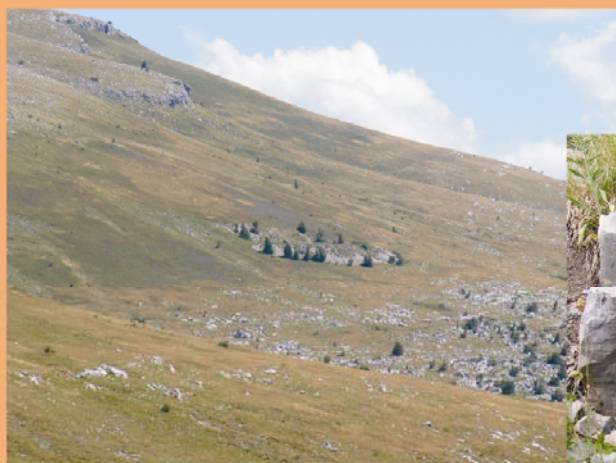


**Tomislav Malvić
Josipa Velić**



GEOLOGIJA LEŽIŠTA FLUIDA



Zagreb, 2008.

Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za geologiju i geološko inženjerstvo

GEOLOGIJA LEŽIŠTA FLUIDA

Autori:

**Dr. sc. Tomislav Malvić, dipl. ing. geologije
(predavač)**

**Prof. dr. sc. Josipa Velić, dipl. ing. geologije
(nositelj kolegija)**

Fakultetska skripta

Zagreb, 2008.

Izdano na:
Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu
Sveučilišta u Zagrebu

Za kolegij:
„Geologija ležišta fluida“
na dodiplomskom studiju Naftnoga rudarstva

(odlukom donesenoj na 2. redovitoj sjednici Fakultetskog vijeća
Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta od 13. studenoga 2007. godine kao nastavnik iz kolegija Geologija
ležišta fluida u akademskoj godini 2007./2008. imenovan je dr. sc. Tomislav Malvić, a nositelj kolegija je prof.
dr. sc. Josipa Velić)

Naslovnica:
Autorica fotografija: prof. dr. sc. Josipa Velić
(dolje desno - izdanak permskih siltita u Brušanima; dolje lijevo - izdanci gornjojurskih matičnih stijena na
Poštaku i probni kop; gore desno - rudnik asfalta „Paklina“ kod Vrgorca; gore lijevo - izdanak nafte u
Peklenici)

P R E D G O V O R

Poštovane studentice i studenti!

Skripta koja je pred vama napisana je za studente naftnoga rudarstva na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu. Predstavlja skup tekstova koji sadržavaju temeljna znanja koji su studentima potrebna za uspješno svladavanje gradiva iz kolegija "Geologija ležišta fluida", to jest osnovne sadržaje koje smatram da bi studenti naftnoga rudarstva trebali svladati u sklopu upoznavanja naftne geologije tijekom svojega dodiplomskog studija.

Nadamo se kako je svojim sadržajem i jasnoćom skripta ispunila svoju ulogu, a najbolji pokazatelj bit će ocjene i znanje koje ćete iskazati na kraju svake akademske godine. Upravo vaše pokazano znanje predstavljat će vodilju u poboljšavanju i proširivanju nastavnih materijala.

Želimo vam uspješno učenje sa zanimanjem te usvajanje gradiva!

Autori

SADRŽAJ

1. UVOD.....	9
1.1. SVJETSKE REZERVE NAFTE.....	9
1.2. PROIZVODNJA UGLJIKOVODIKA U HRVATSKOJ.....	17
2. OSNOVNA FIZIKALNA SVOJSTVA NAFTE.....	19
2.1. POVRŠINSKA NAPETOST.....	19
2.2. MOČIVOST.....	20
2.3. KAPILARNI TLAK.....	21
2.4. GUSTOĆA.....	22
2.5. TEMPERATURA STINJAVANJA (STINIŠTE, GRANICA TEČENJA).....	23
2.6. ETALONSKA, BAZNA ILI REFERENTNA SIROVA NAFTA.....	23
2.7. BOJA I MIRIS NAFTE.....	24
2.8. TRGOVAČKE IME NAFTE.....	24
3. OPTIČKA I BIOLOŠKA OPAŽANJA UGLJIKOVODIKA U UZORCIMA.....	25
3.1. ODREĐIVANJE NAZOČNOSTI UGLJIKOVODIKA NA TERENU.....	28
3.1.1. Postupak s vrućom vodom.....	28
3.1.2. Test s tetraklorugljikom (CCl ₄).....	29
3.1.3. Testovi s drugim otapalima.....	29
3.2. ODREĐIVANJE POJAVA PLINA.....	29
3.2.1. Određivanje plina na terenu.....	29
3.2.2. Određivanje plina pri bušenju.....	30
3.3. ULOGA MIKROBIOLOGIJA U NAFTNOGEOLOŠKIM ISTRAŽIVANJIMA.....	30
3.3.1. Djelovanje ugljikovodika na mikroorganizme.....	32
3.3.2. Djelovanje bakterija na ugljikovodike.....	32
4. PODRIJETLO I NAKUPLJANJE UGLJIKOVODIKA.....	34
4.1. TERMIJSKA I OPTIČKA ZRELOST ORGANSKE TVARI.....	42
4.2. GENETSKA I MORFOLOŠKA PODJELA LEŽIŠTA UGLJIKOVODIKA ILI KLASIFIKACIJA ZAMKI.....	44
4.2.1. Podjela po I. O. Brodu.....	44
4.2.1.1. Slojna ležišta.....	45
4.2.1.2. Masivna ležišta.....	49
4.2.1.3. Ležišta litološki ograničena sa svih strana ili ležišta nepravilnih oblika.....	51
4.2.2. Podjela prema A. I. Levorsenu.....	52
4.2.2.1. Strukturne zamke.....	52
4.2.2.2. Stratigrafske zamke.....	56
4.2.2.3. Kombinirane (strukturno-stratigrafske) zamke.....	58

4.3. Reperni slojevi	60
5. GEOLOGIJA NAFTE HRVATSKE	62
5.1. HRVATSKI DIO PANONSKOGA BAZENA.....	62
5.1.1. Makrojedinice unutar hrvatskog dijela Panonskoga bazena	63
5.1.2. Kratki stratigrafski pregled tercijarnih i kvartarnih naslaga hrvatskog dijela Panonskog bazena	66
5.1.3. Litostratigrafska nomenklatura hrvatskog dijela Panonskog bazena	67
5.2. PODRUČJE HRVATSKOGA DIJELA PODMORJA JADRANA.....	68
5.2.1. Vrste zamki u Jadranskom podmorju	69
6. PETROFIZIKALNA SVOJSTVA LEŽIŠNIH STIJENA.....	70
6.1. POROZNOST (ŠUPLJIKAVOST).....	70
6.2. PROPUSNOST.....	73
7. GEOFIZIČKA MJERENJA U BUŠOTINAMA (Karotaža).....	75
7.1. ELEKTRIČNA KAROTAŽA.....	77
7.1.1. Spontani potencijal	79
7.1.2. Otpornost	82
7.1.2.1. Kvantitativni odnosi između otpornosti i poroznosti	82
7.1.2.2. Veza između otpornosti i poroznosti	83
7.1.2.3. Otpornost stijena zasićenih ugljikovodicima	84
7.1.2.4. Mjerenje otpornosti karotažnim uređajima	85
7.1.2.5. Konvencionalni elektrodni uređaji	85
7.1.2.6. Induktivne jedinice	89
7.2. MJERENJA RADIOAKTIVNOSTI	90
7.2.1.1. Primjena mjerenja prirodne radioaktivnosti kod procjene sadržaja lapora.....	91
7.2.2. Karotaža gustoće	92
7.2.3. Karotaža neutrona	93
7.3. ZVUČNA KAROTAŽA.....	95
7.3.1. Zajedničko promatranje dijagrama zvučne karotaže, te karotaže neutrona i gustoće	96
7.4. MODIFICIRANE ILI SPECIJALNE METODE UPORABE GEOFIZIČKIH MJERENJA U BUŠOTINAMA	98
7.4.1. Mjerenje nagiba slojeva	98
7.4.2. Mjerenje temperature u bušotini	101
7.4.3. Mjerenje promjera bušotine	105
8. PODJELA REZERVI UGLJIKOVODIKA	108
8.1. PODJELA REZERVI UGLJIKOVODIKA (PREMA PRAVILNIKU VAŽEĆEM U RH)	108
8.2. PODJELA REZERVI UGLJIKOVODIKA PREMA <i>SPE</i> I <i>WPC</i>	119
8.2.1. Definicija rezervi	120
8.2.2. Dokazane rezerve	120

8.2.3. Nedokazane rezerve	122
8.2.3.1. Vjerojatne rezerve	122
8.2.3.2. Moguće rezerve	123
8.2.4. Kategorizacija rezervi	123
8.2.4.1. Razrađene (razradne) rezerve	123
8.2.4.2. Nerazrađene rezerve	124
9. METODE PRORAČUNA REZERVI UGLJIKOVODIKA	125
10. SADRŽAJ ELABORATA O REZERVAMA	131
11. LITERATURA.....	137
11.1. OBJAVLJENI RADOVI	137
11.2. STRUČNA DOKUMENTACIJA.....	139

POPIS UPOTRIJEBLJENIH OZNAKA I MJERNIH JEDINICA

A	- ukupna površina ležišta [m^2]	R_w	- specifična otpornost slojne vode [Ωm]
AT	- adhezijska napetost [$dyn \cdot cm^{-1}$]	R_o	- specifična otpornost stijene potpuno zasićene slojnom vodom [Ωm]
B_{oi}	- obujamni faktor za naftu pri početnim ležišnim uvjetima [m^3/m^3]	R_t	- specifična otpornost stijene zasićene ugljikovodicima [Ωm]
B_{si}	- faktor otopljenog prirodnog plina u nafti pri početnim ležišnim uvjetima [m^3/m^3]	$R_{20}^{\circ C}$	- otpor fluida ili stijene na $20^{\circ}C$
CL	- početni sadržaj stabilnog kondenzata u prirodnom plinu pri standardnim uvjetima [cm^3/m^3].	r	- radijus
cm	- centimetar	S_{wi}	- prosječno poč. zasićenje kolektora vodom [dij. jedinica]
d	- dijаметar, promjer	T	- temperatura
e	- ekvidistancija	V	- ukupni obujam kolektora [m^3]
F	- faktor formacije	Q	- toplinski tok
ft	- stope, engl. "feets" (1 ft=30,48 cm)	Δt	- putno vrijeme (kod zvučne karotaže)
g_G	- geotermalni gradijent	$\Delta t^{\circ C}$	- razlika temperature sloja
h	- srednja efekt. deblj. Kolektora [m]	Φ	- poroznost
km	- kilometar	γ	- viskoznost
kPa	- kilopaskal	μs	- mikrosekunde
m	- metar	μm	- mikrometri
mD	- milidarsi [1 mD= $10^{-3} \mu m^2$]	Θ_{wo}	- kut dodira (močenja) voda-nafta izračunat sa strane teže kapljevine
mm	- milimetar	σ	- površinska napetost
mg	- miligram	σ_{so}	- međupovršinska napetost između krutog tijela i nafte [$dyn \cdot cm^{-1}$]
'm'	- faktor cementiranosti stijene	σ_{sw}	- međupovršinska napetost između krutog tijela i vode [$dyn \cdot cm^{-1}$]
k	- propusnost	σ_{wo}	- međupovršinska napetost između krutog tijela i nafte [$dyn \cdot cm^{-1}$]
k_h	- toplinska vodljivost	"	- inči, engl. „inch“ (1 inč=2,54 cm)
L	- kondenzat		
l	- litra		
p_c	- kapilarni tlak		
ppm	- milijunti dijelovi jedinica		
R	- specifična otpornost [Ωm]		

1. UVOD

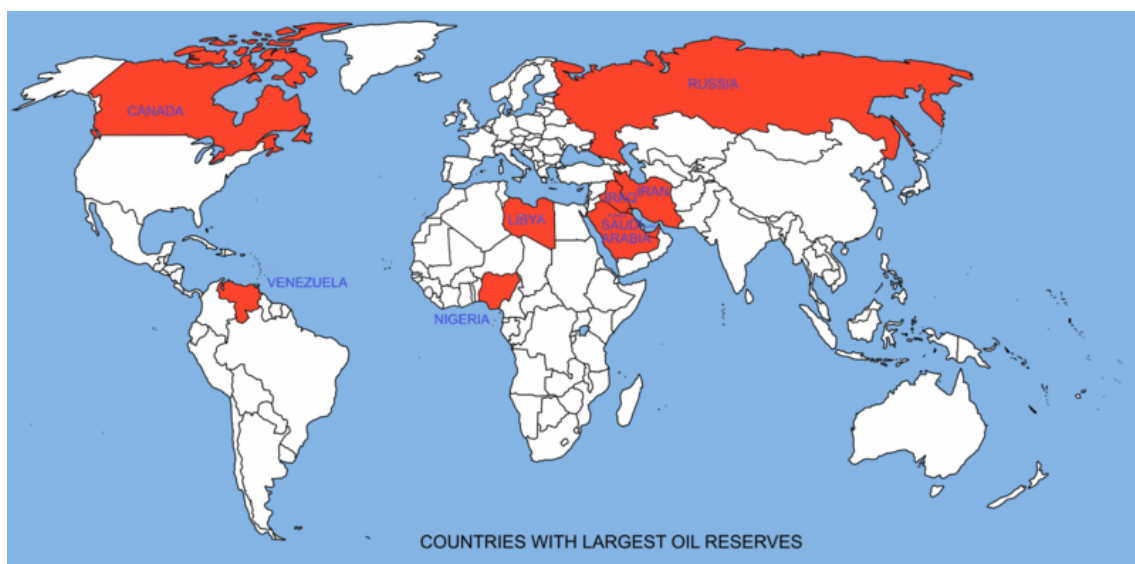
Svjetske rezerve nafte i plina jedan su od najdragocjenijih izvora energije kojima današnje čovječanstvo raspolaže. One su smještene u različitim ležištima na cijeloj Zemlji, no njihova raspodjela nije ravnomjerna.

1.1. SVJETSKE REZERVE NAFTE

Izraz **rezerve nafte** odnose se na količinu nafte u ležištu (engl. *“Original Oil In Place”*) koje se mogu u danom trenutku pridobiti uz pozitivnu ekonomsku računicu. U skladu s time, nafta se ne smatra rezervom ako ju nije moguće ekonomski pridobiti, tj. ako su troškovi pridobivanja veći od iznosa koji je moguće zaraditi s dobivenim količinama.

Procjena rezervi nafte temelji se na izračunu geološkog i ekonomskog rizika. Oba zajednički pokazuju vjerojatnost da će promatrane količine nafte biti moguće otkriti te ekonomski pridobiti na površinu. U skladu s time rezerve nafte se klasificiraju kroz nekoliko sustava, ovisno o državi u kojima se klasifikacija provodi.

Promatrajući prema zemljama koje su najveći proizvođači nafte u svijetu može ih se izdvojiti 8 koje danas raspolažu s najvećim dokazanim rezervama nafte.



Slika 1.1: Zemlje s najvećim svjetskim rezervama nafte

Saudijska Arabija najpoznatiji je svjetski proizvođač nafte s približno četvrtinom svjetskih rezervi te jednim od najnižih troškova proizvodnje po barelu. Proizvodi više od 4 gigabarela ili 4×10^9 barela (oko 600 milijuna tona) svake godine (oko 17 tona svake sekunde) i još dugo vremena predstavljat će najvećeg svjetskog izvoznika nafte. U podzemlju se nalazi još

262 gigabarela dokazanih rezervi nafte, što bi trebalo dostajati za oko 65 godina proizvodnje. Saudijska Arabija ima oko 80 naftnih i plinskih polja, ali više od polovice rezervi sadržano je na 8 divovskih polja. Najveće takvo polje je *Ghawar*, koje daje više od četvrtine proizvodnje cijele zemlje.

Problem kod povećavanja ili čak održavanja proizvodnje u Saudijskoj Arabiji jest da se trenutna proizvodnja iz postojećih svake godine smanjuje za 5-12 posto, što upućuje na potrebu otkrivanja novih rezervi i poboljšanja proizvodnih kapaciteta. Također i najveće divovsko polje *Ghawar*, iz kojeg je od 1948. godine do danas proizvedeno više od polovice količina nafte, počelo je iskazivati probleme kod iscrpka, to jest količina proizvedene vode prema nekim informacijama veća je od količine pridobivene nafte.

Slična pojava zabilježena je i na drugim poljima, koja sadržavaju manje rezerve, a i složeniju geološku građu. Dosada je taj problem rješavan na način da je podizana proizvodnja na najvećem polju, no u budućnosti to vjerojatno neće biti moguće. Saudijska Arabija, kao najveći proizvođač na svijetu, dominantno utječe na procjenu svjetskih pridobivih rezervi nafte (i plina). Prema nekim predviđanjima Proizvodnja te zemlje udvostručit će se u sljedećih 20 godina na približno 7 gigabarela u 2020., no s obzirom na prijašnje tvrdnje o padu proizvodnje s postojećim kapacitetima, vjerojatno će takvo povećanje ovisiti u prvome redu o političkim potrebama, a ne o najracionalnijim naftnogeološkim mogućnostima ležišta. Upravo zato, neki drugi analitičari uopće ne otvaraju mogućnost povećanja sadašnje proizvodnje koja iznosi oko 4 gigabarela po godini, ponajprije zbog "ispranosti" ležišta koje je postignuto nametnutom previsokom proizvodnjom koja je podržavana utiskivanjem prevelikim količina slane vode u ležišta. Nadalje, broj bušotina na saudijskim poljima je utrostručen, no znatnije povećanje iscrpka nije se dogodilo, što otprilike odgovara događaju koji se zbio u Teksasu 1970-ih godina kada je počela opadati proizvodnja u SAD-u.

S druge strane, što je i očekivano, službeni izvori u Saudijskoj Arabiji tvrde da je smanjenje proizvodnje samo odgovor na smanjenju potražnju nafte na svjetskom tržištu (što, nažalost, ni jedan drugi proizvođač nije iskusio). Naravno, za točne podatke o proizvodnji i njezinu predviđanju trebalo bi raspolagati s većim brojem mjerenih podataka koje državne agencije najčešće smatraju poslovnom tajnom.

Kanada je jedan od najvećih proizvođača "crnog zlata", čija je konvencionalna proizvodnja nafte imala maksimum davne 1973. No, proizvodnja nafte iz specifičnih pješčenjaka još raste, i očekuje se porast najmanje do 2020. godine. Prema dokazanim naftnim rezervama, koje su procijenjene na 179,2 gigabarela (milijardi barela) u siječnju 2007., nalazi se na drugome mjestu u svijetu, odmah nakon Saudijske Arabije. Više od 95 % tih rezervi nalazi se u naftnim pješčenjacima otkrivenim u pokrajini Alberti. Izraz naftni pješčenjaci (engl. "*oil sands*") ispravno je prevesti i kao bitumenski pješčenjaci, jer je riječ o iznimno velikim ležištima teške nafte i bitumena, koje je posebnim postupcima moguće privesti proizvodnji "uobičajene" sirove

nafte. Veće količine nafte otkrivene su i proizvode se još u pokrajini *Saskatchewan* te u priobalju (engl. "offshore") *Newfoundlanda*.

Ukupna proizvodnja nafte u Kanadi iznosila je 1,2 gigabarela (zabilježeno u 2006.) što osigurava još oko 150 godina iskorištavanja takvih količina. Više od 99 % izvezene nafte iz Kanada odlazi u SAD, i time ta zemlja postaje najveći opskrbljivač Amerike tim energentom. S druge strane Kanada i uvozi naftu. Na primjer u 2006. godini proizvedeno je 1,2 gigabarela, uvezeno još 0,44 gigabarela, potrošeno 0,8, a izvezeno 0,84 gigabarela.

Postoje još dodatne velike količine od 174 gigabarela otkrivene u pokrajini Alberti, uglavnom u litostratigrafskoj formaciji koja sadržava *naftne pijeske Athabasca*, koje je potvrdila i državna agencija. No, te se rezerve još uzimaju s oprezom jer je nafta uglavnom sadržana unutar bitumena (čvrsti oblik), a manjim dijelom u slobodnom tekućem stanju kao sirova nafta. Ta, u biti, bitumenska ležišta su prije, upravo zbog svojih svojstava, nazvana i *katranskim pješčenjacima* (engl. "tar sands"), a otkrivena su još davno unutar riječnih korita koja su erodirala naslage sve do dijelova bogatih bitumenom, izloživši ga na površinu. Iskorištavanja takvih ležišta, relativno loših rezervoarskih svojstava, postaje isplativo tek uz primjenu novih tehnologija i visokih cijena nafte na svjetskom tržištu. Zahvaljujući novim metodama razrade ležišta, u Alberti proizvodnja nafte iz tih nekonvencionalnih izvora sirova bitumena prešla je količine nafte pridobive iz konvencionalnih naftnih ležišta sirove nafte. Prema procjenama državnih agencija do 2016. godine proizvodnja iz naftnih pješčenjaka dosegnut će 86 % ukupne proizvodnje, a Alberta će postati jednim od najvećih svjetskih proizvođača "crnoga zlata". Granica između sirova bitumena i sirove nafte svakako nije čvrsta i svakako se pomiče razvojem tehnologije. No, postupak se svodi na zagrijavanje i otapanje bitumena koji tada otpušta tekuće ugljikovodike. U današnje vrijeme, cijena nafte približno 100 USD po barelu čini razradu bitumenskih pješčenjaka i proizvodnju iz istih isplativom. Uz današnje cijene, vrijednost takvih ležišta svakako je velika, te je *Royal Dutch Shell* u godišnjem izvješću 2006. ustvrdio da dobit nakon oporezivanja gotovo dvostruko prelazi dobit od prodaje sirove nafte i konvencionalnih ležišta. Također, od 2006. godine Kanada postaje jedina velika članica OECD-a (engl. "Organisation for Economic Co-operation and Development") čija je proizvodnja povećana (i to za 5-10 %, a sličan rast se očekuje do 2011. godine).

Iran je druga zemlja po redu s obzirom na potvrđene konvencionalne rezerve sirove nafte od 133 gigabarela (oko 10 % svjetskih rezervi). Ako se tu uključe i nekonvencionalne rezerve, poput bitumena, tada i Kanada te Venezuela prelaze Iran. Prosječna proizvodnja iznosi oko 1,5 gigabarela na godinu i takvom bi se mogla održati sljedećih 88 godina. To predstavlja znatno smanjenje proizvodnje koja je održavana u vrijeme dok je Iranom vladao šah. Također, SAD održava embargo na uvoz nafte iz Irana, štiteći se time od promjena na tržištu koje može uzrokovati državna regulacija iranske proizvodnje. S druge strane manjak te nafte na svjetskom tržištu svakako uzrokuje povećanje njezine cijene. SAD održava i politički pritisak na iranski nuklearni program, što budućnost Irana kao svjetskog opskrbljivača nafte čini vrlo nesigurnom.

Irak je zemlja s trećim po redu konvencionalnim rezervama nafte, koje su procijenjene na 112 gigabarela. Unatoč iznimnim rezervama i niskim troškovima proizvodnja je vrlo mala, zahvaljujući problemima nastalim zbog savezničke invazije te zemlje provedene 2003. godine. U stvari proizvodnja je ograničena u najboljem slučaju na 0,5 gigabarela na godinu. Budući da je politička nestabilnost zemlje iznimna, u bliskoj se budućnosti ne očekuju znatnije promjene te količine.

Ujedinjeni Arapski Emirati i Kuvajt četvrto su svjetsko područje najvećih konvencionalnih rezervi nafte s 98 (UAE) te 97 (Kuvajt) gigabarela. Zajednička proizvodnja iznosi oko 1,8 gigabarela na godinu. Tim tempom proizvodnja se može održati sljedećih 100 godina. Područje *Abu Dhabija* sadržava oko 94 posto rezervi u UAE. S druge strane u Kuvajtu je većina rezervi smještena u polju *Burganu* (drugo najveće polje na svijetu, nakon saudijskog polja *Ghawar*).

Kuvajt teži postići proizvodnju od 4 milijuna barela na dan do 2020. godine, no polje *Burgan* otkriveno je još 1938. i svrstava se u vrlo "zrela" polja što će svakako biti otežavajuća okolnost u tom cilju. Također, prema nekim podacima koji su neslužbeno dostupni iz kuvajtske naftne kompanije, dokazane i nedokazane rezerve u stvari predstavljaju samo polovicu prikazanih te iznose 48 gigabarela, što je dovoljno za još 60 godina proizvodnje sadašnjih količina.

Venezuela raspolaže s 77,2 gigabarela dokazanih naftnih rezervi, što su najveće rezerve neke zemlju na Zapadnoj polutki. Prema sadašnjim proizvodnim količinama, te rezerve će dostajati za još 80 godina. No, Venezuela također raspolaže s nekonvencionalnim rezervama nalik ležištima bitumena opisanim u Kanadi. U takvim ležištima dokazane su količine od čak 1200 bilijuna barela što bi odgovaralo ukupnim svjetskim konvencionalnim rezervama. Oko 267 bilijuna barela može biti isplativo proizvedeno uz sadašnje cijene i tehnologiju kojom raspolažemo. Takve rezerve sadržane su u litostratigrafskoj formaciji koja sadržava *katranske pješčenjake Orinoco* (engl. "*Orinoco tar sands*") koji su čak manje viskozni od kanadskih bitumenskih pješčenjaka *Athabasca*. Time su dostupniji konvencionalnim metodama proizvodnje, no također se nalaze na većim dubinama pa se ne mogu dosegnuti površinskim kopovima poput velikih količina bitumena u Kanadi. Zahvaljujući velikim dokazanim rezervama, *posebno teške nafte*, neke međunarodne organizacije uvećale su venezuelske rezerve za gotovo 350 bilijuna barela, čime ta zemlja pretječe i Saudijsku Arabiju. S druge strane venezuelški parlament prihvatio je povećanje od 100 bilijuna barela, a mjerodavno je ministarstvo potvrdilo povećanje od 12,4 bilijuna barela u području *Faja del Orinoco*. Količina venezuelske proizvodnje znatno ovisi o političkim čimbenicima u toj južnoameričkoj zemlji. Država propagira proizvodnju od 3 milijuna barela na dan, no neki drugi strani analitičari smatraju tu proizvodnju znatno nižom. Također, veliki dio proizvodnje otpada na *ekstra tešku*

naftu, koja se može i ne mora pribrojiti konvencionalnim pridobivim količinama, što ponovno ovisi o vrsti klasifikacije. Prema američkoj Agenciji za energentske informacije (engl. *“Energy Information Agency”*) venezuelska proizvodnja nafte u prosincu 2006. godine iznosila je 2,5 milijuna barela na dan (oko 0,9 gigabarela na godinu), što je pad od 24 % s obzirom na maksimum postignut 1997 (3,3 milijuna barela na dan). Venezuela dijeli 2. i 3. mjesto najvećeg opskrbljivača SAD-a isporučujući oko 1,5 milijuna barela na dan u tu zemlju.

Sjedinjenje Američke Države maksimum proizvodnje dostigle su 1970. godine. Od 2005. godine uvoz je dvostruko veći od domaće proizvodnje. Dokazane rezerve iznose nešto više od 21 gigabarela na kraju 2004. godine, što je pad od 46 % u odnosu prema 1970. godini kada je “knjiženo” 39 gigabarela zahvaljujući istraživanju *Sjeverne padine Aljaske* (engl. *„Alaska North Slope“*) te otkriću nekoliko novih naftnih polja. Smatra se kako su najvažnije rezerve nafte u SAD-u otkrivene, te kako proizvodnja na brojnim poljima ide prema kraju procjena preostalih količina sve je točnija.

U skladu s time proizvodnja nafte iznosila je 4 gigabarela na godinu, no smanjila se na 1,6 gigabarela početkom 2006. S druge strane potrebe SAD-a iznose 7,3 gigabarela na godinu. Razlika se pokriva uvozom ponajprije iz Kanade te drugih velikih proizvođača.

SAD ima najveću koncentraciju naftnih šejlova u svijetu, čije rezerve su procijenjene na 800 gigabarela pridobive nafte (prema sadašnjoj potrošnji zadovoljava potrebe u sljedećih 110 godina). Nažalost, proizvodnja iz takvih stijena znatno je teža i drugačija nego li nafte iz konvencionalnih ležišta. Često se podrazumijeva rudarenje, a takva teška nafta bogata je kerogenom. Ipak, porastom cijene nafte i takva proizvodnja postaje isplativa, a tehnologija prerade naftnih šejlova u naftu poznata je još i srednjega vijeka.

Ipak, proizvodnja iz naftnih šejlova u prvome će se redu događati u područjima Venezuele i Kanade. Proizvodnja u Kanadi posebno je atraktivna za SAD, jer postoji ugovor o slobodnoj trgovini NAFTA (engl. *“North American Free Trade Agreement”*).

U daljnjem tekstu često se spominjati izrazi „šejl“ i „lapor“ kao nazivi za pojedinačne vrste stijena. Iako se ponekad navode kao istoznačnice, te se posebno engleski izraz „shale“ kod nas često prevodi s riječju „lapor“ ti izrazi opisuju dvije različite vrste stijena. Lapor je sedimentna stijena sastavljena od čestica gline i kalcita u omjeru 25-75 % do 75-25 %. Šejl je sitnozrnasta stijena s tankom laminacijom i lisnatom teksturom, sastavljena od siliciklastičnog materijala dimenzija zrna gline i praha.

Meksiko obuhvaća količinu od oko 14 gigabarela rezervi nafte. Naravno, procjene se razlikuju od zainteresirane strane, tako da je meksička vlada u siječnju 2006. objavila podatak od čak 100 gigabarela, dok je u poznatom časopisu *Oil and gas journal* taj podatak smanjen na samo 12,9 gigabarela. Razlike proistječu iz geoloških podataka, no i političkih razloga. Ustavom je kao isključivi proizvođač nafte odabrana nacionalna tvrtka *Pemex*, iz čijih se prihoda financira državni proračun (sa 60 % poreza na prihod iz nafte). Kao rezultat tako velikih davanja iz

prihoda, tvrtka *Pemex* nema dovoljno kapitala za istraživanje i razradu novih zaliha, a nema ni ustavno pravo sklapati ugovore sa stranim kompanijama.

Od 1979. godine najveći dio meksičke proizvodnje dolazi iz *divovskog* polja *Cantarell*, koje je ujedno drugo najveće svjetsko polje po proizvodnji. Nažalost, primijenjene su neke tehnike kratkotrajnog povećanja proizvodnje (poput utiskivanja fluida koji se ne miješa s naftom kao što je dušika), no na štetu dugotrajnog povećanja ukupnog iscrpka. Kao rezultat utiskivanja dušika, proizvodnja je povećana s 1,1 milijuna barela na dan u 1996. godini na 2,1 milijuna barela na dan u 2004. godini. Ali, u 2006. proizvodnja je pala za 25 % s 2,0 (u siječnju) na 1,5 milijuna barela po danu (u prosincu), a pad proizvodnje očekuje se i u 2007.

Drugo divovsko polje je *Chicontepec*, otkriveno 1926. godine, a smatra se da se danas još u tom polju nalazi oko 40 % svih preostalih rezervi. Nažalost, ta nafta zarobljena je u nepropusnim (matičnim) stijinama i bilo bi ju vrlo teško ekonomski pridobiti. Prema današnjim podacima dokazane rezerve u Meksiku smanjuju se u posljednjemu desetljeću te se predviđa da se trenutna proizvodnja može održati još manje od 10 godina. Posljednji veliki projekt PEMEX je počeo 2002. godine pod imenom "Proyecto Ku-Maloob-Zaap" koji se nalazi 105 km udaljen od mjesta *Ciudad del Carmen*. Previđa se da će do 2011. to polje davati oko 800.000 barela na dan, no ponovno uz upotrebu dušika (poput polja *Cantarell*) što će nakon toga razdoblja uzrokovati pad proizvodnje.

Arktičke rezerve predstavljaju dosada najmanje istražene zalihe nafte i plina, no s velikim potencijalom. Pretpostavlja se kako arktički bazen sadržava znatne rezerve ugljikovodika, no također se posebno kod plina smatra da će njihovo iskorištavanje zahtijevati znatna ulaganja u sustav dopremanja. Također, smatra se da zbog dubine i temperature te zalihe mogu biti smještene blizu točke smrzavanja, te istaložene na morskom dnu u obliku *hidrata* (sličnih primjera ima u Meksičkom zaljevu). Nadalje, tehnologija pridobivanja nafte s arktičkog dna može biti slična onoj koja se danas već primjenjuje u norveškome priobalju.

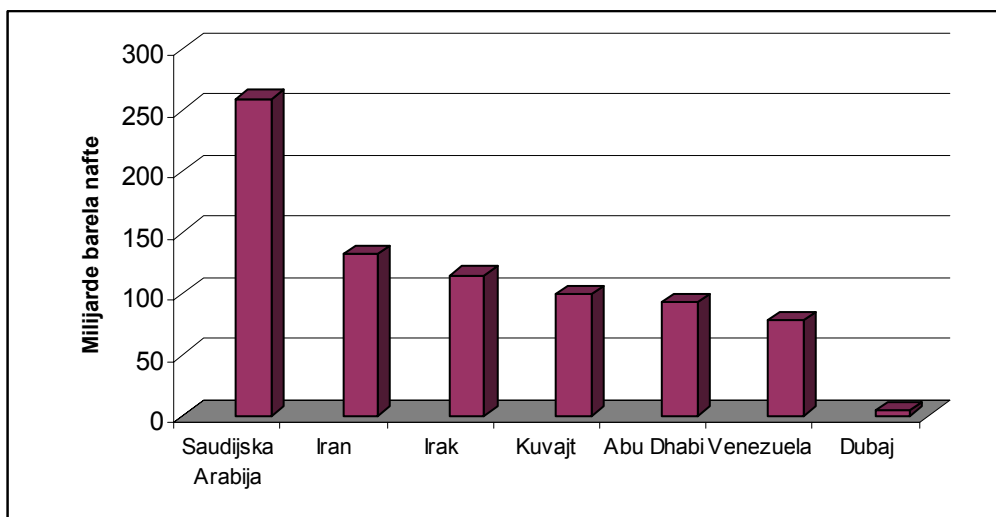
Neke velike naftne kompanije vjeruju da područje Arktika sadržava iznimno velike rezerve prirodnog plina, no mnoge geološke provincije još su uvijek neistražene. Također, proizvodnja u tim područjima zahtijevat će veliku pozornost budući da je riječ o području koje zahtijeva posebnu ekološku pozornost.

Značajne rezerve zasada su potvrđene u području Sjeverne Aljaske, te u Kanadskom Arktiku. No, kanadske rezerve nisu toliko velike da bi se isplatilo izgraditi naftovod iz područja Sjeverne Kanade do SAD-a. Također plovni putovi traju previše kratko da bi se isplatilo naftu otpremati tankerima, no ako se topljenje leda nastavi sadašnjom brzinom takvi putovi mogli bi postati trajni te ekonomski isplativi. Na kraju, zanimljivo je pogledati **tablicu 1.1** u kojoj su prikazane rezerve službeno deklarirale države OPEC-a. Posebnom su bojom istaknute rezerve za koje se sumnja da su ih umjetno povećale relevantne državne agencije. Ukupne svjetske zalihe u siječnju 2007. procijenjene su na 1,32 trilijuna barela.

Objavljene rezerve u milijardama barela (uz naznaku upitnih naglih povećanja**)							
<i>Prema: Colin Campbell, SunWorld, 80-95</i>							
Godina	Saudijska Arabija	Iran	Irak	Kuvajt	Abu Dhabi	Venezuela	Dubaj
1980.	163,35	58,00	31,00	65,40	28,00	17,87	1,40
1981.	165,00	57,50	30,00	65,90	29,00	17,95	1,40
1982.	164,60	57,00	29,70	64,48	30,60	20,30	1,27
1983.	162,40	55,31	41,00**	64,23	30,51	21,50	1,44
1984.	166,00	51,00	43,00	63,90	30,40	24,85	1,44
1985.	169,00	48,50	44,50	90,00**	30,50	25,85	1,44
1986.	168,80	47,88	44,11	89,77	31,00	25,59	1,40
1987.	166,57	48,80	47,10	91,92	31,00	25,00	1,35
1988.	166,98	92,85**	100,00**	91,92	92,21**	56,30**	4,00**
1989.	169,97	92,85	100,00	91,92	92,20	58,08	4,00
1990.	258,00**	93,00	100,00	95,00	92,20	59,00	4,00
1991.	258,00	93,00	100,00	94,00	92,20	59,00	4,00
1992.	258,00	93,00	100,00	94,00	92,20	62,70	4,00
2004.	259,00	132,00	115,00	99,00	92,20	78,00	4,00
2007.	262,30	136,30	115,00	101,50	?	80,00	?

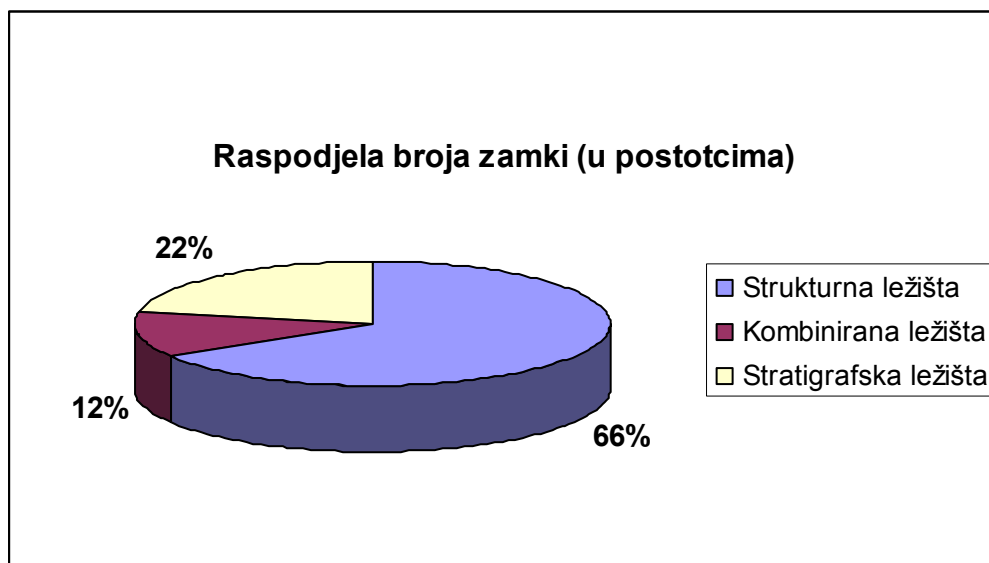
Tablica 1.1: Proglašene rezerve nafte zemalja s najvećim zalihama

Ako se rezerve nafte iz **tablice 1.1.** prikažu histogramom (prema stanju iz 2004. godine) vrlo se lako uočava na **slici 1.2** kako količine nafte koje se nalaze u podzemlju Saudijske Arabije iznose gotovo 30 % ukupnih rezervi proglašениh u svih 8 zemalja.



Slika 1.2: Rezerve nafte raspodijeljene prema količinama u zemljama iz tablice 1.1

Zanimljivo je uočiti odnos broja zamki (u postotcima) kartiranih u najvećim svjetskim poljima (engl. „giant fields“). Prema očekivanju, najveći broj ležišta, to jest njih 2/3, smješten je u strukturnim zamkama. Nešto više od petine ležište ugljikovodika nalazi se u stratigrafskim tipovima zamki, a preostala pripadaju kombiniranim tipovima ležišta.



Slika 1.3: Raspodjela vrsti zamki kartiranih u najvećim svjetskim poljima (STOKER, GRAY, HAILE, ANDREWS i CAMERON, 2004.)

Zbirni prikaz prvih 15 zemalja po dnevnoj proizvodnji nafte u lipnju 2008. godine obuhvaća sljedeće zemlje: S. Arabija (8,68 milijuna barela dnevno), Rusija (7,69), SAD (7,69), Meksiko (3,58), Kina (3,38), Iran (3,36), Norveška (3,33), Venezuela (2,94), Kanada (2,88), V. Britanija (2,46), UAE (2,27), Irak (2,03), Nigerija (2,01), Kuvajt (1,87) te Alžir (1,66 milijuna barela dnevno).

Prvih 15 potrošača nafte prema (također prema stanju u lipnju 2008.) su: SAD (19,70 milijuna barela dnevno), Japan (5,40), Kina (4,90), Njemačka (2,71), Brazil (2,38), Rusija (2,20), Kanada (2,00), Indija (2,00), Francuska (1,96), Meksiko (1,93), Italija (1,87), V. Britanija (1,70), Španjolska (1,50), S. Arabija (1,36) te Indonezija (1,02 milijuna barela nafta na dan).

1.2. PROIZVODNJA UGLJIKOVODIKA U HRVATSKOJ

Tijekom proteklih nešto više od 60 godina, od 1941. do 2003. godine, iz četrdesetak hrvatskih naftnih i naftno-plinskih polja ukupno je iscrpljeno oko 110 milijuna m³ nafte ili blizu 100 milijuna tona (VELIĆ, 2007.). Najstarija polja su: Gojlo, Šumečani, Bunjani, Kloštar te Dugo Selo, na kojima je proizvodnja počela između 1941. i 1957. Najmlađa polja puštena u proizvodnju su Bizovac i Letičani (1989.) te Galovac-Pavljani (1991. godine). Ipak, kako već više od dva desetljeća nema većih otkrića ugljikovodika u podzemlju Hrvatske proizvodnja neprekidno opada.

Istraživanje i proizvodnju ugljikovodika u Republici Hrvatskoj izvodi INA-Industrija nafte d.d. Zagreb (skr. INA). U 2002. godini proizvedeno je 1,34 milijuna tona nafte i kondenzata, a od toga:

- u Hrvatskoj je dobiveno 770.215 tona nafte te 338.235 tona kondenzata,
- u Angoli 167.808 tona nafte te
- u Egiptu 65.372 tona nafte.

Zanimljivo je usporediti količine prerađene nafte u Hrvatskoj. U 2002. godini proizvedeno je u rafinerijama 5.248.481 tona naftnih derivata. Od toga je u Hrvatskoj prodano 2.966.000 tona, dok je u Bosnu i Hercegovinu izvezeno 596.000 tona, Sloveniju 184.000 tona, Crnu Goru 163.000 tona, Srbiju 86.000 tona te na ostala tržišta 644.342 tona. Vlastita potrošnja i gubitak iznosili su 609.139 tona.

Znatne količine plina otkrivene su u Hrvatskom podmorju, na sjevernom Jadranu. Otkriće plinskih polja u sjevernom Jadranu potječe iz sedamdesetih godina prošloga stoljeća. Njihova iscrpnija razradba počela je dvadesetak godina poslije (1996.) kada su sporazum o zajedničkom ulaganju potpisali INA i ENI (tada Agip). Proizvodnja u tom području počinje 1999. godine na plinskom polju Ivani, a zatim njega slijedi polje Marica. Godine 2006. proizvodnja počinje i na dvama manjim poljima: Idi i Iki. Proizvodne platforme međusobno su povezane podmorskim cjevovodima, a postoji i otpremni cjevovod koji platforme povezuje s kopnom. Proizvodnja plina iz podmorja u 2006. godini doseže 4,3 milijuna kubičnih metara plina na dan. Ukupne rezerve procijenjene su na 20 milijardi kubičnih metara, a očekivani proizvodni vijek predviđen je na daljnjih dvadesetak godina.

Hrvatska ovisi o uvozu energenata. Iako domaća proizvodnja nafte i plina iznosi oko 4 milijuna ekvivalentnih tona (to jest ukupnih količina ugljikovodika energetskih izraženih kao količina nafte), to nije dostatno za podmirenje svih potreba. Također, u zemlji više nema aktivnih ugljenokopa te se ugljen za termoelektrane također mora uvoziti morskim putem. Naravno, uvoz

energenata, osobito nafte i plina, čini nas iznimno osjetljivim na promjene njihovih cijena na svjetskom tržištu, ali i na količine koje pojedine zemlje izvoze (na primjer količine plina koje Rusija izvozi prema Europi).

Zbog velikog stupnja istraženosti hrvatskoga podzemlja očekuje se da će nove količine ugljikovodika moći biti pronađene tek znatno naprednijim metodama. Naravno, takve količine vjerojatno neće moći zadovoljiti sve potrebe zemlje. No, to naravno ne poništava potrebu ulaganja u nova naftnogeološka istraživanja, naftna i plinska polja (također u inozemstvu), naftovode, plinovode i terminal za ukapljeni prirodni plin, tj. LNG (engl. skr. od „*Liquidfied Natural Gas*“) čime se smanjuje cijena transporta, ali i elektrane. Ipak, danas Hrvatska uvozi oko 50 % potrebne primarne energije (nafte, plina, struje i ugljena), a ako se sadašnji porast potrošnje nastavi približno sadašnjim trendom oko 2025. godine Hrvatska će uvoziti čak 80 % primarne energije.

Zasada se u Hrvatskoj proizvodi najviše potrebne struje, oko 85 % primarnih potreba. Ako se to iskaže kroz brojke potrošnja u 2006. godini iznosila je 17,2 teravatsati (*tera* je 10^{12} , skr. T), a proizvodnja 14,2 teravatsata. Ukupna bilanca vrlo je ovisna o godišnjoj hidrološkoj slici, jer polovica HEP-ove proizvodnje dolazi iz hidroelektrana. U planu je izgradnja novih termoelektrana zbog godišnjega porasta potrošnje 3-4 % te zatvaranja starih pogona.

Glede ugljikovodika, znatno je bolja situacija s prirodnim plinom. INA proizvodi 60-65 % godišnjih potreba (ukupno je to 2,9 milijardi prostornih metara), a ostatak se uvozi iz Rusije. Također znatno povećanje proizvodnje postignuto je na području plinskih polja sjevernog Jadrana, a možda se u budućnosti ostvari nova proizvodnja na području Međimurja (gdje su potvrđene rezerve na nekoliko manjih plinskih polja). Zbog povećanja sigurnosti opskrbe, te zadržavanja stabilnosti cijena, najvjerojatnije će se u skoroj budućnosti izgraditi još jedno podzemno skladište plina (uz postojeće u polju Okoli).

Nažalost, domaća proizvodnja nafte pokriva tek 20-25 % potrebnih količina za zadovoljavanje godišnje potrošnje (koja iznosi oko 4 milijuna tona). Ostatak se mora uvoziti. U olakšavanju toga cilja Hrvatska je pokrenula projekt Družba Adria (trenutno zaustavljen) za izgradnju novih terminala za ukapljeni prirodni plin na Krku. Uz to, želi se uključiti u gradnju Paneuropskog naftovoda kojim bi se nafta prevozila iz područja Kaspijskog jezera, preko Rumunjske, Srbije i Hrvatske dalje na zapad.

Uz to, INA planira povećati proizvodnju ugljikovodika, sve do 5 milijuna ekvivalentnih tona nafte u 2010. zahvaljujući ulaganjima i postignućima te proizvodnji u inozemstvu. Ipak, novac potreban za velike energetske investicije u Hrvatskoj mogao bi se namaknuti iz postojeće prodaje, ali će najvjerojatnije zahtijevati povećanje cijene energenata, poglavito cijena plina i struje.

2. OSNOVNA FIZIKALNA SVOJSTVA NAFTE

Osnovna fizikalna svojstva nafte ujedno su fizikalna svojstva karakteristična za sve kapljevine. Prema AKSINU (1967.) fizikalna svojstva nafte mogu se svrstati u pet skupina i to mehanička, optička, termička, električka i mirisna.

2.1. POVRŠINSKA NAPETOST

To je svojstvo vrlo važno pri migraciji nafte zbog razlike u površinskoj napetosti vode i nafte. Posljedica je međusobnog privlačenja molekula silom koja je proporcionalna umnošku njihovih masa, a obrnuto proporcionalna kvadratu njihovih udaljenosti (2.1):

$$F = \frac{M_1 * M_2}{d^2} \quad (2.1)$$

Molekula udaljena od površine kapljevine ili dodira dviju kapljevina nalazi se u stanju ravnoteže, jer je okružena istovrsnim molekulama, pa je rezultanta privlačnih sila uravnotežena. No, molekule na površini nisu okružene istovrsnim molekulama jednakih masa, pa će rezultirajuća sila imati neku veličinu, te će se stvarati napetost površine oblikujući je poput opne (membrane). Da bi molekule prešle preko te površine trebaju određenu količinu rada nazvanog **površinska energija** [erg/cm²] ili **površinska napetost** [dyn/cm]. Odnosi između jedinica su sljedeći: 1 erg=1 dyn·cm, 1 dyn=10⁻⁵ N, a 1 dyn·cm⁻¹=10⁻³ N·m⁻¹.

