

KARAKTERIZACIJA NAFTNO GASNOG POLJA



Radoslav D. Mičić

Radoslav D. Mićić

Karakterizacija naftno-gasnog sloja

Industrijsko inženjerstvo u eksploataciji nafte i gasa

Univerzitet u Novom Sadu
Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin"
Zrenjanin

2020

Karakterizacija naftno-gasnog sloja

Autor:

Docent dr Radoslav D. Mičić

Redaktori:

Prof. dr Zvonimir Bošković

Prof. dr Sanel Nuhanović

Izdavač:

Tehnički fakultet „Mihajlo Pupin“, Zrenjanin

Za izdavača:

Prof. dr Dragica Radosav, dekan Tehničkog fakulteta „Mihajlo Pupin“, Zrenjanin

CIP - Katalogizacija u publikaciji Biblioteke Matice srpske, Novi Sad

MIČIĆ, Radoslav, 1955- Karakterizacija naftno-gasnog sloja: Industrijsko inženjerstvo u eksploataciji nafte i gasa / Radoslav D. Mičić. - Zrenjanin : Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin", 2020 (Novi Sad : NS Bigiprint). - 303 str. : ilustr. 107; 24 cm. - (Biblioteka Udžbenici / Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin", Zrenjanin ; 233)

Tiraž 30. - Bibliografija.

ISBN

a) Nafta -- Eksploatacija -- Istorija b) Gas - Eksploatacija - Karakterizacija

COBISS. SR -ID 329537543

1. UVOD	1
2. KARAKTERIZACIJA REZERVOARA.....	2
3. REZERVOARI UGLJOVODONIKA	2
3.1. Uslovi za postojanje rezervoara za naftu ili gas.....	2
3.2. Generisanje ugljovodonika i njihove migracije	4
3.3. Zamke ugljovodonika	6
3.4. Temperatura i pritisak u rezervoaru	8
4. SASTAV LEŽIŠNIH FLUIDA	14
4.1. Ležišni fluidi.....	14
4.2. Izražavanje sastava u prirodnoj smesi ugljovodonika	14
4.3. Najzastupljeniji jedinjenja u ležištima nafte, gasa i kondenzata.	14
4.4. Klasifikacija ležišnih fluida	14
4.4.1. Klasifikacija prema McCainu	15
4.4.2. Klasifikacija prema Sečenu	16
4.4.3. Klasifikacija prema Ahmedu	18
5. FAZNO PONAŠANJE	19
5.1. Faza	19
5.2. Sistem	20
5.3. Broj stepeni slobode višefaznog sistema	20
5.4. Fazni prelazi.....	20
5.5. Čiste supstance.....	21
5.5.1. Fazno ponašanje jednokomponentnog sistema fluida (čisti metan, etan)	21
5.5.2. Dijagram pritiska i temperature za višekomponentne sisteme	22
5.6. Karakteristike faznog ponašanja višekomponentnog sistema.....	24
6. FUNDAMENTALNO PONAŠANJE GASNIH I NAFTNIH REZERVOARA.....	25
6.1. Klasifikacija rezervoara i rezervoarskih fluida	25
6.2. Naftni rezervoari	25
6.2.1. Obična sirova nafta.....	26
6.3. Rezervoari za gas	32
6.3.1. Rezervoari sa gasnim kondenzatom	33
6.3.2. Gasni kondenzat u blizini kritične tačke.....	35
6.3.3. Rezervoar vlažnog gasa	36
6.3.4. Rezervoar suvog gasa.....	37
6.4. Klasifikacija ugljovodoničnih tečnosti prema početnom sastavu	38
6.5. Nedefinisane naftne frakcije.....	39
7. KARAKTERISTIKE REZERVOARSKIH FLUIDA.....	42
7.1. Karakteristike prirodnog gasa	42
7.2. Ponašanje idealnih gasova.....	43
7.2.1. Zakonitosti i jednačine koje određuju karakteristike idealnih gasova	43
7.3. Gasne smeše, Molarna masa, molarna zapremina, Avogadrov broj.....	54

7.3.1.	Fizičke karakteristike gasne smeše	55
7.4.	Osobine realnih gasova	67
7.4.1.	Van der Waalsova jednačina stanja	67
7.4.2.	Faktor kompresibilnosti	67
7.4.3.	Zakon (načelo) korespondentnih stanja (ZKS) za čiste gasove	69
7.4.4.	Kritični parametri naftnih gasova.....	70
7.4.5.	Generalizovana korelacija za određivanje Z-faktora smese.....	71
7.4.6.	Određivanje pseudokritičnih karakteristika kada nije poznat sastav gasa	85
7.4.7.	Efekti ne ugljovodoničnih komponenti na faktor kompresibilnosti (Z).....	87
8.	LABORATORIJSKE ANALIZE REZERVOARSKOG FLUIDA (EKSPERIMENTALNI POSTUPCI ZA PVT KARAKTERIZACIJU FLUIDA)	93
8.1.	Karakteristike rezervoara koje se određuju iz PVT-dijagrama	93
8.2.	Metode određivanja karakteristika	94
8.3.	Sastav rezervoarskog fluida	94
8.3.1.	Ispitivanje sastava ekspanzijom uzorka konstantnog sastava	96
8.4.	Zapreminski faktor nafte (B_o).....	109
8.4.1.	Određivanje zapreminskog faktora.....	111
8.5.	Faktor rastvorljivosti gasa u nafti (R_s).....	115
8.5.1.	Određivanje faktora rastvorljivosti	116
8.6.	Dvofazni zapreminski faktor nafte (B_{to})	125
8.7.	Zapreminski faktor realnog gasa (B_g).	126
8.8.	Faktor isparljivosti nafte iz gasa (R_v)	127
8.9.	Dvofazni zapreminski faktor stvaranja gasa (B_{tg})	129
8.10.	Pritisak zasićenja (pritisak u mehurićima), P_b	130
9.	RAVNOTEŽNI ODNOSI FAZA KOD UGLJOVODONIČNIH SISTEMA	137
9.1.	Ravnotežni odnosi	137
9.2.	Flash kalkulacija	141
10.	KUBNE JEDNAČINE STANJA REALNIH GASOVA.....	158
10.1.	Van der Waalsova jednačina stanja	158
10.2.	Parametri kubne jednačine stanja	159
10.3.	Rešenja Van der Waalsove jednačine	160
10.4.	Pravila mešanja	161
10.5.	Druge poznate kubne jednačine stanja.....	162
10.5.1.	Jednačina stanja Redlicha i Kwonga.....	162
10.5.2.	Soave-Redlich-Kwongova jednačina	163
10.5.3.	Jednačina stanja Penga i Robinsona	163
10.6.	Korekcija zapremine tečne faze (volume shift)	164
11.	LEŽIŠNE VODE.....	165
11.1.	Hemijske karakteristike podzemnih voda ležišta nafte i gasa	166
12.	VISKOZNOST LEŽIŠNIH FLUIDA	168

12.1. Definicija viskoznosti i podela fluida prema reološkim svojstvima	168
12.2. Klasifikacija fluida na njutnovske i nenjutnovske fluide	174
12.3. Uticaj pritiska, temperature i sastava na viskoznost ležišnih fluida	177
12.4. Isplake	177
13. KOLEKTORSKE (REZERVOARSKJE) KARAKTERISTIKE STENA	186
13.1. Vrste kolektorskih (rezervoarskih) stena	186
13.2. Poroznost	187
13.2.1. Podela poroznosti prema genezi pora	187
13.2.2. Podela poroznosti prema veličini pora i praznina	188
13.2.3. Podela prema karakteru sistema pora	189
13.2.4. Vrste poroznosti	194
13.2.5. Merenje poroziteta	196
13.2.5.1. Helijumska porozimetrija	198
13.3. Mehaničke karakteristike stena	207
13.3.1. Kompresibilnost stena	211
13.3.2. Kompresibilnost formacije	215
13.3.3. Određivanje kompresibilnosti stena	215
13.4. Permeabilitet	222
13.4.1. Vrste fluida prema kompresibilnosti	225
13.4.2. Geometrija proticanja	226
13.4.3. Režimi proticanja fluida	226
13.4.4. Linearni protok nestišljivog fluida (tečnost)	227
13.4.5. Linearni protok slabo stišljivog fluida (tečnost)	228
13.4.6. Linearni protok stišljivog fluida (gas)	228
13.4.7. Varijacije propusnosti u linearnom sistemu proticanja fluida	229
13.4.8. Radialni protok nestišljivog fluida	231
13.4.9. Radialni protok slabo stišljivog fluida (tečnost)	232
13.4.10. Radialni protok stišljivog fluida (gas)	233
13.4.11. Varijacije propusnosti u radialnom sistemu proticanja fluida	234
13.4.12. Merenje propusnosti	236
13.5. Raspodela zasićenja fluidima u ležišnim stenama	250
13.5.1. Površinski napon	250
13.5.2. Eksperimentalne metode određivanja kapilarnog pritiska	252
13.6. Relativna propusnost i višefazni protok	262
13.6.1. Relativna propustljivost	262
13.6.2. Proračun nemešljivog istiskivanja fluida	263

