



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Industriell økonomi	Vårsemesteret, 2011 Åpen / Konfidensiell
Forfatter: Anders Espedal 956685	(signatur forfatter)
Fagansvarlig/Veileder: Petter Osmundsen	
Tittel på masteroppgaven: Markedsutvikling for ukonvensjonell gass i Europa	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Naturgass Netto nåverdi Skifergass Teknologiutvikling	Sidetall: 76 Stavanger, 14.06.11 dato/år

Markedsutvikling for ukonvensjonell gass i Europa

Skrevet av:

Anders Espedal

SN: 956685

Forord

Denne oppgaven er slutten på min toårige master i industriell økonomi med spesialisering i prosjektledelse og ingeniørfaglig fordypning i risikostyring, som er bygget på en bachelorgrad i petroleumsteknologi.

De siste to årene har jeg fattet interesse for petroleumsøkonomi og hva som er fremtidens energiressurser. Da en bekjent foreslo at jeg kunne skrive om ukonvensjonell gass ble jeg interessert, siden dette temaet er meget fremtidsrettet. Jeg har fått bruk for min lærdom innen både risikostyring, petroleumsteknologi og investeringsanalyse underveis i arbeidet.

Arbeidet med oppgaven har til tider vært meget utfordrende på grunn av at kommersiell produksjon av gass fra ukonvensjonelle kilder er relativt nytt, noe som begrenser tilgjengelig data å ta utgangspunkt i. Men det har vært en svært lærerik prosess, og jeg har tilegnet meg mye ny kunnskap. Jeg ønsker å takke veileder Petter Osmundsen for gode tips og tilbakemeldinger underveis. Jeg ønsker også å takke min onkel Aage V. Espedal for mye nyttig informasjon underveis, jeg hadde aldri kommet i mål uten hans hjelp.

Ålgård, juni 2011

Anders Espedal

Sammendrag

Siden 2005 har vi sett en ekstrem vekst for ukonvensjonell gassproduksjon i USA, spesielt gjelder dette for skifergass. Teknologiutvikling har vært nøkkelen bak å gjøre skifergass økonomisk lønnsomt å utvinne. Denne teknologiutviklingen har bestått av å kombinere to etablerte teknologier; hydraulisk frakturering og horisontal boring. Brønndata fra skifergassfeltene Fayetteville og Haynesville i USA viser at etter hvert som teknologikombinasjonen har blitt implementert, har en klart å øke initiale produksjonsrater og maksimal gjenvinning for produksjonsbrønner i disse gassfeltene.

Foruten teknologiutvikling har også USA andre sentrale faktorer som har vært avgjørende for utvikling av ukonvensjonelle gassressurser. Dette gjelder blant annet gunstige skattelettelser for ukonvensjonell gassproduksjon, store landområder tilgjengelig for utvikling og produksjon, stor og konkurransedyktig leverandørindustri og at landeiere også eier mineralrettighetene (landeiere får royalties fra gassproduksjon).

I denne oppgaven har de amerikanske suksessfaktorene blitt brukt for å sammenligne opp mot situasjonen i Europa. For å kunne lykkes med og få en lignende utvikling i Europa er det essensielt å forstå hvorfor en har lyktes i USA. En står utvilsomt ovenfor en rekke utfordringer i Europa, som inkluderer tilgang til private landområder, mindre gunstig regulatorisk rammeverk, antatt høyere borekostnader og svært usikre ressursestimater. Men gjennom oppgaven har en også identifisert faktorer som kan være potensielle pådrivere for ukonvensjonell gass; to ganger så høye naturgasspriser som USA, større fokus på miljø (EUs 20/20/20 mål), utfasing av kjernekraft (Tyskland vil være fritt for kjernekraft innen 2022) og at flere europeiske land ønsker å bli mindre avhengig av å importere russisk gass.

ARIs nyeste estimater over verdens totale teknisk gjenvinnbare skifergassressurser (se kapittel 5) viser seg å være svært usikre, og i noen tilfeller direkte feil. For eksempel estimeres det med store skifergassressurser i Sverige, men Shell som har boret og tatt kjerneprøver i det aktuelle området viser seg å inneholde minimale mengder naturgass. Dette bidrar til at ARIs estimatutredning mister troverdighet. Det viser også at en ikke vil vite noe sikkert om Europas skifergassressurser før en har tatt detaljerte kjerneprøver for samtlige bassenger som potensielt sett kan inneholde skifergass.

Selv om estimatene er usikre har en i denne oppgaven gjennomført en økonomisk analyse for tiltenkte brønner i skiferbassengene Lublin og Baltic i Polen. For disse to bassengene har en antatt samme produksjonsprofiler som en har i henholdsvis Haynesville og Fayetteville i USA, og deretter lagt inn polske naturgasspriser samt en spekulativ brønnekostnad på \$20 millioner. Resultatene fra den økonomiske analysen er oppløftende, og en har positiv netto nåverdi både for produksjonsbrønn i Lublin og Baltic. Break-even analysen viser at naturgassprisen må holde seg på rundt \$7 per tusen standard kubikkfot for at brønnene skal være økonomisk lønnsomme.

Det gjenstår fortsatt mye arbeid før en kan konkludere om skifergass vil få like stor innvirkning i Europa som i USA. Dersom det viser seg at Europa faktisk besitter store mengder teknisk gjenvinnbare skifergassressurser, vil i hovedsak kostnader og politisk vilje avgjøre om en vil se utvinning på et kommersielt nivå.

Innhold

1.	Innledning.....	1
2.	Naturgass.....	2
2.1	Generelt om naturgass.....	2
2.2	Ukonvensjonell gass.....	4
3.	Teknologisk utvikling.....	7
3.1	Horisontale brønner.....	7
3.2	Hydraulisk frakturering (oppsprekking av formasjon).....	8
3.2.1	Sprekkedesign.....	9
3.2.2	Sprekkeprosessen.....	10
3.2.3	Fluider og tilsetningsstoffer som brukes i sprekkeoperasjoner.....	11
4.	Håndtering og forbruk av vann.....	14
4.1	Forbruk av vann.....	14
4.2	Håndtering av produksjonsvann.....	15
5.	Miljørisiko ved utvinning av skifergass.....	18
5.1	Forurensning av grunnvann/akvifer.....	18
5.2	Utblåsninger.....	19
5.3	Seismiske risikoer.....	19
5.4	Forurensning av overflatevann og nærliggende natur.....	20
6.	Estimater.....	21
7.	Utviklingen i USA; hvilke suksesskriterier som ligger til grunn.....	27
7.1	Hurtig innovasjonsprosess.....	29
7.2	Sentrale suksessfaktorer bak den teknologiske fremgangen.....	30
7.3	Lavere kostnader.....	32
7.4	Gunstig regulatorisk rammeverk og skattelover (skattelette).....	34
7.5	Utviklet infrastruktur og tilgang på landområder.....	37
7.6	Intens konkurranse innad i leverandørindustrien.....	38
8.	Produksjonsutvikling for Haynesville og Fayetteville.....	41
9.	Europa; utfordringer, muligheter og potensielle løsninger.....	44
9.1	Oversikt over forbruk og etterspørsel etter naturgass i Europa.....	48
9.2	Europas geografiske struktur med hensyn på tilgjengelige landområder.....	51
9.2.1	Teknisk tilgjengelige områder.....	51

9.2.2	Tilgang på private landområder og aksept fra lokalbefolkningen.....	53
9.2.3	Tilgang på vann.....	54
9.3	Status for leverandørindustrien i Europa	55
9.4	Potensielle drivkrefter som kan favorisere ukonvensjonell gass i Europa.....	57
9.5	Økonomisk analyse.....	59
9.5.1	Geologisk sammenligning, USA og Polen	61
9.5.2	Kostnader og gasspriser	61
9.5.3	Estimater for netto nåverdi og breakeven gasspriser	63
9.5.4	Diskusjon rundt resultater og potensiell videre utvikling	66
10.	Konklusjon	68

1. Innledning

Utvinning av naturgass fra ukonvensjonelle kilder som skifer, tett sand og kullag har lenge blitt sett på som for kostbart og teknologisk utfordrende. I USA har dette endret seg radikalt, spesielt etter 2005. Dette skyldes i hovedsak en positiv og innovativ teknologiutvikling som har bidratt til å ”låse opp” de ukonvensjonelle gassressursene. USA er også kjent for å ha en politikk og et regulatorisk rammeverk som er fordelaktig og som gir incentiver til å drive med oppstrømsaktiviteter. Foreløpig er det kun i Nord-Amerika en har kommersiell produksjon av gass fra tett sand og skifer, mens gass i kullag også utvinnes i mindre kvantum i andre verdensdeler.

Som følge av utviklingen i USA har det også blitt rettet fokus på ukonvensjonelle ressurser i resten av verden. I Europa er organisasjonen GASH i gang med å kartlegge ressursene og sentrale internasjonale oppstrømsselskaper har fått tilgang til store landområder i blant annet Polen via konsesjonsrunder. Foreløpig foreligger minimalt med resultater fra prøveboring, slik at det er umulig å si noe konkret om omfanget ukonvensjonell gass kan få i Europa. Dette gjør også at kostnadsestimater assosiert med leting, utvikling og drift av potensielle framtidige brønner har store usikkerheter.

For å kunne lage potensielle framtidsscenarioer for ukonvensjonell gass i Europa er det helt essensielt å forstå hva som har vært nøkkelen i USA. Derfor tar en utgangspunkt i amerikanske data som viser produksjonsrater, utvinningsgrader og økonomiske kostnader, og putter dem inn i en europeisk modell. En må også sammenligne likheter/ulikheter i det regulatoriske rammeverket, som i noen tilfeller kan ha negative innvirkninger og bremse ned oppstrømsaktivitet.

I denne oppgaven starter en med å se på det tekniske aspektet av naturgass. En ser på forskjellene mellom å utvinne gass fra konvensjonelle kontra ukonvensjonelle kilder. I kapittel 3 ser en på teknologien bak hva som har gjort spesielt skifergass til en suksess i USA. Videre tar en for seg sentrale faktorer som miljørisiko, ulike ressursestimater og tilhørende usikkerheter, og amerikanske suksessfaktorer sammenlignet opp mot situasjonen i dagens Europa. I kapittel 9 utføres en økonomisk analyse for lønnsomheten til potensielle framtidige skifergassbrønner i Polen basert på amerikansk data. Polen er valgt som følge av høye estimater for teknisk gjenvinnbare skifergassressurser og fordi polske myndigheter har sterke

incentiver for å ønske slik gassproduksjon velkommen, noe som vil bli forklart detaljert senere i oppgaven.

2. Naturgass

2.1 Generelt om naturgass

Naturgass er et fossilt brennstoff, og et av fire petroleumsprodukter i norsk forvaltningsverk for petroleumsvirksomhet. De tre andre er råolje, kondensat og NGL (Natural Gas Liquids). Naturgass er en brennbar blanding av ulike hydrokarbongasser. I hovedsak består gassen av metan, men den kan også inneholde etan, propan, butan og diverse andre stoffer. Tabell 1 gir en oversikt over denne komposisjonen. Dersom naturgass inneholder flere komponenter blir den betegnet som våtgass, mens i tilfeller hvor den kun består av metan vil betegnes som tørrgass. Tørrgass og våtgass har forskjellige egenskaper som gjør at de kan ha ulike bruksområder.

Tabell 1 – En typisk oversikt over naturgassens komposisjon

Metan	CH ₄	70 – 90 %
Etan	C ₂ H ₆	0 – 20 %
Propan	C ₃ H ₈	
Butan	C ₄ H ₁₀	
Karbondioksid	CO ₂	0 – 8 %
Oksygen	O ₂	0 – 0,2 %
Nitrogen	N ₂	0 – 5 %
Hydrogensulfid	H ₂ S	0 – 5 %
Sjeldne gasser	A, He, Ne, Xe	Kan finne spor

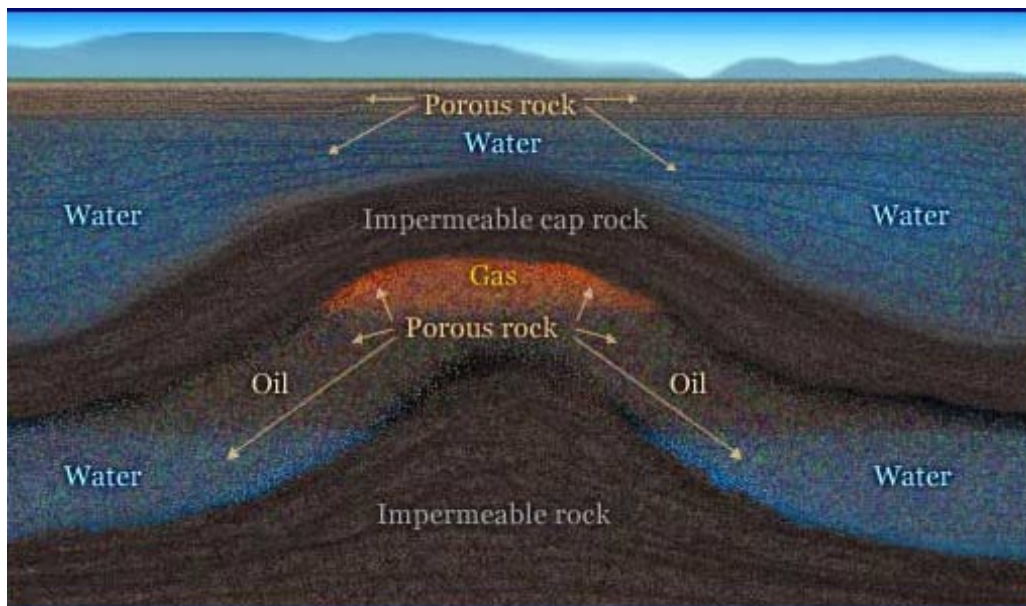
Innholdet i avsnittet under er i hovedsak hentet fra www.naturalgas.org

Naturgass er et fossilt brennstoff på lik linje med olje og kull. Fossile brennstoffer er i realiteten restene av planter, dyr og mikroorganismer som levde for flere millioner år siden. Det er litt uklart hvordan disse restene blir til fossilt brennstoff, men den mest aksepterte teorien bygger på at det blir formert når organisk materiale blir sammenpresset under jorden, ved høyt trykk og høy temperatur. Over en lang tidsperiode vil flere lag med gjørme og sedimenter dekke over det organiske materialet og det er disse sedimentene som bidrar til at trykket øker. Kombinasjonen av høyt trykk og temperatur fører til at karbonbindingene i det

organiske materialet brytes ned. Ved lave temperaturer dannes mest olje, mens ved høye temperaturer dannes mest naturgass. Temperaturen øker som funksjon av dybde, slik at dype formasjoner potensielt sett inneholder mest naturgass.

Når naturgassen er dannet vil den stige opp mot overflaten som følge av den lave tettheten (metan har tetthet på ca $0,7 \text{ kg/m}^3$). Noe av gassen vil stige til overflaten og spres ut i luften, men heldigvis blir store deler fanget av såkalte takbergarter. Under disse impermeable takbergartene vil gassen trenge inn porøse sedimentære bergarter (f.eks sandstein), og der vil gassen være fanget. Dersom formasjonene er store nok, kan de fange store mengder gass (og evt. olje), og en har da et reservoar. Reservoarer kan se veldig forskjellige ut, men den vanligste formasjonen består typisk av en impermeabel bergart som er formet som en kuppel som fanger opp naturgassen.

Figur 1: Standard olje og gass reservoar¹



Det er viktig å påpeke at prosessen som er forklart gjelder for konvensjonelle ressurser. Ukonvensjonelle ressurser som gasshydrater, tett gass, skifergass og gass i kullag (CBM) fanges på andre metoder, og det skal fokuseres spesielt på skifergass i denne oppgaven.

¹ www.planetseed.com/node/15250

2.2 Ukonvensjonell gass

Konvensjonelle ressurser kjennetegnes ved at de er praktiske og relativt lette å utvinne. Reservoarene er tilgjengelige, og det har derfor vært økonomisk lønnsomt å utvinne ressursene. Etter hvert som teknologien har utviklet seg har olje- og gassindustrien begynt å se mot ukonvensjonelle ressurser, som det tidligere ikke var mulig å utvinne på et kommersielt plan.

Det er vanskelig å gi et definert svar på hva ukonvensjonelle ressurser er. Men de kjennetegnes gjennom at de kan utvinnes ved hjelp av bedre teknologi, eller nye prosesser. Dette vil si at det en i dag ser på som ukonvensjonelle ressurser, kan bli fremtidens konvensjonelle ressurser. Ukonvensjonell gass er altså gass det er teknologisk vanskeligere, eller mindre lønnsomt å utvinne, vanligvis fordi teknologien ikke har vært utviklet eller at det har vært for dyrt å starte produksjon. I denne oppgaven vil ukonvensjonell gass i hovedsak dreie seg om gass i kullag (CBM), tett gass og skifergass, med hovedfokus på sistnevnte. Biogen gass blir også betraktet som en seriøs gasskilde i land som Tyskland, Sverige og Storbritannia. Men denne type gass er en fornybar energikilde, og bør derfor sammenlignes med andre fornybare kilder siden den er statlig subsidiert. Gasshydrater er også utelatt fra oppgaven siden det er knyttet stor usikkerhet til denne gasskilden. Det har foreløpig ikke blitt produsert gass fra hydrater fordi teknologien har sine begrensninger. Men det finnes utvilsomt store gassreserver i hydratform som det en gang i fremtiden kan bli mulig å utvinne.

Skifergass er naturgass som i hovedsak består av metan, og er fanget i bergarten skifer. Skiferformasjonene er rike på organisk materiale, og er i motsetning til de fleste andre hydrokarbonformasjoner både kilden til gassen, og lagringsplassen. Som nevnt tidligere er prosessen vanligvis slik at gassen migrerer og blir fanget av en impermeabel takbergart, men skifergass er her et unntak, da den forblir fanget i kildebergarten (skifer). En kvalitetsmessig bra skifergassformasjon er derfor avhengig av en god kildebergart, hvor en god kildebergart i slike tilfeller vil ha porøsitet større enn 3 %, og høyt reservoartrykk. Andre kjennetegn er at de er organisk rike, relativt tykke, volumetrisk store og termisk modne.

Organisk rikhet måles som det totale organiske karboninnholdet (TOC), hvor gode kildebergarter har konsentrasjoner på over 2 %, men skifer med lavere karboninnhold kan også være gode kildebergarter. Det skyldes at de kan kompensere med et større totalvolum

eller med større utstrekning. Termisk modenhet måles via vitrinitrefleksjonsmålinger (Ro)². Vitrinit er et omdanningsprodukt av vedmateriale som finnes som finfordelte partikler i sedimenter. Innholdet endres forutsigelig og konsekvent med tiden, som følge av temperaturendringer. Refleksjonsmålet sammenlignes med et materiale som har 100 % refleksjon, som f.eks et speil. Skifer med en Ro større enn 1 % blir betraktet som modent for gass, og en god mulighet for å kunne utvinne skifergass.

Gassen kan bli lagret i skifer gjennom tre ulike mekanismer³:

- I porene til bergarten
- I et naturlig system av sprekker
- Adsorbent på skifermineralene og som organisk materiale inne i selve skiferen

Dette bidrar til at skifergassformasjoner kan fremstå veldig forskjellig, noe som fører til at feltutviklere må sette seg grundig inn i hver enkel formasjon, og lære seg de unike egenskapene til formasjonen. En god kompletteringsstrategi innebærer analyse av reservoarkomposisjonen, porøsiteten, permeabiliteten, metningsnivå, trykk- og temperaturgradienter. Til slutt er boringsprosessen, stimuleringsutstyr, sprekkestørrelser og bruk av fluider nøkkelfaktorer for å låse opp de potensielle ressursene.

Skifergass, gass i kullag og tett gass har flere felles karakteristikk, men også noen fundamentale forskjeller. Til felles er den lave permeabiliteten i reservoarene, som gjør at en trenger et høyt antall brønner for å utvinne gassen. Et annet felles trekk er den lange levetiden til brønnene sammenlignet med konvensjonelle brønner. Det utvinnes fortsatt gass i kullag fra brønner tilknyttet de Appalacheske fjellene i USA, der produksjonen startet for over 80 år siden⁴. Dette skyldes i hovedsak en lavere utvinningstakt (se kapittel 8 for eksempler på produksjonsprofiler).

På grunn av den lave permeabiliteten i reservoaret må brønnen stimuleres ved hjelp av sprekkeoperasjoner. Denne prosessen er helt nødvendig for å få høy nok utvinningsgrad til at det vil være økonomisk lønnsomt å starte produksjon. For utvinning av gass i kullag er ikke oppsprekking like sentralt, men det vil være et fint supplement for å akselerere utvinningsprosessen.

² STORE NORSKE LEKSIKON – Vitrinit (<http://www.snl.no/vitrinit>)

³ IEA World Energy Outlook 2009, side 400

⁴ Coal Resource Assessment of selected Coal Beds Zones (http://pubs.usgs.gov/pp/p1625c/CHAPTER_A/CHAPTER_A.pdf)

Forskjellene mellom de ukonvensjonelle ressursene er hvordan gassen er lagret. Tett gass finnes i porene i formasjoner med dårlig kvalitet. Det vil si at reservoaret har både lav permeabilitet og porøsitet, typisk vil det være tette sandsteinformasjoner. I skifergassformasjoner er permeabiliteten enda lavere. I disse formasjonene flyter gassen både fritt, og er adsorbent som en tynn hinne på skifermineralenes overflate. I kullag blir gassen lagret i kull, nærmere bestemt i kulletts indre overflateområder hvor den er adsorbent. Det eksisterer permeabilitet i kulletts sprekker, men disse er som regel fylt med vann, slik at gassen er lagret mellom disse sprekke, og permeabiliteten måles gjerne i nanodarcy (nD) som følge av ekstremt lav permeabilitet.

Om gassen er fri eller adsorbent vil få stor betydning for brønnens produksjonskurve. Fri gass blir vanligvis produsert hurtig ved høye strømningsrater, mens adsorbent gass produseres ved lave strømningsrater, der lave strømningsrater vil ha negative innvirkninger på brønnens nåverdi. På grunn av dette vil produksjonskurvene for gass i kullag skille seg fra tett gass og skifergass. For de to sistnevnte vil produksjonsraten være på topp allerede dag 1, når den frie gassen slippes ut etter at sprekkeoperasjoner er fullført. Produksjonsraten vil deretter synke, og for skifergass synker raten typisk med 70-90 % allerede første året. Når den frie gassen er produsert vil den adsorbente gassen produseres med en lav strømningsrate over en lang tidsperiode. For gass i kullag vil først vannet i sprekke produseres, noe som fører til at trykket i brønnen synker. Deretter vil disse sprekke fylles med gass, og gassproduksjonen vil starte. Det finnes ingen fasit på hvor lang tid det vil ta fra alt vannet er produsert, til brønnen vil nå sin høyeste produksjonsrate for gass. Dette bidrar til å skape usikkerhet rundt slike formasjoner siden det vil være vanskelig å estimere brønnens levetid.

En annen forskjell mellom de ukonvensjonelle gasskildene er på hvilken dybde de finnes. Gass i kullag ligger vanligvis maksimalt 1000 meter under bakken, mens det produseres gass fra skiferformasjoner som ligger ned mot 4000 meters dybde. Det er mulig at det finns skifergass enda lengde nede i jorda, men det er foreløpig ikke av kommersiell interesse. Tett gass har blitt funnet på enda større dybder, hvor trykket er veldig høyt. Høyt trykk vil vanligvis føre til høyere produksjonsrater, med økte borekostnader som et minus.

3. Teknologisk utvikling

3.1 Horisontale brønner

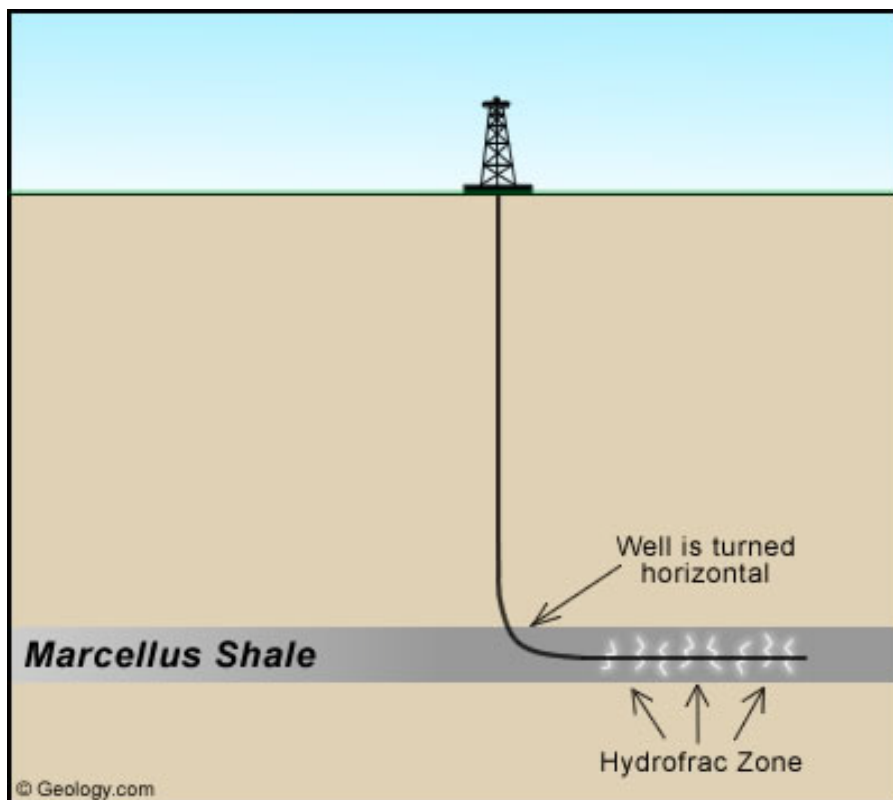
Moderne skifergassutvikling er en teknologidrevet prosess med mål om å oppnå høyest mulig produksjonsrater. Idag brukes både vertikale og horisontale brønner til å bore og komplettere disse formasjonene. Men en ser en tydelig utvikling som favoriserer horisontale brønner. Dette har vært utviklingen i USA etter hvert som formasjonene modnes. For eksempel skifergassfeltet Barnett i Texas, hvor horisontale brønner har blitt favorisert på grunn av av teknologiske forbedringer og økonomiske fordeler som følge av at horisontale brønner har høyere eksponering mot reservoaret⁵. Et direkte eksempel på eksponering kan en ta fra skifergassfeltet Marcellus i Pennsylvania, hvor vertikale brønner eksponeres mot så lite som 15 meter av formasjonen, mens en horisontal brønn bores først et stykke vertikalt, og deretter bøyes av og bores videre 600-2000 meter inn i det 20-100 meter tykke skiferlaget. Denne økningen i reservoareksponering gir en rekke fordeler for å bore horisontalt.