Površinska napetost može se definirati i kao sila na jedinicu dužine koja se opire stvaranju nove površine. To je napetost između površine kapljevine kad je ona u dodiru s vlastitim parama ili zrakom. Međupovršinska napetost je napetost površine kad se dodiruju dvije kapljevine ili kapljevina i kruto tijelo. Vrijednosti međudjelovanja između nekih fluida su sljedeće:

- živa - zrak 465,0 dyn·cm⁻¹,
- voda - zrak 73,5 dyn·cm⁻¹,
- mineralizirana slojna voda - zrak 79,0 dyn·cm⁻¹,
- nafta - zrak 25,0 - 30,0 dyn·cm⁻¹,
- nafta - voda 72,0 - 76,0 dyn·cm⁻¹.

2.2. MOČIVOST

Predstavlja svojstvo kapljevine da se raširi (razlije) po površini krutog tijela. Adhezijska napetost (A_T) pokazuje koja kapljevine bolje moči kruto tijelo te predstavlja razliku međupovršinskih napetosti krutine i fluida (2.2):

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw}$$

$$\cos \Theta_{wo} = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}} \quad (2.2)$$

$$A_T = \sigma_{wo} * \cos \Theta_{wo}$$

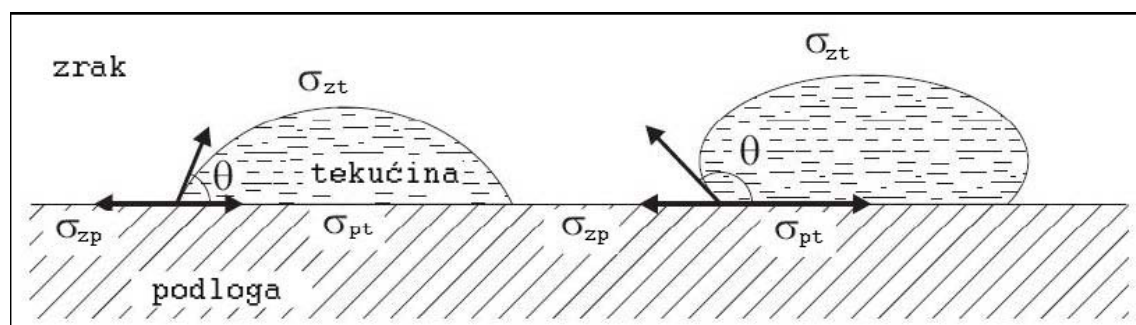
Gdje su:

- A_T - adhezijska napetost [$\text{dyn}\cdot\text{cm}^{-1}$]
- σ_{so} - međupovršinska napetost između krutog tijela i nafte [$\text{dyn}\cdot\text{cm}^{-1}$]
- σ_{sw} - kruto tijelo-voda [$\text{dyn}\cdot\text{cm}^{-1}$]
- σ_{wo} - voda-nafta [$\text{dyn}\cdot\text{cm}^{-1}$]
- θ_{wo} - kut dodira (močenja) voda-nafta (računa se sa strane teže kapljevine)

Postoje tri slučaja vrijednosti adhezijske napetosti:

- $A_T > 0$ [$\theta_{wo} < 90^\circ$] teža kapljevine (voda) će bolje močiti,
- $A_T < 0$ [$\theta_{wo} > 90^\circ$] lakša kapljevine (nafta) će bolje močiti i
- $A_T = 0$ [$\theta_{wo} = 90^\circ$] obje kapljevine su jednako močive.

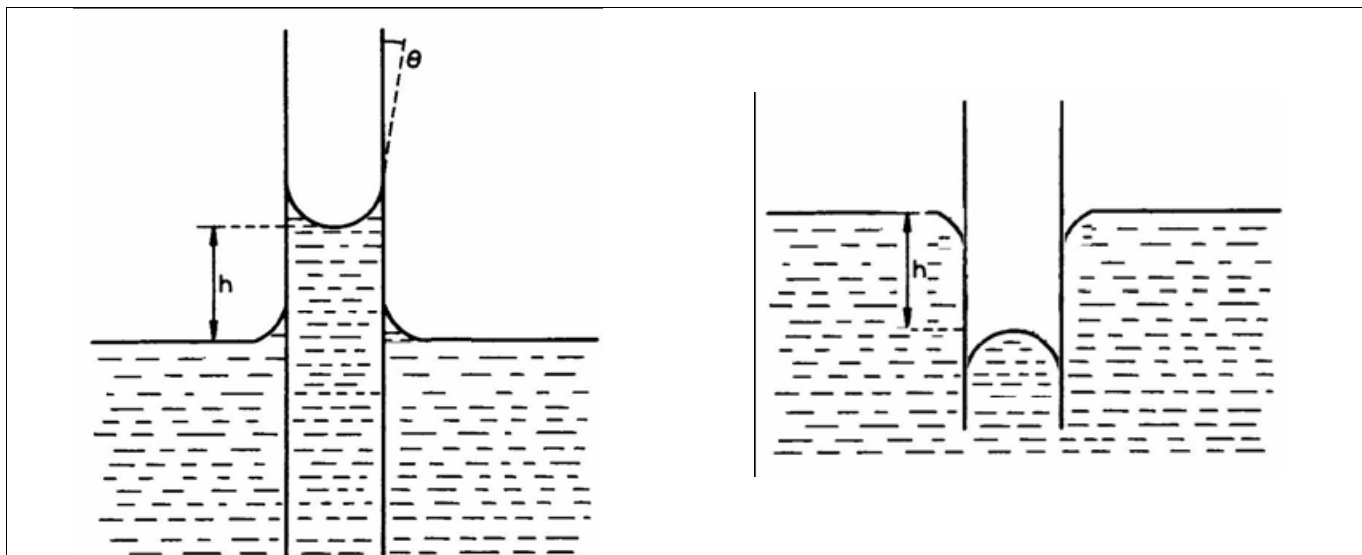
Močivost vode veća je od one nafte, tj. u sustavu nafta-voda-porozna stijena voda je močiva, a nafta nemočiva faza (**slika 2.1**). To je povoljno, jer pri jednakim zasićenjima imamo veću relativnu propusnost za naftu nego za vodu. Ima slučajeva da nafta jače moči stijenu kad ona sadržava asfaltene, a kolektor je karbonatni.



Slika 2.1: Tekućine koje moče (lijevo) i koje ne moče (desno) podlogu (međupovršinske napetosti između zraka i podloge - σ_{zp} , zraka i tekućine σ_{zt} , podloge i tekućine σ_{pt} te kut dodira nafte i vode - θ)

2.3. KAPILARNI TLAK

Primjer takva tlaka zamijećuje se u kapilarnoj cjevčici gdje se močiva kapljevina spontano podiže, a nemočiva spušta (**slika 2.2**). To je kapilarni tlak.



Slika 2.2: Kapilarna elevacija (lijevo) i kapilarna depresija (desno)

Kapilarni tlak obrnuto proporcionalan promjeru pora, a proporcionalan površinskoj napetosti. Stijena s većim promjerom ima i veću propusnost i manji kapilarni tlak. Što je veći kapilarni tlak bit će veće zasićenje močivom fazom, tj. vodom. Zato npr. u laporu nema nafte jer je visok kapilarni tlak, a propusnost je mala.

Skoro svako ležište ugljikovodika prvotno je bilo posve zasićeno vodom. Kad ne bi postojao kapilarni tlak dogodila bi se potpuna gravitacijska zamjena. U gornjem dijelu ležišta bili bi ugljikovodici, u donjem voda, a razdjelnica među njima bila bi ravna ploha. No kapilarni tlak je razlog da i u gornjem dijelu ležišta ostane određeno zasićenje vodom, to jest određena količina vode.

Zasićenje fluidima u ležištu posljedica kapilarno-gravitacijske ravnoteže (2.3):

$$p_c = h * (\rho_m - \rho_{nm}) * g \quad (2.3)$$

Gdje su:

- p_c - kapilarni tlak
- h - visina iznad plohe na kojoj je zasićenje vodom 100 %
- ρ_m - gustoća močive faze
- ρ_{nm} - gustoća nemočive faze

g - sila gravitacije

Prijelazna zona je to veća što je manja apsolutna propusnost.

2.4. GUSTOĆA

Služi za klasifikaciju nafte kao sirovine, a predstavljena je odnosom (2.4):

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.4)$$

Gdje su:

- ρ - gustoća [kg/m^3]
- m - masa tijela volumena V [kg]
- V - volumen tijela [m^3]

Gustoća se obično određuje na temperaturi od 20 °C i uspoređuje s masom istog volumena vode na 4 °C. Gustoća nafte označava masu određenog volumena nafte na 20 °C u odnosu prema istom volumenu vode na temperaturi od 4 °C. U Europi se gustoća nafte obično računa na 20 °C pod atmosferskim tlakom. U svijetu se gustoća nafte također prikazuje °API jedinicama prema jednadžbi (2.5). Voda ima 10 °API.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho \text{ na } 60^{\circ}F \text{ ili } 15,4^{\circ}C} - 131,5 \quad (2.5)$$

Nafte s većim postotkom smolnih tvari imaju veću gustoću. U teške nafte ubrajaju se i one s većim postotkom ugljikovodika s visokim vrelištem. Općenito parafinski (metanski) ugljikovodici su lakši od naftenskih, a oni od aromatskih. Teške nafte obično imaju zagasitiju, smeđu ili crnu boju zbog nazočnosti smola ili asfaltena. Nafte se dijele na:

- lagane nafte 700 - 800 kg/m^3
- srednje teške 800 - 900 kg/m^3
- teške nafte 900 - 1000 kg/m^3 .

Kapljicu nafte moguće je kapnuti na filter papir gdje se raširi približno u obliku kruga. Kod lakših nafte njegova površina bit će veća, a kod težih manja. Uzorci nafte iz različitih ležišta u Hrvatskoj dijele se na lagane, srednje teške i teške nafte. Tako su različite vrste nafte izdvojene u sljedećim poljima:

Lagane nafte

područje Ludbrega 790 kg/m³

Srednje teške nafte

Stružec 820 - 830 kg/m³

Žutica 844 kg/m³

Dugo Selo, Kloštar Ivanić 850 kg/m³

Ivanić 860 kg/m³

Mramor Brdo 865 kg/m³

Gojlo, Bunjani 880 kg/m³

Teške nafte

Peklenica 930 kg/m³

Šumećani 950 kg/m³

2.5. TEMPERATURA STINJAVANJA (STINIŠTE, GRANICA TEČENJA)

Stinište ili temperatura stinjavanja (engl. "*pour point*") je najniža temperatura pri kojoj će nafta ili naftni produkti još slobodno strujati, to jest temperatura pri kojoj prestaju strujati i počinju se stinjavati (skrućivati). Stinište sirove nafte, jedna od njezinih značajki koja se navodi u izvještajima o analizama nafte, indikacija je sadržaja parafina u nafti – što je temperatura stiništa viša nafta sadržava više parafina. Pri niskim temperaturama parafin se u sirovim naftama počinje skrućivati tako da pumpanje i transport nafte cjevovodima mogu postati nemogući. Zbog toga je potrebno znati točnu temperaturu stinjavanja svake nafte. Stinište se može sniziti zagrijavanjem nafte, a nafte s vrlo visokim stiništem moraju se skladištiti u grijanim rezervoarima i tankerima da bi ostale u tekućem stanju u područjima s nižom temperaturom. Temperature stinjavanja sirovih nafte kreću se od -60 °C do +40 °C. Nafte s izrazito puno parafina obično su žute boje, za razliku od nafte s manje parafina koje su zelenkaste. Nafte s vrlo malo ili čak bez parafina su crne.

Nafta iz ležišta polja Ekofisk (Sjeverno more) ima stinište na -12 °C, a nafte tipa „brent“ na -3 °C. Ekstreman je primjer nafte iz područja Altamona u Utahu koja ima vrlo visoko stinište (+18 do +52 °C) i s rasponom gustoće od 19 °API (teška nafta) do 54 °API (lagana nafta).

2.6. ETALONSKA, BAZNA ILI REFERENTNA SIROVA NAFTA

Etalonska sirova nafta (engl. "*Benchmark Crude Oils*") je standard prema kojemu se uspoređuju sve druge nafte i prema kojem se oblikuju njihove cijene. U SAD-u to je West Texas Intermediate (WTI) koja ima 38 do 40 °API i 0,3 % sumpora te West Texas Sour s 33 °API i 1,6 % sumpora. U Sjevernom moru etalonska se nafta zove „brent“ koja je vrlo slična WTI jer ima 38 °API i 0,3 % sumpora. Na srednjem istoku etalonska nafta se zove „dubai“ a značajke su joj 31 °API i 2 % sumpora.

2.7. BOJA I MIRIS NAFTE

Boja nafte (engl. "*Color of Crude Oil*") može biti od bezbojne (prozirne) preko zelenkasto-žute, crvene i smeđe do crne. Općenito, što je sirova nafta tamnija to ima nižu gustoću °API. Miris nafte (engl. "*Smell*") može biti na motorni benzin (tzv. slatke nafte ili nafte s malo ili bez sumpora), na smrad (tzv. kisele nafte) ili na voće (aromatne nafte).

2.8. TRGOVAČKE IME NAFTE

Trgovačko ime nafte (engl. "*Crude Stream*") je ono ime pod kojim se može kupiti iz određene zemlje-izvoznice. Može potjecati iz jednoga polja a može biti i miješana iz više polja. Neki nazivi nafte iz poznatih zemalja-izvoznica te izabrane značajke dani su u **tablici 2.1**.

trgovačko ime	zemlja-izvoznica	gustoća (°API)	količina sumpora (%)	stinište (°C)
Arabian light	Saudijska Arabija	33,4	1,80	-34,4
Bacheguero	Venezuela	16,8	2,40	-23,3
Bonny light	Nigeria	37,6	0,13	2,2
Brass River	Nigeria	43,0	0,08	-20,5
Dubai	Dubai	32,4	1,68	-20,5
Ekofisk	Norveška	35,8	0,18	-9,4
Iranian light	Iran	33,5	1,40	-28,9
Kuwait	Kuvajt	31,2	2,50	-17,8
North Slope	SAD	26,8	1,04	20,5

Tablica 2.1: Trgovačko ime različitih nafte

3. OPTIČKA I BIOLOŠKA OPAŽANJA UGLJIKOVODIKA U UZORCIMA

Optičke analize pojava organske tvari i ugljikovodika u različitim uzorcima u prvome redu podrazumijevaju luminiscentne analize, kojima se opaža promjena boja izvornog uzorka (ili obrađenog različitim otapalima) zbog nazočnosti organskih molekula ili različitih mikroorganizama.

Luminiscentne analize posebno su korisne kada se nafta ili bitumen nalaze u uzorcima u malim količinama. Tada luminiscentna analiza može upozoriti na njihovu nazočnost, čak kada se radi o ugljikovodicima u količinama 0,001-0,0001 jedinične mase. U slučajevima većih količina nafte (koje se mjere u postotcima) uzorak se može uroniti u vruću vodu te jednostavno promatrati koliku površinu tekućine je prekrila ekstrahirana nafta.

Luminiscencija je zajednički naziv za pojave svijetljenja bez zračenja topline. Može biti izazvana kemijskim procesom (kemoluminiscencija), djelovanjem α i β -zraka (radioluminiscencija), obasjavanjem (fotoluminiscencija) svjetlošću (GRLIĆ, 1992).

Uz taj pojam vežu se još fluorescencija i fosforescencija. Tako je fluorescencija pojava da neke tvari svijetle obasjane zračenjem niže energije (npr. UV zračenjem). Za razliku od fosforescencije, prestaje prestankom zračenja. Fluorescencija se promatra pod svjetlošću živinih svjetiljki. Fosforescencija je pojava da neke tvari zrače svjetlost i onda kad prestane njihovo osvjetljivanje.

Pojava svijetljenja nekih tvari u tami, ali pod utjecajem vanjskog izvora svjetlosti prvi je put zamijećena na mineralu fluoritu pa je 1882. godine nazvana fluorescencijom, a 1889. godine luminiscencijom (lat. "lumen" znači svjetlo).

Fosforescencije (grč. "fos" - svjetlo, te "foros" - nosač) prvo je zamijećena kod istrunulih ostataka drveta i nekih riba, pa je i nazvana *hladno svjetlo* (za razliku od vatre). Poslije je primijećena na fosforu i još nekim mineralima.

Kod luminiscencije fizikalno se radi o apsorpciji dijela upadne svjetlosti, a dio je reflektiran kao svjetlo iste ili veće valne duljine. Dakle čestice strukture tvari (ioni, atomi, molekule) pobuđene apsorpiranom energijom emitiraju svjetlo.

Sve nafte luminisciraju, no različitim intenzitetom, što omogućuje jednostavno utvrđivanje njihove nazočnosti. Korišteno svjetlo valne je duljine $[\lambda]$ 3300-3800 Å [1Å-angstrom= 10^{-8} cm], a njegov izvor je kvarc svjetiljka (kvarc lampa). Ona sadržava izvor električne energije (bateriju ili strujnu gradsku mrežu) i izvor UV svjetla. U izvoru UV svjetla nalaze se živine cijevi kojima je dodan ljubičasti filter. Ispitivanje se radi u zamračenoj prostoriji.

Ovisno o sastavu nafte luminisciraju u različitim nijansama bijelih, plavkastih, žutih, a ponekad tamnosmeđih i crvenkastosmeđih boja. Tako nafte iz Murske depresije luminisciraju plavkasto do mliječnobijelo, a one iz Savske, Dravske i Slavonsko-srijemske depresije uglavnom žuto. Neke druge bituminozne tvari luminisciraju također od sebe nakon što ih se natopi kloroformom (CHCl_3).

Anorganske tvari i stijene bez ugljikovodika čak i u tragovima, ne luminisciraju. One pod UV svjetlom iz kvarc svjetiljke imaju karakterističan ljubičasti odsjaj.

Luminiscentnom analizom (**tablica 3.1**) moguće je obaviti detaljno kvalitativno i kvantitativno određivanje bitumenskih tvari (ugljikovodika). Njime se mogu razlikovati zasićeni ugljikovodici alkani i nafteni te nezasićeni aromatski ugljikovodici.

Općenito se za luminiscentne analize može reći da su jednostavne i lako primjenjive. Koriste se luminiscentni mikroskopi (sitnozori) ili različite vrste otapala (kloroform CHCl_3 , tetraklorugljik CCl_4 , benzol C_6H_6 i drugim). Neke jednostavnije analize mogu se primijeniti na terenu, a druge, složenije, zahtijevaju rad u laboratoriju. Ispitivanja se provode na uzorcima stijena uzetih kod površinskog geološkog kartiranja, na uzorcima jezgara iz bušotine ili na materijalu iznesenom isplakom.

Tvar	Luminiscencija uzorka	Luminiscencija nakon tretiranja kloroformom
Plinski ugljikovodici naftnih ležišta	Ne	Ne
Plinski kondenzati na tvrdoj podlozi	Plavkasto	Svijetloplavo
Lagane nafte	Bijelo, plavkasto, žuto	Svijetloplavo
Teške nafte	Žuto do smeđe	Žuto do smeđe
Ozokeriti	Žuto do svijetlosmeđe	Plavo, svijetložuto
Asfalti	Slabo tamnosmeđe	Žuto
Šungit, grafit	Ne	Vrlo slabo žuto
Ugljeni	Natopljeni dušičnom kiselinom te smjesom alkohola i benzina	Plavo
	kameni: slabo plavkasto do smeđi: zeleno do žuto	do zelenožuto
	treset: zelenkastožuto	
Soli organskih kiselina	Ne	Ne
Smole i produkti njihove metamorfoze (jantar, ambrit...)	Zeleno do žuto	Zeleno do žuto

Tablica 3.1: Luminiscentne boje različitih tvari (FLOROVSKA, 1957.)

Luminiscentne metode također omogućavaju brzo, jednostavno i sigurno određivanje nazočnosti bitumenskih tvari u stijeni (**tablica 2.2**). Takve metode lako su primjenjive u terenskim uvjetima, a njima se kvalitativno i kvalitativno određuje bitumenska masa (čak i u

tragovima). Dobiveni podaci mogu se prikazati tablicama, dijagramima, profilima, kartama i dr. U bušotini se može izraditi dijagram luminiscentno-bituminološke karotaže. Zato se bilježi stratigrafska pripadnost, dubina, litologija i sadržaj bitumenske mase (u postotcima) kod uzorka, te vrsta bitumena ili nafte.

Vrsta ispitivanja	Način ispitivanja	Znaci prisutnosti ugljikovodika
Miris svježeg uzorka	Mirisom	Miris nafte
Kloroform (CHCl_3)	1-2 g uzorka se usitni i stavi u epruvetu. Dolije se CHCl_3 u visini 1-2 cm.	Otopina se oboji smeđe
Filtar papirom	Kapljice otopine načinjene CHCl_3 kapnu se na filter papir	Oko središta nastaje žućkasti do smeđi prsten
Benzinska ekstrakcija	1-2 g usitnjenog uzorka stavi se u epruvetu i prelije čistim benzinom u visini 1-2 cm. Nakon toga se protrese.	Otopina se oboji smeđe
Aceton	Mali dio uzorka se usitni i stavi u epruvetu. Doda se 1-2 cm acetona i čiste vode (1:1)	Otopina se oboji mliječno bijelo.
Ultraljubičasto svjetlo (UV)	Promatranje svježeg uzorka	Nijanse žutih do smeđih boja. Ponekad plavičasta do bijela.
Kloroform (CHCl_3) i UV	Uzorak se natopi s CHCl_3 i promatra pod UV svjetlom dok CHCl_3 isparava	Intenzivne žute do smeđe boje
Vruća voda	1/2 l vode na 70-80 °C u koju se stavi 1/2 kg uzorka, uz miješanje. Promatra se UV svjetlom u tami.	Mogući CH sakupe se na površini i luminisciraju u žutim do smeđim bojama, ponekad plavičastim do bijelim.
Tetraklorugljik (CCl_4)	Na probu s vrućom vodom kapne se CCl_4 i odmah zatim promatra pod UV svjetlom u tami	Neposredno nakon kapanja CCl_4 otopljeni CH ne luminisciraju, no to čine lumin. mineralni sastojci

Tablica 3.2: Pregled jednostavnih mogućnosti utvrđivanja prisutnosti ugljikovodika

3.1. ODREĐIVANJE NAZOČNOSTI UGLJIKOVODIKA NA TERENU

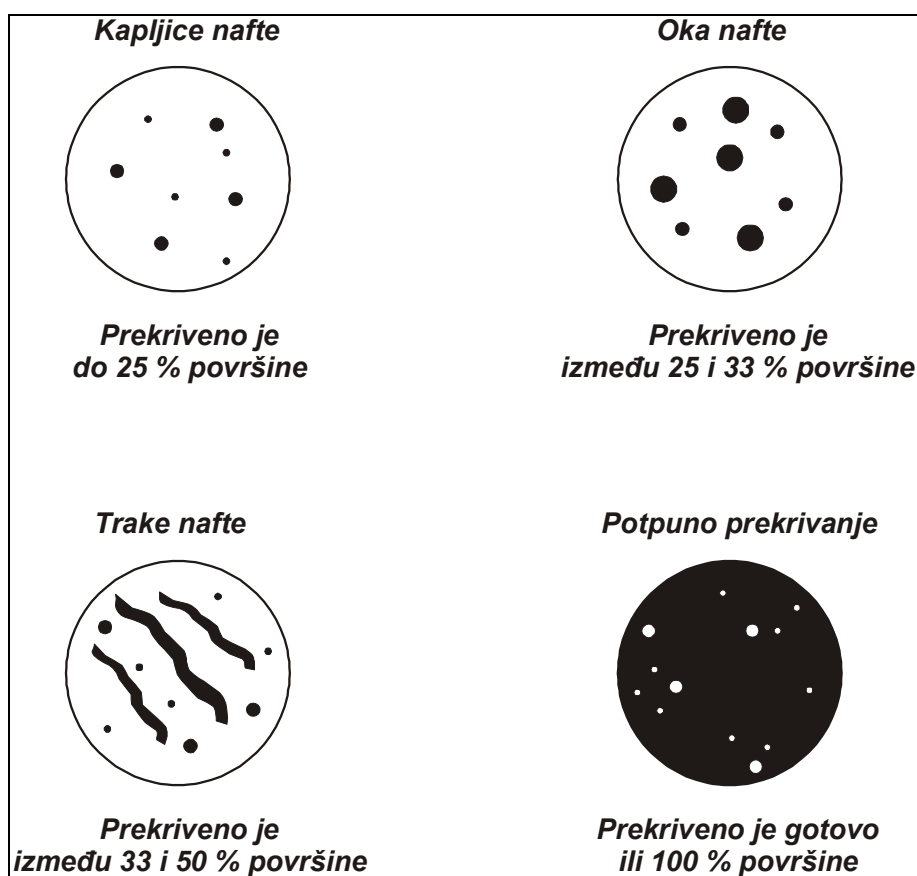
3.1.1. Postupak s vrućom vodom

Postupak s vrućom vodom predstavlja jednu od najjednostavnijih metoda, a prednost je što se može izvesti na terenu u bilo kojim uvjetima. Njome se određuje relativna količina nafte u uzorcima koji su obično uzeti iz bušotinske jezgre ili isplake.

Pripremi se 1/2 l vode zagrijane do 70-80 °C i 1/2 kg uzorka za koji je poželjno da je zagrijan na temperaturu isplake. Ako se uzorak sastoji od većih komada potrebno ga je izmrviti. Zatim se uzorak potapa u zagrijanu vodu koja se nalazi u plitkoj, širokoj posudi i dobro promiješa.

Moguće prisutna nafta uskoro prekriva dio vodene površine, pri čemu se određuje stupanj prekrivanja (**slika 3.1**):

- kapljice nafte (do 25 % površine je prekriveno),
- oka nafte (25-33 %),
- trake ili pruge nafte (33-50 %) i
- potpuno prekrivanje (100 %).



Slika 3.1: Vrste prekrivanja vodene površine naftom

Uzorak se zatim promatra i u tami pod UV svjetlom kako bi se uočile i najsitnije kapljice nafte, no pri tomu treba biti oprezan da se ne bi zamijenile kapljicama maziva i ulja, korištenih kod bušenja.

3.1.2. Test s tetraklorugljikom (CCl₄)

Test je vrlo prikladan za razlikovanje luminiscencije nafte od one koja potječe od minerala. Kapljice nafte (mogu i one dobivene prethodnom probom) natope se i otope tetraklorugljikom. Pod UV svjetlom razrijeđena i otopljena nafta luminiscirat će slabo ili uopće ne (onda ima ljubičasti odsjaj UV svjetlosti). Naprotiv, luminiscencija će se i dalje zadržati ako su nazočni luminiscirajući minerali.

3.1.3. Testovi s drugim otapalima

Uz tetraklorugljik koriste se i druga otapala kao što su aceton, eter i druga. To su također jednostavni i brzi postupci kojima je moguće odrediti prisutnost ugljikovodika u uzorku. Na uzorak stijene kapne se otapalo i promatra reakcija pod UV svjetlom. Otapalo će rastvoriti eventualnu naftu i na tome mjestu vidjet će se ljubičasta boja, a okolina će luminiscirati u žutoj do smeđoj boji, karakterističnoj za određene ugljikovodike. Ako u stijeni nema ugljikovodika cijela površina uzorka imat će karakterističan ljubičasti odsjaj UV svjetla.

3.2. ODREĐIVANJE POJAVA PLINA

Pojave plina, u raznim količinama, mogu se određivati pri bušenju te terenskom kartiranju.

3.2.1. Određivanje plina na terenu

Pri geološkom kartiranju ili tijekom specijalnih istraživačkih radova na terenu se mogu prikupljati uzorci tla radi određivanja eventualne prisutnosti metana ili drugih plinova. Postupci koji se pri tomu provode ubrajaju se u geokemijske metode ispitivanja plina. Smatra se da će se najpovoljniji rezultati dobiti skupljanjem uzoraka uz rasjede po kojima je moglo doći do migracije plina. Uzorci se uzimaju s dubine od nekoliko metara kako se ne bi dogodila kontaminacija s površine. Tako određeni plinovi mogu biti singenetski ili migracijski. Također, u toj početnoj fazi treba veliku pozornost posvetiti razlikovanju barskog ili močvarnog plina (nastalog u barama, močvarama ili jezerima), od plina nastalog zajedno s naftom ili samostalno u procesima katageneze i metageneze organske stvari.

Uzorci se uzimaju na točkama koje u cjelini daju pravilnu geometrijsku mrežu, a spremaju se u hermetičke boce. Uređaj za uzimanje uzoraka sastoji se od bušilice s dlijetom, a može biti stavljen i na automobil. Priprema uzorka za analizu radi se u laboratoriju. Prvo se odredi komponentni sastav stijene u odnosu na kalcit, lapor i pijesak. Nakon toga uzorak se

usitni mljevenjem kako bi se oslobodili ugljikovodici, stvaranjem vakuuma, djelovanjem kiselina ili zagrijavanjem. Zatim se provodi kroz potašu (kalijev karbonat, K_2CO_3) zbog uklanjanja CO_2 i para kiselina. Dobiveni plin se nakon toga uvodi u kromatograf, gdje se ispituju plinski ugljikovodici. Statistički se računa raspodjela ugljikovodika u uzorcima s pojedinih lokaliteta i time se dobiva (u poželjnom slučaju) Gausova krivulja učestalosti. Nanošenjem rezultata analiza na topografsku kartu mogu se izraditi karte jednakih sadržaja ugljikovodika, a u povoljnim slučajevima moguće je načiniti i korelaciju nekoliko lokaliteta.

Rezultati se mogu usporediti i s drugim geofizičkim metodama, osobito s podacima gravimetrijskih i seizmičkih istraživanja. Geofizičke metode mogu potvrditi strukture ležišta, a geokemijske metode nazočnost ugljikovodika kada *plinske anomalije* okružuju ležište. Opisana metoda daje dobre rezultate kod određivanja perspektivnosti nekog područja, a anomalije su bile zamijećene čak i za ležišta na dubini od 3000 metara.

3.2.2. Određivanje plina pri bušenju

Plin je moguće ispitivati u isplaci ili u uzorcima izdvojenim iz isplake. Plin u isplaci smanjuje njezinu gustoću. Automatskim registratorima gustoće isplake određuje se i nazočnost tzv. *slobodnog* ili *isplačnog* plin. Skuplja se u stakleno zvono postavljeno iznad vibracijskog sita, a njegovo izdvajanje potiče se miješanjem isplake. Rezultati su relativnog značenja. Ispitivanje uzoraka iz isplake radi se tako da se izdvojeni materijal izloži vakuumu i promatra pojava mjehurića.

Koristi se i tehnika mjerenja količine plina žarnom niti, gdje se zatim uspoređuju električni otpori promatrane smjese plinova uzete iz isplake i čistog zraka. Rezultati prikazuju stvarne vrijednosti količina plina, a može se razlikovati metan od drugih plinova. Mjerni uređaj naziva se plinski kromatograf i visoke je osjetljivosti.

3.3. ULOGA MIKROBIOLOGIJE U NAFTNOGEOLOŠKIM ISTRAŽIVANJIMA

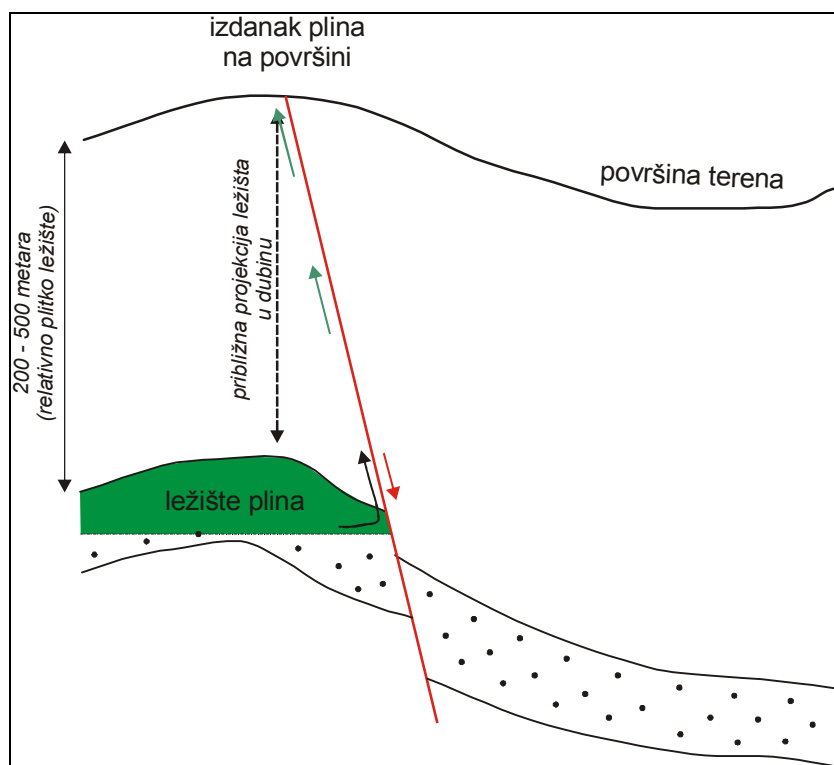
Brzi razvoj naftne industrije u drugoj polovici 19. stoljeća bio je razlogom stvaranja novih usmjerenih grana u znanosti vezanih za istraživanje i pridobivanje nafte i plina. Tako su biokemija, mikrobiologija i mikrobiogeneza stvorili novu mikrobiologiju nafte. Nastale su i teorije kojima se tumači postanak nafte djelovanjem bakterija u posebnim uvjetima.

Mikrobiološke metode mogu se vrlo dobro upotrijebiti u naftnogeološkim istraživanjima, to jest u lociranju možebitnih ležišta. Pri tomu se mogu promatrati dvije, međusobno povezane, stvari:

- a) pojava plinovitih ugljikovodika na površini koja može upućivati na nazočnost nafte u dubini i
- b) postojanje mikroorganizama koji upućuju na plinovite ugljikovodike, čak i kada su ugljikovodici u vrlo malim količinama.

Kod **slučaja a)** problem se može pojaviti ako je ležište na većoj dubini te plin niti ne mora prodrijeti do površine. U najpovoljnijem slučaju izdanak plina bit će približno okomit na

projekciju ležišta na površini (**slika 3.2**). No, ako se migracija događala po blago položenom rasjedu pojava najveće koncentracije plina neće odgovarati vertikalnoj projekciji ležišta na površinu. Slična pojava može se dogoditi ako se nepropusne naslage u krovini pružaju lateralno na velikoj površini.



Slika 3.2: Prikaz projekcije izdanka plina na površini, kao posljedice migracije iz relativno plitko smještenog ležišta

Kod **slučaja b)** se koristi činjenica da su utvrđene mikrobiološke reakcije s ugljikovodicima, čak i u vrlo malim koncentracijama (1-10 ppm) u zraku. Tako se kultura *Methonomonas methanica* razmnožava i pri koncentraciji metana manjoj od 0,01 %, a koristi još za svoje životne procese pentan, heksan i heptan (ali ne etan i propan). *Bacterium aliphaticum* koristi teže ugljikovodike pentan, heksan i heptan.

Postojanje mikroorganizama nam nadalje omogućava razvijanje dviju osnovnih skupina tehnika ispitivanja:

- a) djelovanje ugljikovodika na mikroorganizme i
- b) djelovanje mikroorganizama na ugljikovodike

Uzimaju se uzorci tla zbog nalaženja bakterija indikatora, to jest uzoraka koji sadržavaju odgovarajuće koncentracije plina iz dubine. Dubine uzimanja uzoraka obično su između 60 i 150 cm. No, i na većoj dubini nalaze se velike količine organizama. Utvrđeno je da i na 17 metara broj mikroorganizama može iznositi 3 milijuna na 1 gram tla (što je slično koncentraciji na dubini od 60 cm). Na samoj površini plinoviti ugljikovodici su već oksidirali, iz čega proizlazi kako su sve bakterije koje se koriste ugljikovodicima koji postoje na tako malim dubinama aerobne. Takve bakterije mogu se pronaći i do dubine od više desetaka centimetara.

3.3.1. Djelovanje ugljikovodika na mikroorganizme

Na rast i razvoj bakterija koje oksidiraju ugljikovodike pogoduje tlo koje sadržava ugljikovodike. Neke bakterije razmnožavaju se već i pri koncentraciji ugljikovodika od 0,001 %. Zato se mjeri količina bakterija koje oksidiraju ugljikovodike.

Uzorak tla stavi se u određenu sredinu koja je povoljna za razvoj nekih vrsta naftnih bakterija. Ako su postojale i prije, u povoljnim uvjetima one će se dobro razvijati, tj. razmnožavati. Nakon razdoblja inkubacije uzorak se ispituje mikroskopom kako bi se utvrdile vrste i količine bakterija.

3.3.2. Djelovanje bakterija na ugljikovodike

Djelovanje bakterija na ugljikovodike opaža se kroz razgradnju ili trošenje ugljikovodika. Uzorci tla stave se u hermetičku, prozirnu posudu, u koju se uvodi smjesa ugljikovodika (najčešće etan, propan ili butan u koncentraciji 5-50 %, nekad i više) te zraka. Zrak treba omogućiti razvoj aerobnih bakterija.

Posuda je opremljena manometrom, a početni tlak je atmosferski ili nešto veći, no treba ga svakako izmjeriti. Tako pripremljen uzorak ostavlja se 5 do 15 sati te se u nekim vremenskim razmacima očitava tlak na manometru. Pad tlaka odgovarat će količini prisutnih bakterija koje se za svoje životne procese koriste ugljikovodicima. Također će veličina pada tlaka ovisiti o sadržaju ugljikovodika u smjesi.

Utjecaj mikroorganizama na ugljikovodike može se odrediti i spektralnom analizom. "Naftne" bakterije ili produkti njihova djelovanja na ugljikovodike apsorbiraju svjetlost određenih valnih duljina. Svjetlo se propušta kroz tekućinu s promatranim bakterijama u ugljikovodičnoj atmosferi. Postoje li "naftne" bakterije doći će do apsorpcije svjetlosti valne duljine 5050-5200 Å i 5250-5450 Å.

Prisutnost "naftnih" bakterija u tlu može se proučavati i luminiscencijom. Ponekad tlo ispod kojeg je ležište ugljikovodika luminiscira. Vrlo mali dio plinskih ugljikovodika dopire do površine, a djelovanjem bakterija oni se pretvaraju u ugljikovodike s visokom molekularnom težinom, koji luminisciraju. Tako *Bacterium aliphaticum liquefaciens* uvjetuje najintenzivniju luminiscenciju u okolišu s pH=6,7 gdje se najbolje razvija (**tablica 3.3**).

Za kartografsko prikazivanje rezultata mikrobioloških istraživanja potrebno je prirediti topografsku podlogu s označenim mjestima uzimanja uzoraka, a sve točke istih apsolutnih količina bakterija povezuju se linijama jednakih vrijednosti.

Kod metoda izučavanja apsorpcije ugljikovodika od bakterija, povezuju se sve točke istih vrijednosti pada tlaka. Na isti način moguće je prikazati gustoću bakterija s vrijednostima pada tlaka. Iz tih karata može se zaključiti o rasporedu područja s intenzivnim ili manje intenzivnim razvojem bakterija osjetljivih na ugljikovodike.

Bakterija	Luminiscencija
<i>Bacillus subtilis</i>	Plavkastobijelo
<i>B. mesentericus</i>	Tamnoplavo
<i>B. mycoides</i>	Plavo
<i>Bacterium aliphaticum liquefaciens</i>	Blještavozeleno
<i>Methanomonas methanica</i>	Ne luminiscira
<i>Proteus vulgaris</i>	Svijetloplavo
<i>Pseudomonas fluorescens</i>	Plavkasto (pigmentirano)
<i>Sarcina flava</i>	Žuto (pigmentirano)
<i>Serratia marcescens</i>	Crveno (pigmentirano)

Tablica 3.3: Značajke luminiscencije za neke bakterije (SLAVINA, 1948)

Također, zamijećen je utjecaj bakterija na bušenje. One mogu fermentirati razne organske tvari u isplaci. Time se mijenja viskoznost isplake zbog uništenja koloidnih veza. Pojedine vrste bakterija utječu na pridobivanje nafte jer svojim životnim procesima smanjuju poroznost i propusnost ležišnih stijena. To se može spriječiti fizikalnom obradbom vode, isplake, primjenom baktericidnih sredstava i na druge načine. Opadanje poroznosti može biti vezano za nakupljanje mikroorganizama i značajke pora. Bakterije mogu stvoriti četiri skupine spojeva:

1. hidrokside željeza,
2. sulfide metala,
3. netopljive karbonate,
4. biomasu (organsku tvar).

Mikrobiološka redukcija željeza važan je čimbenik dijagenetskih procesa. Dovodi do npr. spomenutog taloženja sulfida bogatih željezom (poput pirita) te karbonatnog cementa (poput siderita). Svi takvi procesi predstavljaju vrstu cementacije kojom se snižava poroznost i propusnost stijene.

4. PODRIJETLO I NAKUPLJANJE UGLJIKOVODIKA

Teorije o nastanku nafte i plina uključuju razmatranja u sklopu organskih i anorganskih postavki. Opširne dugogodišnje rasprave o podrijetlu ugljikovodika sve do nedavno nisu dale konačno mišljenje. Do danas prikupljeni dokazi pretežu u prilog organskog podrijetla nafte jer se ugljikovodični spojevi nalaze u tvarima dobivenim iz biljnih i životinjskih organizama. Prvi korak u tom smislu učinio je Treil 1934. godine kada je otkrio porfirin kao biološki marker sadržan u sedimentnim stijinama.

Da bi se razumjela distribucija matičnih stijena u prostoru i vremenu, potrebno je razmotriti značajke prvotne biomase iz koje organska tvar potječe. Na samome početku valja podsjetiti na element ugljik koji u kombinacijama s vodikom tvori veliku skupinu spojeva - ugljikovodike. Kruženja ugljika u prirodi počinju fotosintezom u kopnenim i vodenim biljkama koje pretvaraju ugljični dioksid iz zraka i vode u ugljik i kisik koristeći se pri tome energijom svjetlosti Sunca. Ugljični dioksid se djelomice vraća u atmosferu, to jest u hidrosferu, na više načina od kojih su najvažniji:

- vulkanske erupcije;
- disanje životinja i biljaka;
- bakterijska razgradnja i oksidacija uginulih organizama i
- izgaranje fosilnih goriva u prirodi i izgaranje potaknuto ljudskom rukom.

Važnost kruženja ugljika za naftne geologe jest u činjenici da određene manje količine ugljika ispadaju iz kruženja kao posljedica odlaganja u okolišima u kojima je oksidacija u ugljični dioksid otežana ili nemoguća. To su okoliši siromašni kisikom (npr. zatvoreni ili izdvojeni dijelovi mora, duboka jezera). Udjel organskih tvari očuvanih u sedimentima na takav način je u odnosu na cjelokupnu produkciju vrlo mali (manji od 1 %), ali ako se u obzir uzme geološko vrijeme, dolazi se do znatnih količina. Prema tome, nafta ima podrijetlo iz ugljika iz organskih spojeva koji je ispao iz kruženja, no dio se tijekom uporabe (izgaranja derivata nafte) nafte ipak vraća.

Unutar **morskih ekosustava** daleko je najvažniji fitoplankton. Jednostavna fotosinteza u algama mora cijeloga svijeta predstavlja primarnu proizvodnju organskih spojeva s ugljikom i ujedno početak složenog hranidbenog lanca. **Fitoplankton** daje više od 90 % nastale organske tvari, pri čemu se ističu dijatomeje, dinoflagelate, modrozeleno alge i nanoplankton.

Osim fitoplanktona nisu zanemarive još neke skupine organizama važne za nastanak biomase. To su primjerice zooplankton, bentos, bakterije i ribe. Prigoda je istaknuti da je u Crnome moru godišnja produkcija od bakterija veća nego ona od fitoplanktona. Što se tiče prostornog rasporeda, općenito je poznato da izvorna proizvodnja biomase opada idući od obale preko morskog šelfa do otvorenog mora; u humidnim predjelima umjerene zemljopisne

širine produkcija je veća nego li je to u tropima; najmanja je u polarnim i u suhim ekvatorijalnim krajevima.

Kemijske sastavnice koje čine žive organizme daju se svrstati u četiri osnovne skupine. To su (1.) ugljikohidrati, (2.) bjelančevine, (3.) lipidi i (4.) lignin. Njihova je zastupljenost vrlo različita, ovisno pripada li promatrani organizam biljkama ili životinjama, jednostavnijim - jednostaničnim, ili složenijim - pri vrhu evolucijskog niza.

Ugljikohidrati su spojevi koji funkcioniraju kao izvori energije i kao učvršćujuća tkiva u biljaka i nekih životinja. Radi se, primjerice o šećeru (glukoza, fruktoza), škrobu, celulozi i hitinu. Celuloza se nalazi u većim biljkama, poglavito stablašicama, omogućavajući im uspravnost, dok je hitin tvar koju proizvode npr. rakovi, a služi im kao čvrsti, zaštićujući vanjski kostur.

Bjelančevine su organski spojevi složeni od aminokiselina koje održavaju čitav niz biokemijskih funkcija iznimno važnih za životne procese. Primjeri su enzimi, hemoglobini i antitijela. Bjelančevine također izgrađuju organsku tvar u mekušcima te su u tvarima kao što su dlake ili nokti.

Lipidi predstavljaju skupinu organskih spojeva netopljivih u vodi, a uključuju životinjske masti, biljna ulja i voskove. Na neki su način slični kemizmu nafte. Lipidi su obilno prisutni u morskim planktonima te u sjemenkama, voću, sporama, prevlakama - koži listova i kori kopnenih biljaka. Njima su slični spojevi skupine sterola - važnim biomarkerima u sirovim naftama.

Lignin i tanini su spojevi česti u stablašicama. Lignin daje čvrstoću biljnim tkivima, najveću drveću, omogućavajući viši uspravni rast nego li to daje celuloza. Tanin se nalazi u korama većine drveća, u prevlakama sjemenki, ljuskama oraha i lješnjaka, u algama i u gljivama, a ima ulogu zaštitnika od kemijskih utjecaja i od mikroorganizama.

Daljnje značajne sastavnice su rezini i esencijalna ulja. Rezini su sadržani u drvetu i u koži lišća. Otporni su na kemijske i biološke utjecaje.

Od opisanih četiriju skupina organskih spojeva bjelančevine i ugljikohidrati jako su podložni razgradnji, tj. otapanju, oksidaciji ili uništenju bakterijama, te ih se uglavnom ne nalazi u taložinama ispod zone površinskih naslaga. Suprotno tomu, lipidi i lignin su mnogo otporniji na mehaničke, kemijske i/ili biološke utjecaje te se u skladu s time mogu naći zakopani u potpovršinskim sedimentima. Uz manje kemijske promjene lipidi postupno prelaze u naftu te je mnogo nafte proizvedeno upravo od lipida; mnogo više nego li od drugih skupina spojeva. Čak što više, količina lipida odložena u sedimentima tijekom geološke prošlosti vjerojatno je dovoljna da predstavlja ishodišnu tvar svih do sada otkrivenih nafti na svijetu.

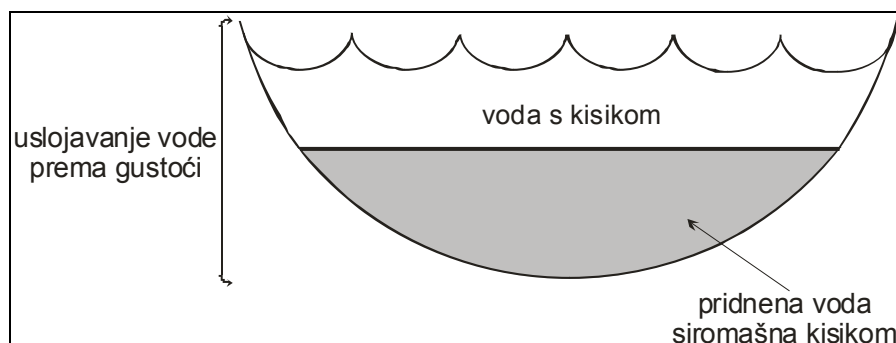
Učinkovitost **očuvanja** organskih tvari u okolišu taloženja povezana je s tri čimbenika.