Legenda:

%CA, procenat ugljenika u aromatskim strukturama;

%CN, procenat ugljenika u naftenskim strukturama;

%CP, procenat ugljenika u parafinskim strukturama;

A, površina kontakta sloja tečnosti (gasa), koji se kreću, m²;

A, površina poprečnog preseka;

B, molska frakcija H₂S u gasnoj smeši;

B_o, zapreminski factor formacije;

B_{of}, zapreminski factor nafte;

CFPP, tačka zagušenja hladnog filtera, filtrabilnost, °C;

C_{H+}, koncentracija vodonikovih jona, mmol/l;

CP, tačka zamućenja, °C;

c, kompresibilnost;

d, prečnik;

d, relativna gustina;

dv, razlika između brzine koja se kreće sloj tečnosti (gasa) ;

dy, rastojanje između pokretnih sloj tečnosti (gasa), m;

dS_D, promena (porast) zasićeni potiskujući fluidom;

E, koeficient toplotne ekspanzije, promena zapremine kada promeni temperatura za 1°C;

E_h, potencijalna energija (= F_g · h = m · g · h (= J));

F, sila sa kojom se deluje na ploče, N = 1 kgm/s²;

FP, tačka smrzavanja, °C;

f_D, frakciona protok potisne faze u ukupnom protoku za zadati period (u ukupnoj smeši za podrazumevani interval vremena Q_tdt;

g, gravitaciono ubrzanje, m/s²;

GCV, ukupna toplotna vrednost, MJ/kg, kJ/kg;

g, maseni udeo frakcije, težinski udeo;

H, dubina, m;

H_{tot}, ukupna tvrdoća vode, (= H_{carb} + H_{nocarb}, $\left(\frac{\text{mg}_{\text{CaCO}_3}}{\text{l}}\right)$), sadržaj soli u miligramima ekvivalenta po litri;

I_k, indeks korelacije;

K, Karakterizacioni broj;

k_o i μ_o propustljivost i viskoznost nafte;

k_D i μ_D propustljivost i viskoznost potiskujućeg fluida;

k_o, koeficient propusnosti nafte, D;

k_D, koeficient propusnosti potiskujućeg fluida, D;

K. Henrijeva konstanta Genri (K=f(α));

k_{dry} , koeficient suvoće;
 k_{wet} , koeficient vlažnosti;
 M , molekulska masa, kg/kmol;
 $m_{v,i}$, koncentracija jona u vodi (mg/l);
 N , količina supstance, kmol;
 n , indeks refrakcije;
 n , broj ugljenikovih atoma;
 $N_A = 6,023 \times 10^{23}$ molekula, Avogadrov broj;
 NCV , neto toplotna vrednost, MJ/kg, kJ/kg;
 n_i , kmol, broj molova;
 N_i , broj molekula (čestica) ;
 P , apsolutni pritisak, Pa;
 P_b , pritisak zasićenja, Pa;
 p_c , kapilarni pritisak (razlika pornog pritiska potiskujućeg fluida i nafte koja se istiskuje u segmentu u), atm;
 p_c , kritični pritisak, psi;
 p_{pc} , pseudo-kritičan pritisak, psia;
 p'_{pc} = korigovan pseudo-kritičan pritisak, psia;
 P , pritisak gasa iznad površine tečnosti; Pa
 P_i , parcijalni pritisak i-te komponente u smeši;
 PP , tačka stinjavanja, °C;
 p_{sc} , standardni pritisak, psia, kPa;
 Q_n , donja toplota sagorevanja, MJ/kg, kJ/kg;
 Q_v , gornja toplota sagorevanja, MJ/kg, kJ/kg;
 Q_v , zapreminski protok, m³/s;
 R , univerzalna gasna konstanta, Pa × m³ / (kmol × stepeni), u SI $8.3145 \left[\frac{\text{kPa m}^3}{\text{K kgmol}} \right]$;
 $Re = f(d, v, \rho, \mu)$, Reynoldsov broj;
 R_{sf} , gasni faktor;
 R_{sfb} , faktor rastvorenog gasa pri pritisku zasićenja (CCE test);
 R_{sdb} , faktor rastvorenog gasa pri pritisku zasićenja (test dif. otparavanja);
 $\sin\alpha$, određuje nagib protočnog segmenta (ugao je pozitivan kod otklona prema gore od horizontalne ravni);
 T , apsolutna temperatura, K;
 T_c , kritična temperatura, °R
 T_{pc} , pseudo-kritična temperatura, °R;
 T'_{pc} =korigovana pseudo-kritična temperatura, °R;
 T_b , temperature, temperatura ključanja, °R;
 T_{sc} , standardna temperatura, °R, °K;

t , vreme, s;
 u , udaljenost u smeru protoka, cm;
 V , brzina smicanja, s^{-1} ;
 v , specifična zapremina, m^3/kg ;
 V , zapremina m^3 ;
 V_b , zapremina fluida pri pritisku zasićenja, m^3 ;
 V_c , kritična zapremina, ft^3/lb ;
 V_{deg} , zapremina nafte pri atmosferskom pritisku i temperaturi od $20^\circ C$ posle degazacije, m^3 ;
 V_g , zapremina gasa, rastvorenog na datoj temperaturi; m^3 ;
 V_i , zapreminski udeo frakcija;
 V_l , zapremina tečnog rastvarača; m^3 ;
 V_L , zapremina retrogradnog fluida;
 V_m , v. molarna zapremina, $22,4 dm^3/mol$ pri $0^\circ C$ i $101,3 kPa$, zapremina 1 mola gasa ili $23.645 m^3/kgmol$ pri $15^\circ C$, $1.01325 bar$;
 V_{rel} , relativna zapremina nafte;
 V_{sl} , zapremina nafte na uslovima sloja; m^3 ;
 V_{sc} , standardna zapremina, $scf/lb-mol$, $m^3/kg-mol$ (scf = standard cubic feet);
 V_{sto} , količina tečne faze u separatoru, m^3 ;
 α , koeficient Joule-Thomson (zavisí od prirode gasa, pritiska, temperature);
 α , koeficient rastvorljivosti gasa;
 β , koeficient kompresibilnosti, stišljivosti (ili elastičnosti zapremine), GPa^{-1} ;
 β_n , koeficient kompresibilnosti, stišljivosti (ili elastičnosti zapremine) nafte, GPa^{-1} ;
 Ξ_i , ekvivalent i jona;
 β_w , faktor kompresibilnosti. Pa^{-1} , promena zapremine kada se pritisak promeni za jedinicu;
 $\frac{\partial p_o}{\partial u}$, promena pritiska fluida u smeru filtriranja u;
 q_t , ukupni protok po jedinici površine, $cm^3/s/cm^2$;
 ρ , gustina, g/cm^3 ; kg/m^3 ;
 σ , provodljivost, S/m , $\mu S/cm$;
 τ , smicajno naprezanje, Pa , $\frac{F(N)}{A(m^2)} = \frac{lb}{100ft^2}$;
 τ_o , granica tečenja (kritično naprezanje na smicanje), MPa ;
 μ , dinamički viskozitet, $Pa s$, Nsm^{-2} , $kg \cdot m^{-1}s^{-1}$;
 μ_o , viskoznost nafte, cP ;
 μ_D , viskoznost potiskujućeg fluida, cP ;
 μ_p , plastična viskoznost, $Pa s$, Nsm^{-2} , $kg \cdot m^{-1}s^{-1}$;
 γ ili ρ^o , relativna gustina;

ω , acentrični faktor;

Δ , pogonska sila (razlika temperature, razlika koncentracije, razlika količine kretanja, ili razlika pritiska, itd.) između dva mesta na rastojanju l između kojih se vrši transport;

$\Delta\rho$, razlika gustina potiskujućeg i istiskujućeg fluida, $\rho_D - \rho_O$, kg/m^3 ;

ϵ , dielektrična konstanta nafte, F/m , As/Vm ;

ϵ , korekcionni faktor pseudo-kritična temperature (Metoda korekcije Vichert-Aziza)

ν , kinematski viskozitet, m^2/s , cSt ($1 \text{ mm}^2 \cdot \text{s}^{-1} = 10^{-6} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$);

v , molarna zapremina ($= 22.414 \left[\frac{\text{dm}^3}{1 \text{ g mol}} \right] = 22.414 \left[\frac{\text{m}^3}{1 \text{ kg mol}} \right]$ pri $T=273.15 \text{ K}$ i $p=1.01325 \text{ bar}$,

zapremina 1 mola gasa);

Φ , fluidnost, m^2/Ns ;

ϕ_{Adx} , zapremina pornog prostora u segmentu (uz napredovanje fluida po dužini od ulaska u segment, dx);

ϕ , fluks posmatrane veličine (toplote, mase, količine kretanja itd.), tj. količinu te veličine koja se prenese za jedinicu vremena u površinu kroz jediničnu površinu normalnu na pravac transporta;

x , koeficient proporcionalnosti;

x , dužina puta u pravcu brzine v , m ;

Y , rastojanje između ploča, m ;

y_i , molarni (molski) udeo frakcija;

y_{CO_2} , molski udeo CO_2 ;

$y_{\text{H}_2\text{S}}$, molski udeo H_2S ;

y_{N_2} , molski udeo N_2 ;

Z , faktor kompresibilnosti gasa;

1. UVOD

Ljudi su se upoznali sa naftom pre više od 4000 godina.

