

**Shale Gas Production.** The production that one can anticipate from a new shale well cannot be predicted with any precision. Even wells that are drilled in close proximity to others will not have the same production as the previous wells. An analysis of more than twenty (20) wells, many close to each other, in the Barnett Shale showed estimated ultimate recovery (EUR) that ranged over an order of magnitude, from 0.3 to 3.6 BCF (8 to 100 MM m<sup>3</sup>).

Even with such disparate results it is still valuable to try and forecast gas production. One such forecast for a Marcellus Shale well is presented in Figure 3. This particular case projects an EUR of 3.75 BCF (106 MM m<sup>3</sup>) with initial production of 4.3 MMCFD (120.000 m<sup>3</sup>/day). The first year of production would yield 0.67 BCF (19 MM m<sup>3</sup>). The well cost is estimated at \$3.5 MM with a calculated finding cost of \$1.12/MCF (\$0.04/m<sup>3</sup>).

**Conclusion.** The USA has undergone a virtual revolution in shale gas during the last 10 years. Steadily increasing natural gas prices created the impetus to develop numerous parallel technologies that supported this surge in exploration and production. Based on these developments, there are now enough domestic resources of shale gas to support the US consumption for many decades – maybe even a century or more.

The technologies that were necessary for this effort included hydraulic fracturing, horizontal well drilling and seismic surveying. The technologies evolved as the high prices helped support R&D in each of these fields.

## KILDAGAAS JA GAASI VÄLJAVAADETEST EESTIS

Vello Kattai

Inseneribüroo Steiger

Seoses süsivesinike järsu hinnatöusuga hakati USA-s aastatel 2001...2006 pöörama suuremat tähelepanu nn kildagaasi geoloogilistele uuringutele ja tootmise tehnoloogia arengule. Oluliselt täiustati puurimisseadmeid ja kivimite purustumise vahendid. Käesolevaks ajaks on kildagaasi ulatuslik kasutusevõtmine võimaldanud riigi gaasivaru mitmeid kordi suurendada ning gaasihinda oluliselt langetada. Kui 2000. aastal kildagaas moodustas vaid 1% kogu riigi gaasitarbirimisest, siis 2011 juba ligi 30% ja 2020 kavatsetakse viia see kuni 50%.

Üldiselt nii traditsioonilise maagaasi kui kildagaasi lähteallikaks on veekeskkonnas tekkinud terrigeense, karbonaat-terrigeense või karbonaatse koostisega settekivim, mis sisaldab süngeneetilist peamiselt sapropeelset orgaanilist ainet (OA). On töestatud, et sapropeelne OA on kõrgema gaasi-naftatekke potentsiaaliga kui humiidne. Niisugused kivimid teatud temperatuuri (sobivaks temperatuurivahemikuks loetakse 80...150C) ja rõhu puhul muutuvad võimelisteks genereerima vedelaid ja gaasilisi süsivesinikke. Nafta ja gaasitekke peamiseks põhjuseks loetakse suurt rõhku. Vajudes (sügavusteni vähemalt 2...2,5 km) niisugustes settekivimites hoogustub OA-st nafta- ja gaasiteke. Kuid nafta ja gaasi teke ei toimu üheaegselt. Nende lasundite ehk maardlate asukoht tavaliselt samuti ei lange kokku tekkepaigaga. Süsivesinike fluidumid migreeruvad settebasseini alanenud osadest tema äärealadele ning kõrgemale jää nud või kergititud piirkondadesse. Süsivesinike lasundite

moodustumiseks on vaja kollektor-kivimeid, ekraneerivaid (mitte läbilaskvaid) kihte, tõkkeid ja kerkeid (nn püüniseid), mis takistaksid fluidumi edasist teed. Nii võivad tekkida nafta, gaasi või komplekssed nafta-gaasi maardlad. Niisuguse traditsioonilise nafta ja gaasi kättesaamiseks puuritakse vertikaalsed puuraugud, mille kaudu suure rõhu all olev nafta ja gaas ise tõuseb maapinnale (joonis 1).