To su:

- koncentracija i priroda oksidacijskih agensa,
- vrsta istaložene organske tvari, i
- odnos brzine sedimentacije i količine sedimenata.

Budući da je oksidacija koja se događa u vodi, u tlu ili u sedimentu biološke prirode, i budući da biološka oksidacija zahtijeva prisutnost molekula kisika (O_2), najjednostavniji način sprječavanja oksidacije je u ograničenoj opskrbi kisikom. Zone u kojima je sadržaj kisika velik nazivaju se *oksične zone*, za razliku od *anoksičnih zona* u kojima je količina kisika manja od 0,2 ml/l. U skladu s time, procesi koji se mogu događati u tim zonama zovu se *aerobni* ili *anaerobni*. U načelu, postoje tri modela sedimentnoga prostora/bazena unutar koji se ostvaruju anoksični uvjeti. To su **ustajali bazeni** (1.), **slojevi vode s vrlo malo kisika** (2.) i **okoliši s ograničenim strujanjem** (3.).

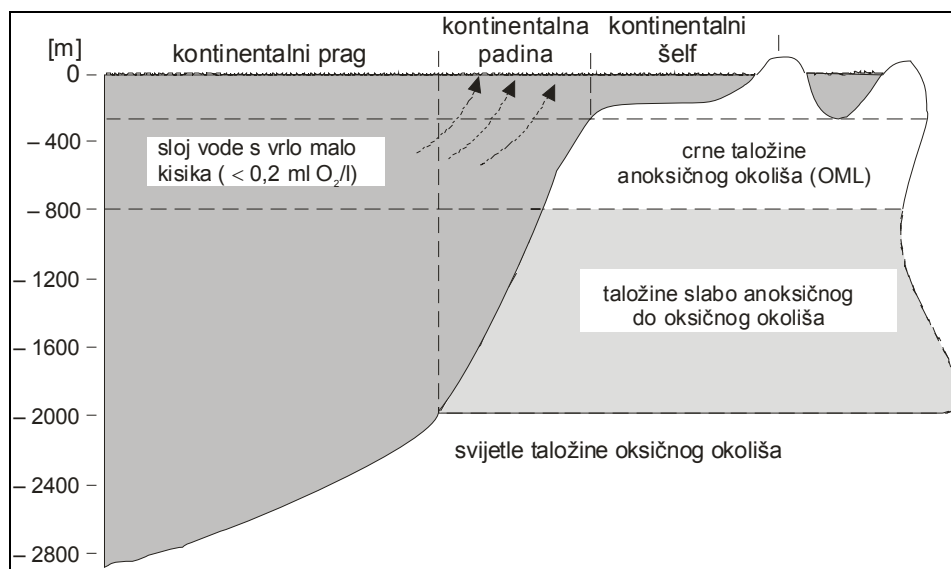
(1.) Stvarno **ustajali bazeni** su u načelu vrlo rijetki. Spora cirkulacija i premještanje te turbulencija vode pojavljuju se gotovo posvuda. Ipak je instruktivno razmotriti potpuno ustajale bazene, naročito zbog što boljeg razumijevanja jezerskih naslaga. Ako je izolirana vodena masa dovoljno duboka i ako je klima subtropska ili tropska, zbog razlika u toplini nastat će dvije zone ili sloja različite gustoće (**Slika 4.1**). Potrebna je debljina vodenog stupa veća od 200 m kako bi se spriječilo miješanje tijekom oluja. Topla klima potrebna je da ne nastane turbulencija i miješanje vode zbog izmjena ciklusa zamrzavanje–kopnjenje leda. Hladnija, gušća voda ostaje pri dnu, nastojeći eventualno razviti međusloj u kojem se naglo mijenja temperatura i gustoća. Taj međusloj sprječava miješanje dviju zona ili slojeva vode. Nedostatak komunikacije između spomenuta dva sloja onemogućava opskrbu kisikom pridnenog sloja vode, posljedica čega je nastanak anoksičnog okoliša u dubini bazena, a time i taloženje anoksičnih sedimenata.



Slika 4.1: Shema zoniranja vode prema gustoći u ustajalim bazenima

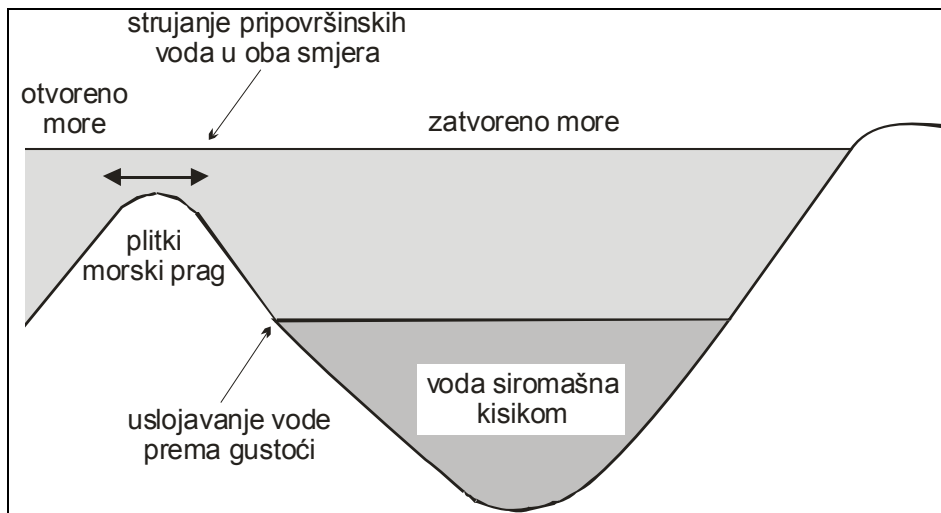
(2.) **Slojevi vode s vrlo malo kisika** sadržavaju nisku koncentraciju otopljenog kisika u usporedbi sa slojevima vode iznad i ispod (**slika 4.2**). Takvo stanje nastaje kad je mjera trošenja kisika unutar pojedinog sloja veća od mjere dotoka kisika u njega. Trošenje kisika rezultat je truljenja uginulih organizama koji polako tonu iz gornje fotične (eufotične) zone (dio oceana u koji prodire dovoljno svjetla za nastanak fotosinteze). Zone vode s vrlo malo kisika, ili s minimumom kisika, obično leže odmah ispod fotične zone gdje se fotosintezom i turbulencijama ne mogu duže održavati unosi kisika. Opskrba svježim kisikom ograničena je prema tome samo na horizontalno kretanje vode koja sadržava kisik. Ispod sloja vode s vrlo malo ili minimumom kisika njegova količina ponovno raste kao rezultat smanjenih potreba za kisikom, jer je veći dio organske tvari već razgrađen u gornjem sloju s vrlo malo kisika. Osobito

razvijeni slojevi s vrlo malo kisika nalaze se u područjima velike bioprodukcije i/ili slabe cirkulacije. Gdje god dobro razvijeni sloj s vrlo malo kisika presijeca ravninu kontakta sediment–voda, sediment će biti taložen pod uvjetima s vrlo malo kisika (**slika 4.2**). Svaka organska tvar koja će stići u te sedimente ima velike izgleda da izbjegne oksidaciji.



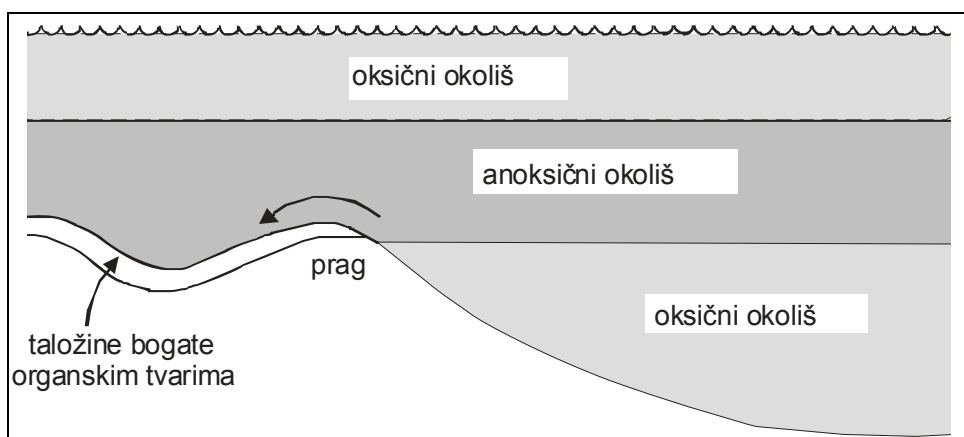
Slika 4.2: Shema prikazuje sloj s minimumom kisika (engl. „Oxygen Minimum Layer“, skr. OML) u odnosu prema vodenoj (morskoj) površini i površini dodira vode i sedimenta

(3.) Za razliku od ustajalih bazena, mnogo su češći **okoliši** u kojima je **strujanje (cirkulacija) ograničeno**. Obično su povezani s otvorenim morima, što znači da uključuju i pojavu zona vode s vrlo malo kisika. Ograničeno strujanje događa se iznad plitkih morskih pragova, gdje je zona dodira zatvorenog i otvorenog mora. Plićina praga uvjetuje da se samo površinske vode ulijevaju ili izlijevaju (primjer Crnog mora; **slika 4.3**). Ako je bazen dovoljno dubok razvit će se stalna razdioba voda zbog gustoće, pri čemu je pridneni sloj gotovo izoliran od voda otvorenog mora. Brojni su primjeri značajnih matičnih stijena nastalih iznad plitkih pragova. U okolišima plitkih pragova često nastaju evaporiti koji mogu biti izvrsne matične stijene. Naime, u takvim se okolišima često poklapaju mogućnosti obilnog rasta alga s mogućnošću idealnih uvjeta očuvanja organskih tvari. Ako je prag smješten tako duboko da presijeca sloj vode s vrlo malo kisika, anoksičnost se može razviti po modelu drugog mehanizma – sloja s vrlo malo ili s minimumom kisika (**slika 4.4**). Voda koja horizontalno ulazi u bazen odmah iznad praga imat će malu količinu kisika, a ne postoji način koji bi doveo oksidiranu vodu na dno takvog okoliša. Zato su sedimenti takvih okoliša anoksični, a organske tvari unutar njih bit će dobro očuvane.



Slika 4.3: Shema bazena s plitkim pragom.

Zoniranje vode prema gustoći javlja se u dubinama većim od 200 m.

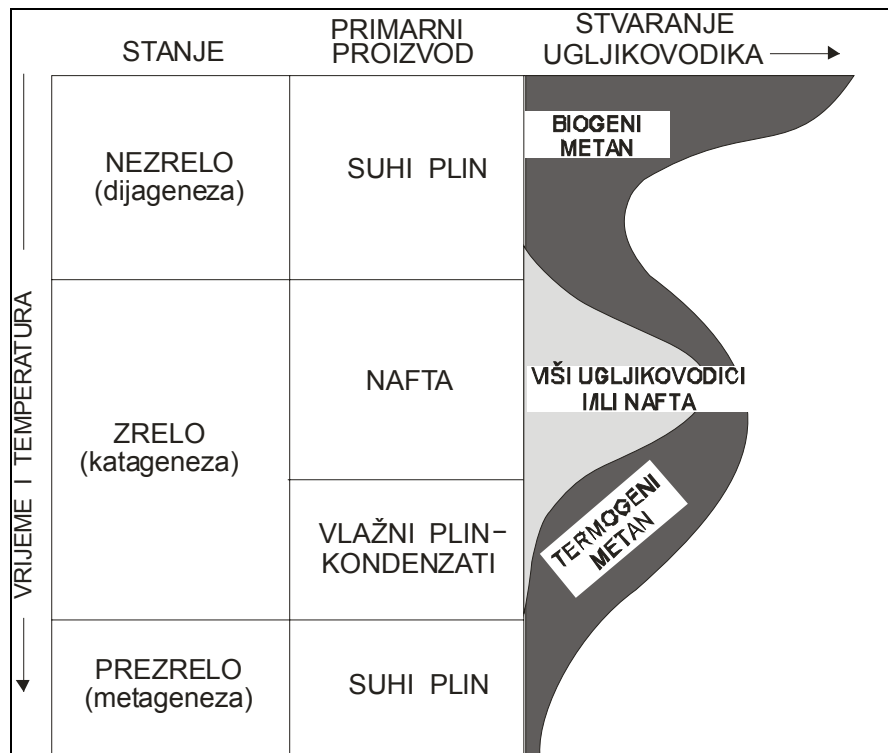


Slika 4.4: Shema bazena s duboko smještenim pragom, koji presijeca sloj vode s minimumom kisika

Anoksičnost je, kako je već istaknuto, iznimno važna za očuvanje organske tvari u sedimentu, u prvome redu zato što ograničeni dotok kisika pretvara dijagenezu u anaerobne procese. Anoksične taložine nije uvijek moguće jednostavno prepoznati, jer uobičajeno rabljeni indikatori mogu zavarati. **Anoksični sedimenti** uvijek pokazuju *povećani* TOC (ukupna količina ugljika iz organskih spojeva), općenito veći od 2 %, ali uvijek iznad 1 %. No, i mnogi oksični sedimenti također mogu sadržavati veliku količinu organske tvari, osobito drvenog podrijetla. To nas upozorava da TOC vrijednosti moramo uzimati s oprezom. *Prisutnost nedegradirane marinske organske tvari* jaka je indikacija anoksije, jer marinsku organsku tvar organizmi rado troše hraneći se njome. Njezina prisutnost u stijenama zato upućuje na to da je dijageneza bila rano zaustavljena uglavnom odsutnošću kisika. *Boja* nije uvijek pouzdani znak anoksičnih uvjeta. Većina anoksičnih sedimenata bit će taložena kao vrlo tamna, siva ili crna. No, mnoge crne stijene nisu bogate ugljikom iz organskih spojeva – crna je boja moguće posljedica i vrlo sitno raspršenog pirita ili sitnih čestica rožnjaka. Boja bi trebala biti korištena uglavnom kao negativni indikator: ako stijena nije vrlo tamna, vjerojatno ne predstavlja produkt iz anoksičnog

facijesa. I prisutnost *pirita* može zavarati – iako pirit zaista nastaje u anoksičnim uvjetima, te iako njegova prisutnost upućuje na anaerobnu redukciju iona sulfata, on sam po sebi ne jamči da je anoksičnost bila prisutna na dnu mora ili jezera – pirit može nastati i tijekom dijageneze na većim dubinama zalijeganja. Konačno, anoksične taložine sadržavaju *očuvane lamine milimetarskih i manjih dimenzija*. Očuvane, pravilne lamine dokaz su odsutnosti faune koja ruje i kopa po taložinama, a to nadalje znači da je količina otopljenog kisika u vodi bila manja od 0,2 ml/l. Radi se o pragu količine kisika ispod kojeg žive samo anaerobni mikroorganizmi koji za metabolizam koriste ione sulfata ili nitrata. No, lamine mogu biti očuvane i u nekim sitnozrnastim taložinama siromašnim organskim tvarima, kao što su primjerice pliocenski diatomiti iz Kalifornije, u kojima je organska tvar oksidirana naknadno, procjeđivanjem podzemne vode.

Prema suvremenim spoznajama o organskom podrijetlu nafte, ugljikovodici su proizvod izmjene organskih tvari iz biljnog i životinjskog (mikro)svijeta. Potoci i rijeke prenosile su veliku masu čestica biljaka i životinja u jezera ili mora. Morski i jezerski okoliši proizvodili su i vlastite mikroskopske biljke i životinje čija su uginula tjelešca taložena zajedno s dopremljenim organskim tvarima. Do sada je stvorena načelna slika kako od uginulih organizama postupno nastaje nafta (**slika 4.5**). Radi se o vrlo kompleksnom procesu pri čemu je najvažnija spoznaja da se organski materijal (fragmenti, kršje biljaka i životinja) najbolje očuva u sitnozrnastim sedimentima nastalima bez prisutnosti kisika. Odnosne se organske tvari već tijekom prijevoza i taloženja postupno mijenjaju. Taj prvotni proces naziva se **dijageneza (slika 4.5)**. Ona se događa pri niskim temperaturama, na malim dubinama i uz određene kemijske i biološke reakcije. Mnogi kemijski spojevi u sedimentima su tada u stvari posljedica izmjena pod utjecajem bakterija. O tome govori i činjenica da je jedini ugljikovodik koji se javlja u toj fazi **metan** nastao mikrobiološkom aktivnošću. Tijekom dijageneze, najveća masa organske tvari pretvara se u različite vrlo velike i duge molekule, od kojih se najveće i najkompleksnije nazivaju **kerogenom**. Njegova je uloga ključna jer upravo iz kerogena nastaju nafte i većina prirodnog plina. Više o kerogenu nalazi se u nastavku teksta.



Slika 4.5: Opća shema nastajanja nafte i plina u odnosu prema termalnoj zrelosti matičnih stijena (VELIĆ, 2007.)

Porastom debljine sedimenata, dubine zalijeganja - od 2000 do 3000 m - i temperature nastupa druga faza geneze ugljikovodika - **katageneza** (slika 4.5). Taj proces pospješuju: porast tlakova zbog porasta dubine zalijeganja i porast temperature, odnosno termalna izmjena i degradacija organske tvari. Spomenuti su čimbenici rezultat dubine, bakterijskog djelovanja u reduktivnoj sredini, radioaktivnosti i različitih katalitičkih utjecaja. Najvažniji je utjecaj topline. Normalni **toplinski tok** u Zemljinoj kori proizvodi prosječni geotermalni gradijent od približno 2,7 °C/100 m. Proučavanja zrenja (maturacije) različitih vrsta nafte pokazala su da se, u uvjetima prosječnoga geotermalnoga gradijenta, temperature potrebne za stvaranje nafte nalaze na dubinama između 1250 i 9000 m. Na većim temperaturama u dubini obično nastaje plin, a na dubinama manjim od 1250 m temperature su preniske da bi uopće nastali nafta ili plin. Dubine na kojima se generira nafta variraju od mjesta do mjesta utoliko koliko je toplinski tok na raznim lokalitetima iznad ili ispod prosječnoga. U nekim slučajevima je geotermalni gradijent promijenjen zbog geoloških uvjeta. Viši toplinski tok uvjetuje stvaranje nafte i na manjim dubinama, to jest dubine mogu biti i povećane u uvjetima niskog toplinskog toka. Poput temperature i tlak je funkcija dubine, a povećava se prosječno oko 22.500 Pa za svaki metar. Tu pojavu uzrokuje pritisak krovinskih naslaga koji može biti neobično velik.

Na početku katageneze kerogen se raspada na nešto manje molekule, pri čemu nastaje bitumen, tj. neposredna izvorna tvar za naftu. Ta faza rezultira glavninom mase nastalih ugljikovodika, osobito nafte ali i plina. Napredovanjem katageneze prema završnoj fazi nazvanoj **metageneza** (slika 4.5) na velikom dubinama i pri visokim temperaturama nastaju uvjeti kada kerogen dobiva uređeniju strukturu te se stvaraju produkti koji se sastoje od malih molekula

plina. Stvorene molekule nafte (bitumena) i plina mogu biti "istjerane", istisnute iz matičnih stijena u mnogo propusnije, u tzv. rezervoarske stijene ili kolektorske stijene ili ležišne stijene. Taj proces naziva se **migracija**. Ako ugljikovodici dospiju u **zamku**, nastaje **ležište** ili akumulacija.

Razlike u sastavu nafte najvjerojatnije potječu od različitog kemijskog sastava ishodišne organske tvari. Asfaltom bogate nafte vuku podrijetlo iz organskog materijala obogaćenog bjelančevinama, a parafinske nafte iz masne organske tvari.

Od organske tvari u laporima ili šejlovima 90 % čini **kerogen**, netopljivi polimer velike molekularne mase. Ostalih 10 % čine **bitumeni** različitog sastava koji prema mišljenju nekih istraživača predstavljaju termički izmijenjeni kerogen. Kerogen je kao glavni organski sastojak u stijenama, osnovni čimbenik u stvaranju bitumena. Termička izmjena kerogena u bitumen je važan proces kojim se povećava sadržaj ugljika u pokretnim ugljikovodicima koji za sobom ostavljaju nepokretni rezidualni kerogen. Dozrijevanje kerogena je funkcija povećanja dubine i temperature i praćeno je kemijskim promjenama (npr. BARIĆ, 2006; struč. dok. BARIĆ, 1990.). U tijeku dozrijevanja boja kerogena se u mikroskopskim preparatima postupno mijenja od nezrele svijetlo zeleno-žute do prezrele crne koja odražava viši stupanj karbonizacije.

Opis kerogena danas je standardiziran prema shemi koja je nastala u Francuskom naftnom institutu, dopunjena nekim naknadnim istraživanjima. Prema spomenutoj shemi mogu se razlučiti četiri tipa kerogena.

Kerogen tipa I je vrlo rijedak, jer, u načelu, potječe od jezerskih alga. Njegova je pojava ograničena na anoksična jezera i na nekoliko neuobičajenih morskih okoliša. Ima veliku sposobnost generiranja tekućih ugljikovodika.

Kerogen tipa II nastao je iz više vrlo različitih izvora, uključujući morske alge, polen i spore, vosak s lišća i fosilnu smolu, te lipide iz bakterijskih stanica. Iako je taj tip prema podrijetlu vrlo šarolik, utemeljena je samo jedna skupina (ili tip). Inače, kerogeni toga tipa imaju veliki potencijal proizvodnje tekućih ugljikovodika. Glavnina kerogena tipa II nalazi se u morskim taložinama nastalim u reduktivnim uvjetima.

Kerogen tipa III izgrađuju terestrične organske tvari kojima nedostaju masne i/ili voštane komponente, a glavni su mu sastojci celuloza i lignin. Taj tip ima mnogo niži generativni kapacitet ugljikovodika nego li tip II i obično se smatra da se iz njega izdvajaju plinovi.

Kerogen tipa IV uglavnom sadržava prerađeni organski detritus i jako oksidirane tvari različitog podrijetla. Prema općeprihvaćenom shvaćanju nema mogućnosti da se iz njega izdvoje ugljikovodici.

U **tablici 4.1** prikazan je sastav kerogena u odnosu na macerale-osnovne gradbene elemente ugljena i kerogena slično značenju minerala za sastav stijene. Sastav macerala vidljiv je prema izvornoj organskoj tvari.

maceral	tip kerogena	izvorne organske tvari
alginit	I	slatkovodne alge

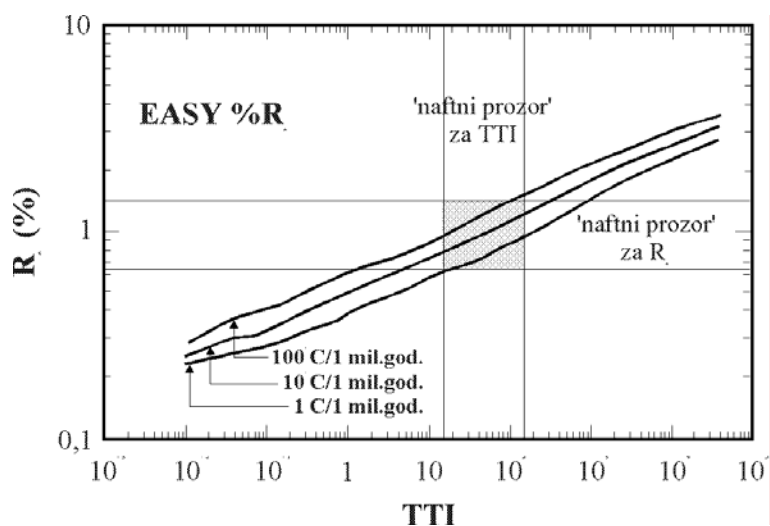
egzinit	II	poleni i spore
kutinit	II	kutikule kopnenog bilja
rezinit	II	rezini kopnenog bilja
liptinit	II	lipidi kopnenog bilja, morske alge
vitritinit	III	drvovina i celuloze kopnenog bilja
inertinit	IV	pougljenjeno bilje i jako oksidirane i prerađene organske tvari

Tablica 4.1: Macerali prema pojedinim vrstama kerogena

4.1. TERMIJSKA I OPTIČKA ZRELOST ORGANSKE TVARI

Proračun *indeksa termijske zrelosti* desetljećima predstavlja jednu vrlo pristupačnu i široko korištenu geokemijsku metodu. Prvi put metodu je opisao LOPATIN (1971.) i uveo u upotrebu većinu danas korištenih pojmova. Najvažniji je **vremensko-temperaturni indeks** (engl. "*Time-Temperature Index - TTI*"). Za proračun vremensko-temperaturnog indeksa potrebno je poznavati *geotermijski gradijent* (G_T). Njegova vrijednost ovisi o vrsti sedimenta i toplinskom toku, a izražava se u $^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ (ponekad zbog jednostavnosti samo u $^{\circ}\text{C}$). U Hrvatskoj vrijednosti gradijenta najčešće su u intervalu između 2,5 i 7,5 $^{\circ}\text{C}$ (JELIĆ i PAVIČIĆ, 1999.). Prema istoj slici, unutar Bjelovarske uleknine te vrijednosti kreću se od 3,8 do 6,9 $^{\circ}\text{C}$, a cijelo područje se nalazi približno između maksimuma zapadnog dijela Dravske depresije i minimuma uz Papuk i Psunj. Također, autori ističu kako u hrvatskom dijelu Panonskog bazena "pozitivne" anomalije gradijenata (a time i toplinskog toka) približno odgovaraju položaju mjesta na kojima je otkriveno jedno ili više naftnih i/ili plinskih polja.

Metodu nazvanu $\text{EASY}\%R_o$ razvili su SWEENEY i BURNHAM (1990.) i objavili nekoliko nomograma za praktičnu upotrebu određivanja zrelosti. Na **slici 4.6** prikazan je nomogram kojim se određuje nepoznata varijabla iz para R_o -TTI. Pri tomu oznaka R_o označava vrijednost *vitritinne refleksije*, to jest to je optička vrijednost zrelosti organske tvari. Što je ta vrijednost veća, organska tvar je zrelija. Druga kratica, TTI, objašnjena je u prethodnom pasusu, te predstavlja vrijednost zrelosti koju je organska tvar postigla u promatranom temperaturnom intervalu. Zbroj svih intervalnih vrijednosti daju ukupnu *zbirnu vrijednost vremensko-temperaturnog indeksa* (ΣTTI). Interpretator treba odabrati odgovarajući pravac *termijskog zagrijavanja* ($^{\circ}\text{C}/\text{m.g.}$) ili u zadanim granicama postaviti vlastiti. Pravac se konstruira tako da se očita današnja temperatura (umanjena za prosječnu površinsku godišnju) u sedimentima poznate starosti. Vrijednost se podijeli sa starošću sedimenta (izraženoj u milijunima godina), a rezultat je odnos $^{\circ}\text{C}/1\text{ m.g.}$ nazvan *termijskim zagrijavanjem*. Vrijednosti TTI i R_o na kojima se stvaraju određene vrste ugljikovodika, ili granice između pojedinih generirajućih faza, prikazane su u **tablici 4.2**.



Slika 4.6: Određivanje vrijednosti R_o i TTI uz različite iznose termijskog zagrijavanja. "Naftni prozor" je osjenčan (SWEENEY i BURNHAM, 1990.)

TTI	R_o	Vrsta ugljikovodika
1	0,40	Kondenzat iz rezinita
3	0,50	Eventualno nafta iz kerogena bogatog sumporom
10	0,60	Početak 'naftnog prozora'
15	0,65	
20	0,70	
50	0,90	Maksimum generiranja, normalna nafta
75	1,00	Normalna ili lagana nafta
180	1,35	Kondenzat i mokri plin
500	1,75	Mokri plin
900	2,00	Suhi plin

Tablica 4.2: Usporedba vrijednosti TTI, R_o i vrste nastalih ugljikovodika (WAPLES, 1988.)

4.2. GENETSKA I MORFOLOŠKA PODJELA LEŽIŠTA UGLJIKOVODIKA ILI KLASIFIKACIJA ZAMKI

Za postanak naftnoga ležišta važna su tri čimbenika: kolektorska stijena, sustav povezanih pora i pogodno mjesto nakupljanja. Akumulacija nafte i plina događa se samo u jednom dijelu kolektora, što je uvjetovano petrološkim (litološkim) sastavom, geološkim oblikom i položajem kolektorske stijene. Osim stijena kolektorskih ili ležišnih značajki, važna je prisutnost i laporovitih, glinovitih i drugih slabo propusnih ili nepropusnih stijena. One čine pokrov ili oblogu kolektora. Njihova prisutnost omogućuje „zatvaranje“ i nakupljanje nafte i plina u određenom prostoru, tj. one sprječavaju daljnju migraciju i/ili disperziju nafte i plina.

Oblik i prostor kolektora u kojem se nafta i plin nakupljaju, a iz kojih ne mogu izaći, nazivaju se zamkom ili lovkom ili trapom. Taj oblik i prostor predstavljaju ustvari samo ležište (engl. *oil pool, oil-gas-reservoir, trap*; rus. *zalež, mestoroždenie, lovuska*). Više ležišta u jednom području projicirana na površinu terena nazivaju se naftnim poljem (engl. „*oil-gas-field, oil bearing area, productive area*“; rus. „*nefte-gasonosnaja ploščad*“).

Geološki oblik ležišta uvjetovan je odnosom kolektora prema okolnim slabopropusnim ili nepropusnim stijenama.

Poznate su različite vrste ili tipovi ležišta. U stranoj literaturi, nalaze se iscrpno razrađene podjele na pojedine skupine, podskupine i vrste. Ovdje se iznose samo dvije podjele ili klasifikacije s njihovim najvažnijim elementima.

4.2.1. Podjela po I. O. Brodu

Jednu od najpotpunijih podjela ležišta načinio je I. O. BROD (BROD, 1945.; BROD i JEREMENKO, 1957.) i to prema vrstama rezervoara i tipovima zamki. Prema toj podjeli sva ležišta nafte i plina razvrstana su prvo prema tipu rezervoara na tri osnovne skupine, one u podskupine te dalje u vrste:

- I. slojna ležišta
- II. masivna ležišta
- III. ležišta litološki ograničena sa svih strana ili ležišta nepravilnih oblika

Svaka se skupina dalje dijeli na podskupine koje uključuje više vrsta zamki. Sama podjela izgleda ovako:

I. slojna ležišta

1. zasvođena (s vodom)
 - a) nedislocirana (bez rasjeda)
 - b) slabo dislocirana (prisutan manji broj rasjeda)
 - c) jako dislocirana (prisutni brojni rasjedi)

2. ekranizirana (ili s ekranom)

- a) tektonski
- b) stratigrafski
- c) litološki

II. masivna ležišta

1. u strukturnim izdignućima (tektonskoga podrijetla)

- a) nedislocirana (bez rasjeda)
- b) dislocirana (prisutni rasjedi)

2. u erozijskim izdignućima (unutar paleoreljefa)

3. u biogenim izdignućima

- a) pojedinačno biogeno izdignuće
- b) skupina izdignuća sa zajedničkim dodirom nafta-voda

III. ležišta litološki ograničena sa svih strana ili ležišta nepravilnih oblika

1. ograničena nepropusnim stijenama

- a) u pješčenjačkim lećama unutar glina
- b) u zonama povećane poroznosti okruženima nepropusnim stijenama

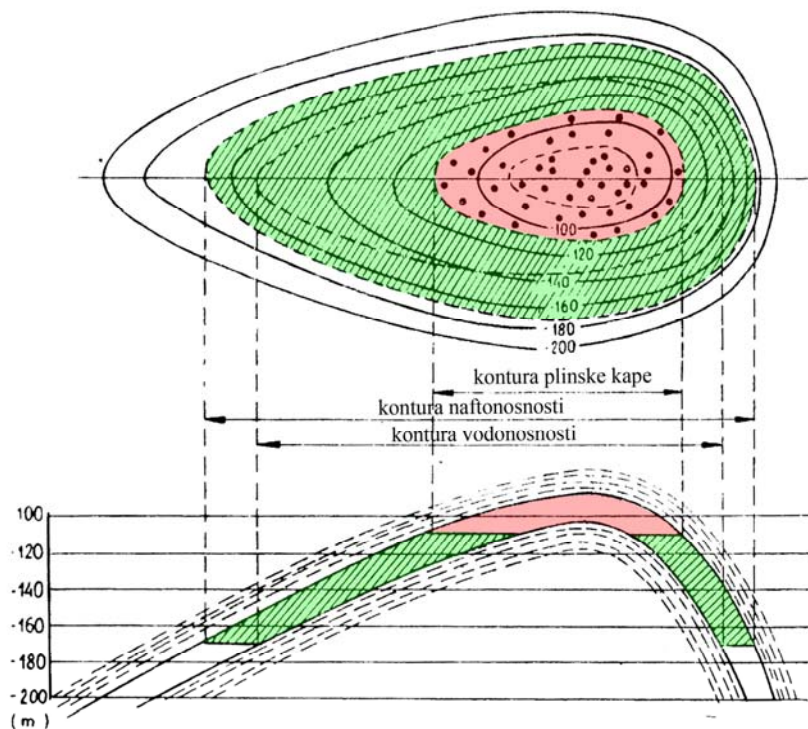
2. ograničena vodom zasićenim stijenama

- a) u pješčenjačkim lećama
- b) u karbonatnim stijenama

3. ograničena litološki i vodom

4.2.1.1. Slojna ležišta

U skupinu slojnih ležišta spadaju ležišta nafte i plina koja se nalaze u zamkama unutar slojnih rezervoara (**slika 4.7**) (rezervoari izgrađeni od sedimentnih stijena s dobro izraženom slojevitošću). Takvi rezervoari mogu biti slojevi pijeska, pješčenjaka, pjeskovitih glina, okršenih i raspucanih vapnenaca, raspucanih marlita i dr. Važna značajka slojnih rezervoara je stalna debljina i litološki sastav te su uvijek ograničeni u krovini i u podini nepropusnim stijenama koje onemogućavaju filtraciju fluida, to jest daljnju migraciju. Unutar bazena, depresija i uleknina gotovo uvijek se nalazi više slojnih rezervoara međusobno odvojenih nepropusnim naslagama pri čemu kretanje vode teče samo bočno, a diferencijacija plina, nafte i vode u svakome od njih, samostalno.

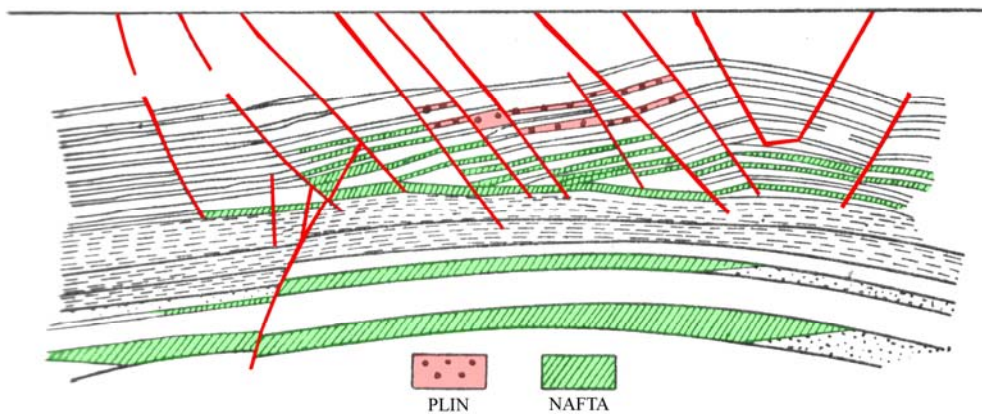


Slika 4.7: Shema zasvođenog slojnog ležišta (BROD i JEREMENKO, 1957.)

Zamke za naftu i plin u slojnim rezervoarima nastaju povijanjem (boranjem) u obliku svoda (antiklinala) ili stvaranjem određenoga ekrana u smjeru pružanja sloja naviše. Nafta i plin mogu stvoriti ležište u okviru zamki samo ako voda koja leži ispod njih zatvara zamku i sprječava njihovo daljnje kretanje po sloju, ili migraciju i raspršivanje.

Prema karakteru zamke, sva slojna ležišta dijele se na dvije podskupine: (1.) na zasvođena ležišta i na (2.) ekranizirana ležišta.

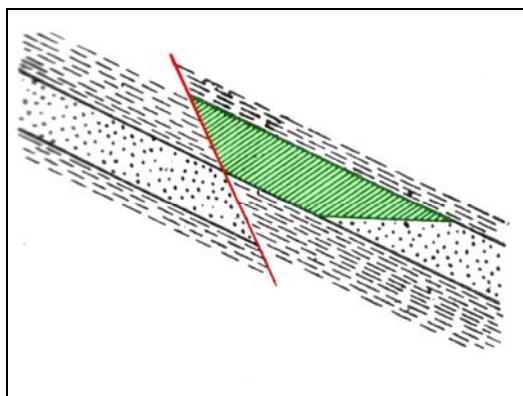
(1.) Zasvođena slojna ležišta uključuju sva slojna ležišta koja imaju zamku oblikovanu u obliku svoda, dakle u obliku antiklinala. Ležišni dio je u donjem dijelu ograničen sa svih strana vodom. Ploha dodira nafte i vode ili plina i vode (ako u ležištu nema nafte) obično je vodoravna. Prema složenosti strukture ležišta te podskupine mogu biti nedislocirana kada nema rasjedanja, tj. kada nema rasjeda. Nadalje, mogu biti slabo ili jako dislocirana kada se opažaju rasjedi različitoga tipa i utjecaja na oblik strukture (**slika 4.8**). Rasjedima čiji su skokovi veći od debljine rezervoara, strukture mogu biti razbijene u blokove do te mjere da se stvaraju zasebna ležišta.



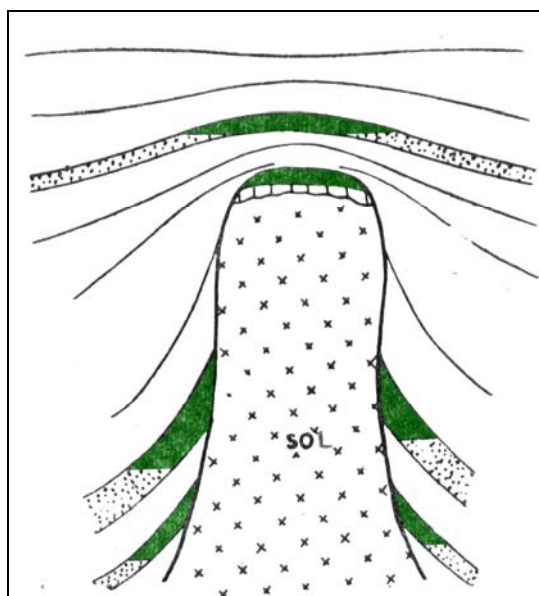
Slika 4.8: Utjecaj rasjeda na izgled strukture - prikaz naftnog polja Kola
(BROD i JEREMENKO, 1957.)

(2.) Ekranizirana slojna ležišta su ona kod kojih su zamke oblikovane stvaranjem neke zapreke (ekrana) u sloju rezervoarske stijene koja onemogućava daljnju migraciju i/ili disperziju. Zapreka je najčešće nastala prije procesa nakupljanja ugljikovodika. No, može nastati i naknadno ali tada se stvaraju nova ležišta na račun staroga i prerspodjele plina, nafte i vode. Ekranizirana ležišta osim što su zatvorena u podini i krovini sloja, zatvorena su i ekranom na jednom dijelu sloja koji se obvezno nalazi u smjeru nagiba sloja naviše. Prema podrijetlu ekran može biti (a) tektonski, (b) stratigrafski i (c) litološki.

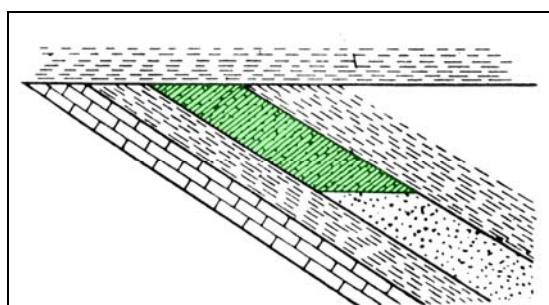
Tektonski ekran najčešće predstavljaju rasjedi kojima je kolektor u smjeru nagiba naviše doveden u dodir s nepropusnom stijenom (**slika 4.9**) U tu vrstu uključena su i ležišta ekranizirana pod utjecajem intruzija soli-dijapirizma (**slika 4.10**). **Stratigrafski** ekrani nastaju zbog diskordantnoga nalijeganja nepropusnih stijena preko kolektorskih stijena (**slika 4.11**). Prije prekrivanja obično je ležišna stijena bila određeno geološko vrijeme izložena trošenju-eroziji i denudaciji (hijatus). Tu spadaju i ekrani nastali nakupljanjem asfalta koji zatvaraju ležište. **Litološki** ekrani nastaju zbog promjene litološkoga sastava unutar sloja, tj. u sloju se prema naviše gube ležišne značajke (**slika 4.12**). To je primjerice slučaj kada pješčenjak u sastavu sve više sadržava prašinate i/ili glinovite komponente (bočna promjena facijesa) ili se stvorio cement zapunivši porni prostor. Sličan učinak je kada propusni sloj uklinjava unutar nepropusnih stijena.



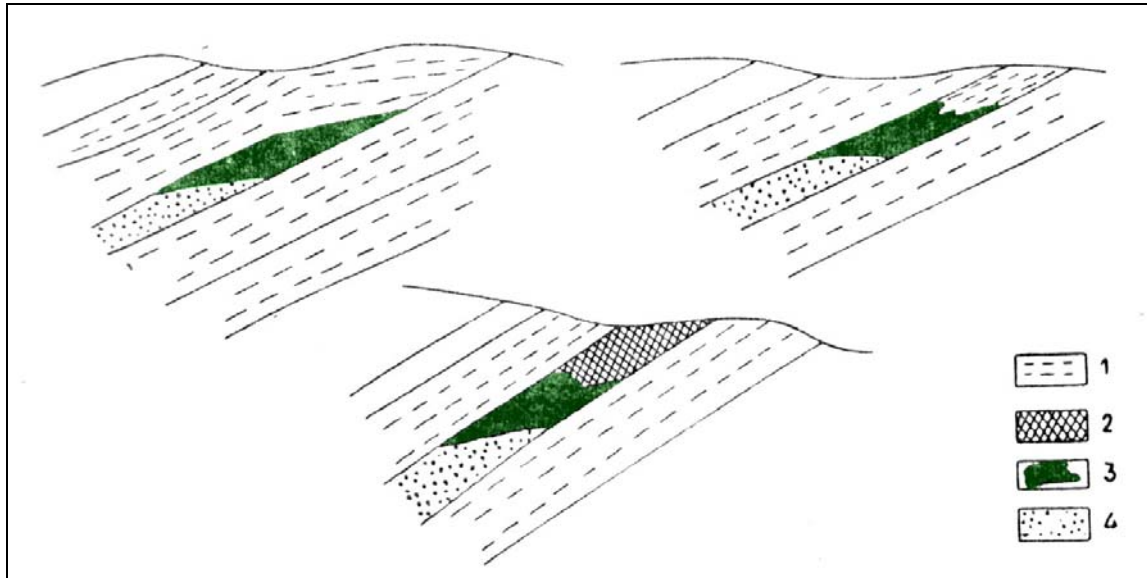
Slika 4.9: Prikaz slojnog, tektonski ekraniziranog ležišta



Slika 4.10: Primjeri tektonski ekraniziranih ležišta stvorenih intruzijom soli



Slika 4.11: Prikaz slojnog, stratigrafski ekraniziranog ležišta



Slika 4.12: Prikaz slojnih, litološki ekranitiranih ležišta (1-lapor, 2-naknadno cementiran pješčenjak, 3-dio kolektora zasićen naftom, 4-dio kolektora zasićen slojnom vodom)

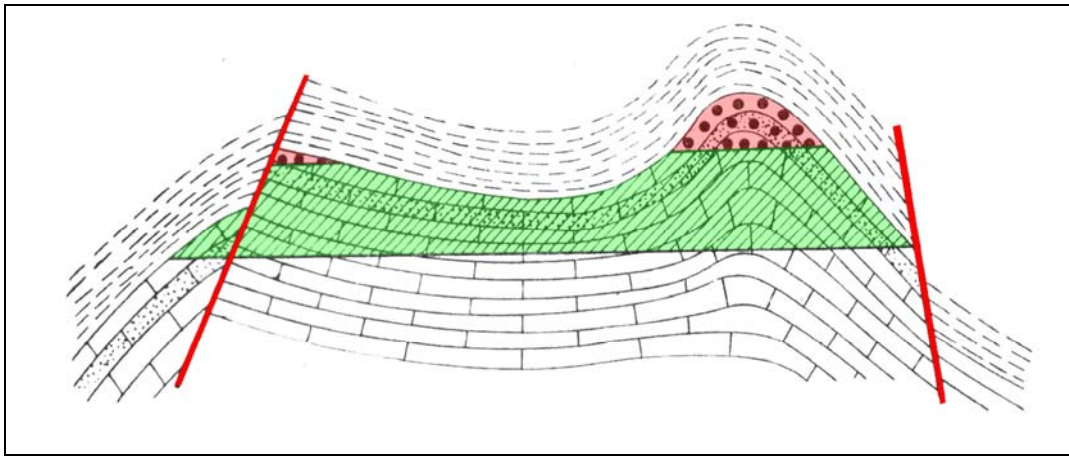
4.2.1.2. Masivna ležišta

Masivna ležišta odnose se na akumulacije nafte i plina u masivnim stijenama rezervoarskih značajki. I tu je voda osnovni čimbenik postanka ležišta. U masivnim rezervoarima prevladava vertikalna cirkulacija fluida prema krovini „masiva“. Prigodom diferencijacije plina i nafte iz vode oni se nakupljaju iznad vode u vršnom dijelu izdignutih „masiva“.

U masivnim ležištima granice između plina i vode te nafte i vode sijeku tijelo masivnoga rezervoara neovisno od struktura i tekstura stijene koja ga izgrađuje. Prema toj značajki vrlo se lako razlikuju masivna ležišta od slojnih.

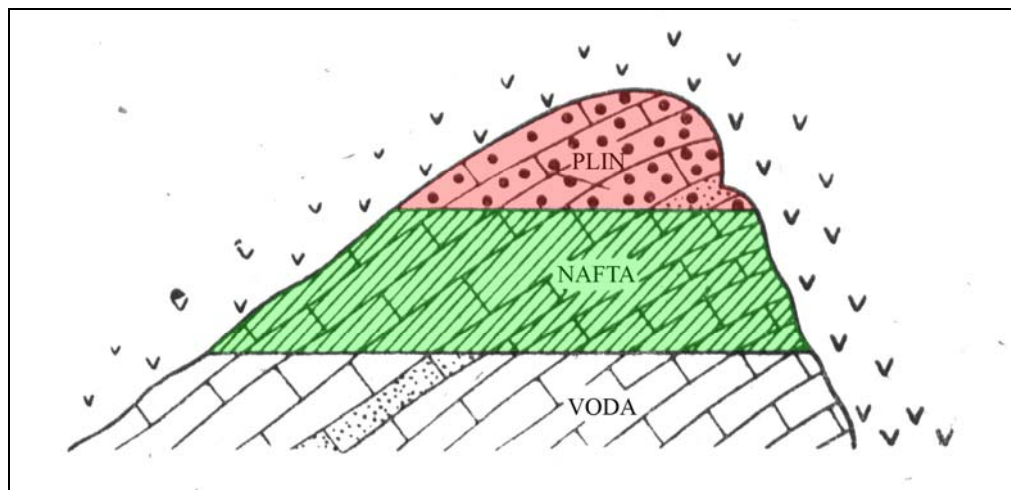
Zamke za naftu i plin u masivnim rezervoarima nastaju u naistaknutijim dijelovima „masiva“. „Masivi“ mogu biti različitoga sastava i podrijetla. Prema sastavu mogu biti homogeni i heterogeni, s izraženom slojevitošću ili bez nje. Ako postoji slojevitost, ona ne utječe na stvaranje i oblik ležišta. Prema sastavu, ta su ležišta najčešće vapnenačka i dolomitna, a u hrvatskome dijelu Panonskoga bazena vrlo su karakteristična ona izgrađena od magmatskih i metamorfnih stijena („*buried hill*“). Ovisno o podrijetlu „masiva“, daljna podjela na podskupine obuhvaća (1.) masivna ležišta u strukturnim izdignućima tektonskoga podrijetla, (2.) masivna ležišta koja se nalaze u izdignućima nastalima pod utjecajem erozije i denudacije i (3.) masivna ležišta u izdignućima biogenoga podrijetla.