U osvit civilizacije, nafta nije igrala veliku ulogu u svakodnevnom životu i tehnologiji. Na osnovu istorijskih podataka, može se zaključiti da su naftu koristili Grci, Egipćani i Asirci, i to uglavnom za medicinske svrhe u građevinarstvu (asfalt), u proizvodnji mastila, i za vojnu namenu ("Grčka vatra"), kao i za rasvetu i podmazivanje točkova na kolima

Kao jeftin izvor za dobijanje goriva i naftnih derivata, nafta se koristi, tek, u poslednjih sto godina. U ovom trenutku, razvoj tehnologije i industrije ne može se zamisliti bez upotrebe nafte i proizvoda koji se dobijaju njenom preradom.

Od nafte se proizvodi gorivo za motore sa unutrašnjim sagorevanjem, gorivo za gasne turbine i kotlove, ulja za podmazivanje, bitumen za kolovoze, čađ za gumarsku industriju, koks za elektrode, kao i mnogi drugi industrijski proizvodi i roba široke potrošnje.

Prirodni gas, gasni kondenzat (Associated petroleum gas (APG)), rafinerijski gas, aromatski ugljovodonici, tečni i čvrsti parafini - koriste se kao sirovina u petro-hemijskoj industriji.

Od relativno jeftinih sirovina, kao što su nafta i gas, proizvodi se sirovina za polimere, sintetička vlakna, gume, deterdženti, alkoholi, aldehidi, i mnogi drugi vredni materijali.

Razvoj naučno-tehničke baze čovečanstva, na osnovu koje se istražuju i puštaju u rad najveće rezerve nafte i gasa zasniva se na postizanju napretka u oblasti fizike naftno-gasnog sloja. Dobijeni novi podaci o naftim i gasnim rezervoarima, kolektorskim i filtracionim osobinama stena (poroznosti, propustljivost, zasićenju, elektroprovodljivosti), fizičkim osobinama rezervoara tečnosti i gasova, kao i faznom satavu ugljovodoničnih sistema, su podaci koji se uspešno se koriste u praksi.

Napredak u oblasti fizike nafno-gasnog sloja, kroz savremeniji sistem projektovanja, sistema za eksploataciju, omogućuje kompetentniji rad u istraživanju nafte i gasa, kao i razvoj i implementaciju novih metoda za povećanje mogućnosti eksploatacije naftnih i gasnih zaliha.

Moderni inženjeri-naftaši, koji se bave racionalnim razvojem naftnih i gasnih polja, moraju biti upoznati sa geološke građom zamljišta (stena), njegovim fizičkim karakteristikama, fizičkim i fizičko-hemijskim osobinama nafte, gasa i vode, zasićenja stena; i na osnovu svega toga treba da budu u stanju da pravilno obrade i procene podatke dobijene na osnovu istražnih radnji vezanih za naftno-gasni sloj (rezervoar) i tokom kasnije eksploatacije. Ovi podaci omogućavaju nam da utvrdimo početne rezerve ugljovodonika u rezervoaru. Oni su neophodni za objektivno prikazivanje procesa koji se dešavaju u rezervoaru u različitim fazama eksploatacije. Na osnovu ovih složenih informacija, zasnovano je i projektovanje načina eksploatacije terena, i izbor različitih metoda veštačkog uticaja na rezervoar, ukoliko se utvrdi da su neophodne.

Ovaj udžbenik je posvećen opisivanju osobina poroznih medija (materijala, stena), zasićenih tečnostima i gasovima i njihovom primenom u praktičnim proračunima.

2. Karakterizacija rezervoara

Inženjeri karakterizacijom rezervoara nastoje da optimiziraju eksploataciju ugljovodonika i maksimalizuju procenjene količine koje se mogu dobiti iz rezervoara. Da bi to postigli, oni treba da razumeju svojstva stena i tečnosti i njihovu distribuciju u rezervoarski sistem. Zbog heterogenosti rezervoara potrebno je da karakterizacija rezervoara ima određen stepen tačnosti. Optimalnija eksploatacija rezervoara zavisi od boljeg uvida u arhitekturu rezervoara. Da bi se to postiglo potrebna je tačnost i osiguravanje svih informacija dostupnih u bilo kom trenutku. Model rezervoara i njegova karakterizacija moraju biti dinamični. Kako postaju dostupni novi petrofizički, seizmički i podaci o proizvodnji, model rezervoara se ažurira kako bi se prikazale promene u rezervoaru. Oba statička svojstva rezervoara, kao što su poroznost, propustljivost i dinamička svojstva rezervoara, kao što su pritisak, zasićenost tečnosti i temperatura, moraju se ažurirati kako postanu dostupni dodatni podaci o polju. Dinamička svojstva rezervoara prate se tokom proizvodnje. Statički model i dinamička merenja koriste se u modelima numeričkih simulacija rezervoara.

Kao što Robertson (1989) sugerira, glavni cilj karakterizacije rezervoara je transformacija raspoloživih seizmičkih, log, geoloških, proizvodnih i ostalih podataka o svojstvima rezervoara. Svojstva rezervoara uključuju i debljinu rezervoara, broj rezervoarskih jedinica, poroznost, propustljivost, raspodelu pritiska, raspodelu loma u slučaju nekonvencionalnih rezervoara i zasićenje tečnosti (nafta, gas, voda).

3. Rezervoari ugljovodonika

3.1. Uslovi za postojanje rezervoara za naftu ili gas

"Rezervoar" je definisan kao akumulacija nafte i/ili gasa u poroznoj i propusnoj steni - gotovo uvek sedimentnog porekla. Potrebni uslovi (ali nisu uvek dovoljni) za formiranje takve akumulacije su:

1. Prisustvo u sedimentnom bazenu u kome se akumulira ugljovodonik je formirati matičnu stenu; naime, stena (uglavnom škriljci) sa velikim sadržajem organskih materijala biljnog i životinjskog porekla.

2. Transformacija ovog organskog materijala u ugljovodonike. Ovo se dešava u geološkoj vremenskoj lestvici od stotinu hiljada ili miliona godina, kombinovanim delovanjem temperature, pritiska i katalitičkih efekata komponenata koje se u stenama nalaze. Razbijanje ili pucanje matičnih stena, koje izazivaju veliki organski molekuli.

3. Migracija ugljovodonika iz matičnih stene, koje su obično imaju izuzetno nisku propustljivost (permabilnost) , u susedne propusne slojeve (primarna migracija), i odatle propusnim stazama prema geološkim strukturama koje mogu da formiraju odgovarajuće zamke (sekundarna migracija).

4. Prisustvo, ne previše udaljeno od matične/izvorne stijene, geološke strukture ili stenska konfiguracija koja je povoljna za ugradnju akumulaciju migrirajućih ugljovodonika.

5. Nepropusni sloj (cap-kapa rezervoara) ili druga zaptivna struktura, koja sprečava dalju migraciju ugljovodonika u iznad stene, i njihovo eventualno isticanje na površinu.

Sada ćemo ukratko ispitati glavne faktore koji su uključeni u formiranje rezervoara za naftu ili gas.

