



LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Teknillinen tiedekunta
Kemiantekniikan laitos
Teknillisen kemian laboratorio

**KANDIDAATINTYÖ:
ÖLJYNTUOTANNON JA EI-TAVANOMAISEN
ÖLJYNTUOTANNON REOLOGIA**

Tarkastaja: TkT Kimmo Klemola

Lappeenranta 27.8.2012

Aki Heinikainen
Korpimetsänkatu 5 D 5
53850 Lappeenranta
+358 40 707 2145

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Latinalaiset symbolit

A_1	ylemmän tason pinta-ala	, m ²
A	nestevakio	, -
B	nestevakio	, -
dv	nopeusgradientti	, m/s
dh	tasojen korkeusero	, m
F	leikkausvoima	, N
SG	tietyn raakaöljyn ominaispaino lämpötilassa 15,6 °C	, -
T	lämpötila	, K.

Kreikkalaiset symbolit

$\dot{\gamma}$	leikkausnopeus	, s ⁻¹
η	viskositeetti	, mPas
ρ_{vesi}	veden tiheys	, kg/m ³
$\rho_{öljy}$	öljyn tiheys	, kg/m ³
τ	leikkausjännitys	, N/m ² .

Lyhenteet

<i>ASME</i>	American Society of Mechanical Engineers	, -
<i>bpd</i>	barrelia päivässä	, -
<i>CCEI</i>	the Canadian Centre for Energy Information	, -
<i>CHOPS</i>	cold heavy oil production with sand	, -
<i>CSS</i>	cyclic steam stimulation	, -
<i>EIA</i>	Energy Information Administration	, -
<i>EOR</i>	enhanced oil recovery	, -
<i>IEA</i>	International Energy Agency	, -
<i>IOR</i>	improved oil recovery	, -
<i>LPG</i>	nestekaasu	, -
<i>MENA</i>	Middle East and North Africa	, -

<i>NGL</i>	kaasukondensaatti	, -
<i>PAH</i>	polysykliset aromaattiset hiilivedyt	, -
<i>SAGD</i>	steam assisted gravity drainage	, -
<i>SCO</i>	synteettinen raakaöljy	, -
<i>USGS</i>	the U.S. Geological Survey	, -
<i>WAG</i>	water alternating gas	, -
<i>°API</i>	API-aste	, °.

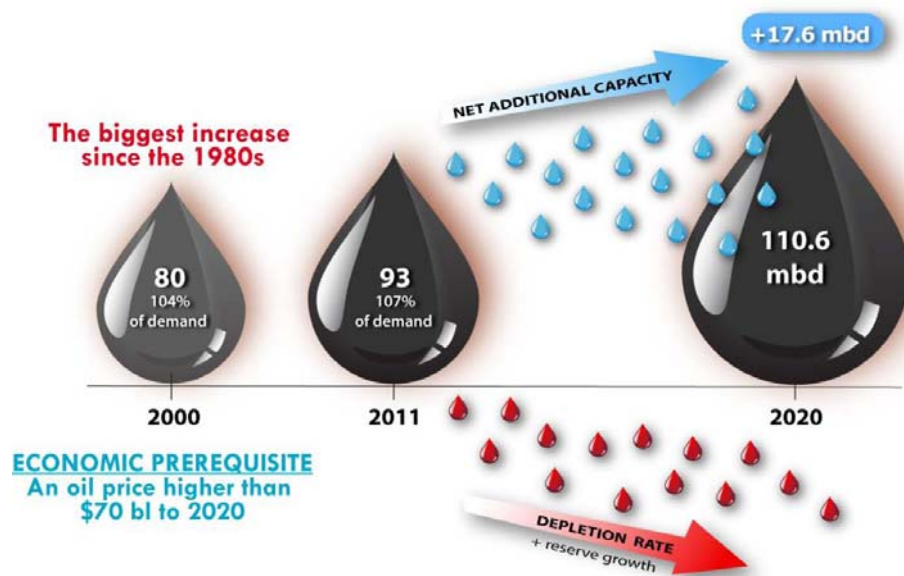
SISÄLLYSLUETTELO

1	Johdanto.....	2
2	Reologia.....	5
2.1	Leikkausnopeus	7
2.2	Lämpötila.....	8
2.3	Paine	9
3	Öljy	11
3.1	Koostumus	12
3.2	Öljynkäyttö ja öljyn ominaisuudet	14
4	Öljynporaous	19
4.1	Öljynporaousmudat	22
4.2	Horisontaalinen poraus	25
4.3	Öljyntuotanto ja talteenottotekniikat	27
5	Ei-tavanomainen öljyntuotanto.....	30
5.1	Kanada	33
5.2	Venezuela	38
6	Johtopäätökset	40
	Lähteet	41

1 Johdanto

Öljy on erittäin tärkeä maailman taloudelle. Se on niin sanottu avainhyödyke. Taloudessa lähes kaikki osa-alueet ovat riippuvaisia öljystä. Öljyn mahti perustuu lähinnä sen suureen energiasisältöön, olomuotoon ja sen monikäyttöisyyteen tuotteiden raaka-aineena. Öljyn energiasisältö on suuri tilavuutta kohti. Raakaöljyn energiasisältö on noin 42–45 MJ/kg ja se on noin 50 % enemmän kuin laadukkaalla kivihiilellä. Öljyä on ollut kohtalaisen helposti nostettavissa maan sisältä. Nestemäisenä aineena öljyä on myös helppo kuljettaa, varastoida ja käyttää. (Klemola [1])

Tämän hetkinen maailman öljyntuotantokapasiteetti on noin 93 miljoonaa barreilia¹ päivässä (bpd). Öljyntuotantokapasiteetin on arvioitu kasvavan 17,6 miljoonaa bpd vuoteen 2020 mennessä, jolloin vuonna 2020 maailman arvioitu kokonaisöljyntuotantokapasiteetti olisi 110,6 miljoonaa bpd (kuva 1). (Maugeri [2])



Kuva 1. Maailman öljyntuotantokapasiteetti vuoteen 2020 mennessä sisältäen raakaöljyn ja kaasukondensaattit (NGL). Biopolttoaineet eivät sisälly arvioon. (Maugeri [2])

¹ 1 barreili on noin 159 litraa (42 galloniaa) öljyä [Maugeri [2]].

Vaikka edellisen kuvan mukaan öljyntuotantokapasiteetin arveltiin nousevan vielä jonkin aikaa, niin helposti hyödynnettävän öljyn aikakausi alkaa olla ohi. On olemassa muitakin arvioita öljyntuotantokapasiteetin suunnasta. Joidenkin arvioiden mukaan öljyntuotantokapasiteetin rajat ovat tulleet tai alkavat tulla vastaan lähiaikoina. Tätä öljyntuotannon maksimia kutsutaan öljyhuipuksi (*peak oil*). Öljyntuotanto hiipuu, koska parhaat esiintymät ehtyvät, ja öljyntuotanto on monissa öljyntuottajamaissa kääntynyt laskuun. Vähitellen öljyntuotannossa joudutaan turvautumaan vaikeasti hyödynnettäviin esiintymiin. Joudutaan poraamaan syvemmälle, ja hyödyntämään ei-tavanomaisia öljyesiintymiä. Vuonna 2020 ei-tavanomaisten öljyjen osuus öljyntuotannosta arvellaan olevan 35 % (Klemola [1]). Ei-tavanomaisiin öljyihin luetaan mm. öljyn- ja kaasuntuotannon kondensaatit, raskasöljyt, terva- tai öljyhiekka, öljyliuske ja syvänmeren öljy, joka on porattu yli 800 metrin syvyydestä (Klemola [1], Maugeri [2]).

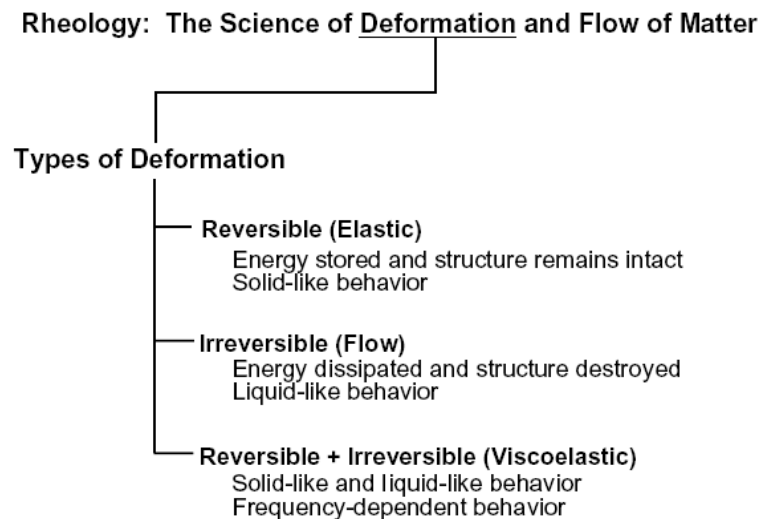
Vaikka tässä työssä käsitellään öljyntuotannon ja ei-tavanomaisen öljyntuotannon reologiaa, niin ei-tavanomaisista öljyistä öljyn- ja kaasuntuotannon kondensaatit, öljyliuske ja syvänmeren öljy rajataan pois lähes kokonaan. Eli työssä keskitytään lähinnä öljyhiekkoihin, joiden merkittävimmät esiintymät sijaitsevat Kanadan Albertassa, ja erittäin raskaaseen raakaöljyyn, jonka merkittävimmät esiintymät sijaitsevat Venezuelassa Orinocón ”öljyvyön” (*Orinoco Oil Belt*) alueella (Coupey [3]).

Ei-tavanomainen öljyntuotanto voi vaatia myös uusia tuotantomenetelmiä, koska erittäin raskas raakaöljy ja bitumi ovat hyvin viskooseja. Esimerkiksi raskaan raakaöljyn viskositeettia muutetaan höyryn avulla ”pähkinävoista ketsupiksi”, jotta se pystytään saamaan ulos öljylähteestä. Myös niiden kuljetus vaatii viskositeetin pienentämistä, sillä öljyputket ja öljytankkerit ovat halvimmat ja helpoimmat tavat kuljettaa öljyä (Klemola [1]). Ennen kuljetusta erittäin raskas raakaöljy tai bitumi monesti jalostetaan paikanpäällä ”väljalostimella” (*upgrader*) synteettiseksi raakaöljyksi (*SCO*), jonka jälkeen se kuljetetaan esim. öljyputkea pitkin varsinaiselle jalostamolle. Erittäin raskasta raakaöljyä ja bitumia voidaan myös lämmittää tai laimentaa liuottimilla (benssiini, kaasukondensaatit tai kevyt öljyt), jotta viskositeettia saadaan pienennettyä kuljetusta varten (Attanasi ja Meyer [4]).

Ei-tavanomainen öljyntuotanto voi vaatia myös erikoisratkaisuja jo porausvaiheessa. Tämän vuoksi työssä käsitellään hieman myös öljynporauksen reologiaa sekä perinteistä vertikaaliporausta että uudempaa horisontaaliporausta.

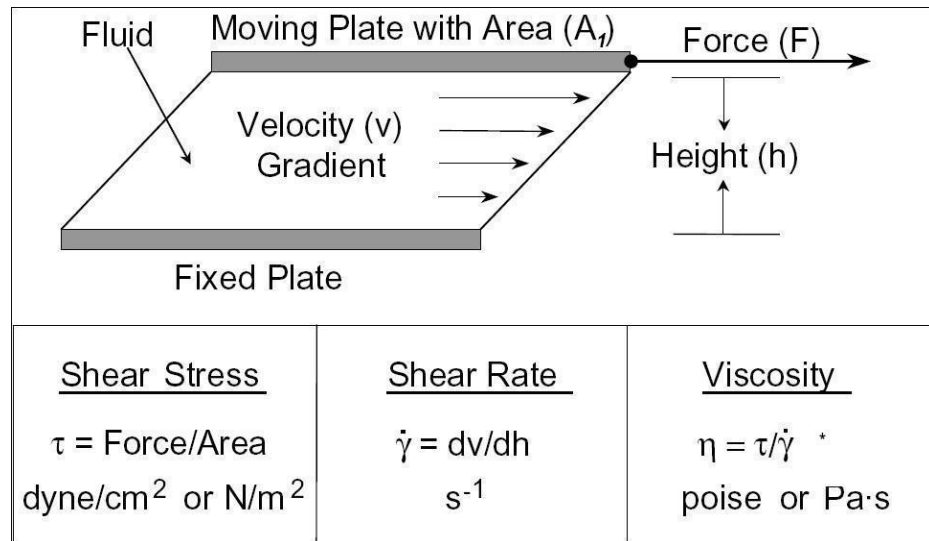
2 Reologia

Termillä reologia tarkoitetaan tieteenalaa, joka tutkii kiinteän, nestemäisen tai kaasumaisen aineen muodonmuutoksia ja virtausta, kun aine on rasituksen alaisuudessa. Yleisessä käytössä termi on paljon rajoitetumpi eikä se sisällä pieniä muodonmuutoksia elastisuusteoriassa, hydro- ja aerodynamiikkaa (Barnes *et al.* [3], Whorlow [6]). Rasitus aiheuttaa aineelle muodonmuutoksia ja niitä on kahta perustyyppiä, reversiibeli eli palautuva (*reversible*) ja irreversiibeli eli palautumaton (*irreversible*) (kuva 2) (Roper [7]).



Kuva 2. Muodonmuutoksen tyypit (Roper [7, s. 365]).

Reologian peruskäsitteisiin kuuluu leikkausjännitys (*shear stress*), leikkausnopeus (*shear rate*) ja viskositeetti (*viscosity*). Kuvassa 3 on esitetty edellä mainittujen peruskäsitteiden yhtälöt sekä havaintopiirros, kun tarkastellaan fluidin (nesteen tai kaasun) käyttäytymistä leikkauksen alaisena kahden samansuuntaisen tason välissä. (Roper [7])



Kuva 3. Reologian peruskäsitteiden määritelmät ja yhtälöt (*, yhtälö korjattu) (Roper [7]).

Kuvassa 3 alempi taso on liikkumaton ja ylempi taso liikkuu, jolloin ylempään tasoon vaikuttaa leikkausvoima F . Tason liikkuessa vakionopeudella fluidiin syntyy leikkausvoimaa tasapainottava sisäinen voima, jota kutsutaan leikkausjännitykseksi (*shear stress*) τ (Roper [7]):

$$\tau = \frac{F}{A_1} \quad (1)$$

, jossa

τ	leikkausjännitys, N/m ²
F	leikkausvoima, N
A_1	ylemmän tason pinta-ala, m ² .

Leikkausnopeus (*shear rate*) $\dot{\gamma}$ on suure, joka kuvaa tasojen väliseen fluidiin kohdistuvaa muodonmuutoksen suuruutta, eli fluidin nopeuden muutosta. Leikkausnopeus saadaan jakamalla fluiditasojen nopeusgradientti dv tasojen korkeuserolla dh (Roper [7]):

$$\dot{\gamma} = \frac{dv}{dh} \quad (2)$$

, jossa

$\dot{\gamma}$	leikkausnopeus, s ⁻¹
dv	nopeusgradientti, m/s

dh tasojen korkeusero, m.

