Duboka i ultraduboka ležišta ugljikovodika

Cindrić, Ivan

Undergraduate thesis / Završni rad

2020

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

Permanent link / Trajna poveznica: https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:008354

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-15**

Repository / Repozitorij:

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb

zir.nsk.hr

DIGITALNI AKADEMSKI ARHIVI I REPOZITORIJI

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

DUBOKA I ULTRADUBOKA LEŽIŠTA UGLJIKOVODIKA

Završni rad

Ivan Cindrić
GI 2110

Zagreb, 2020.

Sveučilište u Zagrebu

Završni rad

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Duboka i ultraduboka ležišta ugljikovodika

Ivan Cindrć

Završni rad je izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za geologiju i geološko inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Sažetak

Taloženje i očuvanje organske tvari u sedimentima, kao i njezina kasnija pretvorba kroz procese dijageneze, katageneze i metageneze, su ključni faktori za generiranje ugljikovodika. S obzirom da se ležišta ugljikovodika znaju nalaziti na mjestima koja su udaljena od matičnih stijena, istraživanja naftnogeoloških sustava bave se i aspektom migracije ugljikovodika, pri čemu razlikujemo primarnu i sekundarnu migraciju. Rezultati istraživanja koja su provedena u posljednih desetak godina pokazuju da se ugljikovodici mogu nalaziti na značajno većim dubinama od onih do koje se sve do nedavno razmatralo (dotadašnja pretpostavka da se ugljikovodici ne mogu nalaziti na većim dubinama bazirala se na pretpostavkama vezanima za maturaciju matičnih stijena, odnosno p/t uvjete u intervalu „naftnog prozora“). Dubokim ležištima se smatraju ona na dubinama većim od 4500 m, a ultradubokim ona na dubinama većim od 6000 m. Zbog svoje globalne rasprostranjenosti i povezanosti s plitkim do srednje dubokim ležištima, imaju veliki potencijal. Najveće količine ugljikovodika u dubokim i ultradubokim ležištima se nalaze na području Sjeverne Amerike i Bliskog istoka. Velika ležišta su nađena u Meksičkom zaljevu, Arapskom bazenu i Istočnom venecuelskom bazenu. Kina je uložila veliki trud u istraživanju takvih ležišta, prvenstveno u bazenima Sichuan i Tarim. Na području Brazila provedena su istraživanja unutar Santos bazena koji je karakteriziran kristaliziranim slojem soli kao nepropusnom barijerom. Na području Republike Hrvatske od dubokih ležišta bitno je ležište plina i plinskog kondenzata Molve.

Ključne riječi: duboka i ultraduboka ležišta, maturacija organske tvari, Meksički zaljev, Sichuan, Tarim, Santos, Molve

Završni rad sadrži: 21 stranica, 1 tablica, 10 slika, 55 reference.

Jezik izvornika: Hrvatski

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

Mentor: 1. Dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docentica RGNf-a

Ocjenjivači: : 1. Dr. sc. Iva Kolenković Močilac, docentica RGNF-a
2. Dr.sc. Bruno Saftić, izvanredni profesor RGNF-a
3. Dr. sc. Marko Cvetković, docent RGNF-a

Datum obrane: 22. rujna 2020., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagreb

SADRŽAJ:

1. UVOD …… …….……... 1

2. POSTANAK UGLJIKOVODIKA TERMIČKOM IZMJENOM ORGANSKE TVARI.. 2

2.1. Organska tvar…….....2
2.2 Termička izmjena organske tvari ...……2
2.3 Faktori vezani uz pojavljivanje ugljikovodika na velikim dubinama ……....4
2.4 Prirodni plinovi……...4

3. MIGRACIJA UGLJIKOVODIKA …….....5

3.1. Primarna migracija ugljikovodika……5
3.2. Sekundarna migracija ugljikovodika……...7

4 .DUBOKA I ULTRADUBOKA LEŽIŠTA UGLJIKOVODIKA……9

4.1 Ležišta u Kini……...……12
4.2. Ležište u Bazilu.....15
4.3 Ležište u Hrvatskoj…….…….…….....18

5. ZAKLJUČAK ……...……20

6. LITERATURA……..21

POPIS SLIKA:

Slika 2.2.1 Shema nastajanja nafte i plina u odnosu na termalnu zrelost matične stijene (Velić, 2007)……3
Slika 3.2.1- Put migracije ugljikovodika u nagnutom sloju kolektorske stijene (Barić, 2006)……..…….……8
Slika 4.1.- Raspored 87 sedimentnih bazena s dubokim i ultradubokim ležištima diljem Svijeta (Cao et al., 2013)……10
Slika 4.2. Postotni udjeli pojedinih ugljikovodika u bazenima (Binfeng Cao et al., 2013.)…..11
Slika 4..3.-Udjeli stratigrafskih elemenata zastupljenost ugljikovodika unutar njih (Cao et al., 2013)……..11
Slika 4.1.1.- Sicuan bazen (Guo et al, 2019)……13
Slika 4.1.2- Tarim bazen s označenim ležištima ugljikovodika (Xusheng Guo et al.,, 2019)...15
Slika 4.2.2- Područje Santos bazna s označenim istraživačkim blokovima (Formigli Filho et al., 2009)…….……16
Slika 4.3.1-Geografski sještaj polja Molve (Tomislav Malvić, Josipa Velić,)……...18
Slika 4.3.2.-Profil tektonske građe polja Molve (Malvić & Velić,)……19

POPIS TABLICA:

Tablica 2.4.1.- Tipovi prirodnih i sekundarnih plinova (Barić, 2006)……5

1. UVOD

U današnje vrijeme napretka tehnologije, rasta životnog standarda, produljenja očekivanog životnog vijeka čovjeka, kao i rastuće populacije, dolazi do sve veće potražnje za energijom Zbog toga se danas ulaže veliki trud u istraživanje dubokih i ultradubokih ležišta ugljikovodika, kao novih izvora energetskih mineralnih sirovina. Dubokim ležištima smatraju se ona ležišta koja su dublja od 4500 m, a ultradubokim ona koja su dublja od 6000 m (Guo et al., 2019). Dosadašnja shvaćanja i pretpostavke o generiranju ugljikovodika, kao i dubinama na kojima se oni nalaze bivaju preispitivana zbog rezultata najnovijih istraživanja. Nove tehnologije terenskih istraživanja, kao i laboratorijskih ispitivanja te bolje shvaćanje stvaranja ugljikovodika, pružaju novi uvid u njihovo pojavljivanje i pomiče se granica dosadašnjeg mogućeg. Eksperimentalno je dokazano da se tekući ugljikovodici mogu stvarati pri temperaturama većim od 230°C, te se mogu naziti na dubinama od 7600 m, dok se plin može pronaći na dubinama od čak 11600 m (Zou et al., 2013). Duboka i ultraduboka ležišta su rasprostranjena po cijelom svijetu i čine veliki dio dokazanih i vjerojatnih (2P) rezervi. Također, postoji velika sličnost u stratigrafskoj distribuciji dubokih ležišta nafte s plitkim do srednje dubokim ležištima nafte (Cao et al., 2013). Imajući to u vidu, postoji velika mogućnost da se na lokacijama gdje su već pronađena plitka do srednje duboka ležišta nalaze i duboka do ultraduboka ležišta ugljikovodika (Cao et al., 2013). Takva situacija mogla bi uvelike olakšati i pojeftiniti daljnje istraživanje dubokih i ultradubokih ležišta ugljikovodika. Sjeverna Amerika sadrži najveće količine dokazanih i vjerojatnih rezervi duboke nafte ekvivalentno iznosu od 28,06 milijuna BOE („*barrel of oil equivalent*“ - barel ekvivalenta nafte), dok su rezervama najbogatiji bazeni na svijetu Meksički zaljev, Arapski bazen i Istočni venecuelski bazen.

2. POSTANAK UGLJIKOVODIKA TERMIČKOM IZMJENOM ORGANSKE TVARI

2.1. ORGANSKA TVAR

Akumulacija, očuvanje i kasnija pretvorba organske tvari u sedimentnoj sredini ključni su preduvjeti za stvaranje matičnih stijena s potencijalom generiranja ugljikovodika. Organskom tvari smatraju se monomerne i polimerne organske molekule direktno ili indirektno vezane za organske dijelove organizama (Barić, 2006).

Organizmi kao što su planktoni (fitoplankton, zooplankton), više kopneno bilje i bakterije ponajviše se sastoje od spojeva ugljika, vodika i kisika, a u manjoj mjeri od spojeva sumpora i dušika. Poseban značaj u građi svih organizama imaju visokomolekularni polimeri od kojih su najznačajniji proteini, ugljikohidrati, lipidi i lignin.

