore su dopustive i ujedno pristupačne (što može biti istinito samo u posebnim slučajevima, a jedan od njih bi bio da se sve pore protežu čitavom duljinom uzorka);
- Uzorak/jezgra je reprezentativan, što je teško osigurati, obzirom na raznolikost geološkog materijala;
- Dimenzije uzorka/jezgre nemaju utjecaja na dobivene rezultate (uočava se kontradikcija između potrebe što većeg uzorka kako bi bio reprezentativan i potrebe što manjeg uzorka kako bi se izbjegao utjecaj visine zbog npr. matričnog potencijala vode).

3.2. Geometrija pora

Geometrija pora je uz veličinu pora, karakteristika od velikog značaja. Na primjer, ukoliko sve pore imaju jednake površine poprečnog presjeka, ali različite geometrije poprečnog presjeka, posljedica će biti različite vrijednosti kapilarnih tlakova. Isto tako, uz istu krivulju kapilarnog tlaka, ali različitu geometriju pora, različita je raspodjela veličina pora. Uvjeti stvaranja određene geometrije i distribucije veličine pora mogu biti različiti. Npr., u slučaju pozitivnog koeficijenta cementacije α , kvarcni cement će imati tendenciju izlučivanja prema središtu većih pora (slika 3-1). To će imati za posljedicu održavanje visoke efektivne poroznosti sve do iznimno niske vrijednosti poroznosti φ (Øren i dr., 1998). Za slučaj negativnog koeficijenta cementacije, smjer izlučivanja kvarcnog cementa ići će prema središtu manjih pora. Posljedično, pore (grla pora) će biti blokirane zbog zapunjenja kvarcnim cementom, tj. protok će biti onemogućen pri višim vrijednostima poroznosti φ nego za slučaj pozitivnog koeficijenta cementacije α (Øren i dr., 1998).

Za slučaj koeficijenta cementacije jednakog nuli, kvarcni cement izlučivat će se koncentrično kružno. Osim kvarcnog cementa, u poru se prostoru mogu naći raznovrsni minerali glina koji mogu oblagati obod poru (smektit, ilit, klorit) ili zapunjavati pore poput kaolinata (slika 3-2).

Gline koje oblažu pore formiraju tanak mineralni sloj koji se širi radijalno od površine mineralnih zrna, što se može shvatiti na način da se tako smanjuje veličina, tj. radijus pora. Za razliku od glina koje oblažu pore, gline koje zapunjavaju pore tvore nakupinu čestica u nasumično određenim porama (Øren i dr., 1998). Može se zaključiti kako gline koje zapunjavaju



Slika 3-1. Utjecaj povećanja volumena kvarcnog cementa u međupornom prostoru u ovisnosti o promjeni koeficijenta cementacije α (Ørenidr.,1998)

pore mogu djelomično ili potpuno uzrokovati pornu blokadu čak i pri relativno visokim poroznostima. Također, gline koje zapunjavaju porni prostor značajno će povećati zavojitost pora, dok će gline koje oblažu pore imati minoran utjecaj. Iz svega prije navedenoga, razvidno je da postojanje cementa i/ili gline u pornom prostoru značajno utječe na veličinu pora, a može i potpuno promijeniti geometriju cijelog pornog prostora.

3.2.1. G faktor (faktor oblika pora)

Mason i Morrow (1991) su uveli bezdimenzionalni faktor oblika (G):

$$G = \frac{\bar{A}}{s^2} \quad (3-2)$$

gdje je: G - faktor oblika

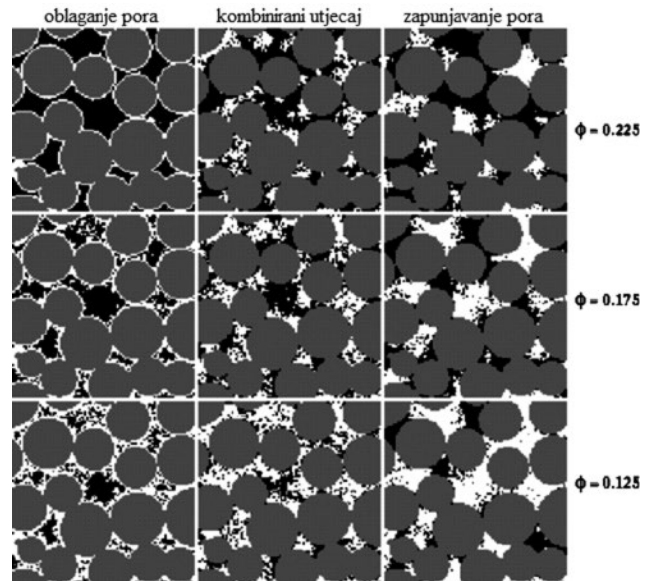
\bar{A} - srednja površina poprečnog presjeka pore [m²]

s - opseg poprečnog presjeka pore [m]

Također vrijedi i jednačba (Mason i Morrow, 1991):

$$G = \frac{1}{4} \cdot \left(\sum_{i=1}^3 \frac{1}{\tan \beta_i} \right)^{-1} = \frac{1}{4} \cdot \tan \beta_1 \cdot \tan \beta_2 \cdot \cot(\beta_1 + \beta_2) \quad (3-3)$$

gdje je β polukut poprečnog presjeka pore ($\beta_1 \leq \beta_2 \leq \beta_3$) [°]



Slika 3-2. Utjecaj povećanja volumena glina koje oblažu ili zapunjavaju pore (Øreni i dr., 1998)

Za kombinaciju dvaju polukutova (β_1 i β_2) koji daju konstantni faktor G vrijedi (Mason i Morrow, 1991):

$$G = \frac{\sin(2\beta_1)}{2} \cdot \left(2 + \frac{\sin(2\beta_1)}{\sin(2\beta_2)} \right)^{-2} \quad (3-4)$$

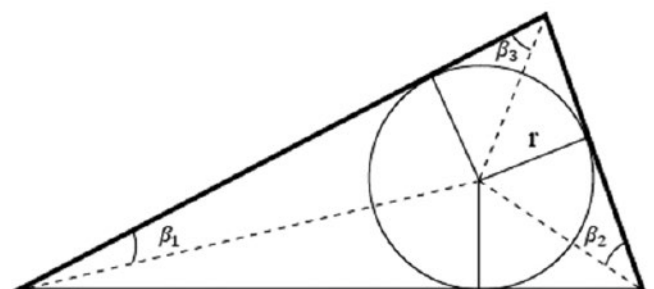
Princip određivanja polukutova je sljedeći (Piri, 2003):

Uz poznati G faktor, supstituiranjem izraza

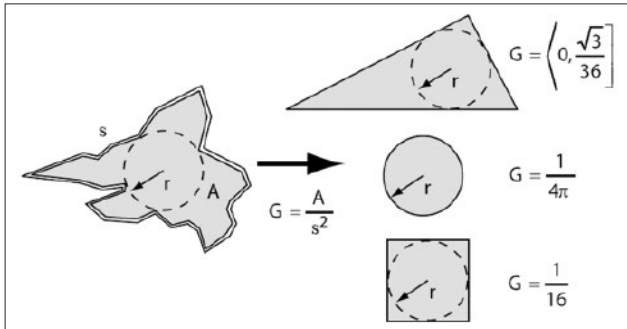
$$\beta_{2,min} = \beta_1 \text{ i } \beta_{2,max} = \frac{\pi}{4} - \frac{\beta_1}{2}$$

i u jednačbu 3-4, dobivaju se izrazi za minimalni i maksimalni iznos kuta β_2 . Zatim se proizvoljno odabire polukut β_2 koji mora biti u zadanom intervalu između minimalne i maksimalne vrijednosti. Nakon toga, iz jednačbe 3-3 se može računati β_1 , dok se vrijednost polukuta β_3 računa iz elementarne geometrije: $\beta_3 = 90^\circ - \beta_2 - \beta_1$.

Primjer trokuta za kojeg se može primijeniti ovakav postupak određivanja polukutova prikazan je slikom 3-3.



Slika 3-3. Trokutasti poprečni presjek pore sa upisanom kružnicom radijusa r i pripadajućim polukutevima (Piri, 2003)



Slika 3-4. G faktor za različite porne geometrije (modificirano iz Valvatne, 2004)

Uz pretpostavku da su pore uniformni kanali, kružnog, trokutastog ili kvadratičnog poprečnog presjeka (Valvatne, 2004), uviđa se da G faktor nije isključivo primjenjiv na trokutastu poru geometriju, već i na raznovrsne geometrije poprečnog presjeka pora. Pojedinačni iznosi G faktora za različite geometrije (slika 3-4.) iznose:

- $\frac{1}{4 \cdot \pi}$ za kružni poprečni presjek,
- $\frac{1}{16}$ za kvadratični poprečni presjek,
- te u intervalu $\left(0, \frac{\sqrt{3}}{36}\right]$ za trokutasti poprečni presjek.

