

Karakterizacija pokrovnih stijena

Lijić, Anđela

Undergraduate thesis / Završni rad

2020

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering / Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:169:020631>

Rights / Prava: [In copyright](#)/[Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-11-23**



Repository / Repozitorij:

[Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET
Preddiplomski studij geološkog inženjerstva

KARAKTERIZACIJA POKROVNIH STIJENA

Završni rad

Anđela Lijić

GI 2130

Zagreb, 2020.

KARAKTERIZACIJA POKROVNIH STIJENA

ANĐELA LIJIĆ

Završni rad je izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za geologiju i geološko inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Sažetak

Uz evaporite koje predstavljaju najučinkovitije pokrovne stijene, šejlovi i kompaktni vapnenci predstavljaju uobičajene pokrovne stijene, jer se odlikuju malom propusnošću. Preduvjet za formiranje akumulacije ugljikovodika je visoki kapilarni tlak na kontaktu kolektorskih i izolatorskih stijena koji se javlja uslijed male veličine pora pokrovnih stijena. Kapilarni tlak predstavlja razliku tlakova koji uzrokuje površinska napetost između dvije faze koje se ne mogu miješati. Močivost predstavlja bitan parametar pri karakterizaciji pokrovnih stijena, jer je usko povezana s kapilarnim tlakom. Ovaj rad daje kratki opis navedenih parametara koji su bitni pri karakterizaciji pokrovnih stijena te metode određivanja istih. O petrofizikalnim značajkama pokrovnih stijena u Hrvatskoj nema puno objavljenih podataka, pa je dan kratki osvrt na litološki sastav i starost pokrovnih stijena hrvatskog dijela Panonskog bazena i Jadranskog podmorja.

Ključne riječi: pokrovne stijene, litologija, kapilarni tlak, propusnost, močivost, Panonski bazen, Jadransko podmorje

Završni rad sadrži: 29 stranica, 19 slika, 1 tablicu i 45 reference

Jezik izvornika: hrvatski

Završni rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, Zagreb

Mentor: Dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docentica RGNF-a

Ocjenjivači: Dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docentica RGNF-a
Dr. sc. Bruno Saftić, izvanredni profesor RGNF-a
Dr. sc. Marko Cvetković, docent RGNF-a

Datum obrane: 22. rujna 2020.

SADRŽAJ

1. UVOD	1
2. LITOLOŠKI SASTAV POKROVNIH STIJENA	1
3. KAPILARNI TLAK	3
4. PROPUSNOST	8
5. METODE ZA ODREĐIVANJE KAPILARNOG TLAKA, APSOLUTNE PROPUSNOSTI I FAZNIH PROPUSNOSTI U VIŠEFAZNYM SUSTAVIMA	10
5.1 Određivanje kapilarnog tlaka.....	10
5.1.1 Metoda tehnikom polupropusne membrane (dijafragme)	10
5.1.2 Metoda centrifugiranja	12
5.1.3. Metoda saturacije uzorka stijene injektiranjem žive	13
5.2 Određivanje apsolutne propusnosti i faznih propusnosti u višefaznim sustavima	13
5.2.1 Apsolutna propusnost	13
5.2.2 Fazna propusnost	15
6. PROCJENA POTENCIJALA POKROVNE STIJENE	16
7. ISTRAŽIVANJE POKROVNIH STIJENA U HRVATSKOJ	19
8. ZAKLJUČAK	27
9. LITERATURA	27
9.1. Objavljena literatura	27
9.2. Internetski izvori	29

POPIS SLIKA

Slika 2.1 Formiranje solne dome.....	2
Slika 3.1 Prikaz antiklinalne zamke	3
Slika 3.2 Vodomočiva (lijevo) i naftnomočiva(desno) stijena.....	5
Slika 3.2 Vodomočiva stijena.....	5
Slika 3.3 Prikaz sekundarne migracije naftne kugle kroz pore vodomočive klastične stijene	6
Slika 4.1 Prikaz mogućeg protjecanja fluida uslijed propusnosti stijene	8
Slika 5.1 Aparatura za mjerenje kapilarnog tlaka pomoću polupropusne membrane.....	11
Slika 5.2 Aparatura za određivanje kapilarnog tlaka pomoću metode centrifuge.....	12
Slika 5.3 Shema aparature za određivanje krivulje kapilarnog tlaka metodom injektiranja Hg	13
Slika 5.5 Skica permeametra	14
Slika 5.6 Korekcija za Klinkenbergov učinak	15
Slika 5.6 Drill stem te	16
Slika 6.1 Prikaz odnosa promjera zrna stijene i nafte.....	16
Slika 7.2. Položaj hrvatskih naftnih i plinskih polja u Panonskom bazenu.....	20
Slika 7.3. Profil kroz plinsko polje Molve	21
Slika 7.4. Pregledni stratigrafski stup podmorja sjevernog Jadrana.....	23
Slika 7.5. Pregledni stup podmorja srednjeg Jadrana- sjeverozapadni dio	24
Slika 7.6. Pregledni stratigrafski stup podmorja srednjeg Jadrana- jugoistočni dio	25
Slika 7.7. Pregledni stratigrafski stup podmorja južnog Jadrana	26

POPIS TABLICA

Tablica 6.1: Prikaz maksimalne visine stupca nafte dobivene iz proračuna	18
--	----

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I ODGOVARAJUĆIH SI JEDINICA

t	temperatura	$^{\circ}\text{C}$
g	akceleracija sile teže	m/s^2
ρ	gustoća	kg/m^3
σ	površinska napetost	Pa/m
p_c	kapilarni tlak	Pa
γ	međupovršinska napetost	$\text{dynes}(N^{-5})$
θ	kontaktni kut, tj. kut močenja	$^{\circ}$
r	radijus kapilare	m
z	visina kapljice nafte	m
z_c	kritična visina	m
ρ_o	gustoća nafte	$^{\circ}\text{API}$
q	volumetrijski protok vode	m^3/s
A	površina presjeka	m^2
L	duljina	m
U	volumetrijski tok	m/s
μ	viskozitet	Pas
C'	konstanta proporcionalnosti	-
k	propusnost	m^2 (D)
Φ	potencijal protoka	Pa

1. UVOD

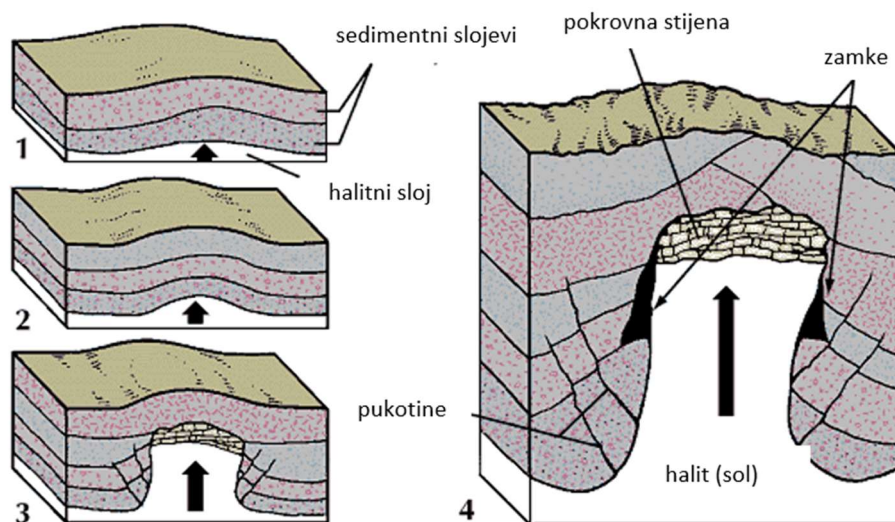
U današnje vrijeme najveću količinu energije čovječanstvo dobiva iz fosilnih goriva koja imaju visoki sadržaji ugljika i ugljikovodika. Da bi akumulacije ugljikovodika postojale, moraju postojati rezervoarske stijene koje će uzamčiti ugljikovodike i pokrovne stijene koje će ga zarobiti i zaustaviti njegovu migraciju prema gore. Vavra i sur. (1992), pokrovne stijene definiraju kao stijene s velikom ulaznim kapilarnim tlakom. Prema tome možemo reći da su pokrovne stijene kapilarni izolatori, zato se često zovu i izolatorske stijene. Nadalje, propusnost pokrovnih stijena je posljedica litološkog sastava. Kod istraživanja pokrovnih stijena fokus je stavljen na istraživanje procesa deformacija i učinkovitosti "brtvljenja" tijekom akumulacije ugljikovodika. Litološki sastav, kapilarni tlak i propusnost su najvažniji segmenti karakterizacije pokrovnih stijena. Pri sagorijevanju fosilnih goriva u atmosferi se oslobađa velika količina štetnih plinova. Prema *CO₂GeoNet* (www.co2geonet.com), kao opcija za smanjenje antropogene emisije stakleničkih plinova intenzivno se ispituje geološko skladištenje *CO₂*, gdje pokrovne stijene također igraju važnu ulogu, jer sprječavaju izlazak *CO₂* iz podzemnog skladišta. U naftnoj industriji, istraživanje svojstava pokrovnih stijena je ponekad zanemarevano, jer samo postojanje ležišta ukazuje na povoljna petrofizikalna svojstva pokrovnih stijena.

2. LITOLOŠKI SASTAV POKROVNIH STIJENA

Šejlovi, evaporiti (halit i anhidrit), te kompaktni vapnenci predstavljaju uobičajne pokrovne stijene, jer se odlikuju malom propusnošću. Zbog svoje slabe propusnosti imaju sposobnost zaustaviti migraciju ugljikovodika. Preduvjet za pojavu zasićenja ugljikovodicama, odnosno formiranja akumulacije je visoki kapilarni tlak koji se javlja usred male veličine pora pokrovnih stijena (Al-Bazali i sur. 2005).

Šejlovi, sitnozrnaste sedimentne klastične stijene, igraju važnu ulogu u istraživanju i proizvodnji nafte, jer se javljaju kao matične stijene i kao pokrovne stijene kod većine ležišta ugljikovodika. Karakterizira ih kalavost i laminacija. Šejlovi su tankolaminirani ili lisnati sitnozrnasti sedimenti u čijem sastavu dominiraju čestice dimenzija gline i praha. Zrna su uglavnom siliciklastična, a šejlovi s većim udjelom karbonatne komponente (10-33%), nazivaju se kalcitičnim šejlovima (Tišljar, 2004).

Evaporiti mogu tvoriti pokrovne stijene za zamke ugljikovodika jer imaju minimalnu poroznost i tendenciju plastičnog deformiranja. Oni su najučinkovitije pokrovne stijene. Pripadaju kemijskim sedimentnim stijenama koje nastaju kristalizacijom iz vodene otopine (Tucker, 2003). Kamena sol je sedimentni talog tvoren većinom od grubih kristala halita. Većina halitnih taloga nastaje evaporacijom morske vode, a može nastati i iz koncentriranih slatkih voda, u slanim jezerima ili otapanjem i recikliranjem starijih evaporita. Također, postoje i nove teorije o nastanku halita u dubokomorskim prostorima (Unger & Leclair, 2018). Na velikim dubinama (preko 1000 m), halit ima manju gustoću od okolnih sedimenata i dolazi do fenomena tečenja soli, odnosno dijapirizma te se formiraju solne dome (slika 2.1), kao intruzije soli u stijenama. Prilikom intruzije soli, slojevi se deformiraju. Solne dome istražuju se u naftnoj geologiji, jer dijapirizam može dovesti do stvaranja zamki za ugljikovodike.