Sedimentologija

Sedimentne stene nastaju postupkom taloženja u vodenoj sredini (more, jezero, reka) ili eolskim procesom. Postoje tri glavne kategorije sedimentnih stena na osnovu njihovog porekla:

- klastične (ili tergeni)
- hemijske
- organske

Klastične stene nastaju od fragmenata postojećih stena, koje su bile razbijene hemijskim delovanjem ili fizičkim raspadanjem (erozijom). Postoje ukupno četiri faze u procesu:

- fragmentacija izvorne stene (koja i sama može biti sedimentnog ili nesedimentnog porekla)
- transport fragmenata vodom ili vazduhom
- taloženje fragmenata - transformacija fragmenata u stensku masu (dijageneza)

Tokom faze transporta dolazi do procesa sortiranja ili gradacije - Najpre će se deponovati najveći fragmenti, a zatim slede uzastopno manji. Ovo znači, na primer, u morskom okruženju u kojem se dopremao čvrsti materijal rečnim tokom, šljunak se taložio najbliže obali, zatim grubi pesak, zatim sitni pesak i najdalje, mulj i glina.

Brzina transportnog medija (npr. rečna struja, vetar) je jednaka po važnost u određivanju udaljenosti na koju se transportuju čestice stene pre taloženja. Zbog toga govorimo o visokoj energiji (brzo) i niskoj energiji (sporo) okruženja. Upućujući na morsko okruženje, uzastopni ciklusi plime i oseke (gde porastom morske nivoa, voda zadire u nekad suhu zemlju i suprotno) mogu se objasniti velike varijacije veličine zrna uočene u vertikalnom preseku (šljunak, pesak, mulj, glina).

Kako se taloženje nastavlja, ranije materijal se sažima ispod težina novijeg prekrivajućeg sedimenta i počinju da se javljaju različite diagenetske promene. Glavna promena u ovoj fazi je cementacija - fragmenti i zrno se cementira zajedno sa precipitiranim solima (posebno kalcijum karbonatom) iz okolne vode. Drugi važan aspekt diageneze je delimično rastvaranje silicijuma (iz kvarcnih zrna), njegovo uklanjanje i eventualno taloženje drugde, gde su pogodni lokalni hemijski i fizički uslovi.

Shodno tome, i kalcijum-karbonat i silicijum-dioksid obično se nalaze kao cementni mediji u klastičnim stenama.

Stene hemijskog porekla duguju svoje nastajanje taloženju soli iz vodenih rastvora čija je koncentracija dostigla zasićenost isparavanjem ili temperaturnom razlikom.

Među najčešćim stenama hemijskog porekla su: krečnjaci - travertin, obalske stene, oolitni i pisolitni krečnjak - koji se sastoji od sfera kalcijuma karbonata; i

dolomiti - kalcijum magnezijum karbonati nastali reakcijom magnezijum hlorida (u morskoj vodi) sa kalcijum-karbonatom.

Ostali primeri su halit (kamenja so) i anhidrit (kalcijum sulfat). Ove su preuske da bi bile zanimljive kao potencijalne rezervoar stijene, ali često formiraju stensku kapu na rezervoarima.

Stene organskog porekla nastaju taloženjem i cementacijom životinjskih i biljnih ostataka koji sadrže minerale kalcijuma ili silicijuma, estrahovani iz vode u kojoj su živeli i fiksirani u svojim školjkama ili kosturima.

Budući da distribucija životinjske i biljne populacije može značajno varirati čak i u slučaju malih udaljenosti lokacija i vremena, nije iznenađujuće da rezervoar organskog porekla karakteriše visok stepen heterogenosti.

Neki važni primeri ove organske kategorije su: krečnjak - numulitni, fusulinidni, briozoani, amonitni i lumacelni; dolomiti - formirani u atolu i okruženju barijerskih grebena među ostacima koralja; jasper - formiran od mekog depozita silicijumskog sundera i radiolarita; i tripolita ili diatomske laporac, koja se sastoji od morskih školjki ili slatkovodnih diatoma. Krečnjačke stijene hemijskog ili organskog porekla su grupisane prema njihovim teksturama u pet različitih vrsta.

1. *Mudstone*, Blatno kamenje (mikrit): matrica krečnjačkog blata sa sadržajem zrna ne manjim od 10%;

2. *Wackestone*, (mikritni krečnjak): matrica krečnjačkog blata sa sadržajem zrna većim od 10%;

3. *Packstone*, Pakovanje (mikritni kalkarenit): samonosna kalcitna zrnata struktura, sa intergranularnim prostorima ispunjenim mikritima;

4. *Grainstone*, Zrno kamenja (spatički kalkarenit): samonosiva kalcitna struktura zrna, sa intergranularni prostori delimično ispunjeni kristalnim kalcitom;

5. *Boundstone*, Međa (organogeni karbonati): sastoji se od struktura i inkorustacija vezanih zajedno dok su organizmi bili živi (npr. koralji).

3.2. Generisanje ugljovodonika i njihove migracije

Da sumiramo, ugljovodonici potiču iz termičkog i mikrobiološkog raspada mrtvih životinjskih i biljnih mikroorganizama (plankton) deponovanih zajedno sa klastičnim ili organogenim sedimentima na dnu mora, laguna ili jezera.

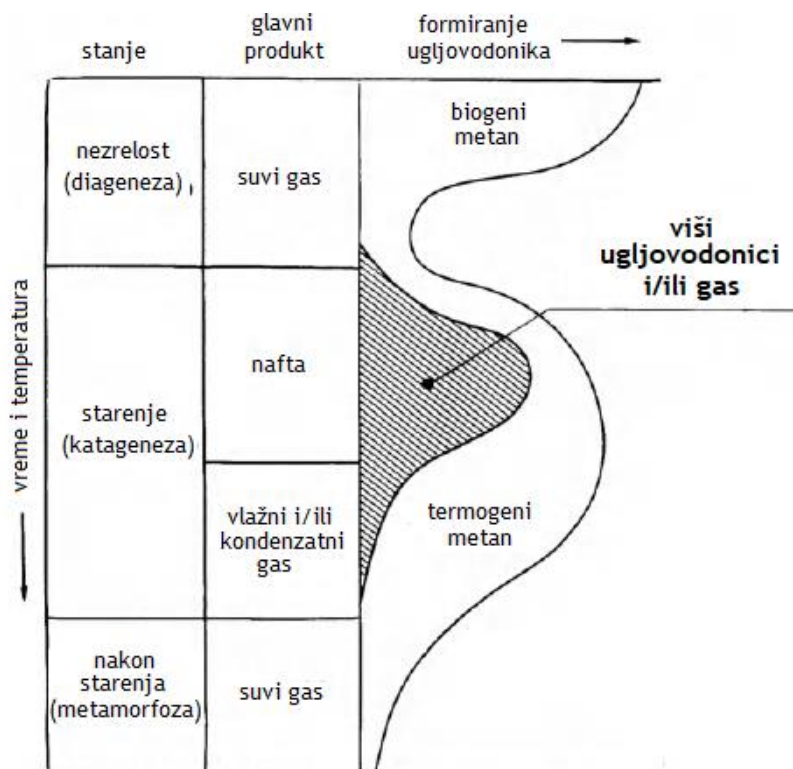
Maksimalna koncentracija živih organizama javlja se u mirnim, plitkim, toplim vodama koje se nalaze duž kontinentalnih pragova, nedaleko od obale. Sedimenti nastali u ovim uslovima niske energije pretežno su glina ili škriljci - i to su, dakle, isti ti škriljci koji su potencijalni izvori ugljovodonika.

U stvari, samo mali deo mrtvog planktona prisutan u vodi zapravo postaje deo sedimenta; daleko veći deo uništava delovanje bakterija dok tonu na dno.

Međutim, aktivnost bakterija se nastavlja unutar donjeg sedimenta i to je ono što može dovesti do stvaranja nafte iz primarne organske materije u odgovarajućim uslovima.

U toku sedimentacije nastaje geostatičko opterećenje, izazivajući kompresiju utapanjem dubljih sedimenata. Povećanje pritiska i što je još važnije, temperatura potpomognuta katalitičkim delovanjem nekih minerala gline, dovodi do termičkog

razbijanja ili lomljenje složenih organskih materija na jednostavnija ugljovodonična jedinjenja. Ovaj proces započinje bitumenom i teškim naftama ali tokom geološkog vremena dolazi do stvaranja lakših sastavnih delova, koji bi na kraju doveli do stvaranja najlakšeg organskog jedinjenja čistog metana.