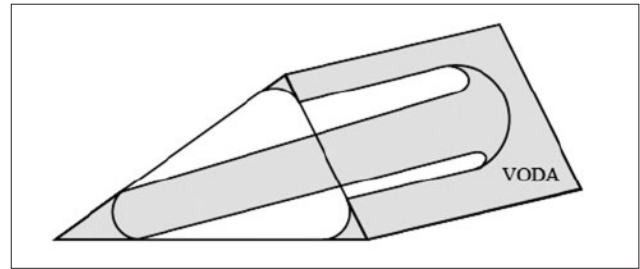
Potrebno je spomenuti da kada se faktor G približava nuli, model pornog presjeka odgovara trokutu višestruko većeg opsega nego površine (iznimno dugački kraci, a osnovica kratka), dok onaj maksimalni u iznosu od 0,048 odgovara jednakostraničnom trokutu. Također, kako porna geometrija postaje nepravilnija (različitija od kružnog poprečnog presjeka) faktor G se smanjuje (Valvatne, 2004).

3.2.1.1. Primjena G faktora u jednadžbi kapilarnog tlaka

Primjena G faktora za povezivanje mjerenja kapilarnih tlakova s geometrijom i raspodjelom veličine pora može se temeljiti na metodi koju su uveli Øren i dr. (MSPO, 1998), tj. generalizaciji Mayer i Stoweove (1965) te Princenove metode (1969):

$$r = \frac{\sigma \cdot (1 + 2 \cdot \sqrt{\pi G}) \cdot \cos \theta_r}{P_c} \cdot F_d(\theta_r, G) \quad (3-5)$$

gdje je θ_r kut močivosti [°] faze koja zaostaje (tijekom dreniranja), a F_d korekcijski faktor koji ovisi o kutu močivosti i faktoru G:



Slika 3-5. Zaostajanje močive faze kao meniskusa kružnog luka (Valvatne, 2004)

$$F_d = \frac{1 + \sqrt{1 + 4GD / \cos^2 \theta_r}}{1 + 2 \cdot \sqrt{\pi G}} \quad (3-6)$$

pri čemu je D koeficijent koji ovisi o kutu močivosti:

$$D = \pi \cdot \left(1 - \frac{\theta_r}{60}\right) + 3 \cdot \sin \theta_r \cdot \cos \theta_r - \frac{\cos^2 \theta_r}{4G} \quad (3-7)$$

Za snažno vodomučive sustave kut zaostajanja iznosi 0, te stoga članovi i u jednadžbi 3-5 iznose jedan. Kod primjene ove metode, pretpostavlja se da tijekom dreniranja močiva faza zaostaje u kutevima pore, tj. kapilare, u obliku meniskusa kružnog luka (slika 3-5.) koji se javlja uz glavni meniskus.

Upravo zbog toga jednadžba 3-5 nije primjenjiva na kružni poprečni presjek kapilare, budući da ona nema kuteve u kojima bi močiva faza mogla zaostajati, tj. za protjecanje nemočive faze dostupna je cijela površina poprečnog presjeka kapilare.

3.2.2. Primjena klasičnih jednadžbi kapilarnog tlaka na različite porne geometrije

Budući da će se primjenjivati geometrije pravilnih mnogokuta radijusi zakrivljenosti R bit će jednaki (Ma i dr., 1996) te jednadžba postaje:

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma}{R} \quad (3-8)$$

Za kružni poprečni presjek vrijedi da je polumjer pora $r = R \cdot \cos \theta$ (Ma i dr., 1996), te se uvrštavanjem u jednadžbu 3-8 dolazi do jednadžbe koja je identična jednadžbi 2-3.

Za kvadratni poprečni presjek vrijedi da je polovica stranice kvadrata $\frac{L}{2} = R \cdot \cos \theta$ (Numbere, 2004) te uvrštavanjem u jednadžbu 3-8 vrijedi:

$$P_c = \frac{4 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{L} \quad (3-9)$$

Za poprečni presjek u obliku jednakostraničnog trokuta stranice a, vrijedi da je polumjer

upisane kružnice $r_{\text{trokut}} = \frac{\sqrt{3}}{6} \cdot a$. Iz toga proizlazi i: $\frac{\sqrt{3}}{6} \cdot a = R \cdot \cos\theta$. Uvrštavanjem u jednadžbu 3-8 slijedi:

$$P_c = \frac{12 \cdot \sigma \cdot \cos\theta}{\sqrt{3} \cdot a} \quad (3-10)$$

Za poprečni presjek pravilnog peterokuta stranice t , vrijedi da je polumjer upisane kružnice $r_{\text{peterokut}} = \frac{t}{2 \cdot \tan(36^\circ)}$.

Onda također vrijedi i $\frac{t}{2 \cdot \tan(36^\circ)} = R \cdot \cos\theta$. Uvrštavanjem u jednadžbu 3-8 dobiva se:

$$P_c = \frac{4 \cdot \sigma \cdot \cos\theta \cdot \tan(36^\circ)}{t} \quad (3-11)$$

Glavna aproksimacija pri određivanju raspodjele veličine pora je istovjetnost površina svih prije navedenih poprečnih presjeka. Vodeći se tom analogijom slijedi:

$$r^2 \cdot \pi = L^2 = \frac{\sqrt{3}}{4} \cdot a \approx 1,7204 \cdot t^2 \quad (3-12)$$

Poželjno je izraziti sve veličine preko polumjera kružnice r . Stoga, slijede jednadžbe:

$$L = r \cdot \sqrt{\pi} \quad (3-13)$$

$$a = \frac{2 \cdot r \cdot \sqrt{\pi}}{\sqrt[4]{3}} \quad (3-14)$$

$$t = r \cdot \sqrt{\frac{\pi}{1,7204}} \quad (3-15)$$

Supstituiranjem jednadžbi 3-13, 3-14 te 3-15 u jednadžbu 3-8 i 3-9 dobivaju se izrazi za karakteristične poprečne presjeke pora.

Stoga je izraz za kvadratni poprečni presjek pora:

$$r = \frac{4 \cdot \sigma \cdot \cos\theta}{P_c \cdot \sqrt{\pi}} \quad (3-16)$$

Za poprečni presjek jednakostraničnog trokuta postaje:

$$r = \frac{6 \cdot \sigma \cdot \cos\theta \cdot \sqrt[4]{3}}{P_c \cdot \sqrt{3} \cdot \sqrt{\pi}} \quad (3-17)$$

Izraz za poprečni presjek pravilnog peterokuta postaje:

$$r = \frac{4 \cdot \sigma \cdot \cos\theta \cdot \tan(36^\circ)}{P_c \cdot \sqrt{\frac{\pi}{1,7204}}} \quad (3-18)$$

4. Proračun raspodjele veličine pora

Za proračun raspodjele veličine pora uz pretpostavku različitog geometrijskog presjeka u ovom su se radu koristile dvije metode:

1. Metoda upotrebe jednadžbe kapilarnog tlaka kao funkcije radijusa zakrivljenosti meniskusa (ZM, jednadžbe 2-3, 3-16, 3-17, te 3-18). Cilj korištenja ove metode jest svođenje raznih mnogokuta na oblik kružnice polumjera r uz uvjet protjecanja kroz cijelu površinu poprečnog presjeka.
2. Generalizacija Mayer i Stoweove (1965) te Prinzenove metode (1969) koju su izveli Øren i dr. (1998) - MSP-OBA koja u obzir uzima faktor oblika pore G (jednadžbe 3-5, 3-6 i 3-7).

Kao ulazni podaci koristili su se izmjereni kapilarni tlakovi (P_c) i vrijednosti trenutnog zasićenja zrakom (S_{air}) metodom utiskivanja žive. Ti su podaci korigirani za sustav voda-nafta te su dobivene vrijednosti kapilarnog tlaka ($P_{c,w-o}$) i pripadajućeg zasićenja vodom (S_w). Ti su ulazni podaci prikazani tablicom 4-1.

Tablica 4-1. Prikaz dobivenih rezultata mjerenja kapilarnog tlaka i pripadajućeg zasićenja metodom utiskivanja žive s korigiranim vrijednostima (označeno plavim slovima) za sustav voda-nafta (RGNF Laboratorij za rutinske i specijalne analize ležišnih stijena)

P [bar]	S_{air}	S_w	$P_c (w-o)$ [bar]
1,961	1	1	0,1386
4,903	0,6388	0,6388	0,3465
8,041	0,5549	0,5549	0,5682
10,787	0,5033	0,5033	0,7622
19,613	0,4324	0,4324	1,3858
29,420	0,3937	0,3937	2,0787
41,188	0,3679	0,3679	2,9102
49,033	0,3517	0,3517	3,4646
58,840	0,3400	0,3400	4,1575
68,647	0,3283	0,3283	4,8504
71,589	0,3280	0,3280	5,0582

Raspodjela veličine pora računata je za sustav nafta-voda, uz međupovršinsku napetost $\sigma=0,3$ Pa/m i kut močivosti $\theta=30^\circ$. Rezultati proračuna dobiveni metodom jednadžbe kapilarnog tlaka u funkciji radijusa zakrivljenosti meniskusa (ZM) dani su u tablici 4-2.