Slika 2.1 Formiranje solne dome (modificirano prema

<https://kids.britannica.com/students/assembly/view/53934>)

Anhidrit, bezvodni $CaSO_4$, stabilna je forma kalcijevog sulfata pri temperaturama većim od $43^\circ C$ ukoliko postoji doticaj s vodom. Ako ne postoji doticaj s vodom, stabilan je pri svakoj temperaturi. Mineral je koji se javlja u velikim slojevitim naslagama u sedimentnim bazenima koje su isparile velike količine morske vode. Obično je prožet halitom i gipsom u nakupinama koje mogu biti debele i do stotinu metara. U mnogo manjoj mjeri anhidrit može nastati uz obalnu liniju ili na plimnim ravninama isparavanjem morske vode. Sličan je gipsu, ali se razlikuje po gustoći ($\rho_{anhidrit} = 2,95 t/m^3$; $\rho_{gips} = 2,3 t/m^3$) (Jaworska & Nowak, 2010). Karakterizira ga slaba propusnost, te ga ovo svojstvo čini dobrom pokrovnom stijenom. Prilikom hidratacije

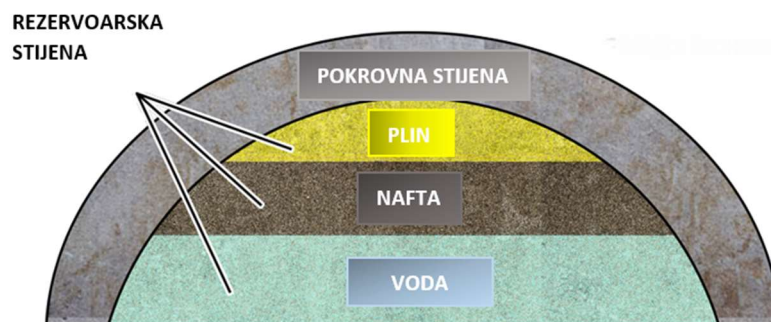
anhidrit prelazi u gips. Zbog velike razlike u gustoći, prilikom hidratacije anhidrita, doći će do povećanja volumena, a time i do pucanja stijene. Anhidrit hidratizira u gips uz promjenu volumena od 35%.

Kompaktni vapnenci sastoje se od karbonata, čistog ili u kombinaciji s pijeskom ili glinom. Obično su bez kristalne strukture, gusta zemljanog izgleda i tamno plave, sive, crne ili mrljaste boje.

Muljnjaci su sedimentne klastične stijene sastavljene uglavnom od čestica praha (4 do 63 μm prema Wentworthu, 1922) i gline (<4 μm). Mogu se prepoznati po izuzetno sitnoj veličini zrna i obično homogenom izgledu, za razliku od šejlova koji pokazuju tanku laminaciju i lisnatost. Sadrže minerale glina koji u dodiru s vodom bubre, smanjujući propusnost muljnjaka. udio organske tvari u muljnjaku može doseći nekoliko postotaka, a s povećanjem sadržaja ugljika, muljnjak načelno postaje tamniji (Tucker, 2003).

3. KAPILARNI TLAK

Akumulacije nafte i plina generalno se javljaju u strukturno najvišem dijelu zamke. To je zbog toga što nafta ($\rho_{nafta}=0,7-1,0 \text{ g/cm}^3$) i plin ($\rho_{plina} <0,001 \text{ g/cm}^3$) imaju manju gustoću od porne vode ($\rho_{fluid}=1,0-1,2 \text{ g/cm}^3$) i dižu se uslijed sile uzgona kroz vodom zasićeno porno područje (slika 3.1).



Slika 3.1 Prikaz antiklinalne zamke (modificirano prema

<http://geologylearn.blogspot.com/2015/06/types-ofcaprocks-in-petroleum-system.html>)

Glavna pokretačka sila u sekundarnoj migraciji je uzgon. Tri parametra kontroliraju sekundarnu migraciju i stvaranje ležišta ugljikovodika: porast količine nafte i plina u poroznim stijenama prvotno zasićenima vodom, kapilarni tlakovi i hidrodinamički gradijent (Tissot & Welte, 1980). Za stvaranje ležišta nafte i plina potrebno je da u smjeru uzgona kolektorske stijene budu

okružene pokrovnim stijenama smanjenog promjera suženja pora, kako bi se spriječio nastavak dvofaznog ili višefaznog protoka fluida. U podzemlju se odvija protok vode zbog hidrodinamičkih gradijenata. Mjerenja kapilarnog tlaka slabo propusnih stijena u početku su provedena za karakterizaciju ležišta ugljikovodika ili (nuklearnog) otpada. Posljednjih godina fokus istraživanja se preusmjerio na karakterizaciju podzemnih skladišta CO_2 , odnosno njihovih pokrovnih stijena, a na karakterizaciji šejlova se puno radilo pri istraživanjima nekonvencionalnih ležišta ugljikovodika.. Ključni parametar za karakterizaciju učinkovitosti pokrovnih stijena je površinska napetost između fluida (Busch i sur., 2010).

Površinska napetost σ (Pa/m) je omjer sile na površini i dužine uzduž koje djeluje:

$$\sigma = \frac{\text{(površinska sila)}}{\text{(dužina duž koje djeluje)}} = \frac{F \text{ [Pa]}}{l \text{ [m]}} \quad (1)$$

Molekule površinskog sloja (filma) na dodirnoj površini faza u sustavu krutina-plin, i sustavu krutina-tekućina, odnosno, međupovršinskog filma na dodirnoj površini tekućina-tekućina, pokazuju tendenciju smanjenja slobodne površine, uslijed različitog međumolekulskog privlačenja u graničnom sloju u odnosu na privlačenje unutar fluida (Vulin, 2016). Površinska napetost između dvije faze koje se ne mogu miješati (tekućina-tekućina ili plin-tekućina) može se zamisliti kao sila koja dovodi do razlike tlakova. Razlika tlaka na mjestu dodira predstavlja kapilarni tlak (Tissot & Welte,1980).

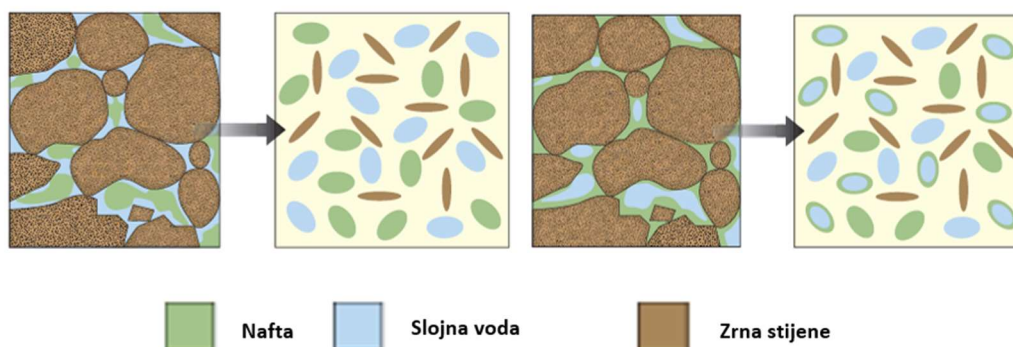
Migracija kroz mrežu pora pokrovne stijene zasićene vodom može se dogoditi kada tlak CO_2 u ležištu prelazi kapilarni ulazni tlak. To vrijedi za međuzmnski porni prostor, ali i za pukotinske sustave koji su ispunjeni vodom. Pri tlakovima iznad takozvanog kapilarnog ulaznog tlaka, pri kojem se stvara neprekidni protok nemoćivog fluida kroz sustav pora, nemoćivi fluid može migrirati kroz pokrovne stijene. Kapilarni ulazni ili granični tlak (p_c) pokrovne stijene definira se sljedećim izrazom (Busch i sur, 2010):

$$p_c = 2\gamma \cos\theta / r \quad (2)$$

pri tome je p_c kapilarni tlak (Pa), γ međupovršinska napetost (N, ali u stručnoj literaturi se često koristi dynes, tj. N^{-5}), θ je kontaktni kut, tj. kut močenja, a r predstavlja prosječni radijus kapilare (suženja pore, m) (Vulin, 2016).

Kapilarni tlak je proporcionalan površinskoj napetosti između dva fluida u kontaktu, što je veća površinska napetost, veća je učinkovitost izolatora. Površinska napetost ovisi o temperaturi, tlaku i salinitetu porne vode (Tissot & Welte,1980).

Kako bi se akumulirale u kolektorskoj stijeni, nafta ili plin moraju migrirati kroz pore ispunjene vodom. Močivost predstavlja tendenciju jednog fluida da moči površinu stijene u prisutnosti drugih nemješivih fluida (Anderson, 1986).



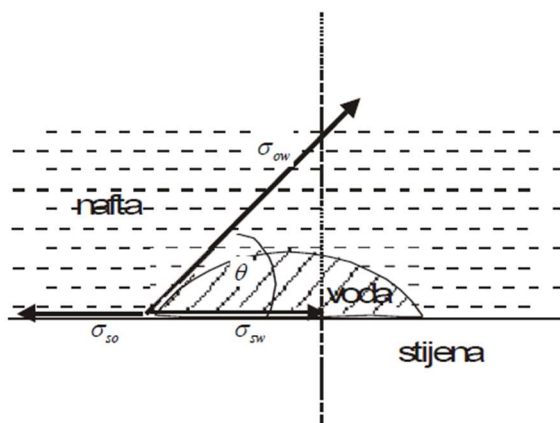
Slika 3.2 Vodomogućiva (lijevo) i naftnomočiva (desno) stijena (Abdallah, 2007).

Tanki film vode nalazi se oko zrna vodomogućive stijene, te će stijena preferencijalno puštati vodu u odnosu na naftu. Ako su zrna dugo izložena nafti kod kolektorskih stijena (pješčenjaci) u laboratoriju je primjećena djelomična promjena močivosti. Film oko zrna stijene više nije voda nego je nafta, što znači da sada kroz pore može lakše prolaziti nafta, a voda znatno teže zbog međupovršinske napetosti između vode i nafte. Pretpostavlja se da je većina pokrovnih stijena vodomogućiva (Abdallah, 2007).

