



RF – Rogalandforskning. <http://www.rf.no>

VERTEKS

Kontinentalsokkelen – verdiskaper i verdensklasse?

<http://www.rf.no/verteks/index.htm>

RF-2000/216



RF – Rogalandforskning. <http://www.rf.no>

Vår referanse: 720.1830	Forfattere: Jan Erik Karlsen (red.), Torleif Holt, Bjørnar Lund, Sigmund Stokka.	Versjonsnr. / dato: Vers. 1/27.27.10.2000 17:56
Ant. sider: 137	Faglig kvalitetssikrer: Kjetil Martin Stuland	Gradering: Konfidensiell
ISBN: 82-490-0062-5	Oppdragsgiver(e): Norges forskningsråd- Industri og Energi	Åpen fra (dato): 31.10.2000
Forskningsprogram: Offshore 2010	Prosjekttittel: VERdiskaping ved forskningsbasert TEKnologiutvikling på kontinentalSokler (VERTEKS)	

Emne:

En utredning om hvordan Norge kan motvirke den antatte nedgangen i petroleumssektorens verdiskaping gjennom økt vekt på FoU. Utredningen bygger på internasjonale og nasjonale forskningsbidrag, anvender anerkjente metoder for beskrivelse og rangering av nye teknologier, vurderer disse teknologienes potensiale i verdiskapingen og gir anbefalinger om hvilke områder FoU innsatsen bør rettes inn mot.

Utredningen er gjennomført som et fellesprosjekt mellom RF-Rogalandforskning, Sintef Petroleumsforskning og konsulentselskapet Berrefjord og Thomassen AS.

Emne-ord: petroleumssektor, verdiskaping, FoU, spissteknologi

RF - Rogalandforskning er sertifisert etter et kvalitetssystem basert på NS - EN ISO 9001

Prosjektleder
Jan Erik Karlsen

for RF - Rogalandforskning
Kjetil Martin Stuland

1	INNLEDNING	1
1.1	Prosjektbakgrunn.....	1
1.2	Målsetninger	2
1.3	Metoder og datakilder	3
1.3.1	Skrivebords-/eksempelstudien	3
1.3.2	Ekspertgruppevalidering	3
1.3.3	Hva er en ekspert?.....	4
1.3.4	Formidling og datavalidering.....	5
1.4	Studiens begrunnelse.....	5
2	NØKKELBEGREP	7
2.1	Verdiskaping i oljesektoren.....	7
2.1.1	Verdiskapingsbegrepet.....	7
2.1.2	Verdiskapningspotensialet	7
2.2	Teknologibegrepet.....	12
2.3	Konkurranseskraft.....	12
2.4	Marginalitet	13
2.5	Kostnadseffektivitet	13
2.6	Kompetanse	14
2.7	Vurdering av usikkerhet	14
3	FOU STATUS I OLJESEKTOREN.....	15
3.1	Rammevilkår	15
3.1.1	Generelle trender	15
3.1.2	Finansiering av FoU	15
3.2	Teknologiretninger	18
3.2.1	Operasjonelt fokus.....	18
3.2.2	Leting - Reservoarstyring - Brønnoptimalisering	19
3.2.3	Brønnkonstruksjon	20
3.2.4	Havbunns og nedihulls produksjonssystemer	21
3.2.5	Eksterne teknologier.....	22
3.2.6	Innovasjonsvakuemet.....	22
3.2.7	ONS 2000 innovasjoner	24
3.3	Klimaendringer - begrensninger og muligheter	24
3.3.1	Bakgrunn	24
3.3.2	Deponering av CO ₂ fra industrielle punktkilder	26
3.3.3	EOR ved CO ₂ -injeksjon	28
3.3.4	Muligheter og utfordringer.....	31