Newton esitteli viskositeetti-käsitteen §1.2-postulaatissaan. Käsitteen mukaan viskositeetti (*viscosity*) η on suure, joka kuvaa nesteen kykyä vastustaa virtausta eli esim. tasojen välissä oleva neste pyrkii vastustamaan ylemmän tason liikettä (kuva 3). Viskositeetti voidaan laskea yhtälöstä (Barnes *et al.* [3], Whorlow [6], Roper [7]):

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (3)$$

, jossa η viskositeetti, mPas.

Newtonin kaava on kaikkein yksinkertaisin ja sitä voidaan käyttää newtonisille nesteille. Vakiolämpötilassa ja -paineessa newtonisten nesteiden viskositeetti on vakio leikkausnopeuden funktiona. Yksinkertaisessa leikkauskentässä oleva neste ei aiheita normaalivoimia. Newtoninen neste pysähtyy välittömästi, kun leikkausjännitys lakkaa. Esimerkiksi vesi on newtoninen neste. Viskositeetin SI-yksikkö on Pascal-sekunti, jonka lyhenne on Pas. Aiemmin laajasti käytetyn cgs-systeemin mukainen yksikkö oli Poise (lyhenne on P) (1 cP = 1 mPas). Öljyalalla käytetään monesti edelleen yksikköä cP (tai cPo). Veden viskositeetti on 1 mPas (20,2 °C). (Barnes *et al.* [3], Whorlow [6], Roper [7], ASME [8])

Todellisten materiaalien viskositeettiin voivat merkittävästi vaikuttaa sellaiset muuttujat kuten leikkausnopeus, lämpötila ja paine. Seuraavissa kappaleissa on tarkasteltu hieman viskositeetin riippuvuutta kyseisistä muuttujista. (Barnes *et al.* [3])

2.1 Leikkausnopeus

Teollisuudessa ja jokapäiväisessä elämässä on monia osaprosesseja, joissa viskositeetin tunteminen on tärkeää. Leikkausnopeus on reologian kannalta viskositeetin tärkein muuttuja. Eri tilanteissa leikkausnopeusalue voi olla hyvin eri suuruusluokkaa (10^{-6} – 10^7 s⁻¹), eli leikkausnopeusalue on hyvin laaja, kuten taulukosta 1 voidaan havaita. (Barnes *et al.* [3])

Taulukko 1. Joidenkin tuttujen materiaalien ja prosessien tyypillisiä leikkausnopeuksia (Barnes *et al.* [3]).

Situation	Typical range of shear rates (s ⁻¹)	Application
Sedimentation of fine powders in a suspending liquid	10 ⁻⁶ -10 ⁻⁴	Medicines, paints
Levelling due to surface tension	10 ⁻² -10 ⁻¹	Paints, printing inks
Draining under gravity	10 ⁻¹ -10 ¹	Painting and coating. Toilet bleaches
Extruders	10 ⁰ -10 ²	Polymers
Chewing and	10 ¹ -10 ²	Foods
Dip coating	10 ¹ -10 ²	Paints, confectionary
Mixing and stirring	10 ¹ -10 ³	Manufacturing liquids
Pipe flow	10 ⁰ -10 ³	Pumping. Blood flow
Spraying and brushing	10 ³ -10 ⁴	Spray-drying, painting, fuel atomization
Rubbing	10 ⁴ -10 ⁵	Application of creams and lotions
Milling pigments in fluid bases	10 ³ -10 ⁵	Paints, printing inks
High speed coating	10 ⁵ -10 ⁶	Paper
Lubrication	10 ³ -10 ⁷	Gasoline engines

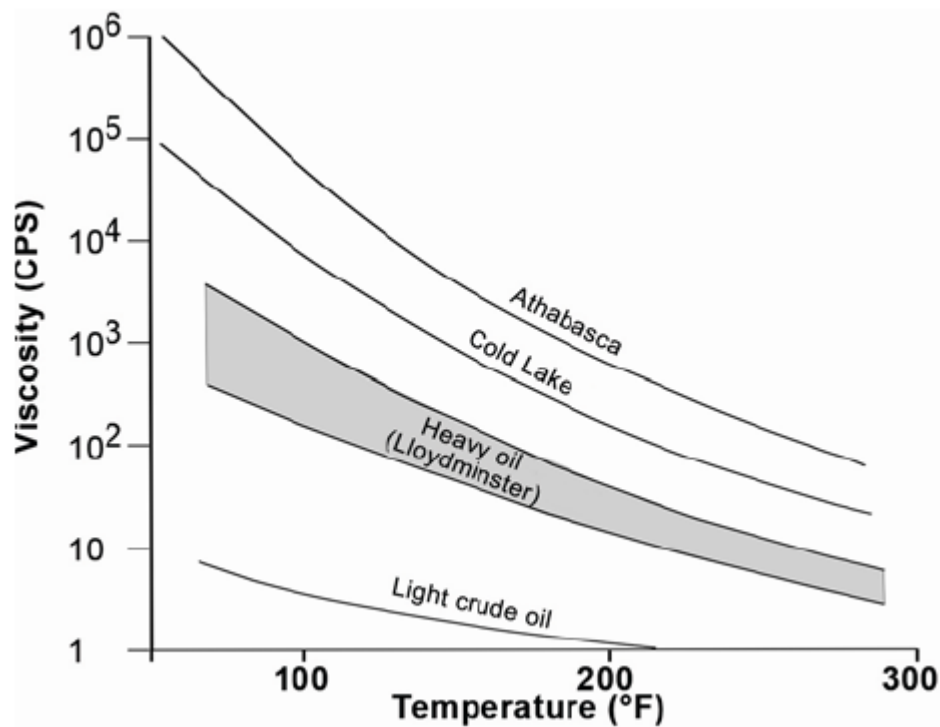
2.2 Lämpötila

Myös lämpötila vaikuttaa viskositeettiin. Usein kiinnostava lämpötila-alue voidaan rajata 0–100 °C välille, sillä useat teollisuusprosessit ovat vesipohjaisia. Näin ei kuitenkaan voida tehdä öljyntuotannossa ja öljyä käyttävissä sovelluksissa. Esimerkiksi öljypohjaisten voiteluöljyjen ja rasvojen käyttöalueen lämpötila vaihtelee -50–300 °C:n välillä ja öljyntuotannossa lämpötila (ja paine) nousee mitä syvemmältä öljyä nostetaan. Newtonisten nesteiden viskositeetit laskevat lämpötilan noustessa. Viskositeetin lämpötilariippuvuus noudattaa likipitään Arrheniuksen yhtälöä (Barnes *et al.* [3], Whorlow [6]):

$$\eta = Ae^{\frac{B}{T}} \quad (4)$$

, jossa A, B nestevakio, -
 T lämpötila, K.

Viskositeetti, kuten suurin osa reologisista parametreista, on yleensä voimakkaasti riippuvainen lämpötilasta (Whorlow [6, s. 12]). Tavallisesti newtonisille nesteille pätee sääntö, mitä suurempi on viskositeetti, sitä voimakkaampi on lämpötilariippuvuus. Esimerkiksi veden lämpötilaherkkyys on 3 %/°C huoneen lämpötilassa. Siis jos halutaan mitata viskositeettia ja pitää mittaustarkkuus ± 1 %:n tasolla, niin näytteen lämpötilan pitää pysyä $\pm 0,3$ °C:n sisällä. Viskositeetin voimakkaan lämpötilariippuvuuden vuoksi on tärkeää, että tunnetaan tarkoin vallitsevat olosuhteet (Barnes *et al.* [3]). Kuvassa 4 on esitetty eräiden Albertan öljyjen viskositeetin riippuvuutta lämpötilasta (Attanasi ja Meyer [4]).

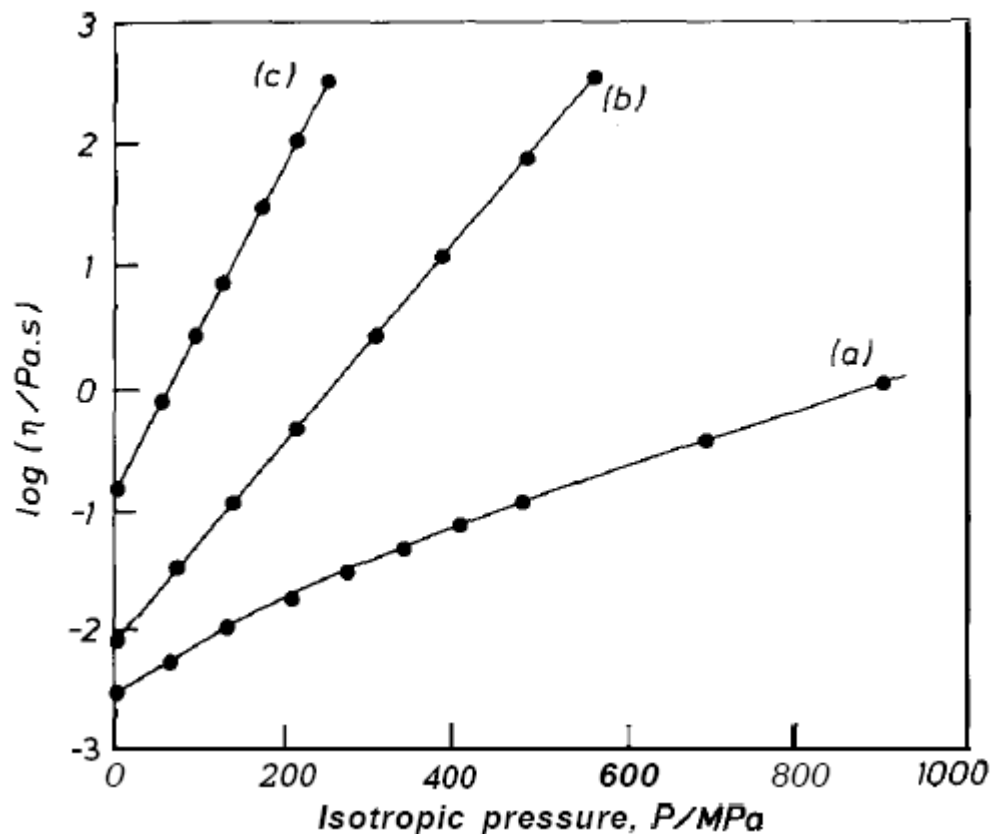


Kuva 4. Muutamien Albertan öljyjen viskositeetin muutos lämpötilan suhteen (Attanasi ja Meyer [4, s. 122]). Lämpötilat 100, 200 ja 300 °F ovat noin 38, 93 ja 149 °C.

2.3 Paine

Myös paine vaikuttaa viskositeettiin. Nesteiden viskositeetti kasvaa eksponentiaalisesti isotrooppisen paineen kasvaessa. Vesi on ainoa poikkeus. Veden viskosi-

teetti laskee alle 30 °C lämpötilassa, jonka jälkeen viskositeetti vihdoin nousee eksponentiaalisesti. Viskositeetin muutokset ovat aika pieniä paine-eron ollessa 1 bar sisällä ilmanpaineesta. Siksi ne yleensä jätetään käytännön sovelluksissa tai mittausmenetelmissä huomioimatta. On kuitenkin tilanteita, joissa tätä ei voida hyväksyä. Esimerkiksi öljyteollisuudessa vaaditaan voiteluaineiden ja porausmuttien viskositeetin mittausta korotetuissa paineissa. Vaihteistossa voiteluaineiden paineet voivat nousta yli 1 GPa. Porattaessa öljykaivoja öljynporausmuttien tulee toimia syvyyksissä, joissa paine on noin 20 MPa. Seuraavassa kuvassa on esitetty joitakin esimerkkejä paineen vaikutuksesta voiteluaineiden viskositeettiin. Paineen noustessa ilmakehän paineesta paineeseen 0,5 GPa nousee myös viskositeetti huomattavasti (kuva 5). (Barnes *et al.* [3])



Kuva 5. Viskositeetin muutos paineen suhteen: (a) di(2-etyyliheksyyli)sebaasiini, (b) nafteeninen mineraaliöljy (99 °C (210 °F)) ja (c) nafteeninen mineraaliöljy (38 °C (100 °F)) (Barnes *et al.* [3, s. 15]).

3 Öljy

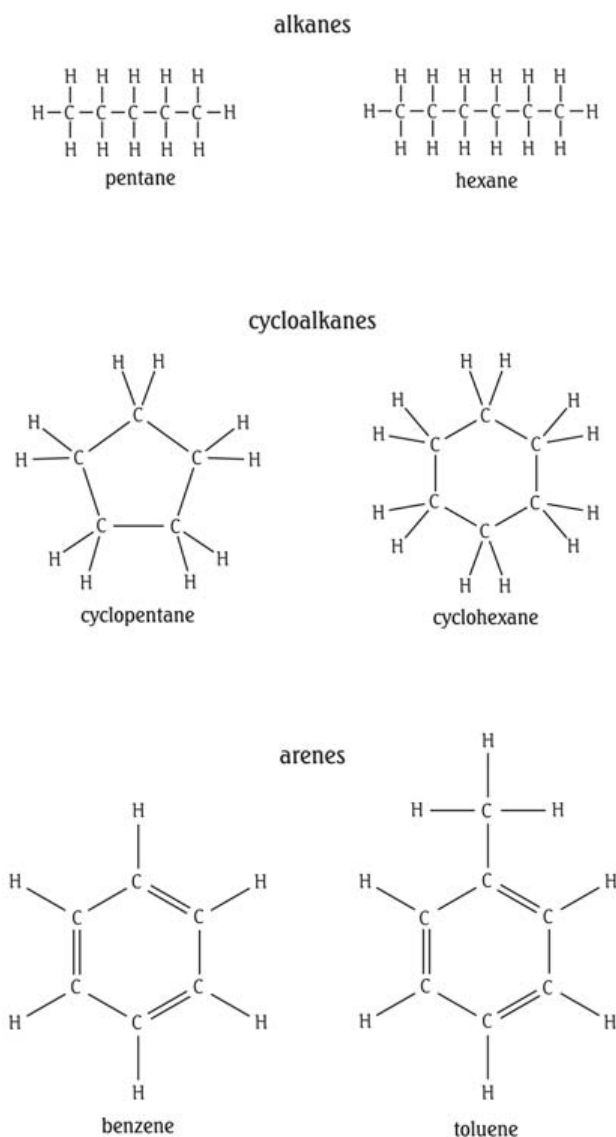
Usein ihmisille öljytuotteiden (benssiini, dieselöljy, kerosiini, voiteluöljyt, bitumi (ks. kuva 6), asfaltti jne.) väri (tai sen puute) ja niiden ominainen haju on tuttu. Harva on kuitenkaan nähnyt raakaöljyä (*crude oil*) sellaisenaan kuin se tulee eri öljyesiintymistä tai sellaisenaan, kun sitä kuljetetaan tankkereissa tai öljyputkissa jalostamoille. Raakaöljyjen ulkonäkö vaihtelee kevyistä, benssiinin kaltaisista erittäin liikkuvista nesteistä raskaampiin punaruskeisiin ja korkean viskositeetin omaaviin nesteisiin sekä materiaaleihin, jotka ovat väriltään mustia ja olomuodoltaan tervamaista. Raakaöljyt eivät ole kemiallisia yhdisteitä, ja siksi niille on mahdotonta kirjoittaa rakennekaavoja. Raakaöljyt ovat lukuisten hiilivetyjen ja muiden pienempien ainesosien monimutkaisia seoksia. Raakaöljyjen alkuaineanalyysit osoittavat, että hiilen osuus on noin 85 % (83–87 %) niiden massasta ja vedyn osuus on noin 13 % (11–15 %). (Smil [9])



Kuva 6. Bitumi on hyvin mustaa ja jähmeää. Lämpötilan nousu laskee bitumin viskositeettia (Belyk [10]).