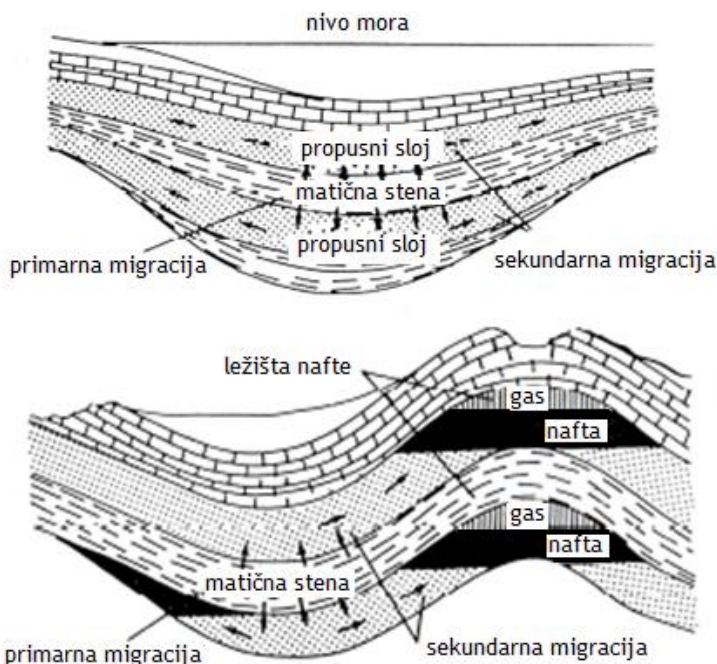
Slika 3.1: Uticaj vremena i temperature (a samim tim i dubine) na stvaranje ugljovodonika

Slika 3.1 daje kvalitativnu ilustraciju evolucije ugljovodonika u izvornoj steni u zavisnosti od temperature (koja je funkcija dubine) i vremena. Što je starija i dublja stena, veća je verovatnoća da će doći do stvaranja lake nafte ili gasa koji se formiraju (ograničavajući slučaj je čisti metan), što je, istorijski razlog. Istraživanjem na velikim dubinama utvrdilo se da prevladavaju rezervoari sa suvim gasom.

Sabijanje dubljih sedimenata ispod (beneath) prekomernog opterećenja prouzrokuje izbacivanje tečnosti (vode i ugljovodonika) iz pora izvorne stene. U ovoj primarnoj fazi migracije kretanje je ka propusnijim slojevima koji su u kontaktu sa izvornom stenom. Iako je sasvim sigurno da gasoviti ugljovodonici rastvaraju u vodi, nije jasno da li uljna faza formira mikro-emulziju sa vodom ili je u rastvoru.

Ako imaju prikladno poroznu strukturu i propusni put ugljovodonici i voda će teći kroz susedne slojeve u pravcu maksimalnog potencijalnog hidrostatičkog gradijenta - ovo je sekundarna faza migracije. Ugljovodonici imaju niže gustine od vode, gravitacione sile uzrokuju njihovo odvajanje (up-dip). Formira se rezervoar tamo gde

preovladavaju neophodni uslovi za stvaranje pogodnog mesta za akumulaciju (trap, zamka) nafte ili gasa i sprečava se dalja migracija (slika 3.2).



Slika 3.2: Nastanak rezervoara ugljovodonika. A: Početne faze primarne i sekundarne migracije. B: napredna faza akumulacije ugljovodonika

3.3. Zamke ugljovodonika

Za naftnog inženjera, termin "zamka" označava poroznu i propusnu stenu takve konfiguracije koja može da akumulira i zadrži ugljovodonike. Međutim, suštinski deo zamke je kapa nepropusna stena iznad - često uski sloj škrljaca. Neidealno zaptivanje (neprekidna ili delimična vertikalna propustljivost) ili potpuno odsustvo odgovarajućih slojeva u kojima se mogu nalaziti ugljovodonici su možda glavni faktori koji stoje iza neuspelog istražnog bušenja.

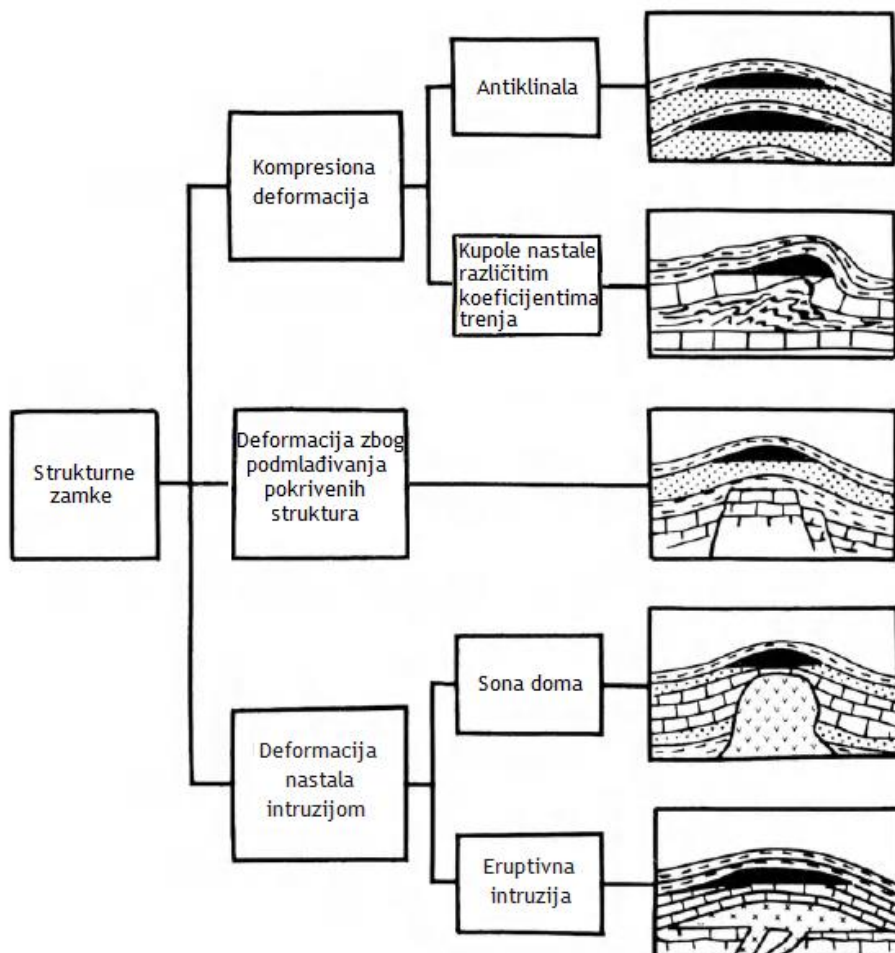
Prema Levorsenovoj klasifikaciji zamki ugljovodonika postoje tri glavna tipa: strukturni, stratigrafski i kombinovani.

Strukturne zamke: nastaju dejstvom tektonskih sila (Slika 3.3). Slojevi stena se deformišu kompresijom, potiskom ili upadom (intruzijom) (posebno kupole soli, sone dome), što u mnogim slučajevima vodi do geometrija pogodnih za nagomilavanje ugljovodonika.

Ako su slojevi krhke prirode, tada može doći do intenzivne tektonske aktivnosti smicanje ili grešaka. Relativni pomak svake strane proboja će proizvesti normalna ili obrnuta greška ili složeniji sistem koji se sastoji od oba tipa (npr horst i graben sa slike 3.4). Ovakve strukture su takođe potencijalni rezervoari ugljovodonika.

Stratigrafske zamke: gde se pojavljuju lokalne varijacije u procesu deponovanja, suspendovani materijal se može taložiti neravnomerno, što dovodi do stvaranja

porozne, propusne strukture (grubozrnate) ograničene ili potpuno zatvorene nepropusnim škrljcima (sitnozrnati). Primeri ovih vrlo uobičajenih osobina klastičnih sedimenata su kanali sa obalnim linijama, obale, dine, peščane šipke, delte i turbiditi. Stratigrafske zamke se takođe mogu razviti u organsko proizvedenim karbonatnim sedimentima, kao rezultat nepravilnih ciklusa rasta u živoj koloniji i sukcesivnim prekrivanjem klastičnih sedimenata. Primeri uključuju otvorene platforme, grebene sa bedemima, grebenske nagibe (open platforms, reefs with banks, reef talus).



