



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL  
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

# **Nafta pakkumine 2030.aastani: mittekonventsionaalsete nafta toormete panus**

**Elektroenergeetika õppekava**

**Energiasüsteemide õppetool**

**Magistritöö**

|                    |                     |
|--------------------|---------------------|
| Õppetooli juhataja | prof. Heiki Tammoja |
| Juhendaja          | prof. Arvi Hamburg  |
| Kaasjuhendaja      | Kalev Kallemets     |
| Lõpetaja           | Andres Kollo        |

**Tallinn 2014**

# Töö kaitsmine

Lõputöö on kaitstud ..... 2014. a hindele .....

Kaitsmiskomisjoni esimees (nimi ja allkiri) \_\_\_\_\_

# Autorideklaratsioon

Deklareerin, et käesolev lõputöö, mis on minu iseseisva töö tulemus, on esitatud Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudile haridusastme lõpudiplomi taotlemiseks elektroenergeetika erialal. Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud.

Lõpetaja (allkiri ja kuupäev) \_\_\_\_\_

# Lõputöö kokkuvõte

|   |                                  |
|---|----------------------------------|
| <i>Autor:</i> Andres Kollo  | <i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö |
| <i>Töö pealkiri:</i> Nafta pakkumine 2030.aastani: mittekonventsionaalsete nafta toormete panus   |                                  |
| <i>Kuupäev:</i> 02.06.2014  | 90 lk                            |
| <i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool   |                                  |
| <i>Teaduskond:</i> Energeetikateaduskond  |                                  |
| <i>Instituut:</i> Elektroenergeetika instituut  |                                  |
| <i>Õppetool:</i> Energiasüsteemide õppetool   |                                  |
| <i>Töö juhendaja(d):</i> prof. Arvi Hamburg<br>Kalev Kallemets  |                                  |
| <i>Sisu kirjeldus:</i> <p>Käesoleva magistritöö eesmärgiks oli uurida mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmise potentsiaali maailmas 2030. aastani.</p> <p>Antud lõputöö koosneb kolmest osast. Töö algusosas tehakse ülevaade tavapärase nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete reservide suurusest ja paiknemisest maailmas ning senistest tootmistehnoloogiatest ja tootmismahjust.</p> <p>Järgnevalt võrreldakse tavapärase nafta ja erinevate mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisprobleeme. Vaatluse all on erinevate nafta toormete tootmise iseärasused, tootmistehnoloogiate kasumiläved, piirkondade maksumäärad ning erinevatest toormetest pärineva nafta tootmise ja kasutamise mõju keskkonnale.</p> <p>Töö lõpuosas analüüsitakse erinevate rahvusvaheliste organisatsioonide nafta nõudluse, mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmise ja nafta maailmaturu hinna prognoose kuni 2030. aastani.</p> <p>Lõputöö tulemusel selgub, et järgneva 15 aasta jooksul võivad mittekonventsionaalsed nafta toormed rahuldada umbes 10% globaalsest nafta nõudlusest. Tootmine on väga sõltuv maailmaturu nafta hinnast ning toodangu suurendamisel on väljakutseteks usaldusväärse tootmistehnoloogia välja arendamine ja kulude alandamine.</p> |                                  |
| <i>Märksõnad:</i> <p>Nafta, mittekonventsionaalsed nafta toormed, kildanafta, õliliiivad, põlevkiviõli, GTL, CTL, kasumilävi, maksumäär, mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisprognoos, nafta hinna prognoos</p>   |                                  |

# Summary of the diploma work

|  |  |
|--|--|
| <i>Author:</i> Andres Kollo  | <i>Kind of the work:</i> Master thesis |
| <i>Title:</i> The Oil Supply until the year of 2030: The Contribution of Unconventional Oil Commodities  |  |
| <i>Date:</i> 02.06.2014  | 90 pages                               |
| <i>University:</i> Tallinn University of Technology<br><i>Faculty:</i> Faculty of Power Engineering<br><i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering<br><i>Chair:</i> Chair of Power Systems   |  |
| <i>Tutor(s) of the work:</i> prof. Arvi Hamburg<br>Kalev Kallemets   |  |
| <i>Abstract:</i><br>The purpose of this thesis was to research unconventional oil commodities and its production potential all over the world until the year of 2030.<br><br>This thesis consists of three parts. In the beginning of the work there will be a review of the conventional and unconventional oil. It will cover current reserves and locations all over the world. Also, current production technology and capacity will be covered.<br><br>This work will continue with comparison of production problems of conventional oil and different unconventional oil commodities. To do that, specific features in production, profitability of production methods, tax rates on different locations and effects to the environment will be considered.<br><br>This thesis will end with analysis of different international organization's oil demand, unconventional oil supply and oil's world market price estimates until the year of 2030.<br><br>As the result of this thesis it will be appear that with the next 15 years unconventional oil commodities will supply about 10 percent of global oil demand. However, oil production from unconventional sources depends on overall world's oil price and there are challenges developing trustful technology and decreasing costs. |  |
| <i>Key words:</i><br>Unconventional oil, shale oil, tight oil, oil sands, oil shale oil, GTL, CTL, break-even point, Government Take, unconventional oil production forecast, oil price forecast   |  |

# Sisukord

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Lõputöö ülesanne.....</b>  | <b>7</b>  |
| <b>Eessõna .....</b>  | <b>8</b>  |
| <b>Sissejuhatus.....</b>  | <b>9</b>  |
| <b>1. Nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete ülevaade.....</b>                   | <b>11</b> |
| 1.1 Nafta.....  | 11        |
| 1.1.1 Nafta reservid .....  | 12        |
| 1.1.2 Nafta tootmine.....   | 14        |
| 1.2 Põlevkiviõli .....  | 15        |
| 1.2.1 Põlevkiviõli reservid .....   | 15        |
| 1.2.2 Põlevkiviõli tootmine .....   | 18        |
| 1.3 Kildanafta.....   | 23        |
| 1.3.1 Kildanafta reservid .....   | 23        |
| 1.3.2 Kildanafta tootmine.....  | 24        |
| 1.4 Õliliiivad .....  | 26        |
| 1.4.1 Õliliiiva reservid.....   | 26        |
| 1.4.2 Õliliiiva tootmine .....  | 27        |
| 1.5 Gaasist vedelkütuste tootmine .....   | 29        |
| 1.5.1 Maagaasi reservid.....  | 29        |
| 1.5.2 GTL tootmine.....   | 30        |
| 1.6 Kivisöest vedelkütuste tootmine .....   | 32        |
| 1.6.1 Kivisöe reservid .....  | 33        |
| 1.6.2 CTL tootmine.....   | 33        |
| <b>2. Nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisprobleemide võrdlus.....</b> | <b>37</b> |
| 2.1 Tootmise kitsaskohad.....   | 37        |
| 2.1.1 Tavapärase nafta .....  | 37        |
| 2.1.2 Põlevkiviõli .....  | 39        |
| 2.1.3 Kildanafta.....   | 40        |
| 2.1.4 Õliliiivad .....  | 43        |
| 2.1.5 Gaasist vedelkütuste tootmine.....  | 44        |
| 2.1.6 Kivisöest vedelkütuste tootmine .....   | 45        |
| 2.2 Majanduslikud tegurid .....   | 46        |
| 2.2.1 Kasumilävi .....  | 46        |
| 2.2.2 Maksustamine .....  | 51        |
| 2.2.3 Oskustööjõud.....   | 53        |
| 2.2.4 Teadus- ja arendustegevus .....   | 54        |
| 2.3 Keskkonnamõju .....   | 55        |
| 2.3.1 Kasvuhoonegaaside emissioon.....  | 55        |
| 2.3.2 Maakasutus.....   | 58        |
| 2.3.3 Energia-vee seos.....   | 60        |
| <b>3. Tootmisprognosid ja võimalikud mõjud nafta hinnale .....</b>                        | <b>62</b> |
| 3.1 Nafta nõudlus .....   | 62        |
| 3.2 Tootmisprognosid .....  | 64        |
| 3.2.1 Põlevkiviõli .....  | 66        |
| 3.2.2 Kildanafta.....   | 70        |
| 3.2.3 Õliliiivad .....  | 71        |
| 3.2.4 GTL.....  | 72        |
| 3.2.5 CTL.....  | 73        |
| 3.3 Mõju nafta hinnale .....  | 74        |
| <b>Lõputöö kokkuvõte .....</b>  | <b>77</b> |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Kasutatud kirjandus .....</b>   | <b>80</b> |
| <b>Lisad .....</b>   | <b>87</b> |
| <b>L.1. Nafta nõudlus ja pakkumine 1980 ... 2012.a ning nõudluse prognoos kuni 2030.a.</b> | <b>88</b> |

# Lõputöö ülesanne

|                            |  |
|----------------------------|--|
| Lõputöö teema:             | <b>Nafta pakkumine 2030. aastani: mittekonventsionaalsete nafta toormete panus</b> |
| Üliõpilane:                | <b>Andres Kollo, 111317AAVMM</b>   |
| Lõputöö juhendaja:         | <b>Arvi Hamburg, Energiasüsteemide õppetool</b>                                    |
| Lõputöö kaasjuhendaja:     | <b>Kalev Kallemets, AS Viru Keemia Grupp projektijuht</b>                          |
| Õppetooli juhataja:        | <b>Heiki Tammoja</b>   |
| Lõputöö esitamise tähtaeg: | <b>2.juuni 2014 kell 15:00</b>   |

---

Üliõpilane  
(allkiri)

Juhendaja  
(allkiri)

Kaasjuhendaja  
(allkiri)

Õppetooli juhataja  
(allkiri)

## Teema põhjendus:

Teemat on vaja uurida, sest nafta ressursid kergesti kättesaadavates leiukohtades on vähenemas ja nafta maailmaturu hind on suhteliselt kõrge, mistõttu otsitakse üha enam naftale täiendajaid. Eestit puudutavad mittekonventsionaalsed nafta toormed eriti selle poolest, et seni on põlevkivist valdavalt elektrit toodetud, kuid nüüd panustatakse põlevkiviõli tootmisele, mida saab kasutada traditsioonilise naftaga samaväärselt. Töös uuritakse mittekonventsionaalsete nafta toormete perspektiivikust nafta nõudluse rahuldamisel.

## Töö eesmärk:

Töö eesmärgiks on uurida mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmise ja kasutamise väljavaateid maailmas 2030.aastani.

## Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

Nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete reservidest ja tootmisest ülevaate tegemine;  
Nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisprobleemide võrdlemine;  
Nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete pakkumise-nõudluse analüüsi teostamine.

## Lähteandmed:

Püstitatud eesmärkide lahendamiseks kasutatakse erinevaid kirjandusallikaid, aruandeid, arengukavasid ja teadusartikleid. Magistritöös kasutatud lähteandmed on kogutud juhendajalt, internetist ja käsiraamatutest.



## **Eessõna**

Käesolev magistritöö teema on välja antud ettevõtte Viru Keemia Grupp AS projektijuhi Kalev Kallemetsa poolt. Magistritööks vajalikud andmed on kogutud erinevatest kirjandusallikatest ja andmebaasidest. Andmete ja konsultatsioonidega abistasid Kalev Kallemets ja Tallinna Tehnikaülikooli Energeetikateaduskonna dekaan Arvi Hamburg.

Täna töö koostamisel abistanud järgnevaid isikuid: Kalev Kallemets, Arvi Hamburg.

Andres Kollo

Tallinna 18-1, Tallinn 11624

+372 51 67 389

## Sissejuhatus

Käesoleva magistritöö eesmärgiks oli uurida mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmise potentsiaali maailmas 2030. aastani. Töö teema on valitud asjaolust, et väikeste tavapärase nafta varudega, kuid suurte mittekonventsionaalsete nafta toormete reservidega piirkondadel on soov suurendada enda energiajulgeolekut. Kergemini kättesaadavad ja lihtsamini ligipääsetavad tavapärase nafta ressursid on lõppemas, mis on tõstnud nafta tootmiskulusid, mis omakorda on tõstnud toornafta maailmaturu hinna suhteliselt kõrgele tasemele. Mittekonventsionaalsed nafta toormed on tahked, vedelad või gaasilised süsivesinikud, mida saab töödelda naftatoodeteks, kuid üldiselt ei saa toota, transportida ja rafineerida traditsiooniliste meetoditega. Mittekonventsionaalseteks nafta toormeteks on põlevkiviõli, kildanafta, õliivad ning maagaasist ja kivisöest vedelkütuste konverteerimine.

Mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmine ja nendest naftatoodete töötlemine on tavapärasest toornaftast keerukam ja kulukam, mistõttu on majanduslikult kasumlikul viisil tootmise eelduseks suhteliselt kõrge maailmaturu nafta hind. Viimaste aastate stabiilselt kõrge maailmaturu nafta hind ja väikeste tavapärase nafta varudega, kuid suurte mittekonventsionaalsete nafta toormete reservidega piirkondade soov suurendada enda energiajulgeolekut, on aktiveerinud mittekonventsionaalsete nafta toormetega seotud uurimus- ja arendustegevust. Siiani on kõige edukamalt kasutusele võetud kildanafta reservid USA-s ja õliliiivade varud Kanadas. Väiksemal määral toodetakse põlevkiviõli kolmes riigis üle maailma ning paaris riigis konverteeritakse maagaasist ja kivisöest vedelkütuseid. Laialdasemat levikut takistab hetkel tehnoloogia keerukus ja projektide kapitalimahukus.

Eestit puudutavad mittekonventsionaalsed nafta toormed eriti selle poolest, et seni on põlevkivist valdavalt elektrit toodetud, kuid tõusnud maailmaturu naftahindade tõttu panustatakse järjest enam põlevkiviõli tootmisele, mida saab kasutada traditsioonilise naftaga samaväärselt. Eestis on nii Eesti Energia kui Viru Keemia Grupp arendamas ja laiendamas põlevkiviõli tootmist. Kui siiani on Eestis põlevkivi valdavalt kasutatud elektri ja soojuse tootmiseks, siis põlevkivist põlevkiviõli tootmisel kasutatakse enamik põlevkivi toormest õli saamiseks ning õli tootmise kõrvalprodukti uttegaasi ja auru kasutatakse elektri ja soojuse tootmiseks. Eesti Energia on teinud suuri investeeringuid ka välisprojektide arendamiseks. Eelkõige loodetakse välja töötada usaldusväärne põlevkiviõli tootmistehnoloogia USA põlevkivi jaoks, kus on maailma suurimad põlevkivi varud. Samuti on investeeritud Jordaaniasse põlevkivist elektri ja õli tootmisesse.

Antud töö eesmärgiks oli uurida mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmise potentsiaali maailmas 2030. aastani.

Magistritöö ülesandeks oli:

- 1) maailma nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete reservidest ja tootmisest ülevaate tegemine;
- 2) nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisprobleemide võrdlemine;
- 3) nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete pakkumise-nõudluse analüüsi teostamine.

Töö algusosas tehakse ülevaade tavapärase nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete reservide suurusest ja paiknemisest maailmas ning senistest tootmistehnoloogiatest ja tootmismahitudest.

Järgnevalt võrreldakse tavapärase nafta ja erinevate mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisprobleeme. Vaatluse all on erinevate toormete tootmise iseärasused, tootmistehnoloogiate kasumiläved, piirkondade maksumäärad ning erinevatest toormetest pärineva nafta tootmise ja kasutamise mõju keskkonnale.

Töö lõpuosas analüüsitakse erinevate rahvusvaheliste organisatsioonide nafta nõudluse, mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmise ja nafta maailmaturu hinna prognoose kuni 2030. aastani.

Lisadena on tööle lisatud tabelid nafta nõudlus ja pakkumine ajavahemikul 1980 ... 2012. a ning nõudluse prognoos kuni 2030. aastani.

## 1. Nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete ülevaade

Tavapärane toornafta asetseb maa sees vedelal kujul suurtes maardlates, mida on võimalik kätte saada küllaltki lihtsate puurimis- ja pumpamistehnoloogiatega, ning seejärel on toornafta kergesti transporditav ja töödeldav. Mittekonventsionaalsed nafta toormeid üldiselt ei saa toota, transportida ja rafineerida traditsiooniliste meetoditega. Mittetavapärased nafta toormed nõuavad uut, väga energiamahukat tootmistehnoloogiat ja uusi protsesse, et tegeleda kättesaamatute asukohtade või ebatavalise koostisega. Mittekonventsionaalsed nafta toormed on üldiselt isegi kõige madalama kvaliteediga tavapärasest naftast palju raskemad ja väävlirikkamad, mistõttu vajavad lisatöötlemist.

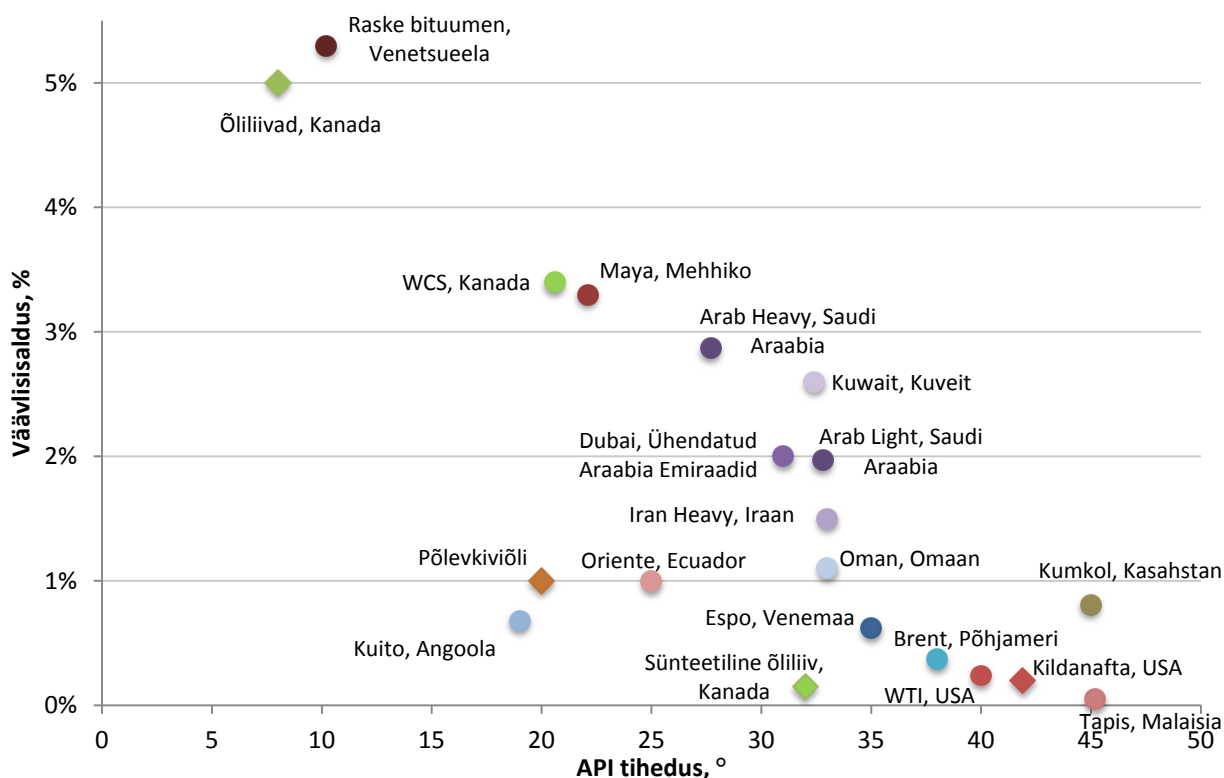
Mittekonventsionaalsed nafta toormed on tahked, vedelad või gaasilised süsivesinikud, mida saab töödelda naftatoodeteks. Mittekonventsionaalseteks nafta toormeteks loetakse põlevkiviõli, kildanafta, õliivad ning maagaasist ja kivisöest vedelkütuste konverteerimine. Mittetavapäraste nafta toormete hinnanguline ressurside kogumaht globaalselt on 1 350 miljardit tonni nafta ekvivalenti. Majanduslikult tasuval ja tehniliselt võimalikul viisil ammendatavad on oluliselt väiksemad reservid, kuid tehnoloogia arenedes võivad need märgatavalt suurened. Reservid on ressursid, mida on võimalik majanduslikult kasumlikul ja tehnoloogiliselt võimalikul viisil kasutusele võtta [1, 2].

### 1.1 Nafta

Toornafta on tekkinud väga pika aja jooksul orgaanilise materjali soojenemise ja kokkusurumise tulemusel. Toornafta on Maa sees leiduv vedelik, mis sisaldab looduslikke süsivesinikke, orgaanilisi ühendeid ja väikeses koguses metalli. Süsivesinikud on tavaliselt toornafta peamine koostisosa, mille sisaldus võib varieeruda 50 ... 97%-ni, sõltuvalt toornafta tüübist ja kättesaamise meetodist. Orgaaniliste ühendite, nagu lämmastik, hapnik ja väävel, sisaldus jääb tavaliselt vahemikku 6 ... 10% ning metallide, nagu vask, nikkel, raud, sisaldus on alla 1% toornafta koostisest [3].

Toornaftat on võimalik ümber töödelda diisliks, bensiiniks, kütteõliks, lennukikütuseks, petrooleumiks ja paljudeks teisteks naftakeemia toodeteks. Ülemaailmselt toodetakse erinevaid toornaftasid, mille turuhinnad sõltuvad toorme kvaliteedist. Kaks peamist kvaliteedi näitajad on toornafta tihedus ja väävlisisaldus (Joonis 1.1). Toornaftad nimetatakse vastavalt koostisele ja päritolule ning jaotatakse erikaalu järgi. Nafta tiheduse määramisel kasutatakse API skaalat, mis võrdleb naftatoodete raskust veega. Mida kergem nafta, seda kõrgem API ja vastupidi. Kui API tihedus on üle 10°, siis nafta on kergem ja hõljub vee peal, kui alla 10°,

siis on nafta raskem ja vajub põhja. Raskemad toormed toodavad põletamisel rohkem soojust, kuid on madalama API tiheduse ja turuhinnaga, võrreldes kerge toornaftaga. Üldiselt on kerged toornaftad üle 38° API skaalal ja rasked toormed alla 22°. Toornaftad on eriti rasked alla 10° ning bituumeni API tihedus läheneb nullile. Väävlisisalduse järgi nimetatakse toornaftat „sour“, kui nafta väävlisisaldus on üle 0,5% ja „sweet“, kui nafta väävlisisaldus on alla 0,5% [1, 4].



**Joonis 1.1.** Erinevate toornaftade API tihedus ja väävlisisaldus [1, 5]

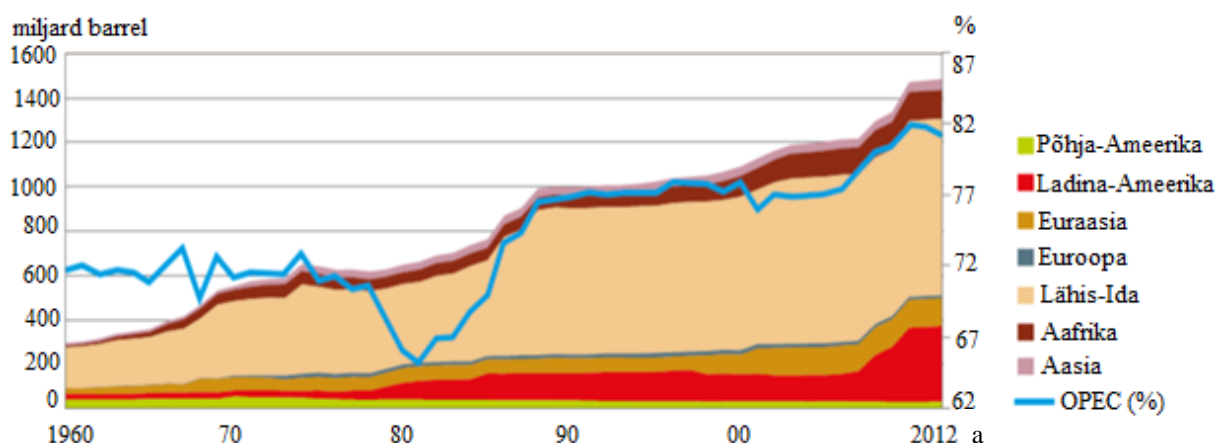
Erinevatel turgudel on toornaftade hindade ja kvaliteedi võrdluse aluseks Brent 38°, väävlisisaldusega 0,37%, WTI 40°, väävlisisaldusega 0,24%, ja Dubai 31°, väävlisisaldusega 2,0%. Kõrgema API tiheduse ja väiksema väävlisisaldusega toornaftad on tavaliselt kõrgema hinnaga ja ihaldusväärsemad, sest kergetest „sweet“ toormetest on kergem ja odavam toota bensiini ja diisli [1, 5].

### 1.1.1 Nafta reservid

1970ndate ja 1980ndate naftakriis, mille tulemuseks olid pikad järjekorrad bensiinijaamades ja kõrgusesse tõusnud naftahind, tekitas „Peak Oil“ teooria, mille järgi oleks pidanud naftavarud lõppema järgmise paarikümne aastaga. Kuid see teooria paistab unustusse vajuvat, sest maailma tõestatud toornafta reservid on aasta-aastalt suurenenud, kuna uute kasutusele võetavate leiukohtade varu ületab tootmist. Ülemaailmsed toornafta reservid on 60% suuremad kui 20 aastat tagasi. Kui võtta arvesse ka mittekonventsionaalsed nafta ressursid,

põlevkivi, õliliiivad, väga raske nafta ja looduslik bituumen, siis oleksid globaalsed nafta reservid neli korda suuremad kui praegune tavapärase nafta reservide maht.

Suurimad tõestatud toornafta reservid asuvad Lähis-Idas, kus paikneb üle poole maailma varudest. 2012. aasta seisuga oli maailma tõestatud toornafta reservide suuruseks ligi 1 500 miljardit barrelit (Joonis 1.2). Suurimad reservid asuvad Venetsueelas, Saudi Araabias, Iraanis, Iraagis ja Kuveidis. OPECi ehk Naftat Eksportivate Riikide Organisatsiooni liikmesriikide territooriumil asub hinnanguliselt 80% kogu maailma tõestatud toornafta reservidest. OPEC-i liikmesriigid on Alžeeria, Ecuador, Iraan, Iraak, Kuveit, Liibüa, Nigeeria, Katar, Saudi Araabia, Araabia Ühendemiraadid ja Venetsueela. Venetsueelas on hinnanguliselt veerand maailma toornafta reservidest, millest enamik on tegelikult raske bituumen, mis vajab intensiivsemat ümbertöötlemist ja on seega tavapärasest naftast suuremate tootmiskuludega. Väljaspool OPEC-i liikmesriike on suurimad tõestatud tavapärase toornafta reservid Venemaal, Kasahstanis, Ameerika Ühendriikides ja Hiinas. Euroopas asub alla 1% maailma tõestatud tavapärase toornafta varudest, suurimad reservid on Norras ja Suurbritannias [6, 7].



**Joonis 1.2.** Maailma tõestatud toornafta reservid 1960 ... 2012. a, miljardit barrelit [7]

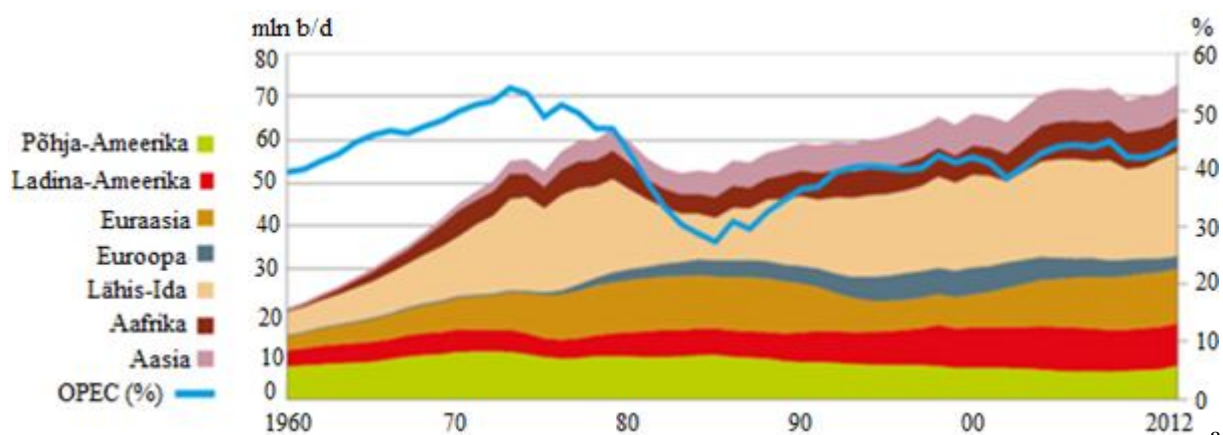
Tõestatud toornafta varud suurenesid märgatavalt ajavahemikus 2005 ... 2010. a, millest umbes pool on tingitud Venetsueela raske õlide ümber klassifitseerimisest nafta ressursside hulka ning parandusi on tehtud ka Iraani ja Katari varudes. Toornafta reservide suurenemisele aitab kaasa ka täiustatud puurimistehnoloogia ja suhteliselt kõrge nafta hind, mis võimaldab majanduslikult kasumlikul viisil toornaftat kätte saada ka keerukamatest hoiustest. Viimasel kümnendil on kättesaadava toornafta reservid suurenenud keskmiselt umbes 3% aastas.

### 1.1.2 Nafta tootmine

Kõige levinum toornafta tootmisviis on puurimismeetod. Kõigepealt teevad geoloogid kindlaks maa-ala, kus võib naftat olla, milleks tüüpiliselt kasutatakse satelliidifotosid, gravitatsiooni mõõdikuid ja magnetomeetreid. Kui piisavalt suure reservi olemasolu on kindlaks tehtud, siis võib alustada maa-aluse puurimisega. Puurimine ei ole väga keeruline protsess, kuid maksimaalse efektiivsuse tagamiseks on välja töötatud standardmeetodid. Kõigepealt tuleb puurida maasse auk, kus õli asub. Kui pidev toornafta voog on tuvastatud, puurauk perforeeritakse, mis võimaldab naftal ja gaasil voolata puuraugust üles [3].

Pärast toornafta ammutamist maa seest, saadetakse nafta rafineerimisele torujuhtme, laeva või praamiga. Rafineerimistehases eraldatakse toornaftast erinevad mittevajalikud komponendid ning toodetakse kasutuskõlblikke naftasaaduseid. Rafineerimistehased on väga suured tööstusüksused, millest suurimad on võimelised töötleva kuni 900 000 barreelit toornaftat päevas. Erineva kvaliteediga toornaftad ei sobi töötlemiseks ühes rafineerimistehases, raskemad toormed vajavad suuremat ja keerukamat töötlemist. Toornafta töötlemise järgselt tekib lähteainest mahuliselt 7% rohkem naftatooteid. Rafineerimistehaste toodangust moodustab hinnanguliselt 40% bensiin, 25% diisel ja ülejäänud on muud tooted, nagu lennukikütus, kütteõli ja veeldatud naftagaas [4].

Maailma toornafta toodang on läbi aja liikunud kasvavas trendis. Viimasel kümnel aastal on püsinud maailma toornafta toodang enam-vähem samal tasemel. Tavapärase toornafta toodang ulatus 2012. aastal 75 miljoni barrelini päevas (mln b/d), mis on läbi aegade suurim toodang (Joonis 1.3). Suurimad tootjad on Venemaa, Saudi Araabia ja USA. Umbes 45% tavapärasest toornaftast toodavad OPEC-i liikmesriigid. Euroopas toodetakse kõigest 0,5% globaalsest naftatoodangust, millest pool moodustab Norra toodang [7].



Joonis 1.3. Maailma tavapärase toornafta toodang 1960 ... 2012.a, mln b/d [7]

Nafta on laia kasutusega peamine energiaressurss, mis põhiliselt edendab transpordi ja naftakeemia sektorit. Naftal on suur osa globaalsest energiabilansist, moodustades 2010. aastal 32% kogu energia tarbimisest. Suurim naftatoodete tarbija ja importija on USA, kus tarbitakse 21% maailmas tarbitud naftatoodetest. USA nõudlus nafta järele on kaks korda suurem kui Hiinas. Suured naftatoodete importijad on ka Euroopa ja Aasia riigid. Umbes pool maailmas tarbitud naftast imporditakse, sest toornafta varud paiknevad ebahühtlaselt üle maailma ja suurima nõudlusega piirkondades on väikesed reservid. Viimase 20 aastaga on energia tarbimise osakaalud väga vähe muutunud, sest 1990. aastal oli nafta osakaal 37%, kuid sama perioodiga on maailmas tarbitud energiahulk suurenenud rohkem kui 50% [6, 7].

## **1.2 Põlevkiviõli**

Põlevkiviõli toodetakse põlevkivi orgaanilise aine termilisel töötlemisel ja õliaurude kondenseerimisel. Põlevkivi on moodustunud pika geoloogilise aja jooksul erinevatest setetest, mistõttu erineb põlevkivi erinevates leiukohtades tekke, koostise, värvuse, kütteväärtuse ja õlisaagise poolest, mispärast on võimatu välja töötada ühtset meetodikat erinevate põlevkivide töötlemiseks. Põlevkivi on sette kivim, mis sisaldab 10 ... 70% orgaanilist ainet, millest vesinikku on 8 ... 11%, ning õlisaagis orgaanilisest osast on üle 20%. Orgaaniline aine kerogeen annab põlevkivile energeetiliselt kasuliku väärtuse.

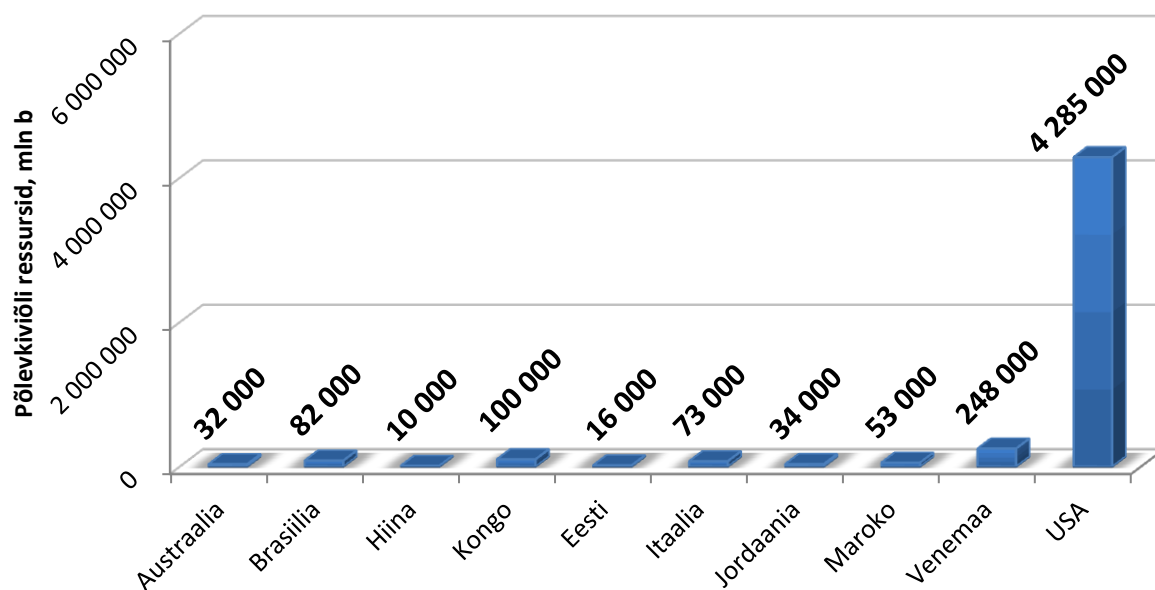
Võrreldes kivisõega, sisaldab põlevkivi kerogeen rohkem vesinikku, mistõttu saab seda termiliselt töödelda õliks ja gaasiks. Õlisaagis sõltub tahkekütuse vesinikusisaldusest, mis on väga olulisel kohal asendamaks naftatooteid. Põlevkivist toodetud õli tihedus API skaalal on kuskil 18 ... 22°, väävlisisaldus jääb 1% lähedale ning põlevkiviõli liigitub raskeks nafta toormeks. Põlevkiviõli ei sobi otse kasutamiseks toorõliks kõrgkvaliteetsetele mootorikütustele, kuid on edukalt kasutatav kütteõlina. Põlevkiviõli eriomadusteks on madal viskoossus ja voolamistemperatuur ning suhteliselt madal väävlisisaldus, seetõttu on põlevkiviõli kasutatav näiteks laevakütusena [8, 9, 10].