Veličina kuta dodira θ (kontaktni kut močivosti), između (među)površinskih filmova ovisi o tome koji će od dva fluida pretežno (preferencijalno) močiti stijenu, tako da vrijedi:

ako je $\sigma_{sw} > \sigma_{so}$ tada je $0^\circ < \theta < 90^\circ$ i stijena je vodomogućiva

ako je $\sigma_{sw} < \sigma_{so}$ tada je $90^\circ < \theta < 180^\circ$ i stijena je naftnomočiva (Vulin, 2016). Općenito se pretpostavlja da je plin nemočiva faza u kojoj je $\cos\theta = 1$

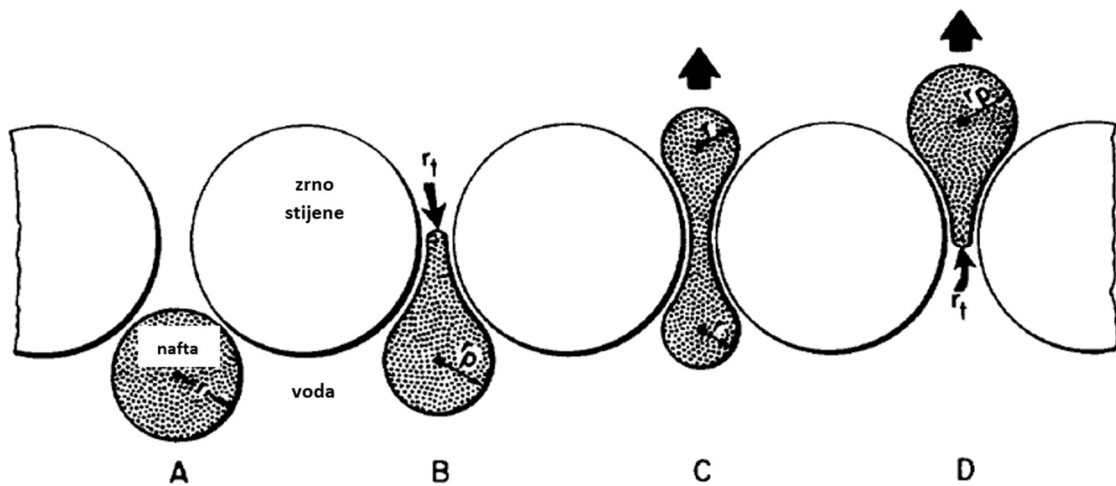


Slika 3.2 Vodomogućiva stijena (Vulin, 2016).

Postoje dva različita značenja za izraz "kapilarni tlak":

1. razlika tlaka na kontaktu između dvije tekućine koje se ne mogu miješati - međufazni tlak
2. tlak potreban da bi se fluid utisnuo u pore određene stijene – tlak utiskivanja.

Ova dva koncepta potrebno je razlikovati kao dva različita pojma, međufazni tlak kao svojstvo fluida i tlak utiskivanja kao svojstvo stijene. Međufazni tlak je odgovoran za uzamčivanje nafte i plina, a tlak utiskivanja mora se predvidjeti za određenu stijenu kako bi se utvrdila količina nafte ili plina koji se može uzamčiti u određenom ležištu (Berg,1975). Pojam kapilarnog tlaka možemo objasniti na temelju međusobne interakcije vode, nafte i stijene. Međupovršinska napetost između vode i nafte je vrlo velika. Kako bi prošla kroz pore stijene koje oko sebe sadrže tanki film vode, nafta zauzima najmanju kontaktnu površinu, što je u ovom slučaju kugla. Kako bi kapljica nafte prošla kroz suženje pore, potrebna je dovoljno jaka sila koja će premašiti kapilarni tlak.



Slika 3.3 Prikaz sekundarne migracije naftne kugle kroz pore vodomčiive klastične stijene (Berg,1975)

- A. Ako sferna kapljica nafte miruje u pori, polumjer kugle je približno jednak polumjeru pore (r_p). Kapilarni tlak (p_p) dan je Laplaceovom jednadžbom:

$$p_p = 2\gamma/r_p \quad (3)$$

gdje je γ (dynes/m = $10^{-5} Nm$) međufazna napetost između nafte i vode

Pretpostavlja se da sila uzgona nije dovoljna da iskrivi kuglu i potisne je kroz suženje pore polumjera r_t . Kuglasta kapljica nafte je u ravnoteži s ponom vodom.

- B. Sila uzgona i hidrodinamički gradijent koji djeluju na kapljicu nafte moraju premašiti razliku kapilarnog tlaka u suženju pore pokrovne stijene i unutar same pore kolektorske

stijene (Δp_c), kako bi se kapljica deformirala i prošla kroz suženje pore. Razlika kapilarnog tlaka u suženju pore i unutar pore se definira kao:

$$\Delta p_c = \frac{p_t - p_p}{z} = 2 \gamma \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) \quad (4)$$

gdje je z visina kapljice nafte.

Ako je polumjer suženja pore značajno manji od polumjera pora, kapilarni tlak u suženju pore je značajno veći nego u porama:

$$2\gamma/r_t > 2\gamma/r_p \quad (5)$$

- C. Ako je sila uzgona dovoljno jaka da premaši razliku kapilarnoga tlaka, kuglasta kapljica nafte izobličiti će se tako da prođe kroz suženje pore. Kada se kapljica nađe na pola puta kroz suženje pore, radijusi na gornjem i donjem kraju su jednaki, kapilarni pritisci su jednaki:

$$2\gamma/r = 2\gamma/r \quad (6)$$

- D. Kada više od polovice kapljice nafte prođe kroz suženje pore, polumjer na njezinom gornjem kraju (r_p) je veći je od polumjera na njezinom donjem kraju (r_t). Kapilarni tlak na gornjem kraju je manji nego na donjem kraju, a gradijent kapilarnog tlaka ima isti smjer kao i sila uzgona. Kugla se sada može brzo kretati prema gore iz uskog grla u veću poru iznad.

$$2\gamma/r_p < 2\gamma/r_t \quad (7)$$

Ako je kuglasta kapljica u mirovanju, tada je sila uzgona izjednačena s razlikom kapilarnog tlaka:

$$zg (\rho_w - \rho_o) = 2 \gamma \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) \quad (8)$$

Ako su sile neuravnotežene i kuglica nafte se giba, jedina vrijednost koja se može promijeniti je visina. Visina kuglice nafte povećava se dodatkom drugih kapljica nafte, tako da vrijedi:

$$zg (\rho_w - \rho_o) > 2 \gamma \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) \quad (9)$$

Kuglica će se kretati kroz suženje pora kada joj se duljina poveća tako da sila uzgona premaši kapilarni tlak. Kritična visina z_c je visina koju sila uzgona mora postići kako bi se izjednačila s kapilarnim tlakom (Berg, 1984). Svako povećanje ove visine uzrokovat će pomicanje nafte prema gore. Izraz kritične visine dan je jednadžbom:

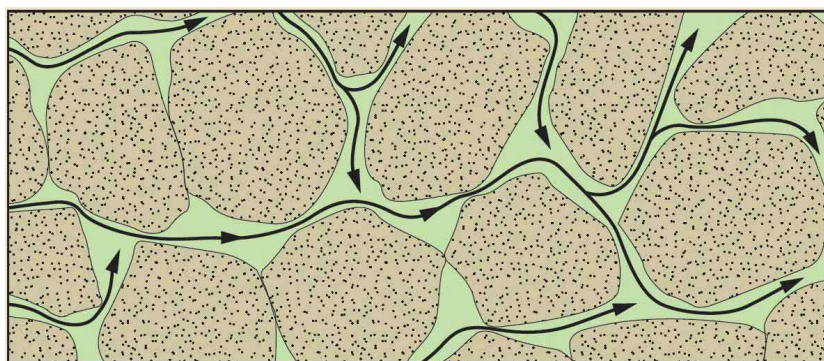
$$z_c = 2 \gamma \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) / g (\rho_w - \rho_o) \quad (10)$$

Tok podzemne vode i utjecaj hidrodinamičkih uvjeta na sekundarnu migraciju ne mogu se uvijek zanemariti. Protok vode u vodonosniku, ovisno o njegovom smjeru, može ometati ili

olakšati sekundarnu migraciju ugljikovodika. Tok vode je povezan sa hidrodinamičkim gradijentima. Ako je gradijent usmjeren prema gore, pomaže sili uzgona u migraciji nafte. Ako je usmjeren prema dolje, uzgon mora biti veći nego što je potrebno pod hidrostatskim uvjetima kako bi se uravnotežili sa suprotnim tlakom protoka (Tissot & Welte,1980).

4. PROPUSNOST

Propusnost je sposobnost nekog medija da omogući protjecanje fluida kroz taj medij uslijed razlike potencijala, tj. tlakova na ulazu i izlazu, u ovom slučaju u stijenu. Svaka propusna stijena mora biti porozna, ali svaka porozna stijena ne mora biti propusna. Propusnost stijene ovisi o njezinoj efektivnoj poroznosti (Vulin, 2016).



Slika 4.1 Prikaz mogućeg protjecanja fluida uslijed propusnosti stijene

(<https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-permeability>)

H. Darcy, 1856. godine, objavio je rezultate istraživanja i uočio zakonitost protoka fluida kroz porozni medij na makroskopskoj razini. Darcy je ustanovio kako veličina volumetrijskog protoka vode, q (m^3/s) kroz pješčani filter površine presjeka protjecanja, A (m^2) i duljine, L (m) izravno ovisi o razlici visina stupaca vode ulaznog i izlaznog manometra ($h_1 - h_2$)

$$q = C \frac{A\Delta h}{L} \quad (11)$$

Konstanta proporcionalnosti, C ovisi o veličini unutrašnjeg trenja u fluidu (viskoznosti fluida). Volumetrijski tok ili fluks uveden je kako bi opisalo protjecanje fluida kroz pore stijena promjenjive geometrije:

$$u = \frac{q}{A} \quad (12)$$

Gdje je:

u – volumetrijski tok (m/s)

q – volumetrijski protok (m^3/s)

A – površina okomita na smjer protjecanja fluida, površina presjeka protjecanja (m^2)

Volumetrijski tok je izravno proporcionalan gustoći fluida, ρ , a obrnuto proporcionalan viskoznosti μ , slijedi:

$$u = C' \frac{\rho \Delta h}{\mu L} \quad (13)$$

C' – konstanta proporcionalnosti, sadrži utjecaj stupca fluida i svojstva porozne stijene na volumetrijski tok

Volumetrijski tok može se definirati i razlikom ulaznog i izlaznog tlaka, Δp :

$$\Delta p = \rho g \Delta h \rightarrow u = k \frac{\Delta p}{\mu L} \quad (14)$$

k – fizikalna značajka stijene (ovisi samo o svojstvima stijene), koeficijent propusnosti.

Protok fluida može se izraziti i preko potencijala protoka Φ (Pa):

$$\Phi = p - \rho g h \quad (15)$$

Darcyeva jednadžba protoka koja vrijedi za bilo koji smjer protoka u odnosu na smjer djelovanja sile teže kroz porozni medij:

$$u = -\frac{k (\Phi_2 - \Phi_1)}{\mu L} \quad (16)$$

$$q = -\frac{k A}{\mu L} (\Phi_2 - \Phi_1) \quad (17)$$

Jednadžba za protok fluida kroz porozni medij vrijedi ukoliko su ispunjeni uvjeti:

1. porozni medij potpuno je ispunjen fluidom koji protječe
2. fluid i porozni medij ne stupaju ni u kakve fizikalno-kemijske reakcije
3. laminarni protok fluida kroz porozni medij

Mjerne jedinice za propusnost:

$$k = \frac{m^3}{s} \times m \times \frac{1}{N/m^2} \times \frac{N}{m^2} \times s = m^2$$

Propusnost od $1 m^2$ omogućava protok od $1 m^3/s$ fluida viskoznosti 1 Pas kroz površinu protjecanja od $1 m^2$, uz tlačni gradijent od 1 Pa/m (Vulin, 2016).