Proteine nalazimo u životinjskom tkivu i enzimima, to su nestabilni visokomolekularni polimeri nastali iz aminokiselina. Ugljikohidrati su sastavni dio biljnog, ali i životinjskog tkiva te predstavljaju zajednički naziv za šećere i njihove polimere. Pod lipide se ubrajaju voskovi, masti i ulja, a njihova karakteristika je to da nisu topivi u vodi, ali su dobro topivi u organskim otapalima. Visokomolekularna aromatska struktura, koja je specifična za lignin, se nalazi u višem vaskularnom bilju te ima niski naftnogenerirajući potencijal (Barić, 2006).

2.2 TERMIČKA IZMJENA ORGANSKE TVARI

Organska tvar koja je prvotno nestabilna i nije u ravnoteži s okolinom prolazi biološke i kemijske prijelazne procese kako bi došla u stanje ravnoteže te započela s generiranjem ugljikovodika. Ti prijelazni procesi odvijaju se u fazama: dijageneza, katageneza i metageneza. Za vrijeme dijageneze dolazi do transformacije prvobitno velikih molekula biopolimera u biomonomere ili manje molekularne fragmente. Nakon toga, procesima polimerizacije i polikondenzacije dolazi do formiranja molekula geopolimera koje se kasnije pretvaraju u kerogen (Barić, 2006). Jedini ugljikovodik koji nastaje u ovoj fazi je metan (Velić, 2007).

Tijekom katageneze, sve dubljim zalijeganjem sedimenta i porastom temperature, dolazi do maturacije tj. izmjene kerogena, što rezultira kidanjem veza unutar visokomolekularne strukture kerogena te stvaranjem bitumena. Daljnjom izmjenom bitumena dolazi do generiranja nafte, a

dubina na kojoj stijena najviše generira naftu naziva se “naftni prozor” (Barić, 2006). Dosadašnja ispitivanja su pokazala da je raspon temperature unutar naftnog prozora od 60 do 160°C (Hunt, 1996). Unutar naftnog prozora generirani ugljikovodici imaju molekularni raspon od C_1 do $C_{40.}$ (Barić, 2006). Za vrijeme ove faze najviše se generiraju tekući ugljikovodici, odnosno nafta, a s povišenjem temperature dolazi i do stvaranja kondenzata te vlažnog plina (Velić, 2007). Proces generiranja ugljikovodika završava generiranjem suhog plina koji se sastoji gotovo isključivo od metana (Barić, 2006; Velić, 2007) početkom posljednje faze termičke izmjene organske tvari koju nazivamo metageneza. Tijekom metageneze dolazi do transformacije kerogenske strukture u grafitni ostatak uslijed visokih temperatura (200-250°C) i velikih dubina zalijeganja sedimenta (Barić, 2006). Tijek izmjene organske tvari i pri tom generiranih ugljikovodika prikazan je slikom 2.2.1.

Slika 2.2.1- Shema nastajanja nafte i plina u odnosu na termalnu zrelost matične stijene (Velić, 2007)

2.3 FAKTORI VEZANI UZ POJAVLJIVANJE UGLJIKOVODIKA NA VELIKIM DUBINAMA

Pronalazak ultradubokih ležišta ugljikovodika dovodi do zaključka da dubine za koje se smatralo da je moguće generiranje ugljkovodika ipak nisu nužno pravilo. Pretpostavlja se da je termalna stabilnost sirove nafte ipak veća nego li se prije mislilo, te da temperatura nije jedini faktor koji utječe na razlaganje sirove nafte. Kombinacija litološkog sastava, mineralnog sastava, tlaka i sastava vode mogu utjecati na odgodu razgradnje nafte. Veliku ulogu također može imati i niski geotermalni gradijent, zbog čega na velikim dubinama ležišta mogu imati vrijednosti temperature unutar temperaturnog intervala „naftnog prozora“. Isto tako, duboka i ultraduboka ležišta karakterizirana su povišenim pornim tlakom (nadtlakom), u tim uvjetima organska se tvar, kao i već generirani ugljikovodici, odupire toplinskoj razgradnji, što dovodi do generiranja i očuvanja nafte na velikim dubinama. Eksperimentalno je dokazano da temperatura krekiranja tekućih ugljikovodika i njihova prijelaza u plinovite može biti veća od 230°C (Zhu et al., 2018), pa dubina naftnih ležišta, uz geotermalni gradijent od 3°C/100m, može iznositi 7600 metara. Prirodni plin se može generirati i na dubini od 11600, uz geotermalnim gradijent od 3°C/100m (Zou et al., 2014).

2.4. PRIRODNI PLIN

Prirodni plinovi nastaju iz biogenih i abiogenih izvora, a nastaju raznim procesima koji uključuju bakterijsko djelovanje, termičke katagenetske i katalitičke procese, hidrotermalnu/geotermalnu aktivnost, kao i emisije iz Zemljinog plašta (Whiticar, 1994).

Najvažniji ugljikovodici koji čine dio prirodnih plinova su: metan, etan, propan i butan, dok od anorganskih komponenata (koji dolaze u promjenjivim koncentracijama) nalazimo: N_2, CO_2, H_2, H_2S, Hg, He i Rn (Barić, 2006).

Postoje brojne klasifikacije prirodnih plinova. Genetska klasifikacija se bazira na sljedećim elementima: molekularnom sastavu plina, sastavu stabilnih izotopa vodika i ugljika, te koncentraciji plina. Schoell (1983) je razvio osnovnu genetsku klasifikaciju koja se, uz manje promjene, rabi i danas, a osniva se na izotopnim odnosima ugljika i vodika, te ugljikovodičnom sastavu. Schoell (1983) i Whiticar (1994) su podjelili prirodne plinove u dvije skupine:

primarne; koji nastaju direktnim generiranjem iz jednog izvora (dijagenetski, bakterijski i termički) i sekundarne; koji uključuju miješane plinove i plinove nastale različitim procesima izmjena (Barić, 2006).

Tablica 2.4.1.- Tipovi prirodnih i sekundarnih plinova (Barić, 2006)

Tip	Primjedbe
Primarni	
Dijagenetski	niska temperatura
Bakterijski:	
CO_2 redukcija	marinska sredina
Fermentacija	slatkovodna sredina
Termički	vezani i nevezani plin
Vodikom bogate matične stijene	Sapropelni, kerogen tipa I i II
rano zreli	
zreli	naftni prozor
kasno zreli	kondenzat
prezreli	
Vodikom siromašne matične stijene	huminski, kerogen tipa III
Geotermički ili hidrotermički	
Abiogeni ii juvenilni	omotač
Sekundarni	
Miješani i bakterijski oksidirani plin	
Migracijski frakcionirani umjetni plin	
Migracijski frakcionirani	
Umejtni	niskometamorfan

3. MIGRACIIJA UGLJIKOVODIKA

Akumulacija ugljikovodika na lokacijama udaljenim od izvorne, matične stijene ukazuje na pojavu migracije ugljikovodika s mjesta nastanka u kolektorske stijene. Fluidi imaju tendenciju gibanja s mjesta većeg potencijala tj. energije na mjesto manje energije. U matičnoj stijeni ugljikovodici imaju veću energiju nego u akumulacijama, što ukazuje na opadanje energije tijekom migracije. Migracija se može podijeliti na primarnu, sekundarnu i tercijarnu (Barić, 2006).

3.1. PRIMARNA MIGRACIJA UGLJIKOVODIKA

Primarna migracija uključuje izlaženje, ekspulziju ugljikovodika iz sitnozrnastih, slabopropusnih matičnih stijena i kretanje kroz njih do granice s ležišnim stijenama koje su mnogo veće propusnosti (Velić, 2007). Ovisno o poziciji propusne kolektorske u odnosu na

matične stijene, ugljikovodici se mogu kretati u raznim smjerovima horizontalno i vertikalno (Barić, 2006), a ta migracija uvjetovana je ranije spomenutom razlikom potencijala.

Primarnu migraciju možemo podijeliti u dvije kategorije (Barić, 2006):

1) migracija uz aktivno kretanje porne vode

2) migracija neovisna o protoku porne vode.

Migracija uz aktivno kretanje vode ovisi o promjeru hidrofobnih organskih jednica, ugljikovodika. Razlikujemo molekularne ili prave otopine u kojima su veličine ugljikovodičnih čestica od 0,38 do 1 nm, miceralne ili koloidne otopine s rasponom čestica od 1 do 10^3 nm, te globule ili mjehuriće s veličinom $>10^3$ nm (Barić, 2006).