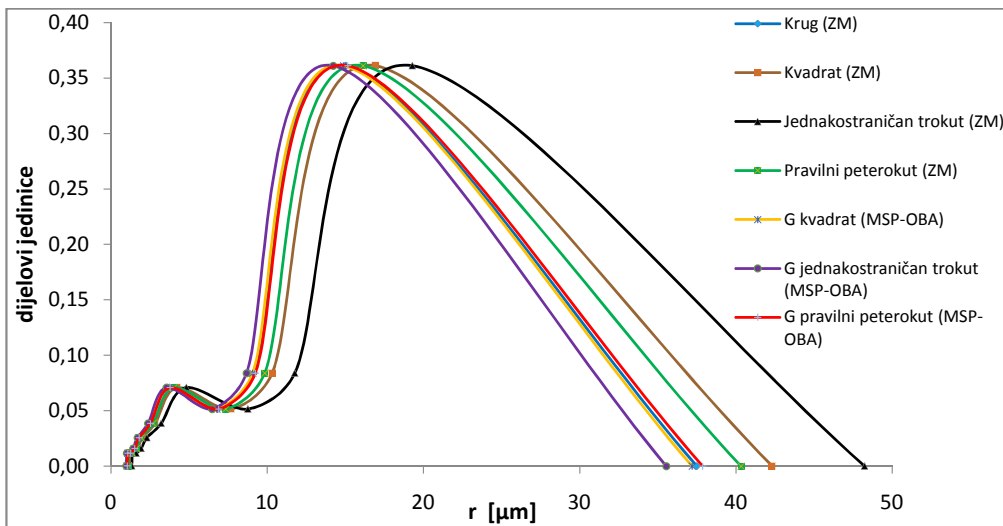
Tablica 4-2. Polumjeri pora za različite geometrije poprečnih presjeka izračunati upotrebom jednadžbe kapilarnog tlaka u funkciji radijusa zakrivljenosti meniskusa (ZM).

p [Pa]	S_w [dij.jed]	r [μ m]			
		krug	peterokut	kvadrat	trokut
13858,22	1,0000	37,4951	40,3186	42,3087	48,2215
34645,54	0,6388	14,9980	16,1274	16,9235	19,2886
56818,69	0,5549	9,1451	9,8338	10,3192	11,7613
76220,19	0,5033	6,8173	7,3307	7,6925	8,7675
138582,17	0,4324	3,7495	4,0319	4,2309	4,8221
207873,25	0,3937	2,4997	2,6879	2,8206	3,2148
291022,55	0,3679	1,7855	1,9199	2,0147	2,2963
346455,42	0,3517	1,4998	1,6127	1,6923	1,9289
415746,51	0,3400	1,2498	1,3440	1,4103	1,6074
485037,59	0,3283	1,0713	1,1520	1,2088	1,3778
505824,92	0,3280	1,0273	1,1046	1,1591	1,3211

Rezultati proračuna raspodjele veličine pora korištenjem generalizacije MSP-OBA, uz upotrebu G faktora prikazani su tablicom 4-3 i slikom 4-1.

Tablica 4-3. Rezultati proračuna raspodjele veličine pora za različite geometrije poprečnih presjeka korištenjem MSP-OBA metode

		peterokut	kvadrat	trokut
G faktor		0,06882	0,06250	0,04811
D		0,145299953	-0,130165568	-1,027279885
F_d		1,046557	1,05162	1,066469
p [Pa]	S_w [dij.jed]	r [μ m]	r [μ m]	r [μ m]
13858,22	1,0000	37,8664	37,1875	35,5400
34645,54	0,6388	15,1465	14,8750	14,2160
56818,69	0,5549	9,2357	9,0701	8,6683
76220,19	0,5033	6,8848	6,7614	6,4618
138582,17	0,4324	3,7866	3,7188	3,5540
207873,25	0,3937	2,5244	2,4792	2,3693
291022,55	0,3679	1,8032	1,7708	1,6924
346455,42	0,3517	1,5147	1,4875	1,4216
415746,51	0,3400	1,2622	1,2396	1,1847
485037,59	0,3283	1,0819	1,0625	1,0154
505824,92	0,3280	1,0374	1,0188	0,9737



Grafikon 4-1. Raspodjela veličine pora uz pretpostavku različitih geometrija poprečnog presjeka korištenjem metode jednadžbe kapilarnog tlaka u funkciji zakrivljenosti meniskusa (ZM) i MSP-OBA metode

4.1. Analiza metode jednadžbe kapilarnog tlaka u funkciji radijusa zakrivljenosti meniskusa (ZM)

Iz slike 4-1. te tablice 4-2. može se zaključiti da su pri istim kapilarnim tlakovima i zasićenjima močivom fazom (vodom) za slučaj kružnog poprečnog presjeka najzastupljenije pore polumjera 14,998 μm . Također, za slučaj poprečnog presjeka pravilnog peterokuta najzastupljenije su pore polumjera 16,1274 μm . Za slučaj kvadratnog poprečnog presjeka najzastupljenije su pore polumjera 16,9235 μm , dok su za slučaj poprečnog presjeka u obliku jednakostraničnog trokuta najzastupljenije one pore koje imaju promjer 19,2886 μm . Uviđa se jasna zakonitost: $r_{\text{kružnica}} < r_{\text{peterokut}} < r_{\text{kvadrat}} < r_{\text{trokut}}$. Odnosno, udaljavanjem od idealnog oblika poprečnog presjeka (kružnice), polumjeri pora se povećavaju. To se može objasniti na sljedeći način: unatoč pretpostavci da pore različitih geometrija poprečnih presjeka imaju jednake površine, one nemaju jednake opsege na kojima se ostvaruje kapilarni kontakt između faze i stijenke pore. To znači da će za istu površinu kružnica imati najmanji opseg, peterokut veći, kvadrat još veći, a jednakostranični trokut najveći. To će imati za posljedicu da će prilikom projiciranja raznih geometrijskih oblika u kružnicu, njen radijus biti to veći, što je veći opseg geometrijskog oblika koji se projicira u kružnicu. Drugim riječima, razvidno je kako je uz isti kapilarni tlak za različite porne geometrije (uz uvjet jednakog kuta močenja i međupovršinske napetosti), potrebno povećati polumjere koji su proizašli iz pravilnog peterokuta, kvadrata te jednakostraničnog trokuta.

4.2. Analiza metode Ørena i dr. (MSP-OBA)

Za iste kapilarne tlakove i zasićenja močivom fazom (vodom) u slučaju poprečnog presjeka pravilnog peterokuta najzastupljenije pore promjera 15,1465 μm

(slika 4-1, tablica 5-3). Za slučaj kvadratnog poprečnog presjeka najzastupljenije su pore promjera 14,875 μm , dok su za slučaj poprečnog presjeka u obliku jednakostraničnog trokuta najzastupljenije pore promjera 14,216 μm . Treba napomenuti da se metoda ne može primijeniti na kružni presjek, budući da kružnica nema kutova u kojima bi močiva faza mogla zaostajati. Uviđa se jasna zakonitost: $r_{\text{trokut}} < r_{\text{kvadrat}} < r_{\text{peterokut}}$. Evidentno je da dolazi do povećanja polumjera pora kako su geometrijski oblici sličniji kružnici. Tomu je tako zbog već prije spomenutog zaostajanja močive faze u kutevima pora (ako ih ima). To zaostajanje močive faze smanjuje efektivnu površinu protjecanja što će značiti manji polumjer pora za onu geometriju kojoj je najviše smanjena efektivna površina protjecanja. Najveće smanjenje efektivne površine protjecanja javlja se za slučaj poprečnog presjeka pore u obliku jednakostraničnog trokuta, upravo zbog njegovih unutarnjih kutova (60°). Dolazi se do zaključka da što su kutevi otvoreniji (veći) to će manji biti utjecaj zaostajanja močive faze u kutovima pora. Stoga je logična zakonitost ove metode budući da su unutarnji kutovi kvadrata (90°) veći od onih u jednakostraničnom trokutu, dok su najotvoreniji kutovi pravilnog peterokuta (108°).