3.4	Oppsummering	31
4	EKSPERTVURDERINGER AV NYE TEKNOLOGIER	33
4.1	Analyse av resultatene.....	33
4.2	Analyse: ekspertvurderinger av teknologiområder	34
4.2.1	Norsk kompetanse	34
4.2.2	Ekспортpotensiale	35
4.2.3	Potensiale for bidrag til økt utvinningsgrad	36
4.2.4	Potensiale for kostnadsreduksjon	37
4.2.5	Potensiale for å gjøre uutnyttede ressurser økonomisk tilgjengelig.....	38
4.2.6	Potensiale for økt sikkerhet for personell.....	38
4.2.7	Potensiale for økt sikkerhet for miljø.....	39
4.2.8	Totalvurdering av teknologiområder.....	39
4.3	Analyse: ekspertvurderinger av kritiske teknologier.....	40
4.3.1	Seismikk (Leting).....	41
4.3.2	Modellering/Visualisering (Leting).....	41
4.3.3	Leteboring (Leting)	41
4.3.4	Boring (Brønnkonstruksjon)	41
4.3.5	Komplettering (Brønnkonstruksjon)	42
4.3.6	Reservoarstyring/modellering (Produksjon)	42
4.3.7	Metoder for økt utvinning (Produksjon)	42
4.3.8	Subsea systemer (Produksjon)	42
4.3.9	Plattformer (Produksjon).....	43
4.3.10	Facilitetsteknologi (Produksjon)	43
4.3.11	Testing/Logging (Produksjon)	43
4.3.12	Styringssystemer (Produksjon)	43
4.3.13	Plattformhåndtering (Nedstengning).....	43
4.3.14	Avfallshåndtering (Nedstengning)	44
5	PRIORITERINGSOMRÅDER FOR PETROLEUMSRETTET FOU	45
5.1	Utsagn 1: Nye teknologiløsninger for feltutbygging må være økonomisk robuste for en konkurransebasert oljepris (p.t. < 10 \$/fat).	45
5.1.1	Forklaring til utsagnet	45
5.1.2	Den elektroniske diskusjonen.....	46
5.1.3	Avstemningsresultat	46
5.2	Utsagn 2: FoU må prioritere integrerte løsninger.	47
5.2.1	Forklaring til utsagnet	47
5.2.2	Den elektroniske diskusjonen.....	47

5.2.3	Avstemmingsresultat.....	47
5.3	Utsagn 3: De totale investeringer i FoU i Norge har nådd et sub-kritisk nivå (for lavt til å opprettholde norsk konkurranseevne på det internasjonale markedet).	48
5.3.1	Forklaring til utsagnet	48
5.3.2	Den elektroniske diskusjonen.....	48
5.3.3	Avstemmingsresultat.....	48
5.4	Utsagn 4: Offentlig norsk finansiering av FoU bør konsentreres om et fåtall teknologiområder, og ikke "smøres tynt utover".	49
5.4.1	Forklaring til utsagnet	49
5.4.2	Den elektroniske diskusjonen.....	49
5.4.3	Avstemmingsresultat.....	49
5.5	Utsagn 5: Offentlig norsk finansiering av FoU vil bidra sterkere til verdiskapning dersom industrien gis større grad av brukerstyring.	50
5.5.1	Forklaring til utsagnet	50
5.5.2	Den elektroniske diskusjonen.....	50
5.5.3	Avstemmingsresultat.....	50
5.6	Utsagn 6: Offentlig norsk finansiering av FoU bør konsentrere seg om langsiktig forskning.....	51
5.6.1	Forklaring til utsagnet	51
5.6.2	Den elektroniske diskusjonen.....	51
5.6.3	Avstemmingsresultat.....	52
5.7	Utsagn 7: Det offentlige bør ikke være involvert i anvendelser av FoU resultater.	52
5.7.1	Forklaring til utsagnet	52
5.7.2	Analyse av den elektroniske diskusjonen.....	52
5.7.3	Avstemmingsresultat.....	53
5.8	Utsagn 8: Det offentlige bør stimulere til forskning som involverer flest mulig aktør-kategorier (oljeselskaper, leverandørindustri, U&H, forskningsinstitutter etc.).....	53
5.8.1	Forklaring til utsagnet	53
5.8.2	Den elektroniske diskusjonen.....	53
5.8.3	Avstemmingsresultat.....	54
5.9	Utsagn 9: Det må kreves at alle FoU-prosjekter med offentlig finansiering må ha minst én potensiell sluttbruker av den nye teknologien som deltager for å sikre nytteverdien.	54
5.9.1	Forklaring til utsagnet	54
5.9.2	Den elektroniske diskusjonen.....	54
5.9.3	Avstemmingsresultat.....	55