3.1 Koostumus

Raakaöljyjen sisältämistä hiilivety-molekyyleistä pienin on kaasumainen metaani ja suurimmalla molekyylillä on yli kahdeksankymmentä hiiliatomia. Raakaöljyjen koostumusta hallitsevat hiilivedyt voidaan jakaa kolmen ryhmään. Ryhmien hiilivetyjen rakenne poikkeaa toisistaan hiili- ja vetyatomien yleisen kaavan mukaan (kuva 7). (Smil [9])



Kuva 7. Yleisimpien nestemäisten alkaani- (*alkanes*), sykloalkaanien (*cycloalkanes*) ja aromaattisten hiilivetyjen (*areenit*, *arenes*) rakenteet (Smil [9]).

Edellisen kuvan ryhmien tieteelliset nimet ovat alkaanit (*alkanes*), sykloalkaanit (*cycloalkanes*) ja aromaattiset hiilivedyt (areenit, *arenes*). Öljyteollisuudessa aromaattisia hiilivetyjä tai areeneja kutsutaan parafiineiksi, sykloparafiineiksi (tai nafteeneiksi) ja aromaateiksi. Alkaanit ovat raakaöljyssä toiseksi yleisin ryhmän ja niitä on noin neljäsosa kokonaismassasta. Alkaanit ovat joko suoraketjuisia tai haaraketjuisia molekyyliä. Suoraketjuisia alkaaneja on noin kuusikymmentä erilaista ja haaraketjuisia alkaaneja on teoreettisesti miljoonia. Kaksi kevyintä suoraketjuista alkaania ovat metaani ja etaani. Ne ovat kaasumaisia normaalipaineessa ja -lämpötilassa. Propaani ja butaani ovat myös kaasuja, mutta ne ovat helposti puristettavissa nesteiksi ja siksi niitä kutsutaan nestekaasuiksi (*liquid petroleum gases, LPG*). Loput suoraketjuiset alkaanit, joiden hiiliketjussa on viidestä (pentaani) kuuteentoista atomia hiiltä, ovat kiinteitä aineita. Raakaöljyn yleisimmät alkaanit ovat normaalisti pentaani, heksaani ja heptaani. Kaasukondensaatit (*natural gas liquids, NGL*) ovat hiilivetyjä, jotka syntyvät öljyn ja maakaasun tuotannossa. Kaasukondensaatit sisältävät etaania, nestekaasuja ja pieniä määriä muitakin yhdisteitä. (Smil [9])

Öljyteollisuus käyttää sykloalkaaneista nimitystä nafteeni (myös naftaleeni tai naftaliini). Sykloalkaanit ovat raakaöljyn runsaslukuisin joukko. Niitä on tyypillisesti noin puolet raakaöljyn painosta. Metyylisyklopentaani ja metyyli sykloheksaani ovat kaksi yleisintä sykloalkaania. Metyylisyklopentaanilla on viisi hiiliatomia renkaassaan ja metyyli sykloheksaanilla niitä on kuusi. Nämä tyydyttyneet hiilivedyt pyrkivät myös muodostamaan raskaampia polysyklisiä molekyyliä. Polysykliset jakeet, kuten bisykliset nafteenit ovat yleisiä kerosiinissa. Voiteluaineet sisältävät tetra- ja pentasyklisiä yhdisteitä. (Smil [9])

Aromaattiset hiilivedyt (myös areenit tai aromaattit) ovat tyydyttämättömiä yhdisteitä. Ne ovat erittäin reaktiivisia nesteitä, ja niiden nimitys juontaa juurensa niiden voimakkaasta tuoksusta. Aromaattiset hiilivedyt sisältävät vähintään yhden bentseenirenkaan, johon on kiinnittynyt suoria sivuketjuja. Bentseeni ja sen alkyyl johdannaiset (tolueeni, etyylibentseeni ja ksyleenit) ovat tämän joukon yksinkertaisimmat yhdisteet. Polysykliset aromaattiset hiilivedyt eli PAH-yhdisteet ovat yhteen liittyneistä aromaattisista renkaista koostuvia hiilivetyjä. Tavallisimpia

raakaöljyn sisältämiä polyaromaattisia yhdisteitä ovat naftaleenit, antraseeni ja fenantreeni. Niiden osuus raakaöljyn kokonaismassasta on alle 20 %. (Smil [9])

Alkeenit (olefiinit) ovat yleisimpiä hiilivetyjä orgaanisissa materiaaleissa. Niitä on öljyissä, joita löytyy sekä kasvien että eläinten kudoksista, mutta vain niiden jälkiä on havaittu joissakin raakaöljyissä, koska ne hydrogeneroituvat helposti additioreaktiolla alkaaneiksi vedyn läsnä ollessa tai tioleiksi rikkivetyjen läsnä ollessa. Raakaöljyn jalostuksessa alkeeneita syntyy kuitenkin suuria määriä ja niitä on merkittävä osuus materiaalivirroista synteettisessä kemiassa. Raakaöljyt sisältävät myös yhdisteitä, jotka eivät ole hiilivetyjä. Joskus nämä yhdisteet on sisällytetty osaksi bitumista pohjaöljyä, koska niiden pitoisuus on suurin tuossa öljynjalostuksen jäännöksessä ja raskaimmassa tisleessä. Raakaöljyn painosta noin 10 % on bitumia. Raskaista hiilivedyistä koostuva bitumi sisältää rikkiyhdisteitä (yleensä sulfideja ja tioleja) ja typpiyhdisteitä (enimmäkseen pyrroleja, indoleita ja pyriidiineja). Lisäksi raakaöljystä löytyy hiilivetyjä, joiden rakenne on timantinkaltainen, ja tätä ryhmää kutsutaan diamondoideiksi. Diamondoideilla on erittäin korkea sulamispiste (korkeampi kuin tinalla). (Smil [9])

Rikki on yleisin ei-toivotuista epäpuhtauksista raakaöljyissä ja se on peräisin muihin orgaanisten aineiden proteiinien rikkisidoksista. Raakaöljyn sisältämä rikki muodostaa palaessaan rikkidioksidia, joka voi suuremmissa mittakaavoissa johtaa haposateisiin. ”Happamilla” (*sour*) raakaöljyillä on yli 2 % rikkiä, mikä tarkoittaa että jalostamoilla pohjaöljyissä rikin osuus on usein 5 % luokkaa. ”Makeilla” (*sweet*) raakaöljyillä rikin osuus on pienempi kuin 0,5 %. Joillakin Nigerian, Australian ja Indonesian ”makeilla” raakaöljyillä rikin osuus on pienempi kuin 0,05 %. Rikin lisäksi jotkin raakaöljyt sisältävät suhteellisen suuria määriä alumiinia ja raskasmetalleja, kuten kromia, kuparia, lyijyä, nikkeliä ja vanadiinia, mutta absoluuttisesti näitä aineita on vain pieniä prosenttimurto-osia. (Smil [9])

3.2 Öljynkäyttö ja öljyn ominaisuudet

Maailman öljynkäyttö jakautui vuonna 2000 tuotealueittain seuraavasti:

- Bensiini 26,2 %

- Keskitisleet (diesel ym.) 34,8 %
- Raskas polttoöljy 12,8 %
- Muut 26,2 %.

Edellisistä luvuista voidaan huomata, että maailman öljynkäytössä kevyiden jakeiden osuus on suuri. (Klemola [1])

Kevyiden raakaöljyjen suoratislaus tuottaa suuremman määrän kevyitä jakeita kuin raskaat raakaöljyt. Esimerkiksi nigerialaisesta kevyestä raakaöljystä teollisuusbenssiinin (*naphtha*) osuus voi olla 20 %, kerosiinin (*kerosene*) osuus on melkein toiset 20 % ja jäännösosuus on vain noin kolmannes kokonaispainosta. Kuwaitilaisen öljykentän teollisuusbenssiinin ja kerosiinin yhdistetty osuus öljyn tisleessä voi sitä vastoin olla alle 25 % ja jäännösosuus voi olla melkein kaksi kolmasosaa. Markkinat suosivat kevyitä raakaöljyjä, koska benssiinin ja kerosiinin kysyntä on suurta. Lisäksi kevyiden raakaöljyjen jalostus vaatii vähemmän katalyyttistä krakkausta. (Smil [9])

Öljyt, joiden parafiinipitoisuus on korkea, sisältävät yleensä myös paljon vahoja. Tämän vuoksi niiden jähmettymispiste on kohonnut. Esimerkiksi kevyet raakaöljyt voivat virrata niinkin alhaisissa lämpötiloissa kuin -50 °C (yleensä alle -20 °C), mutta jotkin paljon parafiiniä sisältävät raakaöljyt hyytelöityvät vielä 40 °C lämpötilassa. Kylmissä olosuhteissa myös niitä raakaöljyjä, joiden jähmettymispiste on jäätymispisteen yläpuolella, voidaan joutua lämmittämään tai lisäämään erityisiä lisäaineita viskositeetin pienentämiseksi ennen kuin raakaöljyä voidaan kuljettaa öljyputkessa. (Smil [9])

Öllyteollisuudessa käytetään monesti API-astetta (*API gravity*) kuvaamaan raakaöljyn tiheyttä ja helpottamaan raakaöljyjen luokittelua. API-asteen lyhenteenä käytetään $^{\circ}\text{API}$. API-aste määritellään American Petroleum Instituten mukaan ja se määritellään seuraavasti:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{SG} - 131,5 = \frac{141,5}{\frac{\rho_{\text{öljy}}}{\rho_{\text{vesi}}}} - 131,5 \quad (5)$$

, jossa $^{\circ}\text{API}$ API-aste, -

SG	tietyn raakaöljyn ominaispaino lämpötilassa 15,6 °C, -
$\rho_{öljy}$	öljyn tiheys, kg/m ³
ρ_{vesi}	veden tiheys, kg/m ³ .

Mitä korkeampi API-aste on, sitä kevyemmästä raakaöljystä on kyse (Smil [9], Veil ja Quinn [11]). Taulukossa 2 on esitetty muutamien raakaöljyjen ominaisuuksien vertailu (Isaacs [12]).

Taulukko 2. Tavanomaisen raakaöljyn, raskasöljyn, luonnon bitumin ja Athabescan bitumin kemiallisten ja fysikaalisten ominaisuuksien vertailu (Isaacs [12]).

Property	Conventional Oil (average of 131 basins, 8148 deposits)	Heavy Oil (average of 127 basins, 1199 deposits)	Natural Bitumen (average of 50 basins, 305 deposits)	Athabesca Bitumen
Gravity, °API	38.1	16.3	5.4	8
Viscosity (38 °C), cP	10	642	198061	500000
Analysis, wt%				
- Carbon	85.3	85.1	82.1	83.2
- Hydrogen	12.1	11.4	10.3	9.7
- Sulphur	0.4	2.9	4.4	5.3
- Nitrogen	0.1	0.4	0.6	0.4
Acid #, mgKOH/g	0.4	2	3	3.6
Asphaltenes, wt%	2.5	12.7	26.1	19
Asphaltenes + Resins, wt%	10.9	35.6	49.2	51
Metals, ppm				
- Vanadium	16	177	344	250
- Nickel	8	59	89	100

Raakaöljyjen erilaisuus johtaa siihen, että niiden luokittelu on vaikeaa ja eri lähteiden termistö ei ole aina yhdenmukaista (esim. raskasöljy (*heavy oil*), erittäin raskasöljy (*extra heavy oil*), öljyhiekat (*oil sands*), tervahiekat (*tar sands*), bitumi (*bitumen*) jne.). Rajat eri öljyluokkien (esim. kevyt (*light*), keskiraskas (*intermediate*), raskas (*heavy*), erittäin raskas (*extra heavy*) jne.) välillä ovat samansuuntaisia, mutta eri kirjoittajat ovat valinneet hieman toisistaan poikkeavia arvoja luokkien välillä. (Veil ja Quinn [11], Cupcic [13])

EIA:n (*Energy Information Administration*) käyttämä raakaöljyjen luokittelu (Veil ja Quinn [11]):

- Kevyt raakaöljy (*light crude*). API-aste on suurempi kuin 38°.
- Keskiraskas raakaöljy (*intermediate crude*). API-aste on 22°–38°.
- Raskas raakaöljy (*heavy crude*). API-aste on pienempi kuin 22°.

USGS (*The U.S. Geological Survey*) luokittelee raakaöljyt seuraavasti (Veil ja Quinn [11]):

- Kevytöljy (*light oil*; kutsutaan myös tavanomaiseksi öljyksi) on öljy, jonka API-aste on vähintään 22° ja viskositeetti on vähemmän kuin 100 cP.
- Raskasöljy (*heavy oil*) on asfalteenipitoinen, tiheä (alhainen API-aste) ja viskoosi öljy. Sen kemialliselle koostumukselle tunnusomaista ovat asfalteenit, jotka ovat erittäin suuria molekyyliä. Lisäksi ne sisältävät suurimman osan rikistä ja noin 90 % öljyn sisältämistä metalleista. Raskasöljyn API-aste on alle 22° ja viskositeetti on vähintään 100 cP.
- Erittäin raskas öljy (*extra heavy oil*) on öljy, jonka API-aste on pienempi kuin 10°.
- Luonnon bitumin (*natural bitumen*; kutsutaan myös öljyhiekoiksi (*oil sands*) tai tervahiekoiksi (*tar sands*)) tuntomerkit ovat osin samat kuin raskasöljyllä, mutta luonnon bitumi on tiheämpää ja sillä on suurempi viskositeetti. Luonnon bitumin viskositeetti on suurempi kuin 10 000 cP.

CCEI (*The Canadian Centre for Energy Information*) määrittelee termit seuraavasti (Veil ja Quinn [11]):

- Kevyt raakaöljy (*light crude oil*). API-aste on suurempi kuin 31,1°.
- Keskiraskas öljy (*medium oil*). API-aste on 31,1°–22,3°.
- Raskasöljy (*heavy oil*). API-aste on 22,3°–10°.
- Erittäin raskas öljy, bitumi (*extra heavy oil, bitumen*). API-aste on pienempi kuin 10°.