Migracija molekularnim otopinama: pojedine ugljikovodične komponente imaju različitu topljivost, na primjer metan pokazuje svojstvo dobre topljivosti koje se još više pospješuje s povećanjem tlaka i temperature. Sukladno tome, ovakva migracija je primjenjiva na ugljikovodike malih molekula kao što su metan, etan i lagani aromati. Migrirajući fluid brzo odvodi metan iz matične stijene te on migrira vertikalno u područje nižeg tlaka i temperature.

Migracija koloidnim i miceralnim otopinama: miceli su agregati koje tvore male čestice ugljikovodika od kojih su sastavljeni koloidi. Površinska hidrofilnost ugljikovodičnih micela povećava njihovu topljivost, što dovodi do veće količne ugljikovodika koji se mogu transportirati kroz matičnu stijenu (Barić, 2006).

Migracija ugljikovodičnih globula ili mjehurića: ugljikovodici se mogu kretati u obliku mjehurića plina ili globula nafte kroz pore koje su zasićene vodom. Njihovo kretanje ovisi o kapilarnim tlakovima s obzirom da se radi o dvije nemješive faze, uz izraženu međupovršinsku napetost. Tek kada se prevladaju kapilarni tlakovi, moguć je prolaz čestica kroz suženja pora (Barić, 2006).

Migracija ugljikovodika koja je neovisna o vodi uključuje proces difuzije i ugljikovodičnu faznu migraciju.

Difuzija je ireverzibilni, spontani proces u kojem dolazi do kretanja ugljikovodika s područja veće koncentracije prema području manje koncentracije. Negativna strana difuzije je to što ona dispergira ugljikovodike, dok je za njihovo nakupljanje potrebna koncentracija (Barić, 2006).

Ugljikovodična faza uključuje plinskofaznu i naftnofaznu migraciju. U plinsko faznoj migraciji se pretpostavlja da su tekući ugljikovodici otopljeni u plinu. Naftno fazna migracija pretpostavlja kontinuirano kretanje nafte. Rezultati ispitivajna koje je proveo Lewan (1987) su pokazali da kod određenog termičkog stresa dolazi do generiranja bitumena koji je u početnoj fazi adsorbiran na kerogen. Nakon toga slijedi separacija bitumena od kerogena i vode te bitumen ulazi u središnji prostor pora. Stalnim generiranjem ugljikovodika formira se njihova kontinuirana mreža, a povećani volumen ugljikovodika s obzirom na početni kerogen izaziva njihovo izlaženje u pukotine i susjedne stijene veće propusnosti. Povišenjem temperature, bitumen prelazi u naftu koja impregnira mikrošupljine (Barić, 2006).

3.2. SEKUNDARNA MIGRACIJA UGLJIKOVODIKA

Izlazom ugljikovodika primarnom migracijom iz matične stjene u kolektorsku stijenu započinje njihova sekundarna migracija. U kolektorske stijene svrstavamo stijene veće propusnosti od matičnih stijena, a samo neki od razloga njihove povećane propusnosti mogu biti litološki sastav, sekundarna poroznost, rasjedi, pukotine i diskordancije.

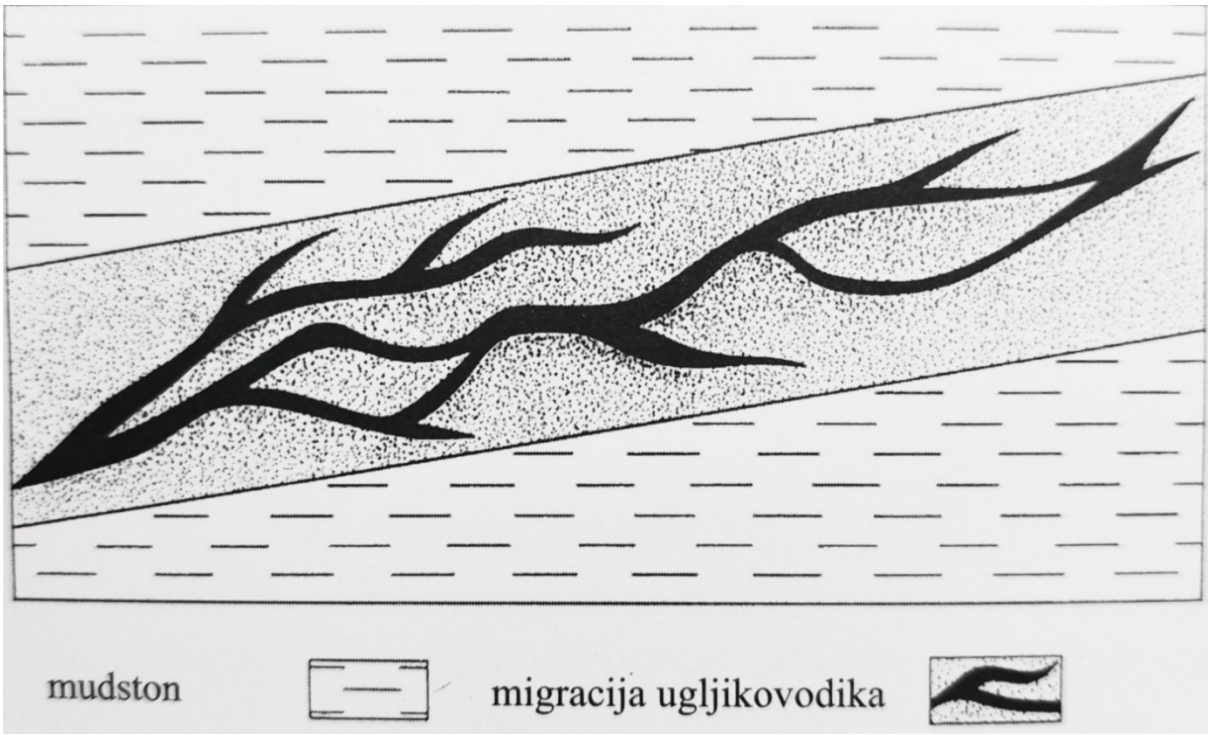
U ovoj vrsti migracije ugljikovodici migriraju kao odvojena faza od vode te glavnu ulogu imaju uzgon i kapilarni tlak. Uzgon je posljedica razlike u gustoći između vode i ugljikovodika, a zbog manje gustoće ugljikovodika, uzgon uzrokuje njihovo vertikalno kretanje prema površini. Gustoća vode iznosi od 1000 do 1200 kg/m^3, nafte od 500 do 1070 kg/m^3, a plina ispod 500 kg/m^3 (Velić, 2007). Razlika tlakova između vodene i ugljikovodične faze naziva se kapilarni tlak te se njegovo djelovanje očituje kao onemogućavanje ulaska ugljikovodika u porne, vodom navlažene, prostore. Također, bitno je napomenuti i međupovršinsku napetost, močivost stijenki i tlak istiskivanja kao važne čimbenike sekundarne migracije (Barić, 2006).

Globuli nafte nastali reakcijom bitumena, proizašlog iz matične stijene, s okolnim stijenama i u promjenjenim p/t uvjetma ponekad nemaju dovoljnu silu uzgona. U tom slučaju do djelovanja uzgona dolazi tek nakon spajanja više kapljica u veća tijela nafte.

Gledajući s geološkog aspekta sekundarne migracije su relativno brze, s iznosom oko 1cm/1000 godina. Tu brzinu izračunali su England i dr. (1991) pomoću Darcyjeva zakona, uzimajući u obzir prosječnu propusnost pješčenjaka i uzgon ugljikovodika prosječne gustoće.

Smjer sekundarne migracije je onaj koji nudi najlakše uzdizanje ugljikovodika. U homogenim stijenama ograničen je samo na kontaktu s izolatorskom stijenom u krovini, pa će tako smjer migracije unutar masivnog pješčenjaka biti najprije vertikalni, a zatim bočni.

Također tendencija gibanja ugljikovodika kod nagnutih slojeva kolektorskih stijena je suprotna nagibu sloja, ukoliko ne postoji značajni tok podzemne vode u smjeru nagiba sloja (sl. 3.2.1). Kada kolektorske stijene nisu homogene odnosno kada se radi o heterogenim sredinama, sekundarna migracija odvija se kroz različite puteve ovisno o strukturnim položajima pukotina, rasjeda, dikordancija, itd…



Slika 3.2.1- Shema puta migracije ugljikovodika u nagnutom sloju kolektorske stijene (Barić, 2006)

Ugljkovodici će prevaliti veću udaljenost u slučaju lateralne migracije, nego u slučaju vertikalne migracije, ali zbog veće akumulacije nafte iz jedne drenažne površine (35% za vertikalnu, a 5% za lateralnu) vertikalna migracija je efikasnija. Treba, međutim, napomenuti da su ležišta formirana vertikalnom migracijom uglavnom manja. Rezultati ispitivanja koje su proveli Klemme i Ulmishek (1991) govore da je čak 60% nafti u komercijalnim ležištima na svjetskoj razini migriralo vertikalno (Barić 2006, Velić 2007).