(1.) Masivna ležišta u strukturnim izdignućima tektonskoga podrijetla nastala su boranjem ili rasjedanjem velikih masa stijena u okviru većih tektonskih jedinica (**slika 4.13**), poglavito u terenima s debelim slijedom vapnenaca i dolomita (hrvatski Dinaridi sa 7 do 8 km debelim naslagama karbonata).



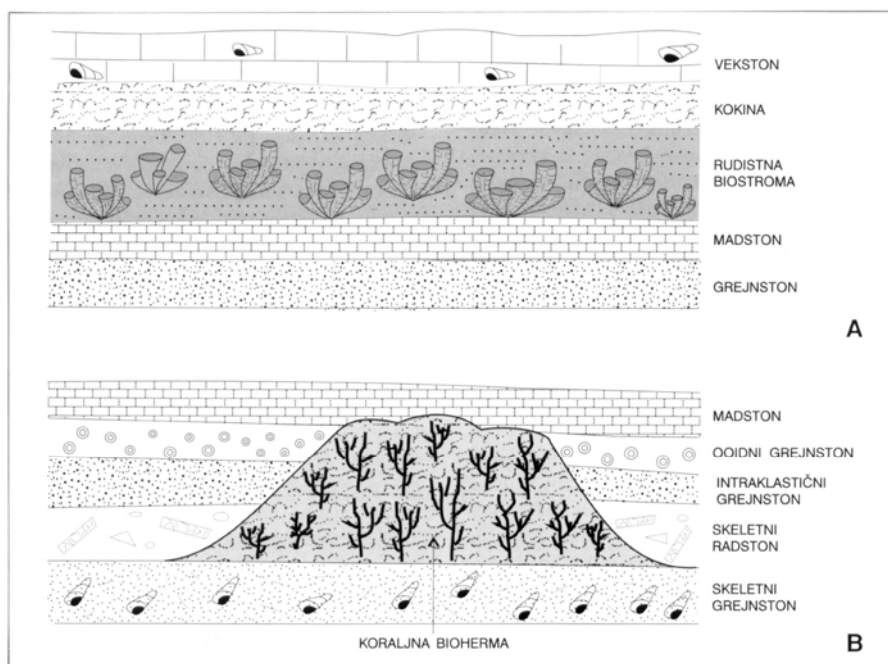
Slika 4.13: Prikaz masivnog ležišta u strukturnom uzdignuću tektonskog podrijetla

(2.) Masivna ležišta u izdignućima erozijskoga-denudacijskoga podrijetla nastala su u istaknutim dijelovima paleoreljefa (**slika 4.14**). To su izdignuti ostatci negdašnjeg reljefa-kopna (paleoreljefa) izloženoga dugom hijatusu, tj. trošenju dok je bilo kopno te nakon toga prekriveno zahvaljujući transgresiji, mlađim nepropusnim stijenama (stijene u podlozi tercijarnih naslaga u Panonskom bazenu). U njima je poroznost obično drugotna-pukotinska.



Slika 4.14: Prikaz masivnog ležišta u erozijskom uzdignuću

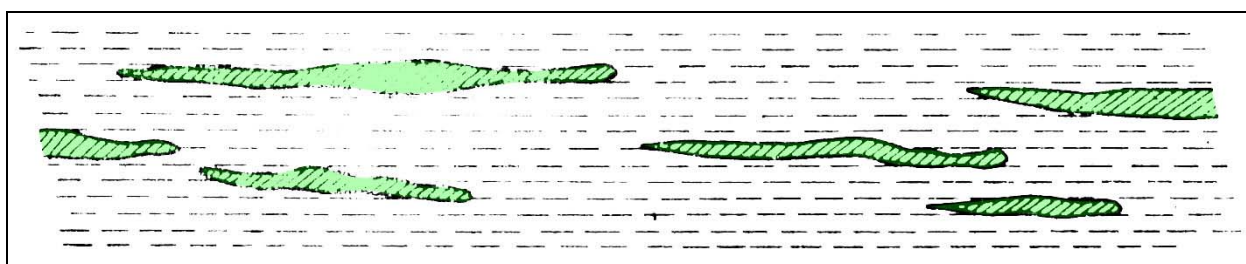
(3.) Masivna ležišta u biogenim izdignućima predstavljaju ležišta unutar istaknutih dijelova organogenih vapnenaca. Ako vapnenac sadržava dobro očuvane skelete ili ljuštore organizama litificiranih u položaju i na mjestu rasta, tada su to organogeni grebeni ili je to biolititni vapnenac. Glede morfoloških značajki takva tijela i njegova odnosa prema vapnencima u podini i krovini postoje **biostrome** koje imaju oblik sloja ili velike leće s uglavnom konkordantnim odnosom prema stijenama u podini i krovini i **bioherme** kao kupolasto ispupčena tijela gromadastoga oblika nastali litifikacijom grebenotvornih organizama u položaju i na mjestu rasta (**slika 4.15**) (kolonije koralja, briozoji, hidrozoji, stromatoporoidi, serpuliti, gastropodi).



Slika 4.15: Primjeri okoliša u kojima se mogu otkriti masivna ležišta u biogenim izdignućima

4.2.1.3. Ležišta litološki ograničena sa svih strana ili ležišta nepravilnih oblika

Ležišta litološki ograničena sa svih strana ili **ležišta nepravilnih oblika** je skupina litološki ograničenih ležišta nafte i plina nepravilnoga, najčešće lećastoga ili gnjezdastoga oblika, koja su sa svih strana ograničena praktički nepropusnim stijenama (**slika 4.16**). Za razliku od prvih dviju skupina, u litološki ograničenim ležištima voda nije čimbenik postanka ležišta jer su ona nastala tijekom procesa prvotne migracije ugljikovodika, dakle migracije unutar matične stijene. Općenito, riječ je o manjim ležištima bez veće gospodarske vrijednosti.



Slika 4.16: Prikaz ležišta ograničenih sa svih strana nepropusnim stijenama

I na kraju, I.O. Brod ističe da ne isključuje postojanje prijelaznih tipova ležišta između opisanih triju skupina, štoviše, to smatra vrlo vjerojatnim.

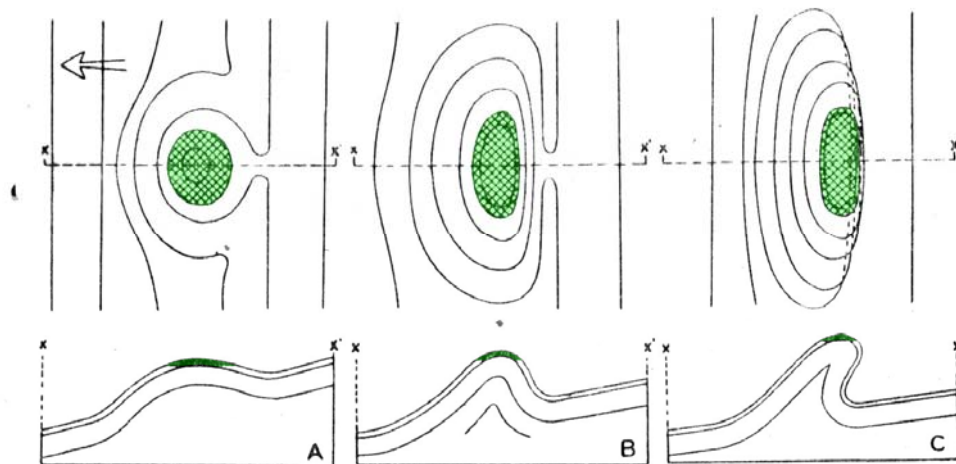
4.2.2. Podjela prema A. I. Levorsenu

A. I. Levorsen (LEVORSEN, 1956.) sve je zamke, to jest ležišta nafte i plina vezane za njih podijelio na:

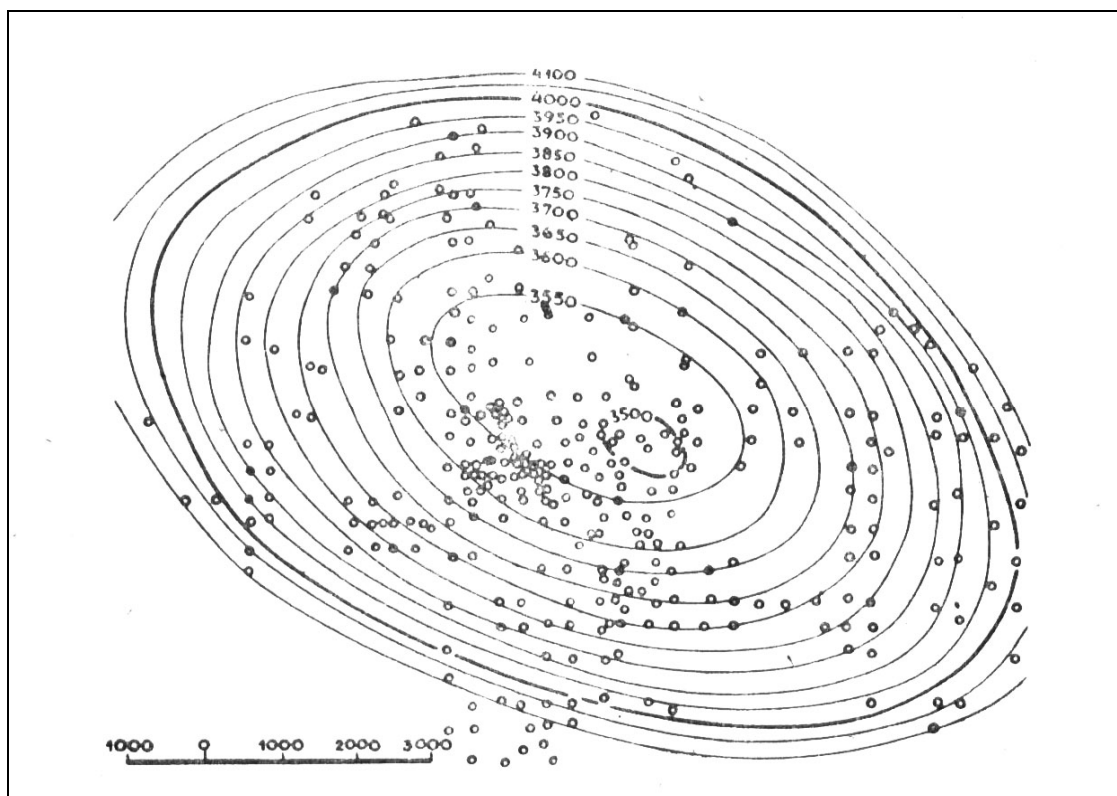
- Strukturne zamke
- Stratigrafske zamke
- Kombinirane (strukturno-stratigrafske) zamke

4.2.2.1. Strukturne zamke

Strukturna zamka prema mišljenju A. I. Levorsena je takva zamka koja ima konveksan oblik, nastao pri lokalnoj deformaciji boranjem i/ili rasjedanjem (**slike 4.17 i 4.18**). Donja granica ležišta nafte i plina u okviru konveksne strukturne zamke, predstavljena je podinskom ili rubnom vodom.



Slika 4.17: Idealizirani primjeri strukturnih zamki nastalih boranjem



Slika 4.18: Strukturna karta po krovini ležišta sa strukturnom zamkom, naftno polje Santa Fe Springs

Zamke koje su prevladavajuće strukturnog tipa, mogu nastati tektonskom deformacijom stijena izazvanom na 5 glavnih načina:

- boranjem,
- rasjedanjem (normalnim ili reverznim),
- tektonskim fragmentiranjem stijena,
- intruzijom evaporita ili eruptiva,
- kombinacijom navedenih načina.

Zamke nastale boranjem

Strukturne zamke koje su nastale uglavnom ili jedino boranjem sedimentnih stijena obuhvaćaju sve strukture od plitkih i okruglastih doma do izduženih i uskih antiklinala, koje mogu biti simetrične i asimetrične, pa čak i prebačene. Vertikalna udaljenost od najviše točke zamke do najniže zatvorene konture (visina zatvaranja) može iznositi od nekoliko centimetara pa do nekoliko stotina metara.

Uzroci boranja mogu biti različiti počevši od mehanizma horizontalne kompresije, tangencijalnih ili kombiniranih tlakova, boranja zbog slijeganja, pa do nasljednih struktura preko paleoreljefa, kompakcije sedimenata i dijapirizma.

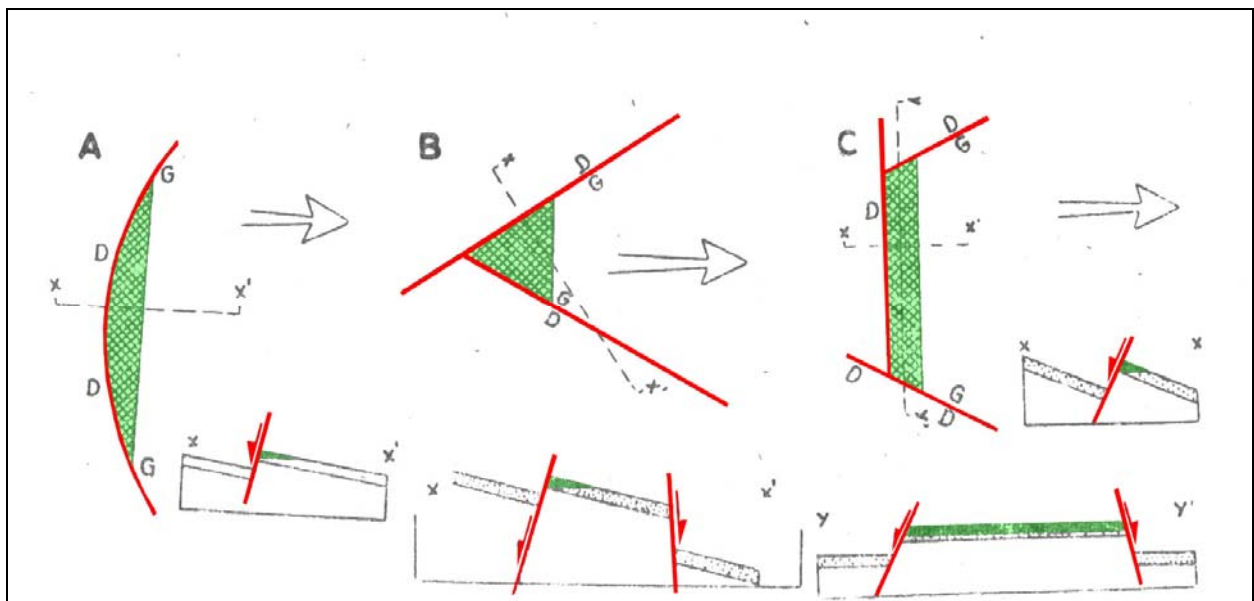
Samo boranje u određenim područjima može biti rezultat jedne ili više faza boranja. Strukturna zamka nastala boranjem može biti s i bez rasjeda.

Strukturne zamke nastale rasjedanjem

U tu skupinu zamke spadaju one koje su u uglavnom ili potpuno nastale pri normalnom ili reverznom rasjedanju. Rasjedanje često može biti jedini uzrok stvaranja strukturne zamke, ali se češće javlja u kombinaciji s ostalim strukturnim čimbenicima, kao što su boranje, nagib i zasvođenost sedimenata ili sa stratigrafskim i litološkim varijacijama.

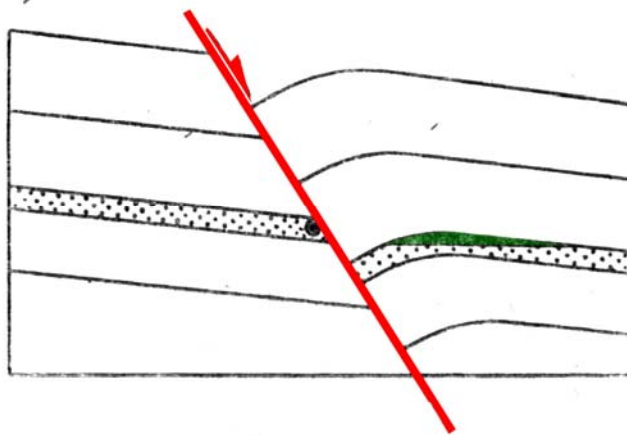
Normalno rasjedanje

Na **slici 4.19** prikazano je nastajanje strukturnih zamki nastalih utjecajem normalnog rasjedanja u kombinaciji s regionalnim monoklinalnim nagibom sedimenata.



Slika 4.19: Dijagram karakterističnih strukturnih zamki nastalih utjecajem normalnog rasjedanja u kombinaciji s regionalnim monoklinalnim nagibom

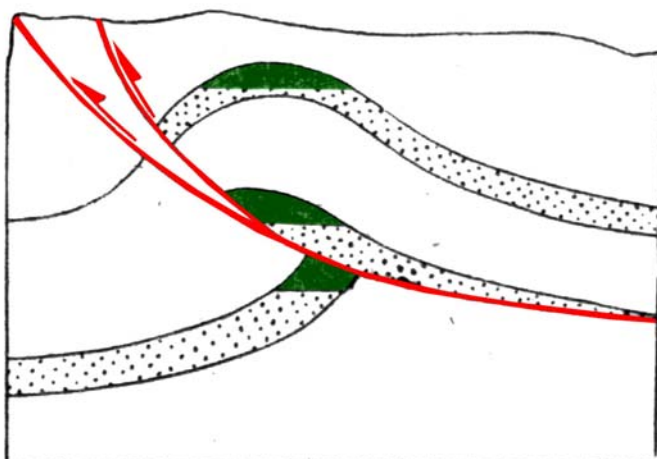
Rasjedi vrlo često uvjetuju tzv. blokovitu građu pa tada polje sadržava više zasebnih ležišta. U takvim slučajevima rasjed postaje granica ležišta. Većina ležišta u okviru zamki nastalih normalnim rasjedanjem nalaze se u krovinskom krilu rasjeda. Ležišta u zamci u podinskom krilu rasjeda su rijetka i njihov postanak može se objasniti kombinacijom slabe tektonske djelatnosti, boranjem podinskoga krila rasjeda i ekranizacijom kolektorske stijene rasjedom. Primjeri su otkriveni u Galf Costu u Teksasu i Lousiani (**slika 4.20**).



Slika 4.20: Prikaz strukturne zamke nastale u krovinskom krilu rasjeda pri normalnom rasjedanju (LEVORSEN, 1956.)

Reversno i navlačno rasjedanje

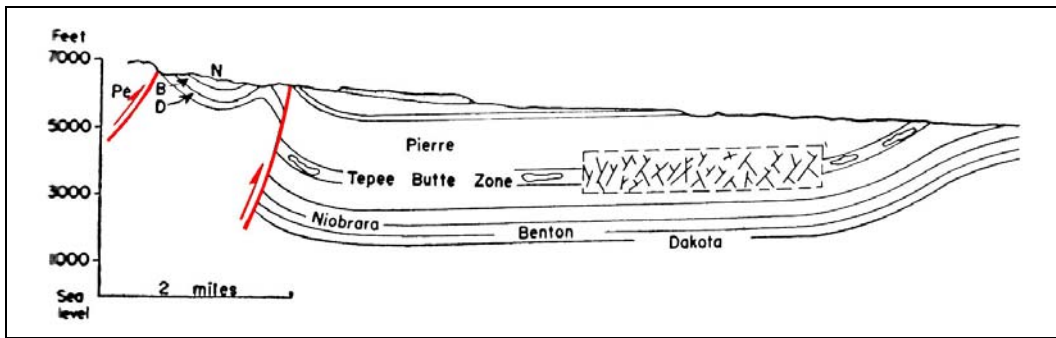
Zamke vezane za reversno i navlačno rasjedanje mogu se stvoriti ispod i iznad ravnine rasjeda (**slika 4.21**). Zamka može biti ograničena rasjedom s jedne strane, ali mnogo češće se nalazi u borama koje su nastale u svezi rasjedanja.



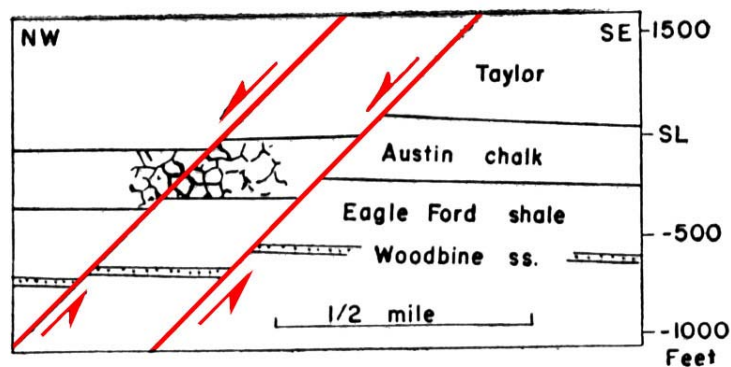
Slika 4.21: Prikaz karakterističnih mjesta strukturnih zamki nastalih navlačnim i reverznim rasjedanjem

Strukturne zamke nastale fragmentiranjem stijena

U slučaju niza povoljnih okolnosti zamka može nastati tektonskim fragmentiranjem stijena, pri čemu se stvara šupljikava i propusna sredina. Primjer je na **slikama 4.22 i 4.23**.



Slika 4.22: Primjer nastanka zamke tektonskim fragmentiranjem ležišne stijene (LEVORSEN, 1956.)



Slika 4.23: Još jedan primjer fragmentiranja (kataklaziranja) stijene u području rasjedne zone (LEVORSEN, 1956.)

Najveći broj do sada pronađenih ležišta nafte i plina mogu biti klasificirani u ležišta sa strukturnom zamkom. Najvažnija osobina strukturnih zamki su velika varijabilnost tektonskih procesa tijekom kojih mogu nastati zamke i velika vertikalna raširenost strukturne zamke kroz moguće proizvodne stijene.

Ležišta koja se nalaze u strukturnim zamkama obično sadržavaju naftu manje gustoće, češće imaju plinsku kapu i aktivnu vodu kao energiju ležišta u odnosu prema ležištima s drugom vrstom zamke. Strukturne zamke, to jest ležišta u njima, lakše je istraživati jer su strukturne deformacije u kojima se nalaze te zamke raširene, karakteristične i razmjerno ih se lako može „prepoznati“ na osnovi geofizičkih mjerenja.

4.2.2.2. Stratigrafske zamke

Termin „stratigrafske“ zamke u literaturu i uporabu uveo je A. I. Levorsen (LEVORSEN, 1956.). Tim su pojmom obuhvaćene sve zamke kod kojih je glavni element stvaranja zamke stratigrafske, litološke ili stratigrafsko-litološke naravi, tj. procesa. U procesu tih promjena, u kolektorskoj stijeni u smjeru uzgona stvara se zapreka koja sprječava daljnje kretanje fluida prema površini. Takvu zapreku mogu predstavljati pojedine zone samog kolektora sa

smanjenim, ili uništenim kolektorskim svojstvima. Tu također pripadaju promjene facijesa, lokalne varijacije šupljikavosti, propusnosti ili bilo koje promjene kolektorske stijene pod uvjetom da nisu tektonskog podrijetla.

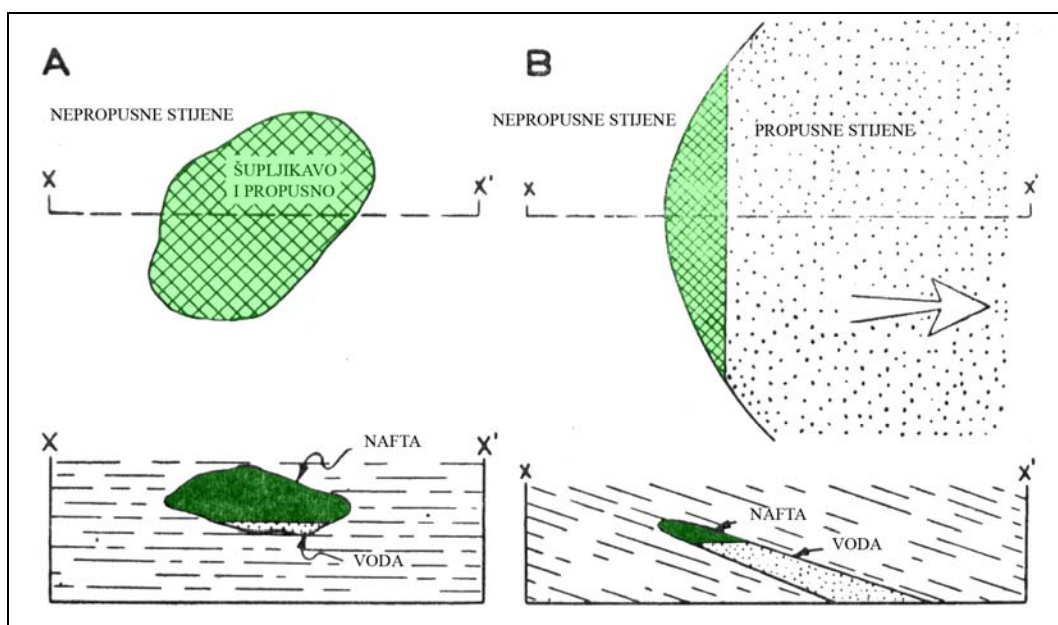
Prema Levorsenovu mišljenju, stratigrafske zamke dijele se na primarno-stratigrafske i sekundarno-stratigrafske. Zamke prve vrste stvaraju se u procesu sedimentacije i dijageneze kolektorske stijene. Sekundarno-stratigrafske zamke stvaraju se pod djelovanjem raznih čimbenika na kolektorsku stijenu, nakon stvaranja same stijene. U tu skupinu spadaju zamke nastale naknadnom cementacijom pojedinih dijelova kolektora, stvaranjem zapreka oksidacijom nafte u gornjim dijelovima kolektora te kada preko nagnute kolektorske stijene, diskordantno naliježu mlađe stijene izolatorskih svojstava.

Primarno-stratigrafske zamke

Dijele se na dvije skupine:

- leće, različiti facijesi klastičnih stijena te magmatske stijene
- leće i facijesi kemijskih i biokemijskih stijena, uključujući biostrome, organogene sprudove i bioherme

Na **slici 4.24** prikazana je shema primarno-stratigrafskih zamki. U slučaju A zamka je samo rezultat sedimentacije, dok se u slučaju B može vidjeti utjecaj regionalnoga nagiba naslaga predstavljenoga monoklinom (primjeri se odnose samo na zamke sastavljene od klastičnih stijena).



Slika 4.24: Prikaz primarno-stratigrafskih zamki (LEVORSEN, 1956.)

A-tipična lečasta zamka potpuno okružena nepropusnim stijenama

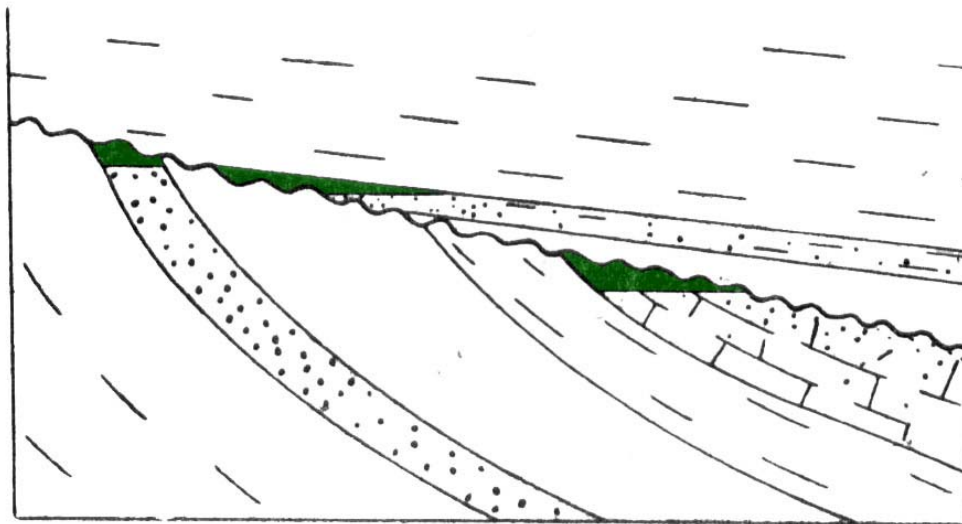
B-Isklinjavanje propusnih stijena u smjeru uzgona

U drugoj skupini primarno-stratigrafskih zamki ležišta ugljikovodika ekonomske važnosti karakterizira:

- šupljikavi facijesi, litofacijesi ili biofacijesi zatvoreni nepropusnim naslagama; biofacijesi su obično sastavljeni od fosilnih ostataka organizama (biostrome),
- šupljikavi karbonatni masivi u obliku uzdignuća ili leća, koji se uglavnom sastoje od fosilnih ostataka organizama i koji su prekriveni nepropusnim stijenama. Takav sustav sedimentata naziva se organogenim sprudovima ili biohermama (npr. **slike 4.14 i 4.15**).

Sekundarno-stratigrafske zamke

Sekundarno-stratigrafske zamke nastaju kao rezultat stratigrafskih okolnosti i izmjena koje se događaju nakon sedimentacije i dijageneze sedimenta. To su najčešće zamke koje su u vezi sa stratigrafskim diskordancijama. Na **slici 4.25** prikazana je osnovna shema tih zamki koja dobro prikazuje njihov karakter.



Slika 4.25: Prikaz sekundarno-stratigrafskih zamki vezanih za diskordancije
(LEVORSEN, 1956.)

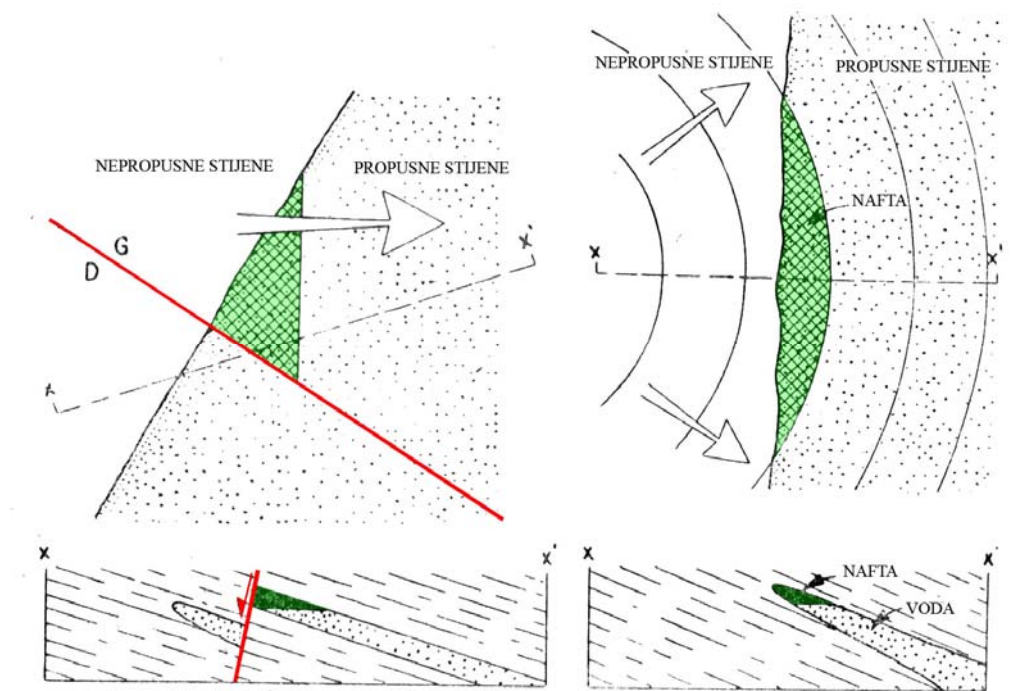
4.2.2.3. Kombinirane (strukturno-stratigrafske) zamke

U nekim zamkama uloga strukturnog i stratigrafskog čimbenika, pri stvaranju, podjednako je zastupljena. Takve zamke predstavljaju **strukturno-stratigrafske, ili kombinirane zamke (slika 4.26)**.

Stvaranje strukturno-stratigrafske zamke događa se u dvije faze: stratigrafskoj i strukturnoj (tektonskoj). U stratigrafskoj fazi, pod djelovanjem stratigrafskih čimbenika, dolazi do stvaranja stijene-kolektora. U tektonskoj fazi događa se strukturna deformacija i konačno stvaranje zamke. Najčešće, djelovanje stratigrafskog čimbenika prethodi strukturnom. Iznimke

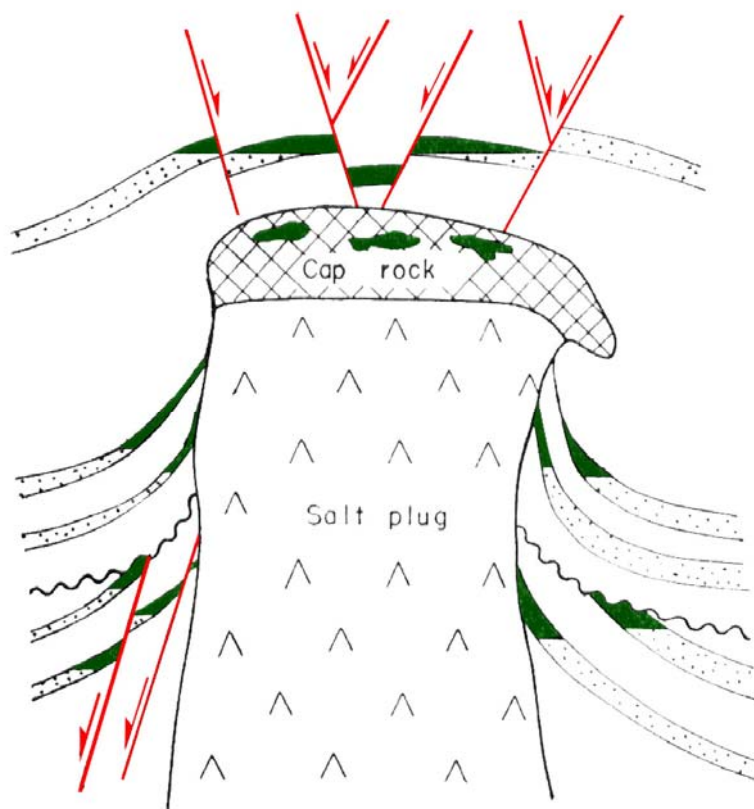
su kada naknadno nastaje cementacija, ili pri naknadnom stvaranju zapreke unutar kolektorske stijene.

Skupina naftnih i plinskih ležišta koja je vezana za kombinirane zamke u prirodi je vrlo česta, ali su ležišta prema svojoj gospodarskoj vrijednosti vrlo raznolika. U tu skupinu zamki spadaju ležišta antiklinalne građe, ali s kolektorima koji ne zauzimaju njezinu cijelu strukturu nego samo jedan njezin dio. Odsutnost kolektorskih značajki posljedica je facijesne izmjene u pojedinim dijelovima antiklinalne, isključivanja po osi antiklinalne ili uništavanja kolektora na vrhu antiklinalne u procesu erozije uz naknadno prekrivanje strukture mlađim sedimentima koji su zasvođeni u procesu naknadnog boranja.



Slika 4.26: Prikaz karakterističnih kombiniranih (strukturno-stratigrafskih) zamki

U tu skupinu ubrajaju se i zamke nastale u svezi intruzija soli u mlađe stijene čime se oblikuju brojne inačice zamki-strukturne, stratigrafske i kombinirane (**slika 4.27**).



Slika 4.27: Stvaranje kombiniranih zamki uzrokovanih djelovanjem solnog dijapira
(LEVORSEN, 1956.)

A. I. Levorsen ističe da se u kategoriju kombiniranih zamki mogu uvrstiti neke od onih koje su bile određene kao strukturne ili kao stratigrafske zamke budući da se ne može u svakom slučaju točno odrediti prevladavajući čimbenik oblikovanja zamke. Također, određivanje tipa zamke može biti subjektivna ocjena geologa jer su u stvarnim uvjetima „čiste“ vrste (strukturne ili stratigrafske) zamki vrlo rijetki, a mnogo su češće vrste sa značajkama i strukturnih i stratigrafskih zamki, tzv. „prijelazni slučajevi“.

4.3. REPERNI SLOJEVI

Reperni slojevi (još se nazivaju markerima ili ključnim slojevima) imaju jasno i lako prepoznatljiva svojstva u nekome području, a koja ih odvajaju od stijena u krovini i podini. Reperni slojevi obilježeni su malom debljinom, no velikim bočnim rasprostranjem. Njihov ocr je jednak i lako prepoznatljiv na karotažnim dijagramima, a posebno na krivuljama otpornosti. Kod nas su kao markeri izdvojeni laporoviti slojevi unutar neogenskih taložina. Kod korelacije je preporučljivo praćenje dvaju repernih slojeva, jednog u krovini, a drugog u podini korelirane jedinice. U hrvatskom dijelu Panonskog bazena najstariji uvjetni reporni horizont predstavlja diskordancije između tercijarnih (neogensko-kvartarnih) sedimenata i starijih stijena u njihovoj podlozi. Ako su u podlozi tercijarnog sustava magmatske i metamorfne stijene paleozoika taj

uvjetni reporni horizont označava se **Tg**. Ako su u podlozi sedimenti paleozoika i mezozoika taj horizont označava se **Pt**. Upotrebljava se naziv uvjetni reporni horizont jer se ne radi o pravom sloju nego o kontaktu dviju litološki i po starosti bitno različitih stijenskih masa, s vrlo različitim elektrofizikalnim svojstvima.

Ostali važniji reporni slojevi izdvojeni u Hrvatskoj odjeljuju pojedine litostratigrafske formacije unutar depresija, a ponekad i članove. Tako su u **Savskoj depresiji** izdvojeni sljedeći reporni slojevi najvećeg ranga:

- Rs_7 : koji dijeli formacije Prečec i Prkos, tj. naslage od egera do sarmata od sedimenata donjeg panona.
- Rs_5 : dijeli formacije Prkos i Ivanić-grad (donji i gornji panon). Interval Rs_5 - Rs_7 obuhvaća "Croatica-naslage" ("bijeli lapori").
- Z' : dijeli formacije Ivanić-grad i Kloštar-Ivanić (gornji panon i donji pont). Interval Rs_5 - Z' obuhvaća "Banatica-naslage".
- R_ϕ : dijeli formacije Kloštar-Ivanić i Široko Polje (donji i gornji pont). Interval Z' - R_ϕ obuhvaća "Abichi-naslage".
- α' : dijeli formacije Široko Polje i Lonja (gornji pont od dacija, romanija i kvartara). Interval R_ϕ - α' obuhvaća "Rhomboidea-naslage". Interval α' -površina obuhvaća paludinske naslage.

U **Dravskoj depresiji** slična nomenklatura glasi (starosti i biostratigrafske jedinice su iste):

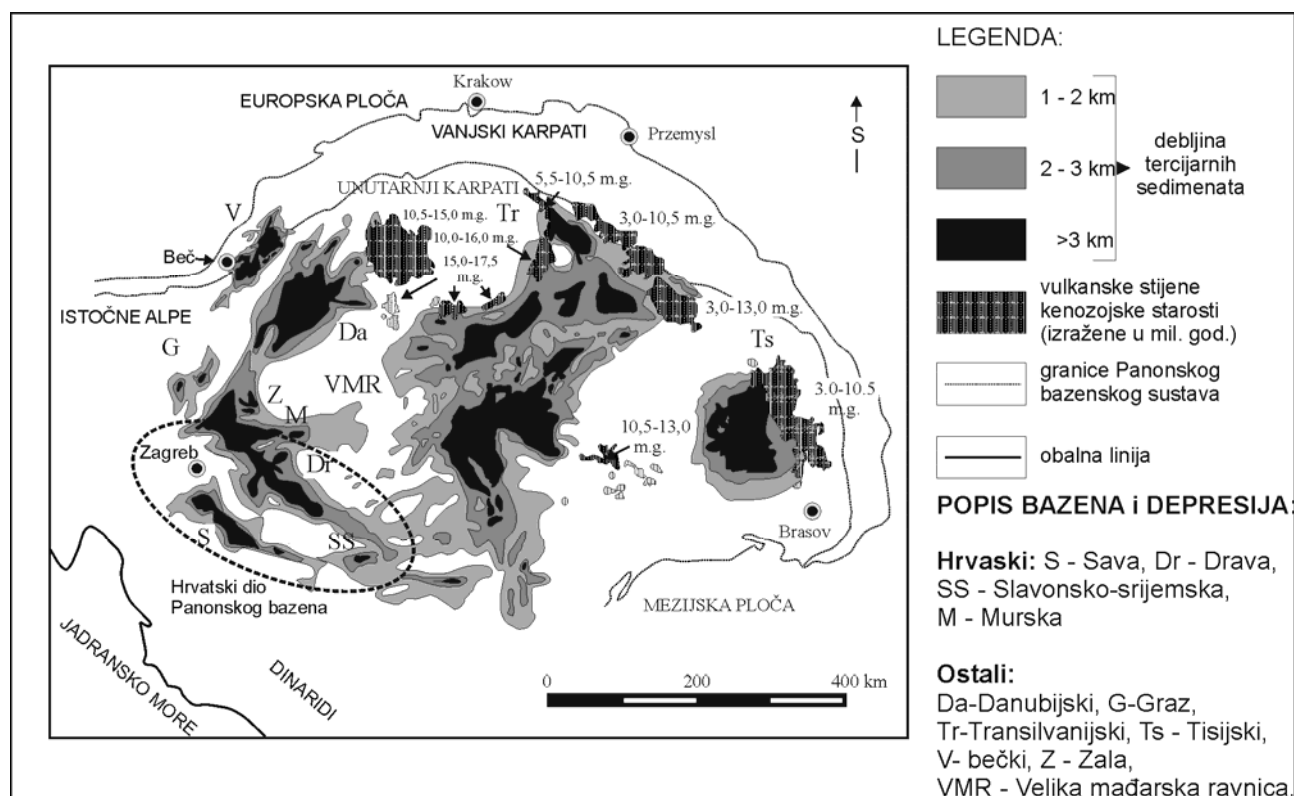
- Rs_7 : dijeli članove Mosti i Križevci unutar formacije Moslavačka gora.
- Rs_5 : dijeli formacije Moslavačka gora i Ivanić-grad.
- Z' : dijeli formacije Ivanić-grad i Kloštar-Ivanić.
- Δ : približno dijeli formacije Kloštar-Ivanić i Bilogora.
- α' : dijeli formacije Bilogora i Lonja.

Važnost markera u opisivanju ležišta ugljikovodika je iznimna. Upravo pomoću tih prepoznatljivih slojeva moguće je pratiti granice pojedinih litostratigrafskih jedinica reda formacija i člana u velikom prostoru. Kartiranje takvih granica omogućava nam izradu različite dubinskogeološke dokumentacije prvenstveno karata (strukturnih, paleostrukturalnih, debljina, tektonskih, litofacijskih), ali i korelacijskih profila te litostratigrafskih stupova.

5. GEOLOGIJA NAFTE HRVATSKE

5.1. HRVATSKI DIO PANONSKOGA BAZENA

Hrvatski dio Panonskoga bazena smješten je na jugozapadu geološke makrojedinice najvećega reda nazvane Panonski bazenski sustav (skr. PBS). Taj prostor smješten je između stare Europske ploče na sjeveru, Alpi na zapadu, Jadranske karbonatne platforme na jugu te Mezijske ploče na istoku (**slika 5.1**).



Slika 5.1: Regionalne geološke makrojedinice unutar Panonskog bazenskog sustava (modificirano prema: ROYDEN, 1988.)

Panonski bazenski sustav pripada skupini pozadinskih bazena (engl. “*back-arc basins*”). Njegovo stvaranje počelo je u otnangu subdukcijom i konvergencijom Apulijske ploče pod Dinaride. Tada je počelo i stvaranje njegove južne (perijadransko-vargarskog lineamenta) i sjeverne granice (Vanjski Karpati). U prostoru između njih otvorene su brojne ekstenzije uz desne i lijeve transkurentne rasjedne sustave (engl. “*dextral and sinistral strike-slips*”), a posljedica je nastanak bazena, potolina i uleknina (**slika 5.1**). Danas prostor PBS-a najvećim dijelom prekriva južni rub europske ploče, a manjim dijelom dio Unutrašnjih Dinarida.

Tektonska aktivnost toga područja (ROYDEN, 1988.), to jest prva ekstenzija počela je u otnangu (18,3-17,2 m.g.; RÖGL, 1996., 1998.), a bila je praćena početkom marinske transgresije. No ta prva transgresija nije prekrila cijelo područje, a posebno ne u isto vrijeme. Tako su sedimenti otnanga na području cijeloga PBS-a tek mjestimično istaloženi, a prvi

miocenski sedimenti na različitim područjima su različite starosti. Ekstenzija je osnažila u karpata (17,2-16,4 m.g.; RÖGL, 1996., 1998.) kada su se na području između Apusena, Mezijske ploče, Karpata i Podolojskog masiva te na rubu Alpi i Češkog masiva taložili uglavnom jezersko-riječni sedimenti (STEININGER et al., 1978.). Na sjeveroistoku Mađarske na rubu tadašnjeg Paratetisa istaloženi su evaporiti, a morski prostor normalnog saliniteta obuhvaćao je zapadni dio središnjeg Paratetisa (dijelovi Poljske, Mađarske, Slovenije, Hrvatske). Veza sa susjednim velikim morskim prostorima je postojala, s Mediteranom sigurna, a Indopacifikom vjerojatna. U sjevernoj Hrvatskoj marinska sedimentacija je egzistirala u najvećem dijelu prostora; u sjeverozapadnom dijelu oko Medvednice, u dijelovima Savske depresije i Slavonije (VRBANAC, 1996.). Ekstenzija se nastavila u badenu (16,4-13,0 m.g.; RÖGL, 1996, 1998) i sarmatu (13,0-11,5 m.g.; RÖGL, 1996., 1998.). Do srednjeg badena velika transgresija prekrila je prostore od Austrije do Rumunjske (Transilvanije) te okolicu Karpata (STEININGER et al., 1978.), a Karpati i Apuseni su bili veliki otoci. U to vrijeme sva tri velika prostora, Mediteran, Središnji Paratetis (Panonski bazen) i Indopacifik, bila su povezana što je dokazano postojanjem brojnih zajedničkih fosilnih vrsta.

U gornjem dijelu srednjeg badena dolazi do promjene facijesa (STEININGER et al., 1978), veza s Mediteranom je prekinuta, a tijekom sarmata i s Indopacifikom. Posljedica je da se na sve većem području, od Slovačke do Transilvanije, i u području Karpata, od Poljske do Rumunjske i Bugarske, talože evaporiti. PAVELIĆ (2001) vrijeme gornjega badena označava kao granično vrijeme između ekstenzijske i poslijekstenzijske faze, barem u području sjeverne Hrvatske. Nadalje VRBANAC (1996.) smatra da je taj prostor i dalje marinski, iz kojega su tek mjestimice današnja gorja izdizala kao otoci.

ROYDEN (1988.) kao vrijeme završetka glavne ekstenzijske faze u najvećem dijelu Panonskoga bazenskog sustava određuje donji panon (11,5-9,3 m.g.; RÖGL, 1996., 1998.).

Nastupa poslijekstenzijsko razdoblje u kojem termijska subsidencija, odnosno hlađenje litosfere, postaje glavni uzročnik dinamike prostora. Tektonska aktivnost je slabija, a subsidencija snažnija u središnjem dijelu prostora (oko 2 km u 10 m.g.). Mjestimice ima većega vulkanizma alkalnoga tipa (andeziti, andezitbazalti, daciti i dr.). Taložni prostor i posebno izvorišta materijala pomiču se na rubove bazenskoga sustava, pa tako u prostoru Hrvatske glavni izvor materijala postaju Istočne Alpe (ROYDEN, 1988.). U gornjem panonu (9,3-7,1 m.g.; RÖGL, 1996., 1998.) i pontu (7,1-5,6 m.g.; RÖGL, 1996., 1998.) taloženje je uglavnom u brakičnom i slatkovodnom jezerskom prostoru, a mehanizam prijenosa je deltni ili turbiditni u smjeru jugoistoka na udaljenosti do nekoliko stotina kilometara.