5.10	Utsagn 10: Mange ideer og konsepter med god kommersiell verdi når ikke markedet p.g.a. manglende risikovillig kapital (herunder off. finansiering).	55
5.10.1	Forklaring til utsagnet	55
5.10.2	Den elektroniske diskusjonen.....	55
5.10.3	Avstemmingsresultat.....	56
5.11	Utsagn 11: Det er store forskjeller mellom oljeselskapenes satsing på langsiktig FoU.	56
5.11.1	Forklaring til utsagnet	56
5.11.2	Den elektroniske diskusjonen.....	56
5.11.3	Avstemmingsresultat.....	57
5.12	Utsagn 12: Gunstigere beskatning er et virkemiddel (insentiv) som sterkt påvirker hvor mye selskaper (olje- og S&S) investerer i FoU.	57
5.12.1	Forklaring til utsagnet	57
5.12.2	Den elektroniske diskusjonen.....	57
5.12.3	Avstemmingsresultat.....	58
5.13	Utsagn 13: Dagens konservative holdninger i industrien hindrer verdiskapning ved at FoU-resultater ikke blir tatt i bruk/kommersialisert.....	58
5.13.1	Forklaring til utsagnet	58
5.13.2	Den elektroniske diskusjonen.....	58
5.14	Utsagn 14: Langsiktig FoU har for lav prioritet i den norske petroleumsindustrien.	59
5.14.1	Forklaring til utsagnet	59
5.14.2	Den elektroniske diskusjonen.....	59
5.15	Utsagn 15: Norske SMB mangler den kritiske masse (finansielle base og kompetansebredde for langsiktige strategier) som er nødvendig for å kunne være hovedaktører innen FoU.....	60
5.15.1	Forklaring til utsagnet	60
5.15.2	Den elektroniske diskusjonen.....	60
5.15.3	Avstemmingsresultat.....	61
5.16	Utsagn 16: Den viktigste begrensende faktor for utvikling av ny petroleumsteknologi i Norge er mangel på kvalifisert arbeidskraft.	61
5.16.1	Forklaring til utsagnet	61
5.16.2	Den elektroniske diskusjonen.....	61
5.16.3	Avstemmingsresultat.....	62
5.17	Utsagn 17: Oljeselskapene har redusert intern FoU-aktivitet, dvs. prosjekter, bemanning og spesialistkompetanse, så mye at det begrenser kapasiteten til å absorbere og anvende ny teknologi.	62
5.17.1	Forklaring til utsagnet	62
5.17.2	Den elektroniske diskusjonen.....	62

5.17.3	Avstemmingsresultat.....	63
5.18	Utsagn 18: FoU som tar sikte på økt forståelse av reservoar og geologi har større potensiell verdiskapningsevne enn annen FoU.....	63
5.18.1	Forklaring til utsagnet	63
5.18.2	Den elektroniske diskusjonen.....	63
5.18.3	Avstemmingsresultat.....	64
6	DISKUSJON	65
6.1	Generelle betraktninger	65
6.2	Implikasjoner av funn.....	66
6.3	Kan funnene generaliseres?.....	68
6.4	Studiens begrensninger.....	69
6.5	FoU og rammevilkår	69
7	ANBEFALINGER.....	72
7.1	Verdiskapingspotensialet.....	72
7.2	Topp-prioriterte teknologiområder.....	73
7.3	Valg av kritiske teknologier	74
7.4	Hvordan bør Norges petroleums-FoU innrettes?	75
7.5	Anbefalinger overfor EUs 6. rammeprogram.....	77
8	HOVEDKONKLUSJON.....	78
9	EPILOG.....	80
10	REFERANSER.....	82