Tradicionalna jedinica za propusnost je „darcy“:

$$k = \frac{\frac{[cm^3]}{[s]} \times [cm] \times [cP]}{[cm^2] \times [Atm]} = [D] = cm^2$$

Porozni medij ima propusnost od 1 darcy, kada fluid viskoznosti od 1 cP, protok od $1 cm^3/s$, površinu presjeka od $1 cm^2$ te tlačni gradijent od 1 atm/cm (Vulin, 2016).

Prema vremenu postanka razlikuju se primarna (potječe iz vremena taloženja i litifikacije klastita) i sekundarna propusnost (nastaje naknadnim izmjenama matriksa, uključujući zbijanje, cementaciju, pucanje i otapanje) (Velić, 2007).

Nadalje, mogu se razlikovati:

1. Apsolutna propusnost koja je isključivo svojstvo stijene. Predstavlja propusnost za homogeni fluid s kojim ne stupa ni u kakvu reakciju. Odnosi se na stijene koje su 100% zasićene samo jedim fluidom.
2. Efektivna ili fazna propusnost se odnosi na propusnost stijene za određeni fluid u prisutnosti drugih fluida u porama stijena. Ovisi o geometriji pora, močivosti stijene određenim fluidom i o zasićenosti stijene određenim fluidom. Smanjenjem zasićenja jedne faze smanjuju se i vrijednosti propusnosti za tu fazu. Primjerice, povećanjem zasićenja vodom, smanjuje se propusnost za naftu.
3. Relativna propusnost je omjer efektivne propusnosti za jedan od fluida u slučaju zasićenja više od jednom fazom (npr. nafta i voda) i neke referentne propusnosti. Varira od 0 kod malih zasićenja pa do 1 kod 100% zasićenja samo jedim fluidom. (Velić, 2007).

Čimbenici koji utječu na propusnost su: veličina zrna, oblik zrna, cementacija, sortiranost, slaganje zrna, prisutnost pukotina, otapanje i rekristalizacija. Ako je koeficijent propusnosti (k) manji od 1mD stijena je slabo propusna, dok vrijednosti veće od 250 mD označavaju stijenu jako dobre propusnosti. Stijene dobre propusnosti (od 1 do 250mD) su pijesci, pješčenjaci, šljunci, konglomerati i određeni vapnenci, dok su slabo propusne stijene lapori, gline, glineni škrljavci, kompaktni gusti vapnenci, cementirani slabo sortirani pješčenjaci i konglomerati (Velić,2007).

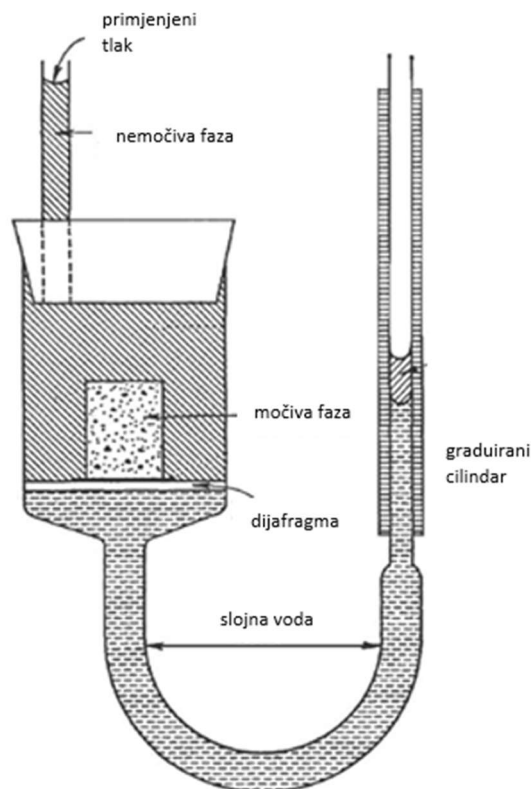
5. METODE ZA ODREĐIVANJE KAPILARNOG TLAKA, APSOLUTNE PROPUSNOSTI I FAZNIH PROPUSNOSTI U VIŠEFAZNYM SUSTAVIMA

5.1 Određivanje kapilarnog tlaka

5.1.1 Metoda tehnikom polupropusne membrane (dijafragme)

Metoda polupropusne membrane zahtijeva jednoliku raspodjelu veličine pora polupropusne membrane (Welge i Bruce,1947). Za dijafragmu se mogu upotrijebiti različiti materijali poput

stakla, porculana i celofana. Mjerenje se provodi na način da se uzorak jezgre zasiti močivom fazom. Zatim jezgru treba staviti na poroznu membranu (dijafragmu) koja je 100% zasićena močivom fazom i propusna je samo za močivu fazu (u sustavu nafta-voda ili plin-voda, močiva faza je voda) pod tlakom koji se koristi tijekom eksperimenta. Nemočiva faza se dovodi u komoru jezgre i tlak se povećava dok se mala količina vode kroz poroznu, polupropusnu membranu ne prebaci u graduirani cilindar, što znači da je voda iz uzorka potisnula vodu iz dijafragme. Tlak se povećava dok se ne dostigne ravnoteža, odnosno, dok se ne istisne sva voda koja se može istisnuti, s tim da ostaje tzv. ireducibilno, odnosno nesmanjivo zasićenje močivim fluidom. Naime, nemočiva faza neće potpuno potisnuti močivu fazu iz uzorka, bez obzira na aplicirani tlak. Mjerenjem volumena izlaznog fluida i poznavanjem volumena pora u stijenkama, može se izračunati promjena zasićenja u svakom koraku. Primjenjeni tlak je kapilarni tlak koji je definiran kao razlika tlaka nemočive faze i tlaka močive faze (tlak vode jednak je nuli). Metoda je zadovoljavajuća u području niskog kapilarnog tlaka (Hassler & Brunner, 1947).



Slika 5.1 Aparatura za mjerenje kapilarnog tlaka pomoću polupropusne membrane (modificirano prema Welge & Bruce, 1947)

5.1.2 Metoda centrifugiranja

Mjerenja pomoću centrifuge su mnogo brža od mjerenja tehnikom polupropusne membrane, ali nisu toliko precizna. Kako bi se izmjerio kapilarni tlak u sustavu voda / nafta, uzorak potpuno zasićen vodom se uranja u naftu. Zatim se postavlja u centrifugu i centrifugira se u koracima, pri čemu se povećava brzina vrtnje. Trajanje svakog koraka vrtnje mora biti dovoljno da centrifugalne sile izbace vodu iz uzorka. Na kraju uzorka pričvršćena je kalibrirana staklena bočica. Količina tekućine koja iz uzorka uđe u kalibriranu bočicu može se očitati, te na temelju očitavanja izračunati zasićenje. Potom se brzina povećava u fazama i bilježe se količine proizvedene vode za svaku brzinu vrtnje kako bi se dobila krivulja dreniranja (Ruth & Chen, 1994). Potrebno je 4 do 24 sata da se postigne ravnoteža pri svakoj brzini vrtnje, te se zbog toga većina skupova podataka centrifuge sastoji se od osam ili manje brzina centrifuge (Hassler & Brunner, 1947). Ruth i Chen (1994.) preporučuju najmanje 15 brzina centrifuge za točnu procjenu kapilarnog tlaka.

Brzina rotacije se pretvara u kapilarni tlak, p_c (psi) pomoću sljedeće jednadžbe:

$$p_c = 7,9^{-8} * (\rho_1 - \rho_2) * \omega^2 * (r_b^2 - r_t^2) \quad (18)$$

Gdje su:

ρ_1 – gustoća vode (slojne vode)

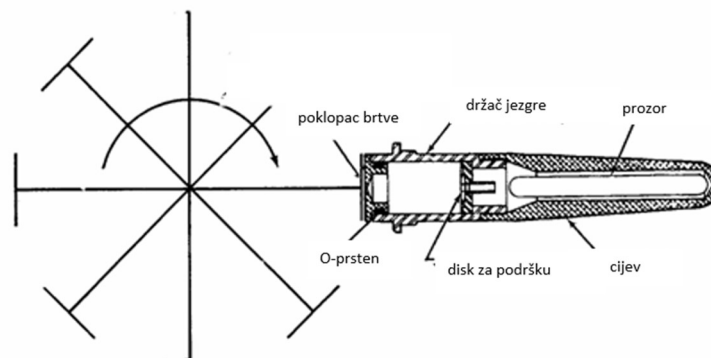
ρ_2 – gustoća nafte

r_b = polumjer rotacije dna uzorka jezgre

r_t = polumjer rotacije vrha uzorka jezgre

ω = brzina rotacije

Kapilarni tlak $p_c(r)$ za svaki korak brzine vrtnje ovisi o: razlici gustoće fluida ($\Delta\rho$), brzini centrifuge (ω), dimenzijama uzorka u odnosu na os rotacije

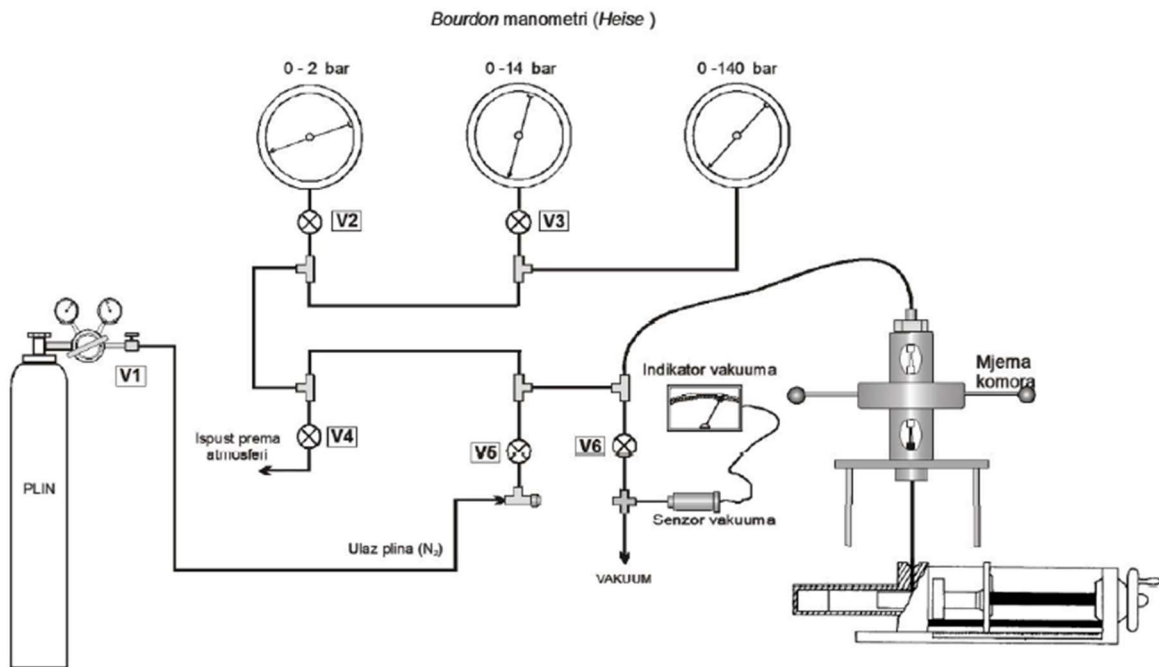


Slika 5.2 Aparatura za određivanje kapilarnog tlaka pomoću metode centrifuge (modificirano prema <https://perminc.com>)

5.1.3. Metoda saturacije uzorka stijene injektiranjem žive

Metoda uključuje poroznu krutinu i jednu tekućinu (živa) koja tvori kontaktni kut veći od 90° prema krutini. Živa je nemoćivi fluid. Djelovanje površinskih sila protivi se ulasku tekućine u krutu tvar. Kako bi živa ušla u pore stijene, mora je se utiskivati.