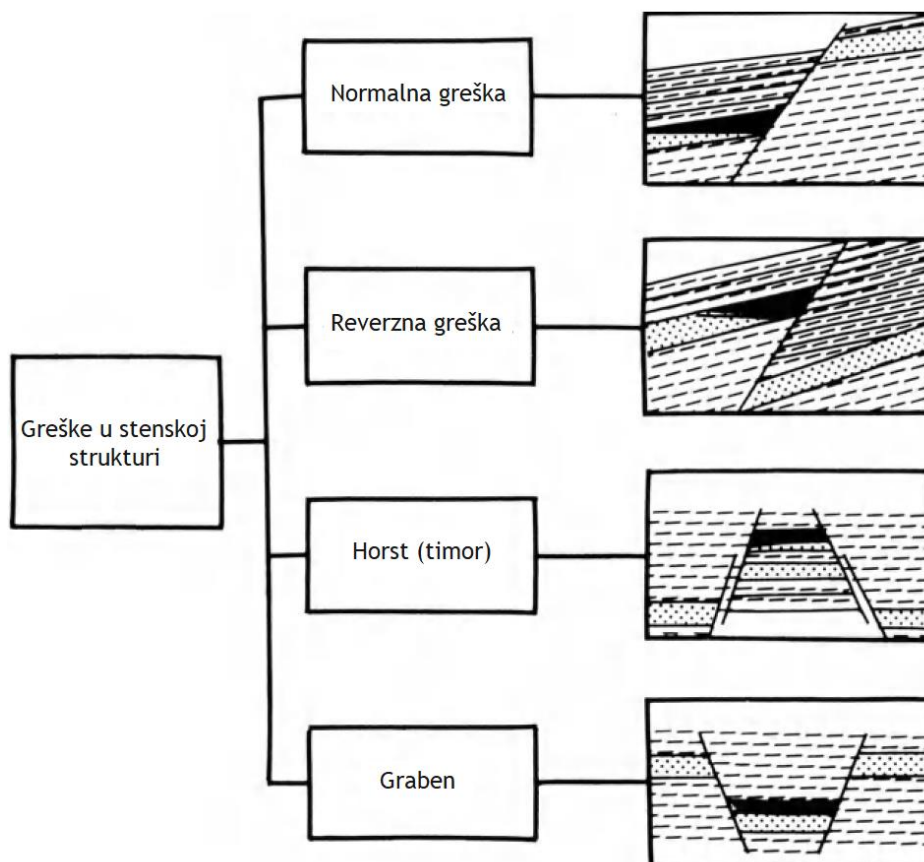
Slika 3.3: Strukturne zamke nastale usled preklapanja

Kombinovane zamke: one se pripisuju lokalnim varijacijama nanosa u kombinaciji sa tektonskim delovanjem i erozijom nastalom tokom ili posle depozitne faze.

Ovo je kratak pregled mehanizama - sedimentnih, diagenetskih i tektonskih - koji mogu proizvesti geometrijske konfiguracije u poroznim, propusnim stenama pogodnim za akumulaciju ugljovodonika. Njegova svrha je da ukaže inženjeru za naftu na izuzetno složenu unutrašnju strukturu ležišta ugljovodonika.

Na slici 3.5 prikazana je idealizovana, ujednačena antiklinalna struktura koja sadrži naftni rezervoar prekriven gasnom kapom i sa vodonosnim slojem ispod. To je

ono što se pogrešno naziva "naftno jezero" ili "bazen". Iako je takvu strukturu najlakše uočiti geofizičkim istraživanjima, a ona je i najisplativija kod eksploatacije, nažalost ovakva struktura nije jedina na koju se nailazi u prirodi, kao što je i na slikama 3.3-3.4 pokazano.

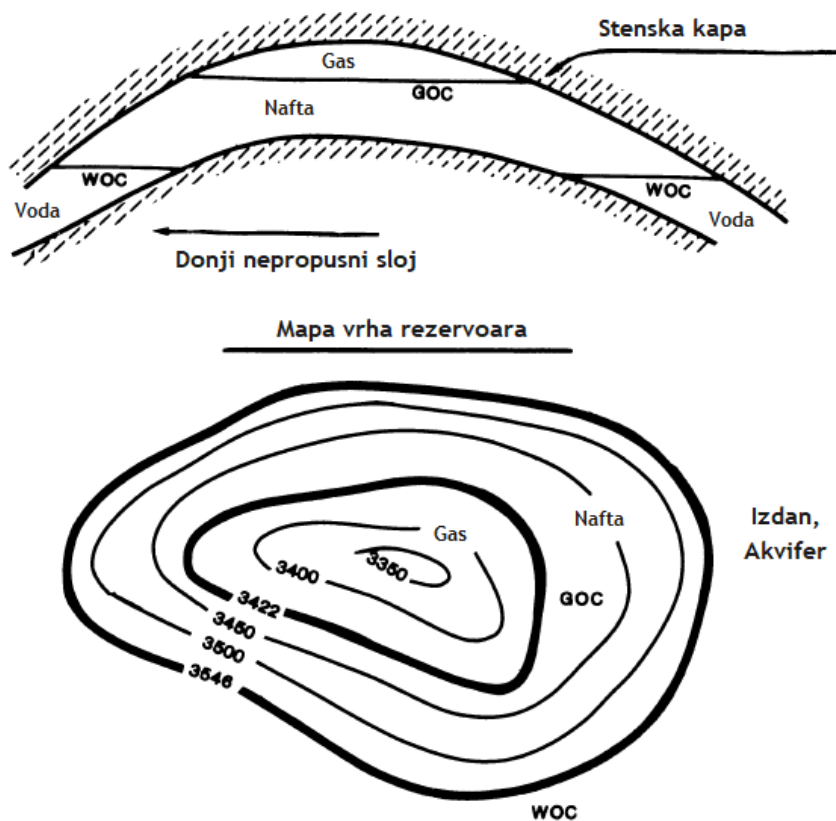


Slika 3.4: Strukturne zamke nastale greškama u stenskoj strukturi

3.4. Temperatura i pritisak u rezervoaru

Poznato je da je u unutrašnjosti Zemlje - naročito u jezgri - glavni izvor proizvodnje toplote radioaktivno raspadanje nestabilnih atoma jezgri, dopunjeno, u određenoj mjeri, egzotermnim hemijskim reakcijama. Ta toplota ističe napolje kroz Zemljinu koru i na kraju se rasprši u atmosferu. Takav toplotni tok stvara gradijent temperature od jezgri do površine (geotermalni gradijent, g_G), čija prosečna vrednost iznosi $0,029\text{ }^{\circ}\text{C/m}$ ($1.6^{\circ}\text{F}/100\text{ft}$). Lokalna vrednost g_G ne zavisi samo od toplotnih karakteristika stenskih slojeva, ali na njih će uticati moguće prisustvo nedavnih vulkanskih intruzija a lava teče (bazalt itd.) unutar sedimentnog bazena ili ispod njega.

Lokalni geotermalni gradijent može se utvrditi na osnovu temperature dobijene bušotinskim merenjima, pod uslovom da su izvršena u stabilizovanim uslovima - odnosno posle prolaznih efekata hlađenja cirkulacijom isplake tokom procesa bušenja.



Slika 3.5: Shema „klasičnog“ rezervoara: antiklinala koja sadrži gasnu kapu, naftnu zonu i rubni izdan

U nedostatku direktnog merenja, temperatura T na vertikalnoj dubini D se može proceniti korišćenjem odgovarajućih vrednosti za g_g i na osnovu površinske temperature [konvencionalno uzeto kao $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($60\text{ }^{\circ}\text{F}$) ili 288.2 K ($519.4\text{ }^{\circ}\text{R}$)].

$$T(D) = 288,2 + g_g D \text{ (K)}$$

Što se pritiska tiče, mora se shvatiti da je svaki stratum stena nosi težinu svih stena koje leže iznad njega.

Ako pretpostavimo da je prosečni gradijent geostatskog pritiska od $0,02262\text{ MN/m}^3$ (1 psi/ft) za sedimentne stene kore of the crust, geostatski ili prekomerni overburden pritisak P_{ov} na vertikalnoj dubini D biće:

$$P_{ov} = 0.02262D \text{ (MPa)}$$

To je delimično uravnoteženo pritiskom tečnosti u pornom prostoru stene, a delom i samim zrcima stena, koji su pod silama sabijanja.

U ekstremnom slučaju necementirane stene (labav pesak) koji je u potpunosti zatvoren pomoću nepropusne formacije (škriljca), celokupni pritisak preopterećenja snosi porni fluid. U ovom slučaju, porni pritisak P_f je jednak P_{ov} .

U suprotnoj krajnosti, tamo gde je razmatrani sloj deponovan u morskim uslovima, kontinuitet vodene faze od površine do dubina D znači da će pritisak pora biti jednak hidrostatsičkom pritisku:

$$P_f = g\rho_w D$$

Vrednost ρ_w očigledno zavisi od saliniteta vode i temperaturnog profila između površine i dubine D . Obično pretpostavljamo vrednost $0,01018 \text{ MN/m}^3$ ($0,45 \text{ psi/ft}$) za $(g\rho_w)_{\text{avg}}$.