4. DUBOKA I ULTRADUBOKA LEŽIŠTA UGLJIKOVODIKA

Poslijednjih desetak godina veliki je trud i napor uložen u istraživanje dubokih i ultradubokih ležišta ugljkovodika. Razlog tome je napredak tehnologije geofizičkih mjerenja i dubokog bušenja, kao i neka nova otkrića vezana uz generiranje ugljikovodika. Kako je već spomenuto, pod duboka ležišta svrstavamo ona ležišta koja su dublja od 4500 m, dok se ultradubokim ležištima smatraju ona koja su dublja od 6000 m (Guo et al., 2019).

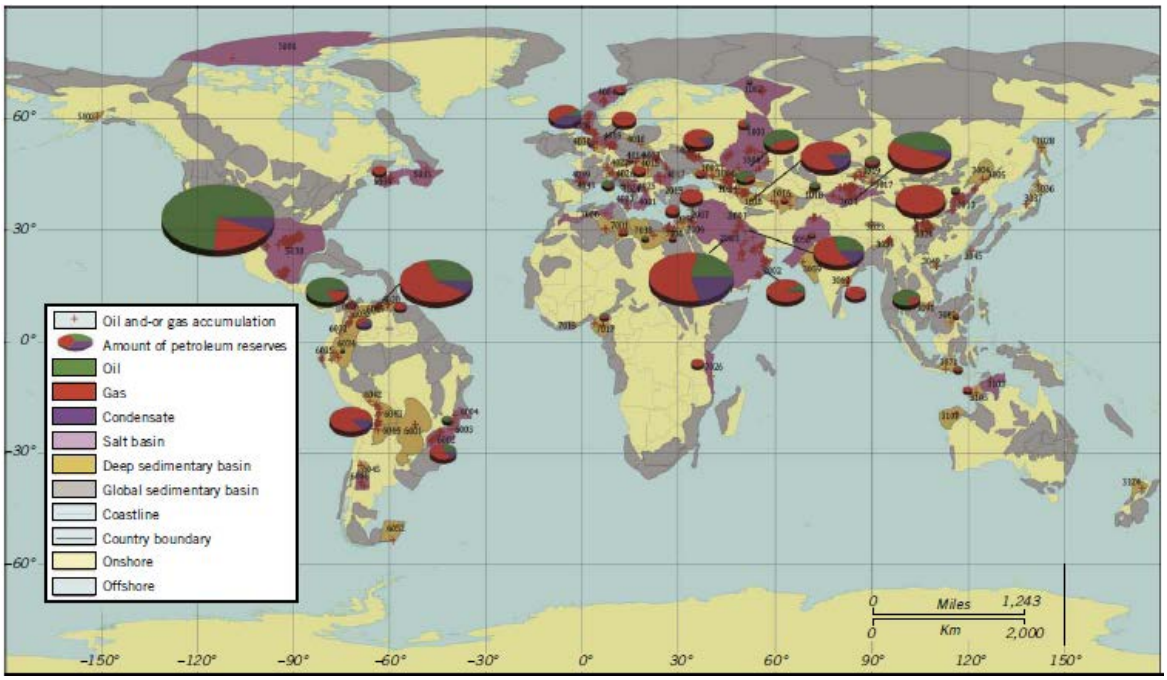
Takva ležišta imaju vrlo veliki potencijal, pogotovo jer postoji sličnost u geografskoj rasprostranjenosti s plitkim i srednje dubokim ležištima. To je izuzetno bitno jer postoji velika mogućnost da se kod lokacija gdje su već otkrivena plitka do srednje duboka ležišta nalaze i ultraduboka ležišta, što pojeftinjuje i ubrzava istraživanje (Cao et al., 2013).

Sjeverna Amerika, ne uključujući 48 kopnenih država SAD-a, sadrži najveće količine dubokih i ultradubokih dokazanih i vjerojatnih (*engl. proven and probable* – u stručnoj literaturi se često označava s „2P“) rezervi nafte, plina i plinskog kondenzata, a procjenjuje se da one iznose oko 28,06 milijuna BOE, od toga je glavnina na području dubokih mora, čak 20,225 milijuna bbl.

Slijedi je Bliski istok sa rezervama od 25,069 milijuna boe, gdje najveći dio otpada na duboke plinove (96,701 bcf) i plinskog kondenzata (3,881 bilijuna bbl).

Najbogatiji naftni bazeni su Meksički zaljev (USA) koji sadrži oko 27,593 milijuna BOE, Arapski bazen (Bliski istok) s rezervama od 15,192 milijuna BOE i Istočno Venecuelski bazen s rezervama od oko 11,521 milijuna BOE. Također veliki potencijal pokazuju i Južni Kaspijski bazen (Rusija), Tarim bazen (Kina), Sichuan bazen (Kina) i Santos bazen (Brazil).

Studija koju su proveli Dyman i dr. (2002), koja ne obuhvaća kopnene države SAD-a, imala je za cilj opisati raspodjelu dubokih i ultradubokih 2P rezervi nafe, plina i plinskog kondenzata u svijetu. U toj studiji identificirano je 87 sedimentnih bazena diljem svijeta (slika br. 4.1) koji sadrže 2P rezerve. Veličina kruga označava količine 2P rezervi nafte, plina i plinskog kondenzata (Cao et al., 2013).



Slika 4.1.- raspored 87 sedimentnih bazena s dubokim i ultradubokim ležištima diljem Svijeta (Cao et al., 2013).

Stijene unutar kojih se nalaze ležišta možemo podijeliti na klastične, karbonatne, metamorfne i magmatske. Istraživanja su utvrdila da se čak 63,3% svih dubokih i ultradubokih 2P ležišta u svijetu se nalaze u klastičnim stijenama, 35% unutar karbonata, dok se samo 1,7% nalazi unutar raspucanih magmatskih i metamorfnih stijena (Cao et al., 2013).

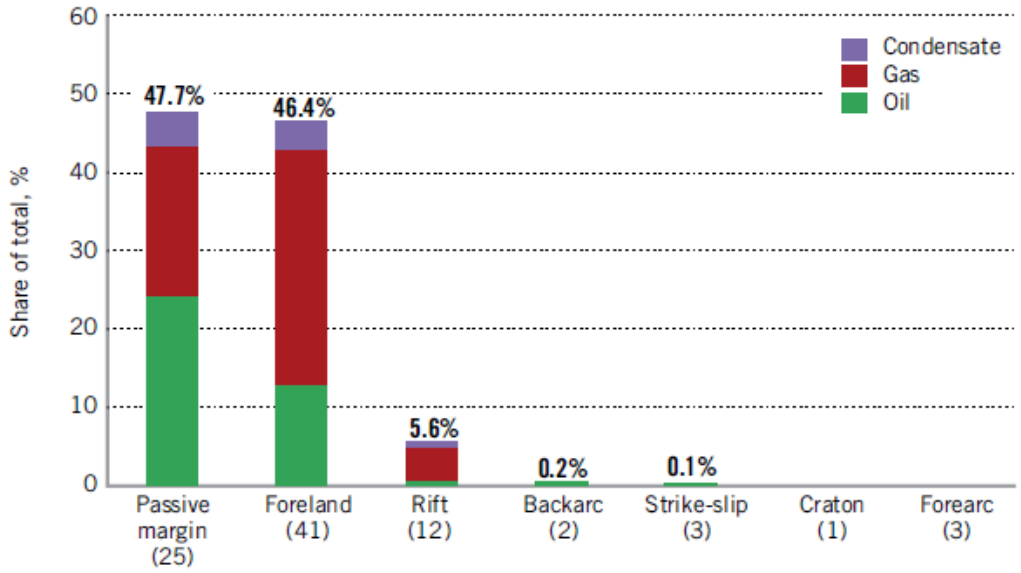
Veliku ulogu imaju i ležišta u dubokim morima koja zbog sve većeg napretka tehnologije seizmičkih snimanja, kao i bušenja, dobivaju na značaju. Procjenjuje se da se oko 23,7% dubokih i ultradubokih ležišta nalaze upravo na područjima dubokih mora, dok se najveći dio takvih ležišta, njih čak 83,4%, nalazi na području pasivnih kontinentalnih rubova. Kao primjer ležišta u dubokim morima mogu se navesti ležišta Meksičkog zaljeva, dok se trenutno opsežna istraživanja provode na obalama Kanade, Brazila, Norveške, Rusije i zapadne Afrike (Cao et al., 2013).