Flere faktorer avgjør om valget ender på en horisontal eller vertikal brønn. Vertikale brønner krever gjerne mindre kapitalinnskudd per brønn, men selve produksjonen er som regel mindre lønnsom som følge av lavere produksjonsrater. En vertikal brønn kan koste opp mot \$800 000 å bore, mens horisontale brønner kan koste over \$8 millioner⁶, noe en vil gå mer detaljert inn på i den økonomiske analysen (kapittel 9).

⁵ Harper, J. 2008. *The Marcellus Shale – An Old “New” Gas Reservoir in Pennsylvania*. Pennsylvania Geology. v 38, no 1. år 2008, <http://www.dcnr.state.pa.us/topogeo/pub/pageolmag/pdfs/v38n1.pdf>

⁶ Marshall Miller & Associates, Inc. *Marcellus Shale*. Presented to: Fireside Pumpers in Bradford, PA. <http://www.mma1.com/company/pdf/Fireside%20Pumpers%203-12-08.pdf>

Figur 2: Horisontal brønn med sprekkeoperasjoner fra Marcellus formasjonen⁷



3.2 Hydraulisk frakturering (oppsprekking av formasjon)

Hydraulisk frakturering er sammen med horisontal boring den teknologiske kombinasjonen som har gjort det økonomisk lønnsomt å produsere gass fra skifer. Hydraulisk frakturering er en teknikk for å stimulere formasjonen for å skape høyere permeabilitet, dvs. gjøre det lettere for gass å strømme mot produksjonsbrønnen⁸. Teknikken kan brukes for å overvinne naturlige barrierer som hindrer strømming av fluider (gass eller vann) inn i brønnen. Slike barrierer kan inkludere naturlig lav permeabilitet som er vanlig i skiferformasjoner, eller redusert permeabilitet som følge av formasjonsskader som er oppstått under boreaktiviteter⁹.

⁷ <http://geology.com/articles/marcellus/marcellus-gas-well.jpg>

⁸ Jennings, A.R., Jr., and W. G. Darden. 1979. "Gas Well Stimulation in the Eastern United States", SPE 7914. 1979.

⁹ Veatch Jr., R. W. and Moschovidis, Z. A., "An Overview of Recent Advances in Hydraulic Fracturing Technology," SPE 14085, mars 1986.

Hydraulisk frakturering involverer pumping av vannbaserte fluider ned i formasjonen til et kalkulert forhåndsbestemt trykk og strømningshastighet for å generere sprekker i formasjonen. I skifergassformasjoner består denne fluiden primært av vann mikset med tilsetningsstoffer som hjelper vannet å frakte sandkorn inn i sprekkene. Sandkornenes oppgave er å holde sprekkene åpne etter at en er ferdig med å pumpe fluider inn i formasjonen. Når sprekkene har åpnet seg, og sandkornene er på plass, pumper en ytterligere fluider ned i brønnen for å forlenge sprekkene og frakte sandkornene videre inn i formasjonen. Denne ekstra mengden med fluider trengs for å opprettholde trykket nede i brønnen siden den økende lengden på sprekkene vil senke trykket. Alle skiferformasjoner har en naturlig variabilitet som gjør at det trengs forskjellig stimuleringsstrykk for hver formasjon. Prosessen med å designe sprekkeoperasjoner består i å identifisere formasjonens unike egenskaper, som inkluderer trykk og ønskede sprekkelengder.

3.2.1 Sprekkedesign

Moderne formasjonsstimulering er tekniske prosesser designet for å frembringe et nettverk av sprekker i bergarten¹⁰. Sprekkeoperasjoner er prosesser skreddersydd for de spesifikke forholdene i formasjonen (f.eks tykkelsen til skiferen). Å forstå in situ reservoarbetingelser i sann tid og deres dynamikk er avgjørende for å foreta vellykkede stimuleringer. Designet for sprekkeoperasjoner oppdateres kontinuerlig for å optimalisere sprekkenettverket og maksimere gassproduksjonen. Selv om konseptet og generell praksis er lik for formasjoner, vil spesifikke detaljer variere fra brønn til brønn, og formasjon til formasjon.

Sprekkedesign kan involvere en rekke sofistikerte teknikker; datasimulering, mikroseismikk for å kartlegge sprekker og flere typer analyser. Datamodeller kan brukes for å simulere hvordan dannelsesprosessen for sprekkene vil utvikle seg¹¹. Denne tilnærmingen hjelper å maksimere effektiviteten og designe en operasjon. Modelleringsprogrammene gir geologer og ingeniører muligheten til å modifisere designet til sprekkeoperasjoner og evaluere høyde, lengde og orientering til sprekkeutviklingen. All data fra operasjonene blir lagret og analysert

¹⁰ Boyer, C., J. Kieschnick, R. Suarez-Rivera, R. Lewis, and G. Walter. 2006. Schlumberger. Oilfield Review. *Producing Gas from Its Source*. Pp 36-49. 2006.
http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2006/or2006aut03_producing_gas.aspx

¹¹ Meyer & Associates, Inc. *User's Guide for the Meyer Fracturing Simulators*. Sixth Edition.
<http://www.mfrac.com/documentation.html>

for å kunne optimalisere fremtidige behandlinger. Mikroseismiske analyser bidrar til økt innsikt om stimuleringsmuligheter i formasjonen, og hvor brønner bør settes for å få størst utbytte.

Etter hvert som de involverte leverandørselskapene og operatørene får tilgang på mer spesifikk data om formasjonen, kan sprekkeoperasjoner optimaliseres ytterligere. Operatører har sterke økonomisk incentiver for å sikre seg at sprekker ikke sprer seg lengre enn den målrettede formasjonen, siden det vil føre til tap av materialer, tid og penger¹². I noen tilfeller vil sprekker utover formasjonen resultere i tap av brønnen og gassressurser. Produksjon av større mengder formasjonsvann kan også være resultatet av mislykkede sprekkeoperasjoner, noe som igjen øker produksjonskostnader. Dette har vært et problem i Barnett formasjonen, hvor underliggende lag med kalkstein har egenskaper til å holde på store mengder formasjonsvann, noe som også kan få negative kosekvenser for miljøet (se kapittel 5).

3.2.2 Sprekkeprosessen

Hydraulisk frakturering av horisontale brønner utføres i flere trinn. Den horisontale brønnlengden kan variere fra 300 – 1500 meter og på grunn av denne rekkevidden vil det ikke være mulig å opprettholde et høyt nok brønntrykk til å stimulere hele lengden med kun en sprekkeoperasjon¹³. Sprekkeoperasjoner i horisontale brønner utføres derfor gjennom å isolere mindre seksjoner av den horisontale brønnbanen og utføre sprekkeoperasjoner for hver seksjon, hvor en da får utført disse operasjonene for hele det perforerte intervallet av brønnen. Sprekkeoperasjoner for vertikale brønner fungerer på identisk måte som for horisontale brønner, men hovedforskjellen er at en for vertikale brønner ikke får tilgang til like store deler av den gassholdige skiferformasjonen.

For hver seksjon av sprekkeprosessen blir serier med store volum av fluidier injisert ned i brønnen. Mengden fluidier vil avhenge stort av hvor mange seksjoner det skal utføres

¹² Parshall, J. 2008. *Barnett Shale Showcases Tight-gas Development*. Journal of Petroleum Technology. September 19, 2008. <http://www.spe.org/spe-site/spe/spe/jpt/2008/09/12BarnettShaleREV.pdf>

¹³ Overbey, W.K., A.B. Yost, and D.A. Wilkins. 1988. *Inducing Multiple Hydraulic Fractures from a Horizontal Wellbore*. SPE Paper 18249.

sprekkeformasjoner i, samt spesifikke formasjonsegenskaper. F.eks trengte en brønn tilknyttet Marcellus feltet 8700 sm³ vann for å spreke opp fire seksjoner¹⁴.

Før operatører/leverandører utfører sprekeoperasjoner i en brønn gjennomføres en serie av tester. Disse testene er designet for å garantere at brønnen og utstyret fungerer på en tilfredstillende måte, spesielt med tanke på trykket som oppstår når fluidene pumpes ned i brønnen. Testene starter med å teste borerørene og deretter trykktestes utstyret som brukes under sprekeoperasjoner før selve behandlingen gjennomføres¹⁵.

Sprekeoperasjoner starter vanligvis med en syrebehandling. Syrebehandlingen hjelper med å rense området rundt borehullet som kan være ”skadet” (porer og porehalser kan bli plagget med boreslam eller sement) som følge av boring og brønninstallasjon. Etter syrebehandlingen tilføres vannbaserte fluider mikset med et friksjonsnedsettende kjemikalie. Volumet av denne fluiden må være stort nok til å fylle borehullet, og trenge inn og spreke opp formasjonen. Videre pumpes det ned store mengder vann blandet sammen med finmalte sandkorn som trenger inn i sprekkene for å unngå at de lukker seg sammen. Denne prosessen kjøres flere ganger for å utvide sprekenettverket, og behandlingen avsluttes med at en pumper ferskt vann ned i brønnen for å fjerne det eventuelle overskuddet av sand som måtte befinne seg nede i brønnen¹⁶.

3.2.3 Fluider og tilsetningsstoffer som brukes i sprekeoperasjoner

Dagens praksis for sprekeoperasjoner i skifer-gassformasjoner innebærer å pumpe millioner av liter vannbaserte fluider som er mikset sammen med sandkorn ned i brønnen. Dette er en kontrollert prosess, og fluiden pumpes inn i skiferformasjonen med et trykk høyere enn fraktureringstrykket, som gjør at formasjonen spreker opp¹⁷.

Antallet kjemiske tilsetningsstoffer som mikses inn i fluiden vil variere basert på betingelsene i den spesifikke brønnen som blir sprukket opp. En typisk sprekeoperasjon vil bruke lave

¹⁴ Arthur, J.D., B. Bohm, and M. Layne. 2008. ALL Consulting. *Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Marcellus Shale*. september 2008

<http://www.all-llc.com/publicdownloads/GWPCMarcellusFinal.pdf>

¹⁵ Harper, J. 2008. *The Marcellus Shale – An Old “New” Gas Reservoir in Pennsylvania*. Pennsylvania Geology. v 38, no 1. 2008. <http://www.dcnr.state.pa.us/topogeo/pub/pageolmag/pdfs/v38n1.pdf>

¹⁶ Cramer, D. *Stimulating Unconventional Reservoirs: Lessons Learned, Successful Practices, Areas for Improvement*. SPE 114172.

¹⁷ Harper, J. 2008. *The Marcellus Shale – An Old “New” Gas Reservoir in Pennsylvania*. Pennsylvania Geology. v 38, no 1. 2008. <http://www.dcnr.state.pa.us/topogeo/pub/pageolmag/pdfs/v38n1.pdf>

konsentrasjoner av 3-12 kjemikalier avhengig av karakteristikkene til vannet og skiferformasjonen, der hver komponent har et spesifikt formål¹⁸. I dag brukes vannbaserte fluider mikset sammen med en friksjonsreducerende komponent, også kalt *slickwater*, dvs. at vannet ”glattes” ut¹⁹.

Tilsetning av friksjonsreducerende komponenter bidrar til at fluiden og sandkornene kan pumpes til målet med høyere hastighet og redusert trykk sammenlignet med hvis en kun brukte vann. I tillegg til friksjonsreducerende komponenter brukes:

- Biosider for å unngå vekst av mikroorganismer og forurensning av sprekke
- Oksygenfjernere og andre stabilisatorer for å unngå korrosjon av metalrør
- Syrer for å fjerne skader fra boreslam i området rundt borehullet

Disse stoffene brukes ikke bare for å danne sprekker i formasjonen, men også for å frakte sandkorn inn i sprekke²⁰.

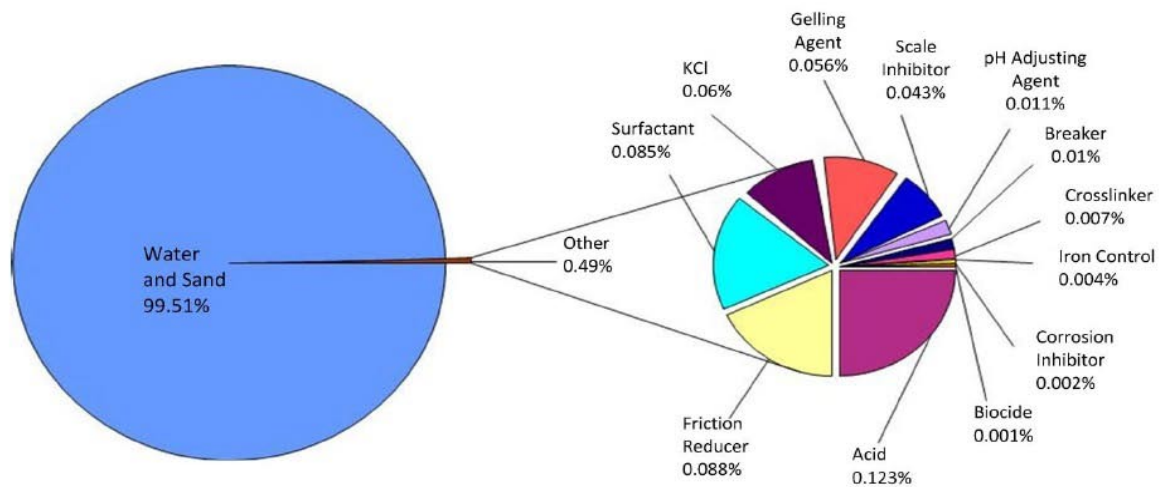
Figur 3 viser de volumetriske prosentene av tilsetningsstoffer som ble brukt for en sprekkeoperasjon med ni seksjoner for en horisontal brønn i skiferformasjonen Fayetteville, North Carolina. Som nevnt tidligere vil mengden tilsetningsstoffer variere fra formasjon til formasjon, men ved å evaluere volumene fra Fayetteville ser en tydelig hvor lite volum av tilsetningsstoffer som er til stede. I dette eksempelet utgjør tilsetningsstoffene kun 0,49 % av det totale fluidvolumet. Generelt kan man si at tilsetningsstoffer utgjør mellom 0,5 % - 2 %, mens vann utgjør mellom 98 % - 99,5 % av totalvolumet. Når en skal klassifisere fluider og deres tilsetningsstoffer er det viktig å forstå at leverandørselskapene som produserer disse stoffene utvikler en rekke komponenter med nesten like funksjonelle egenskaper som brukes med samme mål, i ulike formasjoner og brønner. En liten endring i konsentrasjonen av en spesifikk komponent kan utgjøre forskjellen. Selv om det utvikles et stort antall komponenter som kan mikses inn i fluiden, vil en enkel sprekkeoperasjon kun ta i bruk et lite antall av de tilgjengelige tilsetningsstoffene. I eksempelet fra Fayetteville brukes 12 tilsetningsstoffer, som dekker spekteret av mulige funksjoner som kan bygges inn i fluiden.

¹⁸ Schlumberger. *Fracturing*. <http://www.slb.com/services/stimulation.aspx>

¹⁹ Ketter, A.A., J. L. Daniels, J. R. Heinze, and G. Waters. *A Field Study Optimizing Completion Strategies for Fracture Initiation in Barnett Shale Horizontal Wells*, SPE 103232.

²⁰ Schlumberger. *PowerSTIM*. http://www.slb.com/resources/case_studies/dcs/powerstim_us_escondido_cs.aspx

Figur 3: Volumetrisk komposisjon for fluid brukt i brønn ved Fayetteville



Kilde: ALL Consulting 2008²¹

De fleste industrielle prosesser bruker kjemikalier, og nesten alle kjemikalier kan være farlige i store kvantum eller hvis de ikke blir håndtert på en skikkelig måte. Dette gjelder til og med kjemikalier som brukes i mat og drikkevann. Anlegg som håndterer og klargjør drikkevann tar gjerne i bruk store mengder klor. Når dette gjøres på en fornuftig og kontrollert måte vil det være ufarlig for arbeidere og nærtboende, og anlegget forsyner rent og sikkert drikkevann til befolkningen. Selv om risikoen er lav, kan det oppstå ukontrollerte situasjoner hvor det tilsettes for mye klor, noe som igjen kan få store konsekvenser for helse og miljø. Dette eksempelet kan også brukes i olje- og gassindustrien, hvor det ikke vil være farlig å tilsette kjemikalier dersom det gjøres på en kontrollert og planlagt måte ut fra det som er industripraksis. Flere av disse kjemikaliene er dessuten stoffer som folk møter på i dagliglivet.

²¹ Compiled from Data collected at a Fayetteville Shale Fracture Stimulation by ALL Consulting 2008. <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLFayettevilleFracFINAL.pdf>

4. Håndtering og forbruk av vann

4.1 Forbruk av vann

Det trengs store mengder vann for å utføre en enkel sprekkeoperasjon, som oftest over 2000 sm³. Siden det som nevnt tidligere, ofte utføres operasjoner for flere seksjoner i skifer-gassformasjoner trengs det flere tusen sm³ vann totalt. For å sette dette forbruket i perspektiv; et olympisk svømmebasseng inneholder til sammenligning ca 2500 sm³, mens vannforbruket for en gjennomsnittlig amerikaner ligger på 2000 sm³ i året²². Volumet vann som trengs vil variere mellom brønner, og data viser at volumet vann som trengs per meter av borerør avtar som følge av at teknologi og metoder er i kontinuerlig utvikling. Dette henger sammen med at olje- og gassindustrien har fokus på forskning og utvikling.

Vann som brukes til boring og sprekkeoperasjoner kommer som regel fra overflatevann som elver og innsjøer, men kan også komme fra grunnvann, kommunale og private vannkilder og ikke minst reinjisert produksjonsvann. De fleste av de store skifer-gassformasjonene i USA ligger i områder med moderate til høye mengder nedbør, noe som er positivt. Men noe av utfordringen er at en trenger store vannmengder på relativt kort tid. Å pumpe ut vann fra elver i perioder med lav strømming kan ha negativ effekt på fisk og annen vekst som lever i vannet og andre nærliggende industrier. Selv om boring og sprekkeoperasjoner trenger store volumer vann, blir det lite sammenlignet med flere andre industrier. For å sette dette i perspektiv konsumeres det 570 000 sm³ vann per dag i Susquehanna elven for å generere elektrisitet. Denne elven ligger i nærheten av skiferformasjonen Marcellus, hvor etterspørselen etter vann foreløpig har vært maksimalt 32 000 sm³ per dag²³.

²² U.S. Geological Survey, *Summary of water use in the United States, 2000*, <http://ga.water.usgs.gov/edu/wateruse2000.html>.

²³ Gaudlip, A., L. Paugh (SPE, Range Resources Appalachia LL), and T. Hayes (Gas Technology Institute). Marcellus Shale . :Water Management Challenges in Pennsylvania. November 2008. SPE 119898

Figur 4: Sprekkeoperasjoner fra Canada; oversikt over omfanget ²⁴



4.2 Håndtering av produksjonsvann

Når sprekkeoperasjoner er fullført og pumpetrykket avlastes fra brønnen, vil den vannbaserte fluiden begynne å strømme tilbake gjennom brønnen og mot brønnehodet. Fluiden vil også inneholde formasjonsvann og oppløste stoffer fra formasjonen. Disse oppløste stoffene er naturlige komponenter, og volumet vil variere fra brønn til brønn. Det produserte vannet kan derfor variere fra å være ferskt til å være saltholdig, avhengig av mengden oppløste stoffer. Volumet av produsert vann som blir gjenvunnet kan variere fra under 30 % til over 70 % av det opprinnelige volumet fluidet pumpet ned i brønnen²⁵, og det jobbes med å klare å gjenvinne mest mulig. I noen tilfeller kan gjenvinningen av fluidet i produsert vann være i flere måneder etter at gassproduksjonen er i gang²⁶.

Stater, lokale myndigheter, og involverte selskaper samarbeider om å håndtere produsert vann på en måte som beskytter overflaten og grunnvannsressurser, og hvis mulig, reduserer

²⁴ Natural Gas: The Green Fuel of the Future, SPE 136866

²⁵ Email kommunikasjon med Halliburton og Chesapeake Energy Corp

²⁶ Willberg, D.M., N. Steinsberger, R. Hoover, R. J. Card, and J. Queen. 1998. Optimization of Fracture Cleanup Using Flowback Analysis, SPE 39920

fremtidig behov for ferskvann. Det jobbes etter mottoet "Reduce, Re-use, and Recycle" for å unngå forurensing og gruppene jobbe sammen om å utforske både tradisjonelle og innovative metoder for å håndtere produsert vann fra skifergassbrønner. I dag håndteres dette vannet gjennom ulike mekanismer som inkluderer undergrunnsinjeksjon, behandling og deretter fjerning og gjennbruk.

Undergrunnsinjeksjon har tradisjonelt sett vært den primære metoden for å bli kvitt produksjonsvann for olje- og gassbrønner, og denne metoden kan i mange tilfeller være det beste valget også for skifergassbrønner. Denne prosessen benytter saltvannsbaserte deponeringsbrønner til å plassere vannet tusenvis av meter under bakken i porøse formasjoner som er godt separert fra grunnvannskilder med flere lag av impermeable bergarter.

Undergrunnsinjeksjon for produsert vann er ikke et alternativ i hvert tilfelle, siden det ikke alltid finnes tilgjengelige injeksjonssoner i området. Akkurat som for et produserende reservoar, må det være en porøs og permeabel formasjon i nærheten med mulighet for å motta injiserte fluider. Det kan også være mulig å transportere fluiden dersom slike områder ikke er i nærområdet, noe som er gjort ved Barnett, hvor det er konstruert rørledninger som frakter produsert vann til injeksjonsbrønner. Dette er en fordel over å transportere med lastebiler, som både forurenses og lager mye trafikk på lokale veinett²⁷. Injisering av produsert vann er en strengt kontrollert prosess, og er underlagt flere lovverk med spesifikke instruksjoner om hvordan prosessen skal utføres med hensyn på helse miljø og sikkerhet.

Behandling av produsert vann kan være mulig gjennom egne systemer på brønnområdet, eller kommunale/komersielle behandlingsanlegg i nærheten. Kommunale eller kommersielle behandlingsanlegg kan være begrenset i områder som fra før av ikke har behov for denne typen behandling. Hovedmålet med slike behandlinger er å rense vannet, før det blir fjernet²⁸.

Gjennbruk av fluider brukt til sprekkeoperasjoner blir evaluert av leverandørselskaper/operatører for å avgjøre graden av behandling og hvor mye vann som trengs for at denne prosessen skal være tilfredstillende²⁹. Den praktiske bruken av egne

²⁷ Satterfield et al,2008. Chesapeake Energy Corp. *Managing Water Resource's Challenges in Select Natural Gas Shale Plays*.

<http://www.gwpc.org/meetings/forum/2008/proceedings/Ground%20Water%20&%20Energy/SatterfieldWaterEnergy.pdf>

²⁸ Harper, J. 2008. *The Marcellus Shale – An Old "New" Gas Reservoir in Pennsylvania*. Pennsylvania Geology. v 38, no 1. 2008 <http://www.dcnr.state.pa.us/topogeo/pub/pageolmag/pdfs/v38n1.pdf>

²⁹ Railroad Commission of Texas (RRC). v2008.v *Water Use in the Barnett Shale*. http://www.rrc.state.tx.us/divisions/og/wateruse_barnettshale.html.

behandlingsanlegg på stedet og behandlingsmetoder som tas i bruk, avhenger av strømningsraten og det totale vannvolumet som skal behandles. I noen tilfeller vil det være mest praktisk å rense vannet til en kvalitet som gjør det mulig å gjenbruke det til en ny sprekkeoperasjon, eller annet industrielt bruk. Dersom vannet skal renses og bli gjenbrukt som drikkevann, eller slippes ut i overflatevann, settes det mye høyere krav for renseprosessen. Det bygges i dag kommersielle anlegg for behandling av produsert vann knyttet til skifergassproduksjon flere steder i USA³⁰. Ferdiggjøring og suksess en får med slike anlegg vil være sterkt knyttet sammen med hvor mye en klarer å produsere fra skifergassformasjonene.

Ny teknologi for vannbehandling og nye anvendelsesmuligheter for eksisterende teknologi blir utviklet og brukt for å rense produsert vann fra skifergass. Gjenbruk av produsert vann kan redusere etterspørselen og forsyne eventuelle tørkerammede områder med vann. Dette muliggjør at produsert vann fra disse operasjonene kan bli sett på som en potensiell ressurs³¹. Et tilfelle er ved Barnett, hvor Devon Energy Corp bruker vanndestillasjonsenheter på sentraliserte områder til å behandle produsert vann fra sprekkeoperasjoner³². Tidlig i 2008 hadde Devon gjenbrukt vann til å utføre sprekkeoperasjoner i 50 nye brønner. Devons gjenbruksprogram er fortsatt i utviklingsfasen, og en jobber videre for å utvikle mer sofistikerte metoder for gjenbruk. Det er i dag stor interesse for resirkulering og gjenbruk, men det trengs nye metoder og mer effektiv teknologi for at dette skal slå gjennom på et mer kommersielt nivå.