Ispitivanja se mogu izvesti samo na očišćenim i osušenim uzorcima. Uzorak jezgre postavlja se u mjernu komoru (slika 4.3). Tlak u sustavu povećava se u fazama, kako bi se omogućilo utiskivanje žive u uzorak jezgre. Volumen žive koji je ušao u pore pri svakom pritisku određuje se iz volumetrijskih očitavanja. Ovaj se postupak nastavlja sve dok se pore uzorka jezgre ne napune živom ili tlak utiskivanja ne dosegne neku unaprijed određenu vrijednost (Purcell, 1944).



Slika 5.3 Shema aparature za određivanje krivulje kapilarnog tlaka metodom injektiranja Hg (prema Purcellu, 1944)

5.2 Određivanje apsolutne propusnosti i faznih propusnosti u višefaznim sustavima

5.2.1 Apsolutna propusnost

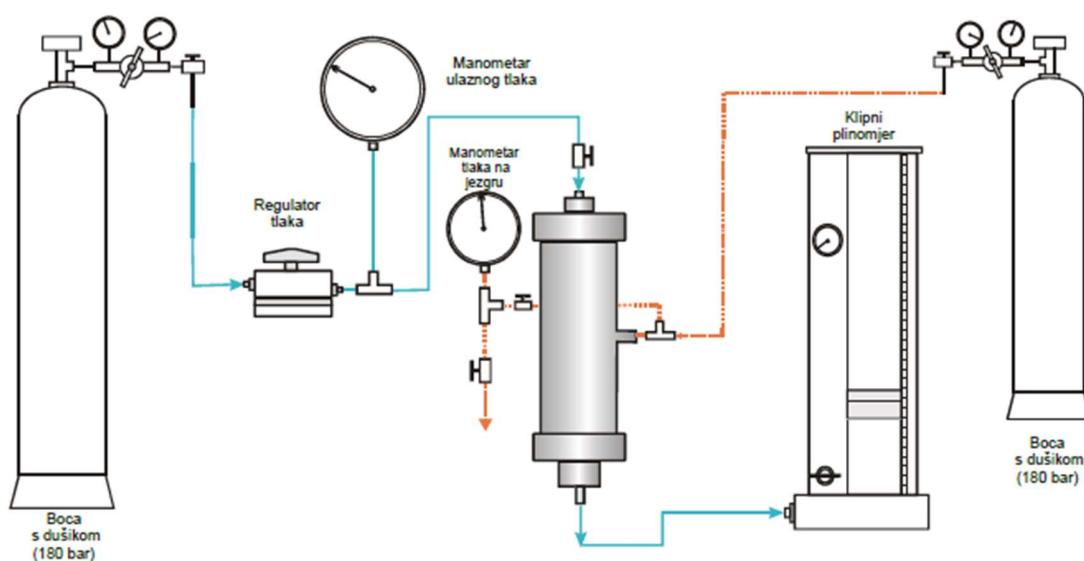
Vrijednosti apsolutne propusnosti možemo odrediti mjerenjima na uzorcima, a procijeniti testiranjima stijena u bušotinama.

Kod mjerenja na uzorcima mjeri se volumetrijski protok i tlačni gradijent. Podatci se dobiju tijekom eksperimenta protjecanja fluida poznate viskoznosti kroz uzorak jezgre poznatih

dimenzija. Uvrštavanjem podataka u Darcyevu jednadžbu za protok fluida, može se izračunati vrijednost apsolutne propusnosti.

$$k = \frac{V L}{t A} \mu \Delta p \quad (19)$$

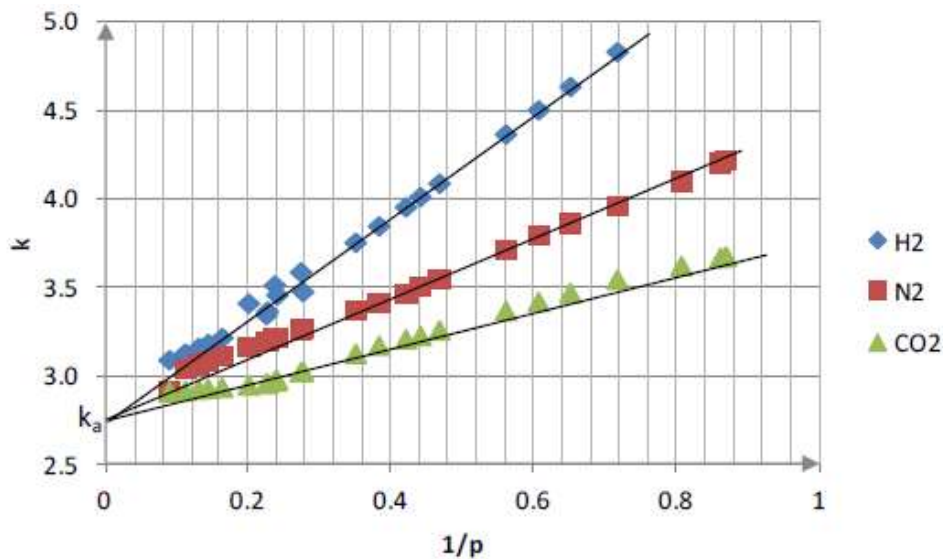
Kako bi se simulirali ležišni uvjeti (efektivni tlak na stijenske porne prostore), za mjerenje apsolutne propusnosti koristi se uređaj s hidrostatskim držačem jezgre. Iz boce s dušikom se primjenjuje tlak na vanjski omotač gumenog rukavca u kojem se nalazi jezgra, učvršćena metalnim elementom koji ima rupicu za protok i kanaliće za raspodjelu tlaka plina po površini. Za plinsku permeametriju najčešće se koristi Hasslerov tip držača koji u sebi ima elastični gumeni rukavac koji osigurava dobro brtvljenje. Primjena petrostatskog tlaka dodatno pomaže brtvljenju. Za utiskivanje tekućine, koristi se drugačiji tip držača sa krutijim gumenim rukavcem (Vulin, 2016). Plin (dušik) pri konstantnom ulaznom tlaku, koji se očitava na manometru i održava se regulatorom, ulazi u držač i prolazi kroz jezgru. Plin nakon prolaska kroz uzorak dolazi u klipni plinomjer kojim se mjeri vrijeme i volume plina koji je prošao kroz jezgru. U plinomjeru postoji i manometar za očitavanje izlaznog tlaka (Vulin, 2016).



Slika 5.5 Shema permeametra (Vulin, 2016).

Mjerenje apsolutne propusnosti protokom plina ovisi o ulaznom tlaku te se mora korigirati za proklizavanje atoma/molekula plina do kojeg dolazi pri nižim tlakovima. Radi se korekcija za Klinkenbergov učinak, jer je protok linearan i mjerenje se izvodi pri niskom ulaznom tlaku. Na apcisu se nanosi $1/(\text{ulazni tlak})$, a na ordinatu se unose preračunate propusnosti (slika 5.6).

Ekstrapolacijom pravca koji najbolje korelira nekoliko mjerenja na istom uzorku, ali s različitim ulaznim tlakovima do sjecišta s osi y dobiva se korigirana apsolutna propusnost.



Slika 5.6 Korekcija za Klinkenbergov učinak (Vulin, 2016).

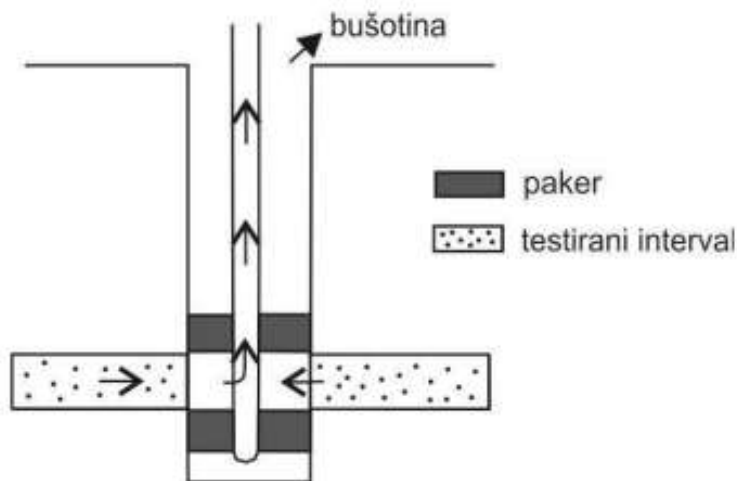
5.2.2 Fazna propusnost

Relativna propusnost se određuje:

- metodom ustaljenog protoka u laboratoriju
- metodom istiskivanja fluida iz jezgre
- preračunavanjem iz krivulje kapilarnog tlaka
- preračunavanjem iz podataka o proizvodnji

Drill-stem-test (DST)

Ispitivanja pomoću drill-stem-testa izvode se u cilju dobivanja podataka o karakteristikama bušotina i ležišta. Test obuhvaća mjerenja tlaka i temperature formacije testiranjem ležišnih fluida u bušotini postavljenjem pakera (iznad i ispod intervala koji se testira), ventila (koji se mogu otvoriti i zatvoriti s površine) i dva ili više manometra. Kada je jedinica izolirana, može se uzeti uzorak ležišnog fluida za analizu. Ovaj test omogućuje mjerenje tlaka testiranog intervala, mjerenje temperature formacije te procjenu propusnosti mjerenjem protoka (uzimajući u obzir razlike u izmjerenim tlakovima). Procjene propusnosti na temelju DST-a nisu pouzdane. Ako čestice gline iz isplake ispunjavaju pore propusnih stijena uz kanal bušotine mogu utjecati na mjerenje protoka (Bredehoeft, 1965).

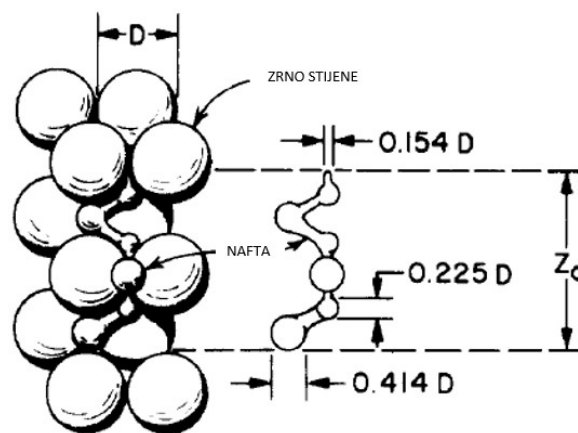


Slika 5.6 Drill stem test (preuzeto s <https://www.geo.wvu.edu/>)

6. PROCJENA POTENCIJALA POKROVNE STIJENE

Za određivanje kritične visine stupca nafte koja još omogućava uzamčivanje (z_c), može se riješiti jednačba (10), uz pretpostavku hidrostatičkih uvjeta.