Gledano s aspekta vrsta zamki, procjenjuje se da je 73,8% akumulacija vezano uz strukturne zamke, 21,9% uz kombinirane zamke, a samo 4,4% uz stratigrafske zamke. Iako rijetke, stratigrafske zamke ne smiju biti zanemarene, jer su dva velika ležišta Karachagank (Sjeverni Kaspijski bazen) i Longgang (Sichuan bazen) nalaze u upravo takvim zamkama.

Istraživanjima je utvrđeno da se duboka i ultraduboka ležišta uglavnom nalaze unutar sedam glavnih tipova sedimentnih bazena, a to su: riftni bazeni, pasivni kontinentalni rub, kratonski

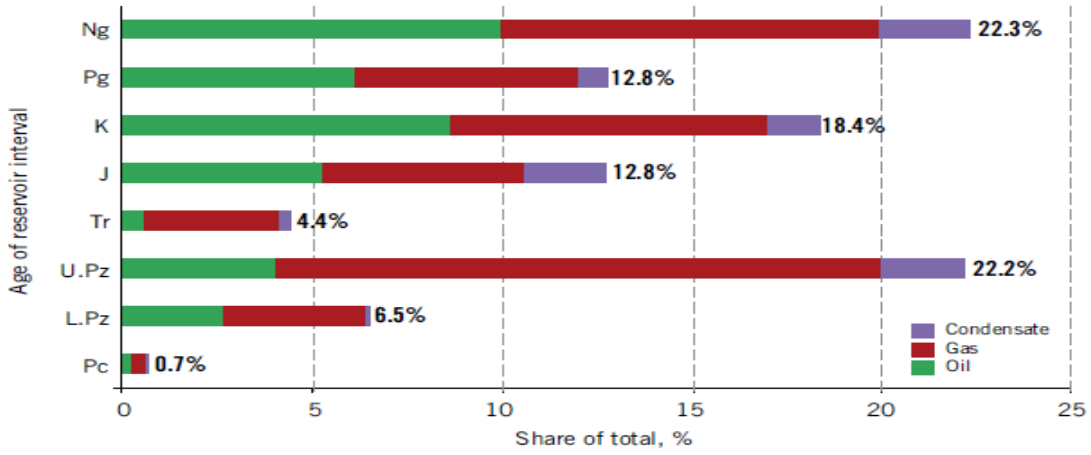
bazeni, predgorski bazeni, predlučni bazeni, zalučni bazeni i *pull-apart* bazeni (nastali djelovanjem pružnih rasjeda).

Na slici 4 .2. prikazani su postotni udjeli ugljikovodika (nafte, plina i kondenzata) pronađenih u ležištima svakog pojedinog tipa bazena, kao i ukupni broj ležišta u bazenu određenog tipa.



Slika 4.2. Postotni udjeli pojedinih ugljikovodika u bazenima (Binfeng Cao et al., 2013.)

Duboka i ultraduboka ležišta stratigrafski se nalaze unutar pet glavnih intervala. Unutar intervala neogenske starosti nalazi se 22,3% ležišta, zatim slijede naslage gornjeg paleozoika (22,2%), kredne naslage (18,4%), naslage paleogena (12,8%) i jure (12,8%), što je prikazano a slici 4.3. (Cao et al., 2013).



Slika 4..3.-Udjeli stratigrafskih elemenata zastupljenost ugljikovodika unutar njih (Cao et al., 2013).

S povećanjem dubine ležišta smanjuje se njihova učestalost. Tako se na dubinskom intervalu od 4500 m do 6000 m nalazi 92,3% ležišta, a samo 2,2% na dubinama većim od 7000 metara (Cao et al., 2013).

4.1. LEŽIŠTA U KINI

U Kini se nalazi veliki broj dubokih i ultradubokih ležišta koja su najviše vezana uz Tarimski i Sichuan bazen, ali također ih nalazimo i u Ordos, Bohai Bay, Junggar i Singiao bazenima (Zou et al., 2013). Procjenjuje se da se u kopnenom dijelu Kine u dubokim i ultradubokim ležištima nalazi čak 15% nacionalnih rezervi nafte (162,9 x 10^8 t) i 29% plina (16,3 x 10^{12} m^3).

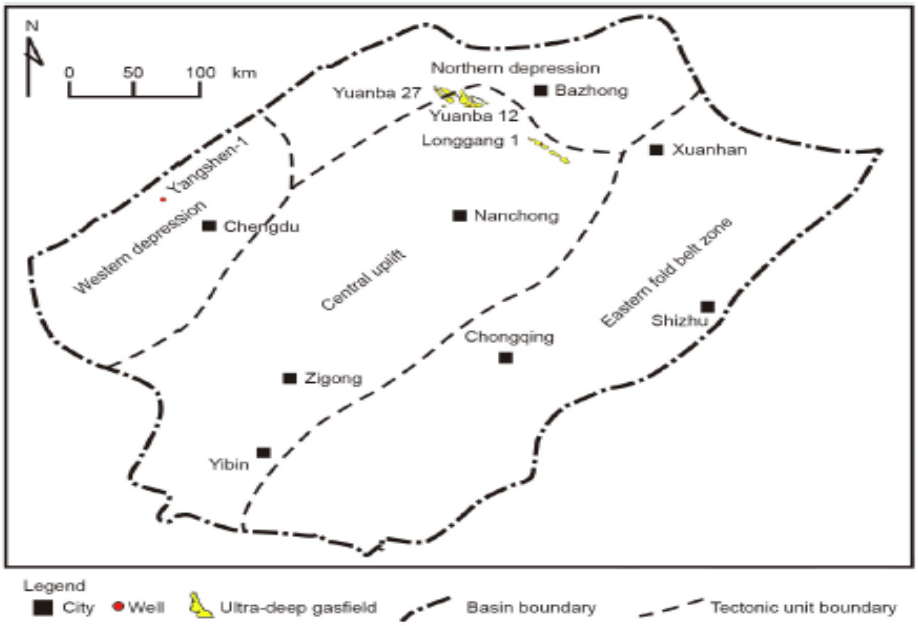
Pretpostavlja se da Kina zapravo ima još veći potencijal u takvim ležištima, zbog toga se planiraju opsežna istraživanja i u budućnosti (Zou et al., 2013).

Bazen Sichuan

Nedavno je otkriveno veliko plinsko polje Yuanba koje se nalazi u depresiji na sjevernom dijelu Sichuan bazena. Ležište plina nalazi se unutar marinskih slojeva Changix formacije taložene za vrijeme mlađeg perma i unutar Feixianguan formacije starosti mlađeg trijasa.

Dubina ležišta je na dubinskom intervalu od 6500 m do 7110 m, litološki predstavlja grebenski sparitni bioklastični vapnenac s poroznosti od 5,2% (Zou et al., 2013). Dokazane rezerve unutar ovog ležišta iznose oko 2,9 x 10^{11} m^3. Plin koji se nalazi u ovom ležištu sadrži 88% metana (CH_4), 5% sumporovodika (H_2S) i 7% ugljikova dioksida (CO_2).

Plinsko polje Longgang se također nalazi unutar Sichuan bazena, par desetaka kilometara južnije od polja Yuanba. Nalazi se nešto pliće s dokazanim rezervama plina od 4,1% x 10^{10} m^3. Na slici 4.1.1 prikazane su lokacije ultradubokih plinskih polja unutar Sichuan bazena (Guo et al., 2019).



Slika 4.1.1.- Sicuan bazen (Guo et al, 2019)

Tarim bazen

Tarimski bazen sadrži najveće količine ugljikovodika u Kini. Izrazito velika ležišta nafte i plina nađena su na područjima Tabei i Tazhong. Najveća količina eksploatirane nafte i plina unutar ovih područja dolazi iz slojeva ordivicijske starosti, preciznije starosti srednjeg ordivicija, dok također dobar nafto-plinonosni potencijal imaju i slojevi kambrijske starosti (Guo et al., 2019). Geotermalni gradijent na sjevernom i središnjem dijelu bazena iznosi 2,0-2,2 ^{o}C/100 m, podatci iz bušotina pokazuju da na dubinama od 7500 m temperatura iznosi 150-170°C, što je jedan od razloga pronalaska i očuvanje nafte na tako velikim dubinama.