CCEI (*The Canadian Centre for Energy Information*) määrittelee termit myös toisella tapaa vain kahteen luokkaan (Veil ja Quinn [11]):

- Kevytöljy (*light oil*). API-aste on suurempi kuin 25,7°.

- Raskasöljy (*heavy oil*). API-aste on pienempi kuin $25,7^\circ$.

Jotkut lähteet suosittelevat luokitteluun viskositeetin mittausta paikanpäällä (*in situ*). Tämän luokittelun mukaan raskaalla raakaöljyllä viskositeetti on suurempi kuin 100 cP. Lisäksi raskaan raakaöljyn luokitteluun on ehdotettu, että voitaisiin ilmaista missä olomuodossa se on tuotettavissa. Raskasöljy on jokseenkin liikkuvaa ja nestemäistä sen esiintymien luonnollisissa olosuhteissa, jolloin se voi virrata öljykaivoihin ja sitä voidaan tuottaa taloudellisesti. Toisaalta, erittäin raskaat öljyt, öljyhiekat ja bitumi ovat tyypillisesti korkean viskositeetin omaavia sekä niiden API-aste on pieni, jolloin ne eivät virtaa luonnostaan. Niitä tuotetaan tyypillisesti joko lämmitysprosesseilla tai lisäämällä liuotinta (Veil ja Quinn [11]). Mukaella edellistä luokitusta edustaa Cupcicin [13] esittämä luokitus (kuva 8).

Heavy Oil : a mix of heterogeneous denominations

Confusing heterogeneous denominations :

- Heavy Oil, Extra Heavy Oil, Oil Sands, Tar Sands, Bitumen,
- **need for a simple classification**

4 Classes based mainly on downhole viscosity :

- **A Class : Medium Heavy Oil** $25^\circ > d^\circ \text{API} > 18^\circ$
 $100 \text{ cPo} > \mu > 10 \text{ cPo}$, mobile at reservoir conditions
- **B Class : Extra Heavy Oil** $20^\circ > d^\circ \text{API} > 7^\circ$
 $10\,000 \text{ cPo} > \mu > 100 \text{ cPo}$, mobile at reservoir conditions
- **C Class : Tar Sands and Bitumen** $12^\circ > d^\circ \text{API} > 7^\circ$
 $\mu > 10\,000 \text{ cPo}$, non mobile at reservoir conditions
- **D Class : Oil Shales**
Reservoir = Source Rock, no permeability
Mining Extraction only

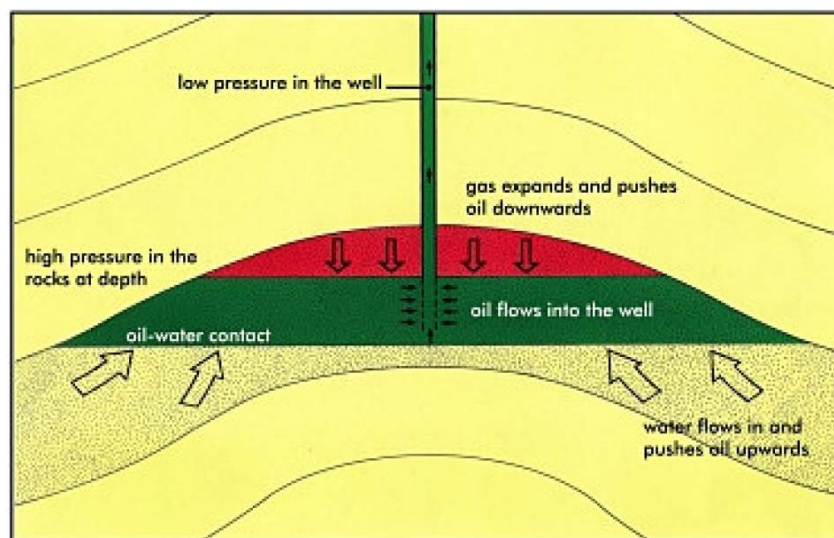


Kuva 8. Raskaan raakaöljyn luokittelu neljään luokkaan viskositeetin ja API-asteen mukaan (Cupcic [13]).

4 Öljynporaus

Yleensä öljyntuotanto aloitetaan poraamalla öljyesiintymään vertikaalinen tai horisontaalinen öljynporauskaivo (*oil well*). Poikkeuksena tähän ovat öljyhiekkojen avolouhintana hyödynnettävät osat. Öljynporauskaivo pyritään poraamaan öljy- ja kaasuesiintymiin, jotka sijaitsevat tyypillisesti huokoisessa kalliassa, kuten hiekkakivessä tai kalkkikivessä. Öljy- ja kaasuarat ovat muodostuneet orgaanisesta materiaalista, kuten pienistä kasveista ja eläimistä. Orgaaninen materiaali on jäänyt hiekan tai siltin alle tyypillisesti 100–200 miljoonaa vuotta sitten. (Devold [14])

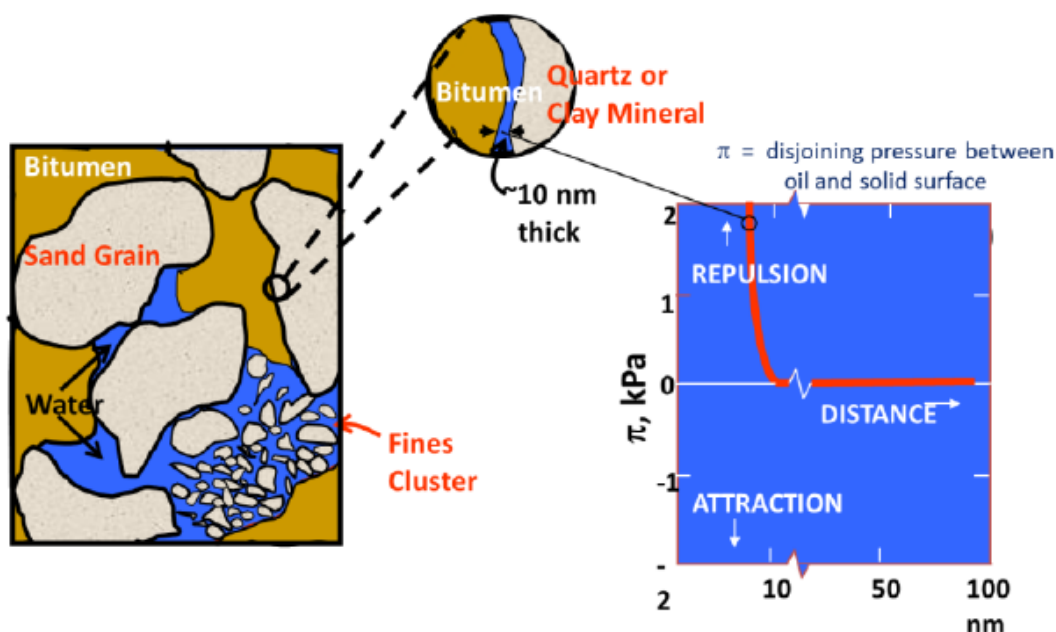
Ajan mittaan orgaaninen materiaali on muuttunut korkeassa paineessa ja lämpötilassa hiilivedyiksi. Huokoisen kiven päällä tulee olla tiivis ei-huokoinen kerros, jotta maan sisään on mahdollista muodostua öljyesiintymä. Tällainen tiivis kerros voi olla muodostunut esim. suolasta, öljyluskeesta, liidusta tai muusta kiviainesta, joka voi estää hiilivedyt vuotamasta pois rakenteesta. Maankuoren liikkeiden vaikutuksesta hiilivedyt siirtyvät pois pienemmistä esiintymistä ja ylöspäin huokoista kiveä. Öljyesiintymä kertyy tiiviin kerroksen alle, jossa kaasu on kevyimpänä osana ylhäällä, keskimmäisenä öljy ja alimmaisena vesi (kuva 9). (Devold [14])



Kuva 9. Yksinkertaistettu esitys öljyesiintymästä ja siihen poratusta öljykaivosta (Devold [14]).

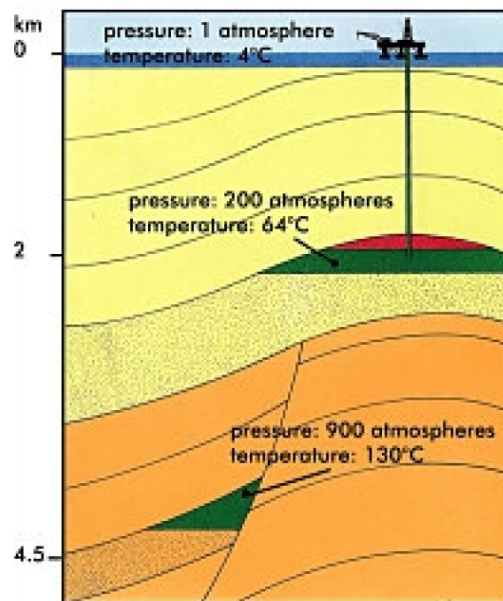
Uusia öljyesiintymiä muodostuu jatkuvasti. Öljyesiintymä kuitenkin kypsyy hitaasti ja liian tuoreissa muodostelmissa hiilivetyjä ei ole vielä ehtinyt muodostumaan ja kerääntymään riittävästi. Nuori öljyesiintymä (esim. 60 miljoonaa vuotta vanha) on usein raskasta raakaöljyä, jonka API-aste on pienempi kuin 20° . Joillakin alueilla yllä olevan maankuoren nousu, eroosio ja kallion halkeilu ovat aiheuttaneen sen, että hiilivetyjä on vuotanut pois, jolloin jäljelle on jäänyt raskaamman raakaöljyn esiintymiä tai terva-altaita. (Devold [14])

Osa maailman suurimmista öljyesiintymistä on öljyhiekkoja. Niissä esiintymä on muodostunut suhteellisen mataliin hiekkamuodostelmiin ja haihtuvat yhdisteet ovat haihtuneet pois. Täten muodostuneissa valtavissa esiintymissä jäljelle jäänyt bitumi on sitoutunut hiekanjyvän päälle (kuva 10). Nämä esiintymät ovat monesti hyvin lähellä maanpintaa, jolloin niitä voidaan hyödyntää avolouhinnalla. Näissäkin esiintymissä mentäessä syvemmälle joudutaan poraamaan joko vertikaalisia tai horisontaalisia öljykaivoja, jotta saadaan öljyä tuotettua. Ei-tavanomaista öljyntuotantoa käsitellään lisää myöhemmin (kappale 5). (Devold [14])



Kuva 10. Kaavamainen esitys öljyhiekkojen mikroskooppisesta rakenteesta, jossa näkyy myös Kanadan öljyhiekkoille tavanomainen noin 10 nm ohut vesikerros hiekanjyvän ja bitumikerroksen välissä (Isaacs [12]).

Öljyesiintymissä öljy ja kaasu ovat paineen alaisena huokoisen kallion huokoisessa muodostelmassa. Kun öljykaivo on poratettu esiintymään, esiintymässä oleva suurempi paine ajaa hiilivedyt pois huokosista ja ylös öljykaivoa pitkin (kuva 11). Öljyesiintymän kaasun, öljyn ja veden pinnan tasot muuttuvat ajan mittaan, kun öljyä tuotetaan öljylähteestä. Porauksen suunnittelun haasteena onkin, miten esiintymästä saadaan hyödynnettyä mahdollisimman paljon öljyä. (Devold [14])

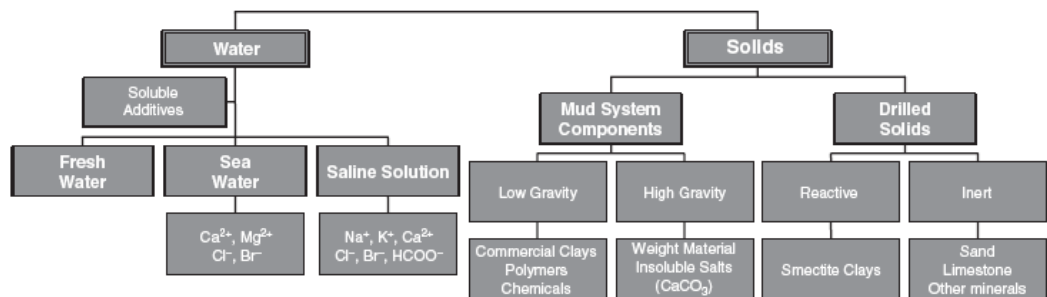


Kuva 11. Esimerkki öljyesiintymien eri syvyyksien paineista ja lämpötiloista (Devold [14]).

Seismisiä tietoja ja kehittyntä 3D-mallinnusta käytetään öljyesiintymien tuotannon suunnittelussa, mutta silti keskiarvoisesti vain 40 % öljyesiintymän hiilivedytjen määrästä saadaan tuotettua. Tämä tarkoittaa sitä, että 60 % hiilivedyistä jää vielä hyödyntämättä. Tuotannon hyötysuhdetta on pyritty parantamaan perinteisesti pumppaamalla öljyesiintymiin vettä, mutta myös kehittyneempiä menetelmiä on käytössä (esim. *enhanced oil recovery (EOR)*). Näillä menetelmillä parhaista öljyesiintymistä pystytään tuottamaan yli 70 % hiilivedyistä. Öljyesiintymät voivat olla melko monimutkaisia. Niissä voi olla useita eri tasoja ja monia eri öljytaskuja, joissa porauksessa tavoitellut hiilivedyt ovat. Moderneilla porausmenetelmillä yhdessä öljykaivossa voi olla useita horisontaalisia haaroja ja oksia. Täten yhdestä öljykaivosta saadaan tuotettua tehokkaammin öljyä, sillä haarat ylettyvät moneen eri öljytaskuun. (Devold [14])

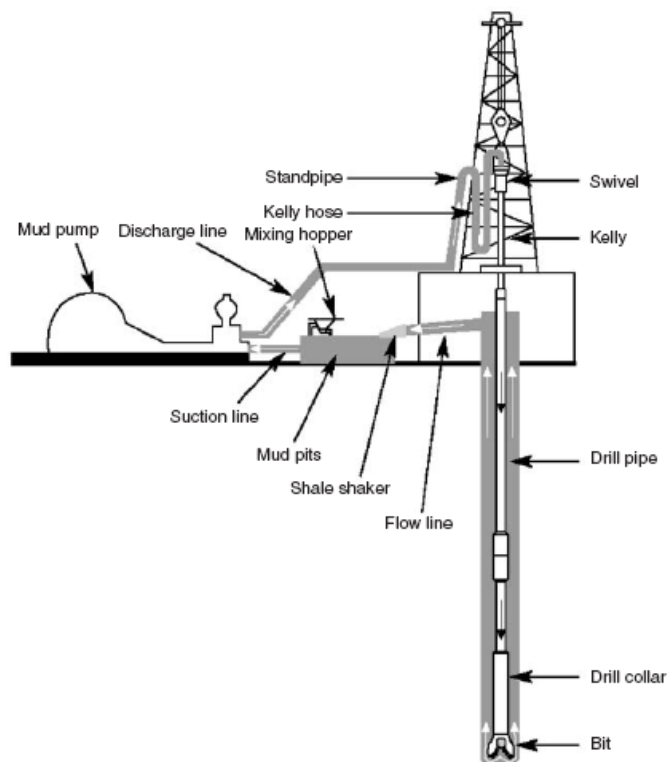
4.1 Öljynporaumudat

Öljykaivojen porauksessa käytetään apuna porausnesteitä (*drilling fluids*). Porausnesteitä kutsutaan myös porausmudiksi (*drilling muds*). Kuvassa 12 on havainnollistettu vesipohjaisia porausmutatyyppejä ja niiden sisältämiä ainesosia. (ASME [8])