I 2009 gikk en i gang med studier for å fastslå minimumskvaliteten på vann som kan benyttes til sprekkeoperasjoner. Hvis det kan utvikles metoder eller tilsetningsstoffer som gjør det mulig å bruke vann med høyt saltinnhold (TDS), vil dette åpne muligheten for flere behandlingsmetoder, og større mengder vann kan bli gjenbrukt. Behandling og gjenbruk av produsert vann vil være svært positivt med tanke på at det da ikke trengs å ta i bruk like mye overflatevann fra naturlige vannkilder, noe som nevnt kan skape bekymringer med hensyn på miljøet.

³⁰ Email kommunikasjon med Halliburton og Chesapeake Energy Corp

³¹ Grable, R.C. 2008. Kelly Hart & Hallman, Attorneys at Law. Saltwater Disposal and Other "Hot Issues" in Urban Drilling. Safety-Wellbore.

<http://www.barnettshalenews.com/documents/Grable%20Barnett%20Shale%20Symposium%20Powerpoint%20Presentati on.pdf>

³² Ewing, J. 2008. Devon Energy Corp. *Taking a Proactive Approach to Water Recycling in the Barnett Shale* <http://www.barnettshalenews.com/documents/EwingPres.pdf>

5. Miljørisiko ved utvinning av skifergass

Akkurat som ved utvinning av konvensjonelle ressurser, stilles det også miljøspørsmål knyttet til ukonvensjonelle ressurser. Denne debatten foregår på et politisk nivå og kan i verste fall skade videre utvikling for ukonvensjonell gass. Det er i dag fire bekymringsområder, der hydraulisk frakturering (sprekkeoperasjoner) møter mest kritikk.

5.1 Forurensning av grunnvann/akvifer

Det er en debatt gående om hydraulisk frakturering kan føre til at sprekker forlenger seg lengre inn i formasjonen enn det som er meningen, og rett inn i drikkevannskilder. Dersom dette skjer kan gass og fluider strømme inn i drikkevannet og gjøre det udrikkelig. Fra et geologisk synspunkt vil det være svært liten sannsynlighet for at noe slikt kan oppstå i dype skifergassformasjoner, siden flere tusen meter skiller gassformasjonen fra drikkevannskilden. Påstander om slik forurensning er dessuten vanskelig å bevise i USA fordi drikkevannskilder aldri blir testet før det utføres sprekkeoperasjoner og injeksjon av tilhørende fluider. Det vil derfor være vanskelig å kunne identifisere en direkte link mellom disse prosessene og forurensning. I Europa utføres det tester på drikkevann kontinuerlig flere steder og derfor ville en slik forurensning vært mulig å spore.

Feil knyttet til sementen eller fôringsrør som beskytter borehullet representerer mye større risiko for drikkevannskilder. Dersom brønnen ikke er skikkelig forseglet kan naturgass, fluider og formasjonsvann komme i direkte kontakt med vannkilder som ligger langs brønnen. For eksempel, i 2007 ble det boret en brønn 1200 meter ned i en tett sandformasjon i Bainbridge, Ohio. Denne brønnen var ikke godt nok forseglet med sement, noe som førte til at gass fra en skiferformasjon over sandformasjonen fikk strømme inn i brønnen og videre inn i drikkevannkilden. Dette førte til en eksplosjon i kjelleren til en innbygger tilknyttet denne drikkevannskilden, siden han fikk metangass ut fra springen sin³³. Det har blitt rapportert flere slike tilfeller, og det bidrar til å skape negativt fokus mot skifergass, og har bidratt til filmer som *GasLand (2010)*, hvor hydraulisk frakturering får skylden for forurensning av drikkevann. Som følge av kritikken har EPA (United States Environmental Protection

³³ Ohio Department of Natural Resources, Division of Mineral Resources Management, —*Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio,*” (Columbus, OH: 1 September 2008). <http://www.ohiodnr.com/mineral/bainbridge/tabid/20484/default.aspx>

Agency) fått i oppgave å undersøke om det finnes en sammenheng mellom hydraulisk frakturering og forurensning av drikkevannskilder. Arbeidet startet i 2010, og målet er å ha en ferdig rapport i 2014³⁴.

Det arbeides også med å få gjennom "the FRAC Act" i USA, som vil føre til at selskapene involvert i sprekkeoperasjoner må legge frem informasjon om hvilke kjemikalier de bruker i prosessen. Dette er foreløpig ikke pålagt på et føderalt nivå, siden hydraulisk frakturering er unnlatt fra "Safe Drinking Water Act"³⁵.

5.2 Utblåsninger

Nylige utblåsninger i Pennsylvania og West Virginia under boring i Marcellus formasjonen, samt utblåsningen med påfølgende oljeutslipp i Mexicogulfen, har bidratt til økt fokus på risikoer tilknyttet det å bore i høytrykkssoner³⁶. Slike uheldige hendelser gir økt fokus på å bli bedre til å kartlegge geologien under overflaten, samt sørge for at personellet på borestedet innehar den nødvendige kompetansen for å ta seg av uforutsette hendelser, inkludert utblåsninger. Selv om boring og konstruksjon av brønner blir utført i henhold til lokale, statlige og føderale forskrifter, og beste industripraksiser følges, må mange avgjørelser underveis tas av enkeltindivider og da blir trening og erfaring helt sentralt for å beskytte offentligheten og miljøet.

5.3 Seismiske risikoer

Det har kommet bekymringsmeldinger om at boring og sprekkeoperasjoner av skifergassbrønner kan skape små jordskjelv. I 2008 og 2009 ble det registrert flere små

³⁴ United States Environmental Protection Agency
<http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/index.cfm>

³⁵ "FRAC Act – Congress Introduces Twin Bills to Control Drilling and Protect Drinking Water"
<http://www.propublica.org/article/frac-act-congress-introduces-bills-to-control-drilling-609>

³⁶ Mark Zoback et al., "Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development", Worldwatch Institute, juli 2010
<http://www.worldwatch.org/bookstore/publication/natural-gas-and-sustainable-energy-initiative-briefing-papers>

jordskjelv (under 3,3 på Richters skala) i byen Cleburne i Texas³⁷. I løpet av Cleburne's 142 år gamle historie var det aldri tidligere blitt registrert et jordskjelv, derfor mistenkte noen innbyggere at dette kunne ha sammenheng med økt boring i den nærliggende Barnett formasjonen. Studier utført av seismologer fra Universitetet i Texas fant ikke noen sammenheng mellom jordskjelv og hydraulisk frakturering, men at bruken av injeksjonsbrønner for å bli kvitt formasjonsvann kunne fremkalle seismisk aktivitet³⁸. Det finnes over 200 slike brønner tilknyttet Barnett, da dette er den foretrukne metoden for å bli kvitt overflødig formasjonsvann i området³⁹. Sprekkeoperasjoner kan føre til mikroskopiske jordskjelv, men disse vil vanligvis ikke merkes ved overflaten.

5.4 Forurensning av overflatevann og nærliggende natur

Denne risikoen er det som tidligere er nevnt som håndtering av produksjonsvann. Før produksjonsvannet blir behandlet eller disponert blir det lagret midlertidig, gjerne i åpne avdampingsgraver⁴⁰. Produksjonsvannet vil ikke nødvendigvis trekke ned i jorden, men store mengder regnvær kan føre til oversvømmelser slik at produksjonsvannet renner ut i naturen⁴¹. Denne risikoen kan reduseres med å lagre produksjonsvann i lukkede ståltanker, noe som også er praksis flere steder. Det kan også oppstå lekkasjer i rørsystemet som brukes for transport av produksjonsvann, som igjen fører til forurensning.

³⁷ Ben Casselman, "Temblors Rattle Texas Town", *Wall Street Journal*, 12 June 2009. <http://online.wsj.com/article/SB124476331270108225.html>

³⁸ Cliff Frohlich et al., "Dallas-Fort Worth Earthquakes Coincident with Activity Associated with Natural Gas Production", *The Leading Edge* (Society of Exploration Geophysicists), March 2010 <http://dx.doi.org/10.1190/1.3353720>

³⁹ "Potential Connection between Earthquakes and Saltwater Injection" <http://geology.com/press-release/salt-water-injection-earthquakes/>

⁴⁰ Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer <http://www.gwpc.org/e-library/documents/general/Shale%20Gas%20Primer%202009.pdf>

⁴¹ Delaware River Keeper, "Natural Gas Well Drilling and Production: In the Upper Delaware River Watershed" www.delawareriverkeeper.org/resources/Factsheets/Drilling_and_Production.pdf

6. Estimater

De siste årene har det blitt foretatt flere studier for å få oversikt over jordens ukonvensjonelle gassressurser. Disse studiene er gjennomført av ulike fagfolk, institusjoner og konsulentselskaper. Blant disse er analyser utført av Rogner, Holditch, United States Geological Survey (USGS), National Petroleum Council (NPC) i 2003 og 2007, Advanced Resources International (ARI), Wood Mackenzie i 2006 og 2011 og IHS i 2008. Noe en bør merke seg er at samtlige studier er utført amerikanske organisasjoner/institusjoner.

Det er knyttet store usikkerheter til estimater for ukonvensjonelle gassressurser. Dette gjelder spesielt utenfor Nord-Amerika, hvor en er inne i en tidlig utredningsfase. I Nord-Amerika har en hatt storproduksjon av skifer-gass siden 2005, og en har i den sammenheng utført en rekke analyser over hvor store ressurser en besitter. I f.eks Europa er en i gang med leteboring i blant annet Tyskland, England og Polen, og det vil være vanskelig å estimere ressurser før en har tilgang på kjerneprøver fra skiferformasjonene. Det er også usikkert hvordan teknologien som har gjort skifer-gass til en suksess i USA vil fungere i andre deler av verden, hvor en f.eks kan ha mye dypere formasjoner, og helt andre reservoaregenskaper. Derfor er mye av det Rogner konkluderte med i 1997 fortsatt gjeldende: ” *Because of the wide availability of conventional natural gas, there has been little commercial interest in the delineation of unconventional natural gas occurrences. Consequently, resource estimates of unconventional gas are very sparse. Funds have been limited and therefore so are the data on unconventional gas occurrences. The data contained in the literature are fraught with geological uncertainty. Moreover, the technology implications for the eventual production of unconventional gas are poorly understood.*” Oppsummert vil det si at Rogner’s estimater er spekulative, og skal tolkes deretter.

En må også merke seg at estimater for gjenvinnbare ressurser har endret seg, og vil fortsette å endre seg flere ganger i årene som kommer. Konsulentselskapet ARI mener at estimater for gjenvinnbare ressurser vil fortsette å øke som følge av at en finner nye gassfelt, og at en klarer å øke utvinningsgraden i allerede utviklede felt som følge av teknologiutvikling⁴².

En annen utfordring ved estimering er at ukonvensjonelle gassfelt skiller seg fra konvensjonelle med tanke på hvordan gassen er fanget i formasjonen. Gass i

⁴² Kuuskraa, *The Unconventional Gas Resource Base*, Advanced Resources International (ARI), 24 juli 2007

skiferformasjoner er spredt utover et stort område, og en opererer ikke med en fastsatt gass – vannkontakt (GWC). Derfor er det ikke mulig å anvende tradisjonelle kriterier for å identifisere feltene, og derfor ingen fasit på hvordan en skal estimere disse ressursene. Dette fører til at de forskjellige organisasjonene som kalkulerer estimater bruker ulike kriterier, og en vil derfor få vidt forskjellige estimater med tilhørende store usikkerheter. Derfor er det viktig å bruke ressurser på forskning og metodetesting for å få økt kunnskap om størrelse, kvalitet og produksjonsevne i ukonvensjonelle gassformasjoner.

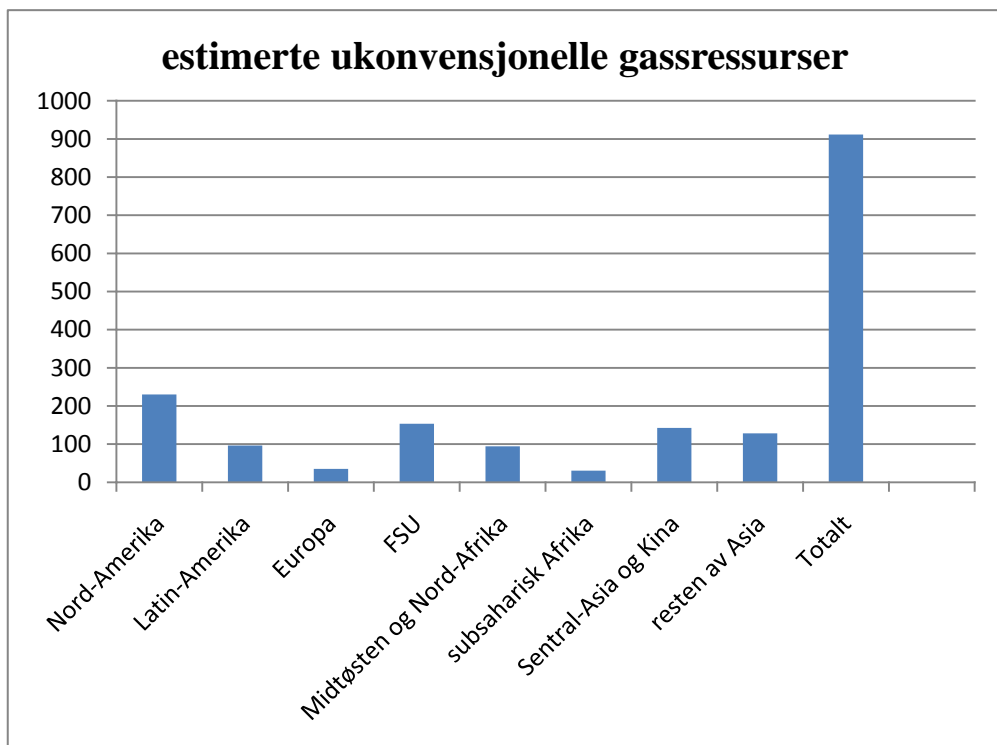
Utenfor USA har en foreløpig ingen kommersiell produksjon av skifergass eller tett gass, men det finnes noe produksjon av CBM. En utfordring er at det er vanskelig å få tilgang til data for å utføre estimatutredninger. Dette gjelder spesielt i Kina, Russland og Midtøsten. I Midtøsten og Russland foreligger det ikke incentiver for å lete etter ukonvensjonelle gassressurser, siden de fortsatt har rikelige mengder konvensjonelle ressurser som kan produseres for lavere kostnader. Detaljerte estimater er derfor begrenset til regioner som vurderer utvikling av ukonvensjonelle ressurser, og ønsker å gi internasjonale selskaper med rett ekspertise innpass til å utforske landområdene. Påløpende studier er som regel private, slik at de involverte selskapene ikke trenger å offentliggjøre noen resultater før på et senere tidspunkt. Dette er blant annet tilfelle i Storbritannia, hvor Cuadrilla Resources borer etter gass i skiferformasjoner i området rundt Blackpool. Resultater fra boringen er foreløpig ikke publisert, men Cuadrilla har uttalt at de er svært fornøyde med fremgangen⁴³.

De fleste publiserte estimatene over verdens ukonvensjonelle gassressurser bruker Rogner's studie fra 1997 som utgangspunkt. Figur 5 under viser Rogner's estimater for ukonvensjonelle gassressurser fordelt på regioner, og det dreier seg her om gass "in situ". FSU er en forkortelse for tidligere sovjetiske stater, og består av totalt 15 land⁴⁴.

⁴³ "Blackpool Shale Gas", Nick Grealy, http://nohotair.co.uk/index.php?option=com_content&view=article&id=135:blackpool-shale-gas&catid=63:shale-gas&Itemid=115

⁴⁴ "Post Soviet States", http://en.wikipedia.org/wiki/Post-Soviet_states

Figur 5: Oversikt over ukonvensjonelle gassressurser, billioner sm³⁴⁵

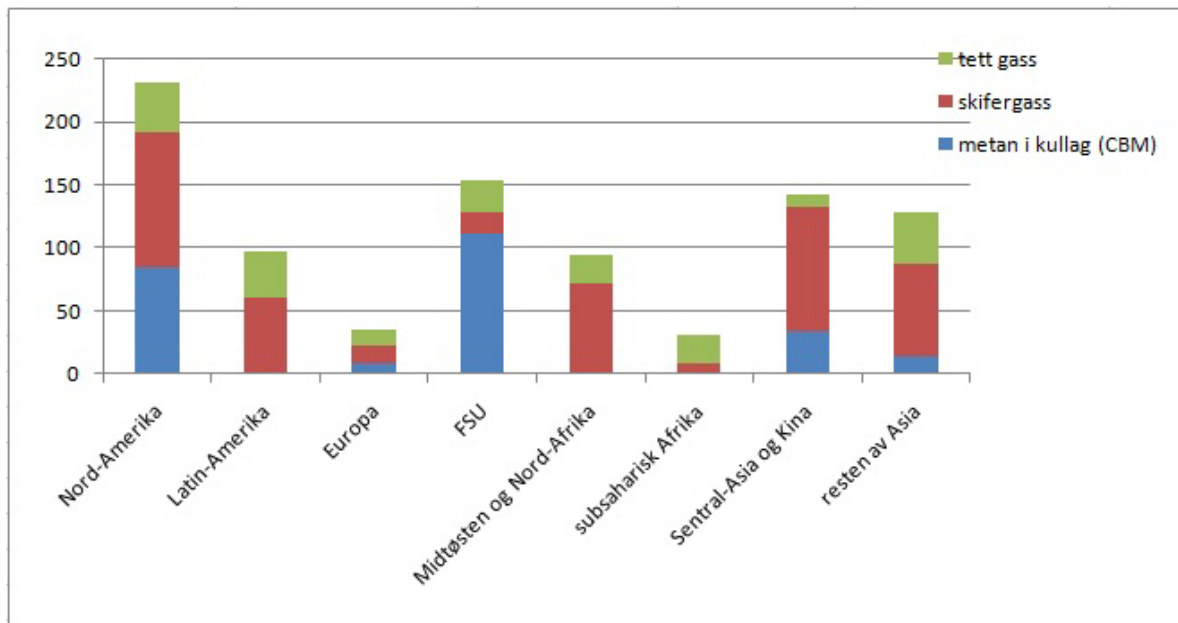


Som en ser fra figur 5, estimerte Rogner med totalt ca 900 billioner sm³ ukonvensjonelle gassressurser på verdensbasis, hvorav 450 billioner sm³ er skifergass. Figur 6 gir oversikt over fordelingen mellom skifergass, gass i kullag og tett gass. Totalt sett er skifergass dominerende ut fra Rogners estimer, og består av ca 50 % av de ukonvensjonelle gassressursene. En studie utført av IHS CERA konkluderer med at Europa kan ha ukonvensjonelle gassressurser opp mot 173 billioner sm³, noe som er rundt seks ganger så høyt som Rogner's estimat over⁴⁶. Disse estimatene dreier seg om in situ gassressurser som en foreløpig ikke vet om vil være tekniske eller økonomisk gunstige å utvikle. Dette viser de klare usikkerhetene som fremkommer når ulike organisasjoner estimerer ressurser, gjerne basert på ulike kriterier og ekspertise.

⁴⁵ Tallene er basert på Rogners studie (1997) og hentet fra: "Tight Gas Sands", Stephen A. Holditch, SPE 103356, Texas A&M University

⁴⁶ "European Unconventional Commercial Gas Potential Rivals North America, IHS CERA Study Says"
<http://press.ihs.com/press-release/ceraweek-2011/european-unconventional-commercial-gas-potential-rivals-north-america-ih>

Figur 6: Fordelingen mellom tett gass, skifergass og metan i kullag (CBM), billioner sm³⁴⁷

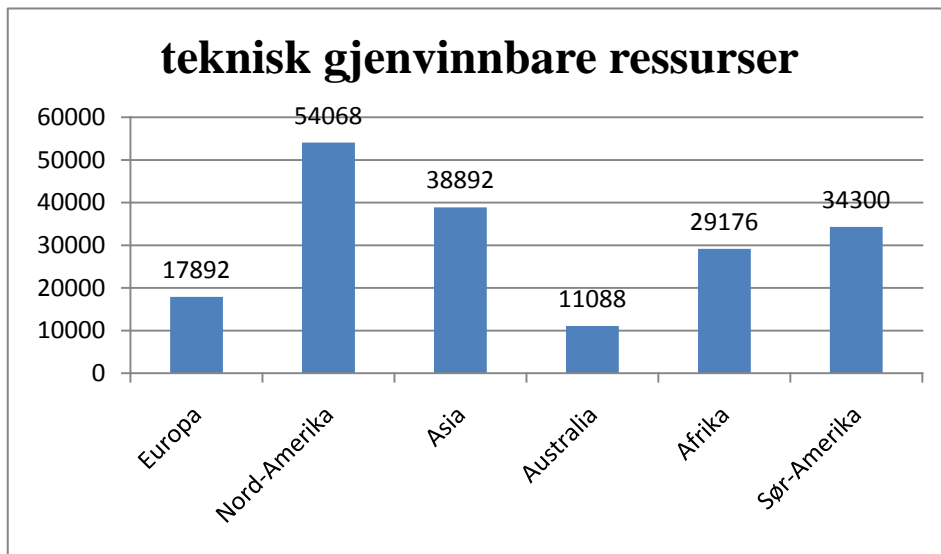


For produsenter og forbrukere er det viktigere å vite noe om hvor mye av den opprinnelige gassmengden i formasjonene som faktisk kan produseres med dagens teknologi og økonomiske situasjon. Tidlig i april 2011 slapp det amerikanske energidepartementet (DoE) ut en rapport som er utarbeidet av konsultantselskapet ARI, hvor det fremkommer estimater over teknisk gjenvinnbare skifergassressurser for 32 utvalgte land⁴⁸. Denne rapporten er mye mer omfattende enn tidligere rapporter, og meget oppsiktsvekkende fordi det opereres med svært høye estimater sammenlignet med tidligere. I figur 7 vises estimater fordelt på regioner.

⁴⁷ Tallene er hentet fra: "Tight Gas Sands", Stephen A. Holditch, SPE 103356, Texas A&M University

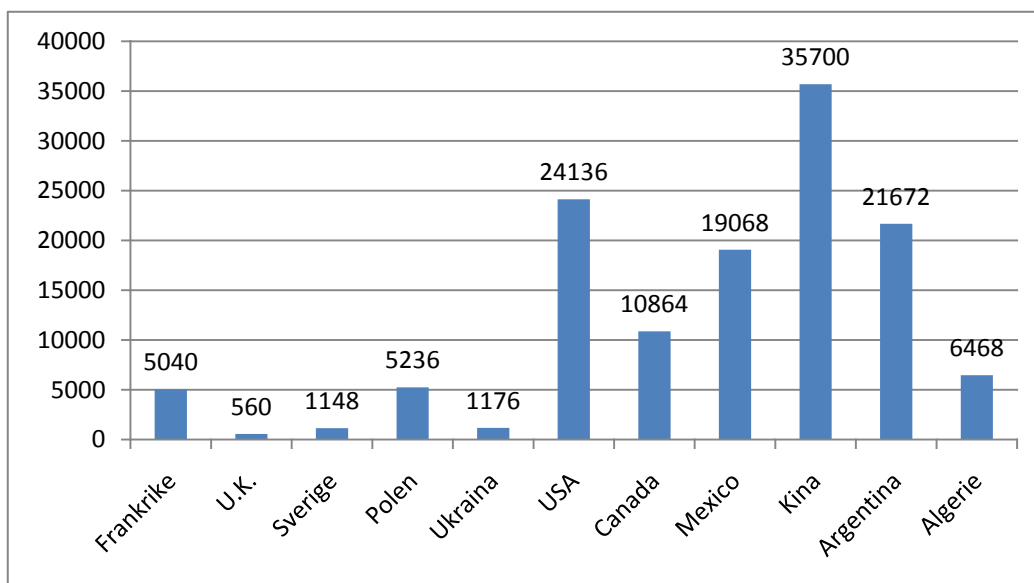
⁴⁸ <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

Figur 7: Skifergassressurser fordelt på regioner, milliarder sm³



Totalt opererer ARI med teknisk gjenvinnbare skifergassressurser på ca 185 000 mrd sm³ på verdensbasis. Men det er verdt å nevne at land i Midtøsten samt Russland ikke er tatt med i denne studien som følge av mangel på tilgjengelig data. Figur 8 gir en oversikt over estimater for noen utvalgte land som kan bli sentrale for utvinning av skifergass sammen med allerede produserende USA.

Figur 8: Oversikt over gjenvinnbare skifergassressurser i et utvalg av land, mrd sm³⁴⁹

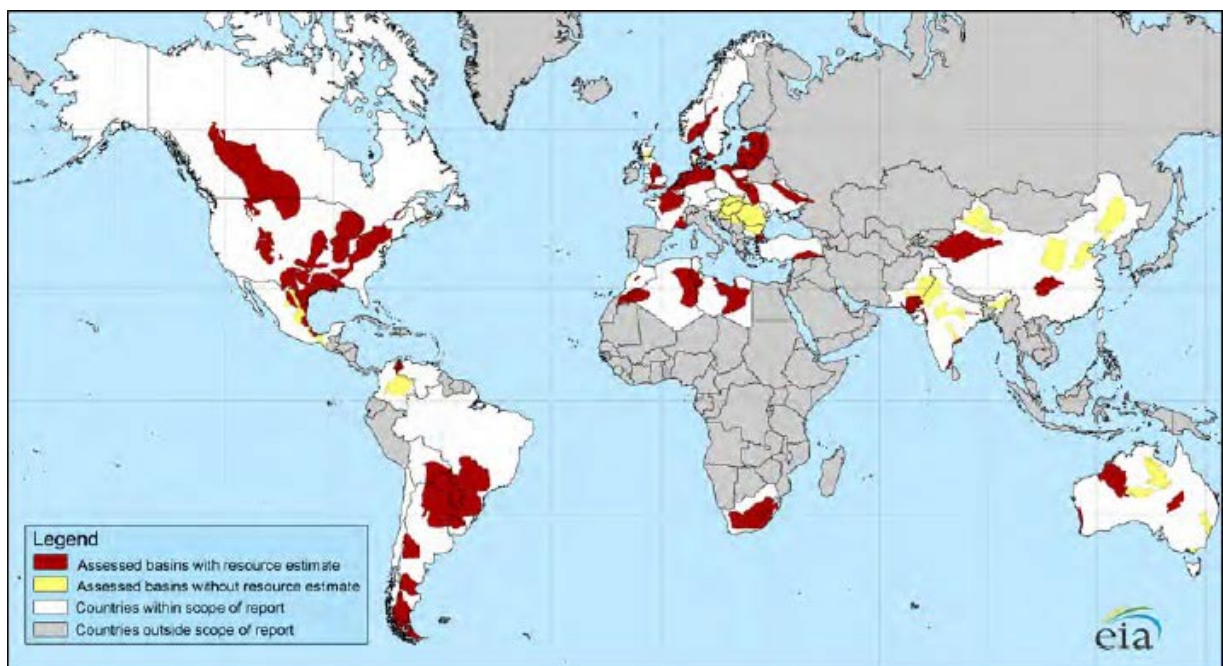


⁴⁹ <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

Kina seiler her opp som en vinner med sine enorme skifergassressurser, og sentrale kilder innad i Kina har uttalt at de vil forsøke å starte opp produksjon allerede i 2015 for å møte den økende etterspørselen etter naturgass⁵⁰. Estimatenes fra Afrika, spesielt Algerie, må trolig justeres kraftig opp. Rapporter fra Algerie tyder på at landet kan ha opp mot 28 000 mrd sm³ teknisk gjenvinnbare ressurser i form av skifergass⁵¹.