### **1.2.1 Põlevkiviõli reservid**

Põlevkivi on levinud laialt, kuid hajutatult üle maailma. Kogu maailma põlevkivi ressurside ja jaotumise kohta ei ole täielikku ülevaadet. Erinevate allikate andmetes on lahknevusi, mis on tingitud uute põlevkivi maardlate lisamisest varude alla. Paljud põlevkivi maardlad vajavad veel uurimist, et teha kindlaks nende potentsiaal reservina ja tootmise võimalikkus majanduslikult otstarbekal meetodil. Globaalselt on teada umbes 600 maardlat, mille tõestatud varud kokku on hinnanguliselt ligi 5 000 miljardit barrelit põlevkiviõli (Joonis 1.4). Suurimad



põlevkiviõli hoiused on Ameerika Ühendriikides, kus on üle 80% maailma tõestatud põlevkiviõli varudest. Enamik maardlate põlevkivi on madala või keskmise klassiga, mille majanduslikult tasuval ja keskkonnasõbralikul viisil kasutamiseks on vaja välja töötada uued kaevandamise ja töötlemise tehnoloogiad. Välja arvatud mõned erandid, on ära kasutatud väga vähe põlevkivi ressursse, sest maagaasi ja toornafta konkurents, keskkonnanõuded ja muud tegurid on muutnud põlevkiviõli kasutusele võtmise suhteliselt mitteatraktiivseks [6, 9].



**Joonis 1.4.** Maailma tõestatud põlevkiviõli ressursid, miljonit barrelit [6]

Vähem kui 0,25% maailma põlevkivi ressurssidest saab liigitada reservideks. Euroopa Liidu ainukesed tõelised ehk kasutusel olevad reservid asuvad Eestis. Euroopa Liidu liikmesriikidest on põlevkivi leitud 14 riigist. Hetkel on põlevkivi aktiivselt kasutusel ainult Eestis, mille põlevkivi varud moodustavad 17% kogu Euroopa Liidu varudest. Alates põlevkivi kasutusele võtmisest on Eestis kaevandatud umbes miljard tonni põlevkivi ning majanduslikult otstarbekal viisil kasutatavat põlevkivi on alles hinnanguliselt 1,5 miljardit tonni ehk umbes 30% kogu Eesti ressurssidest.

Eesti põlevkivi kukersiit sisaldab orgaanilist ainet kuni 50%, kuid enamasti vahemikus 5 ... 25%. Eesti kukersiidi struktuur on keeruline ja spetsiifiline, sisaldades rikkalikult hapnikuühendeid, mida tuleb õlist eraldada. Eesti Energia USA ja Jordaania kaeveväljade põlevkivi on Eesti põlevkivist madalama kütteväärtuse ja õlisaagisega, põlevkivi- ja põlevkiviõliressurss on sarnane, kuid põlevkivihindi paksus ja õlitootlikkus on oluliselt suurem (Tabel 1.1). Eesti põlevkivi õlisaagis, 12 ... 17%, on maailma põlevkividest üks kõrgemaid, USA ja Jordaania põlevkivi õlisaagis on kuskil 8%. Ameerika Ühendriikide

põlevkivi õlisaagis on küll madalam kui Eesti põlevkivil, kuid Eesti Energia poolt USA-s omandatud uuringuala põlevkivi kasulik kiht on 20 ... 30 m paks, mistõttu on seal 1 m<sup>2</sup> pealt saadav õlisaagis kuni 10 korda suurem kui Eestis. Eesti põlevkiviga võrreldes on USA-s kuivem ja Jordaania niiskem põlevkivi. Eesti Energiale eraldatud kaeveväljade põlevkivi kütteväärtus Eestis jääb vahemikku 1800 ... 2400 kcal/kg, Jordaania 1400 ... 1600 kcal/kg ja USA-s on umbes 1200 kcal/kg. Põlevkivi kütteväärtus on piirkonniti väga erinev, mis on parimal juhul võrreldav pruunsöega, kuid moodustab siiski vaid pool keskmisest bituumenkivisöe kütteväärtusest. Lisaks erineb nendel kaeveväljadel põlevkivi niiskus ja väävlisisaldus nii põlevkivis kui põlevkiviõlis ning USA ja Jordaania kaeveväljadel puudub põlevkivi rikastamise võimalus [8, 11, 12].

**Tabel 1.1.** EE-le eraldatud kaeveväljade parameetrid USA-s, Jordaania ja Eestis [11, 12]

| Parameeter                     | Mõõtühik         | Utah'i kaeveväli | Attarati kaeveväli | Eesti maardla |
|--------------------------------|------------------|------------------|--------------------|---------------|
| Pindala                        | km <sup>2</sup>  | 105              | 70                 | 3000          |
| Põlevkivivaru                  | mld t            | 5,9 ... 6,4      | ~ 4                | 4,7           |
| Põlevkiviõli ressurss          | mld t            | 0,6              | 0,3                | 1,0           |
| Põlevkihikihindi paksus        | m                | 20 ... 30        | 55                 | 2,1 ... 2,9   |
| Katendi paksus                 | m                | kuni 90          | 60                 | 3 ... 80      |
| Põlevkivi rikastamise võimalus |                  | puudub           | puudub             | olemas        |
| Põlevkivi kütteväärtus         | kcal/kg          | ~ 1200           | 1400 ... 1600      | 1800 ... 2400 |
| Õlisaagis põlevkivist          | %                | 7,2 ... 9,5      | 8                  | 12 ... 17     |
| Põlevkivikihindi õlitootlikkus | t/m <sup>2</sup> | 4 ... 5          | 6 ... 8            | 0,5 ... 0,8   |
| Põlevkivi niiskus              | %                | 4 ... 5          | 15 ... 17          | 12            |
| Väävli sisaldus põlevkivis     | %                | 0,5 ... 0,6      | 2,7                | 1,7           |
| Väävli sisaldus põlevkiviõlis  | %                | alla 1,0         | kuni 11            | 1,1           |

Ameerika Ühendriikide märkimisväärsed põlevkivi ressursid asuvad Green River Formation piirkonnas, mis hõlmab Colorado, Utah ja Wyoming osariike. Sealne põlevkivi asetseb neljal miljonil hektaril ja sisaldab üle 70% maailma põlevkivi varudest, millest erinevatel andmetel on võimalik toota 0,8 ... 1,47 triljonit barrelit põlevkiviõli, mis on vähemalt kolm korda suurem Saudi Araabia tõestatud toornafta reservidest. Colorado osariiki jäävat hoiust nimetatakse Piceance Basin, Utah osariigi hoiust Uintah Basin ja Wyomingi osariigi hoiust Green River Basin. USA põlevkivil on pikk ja segatine minevik. Alates 20. sajandi algusest on põlevkiviõli tootmist uuritud ja testitud, kuid siiani ei ole suuremahulise tööstusliku õlitootmiseni jõutud. 20. sajandil on huvi põlevkivi vastu olnud etapiline, olenevalt nafta

nõudlusest ja hinnast, kuid viimasel kümnendil on huvi põlevkivi maade ja potentsiaali vastu taas tõusnud [8, 9].

### **1.2.2 Põlevkiviõli tootmine**

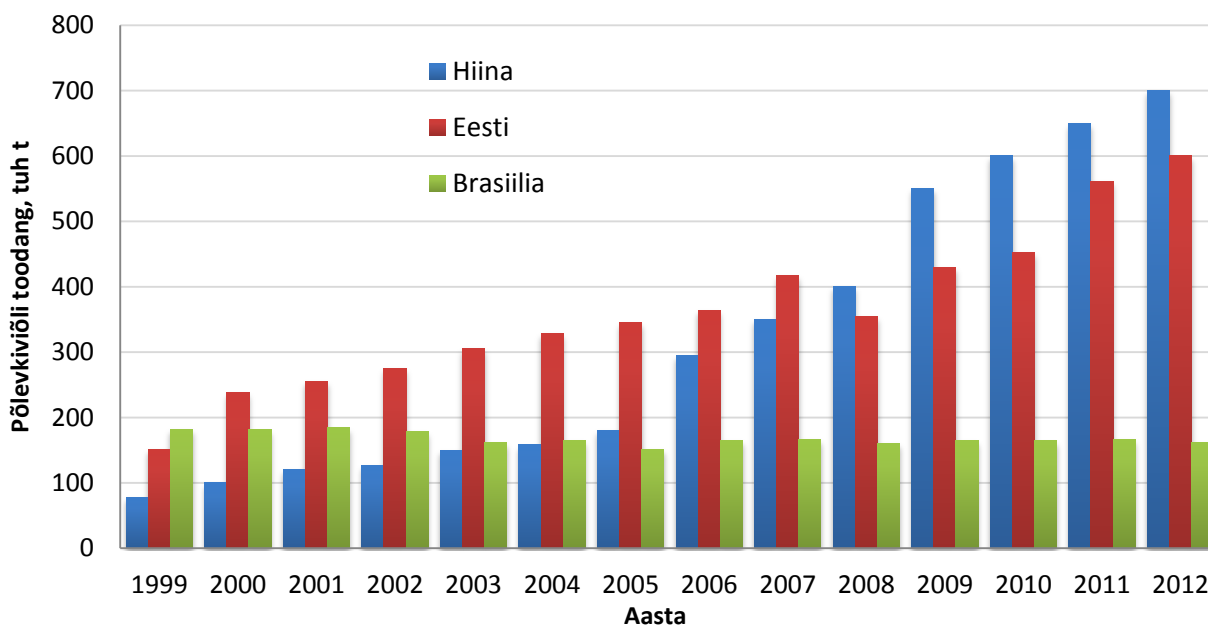
Põlevkivi tänapäevane tööstuslik tootmine sai alguse Prantsusmaal 1837. aastal, millele järgnes varude kasutuselevõtt Šotimaal, Saksamaal ja teistes riikides. Peale II maailmasõda loobus enamik riike põlevkiviõli tootmisest, sest tavapärane nafta oli tunduvalt odavam ning tootmine jätkus veel vaid Eestis ja Hiinas. Hetkel on peale Eesti põlevkivi tööstuslikult kasutusel veel Hiinas, Brasiilias ja vähesel määral Venemaal. 2003. aastal alustati ka Austraalias põlevkiviõli tootmist, kuid projekt ei osutunud majanduslikult tasuvaks ning jaam suleti peale aastast kasutamist. USA-s arendati põlevkiviõli tootmist aktiivselt II maailmasõja kõrgete nafta hindade ajal, misjärel tehti mitmeid edukaid lühiajalisi testprojekte. 1970ndate suhteliselt madal nafta hind ja suurenenud import Lähis-Idast muutis põlevkiviõli tootmise USA-s majanduslikult ebaotstarbekas ning kõik projektid lõpetati, kuni Shell alustas 1996. aastal taas põlevkiviõli tootmise uurimis- ja arendustegevust [8, 9, 10].

Kõigepealt kaevandatakse põlevkivi karjäärast või allmaakaevandusest. Peale kaevandamist saab põlevkivi kohe kasutada kütuseks elektri ja soojuse tootmiseks. Tootmaks põlevkiviõli ja muid kemikaale ning materjale tuleb põlevkivi töödelda. Kuna põlevkiviõli ei ole võimalik tavapärasel viisil otse puuraugust pumbata nagu naftat, siis tuleb põlevkiviõli toota põlevkivi orgaanilise osa termilisel töötlemisel ja õliaurude kondenseerimisel, mille tulemusel saadakse tumepruuni värvuse, spetsiifilise lõhna ja tavalistel temperatuuridel voolav vedelik ehk põlevkiviõli. Praeguste maailmaturu naftahindade juures on odavam toota tavapärasel viisil saadud toornaftat kui põlevkiviõli, mille tootmisel on lisakulutused kaevandamisel ja kasuliku energia kättesaamisel ning seetõttu on põlevkiviõli ressursid hetkel kasutusele võetud ainult Hiinas, Brasiilias ja Eestis. Jätkuvate toornafta tarnete vähenemisega kaasneb kulude suurenemine naftatoodetele, mis annab tulevikus põlevkiviõlile võimaluse rahuldada osa fossiilse energia vajadusest. Põlevkivi on kontrollitud fossiilsete kütuste ressurssidest kõige vähem arusaadav, kuid uurimis- ja arendamisfaasis uued tehnoloogiad annavad põlevkivile suure potentsiaali tõsta tootmise majanduslikku kasumlikkust. Kõige kasumlikum on põlevkivist toota põlevkiviõli ning töötlemisel tekkivat gaasi kasutada soojuselektri jaamas sooja ja elektri tootmiseks ning auru elektri tootmiseks [8, 10].

Arendatud on ka põlevkiviõli tootmist maa all ehk in situ protsessi, mis kõrvaldab põlevkivi töötlemisel probleemid kaevandamise, käitlemise ja jääkide ladestamisega. In situ protsess

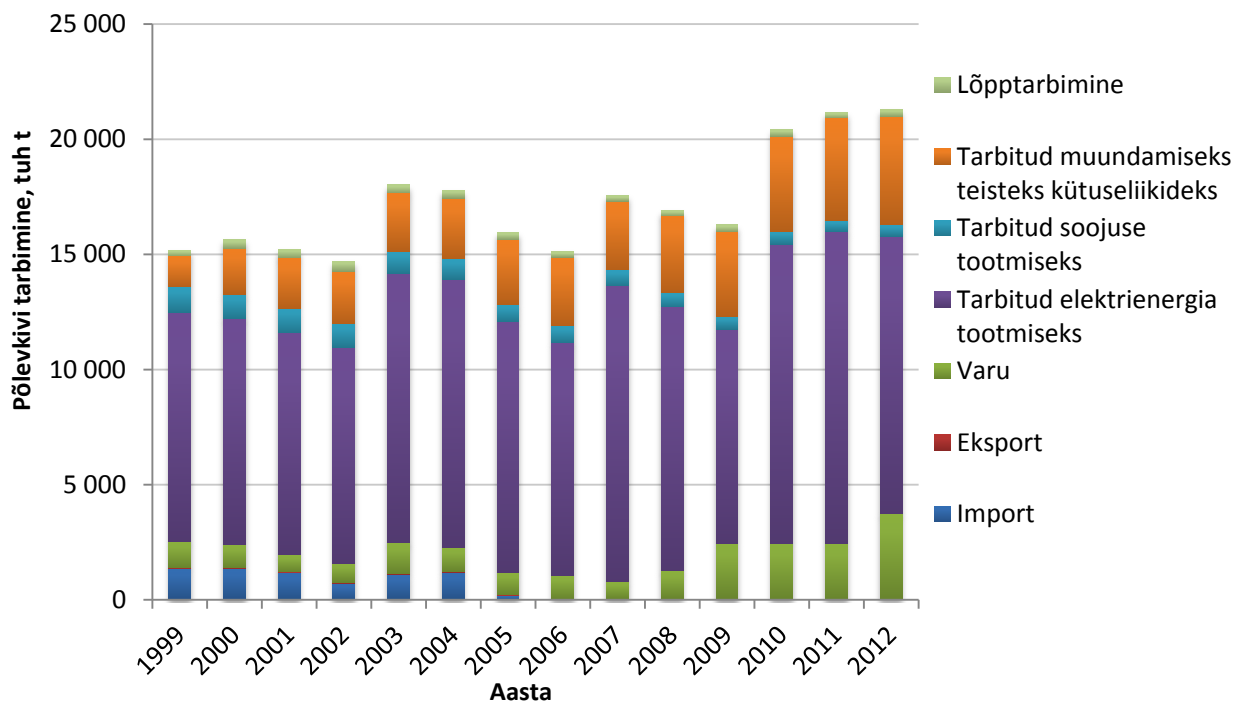
võimaldab õli kätte saada sügavale maa alla maetud ja ka madala kvaliteediga põlevkivist. In situ tehnoloogiaga puuritakse põlevkivi sisaldavasse maasse augud, misjärel soojendatakse maa sees olevat põlevkivi 2 ... 4 aasta jooksul 355 ... 370°C-ni, kuni kivimist hakkab õli voolama. Kõetav maa-ala tuleb ümbritseda maa-aluse jäätumist takistava seinaga. Protsess võimaldab toota kõrgema kvaliteediga ja vähemate lisanditega põlevkiviõli. Siiani ei ole in situ protsess olnud edukas, sest põlevkivi on piiratud läbilaskvusega, mis takistab õhu sissevoolu ning toodetud õli ja gaasi väljavoolu, samuti alandab soojuse kandumist põlevkivimaardlasse. Lisaks on puurimiskulud küllaltki kõrged ja õli kättesaamise tõhusus on üldiselt madal. In situ protsessi on USA-s arendanud American Shale Oil LLC, The Dow Chemical Company, ExxonMobil, Occidental Oil Shale Inc. ja Royal Dutch Shell [10].

Viimase 80 aasta jooksul on maailmas ainult Eestis põlevkivitööstus hästi arenenud ning õli- ja elektritootmiseks uued tehnoloogiad edukalt kasutusele võetud. Kuid viimase viie aastaga on energiadefitsiidis vaevleva Hiina põlevkiviõli toodangu maht möödunud Eestist. 2012. aastal ulatus kolme põlevkiviõli tootjariigi kogutoodang 1 462 000 tonnini ehk 29 359 barrelini päevas, millest Hiina tootis ligi poole (Joonis 1.5). Eestis toodeti 2012. aastal 600 000 tonni põlevkiviõli, millest Viru Keemia Grupp tootis 365 000 tonni ja Eesti Energia 208 000 tonni põlevkiviõli. Kuni 2011. aastani toodeti Eestis ainult põlevkivi kütteõli ehk rasket fraktsiooni ning alates 2011. aastast on toodetud ka põlevkiviõli kerget fraktsiooni, mille toodang on aastaselt ulatunud üle 60 000 tonni. Nii Eesti Energia kui Viru Keemia Grupp on laiendamas põlevkiviõli tootmist, mille edukal tööle hakkamisel peaks Eesti põlevkiviõli toodang peale 2020. aastat ulatuma 35 000 barrelini päevas ehk 1 743 000 tonnini aastas. Eesti Energia plaanib ehitada kokku kolm uut Enefit280 õlitechast, mille iga üksus toodaks 5 200 barrelit põlevkiviõli päevas. Viru Keemia Grupp ehitab juba kahte täiendavat Petroter õlitechast, mille iga üksus toodaks 3 000 barrelit põlevkiviõli päevas ning planeeritud on ka põlevkiviõli rafineerimistehase rajamine [9, 13, 14].



**Joonis 1.5.** Eesti, Hiina ja Brasiilia põlevkiviõli toodang 1999 ... 2012.a, tuhat tonni [15, 16, 17]

Ühest tonnist Eesti põlevkivist on võimalik keskmiselt toota 850 kWh elektrit või 125 kg põlevkiviõli ja 35 m<sup>3</sup> uttegaasi. Siiani on põlevkivist valdavalt toodetud elektrit ja soojust, kuid põlevkivi põletamine elektri tootmiseks on ebaefektiivne, sest ära suudetakse kasutada ainult 36 ... 38% põlevkivis olevast põlevast orgaanilisest ainest, mistõttu suunatakse järjest rohkem tähelepanu põlevkiviõli tootmisele, mille kasutegur on suurem. Eestis on viimasel 15 aastal keskmiselt 65% kasutusse võetud põlevkivist tarbitud elektrienergia tootmiseks (Joonis 1.6). Selle aja jooksul on järjest rohkem põlevkivi võetud kasutusele ning proportsionaalselt elektritootmiseks kasutatava põlevkivi maht on viimastel aastatel veidi vähenenud, sest teiste kütusteliikide tootmiseks, ehk põlevkiviõli, suunatakse järjest rohkem põlevkivi. 2012. aastal tarbiti üle 12 miljoni tonni põlevkivi elektrienergia tootmiseks, 493 000 soojuste tootmiseks ja 4,7 miljonit tonni teiste kütuseliikide tootmiseks. Eestis on põlevkiviõli laialdaselt kasutusel kohalikes katlamajades ning tõusvate maailmaturuhindade tõttu aina enam toodangust eksporditakse. Eesti sisene põlevkiviõli tarbimine on läbi aja püsinud 100 000 tonni lähedal ning eksport on kasvanud 2003. aasta 165 000 tonnilt 2012. aastaks 465 000 tonnini. Eestis toodavad põlevkiviõli AS Eesti Energia, AS Viru Keemia Grupp ja OÜ Kiviõli Keemiatööstus. Eesti Energia toodab põlevkiviõli enda väljatöötatud Enefit tehnoloogiaga ning Viru Keemia Grupp kasutab vana Kiviter tehnoloogiat ja uut Petroter tehnoloogiat. Viru Keemia Grupp toodab ühest tonnist põlevkivist umbes 120 ... 170 liitrit toorõli ja umbes 500 m<sup>3</sup>põlevkivigaasi ehk ära kasutatakse umbes 80% põlevkivi energeetilisest potentsiaalset. Tehase lõpp-produktiks on mitmesugused katlamajade kütteõlid ja laevakütuste lisandid, õlikoks ja põlevkivibituumen [13, 14, 17].



**Joonis 1.6.** Eesti põlevkivi tarbimine ajavahemikul 1999 ... 2012.a, tuhat tonni [17]

Hiina põlevkivi ressursid ulatuvad 720 miljardi tonnini, mis võrdub umbes 48 miljardi barreli põlevkiviõliga, kuid tõestatud põlevkivi reservide suuruseks on umbes 36 miljardit tonni. Hiina suurim põlevkiviõli tootja on Fushun Mining Group, kelle väljatöötatud tehnoloogiat, „Fushun protsess“, kasutavad ka teised Hiina tootjad. Hiinas töötab hetkel kümme põlevkiviõli tootmisjaama. Hiina kogu põlevkiviõli toodang 2012.aastal oli 700 000 tonni ehk 14 000 b/d, millest pool tootis Fushun Mining Group. 2012.aastal ehitas Fushun põlevkiviõli rafineerimistehase, mille tootmismahut on 400 000 tonni aastas. Peamisteks toodeteks on propüleen, veeldatud gaas, puhas kütus ja teised nafta tooted. Veel on Hiinas planeerimisel mitmeid projekte, mis võivad põlevkiviõli toodangut lähiaastatel suures energiadefitsiidiga riigis mitmekordistada [18, 19].

Brasiilia riiklik energiaettevõtte Petrobras on kaevandanud põlevkivi alates 1950ndatest ning alates 1990ndate algusest on põlevkiviõli toodetud ärielistel eesmärkidel. Petrobasi tehnoloogia Petrosix on väljatöötatud koos Prantsusmaa ettevõttega Total. Petrobasi tootmisjaama tootmisvõimsus on 4 000 b/d põlevkiviõli, mis on planeeritud tõsta 10 000 barrelini päevas. Brasiilia põlevkivi varud on mitu korda suuremad kui Eestil, kuid kaevandamine on väiksem ja lähiajal ei ole ette näha kaevandamismahu olulist suurendamist tööstuse suure energiamaahukuse ja ökoloogilise jalajälje tõttu [16, 20].

Jordaania on Eesti Energia osalusel planeerimisel põlevkivi küttega elektriijaam, mis peaks valmima 2017.aastal ning hiljem lisandub veel rafineerimistehas põlevkivi baasil

naftatoodetele. Jordaania impordib hetkel 97% riigi nafta ja gaasi vajadusest ning põlevkiviga loodetakse suurendada enda energiajulgeolekut. Jordaania põlevkivist õli tootmise suurimateks väljakutseteks on sealse põlevkivi suhteliselt kõrge niiskuse- ja väävlisisaldus, mistõttu on vajalik täiendav töötlemine, mis muudab tehnoloogia kulukamaks. Jordaania põlevkiviõli reservid on hinnanguliselt 34 miljardit barrelit.

Maailma suurimate põlevkivivarudega USA-s ei toodeta siiani nendest tohututest hoiustest kaubanduslikus koguses põlevkiviõli. Viimase 100 aasta jooksul on Green River leiukohas olnud mitmeid põlevkiviõli tootmisprojekte, millest ükski pole jõudnud suuremahulise tootmiseni suuresti pikaajaliselt liialt madala nafta hinna ja valitsuse toetuste lõpetamise tõttu. Eesti Energia omandas Põhja-Ameerikas suure põlevkivi sisaldava maatüki, mis sisaldab hinnanguliselt 2,6 miljardit barrelit põlevkiviõli. Sealse projekti jaoks loodi tütarettevõtte Enefit American Oil. Enefiti USA projekti eesmärgiks on rajada põlevkiviõlitööstus võimsusega 50 000 b/d põlevkiviõli, milleks on vaja 13 Enefit-280 taolist seadet ja kaevandada 32 mln tonni põlevkivi aastas. Hetkel testitakse Utah põlevkivi, tegeletakse tehnoloogia täiustamisega USA põlevkivile sobivaks ning kaevandamis- ja tootmislubade saamisega. Kaevanduse rajamisega loodetakse algust teha 2017. aastal ja 2020. aastal loodetakse toota esimene kogus põlevkiviõli. [12, 21].

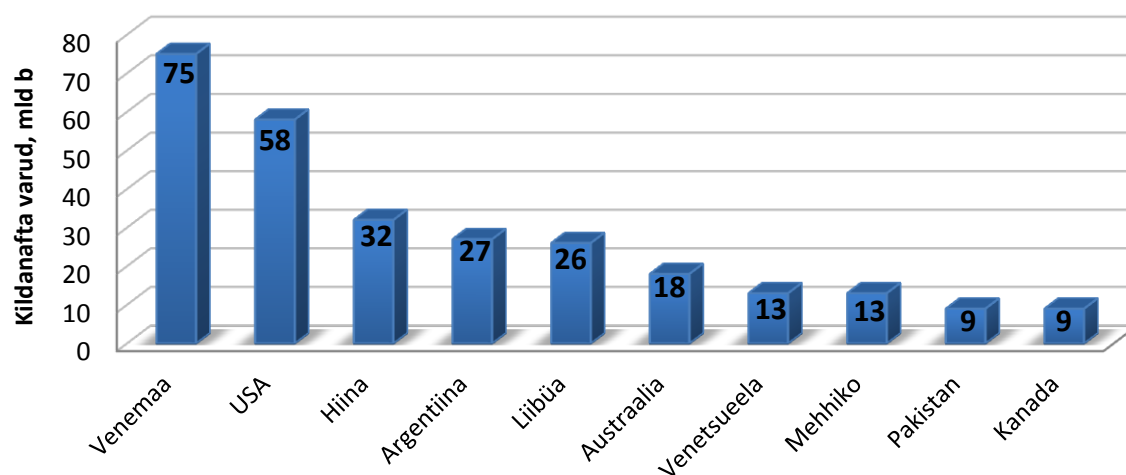
Royal Dutch Shell on alates 1980ndate algusest uurinud ja arendanud põlevkiviõli tootmist. 2004. aastal alustati Mahogany Ridge in situ protsessil põhineva demonstratsiooniprojektiga, mis suutis projekti algusest 2012. aasta lõpuks toota 1 700 barrelit põlevkiviõli. Shell paigaldas puuritud aukudesse elektrilised küttekehad, mis soojendavad põlevkivi, kuid teistel projektidel on kaalutud uttegaasiga kütmist, mis parandaks protsessi energiabilanssi. Hinnanguliselt projekti elutsükli jooksul iga in situ protsessi kasutatud energiaühiku kohta toodetakse ja töödeldakse müügiks umbes 3,5 ühikut energiat, mis on võrreldav mitmete tavapärase raske nafta väljadega, kus on aastakümneid kasutatud auru toodangu suurendamiseks. 2013. aasta septembris teatas Shell USA põlevkiviõli projekti lõpetamisest projekti majandusliku tasuvuse määramatuse tõttu ning keskendumisest teistele projektidele Kanadas ja Jordaania. 2013. aastal teatas ka Chevron põlevkiviõli tootmise arendamise lõpetamisest ja keskendumisest teistele prioriteetidele. Lisaks on varem põlevkiviõli tootmist uurinud ja arendanud, kuid hetkel loobunud Petrobras, Total ja Anadarko Petroleum. Peale viimaste Shelli ja Chevroni loobumist põlevkiviõli projektidest, jätkavad aktiivselt tegevust veel Enefit ja Red Leaf Resources Uintah maakonnas Utah's ning American Shale Oil, Exxon ja Natural Soda Rio Blanco maakonnas Colorados [10, 22, 23].

### 1.3 Kildanafta

Kildanafta, kildaõli või tihe nafta on põhimõtteliselt toornafta, mida leidub suhteliselt madala poorsuse ja läbilaskvusega kivimites, milleks on tavaliselt kilt, lubjakivi või dolomiit, ning mis asetseb rohkem kui kilomeetri sügavusel maa sees. Need kivimid on piisavalt sügaval maa sees, et aja jooksul on osa kerogeenist muutunud õliks või gaasiks. Kuna õli on kivimis nii tihedalt kinni, et neid ei saa majanduslikult otstarbekas koguses kätte tavapärase puurimismeetodiga, siis nimetatakse kildanaftat mittekonventsionaalseks nafta toormeks. Enamik toodetud kildanaftast on madalama viskoossusega keskmisest kuni kerge nafta toorme tüübini, olenevalt süsivesinike tihedusest ja võimest voolata. Kildanafta API tihedus on enamasti 40 ... 45°, mis on võrdväärne parima kvaliteediga tavapärase toornaftaga [1, 24].

#### 1.3.1 Kildanafta reservid

Maailma kildanafta ressursid ulatuvad hinnanguliselt 6 753 miljardi barreli nafta ekvivalendini, millest tehniliselt on kättesaadavad 345 miljardit barrelit. Suurimad tehniliselt kättesaadavad reservid asuvad Venemaal, millele järgnevad USA, Hiina, Argentiina ja Liibüa (Joonis 1.7). Kildanaftat on leitud 78 basseinist 36 riigist üle maailma, millest 28 riigi kildanafta reservid moodustavad üle ühe miljardi barreli. Peale Venemaa asuvad Euroopa suurimad reservid Poolas, Hollandis ja Prantsusmaal, kus igaühel on hinnanguliselt 2,9 ... 4,7 miljardi barreli suurused tehniliselt kättesaadavad kildanafta ressursid. Majanduslikult otstarbekalt kasutatavaid reserve võib olla oluliselt vähem, olenevalt puurimiskuludest, ühe puuraugu eluea jooksul keskmiselt toodetud kildanaftast ja toodetud nafta eest saadavast hinnast. Lisaks mõjutab kildanafta tootmist oskustööjõu olemasolu ja poliitiline olukord [25].



**Joonis 1.7.** Suurimad tehniliselt tõestatud kildanafta varudega riigid, miljardit barrelit [25]



Suurimad USA kildanafta maardlad on Bakken Shale, Niobrara Formation, Barnett Shale ja Eagle Ford. Ülejäänud maailma suurimad kildanafta varud asuvad R'Mah Süürias, Sargelu Pärsia lahe põhja piirkonnas, Athel Omaanis, Bazhenov ja Achimov Venemaal, the Coober Peby Austraalias, Vaca Muerta Argentiinas ja Chicontepec Mehhikos. Eksperdid hindavad pidevalt hoiuseid üle maailma ja tehniliselt ammutatavate reserve suurus võib kasvada [24].

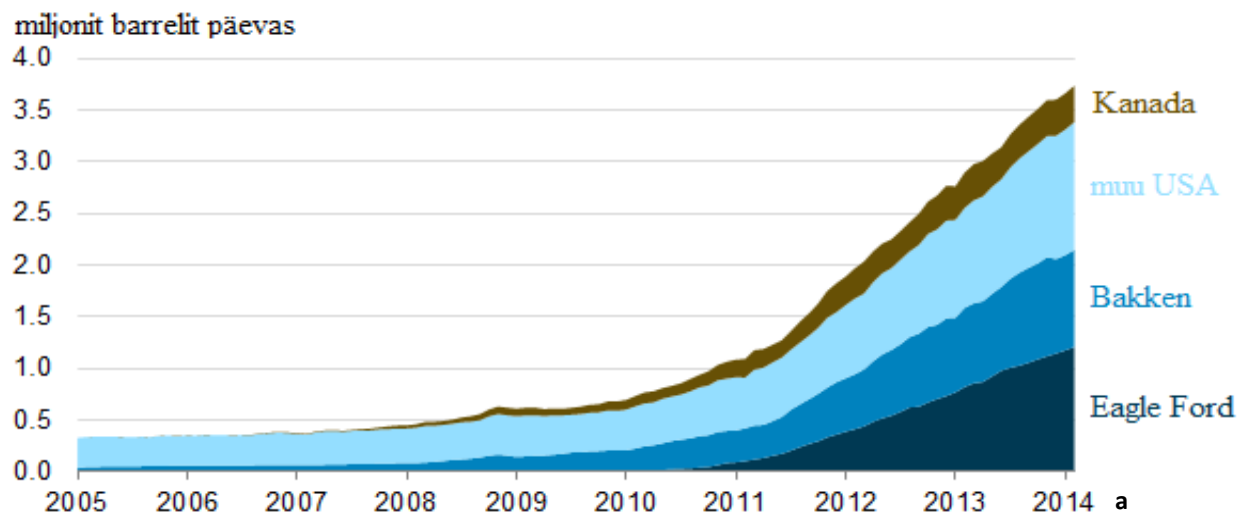
### 1.3.2 Kildanafta tootmine

Ajalooliselt on kildanafta tootjad valdavalt arendanud, täiendanud ja kasutanud kahte tehnoloogiat kildanafta kättesaamiseks: horisontaalset puurimist ja hüdraulilist frakkimist. Horisontaalpuurimisel puuritakse puurauk tavaliselt umbes 3 km sügavusele maasse, kuni jõutakse kildani. Seejärel keeratakse puurimissuunda 90° ning jätkatakse puurimist horisontaalselt, mis võimaldab suuremal maa-alal purustada naftat või gaasi sisaldavaid kivimeid. Horisontaalsed puuraugud võivad olla paar kilomeetrit pikad ja neid võib olla ühendatud isegi parkümmend tükki ühe vertikaalse puurauguga. Hüdraulilisel frakkimisel purustatakse kildaline kivim kõrgsurvel vee, liiva ja kemikaalide seguga. Vesi ja kemikaalid tekitavad kivimites lõhed ning liiv aitab hoida kiltkivis tekkinud lõhed avatud, mis võimaldavad naftal voolata puurauku. Peale õli maapinnale jõudmist, see tüüpiliselt rafineeritakse samamoodi nagu tavapärasest naftast, sest kildanafta kuulub samuti kergete toormete hulka, mis võimaldab seda töödelda madala väävlisisaldusega toornaftadele ettenähtud rafineerimistehases [24, 26].

Suurem kildanafta tootmine frakkimistehnoloogial algas 1950ndatel, kuigi katsetusi tehti juba 19. sajandil. Horisontaalpuurimisel kildanafta tootmine algas 1980ndate algul, kui varustus ja materjalid võimaldasid alustada majanduslikult tasuvat tootmist, kuid kuni 2000ndate aastateni ei toimunud suuremahulist tootmist. Peale 2005. aasta kildagaasi tootmise algust USA-s, hakati rohkem otsima võimalusi ka kildanafta majanduslikult otstarbekal viisil tootmiseks. Suuremahuline kildanafta tootmine algas kuskil 2010. aastal, peale seda kui Brigham Oil & Gas jagas ühe horisontaalse puuraugu edukalt 25-ks. Horisontaalse puuraugu paljudeks erinevateks puuraukudeks jagamine tõstab puurimise tootlikkust ja kasumlikkust. Peale horisontaalpuurimise edukat kasutusele võtmist on USA kildanafta toodang mitmekordistunud.

Viimastel aastatel on Põhja-Ameerikas oluliselt arendatud kildanafta puurimise ja täiustamise protsesside tehnoloogiaid. 2013. aasta neljandas kvartalis ulatus USA kildaõli toodang keskmiselt 3,22 mln b/d, mis tõstis USA kogu toornafta toodangu keskmiselt 7,84 mln b/d,

kasvatades USA osa kogu maailma toornafta toodangust üle 10%, võrreldes 2012. aasta 9%. 2014. aasta veebruaris tuli 63% USA kildanafta toodangust kahest reservuaarist: Eagle Ford ja Bakken (Joonis 1.8). Lõuna-Texases asuva Eagle Fordi toodang oli 1,21 mln b/d ehk 36% USA kogu kildaõli toodangust ning Põhja-Dakotas ja Montanas asuva Bakkeni toodang oli 0,98 mln b/d ehk 28% USA kogu kildaõli toodangust. Nagu on suurenenud USA kildanafta tootmine, nii on paranenud ka infrastruktuur uute leiukohtade ja rafineerimistehaste vahel, mis on vähendanud USA vajadust nafta impordiks [25, 27, 28].