4.3. Usporedba metoda

Uspoređujući metodu generalizacije MSP-OBA s metodom kapilarnog tlaka u funkciji radijusa zakrivljenosti meniskusa (ZM), najveće razlike uviđaju se na primjeru poprečnog presjeka jednakostraničnog trokuta, a najmanje na primjeru poprečnog presjeka pravilnog peterokuta. Na primjer, za pore polumjera 5 μm obje metode daju približno jednake rezultate, dok se za pore polumjera 30 μm uočava razlika između dvije metode za slučaj jednakostraničnog trokuta od

približno 15%. Tomu je tako jer se upotrebom metode jednadžbe kapilarnog tlaka u funkciji radijusa zakrivljenosti meniskusa pretpostavlja protjecanje kroz čitavi poprečni presjek. Devijacije potvrđuju smanjene vrijednosti polumjera pora zbog zaostajanja močive faze u kutevima pora, kao i da se s povećanjem unutarnjih kutova mnogokuta utjecaj zaostajanja močive faze smanjuje. No, praksa je pokazala kako će samo u određenim slučajevima doći do utjecaja zaostajanja močive faze u kutovima pora. To će se dogoditi ukoliko je kut močenja manji od onog kritičnog (Ma i dr., 1996). Prema Ma i dr. (1996), dana je vrijednost kritičnog kuta močenja za određeni polukut mnogokuta:

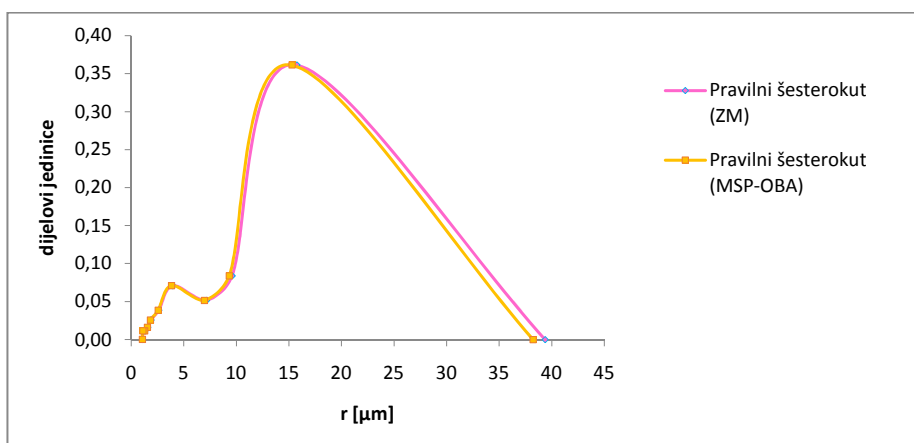
$$\theta_c = 90^\circ - \beta \quad (4-1)$$

gdje je: θ_c - kritični kut močenja [°]
 β - polukut mnogokuta [°]

Uvrštavajući kut močenja od 30° koji se koristio u ovom radu u jednadžbu 4-1 dobiva se vrijednost polukuta koji odgovara onom u šesterokutu. To znači da će zaostajanje močive faze u kutovima pora imati utjecaja za slučajeve mnogokuta čiji je broj stranica manji od 6 (svi promatrani u ovom radu), odnosno da neće imati utjecaja na one mnogokute čiji je broj stranica veći od 6 (uključujući šesterokut). Radi slikovitog pojašnjenja, raspodjela veličine pora upotrebom obje metode primijenjena je na primjeru pravilnog šesterokuta. Upotrebom prve metode (ZM), polumjeri pora pravilnog šesterokuta računaju se iz jednadžbe 4-2:

$$r = \frac{4 \cdot \sqrt[4]{3} \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{P_c \cdot \sqrt{2} \cdot \sqrt{\pi}} \quad (4-2)$$

Upotrebom druge metode MSP-OBA (Ørena i dr., 1998), jednadžbe su ostale nepromijenjene. Rezultati proračuna prikazani su tablicom 4-4. te slikom 4-2.



Grafikon 4-2. Usporedba raspodjele veličine pora za šesterokutni poprečni presjek korištenjem metode jednadžbe kapilarnog tlaka u funkciji zakrivljenosti meniskusa (ZM) te MSP-OBA metode.

Tablica 4-4. Usporedba proračuna raspodjele veličine pora za šesterokutnu geometriju

		Jednadžba 4-2 (ZM)	MSP-OBA metoda
G faktor			0,07216878
D			0,271758221
F _d			1,044138
p [Pa]	S _w [dij.jed]	r [↔m]	r [↔m]
13858,22	1,0000	39,3727	38,2166
34645,54	0,6388	15,7491	15,2866
56818,69	0,5549	9,6031	9,3211
76220,19	0,5033	7,1587	6,9485
138582,17	0,4324	3,9373	3,8217
207873,25	0,3937	2,6248	2,5478
291022,55	0,3679	1,8749	1,8198
346455,42	0,3517	1,5749	1,5287
415746,51	0,3400	1,3124	1,2739
485037,59	0,3283	1,1249	1,0919
505824,92	0,3280	1,0787	1,0470

Metodom upotrebe jednadžbe kapilarnog tlaka u funkciji radijusa zakrivljenosti meniskusa za šesterokutnu geometriju, najzastupljenije su pore polumjera 15,7491 μm, dok su upotrebom metode MSP-OBA najzastupljenije pore polumjera 15,2866 μm. Ako se taj promjer uzme kao referentni, onda je razlika u polumjeru dobivena upotrebom dvaju metoda 0,4625 μm. Razlika se povećava sa povećanjem promjera, dok se smanjenjem promjera razlika smanjuje. Također, za pore polumjera 5 μm obje metode daju identične rezultate, dok se za pore polumjera 35 μm uviđa razlika od 1%. Na primjeru šesterokuta može se pokazati da su razlike u raspodjeli pora korištenjem dvije različite metode minimalne. Iako bi teoretski te dvije metode trebale davati identične rezultate za šesterokutnu

geometriju, to nije tako budući da se u metodama koriste različiti parametri uz različite pretpostavke i zato što je metoda MSP-OBA najprikladnija za slučaj trokutastog poprečnog presjeka pore.

5. Statistička obrada raspodjele veličine pora

Statistička obrada raspodjele veličine pora potrebna je radi dobrog opisa uzoraka na razini pora, kako bi se nakon toga moglo homogenizirati (engl. *upscaling*) digitalne modele eksperimenata u laboratoriju, zatim mjerenja utiskivanja fluida (zavodnjavanja) u jezgre te nakon toga homogenizirati sve raspoložive provjerene rezultate laboratorijskih studija na razinu pribušotinske zone te na razinu ležišta. Problem kod mjerenja tlakova je broj mjerenih točaka, što se iz praktičnih razloga smanjuje kako bi same analize bile provedene u roku prihvatljivom u procesu istraživanja i razrade ležišta. Za samu procjenu raspodjele veličine pora, broj mjerenih točaka iz takvih mjerenja nije dovoljan.

Metode dehomogenizacije podataka (engl. *downscaling*) sve su popularnije u području petrofizike i geostatistike. Yoon i dr. (2001) su koristili hijerarhijsku parametrizaciju, tj. superponirali su podatke određene na većoj rezoluciji i podatke na višoj skali. Dehomogenizirali su podatke prikupljene na skali pribušotinske zone (karotaža, hidrodinamička mjerenja) na temelju kojih su razradili model propusnosti kako bi mogli definirati model strujnica (engl. *streamline model*) te višestruko umanjiti potrebnu računalnu snagu i vrijeme. Jonoud i dr. (2013) su koristili sektorski model karbonatnog ležišta visoke heterogenosti, ali su istovremeno primijenili tehniku dehomogenizacije u području rasjeda. Aanonsen (2008) je dokazao kako je ova metoda primjenjiva za poklapanje (engl. *history matching*) proizvodnih podataka i ležišnog modela. Hotheit i Chavathé (2016) kritički analiziraju metode dinamičkih simulacijskih mreža te upozoravaju kako su u tom slučaju metode homogenizacije i dehomogenizacije računski neefikasne. S druge strane, Alkhatib i Babaei (2016) potvrđuju kako se za model strujnica dehomogenizacijom može dobiti dobre rezultate pomoću kojih je moguće smanjiti nesigurnost procjene parametara. Archer (2007) predlaže pristup integracije proizvodnih podataka kako bi se odredila raspodjela propusnosti:

1. Određivanje skin faktora i propusnosti iz analize proizvodnih podataka ili podataka iz hidrodinamičkih mjerenja. Pri tome skin faktor može

biti korišten u simulacijskim modelima jer također sadrži informaciju o pribušotinskoj heterogenosti.

2. Razviti 2D mapu propusnosti krigiranjem propusnosti u koraku 1 uz uzimanje propusnosti s dugim korelacijskim duljinama. Pri tome su zanemarene pretpostavke drenažnih radijusa.
3. Izrada 3D modela propusnosti korištenjem 2D mapa generiranih u koraku 2. Ukoliko su dostupni podaci iz karotaže ili laboratorija, koriste se za sekvencijsku Gaussovu simulaciju višestrukih realizacija 3D modela propusnosti.