ARI's studie er basert på 48 bassenger som inneholder nesten 70 skifergassformasjoner. Figur 9 gir en oversikt over hvor disse bassengene er geografisk plassert. Sammenlignet med konvensjonelle gassressurser virker det som at de ukonvensjonelle ressursene ikke er like sentralisert, men spredt over større områder. Foreløpig er det kun formasjonene i USA som er grundig utforsket, slik at det er usikkert om formasjonene i resten av verden er modne og potensielt produktive. I Europa ble forskningsinstituttet GASH opprettet i 2009, og deres oppgaver går ut på å kartlegge potensielle skifergassformasjoner, men resultatene er ikke ventet før i 2015⁵².

Figur 9: Oversikt over 48 bassenger som inneholder opp mot 70 skifergassformasjoner
53



⁵⁰ <http://english.eastday.com/e/110415/u1a5840475.html>

⁵¹ "CERAWEEK Update – Algeria eyes huge domestic shale gas reserves"
<http://af.reuters.com/article/angolaNews/idAFN0926455420110309?pageNumber=1&virtualBrandChannel=0>

⁵² GASH, <http://www.gas-shales.org/>

⁵³ <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

7. Utviklingen i USA; hvilke suksesskriterier som ligger til grunn

Som følge av produksjon av skifergass har USA gått fra å være en stor gassimportør til å bli så godt som selvforsynte. Mellom 2004 – 2009 har netto import blitt redusert med 18 %, hvor importen i 2009 lå på 78 mrd sm^3 . Ifølge EIA's referansescenario vil importen ha en videre reduksjon på 75 % fram mot 2030, hvor importen vil ligge på 20 mrd sm^3 ⁵⁴. Teknologisk utvikling (hydraulisk frakturering kombinert med horisontal boring) sammen med statlige subsidier, økende og volatile gasspriser siden år 2000 og enkel tilgang på kapital fram til 2007 (fram til finanskrisen) må ha mesteparten av æren for denne utviklingen.

Det har blitt utført flere studier for å få oversikt over USAs ukonvensjonelle gassressurser, men estimatene spriker mot det ekstreme, spesielt for skifergass. USGS (The US Geological Survey) estimerte i 2006 med ukonvensjonelle gassressurser på til sammen 8500 mrd m^3 , men dette tallet ekskluderer flere aktuelle skifergassfelt, deriblant East Texas og Anadarko⁵⁵.

Samme år estimerte ARI (Advanced Resources International) med ukonvensjonelle gassressurser på 19 000 mrd sm^3 , to ganger mer enn USGS. I 2009 økte ARI sine estimater til å være ca 37 000 mrd sm^3 , fordelt på 6440 mrd sm^3 CBM, 10 388 mrd sm^3 tett gass og 20 000 mrd sm^3 skifergass. En tredje organisasjon, PGC (Potential Gas Committee), økte i juni 2009 sine estimater for totale gassreserver og ressurser med 39 %, til 58 000 mrd sm^3 . Dette er det høyeste estimatet PGC har lagt frem i løpet av de 45 årene de har samlet informasjon, og ifølge den samme rapporten vil skifergass stå for 17 000 mrd sm^3 (33 %) av de totale ressursene⁵⁶.

I EIAs nyeste årsrapport (EIA AEO 2011) estimeres det med 23 000 mrd sm^3 teknisk gjenvinnbare skifergassressurser per 1.januar 2009. Dette er mer enn en dobling sammenlignet med årsrapporten som ble sluppet i 2010 (EIA AEO 2010). I 2010 lå estimatet på 920 mrd sm^3 , mens det i 2011 har blitt lagt til ytterligere 13 300 mrd sm^3 .

Det er lett å bli forvirret over slike estimater, hvor en kan forveksle reserver med ressurser. Ressurser er her gass som potensielt sett kan være fanget i skifer, men det er usikkert om

⁵⁴ EIA Energy Outlook 2009

⁵⁵ http://www.adv-res.com/pdf/ARI%20OGJ%202%20Unconventional%20Gas%20Resource%20Base%207_24_07.pdf

⁵⁶ <http://www.mines.edu/Potential-Gas-Committee-reports-unprecedented-increase-in-magnitude-of-U.S.-natural-gas-resource-base>

denne gassen kan utvinnes sett i et økonomisk perspektiv, og som nevnt tidligere brukes ulike kriterier for å definere ressurser. Påviste reserver er den mengden av gjenvinnbare ressurser som det er bevist er teknisk, økonomisk og juridisk lovlig å produsere under eksisterende økonomiske og operasjonelle forhold.

Det er spesielt i media slike estimater skaper forvirring, hvor skribenter ikke alltid forstår viktigheten i å skille mellom reserver og ressurser. Det samme gjelder for noen oppstrømselskaper, som gjerne bevisst hauser opp tallene, noe som kan skape seriøse misforståelser om hvor mye gass som faktisk er tilgjengelig for konsum. Påviste reserver er den eneste tilbudskategorien som kan sammenlignes opp mot aktuell produksjon for å avgjøre hvor mange år med tilbud som faktisk eksisterer i dag. Selv om alle teknisk gjenvinnbare ressurser over tid kan vise seg å være påviste og økonomisk tilgjengelige, er ikke det tilfellet ennå. At USA skal ha gassreserver nok til å dekke tilbudssiden i 100 år er derfor ikke påvist, men flere medier har konkludert med dette gjennom å bruke PGC's estimater fra 2009.

EIA's AEO 2010 viser at påviste gassreserver per 2009 er på 6700 mrd sm^3 , og dette er et estimat som det i utgangspunktet skal være knyttet svært liten usikkerhet til. I samme rapport estimerer EIA at det totale gasskonsumet i USA var på 652 mrd sm^3 i 2009. Dette betyr at USAs samlede påviste gassreserver kan dekke tilbudssiden i 10 år, dersom en tar utgangspunkt i dagens konsum. Det er kun tiden som vil vise hvor mye gass det faktisk vil være mulig å utvinne.

Per dags dato (april 2011) er det kun USA som har kommersiell produksjon av skifergass. Å forstå forutsetningene som har gjort skifergass til en suksesshistorie i USA er helt fundamentalt for å studere potensialet som kan ligge i å utvinne denne gassen i andre deler av verden. En kan identifisere 5 suksesskriterier som har bidratt til å gjøre skifergassproduksjon kommersiell i USA:

- 1) Gunstige skattelover og tilgang på kapital
- 2) Fokus på teknologisk utvikling innad i sektoren
- 3) Gunstig regulatorisk rammeverk
- 4) Konkurrerende markedsstruktur
- 5) Stor leverandørindustri med sterk konkurranse og ledige borerigger som følge av fallende konvensjonell gassproduksjon

Av disse er det utvilsomt den teknologiske utviklingen som har vært hovedkatalysatoren for den produksjonsveksten en har sett i USA. Andre sentrale faktorer er at USA er et geografisk stort land, noe som gjør det mulig å bore tusenvis av brønner, samt avtakende konvensjonelle ressurser som har bidratt til å gi incentiver for å se etter nye ressurser. I denne delen av oppgaven vil en gå nærmere inn på suksesskriteriene siden de vil være sentrale for å forstå potensielle scenarier for ukonvensjonell gass i Europa, og andre deler av verden. De teknologiske prosessene som brukes i USA må studeres, da USA bidrar med det som i dag er ”beste praksis” for utvinning av ukonvensjonell gass med tanke på operasjonell effektivitet. Denne praksisen er ikke feilfri, og det gjøres stadig nye forbedringer siden det er viktig for industrien å unngå uheldige hendelser.

Utvinning av skifergass er en høyteknologisk prosess, spesielt med tanke på at industrien tradisjonelt sett har sett på skifer som en impermeabel bergart. Dette synet endret seg som følge av utviklingen innen horisontal boring og hydraulisk frakturering. Isolert sett er ikke disse teknologiene nye. I skifergassformasjonen Barnett i Texas ble hydraulisk frakturering brukt for første gang i 1997, mens en begynte å bore horisontalt i 2003, og kombinasjonen av disse to utgjorde gjennombruddet. Mitchell Energy la ned grunnarbeidet gjennom å utvikle en innovativ fraktureringsteknikk basert på slickwater⁵⁷ istedenfor gele, noe som økte utvinningsratene. I 2002 ble Mitchell Energy kjøpt av Devon Energy for \$3,5 mrd. De videreutviklet teknologien og fikk gjennombruddet i Barnett. Men den påfølgende ”skifergass-boomen” var umulig å forutse, siden en hadde for lite forhåndskunnskap om hva som kunne bli potensielle utfall av å kombinere de to etablerte teknologiene. Et videre teknologisk framskritt er frakturering i seksjoner (se kapittel 3).

7.1 Hurtig innovasjonsprosess

En innovasjonsprosess går vanligvis gjennom fire faser fra ide til kommersialisering, og innenfor oppstrømsindustrien pleier vanligvis denne prosessen ta mellom 30-35 år. Dette har blant annet blitt bekreftet av Chris Friedmann i ION Geophysical, som i 2009 hevdet at det tar gjennomsnittlig 35 år for en ny teknologi å bli adoptert av olje- og gassindustrien⁵⁸. Denne

⁵⁷ Slickwater, <http://www.waytogoto.com/wiki/index.php/Slickwater>

⁵⁸ “From Bright ideas to Implementation”, September 2009, <http://www.spe.org/jpt/2009/09/oe-09-speeding-technology-uptake>

påstanden støttes av en studie McKinsey & Company utførte for klienter. Ifølge studien tok det 30 år fra konseptutvikling til kommersialisering for teknologiene 3D seismikk og horisontal boring⁵⁹. I tilfellet med skifer-gass tok det kun 10 år fra utviklingen av konseptet startet, til at industrien tok i bruk den nye teknologien. Dette er en svært rask innovasjonsprosess i historisk perspektiv. Ifølge Steve Jacobs, president i konsulentfirmaet RMI, er det tre faktorer som bestemmer hvor raskt en teknologi er akseptert av olje- og gassoperatører; aktualiteten og størrelsen på nytten som teknologien lover, påliteligheten til teknologien, og de komparative kostnadene og fordelene sammenlignet med dagens teknologi⁶⁰. Disse tre elementene ble åpenbare for uavhengige oppstrømsselskaper i USA veldig raskt, noe som bidro til implementering av hydraulisk frakturering og horisontal boring. **I slutten av kapitlet er det tatt med en case som viser utviklingen for produksjonsrater for brønner boret i 2005 og fram til 2009. Det kommer tydelig frem at utviklingen har vært svært positiv.**

7.2 Sentrale suksessfaktorer bak den teknologiske fremgangen

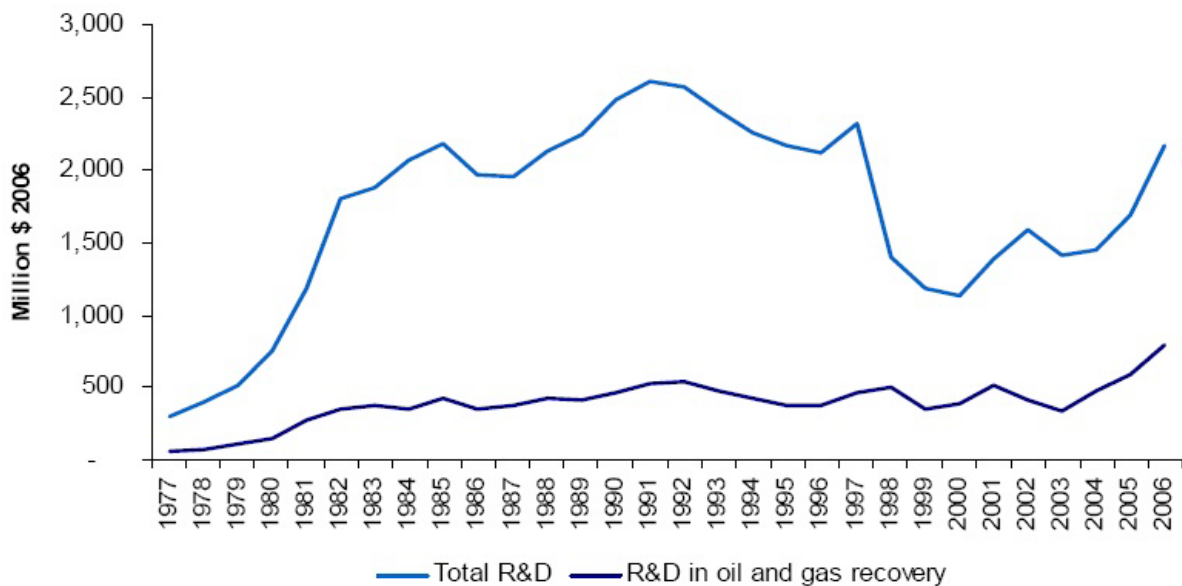
Helt sentralt for den teknologiske utviklingen er faktorer som gunstig skattepolitikk innført på 1980-tallet, samt økende gasspriser etter år 2000. Det har blitt gjennomført store investeringer innen FoU (forskning og utvikling) med mål om økte gjenvinningsrater, spesielt var dette sentralt fra 1980 og fram mot år 2000. Investeringer innen FoU innebærer stor usikkerhet, og det kan ta lang tid før de bærer frukter, derfor er det viktig å ha et langsiktig investeringsperspektiv.

Hvis en ser på investeringer innen FoU for petroleumsrelaterte aktiviteter i USA siden midten av 1970-tallet, ser en at det ble gjort store investeringer fra 1980 fram til ca 1992 (figur 10). Disse investeringene er i hovedsak gjort av olje- og gassindustrien, bidraget fra staten er smått 6 % i 1977, og har gradvis blitt redusert til 0,5 % fra 1986 fram til i dag. Det er vanskelig å si noe konkret om hvor stor del av disse investeringene som er myntet på ukonvensjonelle ressurser. Men det tallet er trolig neglisjerbart siden mesteparten av investeringene er rettet offshore.

⁵⁹ "Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?" (*side 26*), desember 2010, Florence Geny

⁶⁰ Se over

Figur 10: FoU investeringer for petroleumsrelatert aktivitet i USA ⁶¹



Dette viser at det ikke er størrelsen på investeringene som har vært avgjørende for gjennombruddet for skifergass. De fleste forskningsprogrammene myntet på ukonvensjonell gass var sponset av Gas Research Institute (GRI) og Energidepartementet (DoE), og disse programmene la et vitenskapelig grunnlag for utvinning av CBM og teknologien bak hydraulisk frakturering. GRI og DoE samarbeidet med onshore gassoperatører for å gjøre forskningen feltbasert, noe som la grunnlag for flere praktiske og verdifulle konsept. Dette samarbeidet har bidratt til å akselerere kommersiell utvikling av flere ukonvensjonelle gassfelt, slik som Piceance (tett sand), Black Warrior (CBM), San Juan (CBM) og Antrim (skifergass). Flere kilder hevder at feltbasert FoU gjør det mulig å ta i bruk ny teknologi på kommersielt nivå innen 10 år⁶².

I dag er situasjonen mht. FoU annerledes. Flere av forskningsprogrammene er lagt ned som følge av manglende sponning fra DoE og GRI, og derfor er FoU avhengig av at bransjen selv øker sine investeringer, men i realiteten ser en at FoU investeringer reduseres. Det trengs fortsatt teknologiske forbedringer for å løse miljømessige utfordringer og for å opprettholde veksten i skifergassproduksjon. Et sentralt problem er at brorparten av ukonvensjonelle

⁶¹ "Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?" (*side 28*), desember 2010, Florence Geny

⁶² "Nature and Importance of Technology Progress for Unconventional Gas", juli 2007. Kuuskraa et al, http://www.adv-res.com/pdf/ARI%20GJ%204%20Unconventional%20Gas%20Technology%207_24_07.pdf

gassprodusenter er små selskaper, og derfor ikke har tilgjengelig kapital for å gjøre FoU investeringer. Det er knyttet for stor risiko til dette, og en må sette seg langsiktige mål. Disse selskapene gjør teknologiske modifiseringer basert på prøving og feiling. Den økende interessen fra store oppstrømselskaper kan derfor få en positiv betydning for videre utvikling, da disse selskapene har finansielle muskler og langsiktige mål, noe som er nødvendig for teknologiutvikling.

Leverandørselskaper har også begynt å ta del i den teknologiske utviklingen, og flere har dedikert egne budsjetter for forskning på ukonvensjonell gass. F.eks investerte Schlumberger \$150 millioner til slik forskning i 2004. Staten sponser også forskning fortsatt, og det blir satt av \$14 millioner årlig som er øremerket for ukonvensjonell gass, og dette bidraget vil fortsette til 2015⁶³. Men det er liten tvil om at det er bransjen selv som må ta størstedelen av ansvaret for å videreutvikle teknologien.

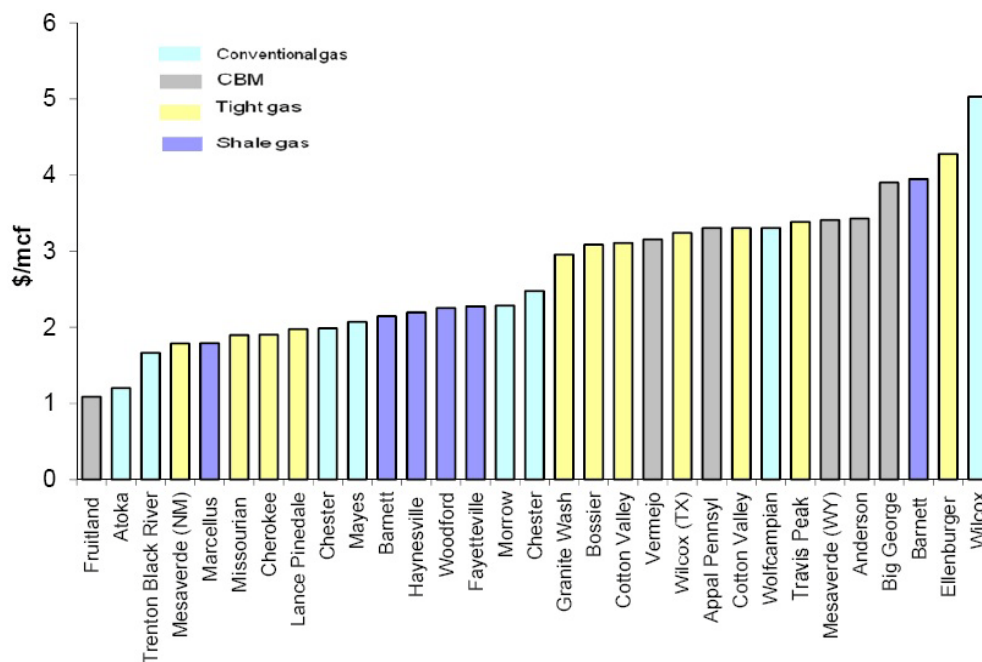
7.3 Lavere kostnader

Som nevnt før var økte gasspriser en sentral faktor for å utforske ukonvensjonelle gassressurser, spesielt etter år 2000. Når gassprisen øker vil også lønnsomheten øke, og ukonvensjonelle operasjoner ble derfor lønnsomme relatert til olje, og helt på linje med konvensjonell gass. Produksjonskostnadene har blitt redusert over tid, med teknologiske fremskritt som drev ned enhetskostnadene, samt gunstigere betingelser fra leverandørindustrien. Enhetskostnadene vil typisk endres som funksjon av aktivitetsnivå (tilbud og etterspørsel).

Det er vanskelig å få tilgang på data som illustrerer den økende lønnsomheten til ukonvensjonelle relativt til konvensjonelle gassoperasjoner. Figur 11 demonstrerer den kostnadmessige konkurransedyktigheten til utvalgte ukonvensjonelle gassfelt kontra konvensjonelle, hvor en tar hensyn til lete- og utviklingskostnader (F&D) samt produksjonskostnader.

⁶³ "Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?" (*side 29*), desember 2010, Florence Geny

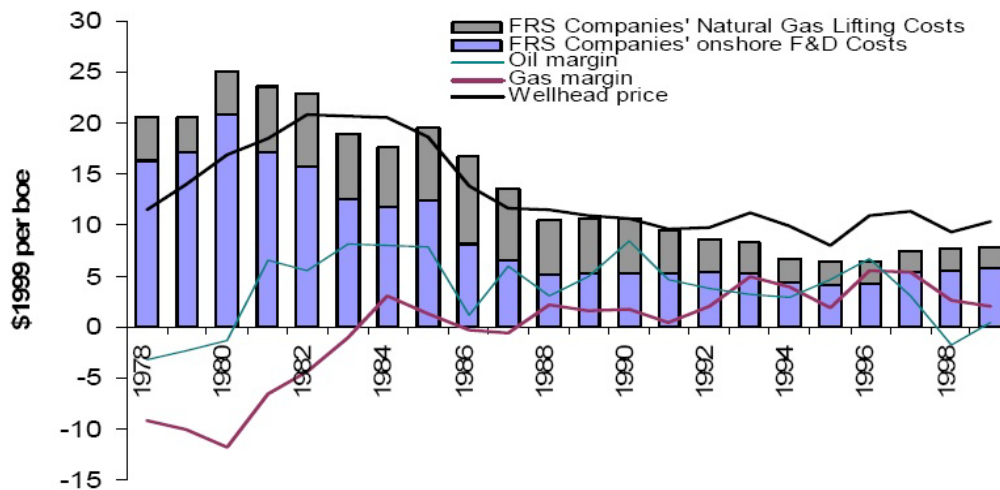
Figur 11: Lete- og utviklingskostnader samt produksjonskostnader for utvalgte felt⁶⁴



En ser her at det ikke er en direkte sammenheng mellom kostnader og gasskilde. Utvinning av konvensjonell gass har like høye kostnader som skifer-gass, og dette viser også at alle gassfelt er unike med ulike reservoaregenskaper som er avgjørende for kostnader. Når en videre ser på rapporterte lete- og utviklingskostnader og produksjonskostnader for olje og gass linket mot relaterte priser siden slutten av 1970-tallet, ser en at gassmarginer holder seg negative fram til 1984 som følge av høye kostnader. Utover 1980-tallet reduseres kostnadene og lønnsomheten øker, selv om gassprisene reduseres. Generelt ble gassmarginer forbedret relativt til oljemarginer, og i 1993 ble gass marginalt høyere enn olje. Dette førte til økende fokus mot naturgass fra store internasjonale oppstrøms-selskaper, og økt vekst for naturgass i USAs hydrokarbonportefølje. Figur 12 illustrerer denne trenden.

⁶⁴ "Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?" (*side 15*), desember 2010, Florence Geny

Figur 12: Naturgass- og oljemarginer, 1978 – 1999 ⁶⁵



7.4 Gunstig regulatorisk rammeverk og skatteletter (skattelette)

Olje- og gassproduksjon har blitt støttet av føderale myndigheter i USA over lang tid. USA er storforbruker av både olje og gass, og etter hvert som produksjon fra konvensjonelle ressurser har blitt redusert, har myndighetene støttet utvikling av ukonvensjonelle ressurser med mål om å opprettholde produksjonsnivået. Den viktigste støtten er relatert til skatter og avgifter samt finansiering av FoU. Et annet aspekt er at myndighetene har latt være å innføre strenge reguleringer som kunne fått negative innvirkninger på utvikling av ukonvensjonelle ressurser. Dette gjelder spesielt potensielle reguleringer tilknyttet miljøvern ("the FRAC Act" som er nevnt i kapittel 5.1 kan endre dette).

Skattelette er et viktig element som har bidratt til å øke fokus på ukonvensjonell gass, som ikke ville vært lønnsomt hvis en kun gikk ut fra markedsbetingelser. Ulike typer skattelette har blitt implementert siden 1980. Disse er siktet inn både på produksjon fra ukonvensjonelle kilder, og på små uavhengige oppstrømsselskaper som etter hvert fikk en sentral rolle for ukonvensjonell gass. Av disse skattelettene er det "Section 29" som har hatt størst betydning⁶⁶.

⁶⁵ <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/sptopics/majors/majors.pdf>

⁶⁶ "Analysis of Five Selected Tax Provisions of the Conference Energy Bill of 2003", [http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicert/ceb/pdf/sroi\(2004\)01.pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicert/ceb/pdf/sroi(2004)01.pdf)

”Section 29” er en skattelov som ble innført i 1980 som gav skattelette for produksjon av hydrokarboner fra ukonvensjonelle kilder, hvor lovens mål var å oppmuntre til slik produksjon for å redusere avhengigheten av å importere energi fra andre deler av verden. Skattelettet ble satt til \$3/boe (fat oljeekvivalenter) og \$0,5/mcf (tusen kubikkfot) gass for selskaper som produserte innad i USA. Blant kvalifiserende brennstoff var olje fra skifer og tjæresand, og gass fra kullag (CBM), tett gass, skifer og devonisk skifer. For å bli kvalifisert til å motta dette skattelette måtte brennstoffene bli produsert fra brønner som ble boret mellom år 1980 – 1992, eller produsert i fasiliteter som ble tatt i bruk denne perioden.