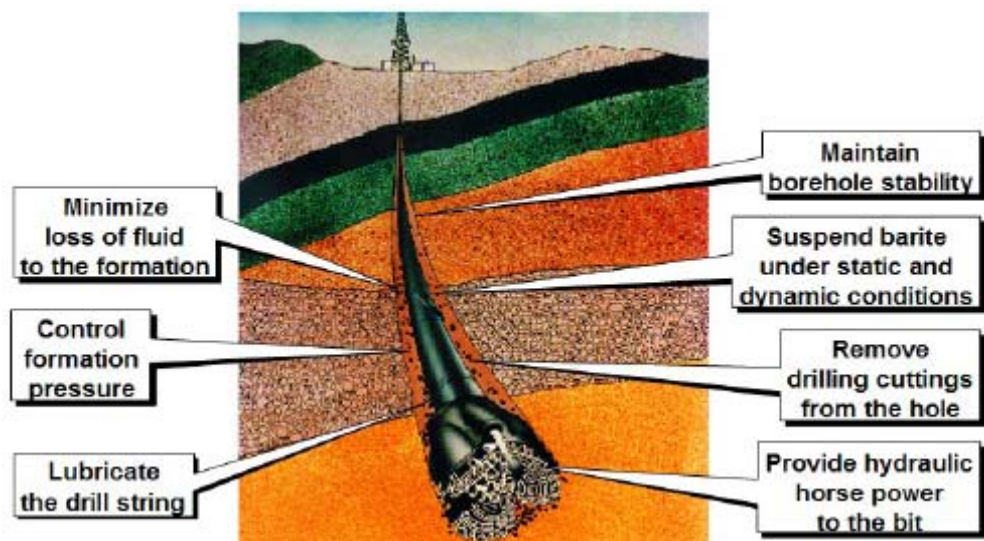
Kuva 12. Vesipohjaiset porausmutatyypit (ASME [8]).

Porausoperaatiossa tarvitaan monia eri laitteita porausmudan kierrättämiseksi. Kuvassa 13 on esitetty porausmudan kierrätysjärjestelmä. (ASME [8])



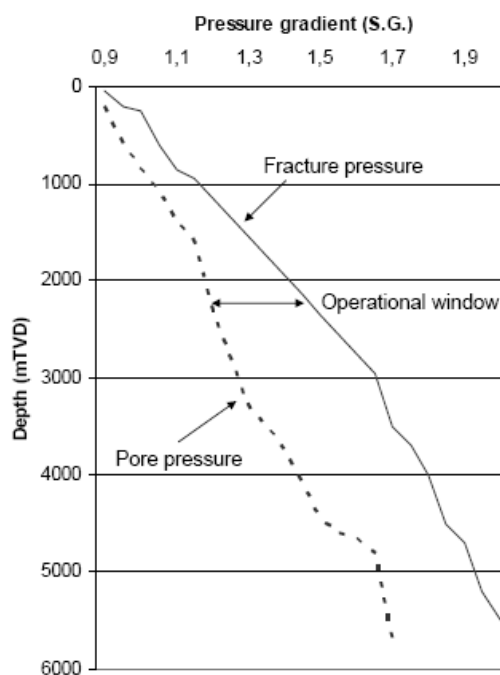
Kuva 13. Porausmudan kierrätysjärjestelmä (ASME [8]).

Porausoperaation kannalta leikkausnopeus on viskositeetin kannalta merkittävin. Sen takia porausprosessissa seurataan ja säädelään porausmutien leikkausviskositeettia. Porausmutien viskositeetti vaikuttaa porausprosessissa moneen asiaan, mutta viskositeetin tarkkailun pääasiallinen tehtävä on varmistaa porausjätteen riittävä retentio porausmutaan ja täten porausjätteen saaminen pois poratusta kaivosta (ASME [8]). Kuvassa 14 on esitetty porausmutien tärkeimpiä tehtäviä (Omland [15]).



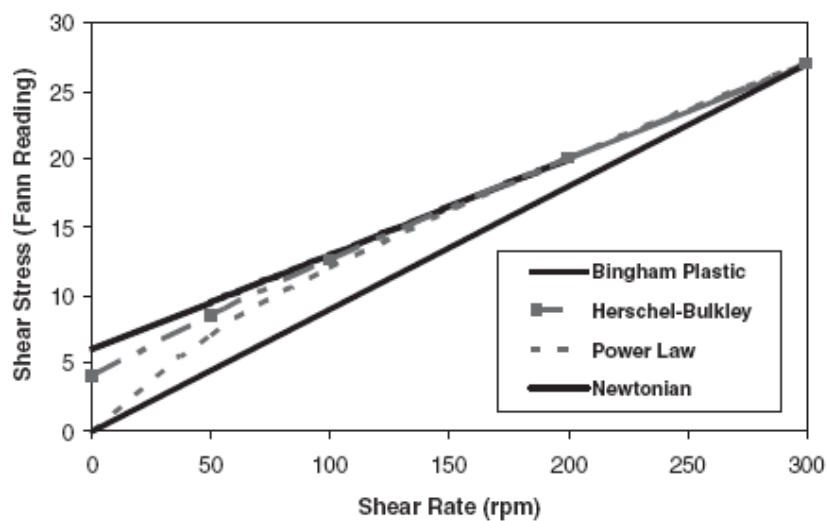
Kuva 14. Porausmutien tärkeimmät tehtävät (Omland [15]).

Porausmudat on suunniteltava hyvin ja niissä käytetään monia apuaineita, jotta ne täyttäisivät kaikki niille asetetut vaatimukset, mutta monesti joudutaan tekemään kompromisseja. Esimerkiksi yksi nyrkkisääntö porausmudille on, että niiden aiheuttaman paineen porauskaivossa tulee olla suurempi kuin paineen öljyesiintymän huokosissa, jolloin pystytään estämään kaasun tai nesteen virtausta porattuun kaivoon. Toisaalta porausmudan viskositeetin tulee olla riittävän suuri, jottei se pyri virtaamaan huokosiin ja täten aiheuta porausmudan hävikkiä. Esimerkki porausmudan operaatioikkunasta on esitetty kuvassa 15. (Omland [15])



Kuva 15. Esimerkki porausmudan operaatioikkunasta (Omland [15]).

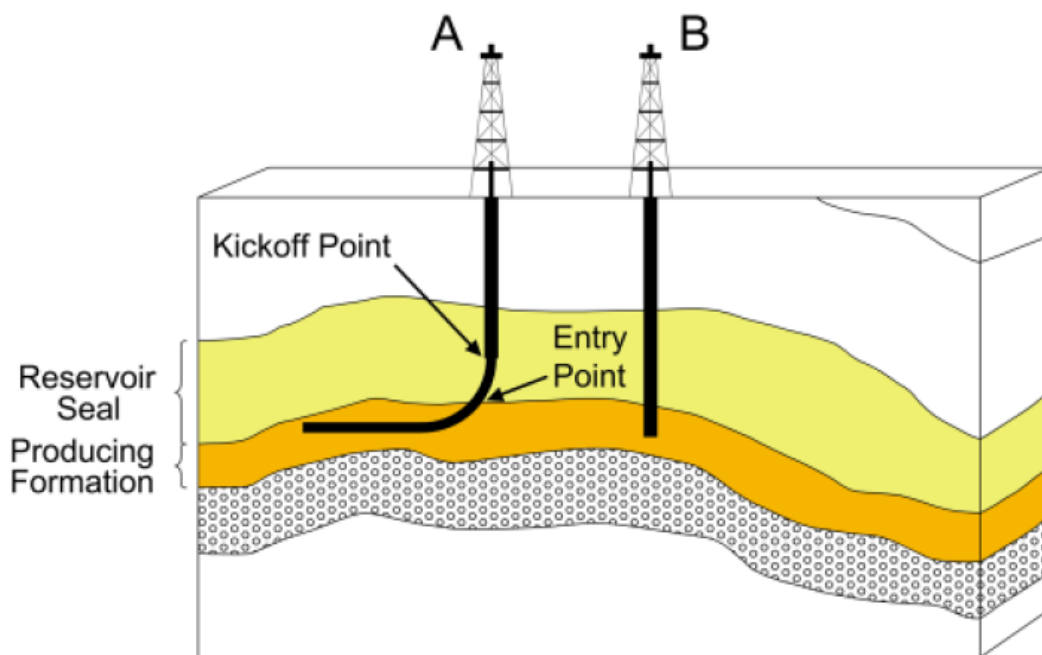
Leikkausnopeus hallitsee monia viskositeettiin liittyviä osa-alueita porausoperaatiossa ja eri porausmudilla saattaa olla erityyppisiä reologisia ominaisuuksia, kuten esim. leikkausohenevuutta, viskoelastisuutta tai venymäviskositeettia. Tämän vuoksi porausmutia tutkittaessa viskositeettimittaustuloksia saatetaan sovittaa erilaisiin reologisiin malleihin. Kuvassa 16 on esitetty muutamia reologisia malleja porausmudille. (ASME [8])



Kuva 16. Porausmutien reologiset mallit (ASME [8]).

4.2 Horisontaalinen poraus

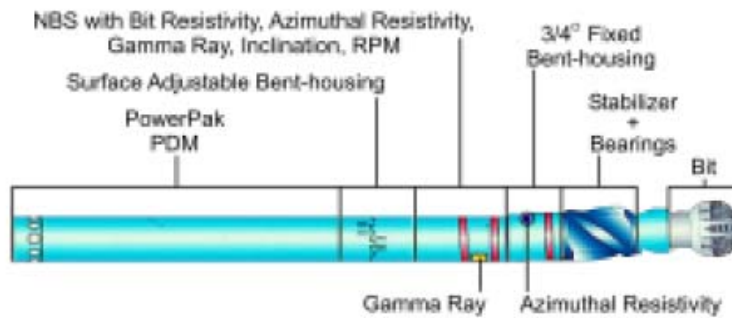
Horisontaalinen öljynporausprosessi poikkeaa vertikaalisesta porauksesta siten, että maan sisällä öljykaivo käännetään kulkemaan nimensä mukaisesti horisontaalisesti eli vaakasuoraan. Yleinen menetelmä on, että horisontaalisen öljykaivon poraus (tai kairaus) aloitetaan vertikaalisti öljy- tai kaasuesiintymän päältä maanpinnalta. Kun vertikaalikaivo saavuttaa ns. alkupisteen (*kickoff point*), kaivon linjaa aletaan kääntää vertikaalisesta linjasta kohti horisontaalista linjaa tietyllä säteellä. Sitä kohtaa jossa kaivo tavoittaa esiintymän kutsutaan sisäänmenopisteeksi (*entry point*). Kun on saavutettu haluttu syvyys, kaivolle porataan vielä suunniteltu horisontaalinen pituus (kuva 17). (Helms [16])



Kuva 17. Horisontaalinen (A) ja vertikaalinen (B) öljynporauskaivo. Horisontaalisen kaivon pituus öljyä tuottavassa muodostelmassa on suurempi kuin vertikaalisen kaivon pituus (Helms [16]).

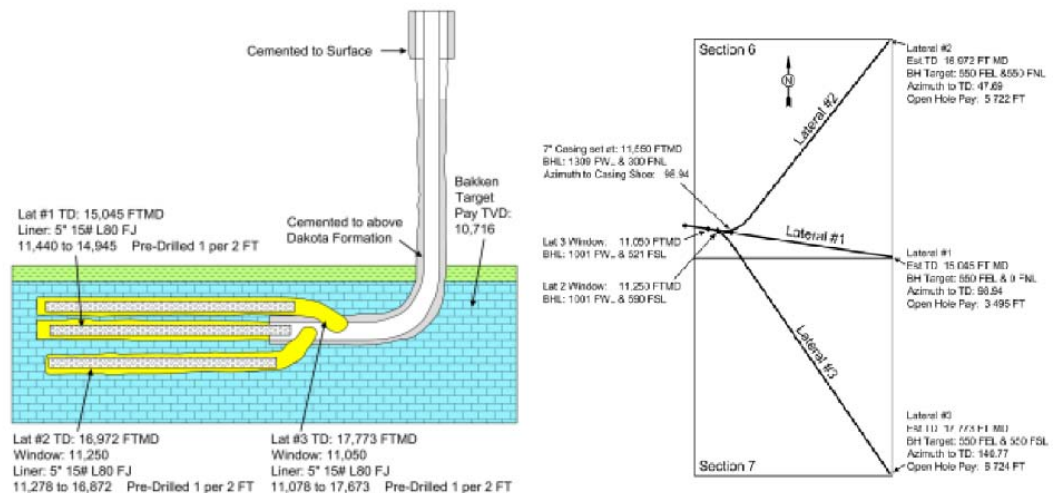
Horisontaalisen öljykaivon vertikaalinen osa porataan yleensä samoja tekniikoita käyttäen kuin normaalit vertikaaliset öljykaivot, joissa koko porausosaa (porausputkia, porauskauluksia ja porauspäätä) pyöritetään pinnalta. Horisontaalisen porauksen alkupisteessä siirrytään poraamaan hydraulisella moottorilla varustetulla porauspäällä (kuva 18). Porauspää kääntyy hieman ja siten öljykaivo pystytään ohjaamaan horisontaaliseen linjaan (tai kääntämään oikealle tai vasemmalle) tie-

tyllä säteellä. Kaarevan osuuden säde on tyypillisesti noin 90–150 m (300–500 jalkaa). Kun porauslaitteiston annetaan pyöriä rauhallisesti, samalla kun porauspää pyörii, niin poraa voidaan ohjata suoraan linjaan ja porata esim. horisontaalisesti. (Helms [16])



Kuva 18. Esimerkki horisontaalisessa porauksessa käytettävästä laitteistosta (Helms [16]).

Nykyisillä (kolmannen sukupolven) horisontaalisen porauksen laitteistoilla pystytään saavuttamaan öljyesiintymiä kauempaa, syvemmältä ja tarkemmin kuin ennen. Samaan horisontaaliseen kaivoon voidaan tehdä useita haaroja (kuva 19). Tämän tyyppisiä uusia kaivoja on aiottu käyttää esim. lämmön injektioimiseksi öljyesiintymiin (esim. Kanadan öljyhiekoilla SAGD-menetelmällä (*steam assisted gravity drainage*)) ja täten parantaa sekä tuotantonopeuksia (*production rates*) että hyödyntämisasteita (*recovery factors*). (Helms [16])



Kuva 19. Kolmannen sukupolven horisontaalikaivon rakenne (Helms [16]).