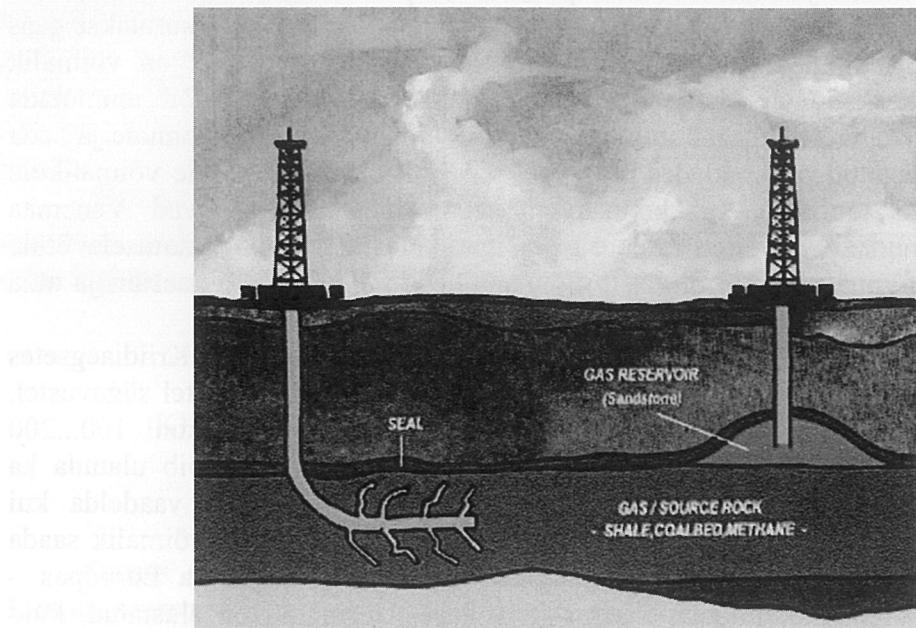
Kuid kogu tekkinud nafta ja gaas ei migreeru kunagi täielikult, võib koguni lähtekivimitest üldse mitte välja migreeruda, täites vaid väikesed poorid ja lõhed. Põhjuseks võivad olla mitte piisav rõhk, madal lähtematerjali OA sisaldus kivimis, väike kivimite filtratsioonimoodul. Kuid kindlasti OA peab olema „küps” süsivesinike genereerimiseks. Seda gaasi nimetatakse **kildagaasiks**, kuid selle maapinnale toimetamine on üsna keeruline protsess. Vastav tehnoloogia on välja töötatud USA-s, milles on juttu Mati Sööti teesides „Shale gas development in the USA”. Tehnoloogia näeb ette vertikaalse ja horisontaalse puuraukude puurimist, kivimite hüdraulilist purustamist, ning vedelikuga, mis sisaldab erinevaid kemikaale ja liiva, surutakse gaas torude kaudu maapinnale (joonis 2). Ühest vertikaalsest puuraugust on võimalik puurida mitmeid erisuunalisi horisontaalseid puurauke ja kildagaasi võib ammutada kuni 24 ha pindalalt. Kildagaasi ammutamise võimalikku mõju keskkonnale ja seda eriti tihedalt asustatud piirkondades pole veel piisavalt uuritud. Suurele võimalikule ohule kildagaasi tootmisel keskkonnale ja seda eriti veele viitavad Venemaa gaasitootjad. Nende vastuväited kildagaasi võimalikule laialdasele kasutuselevõtule on arusaadavad, kuna see võib oluliselt mõjutada nende ülikasulikku gaasiäri ja tuua üldse suuri muutusi energiaturul.

Kildagaasi on USA-s leitud Ordoviitsiumi-, Devoni-, Juura- ja Kriidiaegsetes setendites (argillit, lubjakivi jne), mis lasuvad 2...5 km ja ka suurematel sügavustel. Kildagaasi sisaldavate kihindite paksus on mõnekümnest meetrist kuni 100...200 enama meetrini. OA sisaldus on enamuses 0,5 kuni 4...5%, kuid võib ulatuda ka 10...15%. Kivimeid, mis sisaldavad OA juba üle 15...20%, võib vaadelda kui põlevkive, milles termilisel töötlemisel OA lagunemisel utmisel on võimalik saada põlevkiviõli ehk „tehisnaftat” ja põlevat gaasi. Kildagaasi leidub ka Euroopas – Inglismaal, Prantsusmaal, Poolas, Leedus jt riikides. Uuringuid on alustatud, kuid kivimite hüdraulisele purustamise ja kildagaasi tootmise küsimusse suhtutakse väga ettevaatlikult. Kildagaasi uuring võib osutuda perspektiivseks ka Jordaanias, kus põlevkivi lasub suurematel sügavustel ja OA on juba hakanud genereerima süsivesinikke. Mõnes sügavamas puuragus Attarat põlevkivileukohas on isegi puursüdamikus nafta lõhna tunda.