U ovom radu, prezentirana je metoda dehomogenizacije na razini jezgre, tj. dehomogenizacijom podataka o raspodjeli veličina pora, izvedenih iz mjerenja kapilarnih propusnosti na jezgrama, definirani su podaci o raspodjeli pora na skali veće rezolucije (tj. razini pora).

Korišteni su podaci kapilarnih ispitivanja, određeni na pješčenjaku iz naftnog polja u sjevernoj Hrvatskoj. Podaci su dobiveni u petrofizikalnom laboratoriju INA d.d., metodom polupropusne membrane (engl. *porous plate method*, PP) te u Laboratoriju za rutinske i specijalne analize stijena na RGN fakultetu, Purcellovom metodom utiskivanja žive (engl. *mercury injection capillary pressure*, MICP). Podaci mjereni Purcellovom metodom dobiveni su na komadićima stijene iz iste bušotine, što pokazuje raznovrsnost raspodjele veličina pora kod uzoraka koji su prvotno zauzimali vrlo mali volumen u ležištu.

Postupak se sastoji od:

1. Određivanje kapilarnog tlaka;
2. Određivanje raspodjele veličine pora (pretpostavljen kružni presjek kapilara), pri čemu je ovu raspodjelu moguće raditi za limitiran broj raspona radijusa, što je determinirano brojem mjerenih tlakova (koji su pak limitirani preciznošću aparature i vremenom);
3. Dehomogenizacije podataka o veličinama pora;
4. Statističke analize i određivanje raspodjele veličina pora;
5. Stohastičke simulacije mogućih realizacija raspodjele veličine pora.

Implementacija ovog postupka daje temelj za izradu modela na razini pora (tzv. digitalni model jezgre, *digitalcore*), tj. za provjeru konzistentnosti digitalne jezgre definirane na temelju CT-scana i analiza mikroskopskih slika.

Podaci kapilarnih tlakova su dehomogeniziranim stohastičkim popunjavanjem broja pora unutar

```

def downScale(r_h, dist, pomakni_prvi=False):
    """
    prva vrijednost (najvece pore) ne moze biti
    analizirana na isti nacin kao ostale
    r_h - radijusi (gornje granice), um
    dist - udio ukupnog zasicenja (tj. ukupnog broja pora), dij. jed.
    """
    if pomakni_prvi:
        r_h=r_h[1:]
        dist=dist[1:]
    r_i = np.zeros(0)
    r_l=np.roll(r_h, -1) # nize granice razreda
    r_l[-1]=0
    dSi=np.round(dist*downscale_factor).astype(int) # broj uzoraka u razredu

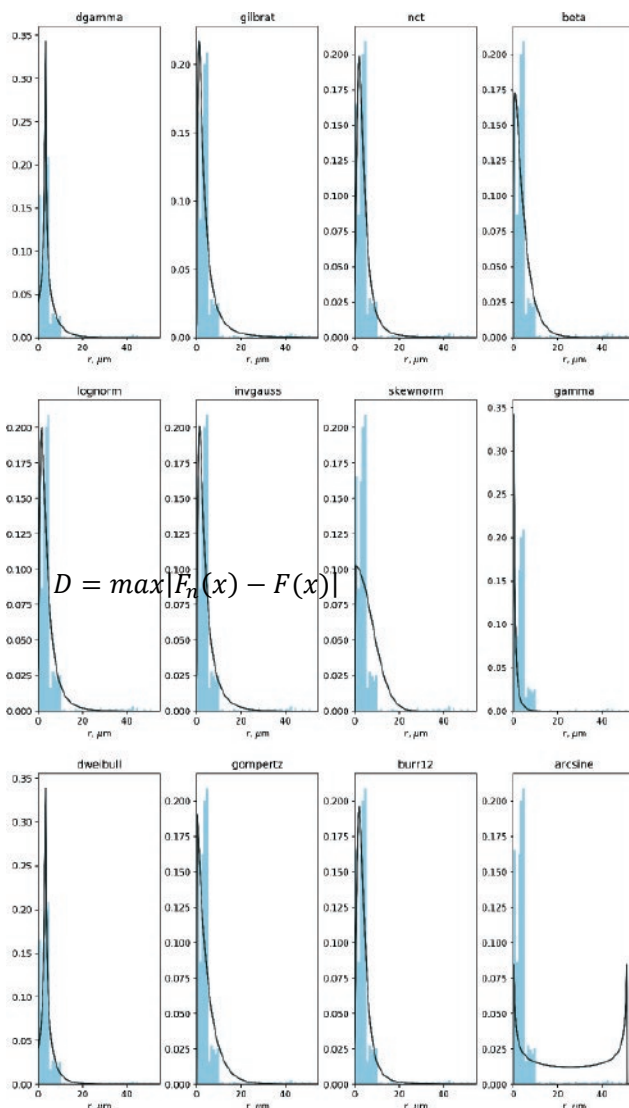
    for c, i in enumerate(dSi):
        if i!=0:
            #n=np.random.normal(0,1,i)
            n=np.random.uniform(0,1,i)
            # skaliraj matricu na trazeni raspon
            nscaled = ((n - np.min(n)) * (r_h[c] - r_l[c]) /
                       (np.max(n) - np.min(n)) + r_l[c])
            r_i=np.append(r_i, nscaled)
    return (r_i)

data=dataf.groupby(dataf['r'],as_index=False).sum().sort_values('r',
                                                                ascending=False).reset_index(drop=True)

distr=np.array(data.raspodjela.values)
r=np.array(data.r.values)
dr= downScale(r, distr)

```

Slika 5-1. Python kod za dehomogenizaciju razreda veličina pora, proporcionalno procijenjenom udjelu.



Slika 5-2. Testirane distribucije na mjerenja PP metodom.

preračunatih raspona (između mjerenih točaka). Testirana je slučajna varijabla s normalnom i uniformnom raspodjelom, te je za ovaj broj podataka veću konzistentnost statističkih analiza pokazala uniformna raspodjela unutar jednog raspona veličina pora (Python kod, slika 5-1.).

Dati su primjeri raspodjele iz 2 mjerenja PP metodom (slika 5-2) te 6 mjerenja MICP metodom (slika 5-3). Na histogram podataka o radijusima pora preklapljeno je 12 testiranih nakošenih raspodjela: gilbrat, gompertz, arcsin, dgamma, dweibull, lognorm, invgauss, nct, beta, gamma, skewnorm, burr12. Kao parametar kvalitete poklapanja distribucije, računat je parametar D statistike (tablica 5-1):

$$D = \max |F_n(x) - F(x)| \quad (5-1)$$

F_n - predstavlja empirijsku kumulativnu funkciju koja raste za $1/n$ (n je broj podataka u uzorku), a F kumulativnu funkciju pretpostavljene raspodjele. Razdioba za najveće i najmanje pore nije poznata, što predstavlja bitan dio pornog prostora (i preko 40%). U slučaju najmanjih pora, prepreka je fizikalne prirode, tj. ireducibilno zasićenje. Najveće pore ovise o mogućnosti preciznog mjerenja pri tlakovima manjim od atmosferskog. Pri tome je u slučaju MICP prepreka i prag tlaka (engl. *threshold pressure*), tj. živa ne uspijeva prodrijeti u pore uzorka pri najnižim tlakovima mjerenja. Mjerenja na pojedinim uzorcima imaju manje podataka (razreda veličine pora) te se analize još više razlikuju. Rezultati statističkih

Tablica 5–1. D statistika za različite razdiobe.