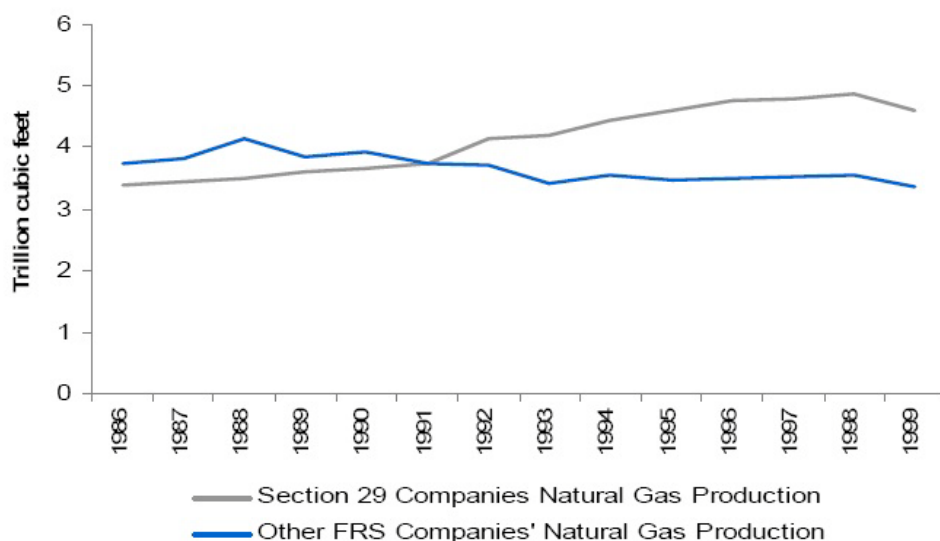
Verdien på selve skattelette ble bestemt ut fra en formel som varierte i takt med prisen på olje og inflasjon. Det inflasjonsjusterte skattelette ble pålagt alle brennstoff med unntak av tett gass, som konstant lå på \$0,5/mcf. Loven gjaldt for brennstoff solgt inntil slutten av 2002, slik at industrien dro nytte av skattelette i 10 år etter den kvalifiserende tidsfristen gikk ut. Ifølge IEA⁶⁷, har verdien på skattelette variert fra \$0,90/mcf for naturgass til \$1,08/mcf gjennom 1990-tallet. Gjennomsnittet for tiåret lå på \$1,02/mcf, og la til 53 % til den effektive prisen mottatt for kvalifisert produksjon basert på den amerikanske (brønnhode)prisen.

”Section 29” har utvilsomt hatt positive effekter for utviklingen av den amerikanske naturgassindustrien. Samtlige FRS selskaper⁶⁸ som rapporterte å motta skattelette var involvert i produksjon av CBM og/eller tett gass. Nesten halvparten av FRS selskapene rapporterte om reduserte skatter på inntekt som følge av loven, og det gav sterke incentiver for å produsere ukonvensjonell gass. Etter at loven ble innført ser en tydelige forskjeller knyttet til gassproduksjon for selskaper som kvalifiseres under ”Section 29”, mot selskaper som kun holdt seg til konvensjonell produksjon. Figur 12 illustrerer denne utviklingen, hvor selskapene kvalifisert for ”Section 29” står for veksten i den amerikanske gassproduksjonen utover 1990-tallet. Mellom 1990 og 1999 økte ”Section 29” selskapene sin gassproduksjon med 26 %, mens de resterende FRS selskapene reduserte sin gassproduksjon med 14 % i samme periode.

⁶⁷ EIA: The Majors’ Shift to Natural Gas, 27 August 2001, <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/sptopics/majors/majors.pdf>

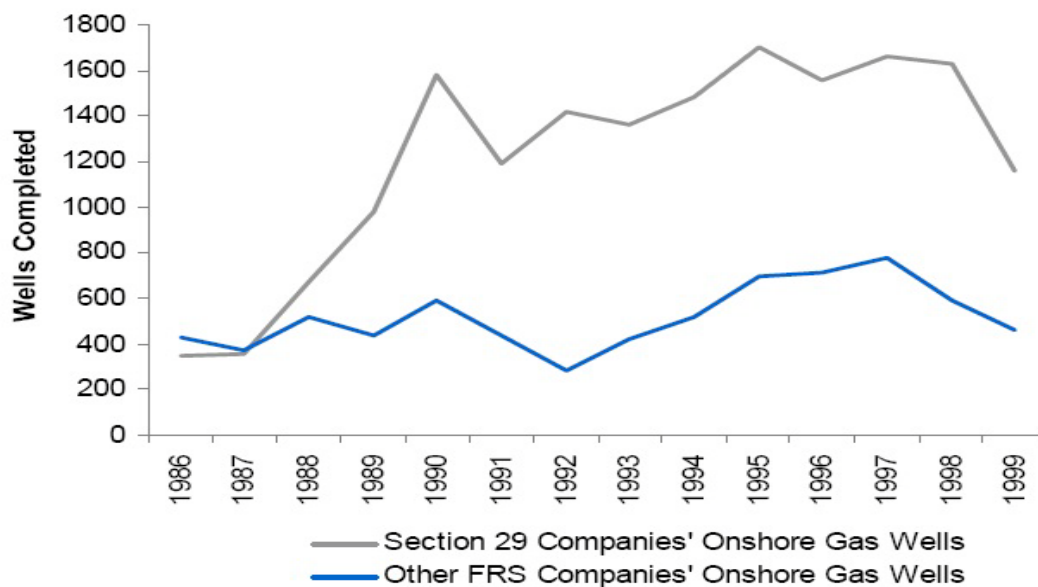
⁶⁸ En samling av store amerikanske oppstrømselskaper som årlig rapporterer sine finansielle og operasjonelle resultater til EIA, basert på EIAs finansielle rapporteringssystem **FRS**

Figur 12: Amerikansk gassproduksjon fra FRS selskaper mellom 1986 – 1999 (1 Tcf tilsvarer 28 mrd sm³)⁶⁹



FRS selskapene som rapporterte å motta skattelette hadde også en enorm vekst i boreaktivitet. Til sammen ble antallet brønner firedoblet mellom 1986 og 1990, fra i underkant av 400 brønner til rundt 1600 stk, noe som er illustrert i figur 13. Andre FRS selskaper har en betydelig lavere vekst i antall brønner; under 200 stk i samme periode.

Figur 13: Antall brønner ferdigstilt på amerikansk fastland mellom 1986 – 1999⁷⁰



⁶⁹ <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/sptopics/majors/majors.pdf>

⁷⁰ <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/sptopics/majors/majors.pdf>

Økningen i boreaktivitet for FRS selskapene kvalifisert under "Section 29" reflekterer i stor grad reduserte kostnader og geologiske karakteristikker for utvikling av ukonvensjonelle gassfelt. På et generelt nivå kreves det flere brønner for å produsere ukonvensjonell gass, spesielt gjaldt det på 1990-tallet når det nesten utelukkende ble boret vertikale brønner. Men økt boreaktivitet gir et godt bilde på hvilken positiv påvirkning skattelette har hatt på industrien.

Det finnes også en rekke andre lover om gunstige skattebetingelser som kan ha bidratt til økt fokus på ukonvensjonell gass. Blant annet har små oppstrømsselskaper skattefordeler i startfasen, hvor 15 % av inntekten er skattefri for de første 1000 fatene olje, eller de første 6 millioner kubikkfot gass. Videre har en skattelettelse for marginale brønner, som skal fungere som en buffer mot lave gasspriser. Det finnes også skattelettelse for kostnader som ikke har noen skrapverdi, knyttet til boring av brønner. Oppsummert kan en si at det amerikanske skatteregimet knyttet til innenlands olje- og gassproduksjon er svært fordelaktig for industrien, der myndighetene legger til rette for at ressursene skal utvinnes, og bidrar med sterke incentiver for oppstrømsaktiviteter.

7.5 Utviklet infrastruktur og tilgang på landområder

I 2007 ble det produsert 526 mrd sm³ naturgass i USA, hvor kun 14,2 % kom fra føderale landområder styrt av *the Bureau of Land Management (BLM)*⁷¹, mens resten av USA er statlig eller privat eid. Derfor skjer mesteparten av landets gassproduksjon på landområder som er privat eller statlig eid, og dette bidrar til at tilgangen til landområder for petroleumsleting som regel kun er en formalitet. Det er flere grunner til dette. For det første er det slik i USA at private landeiere også eier mineralrettigheter. Derfor kan landeieren leie ut landområdet sitt til oppstrømsselskaper, eller eventuelt selge landområdet eller mineralrettighetene. Derfor er tilgang til landområder kun snakk om å forhandle frem kontrakter mellom selskapet og landeier, der sistnevnte har sterke økonomiske incentiver for å leie ut, eller selge rettighetene. Typiske kjennetegn for slike kontrakter innebærer signaturbonus, royalties (opptil 25 %, avhengig av stat), leieinntekter og betingelser for å fornye avtalen. Dette kan til sammen dreie seg om store pengebeløp, og det har ført til at mange amerikanere har blitt rike på kort tid.

⁷¹ U.S. Department of the Interior: Bureau of Land Management
<http://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy.html>

Det hele kan oppsummeres med at det ikke er noe problem å få tilgang til landområder i USA. Private landeiere får et betydelig pengebeløp uten å gjøre en innsats. Men det å leie landområder av flere hundre landeiere er en kompleks prosess for de involverte selskapene og det kan oppstå kontraktskonflikter underveis.

En annen viktig faktor er at USA har et meget sofistikert transportnett for gass. Markedet i USA er fullstendig deregulert og basert på konkurranse mellom leverandører. En operatør forhandler frem en avtale med eier av rørledningen om å koble seg til hovednettet, uavhengig av hvor mye kapasitet som er tilgjengelig eller reservert. En utfordring i USA er at en stadig identifiserer nye gassholdige skiferformasjoner, og det må bygges rørledninger til disse områdene. I Europa er situasjonen en helt annen, hvor mange land fortsatt har restriksjoner på tilgang for tredjeparter. Dette hindrer optimalisering av selve systemet, og fører til usikkerhet knyttet til tilgjengelig kapasitet i rørledningene. EU jobber aktivt for å åpne opp markedet, slik at det trolig vil komme endringer i fremtiden (the third Gas Package)⁷².

7.6 Intens konkurranse innad i leverandørindustrien

Når amerikanske oppstrømsselskaper begynte å øke sine aktiviteter innen ukonvensjonell gass, økte også etterspørselen etter passende bore- og kompletteringsutstyr samt diverse tjenester. Utvinning av tett gass og skifergass er svært tjenesteintensive prosesser siden de krever mye større grad av boring og frakturering sammenlignet med konvensjonelle felt. Det kreves derfor betydelig bore- og trykkpumpeaktivitet, samt flere rigger og utstyr for frakturering i tillegg til et kvalifisert personell. En skal være obs på at dette kan være knappe faktorer over tid. Et canadisk rådgivningsfirma (Raymond James Ltd) estimerer at ukonvensjonelle brønner i USA trenger 14 ganger så mange hestekrefter kontra konvensjonelle brønner, og 20 ganger mer i Canada⁷³. Utviklingen av tett gass og skifergass etter 2005 kunne ikke skjedd uten at leverandørindustrien hadde hatt mulighet til å investere store beløp i nytt og kraftigere utstyr, og mobilisere ressursene hurtig. Dette ser en f.eks ut fra andelen landrigger i USA som er kvalifisert for horisontal boring; en femdobling i løpet av 10

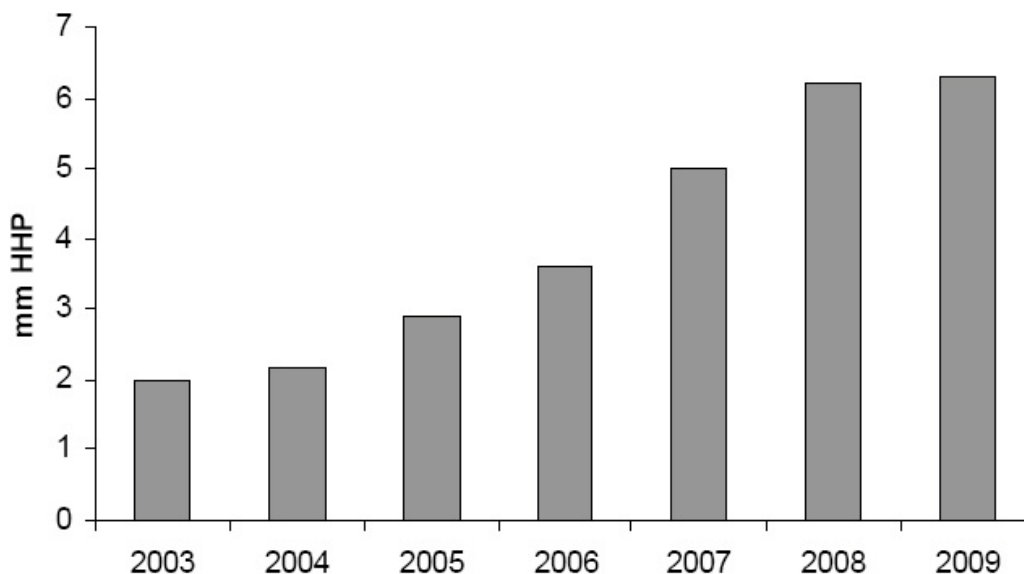
⁷² "The third Gas Liberalization Package and the third Gas Directive", <http://www.icrni.org/extranet/public/cp130.pdf>

⁷³ "How much fracking horsepower do these shales need anyway?", Raymond James Ltd
https://andrewjohns.ca/assets/sector_calls/WOB_RJ_20091113.pdf

år, fra 6 % i 1998 til 30 % i 2008⁷⁴. For å unngå økende leverandør- og utstyrs kostnader som følge av et strammere marked når etterspørsel etter boring og frakturering økte, valgte noen selskaper å opprette sine egne leverandøravdelinger. F.eks har Chesapeake Energy et datterselskap som spesialiserer seg på geologisk tolkning av skiferformasjoner og et boreselskap (Nomac Drilling)⁷⁵. Dette gir Chesapeake sikker tilgang til utstyr og frihet til å planlegge, og det forenkler forholdet mellom operatør og leverandørselskap.

Figur 13 illustrerer hvor raske leverandørselskapene har vært til å svare på økt etterspørsel etter stimulerings tjenester fra oppstrømsselskaper. Trykkpumpekapasitet betegnes som den totale kapasiteten til den amerikanske pumpeflåten som brukes til sprekkeoperasjoner, og gir derfor et indirekte mål på aktivitet knyttet til sprekkeoperasjoner i landet.

Figur 13: Trykkpumpekapasitet i USA, 2003 – 2009⁷⁶



Trykkpumpemarkedet er et av de viktigste innen leverandørsektoren for utvinning av skifergass. Dette markedet er dominert av noen få selskaper (Halliburton, Schlumberger og Baker Hughes) som til sammen har markedsandel på 75 % i USA. I Canada dominerer de tre nevnte selskapene sammen med Trican og Calfrac, mens andre sentrale aktører er Cameron, Smith International, FMC og National Oilwell-Varco. Markedet for horisontal boring er også

⁷⁴ Statistikk fra Novas Consulting, april 2010

http://www.findingpetroleum.com/event/Unconventional_Gas_the_Shale_Gale/6f9.aspx

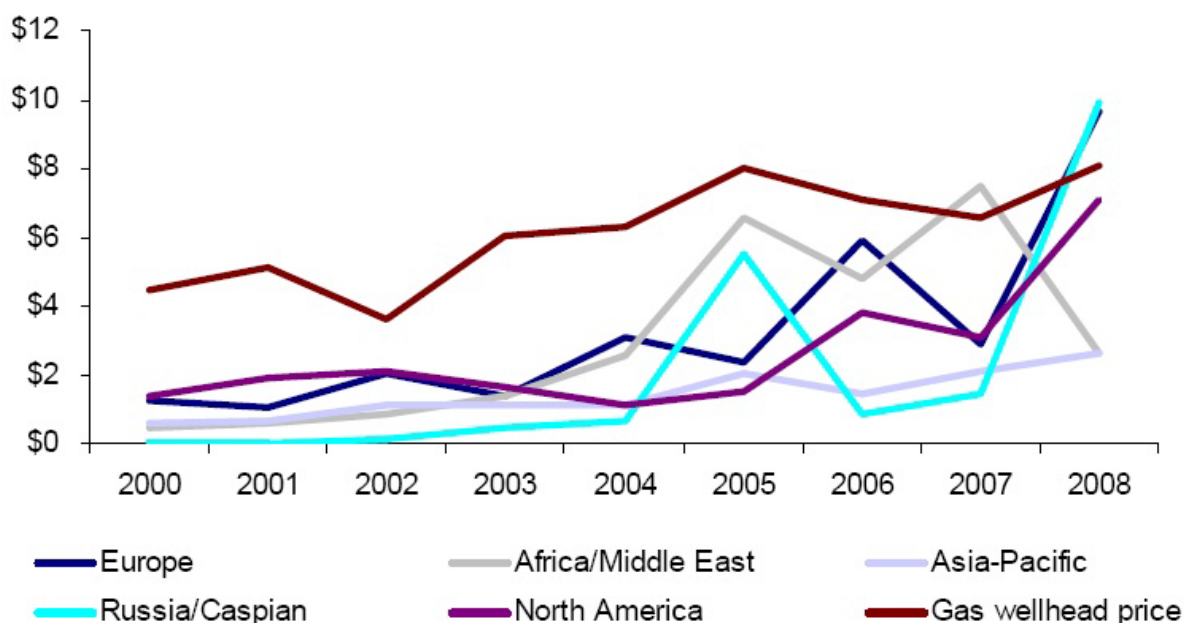
⁷⁵ "Nomac Drilling", <http://www.chk.com/subsidiaries/pages/nomac.aspx>

⁷⁶ "Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?" (*side 40*), desember 2010, Florence Geny

helt sentralt for utvinning av skifergass, hvor sentrale aktører er Nabors Industries og Helmerich & Paye.

Store selskaper hadde finansielle muskler og rekkevidde til å øke størrelsen på arbeidskraften og utstyret for å møte den økende etterspørselen fra operatører tilknyttet ukonvensjonell gass. I tillegg ble flere små spesialiserte aktører, spesielt boreselskap og teknologiutviklere, opprettet i landet som følge av den sterke viljen innad i USA til å starte opp egne bedrifter; drive entreprenørskap. Dette bidro til fleksibilitet for individuell tilpasning for de ulike skifergassformasjonene. Det konkurrerende klimaet som oppstod som følge av den stramme leverandørsektoren dedikert til ukonvensjonell gass har hjulpet til med å unngå store kostnadsøkninger for slike tjenester siden 2004, som til da gikk i et raskere tempo enn brønnehodeprisen. En illustrasjon av denne trenden kan vises gjennom utviklingen av F&D kostnader vist i figur 14, som delvis reflekterer inflasjonen for leverandørkostnader. En annen interessant observasjon er at økningen i leverandørkostnader har vært mer moderat enn i andre deler av verden. Høyere konkurranse innad i leverandørindustrien i Nord-Amerika sammenlignet med andre plasser har definitivt spilt en viktig rolle for å holde kostnadene på et moderat nivå.

Figur 14: Lete- og utviklingskostnader (F&D) per tusen standard kubikkfot gass ⁷⁷



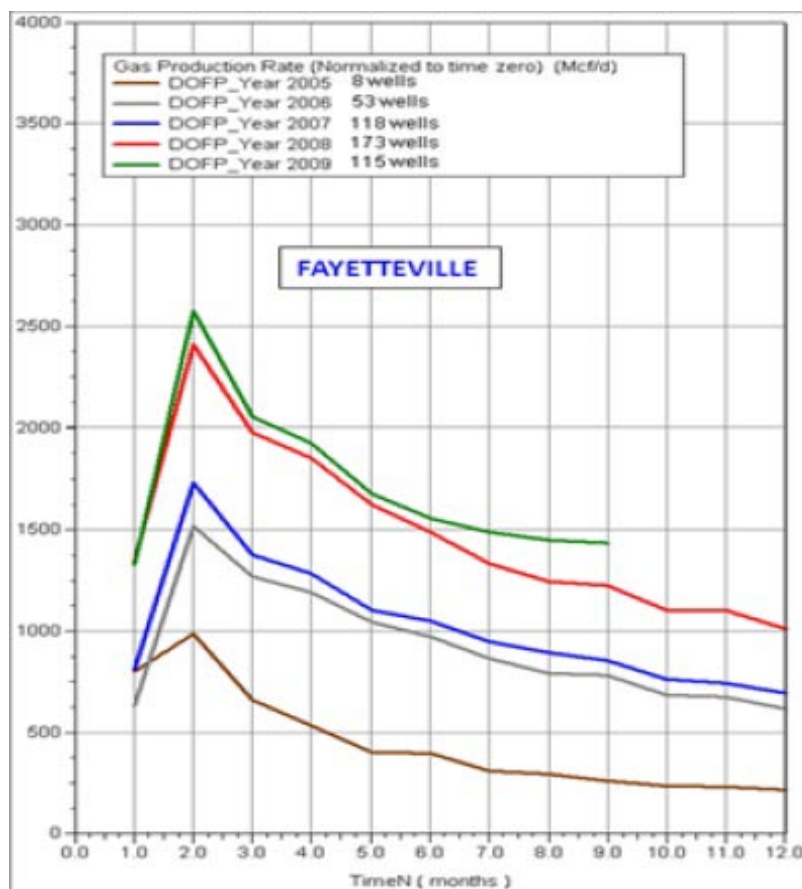
⁷⁷ "Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?" (*side 41*), desember 2010, Florence Geny

8. Produksjonsutvikling for Haynesville og Fayetteville⁷⁸

For å analysere og avgjøre effekten teknologiutvikling har på selve utvinningen fra et skifergassfelt benyttes blant annet initiale produksjonsrater (IP) og en estimerer maksimal gjenvinning (EUR) for brønner. En slik studie ble gjennomført sommeren 2010 for noen sentrale skifergassfelt i USA og involverte til sammen 1957 horisontale brønner fordelt på 5 skifergassfelt. Her vil det fokuseres på Haynesville og Fayetteville for å studere utviklingen på initiale produksjonsrater for brønner boret i en gitt tidsperiode, og se om denne produksjonsraten er høyere for brønner som er boret i f.eks 2009 kontra 2005. Dette vil gi et direkte innblikk i hvordan teknologiutvikling påvirker produksjon, som igjen påvirker brønnøkonomien.

For Fayetteville har en initiale produksjonsrater for til sammen 467 horisontale brønner som er ferdigstilt mellom år 2005 – 2009. Figur 15 viser utviklingen.

Figur 15: Gjennomsnittlig initial produksjonsrate for brønner mellom år 2005 – 2009



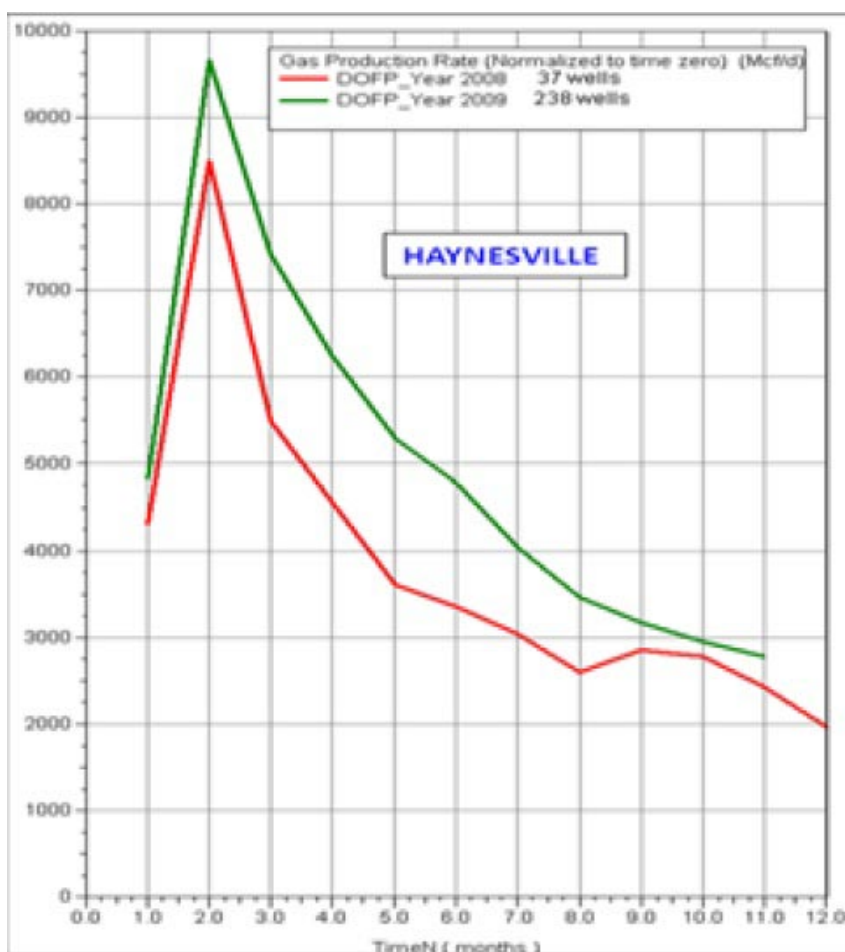
⁷⁸ Mesteparten av avsnittet er hentet fra artikkelen "Shale Gas Production Trend Comparison over Time and Basins", Baihley et al, SPE 135555, september 2010

En ser tydelig fra grafen at den initiale produksjonsraten er høyere for de nyeste brønnene, og produksjonsraten varierer mellom 1,0 til 2,6 millioner standard kubikkfot per dag for de fem datasettene. Det er en 50 – 60 % økning fra brønner ferdigstilt i 2005 til brønner ferdigstilt i 2006/2007, og en videre økning på 40 – 60 % fra 2007 til brønner ferdigstilt i 2008/2009.