**Joonis 1.8.** Põhja-Ameerika kildanafta toodang 01.2005 ... 02.2014.a [27]

Väljaspool USA-d toodetakse hetkel kiltkivimite moodustitest naftat ainult Kanadas ja Venemaal. 2013. aastal toodeti Kanada Alberta provintsis kildanaftat keskmiselt 0,34 mln b/d, mis moodustas peaaegu 10% kogu Kanada toornafta toodangust. Venemaa tootis 2013. aastal peamiselt Lääne-Siberi reservuaaris kildanaftat 0,12 mln b/d, mis moodustas 1% kogu Venemaa toornafta toodangust.

Austraalia ja Suurbritannia on potentsiaal olla järgmised riigid majanduslikult tasuval viisil kildanafta tootmiseks. Energiaettevõtted teevad veel mitmes riigis testpuurauke ja plaane investeerida kildanafta tootmisse. Paljud kiltkivimi lademetest asuvad reservuaarides, kus juba toodetakse tavapärasest toornaftat, nagu Mehhikos, Venemaal, Hiinas ja Argentiinas, kuid nendes piirkondades on välismaistel ettevõtetel piiratud võimalused eraettevõtlusega tegelemiseks. Tootmine ja maavarad on laialdaselt riigistatud, mistõttu ei arene sealne kildanafta tööstus kuigi kiirelt vajaliku kompetentsi ja tehnoloogia puudumise tõttu [1, 27].

## 1.4 Õliliivad

Terminit naftaliiv, õliliiv või geoloogiliselt korrektset bituminoosne liiv kasutatakse kirjeldamiseks liivakivi hoiust, mis on täidetud raske viskoosse bituminoosse ainega. Õliliiv on looduslik segu liivast, veest, savist ja bituumenist. Naftaliiva bituumen on vedelkütuste allikas, mis selgelt eristub tavapärasest toornaftast. Õliliivas leiduv bituumen on nafta lagunemisprodukt, mis on põlevkivist eraldunud ja liikunud edasi aluskihtidesse. Raske bituminoosne materjal asub leiukohas tihedalt umbes 6°C juures, mistõttu on naftaliiv kõrge viskoossusega ja tavapäraste tootmistehnoloogiatega kättesaamatu. Vähendatud väärtusega bituumen on otse pumpamiseks liiga viskoosne, mistõttu tuleb liiva kaevandada ja töödelda mõne kemikaali või termilise protsessiga, alternatiiviks on õliliiva maa-alune aurutamine ehk in situ protsess.

Bituumen on nafta baasil aine, mida saab ekstraheerida õliliivadest ja täiendada sünteetiliseks toornaftaks. Hetkel on õliliivad kasutusele võetud ainult Kanadas, mille õliliivade API tihedus on umbes 8° ja väävlisisaldus umbes 5%. Õliliivad täiendatakse edasi lahjendatud bituumeniks API tihedusega umbes 22° või sünteetiliseks toornaftaks API tihedusega 31 ... 33°. Täiendatud bituumenit saab edasi töödelda tavapärasteks naftatoodeteks nagu bensiin ja diisel, protsess hõlmab ka kergemate süsivesinike lisamist. Kuna isegi täiendatud bituumen on suhteliselt raske, siis rafineerimine vajab tavaliselt krakkimist ja teisi arenenud rafineerimistehnoloogiaid, et toota kõrgema väärtusega naftatooteid. Protsessi kõik osad vajavad märkimisväärses koguses energiat, mis toob kaasa suure CO<sub>2</sub> emissiooni [9, 29].

### 1.4.1 Õliliiva reservid

Naftaliivad erinevad veidi piirkonniti, mistõttu üldiselt võib neid kõiki nimetada looduslikuks bituumeniks. Kanada õliliivad on piirkonna külmade olude tõttu väga viskoossed, samas kui ekvaatori lähedal paikneva Venetsueela bituumen on vedelam ja tavapäraste puurimistehnoloogiatega kättesaadav, mistõttu liigitatakse sealset bituminoosset liiva pigem väga raskeks naftaks. Naftaliivade reservid loeti alles hiljuti maailma toornafta reservide hulka, kuna kõrgemad nafta hinnad ja täiustatud tehnoloogia tõstsid õliliivade konkurentsivõimet [30].

Looduslikku bituumenit on leitud 598 hoiusest reservidega kokku 250 miljardit barrelit, mis asuvad 23 riigis üle maailma. Suurimad hoiused asuvad Kanadas, millele järgnevad Kasahstan ja Venemaa. Kanada õliliiva hoiused asetsevad kolmes Alberta provintsi piirkonnas: Athabasca-Wabasca, Peace River ja Cold Lake. Kanada Alberta piirkonna õliliivad asetsevad

140 200 km<sup>2</sup> suurusel maa-alal, mis sisaldavad hinnanguliselt 1,84 triljonit barreelit toorbituumenit, millest umbes 9% on kättesaadavad praegust tehnikat kasutades ja mida peetakse tõestatud reservideks. Ainult umbes 3% ehk 4800 km<sup>2</sup> võib üldse kunagi kasutada õliliivade kaevandamiseks. Kanada tõestatud toornafta reservid koos õliliivadega ulatuvad 173 miljardi barrelini, millest õliliivad moodustavad 168 miljardit barreelit [30, 31].

Väga raske õli ressursid paiknevad 21 riigi 162 hoiuses, millest ülekaalukalt suurimad on Venetsueelas. 2012. aasta seisuga on Venetsueela tõestatud toornafta reservid koos bituumeniga 211 miljardit barreelit, mis on maailma suuruselt teised, Saudi Araabia järel. Venetsueela hoiused on Kanada õliliivadest erinevad, soojemate ilmastiku olude tõttu on looduslik bituumen väiksema viskoossusega ja tavapäraste tehnoloogiatega kättesaadav, kuid torustikus transportimiseks või tavalistes rafineerimistehastes töötlemiseks on see siiski liiga raske. Venetsueela bituumeni suuremat toodangut takistab sisepoliitika ja võõramaiste ettevõtete raskendatud ligipääs maavaradele. Kuna Venetsueela raske bituumen on tavapärase puurimis- ja pumpamistehnoloogiaga kättesaadav, siis arvestatakse seda tavapärase toornafta reservina ning antud töös ei loeta seda mittekonventsionaalseks nafta toormeks [30].

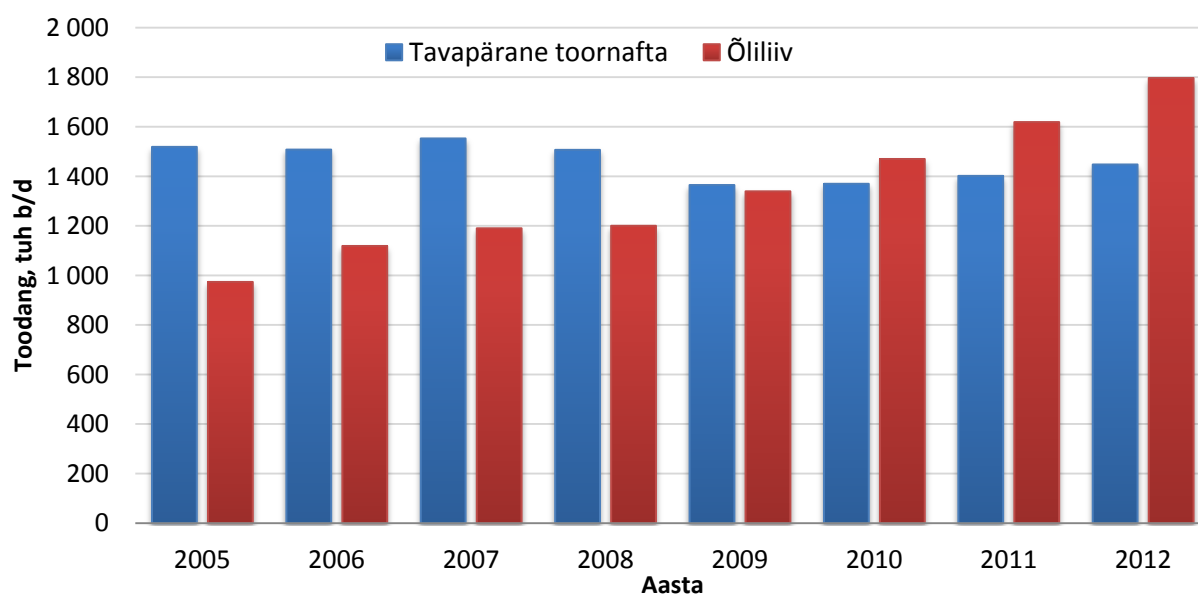
#### **1.4.2 Õliliiva tootmine**

Õliliivades sisalduv bituumen on seotud maa-aluste liivadega, moodustades musta, tiheda ja väga viskoosse massi, mida ei ole võimalik tavapärase puurimis- ja pumpamistehnoloogiaga ammutada. Liivades sisalduv bituumen saadakse kätte kas kogu pinnase välja kaevandamisel või sügavalt maa alt välja aurutades ehk in situ protsessiga. Maapinnale lähemal olevate varude puhul õliliiva sisaldav maapind kaevandatakse ja seejärel kuumutatakse või segatakse sobivate kemikaalidega eraldamaks õli liivast. In situ protsessil tekitatakse maagaasi põletamisel aur, millega muudetakse liivades olev nafta vedelaks, et seda maapinnale välja pumbata. Umbes 20% õliliivade hoiustest on kaevandatavad ja 80% õliliivadest on nii sügaval maas, et nende jaoks tuleb puurida puurauke. Naftaettevõtted katsetavad isegi puuraukudesse väikeste lõkete tegemist, tekitamaks soojust ja gaase, mis juhib vedela bituumeni puuraukudesse [29, 32].

Esimest korda mainiti Kanada õliliivasid juba 1719. aastal. Esimene õliliivade tootmist reguleeriv eeskiri koostati 1962. aastal. Tööstuslikku õliliiva tootmist alustati Albertas 1967. aastal, kuid 1980ndate volatiilsed toorainete hinnad ja karmistunud poliitika jättis 50 aastat vana tehnoloogia ja teadmised tagaplaanile, mis ei võimaldanud tööstusel areneda ja kasvada. 1990ndatel muutusid õliliivade väljavaated järjest negatiivsemaks, mistõttu koostati

niinimetatud võimaluste deklaratsioon, millega seati eesmärgiks toota õliliiivadest 2020. aastaks 1,2 mln b/d, mis tänu tõusnud naftahindadele täitus juba 2007. aastal. Kerkinud naftahinnad ja Kanada energiajulgeoleku küsimused ongi olnud peamiseks ajendiks õliliiiva tööstuse suurele kasvamisele viimastel aastatel [33].

Kanada on maailmas liider õliliiivade hoiustest nafta tootmisel. Aasta-aastalt on Kanadas õliliiivadest toornafta tootmine suurenenud ning 2009. aastal möödus tootmine tavapärasest toornaftast. 2012. aastal toodeti Kanadas kokku 3 245 000 b/d toornaftat, millest õliliiivade toodang moodustas 1 797 000 b/d (Joonis 1.9). 2012. aastal toodeti esmakordselt in situ tehnoloogiaga rohkem õliliiivast toornaftat kui kaevandamisega.



**Joonis 1.9.** Kanada toornafta ja õliliiivade toodang 2005 ... 2012.a, tuhat barreli päevas [34]

Õliliiivast ühe barreli toornafta tootmiseks läheb vaja keskmiselt kaks tonni kaevandatud õliliiiva. 2013. aasta jaanuari seisuga oli Albertas 127 tegutsevat õliliiivade projekti, millest ainult viis olid kaevandamisprojektid. Ajavahemikul 2014 ... 2017. a on Kanadas planeeritud käivitada 47 uut õliliiivade projekti. Väga erinevad ettevõtted tegelevad õliliiivade kaevandamise ja töötlemisega, kuid suurimad on Syncrude Canada, Suncor Energy, Shell Canada, Canadian Natural Resources, Imperial Oil, Cenovus [26, 31, 35].

Bituumenit, mida pole töödeldud või täiendatud, saab kasutada kohe asfaldiks. Torustikus transportimiseks tuleb bituumenit vedeldada. Väärtuse lisamiseks täiendavad mõned tootjad bituumenit sünteetiliseks toornaftaks, mis on rafineerimistehaste lähteaineks ning mida saab töödelda mootorikütuseks või muudeks toodeteks [36].

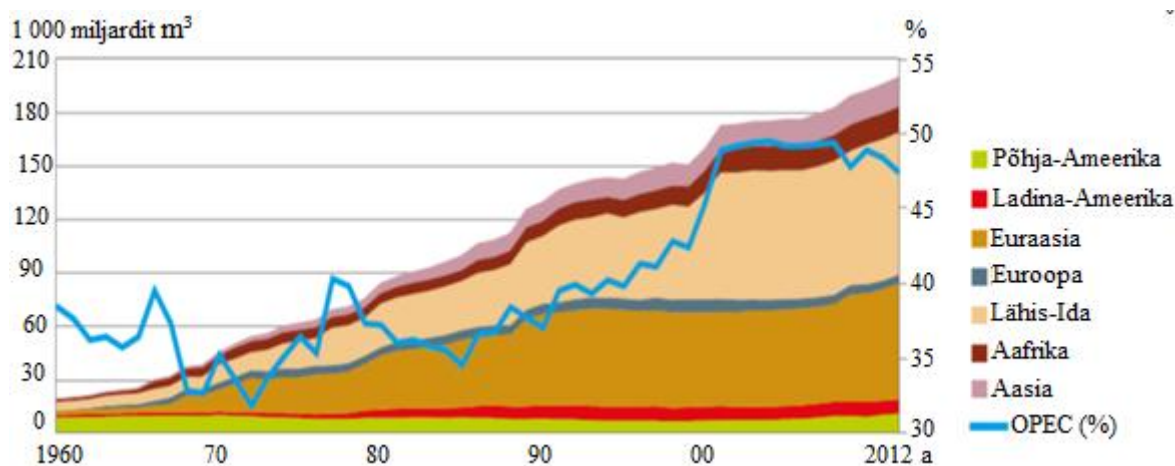
## 1.5 Gaasist vedelkütuste tootmine

Gaasist toodetud vedelkütus, GTL, on sünteetiline kütus, mida saab toota keemilisel muundamisel mistahes süsivesinikust, nagu maagaas, kivisüsi, reovesi või prügi. Viimase kolme aastakümne jooksul on mitmed gaasist vedelkütuste töötlemise tehnoloogiad osutunud usaldusväärseks, kuid mõnikord väljakutsuvaks. Kui üldiselt on maagaas ja veeldatud maagaas, LNG, suunatud gaasitarbijatele, siis GTL pakub gaasi töötlemiseks alternatiivi, võimaldades laieneda transpordikütuste turule. GTL protsessid võimaldavad toota erinevaid kõrge kvaliteediga vedelkütuseid, eriti diisli ja lennukikütust, ning lisaks ka määrdeainete ja kütuste lisandeid, mis suurendavad ettevõtte tootevalikut ja konkurentsivõimekust [37].

Maagaas on kõige energiatõhusam fossiilkütus. Maagaas on orgaanilise aine lagunemise tagajärjel tekkinud gaasiliste süsivesinike segu, mille peamiseks koostisosaks on metaan. Maagaasi leidub peamiselt naftamaardlates koos naftaga või eraldi gaasimaardlates ja vähemal määral ka söekaevanduses kaevandusgaasina [4, 38].

### 1.5.1 Maagaasi reservid

Maailma maagaasi varud on aasta-aastalt suurenenud, sest uute leiukohtade reservid on suuremad kui tarbimine, ning ulatuvad 200 triljoni m<sup>3</sup>-ni (Joonis 1.10). Suurimad maagaasi varud on Lähis-Idas ja Ida-Euroopas ehk Venemaal, kus kokku on üle poole maailma tõestatud reservidest. Suur kasv mittekonventsionaalse gaasi kasutuselevõtus on toimunud Põhja-Ameerikas ja Austraalias ning sama võib toimuda järgmise mitme aastakümne jooksul Hiinas ja mitmes teises energiadefitsiidiga riigis, kuigi suur osa maailma maagaasi varudest jäävad kauges kohtades kinnisteks ja isoleerituks.



Joonis 1.10. Maailma tõestatud maagaasi reservid, 1 000 miljardit m<sup>3</sup> [7]

Märkimisväärne osa maailma maagaasi varudest on liigitatud „keerukateks“, kus tavapärase gaasitransport torustikus ei ole majanduslikult mõistlik. Need leiukohad asuvad eemal tarbijatest või piiratud nõudlusega piirkonnas. Keerukate gaasiressursside kasutuselevõtmine on oluline gaasivarusid omavatele riikidele ja ettevõtetele, kuid gaasi töötlemise ja transpordi infrastruktuuri ehitamine vajab suuri investeeringuid ja pikaajalisi müügilepinguid [37].

### 1.5.2 GTL tootmine

Gaasist ja kivisöest vedelike muundamise esimesed tootmistehnoloogiad tekkisid 1920ndatel Saksamaal, kui nafta vähesuse ja rohkete söevarude olemasolul muundati kõrgtemperatuurilise Fischer-Tropschi, F-T, sünteesiga kivisüsi gaasiks ja sealt edasi vedelikeks. Esimesed rajatud jaamad ei olnud majanduslikult otstarbekad ja ei suutnud konkureerida toornafta rafineerimistehastega ning sõja lõppedes need suleti. Viimasel kolmel aastakümnel on taas tõusnud huvi F-T tehnoloogia vastu, seekord konverteerides maagaasi Fischer-Tropschi sünteesi madalatel temperatuuridel keskmisteks naftaõlideks.

Maagaasist vedelike tootmine on võimalik mitmete keemiliste reaktsioonide protsessidega, kuid hetkel on kõige laialdasemalt kasutusel Fischer-Tropschi tehnoloogia. Protsessiga toodetakse kõigepealt sünteetilist gaasi, mille jaoks segatakse metaan auruga. Sellele järgneb katalüütiline süntees F-T reaktoris, mille tulemusel tekivad pika ahelaga süsivesinikud, mis lõpuks krakitakse ja toodetakse lõpp-produkt, milleks võib olla GTL vedelkütus, GTL ligroniin, GTL petrooleum, GTL tavaparaafiinid, GTL gaasiõli või GTL baasõli. Lisaks Fischer-Tropsch tehnoloogiale on gaasist vedelike tootmisel kasutusel veel gaasist-metanooliks (GTM), gaas-dimetüüleetriks (DME), gaas-olefiinideks (GTO) ja gaas-bensiiniks (GTG) tehnoloogiad [37, 39].

Peale maagaasi saab Fischer-Tropsch tehnoloogial töödelda ka kivisöe vahekihtide gaasi, assotsieerunud gaasi, kivisütt või biomassi. Erineva lähteaine kasutamiseks tuleb vahetada ainult katalüsaator ja muuta temperatuuri-rõhu tingimusi. Fischer-Tropsch gaasi vedeldamise tehased saab seadistada tootma erinevaid tooteid, alates baasmäärdeõlidest ja vahadest kuni naftakeemia toorbensiini ja erikemikaalideni. Enamik planeeritud ja töös olevad tehased toodavad hetkel valdavalt diiselmootorit ja lisaks lennukikütust, toorbensiini, määrdeid ja vähesel määral ka veeldatud naftagaasi LPG-d [4, 37].

Fischer-Tropsch GTL tehnoloogial toodetud diiselmootor on tavalisel rafineerimistehnoloogial toornaftast toodetud diiselmootorist kõrgema kvaliteediga. GTL diiselmootoril on üle 25% kõrgem tsetaaniarv (vähemalt 70, tavaliselt 45-55), madalam väävlisisaldus, vähem

aromaatseid ühendeid, millest tulenevalt on diislil väiksem tihedus ja suurem külmakindlus. Diisli oodatava nõudluse kasvuga võimaldab GTL tehnoloogia toota kütust omadustega, mille kasutamisel väheneksid transpordisektori emissioonid märkimisväärselt. Samuti lihtsustab vedelkütuste tootmine maagaasist, kivisöest või biomassist gaasi transporti. Kuna metaan on gaasilises olekus suuremahuline, siis selle transportimine ja hoiustamine on raskendatud. Üks viis gaasi transportimiseks ja hoiustamiseks on LNG, mis vähendab gaasi mahtu umbes 600 korda. Teiseks võimaluseks oleks gaasi vedeldamise tehnoloogial metaani muundamine keemiliselt vedelikuks, mis võimaldab gaasitootjatel töödelda gaas vedelkütusteks või teisteks väärtuslikeks vedelateks süsivesinikeks, mida saab transportida palju kompaktsemalt ja lihtsamini. GTL kasutuselevõtt ei ole tingitud ainult majanduslikult keerukate maagaasivarude transpordiprobleemiga, vaid ka toornafta leiukohtadele üha raskema ligipääsetavuse ja globaalse nõudluse kasvuga kõrgema kvaliteediga transpordikütuste järele ning vajadusega parandada paljude linnade õhukvaliteeti üle maailma [26, 37, 39].

Üle maailma on hetkel töös viis GTL jaama, mille tootmisvõimsused on 2 700 ... 140 000 b/d. Globaalne GTL toodangumaht on hetkel kokku hinnanguliselt 210 000 b/d. Shellil on kaks jaama Malaisias ja üks Kataris, Sasolil on üks jaam Lõuna-Aafrikas ja viies on ühisprojekt Sasoli ja Chevroni vahel Kataris. Hetkel ehitatakse ühte jaama Nigeerias ja kolm jaama USA-s on planeerimisel [40].

Hetkel maailma suurim GTL jaam kuulub Shellile Kataris, Pearl GTL, mis alustas tootmist 2010. aasta juunis. Jaama gaasi töötlemise maht on 45,3 miljonit m<sup>3</sup> päevas, millest toodetakse 260 000 b/d kõrgkvaliteetseid GTL tooteid ja maagaasi vedelikke, NGL, ning kuni 30 000 b/d määrdeaine baasõli, mis täidaks 225 miljonit autot päevas. Gaasi pumbatakse North Field gaasiväljalt, kus on hinnanguliselt 25,5 triljonit m<sup>3</sup> maagaasi ehk umbes 15% kogu maailma gaasivarudest. Selle projekti arendamisele kulus ligi \$20 miljardit ettevõtte enda raha, ilma riikliku toetuseta [39, 41].

Nigeerias on ehitamisel Escravos GTL tehas, mis konverteerib 8 miljonit maagaasi päevas, millest toodetakse 33 000 b/d GTL diisli ja toorbensiini. 2023. aastaks peaks tootmisvõimsus suurenema 120 000 barrelini päevas. Projekti ettevalmistustega alustati 1998. aastal, jaama ehitust alustati 2005. aastal ning jaam peaks esimese toodangu andma sellel aastal. Projekti maksumuseks on ligi \$9 miljardit [37, 42].



Mitmed ettevõtte on arendamas väikseid GTL jaamu, kus kasutatakse gaasivarusid, mis on liialt väikesed suurtele GTL jaamadele. Väikesed GTL jaamad kasutaks näiteks nafta tootmisel kõrvalproduktina tekkivat gaasi, mis on torustikust liialt kaugel ja seetõttu põletatakse tõrvikus. Väikesed GTL jaamad võimaldaks võtta kasutusele väiksemad gaasiväljad. Hinnanguliselt 10% maailma naftaväljadest on piisavalt suured, et toota maagaasist vähemalt 10 000 barrelit vedelkütuseid päevas. Kuid väiketootmine, mis toodaks kuni 2 000 b/d, avaks 40% maailma gaasiväljadest. Suurbritannia ettevõtte Oxford Catalyst Group hinnangul, kes on GTL väiketootmise vallas kõige aktiivsem ja kogenum, maksab väiketootmiseks mõeldud jaamade iga 1 000 b/d umbes \$100 miljonit. Eelmisel aastal sõlmis British Airways lennukompanii lepingu ostmaks \$500 miljoni eest lennukikütust, mis on toodetud prügilagaasist. Enamikel neist projektidest on pikaajaline arendamise vajadus, sest need projektid on keerukamad lisaprotseduuride tõttu [43].

GTL jaamade pikaajalise majandusliku tasuvuse eesmärgil on jaamadele lisatud vahade ja määrdeainete tootmine, mis on F-T protsessi teine peamine lõpp-produkt. Kuna keemiatoodete turg on kütuste turust palju väiksem, siis on väiksemad GTL jaamad niimoodi majanduslikult elujõulisemad. F-T protsessiga toodetud vahasid kasutatakse küünaldes, värvides, katetes, vaikudes, plastikus, sünteetilises kummis, rehvides ja teistes toodetes [40].

## **1.6 Kivisöest vedelkütuste tootmine**

Kivisöest vedelkütuste tootmine, CTL, on keemiline protsess, mis on atraktiivne riikidele, kus on väikesed naftavarud, kuid rikkalikult kivisütt. CTL protsessiga toodetakse enamasti bensiini, diisli ja lennukikütust, kuid lisaks vedelkütustele on sama protsessiga võimalik toota kivisöest sünteetilist maagaasi ja keemiatööstuse tooraineid, nagu olefiin, metanool ja ligroniin. Globaalne CTL tootmismahd on hetkel hinnanguliselt 210 000 b/d [42].

Kivisüsi on üks vanemaid ja enamlevinud energiaallikaid maailmas. Kivisüsi on põlev must või pruunikas-must settekivim, mis on tekkinud orgaanilise aine mittetäielikul lagunemisel ja koosneb põhiliselt süsinikust ja süsivesinikest. Kivisüsi jagatakse nelja põhitüüpi: antratsiidid, bituminoossed söed, subbituminoossed söed ja ligniidid ehk pruunsöed [4, 8].

### 1.6.1 Kivisöe reservid

Kivisöe ressursid on rikkalikud. Praeguse tootmistempo juures on toodangu suhe ressurssidesse üle kahe korra suurem kui naftal või gaasil. 2011. aasta lõpu seisuga olid maailma kivisöe varud 861 miljardit tonni, millest peaks praeguse tarbimise juures jätkuma hinnanguliselt 109. aastaks. Suurimad söevarud on USA-s, mis moodustavad 28% kogu maailma varudest, millele järgnevad Venemaa ja Hiina. Tehnoloogia arenemise ja efektiivsuse tõusuga on võimalik kasutusele võtta raskesti ligipäätavad kivisöe reservid, mis suurendavad söevarusid veelgi.

Seoses kildagaasi revolutsiooniga on USA elektrijaamades kivisüsi asendatud maagaasiga, mistõttu on odav USA importsüsi asendanud Euroopa elektrijaamades maagaasi ja tõstnud CO emissiooni. Peale Fukushima tuumakatastroofi ja tuumajaamade sulgemist on nii Jaapanis kui Saksamaal kivisöe tarbimine kasvanud. Kui 2009. aastal imporditi USA-st Euroopasse 27 miljonit tonni kivisütt, siis 2012. aastal tõusis see 60 miljoni tonnini [26].

### 1.6.2 CTL tootmine

Kivisütt kaevandatakse karjäärist või allmaakaevandusest. Peale kaevandamist ja puhastamist transporditakse kivisüsi enamasti elektrijaama, kus sellest toodetakse elektrit ja soojust, kuid riigid, millel on rikkalikud kivisöevarud, on üha enam uurimas võimalusi toota kivisöest vedelkütuseid. Kõrvalistest söerikastest kohtadest võib kivisöe transportimine olla kallid või vajab väga suuri investeeringuid raudtee rajamiseks. Konverteerides kivisüsi leiukohas vedelkütuseks või gaasiks, võimaldab tarbida kütust kohapeal või transportida torustikus ning nõuab raudteest vähem investeeringuid ja tegevuskulusid [4].

Kivisöest vedelkütuste tootmine on keemiline protsess, mis on atraktiivne riikidele, kus on väikesed naftavarud, kuid rikkalikult kivisütt. Söe vedeldamisel kasutatakse peamiselt kahte tehnoloogiat: otsene kivisöe vedeldamise protsess kasuteguriga üle 60% ja Fischer-Tropsch, F-T, protsess kasuteguriga 50...55%, mida nimetatakse ka kaudseks tehnoloogiaks ja kasutatakse samuti gaasist vedelike tootmisel. Lisaks neile kahele on veel protsess, millega muudetakse kivisöe baasil metanool bensiiniks, MTG. Otsese kivisöe vedeldamise tehnoloogia puhul suunatakse kivisüsi katalüsaatorisse, millesse on kõrgendatud temperatuuridel ja rõhkudel lisatud vesinik. Seevastu kaudne kivisöe vedeldamise protsess koosneb kahest peamisest etapist: gaasistamine, et toota sünteetilist gaasi, ja Fischer-Tropschi protsessist, kus gaas muundatakse vedelikuks [44, 45].

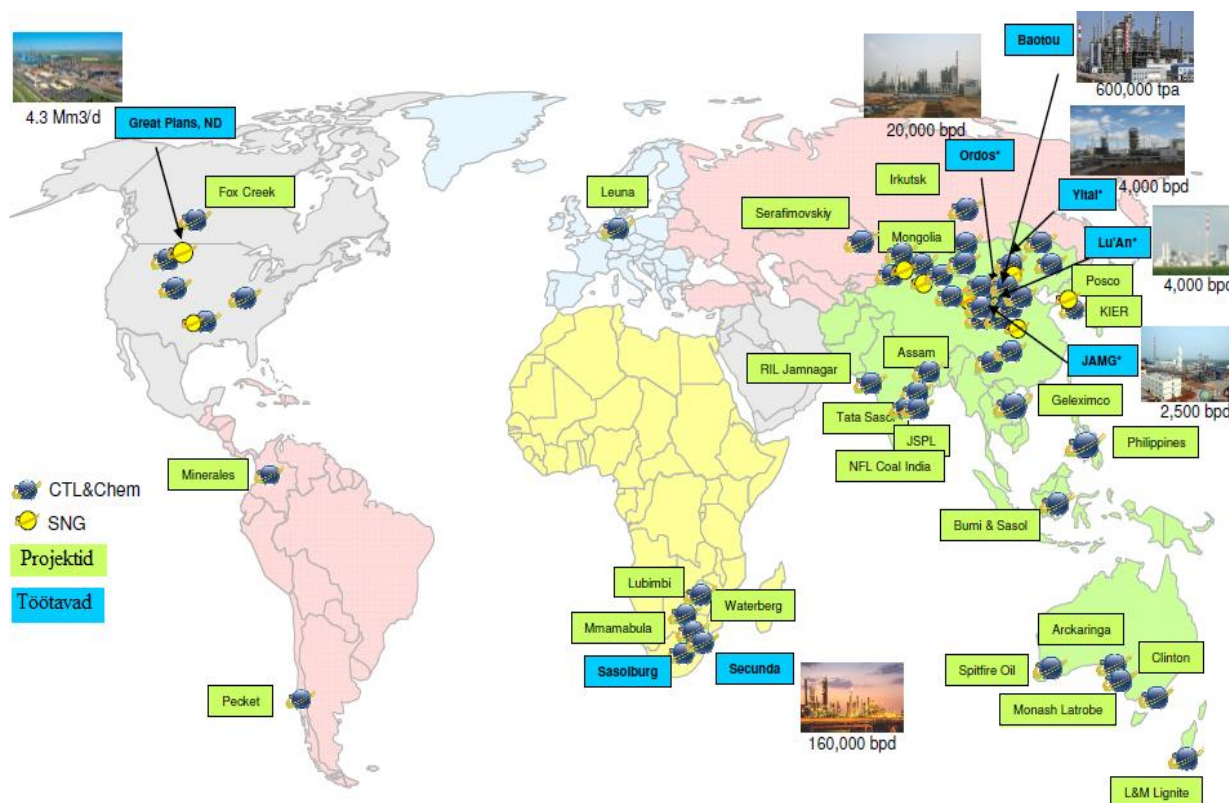
CTL protsessi lõpp-produktiks on enamasti küllastunud süsivesinikud nagu bensiin, diisel ja lennukikütus. Lisaks vedelkütustele on sama protsessiga kivisöest võimalik toota sünteetilist maagaasi ja keemiatööstuse tooraineid, nagu olefiin, metanool ja ligroniin. Kivisöest konverteeritud vedelkütused töötavad samades mootorites ja ei jää kvaliteedilt alla toornaftast toodetud kütustest ning põletades tekib sama palju süsihappegaasi, kuid vähem väävli- ja aromaatsaid heitmeid. Kivisöest vedelkütuste negatiivne mõju keskkonnale ilmneb kivisöe muundamisel vedelkütuseks, kui lisaks suurele hulgale kasutatud veele paisatakse õhku kaks korda rohkem süsihappegaasi kui toornafta tootmisel ja rafineerimisel [42].

Söe vedeldamise tehnoloogiad töötati välja enne II maailmasõda Saksamaal, et rahuldada Saksamaa ja Jaapani sõjaaja vedelkütuste vajadust. Saksamaa tootis kivisöest peamiselt otsese tehnoloogiga 120 000 barrelit vedelkütuseid päevas. Peale II maailmasõja lõppu on kivisöest vedelkütust toodetud valituse subsideerimisel järjepidevalt ainult Lõuna-Aafrika Vabariigis ja Hiinas. Kivisöe vedeldamise vastu on hakanud suuremat huvi tundma Hiina, USA, India, Jaapan, Austraalia, Botswana, Saksamaa, Indoneesia, Mongoolia ja Filipiinid, aga eriti nimetatud esimesed kolm võtmeriiki, kellel on suured kivisöevarud, kuid piiratud naftareservid [44, 45].

Globaalselt on CTL tehnoloogia arendamine sõltunud eelkõige muutlikest maailmaturu naftahindadest. 1970ndate naftahinna tõus juhtis CTL tehnoloogiate suurema uurimiseni USA-s, Euroopas, Austraalias ja Jaapanis, kuid 1990ndate alguses, kui naftahinnad stabiliseerusid, lõpetati aktiivne arendustegevus. Praeguste kõrgete naftahindade ja energiajulgeoleku tagamiseks on kivisöe vedelike tootmine tõusmas jälle aktuaalseks mitmel pool maailmas. Hiina on hetkel kõige aktiivsem arendamaks uusi projekte, kus hetkel arendatakse maailma suurimat otsese kivisöe vedeldamise tehast peale II maailmasõda. CTL tootmine Hiinas algas 2009. aastal ja hetkel töös oleva nelja jaama toodang on kokku 29 000 b/d, mis peaks 2016. aastaks suurenema 310 000 barrelini päevas. Lõuna-Aafrika Vabariik on ainsana toodetud kivisöest vedelkütuseid kümnendeid ning praegune tootmismahd ulatub 160 000 barrelini päevas. Aastatel 2005 ... 2013 on Sasoli CTL toodang püsinud vahemikus 142 500 ... 150 600 b/d. 2012. aastal oli maailma CTL kogutoodang umbes 200 000 barrelit päevas [42, 44, 45, 46].

Sõerikastele, kuid naftavaestele riikidele, nagu Hiina, pakub tõestatud, kümnendeid vana tehnoloogia võimalust vähendada sõltuvust importnaftast, mida loodetakse CTL projektidega vähendada 10 ... 15%. Samal ajal kui Austraalia, Indoneesia ja USA alles planeerivad tootmist, on Hiinast saanud teine riik maailmas, Lõuna-Aafrika Vabariigi järel, kes on

kommertslikult tootnud kivisööst vedelkütuseid. Tänapäevaks on töös mitu CTL jaama Hiinas ja kaks tehas Lõuna-Aafrika Vabariigis, mis toodavad kivisööst vedelkütuseid ning üks jaam USA-s, mis toodab kivisööst sünteetilist maagaasi, SNG-d (Joonis 1.11). USA-s North Dakotas kivisööst sünteetilise maagaasi tootmisjaama tootmisvõimsus on 4400 Mm<sup>3</sup>/d. SNG üksuseid ehitatakse ja planeeritakse veel Koreas 1900 Mm<sup>3</sup>/d, Hiinas 86 000 Mm<sup>3</sup>/d ja Indias. Üle maailma on planeerimisel ja ehitamisel umbes 100 erinevat jaama kivisöe konverteerimiseks, eelkõige piirkondades, kus on suured kivisöe varud [42, 46].



**Joonis 1.11.** Planeeritavad ja töös olevad CTL projektid üle maailma [47]

Lõuna-Aafrika Vabariiki jõudis CTL tehnoloogia 1950ndatel, kui keemiaettevõtte Sasol avas maailma esimese kivisööst vedelkütuste tootmisjaama, kaks järgmist jaama avati 1980ndatel. Sasol arendas Fischer-Tropschi protsessile uue reaktori, mis tõstis protsessi efektiivsust ja toodangut. Ettevõtte toodab siiani nendes jaamades 8,8 miljonit tonni toornafta ekvivalenti aastas, tootes ligi 40% Lõuna-Aafrika Vabariigi transpordikütuste vajadusest [42].