Prema Bergu (1975), dobro sortirani sitnozrnasti pješčenjak poroznosti 26%, može se aproksimirati romboedarskim pakiranjem jednoličnih sfera u kojima su veličine pora $0,154D$, $0,225D$ i $0,414D$, gdje je D promjer zrna. Pretpostavlja se put migracije na kontaktu sitnozrnastog pijeska s naizmjeničnim izmjenama porama dimenzija $0,414D$ i $0,225D$ i sitnozrnastog izolatora koji će biti predstavljen s tri slučaja (krupnozrnasti prah, sitnozrnasti prah, glina) sa pretpostavljenom dimenzijom suženja pore $0,154D$ (slika 6.1).



Slika 6.1 Prikaz odnosa promjera zrna stijene i nafte (modificirano prema Bergu, 1975)

Nadalje vrijedi:

$$r_p = \frac{1}{2} \times 0,414D$$

$$r_t = \frac{1}{2} \times 0,154D$$

Kao primjer, izračunat će se ako je promjer zrna pijeska $D=0,1\text{mm}$, promjer zrna krupnog praha $D_1=0,05\text{ mm}$, promjer zrna sitnog praha $D_2=0,01\text{ mm}$, a promjer zrna gline $D_3=0,003\text{ mm}$, tada je :

$$r_p = \frac{1}{2} \times 0,414 \times 0,1\text{mm} = 0,0207\text{mm} = 2,7 \times 10^{-5}\text{m}$$

$$r_{t1} = \frac{1}{2} \times 0,154 \times 0,05\text{mm} = 3,85 \times 10^{-3}\text{mm} = 3,85 \times 10^{-6}\text{m}$$

$$r_{t2} = \frac{1}{2} \times 0,154 \times 0,01\text{mm} = 7,7 \times 10^{-4}\text{mm} = 7,7 \times 10^{-7}\text{m}$$

$$r_{t3} = \frac{1}{2} \times 0,154 \times 0,003\text{mm} = 2,31 \times 10^{-4}\text{mm} = 2,31 \times 10^{-7}\text{m}$$

Kako je ranije spomenuto, razlika kapilarnog tlaka u suženju pore i unutar pore možemo dobiti iz izraza (4). Ako je $\gamma = 3500\text{dynes/m}$ vrijedi :

$$\begin{aligned} \Delta p_{c1} &= 2 \times \frac{3500\text{dynes}}{\text{m}} \times \left(\frac{1}{3,85 \times 10^{-6}\text{m}} - \frac{1}{2,7 \times 10^{-5}\text{m}} \right) \\ &= 2 \times 0,035 \text{ N} \times 222703,2 \text{ m} = 2 \times \frac{0,035\text{kgm}}{\text{s}^2} \times 222703,2 \text{ m} \\ &= 15589,23 \text{ Pa} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta p_{c2} &= 2 \times \frac{3500\text{dynes}}{\text{m}} \times \left(\frac{1}{7,7 \times 10^{-7}\text{m}} - \frac{1}{2,7 \times 10^{-5}\text{m}} \right) \\ &= 2 \times 0,035 \text{ N} \times 1261664,3 \text{ m} = 2 \times \frac{0,035\text{kgm}}{\text{s}^2} \times 12661664,3 \text{ m} \\ &= 88316,50 \text{ Pa} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta p_{c3} &= 2 \times \frac{3500\text{dynes}}{\text{m}} \times \left(\frac{1}{2,31 \times 10^{-7}\text{m}} - \frac{1}{2,7 \times 10^{-5}\text{m}} \right) \\ &= 2 \times 0,035 \text{ N} \times 4291967,3 \text{ m} = 2 \times \frac{0,035\text{kgm}}{\text{s}^2} \times 4291967,3 \text{ m} \\ &= 300437,71 \text{ Pa} \end{aligned}$$

Za gustoću slojne vode uzet će se 1050 kg/m^3 . Za gustoću nafte pretpostavit će se srednje teška nafta od 30°API .

$$^\circ\text{API} = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5$$

Gdje je γ gustoća tvari (-), u ovom slučaju nafte (ρ_o) podijeljena s gustoćom vode (ρ_w).

$$\gamma = \frac{141,5}{^\circ\text{API} + 131,5} = \frac{\rho_o}{1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} \rightarrow$$

$$\rho_o = \frac{141,5}{^\circ\text{API} + 131,5} \times 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_o = \frac{141,5}{30 + 131,5} \times 1000 \text{ kg/m}^3 = 876,16 \text{ kg/m}^3$$

Sada kada imamo sve podatke, možemo izračunati maksimalnu visinu nafte koju stijena može zadržati (10):

$$z_{c1} = \frac{\Delta p_{c1}}{g(\rho_w - \rho_o)} = \frac{15589,23 \text{ Pa}}{9,81 \text{ m/s}^2 \times (1050 \text{ kg/m}^3 - 876,16 \text{ kg/m}^3)} = 9,14 \text{ m}$$

$$z_{c2} = \frac{\Delta p_{c2}}{g(\rho_w - \rho_o)} = \frac{88316,50 \text{ Pa}}{9,81 \text{ m/s}^2 \times (1050 \text{ kg/m}^3 - 876,16 \text{ kg/m}^3)} = 51,79 \text{ m}$$

$$z_{c3} = \frac{\Delta p_{c3}}{g(\rho_w - \rho_o)} = \frac{300437,71 \text{ Pa}}{9,81 \text{ m/s}^2 \times (1050 \text{ kg/m}^3 - 876,16 \text{ kg/m}^3)} = 176,17 \text{ m}$$

Maksimalna visina stupca nafte koju stijene može podnijeti pri poroznosti 26%, na kontaktu sitnozrnastog pijeska promjera zrna 0,1mm i sitnozrnastog izolatora (krupnozrnasti prah, sitnozrnasti prah, glina), međupovršinskoj napetosti 3500 dynes/m i gustoći nafte 30°API prikazana je u Tablici 5.1:

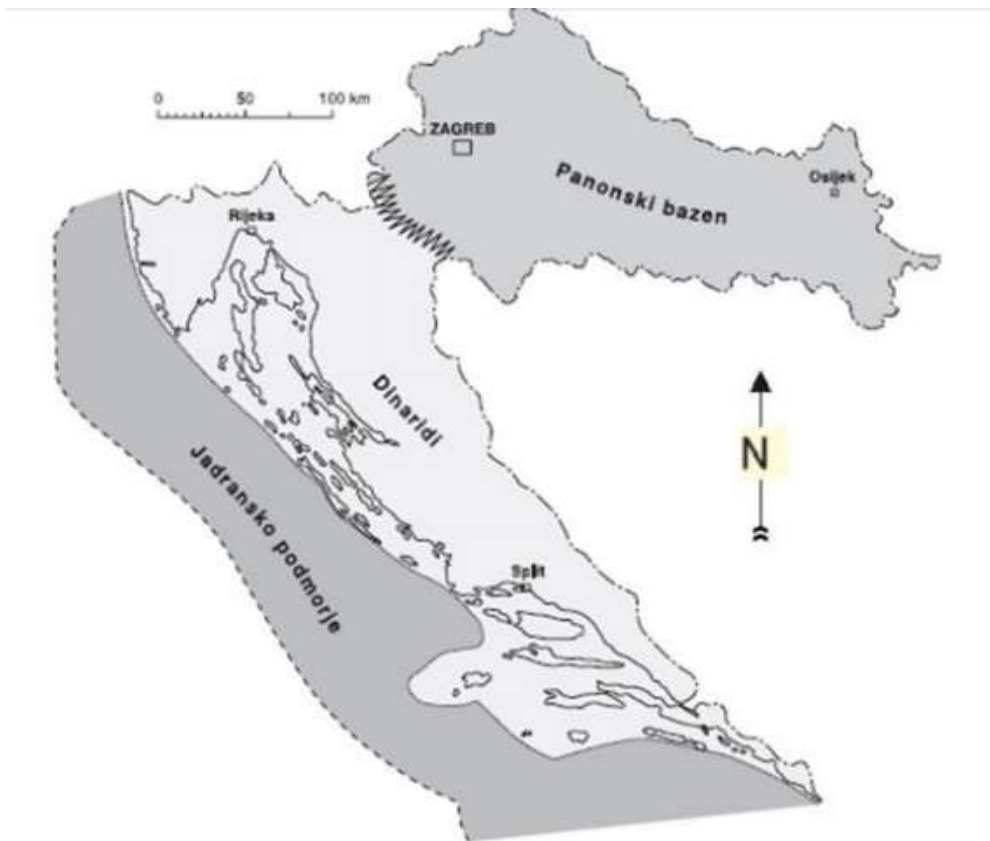
	Promjer zrna sitnozrnastog izolatora (mm)	Razlika kapilarnog tlaka (Pa) između pore kolektorske stijene i suženja pore izolatora	Maksimalna visina stupca nafte (m) u hidrostatskim uvjetima
Krupnozrnasti prah	0,05	15589,23	9,14
Sitnozrnasti prah	0,001	88316,50	51,79
Glina	0,003	300437,71	176,17

Tablica 6.1: Prikaz maksimalne visine stupca nafte dobivene iz proračuna

Smanjenjem promjera sitnozrnastog izolatora maksimalna visina stupca nafte koju pokrovna stijena može zadržati se povećava, tj raste potencijal pokrovne stijene. Valja napomenuti da su ovi izračuni teoretski i da su u stvarnosti pokrovne stijene granulometrijski više ili manje heterogene.