Denne produksjonsøkningen kan tydelig forklares gjennom utviklingen av hydraulisk frakturering og større ekspertise innen horisontal boring. Fra år 2005 til 2009 klarte en å øke den horisontale brønnlengden fra 550 meter til 1300 meter, noe som bidrar til større produksjonsrater siden en får bedre kontakt med reservoaret. En får mulighet til å utføre flere sprekkeoperasjoner, slik at gassen strømmer inn i brønnen via flere sprekker. Over tidsperioden får også operatøren opparbeidet seg mer ekspertise om formasjonens geologiske egenskaper, noe som også bidrar til økte rater.

For Haynesville har en sett en lignende utvikling med økende produksjonsrater, men en har kun datasett for brønner ferdigstilt i år 2008 og 2009, noe som naturlig nok skyldes at Haynesville er et relativt nytt gassfelt.

Figur 16: Gjennomsnittlig initial produksjonsrate for brønner ferdigstilt i 2008 & 2009



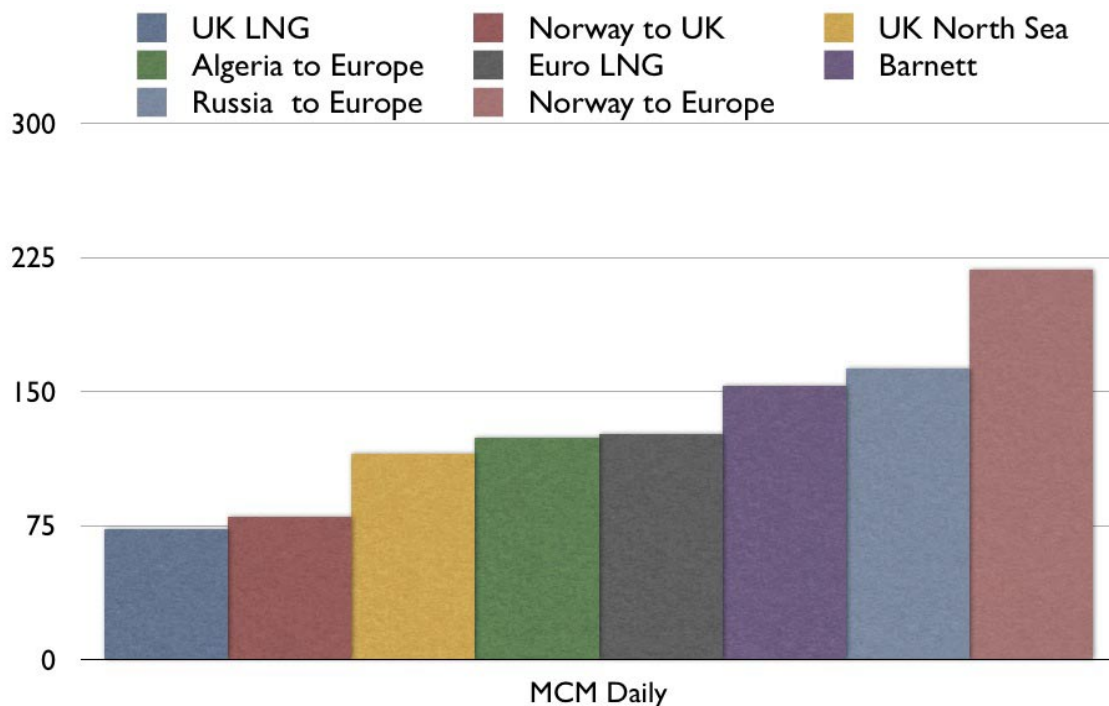
I tilfellet med Haynesville ser en at gjennomsnittlig IP er høy sammenlignet med IP fra Fayetteville. Dette skyldes i hovedsak at Haynesville er en dypere formasjon og har derfor høyere reservoartrykk som bidrar til at en får produsert større mengder gass i startfasen. IP for Haynesville økte med 18 % for brønner ferdigstilt i år 2009 kontra 2008, og lengden på den horisontale delen av brønnen økte fra 670 meter til 1500 meter som igjen fører til en større kontakt med reservoaret og høyere utvinningsgrad.

Data fra analysene fra Haynesville og Fayetteville viser at det er gjort store forbedringer i initial produksjonsrate for horisontale brønner ferdigstilt i 2009 kontra tidligere år. Det er helt essensielt å studere disse feltene i USA for å kunne spekulere i hvordan utviklingen vil være i f.eks Europa. Og utviklingen fra USA viser at teknologien er i konstant forbedring og ingenting tyder på at denne utviklingen plutselig vil stoppe opp. Senere i oppgaven vil Haynesville og Fayetteville brukes som modeller for potensiell europeisk produksjon og brukes videre som grunnlag for en økonomisk analyse med hensyn på netto nåverdi og break-even gasspriser.

Haynesville er for øvrig per mars 2011 verdens største produserende skifergassfelt. Tall fra EIA viser at det produseres 154 millioner sm^3 daglig fra Haynesville. Barnett var lenge det største skifergassfeltet, og det tok 10 år å nå en produksjon på 140 millioner sm^3 daglig, mens å nå samme produksjon i Haynesville kun tok 3 år. Dette er enda et eksempel på at teknologien går framover⁷⁹. For å sette disse tallene i perspektiv kan en se figur 17 som sammenligner noen sentrale produksjons- og importtall.

⁷⁹ "Haynesville Shale moves into top shale gas spot", <http://www.chron.com/disp/story.mpl/ap/tx/7478678.html>

Figur 17: Produksjon fra Barnett sammenlignet med mengder naturgass som importeres i Europa⁸⁰



9. Europa; utfordringer, muligheter og potensielle løsninger

I denne delen av oppgaven vil en gå nærmere inn på hvilke utfordringer en står ovenfor, og hvilke barrierer som må brytes for at det kan bli kommersiell utvinning av ukonvensjonell gass i Europa. Det vil i hovedsak fokuseres på skifergass, siden det er skifergass som har vært mest sentralt i USA. En vil også gå inn på tett gass i økonomidelen, siden oppstrømselskapet Aurelian Oil & Gas har suksess med utvinning av gass fra en tett sandformasjon i Polen.

Det vil være naturlig å sammenligne situasjonen i Europa opp mot hva som har gjort skifergass til en suksess i USA, og suksesskriteriene var følgende:

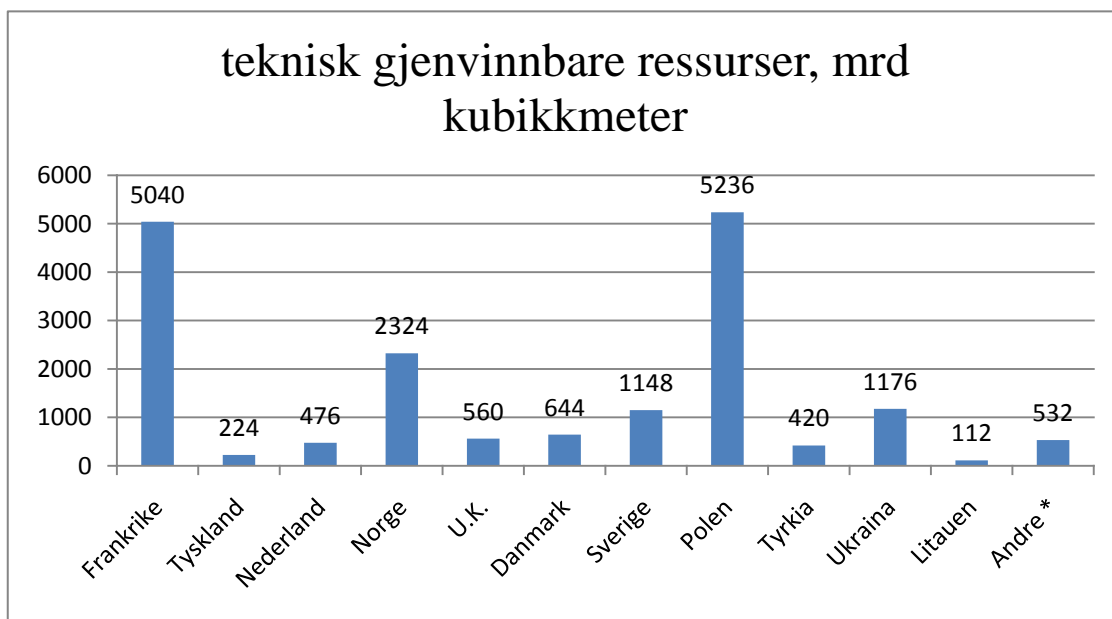
1. Reduserte kostnader og økt lønnsomhet for gassutvinning
2. Gunstig skattepolitikk, med noen sentrale skattefradrag
3. Hurtig teknologiutvikling og geologisk kunnskap om skiferformasjoner

⁸⁰ "How big an impact could shale have on Europe?", Nick Grealy, <http://www.nohotair.co.uk>

4. Grunneiers incentiver for å gi tilgang til landområder
5. En dynamisk og konkurransepreget leverandørindustri

Suksessfaktorene henger nøye sammen, og er helt sentrale å forstå dersom en skal lykkes i å få suksessfull kommersiell produksjon av ukonvensjonell gass i Europa. De nyeste estimatene for skifergassressurser i Europa er utført av ARI på vegne av det amerikanske energidepartementet (DoE), og disse estimatene baserer seg på 12 bassenger som består av 15 skifergassformasjoner, fordelt på 11(14) land.

Figur 18: oversikt over skifergassressurser i Europa (andre er summen av Romania, Ungarn og Bulgaria), mrd sm³



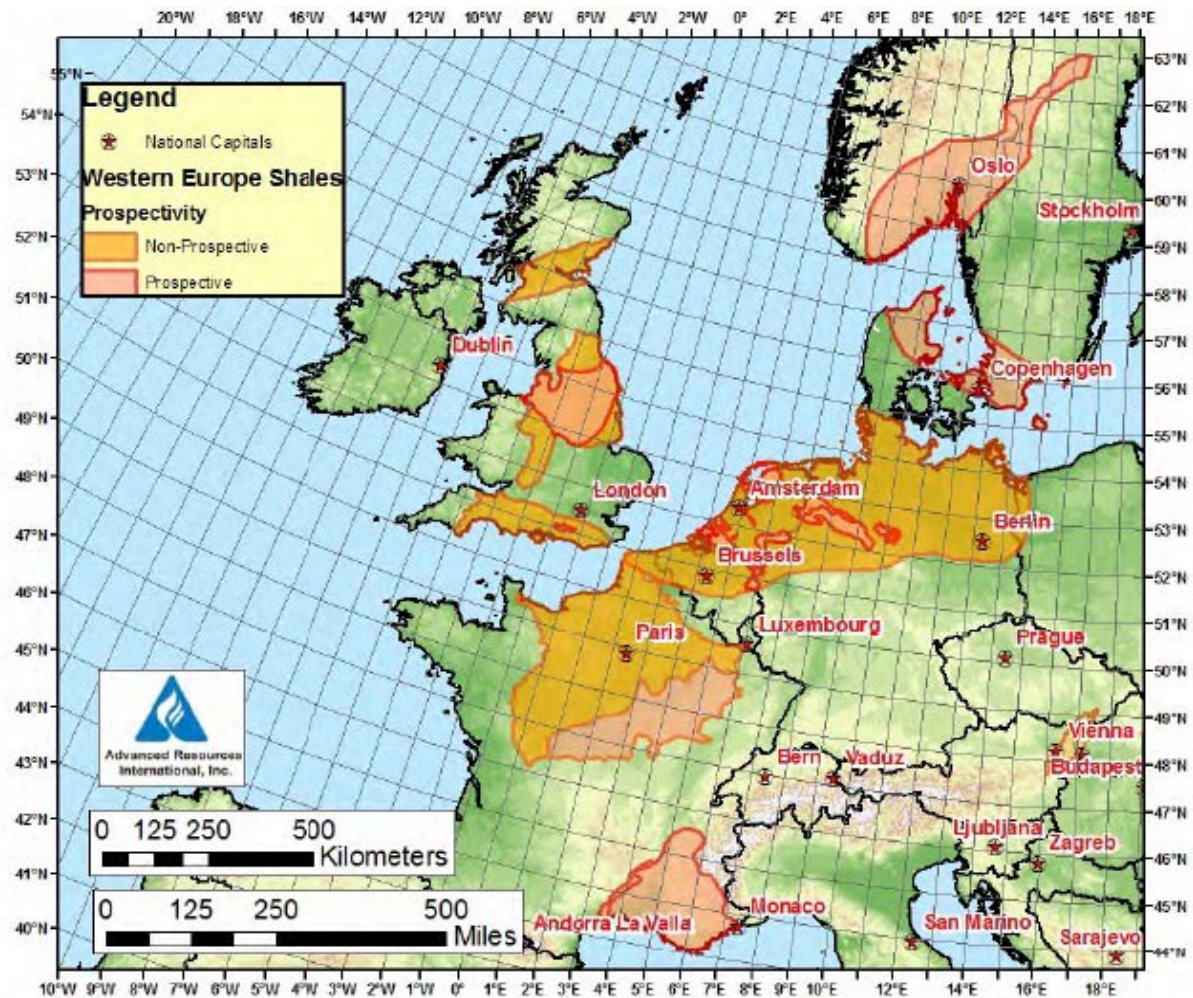
Kilde: ARI 2011 ⁸¹

Disse estimatene er foreløpig de mest spesifikke det er mulig å oppdrive, og er relativt høye sammenlignet med tidligere studier (f.eks Rogner 1997). Som nevnt i kapittel 5 er ingen av disse estimatene basert på faktiske geologiske kjerneprøver fra de ulike formasjonene, men kun basert på teoretiske analyser med høy usikkerhet. Geografisk store land som Portugal, Spania og Italia er utelatt fra denne studien på grunn av manglende geologiske data. Russland besitter antageligvis store ukonvensjonelle ressurser, men disse vil det ikke være aktuelt å utvinne på lenge siden Russland har enorme mengder konvensjonelle ressurser. Norge skiller seg også ut, med teknisk gjenvinnbare ressurser på 2324 mrd sm³, og dersom dette stemme vil

⁸¹ World Shale Gas Resources, U.S. Department of Energy, April 2011, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

det doble Norges gassreserver, som pr 2009 var på 2212 mrd sm^3 ⁸². Totale estimater for de 15 studerte skifergassformasjonene kommer på 17 892 mrd sm^3 teknisk gjenvinnbare ressurser, og figur 19 og 20 gir en oversikt over bassengene, fordelt på Vest- og Øst-Europa.

Figur 19: Oversikt over bassenger i Vest-Europa



Kilde: World Shale Gas Resources, U.S. Department of Energy, April 2011

Det er verdt å merke seg formasjonene som strekker seg over Norge og Sverige. Disse formasjonene består av alunskifer (svartskifer)⁸³, og det røde området ligger innenfor gassvinduet. ARI estimerer at dette området inneholder 4116 mrd sm^3 teknisk gjenvinnbare gassressurser⁸⁴, men disse tallene virker å være svært oppblåste. Oppstrømsselskapet Shell

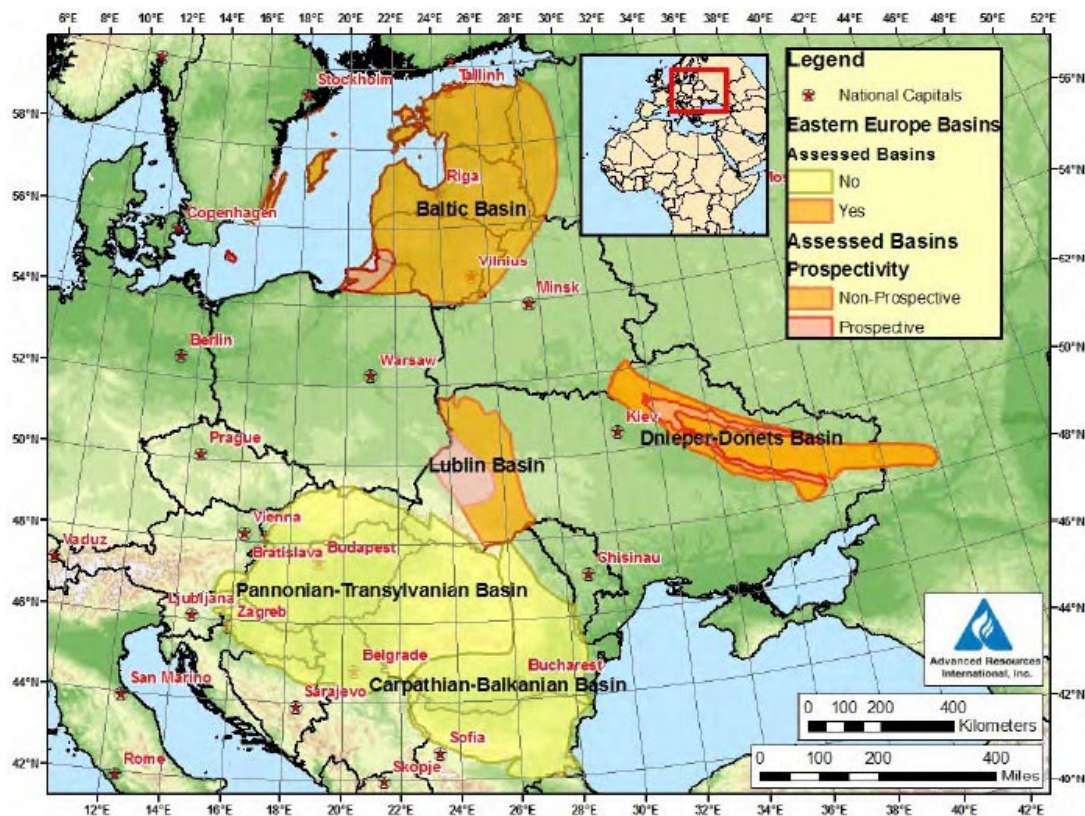
⁸² U.S. Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/countries/country-data.cfm?fips=NO>

⁸³ Alunskifer er en sedimentær bergart som ble dannet fra marine avsetninger av leire under oksygenfrie forhold for 500 – 600 millioner år siden.

⁸⁴ World Shale Gas Resources, U.S. Department of Energy, April 2011, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

har vært det mest aktive innen å utforske ressurspotensialet til alunskiferen, hvor de har boret tre brønner i Skåne regionen i Sverige. Kjerneprøver fra disse brønnene har vist at formasjonen inneholder svært begrensede mengder naturgass. Og på bakgrunn av dette resultatet har Shell besluttet å trekke seg ut av alunskiferen og ikke fornye sine lisenser som går ut i mai 2011⁸⁵. Det er grunn til å tro at alunskiferen er utbrent på grunn av vulkansk aktivitet i geologisk tid⁸⁶, slik at gassen er borte, noe som kjerneprøvene fra Skåne bidrar til å støtte opp om. Det betyr også at Norge ikke besitter betydelige mengder skifergass, slik som ARI hevder.

Figur 20: Oversikt over bassenger i Øst-Europa



Kilde: World Shale Gas Resources, U.S. Department of Energy, April 2011

I Øst-Europa er aktiviteten foreløpig størst i Lublin og Baltic bassenget, hvor en rekke internasjonale selskaper, samt Polens statlige oljeselskap (PGNiG) evaluerer potensialet for

⁸⁵ <http://www.shell.se/home/content/swe/naturgas/>

⁸⁶ Kommunikasjon med Statoil

utvinning av skifergass. I august 2010 utførte Halliburton sprekkeoperasjoner (hydraulisk frakturering) for en brønn i dette området, men verken testresultater eller produksjonstall er offentliggjort per dags dato⁸⁷.

Det er ganske tydelig at ukonvensjonell gass i Europa er helt i startfasen, og det er foreløpig ikke offentliggjort noen resultater for oppstrømsaktiviteter tilknyttet skifergass. Det foreligger noen få resultater fra prøveboring i tette gassreservoar, noe en vil komme inn på senere i den økonomiske analysen.

9.1 Oversikt over forbruk og etterspørsel etter naturgass i Europa

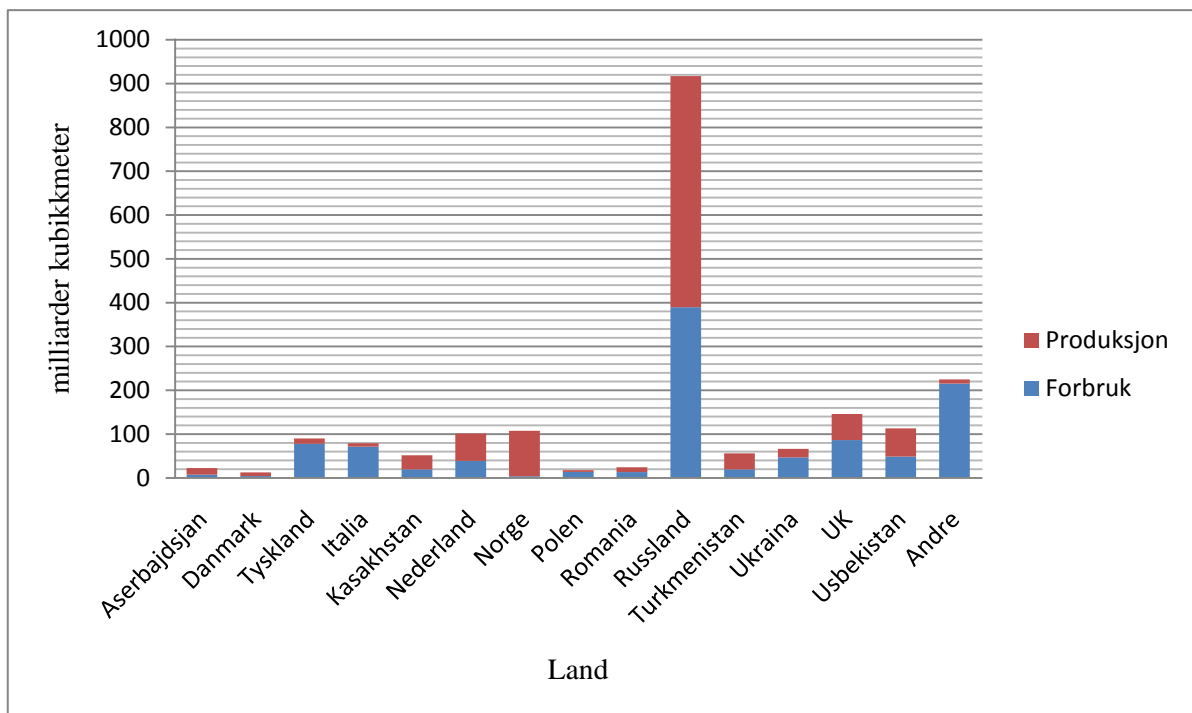
Europa inkluderer her grenselandene mellom Europa og Asia som er Russland, Kasakhstan, Usbekistan og Turkmenistan.

I 2009 ble det til sammen produsert 973 mrd sm^3 naturgass, mens forbruket lå på 1058 mrd sm^3 ⁸⁸. Det er verdt å merke seg at Russland står for halvparten av denne produksjonen, mens de andre grenselandene også er storprodusenter. Europa er verdens største forbruker av naturgass, og spesielt EU er en massiv importør.

⁸⁷ World Shale Gas Resources, U.S. Department of Energy, April 2011, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

⁸⁸ "BP Statistical Review of World Energy", juni 2010, http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf

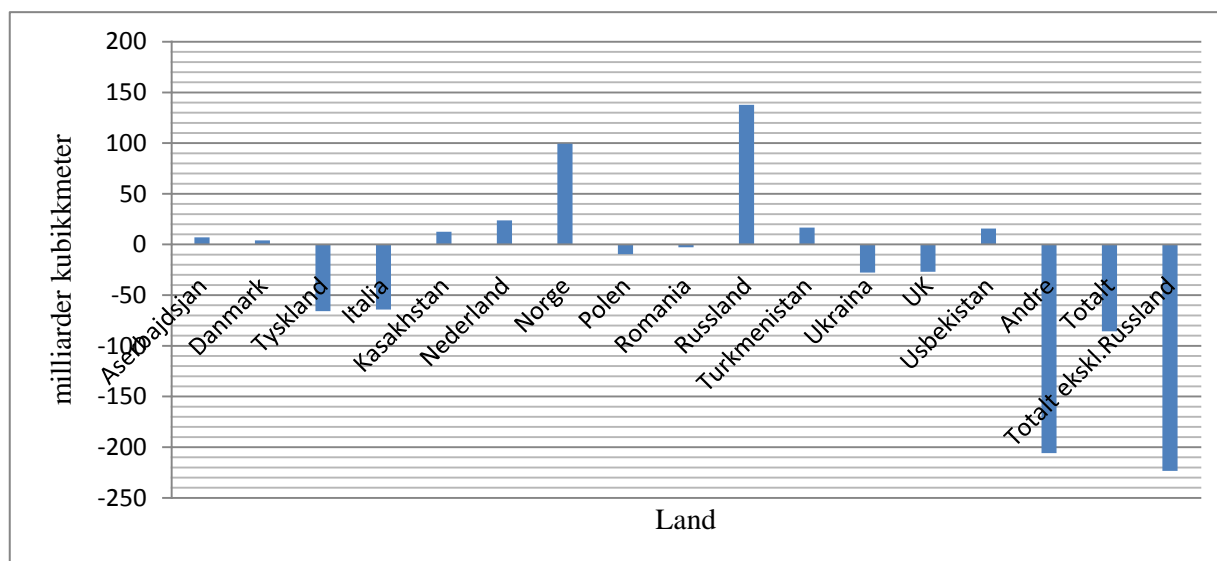
Figur 21: Produksjon og forbruk av naturgass i Europa, 2009



Kilde: BP Statistical Review of World Energy, 2010

I figur 21 har en kun tatt med land som har både produksjon og forbruk, men det er også flere land som kun importerer naturgass. Som en ser er Russland i en egen klasse både for produksjon og forbruk, og det er Russland sammen med Norge som er hovedeksportører av naturgass til EU. Figur 22 gir en god oversikt over Europas situasjon med hensyn på importbehov, og hvor avhengig flere europeiske land er av russisk gass. Dersom en inkluderer Russland i et europeisk perspektiv er importbehovet på ca 85 mrd sm³, sammenlignet med ca 225 mrd sm³ dersom Russland ekskluderes. Andre land inkluderer her sentrale land som Spania og Frankrike, som per dags dato har neglisjerbar gassproduksjon, men stort forbruk på henholdsvis 35 mrd sm³ og 43 mrd sm³, som blir importert.