Sammendrag

Norges forskningsråd har igangsatt denne utredningen om hvordan Norge kan motvirke den antatte nedgangen i petroleumssektorens verdiskaping gjennom økt vekt på FoU. Utredningen bygger på internasjonale og nasjonale forskningsbidrag, anvender anerkjente metoder for beskrivelse og rangering av nye teknologier, vurderer disse teknologienes potensiale i verdiskapingen, samt angir FoU-prioriteringer knyttet til anvendelsen av de identifiserte teknologier.

Basert på en strukturert ekspertvurdering av operative og prospektive teknologier, har man dannet seg et bilde av hvilke gevinster som kan oppnås ved fremtidige teknologiske gjennombrudd. Metodisk har prosjektet satt sammen en gruppe med 12 fremstående fagfolk fra petroleumsbransjen, alle med oppdatert teknologisk ekspertise, som har vurdert aktuelle teknologiers potensiale for økt verdiskaping, m.v. Deretter har en annen gruppe eksperter vurdert de resultat og funn prosjektet har frembrakt.

Rapporten inneholder vurderinger av den status forskning og utvikling innen petroleumsområdet har i dag, samt av den modenhet en rekke teknologier har nådd som virkemiddel til å maksimere økonomisk fortjeneste og næringsmessige ringvirkninger. Dessuten gis det anbefalinger om hvilke teknologiområder som bør stimuleres ytterligere sammen med tilhørende konsentrasjon av FoU-innsatsen.

Forord

I løpet av år 2000 er det igangsatt mange utredninger fra ulike hold for å styrke den fremtidige avkastningen fra den norske oljevirksomheten. VERTEKS er et akronym for **VER**diskaping ved forskningsbasert **TEK**nologiutvikling kontinental**Sok**ler”. VERTEKS kommer fra latin og betyr ”topp-punkt”, dvs. ”det høyeste punkt et himmellegeme kan nå”, eller ”det høyeste punkt i en trekant eller en kon”.

VERTEKS prosjektet er lagt opp som en ekspertutredning med tanke på å identifisere frontlinjene i oljesektorens teknologiutvikling. Prosjektet har valgt å gjøre det ved hjelp av et rimelig representativt utvalg av norske eksperter, hvor både myndighetssiden, FoU-institutter, store og mindre service- og leverandørselskaper, samt oljeselskaper har vært representert. Vi skylder alle disse selskapene og deres eksperter en stor takk for innsatsen og for den åpenhet det er vist ved å dele ekspertisen med andre. En takk også til Demo2000 programmets ledelse for hjelp til å velge de rette eksperter og temaer.

Stavanger, 27.10.2000

Jan Erik Karlsen

prosjektleder

Definisjoner

Med begrepene:

- **FoU og teknologi** menes i denne sammenheng forsknings- og utviklingsarbeid og teknologi med tanke på anvendelse i oppstrøms petroleumsvirksomhet.
- **Industrien** menes den norske oppstrøms petro-maritime industrien totalt sett.
- **Det offentlige** menes de utøvende, lovgivende, bevilgende og forvaltende myndigheter, først og fremst på nasjonalt plan (Regjering, Storting, NFR etc.)
- **Oppstrømsteknologi** menes teknologi som fremmer lønnsom og bærekraftig utvikling av hydrokarbon ressurser ved å redusere risiko, øke kostnadseffektivitet og forbedre prosesser, alt på en sikker og miljøvennlig måte. Begrepet 'teknologi' omfatter i denne sammenheng utstyr og andre produkter, programvare, kunnskapssystemer og tilhørende tjenester.
- **Innovasjon** omfatter en prosess som innebærer bruk av kunnskap for generering og implementering av nye og levedyktige ideer.