Najveće naftno polje pronađeno unutar područja Tabei je polje Lunnan-Tahe. Prostire se na površini od 2800 km^2, a ležišne stijene čine karbonati s izraženom sekundarnom poroznošću. Šupljne nastale otapanjem su dobro očuvane čak i na dubinama većima od 6000 metara (Guo et al., 2019).

Bušotina Tashen-1 koja se nalazi unutar Tabei područja (slika 4.2.1), točnije na jugoistočnom dijelu uzvisine Akekule, duboka je 8408 metara i njome su otkriveni tekući ugljikovodici unutar dolomita kambrijske starosti. Unutar Tazhong područja nalazišta nafte i plina su uglavnom koncentrirana oko rasjedne zone Tazhong No.1. Veliko otkriće prirodnog plina 2013. godine unutar bušotine Zhongshen-1 dalo je povod za daljnja istraživanja (Guo et al., 2019). Prirodni plin je pronađen u kambrijskoj Xiaoerblak formaciji na dubini od 6861 do 6944 metara, s

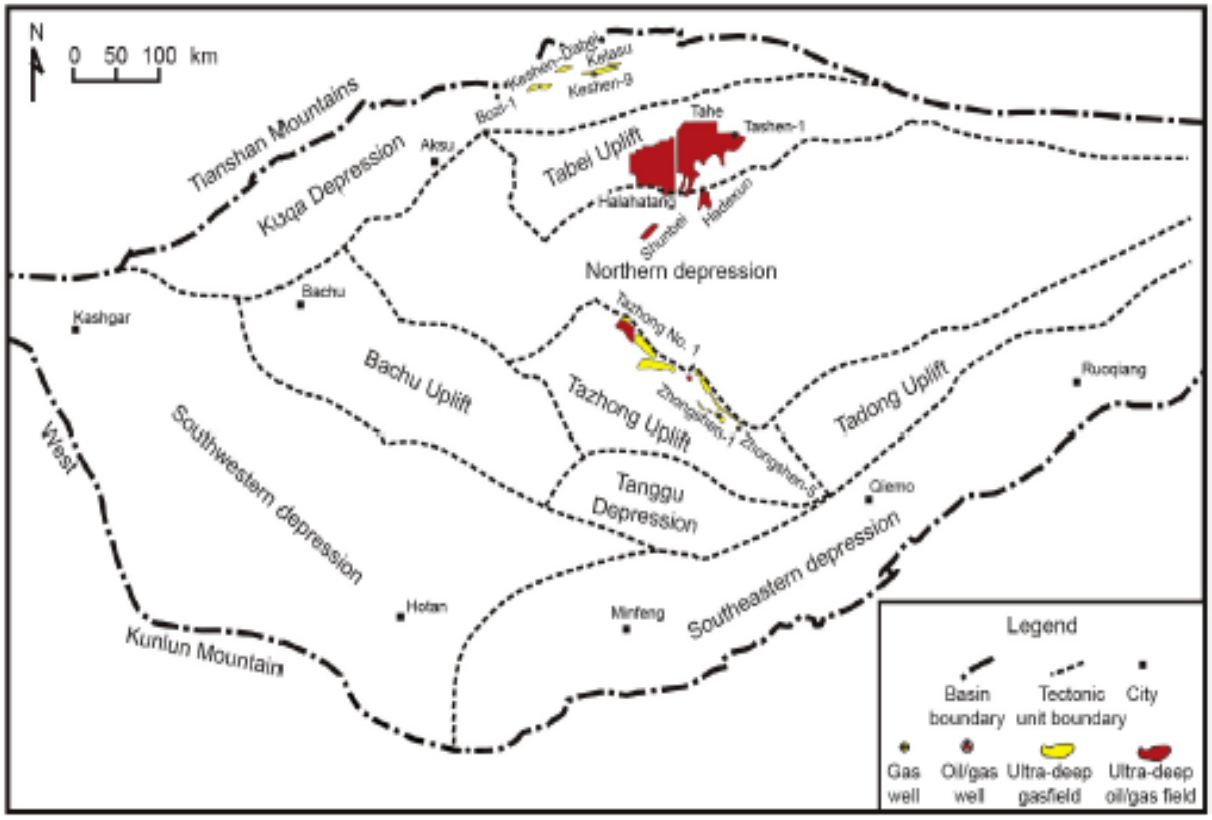
mogućnošću dnevne proizvodnje od 158 500 m^3. Bušotinom Zhongshen-5 nađeni su tekući ugljikvodici na dubinama od 6562 do 6671 metara, a uz pomoć kemijske obrade i frakturiranja bušotine najveća dnevna proizvodnja nafte i plina je bila oko 11 804m^3.

U istočnome dijelu Tazhong No.1 rasjedne zone otkrivene rezerve ugljikovodika se nalaze na dubinskom intervalu od 6600 do 8000 metara, dok tlak formacije iznosi od 82 do 172 MPa s temperaturom formacije od 183 do 207°C. Bušotina Shunto-1 dubine 7874 metara je dnevno proizvodila 388 000 m^3 prirodnog plina.

U južnom dijelu Tazhong područja, dnevna proizvodnja prirodnog plina je iznosila od 2,6 x 10^5 do 1,1 x 10^6 m^3 na dubinama od 6300 do 6700 metara u ordivicijskim naslagama.

Na sjevernom dijelu Tazhong regije nalazi se Shunbei područje, gdje se ležišta nalaze na dubinama većim od 6300 metara, kao primjer može se izdvojiti bušotina Shunbei-1CX koja je dnevno proizvodila 132 m^3 nafte i 45 000 m^3 plina.

Na sjeveru Tarimskog bazena nalazi se Kuqa depresija unutar koje je nađeno Keshen-Dabei plinsko polje (slika 4.1.2). Ležišta plina su nađena unutar klastičnih stijena kredne starosti na dubinama od 6000 do 8000 metara s litostatskim pritiskom od 88 do 136 MPa i temperaturom od 120 do 184 ^{o}C. Ležište je vetrikalno uslojeno i lateralno povezano s područjem rasprostriranja od oko 18 000 km^2 i poroznosti od 5,7 do 7,9%. Crpna količina od 466 000 m^3 po danu je dobivena iz intervala od 6573-6696 m iz Keshen-2 bušotine. Kasnijim bušnjem Keshen-9 bušotine dobivena je dnevna proizvodnja od 1,13 x 10^6 m^3 na dubini d 7445 do 7552 metara. Do kraja 2018. godine pronađeno je još 14 ležišta od kojih je 5 velikih (Keshan-8, Keshan-9, Keshan-6, Keshan-13 i Bozi-1) s dokazanim rezervama od 8,3 x 10^{11} m^3 i vjerojatnim rezervama od 3 x 10^{11} m^3 prirodnoga plina (Guo et al., 2019).



Slika 4.1.2- Tarim bazen s označenim ležištima ugljikovodika (Xusheng Guo et al.,, 2019).

4.2. LEŽIŠTE U BRAZILU

Santos bazen

Santos bazen je sedimentni bazen koji se nalazi u brazilskim nacionalnim vodama čije dubine na tom dijelu dosežu od 1900 do 2000 metara. Udaljen je oko 300 km jugoistočno od obale Rio de Janeira, a površina mu iznosi oko 352 000 km^2 i smatra se jednim od najvažnijih eksploatacijskih i istraživačkih lokacija na brazilskom kontinentalnom šelfu.

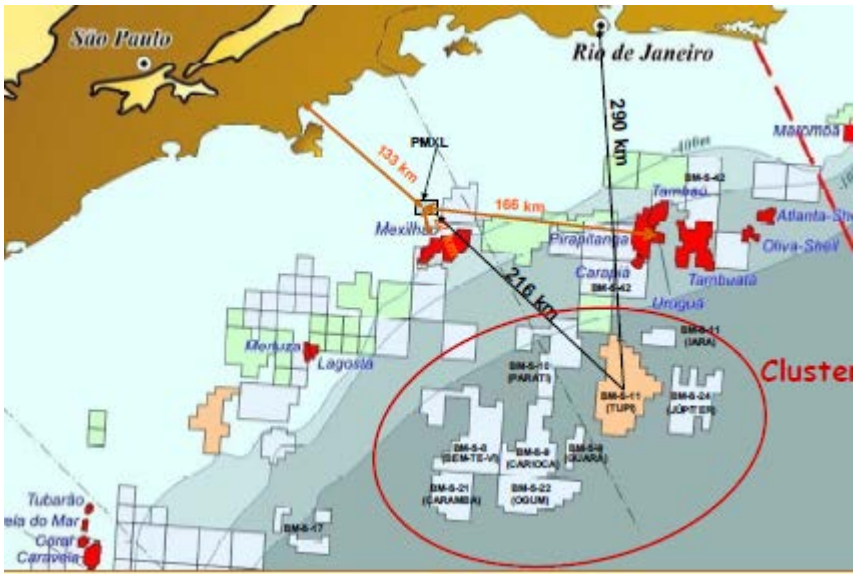
Nastao je kao rezultat raspada superkontinenta Gondvane. Faza riftanja između danas dva kontinenta (Južne Amerike i Afrike) stvorila je idealne uvjete za taloženje sedimenta između njih. Kako su se kontinenti sve više udaljavali, morska je voda ispunjavala prostor između, tvoreći nisko-energetski okoliš visokog saliniteta pogodan za rast posebnih bakterijskih kolonija, kao što stu stromatoliti. Lučenje tih mikroorganizama zajedno s precipitiacijom otopljene karbonatne soli u morskoj vodi je stvorilo jezgru za formiranje karbonata unutar kojih su otkriveni ugljikovodici (Formigli Filho et al., 2009). Tijekom promjena na Zemlji, koje su kasnije nastupile, došlo je do stvaranja debelog sloja soli koji je nastao putem kristalizacije

otopljene soli iz morske vode i predstavlja savršenu barijeru za ugljikovodike koji su migrirali u prethodno nastale karbonate (Formigli Filho et al., 2009).