2009. aastal tööd alustanud Hiina esimene otsesel tootmistehnoloogial kivisööst vedelkütuste tootmisprojekt tootis 2013. aastal 866 000 tonni naftasaadusi, nagu diisel, toorbensiin ja veeldatud naftagaas, LPG. Tehas toodab päevas umbes 10 000 tonnist kivisööst 3 000 tonni ehk 17 000 barrelit naftasaaduseid. Shenhua Grupp investeeris projekti \$2,06 miljardit ning jaama ehitust alustati 2004. aastal. Tehas hõlmab nelja kivisöe toimingut: kaevandamine,

elektri- ja soojusenergia tootmine ning kaudset ja otsest kivisöest vedelkütuste tootmistehnoloogiat. Negatiivseks küljeks on tehase aastane veetarbimine, mis on umbes 14,4 miljonit tonni, millest 47% kulub otsesel meetodil kivisöest vedelkütuste tootmiseks. Tehas asub Ordos regioonis, mille tõestatud söevarud ulatuvad 160 miljardi tonnini, moodustades 11,4% Hiina kogu söereservidest. Hiina puhta energia strateegia osana on viimase kolme aasta jooksul algatatud mitmeid kivisöe vedeldamise ja gaasistamise projekte Sise-Mongoolia, Shaanxi, Ninxia, Xinjiang ja Liaoning regioonis. Kivisöe keemiatööstuse laienemist piirab kõige enam Hiina hirm ja mure veepuuduse ees [48, 49, 50].

Hiinas kasvab huvi kivisöest naftakeemia toodete olefiini, etüleen ja propüleeni tootmiseks. Raudtee piiratud läbilaskevõime seab piirangud kivisöe transpordile Loode-Hiina naftarikkast piirkonnast suure nõudlusega Ida-Hiinasse, mis pidurdab kivisöest naftakeemia tootmist. Shehua Grupp toodab Hiinas kahes tehases kivisöest olefiine. Veel seitse kivisöest olefiinide tootmisjaama peaks valmima 2015. aastaks. Mitu kivisüsi-metanooliks jaama on juba olemas, millest üks konverteerib metanooli olefiinideks. Sõltumatu konsultatsioonifirma AsiaChem andmetel, võiks kivisüsi Hiinat varustada 2015. aastaks 25 miljardi m<sup>3</sup> maagaasi, 10 miljoni tonni metanooliga ja 6 miljoni tonni olefiinidega [42, 50].

## **2. Nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete**

### **tootmisprobleemide võrdlus**

Nii tavapärase kui mittekonventsionaalse nafta tootmine puutub üha rohkem kokku erinevate tootmise tõhustamise, majandus- ja keskkonnavalaste küsimustega. Nafta on hetkel hädavajalik transpordi ja naftakeemia tööstusele. Nafta on paindlik, kergesti transporditav ja enim kaubeldud kaup maailmas. Kuid naftal on ka puudujääke, nagu hindade suur kõikumine, lihtsamini kättesaadavate reservide lõppemine, geopoliitilised pinged suurimate reservidega piirkondades ja suurte tootjate domineerimine turgudel.

Mittekonventsionaalsetel nafta toormetel on kõigil erinevad tootmise iseärasused, kuid üldiselt on mittekonventsionaalsetest nafta toormetest vedelkütuse tootmine tavapärasest naftast kapitalimahukam ja kallim, ning keskkonda saastavam, mistõttu võib kohata huvigruppide vastuseisu. Samuti mõjutab oluliselt tootmist tooraine kättesaadavus, tehnoloogia areng, kliima- ja keskkonnapoliitika ning oskustööjõu olemasolu. Globaalset tootmist pärsib ka osade piirkondade kõrge natsionaliseeritus, mis ei võimalda vajaliku teadmiste ja tehnoloogiatega välismaistel ettevõtetel omandada maavarasid ja investeerida tootmise arendamisse.

### **2.1 Tootmise kitsaskohad**

Paljud uued kütuste allikad ei ole tavapärase toornafta sarnased. Enamik mittekonventsionaalsed nafta toormed on rasked, keerulised, süsinikurikkad ja peidetud sügavale maa alla, olles tihedalt seotud liiva, tõrva ja kivimitega. Kaevandamisest lõpptarbimiseni vajavad mittekonventsionaalsed nafta toormed tootmiseks rohkem energiat ja keerukamat tehnoloogiat, kui tavapärase nafta. Globaalselt suureneva naftatoodete nõudluse kasvu rahuldamiseks võetakse kasutusele rohkem mittekonventsionaalseid allikaid, mis vajavad lõpp-produkti tootmiseks intensiivsemat töötlemist ja lisaained ning eraldavad rohkem suurtes kogustes süsihappegaasi sisaldavaid kõrvalsaaduseid [1, 2].

#### **2.1.1 Tavapärase nafta**

Hetkel tõestatud nafta reservidest peaks jätkuma praeguse tootmismahu juures 80 aastaks, kuid enamik varusid asuvad geopoliitiliste pingetega piirkondades. Sealsetes piirkondades on rahutuste puhkemise oht suurem kui mujal ning tagajärjeks võib olla katkestused naftatarnetes ja nafta maailmaturu hinna tõus. Nafta tarneid ja hindasid võib kantslikult muuta ka OPEC, kuhu kuuluvad suurimad naftatootja riigid. Poliitiline stabiilsus suuremates naftatootja

riikides on nafta tootmiseks vajalik. Poliitilise stabiilsuse puudumisel on tavaliselt kaks negatiivset tagajärge nafta tootmisele: ohtlikud töötingimused ja investeringute vähenemine tootmisesse. Mõlemad tagajärjed tuvastati ka 2011. aasta Araabia Kevadel, kui poliitilistel põhjustel tekkisid massirahutused ja Liibüa naftatoodang vähenes kaks kolmandikku. Regiooni poliitiline stabiilsus on seega vajalik nafta toodangu hoidmiseks ja kasvatamiseks ning samuti oluliseks eelduseks välisinvesteeringuteks. Tänapäeva globaliseerunud maailmas on võimalik ühe regiooni drastilist tootmise vähenemist kompenseerida teises regioonis tootmismahu suurendamisega, kuid seda paljudel juhtudel ainult lühiajaliselt. Mõnes piirkonnas on suudetud mittekonventsionaalsete nafta toormete eduka kasutuselevõtuga vähendada üle 75% maailma naftast tootva OPEC-i sõltuvust naftatarnetes [6].

Toornafta tootmine on üha enam sõltuv maailma naftaturu hinnast, sest järjest rohkem tuleb naftat puurida raskemini kättesaadavatest reservidest, mis muudab tootmise kallimaks. Kulud suurenevad ka investeeringuid vajavate uute reservide kasutuselevõtuga ja tehnoloogia arendamisega. Kättesaadavad nafta reservid on viimasel kümnendil suurenenud ligi 30%, eelkõige tänu tehnoloogilistele uuendustele, nagu horisontaalpuurimine, mis võimaldab naftat puurida majanduslikult otstarbekal viisil raskemini ligipääsetavatest kohtadest ja parandab puurimise tõhusust. Tavapärase toornafta tootmise kulude tõusust võib eeldada, et nafta hind jääb edasi suhteliselt kõrgele tasemele, mis võimaldab rohkem kasutusele võtta kallima tootmisega mittekonventsionaalseid nafta toormeid.

Nafta uurimine ja puurimine võib häirida maismaa ja ookeani elupaiku, kuid uued tehnoloogiad on oluliselt vähendanud puurimisest häiritud piirkondade arvu ja suurust. Satelliidid, globaalse positsioneerimise süsteemid, kaugseire seadmed ning 3D ja 4D seismilised tehnoloogiad võimaldavad avastada uusi naftavarusid puurauke puurimata. Nafta voolab suhteliselt kergelt läbi poorsete kivimite, mis moodustavad naftamaardla. Nafta puuraukude rajamise horisontaalse ja suundpuurimise tehnoloogia arengud võimaldavad ühel puuraugul toota naftat palju suuremalt maa-alalt kui varem. Puuraugust pumbatava nafta maht väheneb aeglaselt, keskmiselt 6% aastas, mistõttu on näiteks Lõuna-Iraagi suurel naftaväljal vaja tootmismahu säilitamiseks puurida iga aasta 60 uut auku. Liigutatavate ja väiksemate naftapuurlatvormide arendamise tulemusel on tänane tootmise ökoloogiline jalajälg oluliselt väiksem kui 30 aastat tagasi [4, 51].

### 2.1.2 Põlevkiviõli

Põlevkiviõli tööstuse laiema leviku eelduseks on usaldusväärne tehnoloogia, mis võimaldab arendada suuremahulisi projekte majanduslikult kasumlikul viisil. Tootmispiirkonna läheduses on vajalik ka nafta infrastruktuuri olemasolu ja tarbijaskond, kuhu on võimalik suunata ka tootmise kõrvalprodukte. Säästva ja jätkusuutliku põlevkivi tootmiseks on vajalik tõsta põlevkivi kemikaalset potentsiaali ja vähendada kadusid kaevandamisel. Põlevkivid on erineva kütteväärtuse, õlisisalduse ja niiskusega, mistõttu on vaja põlevkiviõli tootmiseks põlevkivi töötlemise tehnoloogiaid täiustada, see aga muudab põlevkiviõli tootmise kallimaks ja aeganõudvamaks. Põlevkiviõli tootjad ja arendajad teevad suuri jõupingutusi erinevatele põlevkividele sobiva töökindla tootmistehnoloogia välja arendamiseks, mis alandaks tootmiskulusid ja suurendaks toodangut. Põlevkivi vajab töötlemiseks ja põlevkiviõli tootmiseks suures koguses energiat, mis tuleneb vajadusest põlevkivi kaevandada, transportida ning töötlemisel purustada, kuumutada ja järel töödelda. Põlevkiviõli on küllaltki viskoosne, mistõttu tuleb seda enne rafineerimistehasesse saatmist töödelda.

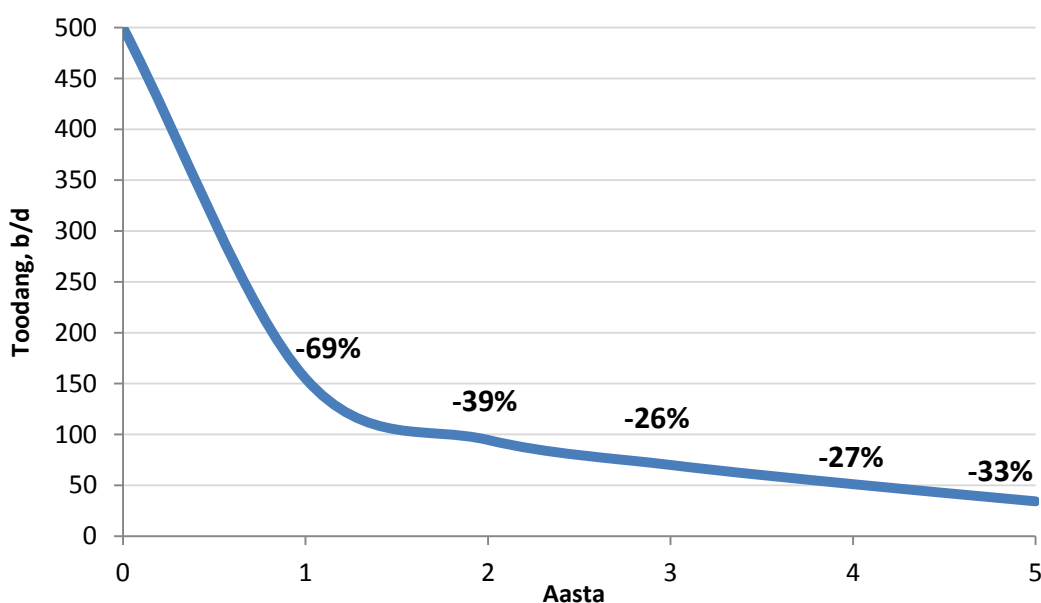
Kulude ja keskkonnamõjude vähendamise võimaluseks on tõhusa koostootmise loomine ja tootmisjääkide kasulik ärakasutamine. Kui siiani on põlevkivi valdavalt kasutatud elektri ja soojuse tootmiseks, siis põlevkiviõli tootmisel kasutatakse enamik põlevkivi toormest õli saamiseks. Põlevkiviõli tootmise kõrvalprodukt uttegaas ja aur on edukalt kasutatav elektri ja soojuse tootmiseks, mis võrku müües toodaks lisatulu ja vähendaks tootmise ökoloogilist jalajälge. Tahked tootmisjääd on kasutatavad ehitusmaterjalina. Eduka toimiva põlevkivitööstuse eelduseks on nafta infrastruktuuri olemasolu ja tarbijaskonna lähedus, vastasel korral oleksid kulud liialt suured. Eeliseks on ka mere lähedus, mispuhul on võimalik põlevkiviõli müüa laevakütuseks. Eestil on need kõik eeldused täidetud, mis ongi aidanud kaasa eduka põlevkivitööstuse tekkimisele. Hetkel Eestile lähim rafineerimistehas asub Porvoos Soomes, mis on täiesti piisav, sest hinnanguliselt oleks hea rafineerimistehase olemasolu 300 km raadiuses. Samuti on Viru Keemia Grupil plaan ehitada rafineerimistehas, mis alandaks transpordikulusid ja võimalaks põlevkiviõli töödelda kohapeal. Kui Eestis on kõik tingimused põlevkiviõli edukaks tootmiseks olemas, siis USA ja Jordaania põlevkiviga nii ei ole. Mõlemas piirkonnas asuvad põlevkivimaardlad küllaltki eraldatud piirkonnas kaugel tarbijaskonnast ja rafineerimistehastest, samuti mere kauguse tõttu pole otstarbekas müüa kütust laevadele. Sellistes piirkondades on vajalik oluliselt suuremad investeeringud, mis tõstab kulusid ja majanduslikku kasumiläve, mistõttu on arendamise ja tootmise seisukohalt vajalik suhteliselt kõrge maailmaturu nafta hind [9, 10, 13, 14].



### 2.1.3 Kildanafta

Kildanafta tootmist mõjutavad eelkõige kättesaadavus ja võimalused ulatuslikuks puurimiseks, naftateenuste olemasolu, oskustöölised ja nafta turuhind. Õigus- ja maksuküsimustes tuleb arvestada veeressursside, rahvastiku tiheduse ja võimaliku huvigruppide vastuseisuga. Ulatuslikke investeeringuid tehakse puurimise tõhususe tõstmiseks.

Kildanafta paikneb madala poorsusega kivimites, mis teeb nafta raskesti kättesaadavaks. Kildanafta kättesaamiseks puuritav puurauk katab palju väiksema ala, kui tavapärase nafta puurauk, ning toodang väheneb kiiresti. Esimese aastaga võib kildanafta puuraugu toodang langeda kuni 70% (Joonis 2.1) ning seejärel väheneb toodang iga aasta järk-järguliselt veelgi. Seevastu tavapärase nafta puuraugu toodang langeb umbes 10 aastaga 70%. Esialgne naftavoog võib olla väga suur, kuid see ei kesta ja pärast mitme frakkimise vooru jäetakse puurkaevud tootma madalal tasemel [51, 28, 52].

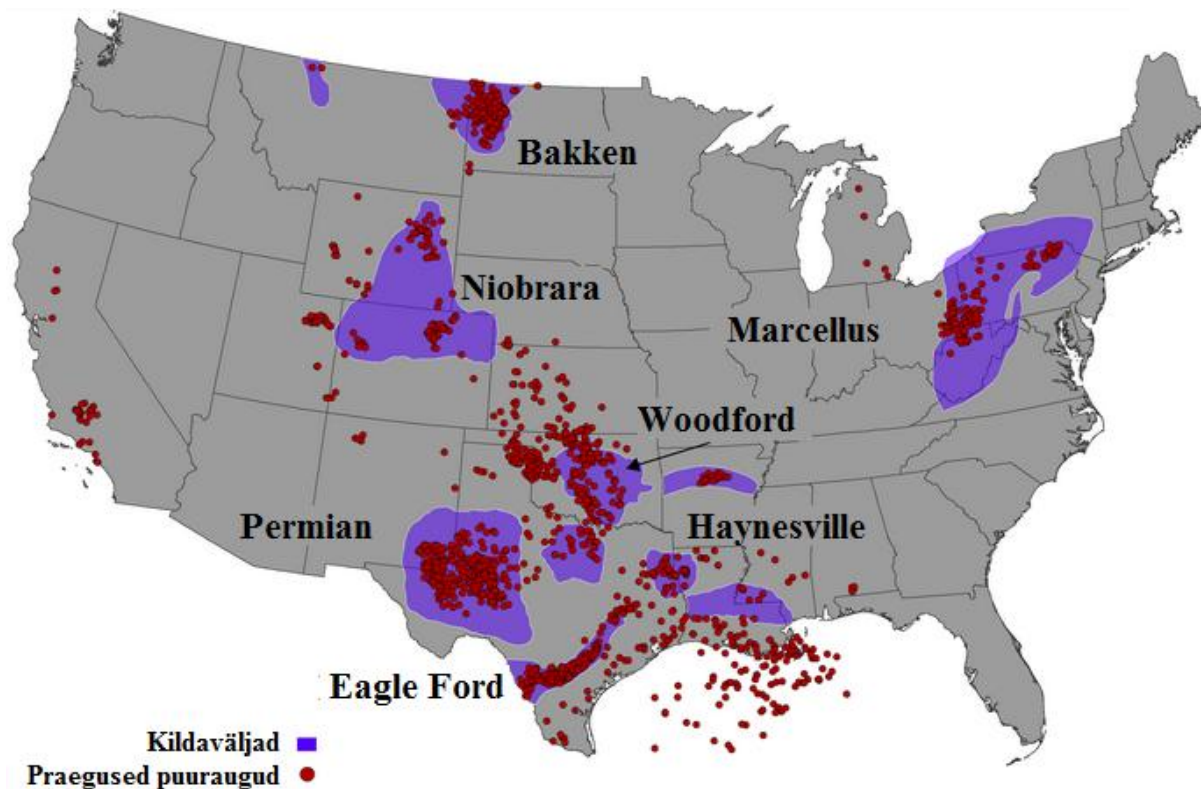


**Joonis 2.1.** Tüüpiline kildanafta puuraugu toodangu langus aasta-aastalt, % [52]

Säilitamiseks toodangu taset tuleb pidevalt puurida uusi auke. Kildanafta väljade toodangu säilitamiseks vajalike uute puuraukude arv võib aja jooksul suureneda, sest tulevikus võib raskemini kättesaadava kildanafta ühe puuraugu toodang ja kivimite naftasisaldus olla väiksem. See tähendab, et kui nafta hinnad tõusevad, siis tootjad saavad puurida rohkem auke ja rahuldada nõudlust. Kui naftahinnad langevad, siis lihtsalt lõpetatakse uute aukude puurimine ja toodang langeb. 2009. aasta alguses, mil peale globaalset finantskriisi hinnad langesid drastiliselt, vähenes USA kildanafta toodang kuue kuuga üle 5% ning uute

puuraukude arv langes üle 50%. Kildanafta võimalik toodangu langus on suureks riskiks mitu miljardit USA dollarit maksva alalise torujuhtme infrastruktuuri rajamisse [51, 52].

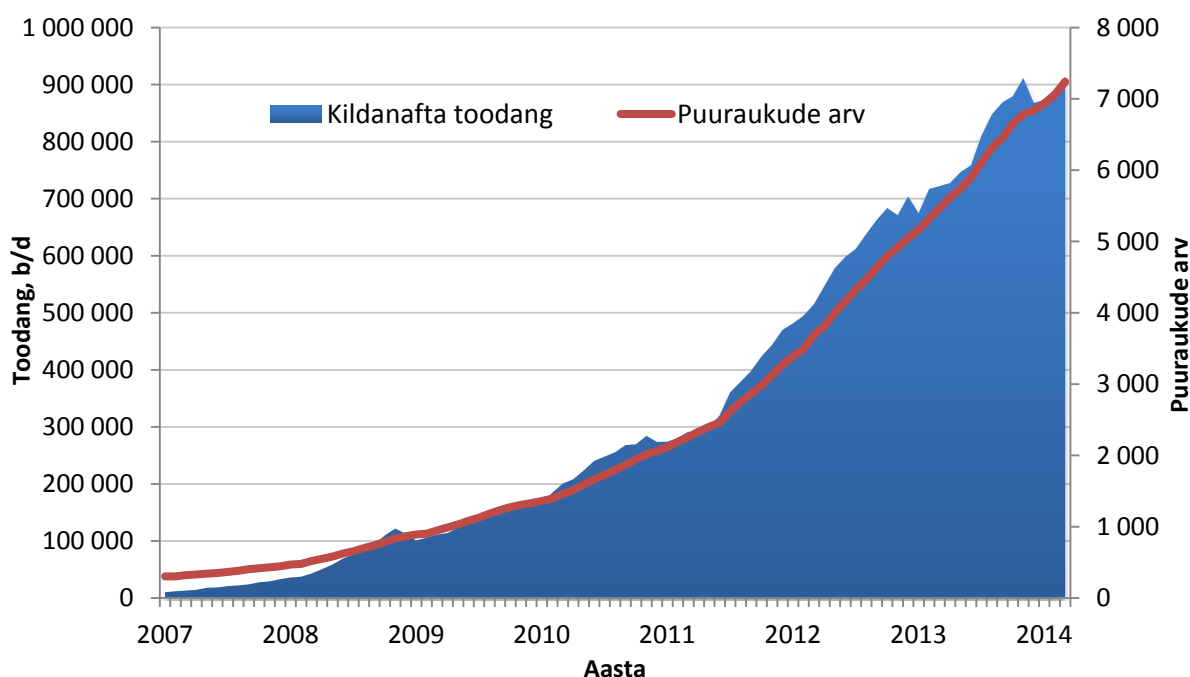
2014. aasta veebruaris oli USA kuuel kildaväljal kokku 1 194 aktiivset naftapuurplatvormi, millest 485 asus Permian Basinis, 290 Eagle Fordis ja 174 Bakkenis (Joonis 2.2). See on viimase 1,5 aasta kõrgeim tase. Nendel kolmel peamisel kildaväljal on väga aktiivne puurimistegevus ja enamik välja pindalast on kaetud, mistõttu võib eeldada, et uute puuraukude puurimisel saabub lähiaastatel piir, mistõttu toodang langeb. Siiani kõige rohkem aktiivseid naftapuurplatvorme USA kildaväljadel oli 2012. aasta juunis, kui töös oli kokku 1 307 puurimiseadet. USA kildaväljadel töötavad naftapuurplatvormid suudavad igas kvartalis puurida keskmiselt 5,2 uut puurauku, mis puuritakse horisontaalselt. 2013. aastal puuriti Permian Basinis 9 131, Eagle Fordis 4 400 ja Bakkenis 2 000 uut kaevu [28, 53, 54].



**Joonis 2.2.** USA kildaväljade aktiivsed puuraukud 02.2014.a [53]

USA ühe peamise kildavälja Bakkeni kildanafta toodang Põhja-Dakota osariiki jäävalt kildaväljalt on viimase seitsme aastaga suurenenud peaaegu 70 korda, kuid see kasv on tulnud uute puuraukude rajamisest. Kui 03.2007. a toodeti Põhja-Dakota osariigis Bakkeni kildaväljalt 321 puurauguga 13 302 barrelit kildanaftat päevas, siis 03.2014. a toodeti 7420 puurauguga 914 003 barrelit kildanaftat päevas, mis moodustab 90% kogu Bakkeni kildavälja toodangust (Joonis 2.3). Kuni 2009. aasta alguseni jäi ühe puurangu toodang valdavalt alla 100 b/d, ajavahemikus 2010 ... 2012. a oli aga ühe puurangu toodang keskmiselt 140 b/d

juures. Aastal 2013 oli Põhja-Dakota Bakkeni välja ühe puuraugu toodang stabiilselt 130 b/d juures ning 2014. aasta neljal esimesel kuul on toodang olnud keskmiselt 126 b/d, mis võib viidata kergemini kättesaadava kildanafta lõppemisele. Toodangu säilitamiseks ja suurendamiseks puuritakse järjest rohkem uusi puurauke ning vanemad puuraugud suletakse kiiremini, kui varem, et mitte toota suurte kuludega väikeseid koguseid. Hetkel langeb Bakkeni kildavälja olemasolevate puuraukude toodang ühes kuus 70 000 b/d, mistõttu tuleb toodangu säilitamiseks juurde puurida vähemalt 70 000 b/d toodangumahuga puurauke. Aastaga suureneb kildavälja toodangu vähenemine umbes 17 000 b/d, mistõttu 2015. aasta lõpuks väheneb Bakkeni olemasolevate kildanafta puuraukude toodang iga kuu 100 000 b/d. Rahvusvahelise Energia Agentuuri IEA hinnangul tuleb 1 000 000 b/d toodangu säilitamiseks Bakkeni väljal iga aasta juurde puurida 2 500 uut auku, võrreldes 60 uue augu vajadusega Lõuna-Iraagi tavapärase nafta suures maardlas. Hinnanguliselt mahub Põhja-Dakotas asuvalle Bakkeni kildaväljale 38 980 puurauku [28, 55, 56].



**Joonis 2.3.** Põhja-Dakota Bakkeni välja kildanafta toodang ja tootmises olevate puuraukude arv 03.2007 ... 03.2014.a [57]

Hetkel on teadmata, kui suur osa ja kergemini kättesaadavatest kildanafta reservidest on juba tootmises ja kui kasumlikud on uued puuritavad alad. Kui kergemini kättesaadav nafta on otsas, siis iga uue augu puurimise kulu tõuseb ja vastavalt peab tõusma ka iga toodetud barreli hind, et toetada vähem produktiivsete puuraukude kasutusele võtmist, sest kõik puuraugud ei anna samasugust toodangut.

#### 2.1.4 Õliliivad

Kanada naftaliivade varud on küll suured, kuid kaevandamine, töötlemine ja transpordi infrastruktuuri nõuded tähendavad pigem pikka tarneaega, kui tootmismahude tõusu. Samuti võivad keskkonnavalased väljakutsed lõpuks kahjustada tootmispotentsiaali. Õliliivade kättesaamisel on märkimisväärsed kulud, sealhulgas vee ja energia kasutamine. Praeguste tehnoloogiatega saadakse kätte rohkem energiat kui selle protsessi jaoks kulutatakse, kuid see jääb ikkagi selgelt alla tavapärase nafta puurimisele. Õliliivade kindlus tuleviku suhtes on stabiilsem, kui USA kildanaftal, sest konkreetselt on teada Athabasca õliliivade asukoht ja sealse nafta hulk [9, 29].

Õliliivadest kasutuskõlbliku kütuse kättesaamine on väga energia- ja veemahukas. Kanada õliliivasid tuleb kaevandada või maa alt aurutada. Õliliiva in situ tehnoloogia vajab iga toodetud bituumeni barreli kohta umbes 28 m<sup>3</sup> maagaasi, kaevandamismeetodil vajatakse seda umbes poole vähem. Õliliivad sisaldavad rohkesti varjatud süsinikku ja metalle, mistõttu tuleb kättesaadavat bituumeni kvaliteeti enne rafineerimistehasesse viimist parandada, muutes bituumeni näiteks sünteetiliseks toornaftaks. Kanada õliliivad on rasked ja vajavad rafineerimist. Umbes 60% õliliivade toodangust on võimelised töötleva Kanada rafineerimistehased, ülejäänud transporditakse USA-sse, mistõttu ollakse sõltuvad USA naftaturust. Sõltuvust USA turust võib vähendada nõudluse kasv Aasias, eriti Hiinas, kes on juba avaldanud huvi Kanada õliliivade vastu. Kui õliliivade toodang veelgi suureneb, siis infrastruktuuri kitsaskohtade tõttu tekivad toorme transportimisel raskused nii USA-sse kui Aasiasse, mille likvideerimine vajab olulisi investeeringuid [29, 30, 58].

Alberta õliliivade ja USA rafineerimistehaste ühendamiseks on olulise tähtsusega Keystone Pipeline System, mille laienemise viimane, neljas etapp, 1 897 kilomeetrit pikk Keystone XL torujuhe, on planeerimisel. Torujuhtme ehitus on viibinud mitmete keskkonnavalaste uuringute tõttu, kuid 2013. aasta märtsis saadi kinnitus, et projektil ei ole märkimisväärsed mõjusid keskkonnale, kuid see ei olnud piisav ja projekt on siiani edasi lükatud. Keystone XL on võimeline transportima 830 000 barrelit naftat päevas, mis lisaks Kanadast toornafta transportimisele võimaldab suurendada tootmist Bakkeni kildaväljal ja ligipääsu suurematele rafineerimisturgudele. Keystone XL on Põhja-Ameerika energiajulgeoleku ja majanduse tugevdamise seisukohalt olulise tähtsusega nafta infrastruktuuri projekt. Kanada õliliivade toodangu transpordil on siiani olulisel kohal olnud rongid, kuid uus torujuhe parandaks oluliselt infrastruktuuri kitsaskohti ja võimaldaks toodangut suurendada [59].

### 2.1.5 Gaasist vedelkütuste tootmine

Gaasist vedelkütuste tootmistehnoloogia on keeruline, kulukas ja tihedalt väheste ettevõtete valduses, kes omavad peamiste protsesside patente, mis seab teistele ettevõtetele piirid suurte GTL jaamade ehitamiseks. Suurte nafta reservide olemasolu ja maagaasi oluliselt lihtsamad ja suuremad kasutusvaldkonnad ei soodusta GTL jaamade laialdasemat levikut. Tähtsal kohal on veel nafta ja maagaasi maailmaturu hinnad, sest gaasist vedelkütuseid toota on otstarbekas suhteliselt kõrgete nafta hindade ja madalate maagaasi hindade juures. GTL toodete sihtturuks on transpordisektori vedelkütuste turg, mistõttu konkureeritakse rafineeritud toornafta toodetega, vastupidiselt LNG-le. USA-s on viimasel kümnendil planeeritud mitmeid GTL jaamu, kuid enamik projekte on lükatud edasi või tühistatud. Põhjuseks on projektide väga suur kapitalimahukus ja kindlustunde puudumine pikaajaliselt suhteliselt madala hinnaga maagaasi kättesaamiseks, sest sellist kindlustunnet ei saa tänapäeval keegi lubada ega pakkuda. GTL jaama planeerimisele ja ehitamisele kulub vähemalt neli aastat ning selle ajaga võivad muutuda nii piirkonna poliitiline olukord, kui nafta- ja maagaasihinnad, mis võib muuta projekti väljavaateid.

GTL jaama kuludest suure osa moodustab katalüsaator, mille tehnoloogiline keerukus langetab jaama töökindlust ja täpsed ehituskulud tulevikus on ebaselged. Perspektiivikam võiks olla väiksemahuline GTL tootmine, mis kasutab näiteks naftaväljadel ülejäävat gaasi, mida hetkel põletatakse tõrvikus, või võimaldaks kasutusele võtta väiksemad gaasiväljad, mis on suurtele projektidele liialt väiksemahulised. Lisaks on väiksemahuline GTL jaam väiksema reaktori tõttu lihtsama ehitusega ja madalama kapitalikuluga. GTL jaamade F-T reaktoreid saab ümber seadistada tootmaks peale transpordikütuste ka teisi naftakeemiatooteid, mis oleks üheks võimaluseks liialt madalate vedelkütuste hindade juures. Praeguste maagaasi ja toornafta hindade pikaajalise prognoosi järgi osutuvad pikaajaliselt majanduslikult tasuvaks GTL jaamad, mis on seadistatud tootma maksimaalselt vaha keemiatoodete turu jaoks, mitte vedelkütuseid. Hetkel on oluliselt otstarbekam toota naftatooteid naftatoormetest ning maagaasi teised kasutusvõimalused on lihtsama ja odavama tootmise tõttu GTL toodetest atraktiivsemad. Mitmetes suurte gaasivarudega piirkondades on viimastel aastatel tehtud suuri investeeringuid LNG projektidesse, mis takistab suuremat GTL jaamade levikut. GTL tehnoloogial on veel tehnoloogilise, majandusliku ja keskkonnavalase tõhususe kohapealt suur arenguruum enne, kui suudetakse tõsiselt konkureerida teiste maagaasitoodetega [37, 40].

### 2.1.6 Kivisöest vedelkütuste tootmine

Kivisöest vedelkütuste tootmine on võimaluseks toornafta vaestele, kuid kivisöe rikastele riikidele vähendamaks nafta impordi sõltuvust. CTL tehnoloogia on väga kapitalimahukas, mistõttu on projektide majanduslikuks kasumlikkuseks vajalik madal kivisöe hind ja suhteliselt kõrge nafta hind. Kuna CTL tehnoloogiad saavad areneda ainult suurte kivisöe varudega piirkondades, siis on hetkel tehnoloogia laialdasema leviku takistuseks ka infrastruktuuri probleemid, sest valdavalt on suured kivisöe varud eemal suure tarbimisega piirkondadest. Nii nagu gaasist vedelkütuste tootmisel, kasutatakse ka CTL projektides valdavalt F-T sünteesi, mille katalüsaator on kulukas ja töökindlus madal.

Hiinal on suured kivisöevarud, suuresti sõltutakse nafta impordist ning söe vedeldamist on uuritud ja arendatud alates 20. sajandi keskpaigast, kuid selle arendamine on sõltunud riigi muutuvast poliitikast ning maailma naftatarnetest ja –hindadest. Hiina on maailma juhtiv CTL tehnoloogia arendaja, kuid seal on mitmesugused takistused kivisöest vedelkütuste suuremaks tootmiseks, mis kehtivad ka mujal maailmas. Esiteks, suured kivisöe varud asuvad suure tarbimisega piirkondadest kaugel ja nende vahelise infrastruktuuri parandamine on väga kulukas. Teiseks on Hiina valitsuse muutuv toetus CTL projektidele, mis on tingitud kartusest puhta vee reservide vähenemisest CTL jaamade suure veetarbe tõttu ja võimalikust kivisöe tooraine hinna tõusust, sest kivisöest vedelkütuste tootmisel nõudlus kasvab. Hiina valitsuse jäik hoiak pärsib ka väliskapitali ja teadmiste sissevoolu, sest kõik projektid vajavad valitsuse nõusolekut. Samuti mõjutab CTL jaamade kasumlikkust tooraine hind, sest kõrge tooraine hind tõstab tootmiskulusid ja lõpptoote hinda. Lõpptoote hinna tõus mõjuks kapitalimahukale tehnoloogiale kehvasti, sest niigi ollakse mittekonventsionaalsetest nafta toormetest hetkel kõige kõrgema kasumilävega. Lisaks tuleb CTL projektidel konkureerida elektrienergia tootmise sektoriga, mis tarbib peaaegu kogu kaevandatud söe. Hiina valitsusel on CTL projektidele karmid eeskirjad ning 2011. aastal anti ainult kahele kivisöe vedeldamise projektile luba jätkata arendamisega, hoolimata kohalike omavalistuste survest ja CTL projektide pooldamisest, kes soovivad piirkonda väga vajalikke uusi töökohti ja SKP tõusu. Tuhanded teadlased üle Hiina tegelevad parema ja vähem maksva reaktori arendamisega, millel on ülikõrge ökonoomsusega katalüsaator. Eeldatavalt arenevad CTL projektid ainult piiratud ulatuses ja mõnes geograafilises piirkonnas [42, 44, 45].