Najmlađe razdoblje pliocena (5,6-1,8 m.g.; RÖGL, 1996., 1998.) i kvartara (1,8-0,0 m.g.; RÖGL, 1996., 1998.) obilježeno je riječnom i jezerskom sedimentacijom. U tektonskom pogledu jačaju kompresijske sile stvarajući reverzne i navlačne odnose, često reaktivirajući starije rasjedne plohe, pa i uz inverziju pomaka na istom rasjedu.

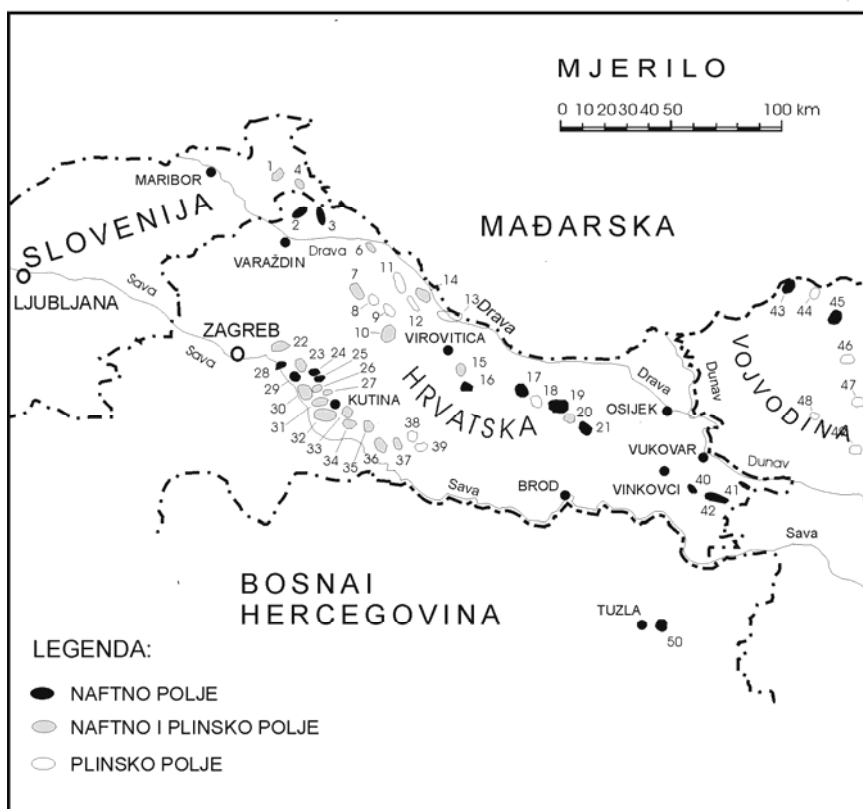
5.1.1. Makrojednice unutar hrvatskog dijela Panonskoga bazena

Hrvatski dio Panonskog bazena, zahvaljujući svojem rubnom položaju odlikuje se nešto manjim ukupnim debljinama neogenskih taložina. Ipak, maksimalne debljine u Dravskoj depresiji ponegdje prelaze 7 km. Cijeli taj prostor, smješten u sjevernoj Hrvatskoj, obuhvaća četiri depresije i to od sjeverozapada prema jugoistoku Mursku, Dravsku, Savsku te Slavonko-srijemsku (slika 5.2).



Slika 5.2: Depresije smještene unutar hrvatskog dijela Panonskog bazena

Unutar tih depresija smješteno je oko četrdesetak naftnih, naftno-plinskih te plinskih polja (slika 5.3, tablica 5.1; iz: VELIĆ, 2007., str. 213.). Iskorištavanje nafte najprije je počelo u području Ludbrega i Selnice u Murskoj depresiji, nastavilo se u Savskoj depresiji (polje Gojlo), a do danas je proizvodnja zabilježena na brojnim lokacijama u svim depresijama.



Slika 5.3: Naftna i/ili plinska polja u Hrvatskoj te graničnim područjima Slovenije i Vojvodine (VELIĆ, 2007.)

NAFTNA I PLINSKA POLJA					
SLOVENIJA	1. Filovci	4. Petišovci	5. Dolina		
HRVATSKA	2. Selnica	14. Ferdinandovac	24. Šumečani	34. Mramor Brdo	
	3. Peklenica	15. Pepelana	25. Bunjani	35. Gojlo	
	6. Legrad	16. Cabuna	26. Hrastilnica	36. Lipovljani	
	7. Jagnjedovac	17. Crnac	27. Vežišće	37. Jamarica	
	8. Mosti	18. Bokšić	28. Ježevo	38. Janja Lipa	
	9. Čepelovac	19. Beničanci	29. Ivanić Grad	39. Bujavica	
	10. Šandrovac	20. Obod	30. Žutica	40. Privlaka	
	11. Molve	21. Števkovica	31. Okoli	41. Ilača	
	12. Kalinovac	22. Dugo Selo	32. Stružec	42. Đeletovci	
	13. Stari Gradac	23. Ivanić Kloštar	33. Voloder		
	VOJVODINA	43. Kelebija	45. Velebit	47. Bečej	49. Gospođinci
		44. Palić	46. Ada	48. Srbobran	
	BOSNA I HERCEGOVINA	50. Požarnica			

Tablica 5.1: Popis polja na slici 5.3

5.1.2. Kratki stratigrafski pregled tercijarnih i kvartarnih naslaga hrvatskog dijela Panonskog bazena

Stijene u podini tercijarnog sustava (Mz i Pz) su sve stijene starije od tercijara i predstavljaju temeljno gorje u širem smislu. Ako su te stijene bile izložene trošenju na površini kroz duže geološko razdoblje i/ili kataklazirane (to jest razdrobljene tektonskim pokretima) mogle su razviti značajanu sekundarnu poroznost. Zato se u njima mogu biti ležišta ugljikovodika. Na krivulji otpornosti često se pri ulasku u te stijene opaža naglo povišenje izmjerene otpornosti. Suprotno, na krivulji SP vrijednosti su često manje od osnovne linije spontanog potencijala, tj. pomaknu se na "pozitivnu" stranu.

Donji i srednji miocen (M₁-M₄) Krupnoklastični sedimenti naliježu na mezozojske ili paleozojske sedimentne, magmatske i metamorfne stijene u podlozi tercijarnog sustava. Najčešće su to u starijem dijelu breče, konglomerati, brečokonglomerati, a u mlađem dijelu laporiti i laporoviti vapnenci. Najčešće je starost tih transgresivnih sedimenata badenska.

Sarmatske naslage (M₅) uglavnom su predstavljene tankim, listićavim kalcitnim laporima. Sedimenti donjeg sarmata nazivaju se još i "Tripoli-naslagama". Česti su proslojci (<1 mm) čistog vapnenca i primarnog bitumena (primarno bituminozne stijene). Sarmatske taložine smatrale su se matičnim stijenama za postanak većine nafte u hrvatskom dijelu Panonskog bazena. No, te naslage imaju prosječnu debljinu tek 30-50 m pa se postavlja pitanje koliko su količinu ugljikovodika one mogle proizvesti.

Donjopanonski sedimenti (M₆¹ – još nazvani i "Croatica-naslage") su tvrdi, čvrsti, "bijeli" laporiti. U staroj literaturi spominju se pod imenom prevalencijenezijske naslage.

Gornjopanonski sedimenti (M₆² – još nazvani i "Banatica-naslage") su žućkasti laporiti u izmjeni s pješčenjacima koji mogu biti kolektori za ugljikovodike.

Donji pont (M₇¹ – sedimenti te starosti imenovani su i kao "Abichi-naslage") je predstavljen laporima, u starijim dijelovima u izmjeni sa slojevima pješčenjaka koji mogu biti ležišne stijene za ugljikovodike.

Gornji pont (M₇² – taložine te starosti još su imenovani i kao "Rhomboidea-naslage") obuhvaća pijeske, laporovite pijeske, pjeskovite te glinovite lapore.

Pliocen (PI_{1,2} - romanijski, dacijski – još nazvani i paludinskim naslagama) sadržava niz pjeskovitih i glinovitih sedimenata.

Kvartar (Q_{1,2} - pleistocen, holocen) obuhvaća sedimente riječnih nanosa i terasa (šljunci, gline i dr.), les ili prapor te obrončane nanose gline, pijeska i šljunka. Debljina kvartara dostiže i 200 m.

5.1.3. Litostratigrafska nomenklatura hrvatskog dijela Panonskog bazena

Litostratigrafska nomenklatura u hrvatskom dijelu Panonskoga bazena obuhvaća dvije različite skupine stijena. Prva, mlađa obuhvaća neogensko-kvartarne sedimentne stijene (ponegdje i magmatske, osobito u donjem badenu) koje su opisane i litostratigrafski, a drugoj skupini pripadaju stijene u podini tercijarnog sistema. Osim po starosti te skupine su litoški vrlo različite. Neogensko-kvartarne naslage su uglavnom klastične (no ima i biokemijskih sedimenata poput litotamnijskih vapnenaca), dok stijene njihove podine izgrađuju mezozojski karbonati ili paleozojski magmatiti i metamorfiti.

Litostratigrafska podjela obuhvaća formalne i neformalne jedinice. Kao primjer litostratigrafske nomenklature koja vrijedi u području Dravske depresije prikazan je shematski stup na slici 5.4.

STAROST	LITOSTRATIGRAFSKE JEDINICE DRAVSKE POTONINE		Regionalni EK markeri	
	KVARTAR	TERCIJARNI NEOGEN		
K E N O Z O I K	PLIOCEN DACI ROMANI	FORMACIJA LONJA	D'	
		FORMACIJA BILOGORA		
	MIOCEN DOBRI PONT	FORMACIJA KLOŠTAR-IVANIĆ	cabunski član cabunski lapor	A D ₁
			bezinski lapor pepelanski pješčenjaci	D ₂
			lepsičko-graberski lapor graberski čl. graberski lap.	D ₃ R _n
			potjanski pješčenjaci lepsički lapor	D ₄
	MIOCEN GOBNI PANON	FORMACIJA IVANIĆ-GRAD	zagrebački član	Z'
			okolski pješčenjaci	Rs4
			lipovački lapor	R ₁ D ₅
	MIOCEN D PANON	FORMACIJA MOSLAVAČKA GORA	koprivnički pješčenjaci križevački član	Rs5
član Mosti čeralijski član			Rs7	
MEZOZOIK I PALEOZOIK	STIJENE U PODLOZI TERCIJARNOG SISTEMA		Pt/Tg	

Slika 5.4: Litostratigrafska nomenklatura u Dravskoj depresiji

Formalne jedinice su one koje su prepoznate kao službeni nazivi geoloških jedinica u nekoj državi, a i međunarodno. Mogu se koristiti u znanstvenom i stručnom publiciranju bilo gdje u svijetu. Neformalne litostratigrafske jedinice su one koje su prepoznate samo na jednom

manjem lokalitetu unutar jedne države te se vode u geološkim opisima vezanim za to područje. Na primjer, kod nas su najčešće neformalne jedinice imena proizvodnih slojeva u ležištima nafte i plina. Ta ležišta se pod tim imenom vode samo na jednome polju, a njihovi nazivi su jasni isključivo naftnim geolozima koji su radili ili rade na tome lokalitetu. Takva imena ne mogu se koristiti izvan stručnih studija ili internih bilješki, jer nisu prepoznata unutar cijele geološke zajednice.

Formalna litostratigrafska nomenklatura obuhvaća razradbu na (od najveće prema najmanjoj jedinici):

- *supergrupe*,
- *grupe*,
- *formacije*,
- *članove* i
- *slojeve*.

5.2. PODRUČJE HRVATSKOGA DIJELA PODMORJA JADRANA

Republici Hrvatskoj pripada više od 54.000 km² površine Jadranskog mora. Na njegovu naftno-plinsku izglednost upućivali su podatci iz Italije, osobito u Lombardiji te mnoga polja u podmorju Ravenne, što je bio dovoljan poticaj za početak opsežnih i sveobuhvatnih naftnogeoloških istraživanja. Ona je rezultirala podjelom Jadranskog bazena u više depresija i otkrivanjem više plinskih polja.

Prema batimetrijskoj situaciji u podmorju se luče tri područja (VELIĆ, 2007.). Od sjevera prema jugu to su:

- Područje između Istre i ušća rijeke Po, gdje je dno blago razvedeno i maksimalne dubine do 39 m, pa se može bušiti pomoću jednostavnijih platformi,
- Od poteza Ravenna-Pula do crte Ancona-Zadar dubine su pretežito do 70 m, a dno je nešto jače razvedeno,
- Od spojnice Monte Gargano-Pelješac i Mljet prema jugu dno je uglavnom na 200 m do 1000 m dubine s izraženijom razvedenošću.

Nadalje, VELIĆ (2007.) je odredila tri jadranska regionalna područja koja sadržavaju matične i kolektorske stijene. Tako, u podmorju **sjevernog Jadrana** postoje tri zone s matičnim stijenama i to (a) na granici miocenskih i kvartarnih taložina, (b) unutar karbonata i anhidrita donje krede i (c) unutar stijena donjeg trijasa. U mezozojskim matičnim stijenama uvijek su prisutni i anhidriti. Kolektorska svojstva praktično su razvijena u svim stijenama (jurski i kredni karbonati te terciarni klastiti), osim dio naslaga koji pripada donjem trijasu i cijelom srednjem trijasu koje su izdvojene kao izolatorske stijene.

U **srednjem Jadranu** matične stijene su kredne i trijasko starosti, a nalaze se uz dolomite, vapnence i anhidrite, a u trijasu i uz gips i halit. Kolektorske značajke bolje su u JI

dijelu bloka, budući da su utvrđene unutar sedimenata gornjeg trijasa, preko jure do zaključno gornje krede. Ostali sedimenti (tercijar i srednji trijas) su u funkciji izolatorskih stijena.

U **podmorju južnog Jadrana** situacija je nešto jednostavnija, jer matičnih stijena ima u gornjokrednim i eocenskim karbonatima. Od dolomita i anhidrita gornjeg trijasa i sve u kontinuitetu do eocenskih vapnenaca nalaze se kolektorske stijene, a izolatorske od krovine eocenskih pa do u kvartarne taložine.

5.2.1. Vrste zamki u Jadranskom podmorju

U Jadranskom podmorju, ispod kvartarnih taložina slijede različite naslage tercijara i mezozoika. Ti sedimenti često su u različitim erozijskim kontaktima što stvara vrlo heterogene uvjete za nastanak zamki, ali i migraciju ugljikovodika (u prvome redu plina, jer ležišta nafte dosada nisu otkrivena). Regionalnu sliku vrste i starosti različitih zamki u podmorju Jadrana prikazala je VELIĆ (2007.), dopunjujući podjelu koju je učinio KRANJEC (1972., 1987., 1990., 1994.). U nešto skraćenom obliku taj prikaz je prenesen u sljedećih pet točaka:

1. U podlozi gornjoneogenskih i kvartarnih taložina, ispod izrazite, seizmički vrlo markantne, tektonsko-erozijske diskordancije, nalaze se klastiti i vapnenci starijeg tercijara, karbonati gornje krede te karbonati i karbonatno-evaporitne naslage donje krede, jure i trijasa... izgrađuju uspravne, kose i polegle... normalno i reverzno rasjednute bore, ali i ljuste.
2. Unutar starijih tercijarnih i mezozojskih naslaga također su moguće tektonsko-erozijske diskordancije... zamjećuje se još jedan diskontinuitet i to na granici prema starijim stijenama – klastitima starijeg trijasa i karbonatima, pješčenjacima i glinenim škriljancima (?) mlađeg paleozoika...
3. Sedimentacija tijekom mlađeg neogena i kvartara bila je povremeno prekinuta kopnenim razdobljima i tektonskom aktivnošću, što se odrazilo pojavama nekoliko tektonsko-erozijskih diskordancija unutar odnosnih pretežito klastičnih naslaga.
4. Sve spomenute diskordancije smatraju se trasama negdašnje migracije ugljikovodika koja je mogla završiti... nakupljanjem... ili njihovom disperzijom i gubitkom...
5. Diskordancije, transgresivan slijed naslaga te okomito i vodoravno izražene promjene litološkog sastava od krupnoklastičnog do glinovitog uvjetuju da su plinonosne taložine unutar većih struktura ograničenih rasprostiranja...

6. PETROFIZIKALNA SVOJSTVA LEŽIŠNIH STIJENA

Petrofizika (engl. "*petrophysics*") obuhvaća izučavanje fizičkih svojstava stijena i njihova uzajamnog djelovanja s fluidima (plinovima, tekućim ugljikovodicima i vodenim otopinama). Temeljna fizička svojstva ležišnih stijena su poroznost (engl. "*porosity*") i propusnost, permeabilnost (engl. "*permeability*"), jer one određuju volumen ležišta i strujanje fluida u njemu. Petrofizika je prirodno povezana s mineralogijom i geologijom. Petrofizikalna svojstva stijena u velikoj mjeri ovise o uvjetima sredine sedimentacije koji su utjecali na mineralni sastav, veličinu i pakiranje zrna, cementaciju i kompakciju stijena (PERIĆ, 2007.).

6.1. POROZNOST (ŠUPLJIKAVOST)

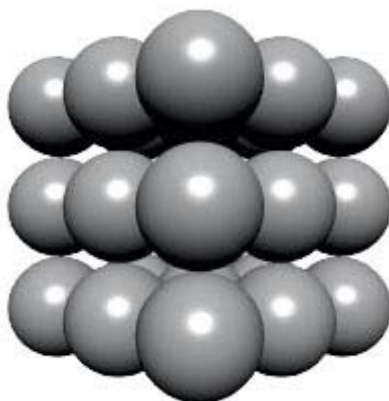
Poroznost obuhvaća porni ili slobodni prostor unutar stijene. Oznaka za poroznost je grčko slovo „ ϕ “ (phi). Taj prostor je uvijek zasićen nekim fluidom. Najčešće je to slojna voda (slatka ili slana), no njezino mjesto mogu zauzeti nafta, plin ili zrak. Poroznost u stijeni odraz je taložnih uvjeta u kojima je ona nastala i to je takozvana primarna ili međuzrnska poroznost. Kasniji procesi kojima je stijena podložena, poput otapanja ili rasjedanja, mogu stvoriti dodatne šupljine i/ili razlomiti stijenu. Tako nastala poroznost naziva se sekundarnom poroznošću. Ti naknadni procesi mogući su u svim vrstama stijena: sedimentnim, magmatskim i metamornim.

Kod promatranja ležišta ugljikovodika važno je izmjeriti *efektivnu poroznost*. To je onaj iznos *ukupne poroznosti* koji obuhvaća sve pore koje su međusobno povezane te je kroz njih moguće ostvariti protok fluida.

Nekoliko je razloga zašto se poroznost promatra kao najvažniji ležišni parametar. Porni prostor određuje količinu fluida u stijeni, a time i rezerve, te vrlo često predstavlja nezavisnu regresijsku varijablu kod izračuna zasićenja ili propusnosti. Ponekad se kod izračuna poroznosti primjenjuju različite korekcijske tehnike. Na primjer, izračun točne poroznosti u sedimentima koji uključuju hidratne minerale poput smektita, uključuje korekciju za količinu H₂O koja preostaje u međuslojevima između smektita (BROWN i RANSOM, 1996.). Nadalje, poroznost je često izračunata iz različitih dijagrama geofizičkih mjerenja u bušotinama. Često takva mjerenja treba prilagoditi za neki faktor. Na primjer, THOMAS i SMITH (1970.) opisali su kako sekundarna poroznost može biti korigirajući faktor kod izračuna rezervi te općenito nafte nakupljene u matičnim stijenama poput lapora. Također, efekt kombinacije pritiska i isplake na bazi nafte može zahtijevati vrlo velike korekcije (od 5 do 10 dijelova jedinica) poroznosti izračunate kompenziranom neutronsom karotažom (PEETERS et al., 1999.).

Poroznost je izravno posljedica načina pakiranja ili slaganja mineralnih zrna u stijeni. Postoje dva teoretska modela na koji se mineralna zrna mogu složiti unutar stijene, a obuhvaćaju kubično i romboedarsko slaganje zrna.

Kubično slaganje mineralnih zrna omogućava postizanje najvećeg mogućeg teorijskog pornog volumena u stijeni. Naravno, taj maksimalni prostor nikada nije dostignut jer je u stvarnosti jedan dio toga prostora zapunjen pelitnim česticama, smanjujući tako ukupni porni volumen, ali još više efektivni volumen pornog prostora. Kubično slaganje mineralnih zrna mehanički nije stabilno, no to je najčešći način kako se na početku sedimentacije primarno slažu u prirodi. U savršenom slučaju poroznost takvoga slaganja iznosi 47 %. Ipak, većina sedimentata nije izgrađena od jednoličnih kugli jednakih promjera, pa je to jedan od razloga zašto takvu slagalicu nije moguće stvoriti. Time je ukupni porni prostor naravno manji od 47 %.



Slika 6.1: Kubično slaganje idealnih kugli mineralnih zrna
(preuzeto s: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=52>)

Romboedarsko slaganje predstavlja nešto kompaktnije (zbijenije) slaganje zrna nego li je to prikazano kod kubičnog modela. Zato je maksimalna ukupna poroznost koja se može postići takvim slaganjem 26 %. S druge strane takvo pakiranje je mehanički stabilnije, a bolje se prilagođava činjenici da je većina zrna od kojih su izgrađeni sedimenti ponešto drukčijih dimenzija. Naravno, i u romboedarskoj slagalici efektivna poroznost je manja od 26 %, najčešće zbog utjecaja minerala glina i silta ili cementacije.



Slika 6.2: Romboedarsko slaganje idealnih kugli mineralnih zrna
(preuzeto s: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=167>)

Kompakcija je drugi važan čimbenik koji utječe na promjenu vrijednosti poroznosti. Predstavlja proces koji se događa pri konsolidaciji sedimenata uzrokujući redukciju pornog prostora na način da se zrna približavaju jedna drugima. Kompakcija je rezultat povećanja litostatskog tlaka zbog povećanja dubine i težine mlađih sedimenata u odnosu na promatrane taložine.

No, teško je matematički izraziti odnos povećanja dubine i početka djelovanja kompakcije, na primjer u pješčenjacima kao najčešćim kolektorskih stijena. Jednu takvu analizu objavili su MALVIĆ et al. (2005.) u kojoj je prikazan odnos povećanja dubine i smanjenja poroznosti u pješčenjacima istovrsne starosti, no danas na različitim dubinama u prostoru Bjelovarske subdepresije. Tako je zaključeno kako današnja razlika u dubinama mora biti veća od 500 metara, ako se želi opaziti utjecaj kompakcije na smanjenje poroznosti u naslagama iste starosti na različitim lokalitetima. To je i opaženo usporedbom vrijednosti poroznosti izmjerene u donjopontskim pješčenjacima Pepelana i Poljana na području Galovac-Pavljana te zatim kod Velike Ciglene.

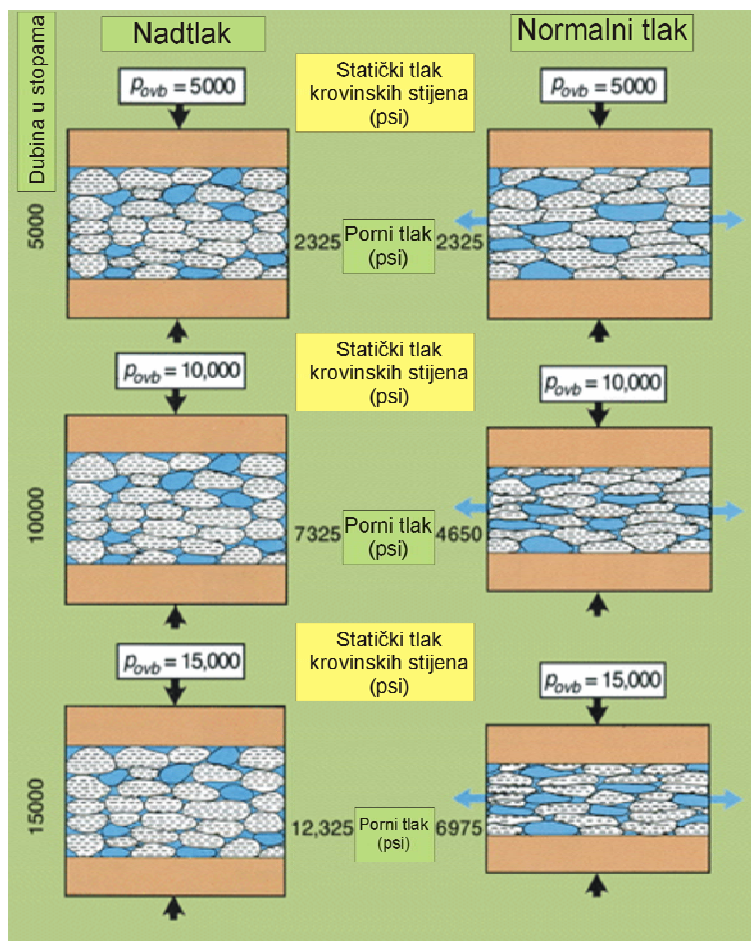
Kod nepropusnih stijena, poput glina, lapora i šejlova, utjecaj kompakcije je nešto drugačiji. U normalnim slučajevima većina takvih sedimenata gubit će fluide kontinuirano, poput pješčenjaka. No, ako je brzina taloženja novih sedimenata velika stvaraju se nadtlakovi. Pelitni sedimenti imaju vrlo malu efektivnu poroznost te posljedično i propusnost pa fluid u porama ne mogu pravovremenim „bijegom“ i kompakcijom odgovoriti na povećanje pritiska (**slika 6.3**). To rezultira povećanjem napetosti (stresa) u stijenama što može poslije uzrokovati rasjedanje i pomicanja ili pak iznenadna oslobađanja sila zarobljenih u podzemlju, osobito ako se takvi slojevi probuše ili nabuše. Postoje čak primjeri kada velike količine fluida i stijena (blata) mogu erupirati pa i dugo vremena izlaziti na površinu, oslobađajući time nakupljeni stres u podzemlju.

Poroznost se mjeri na dva glavna načina. Prvi obuhvaća mjerenje poroznosti na jezgrama izvađenim iz bušotina u laboratoriju. Pri tomu se mogu simulirati ležišni uvjeti temperature i posebno tlaka, ili se takva mjerenja mogu obaviti na jezgrama koje su vađenjem na površinu ekspanzirale te dobivene podatke korigirati za približan iznos kompakcije.

Drugi način mjerenja poroznosti obuhvaća niz mjerenja obavljenih "in situ" u samome kanalu bušotine upotrebom različitih geofizičkih mjerenja u samoj bušotini (odnosno karotaže). Vrijednost poroznosti može se procijeniti iz mjerenja otpornosti, no puno češće iz krivulja karotaže gustoće, neutronske karotaže te karotaže zvuka (engl. "*density, neutron and sonic logs*"). Svako od tih geofizičkih mjerenja daje vrijednosti poroznosti stijene iz različitih ulaznih parametara, no ako se promatraju zajednički može se vrlo točno odrediti ukupna poroznost, ali i razlikovati primarna od sekundarne poroznosti. Sve karotažne metode predstavljaju neizravne, iako uglavnom vrlo precizne, metode određivanje poroznosti.

Drugi skup neizravnih metoda mjerenja poroznosti su podatci izvedeni bilježenjem refleksijskih seizmičkih valova te njihovom obradbom u različite seizmičke atribute. Takvi atributi daju niz podataka o obilježjima stijena u podzemlju kroz koje su prošli, poput poroznosti, vrste zasićenja u njima ili položaja dodira između različitih fluida. Na taj način ponovno se neizravno

moгу odrediti petrofizikalne vrijednosti promatranih stijena, no pouzdanost je znatno manja nego li kod rezultata dobivenih geofizičkim metodama obavljenim u bušotinama.



Slika 6.3: Primjer iznimnog (u nadpritisnutim) te normalnog porasta tlaka (uz normalnu kompakciju) na različitim dubinama (preuzeto s:

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=compaction>)

6.2. PROPUSNOST

Propusnost je sposobnost stijene da provodi (ili dopusti slobodan protok) fluidima koji se nalaze unutar nje. Mjera za propusnost prema SI sustavu su mikrometri po kvadratu površine, dok je starija jedinica koja je još često u neslužbenoj upotrebi miliDarcy ili samo Darcy. Njihov međusobni odnos je $1 \text{ mD} = 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Oznaka za propusnost je „k“.

Stijene koje dopuštaju relativno dobar protok fluida kroz svoju strukturu nazivaju se propusnima. To su najčešće sedimentne stijene sa značajnim efektivnim pornim prostorom poput pješčenjaka, breča ili konglomerata. S druge strane **nepropusne** stijene obilježene su malim efektivnim pornim prostorom te znatno sitnijim česticama svoga detritusa. To su različite gline, siltovi, lapori i šejlovi. Također i magmatske te metamorfne stijene koje nisu prošle značajnije faze kataklaziranja, trošenja ili otapanja (znači procese koji mogu znatno uvećati sekundarnu poroznost) odlikuju se iznimno malom propusnošću ili ona nije uopće mjerljiva.

Apsolutna propusnost je iznos propusnosti izmjerene za pojedinačni fluid unutar stijene, ako fluid i stijena ne stupaju u nikakvu reakciju. **Efektivna propusnost** je sposobnost tečenja pojedinog fluida, ali u slučaju kada je stijena zasićena s više faza koje se međusobno ne miješaju. Tipičan primjer je protok fluida s obzirom na efektivnu propusnost u ležištu koje sadržava plin i slojnu vodu. Iznos efektivne propusnosti ovisi o relativnim odnosima zasićenja pojedinačnih fluida te vrste ležišta (s obzirom na litologiju i efektivnu poroznost). Iz tih vrijednosti moguće je izračunati **relativnu propusnost** koja predstavlja *odnos efektivne propusnosti* za pojedinačni fluid uz njegovo zasićenje te *apsolutne propusnosti* za isti fluid u slučaju kada bi stijena bila zasićena isključivo tim jednim fluidom. U slučaju zasićenja samo jednim fluidom, relativna propusnost stijene za njega je 1,0. Izračun relativne propusnosti dopušta usporedbu sposobnosti protoka za različite fluide, a s obzirom na njihove odnose (zasićenja) u ležištu. Postojanje dvaju ili više fluida u stijeni općenito smanjuje sposobnost protoka kroz rezervoar svakoga od njih pojedinačno, to jest njihove relativne propusnosti su uvijek manje nego li apsolutne (slučaj kada je stijena zasićena samo jednim fluidom).

Uređaj za mjerenje propusnosti (permeabilnosti) naziva se **permeametar**. Njime se mjeri propusnost na uzorku jezgre. Takav uzorak postavlja se u komoru (također poznatom i kao držač jezgre ili engl. „*core holder*“) ili se mjerenje obavi na površini uzorka. Pokus koji se izvodi u komori obuhvaća uzorak jezgre zasićen plinom ili tekućinom u slučajevima kada su ti fluidi u stacionarnom ili ne-stacionarnom stanju (engl. „*steady state*“ ili engl. „*unsteady state conditions*“). Stacionarno stanje podrazumijeva sustav koji je postigao ekvilibrijum za mjerenje ili varijablu koja se promatra. U slučaju mjerenja propusnosti na uzorcima jezgri stacionarno stanje je postignuto kad se brzina protoka u smjeru ili okomito na tlak ne mijenja kroz vrijeme. U tom slučaju propusnost se može izračunati iz brzine protoka i tlaka uz primjenu Darcyjeve jednadžbe.

Suprotno stacionarnom stanju, nestacionarno stanje podrazumijeva da se spomenuti parametri mijenjaju tijekom vremena kroz koje se izvodi mjerenje,

Također treba poznavati vrijednosti tlaka i smjera mjerenja koji može biti aksijalni (duž osi cilindričnog uzorka), transverzalni (okomit na os uzorka) ili radijalni (duž središta cilindra).

Kod mjerenja na površini uzorka (engl. „*probe measurement*“) utiskuje se plin u uzorak pod stacionarnim ili ne-stacionarnim uvjetima. Takva vrsta permeametara također je poznata i kao minipermeometri. Veličina uzoraka, ili jezgri, na kojima se rade takve analize kreće se između 2,5-3,8 cm u promjeru (1-1,5 inča) te oko 5 cm po dužini (1 do 2 inča). Jezgre su obično priređene tako da su odrezane okomito na os jezgre ili usporedno s njome, te nazvane horizontalnim ili vertikalnim uzorcima.

7. GEOFIZIČKA MJERENJA U BUŠOTINAMA (KAROTAŽA)

Karotaža obuhvaća niz geofizičkih mjerenja u bušotinama kojima se utvrđuju svojstva i stanje probušenih stijena i rješavaju određena geološka i geotehnička pitanja. Te su metode razvijene u prvome redu kako bi zamijenile skupo vađenje jezgre pri bušenju. Naziv karotaža potječe od francuskog izraza “*carottage*” što znači izvlačenje, izmamljivanje. Često se koristi i engleski izraz “*logging*” koji također znači izvlačenje.

Najvažnija geofizička mjerenja u bušotinama temelje se na mjerenjima električne otpornosti ili vodljivosti stijena, električnog potencijala, učinaka prirodne i pobuđene radioaktivnosti te brzine širenja elastičnih valova u probušenim stijenama. Postoji nekoliko vrsta karotaža poput električne karotaže, radioaktivne, plinske, zvučne, luminiscentne, sinkrone i nekih drugih (npr. BASSIOUNI, 1994.; DOVETON, 1986.). Rezultati mjerenja prikazuju se različitim krivuljama, a interpretacija podataka omogućuje konstrukciju profila bušotine (JELIĆ, 1979.; ZAGORAC, 1979.). Prema vrsti kanala geofizička mjerenja u bušotinama mogu se dijeliti na *mjerenja u nezacijevljenim i mjerenja u zacijevljenim bušotinama*.

I. MJERENJA U NEZACIJEVLJENIM BUŠOTINAMA MOGU OBUHVATITI

a) neposredne prirodne pojave

- 1 - spontani potencijal SP
- 2 - prirodna radioaktivnost: ukupna (GR), γ radioaktivnost, selektivna (NGT)
- 3 - temperatura T

b) izazvani fenomeni ili pojave

1. - specifični otpor, to jest vodljivost netaknute zone “ R_t ” uređajima
 - EL (konvencionalna elektrokarotaža)
 - LL (laterolog)
 - IEL (induktivna karotaža)
2. - specifični otpor “ R_{xo} ” isprane zone uređajima
 - ML (mikrolog)
 - PL (proximity log)
 - MSFL (derivirani mikrolog)
 - HRDT (pandažmetar - specifično mjerenje četiriju ili šest krivulja otpora za određivanje nagiba slojeva).

Nadalje metode za mjerenje otpora se prema konstrukciji mogu dijeliti na:

Nekontaktne metode: EL konvencionalna elektrokarotaža, IEL induktivna elektrokarotaža, LL laterolog, DLL dvojni laterolog, DIFL dvojna induktivna karotaža te

Kontaktne metode: ML mikrolog (minilog), MLL mikrolaterolog i PL proximity log.

3. - prisutnost vodika (indeks vodika H_n) uređajima:
 - GNT apsorpcija gama-zraka
 - GRN karotaža gama-zraka i neutrona
 - SNP intenzitet sporih neutrona
 - CNL kompenzirana karotaža neutrona
4. - gustoća naslaga ρ_b uređajima:
 - CD kompenzirana karotaža gustoće
 - FDC gustoća stijene (engl. „*Formation density*“)
 - LDt gustoća (engl. „*Lithodensity*“)
5. - Brzina širenja zvuka V , tj. jedinično prolazno vrijeme Δt uređajima BHC

II. MJERENJA U ZACIJEVLJENIM BUŠOTINAMA

a) neposredne prirodne pojave

1. - prirodna gama-radioaktivnost GR uređajem GRN
2. - temperatura T

b) izazvani fenomeni ili pojave

1. - presjek neutronske obuhvata (Σ) uređajima
 - NLL Neutron Lifetime Log
 - TDL
 - C/O, odnos ugljik/kisik
 - GST
2. - brzina i amplituda širenja zvuka (Δt i A) uređajem CBL
3. - prisutnost vodika uređajima:
 - GNT apsorpcija gama-zraka
 - N neutronska karotaža

III. MJERENJA TIJEKOM PROIZVODNJE (... proizvodnih osobitosti naslaga)

Određuje se tip i količina fluida koji se dobivaju tijekom proizvodnje u odnosu prema dubini.

PL - Production Log uključuje 6 raznih sondi za mjerenje:

- 1 - obujamne mase fluida
- 2 - sadržaja vode
- 3 - protoka

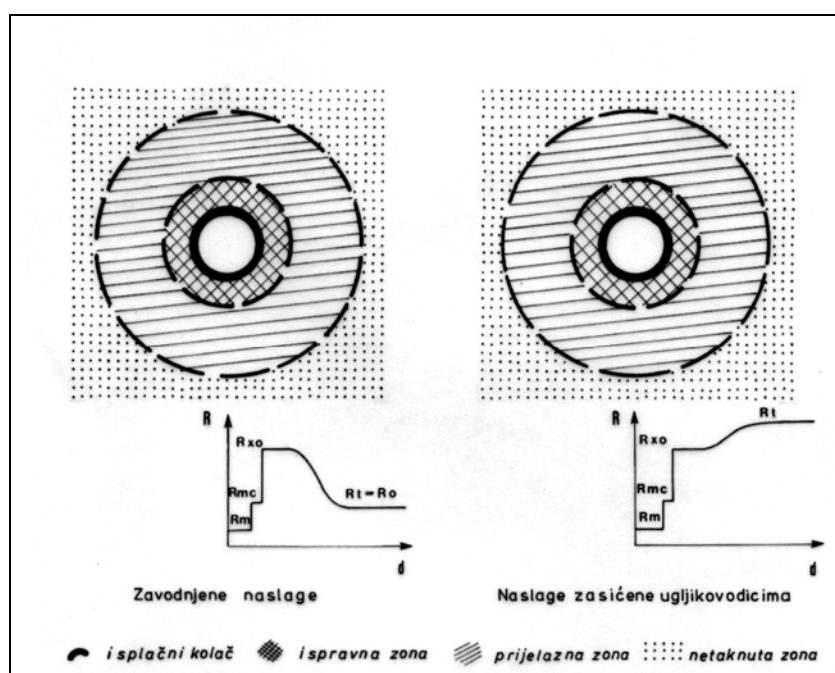
- 4 - temperature
- 5 - šuma u kanalu bušotine
- 6 - protoka nuklearnom metodom

Primjenom programa za elektroničku obradbu podataka EPILOG (*kontinuiranom kvantitativnom analizom karotažnih dijagrama*) izrađuje se sintetski dijagram gdje su u odnosu prema dubini prikazani:

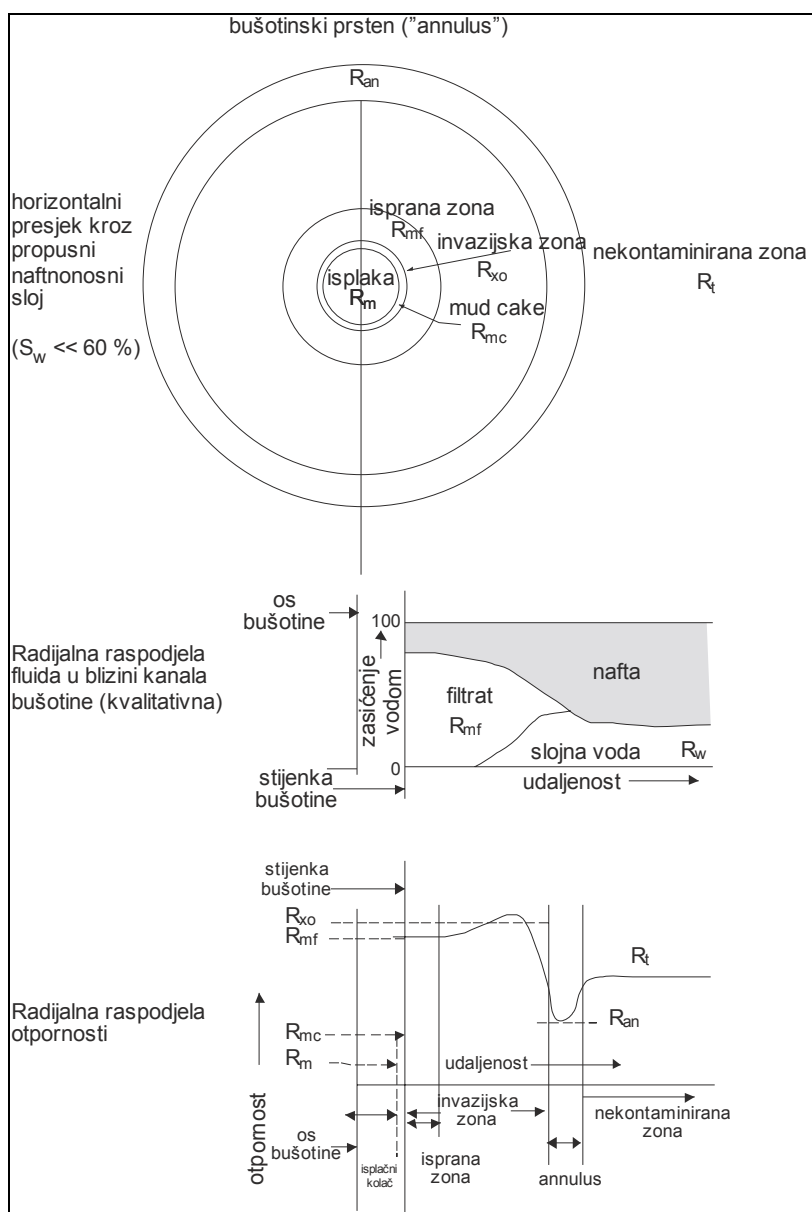
- litološki sastav,
- poroznost,
- zasićenje,
- volumna analiza poroznosti i fluida,
- volumna analiza stijene (% lapora, % kvarca, poroznost, odnos vapnenac/dolomit),
- kaliper (promjer bušotine).

7.1. ELEKTRIČNA KAROTAŽA

Tom karotažnom metodom mjere se vrijednosti spontanog potencijala koji se javlja u bušotini, vrijednosti otpornosti naslaga i druga fizikalna svojstva probušenih stijena (engl. „*formation*“). No, kod svih geofizičkih mjerenja treba znati kako se bušenjem izmijenilo prirodno stanje stijena u neposrednoj okolici bušotine (**slike 7.1 i 7.2**). Najveće promjene nastaju u poroznim i propusnim stijenama. Isplaka je mješavina glinovitog materijala s vodom, pa u bušotini od stupca isplake nastaje povišeni hidrostatski tlak. Kod porozne i propusne stijene s nižim hidrostatskim tlakom dolazi do infiltracije tekućine iz isplake u sloj, a na zidovima stijenci bušotine zadržat će se čvrste čestice stvarajući isplačnu oblogu (ili češći naziv isplačni kolač).



Slika 7.1: Raspodjela otpornosti pojedinih zona u stijenama zasićenim vodom i naftom



Slika 7.2: Opširan prikaz zona pod utjecajem prodora isplake (prema shemi koju je ustupio Schlumberger)

Pored spomenute isplačne obloge u neposrednoj blizini zida bušotine je isprana zona u kojoj je filtrat isplake gotovo potpuno potisnuo tekućinu iz sloja. Dalje je infiltrirana zona gdje se količina filtrata postupno smanjuje, a povećava postotak tekućina iz sloja. Izvan infiltrirane zone je neporemećena zona. Otpornost filtrata isplake veća je od otpornosti vode u vodonosnom sloju u slučaju kada je nabušen sloj sa slanom vodom.

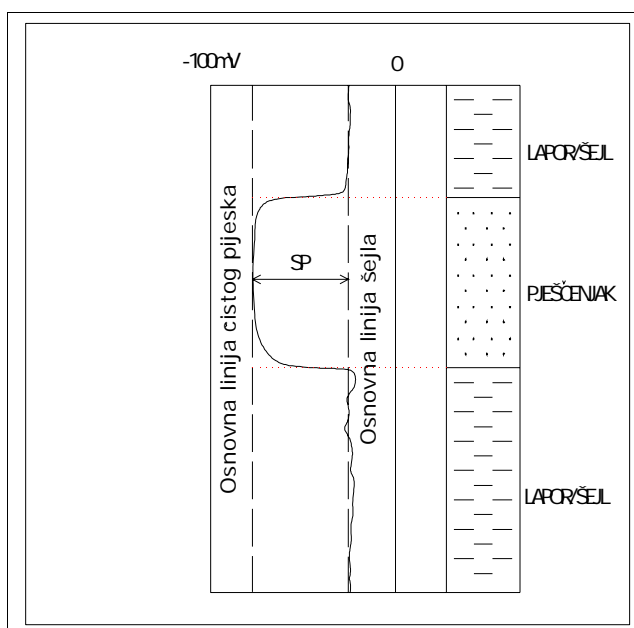
Bušotina može proći kroz porozni i propusni sloj zasićen naftom i vodom. Takvi slojevi mogu biti karakterizirani različitim vodonapornim režimima, te odnosima kontakata ugljikovodika i vode u području ležišta (npr. ČUBRIĆ, 1971.). Otpornost slane slojne vode mnogo je niža od otpornosti filtrata isplake, no otpornost nafte je relativno visoka. Zbog razlike u pokretljivosti nafte i slojne vode zaostaje dio nafte, a slojna voda stvara prstenasti prostor u obliku brane.

Ukupna otpornost sloja u neporemećenoj zoni, u našem slučaju, je veća zbog visoke otpornosti nafte.

7.1.1. Spontani potencijal

To je registrirana razlika u potencijalima između neke površinske elektrode i u bušotinu spuštene elektrode (**slika 7.3**). Vrijednost ovisi o:

- vrsti nabušene ili probušene stijene,
- tekućini što zasićuje tu stijenu i
- isplaci.



Slika 7.3: Izgled krivulje SP-a s pripadajućim osnovnim linijama te probušena litologija (struč. dok. BALIĆ, 1993.)

Spontani potencijal (SP) je posljedica elektromotornih sila **elektrokemijskog** podrijetla i **elektrofiltracije**. Elektrofiltracija ima zanemariv potencijal, pa će biti opisano samo podrijetlo elektromotornih sila.

Sloj pijeska zasićen je slojnom vodom s otopljenim solima. Koncentracija soli u filtratu isplake manja je od one u sloju. Kontakt tih dviju tekućina daje članak određene elektromotorne sile (E_j). Ioni Na^+ (natrija) i Cl^- (klora) nastoje prijeći iz tekućine veće u tekućinu manje koncentracije. No ioni Na^+ imaju veći afinitet za vodu, pa će ioni Cl^- putovati brže. Tako otopina s početno manjom koncentracijom postaje negativnija. Isplaka u bušotini ima sličnu koncentraciju soli kao i filtrat isplake, tj. nižu od koncentracije slojne vode. Zato se koncentracija otopina nastoje izjednačiti. No, između njih nalazi se lapor kao membrana. Njegova kristalna rešetka s atomima Si (silicija), Al (aluminija) i H (vodika) stvara listiće s rubno postavljenim atomima H, što stvara negativnu mrežu. Ioni Na^+ prolaze tu membranu, a ioni Cl^- se tu

zaustavljaju. Nastaje razlika u potencijalu i elektromotornoj sili (EMS). Taj potencijal membrane zbraja se s potencijalom spajanja tekućina.

Potencijal spajanja tekućina niži je od potencijala membrane. Ako bi se nekim idealnim izolatorom na granici slojeva zaustavio tok struje pojavio bi se statički spontani potencijal (SSP). Ako su slojevi pijeska/pješčenjaka unutar lapora debeli, čisti i određenih odnosa otpornosti prema otpornosti isplake, krivulja izmjerenog spontanog potencijala približava se statičkom spontanom potencijalu. To je na negativnoj strani linija pijeska, a na pozitivnoj strani linija lapora. Te linije dodiruju vrhove snimljenih krivulja.