Prelazni slučajevi se mogu pojaviti bilo gde između ove dve krajnosti hidrostatskog i geostatskog pritiska pora. Međutim, najčešće je porni pritisak, jednak ili samo malo iznad hidrostatsičkog pritiska. Tamo gde je pora pritisak veći od hidrostatskog, kaže se da je stena prenapregnuta. U fazi bušenja je neophodno koristiti dovoljno tešku isplaku da se uspostavi pritisak bušotine veći od pritiska pora, kako bi se izbeglo "udarci" i mogući "ispuhivanja" ("kicks" and a possible "blow-out"). Ovo je posebno važno tokom bušenja previsokog pritiska stene. U slojevima koji sadrže ugljovodonike gradijenti pritiska u naftnoj i gasnoj fazi određuju se in-situ određivanjem specifična težine ili relativne gustine (specific gravity) (ρ_o i ρ_g) svake tečnosti.

Sada je voda uvek u određenoj meri prisutna u rezervoar steni (originalno taložno okruženje bila je voda). Pritisak P_h u ugljovodoničnoj fazi, i P_w u vodenoj fazi, ako se mogu meriti na istoj dubini unutar rezervoara, bili bi drugačiji.

Na slici 1.9, ako je p pritisak u vodenoj fazi na dubini na kojoj dolazi do kontakta voda/nafta (nivo na kome se tragovi nafte počinju pojavljivati u pornom prostoru), zatim fazni pritisci na vertikalnom rastojanju ΔD iznad kontakta su:

$$P_h = P - g\rho_h \Delta D,$$

$$P_w = P - g\rho_w \Delta D,$$

od kojih:

$$P_h - P_w = g(\rho_h - \rho_w) \Delta D, (>0)$$

Pozitivna razlika pritiska ($P_h - P_w$) naziva se kapilarni pritisak, P_c . Ovaj kapilarni pritisak određuje ugljovodonični profil zasićenja (procenat zapremine pora) u odnosu na debljinu rezervoara.

U nedostatku izmerenih podataka, mogu se izvršiti približni proračuni pomoću sledeće predhodne vrednosti:

$$g\rho_o = 0,00792 \text{ MN/m}^3 (0,35 \text{ psi/ft}),$$

$$g\rho_g = 0,00181 \text{ MN/m}^3 (0,08 \text{ psi/ft}).$$

Zadaci 1:

Zadatak 1.1. Data je tabela merenja testera za ponovljeno formiranje (RFT) urađena u nezavršenom bunaru

Dubine se mere u odnosu na rotacioni sto, koji je 610 m iznad MSL (srednjeg nivoa mora).

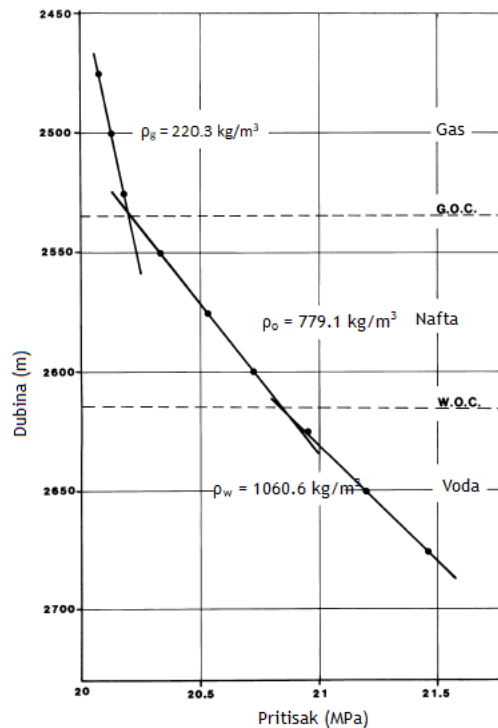
Izvršiti procenu:

- gustinu i prirodu tečnosti prisutnih u formaciji,
- dubine kontakata gas/ulje i ulje/voda,
- da li je izdan pod hidrostatskim pritiskom ili ne.

1.1. Rešenje:

Podaci iz tablice se prikazuju na dijagramu pritiska u odnosu na dubinu. Mogu se uočiti tri gradijenta tečnosti (tj. gustine tečnost), tri prave linije.

Dubina (m)	Pritisak	
	(kg/cm ²)	(MPa)
2475	204.7	20.074
2500	205.3	20.133
2525	205.8	20.182
2550	207.4	20.339
2575	209.4	20.535
2600	211.3	20.721
2625	213.6	20.947
2650	216.2	21.202
2675	218.9	21.467



Gledajući prvo na preseke linija gradijenta tečnosti, kontakt između gornjeg i srednjeg sloja leži na oko 2535 m, a između srednjeg i donjeg sloja tečnosti leži na oko 2610 m.

Gustina gornje tečnosti je:

$$\rho_1 = \frac{1}{g} \frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{1}{9.806} \frac{20.182 - 20.074}{2525 - 2475} \times 10^6 = 220.3 \text{ kg/m}^3$$

Ovo je, dakle, gas.

Gustina srednje tečnosti je:

$$\rho_2 = \frac{1}{g} \frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{1}{9.806} \frac{20.721 - 20.339}{2600 - 2550} \times 10^6 = 779.1 \text{ kg/m}^3$$

Ovo je nafta.

Za najniži fluid:

$$\rho_3 = \frac{1}{g} \frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{1}{9.806} \frac{21.467 - 20.947}{2675 - 2625} \times 10^6 = 1060.6 \text{ kg/m}^3$$

Ova gustina korespondira sa vodom sa saliniteto od oko 100 kppm.

Gradijenti pritiska su:

$$\text{gas: } (9.806 \times 220.3) \text{ Pa/m} = 2.16 \times 10^{-3} \text{ MPa/m}$$

$$\text{nafta: } (9.806 \times 779.1) \text{ Pa/m} = 7.64 \times 10^{-3} \text{ MPa/m}$$

$$\text{voda: } (9.806 \times 1060.6) \text{ Pa/m} = 10.40 \times 10^{-3} \text{ MPa/m}$$

Dubina kontakta gas / ulje može se preciznije izračunati pronalaženjem dubine na kojoj je pritisak u gasnoj fazi jednak je pritisku u naftnoj fazi. Možemo započeti izračunavanje od najdublje tačke podataka o gasu i najpliće tačke podataka o nafti.

Ako je Z_{GOC} dubina kontakta gas/nafta, onda je:

$$20.182 + (Z_{GOC} - 2525) 2.16 \times 10^{-3} = 20.339 - (2550 - Z_{GOC}) 7.64 \times 10^{-3},$$

$$20.182 - 2525 \cdot 2.16 \times 10^{-3} - 20.339 + 2550 \cdot 7.64 \times 10^{-3} =$$

Iz čega dobijamo da je Z_{GOC} dubina kontakta gas/nafta = 2531.2 m.

Za kontakt nafta/voda, uzima se najniža tačka nafte i najviša vode:

$$20.721 + (Z_{WOC} - 2600) 7.64 \times 10^{-3} = 20.947 - (2625 - Z_{WOC}) 10.40 \times 10^{-3},$$

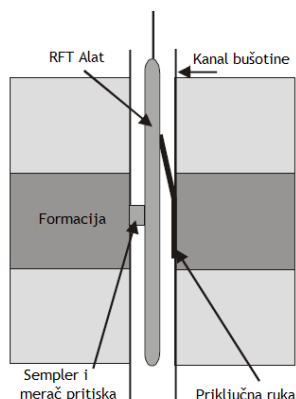
Iz čega dobijamo da je Z_{WOC} dubina kontakta nafta/voda = 2612.3 m.

Pritisak na najnižoj tački vodenog sloja je 21.467 MPa na 2675 m MSL (srednjeg nivoa mora). Ovo korespondira sa hidrostatičkim pritiskom koji se meri od površine:

$$\frac{\text{Pritisak na dubini } Z}{\text{dubina } Z \text{ ispod MSL}} = \frac{21.467}{2675 - 610} = 1.039 \times 10^{-2} \text{ MPa/m} = 0.106 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$$

RFT označava lokalni hidrostatički gradijent pritiska od 0.106 kg/cm²/m u vodenoj fazi. Od ovo je isto kao gradijent izračunat sa površine, možemo zaključiti da je vodena faza u hidrostatičkoj ravnoteži (tj. nije ni pod ili pod prekomernim pritiskom).