PP metoda		MICP metoda		Svipodatci	
raspodjela	D	raspodjela	D	raspodjela	D
burr12	0.104315	dgamma	0.077774	gompertz	0.071668
nct	0.106758	dweibull	0.094082	burr12	0.073956
lognorm	0.121894	nct	0.111867	skewnorm	0.087261
dweibull	0.131183	beta	0.119913	invgauss	0.093732
invgauss	0.141566	lognorm	0.12068	gilbrat	0.097821
gilbrat	0.142089	gilbrat	0.121599	nct	0.098711
dgamma	0.152932	invgauss	0.126054	beta	0.09994
beta	0.173399	skewnorm	0.13169	dweibull	0.108978
gompertz	0.202535	gamma	0.135509	dgamma	0.11265
skewnorm	0.3557	burr12	0.151127	lognorm	0.325595
arcsine	0.668943	gompertz	0.152346	gamma	0.378299
gamma	0.776598	arcsine	0.476814	arcsine	0.51579

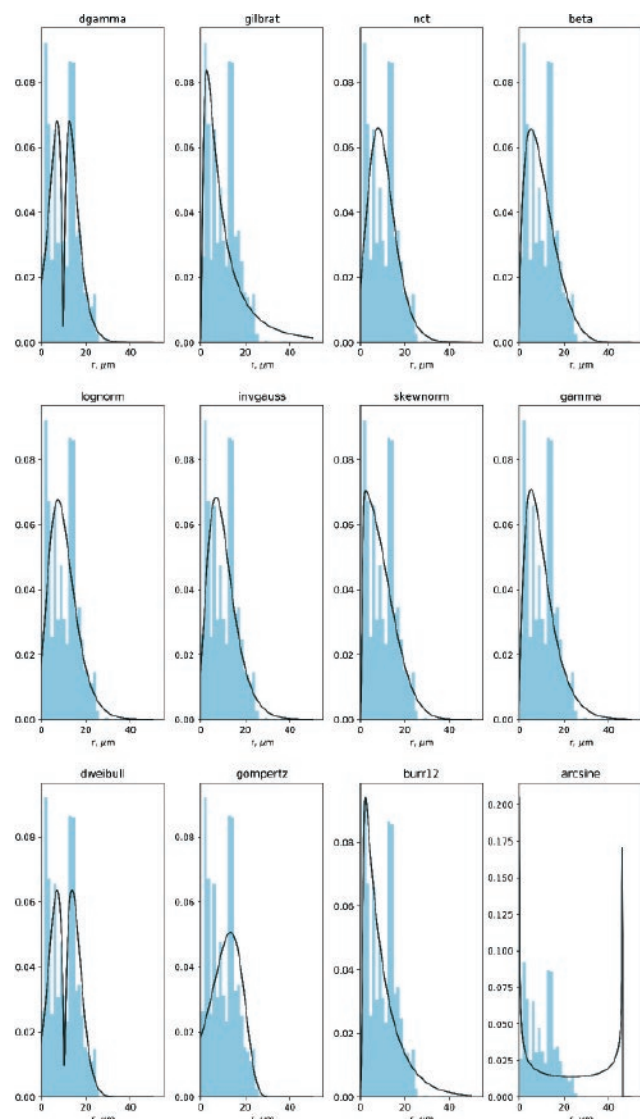
analiza pojedinačnih uzoraka (u dodatku 1 i 2) pokazuju bolje poklapanje drugih distribucija (npr. beta distribucije) do čega je moglo doći zbog fleksibilnosti samog tipa raspodjele, ali i zbog konzistentnijih podataka iz samog mjerenja. Drugim riječima, u zbirnim analizama podataka iz svih mjerenja teško je razlučiti podatke koji su posljedica mjerne pogreške.

6. Zaključak

Analiza stijena na rezoluciji pora (engl. *pore scale*) sve je više zastupljena u istraživačkim krugovima vezanim uz naftnu industriju, što se direktno može povezati s potrebom za boljim poznavanjem interakcije stijene i fluida (kod EOR metoda), s vremenom potrebnim za provedbu analiza u laboratoriju te njihove stijene. Mjerenja močivosti i kapilarnog tlaka, koja su na rezoluciji jezgre (enl. *core scale*) najbliža su analizi na pornoj razini te su tako i prva poveznica prilikom homogenizacije (*upscalinga*) podataka na grublju rezoluciju.

Porna struktura se može modelirati analizom CT-skena, mikroskopiranjem i stohastičkim modeliranjem, a na temelju krivulje kapilarnog tlaka, mogu se uskladiti pretpostavke koje koriste komercijalni simulacijski softveri i precizno određene geometrije pornog prostora.

U radu se na temelju dvije metode opisa geometrije pora, koje utječu na rezultate mjerenja kapilarnog tlaka može zaključiti:



Slika 5–3. Testirane distribucije na mjerenja PP metodom.

1. Metodom ZM dobivaju se (uz pretpostavku protjecanja cijelom površinom poprečnog presjeka) veće vrijednosti polumjera pora kako se geometrija udaljava od kružnice.
2. Drugom se pak metodom (MSP-OBA) udaljanjem od geometrije kružnice dobivaju manji ekvivalentni polumjeri, a to se objašnjava zaostajanjem močive faze u kutevima pora tj. smanjenoj efektivnoj površini protjecanja. Utjecaj zaostajanja močive faze smanjuje se kako se povećava broj stranica mnogokuta (poprečni presjek pora).
3. Uz poznavanje kritičnog kuta, može se definirati pri kojem mnogokutnom poprečnom presjeku pore prestaje utjecaj zaostajanja močive faze (u ovom slučaju šesterokut).
4. Proračunom za raspodjelu veličine pora za šesterokutnu geometriju, obje metode dale su gotovo identične rezultate te se tako potvrdila točnost većine premisa na kojima su obje metode zasnovane.
5. Hipoteza koja nije potvrđena jest da se protok kroz poru odvija cijelom površinom poprečnog presjeka, budući da za vrijednosti zadanog kuta močenja ipak dolazi do zaostajanja kapljevine u kutevima pora. Stoga, može se reći da je metoda MSP-OBA (Øren i dr, 1998) pouzdanija za određivanje raspodjele veličine pora za slučajeve kada je kut močenja manji od kritičnog, a obje će metode davati podjednake rezultate za slučaj kuta močenja većeg od kritičnog.
6. Iz rezultata analize se uočava kako pri manjim polumjerima pora obje metode daju gotovo identične rezultate za sve geometrije, dok se pri većim polumjerima javljaju sve veće devijacije što između metoda, što između geometrija.
7. Zaključuje se kako pri manjim polumjerima, geometrija pora nije od velikog značaja dok se ne djeluje na odnose močivosti stijene i fluida (kao npr. kod primjene surfaktanata), dok je za veće polumjere potrebno poznavati geometriju pora kako bi se najtočnije odredilo realno stanje u ležištu te napravile distinkcije između

kapilarnih fenomena i ostalih čimbenika koji utječu na ležišne parametre.

Statistička analiza raspodjele veličine pora bitna je kod definiranja porne strukture u 3D prostoru, ako je dostupna samo 2D slika (ili za provjeru). Također, nakon procesa izrade digitalne jezgre, opravdano je, na temelju pouzdano određene razdiobe i njenih parametara, raditi homogenizaciju podataka na rezoluciju jezgre te redom sve do razine ležišnog modela. Za analizu u ovom radu, bilo je dostupno relativno malo analiza kapilarnog tlaka (8) na jezgrama iz jedne bušotine. Statistički je testirano 12 tipova distribucije podataka, od kojih neke naizgled pokazuju dobro slaganje, jer mogu slijediti dvije centralne vrijednosti, što pokazuju i histogrami dehomogeniziranih podataka (udio pora većeg radijusa ne pada monotono). Tako su dobro slaganje pokazale Gompertzova distribucija (gompertz), dvostruka kontinuirana Weibullova (dweibull) i desno pomaknuta Studentova-t distribucija. Studentova-t distribucija bi mogla biti logičan izbor, pošto spada u tip razdiobi sličnih normalnoj (tj. log-normalnoj, uz bolje slaganje oko centralne vrijednosti) razdiobi, čiju se modifikaciju često koristi za opise fenomena u prirodi.

Iz statističke analize, može se dati preporuke za dalje istraživanje i razvoj metode usklađivanja podataka na dvije razlučivosti (razina jezgre i razina pora):

1. Na temelju obzervacije na mikroskali potrebno je utvrditi da li zaista postoje dvije dominantne veličine pora ili se udio pora monotono mijenja s njihovom veličinom.
2. Potrebno je provesti niz mjerenja u što manjim koracima tlakova (tj. u što više koraka) kako bi za statističke analize bio dostupan veći broj raspona veličina pora.
3. Mjerenja kapilarnog tlaka ovise o tehničkim karakteristikama aparature te je uputno provesti analize podataka izmjerenih pomoću više metoda. U ovom radu, bolje slaganje statističkih testova daju podatci određeni pomoću MICP, međutim MICP mjerenjem se ne može izmjeriti pri najmanjim tlakovima (ispod 1 atm) te se time gubi bitan dio volumena najvećih pora.