Kada se probuše naslage tzv. tvrdih stijena, kao što je sloj propusnog pješčenjaka unutar vapnenaca, onda su razlike potencijala mnogo manje, što je posljedica nedostatka potencijala membrane. Krivulje SP-a važne su kod determinacije propusnih i nepropusnih slojeva, posebno kod homogenih izmjena propusnih pješčenjaka i nepropusnih lapora što je vrlo česta pojava u hrvatskom dijelu Panonskoga bazena.

Uz elektrokemijske sile postoji i elektrokinetički potencijal, no njegova je vrijednost zanemariva.

U idealnom slučaju, kad voda sadržava samo jednu sol, kemijska aktivnost otopine proporcionalna je koncentraciji te jedne soli. Zato se isplaka i njen filtrat vrlo često aproksimiraju otopinom natrijevog-klorida (NaCl) pa vrijedi (7.1):

$$E = -K * \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (7.1)$$

Gdje su:

R_{mf} - otpornost filtrata isplake

R_w - otpornost slojne vode

Takva jednostavna jednadžba određuje opći oblik krivulje SP:

1. Ako je isplaka svježja voda ($R_{mf} > R_w$) krivulja SP pokazivat će otklon ulijevo u propusnim slojevima;
2. Suprotno, ako je isplaka slana ($R_{mf} < R_w$) krivulja SP imat će pomak udesno u propusnim slojevima;
3. Iznos pomaka funkcija je razlike u otporima filtrata isplake i slojne vode;
4. To omogućuje procjenu otpornosti slojne vode, budući da se temperatura sloja može procijeniti (dajući vrijednost K), a otpornost filtrata isplake izmjerena je na ušću bušotine.

Budući da električni potencijali pokazuju razliku u potencijalu, a ne apsolutnu vrijednost, očitavanja nisu prikazana na skali s nulom (0), nego na skali razlike očitavanja u mV. Krivulja SP-a jedan je od indikatora lapora, a razlika između "linije lapora" (osnovne linije nepropusnih stijena) i "linije pijeska" (osnovne linije propusnih stijena) naziva se statički spontani potencijal (SSP),

koji se može koristiti u računu otpornosti sloja ili udjela lapora. Pojam „osnovne linije“ grafički je opisan na **slici 7.2**, a predstavlja liniju koja spaja najveće otklone na stranu propusnih ili nepropusnih stijena.

Na točnost mjerenja spontanog potencijala upotrebom formule (7.1) jako utječu razlike u ionskom potencijalu slojne vode koje su bogate ionima Ca^{2+} i Mg^{2+} . Time podatci odstupaju od idealiziranog modela otopine natrijevog-klorida (NaCl) te je nužna upotreba dijagrama za korekciju vrijednosti.

Kako je prije spomenuto, idealan slijed naslaga za mjerenje spontanog potencijala je izmjena pješčenjaka i lapora. Naročito je povoljno ako takva izmjena obuhvaća relativno debele slojeve pojedinih litologija. Na mjestima tankih, propusnih slojeva krivulja spontanog potencijala bit će prigušena (manjeg otklona), a kod vrlo tankih slojeva čak i otklonjena udesno. Također kod velikih razlika u vrijednostima otpornosti stijene R_t i isplake R_m krivulja postaje sve više zaobljena, s naglašavanjem otklona. Posljedica je promjenjiv uspjeh kod određivanja vapnenačkih i dolomitnih slojeva u karbonatno-laporovitim serijama. Krivulja spontanog potencijala zabilježit će karbonatne jedinice sa srednjom do visokom poroznošću. U tankim ili nepropusnim karbonatima krivulja će pokazivati mali otklon od osnovne linije nepropusnih stijena. Tada se općenito upotrebljava krivulja prirodne radioaktivnosti (nazvana i krivuljom gama-zračenja). Nafta i plin u pješčenjaku, te povećani sadržaj gline, pomiču krivulju SP prema osnovnoj liniji nepropusnih stijena.

Ipak, glavna upotreba mjerenja spontanog potencijala je u pješčenjacima. Oblik krivulje u tim stijenama daje općenite naznake prirode gornjeg i donjeg kontakta tih slojeva, stupanj zaglinjenosti i grube varijacije u veličini zrna. Oštar kontakt nastaje zbog iznenadne promjene potencijala na granici lapora i pješčenjaka, tj. veličine zrna. Postupni prijelaz s umetnutim slojevima lapora, zaglinjenih pješčenjaka i manjih pješčanih slojeva ocrtavat će se nazubljenosti krivulje.

Budući da je spontani potencijal osjetljiv na sadržaj gline on posredno ovisi i o razlici u veličini zrna. Tako se može interpretirati i u smislu positnjavanja ili okrupnjivanja nagore. Mogući oblici krivulje SP u debelim pješčanim tijelima su: zvonasti (engl. *“bell”*), cilindrični (engl. *“cylinder”*), ljevkasti (engl. *“funnel”*) i jajolik (engl. *“egg”*). Ti oblici mogu se interpretirati u smislu geometrije i strukture, s naknadnom klasifikacijom taložnog okoliša kao modela sedimentacije ili potencijalnih stratigrafskih zamki. Problemi u kvalitativnoj interpretaciji facijesa mogu se javiti:

1. Ako postoje velike promjene u salinitetu slojne vode u pješčenjacima, oni zasićeni svježom vodom pokazivat će prividnu zaglinjenost. Pojava je istaknutija u pješčenjacima koji nisu hidraulički povezani, no može se pojaviti i u istoj skupini pješčenjaka s bočnom promjenom saliniteta slojne vode;
2. Kod korištenja različitih vrsta isplake u raznim bušotinama i oblik SP krivulje bit će različit;
3. Utjecaj promjene temperature s dubinom može biti znatniji, što će promijeniti vrijednost varijable K;

4. Pješčenjaci s naftom ili plinom pokazivat će pomak krivulje SP prema „osnovnoj liniji lapora“;
5. "Zrcalna slika" promjene krivulja SP i otpornosti općenito vrijedi u seriji pješčenjaka i lapora. No, pravilo ne vrijedi (čak postoji i inverzija) u zonama nekonsolidiranih i visoko poroznih pijesaka/pješčenjaka sa slanom slojnom vodom.

7.1.2. Otpornost

Mjerenje otpornosti u bušotini daje zbirnu vrijednost otpornosti minerala i fluida (tekućih i plinskih) u pornom prostoru. Pješčenjaci, vapnenci, dolomiti i čertovi, evaporiti i ugljeni slojevi odlikuju se visokom otpornošću mineralnog matriksa (više od $10^6 \Omega m$). Slične, visoke, otpornosti obilježavaju plinske i tekuće ugljikovodike. Svi oni smatraju se izolatorima.

Lapori imaju nisku otpornost uzrokovanu sadržajem minerala glina. Suhi minerali glina imaju veliku otpornost, no namočeni su podložni električnom polju, jer ioni u mineralima glina prenose električnu energiju. Čista voda je izolator, no podzemna voda sadržava ione otopljenih mineralnih soli, pa postaje električni vodič. Otpornost slojne vode opada s dubinom zbog povećanja koncentracije iona i temperature (topljivosti).

7.1.2.1. Kvantitativni odnosi između otpornosti i poroznosti

Taj odnos izražen je jednačbom (7.2) kao:

$$\frac{R_o}{R_w} = \frac{1}{\phi} \quad (7.2)$$

Gdje su:

R_w - specifični otpor slojne vode (teoretski pješčenjak s poroznošću 100 %)

R_o - specifični otpor stijene potpuno zasićene slojnom vodom

Otpornost pješčenjaka i slojne vode je konstantna i kontrolirana poroznošću preko izraza (7.3):

$$\frac{R_o}{R_w} = F \quad (7.3)$$

Taj odnos nazvan je faktor formacije. Nadalje, ARCHIE (1942.) daje prilagođenu jednačbom (7.4):

$$F = \frac{1}{\phi^m} \quad (7.4)$$

Gdje su:

m	<i>faktor cementacije</i> čije su vrijednosti:
1,3	<i>u nekonsolidiranim pijescima</i>
1,4-1,5	<i>vrlo slabo cementiranim pješčenjacima</i>
1,6-1,7	<i>slabo cementiranim pješčenjacima</i>
1,8-1,9	<i>srednje cementiranim pješčenjacima</i>
2,0-2,2	<i>jako cementiranim pješčenjacima</i>

7.1.2.2. Veza između otpornosti i poroznosti

Praktična upotreba Archieve jednadžbe ograničena je potrebom definiranja iznosa cementacijskog faktora m, što opet zahtijeva poznavanje strukture pješčenjaka. WINSAUER (1952.) predlaže jednadžbu (7.5):

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (7.5)$$

Gdje su:

a	- korigirajući izraz dok je pri tomu
m	- konstanta.

Nadalje, na temelju empirijskih podataka dobivena je Humbleova jednadžba (7.6):

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (7.6)$$

U vodom zasićenoj stijeni otpornost je procijenjena veličinom R_o . Iz izraza za *faktor formacije* može se izračunati faktor cementacije 'm'. Archieva jednadžba pretpostavlja da je pješčenjak zasićen vodom i bez udjela lapora. Znatnije zasićenje naftom ili plinom, to jest povišen sadržaj lapora prouzročit će anomalne vrijednosti cementacijskog faktora. Taj faktor 'm' je u izravnoj vezi s mrežom pora, tj. geometriji matriksa.

Teoretski i laboratorijski modeli sastoje se od pakiranih zrna. Ti su modeli adekvatni kod opisivanja pješčenjaka, no ograničena su dosega u modelima karbonatnih stijena, koji su složeniji. ARCHIE (1952.) je zaključio kako su vrijednost faktora formacije i poroznosti u većini vapnenaca u skladu s linearnom funkcijom na logaritamskoj skali. U vapnencima je puno veća promjenjivost pornih struktura. Tako je predložio formulu (7.7):

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad (7.7)$$

Ona predstavlja aproksimaciju za najuobičajenije karbonate međuzrnaste i međukristalne poroznosti. Karbonati u vrijeme taloženja obično imaju poroznost veću od 40 %, no nakon višestrukih dijageneza on pada na samo nekoliko %-taka. Nadalje je Chambert 1960. godine predložio nekoliko vrijednosti faktora cementacije za različite karbonate:

- 1,8-20 - za kristalinske i zrnate karbonate
- 1,7-1,9 - za kredne vapnence
- 2,1-2,6 - za karbonate s naknadnim šupljinama

7.1.2.3. Otpornost stijena zasićenih ugljikovodicima

Otpornost stijene potpuno zasićene slojnom vodom označena je s R_o . Simbol R_t upotrebljava se kod označavanja otpornosti stijene u kojoj je vrsta fluida nepoznata ili je on mješavina vode i ugljikovodika. U rezervoarskim stijenama s otopinom morske (slane) vode (oko 35 ‰) u pornom prostoru R_t je jednak R_o . Ako je voda zamijenjena naftom ili plinom cijela stijena bit će izolator, iznimno visoke otpornosti. No, u stvarnosti sve su naftonosne stijene ipak obilježene "neograničenom saturacijom vodom", zbog tankog filma vode preko površine matriksa. Zato će u praksi vrijednost R_t biti veća od vrijednosti R_o , jer nafta i plin ograničavaju volumen vodljive otopine slojne vode u pornom prostoru. Indeks otpornosti određen je jednadžbom (7.8):

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (7.8)$$

ARCHIE (1942.) je dao odnos između indeksa otpornosti i zasićenja (saturacije) vodom preko (7.9):

$$I = \frac{1}{S_w^n} \quad (7.9)$$

Gdje je:

n - saturacijski eksponent, a on je kontroliran geometrijom pora i strukturom stijene.

Laboratorijskim mjerenjima određena je vrijednost 'n' između 1.8 i 2.5, a u primjeni se najčešće uzima vrijednost 2. Tako se može predvidjeti saturacija vodom u potpovršinskoj zoni, temeljena na poroznosti, otpornosti mineralnog matriksa i otopine u pornom prostoru kao (7.10):

$$I = \frac{1}{S_w^n} \Rightarrow S_w = \sqrt[n]{\frac{1}{I}} = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{F * R_w}{R_t}} \quad (7.10)$$

Gdje su:

- F - procijenjen iz poroznosti, a preko Archieve jednadžbe, s pravilno izabranim faktorom cementacije,
- R_t - dobiven iz očitavanja krivulje otpornosti,
- R_o - izračunat s krivulje SP ili dijagram 'otpornost-poroznost'

7.1.2.4. Mjerenje otpornosti karotažnim uređajima

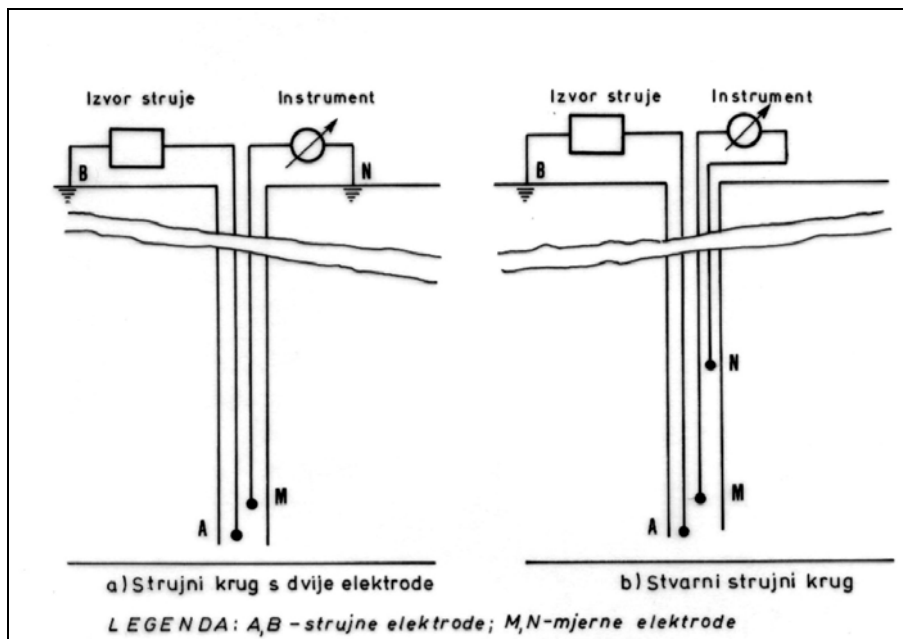
Prvi mjerni uređaji mjerili su trenutnu otpornost stijene u bušotini. No, za procjenu prave vrijednosti R_t bili su potrebni ispravci. Svi uređaji bilježe otpornost zone, a ne pojedine točke. Zato je otpornost tankih slojeva vrlo teško procijeniti većinom uređaja, budući da su mjerenja takvih slojeva i pod utjecajem susjednih slojeva.

7.1.2.5. Konvencionalni elektrodni uređaji

Konvencionalni uređaji koriste niz od četiriju elektroda koje su prikazane na **slici 7.4**. Teoretski dvije elektrode se spuštaju u bušotinu, a dvije ukopavaju na površini (**slika 7.4a**). Ipak u praksi i druga mjerna elektroda se može spustiti u bušotinu na dovoljnoj udaljenosti od prve mjerne elektrode (**slika 7.4b**).

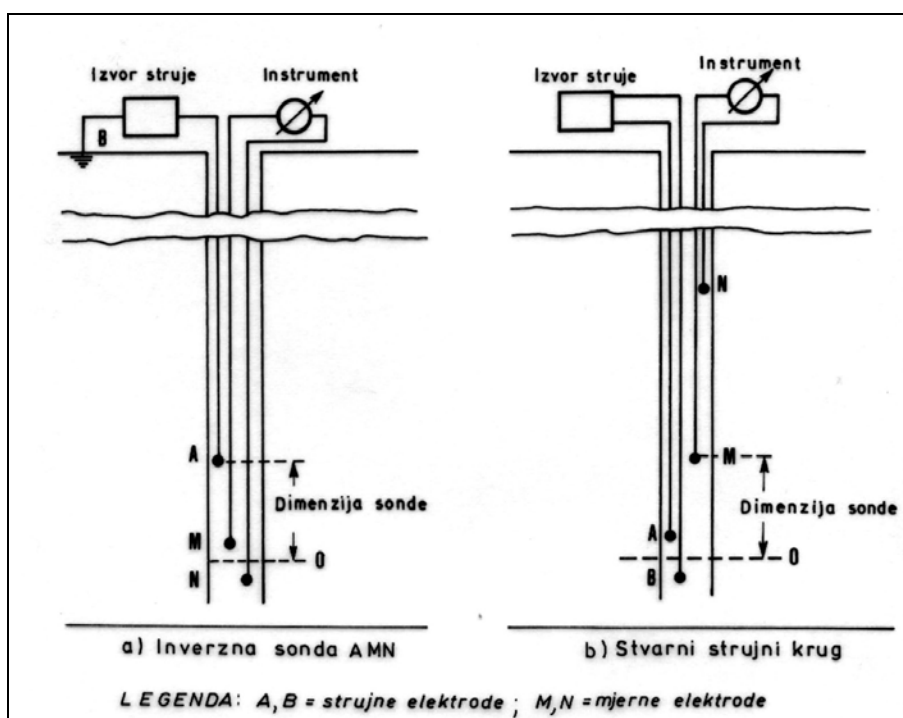
Danas se takav tip uređaja koristi iznimno rijetko, jer su razvijeniji bolji i precizniji uređaji. No, njihova izvedba je najjednostavnija i predstavlja školski primjer uređaja za mjerenje otpornosti stijena te jednostavno omogućava razumijevanje rada naprednijih jedinica. Kod **normalne sonde** za mjerenje otpornosti (**slika 7.4**) najčešće korišteni razmaci između strujne i mjerne elektrode (par A-M) su

- a) oko 41 cm (16") koji se naziva i *kratka normala*, a upotrebljava za određivanje granice slojeva i procjenu tankih slojeva i
- b) oko 163 cm (64") koji se naziva i *duga normala*, a čiji je radijus zahvata snimanja otpornosti stijene veći od 3 m (10 ft). Zato je moguće očitati otpornost koja uglavnom odgovara otpornosti netaknute zone (R_t).



Slika 7.4: Shematski prikaz normalne sonde

Sličan uređaj, s ponešto drugačijim razmještajem elektroda, naziva se **inverzna sonda** (slika 7.5). Kod te su sonde na njoj smještene jedna strujna te dvije mjerne elektrode. U tom slučaju razmak između strujne elektrode i središta između mjernih elektroda (slika 7.5a, razmak A0) iznosi 567 cm (18 ft 8"), a između mjernih elektroda (slika 7.5a, razmak MN) 81 cm (32"). U stvarnome strujnom krugu, kakav je zbog pojednostavljenja ostvaren u bušotini, raspored elektroda je prikazan na slici 7.5b. Radijus zahvata mjerenja otpornosti kod inverzne sonde otprilike je dvostruko veći nego li kod normalne sonde s dugom normalom.



Slika 7.5: Shematski prikaz inverzne sonde

Opisani konvencionalni elektrodni uređaji imaju dva glavna ograničenja:

1. U relativno tankim slojevima signal s uređaja je manje-više izobličen, pa je i krivulja prividne otpornosti znatno različita od stvarne otpornosti, što otežava kvalitativnu i kvantitativnu interpretaciju;
2. Kod mjerenja mikrologom u isplakama na bazi slane vode, odaslana struja zadržana je unutar isplake u bušotini ili unutar isplačnog kolača. Tada se izmjerena prividna otpornost odnosi na otpornost isplake ili isplačnog kolača što ima malu ili nikakvu praktičnu vrijednost.

Zato su razvijeni uređaji s jakim, usmjerenim strujama, nazvani **laterolozi**. Upotrebljavaju se kod mjerenja otpornosti stijena s vrlo različitim vrijednostima, a rezultati se često prikazuju na logaritamskoj skali.

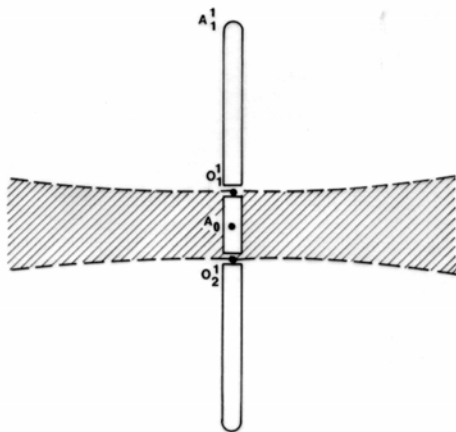
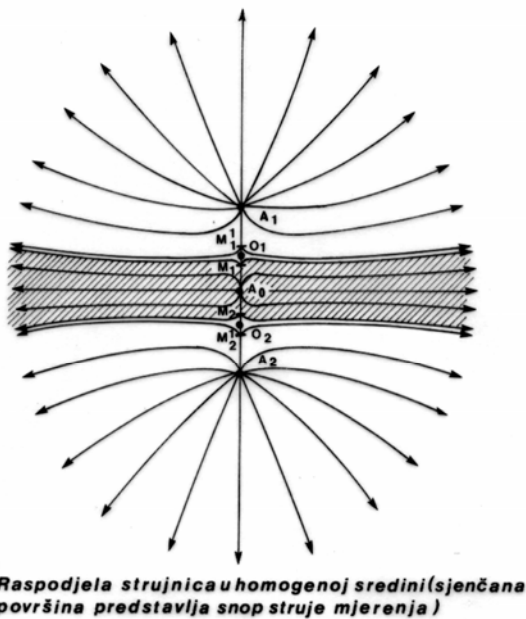
Takav uređaj, preko strujnih elektroda, u stijenu šalje usmjerenu struju čime znatno povećava točnost mjerenja i dubinski zahvat. Zato se vrlo točno može procijeniti prava otpornost sloja, ili otpornost nekontaminirane zone (R_t). Upotrebljavaju se uređaji s tri (**slika 7.6 i 7.7**) i sedam strujnih elektroda.

Kod takvih vrsta sonde prividna otpornost izmjerena u sloju je najveća kada se elektrode označe s „0“ na **slikama 7.6 i 7.7** nalaze su blizini središta sloja.

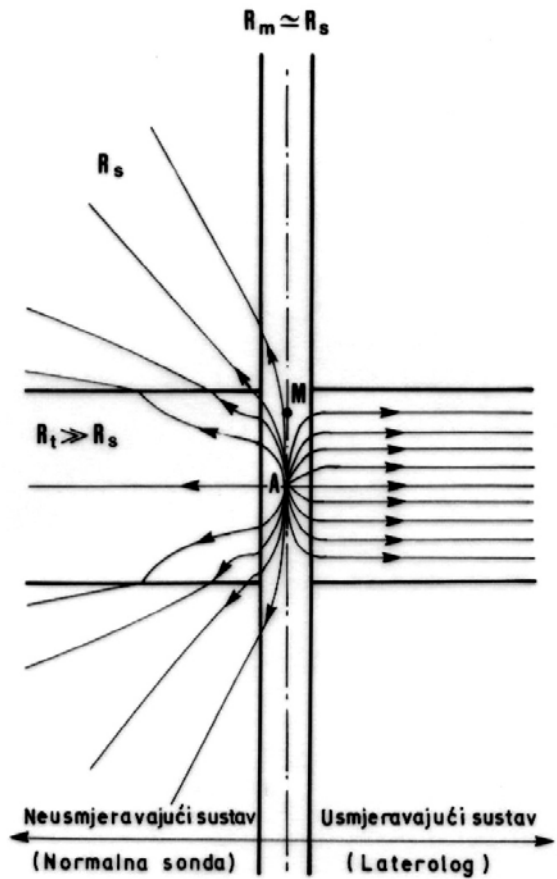
Uređaj s tri elektrode naziva se **Laterolog-3** (ili skraćeno **LL3**). Sonda se sastoji od dugačkog cilindra koji je podijeljen u tri izolirane elektrode. Srednja elektroda A_0 (obično duga oko 30 cm) je mjerna. Rubne elektrode A_1 i A_2 obično su duge oko 1,5 metra (**slika 7.6**). Inducirana struja istog polariteta dovodi se na sve elektrode i automatski se regulira na jednaku snagu. Struja odašiljana iz elektrode A_0 zadržana je konstantnom, a njezin se potencijal u odnosu na udaljenu elektrodu, mijenja ovisno o vrsti naslage kroz koju teče struja. Nepovoljno je što laterolog s tri elektrode ima značajnu masu metala u sondi, a ta količina poremetit će tok prirodno odaslanih struja u bušotinu. Takav poremećaj utječe na kvalitetu izmjerenog spontanog potencijala pa se elektrode za njegovo mjerenje spontanog obično udaljuju oko 60 cm (25") od laterologa.

Napredniji uređaj ima na sebi ugrađeno sedam elektroda i naziva se **laterolog-7 (LL7)**. Zbog manje metala koji uređaj sadržava na istome dubinskome intervalu može biti snimljena i krivulja spontanog potencijala. Sonda izvrsno mjeri otpornost nekontaminirane zone (R_t), osobito kada se velike razlike u vrijednostima otpornosti te zone i isplake (R_t i R_m , ili kombinacija stijene velike otpornosti i slane isplake) te pri velikim razlikama u otpornosti kolektorskih (R_t) i susjednih stijena (R_s).

Najnovija izvedenica takvoga uređaja naziva se **dual laterolog**. Takav uređaj omogućava istodobno mjerenje dubljeg i plićeg zahvata. Koriste se dva različita strujna toka u dvjema različitim izvedbama i frekvencijama, a vertikalna rezolucija je jednaka.



Slika 7.6: Prikaz laterologa s tri strujne elektrode (A_0 , A_1 , A_2)



R_t = pravi otpor promatranog sloja; R_s = otpor okolnih stijena; R_m = otpor isplake

Slika 7.7: Prikaz strujnica i zona s različitim otpornostima

Sljedeća vrsta uređaja naziva se **mikrologom**. Postoje izvedenice toga uređaja kako iz normalne tako i inverzne sonde. Sufiks „mikro“ upućuje na male dimenzije uređaja, to jest na vrlo male razmake do desetak centimetara između pojedinih elektroda. Zato mikrolog služi za izvrsno odvajanje granica propusnih i nepropusnih slojeva.

Ipak zbog maloga dubinskoga zahvata uređaja elektrode na sondi moraju biti pritisnute uz stijenke bušotine, što može biti problem kod nepravilnih bušotinskih kanala. Ovisno o izvedbi uređaji se nazivaju *mikro-normalnom* (s razmakom oko 4 cm između strujne i mjerne elektrode) ili *mikro-inverznom* sondom (s razmakom oko 5 cm).

7.1.2.6. Induktivne jedinice

Uređaji s elektrodama, konvencionalni ili s usmjerenim strujama, zahtijevaju da u bušotini postoji vodljivi fluid (isplaka), koji služi za kontakt između elektroda i stijene. Takav kontakt nemoguć je u "suhim" bušotinama ili u bušotinama s isplakom na bazi nafte (koja nije vodljiva).

Induktivne sonde svode na najmanju mjeru utjecaj bušotinskog kanala, invazijske zone i okolnih stijena. Predstavljaju sustav nekoliko odašiljačkih i prijamnih zavojnica. Za razliku od drugih uređaja indukcijske sonde ne zahtijevaju električni kontakt s isplakom ili stijenom. Razlog je što ti uređaji mjere u stvari izravnu vodljivost, a ne otpornost. Zato su očitavanja vrlo dobra u niskootpornim serijama. To omogućuje upotrebu u niskootpornim i visokoporoznim pješčenjacima, no ne i u visokootpornim i niskoporoznim karbonatima. Mjerenja tim sondama nisu dobra kod slanih isplaka.

7.2. MJERENJA RADIOAKTIVNOSTI

Mjerenja radioaktivnosti u bušotinama može se odnositi na mjerenja prirodne radioaktivnosti stijena te radioaktivnosti potaknute djelovanjem čovjeka, ili iz uređaja koji su spušteni u kanal bušotine. Obje vrste mjerenja imaju svoje prednosti, to jest svaka vrsta mjerenja ima drugačiji cilj glede očitavanja vrste stijene ili fluida koji se u njoj nalazi. Oznaka za prirodnu radioaktivnost na karotažnim dijagramima je simbol GR (engl. „*gamma ray*“).

Većina kemijskih elemenata postoji i u obliku izotopa, koji su nestabilni i raspadaju se u stabilnije oblike. Pri tomu emitiraju nekoliko vrsta zračenja: alfa (jezgre helija, naboj +), beta (elektroni, naboj -) i gama-zračenje (elektromagnetsko zračenje visoke energije, naboj 0; ne mijenja se niti maseni niti atomski broj elementa). Jedino gama zrake imaju veliku energiju i moć prodora, te se one bilježe raznim uređajima-brojačima. Tri vrste izotopa pojavljuju se u značajnijim količinama. To su izotopi kalija (K-40) i urana (U) te torija (Th).

Minerali glina u laporu sadržavaju male količine kalija (tek 0,02 % otpada na radioaktivni izotop K-40 koji može davati i do 20 % ukupnog zračenja). Mnogo je važnija koncentracija torija koji je nakupljen u mineralima glina procesima apsorpcije i izmjene kationa. Uran se također pojavljuje u gotovo svim laporima i predstavlja po jačini drugi izvor zračenja. Unutar lapora može biti koncentriran u velikim količinama (50-60 ppm) što je obično odraz izrazito reduktivnih taložnih uvjeta u kojima se uran vezao na organsku tvar. Takvi lapori imaju iznimno visoke vrijednosti zračenja i mogu poslužiti kao stratigrafski korelacijski markeri.

Glavno ograničenje kod konvencionalnog mjerenja jakosti gama-zračenja je nemogućnost razlikovanja zračenja pojedinih izvora (K-40, U i Th) u ukupno očitanom zračenju. No, ipak svaki od tih triju izvora odlikuje se vlastitom energetsom razinom. Zato se, kod malo naprednijih analiza prirodne radioaktivnosti, cjelokupni energetski interval podijeli u "prozore" različitih energetske razina, prema kojima se učini raspodjela zasebnih zračenja kalija, urana i torija. Rezultat je prikazan spektralno po elementima (engl. "*spectral gamma-ray log*") na trima odvojenim krivuljama radioaktivnih izvora. Tada se može obaviti i naprednija interpretacija s obzirom na dominantne okoliše i stijene u kojima se talože pojedini od triju nabrojanih radioaktivnih elemenata. Tako su:

- Minerali glina povezani najviše sa sadržajem torija, a sekundarno kalija;
- Koncentracija silicija (najviše u pijesku) nema znatnijeg utjecaja na radioaktivnost;
- Uran pokazuje veliku korelaciju s udjelom „organskog“ ugljika (to jest ugljika iz organskih spojeva) te nije vezan za minerale glina;
- Kalcij općenito ne dolazi zajedno s radioaktivnim elementima što je razlog niske radioaktivnosti većine vapnenaca.

Gama-zračenje (ili prirodna radioaktivnost) prije se bilježilo Geigerovim brojačem, a danas se za to koristi scintilacijski brojač. Utvrđeno je da 90 % zabilježene radijacije dolazi iz

prvih 6" sloja oko kolone bušotine, što određuje i radijus istraživanja. Mjerenje je statistička veličina s korištenjem srednjeg (vremenski konstantnog) kruga. Također izmjerene vrijednosti ovise i o brzini spuštanja mjernog uređaja. Određivanje brzine spuštanja i vremenske konstante predstavlja kompromis kojim se teži postići najmanja statistička buka, tj. najmanje razlike zračenja prema nekoj srednjoj vrijednosti. Izmjerene vrijednosti izražavaju se u API jedinicama, pa npr. prosječni lapor ima vrijednost oko 100 API.

Često se krivulja gama-zračenja upotrebljava kao „osnovna linija nepropusnih stijena“ ili "krivulja lapora" kako bi se odvojile nepropusne i propusne stijene, te izračunao stupanj udjela čestica gline u stijeni. Prosječni pješčenjaci, vapnenci i dolomiti imaju relativno nisku koncentraciju radioaktivnih izotopa, za razliku od glina, lapora, šejlova te ležišta kalija i urana. Zato krivulja gama-zračenja pokazuje veliku sličnost s krivuljom SP na istom dubinskom intervalu, s laporima na desnoj i čistim pješčenjacima na lijevoj strani krivulje. Iz toga razloga, ako nije moguće snimiti spontani potencijal, krivulja prirodne radioaktivnosti koristi se kao njezina zamjena za razlikovanje pješčenjaka od lapora.

7.2.1.1. Primjena mjerenja prirodne radioaktivnosti kod procjene sadržaja lapora

Ta krivulja obično se koristi kod određivanja granica između lapora i pješčenjaka, ili karbonata, te za određivanje zaglinjenosti propusnih stijena. "Osnovna linija nepropusnih stijena" povučena je na mjestima gdje se najjasnije vide "normalni" lapori. Njima su suprotni "vrući" lapori, gdje se riječ „vrući“ upotrebljava u kontekstu da su snažno radioaktivni zbog obilja urana u njima. "Osnovna linija propusnih stijena" povezuje mjesta minimalnih vrijednosti prirodne radioaktivnosti izmjerene u čistim pješčenjacima. Problemi se mogu pojaviti ako u okolne šupljine pri bušenju uđu čestice gline iz isplake. Uz to, mogu se pojaviti i neki drugi minerali kao izvori zračenja u većim količinama, kao što su feldspati, tinjci ili teški minerali. Problem se rješava usporedbom više mjerenja na istom intervalu, na primjer krivulja prirodne radioaktivnosti, spontanog potencijala, broja brzih neutrona i gustoće stijene

Ako propusna stijena ima vrijednost radioaktivnosti C (u API), a lapor vrijednost S (u API), indeks prirodne radioaktivnosti u zoni izražava se kao (7.11):

$$GRI = \frac{G - C}{S - C} \quad (7.11)$$

Gdje su:

- C - vrijednost zračenja čistog pješčenjaka
- S - vrijednost zračenja čistog lapora
- G - očitana vrijednost na nekoj dubini.

Prvenstveno se kod analize prirodne radioaktivnosti procjenjuje udjel lapora, tj. zaglinjenost, u rezervoaru, s obzirom na njegovu poroznost i zasićenje ugljikovodicima. Privedna

poroznost očitana iz zvučne karotaže, karotaže gustoće i neutronske karotaže treba biti korigirana za iznos zaglinjenosti kako bi se odredila efektivna poroznost.

7.2.2. Karotaža gustoće

Tom metodom (engl. "density log") mjeri se apsorpcija gama-zračenja, a još se naziva i γ - γ karotaža. Uređaj za karotažu gustoće obično se sastoji od izvora gama-zračenja (npr. Cs-137), smještenim na papuču koja je pritisnuta uz stjenku bušotine. Energija se u obliku gama-zračenja šalje u stijene, a ona zatim djeluje s elektronskim oblacima u atomima na tri načina: Comptonovim raspršenjem (na njemu se zasniva mjerenje gustoće), fotoelektričnim efektom, te stvaranjem parova elektron-pozitron. Posljedica je smanjenje gama-zračenja koje se bilježi na detektorima dugog i kratkog razmaka. Takvo smanjenje proporcionalno je elektronskoj gustoći stijene, a ona se može izraziti i kao obujamna gustoća.

Napredniji uređaj je imenovan kao *dvostruki detektor gustoće* (engl. "Dual-Detector Density Log"). Pomoću dvaju detektora smanjuje se utjecaj isplačnog kolača i male nepravilnosti u stijenci bušotine. Vrijednost nekompensirane gustoće dobiva se iz prijamnika velikog razmaka, a korekcija gustoće ($\Delta\rho$) iz obaju prijamnika i korekcijskog dijagrama. Korekcija je dodana nekompensiranoj vrijednosti kako bi se izračunala kompenzirana obujamna (engl. "bulk") gustoća.

Vertikalna rezolucija je 61 cm (2 ft, 2 stope), a bočno prodiranje 5-10 cm (nekoliko inča), što je zadovoljavajuće jer 50 % signala dolazi iz prvih 5 cm (2"), a 90 % iz prvih 13 cm (5"). Zato se tim uređajima istražuje invazijska zona propusnih stijena. Comptonovo raspršenje proporcionalno je broju elektrona po jedinici volumena (N_e), a taj broj proporcionalan je indeksu elektronske gustoće (ρ_e) te vrijedi (7.12):

$$\rho_e = C * \rho_b$$

$$C = 2 * \left(\frac{Z}{A} \right) \quad (7.12)$$

Obujamna gustoća može se izraziti kao (7.13):

$$\rho_b = \phi * \rho_f + (1 - \phi) * \rho_{ma}$$

$$\phi = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad (7.13)$$

Gdje su:

ρ_f - prosječna gustoća fluida u pornom prostoru

ρ_{ma} - prosječna gustoća stijena sa sljedećim vrijednostima:

- pijesak ili pješčenjak 2,65 kg/m³
- vapnenac 2,71
- dolomit 2,87
- anhidrit 2,98

U vodom zasićenoj zoni, gdje je zasićenje filtratom isplake ($S_{xo}=1$), vrijedi da je gustoća fluida u pronom prostoru jednaka gustoći filtrata isplake ($\rho_f=\rho_{mf}$). Nadalje, vrijednost gustoće filtrata isplake može se aproksimirati sljedećim vrijednostima dominantnog fluida u pronom prostoru:

- nafta 900 kg/m³
- svježa voda 1000 kg/m³
- slana voda 1100 kg/m³

Aproksimacija je prihvatljiva kod niskih vrijednosti zasićenja rezidualnom naftom i kod male razlike gustoće ugljikovodika i filtrata isplake.

7.2.3. Karotaža neutrona

Uređaj za neutronska karotaža (engl. "neutron log") sadržava visokoenergetski izvor neutrona s kemijskim elementima americijem (Am) i berilijem (Be), koji se odašilju u okolne stijene. Ti neutroni gube energiju u sudarima s jezgrama atoma na koje nailaze. Glavni gubici energije događaju se kod susreta s jezgrama približno istih masa, a to su jezgra atoma vodika unutar stijene. Konačno, svaki neutron biva usporen do termalnog stanja, kada biva uhvaćen od jezgre atoma.

Slabljenje toka neutrona uglavnom je funkcija koncentracije vodika u stijeni, koja se u uobičajenim rezervoarskim stijenama može aproksimirati s koncentracijom fluida u porama. Visoka poroznost odražava se uniskom iznosu na brojaču, jer će većina neutrona doći u termalno stanje i biti uhvaćena u jezgre atoma smještene u blizini izvora. Suprotno, mala poroznost očitava se u visokoj vrijednosti broja neutrona zabilježenoj u blizini detektora. Zato bočni radijus istraživanja iznosi između nekoliko centimetara do nešto više od 1 metra, što ovisi o veličini poroznosti. Vertikalna rezolucija je oko 60 cm.

Suvremeni uređaji podešeni su na skalu u jedinicama API-ja ili na izravno mjerenje poroznosti prema referentnom vapnencu s pronim fluidom ili vodom. Opća veza očitavanja neutrona i poroznosti izražava se jednadžbom (7.14):

$$-K*\phi = C*N \Rightarrow \phi = -\frac{C*N}{K} \quad (7.14)$$

Gdje su:

ϕ - poroznost

N - izbrojeni neutroni

K, C - konstante vezane za uređaj, promjer bušotine i litologiju

Mjerenjem broja neutrona relativno je lako odrediti poroznost lapora, koja može iznositi 35-40 %. U tim stijenama velik broj neutrona je usporen i uhvaćen od atomskih jezgri vodika, koji potječu iz velikog zasićenja vodom u tim stijenama te od minerala glina. Suprotno, u relativno nepropusnim karbonatima broj brzih neutrona ostaje velik, a mjerenja poroznosti najčešće ne prelaze 1-2 %. Ostale vrste stijena, prema broju preostalih brzih neutrona, smještene su između tih dviju litologija te se putem logaritamskih jednadžbi izravno prevode u vrijednosti poroznosti. Današnji uređaji za neutronske karotaže to rade automatski. Poznata tvrtka Schlumberger danas se koristi trima vrstama uređaja s oznakama:

- GNT - stariji instrument koji je uglavnom napušten;
- SNP – (engl. skr. od "*sidewall neutron porosity*") je uređaj na nožici s jednim prijamnikom;
- CNL – (engl. skr. od "*compensated neutron log*") je uređaj na nožici s dva prijamnika.

Uređaji su namješteni prema vapnencu, a kod mjerenja u drugačijim litologijama koriste se korekcijski faktori i dijagrami. Neutronske mjerenje u prvome redu bilježi koncentraciju vodika, a tek sekundarno poroznost. Takvo je mjerenje osjetljivo na sadržaj vodika u kristalnoj vodi, pa je korisno za razlikovanje minerala gipsa u evaporitnim serijama. Također bilježi i visoku poroznost u ugljenima, to jest visok sadržaj vlage u njima (i veliki sadržaj ugljika). Ako je u pornom prostoru plin mjerenje će dati malu poroznost zbog male količine vodika u pornom prostoru. Tako se mjerena anomalija može koristiti kao "detektor plina", ako su nekim drugim metodama u tim zonama zabilježene visoke vrijednosti poroznosti.

7.3. ZVUČNA KAROTAŽA

Krivulja zvučne karotaže predstavlja vrijedan izvor podataka o brzini širenja zvučnog vala kroz stijenu koja okružuje kanal bušotine. Nadalje, vrlo često taj podatak se dodatno oplemenjuje podacima dobivenim iz neutronske te karotaže gustoće. Tada se takav ukupni postupak naziva karotažom poroznosti, ili izlazna krivulja – krivuljom poroznosti.

Krivulja poroznosti zajednički je naziv za mjerene krivulje snimljene sondama za zvučnu karotažu, te karotažu gustoće i neutrona. Glavna namjena tih krivulja je kvantitativna procjena poroznosti. Svakom od tih metoda mjere se bitno drugačije fizikalne osobine, no svaka od njih jasno razlučuje fluid u pornom prostoru od stijenskih minerala. Postoje ipak male, ali sustavne razlike između tih triju mjerenja koje se očituju kod različitih vrijednosti „nulte“ poroznosti, što određuje različitu kalibracijsku skalu poroznosti za svaku vrstu rezervoarskih stijena.

Zvučna (engl. *“sonic, acoustic”*) sonda daje podatke o brzinama širenja zvučnog vala unutar stijena. Te brzine mogu biti uzete kao referentne vrijednosti za usporedbu s brzinama valova na seizmičkim profilima. Tada je moguće napraviti i sintetički seizmogram (engl. *“synthetic seismogram”*).

Valna energija širi se iz odašiljača (engl. *“transmitter”*) u obliku kompresijskih valova, koji prvo prolaze kroz bušotinski fluid male brzine širenja valova. Dolaskom do stijenki bušotine valovi se refraktiraju (lome) i počinju se širiti većom brzinom kroz stijenu, zbog veće gustoće i čvrstoće stijene.

Kompresijski valovi su oko dva puta brži od drugih vrsta valova, pa prvi dopijevaju do prijarnika (engl. *“receiver”*). Pretvorba zabilježenih podataka u vrijednosti brzine širenja valova kroz stijenu otežana je potrebom uklanjanja malog putnog vremena kroz bušotinski fluid, te zbog promjenjiva kuta refrakcije. Zato je razvijen napredniji uređaj imenovan kao *bušotinski kompenzirajući uređaj* (engl. *“borehole compensated tool”*), koji se sastoji od dvaju odašiljača i prijarnika. Debljina zone ispitivane stijene odgovara razmaku između dvaju prijarnika. Rezultati se prikazuju kao putno vrijeme (engl. *“travel time”*). To je vrijeme potrebno kompresijskom valu da prođe put od 31 cm kroz stijenu, a izražava se u mikrosekundama (μs). To vrijeme recipročno je brzini vala. Neke vrijednosti putnog vremena za različite stijenske minerale i fluide su:

- kvarc 1,82 $\mu\text{s}/\text{cm}$
- kalcit 1,56 $\mu\text{s}/\text{cm}$
- dolomit 1,43 $\mu\text{s}/\text{cm}$
- slojna voda (20 % NaCl) 6,20 $\mu\text{s}/\text{cm}$
- nafta 7,81 $\mu\text{s}/\text{cm}$
- metan 20,54 $\mu\text{s}/\text{cm}$

Poroznost se može procijeniti iz putnog vremena u mineralnom matriksu s 0 % poroznosti (Δt_{ma}) te putnog vremena u fluidu u porama uz teoretski 100 % poroznosti (Δt_f). Za litološki član bez lapora vrijedi (7.15):

$$\Delta t = \phi * \Delta t_f + (1 - \phi) * \Delta t_{ma} \quad (7.15)$$

Zbog vrlo plitkog zahvata uređaja vrijednosti Δt_f odgovaraju fluidu u ispranoj zoni. Razlog je što se bilježi najkraći put vala od odašiljača do prijarnika. Za svježju isplaku Δt_f će odgovarati putnom vremenu kroz filtrat isplake ($\approx 6,20 \mu\text{s/cm}$).

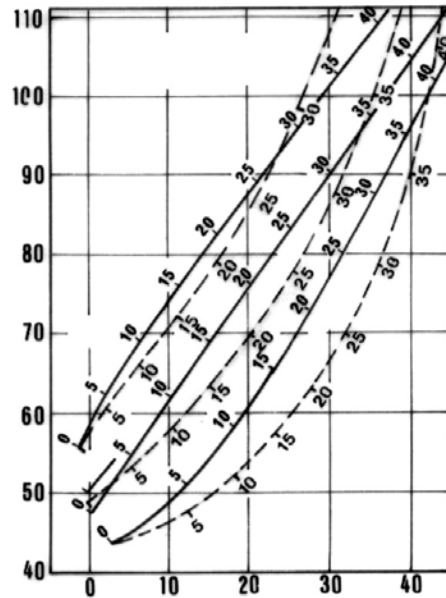
Procjena poroznosti u čistim pješčenjacima i karbonatima podložna je i nekim ograničenjima. Prvi val koji dolazi na prijarnik općenito neće zabilježiti veće šupljine, kao one u mineralnim žilama ili frakture. Tako poroznost procijenjena putnim vremenom odražava međuzrnastu i međukristalnu poroznost, no bez šupljina i frakture. Taj je problem zanemariv u pješčenjacima, no vrlo je važan u karbonatima. Rješenje je u istodobnoj upotrebi zvučne karotaže, te karotaže neutrona i gustoće koje su osjetljive na sve vrste poroznosti. Tada zvučna karotaža procjenjuje *primarnu poroznost*, a drugi uređaji procjenjuju *ukupnu poroznost* stijene.

7.3.1. Zajedničko promatranje dijagrama zvučne karotaže, te karotaže neutrona i gustoće

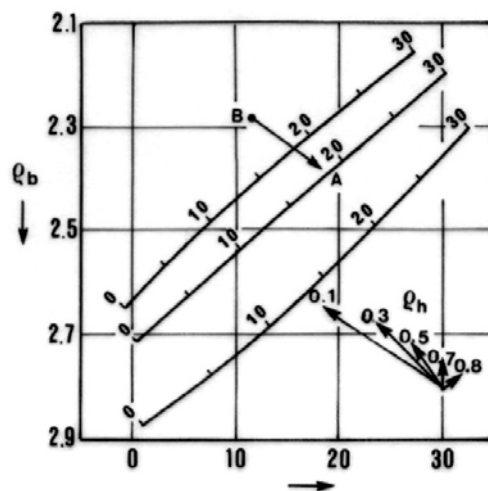
Geofizička mjerenja neutrona, gustoće te brzine širenja zvuka (ili *karotaže neutrona, gustoće i zvučna karotaža*) često se mogu zajednički promatrati u različitim kombinacijama, otkrivajući na taj način neka svojstva stijena i ležišta koja se prije, na pojedinačnim dijagramima, nisu uočila.

Tako je na primjer moguća kombinacija vrijednosti dobivenih **zvučnom karotažom** i **karotažom gustoće**, te nanošenje tih mjerenja na **križni dijagram**. Primjer takvog dijagrama dan je na **slici 7.8**. Poroznost, ili ležišna svojstva gotovo svih stijena (pješčenjaka, vapnenaca, dolomita) ne mogu se odrediti s velikom pouzdanošću, no zato se na takvim dijagramima mogu prepoznati i razlikovati većina evaporitnih minerala.

Križni dijagrama za usporednu vrijednosti **zvučne karotaže** i **karotažne neutrona** dan je **slici 7.8**. Takav dijagram često se promatra u kombinaciji s križnim dijagramom na kojemu su vrijednosti **karotaže gustoće i neutrona (slika 7.9)**. Postiže se vrlo dobro razlikovanje pješčenjaka, vapnenaca i dolomita, a čak ako se unutar promatranog litološkog para ne odrede potpuno točne litologije moguće je dobiti vrlo precizno očitavanje poroznosti. No, u slučaju da se među karotiranim stijenama nalaze i evaporiti pogreške u izračunu poroznosti mogu postati vrlo velike.