7. ISTRAŽIVANJE POKROVNIH STIJENA U HRVATSKOJ

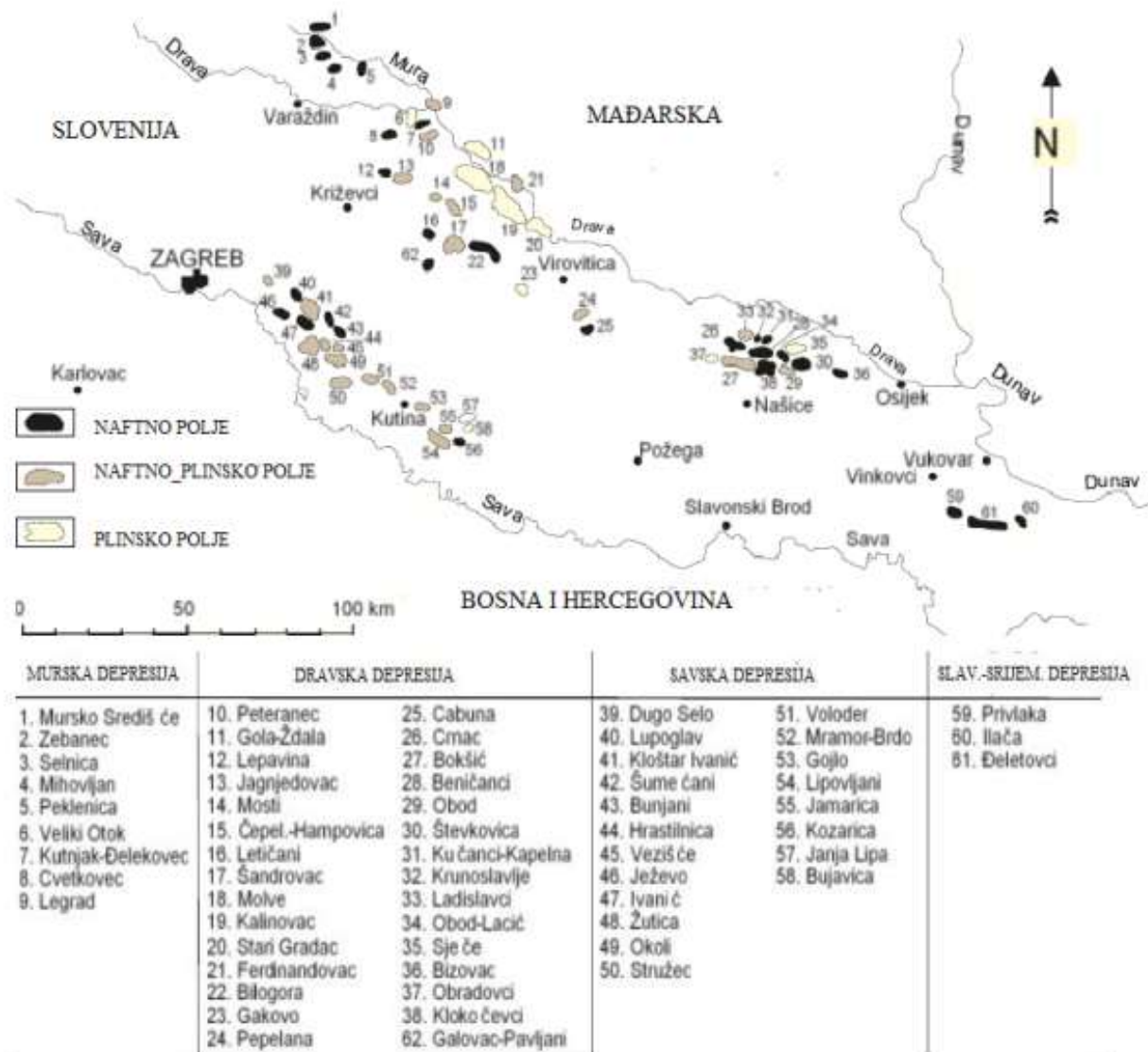
Republici Hrvatskoj pripadaju tri naftnogeološke provincije: hrvatski dio Panonskog bazena, Jadransko podmorje, te izdignuto krško područje Dinarida koje leži između njih.



Slika 7.1. Položaj triju naftnogeoloških područja u Hrvatskoj (Velić, 2007).

Hrvatski dio Panonskog bazena zauzima približno 26.000 km^2 . Podijeljen je na Mursku, Savsku, Dravsku i Slavonsko-srijemsku depresiju te Bjelovarsku i Karlovačku subdepresiju i Požešku kotlinu., dok se područje Dinarida nalazi odmah izvan granica bazena. Građu Panonskog bazena možemo podijeliti na predbazensku magmatsko-metamorfnu podlogu paleozojske, mezozojske i paleogenske starosti koja se naziva „temeljno gorje“ i sedimente kenozojske starosti, ponajviše neogenske i kvartarne starosti (Velić, 2007). Sedimenti

neogensko-kvartarnog sustava taloženi su u tri sedimentacijska megaciklusa, kao posljedica promjene relativne razine vode. Svaki megaciklus obuhvaća različite litološko-genetske asocijacije, kao rezultat tektonskih pokreta ekstenzije i kompresije, kao i donosa materijala, produbljanja taložnog bazena, eustatičkih promjena u bazenu i promjena klimatskih uvjeta (Velić, 2007).



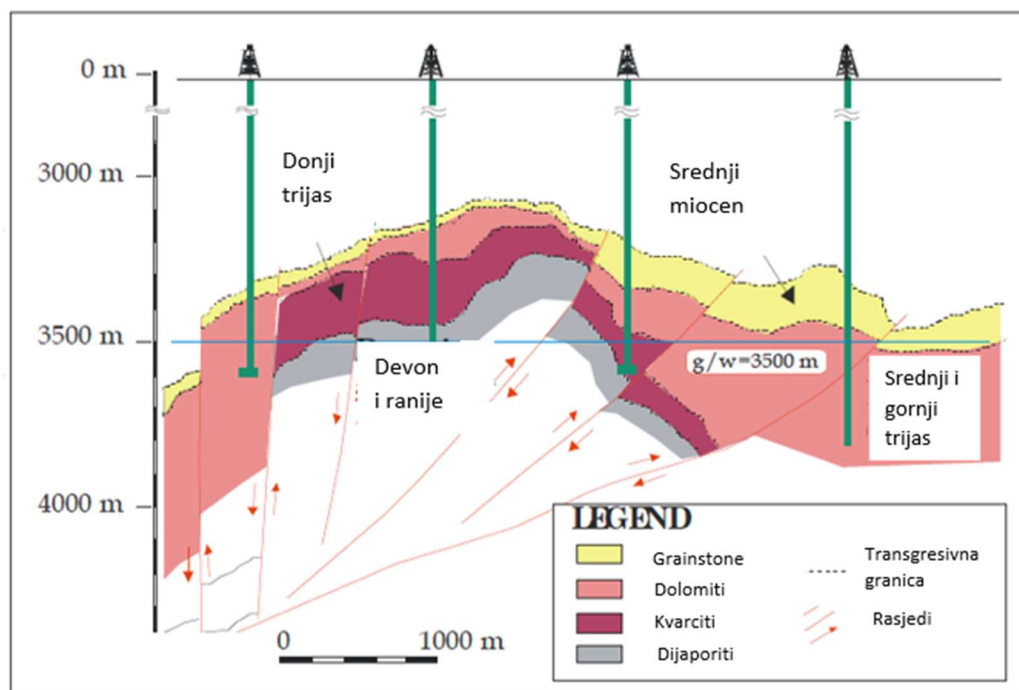
Slika 7.2. Položaj hrvatskih naftnih i plinskih polja u Panonskom bazenu (Velić, 2007)

Prema AZU (www.azu.hr), pokrovne stijene unutar Panonskog bazena su intra-formacijski muljnjaci pro-delte i top-delte. Na većini polja, glinoviti interval iznad ležišta predstavlja pokrovni sloj, koji također može biti i matična stijena za isto ležište, ali i ležišta u krovini. Litološki sastav i starost samo donekle uvjetuju fizičke značajke pokrovnih stijena. Općenito,

rezultati istraživanja petrofizikalnih svojstava pokrovnih stijena, ako i postoje, nisu javno dostupni.

Na polju Crnac (istočni dio Dravske depresije), pretpostavlja se da pokrovne stijene imaju određenu propusnost (nema objavljenih podataka koliko), jer je došlo do gubitka lakših ugljikovodika, što je utjecalo na sastav ugljikovodika u ležištima (Velić, 2007). Ležišne stijene naftnog polja Beničanci (istočni dio Dravske depresije) su slabosortirane dolomitno vapnenačke breče badenske starosti, od slabo vezanih, rahlih do kompaktnih. Pokrovne stijene su gornjobadenski i panonski kalcitni lapori (Velić, 2007).

U plinsko-kondezatnom polju Molve (slika 7.3.) izolatorske stijene prisutne su u facijesu E, koji dijelom ima značajke matičnih, a dijelom izolatorskih stijena, predstavljen je tamnim vapnenačkim laporima i vapnenecima donjeg panona te u najmlađem facijesu F koji obuhvaća mjestimice kolektorske, ali pretežito izolatorske stijene. Karakteriziran je ritmičnom izmjenom pješčenjaka i lapora gornjeg panona (Velić, 2007).



Slika 7.3. Profil kroz plinsko polje Molve (Malvić & Velić, 2011)

Jadransko podmorje podjeljeno je u 3 područja: sjeverni, srednji i južni Jadran (Velić, 2007). Na slici 7.4. prikazan je pregledni stratigrafski stup podmorja sjevernog Jadrana. Matične stijene obuhvaćaju šejlove donjeg trijasa, donjokredne karbonate te pliocenske i pleistocenske gline/šejlovi. Kolektorska svojstva razvijena su unutar većeg dijela sedimentata, osim dijela naslaga donjeg trijasa i cijelog sedimentnog slijeda gornjeg trijasa, gdje su identificirane

izolatorske stijene izgrađene od šejlova, lapora i anhidrita (Velić, 2007). Osim izolatorskih stijena koje pripadaju trijasu, nalazimo i gornjojurske i donjokredne evaporite, kredne i eocenske glinovite vapnenece, paleogenski i neogenski fliš, te pilocenske i pleistocenske šejlove. Pliocenski sedimenti su u hrvatskom dijelu Sjevernog Jadrana, prvenstveno na temelju uzoraka iz bušotina s plinskih polja, okarakterizirani kao nepropusni. Pleistocenski litofacies se može promatrati kao izmjena nepropusnih (gline, glinoviti lapori) i propusnih (siltovi, pijesci, pješčenjaci) sedimentata (AZU).

Stratigrafski stup podmorja srednjeg Jadrana prikazan je na slici 7.5. (sjeverozapadni dio bloka) i slici 7.6. (jugoistočni dio bloka). Matične stijene su kredne i trijaske starosti (uglavnom šejlovi i glinoviti vapnenci). U jugoistočnom dijelu bloka jače su izražene kolektorske značajke sedimentata. Naslage srednjeg trijasa, paleogena i neogena predstavljaju izolatorske stijene srednjeg dijela Jadranskog podmorja, gdje možemo naći anhidrite, glinovite lapore, silt, gips i halit (Velić, 2007).

Na slici 7.7. prikazan je stratigrafski stup podmorja južnog Jadrana. Matične stijene su gornjokredni i eocenski karbonati. Kolektorske stijene predstavljene su debelim slijedom mezozojskih i paleogenskih karbonata, od gornjotrijaskih dolomita sve do eocenskih vapnenaca. Od krovine eocenskih naslaga do površine nalazimo izolatorske stijene karakterizirane šejlovima, laporima, glinovitim laporima i glinama (Velić, 2007).

starost		seizmički markeri	litološki sastav	debljine	okoliši	matične stijene	kolektorske stijene	izolatorske stijene	pojave plina ili nafte	opis litološkog sastava	
kvartar	pleistocen i holocen	A		50-2000	šelf-prodelta-litoral					lapori, siltni lapori, laporovite i pjeskovite gline, pijesak i pješćani piroklastiti, proslojci ugljena	
	neogen			miocen	0-200	šelfa otvorenog šelfa					mekani siltni lapori, vapnoviti pješćenjaci, vapnenačke valutice
paleogen	oligocen	B		0-700	padina otvorenog šelfa					lapori, mjestimice s proslojcima vapnenaca i silita	
	eocen			0-540							vapnenci, sivi lapori, siliti, pješćenjaci, glinoviti vapnenci, fliš
	paleoc.			0-170							glinoviti vapnenci, vapnenci, marliti, ponešto breča
kreda	gornja	C		200-2000	pinokr zatvoreni šelf					vapnenci, oligosteginidni kanalni vapnenci s pelagičnim mikrofosilima, dolomiti, anhidrit, glinoviti vapnenci	
	donja										vapnenci sa stromatolitima, nodule čerta, bioturbacije
jura	gornja	D		500-2000						madstoni s brojnim nodulama čerta	
	srednja										rekristalizirani dolomiti i vapnenci
	donja										kasnodijagenetski dolomiti s nešto relikata madstona
trijas	gornji	E			šelf-prodelta-litoral					kasnodijagenetski dolomiti i anhidrit	
	srednji										dolomiti, breče, siliti, pješćenjaci, anhidrit
											dolomiti, mjestimice glinoviti pijesak, čert, šejlovi, nodule anhidrita i gipsa, breče
	donji										pjeskoviti vapnenci, dolomiti, šejlovi, oidni vapnenci blago rekristalizirani, breče