4.3 Öljyntuotanto ja talteenottotekniikat

Öljyesiintymän kiven huokoisuus sekä öljyn viskositeetti ja API-aste vaikuttavat siihen, kuinka helposti raakaöljyä saadaan tuotettua öljyesiintymästä. Öljyn talteenottoa voidaan joutua elvyttämään tai parantamaan eri menetelmillä, kun öljyesiintymän paine ja perinteinen pumppaus eivät enää riitä siihen, että tuotanto olisi kannattava. Öljyn talteenottotekniikat (*oil recovery techniques*) on perinteisesti jaettu kolmeen kategoriaan, primäärinen talteenotto (*primary oil recovery*), sekundäärinen talteenotto (*secondary oil recovery*) ja tertiäärinen talteenotto (*tertiary oil recovery*). Jako perustuu siihen, missä tuotannonvaiheessa niitä on tyypillisesti käytetty öljykentillä. (Tzimas *et al.* [17])

Primääriset eli ensisijaiset talteenottotekniikat ovat tyypillisesti käytössä öljykentän tuotantovaiheen alkuvaiheessa. Siinä hyödynnetään öljyesiintymän sisäistä painetta ja käytetään pumppuja, jotta öljy saadaan nostettua pinnalle. Öljyesiintymän ja öljykaivon pohjan välinen paine-ero saa öljyn virtaamaan kohti kaivoa. Tätä kutsutaan ”esiintymän pyrkimykseksi” (*reservoir drive*) ja siihen vaikuttaa monen fysikaalisen mekanismin summa:

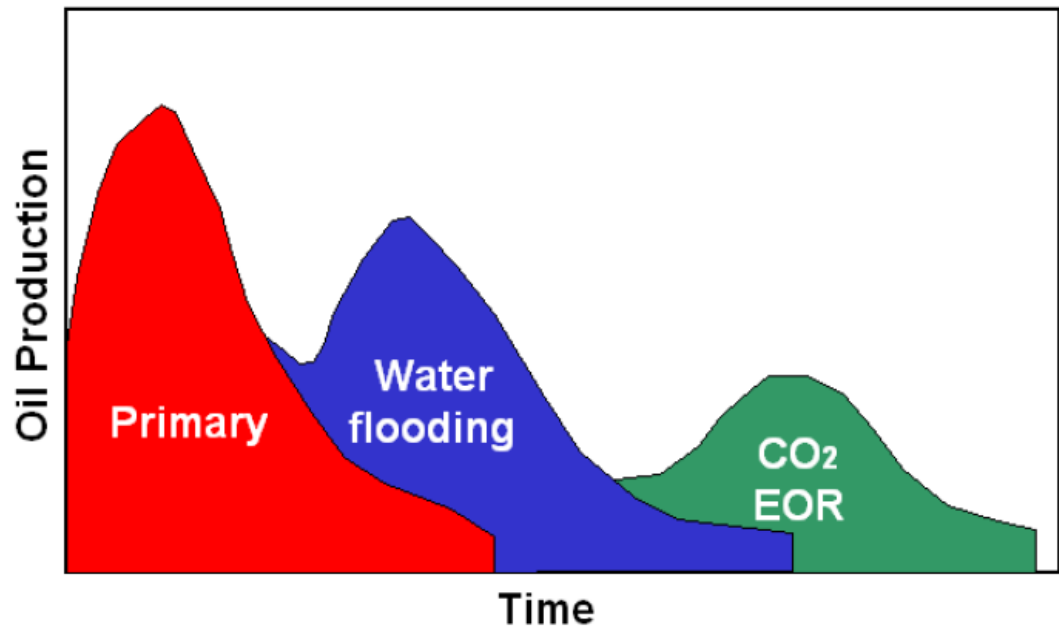
- Pohjaveden virtaus pyrkii työntämään veden päällä olevaa öljykerrosta ylemmäksi kaivoon.
- Öljyn yläpuolella olevan kaasun paine pyrkii työntämään öljyä alaspäin kohti tuotantokaivoa.
- Öljyyn liuenneet kaasut pyrkivät vapautumaan ja laajenemaan.
- Painovoiman vaikutuksesta öljy pyrkii valumaan öljyesiintymän yläosista alaspäin kohti kaivoa.

Kun öljyesiintymän luontaiset ajavat voimat pienenevät öljyn- ja kaasuntuotannon edetessä, tuotantoa pidetään yllä pumppaamalla. Ensisijainen talteenottovaihe lopetetaan yleensä, kun öljyesiintymän paine on niin pieni, ettei voida ylläpitää taloudellista tuotantoa. Ensisijainen talteenottovaihe lopetetaan yleensä myös, kun öljyssä olevan kaasun tai veden suhde alkaa olla liian suuri. (Tzimas *et al.* [17])

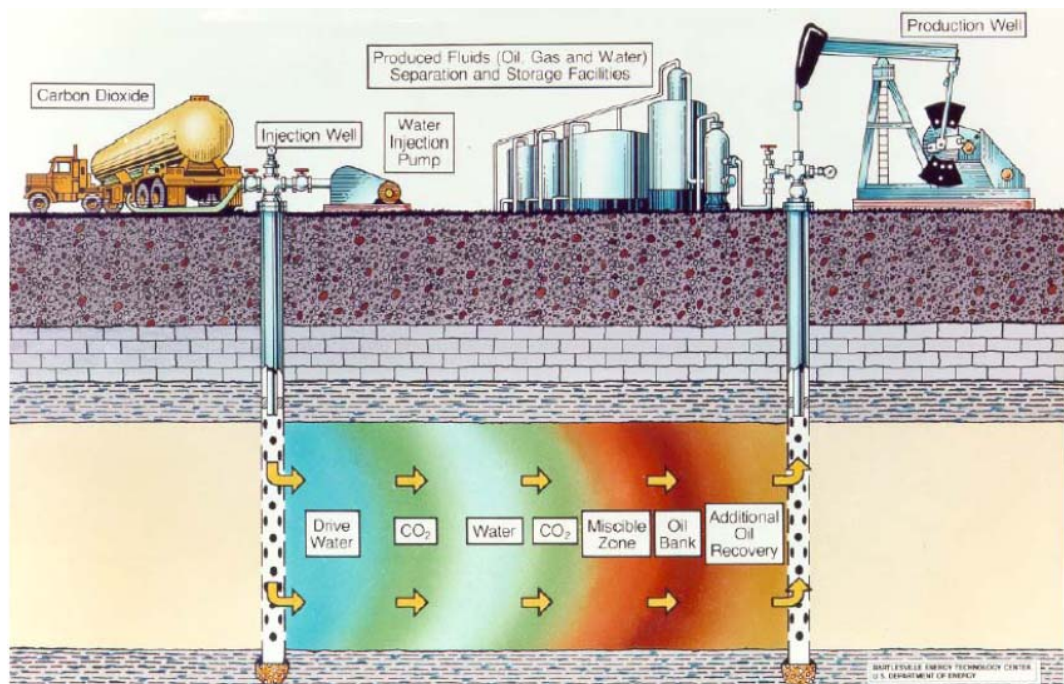
Sekundääriset eli toissijaiset talteenottotekniikat otetaan yleensä käyttöön silloin, kun ensisijaiset menetelmät eivät enää ole taloudellisesti kannattavia. Toissijaisissa talteenottotekniikoissa öljyesiintymään lisätään ulkoista energiaa injektoimalla

nestettä, jotta öljyesiintymän sisäinen paine nousee. Täten saadaan keinotekoisesti joko puskettua öljyä tai lisättyä öljyesiintymän luonnollisia sisäisiä voimia. Tyypillisesti toissijainen talteenotto on tehty injektoimalla vettä (*water-flooding*) öljyesiintymään usealla injektointikaivolla. Veden injektointia käytetään niin laajalti, että siitä on tullut synonyymi toissijaiselle öljyn talteenotolle. Toissijaisessa talteenotossa öljyesiintymän injektointiin voidaan käyttää myös muita nesteitä tai kaasuja, jotta saavutetaan sama tulos. Esimerkiksi maakaasua voidaan injektoida takaisin öljyesiintymään. Tyypillisesti veden injektoinnilla pystytään tuottamaan noin 30 % öljyesiintymän öljystä. Ensisijaisilla ja toissijaisilla talteenottotekniikoilla pystytään hyödyntämään keskimäärin noin 30–50 % öljystä. Joillakin öljykentillä on päästy lähelle 70 % tuotantoa. (Tzimas *et al.* [17])

Tertiäriset eli kolmannen vaiheen talteenottotekniikat ovat tyypillisesti käytössä öljykenttien elinkaaren loppuvaiheella, kun halutaan vielä ylläpitää tuotantoa ja saada vielä 5–15 % öljystä tuotetuksi (kuva 20). Näihin tekniikoihin lasketaan monia kehittyneitä menetelmiä, esim. CO₂-EOR-tekniikka (kuva 21). Öljyn talteenottotekniikoiden kehittyminen on hämärtänyt perinteisiä kategorioita. Jotkin kolmannen vaiheen tuotantotekniikat saatetaan ottaa käyttöön heti tuotannon alkuvaiheessa (esim. raskaat raakaöljyt) tai ne korvaavat toissijaisia talteenottotekniikoita, siksi nykyisin käytetään monesti termiä EOR (*enhanced oil recovery*) tertiääriseen sijaan. Vaihtoehtoisesti voidaan käyttää myös lyhennettä IOR (*improved oil recovery*), vaikka tämä termi onkin hieman laajempi. (Tzimas *et al.* [17])



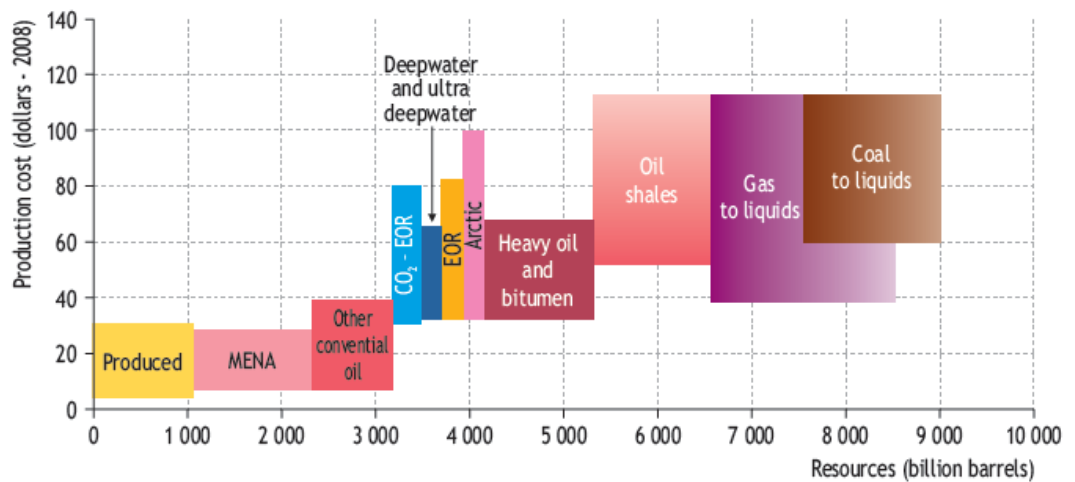
Kuva 20. Tyypillisen öljykentän talteenottotekniikkojen järjestys (Tzimas *et al.* [17]).



Kuva 21. Kaavamainen esitys CO₂-EOR-tekniikasta yhdistettynä WAG-tekniikkaan (*water alternating gas*) (Tzimas *et al.* [17]).

5 Ei-tavanomainen öljyntuotanto

Tavanomaisten öljyvarojen lisäksi maapallolla on huomattava määrä ei-tavanomaisia öljyvaroja. Ei-tavanomaisiin öljyvaroihin lasketaan mm. raskasöljy, öljyhiekka ja öljyliuske². Näistäkin öljyvaroista voidaan jalostaa polttoaineita maailman tarpeisiin (Klemola [1]). Öljyn hinnan noustessa ei-tavanomaiset öljyvarat ovat tulleet tuotannon kannalta kannattaviksi (kuva 22) (IEA [18, s. 218]).



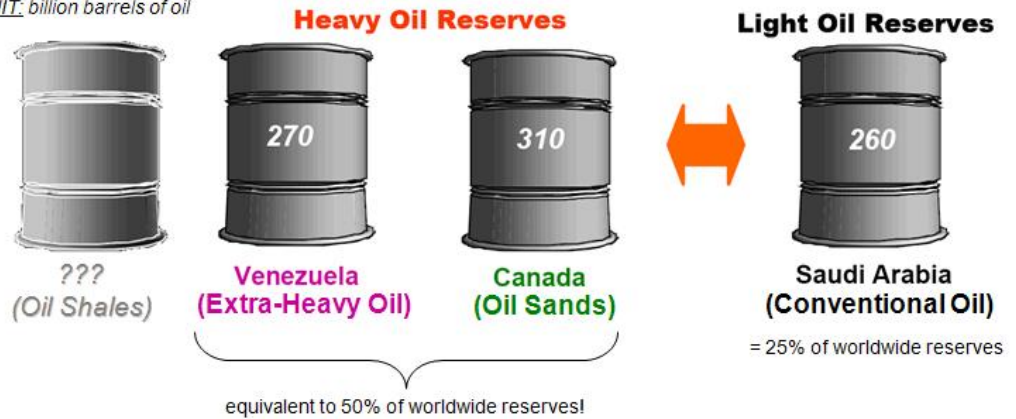
Kuva 22. Tuotantohinta ja energiavarat (IEA [18, s. 218]).

Merkittävimmät ei-tavanomaiset öljyvarat sijaitsevat Kanadassa ja Venezuelassa. Kanadan öljyhiekkaesiintymät vastaavat 85 % maailman öljyhiekkaesiintymistä. Kanadan öljyhiekkaesiintymistä 300–310 miljardia barreilia on teknisesti hyödynnettävissä. Venezuelan raskasöljyesiintymät vastaavat noin 90 % maailman raskasöljyesiintymistä. Venezuelan raskasöljyesiintymistä 270 miljardia barreilia on teknisesti hyödynnettävissä (kuva 23). (Klemola [1], Coupey [3])

² Öljyliusketta ei käsitellä tässä työssä tarkemmin.

Huge Untapped Potential

UNIT: billion barrels of oil



➤ less than 1% produced or under active development!

Kuva 23. Ei-tavanomaisissa öljyvaroissa on huomattavat teknisesti hyödynnettävät varannot (Coupey [3]).