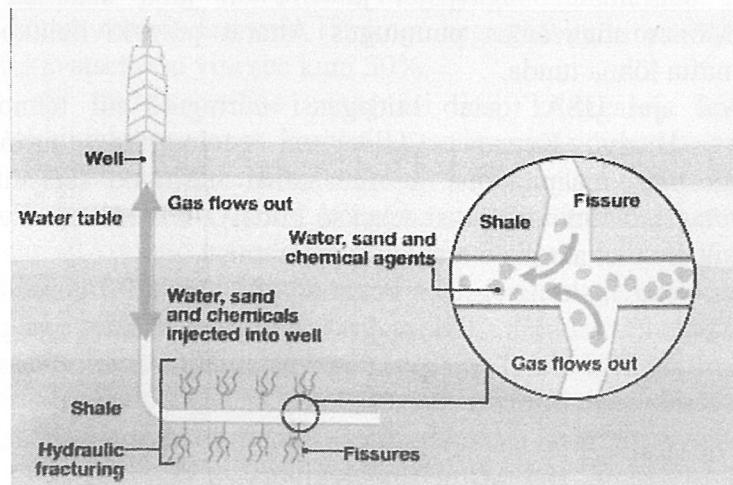
Käesoleval ajal USA toetab kildagaasi uuringuid nii tehnoloogiaga kui rahaliselt Indias, Hiinas, Kanadas. Kildagaasi geoloogiline uuring näeb ette puuraukude puurimist, maapinnalisi geofüüsikalisi uuringud (seismiline uuring), puuraukude karotaaži. Puursüdamikust tehakse kilda OA ja mineraalse osa koostise ning kivimi füüsikaliste omaduste määramist. Eestis esinevates Ordoviitsiumiaegsetes kukersiit-põlevkivis (OA sisaldus 20...40%) ja diktüoneemakildas (OA – 10...20%) valmis naftalaadset ainet ega gaasi ei esine, kuna kivimid ei ole kunagi olnud vajalikel sügavustel, et OA oleks saanud „küpseks” ja võinuks genereerida süsivesinikke.

Vaid põlevkivi utmisel generatoorites õlitootmise kõrvalproduktina saadakse madala kütteväärtsusega (3...4,5 MJ/m<sup>3</sup>) põlevkivigaasi. Aastatel 1949-1987 Kohtla-Järvel põlevkivi gaasistamiseks ehitatud kamberahjudes saadi gaasi kütteväärtsusega