Figur 22: Differanse mellom produksjon og forbruk i 2009, mrd sm³



Studier utført av BP⁸⁹ konkluderer med at naturgassandelen i Europas fossile energimiks vil øke fra 42 % i 2010, til 65 % i 2030. En av grunnene til dette er fordi europeiske land ønsker å bytte ut den forurensende kullkraften med naturgass, som er mildere for miljøet. EU gir også incentiver for å gradvis kutte ned på kullkraft gjennom deres energi- og klimapakke, som blant annet sier at utslipp av drivhusgasser skal kuttes med 20 % innen 2020⁹⁰. Et annet sentralt punkt er at europeiske land, spesielt i Øst-Europa, ønsker å bli mindre avhengig av å importere russisk gass. Det er flere usikkerhetsmomenter tilknyttet russisk gass, hvor spesielt Ukraina har havnet i konflikt med den russiske gassgiganten Gazprom. Dette toppet seg i januar 2006 når Russland bestemte seg for å kutte av all gasstransport som går i rørledninger via Ukraina og videre inn i Europa, noe som tilsvarer ca 80 % av all gass Russland eksporterer til Europa. Konflikten dreide seg om gasspriser og transportkostnader, og heldigvis ble partene enige om å gjenstarte gasseksporten etter noen få dager⁹¹. Dette er et godt eksempel på hva som kan gå galt når gass skal transporteres via flere land for å nå importører, og dette gir de aktuelle landene sterke incentiver for å bli mindre avhengige av russisk gass. I dag importerer EU ca 40 % av gassen fra Russland, men tilgang på skifergass

⁸⁹ "BP Energy Outlook 2030", http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistica_l_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/2030_energy_outlook_booklet.pdf

⁹⁰ <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/7765094.stm>

⁹¹ "Russia – Ukraine Gas Disputes", http://en.wikipedia.org/wiki/Russia-Ukraine_gas_disputes

kan fort endre dette. Og hvis en går ut fra EIA's estimater er absolutt ressurspotensialet til stede i Europa.

9.2 Europas geografiske struktur med hensyn på tilgjengelige landområder

Det er flere faktorer som spiller inn når en vil tilegne seg landområder for å drive oppstrømsaktivitet. For det første må det være geografisk tilgjengelige områder hvor det er mulig å skaffe seg lisenser. Det må være teknisk mulig å drive leteaktivitet samt bygge ut nødvendig infrastruktur, hvor transportnett er helt sentralt. Det er også slik at en som regel ikke vil få tilgang til 100 % av den landjorden en er tilkjent gjennom konsesjonsrunder, av både fysisk og regulerende grunner. Den siste utfordringen er å overbevise lokale myndigheter og innbyggere om at utvikling av ukonvensjonelle ressurser er rette veien å gå, hvor lokale landeiere har mye svakere incentiver for å tillate slik utvikling i Europa kontra USA. Dette er temaer en vil gå mer detaljert inn på under.

9.2.1 Teknisk tilgjengelige områder

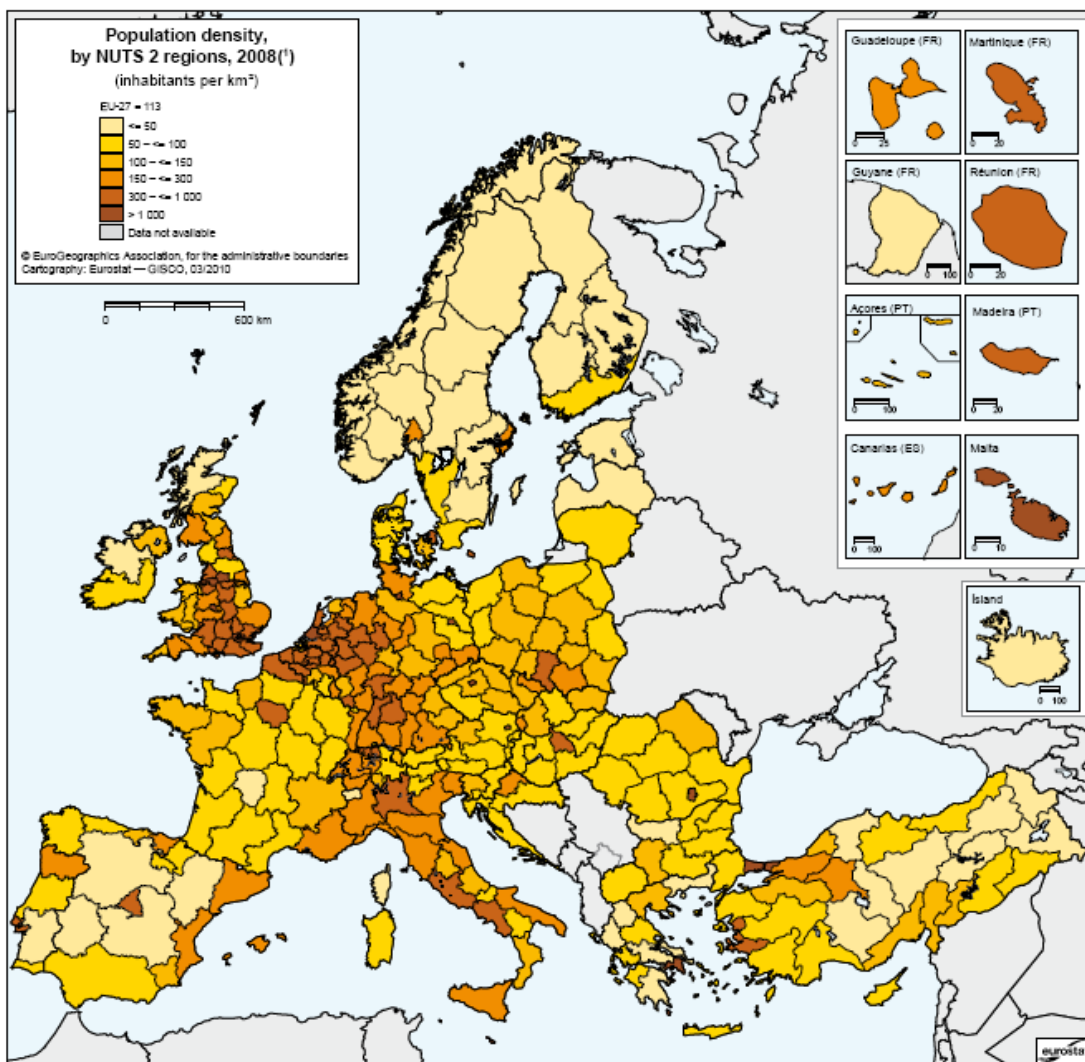
Erfaring fra USA viser at det kreves stor plass for å drive skifergassproduksjon, noe som i hovedsak skyldes at det må bores et stort antall brønner sammenlignet med konvensjonell produksjon. Per mars 2011 var det 1167 produserende brønner i Haynesville feltet i USA, og total produksjon fra feltet ligger på 154 millioner sm^3 daglig, som er i underkant av 60 milliarder sm^3 per år⁹². I flere amerikanske stater kreves det en avstand på 0,32 km^2 mellom brønner, noe som gjør at i tilfellet med Haynesville vil det kreves et overflateareal på minst 377 km^2 for å ha 1167 produserende brønner. Men i realiteten benyttes et mye større overflateareal, men det er vanskelig å finne tilgjengelig data på dette.

I Polen har rundt 20 oppstrømsselskaper sikret seg landområder gjennom leie. Dette gjelder områder i Lublin og Baltic bassenget, hvor det foreløpig dreier seg om henholdsvis 11 000 km^2 og 27 000 km^2 . Slik at i utgangspunktet vil en ikke få store utfordringer med å skaffe nok plass hvis en kun går ut fra et arealmessig synspunkt. Men det er ikke slik at det faktisk er

⁹² http://dnr.louisiana.gov/assets/OC/haynesville_shale/haynesville_wbm_chart_20110331.pdf

mulig å bore over hele området som er gjort tilgjengelig via leie som følge av tekniske utfordringer. Dette gjelder områder med høyt utbygget infrastruktur med mye bygninger og høy befolkningstetthet. USA har relativt lav befolkningstetthet på 32 per km², noe som gir et godt grunnlag for vidstrakt boreaktivitet. I Polen derimot er befolkningstettheten på 122 per km², ca 4 ganger så høy som i USA⁹³. Europa har på generell basis en høyere befolkningstetthet enn USA (Europa ligger på 50 per km²), og figur 23 gir en oversikt over situasjonen.

Figur 23: Befolkningstetthet i Europa, anno 2008



(¹) Population density is based on the total area of the regions, including inland waters; Croatia and Scotland (UKM), the density is based on land surface, excluding inland waters.

Kilde: Eurostat⁹⁴

⁹³ "Countries of the World", Worldatlas, <http://www.worldatlas.com/aatlas/populations/ctypopls.htm>

⁹⁴ http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/dataset?p_product_code=TGS00024

Selv om USA har lav befolkningstetthet, finnes det eksempler på at det også kan fungere bra med skifergassproduksjon i tett bebodde områder. Dette er tilfellet i Barnett feltet Texas, som ligger under byen Forth Worth, hvor befolkningstettheten er på 930 per km². Det er boret over 1000 brønner i dette området, også i tett bebygde strøk⁹⁵.

Siden det foreløpig har vært begrenset oppstrømsaktivitet på europeisk fastland er det heller ikke utarbeidet spesifikke regulatoriske rammeverk som dekker slik virksomhet. Det vil være nødvendig å reformere dagens lovverk for oppstrømsvirksomhet, som også dekker det miljømessige aspektet i forhold til hydraulisk frakturering og håndtering av produksjonsvann. En vil da få en større grad av operasjonell fleksibilitet.

9.2.2 Tilgang på private landområder og aksept fra lokalbefolkningen

I USA har som nevnt landeiere andre rettigheter enn hva som er tilfellet i Europa. I USA har landeiere sterke incentiver for å gi oppstrømselskaper tilgang til landområdene sine:

- Private landeiere eier også rettighetene til ressurser under bakken, og kan derfor bestemme hvordan og når ressursene skal utvinnes
- Landeiere kan få opptil 25 % royalties på selve gassproduksjonen i tillegg til signaturbonuser og leieinntekter.

I Europa er situasjonen helt annerledes da landeiere kun eier det som er på overflaten. Eventuelle ressurser under jorden tilhører staten, og private landeiere vil derfor i utgangspunktet stille seg mer kritiske til å drive oppstrømsaktivitet på deres eiendom. Selv om grunneier ikke eier rettighetene til ressursene under jorden er det ikke slik at oppstrømselskaper bare kan ta seg til rette uten å involvere grunneier. For å få tilgang til private landområder må selskaper forhandle seg frem til en leiesum for å bruke landområdet, og disse pengene har grunneier rett på, mens statlige foretak vil få eventuelle royalties på produksjon. For å gi oppstrømselskaper tilgang til privat jord kan myndigheter i verste fall utføre ekspropriasjon, som i prinsippet betyr at myndighetene fjerner eiendomsretten til eieren. Men i et demokratisk samfunn ville ikke ekspropriasjon blitt godtatt i tilfeller hvor målet er profitt fra naturgassproduksjon. Det er viktig å ha fokus på å spille på lag med lokale grunneiere, og forklare de positive sidene med gassproduksjon.

⁹⁵ "Forth Worth, Texas", http://en.wikipedia.org/wiki/Fort_Worth,_Texas

Det er flere faktorer som spiller inn når en skal forhandle med grunneiere. Om prosessen blir smertefri vil avhenge av hvor mange grunneiere det er nødvendig å forhandle med, støtte/motstand fra lokale myndigheter og lokale økonomiske, sosiale og miljømessige forutsetninger i det aktuelle området. Dette er nøkkelelementer for å få lokal aksept til å drive gassoperasjoner. Oppstrømsselskaper bør prøve å skape en modell som gir grunneiere incentiver til å gi tilgang til landområdene, dette kan f.eks være å gi noe av overskuddet tilbake til lokalsamfunnet. Det vil naturlig nok bli vanskeligere å overtale lokalbefolkninger i området hvor en allerede har høy levestandard og velstand, hvor en eventuell økonomisk gevinst ikke vil veie opp for plassen oppstrømsselskapene vil oppta.

9.2.3 Tilgang på vann

Ifølge Chesapeake Energy⁹⁶ kreves det mellom 250 sm³ – 2300 sm³ vann å bore en typisk skifergassbrønn. Sprekkeoperasjoner for en slik brønn krever gjennomsnittlig 17 000 sm³, slik at det totale vannforbruket ligger på rundt 19 000 sm³. I tilfellet med Haynesville, som har 1167 produserende brønner, har disse krevd vannressurser på ca 22 millioner sm³. Tall fra 2005 viser at Polen har 63 100 millioner sm³ fornybare vannressurser årlig, noe som tilsvarer ca 1650 sm³ per innbygger, et relativt lavt tall. For å sette det i perspektiv har en i USA fornybare vannressurser på 9940 sm³ per innbygger⁹⁷. Tilgang til vann kan derfor bli en utfordring i Polen. Det har vært hevdet at skiferformasjoner i Europa ligger er dypere enn i USA, noe som ville påvirket hvor store vannmengder som trengs. Men nye geologiske studier viser at dybden på skiferformasjoner i Europa varierer i like stor grad som i USA⁹⁸.

Sammenlignet med andre energikilder er det ikke slik at vannforbruket tilknyttet skifergassutvinning skiller seg negativt ut. En typisk skifergassbrønn i USA produserer mellom 56 og 180 millioner sm³ naturgass i løpet av levetiden, og mengden vann som brukes for å produsere gassen tilsvarer 3 - 6,5 liter for hver million BTU. For å sette dette i perspektiv; det er mindre enn 20 % av den vannmengden som trengs for å produsere en million BTU med kull som er klar for å brennes i et kraftverk, eller mindre enn 0,1 % av

⁹⁶ http://www.chk.com/Media/CorpMediaKits/Water_Use_Fact_Sheet.pdf

⁹⁷ Fornybare vannressurser for Polen og USA er hentet fra:
<http://www.worldwater.org/data20082009/Table1.pdf>

⁹⁸ Formasjonsdybder går en inn på senere i oppgaven under den økonomiske analysen for å sammenligne.

vannmengden som trengs for å produsere den samme energien av etanol som brukes som drivstoff. Vannmengder konsumert av en potensiell skifergassindustri vil generelt representere en liten prosent av de totale vannressursene som finnes i området rundt gassfeltet. Det vil derfor ikke være problemer med å skaffe nok vann, men en vil få konkurranse fra andre bransjer som bruker mye vann, blant annet landbruk.

Teknologien tilknyttet gjenbruk av produsert vann er i stadig utvikling. Altela Inc har laget et avsaltingssystem som kan behandle 15 m³ produsert vann daglig⁹⁹. Etter behandling er vannet av slik kvalitet at det kan bli gjenbrukt, noe som igjen reduserer behovet for ferskvann ved brønnområdet. Dette vil også redusere avfallskostnader, da en ikke vil ha behov for å transportere bort like store vannmengder. I dag blir opptil 70 % av vannet som brukes til sprekkeoperasjoner gjenbrukt, noe som reduserer behovet for like store mengder vann som tidligere. Som følge av teknologiske fremskritt er det også nå mulig å bruke brakkvann i områder hvor grunnvann ikke er tilgjengelig¹⁰⁰. Slike teknologiutviklinger er nødvendige for at bransjen skal vokse videre, spesielt viktig er det sett i et europeisk perspektiv, hvor kostnader tilknyttet skifergass i utgangspunktet kan være høyere enn i USA.

9.3 Status for leverandørindustrien i Europa

Leverandørindustrien er en nøkkelfaktor for å lykkes med utviklingen av ukonvensjonelle gassfelt. Leverandørindustrien bistår med utstyr, personell og styring av distribusjonsnettverket. De bidrar også med informasjon rundt den operasjonelle biten som kreves for å oppnå tillatelse til å utføre boreoperasjoner. I tilfellet med Polen kan denne delen by på utfordringer, siden det i Polen ikke noe juridisk skille mellom en operatør og en kontraktør. Dette betyr at selskaper blir tvunget til å utføre oppstrømsaktiviteter gjennom en kontraktør, istedenfor å bygge deres egen oppstrømsorganisasjon. I tillegg må sjefen for operasjonene bli sertifisert av polske styresmakter for gruedrift, som i praksis betyr at denne personen må kunne polsk. Operatører må derfor tillate at polske leverandørselskaper som er eid av PGNiG leder oppstrømsaktiviteter i Polen. Denne typen organisasjon er kompleks og langt fra kostnadseffektiv, på grunn av ineffektivitet og mangelen på kompetanse innen ukonvensjonell gass innad i landet.

⁹⁹ Vannbehandling: http://www.altelainc.com/images/uploads/Brochure_Altela_Tri-fold.pdf

¹⁰⁰ BNK Petroleum, (2010), "Shale Myths – Shale Gas in Europe", <http://www.bnkpetroleum.com>

Det er vanskelig å spå hvilken retning leverandørindustrien vil ta i Europa, og om den vil være i stand til å svare på etterspørselen etter borerigger og personell. Per mars 2010 var det totalt 84 borerigger i aktivitet i Europa, hvor 41 av disse er landbaserte, mens det per mars 2011 var totalt 118 borerigger i aktivitet, hvor 70 er landbaserte. Dette viser at antallet borerigger øker, og utviklingen er spesielt positiv i Polen, Tyskland og Tyrkia¹⁰¹. Disse tallene blekner sammenlignet med hva som trengs for å oppnå samme produksjon som i Haynesville, som er USAs største gassfelt. Den daglige produksjonen fra Haynesville tilsvarer rundt 60 mrd sm³ årlig, og det kreves rundt 180 borerigger for å opprettholde en slik produksjon, gitt at en borerigg kan bore 10 brønner årlig. En svakhet med Baker Hughes sin optelling er at den ikke skiller mellom hvilke borerigger som har kapasitet til å bore horisontalt, slik at av de 70 boreriggene i Europa er det kanskje bare en liten andel som er kraftige nok til å bore horisontalt. Konsulentselskapet WoodMackenzie har laget ulike scenario for Europas utvikling innen ukonvensjonell gass. De konkluderer med at for å produsere 60 mrd sm³ totalt i Europa i år 2030 vil det kreves 170 aktive borerigger som borer rundt 2000 brønner i året¹⁰². Antall borerigger fra WoodMackenzie's estimat stemmer godt overens med antallet borerigger tilknyttet Haynesville i USA, som produserer tilsvarende mengder naturgass.

Leverandørindustrien i Europa er liten sammenlignet med USA. Leverandørindustrien i USA var kjapt ute når etterspørselen etter bore- og fraktureringstjenester økte, mye takket den intense konkurransen innad i bransjen. I Europa er situasjonen annerledes, og markedet er dominert av fire internasjonale leverandørselskaper; Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes og Weatherford. På grunn av lav konkurranse er viljen til å investere store summer i nye borerigger relativt lav, da store selskaper generelt ikke ønsker å ta like mye risiko som mindre selskaper som vil opp og frem. Men dette kan fort endre seg dersom operatører begynner å etterspør borerigger til fastlandsoperasjoner i Europa, men arbeidet kan gjerne bli utsatt som følge av at leverandørselskapene ikke har forberedt seg på en slik situasjon.

Et annet sentralt punkt er at personellet som skal anvende borerigger og annet utstyr må sitte på den nødvendige kompetansen. Sprekkeoperasjoner sammen med horisontal boring er ikke utbredt i Europa, noe som betyr at personellet må tilegne seg ny kunnskap gjennom en læringsprosess. Men dette må ikke nødvendigvis by på store problemer, først og fremst fordi

¹⁰¹ Baker Hughes International Rotary Rig Count, Mars 2011, http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm

¹⁰² "Unconventional Gas for Europe – A Game Changer or Incremental Supply?", WoodMackenzie, April 2011

flere store internasjonale oppstrømsselskaper har involvert seg og fått lisenser i europeiske skiferfelt. Dette gjelder blant annet Marathon, Exxon, Chevron og ConocoPhillips. Alle disse selskapene er involvert i skifergassproduksjon i USA, og kan dermed overføre den erfaringen og ekspertisen de har tilegnet seg i USA til Europa. Det er estimert at det vil ta mellom 9 – 12 måneder å bygge borerigger skreddersydd for bruk i Europa etter at personellet har tilegnet seg den nødvendige kunnskapen¹⁰³. **Kostnader knyttet til oppstrømsaktivitet i Europa kontra USA vil en gå nærmere inn på i den økonomiske delen av oppgaven.**

9.4 Potensielle drivkrefter som kan favorisere ukonvensjonell gass i Europa

Tidligere i oppgaven er det forklart hvor avgjørende det regulatoriske rammeverket har vært for utviklingen av konvensjonelle ressurser i USA, med blant annet skattelette kalt ”Section 29”. Europas overordnede juridiske rammeverk kan delvis sammenlignes med USA for land som er en del av EU. EU vil da tilsvare de føderale myndighetene i USA, mens nasjonale lover i EU land kan tilsvare stater i USA. Men forskjellen er at EU har begrenset makt, og foreløpig ikke en integrert energipolitikk. Men EU jobber for liberalisering og integrering av energimarkedet for å forbedre leveringssikkerheten og ha bedre oversikt over utslipp av klimagasser.

EU har ikke direkte makt over medlemslandenes energimiks eller skattepolitikk for naturgassproduksjon, men de har indirekte makt gjennom klima- og energipakken fra 2008 med tilhørende 20-20-20 mål¹⁰⁴;

1. Redusere utslipp av drivhusgasser med 20 %
2. Øke energieffektiviteten i EU med 20 %
3. 20 % av det totale energiforbruket i EU skal komme fra fornybare kilder

En har som mål å nå disse kravene innen år 2020, og dette kan få positive konsekvenser for å utvikle ukonvensjonell gass. Det skyldes at naturgass er det reneste av de fossile brennstoffene vi har i forhold til utslipp av drivhusgasser¹⁰⁵. Dette kan gi EU land incentiver

¹⁰³ BNK Petroleum, (2010), ”Shale Myths – Shale Gas in Europe”, <http://www.bnkpetroleum.com>

¹⁰⁴ ”Energy and climate change – Elements of the final compromise”, desember 2008, http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/104672.pdf

¹⁰⁵ <http://www.naturalgas.org/environment/naturalgas.asp>

til å bytte ut forurensende kullkraft med mindre forurensende gasskraft. Et nymoderne gasskraftverk slipper ut mellom 50 – 70 % mindre CO₂ enn et kullkraftverk¹⁰⁶.

Politisk støtte vil være helt avgjørende for å lykkes med utvikling av ukonvensjonell gass i Europa. Det må være politisk vilje til å legge til rette for industrien, og dette kan best gjøres gjennom detaljerte regulatoriske rammeverk som spesifiserer hvordan oppstrømselskaper skal kunne operere i landene. I Polen er situasjonen foreløpig fordelaktig for industrien med hensyn til at skatte- og avgiftsnivået er på et lavt nivå sammenlignet med USA. Polen har kun 1 % royalties på produksjon¹⁰⁷, noe som gir oppstrømselskaper incentiver til å drive letevirksomhet i landet. Polen har lang tradisjon i å utvinne både olje, gass og kull, men det dreier seg om begrensede volumer. Avgiftsnivået holdes trolig lavt for å holde leteaktiviteten oppe og for at industrien ikke tåler høyere skatter og avgifter. Dette kan fort endre seg dersom en får høy aktivitet, noe som kan få de statlige myndighetene til å endre lovverket til sin fordel (høyere avgifter og royalties).

Det vil by på mindre grad av politisk uvilje å drive oppstrømsaktivitet i Øst-Europa kontra Vest-Europa. Dette skyldes at Øst-Europa er svært avhengig av å importere russisk gass, noe som har bydd på problemer tidligere (Ukraina – Russland gasskonflikt). En har også lavere befolkningstetthet i Øst- kontra Vest-Europa, og vil derfor møte på færre konflikter med lokalbefolkninger, som på generell basis har lavere velstand i øst. Det kan bidra til at lokalbefolkningen ønsker oppstrømsaktivitet velkomment så lenge de får ta del av overskuddet.

Økende bekymringer ovenfor kjernekraft som energikilde som følge av nylige hendelser i Japan¹⁰⁸, kan føre til økt fokus mot sikrere energikilder med lav risiko for uforutsette hendelser. Per 2009 består EUs energimiks av ca 12 % kjernekraft, og dersom en finner store mengder skifergass kan noe av kjernekraften byttes ut. En ser allerede at hendelsene i Japan har fått følger for kjernekraft i Europa, hvor blant annet Tyskland har stengt av noen av sine kjernekraftverk for å vurdere sikkerheten¹⁰⁹. I slutten av mai 2011 kunngjorde den tyske regjeringen at alle atomkraftverk i landet skal stenges innen 2022¹¹⁰. Dette vedtaket kan bidra

¹⁰⁶ Global Greenhouse Warning, <http://www.global-greenhouse-warming.com/gas-vs-coal.html>

¹⁰⁷ "Poland Tight Gas Project", Aurelian Oil & Gas PLC

¹⁰⁸ "Fukushima I nuclear accidents", http://en.wikipedia.org/wiki/Fukushima_I_nuclear_accidents

¹⁰⁹ "EnBW Lifts Cost-Cut Goal After German Nuclear Plant Suspension", <http://www.foxbusiness.com/industries/2011/04/19/enbw-lifts-cost-cut-goal-german-nuclear-plant-suspension/>

¹¹⁰ "Tyskland stinger atomkraftverkene innen 2022", <http://www.nrk.no/nyheter/verden/1.7652871>

til å presse gjennom utvinning av ukonvensjonell gass i Europa, siden Tyskland må erstatte ca 25 % av sin energiproduksjon som i dag kommer fra kjernekraft.