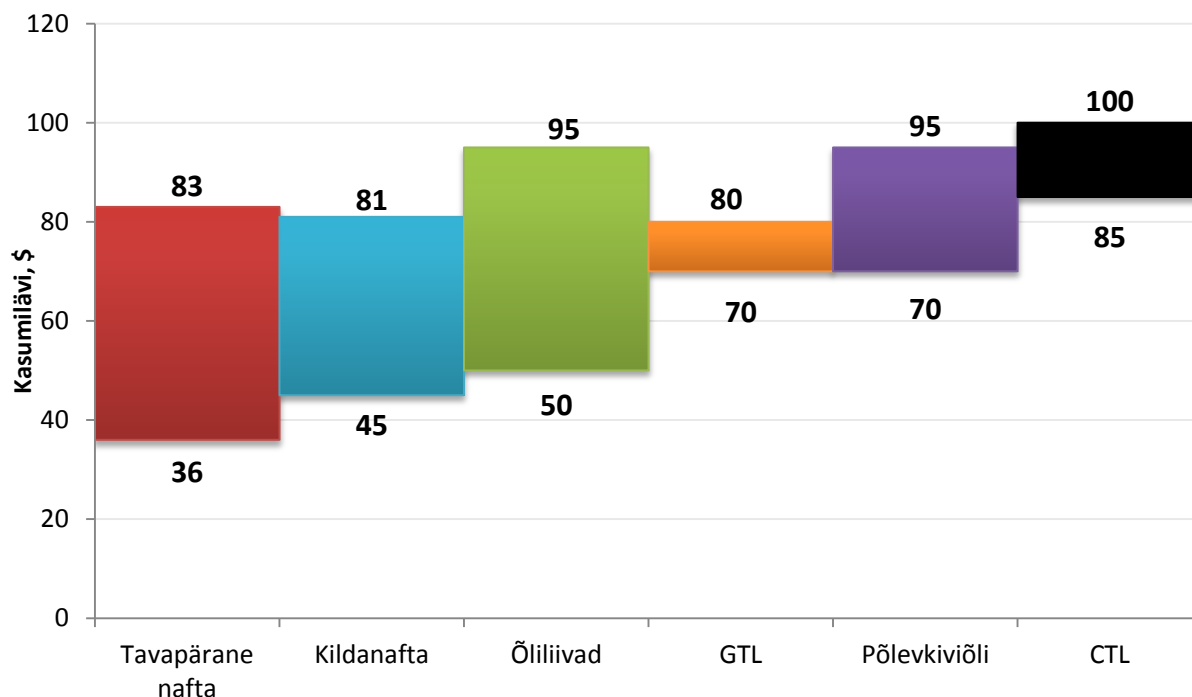
## 2.2 Majanduslikud tegurid

Mittekonventsionaalsete nafta toormete majanduslik otstarbekus on suuresti sõltuv muutuvatest nafta maailmaturu hindadest. Praeguste tehnoloogiatega on mittekonventsionaalsete nafta toormete projektide kasumilävepunkt kõrgem kui tavapärase nafta tootmisel. Naftatööstus on teistest sektoritest kõrgema maksumääraga, mis vähendab projektide kasumlikkust ja võimet investeerida uutesse tootmisüksustesse. Naftatööstus puutub tihedalt kokku ka oskustööjõu küsimustega, sest vajatakse kõrge kvalifikatsiooniga töötajaid, kellest on huvitatud ka teised tööstused, mistõttu tööjõukulud aina suurenevad. Samuti tuleb tegeleda ja investeerida teadus- ja arendustegevusse, sest mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmine on paljuski alles algusfaasis ning tavapärasel naftal on veel kasutamata ressursse, mis suuresti on raskesti kättesaadavad ja ligipääsetavad.

### 2.2.1 Kasumilävi

Mittekonventsionaalsetest nafta toormetest vedelkütuse tootmine on tavapärasest naftast kapitalimahukam ja kallim, sest mittekonventsionaalsed nafta toormed on raskesti kättesaadavad ja vajavad lisatöötlemist. Sellepärast on mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmise eelduseks teatavast piirist kõrgem naftahind, et tootmine oleks majanduslikult otstarbekas. Tasuvuspunkt on pidevalt muutuv, sõltuvalt kasutatavast toormest, rajamiskuludest, tööjõukuludest ja tööjõu olemasolust piirkonnas. Erinevates piirkondades mõjutab kasumlikkust oluliselt ka sise- ja fiskaalpoliitika, mis võib mõne regiooni kõrgete maksude tõttu märgatavalt muuta projekti tasuvuspunkti. Samuti vajavad kõik uued projektid märksa kõrgemat maailmaturu nafta hinda, kui juba töös olevad üksused, sest kõik kulud on aja jooksul tõusnud.

Tavapärase toornafta tootmise kasumilävepunkt OPEC-i liikmesriikidel on hinnanguliselt keskmiselt \$72 barreli eest. Toornafta tootmise tasuvuspunkt oleneb suuresti tootjariigi ja OPEC-i poliitikast, kes võivad piirata tootmiskahtusid, ning kohaliku valuuta tugevusest. Tavapärase nafta tootmise kasumilävi jääb vahemikku \$36 ... \$83 barreli eest, eelkõige olenevalt piirkonna infrastruktuuri võimalustest ja leiukohtadest (Joonis 2.4). Kõige odavam on Kataris ja Kuveidis toodetud toornafta ning umbes \$40 kallim on toota naftat Iraagis. Tavapärase toornafta tootmise tasuvuspunkt Kanadas on keskmiselt \$63 ... \$65 barreli eest, võrreldes USA projektide keskmisega \$72 barreli eest [60, 61].



**Joonis 2.4.** Toornafta toormete kasumilävi, \$ [6, 37, 46, 58, 60, 61]

Ameerika Ühendriikides on toornafta tootmiskulu ühe barreli kohta keskmiselt \$35, millest opereerimiskulud moodustavad \$13 ning reservuaaride uurimine ja maa rentimine \$22. Maismaal asuvate reservide kasutuselevõtmine ja tootmise alustamine on märgatavalt odavam, kui avamerel tootmine. Avamerel toornafta tootmisel on veidi madalamad opereerimiskulud, kuid nõ leidmise kulud on üle kahe korra suuremad, kui maismaal, mistõttu on avamerel toornafta tootmiskulud maismaa tootmisest \$20 kõrgemad. Kõige odavam on toornaftat toota Lähis-Idas, kus opereerimise ja leidmise kulud moodustavad kokku umbes \$17 barreli nafta eest ning kõige kallim on toota Aafrikas, kus kulud ulatuvad \$46 barreli eest. Kuigi tootmiskulud erinevates piirkondades ei erine väga suures ulatuses, siis tootmise muudab kalliks reservide kindlaks tegemisele ja tootmisega alustamisele kuluv kapital. Kui Lähis-Idas moodustab ühest barrelist toodetud toornaftast uurimise ja tootmise alustamisega seotud kulud \$7, siis Kesk- ja Lõuna-Ameerikas \$21 ja Aafrikas \$35. Uurimise ja tootmise alustamisega seotud kulud erinevad suures ulatuses, sest toornafta reservid erinevates piirkondades erinevad ligipäätavuse, nafta kättesaadavuse ja regioonide seotud eeskirjade tõttu. Lisaks on märkimisväärsed kulud infrastruktuuri parandamisele ja transpordile [62].

Kildanafta tootmise kasumilävi USA-s oleneb eelkõige maardlast kättesaadava kildanafta mahust, ligipäätavusest ja kvaliteedist ning maardla ja rafineerimistehase vahelisest infrastruktuurist ja kaugusest. USA suuremate kildanafta väljade puuraukude keskmised tasuvuspunktid on: Eagle Ford \$64, U.S Bakken \$69 ja Permian Basin \$81 barreli eest.



Kildanafta puuraukude kapitalikulu on keskmiselt \$23 juures barreli eest. Kildanafta on USA-s kaubeldav WTI turuhinnaga, mille keskmine hind 2013. aastal oli \$98, mille järgi võiks arvata, et vähemalt suuremad kildaväljad on majanduslikult kasumlikud. Kuid kildanafta tootmist võib mõjutada konkurentsi tekkimine kildagaasiga, sest need kaks paiknevad leiukohas koos, mistõttu mõjutab kildanafta toodangut mingil määral ka maagaasi hind [61].

Bakkeni kildavälja puuraugu kulud puurimisest kuni sulgemiseni on keskmiselt \$9 miljonit. Tüüpiline Bakkeni puurkaev on võimeline tootma naftat 45 aastat, mille jooksul ulatuks toornafta toodang umbes 665 000 barrelini. Kuid kulude kokkuhoiu mõttes suletakse puuraugud tavaliselt 400 000 ... 500 000 barreli täitumisel, sest puuraugu toodang langeb lühikese aja jooksul väga palju. Tüüpiline Bakkeni puurauk toodab ettevõttele umbes \$23 miljonit puhaskasumit, millest enamik teenitakse puuraugu tootmise algusfaasis, kui toodang on suur. Põhja-Dakota osariigis Bakkeni kildaväljalt nafta tootjad maksavad ühe puuraugu kohta keskmiselt \$4 miljonit kohalikeks maksudeks ja üle \$2 miljoni palkadeks [56, 63].

Olemasolevad Kanada õliliiivade tootmisüksused saavad hakkama isegi nafta hinnaga \$50 barreli eest, kuid õliliiivatööstuse kasvamiseks on vajalik vähemalt nafta hind \$70 barreli eest. Õliliiivade tootmisüksuse kapitali kulu jääb vahemikku \$25 000 ... \$85 000, olenevalt tootmismeetodist. Uued õliliiivade kaevandamisprojektid on tasuvad alates nafta turuhinnast \$80 barrel, kui projektis on arvestatud ka õliliiiva täiendamisüksusega, siis tasuvuspunkt tõuseks \$95 barreli eest. Kaevandamisprojektide kapitalikulu ühe barreli tootmisvõimsuse kohta on umbes \$40 000 ja in situ projektidel \$30 000. Uute in situ projektide kasumilävi on \$60 juures. Õliliiivadest bituumeni tootmise tegevuskulud jäävad hinnanguliselt vahemikku \$7 ... \$16 barreli eest ning sünteetilise toornaftal \$21 ... \$26 barreli eest. Kanada õliliiivade konkurentsivõime on tingitud tulemuslikust tooraine kasutustasudest ja tõhusast arendustegevusest [58, 64].

Kanada õliliiivade transportimiseks torustikus täiendatakse õliliiivad lahjendatud bituumeniks või sünteetiliseks toornaftaks. Hetkel transporditakse enamik õliliiivadest toodetud naftast USA rafineerimistehastesse, sest Kanadas pole piisavalt täiendamisvõimsusi. Viimastel aastatel on rajatud uusi rafineerimistehaseid ja veel mitmed projektid on planeerimisel. Rafineerimistehaste kapitalikulu ühe barreli täiendamisvõimsuse kohta on keskmiselt hinnanguliselt \$50 000. Peale täiendamist kauplevad Kanada õliliiivad üldiselt vastavalt Western Canadian Select, WCS, turuhinnale, kus kaubeldava toornafta API tihedus jääb vahemikku 19 ... 22°. WCS turuhind on viimastel aastatel olnud keskmiselt 20% madalam kui

WTI toornafta turuhind, mis on tingitud raske nafta madalamast kvaliteedist ja suuresti ainult ühe kliendi olemasolust, sest enamik toodangust eksporditakse USA-sse. Kanada õliliiivadest toodetav sünteetiline toornafta, API tihedusega 31 ... 33°, on oluliselt suuremate tootmiskuludega, kuid selle turuhind on olnud ligilähedane WTI hinnale. Kergeid „sweet“ toormeid on kõige lihtsam töödelda nafta toodeteks, mistõttu on need nõutumad kui rasked „sour“ toormed. Kanada õliliiivade tootjad saavad toodangu eest oluliselt madalamat hinda, kui mujal, toodangu madalama kvaliteedi ja nafta infrastruktuuri pudelikaelte tõttu, mistõttu on ettevõtetel väiksemad marginaalid ja tootmise laiendamise võimalused piiratud. Turuhinda tõstaks eelkõige nõudluse suurenemine, milleks võiks olla nafta transportimine Aiasse, kuid lähitulevikus pole seda näha, sest hetkel puudub selleks vajalik infrastruktuur [64, 65].

Maagaasist vedelkütuste tootmise laialdasemat levikut ja kasutamist võib takistada suur energiamahukus ja kallidus. GTL projektide tasuvuspunkt on hinnanguliselt naftahinnast alates \$70 ... \$80 barrel, kuid see oleneb ka maagaasi maailmaturu hinnast. Nagu Kanada õliliiivade uued projektid, nii on ka gaasist vedelike töötlemistehnoloogia hetkel hinnapakumiskõvera kõrgemas otsas. Shelli Katari Pearl GTL jaama tootmisvõimsuse iga barreli päevas rajamiskulukuks oli umbes \$130 000 ning uue Nigeeria Escravos GTL jaama iga barreli päevas tootmiskulu ulatus umbes \$180 000-ni. Väiksemate GTL tootmisjaamade, kuni 5 000 b/d, iga barreli päevas tootmisvõimsuse rajamiskulu on hinnanguliselt ligilähedal \$100 000. GTL jaama rahavood olenevad peamiselt lähteaine hinnast, toodetavate produktide müügihinnast ning jaama tõhususest, opereerimiskuludest ja toodete transpordikuludest sihtturule [37].

2013. aasta detsembris tühistas Shell plaanid ehitada suuremahuline GTL jaam USA-sse, põhjendades otsust eeldatavate kõrgete kapitalikulude ja turu ebakindlusega maagaasi ja nafta hindade suhtes. Peale Shelli otsust loobuda GTL jaama ehitusest USA-sse, on Lõuna-Aafrika Vabariigi ettevõtte Sasol nüüd ainukene, kes plaanib ehitada USA-sse ärielistel eesmärkidel GTL jaama. Projekti maksumuseks on \$11 ... \$14 miljardit ja tootmist loodetakse alustada 2018. aastal. EIA ei prognoosi mitte ühegi suure GTL jaama ehitamist 2040. aastaks, sest maagaasi teised kasutamise võimalused on palju atraktiivsemad, nagu elektri tootmine, ekspordimine torujuhtmes ja LNG-na [40].

Kivisöest vedelkütuste tootmine on väga kapitalimahukas tööstus, mille kapitalikulu on miljardites dollarites. Iga ühe barreli vedelkütuste tootmisvõimsuse paigaldus maksab vahemikus \$80 000 ... \$120 000. CTL projektide konkurentsivõime ja tasuvusaeg sõltub peamiselt toornafta turuhinnast ja ehituskuludest, kuid mõju avaldavad ka kivisöe hind,

müüdnud ja ostetud elekter, tööjõukulud ja teised tööstusele iseloomulikud kulud. Hinnanguliselt on CTL konkurentsivõimeline toornafta barrelihinna alates \$90 ... \$100. Kaudsel tehnoloogial kivisöest vedelkütuste tootmine on mõningal määral odavam kui otsesel meetodil tootmine [45, 46].

Põlevkiviõli tootmiskulud sõltuvad mitmetest teguritest: kasutatav tehnoloogia, põlevkivi omadused, asukoht, reguleerimis- ja maksusüsteem ning lõpptoode. Põlevkiviõli hind suurel osal sõltub maailmaturu 1% väävlisisaldusega raske kütteõli hinnast, mis omakorda üldjoontes järgib toornafta turu liikumisi. Eesti põlevkiviõli hind järgib eelkõige Euroopa Brent toornafta turuhinda ning kõige suurema tootmispotentsiaaliga Ameerika põlevkiviõli hind järgib WTI toornafta turuhinda, mis on viimastel aastatel olnud Brentist veidi madalam. 2013. aasta toornafta Brent keskmiseks turuhinnaks oli \$108 barrel, mis oli 5,6% madalam kui 2012. aasta keskmine. 1% väävlisisaldusega raske kütteõli hind 2013. aastal oli \$618 tonni ehk \$83 barreli eest, mis oli 11,5% madalam kui 2013. aasta keskmine hind, samas kui vedelkütuste keskmine müügihind 2013. aastal oli \$581 tonni eest. Toornafta ja kütteõli hinnavahe oli 2012. aastal stabiilselt alla \$6,5 barreli eest, siis 2013. aastal jäi hinnavahe üldiselt vahemikku \$8 ... \$14 barreli eest. Hinnavahe suurenemise põhjuseks oli eelkõige kütteõli nõudluse langus, mis oli tingitud kütteõlist odavamate energiakandjate laialdasem kasutuselevõtt Aasias. Põlevkiviõli tootmine on hinnanguliselt kasumlik toornafta barreli hinna juures \$70 ... \$95, seega on praeguste suhteliselt kõrgete nafta hindade juures põlevkiviõli tootmine majanduslikult kasumlik [6, 9, 14, 66].

Nii Eesti Energia kui Viru Keemia Grupi põlevkiviõli tootmishind Eestis on hinnanguliselt €374,69 tonni õli kohta ehk \$71 barreli õli kohta. Tootmiskulust suurima osa moodustavad jaamade otsene investeering ning ressursi- ja teised tasud. Viru Keemia Grupi Petroteri üksuse investeering on €90 mln ja Eesti Energia Enefiti üksusel €230 mln, ehk hinnanguliselt €136,87 tonni õli kohta. Ressursi- ja teiste tasude suuruseks on €18 tonni kohta, ehk ühe tonni õli kohta €115,24. Ülejäänud tootmiskulud moodustavad investeeringud prügilasse, puhastusseadmetesse ja infrastruktuuri ning keskkonnamaksud ja muud püsikulud, nagu tööjõud. Viru Keemia Grupi ehitatavate nelja Petroteri üksuse kulu koos kaevanduse ja muu infrastruktuuriga rajamisega on hinnanguliselt \$50 000 iga tootmisvõimsuse barreli päevas kohta, mis on GTL ja CTL tootmisjaamade rajamisest oluliselt väiksem. Nafta hind peab püsima pidevalt kõrgemal tasuvuspunktist, et mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmine oleks otstarbekas [67].

## 2.2.2 Maksustamine

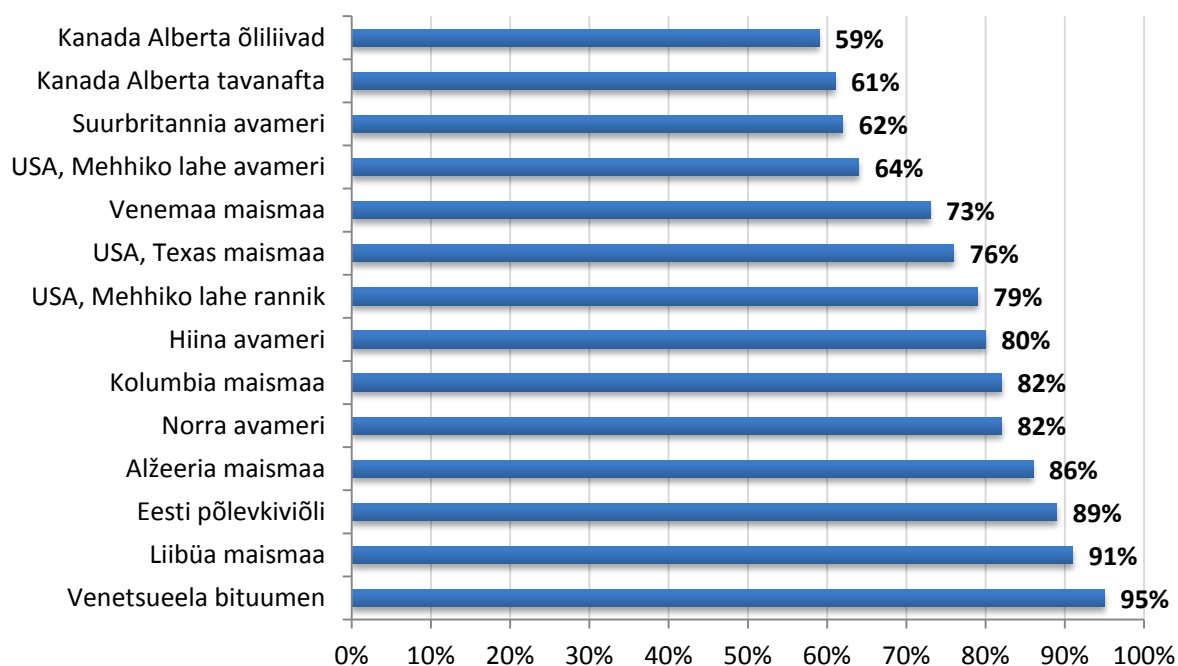
Naftaettevõtete kasumlikkust vähendab oluliselt naftatööstuse üldine kõrge maksukoormus, mis on sõltuv eelkõige nafta maailmaturu hinnast. Madalama nafta hinnaga on maksudeks minev osa vabast rahavoost ja kasumist suurem, kui kõrgema nafta hinnaga. Rahvusvaheliselt on erinevate piirkondade projektide heaks maksumäärasid võrdlevaks näitajaks diskonteerimata *Government Take* ehk valitsuse tulu. Kuid diskonteerimata valitsuse tulu alusel ei saa teha üldisi järeldusi maksukoormuse talutavuse osas, sest seal on võetud projekti tulususeks 0%. Diskonteerimata valitsuse tulu arvutamise aluseks on ettevõtte vaba rahavoog, mis võtab arvesse kõiki projektiga seotud raha sisse- ja väljavoole projekti elutsükli vältel. Valitsuse tulu arvestab ressursitasu, keskkonnatasu, tööjõumakse, maamaksu ja klientidelt kogutud aktsiisimaksu, kuid ei arvesta käibemaksu, mis tavaliselt ei mõjuta projekti NPV-d.

Viru Keemia Grupp maksab Eestis põlevkiviõli tootmiseks valitsusele mitmeid makse nii tooraine kaevandamise, töötlemise kui lõpp-produkti müümise eest (Tabel 2.1). Hetkel moodustavad ressursi- ja keskkonnatasud, tööhõivemaksud ja ettevõtte tulevane tulumaks kõik umbes 30% ettevõtte makstavatest maksudest. Eestis lähiaastatel planeeritava keskkonna- ja ressursitasude tõus üle 70% kahekordistaks Viru Keemia Grupi kogu maksupanust. VKG maksude suurenemine on eelkõige tingitud uue põlevkivi kaevanduse käiku võtmisest ja plaanist käivitada 2016. aastal kõik uued Petroteri jaamad, mis suurendavad Viru Keemia Grupi põlevkivi kaevandamise mahtu 2016. aastaks neljakordseks võrreldes 2012. aastaga. Peale Petroteri täisvõimsusel tööle hakkamist moodustaks ressursi- ja keskkonnatasud umbes 53% VKG makstavatest maksudest ning tulumaks kõigest 13% [68].

**Tabel 2.1.** Viru Keemia Grupi poolt valitsusele makstavad maksud [68]

| Kaevandamine  | Töötlemine   | Müümine                                      |
|---|--|--|
| <b>Keskkonnamaksud</b>  |  |  |
| *Põlevkivi ressursitasu<br>*Kaevandusest väljapumbatava vee ressursitasu<br>*Saastetasumäär aheraine ladustamise eest<br>*Saastetasu<br>*Kaevanduse heitvee saastetasu<br>*Põhjavesi olmeveeks ressursitasumäär<br>*Kaevanduse olmereoveepuhasti saastetasu<br>*Õhusaastetasu | *Poolkoksi ladustamisest makstav aheraine saastetasu<br>*Petroteri tuha ladustamisest makstav aheraine saastetasu<br>*Keskkonnatasud töödeldud põlevkivi eest<br>*Õhusaaste tasu gaasi põletamise eest<br>*Muud keskkonnatasud Kiviteris ja Petroteris töödeldud põlevkivitonni eest | *Käibemaks<br>*Klientidelt kogutud aktsiisid |
|   |  | <b>Üldist</b>                                |
|   |  | *Ettevõtte tulumaks<br>*Maamaks              |
| <b>Tööhõivemaksud</b>   |  |  |
| *Sotsiaalmaks<br>*Töötuskindlustusmaks  |  |  |

Viru Keemia Grupi diskonteerimata keskmine valitsuse tulu naftahindade \$80 ja \$100 barreli eest on 89% (Joonis 2.5). Ernst & Young läbiviidud analüüsi kohaselt oleks Viru Keemia Grupi maksude osakaal kasumist enne kantud makse ja diskonteerimata valitsuse tulu nafta hinna juures \$80 barreli eest oluliselt üle 100%, mis tähendaks VKG-le kahjumit. Nafta hinnaga \$100 barreli eest oleks vastavad maksumäärad umbes 68%. Viru Keemia Grupi põlevkiviõli tootmine on väga tundlik nafta hinna suhtes [68].



**Joonis 2.5.** Keskmine diskonteerimata valitsuse tulu erinevatel nafta projektidel [68, 69]

Erinevate rahvusvaheliste nafta projektide keskmine diskonteerimata valitsuse tulu on 79%. Kõrgeim Valitsuse tulu on Venetsueelas, Liibüas, Alžeerias ja ka Eesti põlevkiviõli tootjatel. Madalaim tasu on Kanada, Suurbritannia ja USA Mehhiko lahe tootjatel. USA föderaalmaadel asuvate naftaettevõtete keskmine valitsuse tulu on 79%, olenevalt litsentsitasu suurusest, mis sõltub toodangu mahust ja nafta turuhinnast. Venetsueela raske bituumeni suurte reservide mastaapset kasutuselevõttu takistab suuresti sisepoliitika ja valitsuse maksud, sest litsentsitasu on 25% ja tulumaks 34% kogutulust ning toodete ekspordile on seatud maksud, et soodustada toodete jõudmist siseturule. Globaalselt on nafta tootjate maksumäärad väga kõrged ning ettevõtete kasumitest saavad suurema osa valitsused. 2013. aastal maksis VKG riigile maksudeks iga toodetud põlevkiviõli barreli eest \$7,7, mis tõuseb uute maksumääradega 2015. aastaks \$8,9 barreli eest, samas kui Alberta õliliiiva ja North Dakota kildanafta tootjad maksavad \$100 naftahinna juures maksudeks \$6,5 iga toodetud barreli eest. Üldiselt on lihtsam investeerida mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisse riigi omandis olevatel ettevõtetel, sest suuresti kuuluvad maavarad riigi omandisse, mille

ressursitasu moodustab suure osa ettevõtte maksudest. USA valitsus omab 72% kogu põlevkivi maa alast, mistõttu ei ole eraettevõtetel väga suurt investeerimisvõimalust põlevkivi maa omandamisse, vaid maa kasutamiseks tuleb maksta litsentsitasu ja omandada kaevandamisluba [22, 68, 69].

Kanada õliliiivade tootjad maksavad maakasutustasu, mineraalide kaevandamisõiguse litsentsitasu ning nii föderaalset kui provintsi tulumaksu. Maamaks on \$4 hektari kohta aastas, mida tuleb maksta kogu rendi aja jooksul. Mahaarvamiste ja kulumiga vähendatud brutotulust makstav föderaalne tulumaksumäär on 16,5% ja provintsi tulumaksumäär 10%. Mineraalide kaevandamisõiguste litsentsitasu makstakse ettevõtte teenitud kogutulult või kasumilt. Kogutulult makstav litsentsitasu sõltub WTI nafta turuhinnast, sest WCS on sõltuv WTI-st. Minimaalselt on kogutulult makstav litsentsitasu 1%, nafta hinna juures alla \$60, ja maksimaalselt 9%, nafta hinna juures üle \$130. Kasumilt makstav litsentsitasu algab alates 25% ja suureneb iga dollari kohta, mis on üle \$60 WTI turuhinna, kuni 40%-ni kui WTI turuhind on üle \$130. Kogutulult makstav litsentsitasu on ettemakstav, järelmakstav on vastavalt tulule suurem. Kanada tavapärase toornafta litsentsitasud arvutatakse teisiti ning on seotud toodangumahu ja nafta turuhinnaga, ülejäänud maksumäärad on samad. Keskmine valitsuse tulu Kanada Alberta õliliiiva tootjatel on 59%, tavapärase nafta tootjatel 61% [69].

Lisaks *Government Take* ehk valitsuse tulule tuleb iga piirkonna projektidel eraldi hinnata regiooni poliitilist ja fiskaalset stabiilsust. Suurima tavapärase nafta reservid asuvad poliitiliselt ebastabiilsetes ja natsionaliseeritud riikides, kus välisettevõtetel on raske, kui mitte võimatu tootmisesse investeerida, sest riigile kuuluvaid maavarasid saavad kasutada riigiettevõtted ning eraettevõtetel puudub nendele ligipääs.

### **2.2.3 Oskustööjõud**

Nafta- ja gaasitööstus on kapitalimahukas ja tehnoloogiale orienteeritud, kuid samas hõivab erinevate võimete ja väga spetsialiseeritud oskustega tööjõudu. Tööstused peavad senisest rohkem vaeva nägema leidmaks ja värbamaks vajalikku tööjõudu, sest üha enam võetakse kasutusele kõrgtehnoloogiat, mis vajab kõrgelt haritud töölisi ja erinevate majandussektorite vahel kasvab konkurents sama kvalifikatsiooniga tööjõule. Ettevõtted ja valitsused on juhtinud tähelepanu, et kvalifitseeritud tööjõu nappus võib mõjuda nafta- ja gaasitööstusele edasise arengu osas negatiivselt. Juba praegu on ettevõtete suurimaks probleemiks vajalike oskustega tööliste leidmine. Mitmed naftatootja riigid loodavad rohkem kohalikule tööjõule, kui värbavad välisriikidest, eriti Lähis-Idas, Ladina-Ameerikas ja Austraalias. Alles siis kui

kohalike hulgast ei leita sobivat tööjõudu värvatakse väljast, kuigi vajaliku kvalifikatsiooniga tööjõudu peaks välja koolitama juba tööstuse arenguetaappides.

Suureks probleemiks on ka vananev kvalifitseeritud tööjõud, kes on varsti minemas pensionile, sellepärast on väga oluline kiiremini arendada ja koolitada uusi tööturule sisenejaid. Hetkel maailma nafta- ja gaasitööstuses hõivatud tööjõust vähem kui 48% on üle kümne aastase töökogemusega. Lisaks tööjõu kallinemisele aasta-aastalt, vajavad suureneva tootmismahuga ettevõtted rohkem töölisi, mis tõstab tööjõukulusid. Hinnanguliselt suureneb järgmise 10 aasta jooksul nii Kanada õliliiivade toodang kui tootmisega seotud ettevõtete töötajate arv 70%.

Lühiajalises perspektiivis võivad mõjud olla järgmised: viivitused igapäevases tegevuses, mis kokkuvõttes mõjutavad tarneid; projekti kulude kasv; ohutusnõuete rikkumised; kaotatud võimalused ja ressursside mitte arendamine; konkurents tööjõuturul, mis viib palkade kasvuni; häired tootlikkuses ja investeringutes. Pikaajalises perspektiivis võib oskustööjõu puudus piirkonniti põhjustada palkade suuri erinevusi, vähendada ettevõtete kasumit ja piirata tootmist.

Nafta- ja gaasitööstuste sidusrühmad vajavad probleemidele lahendusi nii lühikeses kui pikas perspektiivis. Vajaliku oskustööjõu olemasoluks tulevikus on vaja ettevõtetel panustada haridusse, parandada tööstuse mainet, teha tihedamalt koostööd kohalike kogukondade ja valitsustega ning tõhustada rahvusvahelist koostööd. Samas peaksid valitsused selgeks tegema, millist tööjõudu on vaja ning toetama rahvusvahelisi liikumisi ja õppealgatusi [26].

#### **2.2.4 Teadus- ja arendustegevus**

Teadus- ja arendustegevus on vajalik tööstuse kasvamiseks ja efektiivsuse tõstmiseks, mis vajavad suuri investeringuid kasutusel olevate tehnoloogiate täiustamiseks ja uute arendamiseks. Mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisel on hetkel erinevad probleemid ja piirangud, kuid eelkõige on vaja täiustada tootmisprotsessi, et tõsta tööstuslikku tootmismahut ja sellega seoses vähendada tootmiskulusid ja ökoloogilist jalajälge.

Globaalse põlevkiviõli toodangu suurenemiseks on tähtis arendada tootmistehnoloogiat, mis suudaks tööstuslikult toota põlevkiviõli USA Green River Formation põlevkivist, sest seal on suurim potentsiaal suuremahuliseks tootmiseks. Mitmed ettevõtted on USA-s tegelenud põlevkiviõli teadus- ja arendustegevusega, kuid siiani pole suudetud välja töötada töökindlat ja majanduslikult otstarbekat tootmismeetodit. Kivisöest ja maagaasist vedelkütuste konverteerimise laialdasema leviku eelduseks on tehnoloogia kapitalimahukuse vähendamine

ja reaktori töökindluse tõstmine. Kildanafta tootmise levikut väljapoole Ameerika Ühendriike soodustab laialdasem rahvusvaheline koostöö olemasolevate reservidega regioonides, mis on hetkel enamike regioonide suure natsionaliseerituse tõttu piiratud.

Alberta kohalik omavalistus ja eraettevõtted on investeerinud üle \$1 miljardi õliliiivade uurimisse ja arendamisse. Avaliku ja erasektori ühised jõupingutused ja investeeringud aitavad edendada teaduslikke ja tehnoloogilisi lahendusi, mis vähendavad õliliiivade ökoloogilist jalajälge ja tõstavad majanduslikku edukust [9, 31].

## **2.3 Keskkonnamõju**

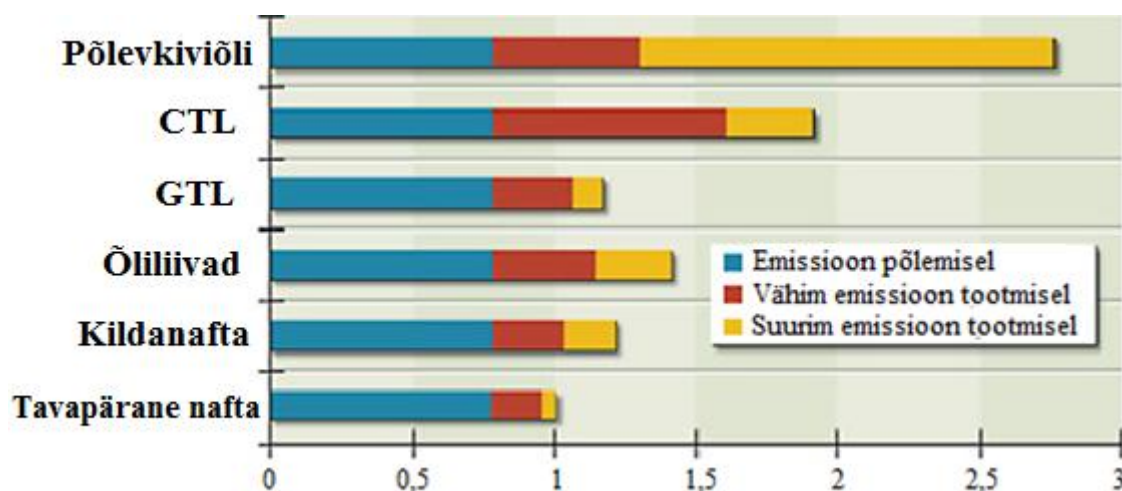
Naftatööstusel on paratamatult mitmeid negatiivseid mõjusid keskkonnale. Mittekonventsionaalse nafta tootmisel on tavapärase nafta tootmisest suurem kasvuhooonegaaside emissioon. Kliimamuutuste potentsiaal on vaid üks keskkonnamõju, mis kaasneb tööstuse arendamisega. Naftatööstuse võimalikud mõjud keskkonnale on üldiselt seotud maakasutuse, vee kasutamise, vee kvaliteedi ja võimalike torujuhtmete naftaleketega tootmispiirkonnas. Mittekonventsionaalsete nafta toormete tootjad peavad järgima rangeid eeskirju õhule, veele ja jäätmetele.

### **2.3.1 Kasvuhooonegaaside emissioon**

Naftatööstust mõjutab oluliselt kliimamuutustega seotud poliitika ja meetmed, mis võivad tulevikus mõjutada fossiilkütuste tootmist ja tarbimist. Tööstusrevolutsioonist alates on kasvuhooonegaaside sisaldus atmosfääris märkimisväärselt kasvanud. Mittekonventsionaalsete nafta toormete kasutuselevõttuga kaasneb suurem CO<sub>2</sub> jalajalg, sest tootmisprotsessis vajatakse nafta kättesaamiseks oluliselt rohkem energiat.

Tavapärase toornafta kogu süsihappegaasi emissioonist moodustab 20 ... 30% kütuse tootmine ja 70 ... 80% lõpptoote põletamine (Joonis 2.6). Ükskõik, mis lähteaine konverteerimisel vedelkütuseks eraldub rohkem süsihappegaasi, kui vedelkütuse tootmisel tavapärasest naftast. Mittekonventsionaalsetest nafta toormete tootmisprotsessidest on kõige süsinikurikkamad põlevkiviõli ja kivisöest vedelkütuste tootmine, kus võib eralduda tavapärase nafta tootmisest 1,3 ... 2,7 korda rohkem süsihappegaasi. Eeldatavalt kõige vähem kasvuhooonegaase tekib gaasist vedelkütuste tootmisel [33, 70].