Raskasöljy-, erittäin raskasöljy- ja bitumivarat ovat monimutkaisia ja ne vaihtelevat suuresti. Clarkin [19] on esittänyt työssään muutamia luokitteluja öljyesiintymille, tuotantomenetelmille ja sovellettaville tekniikoille. Tuotantomenetelmiä (14 kpl) ja sovellettavia tekniikoita (29 kpl) on niin monia, ettei niitä kaikkia käydä tässä työssä läpi. Taulukossa 3 on esitetty tärkeimpiä nykyisistä ja tulevista tuotantomenetelmistä. (Clark [19, s. 8])

Taulukko 3. Raskasöljyn, erittäin raskaskaan öljyn ja bitumin tärkeimpiä tuotantomenetelmiä nyt ja tulevaisuudessa (Clark [19]).

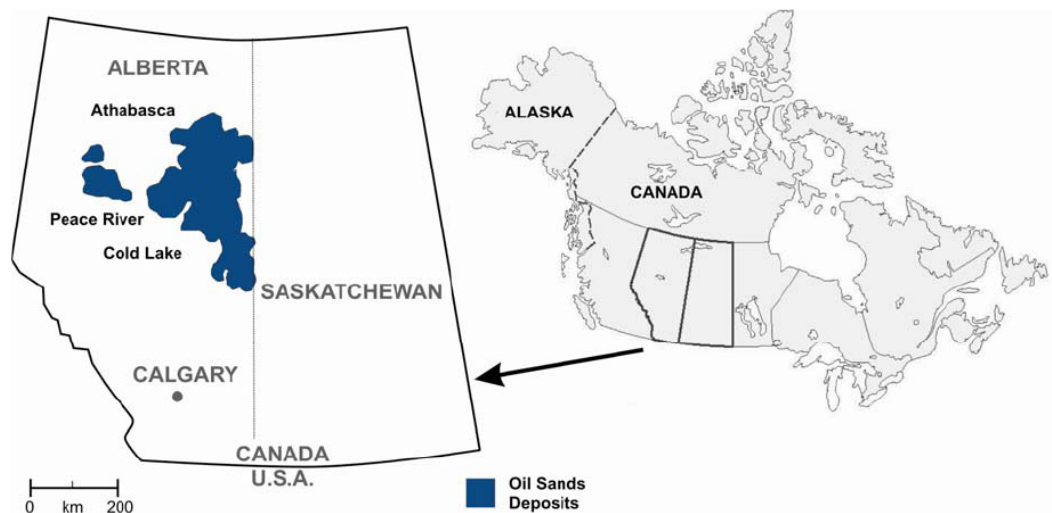
<i>Major commercial production methods:</i>		
Method	Current usage	Comment
Open-pit mining	Used in Canada for shallow oil sands	High recovery factor, but high environmental impact
Cold production using horizontal wells and multilateral wells	Used in Venezuela, some use in North Sea	Low recovery factor, may use water drive (North Sea)
Cold heavy oil production with sand (CHOPS)	Used in western Canada to exploit thin layers	Low recovery factor, needs good gas/oil ratio (GOR), unconsolidated sands
Cyclic steam stimulation (CSS)	Used in USA, Canada, Indonesia, many others	Reduce viscosity of heavy oil, needs good caprock, fair-to-good recovery factor
Steamflood	Used in USA, Canada, Indonesia, many others	Follow-up to CSS for interwell oil, good-to-high recovery factor
Steam assisted gravity drainage (SAGD)	Used in Canada	Allows production from shallower sands with weaker caprock
<i>Major production methods in pilot phase, possibly ready for commercial use by 2010:</i>		
Method	Description	Comment
Vapex	Use solvent rather than steam in SAGD-type wells	Lower energy consumption, low production rates. In situ upgrading
Hybrid	Solvent plus steam in SAGD, CSS and steamflood wells	Lower energy consumption, increased production, in situ upgrading
In situ combustion with vertical and horizontal wells	Uses heavy oil in reservoir and injected air	Eliminate need for natural gas for steam generation, in situ upgrading
Gasification of heavy ends	Used for steam generation and hydrogen production	Eliminate need for natural gas
Downhole heating with electricity	Resistance, induction, radio-frequency (RF)	Offshore, deep and arctic regions, in situ upgrading
<i>Major production methods possibly ready by 2020/2030 for commercial use:</i>		
Method	Description	Comment
Alternative fuels with gasification and CO ₂ capture and sequestration	Uses coal, coke, or heavy ends for energy and hydrogen	CO ₂ limited world
Nuclear power plant fit-for-purpose	Small scale for energy and hydrogen production	CO ₂ limited world, safety, proliferation, fuel disposal, societal concerns
Downhole steam generation	Possible options include generating heat downhole from either electricity or combustion of fuel	Arctic, offshore, deep formations
Combination sub-surface mining and well production techniques		Arctic and extremely restricted surface footprint environments

Erittäin raskaan raakaöljyn tai bitumin kuljetus tuotantopaikalta edellyttää viskositeetin laskemista. Öljyä on joko lämmitettävä tai vaihtoehtoisesti laimennettava jollain liuottimella, esim. teollisuusbensinillä, kaasukondensaateilla, tai kevytöljyillä, tai öljyä on parannettava väljalostimella (*upgrader*) paikanpäällä (*on-site*). Se miten paljon öljyä pitää jalostaa, riippuu raakaöljyn laadusta ja siitä minkä tasoista synteettistä raakaöljyä (SCO) halutaan. Eli mikä on synteettisen raakaöljyn tavoiteltu API-aste ja rikki-pitoisuus. API-asteen ja rikki-pitoisuuden määrittelee monesti se, millä jalostamalla synteettinen raakaöljy aiotaan jalostaa, sillä kaikki

jalostamot eivät pysty jalostamaan huonoimpia laatuja taloudellisesti ja tehokkaasti. Raskaat raakaöljyt vaativat kevyitä raakaöljyjä enemmän käsittelyä jalostamoilla arvokkaiden liikennepolttoaineiden, kuten bensiinin ja dieselöljyn saamiseksi. Raskaat raakaöljyt sisältävät yleensä enemmän rikkiä ja pitempiketjuisia hiilivetyjä. Hiiliketjuja tulee pilkkoa, jotta viskositeettia saadaan laskettua. (Attanasi ja Meyer [4])

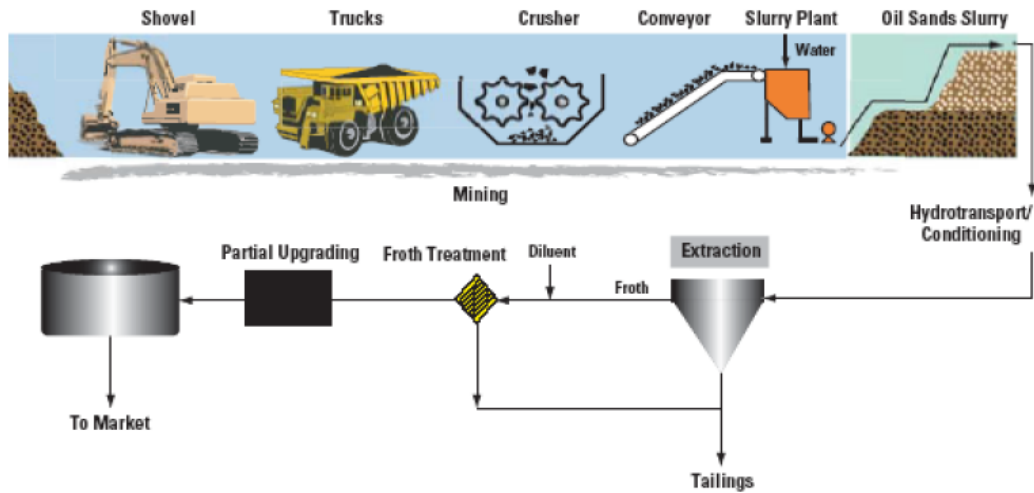
5.1 Kanada

Kanadassa Albertan ja Saskatchewan alueella on suuret raskasöljyvarat (kuva 24). Pohjoisessa sijaitsevat öljyvarat ovat öljyhiekkoja (tai tervahiekkoja). Öljyhiekkojen hiekkakiven huokokset ovat täyttyneet yhdistelmällä, joka on raskasöljyä ja bitumia. Niiden API-aste on pienempi kuin 10° ja viskositeetti on yli 50 000 cP (*in situ*, ”itse kohteessa”). Kanadan osalta tässä työssä keskitytään myöhemmin vain öljyhiekkoihin, vaikka eteläisemmässä Kanadassa on myös suuria raskasöljyvaroja. Tuo raskasöljy on kevyempää (API-aste 11° – 18°) ja sen viskositeetti on pienempi (500–20 000 cP) kuin öljyhiekasta saatavalla öljyllä. (Veil ja Quinn [11])



Kuva 24. Öljyhiekkojen sijainti Kanadassa (Attanasi ja Meyer [4]).

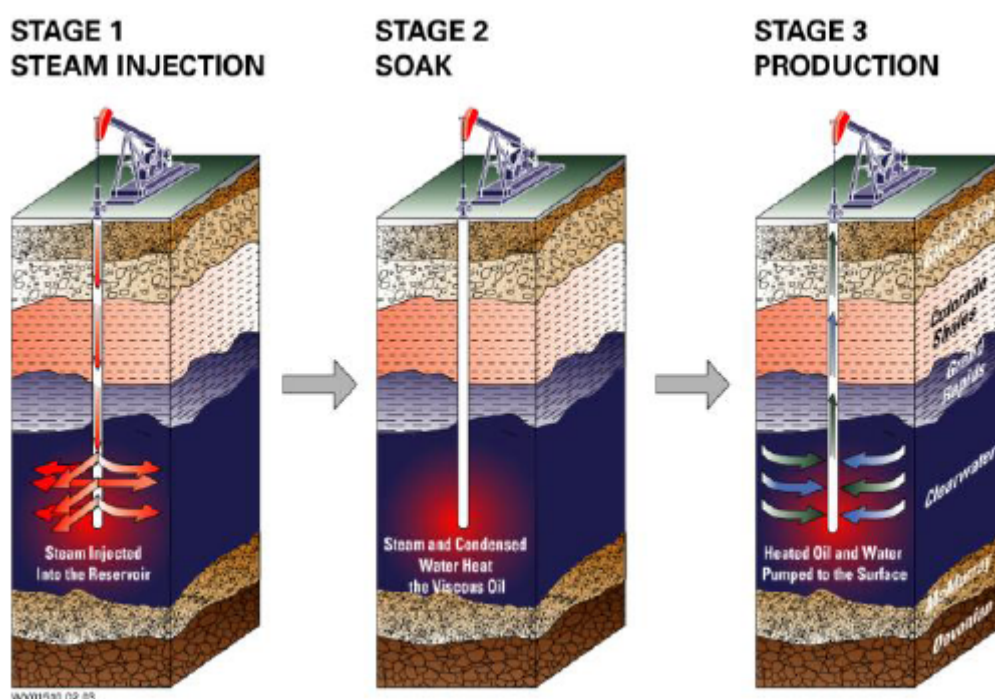
Tuotantoteknologiana öljyhiekkoille voidaan käyttää avolouhintaa aina noin 72 m syvyyteen asti. Öljyhiekka kaivetaan suurilla kaivureilla ja lastataan suurien kuorma-autojen kyytiin kuljetettavaksi murskaimelle. Hiekasta bitumi saadaan erotettua lämpimän veden avulla (kuva 25). (Attanasi ja Meyer [4])



Kuva 25. Kaavamainen esitys öljyhiekan avolouhinnasta, prosessoinnista ja parantamisesta synteettiseksi raakaöljyksi (Söderbergh [20]).

Kahdella kolmesta (Syncor Energy ja Syncrude Canada) toiminnassa olevista kaivoksista raakaöljy väljalostetaan (*upgrade*) paikanpäällä synteettiseksi raakaöljyksi (SCO), jonka jälkeen se kuljetetaan öljyputkea pitkin tavanomaiselle jalostamolle. Kolmas (Albain Sands Energy) toiminnassa oleva kaivos kuljettaa bitumin ja liuottimien seoksen satojen kilometrin päähän väljalostettavaksi synteettiseksi raakaöljyksi (kuva 26). (Attanasi ja Meyer [4])

Joillakin alueilla bitumi on liian syvällä, jotta siihen päästäisiin käsiksi avolouhinnalla. Tämän vuoksi on kehitetty eri menetelmiä, esim. CHOPS-menetelmä (*cold heavy oil production with sand*). Suurimmassa osassa esiintymistä CHOPS-menetelmän kaltaista kylmätuotantomenetelmää ei voida käyttää pitempiä aikoja, joten monesti öljyesiintymään johdetaan höyryä. Höyryn avulla voidaan nostaa öljyesiintymän lämpötilaa ja täten laskea bitumin viskositeettia. Höyryä voidaan injektoida vertikaalisten tai horisontaalisten öljykaivojen kautta. Esimerkiksi Cold Lakessa bitumia on tuotettu sykliisellä höyry stimulaatiolla (*cyclic steam stimulation, CSS*) (kuva 27). (Attanasi ja Meyer [4])

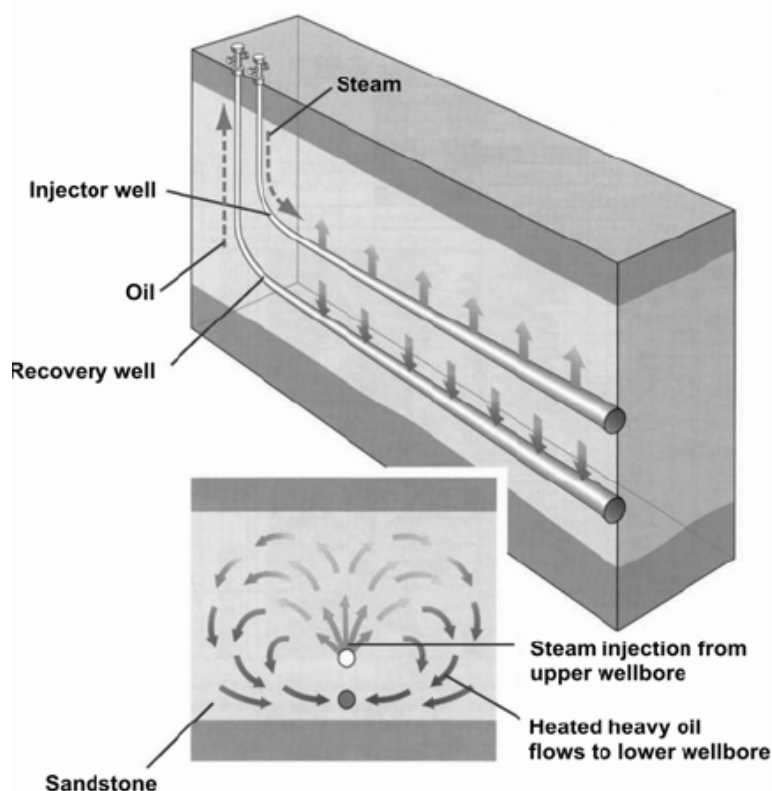


Kuva 27. Kaavamainen esitys CSS-prosessista: injektointi- (1), liuotus- (2) ja tuotantovaihe (3) (Isaacs [12]).