Slika 7.8: Križni dijagram zvučne karotaže (putno vrijeme u mikrosekundama po stopi na osi Y) i karotaže neutrona (neutronske indeks poroznosti na osi X). Na linijama su označene poroznosti pojedinačnih litologija.



Slika 7.9: Križni dijagram karotaže gustoće (obujamne gustoće u kg/m^3 na osi Y) i karotaže neutrona (neutronske indeks poroznosti na osi X). Na linijama su označene poroznosti pojedinačnih litologija.

7.4. MODIFICIRANE ILI SPECIJALNE METODE UPORABE GEOFIZIČKIH MJERENJA U BUŠOTINAMA

Specijalne geofizičke metode koje se koriste u bušotinama obuhvaćaju nekoliko metoda koje su izvedene iz prethodno opisanih metoda ili mjere neke dodatne fizikalne ili mehaničke veličine. Najčešće od takvih metoda su mjerenje položaja slojeva, temperature u bušotini te promjera bušotine (engl. "caliper"). Spomenute metode, tj. specijalne primjene karotaže, opisane su u ovome poglavlju.

7.4.1. Mjerenje nagiba slojeva

Uređaj za mjerenje nagiba slojeva naziva se dipmetrom ili pandažmetrom. Bilježenjem niza podataka u jednoj bušotini omogućuje izračunavanje pravca pružanja, te smjera i veličine nagiba slojne, rasjedne (**slika 7.10**) ili pukotinske ravnine. Za to su potrebne tri vrste podataka:

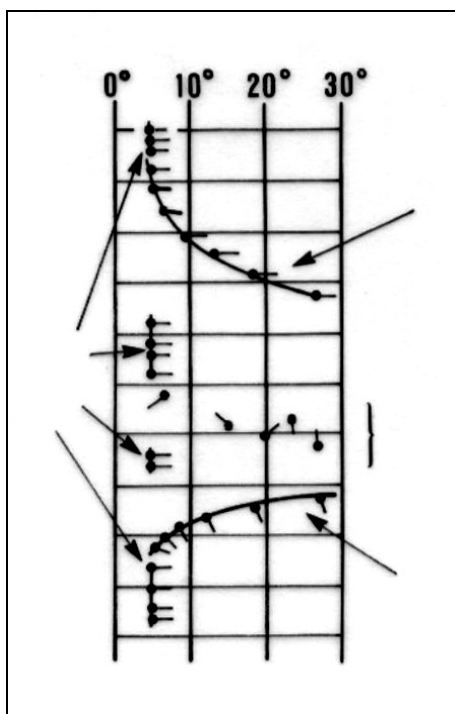
- Podatci o položaju najmanje triju točkaka jedne ravnine u odnosu prema osi bušotine i geografski sjever;
- Podatci o položaju bušotine u prostoru i
- Podatci o iznosu promjera bušotine.

Prvi uređaji za mjerenje bili su trokraki, dok se danas koriste već šestokraki. Sama engleska riječ "diplog" (kao hrvatski izraz ponekad se koristi *pandažmetar*) označava grafički oblik prikaza rezultata dobivenih mjerenjem dipmetrom. Sadržava podatke o dubini, veličini kuta nagiba, o azimutu smjera nagiba sloja i kutu devijacije bušotine, te ocjenu pouzdanosti korelacije krivulja.

Današnji instrument se sastoji od uređaja za mjerenje krivulja vodljivosti (ili specifične otpornosti), orijentacijskog sklopa i kalipera (kojim se mjeri promjer bušotine). Na krakove su pričvršćene hidraulične papuče koje naliježu uz stijenu bušotine, a u njih su ugrađene elektrode. Snimanjem tim elektrodama plitko se bočno prodire u sloj, ali se, po vertikali, snimanje obavlja na vrlo velikim intervalima, čime se bilježi promjena vodljivosti naslage, to jest promjena vodljivosti isprane zone propusnih slojeva po dubini.

U najboljem slučaju krivulje dobivene bilježenjem tih veličina trebale bi biti identične na svakoj elektrodi. Njihovom korelacijom određuje se dubinska razlika nailaska pojedinih elektroda na naslage istih električnih osobina, tj. na isti sloj. Za vrijeme mjerenja trokrakim dipmetrom kod velikih nagiba bušotine te velikih i nepravilnih horizontalnih presjeka bušotine (posebno elipsoidnih) gubi se kontakt jedne elektrode sa stijenkama bušotine. Razlog tomu je što su krakovi kruto spojeni pa se postavljaju u položaj najveće kružnice koja se može upisati u takav oblik kanala bušotine. Tada nastaje kratko spajanje strujnog kruga kroz isplaku, pa „ploveća“ elektroda mjeri uglavnom vodljivost isplake. Ta pojava naziva se *efekt plivanja*

papuče, a uzrok je mjerena krivulja koje se ne mogu korelirati i potpuno onemogućuje dobivanje rezultata.



Slika 7.10: *Primjer bilježenja rasjednih ploha na dijagrama mjerenja nagiba slojeva (uočljivi su nagle i velike promjene u nagibu sloja na različitim dubinama)*

To se uspješno riješilo upotrebom četverokrakog dipmetra, koji ima dva para nezavisno vezanih krakova. Time je omogućen bolji kontakt, jer ako jedna elektroda ne ostvari kontakt preostaju još tri krivulje za međusobnu korelaciju. U gornjem dijelu uređaja nalazi se sklop za određivanje orijentacije bušotine u prostoru, a u donjem su dva međusobno okomita kalipera kojim se mjeri oblik kanala bušotine i njezin promjer. Svi podaci bilježe se analogno na film ili digitalno na vrpcu. Dobiveni podaci mogu se obraditi ručno i pomoću računala. Kod nekadašnje ručne obradbe upotrebljavao se film i njegova kopija. Kod četverokrakog uređaja dobiju se četiri krivulje, a svaka od njih zabilježena je na zasebnom filmu. Filmovi se postavljaju jedan preko drugog, te vertikalno i horizontalno pomiču dok se krivulje elektroda najbolje ne preklope. Tada se očita razlika u dubini, u odgovarajućem mjerilu, jednog filma prema drugom, tj razlika nailaska tih dvaju parova elektroda na iste električne osobine naslaga (što gotovo uvijek podrazumijeva istu slojnu ravninu).

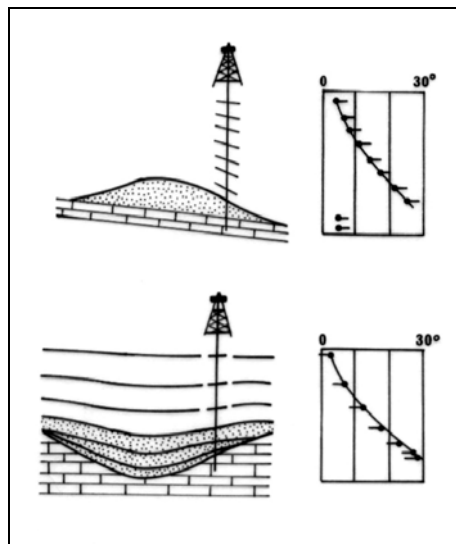
Danas se korelacije krivulja rade isključivo računalom te postoji mogućnost obradbe velikog broja podataka u relativno kratkom vremenu. No potrebno je da interpretator dobro poznaje postupak, zbog provjere rezultata, a i odabira točnih ulaznih parametara. U računu se koriste tri veličine:

- Širina prozora ili korelacijski interval (engl. *“correlation interval”*);
- Dužina koraka (engl. *“step distance”*) i

- Kut traženja (engl. “*search angle*”).

Temelj svih prikaza mjerenja dipmetrom jesu tablice numeričkih rezultata koje sadržavaju podatke o dubini, veličini kuta nagiba, azimutu smjera nagiba sloja i kutu devijacije bušotine, i na kraju ocjenu pouzdanosti krivulja. No, zbog preglednosti, podatci se prikazuju i grafički pomoću “vektorskih” (“streličastih”) dijagrama. Na njima je točkom i smjerom strelice prikazana dubina, veličina nagiba i azimut smjera nagiba sloja. Skala nije linearna kako bi se istaknule razlike pri malim vrijednostima kutova. Rezultati sadržavaju nekoliko podataka:

- Strukturni nagib, tj. generalni trend (**slika 7.11**);
- Anomalije strukturnog nagiba koje odgovaraju nekim strukturnim i sedimentacijskim pojavama (**slika 7.11**);
- Sedimentacijski nagib, koji je odraz načina sedimentacije i
- Druge tipove nagiba, koji su posljedica dijagenetskih promjena.



Slika 7.11: Bilježenje strukturnog nagiba na dijagramima nagiba slojeva
(vidljiva je promjena nagiba sloja, uz konstantni azimut)

Kako je osnovna namjena mjerenja nagiba slojeva određivanje strukturnog nagiba, razvijene se neke metode obrade uzoraka. Najčešća metoda temelji se na obilježavanju ili bojenju uzoraka, grupirajući vektore u tri osnovne skupine:

- Intervali s konstantnim azimutom i veličinom nagiba, koji predstavljaju strukturni nagib i označavaju se zelenom bojom (zeleni uzorak);
- Intervali s približno stalnim azimutom ili azimutom koji se postupno mijenja i to tako da se veličina nagiba s dubinom povećava, a označeni su s crvenom bojom (crveni uzorak) - u krovinskim krilima rasjeda, kod zapunjenja korita negdašnjih tokova, vapnenih grebena i još nekih sedimentnih oblika;

- Intervali s približno konstantnim azimutom, kod kojih se nagib s dubinom smanjuje, a označavaju se plavom bojom (plavi uzorak), i često se javljaju neposredno ispod granice diskordancije, u podinskim krilima rasjeda i kod nekih sedimentnih oblika.

7.4.2. Mjerenje temperature u bušotini

Vrijednost temperature u bušotini vrlo je važan podatak. Ona određuje vrijednost otpornosti isplake ili otpornost slojne vode. Zato, kako bi se točno interpretirala mjerenja, treba biti poznata raspodjela temperature u bušotini. Slojevi oko kanala bušotine mogu se aproksimirati zonom beskonačne i stalne toplinske vodljivosti (k_h). Fourierov zakon glasi (7.16):

$$Q = k_h * S * \left(\frac{dT}{dz} \right) \quad (7.16)$$

Gdje su:

Q - iznos toplinskog toka

k_h - toplinska vodljivost

dT/dz - vertikalni temperaturni gradijent

S - površina pod pravim kutom na smjer toka

Vrijednost A je neovisna od vremena, tj. vrijednost Q je stalna. Onda je omjer dT/dz konstanta i vrijedi (7.17):

$$\frac{dT}{dz} = g_G \quad (7.17)$$

gdje je g_G geotermalni gradijent.

Geotermalni gradijent je porast temperature na stalnoj dubinskoj razlici, a ovisi o litologiji. Najčešće se kao dubinski interval uzima 100 m. Suprotno, geotermalni stupanj predstavlja dubinski pomak na kojem se temperatura povisi za 1 °C. Srednji geotermijski stupanj za cijelu litosferu je 33 m, a lokalno opet ovisi o sastavu stijena. Integriranjem između površine tla (S) i neke dubine (D) dobiva se (7.18):

$$\int_{T_s}^{T_f} dT = g_G * \int_0^D dz \Rightarrow T_f - T_s = g_G * D \Rightarrow T_f = T_s + g_G * D \quad (7.18)$$

Vidi se da je temperatura stijene (T_f) dobivena iz temperature površine kojoj je pribrojen geotermalni gradijent, umnožen za dubinu mjerena. Te jednadžbe ne vrijede u zoni blizu

površine, jer su na manje od 30 m toplinski tok i temperatura podložni dnevnim i godišnjim promjenama temperature zraka.

Nadalje, toplinska vodljivost probušenih slojeva nije stalna i ovisi prvenstveno o vrsti stijene. To je razlog zašto krivulja promjene temperature s dubinom nikad nije linearan. Temperatura u bušotinama panonskog bazena raste brže nego u Dinaridima, jer su Dinaridi izgrađeni u prvome redu od karbonatnih stijena veće toplinske vodljivosti, pa u njima toplina cirkulira brže, a rezultat je niža temperatura (**tablica 7.1**). Zato se karbonati nazivaju i “hladnom” sredinom.

Na mjestima solnih doma javlja se temperatura povišena za 1 do 2 °C u odnosu prema okolnim stijenama. To prema gornjim vrijednosti izgleda paradoksalno, jer se soli odlikuju većom toplinskom vodljivošću (k_h) pa bi trebale lakše provoditi toplinu te postati hladnija sredina. No solne dome i intruzije najčešće imaju vrlo duboki korijen koji je smješten na mnogo većoj dubini od same dome. On se nalazi na dubini gdje vladaju mnogo više temperature i predstavlja vezu vrha solne strukture s mnogo većim toplinskim tokom. Budući da je sol jedna stijenska sredina, na njezinu temperaturu puno više će utjecati njezin korijen od stijena u okolici vrha strukture.

Stijena	Toplinska vodljivost (10^{-3} cal/sec·cm·°C)	Stijena / Fluid	Toplinska vodljivost (10^{-3} cal/sec·cm·°C)
Lapor	2,8 - 5,6	Sol	12,75
Pijesak	3,5 - 7,7	Sumpor	0,6
Porozni vapnenac	4,0 - 7,0	Čelik	110,0
Gusti vapnenac	6,0 - 8,0	Cement	0,7
Dolomit	9,0 -13,0	Voda	1,2 - 1,4
Kvarcit	13,0	Zrak	0,06
Gips	3,1	Plin	0,065
Anhidrit	13,0	Nafta	0,35

Tablica 7.1: Vrijednosti toplinske vodljivosti u različitim stijenama

Nadalje, zanimljiv primjer predstavlja mjerenje temperature u bušotini Rovinj-1 (Ro-1), smještenoj na području Jadranske karbonatne platforme. U različitim vrstama stijena zabilježen je različiti geotermalni gradijent (**tablica 7.2**).

Starost	Geotermalni gradijent (°C / 100 m)	Geot. stupanj (m / °C)
J ₃	0,75	132,14
J ₂	1,37	72,72
J ₁	1,00	100,00

T ₂	0,77	130,00	(karbonati)
-----D I S K O R D A N C I J A -----			
T ₁	1,81	55,16	(klastiti)
P	2,34	42,45	

Tablica 7.2: Mjerenje geotermalnoga gradijenta u bušotini Rovinj-1

Različite stijene izgrađene su od različitih vrsta litologija. Tako su:

- J_{1,3} i T₂ zastupljeni karbonatnim stijenama (vapnencima, dolomitima).
- J₂ i T₁ karbonatnim stijenama s dolomitnim vezivom.
- T₁ i P klastičnim sedimentima.

Mjerenjem temperature može se utvrditi visina cementne smjese, jer kod nailaska na cement u kanalu bušotine temperatura raste. Uređajima se inače mjeri temperatura isplake, koja poprima temperaturu okolnih stijena. No, to se ne događa odmah. Za vrijeme bušenja isplaka se utiskuje iz isplačnog bazena nadolje kroz cijevi do dlijeta. Zatim se ona vraća prema površini, putujući uz stijenske. Na početku toplinski tok je iz relativno tople stijene u isplaku. No, isplaka se nastavlja zagrijavati sve više kako se giba uz stijenu. Na nekoj dubini temperatura isplake postaje veća od temperature stijene. Toplinski tok se mijenja i ide iz isplake u stijenu. Razdoblja zagrijavanja i hlađenja bušaće isplake nastavljaju se za vrijeme bušenja i čišćenja. Razdoblje čišćenja počinje kad je bušenjem dostignuta krajnja dubina, a bušenje je zaustavljeno. Isplaka cirkulira još nekoliko sati, kako bi se izvukle sve krhotine i čestice iz kanala bušotine. Tek kad je bušotina očišćena, cirkulacija je zaustavljena, oprema za bušenje izvučena, a mjerne sonde ubačene u bušotinu.

Kad je cirkulacija zaustavljena temperatura isplake T_m na konačnoj dubini je niža od temperature okolnih slojeva. Koliko je ta temperatura različita od temperature stijene ovisi o nekoliko činitelja:

- Vremenu koje je proteklo od trenutka prestanka cirkulacije do postavljanja termometara na dno bušotine,
- Temperaturi isplake u trenutku zaustavljanja cirkulacije i
- Volumenu zagrijane isplake (proporcionalan promjeru bušotine).

Nakon razdoblja od 6 do 12 sati mirovanja isplaka poprima temperaturu okolnih stijena. Zatim se spušta instrument brzinom oko 1600 metara po satu.

Postoji nekoliko vrsta uređaja za mjerenje temperature:

- Temperaturna sonda u sebi sadržava platinastu žicu, koja je izložena bušotinskom fluidu. Otpornost žice mjeri se Wheatstoneovim mostom. Ona se mijenja u skladu s temperaturom i to što je veća temperatura veći je otpor. Rezolucija toga tipa termometra je oko 0,5 °F;

- Novija generacija poluvodičkih termometara, nazvanih termistorima. Električne osobine termistora mijenjaju se i kalibriraju u skladu s temperaturom. Rezolucija je $0,005^{\circ}\text{F}$, a brzina mjerenja mnogo je veća od termometra na bazi otpornosti;
- Termometri najvećeg bilježenja (engl. "*Maximum-Indicating Thermometer*") slični su medicinskom termometru. U kapilarnoj cjevčici je stakleni spremnik ispunjen živom. Kako temperatura raste živa se u kapilarnoj cjevčici širi. Na cjevčici se nalazi skala za očitavanje. Zapreka sprječava živu da se vrati u cjevčicu, pa termometar pokazuje najveću temperaturu kojoj je bio izložen. Termometar je potrebno snažno protresti kako bi se živa vratila natrag. Taj se uređaj upotrebljava u otvorenim bušotinama.

Već dugi niz godina u svijetu se sve češće izrađuju **vrlo duboke bušotine** (dublje od 3000 m). U njima se temperatura ne mijenja linearno pa je nužno reći nešto i o tom problemu. Duboke se bušotine izrađuju u više dionica. Nakon što je određena dionica izbušena, ona se karotira i zacjevljuje te se nakon toga nastavlja bušiti iduća dionica – naravno, s manjim promjerima svrdla. Crtajući krivulju izmjerenih temperatura na dnima svake od dionica, nastat će krivulja koja ima dva linearna dijela s različitim nagibima, a to znači i dva različita geotermalna gradijenta. Postoji nekoliko objašnjenja za odnosne promjene nagiba.

Drastična promjena tipa stijena s različitim toplinskim vodljivostima –od male do velike– može izazvati takvu pojavu. Ponekad su krivulje pod utjecajem svojstava stijena na malim dubinama. Tu stijene imaju nižu toplinsku provodljivost jer su slabo konsolidirane i velike poroznosti. Isto tako i prijelaz iz normalnih tlakova u nadtlakove može biti objašnjenje izgleda krivulje. Možebitno je objašnjenje i u tome što na početku bušenja bušotina ima veći promjer, a pri dnu manji, pa se u gornjem dijelu veći volumen isplake mora zagrijati, tj. preuzeti toplinu okolnih stijena, jasno, nakon prestanka cirkulacije i stajanja određeno vrijeme (i do 12 sati, što je prije spomenuto).

Sve u svemu, u dubokim bušotinama temperatura ne raste linearno nego prema krivulji koja ima dva linearna dijela. Oni se sijeku stvarajući luk. Pretpostavljajući linearnu raspodjelu temperature u dubokoj bušotini samo prema jednome mjerenju mogu se daljnjom uporabom dijagrama (interpolacijom) dobiti jako krivi podatci. Uporaba geotermalnoga gradijenta baziranog samo na temperaturi s manje dubine za izračun temperature na većoj dubini rezultat će daleko premalom vrijednošću. Ako pak za postavljanje pravca geotermalnog gradijenta rabimo samo podatak temperature s mnogo veće dubine dobit ćemo za pliće dijelove bušotine neprihvatljivo prevelike vrijednosti izračunatih temperatura. Upravo je zato prikaz geotermalnoga gradijenta s dva linearna dijela i jednim lukom između jedino ispravan način. Da bismo dobili ispravan dijagram, moramo imati barem dva podatka: jedan izmjeren iznad, i drugi izmjeren ispod luka. Ako se vrijednosti o temperaturama prikažu na semi-logaritamskom dijagramu, dobit ćemo (prividno) linearni trend. Pri tome su na ordinati dubine u linearnome mjerilu, a na apscisi temperature u logaritamskom mjerilu.

7.4.3. Mjerenje promjera bušotine

U ovom potpoglavlju bit će riječi o mjerenju promjera i oblika presjeka bušotine, tj. bušotinskog kanala. Mjerenja promjera bušotina uređajem koji se zove KALIPER jasno pokazuje da je stvarni promjer bušotine često drugačiji od nominalnog promjera svrdla (dlijeta ili krune) kojim se bušilo. U nekim je slučajevima ta razlika znatna pa bušotina ima oblik koji znatno odudara od pravilnog cilindra s jednoličnim promjerom.

Stvarni bušotinski promjer i oblik ovisan je o stijinama kroz koje se bušilo. Gornji dio bušotine može imati kanal koji se iskazuje kao gladak, a promjer isti kao promjer dlijeta. U stvari, dionica A izbušena je točno po mjeri (promjeru) bušaćeg alata, što je obično slučaj u tvrdim, zbijenim i nepropusnim stijinama. Promjer dionice B je stvarno manji od promjera dlijeta. To je obično slučaj u propusnim stijinama koje su bušene uz isplaku koja sadržava čvrste čestice stijena. Sigurnost bušenja obično zahtijeva takav hidrostatski tlak u stupcu isplake koji će uspješno kompenzirati tlak u stijinama. Taj povećani tlak isplake potiče prodiranje ili utiskivanje isplake u propusne stijene. Čestice gline ili stijena koje su veće od promjera pora u stijinama zadržavaju se na stjenkama bušotine, to jest na površini propusnih stijena tvoreći sloj sličan gipsu. Taj je "sloj" nisko propustan, a zove se "isplačni kolač". Debljina isplačnog kolača ovisi o značajkama isplake, a kreće se od tankog filma pa do 2,5 cm u najvećem broju slučajeva. U propusnim stijinama, promjer bušotine se smanjuje za dvije debljine isplačnog kolača. Svojstva isplačnog kolača, kao što su otpornost i gustoća, jako se razlikuju od istih svojstava okolnih stijena.

Velika povećanja javljaju se u mekanim, slabo zbijenim stijinama kao posljedica ispirajućeg učinka isplake, zatim u stijinama koje otapa voda kao što je sol te u prirodno raspucanim stijinama kad se olabavljaju, tj. slabe mehaničke veze između fragmenata. Povećanje promjera najčešće je u šejlovima, laporima i glinama. Naime, zbog njihovih elektrokemijskih značajki, minerali glina adsorbiraju vodu pri čemu spomenute taložine bubre. Bubrenjem stijene slabe, postaju mekane te dolazi do ljuštenja i odjeljivanja. Intenzitet ljuštenja i odjeljivanja ovisan je o fizičkim svojstvima glina, lapora i šejla, a rezultat je uvijek povećavanje promjera bušotine. Razne gline različito privlače i upijaju vodu. Isplaka na bazi slatke vode potiče jače odjeljivanje za razliku od isplake na bazi slane vode. Ljuštenja i odjeljivanja obično nema onda kada se upotrebljavaju isplake na bazi ulja. Značajke stijena odgovorne za povećanje promjera variraju uzrokujući nepravilne poraste promjera, što konačno pridonosi hrapavosti i neravnosti stijenci bušotina.

Povećani promjer bušotine utječe da se mehanički centrirane sonde nalaze udaljene od istraživanih stijena. Prostor između centrirane sonde i stijene ispunjava se isplakom čije su fizičke značajke znatno drugačije od značajki stijena. Sonde za kaliper oblikovane su tako da istražuju samo određeni opseg (određeni dubinski zahvat), tj. one se mogu prilagoditi da "ne uzmu u obzir" samo manji dio volumena okupiranog isplakom. Ako je taj volumen velik (tj. ako je promjer bušotine jako povećan) izmjerena vrijednost (zapis sonde) ne može se smatrati da

potječe od stijena. U ekstremnim okolnostima povećanja promjera, sonda mjeri isključivo samo svojstva isplake. Kad papuče, koje su dijelovi nekih sondi, prijanjaju uz stijenu bušotine, senzori su odvojeni od stijena isplačnim kolačem ili džepovima ispunjenim isplakom. Sonde s papučama (mjerenja mikrootpornosti i gustoće) imaju relativno mali radijus istraživanja. U skladu s tim, zona isplačnog kolača i isplačni džepovi mogu znatno utjecati na zapis takve sonde.

Odgovarajuća analiza svakog određenog karotažnog mjerenja zahtijeva točno poznavanje veličine promjera bušotine i njezina oblika. Da bi se definirala geometrija promjera, kaliper se obično snima zajedno s uređajima koji mjere mikrootpornost, gustoću stijene, broj neutrona, zvučnu karotažu i nagib slojeva.

Kod mikrootpornih krivulja kalipera dvije se papuče odupiru o stijenu bušotine preko dva nasuprotna kraka zajedno, održavajući glavno tijelo sonde centriranim u bušotini. Opruzi sličan mehanizam ispružuje krakove tako da su papuče u stalnom dodiru sa stijenom bušotine. Izvanjsko rastezanje krakova koje prati promjer bušotine pretvara se u električni signal koji kalibriran odgovara promjeru bušotine. Sonda se kalibrira na površini tako da se polaže u metalne obruče standardnih promjera, obično 8 i 12 inča. Kontaktne papuče mikrootpornih sondi duge su najmanje 6 inča. Zato se male neravnine i nepravilnosti ne mogu utvrditi. Maksimalna ispruženost sondi je obično ograničena na 16 ili 18 inča. Razmak između površine papučica kad su skupljene obično je 6 inča. Prema tome, raspon mjerenja kaliperom je od 6 do 16 ili 18 inča. Pritisak na papuču zbog prijanjanja je malen, pa u intervalima propusnih stijena papučica klizi iznad isplačnog kolača. Očitavanje na krivulji je tada promjer bušotine minus dvostruka debljina isplačnog kolača.

Kaliperi s sondama mjerenja broja neutrona ili sondama za karotažu gustoće sastoje se od jedne papučice pričvršćene na tijelo sonde. Krak se snažno pritišće na stijenu bušotine kako bi održavao sondu u dobrom dodiru sa stijenom. Izmjereni kaliper je udaljenost između metalnog podpornja pričvršćenog na krak i površine sonde (papuče). Krute, relativno duge sonde ne mogu se micati u i van iz dijela povećanog promjera koji je manji od dužine sonde. Hrapavost stijeni vidljiva na karotažnom dijagramu odražava put sondina ispruženog kraka prema samo jednoj strani bušotine. Druga je strana samo dotaknuta dužom sondom. Zbog pritiska na izbočeni dio sonde, krak nastoji rezati kroz isplačni kolač. Očitavanje s karotažnog dijagrama je jednako promjeru bušotine minus jedna debljina isplačnog kolača.

Sonda za zvučnu karotažu centrirana je u bušotini s trima lučnim oprugama na jednakim razmacima. Bušotinski promjer se izvodi iz veličine rastezanja svih triju krakova, koji obično djeluju zajedno, tj. jednako se otvaraju i zatvaraju.

Mehaničke značajke anizotropnih stijena rezultiraju ovalnim ili elipsnim presjekom. Povećani promjer bušotine obično predstavlja nepravilan (neokrugli) presjek. Zbog pritiska na isturene papuče, sonda se vrti, zauzimajući položaj s najmanjom potencijalnom energijom. To je obično duža os elipsnog presjeka bušotine.

Sonde za karotažu mikrootpornosti, gustoće ili broja neutrona najčešće mjere dužu os ovalnog presjeka. Kod bušotina eliptičnog promjera, trokraki kaliper kao što je kaliper sa

zvučnom karotažom (engl. „*sonic caliper*“) poprima jedan od mogućih položaja. Izmjereni promjer je manji od maksimalne dužine osi. Uz to, očitavanje je smanjeno za dvostruku debljinu isplačnog kolača. I tri povezane lučne opruge loše centriraju sondu. Konstrukcija sonde, oblik bušotine i hrapavost stijenske određuju vertikalnu i horizontalnu mogućnost razlučivanja (rezoluciju) kalipera. Različiti kaliperi korišteni u jednoj te istoj bušotini dat će različite rezultate.

Četverokraki kaliper mnogo bolje određuje nepravilne presjeke. U konfiguraciji sonde nalazi se i pandažmetar (engl. „*dipmeter*“) za koji je određivanje opsega presjeka profila bušotine od iznimne važnosti. Četverokraki uređaj ima po dva međusobno neovisna dvokraka kalipera, okomita međusobno. Sonda osigurava dvije kaliperske krivulje. U okruglim bušotinama ta su dva kalipera jednaka. Do razlika u krivuljama dolazi u nepravilnim presjecima jer jedan kaliper snima dužu os, a drugi kraću.

Iz zapisa kalipera moguće je izvući kvalitativne i kvantitativne podatke o probušenim stijenama i mogućim fluidima u njima. Bušotinski promjer ili debljina isplačnog kolača potrebni su kada je opravdana korelacija za učinke isplačnih fluida na karotažna mjerenja. Nazočnost isplačnog kolača sama po sebi dokazuje i prisutnost propusnih stijena. Stvaranje isplačnog kolača, povećanje promjera bušotine i hrapavost mogu se koristiti s ostalim podacima za utvrđivanje promjena u litološkom sastavu. Prikladna procjena sonde s papučama, poput onih za mjerenje gustoće (engl. „*density*“) ili broja neutrona (engl. „*side-wall-neutron*“) povećava se spoznajama o razmjerima hrapavosti bušotine. U sveukupnim bušotinskim operacijama, kaliperska krivulja može pomoći izračunavanju potrebnog volumena cementa. Ona također pomaže u optimalnom pozicioniranju pakera (brtvi). Krivulja kalipera je prijeko potreba i pri interpretaciji nagiba slojeva (engl. „*diplog*“) jer osigurava poziciju očitavanja o položaju točaka mjerenja u prostoru.

8. PODJELA REZERVI UGLJIKOVODIKA

U Hrvatskoj je na snazi klasifikacijski sustav napisan prema uzoru na sustave koji se upotrebljavaju u domeni utjecaja današnje Ruske Federacije. Puni naziv dokumenta je **“Pravilnik o prikupljanju podataka, načinu evidentiranja i utvrđivanja rezervi mineralnih sirovina te o izradi bilance tih rezervi”**, koji je objavljen u Narodnim novinama, br. 48, iz 1992. godine. Izabrani dijelovi tog Pravilnika, koji se odnose na podjelju rezervi ugljikovodika dan je u potpoglavlju 8.1.

U svijetu postoji niz klasifikacijskih sustava, to jest načina kategorizacija rezervi ugljikovodika. No, preporučenim svjetskim standardima smatraju se podjele i klasifikacije koje su zajednički prihvatili SPE (engl. “Society of Petroleum Engineers”), WPC (engl. “World Petroleum Congress”) te AAPG (engl. “American Association of Petroleum Geologists”). Jedan od tih standarda prikazan je i u ovome poglavlju, a većina nacionalnih i kompanijskih klasifikacija na neki način se vezuje ili uspoređuje s tim izdanjima.

8.1. PODJELA REZERVI UGLJIKOVODIKA (PREMA PRAVILNIKU VAŽEĆEM U RH)

I. UVODNE ODREDBE

Članak 1.

Ovim se pravilnikom propisuju jedinstveni kriteriji za utvrđivanje, evidentiranje i prikupljanje podataka o rezervama mineralnih sirovina u Republici Hrvatskoj.

Članak 2.

Mineralne sirovine za koje se u smislu odredbi ovoga pravilnika utvrđuju, evidentiraju i prikupljaju podaci o rezervama i izrađuje bilanca jesu:

1. energetske mineralne sirovine: nafta, kondenzat, prirodni plinovi, sve vrste fosilnog ugljena, bituminozne i uljne stijene te radioaktivne mineralne sirovine;
2. mineralne sirovine iz kojih se mogu proizvoditi metali i njihovi spojevi;
3. nemetalne mineralne sirovine: grafit, sumpor, magnezit, fluorit, barit, azbest, tinjac, fosfat, gips, kalcit, kreda, bentonitna glina, kremen, kremeni pijesak, kaolin, keramička i vatrostalna glina, feldspat, talk, tuf, sirovine za proizvodnju cementa i vapna, te karbonatne i silikatne sirovine za industrijsku preradu;
4. arhitektonski građevni kamen;

5. sve vrste soli i solnih voda;

6. mineralne i geotermalne vode iz kojih se mogu pridobivati mineralne sirovine ili koristiti akumulirana toplina u energetske svrhe, osim mineralnih i termalnih voda koje se koriste u ljekovite, balneološke i rekreativne svrhe ili kao vode za piće (u daljnjem tekstu: mineralne i geotermalne vode);

7. tehnički građevni kamen, građevni pijesak i šljunak te opekarska glina.

II. KATEGORIZACIJA, KLASIFIKACIJA I EVIDENCIJA REZERVI NAFTE, KONDENZATA I PRIRODNOG PLINA

II-1 Osnovne odredbe

Članak 5.

Ukupne rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina utvrđuju se i razvrstavaju prema stupnju istraženosti i stupnju poznavanja kakvoće na: utvrđene rezerve kategorije A, B i C₁, te potencijalne rezerve kategorija C₂, D₁ i D₂.

Utvrđene rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina kategorija A, B i C₁, svrstavaju se u klase: bilančne i izvanbilančne.

Članak 6.

Utvrđene i svrstane rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina iskazuju stupanj njihove istraženosti i pripremljenosti za eksploataciju i to:

1. bilančne rezerve kategorija A i B - kao osnova za projektiranje razrade ležišta i pripremu za eksploataciju;
2. rezerve kategorije C₁ - kao podloga za izradu projekta istražnih radova u svrhu prevođenja rezervi kategorije C₁ u kategoriju A i B, kao podloga za pokusnu eksploataciju radi ispitivanja proizvodnih mogućnosti ležišta;
3. potencijalne rezerve kategorije C₂ - kao osnova za izradu projekata detaljnih istražnih radova;
4. potencijalne rezerve kategorije D₁ - kao osnova za izradu programa ili projekata detaljnih istraživanja u prognoznom zonama nakupljanja nafte i prirodnog plina i na novim lokalitetima u okviru eksploatacijskih regija;
5. potencijalne rezerve kategorije D₂ - kao osnova za programiranje radova odnosno izradu projekata namjenskih regionalnih istraživanja i procjenu potencijalnosti istražnog prostora.

Članak 7.

Utvrđene rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina kategorije A, B i C₁, izračunavaju se za:

1. naftu;
2. kondenzat;
3. prirodni plin.

Pod naftom, prema ovom pravilniku razumijeva se sirova nafta koja se dobiva iz ležišta.

Pod kondenzatom, prema ovom pravilniku, razumijevaju se ugljikovodici u plinovitom stanju pod ležišnim uvjetima koji prelaze u tekuće stanje zbog smanjena tlaka:

Pod prirodnim plinom, prema ovom pravilniku, razumijeva se smjesa ugljikovodičnih plinova, ugljikovodičnih plinova s primjesama ostalih prirodnih plinova i smjesa ostalih prirodnih plinova.

Članak 8.

Rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina kategorija A, B i C₁ izračunavaju se posebno za:

1. naftno ležište;
2. plinsko ležište;
3. plinsko-kondenzatno ležište;
4. otopljeni plin u naftnom ležištu;
5. plinsku kapu naftnog ležišta.

Rezerve nafte i prirodnog plina kategorija C₂, D₁ i D₂ izračunavaju se:

1. za kategoriju C₂ - posebno za svako perspektivno naftno ili plinsko ležište;
2. za kategoriju D₁ - za prognoznu zonu nakupljanja (iskazano u uvjetnoj nafti);
3. za kategoriju D₂ - za istražni prostor, sedimentni bazen ili za regionalno rasprostriranje prirodnog rezervoara (iskazano u uvjetnoj nafti).

Članak 9.

Prvom izračunavanju rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina pristupa se u fazi istraživanja kad se na osnovi istraživanja odrede parametri predviđeni ovim pravilnikom.

Ponovnom izračunavanju rezervi pristupa se:

- a) u fazi istraživanja:

1. nakon realiziranja projekata istraživanja predviđenih člankom 6. točke 2. do 5. ovoga pravilnika;

2. u fazi istraživanja ili u fazi pripreme ležišta za eksploataciju kada izvedeni istražni radovi ukažu na bitne promjene količina rezervi, odnosno na potrebu za novom kategorizacijom rezervi;

b) u fazi eksploatacije ležišta:

1. kada se, nakon analize dinamike iskorištenja ležišta ili preispitivanjem utvrđenih parametara, zaključi da njihove vrijednosti treba mijenjati;

2. kada se bitno promijene raspoloživi podaci dobiveni izradom novih bušotina;

3. kada se, primjenom metoda razrade ležišta radi povećanja iskorištenja, bitno promijene ležišni uvjeti.

II-2. Kategorizacija rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina

Članak 10.

Prema stupnju istraženosti ležišta, stupnju poznavanja kvalitete sirovine i poznavanja parametara za utvrđivanje rezervi, ukupne rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina svrstavaju se u:

a) utvrđene rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina:

1. kategorije A;

2. kategorije B;

3. kategorije C₁;

b) potencijalne rezerve nafte i prirodnog plina:

1. kategorije C₂;

2. kategorije D₁;

3. kategorije D₂;

Za svaku kategoriju iz stavka 1. ovoga članka utvrđeni su, u člancima 11. do 17. ovoga pravilnika, kriteriji, karakteristike i uvjeti za razvrstavanje rezervi. Neudovoljenje bilo kojeg od utvrđenih uvjeta uzrokuje svrstavanje rezervi u odgovarajuću nižu kategoriju.

Članak 11.

Rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina razvrstavaju se u kategorije prema osnovnim uvjetima:

1. u kategoriju A uvrštavaju se rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina u ležištu ili dijelu ležišta koje su potpuno utvrđene bušotinama s pritokom fluida dobivenim osvajanjem bušotina i kod kojih su potpuno utvrđeni: geološka građa, oblik i veličine ležišta ili dijela ležišta, kolektorska svojstva, hidrodinamički odnosi i fizikalno kemijske karakteristike fluida, te obavljena potpuna hidrodinamička ispitivanja na proizvodnim bušotinama;

2. u kategoriju B uvrštavaju se rezerve nafte kondenzata i prirodnog plina u ležištu ili dijelu ležišta koje su utvrđene s nekoliko bušotina iz kojih je pritok fluida dobiven osvajanjem i potvrđen hidrodinamičkim mjerenjem ili pokusnom proizvodnjom. U ostalim bušotinama prisutnost fluida određena je na temelju podataka karotažnih mjerenja, jezgrovanja ili testiranja u procesu izrade bušotina. Za rezerve kategorije B određeni su: geološka građa, oblik i veličina ležišta ili dijela ležišta, kolektorska svojstva, ležišni uvjeti, fizikalne i kemijske karakteristike fluida;

3. u kategoriju C_1 uvrštavaju se rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina u ležištu ili dijelu ležišta koje su utvrđene bušotinama. Pritok fluida ostvaren je osvajanjem i hidrodinamičkim ispitivanjima najmanje na jednoj bušotini. Granice ležišta određuju se na temelju podataka geološko-geofizičkih istraživanja i hidrodinamičkih ispitivanja. Za rezerve kategorije C_1 djelomično su poznati parametri ležišta, ležišni uvjeti i kvaliteta fluida;

4. u kategoriju C_2 uvrštavaju se perspektivne rezerve nafte i prirodnog plina čija se prisutnost procjenjuje na temelju detaljnih geološko-geofizičkih podataka a parametri prirodnih rezervoara i fluida se pretpostavljaju analogijom s postojećim ležištima i bušotinama:

- u odvojenim strukturno-tektonskim ili litofacijesnim cjelinama - u nastavku pružanja ili vertikalnog razvoja prije utvrđenih naftnih i plinskih ležišta ili samo plinskih ležišta;

- na novim lokalitetima koji se nalaze u granicama zona nakupljanja ugljikovodika u kojima su u istim prirodnim rezervoarima otkrivena naftna i plinska ležišta ili samo plinska ležišta;

5. u kategoriju D_1 uvrštavaju se rezerve nafte i prirodnog plina koje se mogu prognozirati na osnovi regionalnih geoloških, geokemijskih i geofizičkih istraživanja. Stupanj istraženosti područja treba omogućiti dovoljno poznavanje: rasprostranjenosti i debljine zastupljenih sedimenata, vrste kolektora i pokrovnih stijena, strukturno-tektonske građe, postojanja naftogenih sredina i indikacija o prisutnosti nafte ili prirodnog plina. Parametri za izračunavanje rezervi kategorije D, prognoziraju se.

Za rezerve kategorije D_1 :

- približno je razjašnjeno: prisutnost prirodnog rezervoara na prognoziranom lokalitetu rezervi, njegov strukturni oblik i način zatvaranja;

- prisutnost nafte i plina mora biti indicirana na istražnom području;

6. u kategoriju D_2 uvrštavaju se rezerve nafte i prirodnog plina koje se mogu pretpostaviti na temelju osnovnih geoloških, geokemijskih i geofizičkih istraživanja.

Članak 12.

Za svrstavanje rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina u kategoriju A, osim osnovnim uvjetima iz članka 11. točke 1. ovoga pravilnika, mora biti udovoljeno i ovim uvjetima:

1. ležište ili dio ležišta mora po cijeloj površini biti dokazano bušotinama čiji broj i raspored osigurava pouzdanost utvrđivanja rezervi kategorije A;
2. prostiranje rezervi kategorije A ograničeno je tektonskim, litološkim i stratigrafskim ekranima i faznim granicama fluida;
3. fazne granice fluida potpuno su određene;
4. efektivna debljina kolektora mora biti određena kvantitativnom interpretacijom karotažnih mjerenja na svim bušotinama na području rezervi kategorije A i uspoređena s podacima jezgrovanja kolektora ležišta;
5. fizikalna svojstva kolektorskih stijena, kao što su šupljikavost, propusnost i zasićenje vodom, moraju biti određene laboratorijskim analizama uzoraka jezgara i interpretacijom karotažnih mjerenja.

6 ležišta ili skupine ležišta koja predstavljaju eksploatacijsku cjelinu moraju se:

1. odrediti fizikalna i kemijska svojstva fluida;
2. odrediti početni ležišni uvjeti (statički tlak i temperatura) utvrđeni dubinskim mjerenjima;
3. odrediti PVT odnosi fluida;
4. obaviti hidrodinamička ispitivanja proizvodnih bušotina.

Ako u ležištu postoje i rezerve niže kategorije, osim rezervi kategorije A, granica između rezervi kategorije A i rezervi niže kategorije određuje se prema geološkim i proizvodnim karakteristikama ležišta.

Članak 13.

Za svrstavanje rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina u kategoriju B, osim osnovnim uvjetima iz članka 11. točke 2. ovog pravilnika, mora biti udovoljeno i ovim uvjetima:

1. ležište ili dio ležišta mora biti dokazano bušotinama čiji broj i raspored omogućavaju da se utvrdi geološka građa, oblik, veličina i njegove granice;
2. da je prostiranje rezervi kategorije B ograničeno tektonskim, litološkim i stratigrafskim ekranima i faznim granicama fluida;
3. fazne granice fluida moraju biti određene;
4. efektivna debljina kolektora mora biti određena kvantitativnom interpretacijom karotažnih mjerenja na svim izrađenim bušotinama na području rezervi kategorije B i uspoređena s podacima uzetih jezgri iz kolektora ležišta najmanje na jednoj bušotini;
5. fizikalna svojstva kolektorskih stijena, kao što su šupljikavost, propusnost i zasićenje vodom, moraju biti određena laboratorijskim analizama raspoloživih uzoraka jezgara i interpretacijom karotažnih mjerenja.

Za ležišta ili skupinu ležišta koja predstavljaju eksploatacijski objekt moraju se:

1. odrediti i fizikalna i kemijska svojstva fluida;
2. odrediti i početni ležišni uvjeti (statički tlak i temperatura) utvrđeni dubinskim mjerenjima;
3. odrediti i PVT odnosi fluida;
4. obaviti i hidrodinamička ispitivanja nekoliko bušotina.

Ako, osim rezervi sirovina kategorije B, u ležištu postoje i rezerve kategorije C₁ granica između njih određuje se prema geološkim i proizvodnim karakteristikama ležišta

Članak 14.

Za svrstavanje rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina u kategoriju C₁ osim osnovnim uvjetima iz članka 11. točka 3. ovoga pravilnika; mora biti udovoljeno i uvjetima za sljedeće slučajeve izračunavanja rezervi:

a) ako u ležištu postoje i rezerve svrstane u više kategorije od kategorije C₁:

1. područje koje obuhvaća rezerve kategorije C₁, mora biti određeno granicom prema višoj kategoriji rezervi i konturom ležišta;
2. kao fazne granice fluida usvajaju se fazne granice određene pri izračunavanju rezervi viših kategorija;

3. za fizikalne karakteristike kolektora i fluida, a i ležišne uvjete, uzimaju se vrijednosti koje su određene pri izračunavanju rezervi viših kategorija u istom ležištu;

b) ako u ležištu postoje uvjeti za svrstavanje rezervi samo u kategoriju C_1 :

1: područje koje obuhvaća rezerve kategorije C_1 proteže se po cijelom ležištu do određenih odnosno pretpostavljenih granica;

2. ako kontakt s vodom nije utvrđen, konturu ležišta predstavlja projekcija izolinije donje granice intervala s kojega je dobiven prtok nafte ili plina na strukturnu kartu krovine ležišta, koja je izrađena na temelju podataka detaljnih geoloških i geofizičkih istražnih radova i bušotina;

3. za fizikalne karakteristike kolektora i fluida, a i ležišne uvjete uzimaju se vrijednosti s najbližih sličnih ležišta, ako vrijednosti tih parametara nisu određene izravnim mjerenjima na bušotini ili u bušotinama na samom ležištu.

U oba slučaja izračunavanja rezervi iz stavka 1. odredbe pod a) i b) ovoga članka:

1. prostiranje rezervi kategorije C_1 ograničeno je i indiciranim tektonskim, litološkim i stratigrafskim ekranima i faznim granicama fluida, odnosno granicom viših kategorija;

2. efektivna debljina kolektora mora biti određena kvantitativnom interpretacijom karotažnih mjerenja svih bušotina na području rezervi kategorije C_1 .

Ako između dva bloka s rezervama sirovina viših kategorija postoji blok na kojem nema bušotina, a u okviru ležišta postoji međusobna hidrodinamička veza; rezerve u tom bloku mogu se uvrstiti u kategoriju C_1 .

Članak 15.

Za svrstavanje rezervi nafte i plina u kategoriju C_2 , osim osnovnim uvjetima navedenim u članku 11. točka 4. ovoga pravilnika mora biti udovoljeno i ovim uvjetima:

1. strukturni oblik perspektivnog ležišta mora biti dovoljno razjašnjen za mogućnost postojanja zamki za akumulaciju nafte i plina;

2. da se rasprostiranje kolektorskih i zaštitnih stijena pretpostavlja na temelju strukturno i facijesne analize istražnog područja ili na temelju podataka prethodnih bušenja;

3. da se perspektivno ležište nalazi u projekciji konture pretpostavljene zamke za akumulaciju nafte i plina.

U naftnim i plinskim poljima u kojima postoje rezerve nafte i plina viših kategorija, u rezerve kategorije C_2 uvrštavaju se rezerve u ležištima koja se nalaze iznad ili ispod ležišta s rezervama viših kategorija ako u tim ležištima postoje pozitivne indikacije nafte i plina.

Za fizikalne karakteristike kolektora perspektivnog ležišta uzimaju se vrijednosti dobivene na temelju analiza jezgara i kvantitativne interpretacije karotažnih mjerenja iz istražnih bušotina na lokalitetu ili istražnom području u kojem je izdvojeno perspektivno ležište.