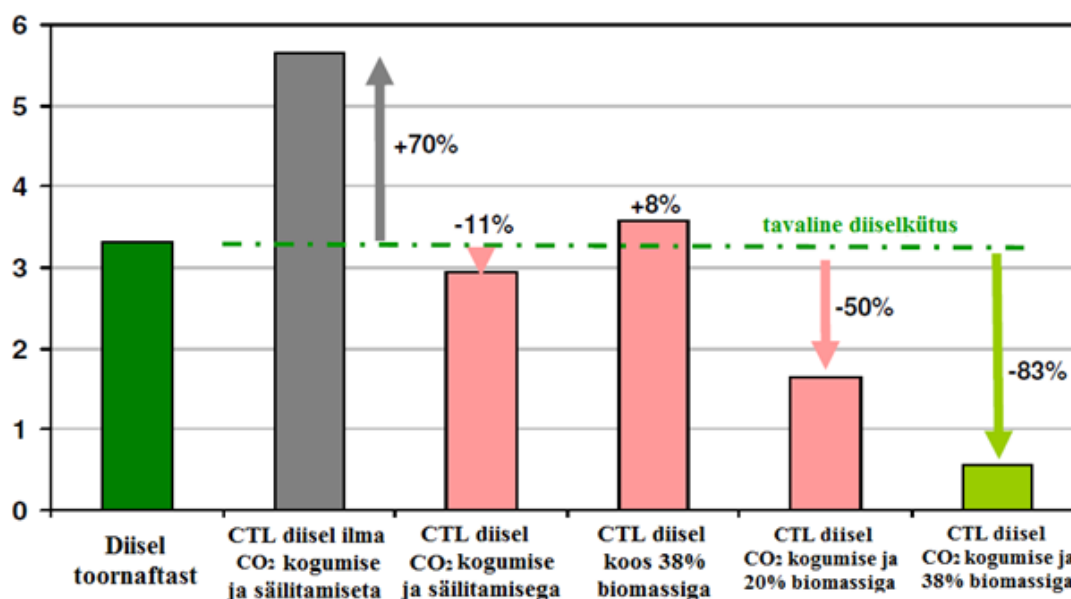


Joonis 2.6. Süsihappegaasi suhteline emissioon [70]

Põlevkivi on kõige suurema kasvuhoonegaaside emissiooniga, mis on tingitud põlevkivis sisalduvate mineraalsete karbonaatide lagunemisest alles kõrgetel temperatuuridel. Avalikkuse kasvav mure suurte emissioonide ja globaalse soojenemise tõttu võib kaasa tuua vastuseisu põlevkivitööstuse arengule, kuid uute kasvuhoonegaaside kinnipüüdmiss- ja tootmistehnoloogiatega suudetakse kasvuhoonegaaside heitmed märgatavalt vähendada. Põlevkiviõli tootmise arendamisel tuleb arvestada investeeringute vajadusega kasvuhoonegaaside heitmete vähendamise seadmetesse.

Õliliivade in situ protsessis maagaasi põletamisel tekitatakse hinnanguliselt kolm korda rohkem kasvuhoonegaase kui tavapärasel naftapuurimisel, kuid väidetavalt on edasine nafta töötlemine vähem saastav ja tarbijani jõudes on kütuse tootmiseks toodetud tavapärasest naftast umbes 15% rohkem kasvuhoonegaase. 2010. aastal moodustas õliliivadega seotud tööstuse kasvuhoonegaaside emissioon 6,8% kogu Kanada emissioonidest, ulatudes 37 miljoni megatonni. Alates 1990. aastast on kasvuhoonegaasid iga toodetud õliliiva toornafta barreli kohta vähenenud 26% [31, 33].

CTL tehnoloogial vedelkütuste tootmine on suurte kivisöe varudega piirkondadele võimaluseks energiasõltuvuse vähendamisel, kuid kivisüsi on suure süsiniku sisalduse tõttu suureks kasvuhoonegaaside emissiooni allikaks. Süsihappegaasi emissiooni on võimalik vähendada CO<sub>2</sub> kinnipüüdmiss- ja hoiustamisega või lisada hulka biomassi, mille eeliseks on tootmisprotsessis oluliselt vähem tekkivate kasvuhoonegaaside hulk (Joonis 2.7). Kivisöest vedelkütuste tootmiseks on võimalik kasutada otsest või kaudset meetodit, millest levinum on kaudne tehnoloogia. Otsene tehnoloogia nõuab kõrgema kvaliteediga kivisütt ja on keerukam, kuid see-eest toodetud vedelkütus põleb puhtamalt [44, 46].



**Joonis 2.7.** CTL tehnoloogia CO<sub>2</sub> suhteline emissioon erinevates olukordades [47]

Lõuna-Aafrika Vabariigi kivisöest vedelkütuse tootja Sasol paiskab kogu toodetud CO<sub>2</sub> õhku, kuigi ettevõttel on tehnoloogiline kompetents püüdmaks süsihappegaasi ja matta see maa alla. Paljud Hiina vedeldamisjaamade omanikud on avaldanud soovi püüda ja hoiustada süsihappegaasi, kuid ükski ettevõtte pole seda veel suurelt teinud. Hiina kiire arengu tõttu peavad sealsed tööstused järjest rohkem vähendama kasvuhoonegaaside emissioone, sest 2015. aastaks on planeeritud vähendada süsihappegaasi heitmeid 17% sisemajanduse koguproduktist. Emissioonide vähendamisel võib olla lahenduseks vetikate kasvatamine süsihappegaasiga, mida saab kasutada väetisena põllumaadel [42].

Nafta tööstuses emissioonide vähendamise võimaluseks on erinevate filtrite paigaldamine õhku paisatavate kasvuhoonegaaside püüdmiseks või süsihappegaasi kogumise ja hoiustamise süsteemi ehitamine. Süsihappegaasi kogumine ja hoiustamine koosneb CO puhastamisest, kokkusurumisest ja maa all säilitamisest. Süsihappegaasi kinnipüüdmise ja hoiustamise, CCS, tehnoloogiat saab kasutada mitmetes tööstustes vähendamaks CO emissiooni. Süsihappegaasi kinnipüüdmise vajab lisainvesteeringuid, kuid selle tulemusel eraldub õhku vedelkütuse tootmisetapis kuni 20% vähem emissioone kui tavapärasel naftal. Kanada investeerib järgmise 15 aasta jooksul \$1,3 miljardit CCS projektidesse. Alates 2016.aastast peaks CCS süsteem õliliiiva tööstuse kasvuhoonegaaside emissiooni hinnanguliselt vähendama 2,76 miljonit tonni aastas, mis on võrdne 550 000 auto ära võtmisega teedelt [31].

Kogutud süsihappegaasi on võimalik kasutada täiustatud tehnoloogial nafta ja maagaasi ammutamisel või müüa toiduainetööstusele. USA Dakota Gas kivisöe gasifitseerimisjaam

püüab kinni umbes 60% toodetud süsihappegaasist ja transpordib selle Kanada Weburn naftaväljale, kus seda kasutatakse kildanafta ammutamisel. Süsihappegaasi koguvale ja müüvale ettevõttele on see lisatuluallikaks vähendades samal ajal kasvuhoonegaaside emissiooni [71].

CO<sub>2</sub> heitmete vähendamise ja tootmisefektiivsuse tõstmise võimaluseks on veel tootmise kõrvalsaaduste ärakasutamine, näiteks põlevkiviõli tootmisel poolkoks ja põlevkivigaas, mida saab kasutada elektri ja soojuse tootmiseks. Samuti kasutatakse tootmisjäätmeid hoonete ehitustel ning kaevandamise kaasprodukti paekivi teede ehituses ja kruusa tootmisel. Mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisjaamad vajavad opereerimiseks nagunii elektrit ja soojust, milleks oleks otstarbekas rajada vastava jaama tarbeks soojuselektrijaam, mille ülejäägi saab müüa lähikonda. Elektri ja soojuse koostootmisjaam võimaldab optimeerida jaama talitlust, mis tähendab kulude vähenemist ja väiksemat ökoloogilist jalajälge [9, 13, 72].

Toornafta tootmisega kaasnevad paratamatult mõjud keskkonnale, mistõttu koostatakse ja seatakse aina rohkem keskkonnaalaseid eeskirju ja piiranguid. Erinevaid piiranguid on seadmas eelkõige USA ja Euroopa Liit, kuid maailma suuremates naftatootja riikides ei seata nii aktiivselt regulatsioone tootmisele, sest suure tõenäosusega väheneks seetõttu toodang, mis omakorda vähendaks sealsete ettevõtete ja riikide sissetulekuid. Kuni 2010. aasta Mehhiko lahe naftareostuseni peeti toornafta tootmist küllaltki ohutuks ja pigem reguleeriti kasvuhoonegaaside emissiooni. Kuid peale katastroofi on hakatud rohkem mõtlema võimalikele tagajärgedele ja raskemini väljastama lubasid meres asuvatele nafta puurtornidele. Ühelt poolt on osa riike panustamas väikemale mõjule keskkonnale, kuid teiselt poolt on suurimad tootjad mõtlemas pigem majanduslikule kasumlikkusele. Toornafta tootmisele seatavad eeskirjad ei tohiks olla liialt tootmist piiravad, sest vastasel juhul ei suudeta konkureerida Lähis-Idast pärineva toornaftaga ning ühtlasi parandada piirkondade energiajulgeolekut.

### **2.3.2 Maakasutus**

Mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisel puutuvad tooraine kaevandamisega kokku põlevkivist, õliliiivadest ja kivisöest õli tootjad. Kõikidel kaevandustel on tugev mõju keskkonnale ja maakasutusele. Kaevandamine, töötlemine ja jäätmete ladestamine vajab maad, mis jätab kõrvale traditsioonilised kasutusviisid, nagu põllumajandus, elamurajoonid või puhkealad. Samuti on häiritud kohaliku ökosüsteemi mitmekesisus, sest taimi ja loomi

jääb vähemaks. Raskused kaevandamisel on seotud lähteaine kadudega, üleujutustega, muutustega põhjavees ja sügaval maa sisemuses ning hiljem ka pinnaga ülevalpool kaevandust. Nii maapealsel kui maa-alusel kaevandamisel on suured mõjud keskkonnale, sest mõlemad kasutavad suurtes kogustes vett töödeks ja pinnavee välja pumpamiseks, et vältida kaevanduste üleujutamist. Maa-alune kaevandamine pole kuigi efektiivne, sest umbes kolmandik varudest jäetakse kaevandamata. Praegusel ajal on ettevõtetal kaevandamise lõppedes kohustus need maa-alad rekultiveerida, mille tehnikad on viimastel aastatel märgatavalt arenenud, tagades taimestikule ja loomastikule korralikud kasvutingimused. Maa-aluse kaevanduse puhul on pinnase taastamine võimalik umbes 20% ulatuses, maapealsel kaevandusel on võimalik taastada kuni 100%, sõltuvalt maakasutuse piirangutest ja kattematerjali paksusest [9, 33].

Kanada Alberta piirkonna õliliiivad asetsevad 140 200 km<sup>2</sup> suurusel maa-alal, mis sisaldavad hinnanguliselt 1,84 triljonit barrelit toorbituumenit, millest umbes 9% on kättesaadavad praegust tehnikat kasutades ja peetakse tõestatud reserveideks. Ainult umbes 3% ehk 4800 km<sup>2</sup> suurust ala võib üldse kunagi kasutada õliliiivade kaevandamiseks. Hinnanguliselt 715 km<sup>2</sup> suurune maa-ala on hetkel häiritud õliliiivade kaevandustegevusest ning praeguseks on üle 71 km<sup>2</sup> kaevandatud alast taastatud. Maa taastamisprotsessis on istutatud üle 7,5 miljoni puuistiku [31].

Kõige otsesem mõju maakasutusele tekib kivisöetööstuses. Kui kaevandamisel maapealt ja maa-alt omab teiste toorainete kaevandamisega enam vähem samasugust mõju, siis suurim erinevus tekib tootmisjäätides. Peale põlevkivi töötlemist on jäätmete maht suurem kui välja kaevandamisel ning seetõttu ei saa kõiki jäätmeid ladestada maa alla. Ühe barreli põlevkiviõli tootmine võib tekitada kuni 1,5 tonni kasutatud põlevkivi, mis võib olla mahult kuni 25% suurem kui algne põlevkivi. Kivisöe põletamisel tekib kuni 30% tuhajäätmeid. Enamik tootmisjäätmetest ladestatakse, kuid kivisöe jäätmeid saab kasutada tsemendi ja ehitusmaterjalide tootmisel ning põlevkivi tootmisjäätmeid kasutatakse hoonete ehitustel ning kaevandamise kaasprodukti paekivi teede ehituses ja kruusa tootmisel. Võimalikult palju tootmisjäätmeid tuleks kasutada kasulikult, mitte ladestada prügimäele. Nii kivisöetuhk kui kasutatud põlevkivi sisaldavad toksilisi soolasisid ja aineid, mistõttu ladestamisel võivad need ained leostuda atmosfääri, pinna- või põhjavette.

Maa-alt tooraine ammutamine puurimistehnoloogial on maastikku vähem häiriv kui kaevandamine. Puurimistehnoloogiat kasutatakse tavapärase nafta, maagaasi ja kildanafta kättesaamiseks. Kuna kildanafta on kivimite kehva läbilaskvuse tõttu raskesti kättesaadav, siis

tuleb puuraugud puurida üksteisega lähestikku ning puuraukude kiire toodangu vähenemise tõttu puuritakse kokkuvõttes väga palju puurkaeve. Tavapärase nafta ja maagaas on peale puuraugu puurimist küllaltki kergesti kättesaadav, mistõttu on vaja oluliselt vähem uusi puurauke rajada. Puuraugud peavad olema ühendatud õli ja gaasi töötlemisjaamaga. Need seadmed on kasutusel 15 ... 25 aastat [9].

### 2.3.3 Energia-vee seos

Sotsiaalsete ja majanduslike arengute tõttu vajadus energia ja vee järele globaalselt tõuseb ning vee osakaal energiasüsteemis ja energia osakaal veesüsteemis muutub üha olulisemaks. Maailma kogu veetarbimises on põllumajandussektori osakaal keskmiselt 70%, samas kui energeetikasektori osakaal on umbes 8%. Märkimisväärne osa energiasektori veekasutusest kulub primaarenergia tootmisele, kuid samuti vajab sekundaarenergia elektritootmine vett jahutamiseks. Toornafta tootmiseks kulub keskmiselt 6,2 barrelit vett ühe barreli nafta ekvivalendi kohta, b/boe. Nafta rafineerimine nõuab omakorda veel keskmiselt 1,4 b/boe. Tavapärase maagaasi tootmisfaasis kulub vett 0,45 b/boe, samal ajal kui mittekonventsionaalse kildagaasi tootmisel on keskmine vee jalajälg 0,7 b/boe. Kogu CTL töötlemise keskmine vee jalajälg on 7,46 b/boe. Põlevkivi tööstuses on vesi vajalik puurimisel, kaevandamisel, töötlemisel ja elektri tootmisel. Põlevkiviõli tootmisel kulub 2 ... 5 barrelit vett iga toodetud õli barreli kohta. Õliliiivadest nafta tootmiseks kaevandades kulub 8 ... 10 barrelit vett, kuid protsessis taaskasutatakse 40 ... 70% kasutatavast veest, mistõttu kulub protsessis keskmiselt 2,4 barrelit värsket vett iga toodetud nafta barreli kohta. Maa-alusel aurutamisel taaskasutatakse 70 ... 90% veest, mistõttu kasutatakse keskmiselt 0,4 barrelit värsket vett. Biokütuste tootmise keskmine vee jalajälg on mitmeid kordi suurem kui tavapärase nafta tootmisel ja töötlemisel [9, 26, 31].

Põlevkivist, õliliiivadest ja kivisöest õli tootmiseks tuleb tooraine kaevandada, millega kaasneb veetaseme alanemine ja aktiivsetest kaevandustest väljapumbatava vee sattumine pinnavette. Kaevandustest väljapumbatav vesi on sademete vesi, pinnavesi ja põhjavesi, mis immitseb kaevandustesse, mis on seega osa loomulikust vee tsüklist. Kaevandustegevusel on otsene mõju põhjaveele kasutatavate masinate, kõrvalsaaduste ja mineraalide lahustumisega vees. Pärast kaevanduste sulgemist algab järk-järguline loodulike tingimuste taastamine, täites kaevandused põhjaveega. Kvaliteediuringud näitavad, et viis aastat peale kaevanduse sulgemist langeb vee sulfaatide ja raua sisaldus alla joogivee kõrgeima lubatud taseme [9].

Kivisöest vedelkütuste tootmise projektid on väga kapitali- ja veemahukad. Hiina kivisöest vedelkütuste tootja Shenhua plaanib tulevikus suurendada märkimisväärselt otsesel kivisöest vedelkütuste tootmistehnoloogial toodetavate kütuste mahtu. 2013. aasta 1,08 miljoni tonnist toodangut kavatakse tõsta 2016. aastaks 3,2 miljoni tonnini. Lisaks peaks 2016. aastaks valmima kivisöest maagaasi tootmiskompleks. Need projektid suurendavad tehase veetarbimist rohkem kui kahekordseks. Kivisöest vedelkütuste tootmisel kulub ühe tonni õli tootmiseks 3 ... 4 tonni kivisütt ja 10 tonni vett ning kõrvalsaadusena toodetakse 9 tonni süsihappegaasi, 4,8 tonni reovett ja 0,7 tonni tahkeid jäätmeid. Veeallikad, optimaalne veekulu ja võimalused taaskasutada vett on peamised küsimused, mida peab kaaluma CTL jaama asukoha valimisel [50].

### **3. Tootmisprognoosid ja võimalikud mõjud nafta hinnale**

Toornafta turuhinna määrab ülemaailmne pakkumine ja nõudlus. Nõudlust mõjutab enim maailma majanduskasv. Kasvav majandus vajab rohkem energiat ja nafta moodustab üle 35% kogu maailma energiatarbimisest. Nafta pakkumisele avaldavad mõju tooraine hind, tootmis- ja transpordikulud ning fiskaalolukord. Ajalooliselt on pakkumist märkimisväärselt mõjutanud ka tootmistehnoloogia areng ja selle levimine. Viimane suurem tehnoloogiline uuendus on olnud hüdrauliline purustamine, mis on teinud nafta tootmise võimalikuks madala läbitavusega moodustitest, mida hästi ilmestab USA ja Kanada kildanafta hüppeline pakkumise kasv.

Nafta nõudlus ja seega ka tootmine jätkab kasvamist. Toornafta reservid on suuremad kui varem, mis on tingitud tehnoloogia arengust ja suhteliselt kõrge nafta maailmaturu hinnast, mis võimaldab majanduslikult kasumlikult kasutusele võtta raskemini ligipääsetavaid ja kättesaadavaid toornafta reserve. Toornafta pakkumise kasvule lähitulevikus aitab mõningal määral kaasa ka mittekonventsionaalsete nafta toormete toodangu suurenemine, eelkõige kildanafta ja õliliiivad Põhja-Ameerikas.

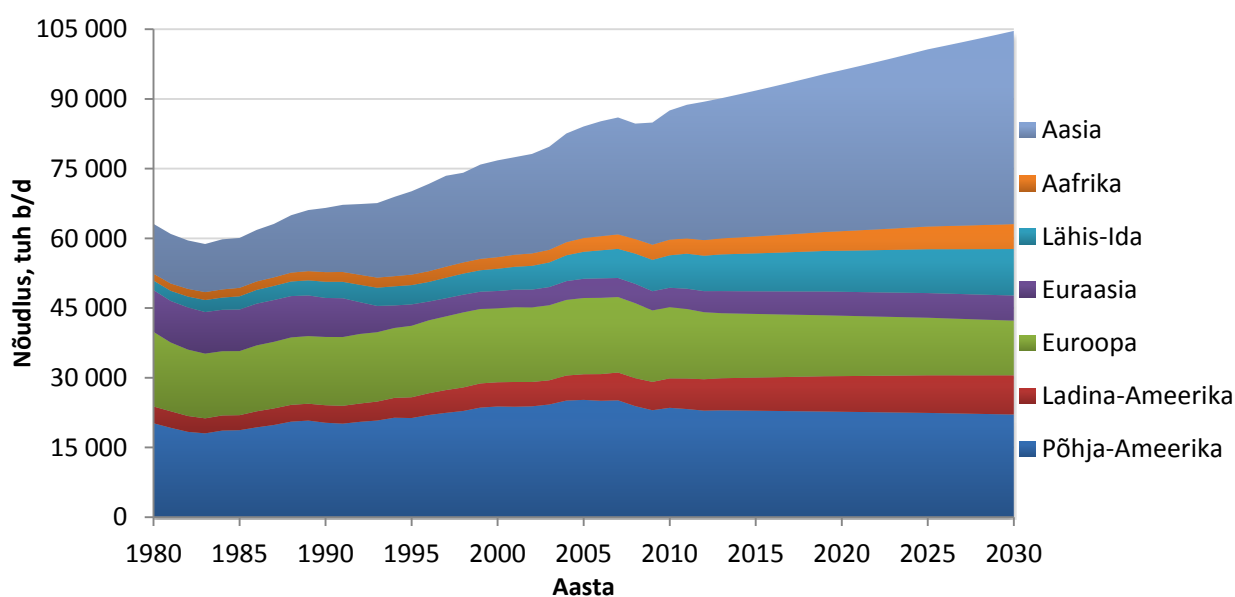
#### **3.1 Nafta nõudlus**

Nafta nõudlusprognooside aluseks on võetud OPEC-i, EIA, IEA/OECD ja BP poolt avaldatud maailma nafta tootmise ja nõudluse pikaajalised prognoosid, mis enam-vähem ühtivad. Nafta nõudluse ja pakkumise peamiseks teguriks on maailmamajanduse olukord. OPEC-i 2013. aasta prognoos eeldab, et maailma majandus kasvab 2030. aastani keskmiselt 3,5% aastas, millele annavad suure panuse arenguriigid. Ajavahemikul 1990 ... 2010. a kasvas globaalne reaalne SKP keskmiselt 3,2% aastas. 2013. aasta OPEC-i majandusprognoos on eelmise paari aastaga sarnane. Pikaajalist majanduse liikumist on raske prognoosida, eriti praeguses segases maailmamajanduse seisukorras. Eelduste kohaselt on raskemad ajad majanduses praeguseks möödunud ja edasiseks on oodata maailmamajanduse stabiilset mõõdukat kasvu. OPEC-i, EIA, IEA/OECD ja BP nafta nõudluse pikaajalised prognoosid on sarnased - kõigis nähakse nõudluse stabiilset kasvu.

Lähitulevikus püsib nafta peamise energiaallikana ülemaailmsel energiatarbimisel. OPEC-i, EIA, IEA/OECD ja BP pikaajaliste prognooside kohaselt kasvab maailma nõudlus energia järele 2030. aastaks umbes 40% võrreldes 2010. aastaga, ehk keskmiselt ligi 1,7% aastas. 2010. aastal moodustasid fossiilkütused 82% kogu maailma energiavarustusest, mille osakaalu olulist muutumist 2030. aastaks ei prognoosita ning suurima osa tarbitavatest

fossiilkütustest moodustab jätkuvalt nafta. Energiatarbimise ühtlast kasvu soodustab peamiselt arenguriikide populatsiooni ja majanduse kasv. 2030. aastaks on oodata maailma rahvastiku jõudmist üle 8 miljardi ning autode peaaegu kahekordistumist võrreldes praegusega, millele suuresti aitavad kaasa kiiresti arenevad Hiina ja India.

Viimase 15 aasta tavapärase toornafta toodangu kasv on olnud keskmiselt 0,97% aastas, samas kui naftatoodete nõudlus on kasvanud keskmiselt 1,32% aastas (Lisa 1). Kui 2012. aastal toodeti üle 75 miljoni barreli tavapärasest toornaftast päevas, siis samal ajal ulatus naftatoodete tarbimine ja rafineerimisvõimsus üle 89 miljoni barreli päevas. Toornafta toodangu ja naftatoodete tarbimise suur vahe on tingitud mittekonventsionaalsete nafta toormete 4,7 miljoni b/d suurusest panusest, rafineerimisel naftatoodete mahu umbes 7% suurenemist ning riikide naftavarude kasutamisest. Edasiseks on oodata maailmamajanduse stabiilse kasvu ja populatsiooni suurenemise tõttu naftatoodete nõudluse ühtlast kasvu, millest suurema osa moodustab kiiresti arenev Aasia, kus majandus ja rahvastik kasvab teistest piirkondadest oluliselt kiiremini. OPEC-i, EIA, IEA/OECD ja BP pikaajaliste prognooside kohaselt ulatub maailma nafta nõudlus 2030. aastal 100 ... 110 miljoni barrelini päevas. OPEC prognoosib nafta nõudluse suurenemist maailma majanduse mõõdukal stabiilsel kasvul 2012. aasta 89 miljonilt b/d 2030. aastaks 104 miljoni b/d, ehk keskmiselt 0,88% suurust kasvu iga aasta (Joonis 3.1). Aeglasema majanduskasvu korral võiks nafta nõudlus 2030. aastal ulatuda 97 miljoni barrelini päevas. Hinnanguliselt suureneb arenguriikide nõudlus nafta järele 2012. aasta tasemelt 2030. aastaks 50% võrreldes OECD riikide nafta nõudluse 10% langusega. 88% maailma nafta nõudluse kasvust tuleb Aasiast [26, 73, 74, 75].



**Joonis 3.1.** Naftatoodete nõudlus 1980 ... 2012.a ja prognoos kuni 2030.a, tuh b/d [7, 26]



Üha enam suunatakse tähelepanu tarbimise efektiivsuse tõstmisele, kuid kasvav maailma rahvastik ja majandus vajavad sellegipoolest järjest rohkem energiat, mistõttu on oodata ka transpordikütuste nõudluse suurenemist. Transpordisektor moodustas 2012. aastal 57% globaalsest nafta nõudlusest ning 2030. aastaks peaks see jääma umbes samale tasemele. Autotööstuse tehnoloogilised edusammud vähendavad küll autode kütusekulu tänu kergematele sõidukitele, tõhusamatele mootoritele ning elektri ja surugaasiga sõitvate autode arvu suurenemisele, kuid uued tehnoloogiad võetakse esmalt kasutusele eelkõige arenenud majandusega piirkondades. Seetõttu OECD riikides nõudlus nafta järele väheneb, kuid uue tehnoloogia laialdane levik ja kasutusele võtmine võtab aega. Võib arvata, et igasugused uuendused naftatoodete tarbimise vähendamisel avaldavad mõju nafta nõudlusele transpordisektoris, kuid autode arvu ja läbisõidu suure kasvu, tõusvate sissetulekute ja urbaniseerumise tõttu on oodata pigem nafta nõudluse kasvu. Fossiilkütuste tootmistehnoloogiate ja kasutamise arenguid võivad muuta ka erinevate piirkondade regulatsioonid, nagu kasvuhoonegaaside vähendamise programmid, biokütuste eelistamine ja energiaefektiivsuse tõstmine [26].

### 3.2 Tootmisprognosisid

Mittekonventsionaalsetest nafta toormetest on lähitulevikus kõige potentsiaalsem toodangut pidevalt suurendama Kanada õliliiivad, kus on teada täpne reservide suurus ja asukoht ning olemas majanduslikult otstarbekas tootmistehnoloogia ja oskustööjõud. 2012. aastal moodustasid mittekonventsionaalsed nafta toormed 5,31% kogu nafta nõudlusest, mis peaks 2015. aastaks suurenema 7,89%-ni ning 2020. aastaks 9,43%-ni (Tabel 3.1). Ajavahemikul 2020 ... 2030. a püsib mittekonventsionaalsete nafta toormete panus globaalsest nafta nõudlusest umbes 10% juures, eelkõige USA kildanafta toodangu võimaliku languse tõttu.

**Tabel 3.1.** Nafta nõudluse ja mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisprognosis ja osakaal nõudlusest [26, 34, 76]

|                           | 2012         |             | 2015         |             | 2020         |             | 2025         |             | 2030          |             |
|---------------------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|---------------|-------------|
|                           | tuh b/d      | %           | tuh b/d      | %           | tuh b/d      | %           | tuh b/d      | %           | tuh b/d       | %           |
| Nafta nõudlus             | 89 400       | -           | 91 600       | -           | 96 300       | -           | 100 700      | -           | 104 600       | -           |
| Põlevkiviõli              | 29           | 0,03        | 50           | 0,05        | 160          | 0,17        | 345          | 0,34        | 435           | 0,41        |
| Kildanafta                | 2 500        | 2,80        | 4 400        | 4,80        | 4 900        | 5,09        | 4 000        | 3,97        | 3 200         | 3,06        |
| Õliliiivad                | 1 797        | 2,01        | 2 280        | 2,49        | 3 223        | 3,35        | 4 454        | 4,42        | 5 208         | 4,98        |
| GTL                       | 210          | 0,24        | 250          | 0,27        | 400          | 0,42        | 400          | 0,40        | 500           | 0,48        |
| CTL                       | 200          | 0,22        | 250          | 0,27        | 400          | 0,42        | 700          | 0,70        | 1 000         | 0,96        |
| <b>Mittekonven. kokku</b> | <b>4 736</b> | <b>5,31</b> | <b>7 230</b> | <b>7,89</b> | <b>9 083</b> | <b>9,43</b> | <b>9 899</b> | <b>9,83</b> | <b>10 338</b> | <b>9,88</b> |

Kõige suurema panuse mittekonventsionaalsete nafta toormete toodangusse 2012. aastal andsid kildanafta USA-s ja õliliivad Kanadas, mille toodang kokku ulatus ligi 4,3 miljoni barrelini päevas, moodustades 90% kogu maailma mittekonventsionaalsete nafta toormete toodangust. Võib arvata, et kildanafta ja õliliivad moodustavad ka järgmise 15 aasta jooksul suure enamuse mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisest. USA kildanafta toodang on oodata haripunkti jõudmist umbes 2020. aastal, misjärel hakkab kildanafta toodang vähenema. Peale USA kildanafta toodangu vähenemist panustab enim mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisse Kanada õliliivad, kus võib oodata tootmise järk-järgulist suurenemist. Mispuhul võib globaalne kildanafta toodang 2030. aastaks tõusta 7 miljoni barrelini päevas. Teiste piirkondade võimaliku kildanafta tootmisega pole prognoosides arvestatud, sest hetkel on nendes piirkondades toodangu alustamiseks liialt palju takistusi, mistõttu on raske prognoosida, millal võiks seal tootmine alata ja kui suur võiks toodang olla. Oletatavasti, kõige optimistlikuma stsenaariumi täitumisel ja teiste piirkondade positiivsete arengutega kildanafta tootmisel, võiksid Hiina, Venemaa ja Lõuna-Ameerika kildanaftat tootma hakata kõige varem alates 2020. aastast. Need kolm piirkonda võiksid positiivsete arengute korral toota 2030. aastal kildast umbes sama palju toornaftat, kui USA, ehk umbes 3 mln b/d, mispuhul ulatuks globaalne kildanafta toodang 2030. aastal umbes 6,5 mln barrelini päevas.

Teistele mittekonventsionaalsetele nafta toormetele on suureks väljakutseks tehnoloogia arendamine, et tõsta tootmise usaldusväärsust ja alandada tootmiskulusid. 2030. aastaks võiks mittekonventsionaalsete nafta toormete toodang jõuda üle 10 miljoni barrelini päevas, mis oleks üle kahe korra rohkem kui 2012. aastal ja moodustaks ligi 10% globaalsest nafta nõudlusest. Vähemalt järgmisel viiel aastal panustab enim nafta nõudluse suurenemise rahuldamiseks mittekonventsionaalsete nafta toormete pakkumise tõus, eelkõige Põhja-Ameerika kildanafta ja õliliivad. Kildanafta tootmise positiivsete stsenaariumite korral teistes piirkondades peale USA, suurenes globaalne mittekonventsionaalsete nafta toormete toodang 2030. aastaks umbes 13 ... 14 miljonini barrelini päevas, mis moodustaks 13% globaalsest energia nõudlusest

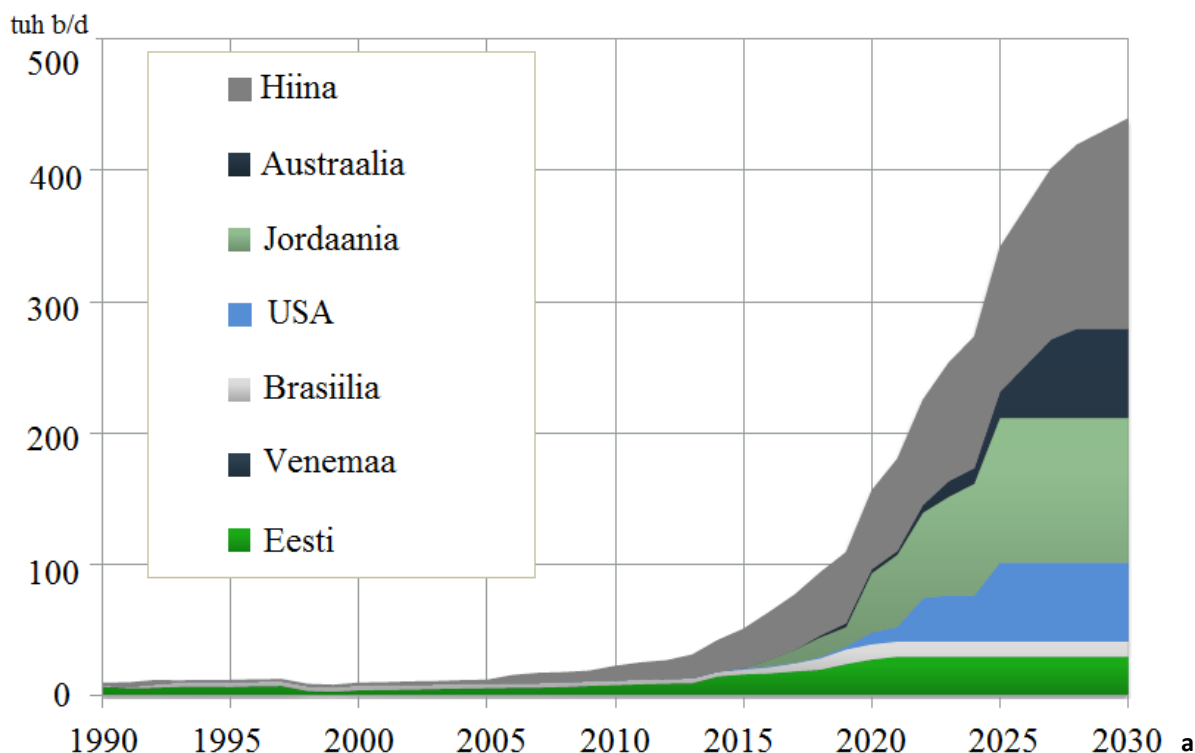
Tavapärase nafta reservide suuruse ja praeguse toodangu järgi on kõige suurem toodangu kasvatamise potentsiaal Venetsueelas, Iraanis ja Iraagis. Nimetatud riikide toodangu kasvu piirab ennekõike sisepoliitiline olukord. Venetsueela reservid on suuresti raske bituumen, mis vajab tavapärasest naftast rohkem töötlemist, mistõttu on tootmine kulukam, kuid on edukalt kasutatav samamoodi nagu tavapärane nafta. Iraak on hetkel maailma kolmas suurim nafta

eksportija, kuid neil on ressursid, mis võimaldavad suurendada toornafta tootmist peale pikaajalisi rahutusi. Iraagi potentsiaal toodangu kasvatamiseks järgmisel 20 aastal on maailmas suurim. Toodangu suurendamisele seab hetkel piiranguid puudulik nafta infrastruktuur ja oskustöõjõud.

### **3.2.1 Põlevkiviõli**

2012. aastal toodeti põlevkiviõli ainult Eestis, Hiinas ja Brasiilias ning kogutoodang ulatus 29 300 barrelini päevas. Hetkel on arendamisel mitmed uued põlevkiviõli tootmise projektid Eestis, Hiinas, USA-s ja Jordaania. Põlevkiviõli suuremahulisele tootmisele hetkel seab piirangud tootmistehnoloogia, sest põlevkivid erinevad piirkonniti ja ühtset meetodit põlevkivide töötlemiseks on raske välja töötada. Seetõttu ei ole siiani edukalt kasutusele võetud ka suurima tootmispotentsiaaliga USA põlevkivi.