Kompanija Petrobras je 2002. godine započela s istraživanjem dubokih i ultradubokih ležšta na području Santos bazena, a prva odobrena lokacija za bušenje je bila Parati (RJS-617) 2004. godine (slika 4.2.2). Tada su izbušene samo dvije bušotine koje su probušile naslage soli. Cilj istraživanja na lokaciji Parati je bio ispitati stratigrafske zamke na više objekata unutar naslaga ispod sloja soli i provesti istraživanje o strukturama iznad sloja soli. Unutar pješčenjaka koji se nalazi iznad sloja soli nađena je voda i donesena je odluka da se nastavi s bušenjem.

Nakon probušenog sloja soli i 500 m bazalta (uz poneke tehničke probleme) bušenje je zaustavljeno na 7600 m TVDSS-a (dubina od srednje vrijednosti oseke). Pronađen je plinski kondenzat, što je potvrdilo očekivanja o pronalaženju ugljikovodika i potaknulo daljnje istraživanje i bušenje.

Područje istraživanja je podijeljeno u više blokova koji zajedno imaju površinu od 15 000 km^2 (slika 4.2.2, Formigli Filho et al., 2009).



Slika 4.2.2- Područje Santos bazna s označenim istraživačkim blokovima (Formigli Filho et al., 2009).

Testirano je pet bušotina na području iznad sloja soli.

- ➔ Bušotina oznake RJS-617, zvana još Parati Lead, unutar bloka BM-S-10 je 2006. godine testirana unutar ležišta u formaciji bazalta na otprilike 6800 m TVDSS. Bušotina je proizvodila plin s oko 3000m^3/m^3 GOR i kondenzat s vrijednosti 44°API.

- Bušotina oznake RJS-628A, zvana Tupi Lead, unutar bloka BM-S-11 je također 2006. godine testirana i dobiven je tok nafte s vrijednostma od 28° API i 240 m^3/m3 iz karbonatnog rezervoara podrijetlom od mikrobiolita (skraćenica SAG) koji se nalazi malo ispod stupca soli. Početni tlak je iznosio oko 560 kgf/cm^2 (54917 Pa) na dubini od 4895 m TVDSS. Pronađena nafta je blago kisela i ima od 8 do 12% ugljikovog dioksida.
- Bušotina RJS-646 unutar bloka BM-S-11 je tijekom testiranja potvrdila postojanost SAG ležišne jedinice sa sličnim ako ne i boljim karakteristikama od onoga nađenog tijekom bušenja RJS-628A bušotine.
- Bušenjem bušotine oznake SPS-50, još zvana Carioca, unutar bloka BM-S-9 je pronađen debeo stupac nafte uutar SAG ležišta, ispitivanja vezana uz samu produkciju bušotine su davala dobre rezultate, a karakteristike nafte su bile 24° API, i oko 80 m^3/m^3 GOR.
- Unutar bušotine SPS-52A, koja spada pod bloka BM-S-8, je također pronađena nafta unutar SAG kolektora na dubini od oko 6000 m TVDSS sa sličnim karakteristikama kao i u bušotini SPS-50, uz malu prisutnost ugljikovog dioksida.

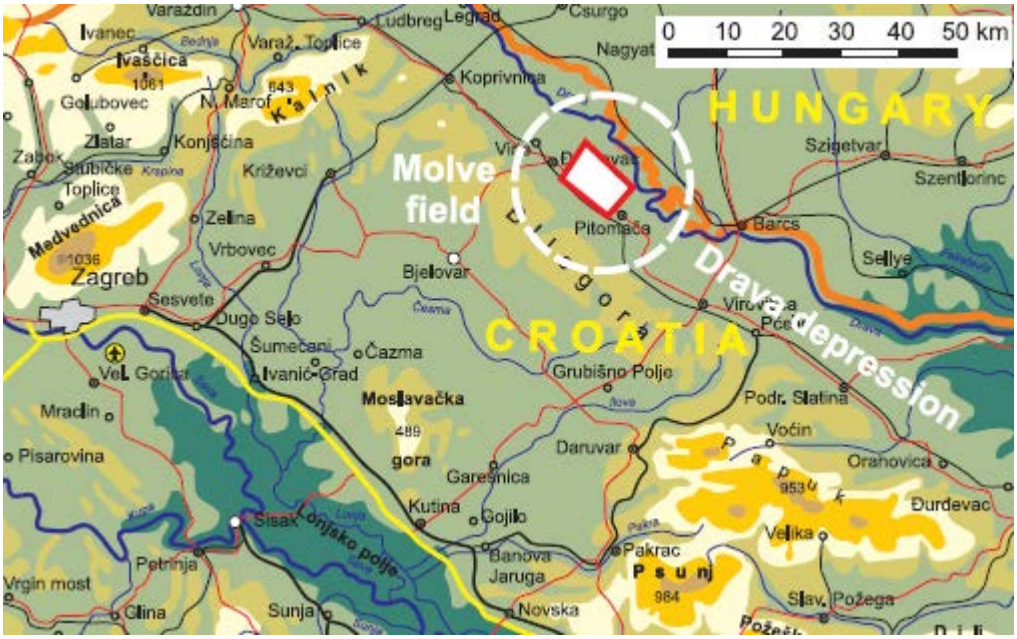
Zbog svoje kompleksnosti i opsežnosti, istraživanja unutar Santos bazena su podijeljena u faze, kako bi se rizik sveo na minimum. Unutar prve faze (Faza 0) cilj je bio dobiti što više informacija o ležištima, tijekom druge faze (Faza 1A) težište je stavljeno na balansiranje između dobivanja podataka, primjene postojećih tehnologija i procjene dobiti s ciljem da proizvodnja bude veća od 1 milijuna bbl/danu. Treća faza (Faza 1B) usmjerena je na primjenu novih tehnologija s ciljem povećanja proizvodnje, kako bi se što lakše došlo do zadanog cilja. Među tehnološkim inovacijama možemo izdvojiti plutajući LNG (*engl. floating liquefied natural gas*- plutajući ukapljeni prirodni plin) pomoću kojega će se plin lakše doći do kupaca unatoč velikoj udaljenosti Santos bazena. Izgradnja čvorišta za preradu, utiskivanje i izvoz plina kao i uskladištenje CO_2 i njegovo ponovno utiskivanje u svrhu poboljšanja proizvodnje. (Formigli Filho et al., 2009).

4.3. PRIMJER DUBOKOG LEŽIŠTA U HRVATSKOJ

Molve

Iako ležište Molve ne spada u kategoriju dubokih i ultradubokih ležišta ono je naše najdublje i najvažnije plinsko-kondenzatno ležište, a ujedno i jedno od najvećih ležišta ugljikovodika u Hrvatskoj. Molve zajedno s ležištima Stari Gradec i Kalinovac čine 70-75% nacionalne prizvodnje plinskog kondenzata i pokrivaju oko 50% hrvatskih potreba za plinom i plinskim kondenzatom (Velić, 2007). Polje je otkriveno 1974. godine i do sada su izbušene 44 bušotine koje prolaze kroz stijene paleozojske, mezozojske i kenozojske starosti.