CSS-prosessissa höyryä injektoidaan öljyesiintymään joko liuotusvaiheen (*soak stage*) aikana tai sykleissä, jotta öljyesiintymän lämpötila saadaan nousemaan. Tuotantovaihe aloitetaan sen jälkeen, kun injektointikaivot on muunnettu tuotantoon soveltuviksi. Tuotantovaihe loppuu siihen, kun lämpötila on laskenut liikaa. Injektointi- ja tuotantocyklejä jatketaan, kunnes sykleillä ei saada enää kunnon vastetta, koska veden tuotanto kasvaa ja öljyesiintymän paine laskee. Sykleihin

voidaan lisätä myös ”höyrytulvitus” (*steam flood*), jotta öljyesiintymän painetta saadaan parannettua. (Attanasi ja Meyer [4])

Vaihtoehtoinen tuotantomenetelmä on SAGD-prosessi (*steam assisted gravity drainage*) (kuva 28). SAGD-prosessissa horisontaalisen tuotantokaivon yläpuolelle (noin 5 m) porataan horisontaalinen injektointikaivo. Injektointikaivoon syötetään höyryä, jolloin muodostuu lämpökammio. Lämpökammiossa bitumin viskositeetti laskee lämpötilan vuoksi ja bitumi tulee juoksevammaksi. Juoksevampi bitumi valuu painovoiman vaikutuksesta tuotantokaivoon, josta se pumpataan maanpinnalle. Injektoinnissa saatetaan täyttää apuna liuottimia, jotta bitumin viskositeettia saadaan laskettua. (Attanasi ja Meyer [4])



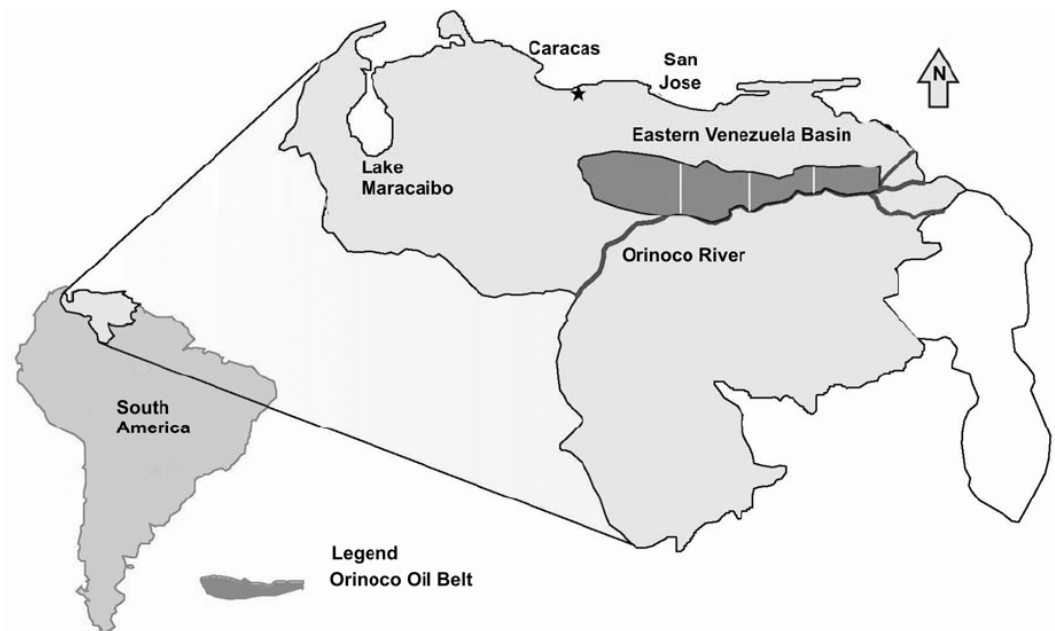
Kuva 28. Periaatekuva luonnon bitumin tuotannossa käytetystä SAGD-prosessista (Attanasi ja Meyer [4]).

Bitumin eri tuotantomenetelmille on esitetty seuraavia tuotantoasteita (*recovery factors*) öljyesiintymästä: CHOPS (5 %), CSS (25 %, Cold Lake), SAGD (40 %, Peace River) ja SAGD (50 %, Athabasca) ja avolouhinta (82 %). (Attanasi ja Meyer [4])

Vuonna 2005 noin 60 % Albertassa tuotetusta bitumista jalostettiin eritasoisiksi synteettisiksi raakaöljyiksi. Noin 40 % laimennettiin liuottimilla, kuten kevyillä öljyillä tai kaasukondensaateilla, ja toimitettiin jalostamoille, jotka pystyvät käyttämään raskaan öljyn sekoitusta (*heavy oil blend*). (Attanasi ja Meyer [4])

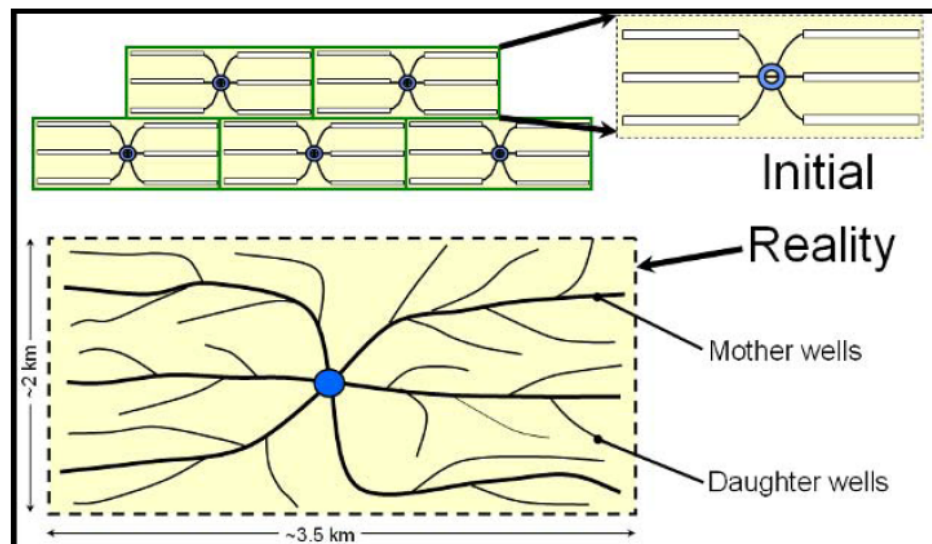
5.2 Venezuela

Venezuelassa on muutamia suuria öljykenttiä. Läntisessä osassa maata Maracaibojärven ympäristössä on suuret raskaan raakaöljyn esiintymät (API-aste 9° – 33°), mutta Venezuelan ja samalla maailman suurimmat erittäin raskaan raakaöljyn esiintymät sijaitsevat Venezuelan keskiosissa Orinocojoen alueella. Aluetta kutsutaan usein myös nimillä *Orinoco Oil Belt* tai *Faja del Orinoco* (kuva 29). Alueen erittäin raskaan raakaöljyn API-aste on tyypillisesti 7° – 10° . Öljy poikkeaa kuitenkin muista yhtä matalan API-asteen öljyistä siinä suhteessa, että alueen öljyn viskositeetti on matalampi. Matalampi viskositeetti sallii öljyn tuotannon osittain ilman lämpötekniikoita. Uudemmat teknologiset menetelmät ovat nostaneet tuotantoa myös tällä alueella. (Veil ja Quinn [11])



Kuva 29. Öljyesiintymän (*Orinoco Oil Belt*) sijainti Venezuelassa (Attanasi ja Meyer [4]).

Orinocon alueella erittäin raskaan raakaöljyn kylmätuotanto on toteutettu useilla horisontaalisilla öljykaivoilla (kuva 30). Öljykaivot on asetettu tarkasti suhteellisen ohueen, mutta jatkuvaan hiekkaan. Useat ja haaraiset horisontaaliset öljykaivot maksimoivat öljykaivojen kontaktin öljyesiintymään. Orinocon alueen erittäin raskaan raakaöljyn juoksevuus on yleensä suurempi kuin Albertan öljyhiekkojen bitumin. Öljyn parempi juoksevuus öljyesiintymässä johtuu esim. öljyesiintymän korkeammasta lämpötilasta, öljyesiintymän paremmasta läpäisevyydestä, korkeammasta kaasun suhteesta öljyssä ja erittäin raskaan raakaöljyn pienemmästä viskositeetista. Tuotantoa yritetään tehostaa esim. öljykaivoon asetettavilla sähkövastuslämmittimillä. (Attanasi ja Meyer [4])



Kuva 30. Öljykaivojen rakenne Venezuelan raskasöljykentällä (Veil ja Quinn [11]).

Orinocon alueen erittäin raskaan raakaöljyn kylmätuotannon tuotantoaste on noin 8–12 %. Kun kylmätuotanto alkaa ehtyä, on odotettavissa, että Orinocon projektiä jatketaan kehittyneemmillä tuotantomenetelmillä. Kylmätuotantoa yleensä jatketaan lämpömenetelmillä, esim. SAGD-prosessilla, tai muilla tertiäarisillä tuotantomenetelmillä. (Attanasi ja Meyer [4])

Orinocon alueen öljyn väljalostaminen tapahtuu paikanpäällä (*on-site*) ennen kuljetusta, koska jalostamot ovat kaukana pohjoisrannikolla ja kevytöljyjä on Venezuelassa tarjolla rajallisesti. Kaikki tuotantolaitokset ottavat talteen ja kierrättävät liuottimensa omille öljykentille. (Attanasi ja Meyer [4])

6 Johtopäätökset

Öllyntuotannossa reologia on tärkeää, sillä jo öljynporauksessa porausmutien leikkausviskositeetti on avainasemassa. Öljyn pumppauksessa ja muussa tuotannossa lämpötila on yksi suurimmista viskositeettiin vaikuttavista tekijöistä.

Öllyhiekkojen ja erittäin raskaan raakaöljyn öljyvarat ovat suuret. Siksi niiden hyödyntämiseen kehitellään jatkuvasti uusia menetelmiä ja tekniikoita. Uusien menetelmien ja tekniikoiden kehittämisessä ei-tavanomaisten öljyjen reologian tunteminen on tärkeässä asemassa, jotta ymmärretään mahdollisuudet ja vaihtoehdot raskaiden raakaöljyjen viskositeetin laskemiseen.

Porausmutien viskositeetteja ja venymäviskositeetteja olisi mielenkiintoista tutkia leikkausnopeuden suhteen. Edelleen olisi mielenkiintoista päästä tutkimaan mittauksin lämpötilan, paineen sekä laimennoksien ja apuaineiden vaikutusta ei-tavanomaisten raakaöljyjen viskositeetti- ja venymäviskositeettituloksiin. Täten voitaisiin saada lisää ymmärrystä menetelmiltä vaadituista olosuhteista, ja voitaisiin kehittää poraus-, kuljetus-, *in situ*- ja muita menetelmiä tehokkaammiksi.

Lähteet

1. Klemola, K., *Öljy – BJ90A1000 Luonnonvarat ja niiden prosessointi kemian- ja energiateollisuudessa*, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, Suomi, 2012, 76 s.
2. Maugeri, L., *Oil: The next revolution – The unprecedented upsurge of oil production capacity and what it means for the world*, Discussion paper 2012-10, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, June 2012, Cambridge, USA, 2012, 75 s.
3. Coupey, J., *Recovery of unconventional oil resources*, Post-FISA Workshop, March 16, 2006, Luxembourg, Institute for Safety Research and Reactor Technology, Research Center Juelich (Germany), Jülich, Saksa, 18 s.
4. Attanasi, E.D., Meyer, R.F., *Natural bitumen and extra-heavy oil*, 2007 Survey of Energy Resources, J. Trinnaman, A. Clarke (Ed.), World Energy Council, Lontoo, Iso-Britannia, 2007, s. 119–143.
5. Barnes, H.A., Hutton, J.F., Walters, K., *An introduction to rheology*, Rheology series, Vol. 3, Barnes, H.A. (Ed.), 1st Ed., Elsevier, Amsterdam, Alankomaat, 1989, 199 s.
6. Whorlow, R., *Rheological techniques*, 2nd Ed., Ellis Hardwood Limited, New York, USA, 1992, 460 s.
7. Roper, J., *Rheology of pigment slurries and coating formulations*, Pigment coating and surface sizing of paper, Papermaking science and technology, Vol. 11, Lehtinen, E. (Ed.), Fapet Oy, Jyväskylä, Suomi, 2000, s. 634–675.
8. ASME, Shale Shaker Committee, *Drilling fluids processing handbook*, Elsevier, USA, 2005, 666 s.
9. Smil, V., *Oil – A Beginner’s Guide*, Oneworld Publications, Oxford, Englanti, 2008, 202 s.

10. Belyk, G., *Canadian heavy oil opportunities and challenges*, COQG, Calgary, June 28, 2008, Canadian Heavy Oil Association, Calgary, Kanada, 2008, 32 s.
11. Veil, J.A., Quinn, J.J., *Water issues associated with heavy oil production*, ANL/EVS/R-08/4, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Chicago, Yhdysvallat, 2008, 60 s.
12. Isaacs, E., *Advances in extra heavy oil development technologies*, 20th World petroleum congress, Doha 2011, Forum BPK04: Advances in extra-heavy oil development, Doha, Qatar, 2011, 17 s.
13. Cupcic, F., *Extra heavy oil and bitumen – Impact of technologies on the recovery factor – The challenges of enhanced recovery*, ASPO Annual meeting 2003, Rueil, 26–27.5.2003, Pariisi, Ranska, 2003, 28 s.
14. Devold, H., *Oil and gas production handbook – An introduction to oil and gas production*, ABB ATPA Oil and Gas, Edition 1.3, Oslo, Norja, 2006, 82 s.
15. Omland, T.H., *Particle settling in non-newtonian drilling fluids*, Ph.D. dissertation, University of Stavanger, Stavanger, Norja, 2009, 72 s.
16. Helms, L., *Horizontal drilling*, DMR Newsletter, Vol. 35 No. 1, Bismarck, Yhdysvallat, 2008, 3 s.
17. Tzimas, E., Georgakaki, A., Garcia Cortes, C., Peteves, S.D., *Enhanced oil recovery using carbon dioxide in the European energy system*, Report EUR 21895 EN, Petten, Alankomaat, 2005, 117 s.
18. IEA, *World Energy Outlook 2008*, International Energy Agency, IEA Publications, Pariisi, Ranska, 2008, 569 s.
19. Clark, B., *Heavy oil, extra-heavy oil and bitumen – Unconventional oil*, Working document of the NPC Global Oil and Gas Study, Topic paper #22 Heavy oil, 2007, 52 s.

20. Söderbergh, B., Canada's oil sand resources and its future impact on global oil supply, Degree Project, Master of Science, Systems Engineering, Uppsala University, 2005, 105 s.
21. Shell, *Shell and the Canadian oil sands – 2009 Fact book*, Calgary, Kanada, 2009, 68 s.