Hetkel on suurim põlevkiviõli tootja Hiina, kus on viimastel aastatel uuritud ja investeeritud uute kütuseallikate kasutusele võtmise riigi väikeste tavapärase toornafta reservide ja suure energiavajaduse tõttu. Enamik hetkel planeeritavaid jaamu on kavandatud käivitada maksimaalse koormusega hiljemalt 2025. aastal, mistõttu ei ole kindel, kui palju võimsusi võiks lisanduda 2030. aastaks, kuid see sõltub suuresti tehnoloogia arendamise edukusest, mis võimaldab edukalt toota põlevkiviõli uutes leiukohtades. Hinnanguliselt võib globaalne põlevkiviõli toodang 2030. aastaks maksimaalselt jõuda 1 000 000 barrelini päevas, mis nagu CTL, kataks vaevalt 1% kogu maailma nafta nõudlusest. Kuid globaalselt 1 000 000 b/d põlevkiviõli tootmise jõudmiseni järgmise 15 aasta jooksul ei tundu reaalne, sest tootmise alustamine uutes piirkondades ja tootmise laiendamine olemasolevates tootmisüksustes on väga aega- ja kapitalinõudev. Põlevkiviõli tootmise võimsusi on hetkel planeerimisel kokku seitsmes riigis: Hiinas, Eestis, Brasiilias, USA-s, Jordaania, Austraalias ja Venemaal (Joonis 3.2). Hetkel maailmas planeeritavad tootmisvõimsused võimaldaks 2030. aastal toota umbes 435 000 barrelit põlevkiviõli päevas. Kuid ka hetkel planeeritavate põlevkiviõli tootmise võimsuste tegeliku toodangu mahtudeni jõudmisel on palju kahtlusi ja kõhklusid. Eelkõige ei ole kindel Hiina, Austraalia, Jordaania ja USA suuremahulise põlevkiviõli tootmiskahtude plaanide täitumine. Juba 2025. aastaks on planeeritud Hiina, Austraalia, Jordaania ja USA põlevkiviõli tootmise suurendamist 50 000 ... 100 000 b/d võrra, mis võib osutuda eeldatust raskemaks ja ei pruugi täituda, sest nimetatud riikidest toodetakse hetkel tõstuslikult põlevkiviõli ainult Hiinas.



**Joonis 3.2.** Hetkel planeeritavad põlevkiviõli tootmise võimsused, tuhat barrelit päevas [76]

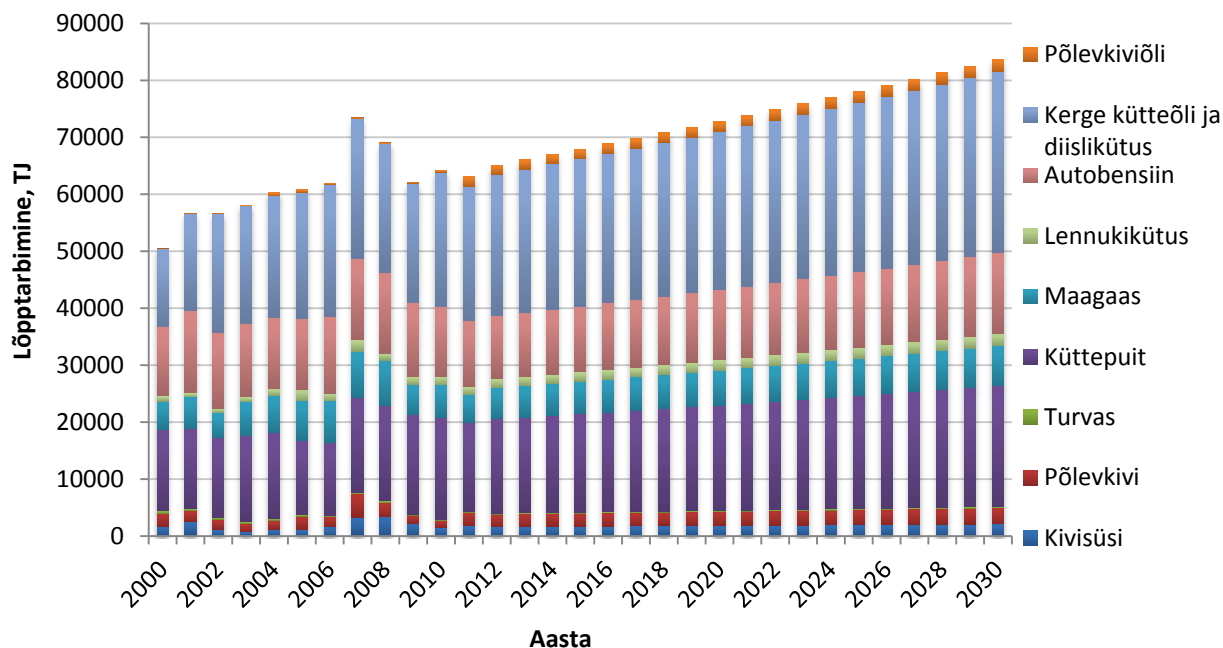
Hetkel on Hiina maailma suurim põlevkiviõli tootja ja hetkel on Hiinas planeerimisel mitmeid uusi põlevkiviõli projekte, mistõttu Hiina kompetentsi tõttu toota põlevkiviõli, on eelduste kohaselt Hiina ka 2030. aastal suurim põlevkiviõli tootja maailmas. Hetkel planeeritavate jaamade edukal tööle hakkamisel suureneks Hiina põlevkiviõli toodang 2012. aasta 14 000 barrelist päevas 2030. aastaks 157 000 barrelini päevas.

Maailma suurimate põlevkivi reservidega USA-s loodetakse suuremahulise põlevkiviõli tootmisega alustada 2020. aastal ning 2025. aastaks jõuda 60 000 barrelini päevas, kuid seal on suurimaks väljakutseks usaldusväärse tehnoloogia väljatöötamine, mida arendab ka Eesti Energia. Eelmisel aastal USA põlevkiviõli arendustegevuse lõpetamisest teatanud Shelli ja Chevroni otsus võib edasi lükata tööstusliku põlevkiviõli tootmise alustamise USA-s. Seetõttu on USA planeeritavad tootmisvõimsused ja nende edukas täisvõimsusel tööle hakkamine hiljemalt 2025. aastal veidi kaheldav, sest usaldusväärse ja majanduslikult otstarbeka tootmistehnoloogia välja töötamine on väga keeruline, millega pole siiani hakkama saanud isegi suured rahvusvahelised naftaettevõtted. Hetkel on Jordaania üks suuremahulisema planeeritava põlevkiviõli tootmisega riik, kus loodetakse 2030. aastaks jõuda 100 000 barrelini päevas, kuid hetkel puuduvate töötavate jaamade olemasolu tõttu võib pidada neid plaane liialt optimistlikuks, tehnoloogia käivitamisel võib tekkida tõrkeid, mistõttu ei pruugita planeeritud tootmisvõimsusteni jõuda õigeaegselt. Jordaaniaga sarnases

olukorras on ka Austraalia ja Venemaa, kus planeeritakse põlevkivist õli tootmise alustamist. Austraalias toodeti kümme aastat tagasi tööstuslikult põlevkiviõli, kuid tootmine lõpetati projekti kulukuse tõttu. Tõusnud maailmaturu nafta hinnad on taas tõstnud päevakorda põlevkiviõli tootmisprojekti arendamise Austraalias [9, 76].

Eestis on nii Eesti Energia kui Viru Keemia Grupp arendamas ja laiendamas põlevkiviõli tootmist, mis plaanide kohaselt peaks peale 2020. aastat suurendama Eesti põlevkiviõli toodangut ligi kolmekordselt, ehk umbes 35 000 barrelini päevas. Viru Keemia Grupi uus põlevkiviõli tootmisüksus Petroter II valmib 2014. aastal ning hetkel juba ehitatakse Petroter III, mis peaks valmima 2015. aastal. Lisaks planeeritakse Petroter IV ehitamist. Iga Petroter tehase projekti mahuks on umbes €80 mln ja luuakse 100 täiendavat töökohta. Seega kolme uue Petroteri tehase rajamise investeerib VKG kokku ca €240 mln ja luuakse 300 täiendavat vahetat töökohta. Lisaks investeeritakse keskkonna heitmete vähendamisse. Eesti Energia plaanide kohaselt ehitatakse 2016. aastaks kokku neli Enefit280 tehast, mis suurendaks märgatavalt põlevkiviõli tootmist. Eesti Energia Enefit280 esimese tehase valmimine on viibinud erinevate tõrgete tõttu juba ligi kaks aastat ning hetkel on loobutud varem planeeritud järeltöötlusüksuse rajamisest selle kulukuse tõttu. Eesti Energia tõrgete tõttu Enefit280 tehase käivitamisel ilmselt nihkub edasi ka ettevõtte järgmiste põlevkiviõli tootmisüksuste rajamine, mistõttu ei pruugi Eesti põlevkiviõli toodang 2020. aastaks jõuda varem planeeritud 35 000 barrelini päevas. Eesti Energial on pikaajaline kompetents põlevkivist õli tootmisel ja tekkinud takistused uue põlevkiviõli tehase käivitamisel näitab, et kõikjal võib esineda tagasilööke ning uue tehnoloogia väljatöötamine ja edukas kasutusele võtmine ei ole nii lihtne. Seetõttu on ka maailmas planeeritavate suuremahuliste põlevkiviõli tootmisüksuste edukas arendamine ja käivitamine järgmise 10 aasta jooksul kaheldav [67]

Maailmas kasvab nõudlus energia ja nafta järele, millest Eesti lõikab kasu põlevkivi ressursi kasutamise ümberjagamisega elektrienergia tootmisest tõhusama ja kasumlikuma põlevkiviõli tootmisega, ning lisaks võimalusega põlevkivi alaste teadmiste müümise ja uute projektide arendamisega välisriikides. Ajavahemikul 2006 ... 2012. a suurenes Eesti energia ja kütuste ressurss enam kui 40%, mis eelkõige suurenes tänu põlevkivist õli tootmise ja kütuste ekspordi kolmekordistumisele. Samal ajal kasvas kütuste lõpptarbimine 5% (Joonis 3.3). Vedelkütuste tarbimine moodustab Eestis üle 60% kogu kütuste tarbimisest, millest enim kasutatakse diislikütust, mis moodustab kolmandiku Eestis tarbitud kütustest.



**Joonis 3.3.** Kütuste lõpptarbimine Eestis kütuse liigi järgi aastatel 2000 ... 2030, TJ [17]

Kütuste lõpptarbimise prognoosis 2030. aastani eeldati, et Eesti kütuste lõpptarbimine kasvab keskmiselt 1,4% aastas. Eelduse aluseks oli, et tööstuses, põllumajanduses, transpordis ning äri- ja avalikus sektoris kasvab tarbimine sarnaselt SKP-le, keskmiselt 2,5% aastas, kuid kodumajapidamistes tarbimine ei muutu. Prognoosis on eeldatud, et suurem osa Eestis toodetud põlevkiviõlist ka tulevikus eksporditakse ning eraldi ei ole arvestatud võimaliku Eesti põlevkiviõli rafineerimistehase lõpptoodete tarbimisega Eesti siseturul [77].

Põlevkiviõli tootmise suurenemine kasvatab Eesti energiajulgeolekut sõltumata asjaolust, et enamik Eestis toodetud põlevkiviõlist eksporditakse, sest Eesti sisemaine nõudlus põlevkivist toodetud õli järele on püsinud viimased 15 aastat enam vähem samal tasemel. 2012. aastal eksporditi ligi 80% Eestis toodetud põlevkiviõlist. Põlevkiviõli rafineerimistehase rajamisega Eestisse võimaldaks töödelda toodetud põlevkiviõli ilma välismaale transportimata autobensiiniks või diislikütuseks ning suunata kogu Eestis toodetud põlevkiviõli siseturule. Uute planeeritavate ja ehitatavate tootmisüksuste toodangu täielik suunamine Eesti siseturule oleks võimeline katma Eesti vedelkütuste vajaduse, mis suurendaks märgatavalt Eesti energiasõltumatust. Eesti on juba praegu suhteliselt energiasõltumatu riik ehk energia eksport ületab impordi. Eesti peamised eksporditavad energiaressursid on elektrienergia, raske kütteõli ja puit ning imporditavad diislikütus, autobensiin ja maagaas. Suureneva põlevkiviõli toodangu laialdasem kasutamine Eesti siseturul suurendaks kohalike energiaressursside kasutamist, mis vähendaks Eestisse imporditavate kütuste mahtu ja tõstaks nii Eesti energiajulgeolekut kui -sõltumatust [17].

### 3.2.2 Kildanafta

Aastatel 2011 ... 2012 kasvas USA kildanafta toodang hüppeliselt, mis küll ei mõjutanud vedelkütuste maailmaturu hindu, kuid maailma suurima energiatarbija USA territooriumil kasutusele võetud mittekonventsionaalne kildanafta andis kütusetootjatele märku muutustest naftaturul. USA on juba muutunud maagaasi importijast maagaasi eksportijaks ning kildanafta toodangu suurenemisel võiks USA eksportida ka vedelkütuseid. Kuid prognooside kohaselt on oodata kildanafta pakkumise aeglustumist peale 2020. aastat. Tootmise vähenemine on tingitud eelkõige puuraukude toodangu kiirest vähenemisest, mistõttu tuleb toodangu mahu säilitamiseks puurida järjest rohkem puurauke, kuid mingil hetkel saabub piir, kui ei suudeta toodangu säilitamiseks ja kasvatamiseks enam vajalikul määral puurauke puurida. Samuti lõppevad kergemini kättesaadavate leiukohtade kildanafta, mistõttu tuleb kasutusele võtta raskemini kättesaadav kildanafta, mis sisaldavad vähem naftat ja tõstab tootmiskulusid.

Prognooside kohaselt jõuab USA kildanafta toodang haripunkti 2020. aastate algul, kui jõutakse ligi 5 miljoni barrelini päevas. Peale seda on oodata toodangu stabiilset langust ning 2030. aastaks toodetakse USA kildanaftast umbes 3,2 miljonit barrelit toornaftat päevas. Pikemas perspektiivis kogu mittekonventsionaalsete nafta toormete pakkumine USA-st ja Kanadast suureneb, kuigi tavapärase toornafta ja maagaasivedelike pakkumine Põhja-Ameerikas järk-järgult langeb koos ressursside vähenemisega, kaasa arvatud kildanafta pakkumine. Nende vähenemise selles piirkonnas kompenseerib Kanada õliliiivade ja biokütuste pakkumise järk-järguline suurenemine, mis ilmselt kõrgemate tootmis- ja transpordikulude tõttu võib kergitada ka nafta turuhinda [13, 26].

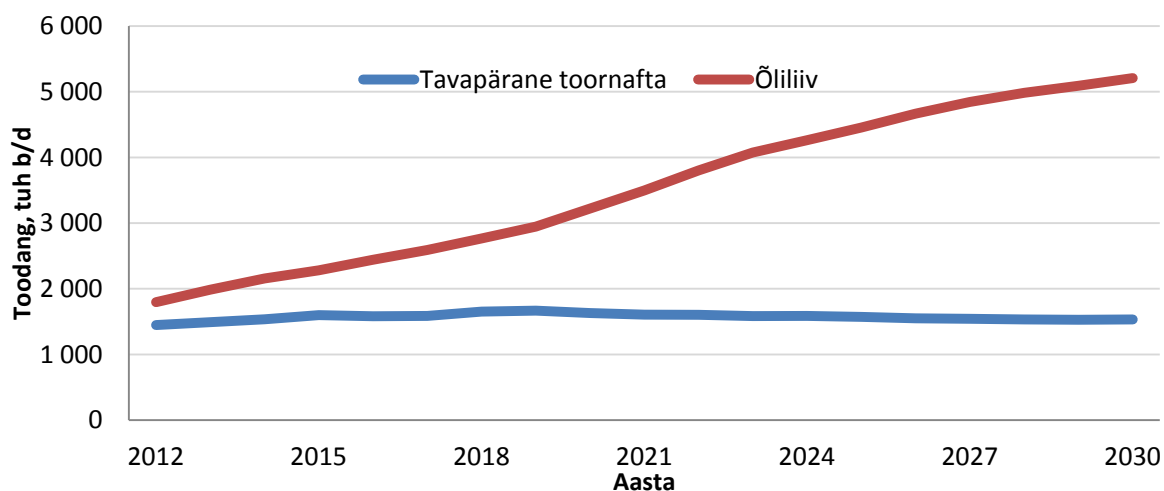
Väljaspool USA-d on väga raske ennustada kildanafta tootmist, sest siiani on kildanaftat suhteliselt väikeses koguses toodetud ainult Kanadas ja Venemaal. Suurim potentsiaal kildanafta tööstusliku tootmise kasvuks on Argentiinas, Venemaal ja Hiinas, kuid reaalsemate prognooside hinnangul suudetakse nendes riikides 2030. aastaks jõuda maksimaalselt kokku 1 000 000 b/d toodanguni. Optimistlikumate väljavaadete täitumisel võiks kildanafta toodang 2030. aastaks väljaspool USA-d ulatuda umbes 3 000 000 b/d, ehk olla enam vähem samas suurusjärgus USA kildanafta toodanguga 2030. aastal. Nendes riikides on küll suured kildanafta varud, kuid tootmisele seavad piirangud eelkõige toorme kättesaadavus, frakkimise keerukus, veeresursside lähedus ja järeltöötlemise võimaluste olemasolu. Uute ressursside kasutusele võtmine on aega- ja kapitalinõudev. Kui kildanafta kättesaamise tehnoloogiat suudetakse arendada ja naftahind peaks kerkima, siis võib areneda ka väljaspool USA-d

kildanafta tootmine kiiremini, mis aitaks kasvatada ja säilitada maailma kildanafta toodangut. Hetkel on siiski liialt palju takistusi ja määramatust väljaspool USA-d kildanafta tootmise alustamiseks, mistõttu on raske hinnata, millal võiks jõuda kildanafta tööstusliku tootmiseni väljaspool USA-d ja kui suureks võiks sealne toodang osutuda.

### 3.2.3 Õliliivad

Poliitiliselt stabiilse ja investeerimist soodustava ärikeskkonnaga Kanadas võib eeldada, et investeeringud õliliivadesse püsivad lähitulevikus tugevad ja väljund jätkab kasvamist. Kanada õliliivade uute tootmisüksuste rajamine on oluliselt kallim kui olemasolevad, mistõttu toodangu suurenemise eelduseks on pikaajaliselt suhteliselt kõrge naftahind. Kanada õliliivade toodangu kasvu pidurdab hetkel oluliselt olemasoleva nafta infrastruktuuri pudelikaelad, tõusvad kulud ja mõju keskkonnale. Piirangute kõrvaldamine on aega- ja kapitalinõudev, kuid nende eemaldamisel on potentsiaal veelgi suuremaks tootmiseks, sest tõestatud reservid võimaldavad suuremat tootmist. Pikemas perspektiivis soodustab Kanada õliliivade toodangu suurenemist USA kildanafta toodangu vähenemine 2020. aastate alguses, kergemini kättesaadava kildanafta lõppemise ja uute puuraukude puurimismahu piiri saabumise tõttu.

Kanada õliliivad on pikas perspektiivis mittekonventsionaalne nafta tooremetest kõige suurema pakkumise kasvuga potentsiaaliga. Kui kildanafta tootmisel prognoositakse peale 2020. aastat toodangu vähenemist, siis õliliivade toodang aasta-aastalt pigem suureneb stabiilselt. Kanada õliliivade toodang ulatus 2012. aastal 1,8 miljoni barrelini päevas, mis peaks prognooside kohaselt 2030. aastaks kolmekordistuma ja ulatuma 5,2 miljoni barrelini päevas (Joonis 3.3).



**Joonis 3.4.** Kanada tavapärase toornafta ja õliliiva tootmisprognoos kuni 2030. aastani [34]



Kui õliliiivade toodang on Kanadas oluliselt kasvamas, siis tavapärase toornafta toodang jääb prognooside kohaselt pikas perspektiivis samale tasemele, mis on tingitud tavapärase nafta ressursside piiratud võimalustest ja kättesaadavusest ning investeringute ümbersuunamisega õliliiivade projektidesse. Õliliiivade toodangu suurenemist soosib tehtavad investeringud in situ protsessi tehnoloogiate täiustamisse, nafta infrastruktuuri parandamisse ja võimalike keskkonnamõjude vähendamisse ning suuresti Põhja-Ameerika eesmärk vähendada sõltuvust importnaftast.

### 3.2.4 GTL

Maagaasi parema kättesaadavuse, ligipääsetavuse, mitmekülgsuse ja väiksema ökoloogilise jalajälje tõttu võib maagaasi nõudlus mööduda teistest fossiilsetest kütustest. Suurenenud tähelepanu maagaasile on tingitud ulatuslikust kildagaasi kasutuselevõtust USA-s ja Kanadas, mistõttu on maagaasi hind USA turgudel märgatavalt odavam kui Euroopas. Kui USA-s on elektri ja soojustootmisel kivisüsi asendumas odavama maagaasiga, siis Euroopas on kallima maagaasi tõttu kivisöe osakaal vähemalt järgmisel kümnendil suurenenud, hoolimata suurtest subsiidiumidest taastuvenergiaks.

Globaalselt toodeti 2012. aastal gaasist vedelkütuseid umbes 210 000 barrelit päevas. 2030. aastaks võiks GTL toodang ulatuda 500 000 barrelini päevas, mis on ligilähedane tootmismahut põlevkiviõlile ning panustaks kõigest 0,5% globaalsest nafta nõudlusest. Lähitulevikus ei ole oodata GTL projektide laialdast levikut, sest tehnoloogia on kapitalimahukas, maagaasil on piisavalt teisi atraktiivseid väljundeid ja prognooside kohaselt ei tõuse toornafta hind nii kõrgele, et toornafta asemel oleks otstarbekam gaasist vedelkütuseid toota. GTL tehnoloogia on arendatud välja üksikute ettevõtete poolt, kellele kuuluvad ka olulised patendid, mis omakorda võib pidurdada tehnoloogia arengut ja laialdasemat levikut. GTL toodetud vedelkütus põleb puhtamalt kui naftast toodetud ning see võiks pakkuda leevendust halva õhukvaliteediga piirkondadele. Esialgu võib eeldada, et gaasist vedelkütuste tootmistehnoloogiat võidakse kasutada piirkondades, kus on suured maagaasivarud, kuid vähe toornaftat. Kuid suurema tõenäosusega arenevad kiiremini ja laiemalt väikesed GTL projektid, mis on võimelised ära kasutama tootmisprotsessis ülejäävat gaasi või biogaasi [26, 37, 40].

GTL jaamade tooraine, maagaasi, hinnad peavad püsima pikaajaliselt diislist ja lennukikütusest madalamad, et GTL projektid oleks pikaajaliselt majanduslikult kasumlikud. Hetkel on maagaasi hindade suhtes tulevikus liialt palju ebakindlust, eriti LNG ekspordi ja

teiste maagaasi nõudlust tõstvate tegurite tõttu, mis eelduste kohaselt tõstavad maagaasi hinda, samal ajal kui USA kildanafta toodang langetab toornafta hindasid. Gaasist vedelkütuste tootmine on väga energia- ja kapitalimahukas. Praeguste maagaasi ja toornafta hindade pikaajalise prognoosi järgi osutuvad pikaajaliselt majanduslikult tasuvaks GTL jaamad, mis on seadistatud tootma maksimaalselt vaha keemiatoodete turu jaoks, mitte vedelkütuseid.

### 3.2.5 CTL

Kivisöest toodeti 2012. aastal umbes 200 000 barrelit vedelkütuseid päevas, seda ainult Lõuna-Aafrika Vabariigis ja Hiinas. Kivisöest vedelkütuste tootmine on hetkel alles arengufaasis ning tootmise laialdasema leviku suurimateks takistusteks on tehnoloogia suur veekasutus ja mõju keskkonnale. Rahvusvaheline Energiaagentuur IEA prognoosib, et gaasist ja kivisöest toodetud vedelkütuste kogutoodang jõuab 2030. aastaks 750 000 barrelini päevas, mis moodustab vaid 1% maailma naftatoodete rafineerimismahust ja võrdub vaid nelja keskmise suurusega nafta rafineerimistehase mahuga. Samas on OPEC-i prognoos optimistlikum, seal nähakse 2030. aastaks CTL toodangu jõudmist 1 000 000 barrelini päevas, seda eelkõige uute projektide lisandumisel suurte kivisöe varudega ja energiajulgeoleku parandamise sooviga Hiinas, Indias ja Austraalias. Isegi kui kivisöest vedelkütuste toodang ulatuks 2030. aastaks 1 000 000 barrelini päevas, moodustaks see vaid 1% kogu naftatoodete nõudlusest. Kuid tõenäoliselt ei hakata CTL projekte järgmise 15 aasta jooksul massiliselt arendama. Eeldatavalt areneb CTL piiratud ulatuses ja ainult kindlates piirkondades. Suuremahuline CTL tootmine piirdub globaalselt ilmselt ainult umbes kuue riigiga, kellel on suured kivisöe varud ja võime suunata märkimisväärne osa sellest kivisöest vedelike tootmisele. Suured kivisöe vedeldamise projektid peidavad endas ka suuri finantsriske, sest nõudluse kasvamisega kasvab ka kivisöe hind. Riigid, kel pole piisavaid kivisöe ressursse ei suuda maailmaturult piisavalt hea hinnaga kivisütt osta, et sellest vedelkütuseid toota, sest enamik kaevandatavast kivisöest suunatakse elektritootmisele.

Arvestades kliimamuutustest tingitud keskkonnapoliitikaga ja CTL protsessi üle kahekorra suurema kasvuhoonegaaside emissiooniga võrreldes tavapärase naftatoodanguga, siis keskkonnamõjude vähendamiseks peaks iga CTL projekt olema integreeritud CO<sub>2</sub> kogumise ja hoiustamise süsteemiga. Suure keskkonnamõju ja seetõttu vajatavate lisainvesteeringu tõttu võiks potentsiaalsemad olla GTL projektid, kus toodetakse vähem kasvuhoonegaase ja tootmisprotsessis vajatakse vähem vett. Kivisöest vedelkütuste tootmine võiks olla lahenduseks naftavarude lõppemise korral, kui selleks ajaks pole suudetud arendada uusi

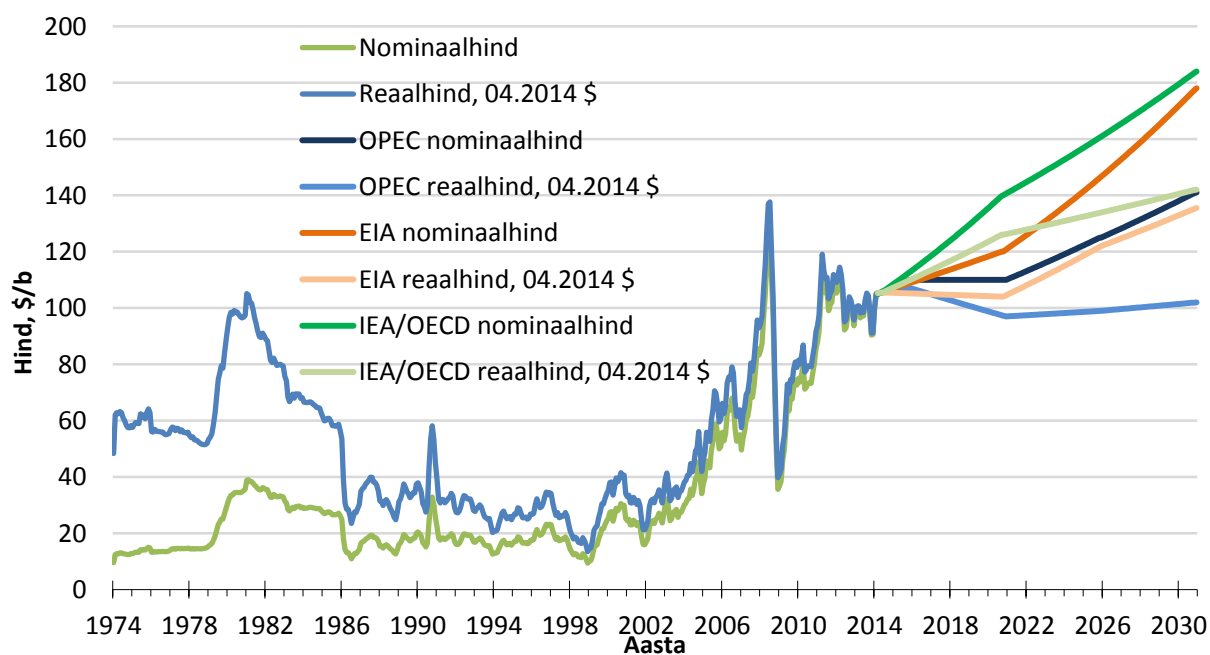
vedelkütuste tootmistehnoloogiaid. Kuni tavapärase nafta ja sellele ligilähedastest toormetest on majanduslikult otstarbekalt võimalik naftatooteid toota, siis seni võiksid nii GTL kui CTL tehnoloogiatel põhinevaid projekte ainult arendada piirkondades, kus on olemas rikkalikud gaasi või kivisöe ressursid ja nafta toormete puudus [45].

### **3.3 Mõju nafta hinnale**

Ajalooliselt on nafta hind olnud muutlik ning tugevalt mõjutatud globaalsetest majanduse ja poliitilistest sündmustest, sealhulgas sõjad ja finantskriisid, millel on olnud vahetu mõju nafta hinnale. Poliitiliselt ebastabiilsete piirkondade olukorrast tingitud nafta tootmise ja tarnekindluse vähenemise mõju nafta hinnale peaks tulevikus olema lühiajaline ja piiratud, sest kasutusele võetakse rohkem erinevate piirkondade toormeid, mis suurendab tarnekindlust. Nafta hinnal on oluline mõju investeringuteks mittekonventsionaalsetesse nafta toormetesse, sest see määrab tootmise majandusliku otstarbekuse. Kuna ka tavapärase toornafta kättesaamine ja varustamine on järjest kallim ja raskem, siis on raske ennustada nafta hinda nii lähi- kui kaugtulevikus. Nafta hinda võib oluliselt mõjutada ka OPEC, seades tootmise piiranguid organisatsiooni liikmesriikidele. OPEC-i liikmed toodavad üle 40% maailma toornaftast ning liikmesriikidele kuulub umbes kaks kolmandikku maailma tõestatud nafta reservidest. Energiavarustuse katkestused looduskatastroofide ja poliitiliste sündmuste tõttu võivad samuti oluliselt mõjutada maailmaturu nafta hinda. Kui vahe tootmisvõimsuse ja nõudluse vahel on väga väike, siis isegi tarnekatkestuse võimalikkus võib tõsta nafta hinda.

Enim jälgitud Põhja-Ameerika WTI ja Euroopa Brent toornafta turuhinnad liikusid kuni 2010. aastani identselt, peale seda on Brent olnud keskmiselt \$10 kallim. Hinnavahe on tekkinud infrastruktuuri puudustest Põhja-Ameerikas, sest uued naftaväljad ja rafineerimistehased on eemal vanast torustikust. Infrastruktuuri uuendamine vajab suuri investeringuid. Raskete nafta toormete tootmine kasvab, sest lihtsamini kättesaadavad kerged toormed on lõppemas, mistõttu on vaja järjest rohkem rafineerimistehaseid raskematele toormetele, mille tootmine ja töötlemine on kulukam. USA rafineerimistehased on teinud viimastel aastatel suuri investeringuid tehaste ümberseadistamiseks rasketele toormetele, mis on kulukas ja keerukas protsess, ning seetõttu vajatakse järjest rohkem raskeid toormeid. Sellest võidavad ennekõike Kanada õliliiivad ning mõningal määral aitab kaasa ka Venetsueela raske bituumeni pakkumise tõusule. Kanada õliliiivade jõudmist raske toornafta töötlemistehastesse takistavad hetkel infrastruktuuri pudelikaelad, millele peaks leevendust tooma planeeritav Keystone XL torustik [65].

Tõusvate nafta tootmis- ja tarnekulude tõttu peaksid toornafta maailmaturu hinnad jääma pikaajaliselt suhteliselt kõrgeks. Vähemalt lähitulevikus peaks naftahind püsima stabiilne, sest naftatarned on üha enam globaliseerunud ja ühe piirkonna tarnekatkestus ei tohiks lühiajaliselt mõjutada globaalset tarnet. OPEC, EIA ja IEA/OECD prognooside kohaselt pikas perspektiivis nafta hind tõuseb. Järgmiseks 15 aastaks prognoosib kõige kõrgemat nafta hinda IEA/OECD ja kõige madalamat OPEC. OPEC-i pikaajalise prognoosi järgi püsib nafta nominaalhind kuni 2020. aastani stabiilselt \$110 lähedal, misjärel tõuseb nafta hind ühtlaselt kuni jõuab 2030. aastaks umbes \$141 barreli eest, samas reaalhind ümberarvutatuna 2014. a aprilli USA dollaritesse püsib stabiilselt \$100 lähedal (Joonis 3.4). Seevastu EIA ja IEA/OECD prognoosivad tulevikuks märgatavalt kõrgemat nafta hinda. EIA prognoosib 2020. aastaks toornafta nominaalhinnaks \$120 barreli eest ja 2030. aastaks \$177 barreli eest ning IEA/OECD prognoosib 2020. aastaks \$140 ja 2030. aastaks \$184 toornafta turuhinda. Tulevikus on oodata toornafta hinna tõusu, kuid ümberarvutatuna 2014. aasta aprilli USA dollaritesse on toornafta reaalhinna tõus märgatavalt väiksem, kui nominaalne kasv. Nafta reaalhinna väiksem kasv mõjub paremini tarbimisele, sest soodsas majandusolukorras tõusevad koos hindadega ka inimeste sissetulekud, mis pehmendab hinnatõusu. Nafta hinna tõus tulevikus võib olla prognoositust veelgi suurem, sest see sõltub suuresti Aasia, eelkõige Hiina, tarbimise kasvu suurenemisest ja senisest raskemini toodetava toornafta tootmiskuludest.



**Joonis 3.5.** Keskmise toornafta nominaal- ja reaalhind 04.2014.a USA dollarites 1974 ... 2014.a ning OPEC-i, EIA ja IEA/OECD prognoosid kuni 2030.a, \$/b [26, 73, 75, 78]

Mittekonventsionaalsete nafta toormete pakkumine suure tõenäosusega ei mõjuta märkimisväärselt nafta maailmaturu hinda, pigem on nende käekäik sõltuv nafta hinnast. Mittekonventsionaalsed nafta toormed panustavad 2020 ... 2030. aastatel maksimaalselt 10% globaalsesse nafta nõudlusse, millest enamiku moodustab Põhja-Ameerika kildanafta ja õliliivad. USA kildanafta ja Kanada õliliivade pakkumine võib mingil määral mõjutada WTI nafta hinda, kuid tavapärasest toornaftast kõrgemate tootmiskulude ja nafta infrastruktuuri parandamiseks vajatavate investeeringute tõttu ei ole nafta hinna langust nende toormete tootmise tõusuga oodata. Teised mittekonventsionaalsed toormed on veelgi suuremate tootmiskuludega, mistõttu on tootmise suurendamiseks ja laiendamiseks vajalik pikaajaliselt suhteliselt kõrge nafta hind. Põlevkiviõli, CTL ja GTL tootmised jõuavad 2030. aastaks maksimaalselt 1% pakkumiseni globaalsest nafta nõudlusest, mistõttu need toormed ei suuda mitte kuidagi mõjutada maailmaturu nafta hinda. Põlevkiviõli, CTL ja GTL globaalseks toodangu suurendamiseks on vajalik täiustada tootmistehnoloogiaid ja alandada kulusid. Nafta maailmaturu hind tulevikus ilmselt küll tõuseb, kuid tõusvate tootmis- ja transpordikulude tõttu jääb see hind siiski liialt madalaks uute mittekonventsionaalsete nafta toormete projektide välja arendamiseks, sest uued projektid on märgatavalt kallimad ja kõrgemate tasuvuslavedega, kui juba töös olevad projektid. Seetõttu ei ole lähitulevikus näha ühegi suuremahulise mittekonventsionaalse nafta toormel põhineva projekti planeerimist ja ehitamist.

## Lõputöö kokkuvõte

Antud magistritöös uuriti mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmise potentsiaali maailmas 2030. aastani. Välja selgitamaks mittekonventsionaalsete nafta toormete võimet panustada maailma energia nõudlusele 2030. aastaks, uuriti kõigepealt maailma tavapärase nafta ja mittekonventsionaalsete nafta toormete reservide suurusi ja paiknemist ning praegust tootmist. Seejärel võrreldi erinevatest toormetest nafta tootmise probleeme. Lõpuks analüüsiti erinevate rahvusvaheliste organisatsioonide nafta pakkumise ja nõudluse prognoose. Töös püstitatud ülesanded ja eesmärgid täideti.