RFT tester:



Alat pokreće električni kabl za beleženje koji gura sondu u formaciju, a zatim omogućava da proizvodnja uđe u malu zatvorenu komoru. Alat se prvenstveno koristi za dobi-janje pritiska formacije na izabranim mestima u intervalu i, uz tačan kvarcni merač, mogu se dobiti procene propustlji-vosti. Savremene varijacije ov-og alata su razvijene za dobijanje uzoraka tečnosti iz formacije,

Zadatak 1.2. Pet bunara je bušeno u sedimentnom bazenu. Dok prodire u vodonosnik (vodeni sloj), sledeći pritisak merenja su izvršena u svakom bunaru:

Bušotina	A	B	C	D	E
Elevacija rotacionog stola (m ispod MSL)	650	400	825	1200	60
Izmerena dubina ispod rotacionog stola (m BRT, below rotary table)	2970	4265	2510	5300	2860
Pritisak (kg/cm ²)	298	398	174	422	288
Pritisak (Mpa)	29.2	39.0	17.1	41.4	28.2

Pomoću ovih podataka o pritisku istražite da li su bunari u istom vodonosnom sloju (ili sistemu sistema) komuniciranje vodonosnika).

1.2. Rešenje:

U jednom vodonosniku ili gde je vodonosnik u dobroj komunikaciji, gradijent pritiska (promenu pritiska po dubini) treba da bude isti. Zato moramo da proverimo da li je on isti:

$$\frac{\text{Pritisak na dubini Z}}{\text{dubina Z ispod MSL}} = \text{treba izračunati za svaki bunar}$$

Prvo ispravite od ukupne izmerene dubine potrebno je oduzeti metre ispod MSL, a nakon toga izračunati gradijent pritiska za svaki bunar:

$$\text{Primer za bunar A: } \frac{\text{Pritisak na dubini Z}}{\text{dubina Z ispod MSL}} = \frac{298}{2970-650} = 0.1284 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$$

Bušotina	A	B	C	D	E
Gradient pritiska (kg/cm ² /m)	0.1284	0.1030	0.1033	0.1029	0.1029

Zaključak je da se sva merenja odnose na isti vodonosni ili povezani sistem vodonosnika, osim onog na 2970 m BRT u bunaru A, koji je u izolovanom delu. Što se nije moglo zaključiti iz početnih podataka, pre kalkulacije, samo iz površnog ispitivanja podataka, posebno s obzirom na očigledne dubine merenja u bunarima A i E.

4. Sastav ležišnih fluida

4.1. Ležišni fluidi

U praktičnom naftnom inženjerstvu (engl. *petroleum engineering*), odnosno, specifičnije, ležišnom inženjerstvu (*reservoir engineering*) pod ležišnim fluidima podrazumevaju se:

- 1) Smeše ugljovodonika i neugljikovodične primese:
 - prirodni gas
 - kondenzat
 - nafta
- 2) Ležišna voda

4.2. Izražavanje sastava u prirodnoj smesi ugljovodonika

Najstariji i analitički najjednostavniji način izražavanja sastava uključuje grupisanje svih konstituenata, molekulske mase veće od C_6 i C_7+ komponentu (uopšteno $C+$ komponenta ili samo plus-komponenta; s praktičnog stanovišta to je često površinska, "sirova" nafta ili kondenzat). Proširena formulacija sastava uključuje određivanje pojedinačnih, čistih, odnosno grupisanih komponenti do C_{10+} , C_{11+} ili do C_{20+} . U slučaju gasno-kondenzatnih sistema, predstavlja kraći zapis alkana sa n brojem ugljenikovih atoma u molekulu (nC).

4.3. Najzastupljeniji jedinjenja u ležištima nafte, gasa i kondenzata.

Najzastupljeniji jedinjenja u proizvodnim ležištima ugljovodonika su alkani (opšta formula, C_nH_{2n+2}).

Gas ima u svom sastavu uglavnom metan (C_1 , tj. CH_4). Poređenjem gasa, mokrog gasa, kondenzata i nafte, može se uočiti porast gustine prema nafti, što znači da su sve više zastupljeni jedinjenja alkana veće gustine (etan = C_2 , tj. C_2H_6 , propan, C_3 , butan, pentan, heksan, heptan ...).

Pored alkana, u sastavu ležišnog fluida često od ugljovodoničnih jedinjenja mogu se naći i cikloalkani i aromati. Osim ugljovodoničnih jedinjenja u sastavu ležišnog fluida može se naći i ležišna slana (mineralizovana) voda (eng. *brine*), kiseonik, sumpor, azot i ugljen-dioksid.

4.4. Klasifikacija ležišnih fluida

Klasifikacije ležišnih ugljikovodika razlikuju se od autora do autora. Ukoliko se fluid sastoji, uglavnom, od manjih molekula, on će pri atmosferskim temperaturama i pritiscima biti u gasovitom stanju. Fluidi koji u svom sastavu imaju veći udeo molekula viših molekulskih masa pri atmosferskim uslovima biće u tečnom stanju. Tipična nafta sadrži stotine različitih hemijskih jedinjenja.

Tokom eksploatacije nafte dolazi do dvofaznog protoka fluida zbog pada pritiska ispod pritiska zasićenja, što dovodi do promene sastava nafte (povećanje gustine) i izdvajanja lakših (gasovitih) komponenta. Radi lakše klasifikacije nafta je podeljena na frakcije prema vrednostima tačaka ključanja.

4.4.1. Klasifikacija prema McCainu

Klasifikacija nafte prema hemijskom sastavu izvedena je po strukturama većih molekula u smešama (McCain, 1990). Delimo ih na parafinske, naftenske, aromatske i asfalte nafte.

1. Parafinske nafte sadrže uglavnom parafinske ili zasićene ugljikovodonike (C_nH_{2n+2}) koji su hemijski stabilni. Parafinski ugljikovodonici sadrže ravno-lančane (npr. butan) i razgranate ugljikovodonike (isobutan). Sadrži većinom zasićene ugljikovodonike.
2. Naftenske nafte sadrže visok udeo naftenskih ili cikloparafinskih ugljikovodika (C_nH_{2n}), komponenata prstenaste strukture bez dvostrukih veza. Ove strukture su hemijski stabilne.
3. Nafte sa aromatskom osnovom sadrže visok procenat aromatskih ugljikovodonika ili arena (C_nH_{2n-6}) koji sadrže dvostruke veze i hemijski su aktivni. Lako oksiduju.
4. Asfalti sadrže visok udeo asfalta i smola koji se sastoje većinom od ugljenika i vodonika sa jednim do tri atoma sumpora, kiseonika, ili azota po molekulu. Osnovna struktura je prstenasta.

Komercijalna vrednost nafte lako se procenjuje preko merenja sledećih fizičkih karakteristika: specifične gustine, sadržaj benzina i kerozina, sadržaja sumpora, sadržaja asfalta, granica tečenja i temperatura kondenzacije.

Prema McCainu, (1990) postoje 5 tipova ležišnih fluida. Nazivaju se: sirova nafta, isparljiva nafta, retrogradni gas, mokri gas i suvi gas. Od tipa fluida zavisi tip i veličina opreme na površini, tehnike predviđanja rezervi nafte i gasa, plan iskorištavanja ležišta i izbor metode povećanja iscrpka nafte.

1. **Obična sirova nafta** sadrži širok opseg hemijskih komponenti, uključujući i velike, teške neisparljive molekule. Obična sirova nafta na početku proizvodnje ima gasni faktor (R_g) oko $350 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (2000 scf/STB) ili manje. S proizvodnjom R_g se povećava kako pritisak u ležištu pada ispod tačke zasićenja. Nafta u rezervoaru obično ima relativnu gustinu ispod 0.8 (ispod 45° API). Volumni faktor nafte je oko $2.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ili manje. Molarni udeo C_{7+} , najčešće, iznosi više od 30%.
2. **Isparljiva nafta** sadrži manje težih molekula i više srednje teških molekula (C_2-C_6). Fazni dijagram obuhvata manji temperaturni opseg, dok je kritična temperatura drastično niža nego kod obične sirove nafte, to jest ona je blizu temperature ležišta. Izohorne linije dvofaznog fluida u istom odnosu tečne i gasne faze nisu jednakog razmaka ali se pomiču prema granici zasićenja. Isparljiva nafta može sadržati 50% maseno gasa u ležištu s padom pritiska većim od deset ili više bara ispod pritiska zasićenja. Obične sirove i isparljive nafte imaju različite jednačine materijalne ravnoteže koje se razlikuju od trenutka u kome ne postoji mogućnost egzistiranja tačne faze u smeši. Razlika između isparljivih nafte i retrogradnih fluida je u kritičnoj temperaturi. Kritična temperatura isparljivih nafte mora biti veća od temperature ležišta. Gasni faktor iznosi od 360 do $530 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (2000 do 3000 scf/STB). Nafta u rezervoaru obično ima veću specifičnu težinu od 40° API koja se povećava sa padom pritiska ispod pritiska zasićenja. Zapreminski faktor je veći od $2.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (2,0 bbl/STB). Molarni udeo C_7^+ je između 12.5-30 %.