Literatura

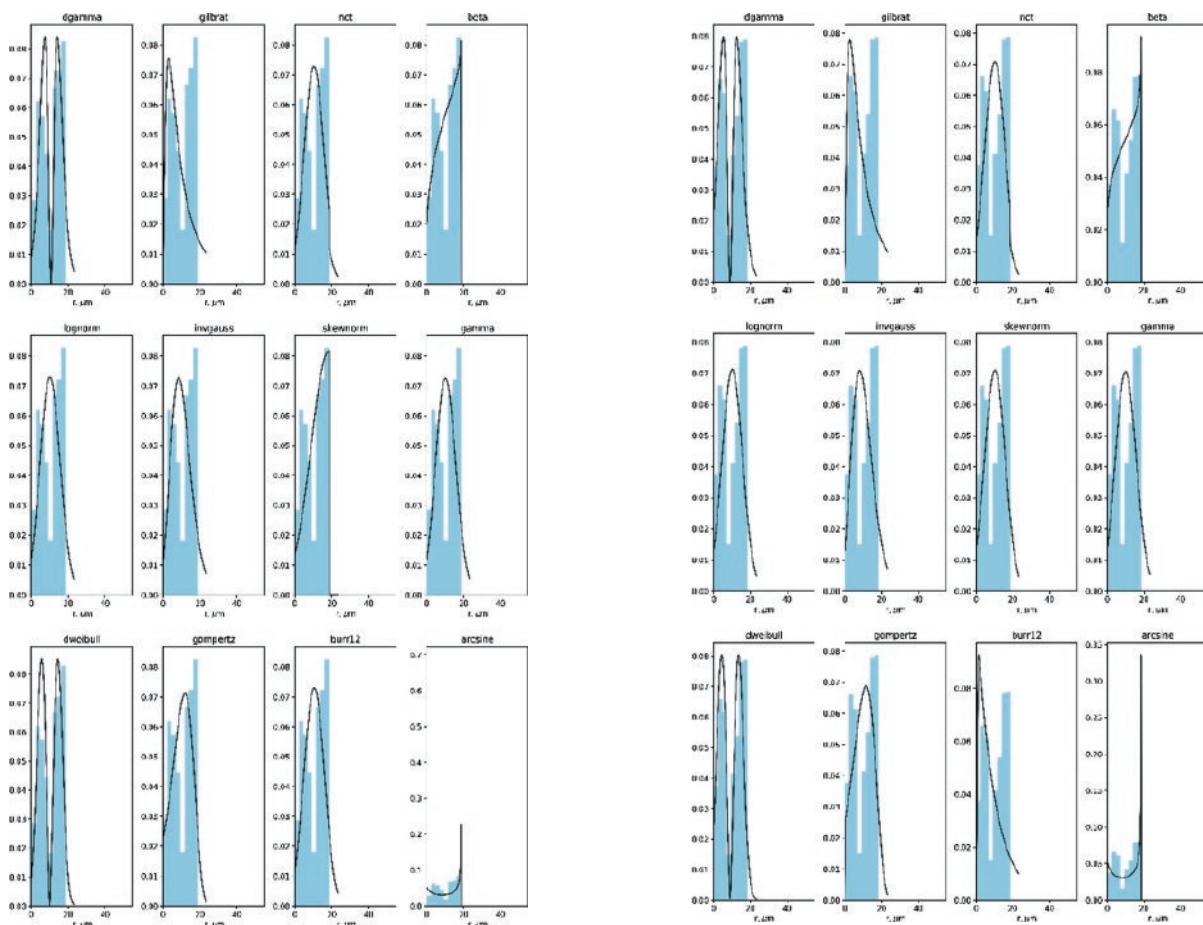
1. AANONSEN, S.I., 2005, January. Efficient history matching using a multiscale technique. In SPE reservoir simulation symposium. Society of Petroleum Engineers.
2. ALKHATIB, A. AND BABAEI, M., 2016. Applying the Multi level Monte Carlo method for heterogeneity - induced uncertainty quantification of surfactant/polymer flooding. SPE Journal, 21(04), pp.1-192.
3. ARCHER, R.A., 2007. Integration of Production Data Analysis Results into Geostatistical Models by Downscaling. In Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (January, 2007). Society of Petroleum Engineers.

4. HOTEIT, H. AND CHAWATHÉ, A., 2016. Making Field-Scale Chemical Enhanced-Oil-Recovery Simulations a Practical Reality With Dynamic Gridding. *SPE Journal*, 21(06), pp.2-220.
5. HUNT, A., EWING, R., GHANBARIAN, B., 2014. *Percolation theory for flow in porous media* (Vol. 880). Springer.
6. JONOU, S., WENBERG, O.P., LARSEN, A. AND CASINI, G., 2013. Capturing the effect of fracture heterogeneity on multiphase flow during fluid injection. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 16(02), pp.194-208.
7. MA, S., MASON, G., MORROW, N. R., 1996. Effect of contact angle on drainage and imbibition in regular polygonal tubes. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 117(3), 273-291.
8. MASON, G., MORROW, N. R., 1991. Capillary behavior of a perfectly wetting liquid in irregular triangular tubes. *Journal of Colloid and Interface Science*, 141(1), 262-274.
9. MAYER, R.P. AND STOWE, R.A., 1965. Mercury Porosimetry-Breakthrough Pressure for Penetration Between Packed Spheres, *J. Colloid and Interface Science* 20, 893.
10. ØREN, P. E., BAKKE, S., ARNTZEN, O. J., 1998. Extending predictive capabilities to network models. *SPE journal*, 3(04), 324-336.
11. PIRI, M., 2003. Pore-scale modelling of three-phase flow. *Centre for Petroleum Studies, Department of Earth Science and Engineering, Imperial College London*.
12. PRINCEN, H.M., Capillary Phenomena in Assemblies of Parallel Cylinders. I. Capillary Rise Between Two Cylinders, *J. Colloid and Interface Science* (30), 60.
13. VALVATNE, P. H., 2004. *Predictive pore-scale modelling of multiphase flow* (Doctoral dissertation, Department of Earth Science and Engineering, Imperial College London).
14. VULIN, D., 2019. *Višefazni protok u poroznoj stijeni*. Interna skripta. Zagreb: RGN fakultet.
15. YOON, S., MALALLAH, A.H., DATTA-GUPTA, A., VASCO, D.W. AND BEHRENS, R.A., 2001. A multiscale approach to production-data integration using streamline models. *SPE Journal*, 6(02), pp.182-192.

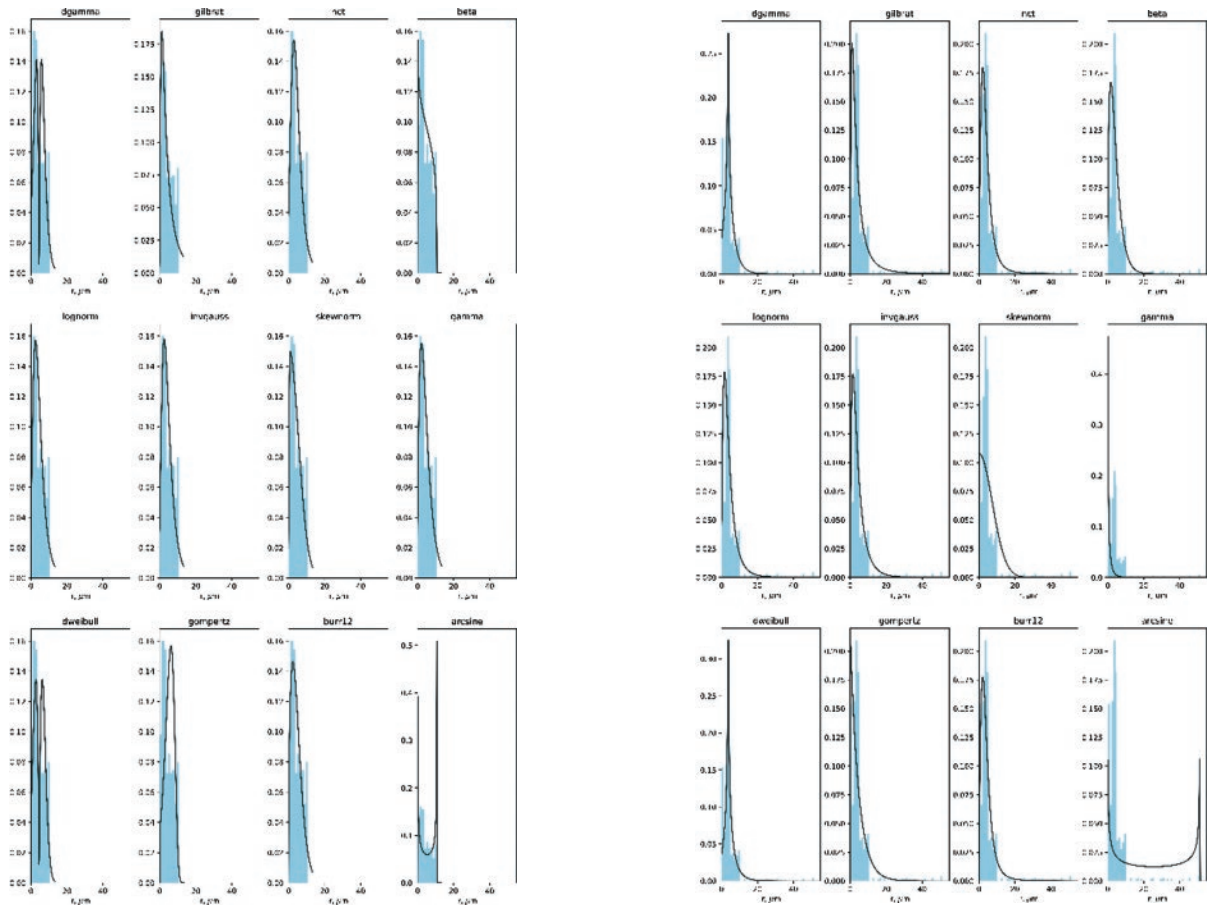
www izvori:

1. Numbere, D.T. (2004) 3 capillarypressure, 2004. URL: <http://web.mst.edu/~numbere/cp/chapter%203.htm>, *University of Missouri-Rolla* (4. 9. 2017.)