Slika 7.4. Pregledni stratigrafski stup podmorja sjevernog Jadrana (Velić, 2007).

starost		seizmički markeri	litološki sastav	debjine	okolisi	matične stijene	kolektorske stijene	izolatorske stijene	pojave nafte ili plina	opis litološkog sastava
kvartar	neogen	paleogen								
pleistocen i holocen	pliocen	miocen	gornja	gornja	gornji					gline, siltne gline, vapnovite gline, pijesak, siltni pijesak
										gline, siltni lapori, glinoviti lapori, pijesak, tragovi ugljena
										glinoviti i siltni lapori, gline, silt, pješčenjak, bioklastični grebenski vapnenac
										fliš, lapor, siltni i pjeskoviti lapor, pješčenjaci, pjeskoviti vapnenci
										pjeskoviti vapnenci i lapori, vapnen. breče, foraminiferski i aljni vapnenci
										mikriti, biomikriti, kasnodijagenetski dolomiti
										mikriti, dolomitični vapnenci, bioklastični vapnenci
										vapnenci, kasnodijagenetski dolomiti, intraformacijske breče
										dolomiti, dolomitični vapnenci, pelagički mikriti
										ranodijagenetski dolomiti, anhidrit, halit
										ranodijagenetski dolomiti, halit, anhidrit, tufovi, pješčenjaci

Slika 7.5. Pregledni stup podmorja srednjeg Jadrana- sjeverozapadni dio (Velić, 2007)

starost		seizmički markeri	litološki sastav	debljine	okolni	matične stijene	kolektorske stijene	izolatorske stijene	pojave nafte ili plina	opis litološkog sastava
kvartar	neogen									
	pleistocen i holocen			0-860	otv. i sr. izvori i zatv. plin					gline, laporovite gline, silt, glinoviti lapori
	pliocen	A		0-340	otv. i sr. izvori i zatv. plin					glinoviti lapori, silt, silti pijesak
	M			0-500	otv. i sr. izvori i zatv. plin					glina, glinoviti i silti vapnenci, gips, lapori, anhidrit,
	Ol			0-500	otv. i sr. izvori i zatv. plin					lapori, silti, vapnenci
	F	B		0-1350	otv. i sr. izvori i zatv. plin					dolomitizirani
kreda	gornja			0-2500	otv. i sr. izvori i zatv. plin					vapnenci i
	donja									gline
jura	gornja			40-800-2600	podna karbonatna platforma - bazen karbonatna platforma					vapnenci (brečoliki, dolomitizirani)
	srednja									ammonitico
	donja									rosso
trijas	ret			450-1600	plimna zaravan					dolomiti, djelomice dolomitizirani vapnenci
	horik	E		710-1550						dolomiti, anhidrit, tuf, glina, silt, gips, halit, breče
	karnik									dolomiti, vapnenci, gips, anhidrit, halit, silt, pijesak, breče, spilit, tuf, gline
	ladinik lang.									

Slika 7.6. Pregledni stratigrafski stup podmorja srednjeg Jadrana- jugoistočni dio (Velić,2007)

starost		seizmički markeri	litološki sastav	debljine	okoliti	matične stijene	kolektorske stijene	izolatorske stijene	pojave plina ili nafte	opis litološkog sastava		
kvartar	pleistocen i holocen											
paleogen neogen		A		175-650	vanjski šelf					gline, vapnovite gline, silt, glinoviti lapori		
paleogen				0-884						55-302	450-1530	siltne gline, siltne pijesci, glinoviti lapori
paleocen				0-497						0-884	0-884	lapori, šejl, gips, glinoviti vapnenci
eocen				0-497						0-884	0-884	lapori, mjestimice siltne, pješčenjaci, kalkareniti, konglomerati
kreda		B		0-1462	unutarinja platforma					foraminiferski i aljni vapnenci	glinoviti, mjestimice kredasti vapnenci	
gornja				0-1462						0-1462	0-1462	bioklastični (grebenski) vapnenci
jura		E		214-1585	unutarinja platforma					izmjena vapnenaca i rano-dijagenetskih dolomita s nodulama anhidrita		
donja				214-1585						214-1585	214-1585	vapnenci
gornja				415						415	415	vapnenci s tragovima anhidrita
jura		E		595	unutarinja platforma					vapnenci i dolomiti		
srednja				595						595	595	dolomiti i anhidriti
donja		525	525	525								
trias		E		~846	unutarinja platforma							
gornji				~846						~846	~846	
donji		~596	~596	~596	kontinentalni	plimna zaravan				siltne gline s tankim slojevima kvarcnih pješčenjaka		

Slika 7.7. Pregledni stratigrafski stup podmorja južnog Jadrana (Velić,2007)

8. ZAKLJUČAK

U novije vrijeme s promjenom smjera geoenergetskih istraživanja koja više nisu usmjerena samo na konvencionalna ležišta ugljikovodika nego i na nekonvencionalna (u slabopropusnim stijenama), te i na podzemno skladištenje CO_2 , kao i podzemno skladištenje energije, karakterizacija pokrovnih stijena sve više dobiva na značaju. Učinkovitost dugoročnog uskladištenja CO_2 i uskladištenja energije u podzemlju uvelike ovisi o petrofizikalnim značajkama pokrovnih stijena. Na kakvoću pokrovnih stijena utječe niz parametara. Propusnost, koja je izravno povezana s litološkim sastavom, predstavlja bitnu značajku pri karakterizaciji pokrovnih stijena. Značajnu ulogu također igra kapilarni tlak, na kojeg utječe niz parametara, kao što su površinska napetost i močivost. Osim petrofizikalnih značajki pokrovnih stijena, u razmatranje treba uvesti i hidrodinamički gradijent, jer protok vode, ovisno o njegovom smjeru, može značajno utjecati na strujanje fluida u podzemlju. Na većini polja glinoviti interval iznad ležišta predstavlja pokrovni sloj, no ipak postoji razlika u litološkom sastavu između pojedinačnih naftnih i plinskih polja. Potencijal pokrovne stijene raste sa smanjenjem zrna, pa su gline puno učinkovitiji izolatori od siltova. Pokrovne stijene hrvatskog dijela Panonskog bazena najčešće su lapori mlađe miocenske starosti, rjeđe srednjemiocenske, dok su pokrovne stijene Jadranskog podmorja većinom šejlovi, lapori i anhidriti različite kronostratigrafske pripadnosti.

9. LITERATURA

9.1. Objavljena literatura

Al-Bazali, T.M., Zhang, J., Chenevert, M.E., Sharma, M.M. (2005): Measurement of the Sealing Capacity of Shale Caprocks. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Dallas, Texas, 26 str.

Anderson, W. (1986): Wettability Measurement. Society of Petroleum Engineers. *Journal of Petroleum Technology*, 44–61 str.

Berg, R. (1975): Capillary Pressures in Stratigraphic Traps. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 939–956 str.

- Bredehoeft, J.D. (1965): The Drill-Stem Test: The Petroleum Industry's Deep-Well Pumping Testa, Director, U. S. Geological Survey, 31–36 str.
- Bruce, W.A., Welge, H.J. (1947): The Restored-State Method For Determination Of Oil In Place And Connate Water. American Petroleum Institute, New York
- Busch, A., Shell, Amann, A., Bertier, P., Waschbusch, M., Krooss, B.M. (2010): The Significance of Caprock Sealing Integrity for CO_2 Storage, RWTH Aachen University, 8 str.
- Chen, Z.A., Ruth, D.W. (1994): Centrifuge Capillary Pressure Data Interpretation: Gravity Degradation Aspect. Consideration University of Manitoba, Winnipeg, Canada, 275-284 str.
- Hassler, G.L., Brunner, E. (1945): Measurement of Capillary Pressures in Small Core Samples. Society of Petroleum Engineers, 114–123 str.
- Jaworska, J., Nowak, M. (2013): Anhydrites from gypsum cap-rock of Zechstein salt diapirs. Adam Mickiewicz University, Institute of Geology, Poznań, 233–250 str.
- Purcell, W.R. (1949): Capillary Pressures - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom. Society of Petroleum Engineers Source, *Journal of Petroleum Technology*, Houston, Texas, 39–48 str.
- Tissot, B.P., Welte, D.H. (1984): Petroleum Formation and Occurrence. Second Revised and Enlarged Edition, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, 314–346 str
- Tucker, M.E. (2003): Sedimentary Rocks in the Field. Department of Geological Sciences University of Durham, UK, 29–59 str.
- Unger, Z., Leclairi, D. (2018). Salt and Methane Generation Initiated by Membrane Polarisation. Earth Sciences, 53-57 str.
- Vavra, C.L., Kaldi, J.G., Sneider, R.M. (1992): Geological Applications of capillary pressure. *The American association of Petroleum Geologists Bulletin*, 840–850 str.
- Velić, J. (2007): Geologija ležišta nafte i plina. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet. 27–38; 176–238 str.

Velić, J., Malvić, T., Cvetković, M., Velić, I. (2015): Stratigraphy and petroleum geology of the Croatian part of the Adriatic basin. *Journal of Petroleum Geology*, 281–300 str.

Vulin, D. (2016): Skripta za kolegij Višefazni protok u poroznoj stijeni. Sveučilište Zagrebu Rudarsko-geološko-naftni fakultet, 15–18; 30–35 str.

Wentworth, K. (1922): A Scale of Grade and Class Terms for Clastic Sediments. *Journal of Geology*, Vol. 30, No. 5, pp. 377-392. doi10.1086/622910.

9.2. Internetski izvori:

<http://geologylearn.blogspot.com/2015/06/types-ofcaprocks-in-petroleum-system.html>

15.8.2020.

<http://www.co2geonet.com> 25.8.2020.

www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-permeability
20.8.2020.

<https://perminc.com/> 20.8.2020.

<https://www.azu.hr/> 20.8.2020.



KLASA: 602-04/20-01/127
URBROJ: 251-70-13-20-2
U Zagrebu, 18.09.2020.

Anđela Lijić, studentica

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju Vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-04/20-01/127, UR. BROJ: 251-70-13-20-1 od 30.04.2020. godine priopćujemo temu završnog rada koja glasi:

KARAKTERIZACIJA POKROVNIH STIJENA

Za voditelja ovog završnog rada imenuje se u smislu Pravilnika o završnom ispitu dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docent Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta Sveučilišta u Zagrebu.

Voditelj

(potpis)

Doc. dr. sc. Iva Kolenković
Močilac

(titula, ime i prezime)

**Predsjednik povjerenstva za
završne i diplomske ispite**

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Stanko Ružičić

(titula, ime i prezime)

**Prodekan za nastavu i
studente**

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Dalibor Kuhinek

(titula, ime i prezime)