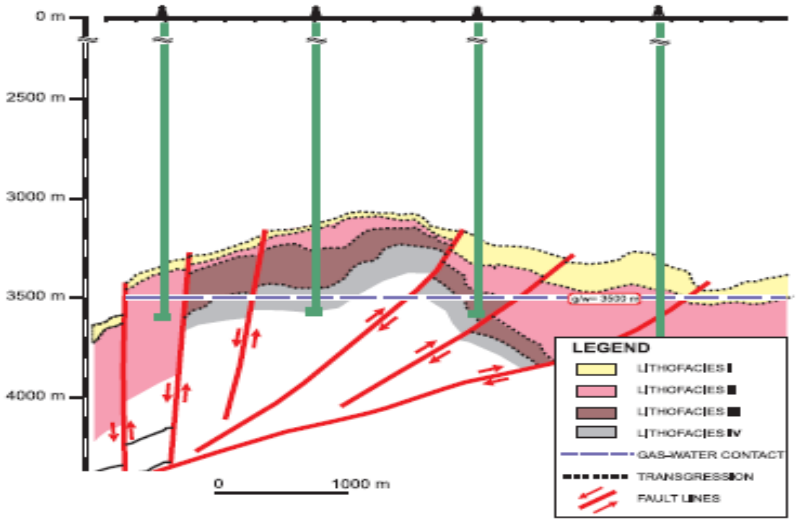
Nalazi se unutar Dravske depresije u južnom dijelu Panonskog bazena na području od oko 9000 km^2. Struktura ležišta opisuje se kao asimetrična antiklinala s pružanjem SZ-JI, dimenzija 13,0 x 4,4 km s eksploatacijskom površinom od 48,8 km^2 (Malvić & Velić, 2010).



Slika 4.3.1-Geografski smještaj polja Molve (Tomislav Malvić, Josipa Velić,)

Najstarije uočene tektonske deformacije datiraju iz vremena palozojske i mezozojske orogeneze. Današnja strukturna građa odraz je ekstenzijskih pokreta tijekom miocena, što je rezultiralo stvaranjem Panonskog bazena. Unutar ležišta se stratigrafski razlikuju četiri litofacijesa od devonske do neogenske starosti (Malvić & Velić, 2010). Ležišta ugljikovodika su nastala kroz niz tektonskih procesa, uključujući kompresijski režim naprezanja i rasjedanje.

Ugljikovodici su duž rasjednih ploha, vertikalnom, ali i lateralnom migracijom migrirali u ležišta za vrijeme ranog kvartara (Malvić & Velić, 2010)



Slika 4.3.2.-Profil tektonske građe polja Molve (Malvić & Velić,)

Molve su geološki vrlo kompleksne zbog svoje litološke heterogenosti, dubine zalijeganja i velikog broja rasjeda. Cijelo polje smatra se jednom hidrodinamičkom sredinom, međutim različita područja ležišta imaju različite proizvodne kapacitete, što se očituje kako vertikalno tako i lateralno (Malvić & Velić, 2010).

Dubina zalijeganja ležišta je veća od 3000 metara s ukupnim rezervama ugljikovodika od 3 x 10^6 m^3 plinskog kondenzata i 43 000 x 10^6 m^3 plina. Ležište je karakterizirano visokim tlakom od 480 bara i temperaturom u rasponu od 182 do 190 ^oC. Dnevna proizvodnja iznosi oko 2900 m^3 plina i 165 m^3 plinskog kondenzata. Ležište sadrži termalni plin s kondenzatom koji je migracijom došao u akumulaciju. Osim termalnog plina nalaze se komponente koje nisu ugljikovodične (živin sulfid, ugljični dioksid, sumporovodik, dušik, itd.) koje su uglavnom korozivne i agresivne.

Razlog njihovoj asocijaciji s termalnim plinom vjerojatno leži u kompleksnoj građi i termodinamici samog ležišta. Kontakt plin-voda se unutar svih litofacijesa nalazi na relativnoj dubini od 3500 metara, prosječna poroznost ležišta iznosi 8,17% dok je efektivna debljina ležišta oko 69,5 m (Malvić & Velić, 2010).

5. ZAKLJUČAK

U današnje vrijeme je vrlo veliki broj otkrivenih plitkih i srednje dubokih ležišta stoga je teže otkriti takva nova neistražena ležišta.

Duboka i ultraduboka ležišta imaju veliki potencijal za istraživanje, a jednolika rasprostranjenost ih čini izrazito zanimljivima velikom broju zemalja. Nova saznanja dobivena laboratorijskim istraživanjima, a time i shvaćanja vezana uz maturaciju matičnih stijena, generiranje i očuvanje ugljikovodika, kao i napredak tehnologije seizmičkih mjerenja i bušenja, omogućila su bolji uvid u takve tipove ležišta. Stoga se očekuje da će u budućnosti njihovo istraživanje, kao i eksploatacija činiti sve veći udio u naftnoj industriji. Vjetar u leđa istraživanjima dubokih i ultradubokih ležišta daju nova otkrića, kao što su otkrića velikih količina ugljikovodika u ležištima na području Kine, Brazila, Venecuele, Sjeverne Amerike. Sve više zemalja prepoznaje potencijal koji se nalazi u njihovom istraživanju i vjeruje se da će se povećati i njihova angažiranost u istraživanju. Stoga se može zaključiti da budućnost istraživanja ležišta ugljikovodika sigurno leži u istraživanjima ovih vrsta ležišta.

LITERATURA

Barić, G., (2006): Naftna geokemija. Zagreb: INA-Industrija nafte, Biblioteka INA, br. 33, str. 227.

Cao B., Bai G., Wang Y., (2013): More attention recommended for global deep reservoirs, Oil & Gas Journal str. 78-84.

Dyman, T.S., Crovelli, R.A., Bartberger, C.E., Takahashi, K.I., Worldwide estimates of deep natural gas resource based on the US Geological Survey World Petroleum Assessment 2000, Natural Resarche, Vol. 11, br. 3, 2002, str. 207-2018.

England, W. A., Mann A.L., Mann D.M., (1991): Migration from source to trap. In: Source and migration processes and evaluation techniques, AAPG Treatise of Petroleum Geology, str. 23-46.

Formigli Filho, J.S., Capelerio Pinto, A.C., Sampaio de Almedia, A., (2009): Santos Basins Pre-Salt Reservoirs Development-The Way Ahead, Offshore Tehnology Conference, str. 2-10.

Guo X., Hu, D., Li, Y., Duan, J., Zhang, X., Fan, X., Duan, H., Li, W., (2019): Theoretical Progress and Key Tehnologies of Onshore Ultra-Deep Oil/Gas Exploration, Engineering, str. 458-469.

Hunt, J. M., (1996): Petroleum Geochemistry and Geology. 2th ed., Freeman, San Francisco. str. 743.

Lewan, M. D. (1987): Petrografic study of primary petroleum migration in the Monterey Shale and related rocks. U:B. Doligez (ur.): Migration of hydrocarbons in sedimentary basins, 2nd IFP Exploration Research Conference, Carcans, Francuska, 15-19. lipnja, Publications d'Institu francias du petrole, Editions Technip.

Malvić, T., Velić, J., (2010): Relations between effective thicness, gas production and porosity in heterogeneous reservoirs: an example from the Molve Field, Croatian Pannonian Basin. Petroleum Geoscience vol. 16, str. 41-51.

Scholle, M., (1983): Genetic characterization of natural gases, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, vol. 34, str. 537-544.

Velić, J., (2007): Geologija ležišta nafte i plina. Zagreb: Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Zou, C., Hou, L., Hu, S., Zhu, R., Liu, S., Yang, Z., Zhidong, G., Yang, F., Yang, C. (2013): Prospect of ultra-deep petroleum onshore China, ProChina Research Institutr of Petroleum Exploration & Development Beijing, str. 19-36.

Zhu, G., Cao, Y., Yang, H., Sun, C., Zhang, Z., Li, T., Chen, Y., (2018): Potentinal and favorable areas of petroleum exploration od ultra-deep marine strata more than 8000 m deep in the Tarim Basin, Northwest China, Journal of Natural Gas Geoscience 3, str. 321-337.

KLASA: 602-04/20-01/128
URBROJ: 251-70-13-20-2
U Zagrebu, 18.09.2020.

Ivan Cindrić, student

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju Vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-04/20-01/128, UR. BROJ: 251-70-13-20-1 od 30.04.2020. godine priopćujemo temu završnog rada koja glasi:

DUBOKA I ULTRADUBOKA LEŽIŠTA UGLJIKOVODIKA

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

Voditelj

(potpis)

Doc. dr. sc. Iva Kolenković Močilac

(titula, ime i prezime)

Predsjednik povjerenstva za završne i diplomske ispite

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Stanko Ružičić

(titula, ime i prezime)

Prodekan za nastavu i studente

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Dalibor Kuhinek

(titula, ime i prezime)