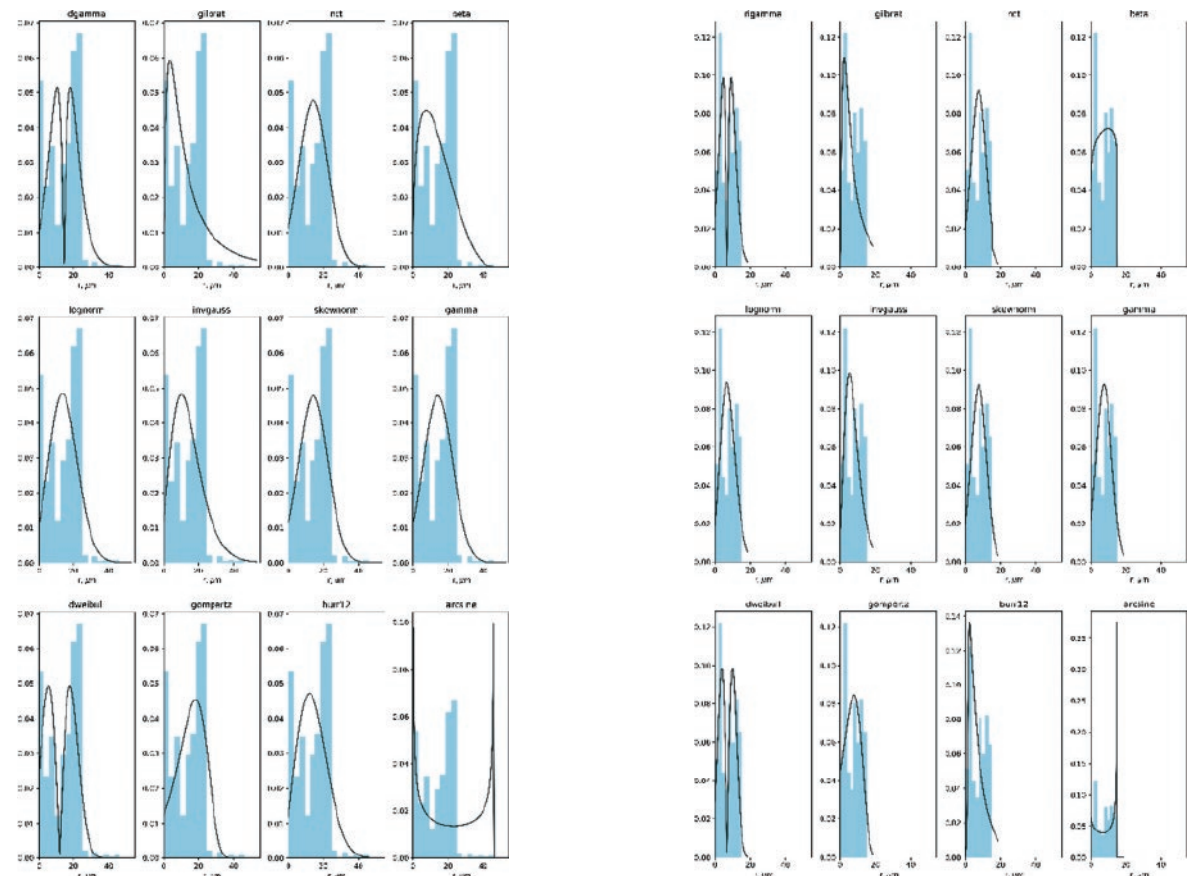
Dodatak 1 – statističke analize funkcije razdiobe veličina pora iz pojedinačnih uzoraka



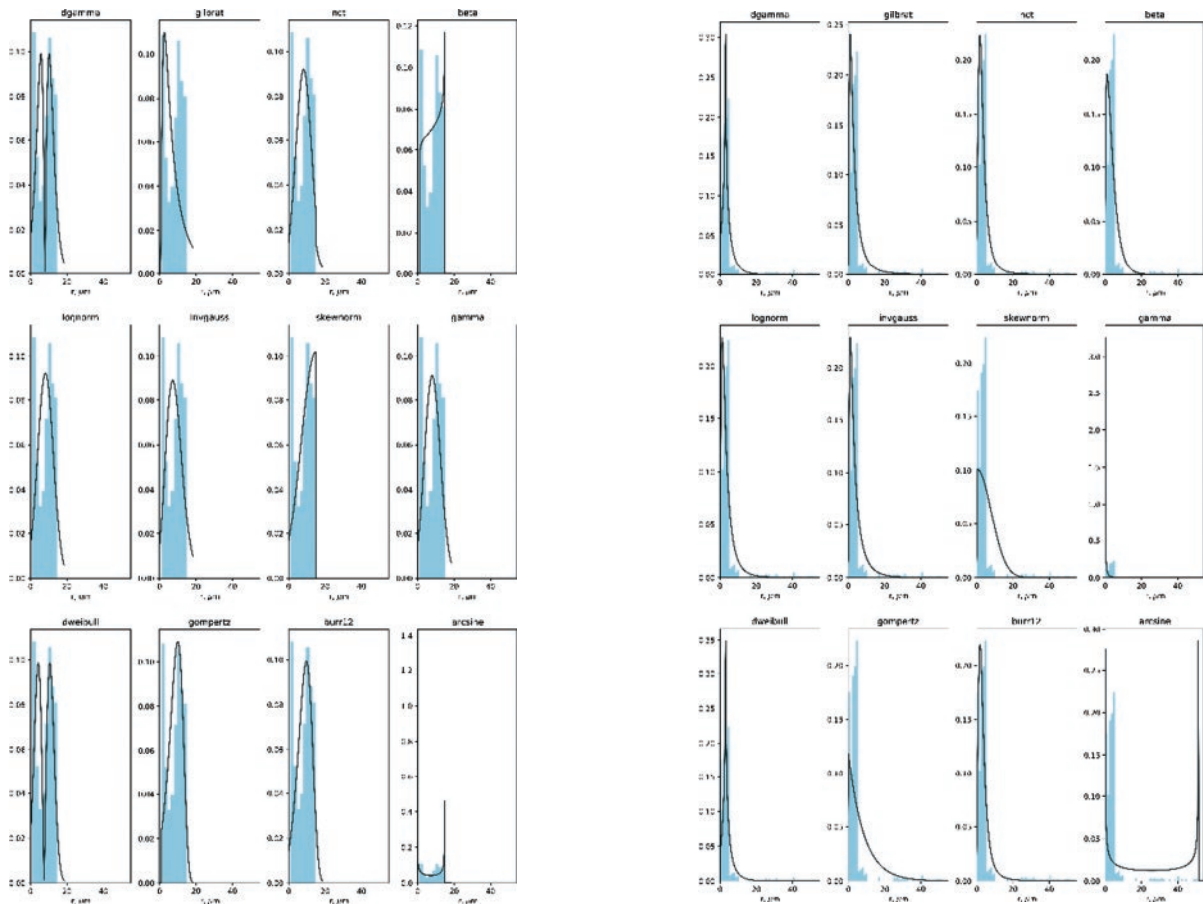
Slika D1. Uzorci 2716-MICP-1 i 2716-MICP-2



Slika D2. Uzorci 2716-MICP-b i 2716-PP



Slika D3. Uzorci 2728-MICP-1 i 2728-MICP-b



Slika D4. Uzorci 2728-MICP-ci 2728-MICP-PP

Dodatak 2. Prosječne vrijednosti D statistike određene na temelju pojedinačnih uzoraka stijene:

razdioba	D	p
beta	0.104965	1.61E-03
dgamma	0.110778	4.94E-04
dweibull	0.11383	5.07E-03
burr12	0.123275	5.38E-03
invgauss	0.138382	1.59E-03
lognorm	0.164092	1.63E-03
gilbrat	0.167338	8.00E-09
gompertz	0.172878	2.81E-06
nct	0.193185	1.13E-03
gamma	0.239035	3.51E-03
skewnorm	0.287987	6.88E-03
arcsine	0.290864	6.86E-13