Fizikalna i kemijska svojstva fluida, ležišni uvjeti i proizvodne karakteristike perspektivnog ležišta pretpostavljaju se na osnovi istih podataka iz poznatih ležišta u kolektorima istog tipa i stratigrafske pripadnosti u granicama istražnog područja, ovisno o dubini perspektivnog ležišta i njegovu položaju u prostoru.

Članak 16.

Za svrstavanje rezervi nafte i plina u kategoriju D₁ osim osnovnim uvjetima iz članka 11. točke 5. ovoga pravilnika, mora biti udovoljeno i ovim uvjetima:

1. da se postojanje zamke za akumulaciju nafte i plina u prognoznom ležištu, tip i veličina zamke (konture prognoznog ležišta) te vrsta kolektorskih i pokrovnih stijena pretpostavljaju na osnovi interpretacije podataka regionalnih geoloških i geofizičkih istražnih radova i bušotina na istražnom području;
2. da se fizikalna svojstva kolektora, te fizikalna i kemijska svojstva kolektora, te fizikalna i kemijska svojstva fluida i ležišni uvjeti prognoznog ležišta, usvajaju na temelju podataka istoga prirodnog rezervoara iz istražnog područja ili da se fizikalna i kemijska svojstva fluida i ležišni uvjeti prognoziraju na osnovi interpretacije organsko-geokemijskih analiza i paleogeološke rekonstrukcije razvoja istražnog prostora.

Članak 17.

Za svrstavanje rezervi nafte i plina u kategoriju D₂, osim osnovnim uvjetima iz članka 11. točke 5. ovoga pravilnika, mora biti udovoljeno i ovim uvjetima:

1. da su za istražno područje orijentacijski poznati prostiranje i debljina naslaga u kojima je moguće postojanje prirodnog rezervoara;
2. da se prostiranje prirodnog rezervoara, njegove karakteristike i mogućnosti formiranja i očuvanja ležišta samo pretpostavljaju;
3. da se parametri potrebni za izračunavanje rezervi pretpostavljaju.

Mogućnost postojanja nafte i plina pretpostavlja se na osnovi geološke analogije sa sličnim istražnim područjima u kojima su pronađena naftna i plinska ležišta ili na osnovi povoljnih rezultata organsko-geokemijskih analiza i povoljnih ambijentalnih uvjeta sedimentacije bazena u dijelu sedimentnog redoslijeda.

Članak 18.

U bilančne rezerve iz članka 5. stavka 2. ovoga pravilnika uvrštavaju se utvrđene količine nafte, kondenzata i prirodnog plina u ležištu koje se poznatom tehnikom i tehnologijom mogu rentabilno eksploatirati.

Članak 19.

U izvanbilančne rezerve iz članka 5. stavka 2. ovoga pravilnika uvrštavaju se utvrđene rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina:

1. koje se poznatom tehnikom i tehnologijom ne mogu eksploatirati (u daljem tekstu: nepridobive);
2. koje se poznatom tehnikom i tehnologijom ne mogu rentabilno eksploatirati (u daljem tekstu: nerentabilne).

Članak 20.

Bilančnost rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina utvrđuje se tehničko-ekonomskom ocjenom.

Tehničko-ekonomska ocjena rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina temelji se na naturalnim i vrijednosnim pokazateljima.

Naturalni pokazatelji jesu: količina rezervi i mogućnosti njihovog iscrpka, kakvoća sirovine i tehnološke mogućnosti njezine eksploatacije.

Vrijednosni pokazatelji jesu: financijska sredstva potrebna za razradu eksploatacijskog polja, troškovi za investicijsku izgradnju (sistema za sabiranje, pripremu i otpremu sirovine, te pratećih objekata), troškovi eksploatacije, tržna vrijednost sirovine, te odgovarajući troškovi istraživanja.

Članak 21.

Tehničko-ekonomska ocjena iz članka 20. stavka 1. ovoga pravilnika za ležišta u istraživanju ima orijentacijski karakter, a naturalni i vrijednosni pokazatelji mogu se preuzeti iz najbližih sličnih dovoljno poznatih ležišta nafte, kondenzata i prirodnog plina.

Za ležišta nafte, kondenzata i prirodnog plina koja su u eksploataciji ili koja se pripremaju za eksploataciju izrađuje se tehničko-ekonomska ocjena na osnovi utvrđenih i izračunatih naturalnih i vrijednosnih pokazatelja.

8.2. PODJELA REZERVU UGLJIKOVODIKA PREMA SPE I WPC

Različite definicije rezervi ugljikovodika u svijetu predmet su mnogih standardizacija. Na primjer, jedna od popularnih, a široko dostupnih definicija rezervi dana je u *Rječniku istraživanja, bušenja i pridobivanja ugljikovodika* (engl. „*Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling and Production*“; HYNNE, 1991). Većina odredbi danih u toj knjizi danas se primjenjuje u SAD-u, a prema istima rezerve se određuju kao količina plina i/ili nafte koje su procijenjene da bi se mogle u budućnosti pridobiti iz bušotine, prospekta ili polja. Prema vrsti rezerve mogu biti:

- dokazane (engl. „*proven*“), vjerojatne (engl. „*probable*“) i moguće (engl. „*possible*“);
- primarne i sekundarne;
- razrađene (engl. „*developed*“) i nerazrađene (engl. „*undeveloped*“) te
- dokazane i potencijalne. Potencijalne se dijele u vjerojatne, moguće i spekulativne (engl. „*probable, possible, speculative*“).

Dokazane rezerve su dobro određene bušenjem te potvrđene geološkom i ekonomskom vjerojatnošću. Dokazane razradne rezerve su ekonomski pridobive iz skupa postojećih bušotina s postojećim tehnološkim metodama. Nasuprot njima, dokazane nerazrađene rezerve su ekonomski pridobive, ali tek uz izradu novih ili produbljivanje, odnosno dodatno opremanje postojećih bušotina. **Vjerojatne (ili perspektivne) rezerve** su procijenjene na temelju geološkog rješenja, a predstavljaju produžetak postojećeg ležišta. Vjerojatnost njihove proizvodnje je 50 %. **Moguće rezerve** mogu se pretpostaviti na temelju geološkog rješenja uz vjerojatnost od 25 %.

Takva podjela znatno je detaljnije prikazana i objašnjena u dokumentu koji su zajednički odobrili Vijeće direktora SPE te Izvršni odbor Svjetskih naftnih kongresa u ožujku 1997. (engl. „*The Board of Directors, Society of Petroleum Engineers (SPE) Inc., and the Executive Board, World Petroleum Council (WPC), March 1997.*“). U slobodnom hrvatskom prijevodu taj tekst čini dio ovoga poglavlja.

Namjera SPE-a i WPC-a bila je donijeti preporuke kao klasificirati *dokazane rezerve* stvarajući standard koji bi razumjela većina profesionalaca. Glede *nedokazanih rezervi* predloženi standard je neformalna preporuka, a donošenje odredbi po kojima će se nedokazane rezerve objaviti javno ostavljeno je kao diskrecijsko pravo svake zemlje ili tvrtke pojedinačno, a koje će to uskladiti s vlastitom zakonskom regulativom i pravilima.

Također, određivanje rezervi ovisi o službenim odredbama, ali i o integritetu, vještini i prosudbi procjenitelja, zatim o geološkoj složenosti ležišta, stupnju razrade i iscrpljenosti ležišta te količine dostupnih podataka. Predložene definicije mogu pomoći prilikom razlikovanja pojedinačnih klasifikacijskih metoda i u konačnici osigurati bolje izvješće o rezervama.

8.2.1. Definicija rezervi

Pod rezervama se smatraju komercijalno pridobive količine ugljikovodika u ležištu, od promatranog datuma pa u budućnost. Svaka procjena rezervi uključuje određeni stupanj nesigurnosti. To je tzv. vjerojatnost otkrića, koja se može izraziti kao geološka ili ekonomska. Stupanj nesigurnosti uglavnom ovisi o količini pouzdanosti dostupnih geoloških ili inženjerskih podataka. U najopćenitijem smislu, a prema stupnju nesigurnosti, rezerve mogu biti razvrstane u *dokazane* i *nedokazane*.

Nedokazane rezerve su, naravno, manje sigurne glede njihove pridobivosti te se dodatno mogu razvrstati kao *vjerojatne* i *moguće* rezerve ponovno izražavajući sve veći stupanj nesigurnosti kod njihove eventualne pridobivosti.

Svaka procjena rezervi obavljena je pod određenim uvjetima nesigurnosti. Ako je na temelju poznatih geoloških, inženjerskih i ekonomskih podataka učinjena jedna (jedinstvena) procjena ista se naziva *determinističkom*. Nasuprot tomu, ako je na temelju dostupnih podataka pretpostavljeno niz procjena, svaka sa svojom vjerojatnošću, iste se nazivaju *probabilističkima*.

Rezerve se najčešće opisuju kao dokazane, vjerojatne i moguće. Na taj način određena je njihova vjerojatnost pridobivanja. Ipak, u slučajevima kada se uspoređuje vrijednosti rezervi procijenjenih po drugačijim klasifikacijskim sustavima (npr. u drugim zemljama), posebnu pažnju treba posvetiti njihovoj usporedbi. Naravno, prikupljanje dodatnih podataka za postojeća ležišta može dovesti do promjene pojedinih količina i vrsta rezervi. Također, u rezerve se ne uračunavaju količine ugljikovodika ostavljene kao pričuva ili one količine koje će se upotrijebiti u samom procesu pridobivanja. Rezerve se mogu pridobiti prirodnim režimima ili unaprijeđenim metodama povećanja iscrpka. Takve metode obuhvaćaju održavanje pritiska utiskivanjem vode ili drugih fluida (koji se miješaju ili ne miješaju s naftom), termičke i kemijske metode.

8.2.2. Dokazane rezerve

Pod dokazanim rezervama smatraju se one količine ugljikovodika koje, uz postojeće geološke i inženjerske podatke, mogu biti procijenjene uz razumnu vjerojatnost te komercijalno pridobive u budućnosti iz poznatog ležišta, uz postojeće ekonomske uvjete, tehnologiju i zakonske propise. Dokazane rezerve mogu se kategorizirati kao razrađene (razradne) i nerazrađene.

Ako su pri njihovoj procjeni korištene *determinističke* metode, izraz „razumna vjerojatnost“ upotrijebljen je s namjerom da se izrazi stupanj pouzdanosti kako će te količine biti pridobivene. No, ako su upotrijebljene *probabilističke* (*vjerojatnosne*) metode tada se smatra da postoji najmanje 90 % vjerojatnosti kako će pridobivene količine biti jednake ili veće od procijenjenih.

Utvrđivanje vrijedećih ekonomskih uvjeta uključuje upotrebu relevantnih povijesnih krivulja kretanja cijena nafte i pridruženih troškova, te može sadržavati jedno prosječno

razdoblje u skladu sa svrhom procjene rezervi. Nadalje to uključuje prikladne ugovorne obrasce, korporacijske postupke te zakonske regule koje se primjenjuju u izvješćima o rezervama.

Općenito, rezerve se smatraju dokazanim ako je komercijalno buduće pridobivanje iz ležišta podržano trenutnom proizvodnjom i bušotinskim testiranjima. U tom kontekstu, izraz *dokazane rezerve* upućuje na trenutne količine ugljikovodika, a ne samo na produktivnost bušotine ili ležišta. U sigurnim slučajevima takve rezerve mogu se odrediti na temelju karotažnih krivulja te analiza jezgara, a koji upućuju na to da je promatrano ležište zasićeno ugljikovodicima te analogno ležištima iz kojih se proizvodi u istoj stijene (sloju, stratigrafskom intervalu) ili u ležištima koja s dokazala proizvodnost pri testiranju.

Područja koja sadržavaju *dokazana ležišta* uključuju:

- područja okonturena bušotinama te imaju poznati kontakt fluida te
- dijelove ležišta koji nisu probušeni, a mogu razumno biti pretpostavljeni kao komercijalno proizvodni na temelju dostupnih geoloških i inženjerskih podataka. Ako ne postoje podatci kojima bi se potvrdio kontakt fluida, kao referentna točka uzima se najdublje potvrđeno zasićenje, osim ako drugačiji odnosi nisu potvrđeni geološkim, inženjerskim ili drugim podacima.

Nadalje, rezerve mogu biti klasificirane kao dokazane ako postoji infrastruktura za obradbu i transport tih rezervi na tržište. Alternativno, ako takva infrastruktura nije zatečena, treba realno očekivati kako će ista biti postavljena u dogledno (planirano) vrijeme.

Rezerve mogu biti klasificirane kao ***dokazane nerazrađene*** ako su:

- rezerve izravno povezane sa susjednim bušotinama koje su ukazale na komercijalnu proizvodnju u promatranim stijenama,
- ako smo razumno sigurni da su takve lokacije unutar poznatih proizvodnih ograničenja promatranih stijena,
- položaj ležišta je u skladu s postojećom mrežom bušotina koja se inače primjenjuje te
- razumno je pretpostavljeno kako će te rezerve biti razrađene.

Rezerve koje se nalaze na drugim vrstama lokacija mogu se kategorizirati kao *dokazane ali nerazrađene* samo tamo gdje interpretacija geoloških i inženjerskih podataka prikupljenih u bušotinama ukazuje s razumnom sigurnošću kako se promatrane stijene kontinuirano, sadržavajući komercijalne zalihe ugljikovodika, nastavljaju i iza postojeće bušotinske mreže.

Rezerve koje su proizvedene upotrebom sekundarnih i tercijarnih metoda pridobivanja mogu se svrstati u *dokazane* ako je:

- provedeno uspješno testiranje pilot projekta ili dobiven povoljan rezultat testiranja na istome ili analognom ležištu sa sličnim stijenama i fluidima, osiguravajući na taj način analize na kojima je temeljen projekt,
- postignut razuman stupanj sigurnosti da će se projekt nastaviti.

Rezerve koje su iscrpljene dodatnim metodama pridobivanja, a koje još trebaju biti potvrđene uspješnom komercijalnom proizvodnjom svrstavaju se u *dokazane* samo ako:

- Nakon povoljnih proizvodnih količina postignutim u promatranom ležištu dobivenih (a) u reprezentativnom pilot-projektu ili (b) kroz program gdje dobivene količine podržavaju provedenu analizu te
- postoji razumna pretpostavka da će se projekt nastaviti.

8.2.3. Nedokazane rezerve

Nedokazane rezerve temelje se na geološkim i inženjerskim podacima kakvi se koriste u potvrđivanju dokazanih rezervi, ali tehnički, ugovorni ili zakonski uvjeti sprječavaju da se promatrane rezerve klasificiraju kao dokazane.

Nedokazane rezerve mogu se nadalje klasificirati kao *vjerojatne* ili *moguće* rezerve. Nedokazane rezerve mogu se procijeniti podrazumijevajući buduće ekonomske uvjete koji su različiti od onih u trenutku procjene rezervi kao nedokazanih. Učinak mogućih budućih poboljšanja u ekonomskim uvjetima i tehnološkim mogućnostima može se izraziti na način da se odgovarajuća količina rezervi dodjeli u kategorije vjerojatnih i mogućih.

8.2.3.1. Vjerojatne rezerve

Vjerojatne rezerve su one nedokazane količine gdje analiza geoloških i inženjerskih podataka ukazuje da su te količine na neki način pridobive. Ako se koristi probabilistički pristup treba postojati vjerojatnost od najmanje 50 % da bi se ukupne količine iskazane kao dokazane i *vjerojatne* mogle pridobiti, a da bi se klasificirale kao *vjerojatne rezerve*. Općenito, takve rezerve mogu uključiti:

- rezerve za koje se podrazumijeva kako se mogu dokazati normalnim povećanjem mreže bušotina, te zatim klasificirati kao dokazane,
- rezerve su ocjenjene kao proizvodne na temelju karotažnih dijagrama, no uz nedostatak podataka iz jezgara, odnosno samo na temelju bušotinskih testiranja obavljenih u slojevima analognim dokazanim ležištima,
- povećanim rezervama koje su dobivene dodatnim bušenjem te zatim klasificirane kao dokazane, jer je razmak između dodatnih bušotina ušao u zakonske okvire za takvu klasifikaciju,
- rezerve dobivene naprednim (sekundarnim i tercijarnim) metodama pridobivanja (povećanja iscrpka), a koje su utvrđene ponovljenom komercijalnom uspješnom primjenom u slučajevima kada je (a) planiran projekt ili pilot, koji nije operativan te (b) karakteristike ležišta i fluida povoljne su za komercijalnu primjenu,
- rezerve koje su vjerojatno rasjedom odvojene od ležišta ili su geološki potvrđene na području strukturno plicem od dokazanog ležišta,

- rezerve koje su pridodane budućim zahvatima, planovima, dodatnim opremanjem ili drugim mehaničkim zahvatima, a gdje takvi postupci nisu dokazani kao uspješni u bušotinama koje pokazuju slično ponašanje u analognim rezervoarima,
- povećanje rezervi u dokazanim ležištima gdje je obavljena nova interpolacija ili volumetrijski podatci pokazuju kako bi volumen dokazanih rezervi mogao biti veći.

8.2.3.2. Moguće rezerve

Moguće rezerve su nedokazane rezerve koje se, na temelju geoloških i inženjerskih podataka, mogu smatrati kao pridobive uz vrlo malu vjerojatnost. Probabilistički, te su rezerve opisane vjerojatnošću od najmanje 10 %, odnosno to je vjerojatnost da će ukupne količine dokazanih, vjerojatnih i *mogućih rezervi* biti pridobivene. *Moguće rezerve* obuhvaćaju:

- rezerve koje, na temelju geološke interpretacije, mogu postojati izvan područja vjerojatnih rezervi,
- rezerve u slojevima koji su izdvojeni kao ležišta na temelju karotažnih krivulja i analiza jezgara, ali iz istih nisu dobivene komercijalne količine ugljikovodika,
- rezerve povećane dodatnim bušenjem, no čija je ocjena podložna tehničkim nesigurnostima,
- rezerve dodane procjenom količina koje je moguće dobiti naprednim metodama povećana iscrpka kada (a) su projekt ili pilot planirani ali nisu aktivirani te (b) ležišne i karakteristike fluida su takve da postoji osnovana sumnja da bi projekt mogao biti komercijalni te
- rezerve koje su moguće, ali su od potvrđenog ležišta odvojene rasjedom ili geološki interpretirane u području strukturno plicem od dokazanog ležišta.

8.2.4. Kategorizacija rezervi

Kategorije rezervi određuju razradni i proizvodni status bušotina i ležišta.

8.2.4.1. Razrađene (razradne) rezerve

Razrađene ili razradne rezerve su ugljikovodici za koje se očekuje da mogu biti pridobiveni iz postojećih bušotina. Pri tomu se podrazumijevaju sve rezerve koje se "nalaze" iza površinskih instalacija (engl. "*reserves behind pipe*"). Nadalje, rezerve (pridobivene sekundarnim i tercijskim metodama) smatraju se *razrađenima* samo ako je postavljena nužna proizvodna oprema za njihovo pridobivanje ili kad su troškovi postavljanja takve opreme relativno mali. Razrađene (razradne) rezerve mogu se dodatno razvrstati u potkategorije *proizvodnih* i *neproizvodnih*.

Proizvodne razrađene rezerve su one koje se mogu pridobiti iz postojećih ležišnih intervala koji su otvoreni i proizvode u trenutku procjene rezervi. Rezerve koje se mogu pridobiti dodatnim metodama povećanja iscrpka klasificiraju se kao proizvodne samo ako se takva metoda trenutno primjenjuje.

Neproizvodne razrađene rezerve obuhvaćaju količine preostale nakon prekida proizvodnje (engl. „*shut in*“ and „*behind-pipe reserves*“).

Za rezerve nakon prekida proizvodnje (engl. „*shut in reserves*“) očekuje se kako se mogu pridobiti iz:

- postojećih intervala koji su otvoreni, ali nisu aktivni tijekom proizvodnje,
- privremeno (zbog tržišnih uvjeta) ugašenih bušotina te
- bušotina koje ne proizvode zbog mehaničkih razloga (kvarova).

Rezerve preostale iza proizvodne opreme (engl. „*behind-pipe reserves*“) mogu se pridobiti iz postojećih bušotina uz uvjet da se u istima načine dodatni radovi djelomičnog ili potpunog opremanja prije ponovnog početka proizvodnje.

8.2.4.2. Nerazrađene rezerve

To su rezerve koje mogu biti pridobivene iz:

- novih bušotina na dotada nerazrađenom području,
- produbljivanjem postojećih bušotina u druga ležišta te
- ulaganjem relativno velikih dodatnih iznosa u (a) dodatno opremanje novih bušotina ili (b) pridobivanje i transport ugljikovodika.

9. METODE PRORAČUNA REZERVI UGLJIKOVODIKA

Metode proračuna rezervi ugljikovodika koje vrijede u Republici Hrvatskoj također su navedene “**Pravilniku o prikupljanju podataka, načinu evidentiranja i utvrđivanja rezervi mineralnih sirovina te o izradi bilance tih rezervi**”, koji je objavljen u Narodnim novinama, br. 48, iz 1992. godine. Izabrani dijelovi tog Pravilnika, koji se odnose proračun rezervi izdvojeni su u sljedećim člancima:

II-4. Metode izračunavanja rezervi nafte, kondenzata i prirodnih plinova

Članak 22.

Za izračunavanje rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina kategorije **A, B i C₁**, primjenjuju se ove metode:

1. volumetrijska metoda (gdje se volumen ležišta zasićen naftnom ili plinom računa kao umnožak ukupne debljine ležišta, odnosa debljine propusnih i nepropusnih stijena, poroznosti ležišta te zasićenja ugljikovodicima);
2. metoda materijalnog balansa;
3. statistička metoda;
4. metoda matematičkog modeliranja.

Izbor metode uvjetovan je količinom i pouzdanošću raspoloživih podataka u vrijeme izračunavanja rezervi.

Članak 23.

Potencijalne rezerve nafte, i prirodnog plina kategorija **C₂ i D₁** izračunavaju se **volumetrijskom metodom**.

Potencijalne rezerve nafte i prirodnog plina **kategorije D₂** izračunavaju se **metodom geološke analogije, geostatističkom metodom** ili drugom metodom.

Članak 24.

Rezerve nafte, kondenzata i prirodnih plinova iskazuju se, pri standardnim uvjetima 288,15 K (15 °C) i 101,325 kPa (1,01325 bar), na ovaj način:

1. nafta (N) - u kubičnim metrima (m^3), a prikazuje se u tisućama kubičnih metara ($10^3 m^3$);
2. kondenzat (L) - u kubičnim metrima (m^3), a prikazuje se u tisućama kubičnih metara ($10^3 m^3$);
3. prirodni plinovi (G) - u kubičnim metrima (m^3), a prikazuju se u milijunima kubičnih metara ($10^6 m^3$);
4. rezerve kategorije D₁ i D₂ iskazuju se uvjetnom naftom u kubičnim metrima (m^3), a prikazuju se u tisućama kubičnih metara ($10^3 m^3$). Jedan kubični metar (m^3) uvjetne nafte je ekvivalent tisuću kubičnih metara ($10^3 m^3$) ugljikovodičnog plina.

Članak 25.

Utvrđene rezerve stabilnog kondenzata kategorije A B i C₁ izračunavaju se množenjem prethodno izračunatih rezerve prirodnog plina srednjim početnim sadržajem stabilnog kondenzata u plinu, iskazanog u cm^3/m^3 pri standardnim uvjetima.

Izračunate rezerve prirodnog plina smanjuju se za ekvivalentnu količinu plina iz rezervi stabilnog kondenzata.

Članak 26.

Za svako ležište s rezervama prirodnog plina kategorije A, B i C₁, prikazuju se, osim rezervi ugljikovodičnih plinova, i rezerve drugih prirodnih plinova iz članka 7. stavka 4. ovoga pravilnika, a izračunavaju se prema njihovu postotnom udjelu u utvrđenim rezervama prirodnog plina.

Članak 27.

Utvrđene rezerve kategorija A, B i C₁ otopljenog prirodnog plina u nafti izračunavaju se množenjem prethodno izračunatih rezervi nafte, srednjim sadržajem otopljenog prirodnog plina u nafti pri početnim ležišnim uvjetima, iskazanog u omjeru kubičnih metara prirodnog plina (m^3) prema kubičnim metrima (m^3) nafte pri standardnim uvjetima.

Članak 28.

Pri izračunavanju rezervi nafte, kondenzata i prirodnih plinova kategorija A, B i C₁, moraju se poznavati ovi parametri:

1. za naftna ležišta:

- ukupna površina ležišta (A , m²);
- srednja efektivna debljina kolektora (h , m);
- ukupni obujam kolektora (V , m³);
- prosječna šupljikavost kolektora (u dijelovima jedinice);
- prosječno početno zasićenje kolektora vodom (S_{wi} , u dijelovima jedinice);
- obujamni faktor za naftu pri početnim ležišnim uvjetima (B_{oi} m³/m³);
- faktor otopljenog prirodnog plina u nafti pri početnim ležišnim uvjetima (B_{si} m³/m³),

2. za ležišta prirodnog plina i plinske kape naftnih ležišta:

- ukupna površina ležišta (A , m²);
- srednja efektivna debljina kolektora (h , m);
- ukupni obujam kolektora (V , m³);
- prosječna šupljikavost kolektora (u dijelovima jedinice);
- prosječno početno zasićenje kolektora vodom (S_{wi} u dijelovima jedinice);
- obujamni faktor za plin pri početnim ležišnim uvjetima (B_{gi} m³/m³);
- analiza sastava prirodnog plina (u molnim postocima),

3. za plinsko-kondenzatna ležišta, osim parametara navedenih za naftna i ležišta prirodnog plina treba poznavati i fazne odnose (plin-kondenzat), njihov komponentni sastav u molnim postocima, te početni sadržaj stabilnog kondenzata u prirodnom plinu pri standardnim uvjetima (CL, cm³/m³).

Članak 29.

Pri izračunavanju šupljikavosti kolektora razlikuju se tri slučaja;

1. kod intergranularne šupljikavosti prosječna vrijednost šupljikavosti kolektora dobiva se izračunavanjem srednje vrijednosti iz podataka kvantitativne interpretacije karotažnih mjerenja i laboratorijskih analiza uzoraka jezgara,
2. kod kolektora s isključivo sekundarnim tipom šupljikavosti vrijednost šupljikavosti kolektora dobiva se iz podataka interpretacije karotažnih mjerenja (dijagrama). Ako su ti podaci

nepouzdana, za prosječnu vrijednost šupljikavosti kolektora usvaja se iskustvena vrijednost 0,02 dijelova jedinice,

3. kod kolektora s kombiniranom šupljikavošću (intergranularna i sekundarna) ukupna šupljikavost dobiva se interpretacijom karotažnih mjerenja, dok se šupljikavost matriksa dobiva iz karotažnih mjerenja i laboratorijskih analiza na uzorcima jezgara. Odnos sekundarne prema intergranularnoj šupljikavosti ocjenjuje se na temelju rezultata hidrodinamičkih mjerenja.

Članak 30.

Ako se izračunava šupljikavost iz članka 29. točke 1. i 3. ovoga pravilnika, efektivne debljine kolektora po bušotinama, na temelju kojih se izrađuju karte efektivnih debljina, dobivaju se isključivanjem intervala čija je propusnost niža od propusnosti koja još osigurava dotok fluida u bušotinu.

Ako ne postoje podaci o vrijednosti sekundarne šupljikavosti dobivene interpretacijom karotažnih mjerenja (kad se vrijednost šupljikavosti uzima 0,02 dijelova jedinice), efektivne debljine kolektora po bušotinama jednake su ukupnim debljinama.

Članak 31.

Prosječna vrijednost zasićenja kolektora vodom s isključivo sekundarnim tipom šupljikavosti određuje se interpretacijom karotažnih mjerenja. Ako je ta interpretacija nepouzdana, za prosječna zasićenja kolektora vodom usvaja se iskustvena veličina od 0,1 dijelova jedinice.

Članak 32.

Pridobive rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina izračunavaju se množenjem utvrđenih rezervi s koeficijentom iskorištenja.

Koeficijent iskorištenja naftnih, plinskih i plinsko-kondenzatna ležišta pri prvom izračunavanju, ako nisu poznati energetske uvjeti, izračunava se uzimanjem u obzir najnepovoljnijih režima metodom materijalnog balansa ili se usvaja na temelju korelacijskih ovisnosti.

Za određivanje koeficijenta iskorištenja naftnih ležišta kao najnepovoljniji uzima se režim otopljenog plina. Pretpostavlja se da je tlak napuštanja proizvodnje 20 % od tlaka zasićenja.

Pridobive rezerve otopljenog plina iz nafte dobivaju se istovremeno s izračunavanjem koeficijenta iskorištenja i pridobivih rezervi nafte pri određenom režimu.

Koeficijent iskorištenja prirodnog plina iz plinske kape određuje se prema tlaku napuštanja ležišta, kao i za plinska ležišta.

Za plinska i plinsko-kondenzatna ležišta, pri prvom izračunavanju pridobivih rezervi, pretpostavlja se vodonaporni režim i usvaja se iskustveni koeficijent iskorištenja 0,6 od utvrđenih rezervi.

Za plinska ležišta s ekspanzijskim režimom, kao tlak napuštanja ležišta uzima se tlak koji će vladati u ležištu kad na ušću bušotine, u slučaju kompresorske eksploatacije, vrijednost tlaka bude jednaka 1000 kPa (10 bar).

Pridobive rezerve kondenzata iz plinsko-kondenzatnih ležišta dobivaju se množenjem prethodno izračunatih pridobivih rezervi prirodnog plina prosječnim sadržajem kondenzata tijekom eksploatacije. Pritom moraju biti poznati fazni odnosi fluida (plin-tekućina) u funkciji tlaka i temperature, utvrđeni eksperimentalnim laboratorijskim ispitivanjem na uzorcima fluida ili, ako to nije moguće, analitički.

Rezerve kondenzata kategorije C_1 u ležištu, uz uvjet poznavanja ležišta, mogu se iskazivati kao plinovita faza ugljikovodika.

Članak 33.

Koeficijenti iskorištenja, odnosno pridobive rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina korigiraju se, ako je potrebno, u kasnijoj fazi razrade ležišta, kad se utvrdi stvarni režim ležišta, ponovnim izračunavanjem metodom materijalnog balansa ili statističkom metodom (za ležišta koja su duže u eksploataciji) ili metodom matematičkog modeliranja.

Koeficijent iskorištenja, odnosno pridobive rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina korigiraju se i u slučaju primjene neke od metoda razrade naftnog ili plinsko-kondenzatnog ležišta radi povećanja stupnja njegova iskorištenja.

Članak 34.

Parametri za izračunavanje potencijalnih rezervi nafte i prirodnog plina kategorije C_2 , D_1 i D_2 analogni su parametrima navedenim u članku 28. ovoga pravilnika.

Parametri za izračunavanje rezervi nafte i prirodnog plina kategorije C_2 procjenjuju se prema odredbama članka 15. ovoga pravilnika.

Parametri za izračunavanje nafte i prirodnog plina kategorije D_1 , pretpostavljaju se prema odredbama članka 16. ovoga pravilnika.

Parametri za izračunavanje rezervi nafte i prirodnog plina kategorije D_2 pretpostavljaju se prema odredbama članka 17. točke 3. ovoga pravilnika, uz obrazloženje za njihovu primjenu.

Članak 35.

Potencijalne rezerve nafte i prirodnog plina kategorije D₂ pretpostavljaju se prema odredbama članka 23. stavka 2. ovoga pravilnika, ovisno o geološkim karakteristikama područja i raspoloživim podacima.

Primijenjena metoda za izračunavanje rezervi nafte i prirodnog plina mora biti obrazložena u elaboratu, a parametri potvrđeni potrebnom dokumentacijom.

10. SADRŽAJ ELABORATA O REZERVAMA

Sadržaj Elaborata o rezervama također je određen spomenutim Pravilnikom. Prema njemu takav elaborat sadržava:

II-5. Elaborat o rezervama nafte, kondenzata i prirodnog plina

Članak 36.

Ukupne rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina te njihova kategorizacija i klasifikacija prikazuju se elaboratom o rezervama (u daljem tekstu: elaborat).

Članak 37.

Elaborat, bez obzira na kategorije i klase rezervi, sastoji se od:

1. tekstualnog dijela;
2. tablica;
3. grafičkih priloga.

Rezerve kategorija A, B, C₁

Članak 38.

Tekstualni dio elaborata, iz članka 37. točke 1. ovoga pravilnika **za rezerve kategorije A, B i C₁**, sadrži:

1. uvod;
2. zemljopisni položaj istražnog prostora ili eksploatacijskog polja (koordinate točaka, topografske značajke, glavne komunikacije i pripadnost jedinici lokalne uprave);
3. kratak pregled izvedenih istražnih radova na istražnom prostoru ili eksploatacijskom polju (opseg i vrste);
4. prikaz geološke građe istražnog prostora ili eksploatacijskog polja (stratigrafski i strukturno-tektonski odnosi);
5. geološko-tehnološke karakteristike ležišta i fluida (fizikalne karakteristike kolektorskih stijena, tip ležišta, veličinu ležišta, ležišne tlakove i temperature, komponentni sastav plina, fizikalna svojstva nafte, analize ležišne vode i PVT odnose fluida);

6. tehnološko-tehničke mogućnosti eksploatacije ležišta (proizvodne karakteristike ležišta);
7. prikaz izračunatih rezervi, njihovu kategorizaciju i klasifikaciju (metoda izračunavanja rezervi, stupanj iskorištenja ležišta);
8. tehničko-ekonomsku ocjenu rezervi (dinamika rudarskih radova, investicijskih ulaganja, proizvodnje i proizvodnih troškova);
9. zaključak (opća ocjena ležišta i perspektive).

Članak 39.

Tablični prilozi elaborata iz članka 37. točke 2. ovoga pravilnika, za **rezerve kategorija A, B i C₁** sadrže:

1. tablične preglede svih bušotina na istražnom prostoru ili eksploatacijskom polju, s podacima o konačnim dubinama, namjeni i proizvodnim sposobnostima;
2. tablični pregled analiza šupljikavosti, propusnosti i zasićenja kolektora vodom;
3. tablični pregled analiza prosječnoga granulometrijskog sastava kolektora;
4. tablične preglede laboratorijskih analiza nafte, kondenzata, plina i ležišne vode;
5. tablični pregled izmjerenoga statičkog ležišnog tlaka i temperature;
6. tablični pregled podataka o godišnjoj proizvodnji nafte, kondenzata, plina i ležišne vode ako su ležišta u proizvodnji;
7. tablične preglede utvrđenih, bilančnih i izvanbilančnih rezervi po kategorijama;
8. ispunjene obrasce broj 1, 2, 3 i 4 prldobivih, nepridobivih i nerentabilnih rezervi.

Članak 40.

Grafički prilozi elaborata, iz članka 37. točke 3. ovoga pravilnika, za **rezerve kategorija A, B i C₁** sadrže:

1. topografsku kartu s ucrtanim granicama odobrenog istražnog prostora ili eksploatacijskog polja;
2. strukturne karte po krovini ležišta s unesenim bušotinama, faznim granicama i granicama ležišta;
3. uzdužne i poprečne geološke profile ležišta, s naznačenim faznim i stratigrafskim granicama;
4. karte efektivnih debljina svakog ležišta s naznačenim površinama pojedinih kategorija rezervi;
5. reprezentativni karotažni dijagram karakteristične bušotine na ležištu;
6. dijagramski prikaz PVT odnos nafte i plina pri ležišnim uvjetima.

Grafički prilozi iz stavka 1. ovoga članka izrađuju se, ovisno o namjeni, u mjerilu pogodnom za prikazivanje njihovog sadržaja.

Rezerve kategorija C₂, D₁, D₂

Članak 41.

Tekstualni dio elaborata iz članka 37. točke 1. ovoga pravilnika za rezerve kategorija **C₂, D₁** i **D₂** sadrži:

a) za rezerve kategorije C₂:

1. uvod;
2. zemljopisni položaj istražnog područja (glavne komunikacije te pripadnost jedinici lokalne uprave);
3. kratki pregled obavljenih istražnih radova na istražnom području (opseg i vrste);
4. prikaz geološke grade istražnog područja (stratigrafska osnova s opisom očekivanoga stratigrafskog stupa i strukturno-tektonska osnova);
5. geološku interpretaciju perspektivnog ležišta (karakteristike kolektorskih i zaštitnih stijena i očekivane karakteristike fluida i ležišnih uvjeta);
6. prikaz izračunavanja rezervi;
7. zaključak;

b) za rezerve kategorije D₁:

1. uvod ;
2. zemljopisni položaj istražnog područja (glavne komunikacije i pripadnost jedinici lokalne uprave);
3. prikaz istražnih radova koji su osnova za izradu elaborata;
4. prikaz geološke grade istražnog područja (stratigrafska i strukturno-tektonska osnova);
5. prikaz prognoza postojanja nafte i plina s opisom izdvojenih prognoznih zamki za svaki regionalni prirodni rezervoar;
6. prikaz izračunavanja rezervi;
7. zaključak;

c) za rezerve kategorije D₂:

1. uvod;

2. zemljopisni položaj istražnog područja (glavne komunikacije i pripadnost jedinici lokalne uprave);
3. prikaz obavljenih istražnih radova koji su osnova za izradu elaborata;
4. osnovne stratigrafske i strukturno-tektonske karakteristike istražnog područja i usporedbu sa sličnim područjem većeg stupnja istraženosti;
5. prognoziranje parametara za procjenu rezervi;
6. procjenu prognoznih rezervi;
7. zaključak:

Članak 42.

Tablični prilozi elaborata iz članka 37. točke 2. ovoga pravilnika za rezerve kategorija **C₂**, **D₁**, i **D₂**, sadrže:

1. tablični prikaz istražnih radova (opseg i vrste);
2. tablični prikaz parametara za izračunavanje rezervi ;
3. tablični prikaz reprezentativnih organsko-geokemijskih analiza s oznakom stratigrafske pripadnosti uzoraka;
4. tablični prikaz rezervi.

Članak 43.

Grafički prilozi elaborata iz članka 37. točke 3. ovoga pravilnika za **rezerve kategorija C₂, D₁, i D₂** sadrže:

a) za rezerve kategorije C₂:

1. indeksnu kartu istražnog područja;
2. karakteristični stratigrafski stup;
3. strukturne karte po krovini perspektivnih prirodnih rezervoara i/ili ležišta;
4. karakteristične geološke profile;
5. karte debljina perspektivnih prirodnih rezervoara i/ili ležišta;

b) za rezerve kategorije D₁:

1. indeksnu kartu istražnog područja;
2. karakteristični stratigrafski stup;
3. strukturne karte po krovini prognoziranih prirodnih rezervoara;
4. karte debljina i litofacijskih karakteristika prirodnih rezervoara;
5. karakteristične geološke profile;

6. pojednostavljeni prikaz paleogeološke rekonstrukcije istražnog prostora;
7. migracijske karte ugljikovodika za svaki regionalni rezervoar;
8. kartu prognoznih zamki;

c) za rezerve kategorije D₂:

1. indeksnu kartu istražnog područja;
2. karakteristični stratigrafski stup istražnog područja;
3. prognozne karte debljina sedimenata ili debljina objekata istraživanja;
4. prognozne karte debljina potencijalnih matičnih stijena;
5. karte rajonizacije istražnog područja prema stupnju perspektivnosti.

Članak 44.

Svaki elaborat, osim sadržaja propisanog u članku 37. ovoga pravilnika, sadrži:

1. naslovnu stranicu na kojoj je dan puni naziv poduzeća odnosno samostalnog poduzetnika koji je izradio elaborat o kategorizaciji i klasifikaciji rezervi nafte i prirodnog plina, naziv istražnog prostora ili eksploatacijskog polja, naziv ležišta te vrijeme i mjesto izrade elaborata;
2. potpis odgovornih osoba poduzeća odnosno samostalnog poduzetnika, ovjeren pečatom;
3. ime i potpis ovlaštene stručne osobe za izradu elaborata i imena i potpise sudionika u izradi elaborata;
4. sadržaj elaborata s popisom priloga;
5. popis korištene dokumentacije i literature.

Članak 45.

Tekstualni dio elaborata i njegovi grafički i tablični prilozi moraju biti numerirani i uvezani.

Ako je za neko ležište, u istražnom prostoru ili eksploatacijskom polju prethodno izrađen elaborat, u slijedećim elaboratima treba obraditi samo izmijenjeni ili dopunjeni dokumentacijski materijal s tim da se posebno naznači koji su dijelovi ispušteni.

II-6. Evidencija rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina

Članak 46.

Utvrđene rezerve nafte kondenzata i prirodnog plina evidentiraju se posebno po kategorijama A, B i C₁, te po klasama u bilančne i izvanbilančne za naftu, kondenzat, otopljeni plin u nafti, plin u plinskoj kapi naftnih ležišta, plin iz plinskih i plinsko-kondenzatnih ležišta. Rezerve neugljikovodičnih plinova evidentiraju se posebno, po kategorijama i klasama.

Članak 47.

Potencijalne rezerve evidentiraju se samo po kategorijama C₂, D₁, i D₂.

Rezerve kategorije C₂ evidentiraju se za naftu i prirodni plin, a rezerve kategorije D₁ i D₂ kao uvjetna nafta.

Članak 48.

Evidencija o rezervama nafte, kondenzata i prirodnog plina vodi se na obrascima br. 1, 2, 3 i 4.

11. LITERATURA

11.1. OBJAVLJENI RADOVI

1. Aksin, V. (1967): *Geologija nafte*. Dnevnik, Novi Sad, 800 str.
2. Archie, G. E. (1942): *The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics*. Trans. Am. Inst. Min. Metall. Eng., 146, 54-62.
3. Archie, G. E. (1952): *Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations*. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 36, 278–298.
4. Barić, G. (2006): *Naftna geokemija*. INA-Industrija nafte i Kigen d.o.o., Zagreb, 253 p.
5. Bassiouni, Z. (1994): *Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs*. Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, USA, 372 p.
6. Brod, I.O. (1945): *Geological terminology in classification of oil and gas accumulation*. AAPG Bulletin, 29, 12, 1738-1755.
7. Brod, I.O. and Jeremenko, N.A. (1957): *Osnovi geologije nafte i gasa*. Izdanje treće, Gostoptehizdat, Moskva.
8. Brown, K.M. and Ransom, B. (1996): Porosity corrections for smectite-rich sediments; impact on studies of compaction, fluid generation, and tectonic history. *Geology*, 24, 9, p. 843-846.
9. Čubrić, S. (1971): *O mogućnostima prognoziranja prisutnosti prirodnog vodonapornog režima u naftnim ležištima prije početka njihova iskorištavanja*. *Nafta*, 10, 777-786, Zagreb.
10. Doveton, J. H. (1986): *Log analysis of subsurface geology - Concept and Computer Methods*. John Wiley & Sons, Inc., USA, 273 p.
11. Florovska, V., (1957): *Luminescento-bituminologičeskii metod v neftjannoj geologii*. MGU.
12. Grlić, Lj. (1992): *Mali kemijski leksikon*. Naprijed, Zagreb, 164 str.
13. Hyne, N. J. (1991): *Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling and Production*. Pennwell Books, Tulsa, 625 p.
14. Jelić, K (1979): *Geofizika-geotermičke metode-geofizička mjerenja u bušotini*. Tehnička enciklopedija br. 6, str 65-101, Zagreb.
15. Jelić, K. and Pavičić, H. (1999): *Heat flow and hydrocarbon reservoirs in Croatia*. *Nafta*, 50/7-8, p. 257-260, Zagreb.
16. Kranjec, V. (1972): *Subsurface structures in the Sava and Drava river depressions and their classification*. Bulletin scientifique, sec. A, 17/11-12, 362-364, Zagreb.
17. Kranjec, V. (1987): *Odabrana poglavlja iz tektonike i strukturne geologije (skripta)*. Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb.

18. Kranjec, V. (1990): *Neke promjene ocrta dubinskogeoloških struktura i njihovo naftnogeološko značenje u Savsko-dravskom području i podmorju Jadrana*. Rad JAZU, knj. 449, 195-225.
19. Kranjec, V. (1994): *Atlas naftnih, naftnoplinskih i plinskih polja u južnim predjelima panonskog bazena*. Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb.
20. Levorsen, A.I. (1956): *Geology of petroleum*. Freeman, 703 p., San Francisco.
21. Lopatin, N.V. (1971): *Temperature and Geologic Time As a Factor in Coalification*. Akademiya Nauk SSSR Izvestiya, Seriya Geologicheskaya, 3, p. 95-106.
22. Malvić, T., Velić, J. and Peh, Z. (2005): *Qualitative-quantitative analyses of depth and lithological composition influence on Lower Pontian sandstones porosity in the central part of Bjelovar sag (Croatia)*. Geologia Croatica, 58, 1, 73-85.
23. Nakayama, K. i Van Siclen, D. C. (1981): *Simulation model for petroleum exploration*. AAPG Bull., 65, p. 1230-1255, Tulsa.
24. Pavelić, D. (2001): *Tectonostratigraphic Model for the North Croatian and North Bosnian sector of the Miocene Pannonian Basin System*. Blackwell Science, Basin Research, 13, p. 359-376.
25. Peeters, M., Allen, D., Gomes, R. and Kristiansen, J.I. (1999): *Invasion in space and time*, SPWLA 40th Annual Logging Symposium, 31st May-3rd June
26. Royden, L., H. (1988): *Late Cenozoic Tectonics of the Pannonian Basin System*. AAPG Memoir 45 (Chap. 3) - The Pannonian Basin (eds. Royden, L., H. and Horváth, F.), p. 27-48, AAPG, Tulsa.
27. Rögl, F. (1996): *Stratigraphic Correlation of the Paratethys Oligocene and Miocene*. Mitteilungen Ges. Geol. Bergbaustudenten Österreich, 41, p. 65-73, 1 tab., Wien.
28. Rögl, F. (1998): *Palaeographic Consideration for Mediterranean and Paratethys Seaways (Oligocene to Miocene)*. Ann. Naturhist. Mus. Wien, 99A, p. 279-310, Wien.
29. Schowalter, T.,T. i Hess, P.,D. (1999): *Interpretation of Subsurface Hydrocarbon Shows*. Search and Discovery Article #40001.
30. Slavina, G.P. (1948): *Fluorescence method applied to the study of some hydrocarbonoxidizing bacteria*. Mikrobiologiya, 17, 76-81. Chem. Abst. 7834.
31. Steininger, F., Rögl, F. i Müller, C. (1978): *Geodynamik und paläogeographische Entwicklung des Badenien*. Chronostratigraphie und Neostatotypen Miozän der Zentralen. Bd. VI, Verlag der Slowak. Akad. der Wissenschaften, p. 110-127, Bratislava.
32. Stoker, S., Gray, J., Haile, P., Andrews, I. i Cameron, D. (2004): *The importance of stratigraphic plays in the undiscovered resources of the UKCS*. Presented at "The deliberate search for the stratigraphic trap: where are we now", Geological Society, London, May 2004 & Petex 2004, London.

33. Sweeney, J., J. & Burnham, A., K. (1990): *Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics*. AAPG Bulletin, 74/10, p. 1559-1570, Tulsa.
34. Thomas, H.E. and Smith, J.W. (1970): *Caliper location of leached zones in Colorado oil shale*. Log Anal, 11, 4, p. 12-16.
35. Velić, J. (2007): *Geologija ležišta nafte i plina*. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, 342 str., Zageb.
36. Vrbanac, B. (1996): *Paleostrukturalne i sedimentološke analize gornjopanonskih naslaga formacije Ivanić grad u savskoj depresiji*. Disertacija, Prirodoslovno-matematički fakultet, Geološki odsjek, Sveučilište u Zagrebu, p. 303, Zagreb.
37. Zagorac, Ž., (1979): *Geofizika*. Tehnička enciklopedija, 96-101, Tehnička knjiga, Zagreb.
38. Waples, D.W. (1988): *Geochemistry in Petroleum Exploration.*, Kluwer Academic Publisher Group, p. 121-153, Dordrecht.
39. Winsauer, W. O. (1952): *Resistivity of Brine Saturated Sands in Relation to Pore Geometry*. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 36, 253–277

11.2. STRUČNA DOKUMENTACIJA

1. Balić, D. (1993): Odabrana poglavlja iz interpretacije karotažnih dijagrama. INA-Naftaplin, Zagreb.
2. Barić, G. (1990): Uvod u naftnu geokemiju, INA-Naftaplin, Zagreb.