Som følge av interne politiske uenigheter om transportkostnader og gasspriser, spesielt den nevnte konflikten mellom Russland og Ukraina, er det satt i gang flere store prosjekter for gasstransport. Prosjektet Nord Stream blir ferdigstilt innen 2012 og består av to rørledninger som skal transportere gass mellom Russland og Tyskland. Nord Stream er estimert til å koste €15 milliarder, og Ukraina vil tape €500 millioner årlig som følge av at rørledningen vil gå direkte til Tyskland¹¹¹. Et annet lignende prosjekt som er i planleggingsfasen er utbyggingen av Nabucco, som vil bli en gassrørledning mellom Tyrkia og Østerrike, hvor land som Irak, Aserbajdsjan, Turkmenistan og Egypt vil bli hovedleverandører av gass¹¹². Etter at Nabucco ble annonsert svarte Russland med å legge fram planer om en ny rørledning, South Stream, som i tilfelle vil bli en direkte konkurrent til Nabucco og en tredje annonsert rørledning kalt TAP (Trans Adriatic Pipeline). Disse rørledningene vil ikke automatisk konkurrere mot potensiell skifergassproduksjon, siden de i hovedsak ikke konstrueres for å øke gasseksporten til Europa, men heller for å unngå å transportere gass via Ukraina. Som følge av den nevnte kunngjøringen fra Tyskland om å fjerne kjernekraft, vil trolig etterspørselen etter naturgass holdes på et stabilt høyt nivå i Europa de neste tiårene.

Sammen med kostnadsnivå er det politisk vilje som er den viktigste og største utfordringen for å lykkes med ukonvensjonell gassutvikling. Dersom en kan overtale politikere til å ønske utvinning av ukonvensjonelle gassressurser vil det være enklere å overbevise lokalbefolkningen.

9.5 Økonomisk analyse

I denne delen vil en gjennomføre en økonomisk analyse for skifergass og tett gass i Polen. Polen velges fordi en har mest tilgjengelig data over Polens bassenger, samt det er Polen som har kommet lengst i utviklingen av ukonvensjonell gass i Europa. Det foreligger noen kostnadsestimater for horisontale brønner i skiferformasjoner, og produksjonsestimater fra en brønn boret i tett gassformasjon. Informasjon fra brønner i Haynesville og Fayetteville i USA

¹¹¹ "Nord Stream", http://en.wikipedia.org/wiki/Nord_Stream

¹¹² http://en.wikipedia.org/wiki/Nabucco_pipeline

brukes som startscenario for potensielle brønner i Lublin og Baltic bassengene i Polen, siden det foreløpig ikke er tilgjengelige data på estimerte totale utvinningsrater og initiale produksjonsrater fra Polen.

For brønnøkonomi skiller en mellom *lete- og utviklingskostnader* og *driftskostnader*. Førstnevnte er kapitalkostnader assosiert med å finne og utvikle gassreserver, noe som innebærer å anskaffe landområder, utforske områdene, bore og komplettere/ferdigstille brønnen. Driftskostnader er kostnader assosiert med å produsere gassen etter at brønnen er ferdigstilt. Disse inkluderer kostnadene for å samle, prosessere og transportere gassen til et ”markedspunkt”, samt arbeidskraft og vedlikehold.

Det er i hovedsak fire drivkrefter som styre lete- og utviklingskostnader i Europa:

- **Geologisk dybde:** Det har tidligere blitt hevdet at europeiske skifergassfelt ligger 1,5 ganger dypere enn amerikanske, men dette er en myte. Fayetteville produserer fra 1200 m og Haynesville fra 4000 m, mens alunskiferen Shell var involvert i ved Skåne lå på 900 m og Baltic bassenget i Polen ligger på mellom 2500 – 4000 m¹¹³. Derfor vil en ikke nødvendigvis få høyere borekostnader i Europa pga. geologisk dybde.
- **Reglement og bestemmelser (reguleringer):** Henviser her til arbeidsrettigheter og miljø- og sikkerhetsreguleringer. Eksempler som differensierer USA fra Europa er blant annet brønndesign (I Europa kreves bruk av 4 casingprogrammer kontra 1 i USA), høyere lønnskostnader og regulerende arbeidstider som gjør at en trenger et større tilgjengelig mannskap.
- **Leverandørkostnader:** Leverandørindustrien i Europa er drevet av oligopolistisk konkurranse, med et fåtall av spesialiserte selskaper og tilgjengelig ekspertise sammenlignet med USA. Mangelen på slik konkurranse kan bidra til å holde ratene på et høyere nivå, f.eks vil dette gjelde riggrater, hvor det er foreslått at en kan få borerater som er 20 % høyere enn i USA, noe som tilsvarer \$25 000 til \$30 000 per dag¹¹⁴.
- **Kostnader assosiert med bygging av infrastruktur:** Bygging av veier, prosesseringsfasiliteter og rørledninger for å transportere gass.

¹¹³ World Shale Gas Resources, U.S. Department of Energy, April 2011, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

¹¹⁴ Florence Geny

9.5.1 Geologisk sammenligning, USA og Polen

For å kunne utføre en økonomisk analyse er det nødvendig å sammenligne amerikanske skifer-gassfelt opp mot de potensielle formasjonene i Polen. For Haynesville og Fayetteville foreligger det informasjon om produksjonsrater, maksimal gjenvinning, lete- og utviklingskostnader samt driftskostnader. Tiltente brønner i Lublin bassenget og Baltic bassenget sammenlignes mot de amerikanske formasjonene i hovedsak basert på dybde og utstrekning. Sammenligningen vil uansett bli spekulativ, da det finnes flere andre faktorer (blant annet porøsitet og permeabilitet) en burde tatt hensyn til, men på grunn av manglende tilgjengelig data er det ikke mulig i denne omgang.

Tabell 2: Sentrale geologiske kjennetegn og reservoaregenskaper

Land	Felt	Tykkelse (m)	Dybde (m)	Ro (%)	TOC (%)
USA	Fayetteville	6 – 60	305 – 2200	1,5 – 4,0	4,0 – 9,5
Polen	Baltic	120 – 160	1800 – 2300	1,2	4,0
USA	Haynesville	60 – 92	3200 – 4100	0,9 – 2,6	3,0 – 5,0
Polen	Lublin	400 – 1000	1000 – 5000	1,35	1,5

Kilde: ARI/DoE utredning¹¹⁵

Som en ser fra tabell 2 vil Fayetteville brukes som modell for Baltic, mens Haynesville brukes som modell for Lublin. De fire geologiske faktorene som brukes passer godt sammen i sammenligningen, spesielt dybdemessig. Dybde er som nevnt svært sentralt for lete- og utviklingskostnader, da kostnadene øker med brønnlengden. Data fra USA viser at brønnekostnadene i Haynesville kontra Fayetteville er merkbart høyere. Men dype reservoarer kan også ha fordelaktige reservoaregenskaper, blant annet kan reservoartrykket være større slik at en får høyere produksjonsrater.

9.5.2 Kostnader og gasspriser

Før en har boret horisontale brønner i lovende skiferformasjoner er det umulig å vite om et prosjekt vil bli økonomisk eller ikke. Foreløpig har selskapene som er involvert i leteboring i Polen vært forsiktige med å gi ut informasjon om eventuelle funn og kostnader. Men noen resultater er publisert:

¹¹⁵ World Shale Gas Resources, U.S. Department of Energy, April 2011, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

- Aurelian Oil & Gas har boret en horisontal brønn i gassfeltet Siekierki i Polen, en tett sandformasjon som ligger på rundt 4000 meter
 - Brønnen kostet \$19 millioner inkludert flere sprekkeoperasjoner¹¹⁶
- LNG Energy har boret en letebrønn ved Slupsk konsesjonen i Polen, en skiferformasjon på 3500 meter
 - Brønnen kostet \$6,5 millioner ekskludert sprekkeoperasjoner, men målet med brønnen var å få opp kjerneprøve, noe en lykkes med (200 meter lang kjerneprøve som viser skifergass)

Av disse to prosjektene er det mest fornuftig å sammenligne brønnekostnadene for Aurelians brønn opp mot kostnadene for fremtidige brønner i Lublin og Baltic. Dette fordi Aurelians brønn er boret horisontalt og det er utført flere sprekkeoperasjoner. Horisontal boring og sprekkeoperasjoner vil også bli nødvendig i Lublin og Baltic. Hovedforskjellen mellom disse er at Lublin og Baltic er skiferformasjoner, mens Siekierki som nevnt er tett gass, slik at sammenligningen vil uansett bli spekulativ.

Brønnekostnader for tiltenkte brønner i Baltic og Lublin settes til \$20 millioner. Dette estimatet er svært usikkert, og muligens for høyt hvis en sammenligner mot brønnekostnader i USA. Men noe en vet med sikkerhet er at lave gasspriser i USA bidrar til teknologiutvikling, noe som også vil slå ut positivt i Europa. En annen sikker faktor er at gassprisen er dobbelt så høy i Europa kontra USA.

Tabell 3: Oversikt over oppdaterte gasspriser

Land	Dato	Gasspris (\$/MSCF)
USA	27/05/11	4,37
Polen	17/05/11	10,27
Tyskland	27/05/11	9,61

I denne analysen har en valgt å sette gassprisen til \$9/MSCF (tusen standard kubikkfot), og som en ser fra tabellen kunne en brukt høyere priser.

I tabell 4 er en oversikt over lete- og utviklingskostnader (brønnekostnader), driftskostnader og royalties for brønner i de aktuelle feltene.

¹¹⁶ <http://www.aurelianoil.com/media/53479/gastech-amsterdam-230311.pdf>

Tabell 4: Oversikt over kostnader tilknyttet aktuelle felt

Land	Felt	F&D kostnader (mill USD)	Driftskostnader (USD/mcf)	Royalty (%)
USA	Barnett, brønn 2008	3,0	0,7	22
USA	Fayetteville, brønn 2009	2,8	1,1	17
USA	Haynesville, brønn 2009	8,0	2,5	25
Polen	Lublin, brønn 2012	20,0	2,5	1
Polen	Baltic, brønn 2012	20,0	1,1	1
Polen	Siekierki, brønn 2012 ¹¹⁷	19,0	1,4	1

Kilde: Aurelian Oil & Gas, SPE artikkel ¹¹⁸

Siden Lublin er assosiert med Haynesville er driftskostnadene satt til det samme, noe de også er gjort for Fayetteville og Baltic. Driftskostnader for Siekierki er estimert av Aurelian Oil & Gas og relativt lave sammenlignet med mer pessimistiske anslag fra blant annet Schlumberger Business Consulting¹¹⁹. En skal merke seg at Polen har svært lave royalties for oppstrømsaktiviteter sammenlignet med USA.

9.5.3 Estimer for netto nåverdi og breakeven gasspriser

Microsoft Excel er benyttet for å kalkulere nominell kontantstrøm for gassproduksjon over en antatt periode på 20 år. Det er mulig at brønnene kan produsere lønnsomme volumer lengre enn 20 år, men foreløpig er dette uklart. Kontinuerlig teknologiutvikling kan bidra til å øke levetiden til brønner, derfor er det umulig å si med sikkerhet hvor lenge en kan produsere. En har også antatt en diskontosats på 10 %, som er vanlig for olje- og gassproduksjon. Tabell 5 viser utregning av netto nåverdi for en brønn som er påtenkt oppstart i 2012 i Baltic bassenget

¹¹⁷ Siekierki er gass i tett sandstein

¹¹⁸ "Shale Gas Production Decline Trend Comparison over Time and Basins", Av Jason Baihley et.al, SPE 135555, September 2010

¹¹⁹ "Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?" (*side 85*), desember 2010, Florence Geny

i Polen. Dette estimatet baserer seg på en brønn fra Fayetteville i USA ved å benytte samme produksjonsrater og driftskostnader.

Tabell 5: Netto nåverdi analyse for påtenkt brønn i Baltic, Polen

Polen, Baltic	Skatt neglisjeres	år	år	år		år
(Fayetteville profil)	Sum	2012	2013	2014	2031
Gassproduksjon (mcf)	3401000		181200	181200	172500
Gasspris (USD/mcf)		9	9	9	9
Inntekt (USD)	30609000	0	1630800	1630800	1552500
Royalty (USD)	-306090	0	-16308	-16308	-15525
CAPEX (USD)	-20000000	-1000000	-1000000	-1000000	-1000000
OPEX (USD)	-3741100	0	-199320	-199320	-189750
Nominell kontantstrøm	6561810	-1000000	415172	415172	347225
Før skatt						
NNV (10%) USD	2189109					
NNV (10%) USD CAPEX	-8513564					
NNV (0%) USD	6561810					
NNV (0%) USD CAPEX	-20000000					
Diskontosats (%)	10 %					
Royalty rate (%)	1 %					
Driftskostnader(USD/mcf)	1,1					

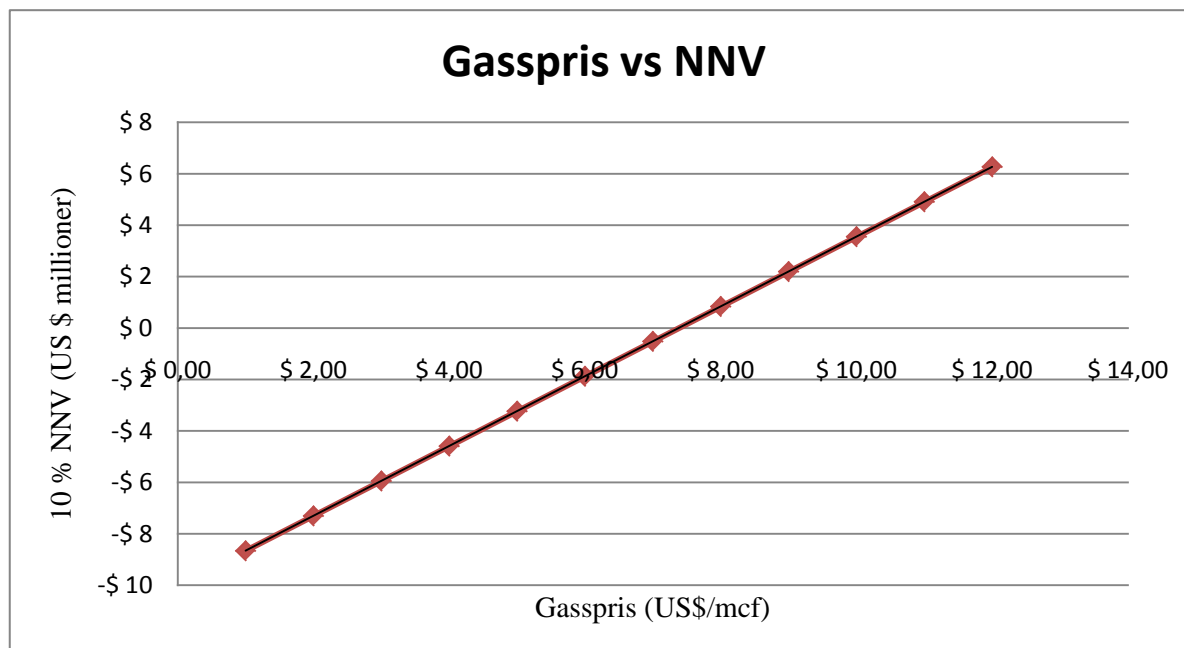
Resultatet fra analysen gir netto nåverdi på ca \$2,2 millioner når en bruker 10 % diskontosats med produksjon over 20 år. Brønnen er med andre ord lønnsom, selv om brønnekostnaden er satt til \$20 millioner. Hovedgrunnen til lønnsomheten er den høye gassprisen en har i Polen og generelt i Europa kontra USA. I tabell 6 har en utført en break-even analyse for gasspriser, for å gi et overblikk over hva gassprisen skal ligge på for at brønnen skal være lønnsom.

Tabell 6: Sammenheng mellom gasspriser og netto nåverdi (break-even analyse)

gasspris (USD/MSCF)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
NNV (10%) mill USD	-8,7	-7,3	-6,0	-4,6	-3,2	-1,9	-0,5	0,8	2,2	3,5	4,9	6,3

Resultatet fra denne analysen vises også i figur C. Netto nåverdi går i null når gassprisen ligger på \$7,6 per tusen kubikkfot (MSCF). Det vil si at dersom denne brønnen hadde blitt boret i USA med samme brønnkostnader hadde den vært et tapsprosjekt siden gassprisen i USA ligger på rundt \$4,3/MCF.

Figur 24: Break-even analyse for netto nåverdi og gasspris i Baltic bassenget, Polen



Identiske analyser er utført for Fayetteville, Haynesville, Barnett, Lublin og Siekierki. Resultatene er oppsummert i tabell 7.

Tabell 7: oppsummering av økonomisk analyse for aktuelle felt

Land	Felt	EUR (mill sm ³)	NNV @ 10 % (mill USD)	gasspris @ NNV=0
USA	Barnett	81,06	1,82	2,2
USA	Fayetteville	95,228	1,85	2,5
USA	Haynesville	170,212	-2,18	5,1
Polen	Lublin	170,212	7,22	6,2
Polen	Baltic	95,228	2,19	7,6
Polen	Siekierki	599,2	59,93	2,4

Kilde: forfatter, EUR fra SPE artikkel, Aurelian

Den økonomiske analysen viser at påtenkte brønner i skiferformasjonene Lublin og Baltic er lønnsomme ut fra de kostnads- og produksjonsantakelser som er gjort. Det samme gjelder for brønnen i den tette sandformasjonen Siekierki, som skiller seg ut med svært høye maksimale gjenvinningsrater som bidrar til å gjøre Siekierki til det mest lønnsomme prosjektet i analysen. Fra analysen er det kun brønner boret i Haynesville i 2009 som ikke er lønnsomme. Det skyldes i hovedsak den relativt høye brønnekostnaden på \$8 millioner. På grunn av teknologiutvikling er det grunn til å anta at disse brønnekostnadene har gått ned i løpet av de to årene som har gått. Haynesville hadde også høyere driftskostnader enn Barnett og Fayetteville i 2009, noe som bidrar til å gjøre brønnene ulønnsomme.

9.5.4 Diskusjon rundt resultater og potensiell videre utvikling

Den økonomiske analysen ga svært positive resultater ut fra de antagelser som er tatt. Analysen viser at det kan bli lønnsomt å produsere både skifergass og tett gass i Polen, og derfor trolig også i andre europeiske land. Dersom resultatene fra leteboring som pågår for fullt i Polen og England gir positive svar, er der flere faktorer det kan være nyttig å ta hensyn til. Det første er hvilken retning gassprisen vil ta. I USA så en at gassprisen sank merkbart når det kom frem at landet har enorme forekomster av skifergass. Men det betyr ikke at det samme vil skje i Europa, da det europeiske gassmarkedet er lagt opp på en annen måte, hvor en som nevnt før har en nærmest monopolistisk situasjon. I USA er gassmarkedet 100 % liberalisert, noe som gjør at gassprisene svinger stort som følge av blant annet spekulasjon fra investorer. Dersom Polen f.eks skal produsere 60 mrd sm^3 gass fra skifer årlig, et tall som er brukt tidligere i oppgaven, vil ikke det ha stor betydning på gassprisen. Det fordi EU har et stort behov for å importere gass, hvor importbehovet i 2009 lå på 225 mrd sm^3 (se kapittel 5). Det europeiske markedet er for stort til at 60 mrd sm^3 skal kunne senke gassprisen. En ser også at gassproduksjonen på norsk sokkel faller, slik at Norge ikke vil være i stand til å eksportere like store volumer gass til nøkkelimportører som f.eks Tyskland.

En annen sentral faktor er at LNG teknologien har hatt en positiv utvikling det siste tiåret. Bedre teknologi gjør det billigere å transportere naturgass via LNG tankskip, noe som igjen gir billigere naturgass for importør. Russiske naturgasspriser ved den tyske grensen falt 30 % i tredje kvarter i 2009 sammenlignet med 2008 som følge av press fra LNG import¹²⁰. USA

¹²⁰ "The "Shale Gas Revolution": Hype and Reality, A Chatham House Report, September 2010

har allerede planlagt flere eksportterminaler for LNG som følge av deres enorme produksjonsvekst¹²¹. Dersom denne eksporten rettes mot Europa kan det føre til lavere naturgasspriser og skape økt usikkerhet rundt om de ukonvensjonelle gassressursene kan konkurrere økonomisk mot LNG.

Politisk sett er det delte meninger rundt i Europa. Polen er positive til gassutvikling og bruk av sprekkeoperasjoner. I Frankrike er sprekkeoperasjoner foreløpig forbudt inntil det har blitt gjennomført grundige utredelser om hvilke risikoer som er forbundet med disse operasjonene. Men dersom det viser seg at utvinning av ukonvensjonell gass faktisk er lønnsomt, noe som er tilfelle i denne oppgaven, er det lite trolig at Frankrike ikke vil utvikle de enorme mengdene skifergass som ARI's estimater viser. Og med tiden vil det vise seg at sprekkeoperasjoner ikke fører til forurensning av drikkevannskilder, slik at det ikke vil være noen logisk grunn til å opprettholde forbudet. England har i motsetning til Frankrike tillatt sprekkeoperasjoner og bruk av tilknyttede fluider.

Utfasing av kjernekraft, EUs 20/20/20 mål samt å bli mindre avhengige av russisk gass vil være helt sentrale drivkrefter for at en skal få politisk vilje til å tillate lettevirksomhet og utvinning av ukonvensjonell gass. Det kan også bli aktuelt å innføre diverse skattetiltak for å gi oppstrømselskaper sterkere incentiver etter å rette fokus mot ukonvensjonell gass i Europa. Dersom teknologiutviklingen fortsetter i samme tempo som tidligere er det grunn til å tro at kostnader for å lete og utvinne ukonvensjonell gass vil reduseres, og Europa med Norge i spissen har tradisjonelt møtt utfordringer tilknyttet olje og gass med innovativ teknologi.

En potensiell politisk utfordring er at land som f.eks Polen ikke har utarbeidet et detaljert juridisk rammeverk for hvordan utvinning av ukonvensjonell gass skal foregå. Dersom det viser seg at Polen sitter på så store ressurser som ARI har estimert, kan polske myndigheter bestemme seg f.eks å øke prosenten royalties, som i dag kun er på ca 1 %.

Som nevnt flere ganger tidligere er ARIs estimatutredning svært usikker. Metodene som er brukt for å komme frem til estimatene har fått kritikk, først og fremst fordi de ikke baserer seg på geologiske kjerneprøver, men teoretiske datamodeller. Rapporten fra ARI er bestilt av det amerikanske energidepartementet, og en kan jo lure på om det er i USAs egeninteresse å ønske høye estimater også for andre deler av verden. Dette fordi amerikanske selskaper sitter på all ekspertise innen utvinning av ukonvensjonell gass. Amerikanske selskaper sitter på

¹²¹ "North American LNG Import/Export Terminals",
<http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/LNG-proposed.pdf>

teknologien og erfaringen som trengs for å utvinne disse ressursene. Når ARI da estimerer at Kina sitter på 35 700 mrd sm³ teknisk gjenvinnbare skifergassressurser betyr det at Kina er nødt til å se mot USA for å tilegne seg kunnskap. Kinesiske selskaper sitter ikke på nok kunnskap til å selv kunne utvinne disse ressursene. Dette har ført til at kinesiske selskaper som PetroChina og China National Offshore Oil Corporation har kjøpt andeler i amerikanske selskaper som sitter på ekspertise innen skifergass, med hensikt om å tilegne seg teknologi for å kunne utvinne sine hjemlige ressurser. Med andre ord fører ARIs estimerer til at utenlandske selskaper (ikke amerikanske selskaper) investerer store beløp i USA, og tilfører kapital. Siden det amerikanske gassmarkedet er integrert og separert fra omverden, vil ikke storproduksjon i f.eks Kina få noen innvirkning på det amerikanske markedet. Derfor har det amerikanske energidepartementet alt å tjene på å hause opp estimerer for skifergassressurser utenfor USA. Det må presiseres at det ikke ligger til grunn noen kilder for å støtte opp om ARIs potensielle motiver nevnt ovenfor, dette er en spekulativ teori.

10. Konklusjon

Faktorer bak hva som har gjort ukonvensjonell gass (i hovedsak skifergass) til en suksess i USA er i denne oppgaven brukt for å analysere om en kan oppnå noe lignende i Europa. Først er en avhengig av at estimerer for teknisk gjenvinnbare ressurser for ukonvensjonell gass viser seg å være av kommersiell størrelse. Deretter trengs politisk vilje til å legge til rette for at oppstrømselskaper skal ha incentiver til å drive med leting og utvinning av disse ressursene.

Økonomiske analyser er utført for tiltenkte brønner i både skiferformasjoner og tett gassformasjon i Polen. Analysene har gitt svært positive resultater, og viser at det kan være økonomisk lønnsomt å utvinne skifergass og tett gass så lenge gassprisene holder seg på et stabilt høyt nivå. Men store mengder ukonvensjonelle ressurser og videreutvikling av LNG teknologien kan få store konsekvenser for naturgasspriser i europeiske land.

Siden det fortsatt ikke foreligger kjerneprøver fra de lovende bassengene i Europa, er det umulig å si noe sikkert om hvilken retning ukonvensjonell gass vil ta. Men dersom det viser seg at Europa besitter store ressurser vil de trolig utvinnes som følge av:

- Økende etterspørsel etter naturgass
- Konvensjonelle gassressurser avtar

- Ønske om å bli mindre avhengig av russisk gass
- Økonomiske incentiver (den økonomiske analysen viser at utvinning er lønnsomt)
- Utfasing av kjernekraft
- EUs 20/20/20 mål