Nõudlus energia järele on ülemaailmselt aina kasvamas. Nafta moodustab maailmas tarbitud energiast umbes kolmandiku, kuid kergemini kättesaadavad ja lihtsamini ligipääsetavad tavapärase nafta reservid on lõppemas, mis tõstab tootmiskulusid ja ühtlasi ka maailmaturu nafta hinda. Naftatoodete nõudluse kasvu rahuldamiseks on hakatud üha aktiivsemalt otsima, uurima ja arendama nafta tootmise võimalusi mittetavapärastest ehk mittekonventsionaalsetest allikatest. Mittekonventsionaalsed nafta toormed on tahked, vedelad või gaasilised süsivesinikud, mida saab töödelda naftatoodeteks, kuid üldiselt ei saa toota, transportida ja järeltöödelda traditsiooniliste meetoditega. Mittekonventsionaalseteks nafta toormeteks on põlevkiviõli, kildanafta, õliivad ning maagaasist ja kivisöest vedelkütuste konverteerimine.

Mittekonventsionaalsete nafta toormete laialdasemale uurimistegevusele ja kasutusele võtmisele on kaasa aidanud viimase aja suhteliselt kõrged maailmaturu nafta hinnad, mis on peamiseks eelduseks majanduslikult kasumlikul viisil tootmiseks. Lisaks suhteliselt kõrgele nafta hinnale on tootmise levikule kaasa aidanud ka tavapärase nafta reservide vaeste, kuid mittekonventsionaalseid ressursse omavate piirkondade soov suurendada enda energiajulgeolekut. Hetkel on edukalt ja arvestatava toodanguga kasutusele võetud kildanafta reservid Ameerika Ühendriikides ja õliviivade reservid Kanadas. Teiste mittekonventsionaalsete nafta toormete laialdasema kasutuselevõtu eelduseks on olemasoleva tehnoloogia täiendamine usaldusväärsemaks ja vähem kapitali nõudvamaks.

Globaalselt on teada umbes 600 põlevkivimaardlat, mille tõestatud varud kokku on hinnanguliselt ligi 5 000 miljardit barrelit põlevkiviõli, millest 80% asub USA-s. Hetkel toodetakse põlevkivist õli ainult Hiinas, Eestis ja Brasiilias. Kui siiani on Eestis põlevkivi valdavalt kasutatud elektri ja soojuse tootmiseks, siis põlevkivist põlevkiviõli tootmisel kasutatakse enamik põlevkivi toormest õli saamiseks ning õli tootmise kõrvalprodukti

uttegaasi ja auru kasutatakse elektri ja soojuse tootmiseks. Kuna erinevate leiukohtade põlevkivid on erinevad, siis ei ole võimalik välja töötada ühtset põlevkiviõli tootmistehnoloogiat ning seetõttu ei ole suudetud kasutusele võtta maailma suurimaid põlevkivi reserve Ameerika Ühendriikides.

Gaasist või kivisöest on keemilisel muundamisel võimalik toota sünteetilist kütust, millest saab edukalt toota tavapäraseid naftatooteid. Vedelkütuste konverteerimine gaasist või kivisöest võimaldab laieneda tootjatel maagaasi ja kivisöe traditsioonilistelt kasutusvaldkondadest transpordikütuste turule. Üle maailma on hetkel töös viis GTL jaama, millest kaks on Malaisias, kaks Kataris ja üks Lõuna-Aafrika Vabariigis. Tänapäevaks on töös mitu CTL jaama Hiinas ja kaks tehist Lõuna-Aafrika Vabariigis, mis toodavad kivisöest vedelkütuseid ning üks jaam USA-s, mis toodab kivisöest sünteetilist maagaasi.

2012. aastal ulatus globaalne mittekonventsionaalsetest nafta toormetest nafta toodang keskmiselt 4 736 000 barrelini päevas, kui tavapärasest toornaftat toodeti samal ajal keskmiselt ligi 75 miljonit barrelit päevas. 2012. aastal toodeti Põhja-Ameerika kildanaftast keskmiselt umbes 3 000 000 barrelit toornaftat päevas ja Kanada õliliiivadest keskmiselt 1 797 000 barrelit toornaftat päevas. Põlevkiviõli kogutoodang kolmes tootjariigi ulatus keskmiselt 29 359 barrelini päevas, millest Hiina tootis ligi poole. Globaalne GTL ja CTL toodangmaht on hetkel mõlemal umbes 200 000 b/d.

Mittekonventsionaalsete nafta toormete toodangu suurendamisel on erinevad takistused. Igal toormel on erinev tootmistehnoloogia, millel omakorda on mitmesugused iseärasused. Kildanafta saadakse maa alt kätte puuraugu kaudu, mille toodang langeb kivimite madala läbilaskvuse tõttu väga kiiresti, mistõttu tuleb toodangu säilitamiseks ja suurendamiseks pidevalt juurde puurida uusi auke. Põlevkiviõli toodangu suurendamiseks on vajalik välja töötada eelkõige usaldusväärne tootmistehnoloogia USA põlevkivi jaoks. GTL ja CTL projektide laialdasemat levikut takistab hetkel tehnoloogia kallidus, protsessi suur veemahukus ning maagaasi ja kivisöe teiste kasutusvõimaluste suurem atraktiivsus. Lisaks tootmise iseärasustele on kõigil toormetel ka ühised tootmist mõjutavad tegurid, nagu maailmaturu nafta hind, projektide suur energia- ja kapitalimahukus, piirkondade maksumäärad, naftainfrastruktuuri olemasolu ja kättesaadavus, oskustööjõu olemasolu ning võimalikud mõjud keskkonnale.

Maailma naftanõudluse ja maailmaturu nafta hinna prognoosimiseks kuni 2030. aastani kasutati OPEC-i, EIA, IEA/OECD ja BP poolt avaldatud pikaajalisi prognoose. Nafta nõudluse ja pakkumise peamiseks teguriks on maailmamajanduse olukord. Hinnanguliselt

kasvab maailmamajandus kuni 2030. aastani keskmiselt 3,5% aastas, millele suurima panuse annavad arenguriigid. Energiatarbimise ühtlast kasvu soodustab peamiselt arenguriikide populatsiooni ja majanduse kasv. 2030. aastaks on oodata maailma rahvastiku jõudmist üle 8 miljardi ning autode peaaegu kahekordistumist võrreldes praegusega, millele suuresti aitavad kaasa kiiresti arenevad Hiina ja India.

2012. aastal moodustasid mittekonventsionaalsed nafta toormed 5,31% kogu nafta nõudlusest, mis peaks 2015. aastaks suurenema 7,89%-ni ning 2020. aastaks 9,43%-ni. Ajavahemikul 2020 ... 2030. a püsib mittekonventsionaalsete nafta toormete panus globaalsest nafta nõudlusest umbes 10% juures. Kui 2012. aastal oli mittekonventsionaalsetest nafta toormetest suurima toodanguga USA kildanafta, siis USA kildanafta toodangus on oodata haripunkti jõudmist umbes 2020. aastal, misjärel hakkab kildanafta toodang USA-s vähenema. Peale USA kildanafta toodangu vähenemist panustab enim mittekonventsionaalsete nafta toormete tootmisse Kanada õliliiivad, kus on teada täpne reservide suurus ja asukoht ning olemas majanduslikult otstarbekas tootmistehnoloogia ja oskustööjõud. Kanada õliliiivade toodang peaks 2030. aastaks ulatuma 5,2 miljoni barrelini päevas.

Mitmed projektid on kavandamisel ja ehitamisel põlevkiviõli, GTL ja CTL tootmise laiendamisteks. Hetkel planeeritavad põlevkiviõli tootmise võimsused suurendaks põlevkiviõli tootmiskahtu 435 000 barrelini päevas, kuid selle saavutamiseks peab olema välja arendatud usaldusväärsed tootmistehnoloogiad USA ja Jordaania põlevkivist õli tootmiseks, sest sinna piirkonda on kavandatud suurimad uued projektid. GTL ja CTL projektid ja tootmisvõimsused arenevad eelkõige juba tootmisvõimsusi omavates riikides. Hinnanguliselt suureneb 2030. aastaks globaalne GTL toodang kuni 500 000 barrelini päevas ja CTL toodang kuni 1 000 000 barrelini päevas.

Mittekonventsionaalsete nafta toormete projektide arendamiseks on eelkõige eelduseks pikaajaliselt suhteliselt kõrged maailmaturu nafta hinnad, sest tootmine on tavapärasest naftast keerukam ja kulukam. Erinevad prognooside kohaselt maailmaturu nafta hind pikaajaliselt tõuseb ning võiks 2030. aastaks jõuda umbes \$140 barreli eest. Nafta maailmaturu hind tulevikus küll tõuseb, kuid tõusvate tootmis- ja transpordikulude tõttu jääb see hind siiski liialt madalaks uute mittekonventsionaalsete nafta toormete projektide välja arendamiseks, sest uued projektid on märgatavalt kallimad ja kõrgemate tasuvuslavedega, kui juba töös olevad projektid. Seetõttu ei ole lähitulevikus näha mitte ühegi suuremahulise mittekonventsionaalse nafta toormel põhineva projekti planeerimist ja ehitamist.



## Kasutatud kirjandus

- [1] D. Gordon, „Understanding Unconventional Oil,“ Carnegie Endowment for International Peace, Washington, D.C., 2012.
- [2] V. Vysotsky, „Conventional and Unconventional Oil and Gas: Resources and Influence on the World,“ *Le Club de Nice Forum novembre 2013*, Nice, 2013.
- [3] OilPrice.com, „What is Crude Oil? A Detailed Explanation on this Essential Fossil Fuel,“ 24 juuli 2009. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/What-Is-Crude-Oil-A-Detailed-Explanation-On-This-Essential-Fossil-Fuel.html>. [Kasutatud 5 aprill 2014].
- [4] EIA, „Energy Explained,“ 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.eia.gov/energyexplained>. [Kasutatud 5 märts 2014].
- [5] EIA, „Crude oils have different quality characteristics,“ 16 juuli 2012. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7110>. [Kasutatud 5 mai 2014].
- [6] World Energy Council, „World Energy Resources 2013 Survey,“ World Energy Council, London, 2013.
- [7] OPEC, „OPEC Annual Statistical Bulletin 2013,“ Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), Viin, 2013.
- [8] A. Poobus ja A. Paist, *Soojused generaatorid*, Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2008.
- [9] EASAC, „A study on the EU oil shale industry – viewed in the light of the Estonian experience,“ EASAC, 2007.
- [10] J. G. Speight, *Shale Oil Production Processes*, Wyoming: Elsevier Inc., 2012.
- [11] H. Aosaar, „Uinta Basseini Green Riveri kihistu põlevkivist,“ *Eesti Geoloogiakeskuse XXII aprillikonverents: Geoloogialt ühiskonnale*, Tallinn, 2014.
- [12] V. Kattai, „Eesti Energia välismaa arendusprojektidest geoloogi pilguga,“ *Eesti Geoloogiakeskuse XXII aprillikonverents: Geoloogialt ühiskonnale*, Tallinn, 2014.

- [13] Viru Keemia Grupp AS, „VKG Aastaraamat 2013,“ Viru Keemia Grupp, 2014.
- [14] Eesti Energia AS, „Eesti Energia 2013. majandusaasta auditeeritud tulemused,“ Eesti Energia AS, 2014.
- [15] X. Tang, S. Li ja J. Qian, „Current status of Chinese oil shale business,“ *32st Oil Shale Symposium*, 2012.
- [16] C. G. Silva Filho, M. D. Kaizer, L. F. Sosinski ja J. Skalski Junior, „Environmental and Operational Aspects of an Oil Shale Industrial Plant in Brazil,“ *28th Oil Shale Symposium*, Golden, Colorado, 2008.
- [17] Statistikaamet, „KE023: ENERGIABILANSS KÜTUSE VÕI ENERGIA LIIGI JÄRGI,“ 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: [http://pub.stat.ee/px-web.2001/Dialog/varval.asp?ma=KE023&ti=ENERGIABILANSS+K%DCTUSE+V%D5I+ENERGIA+LIIGI+J%C4RGI&path=../Database/Majandus/02Energeetika/02Energia\\_tarbimine\\_ja\\_tootmine/01Aastastatistika/&lang=2](http://pub.stat.ee/px-web.2001/Dialog/varval.asp?ma=KE023&ti=ENERGIABILANSS+K%DCTUSE+V%D5I+ENERGIA+LIIGI+J%C4RGI&path=../Database/Majandus/02Energeetika/02Energia_tarbimine_ja_tootmine/01Aastastatistika/&lang=2). [Kasutatud 28 märts 28].
- [18] Tar Sands World, „China,“ [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.tarsandsworld.com/china>. [Kasutatud 28 märts 2014].
- [19] Sultani Oil, „What Is Shale Oil,“ Sultani Oil, [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.sultanioil.com/home.php>. [Kasutatud 28 märts 2014].
- [20] Tar Sands World, „Brazil,“ Tar Sands World, 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.tarsandsworld.com/brazil>. [Kasutatud 28 märts 2014].
- [21] „Estonia aims to take unconventional oil revolution to shale-rich Jordan, United States,“ Washington Post, 30 mai 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.tarsandsworld.com/eesti-energia-estonia/2013/05/estonia-aims-take-unconventional-oil-revolution-shale-rich-jordan-unit>. [Kasutatud 28 märts 2014].
- [22] D. Denning, „Oil Shale Reserves: Stinky Water, Sweet Oil,“ The Daily Reckoning, 25 jaanuar 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.dailyreckoning.com.au/oil-shale-reserves/2013/01/25/>. [Kasutatud 25 aprill 2014].
- [23] D. Webb, „Shell shock: Rio Blanco oil shale project axed,“ 24 september 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.gjsentinel.com/news/articles/shell-shock-8232rio-blanco-oil-shale-project-axed>. [Kasutatud 25 aprill 2014].

- [24] Colorado Oil & Gas Association, „Oil Shale vs. Shale Oil,“ 18 juuni 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: [http://www.coga.org/index.php/Newsroom/COGAOriginalContentArticle/oil\\_shale\\_vs.\\_shale\\_oil](http://www.coga.org/index.php/Newsroom/COGAOriginalContentArticle/oil_shale_vs._shale_oil). [Kasutatud 6 aprill 2014].
- [25] EIA, „Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States,“ U.S. Energy Information Administration (EIA), Washington, 2013.
- [26] OPEC, World Oil Outlook 2013, Viin: Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), 2013.
- [27] A. Fawzi, M. Ford ja M. Coleman, „Tight oil production pushes U.S. crude supply to over 10% of world total,“ U.S. Energy Information Administration (EIA), märts 26 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://205.254.135.7/todayinenergy/detail.cfm?id=15571>. [Kasutatud 27 märts 2014].
- [28] EIA, „Drilling Productivity Report,“ U.S. Energy Information Administration (EIA), Washington, 2014.
- [29] J. G. Speight, Oil Sand Production Processes, Wyoming: Elsevier Inc., 2013.
- [30] World Energy Council, „2010 Survey of Energy Resources,“ World Energy Council, London, 2010.
- [31] Alberta Energy, „Alberta Energy: Facts and Statistics,“ Government of Alberta, jaanuar 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.energy.alberta.ca/OilSands/791.asp>. [Kasutatud 2 aprill 2014].
- [32] S. Sepp, „Naftaliivade räpane saladus,“ 2 detsember 2008. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: [http://www.novaator.ee/ET/energia/naftaliivade\\_rapane\\_saladus/](http://www.novaator.ee/ET/energia/naftaliivade_rapane_saladus/). [Kasutatud 4 märts 2014].
- [33] G. Stingham, „Energy Developments in Canada's Oil Sands,“ *Developments in Environmental Science*, kd. 11, pp. 19-34, 2012.
- [34] CAPP, „Crude Oil Forecast, Markets and Transportation,“ Canadian Association of Petroleum Producers, Ottawa, 2012.
- [35] EIA, „Canada,“ 10 detsember 2012. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav:

- <http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Canada/canada.pdf>.  
[Kasutatud 3 aprill 2014].
- [36] Government of Alberta, „Alberta Oil Sands Industry Quarterly Update,“ 17 märts 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: [http://www.albertacanada.com/files/albertacanada/AOSID\\_QuarterlyUpdate\\_Spring2014.pdf](http://www.albertacanada.com/files/albertacanada/AOSID_QuarterlyUpdate_Spring2014.pdf). [Kasutatud 4 aprill 2014].
- [37] C. N. B. F. T. David A. Wooda, „Gas-to-liquids (GTL): A review of an industry offering several routes for monetizing natural gas,“ *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, nr 9, pp. 196-208, 2012.
- [38] S. Mokhatab ja W. A. Poe, *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, Waltham: Gulf Professional Publishing, 2012.
- [39] L. V. Eijk, „Gas-to-liquid spells end of the world as we know it,“ *Arabian Supply Chain*, 4 mai 2012. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.arabiansupplychain.com/article-7207-gas-to-liquid-spells-end-of-the-world-as-we-know-it/>. [Kasutatud 11 märts 2014].
- [40] A. Mallik ja V. Mantri, „Gas-to-liquids plants face challenges in the U.S. market,“ EIA, 19 veebruar 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://205.254.135.7/todayinenergy/detail.cfm?id=15071>. [Kasutatud 27 märts 2014].
- [41] Shell Global, „Pearl GTL - an overview,“ Shell, [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/pearl/overview.html>. [Kasutatud 12 märts 2014].
- [42] P. Patel, „China and South Africa pursue coal liquefaction,“ *MRS Bulletin Energy Quarterly*, kd. 37, pp. 204-206, 2012.
- [43] P. Kelly-Detwiler, „Gas-to-Liquids Plants: No Longer Exclusive to Larger Players,“ *Forbes*, 17 jaanuar 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.forbes.com/sites/peterdetwiler/2013/01/17/gas-to-liquids-plants-no-longer-exclusive-to-larger-players/>. [Kasutatud 12 märts 2014].
- [44] F. Rong ja D. G. Victor, „Coal liquefaction policy in China: Explaining the policy reversal since 2006,“ *Energy Policy*, kd. 39, nr 12, pp. 8175-8184, 2011.
- [45] P. Marion, „The current status of coal liquefaction technologies,“ IFP *Energies nouvelles*, 2007.

- [46] S. Perineau, „Coal Conversion to Higher Value Hydrocarbons: A Tangible Acceleration,” 11 oktoober 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://cornerstonemag.net/coal-conversion-to-higher-value-hydrocarbons-a-tangible-acceleration/>. [Kasutatud 1 aprill 2014].
- [47] S. Périneau, „Coal Conversion to Products,” *International Coal & Climate Summit*, Varssav, 2013.
- [48] T. Whipple, „Peak Oil Review – 3 February 2014,” Association for the Study of Peak Oil & Gas USA, 3 veebruar 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://peak-oil.org/2014/02/peak-oil-review-3-february-2014/>. [Kasutatud 5 märts 2014].
- [49] K. Woodward, „Results from China’s coal to oil project,” *World Coal*, 29 jaanuar 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: [http://www.worldcoal.com/news/coal/articles/Results\\_from\\_Chinese\\_coal\\_liquefaction\\_project\\_462.aspx](http://www.worldcoal.com/news/coal/articles/Results_from_Chinese_coal_liquefaction_project_462.aspx). [Kasutatud 5 märts 2014].
- [50] Greenpeace, „Thirsty coal 2: Shenua's water grab,” Greenpeace, Beijing, 2013.
- [51] The Economist, „The economics of shale oil: Saudi America,” 15 veebruar 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.economist.com/news/united-states/21596553-benefits-shale-oil-are-bigger-many-americans-realise-policy-has-yet-catch>. [Kasutatud 9 aprill 2014].
- [52] L. Stockman, „The Case Against U.S. Crude Oil Exports,” *Oil Change International*, Washington, 2013.
- [53] K. Thuot, „Tracking the Drilling Rig Feeding Frenzy,” 4 märts 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: [http://info.drillinginfo.com/drilling\\_rig\\_feeding\\_frenzy/#!lightbox\[11325\]/1/](http://info.drillinginfo.com/drilling_rig_feeding_frenzy/#!lightbox[11325]/1/). [Kasutatud 23 aprill 2014].
- [54] The Baker Hughes, „Well Count,” The Baker Hughes, Houston, 2014.
- [55] N. D. D. o. M. Resources, „ND Monthly Bakken\* Oil Production Statistics,” North Dakota Department of Mineral Resources, Bismarck, 2014.
- [56] J. Mason, „Bakken's maximum potential oil production rate explored,” *Oil & Gas Journal*, kd. 110, nr 4, 2012.
- [57] North Dakota Department of Mineral Resources, „ND Monthly Bakken\* Oil Production

- Statistics,“ North Dakota Department of Mineral Resources, Bismarck, 2014.
- [58] K. M. Engemann ja M. T. Owyang, „Unconventional Oil Production: Stuck in a Rock and a Hard Place,“ *The Regional Economist*, kd. 18, nr 3, pp. 14-15, 2010.
- [59] TransCanada Corporation, „Keystone XL Pipeline,“ [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://keystone-xl.com/>. [Kasutatud 24 aprill 2014].
- [60] A. Yanagisawa, „A different view of fiscal break-even oil prices,“ november 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://eneken.ieej.or.jp/data/5302.pdf>. [Kasutatud 8 aprill 2014].
- [61] R. Johnston, „New Report Finds Oil Sands Production Costs Below U.S. Tight Oil,“ 3 märts 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://oilprice.com/Energy/Energy-General/New-Report-Finds-Oil-Sands-Production-Costs-Below-U.S.-Tight-Oil.html>. [Kasutatud 8 aprill 2014].
- [62] EIA, „How much does it cost to produce crude oil and natural gas?,“ 15 jaanuar 2014. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=367&t=6>. [Kasutatud 26 mai 2014].
- [63] M. DiLallo, „Bakken, 10 Incredible Numbers From the,“ *The Motley Fool*, 15 mai 2013. [Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://www.fool.com/investing/general/2013/05/15/10-incredible-numbers-from-the-bakken.aspx>. [Kasutatud 15 mai 2014].
- [64] D. McColl, M. Mei, D. Millington, C. Kumar, G. Gill ja P. Howard, „Green Bitumen: The Role of Nuclear, Gasification, and CCS in Alberta’s Oil Sands,“ Canadian Energy Research Institute, Calgary, 2008.
- [65] M. Moore, S. Flaim, D. Hackett, S. Grissom, D. Crisan ja A. Honarvar, „Catching the brass ring: Oil market diversification potential for Canada,“ *The School of Public Policy SPP Research Papers*, kd. IV, nr 16, 21 juuni 2011.
- [66] Viru Keemia Grupp AS, „VKG Aastaraamat 2012,“ Viru Keemia Grupp, 2013.
- [67] A. Siirde, „Põlevkiviõli tootmise erinevate stsenaariumide realiseerimisega kaasneva mõjude hindamine,“ ENMAK, Tallinn, 2014.
- [68] Ernst & Young Baltic AS, „Viru Keemia Grupi põlevkiviõli tootmise väärtusahela

- maksukoormuse ja Government Take-i analüüs,“ EY, Tallinn, 2013.
- [69] I. Agalliu, „Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System,“ U.S. Department of the Interior, Cambridge, 2011.
- [70] B. Chameides, „The Carbon Footprint of Oil Sands Oil,“ 26 märts 2012.  
[Võrgumaterjal]. Kättesaadav: <http://blogs.nicholas.duke.edu/thegreengrok/carbonfootprint-tarsands/>. [Kasutatud 4 aprill 2014].
- [71] G. Sinha ja A. Roy, „Coal To Liquids (Ctl) – Clean Fuel Technology,“ *Petroview*, kd. 3, nr 1, pp. 1-5, 2009.
- [72] IHS CERA Inc., „Oil Sands, Greenhouse Gases, and US Oil Supply: Getting the Numbers Right,“ IHS CERA Inc., Cambridge, 2010.
- [73] EIA, „Annual Energy Outlook 2013,“ U.S. Energy Information Administration (EIA), Washington, 2013.
- [74] BP, „BP Energy Outlook 2035,“ BP, 2014.
- [75] OECD/IEA, „World Energy Outlook 2012,“ IEA, Pariis, 2012.
- [76] I. Aarna, „Põlevkiviõli tootmise perspektiiv maailmas,“ *Põlevkivi tulevik - innovatsioon*, Jõhvi, 2013.
- [77] OÜ Inseneribüroo STEIGER, SA Säästva Eesti Instituut, AS Maves, OÜ Baltic Energy Partners, „Põlevkivi kasutamise riikliku arengukava 2016–2030” koostamiseks vajalike andmete analüüs,“ Tallinn, 2012.
- [78] EIA, „Short-Term Energy Outlook,“ U.S. Energy Information Administration (EIA), Washington, DC, 2014.

## **Lisad**

L.1. Nafta nõudlus ja pakkumine 1980 ... 2012.a ning nõudluse prognoos kuni 2030.a



| Nafta nõudlus, tuh b/d | 1980  | 1981   | 1982   | 1983   | 1984  | 1985  | 1986  | 1987  | 1988  | 1989  | 1990  | 1991  | 1992  | 1993  | 1994  | 1995  |
|------------------------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Põhja-Ameerika         | 20208 | 19233  | 18358  | 18036  | 18636 | 18724 | 19328 | 19841 | 20558 | 20790 | 20319 | 20128 | 20519 | 20800 | 21404 | 21332 |
| Ladina-Ameerika        | 3613  | 3557   | 3416   | 3232   | 3263  | 3228  | 3455  | 3563  | 3615  | 3628  | 3772  | 3838  | 3946  | 4081  | 4269  | 4473  |
| Euroopa                | 16056 | 14804  | 14290  | 13926  | 13818 | 13790 | 14193 | 14333 | 14515 | 14557 | 14695 | 14800 | 14969 | 14928 | 15044 | 15386 |
| Euraasia               | 8995  | 8935   | 9075   | 8950   | 8910  | 8950  | 8975  | 8995  | 8890  | 8740  | 8392  | 8350  | 6832  | 5655  | 4854  | 4604  |
| Lähis-Ida              | 2044  | 2182   | 2334   | 2591   | 2631  | 2835  | 2962  | 3044  | 3142  | 3253  | 3484  | 3534  | 3736  | 3925  | 4110  | 4150  |
| Aafrika                | 1474  | 1577   | 1660   | 1698   | 1758  | 1826  | 1820  | 1839  | 1908  | 1981  | 2071  | 2118  | 2157  | 2177  | 2183  | 2252  |
| Aasia                  | 10729 | 10666  | 10419  | 10349  | 10779 | 10731 | 11086 | 11492 | 12350 | 13141 | 13818 | 14448 | 15225 | 16025 | 17064 | 17935 |
| Maailm                 | 63120 | 60953  | 59552  | 58783  | 59795 | 60085 | 61820 | 63107 | 64977 | 66090 | 66550 | 67215 | 67384 | 67589 | 68929 | 70132 |
| Aastane muutus         |       | -3,43% | -2,30% | -1,29% | 1,72% | 0,48% | 2,89% | 2,08% | 2,96% | 1,71% | 0,70% | 1,00% | 0,25% | 0,30% | 1,98% | 1,75% |

| Naftatoodete pakkumine, tuh b/d | 1980   | 1981   | 1982   | 1983   | 1984   | 1985   | 1986   | 1987   | 1988   | 1989   | 1990   | 1991   | 1992   | 1993   | 1994   | 1995   |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Põhja-Ameerika                  | 14754  | 14955  | 15425  | 15433  | 15967  | 16068  | 15570  | 15506  | 15419  | 14824  | 14709  | 15073  | 15028  | 14992  | 14912  | 14928  |
| Ladina-Ameerika                 | 3848,4 | 3859,1 | 3681   | 3675,5 | 3887,2 | 3916,2 | 4139,8 | 4073,3 | 4317,8 | 4368,1 | 4703,2 | 4953,4 | 5046,9 | 5296,2 | 5672,6 | 6120,7 |
| Euroopa                         | 3047,7 | 3244,5 | 3643,7 | 4134,1 | 4463,5 | 4637,5 | 4764   | 4815,5 | 4797,3 | 4686,2 | 4818,3 | 5053,1 | 5345,5 | 5601,6 | 6527,2 | 6874,2 |
| Euraasia                        | 11991  | 12150  | 12227  | 12302  | 12201  | 11935  | 12226  | 12390  | 12425  | 12026  | 11301  | 10313  | 8789,1 | 7867,8 | 7252,7 | 7141,8 |
| Lähis-Ida                       | 19024  | 16417  | 13302  | 12221  | 12021  | 11001  | 13140  | 13628  | 15290  | 16836  | 17449  | 17054  | 18357  | 19291  | 20036  | 20421  |
| Aafrika                         | 6229   | 4888   | 4882   | 4921,3 | 5349   | 5598,9 | 5527,3 | 5501,7 | 5840,9 | 6253,9 | 6718,4 | 6956,7 | 7072   | 7037,5 | 7038,8 | 7317,5 |
| Aasia                           | 5092,7 | 5088,1 | 4937,2 | 5240,4 | 5674,9 | 5999,8 | 6165,8 | 6186   | 6304,8 | 6524,2 | 6736,5 | 6935,7 | 6914   | 7015   | 7197,5 | 7501,4 |
| Maailm                          | 63987  | 60602  | 58098  | 57928  | 59563  | 59156  | 61534  | 62099  | 64395  | 65519  | 66436  | 66339  | 66553  | 67101  | 68637  | 70305  |
| Aastane muutus                  |        | -5,29% | -4,13% | -0,29% | 2,82%  | -0,68% | 4,02%  | 0,92%  | 3,70%  | 1,75%  | 1,40%  | -0,15% | 0,32%  | 0,82%  | 2,29%  | 2,43%  |

|  | 1996  | 1997  | 1998  | 1999  | 2000  | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008   | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|  | 21990 | 22456 | 22858 | 23586 | 23819 | 23768 | 23853 | 24248 | 25091 | 25243 | 25048 | 25146 | 23893  | 23014 | 23534 | 23270 | 22924 | 23000 | 22956 |
|  | 4685  | 4907  | 5062  | 5200  | 5217  | 5326  | 5244  | 5208  | 5395  | 5517  | 5738  | 5988  | 6014   | 6106  | 6331  | 6571  | 6765  | 6900  | 7011  |
|  | 15692 | 15855 | 16154 | 16022 | 15918 | 16094 | 16052 | 16151 | 16274 | 16403 | 16421 | 16245 | 16152  | 15375 | 15337 | 14961 | 14424 | 14000 | 13850 |
|  | 4032  | 3893  | 3802  | 3711  | 3720  | 3781  | 3830  | 3910  | 4038  | 4143  | 4187  | 4094  | 4156   | 4133  | 4160  | 4366  | 4529  | 4750  | 4808  |
|  | 4222  | 4424  | 4542  | 4623  | 4785  | 4914  | 5117  | 5299  | 5562  | 5804  | 6033  | 6267  | 6500   | 6752  | 6991  | 7537  | 7621  | 7900  | 8032  |
|  | 2308  | 2375  | 2406  | 2451  | 2499  | 2598  | 2668  | 2715  | 2819  | 2972  | 3039  | 3121  | 3141   | 3260  | 3374  | 3297  | 3360  | 3450  | 3548  |
|  | 18784 | 19554 | 19292 | 20289 | 20827 | 20994 | 21405 | 22181 | 23393 | 23996 | 24730 | 25156 | 24841  | 26277 | 27800 | 28743 | 29784 | 30150 | 30758 |
|  | 71714 | 73464 | 74117 | 75880 | 76784 | 77476 | 78168 | 79712 | 82573 | 84077 | 85196 | 86016 | 84697  | 84918 | 87527 | 88744 | 89407 | 90150 | 90963 |
|  | 2,26% | 2,44% | 0,89% | 2,38% | 1,19% | 0,90% | 0,89% | 1,98% | 3,59% | 1,82% | 1,33% | 0,96% | -1,53% | 0,26% | 3,07% | 1,39% | 0,75% | 0,83% | 0,90% |

1980-2012.a keskmine muutus 1,11%  
 1998-2012.a keskmine muutus 1,32%  
 2000-2012.a keskmine muutus 1,28%

|  | 1996   | 1997   | 1998   | 1999   | 2000   | 2001   | 2002   | 2003   | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   | 2009   | 2010   | 2011   | 2012   |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|  | 15239  | 15510  | 15480  | 14981  | 15271  | 15343  | 15545  | 15687  | 15710  | 15205  | 15321  | 15418  | 15091  | 15453  | 16105  | 16694  | 17897  |
|  | 6526,1 | 7021,5 | 7116,5 | 7003,7 | 7313   | 7217,9 | 6928,5 | 6684,5 | 7025,8 | 7243,1 | 7295,8 | 7270,4 | 7463,8 | 7525,4 | 7687,3 | 7857,2 | 7801,1 |
|  | 7294,9 | 7282,8 | 7230,1 | 7294,9 | 7166,3 | 7226,2 | 7170,5 | 6962,6 | 6591,3 | 6166,1 | 5774,7 | 5445,6 | 5190,4 | 4983   | 4646,8 | 4269   | 3990,9 |
|  | 7044,2 | 7214,3 | 7262,6 | 7639,6 | 8184,7 | 8773,7 | 9428,8 | 10424  | 11347  | 11766  | 12159  | 12628  | 12561  | 12943  | 13256  | 13332  | 13415  |
|  | 20618  | 21430  | 22761  | 22115  | 23480  | 22778  | 21541  | 22901  | 24651  | 25551  | 25196  | 24556  | 25836  | 24470  | 25629  | 27117  | 27218  |
|  | 7522,6 | 7814,8 | 7788,4 | 7731,5 | 7989,7 | 8028,1 | 8135,5 | 8605,7 | 9321,4 | 10094  | 10200  | 10490  | 10603  | 10461  | 10700  | 9326,9 | 9979,6 |
|  | 7740,9 | 7947,2 | 8042   | 8073,5 | 8316,5 | 8290   | 8321   | 8250,2 | 8395   | 8479,4 | 8539,5 | 8518,1 | 8692,9 | 8755,7 | 9135   | 8976,8 | 8990,9 |
|  | 71986  | 74220  | 75681  | 74838  | 77721  | 77657  | 77071  | 79515  | 83041  | 84504  | 84486  | 84326  | 85439  | 84593  | 87158  | 87573  | 89292  |
|  | 2,39%  | 3,10%  | 1,97%  | -1,11% | 3,85%  | -0,08% | -0,75% | 3,17%  | 4,43%  | 1,76%  | -0,02% | -0,19% | 1,32%  | -0,99% | 3,03%  | 0,48%  | 1,96%  |

1980-2012.a keskmine muutus 1,07%  
 1998-2012.a keskmine muutus 1,26%  
 2000-2012.a keskmine muutus 1,38%

|  | 2015                      | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   | 2030   |
|--|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|  | 22911                     | 22867 | 22823 | 22779 | 22735 | 22685 | 22635 | 22586 | 22536 | 22487 | 22438  | 22368  | 22298  | 22228  | 22158  | 22089  |
|  | 7124                      | 7239  | 7356  | 7474  | 7595  | 7675  | 7757  | 7839  | 7922  | 8007  | 8092   | 8160   | 8229   | 8299   | 8369   | 8440   |
|  | 13702                     | 13555 | 13410 | 13266 | 13124 | 13000 | 12877 | 12755 | 12635 | 12515 | 12397  | 12270  | 12144  | 12019  | 11896  | 11774  |
|  | 4867                      | 4927  | 4988  | 5049  | 5111  | 5142  | 5174  | 5206  | 5238  | 5271  | 5303   | 5322   | 5342   | 5361   | 5381   | 5401   |
|  | 8167                      | 8304  | 8443  | 8584  | 8728  | 8842  | 8958  | 9075  | 9194  | 9314  | 9436   | 9546   | 9659   | 9772   | 9887   | 10003  |
|  | 3648                      | 3751  | 3857  | 3967  | 4079  | 4203  | 4332  | 4464  | 4600  | 4741  | 4885   | 4978   | 5073   | 5170   | 5268   | 5368   |
|  | 31378                     | 32010 | 32656 | 33314 | 33985 | 34641 | 35310 | 35992 | 36687 | 37395 | 38117  | 38782  | 39459  | 40148  | 40849  | 41562  |
|  | 91797                     | 92653 | 93532 | 94432 | 95356 | 96190 | 97043 | 97917 | 98812 | 99729 | 100667 | 101427 | 102203 | 102996 | 103807 | 104636 |
|  | 0,92%                     | 0,93% | 0,95% | 0,96% | 0,98% | 0,87% | 0,89% | 0,90% | 0,91% | 0,93% | 0,94%  | 0,75%  | 0,77%  | 0,78%  | 0,79%  | 0,80%  |
|  | 2012-2030.a kasv          |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |        |        |
|  | 17%                       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |        |        |
|  | 2012-2030.a keskmine kasv |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |        |        |
|  | 0,88%                     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |        |        |