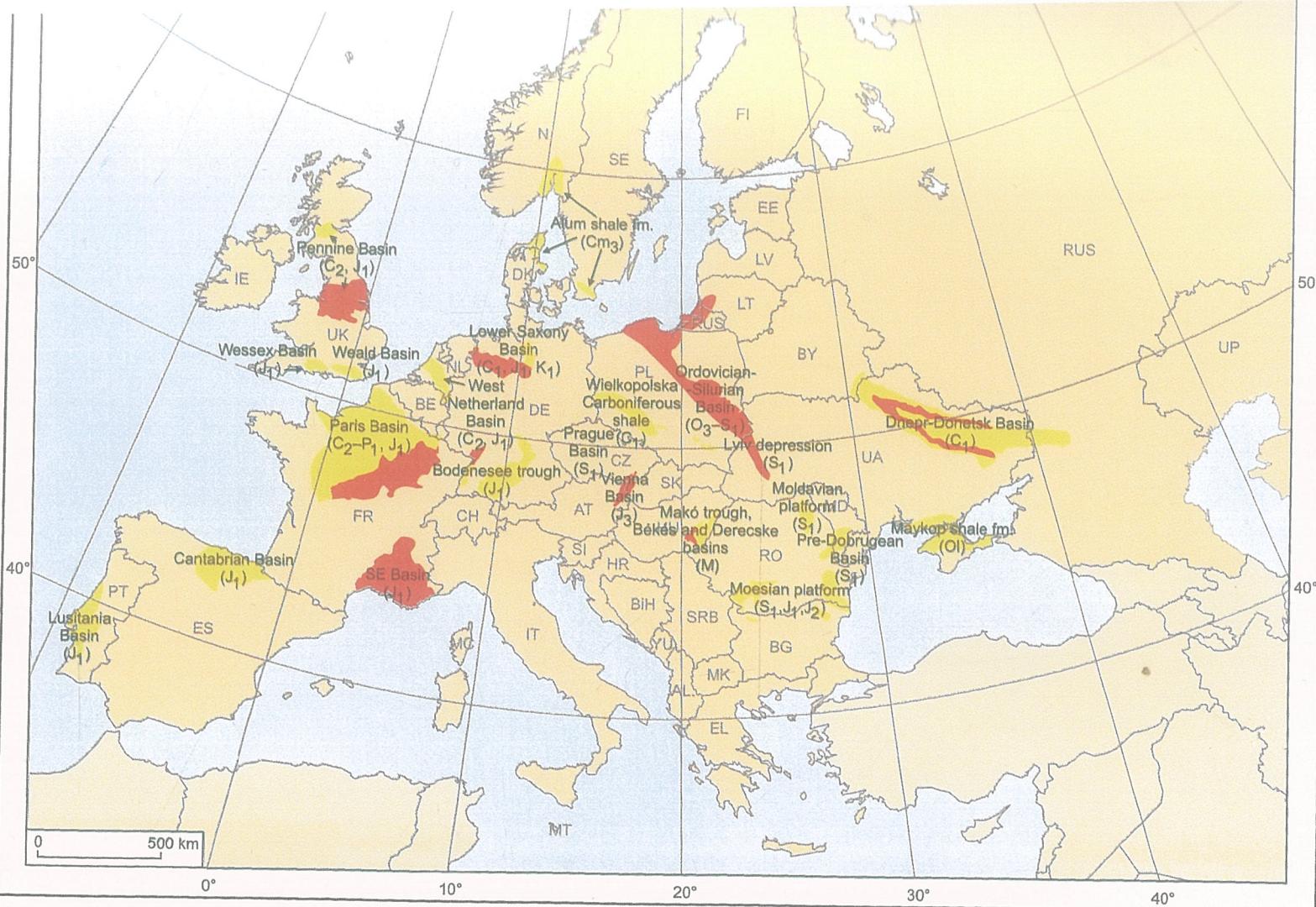
15...16 MJ/m<sup>3</sup> Leningradi ja Tallinna varustamiseks majapidamisgaasiga. Tänapäeval Narvas, Kohtla-Järvel ja Kiviõlis põlevkivi utmisel tahke soojuskandjaga seadmetes kõrvalproduktiks on kõrge kütteväärtusega (üle 50 MJ/m<sup>3</sup>) gaas, mida kasutatakse soojus- ja elektrienergia tootmiseks. Muide, aastail 1948...1954 katsetati Kiviõli kaevanduse põhjaosas ka põlevkivi maa-alust gaasistamist. Katsed jäid edutuks, kuna katseteks väljavalitud kohas olid mäegeooolgilised tingimused ebasoodsad: katsealade väike sügavus (4...6 m), ümbriskivimite suur lõhelisus, auru-gaasisegu suured kaod, suured vee juurdevoolid. Tol ajal ei hinnatud niisuguse utmismeetodi keskkonnaohlikust, mis tänapäeval on üldse vastuvõtmatu. Mis puutub maapinnalähedasi põleva maagaasi-metaani ilmingutesse Keri, Prangli, Äksi saarel ja teistes kohtades, siis see gaas on töenäoliselt bioloogilise päritoluga (lähtematerjal turvas, sapropeel) ning seotud väikese moreenivaheliste liivaläätsedega.



Joonis 1. Puuraugud kildagaasi (vasakul) ja traditsioonilise maagaasi (paremal) tootmiseks.



Joonis 2. Kildagaasi ammutamise põhimõte.



Major sedimentary basins in Europe holding shale gas potential [Compilation based on: Szalay & Koncz, 1993; Poprawa, 2010; Schulz et al., 2010; EIA, 2011a; BGR, 2012; Krezsk et al., 2012; Kurovets & Koltun, 2012; Sachsenhofer & Koltun, 2012; Velicu & Popescu, 2012]