1 Innledning

1.1 Prosjektbakgrunn

I mange sammenhenger har det vært diskutert hva man skal leve av i Norge "etter oljen". Ofte er svaret at det vet man ikke, men det antas å være knyttet til ny kompetanse. Kjente forskere som Michael Porter hevder at Norge egentlig bør gjøre det man gjør i dag, men gjøre det bedre, dvs. mer kompetent. Foredling av våre naturressurser er derfor et sikkert valg. I utredningen om "*Norges muligheter for verdiskaping innen havbruk*" påpekes det store potensialet for økt verdiskaping i det havbruksindustrielle miljø, gitt en fornuftig opptrapping av forsknings- og utviklingsinnsatsen (BKNVS/NTVA okt 99). Man ønsker en Rammeplan for utviklingen av denne næringen etter mønster av EUs rammeplaner. Dessuten hevder man at Norge bør være "forberedt på å bruke inntil 1 milliard NOK pr. år i flere 5-årsperioder for å finansiere norsk og utenlandsk forskning av toppklasse i dette programmet". Havbruksutredningen anvender olje- og gasssektoren som *benchmark* for utviklingen i marin biomasse. Samlet sett ønsker utredningen en nasjonal innsats innen utviklingen av denne næringen som er like omfattende som for utbyggingen av Norges petroleumsindustri, dvs. i størrelsesorden minst 1.500 milliarder kroner (som er Oljedirektoratets anslag over de samlede investeringer i norsk oljevirkksomhet til og med 1996).

Utredningen anlegger et 30-års perspektiv på den antatte *veksten* i havbruksnæringens verdiskaping og sammenligner denne med den antatte *nedgangen* i inntekter fra olje, gass og rørtransport slik anslagene gjøres i statsbudsjettet for 1999. I dette tidsperspektivet antas havbruksnæringen å vokse fra 40 milliarder kroner i år 2000 til 240 milliarder kroner i år 2030, mens olje- og gassinntektene reduseres fra 126 til 53 milliarder kroner i samme periode.

Uheldigvis legger ikke denne benchmarkingøvelsen inn samme forutsetninger om predikert verdiskaping for begge sektorer. Utredningen impliserer et investeringsvolum i havbrukssektoren for de neste 30 år i størrelsesorden +1.500 milliarder NOK (dvs. likt med oljesektoren), samt 15-30 milliarder i FoU innsats i samme periode, mens det ikke legges noen slike forutsetninger inn i inntektsanslagene for oljesektoren. Dessuten sammenligner utredningen havbruksnæringens antatte *samlede verdiskaping* med *statens netto kontantstrøm* fra petroleumsvirksomheten. Netto kontantstrøm er summen av betalte skatter og avgifter, nettoinnbetalinger fra SDØE og betalt utbytte fra Statoil. Det fremgår ikke av utredningen at det verdiskapingsbegrep man anvender for å anslå havbruksnæringens potensiale er sammenlignbart med statens netto kontantstrøm. Dermed halter sammenligningen.

Det generelle poeng i utredningen er imidlertid viktig; både havbruks- og petroleumsnæringen er avhengig av FoU til utvikling av høyverdig kompetanse. Dessuten trenger man investeringer i produksjonsanlegg og infrastruktur for å løse ut en verdiskaping i verdensklasse. Det er denne påpekningen som følges opp i VERTEKS-

prosjektet ved å utrede potensialet for økt verdiskaping fra en vedvarende satsning på nøkkelområder innen petroleumsnæringen.

1.2 Målsetninger

Den overordnede målsetting VERTEKS adresserer er om det er mulig å styrke petroleumssektorens verdiskaping fra kontinentalsokkelen gjennom å promotere bestemte teknologier gjennom bl.a. økt vekt på FoU. I denne forbindelse er *gassutnyttelse* holdt utenfor analysen og fokus rettes mot de bidrag *oppstrømsaktivitet* knyttet til olje og gass kan gi, herunder følgende temaer:

1. Hvilket *inventarium* beskriver dagens og morgendagens teknologiprofil for sokkelbasert oppstrøms petroleumsvirksomhet, herunder;
 - aktuelle teknologiområder?
 - sentrale enkeltteknologier tilhørende hvert område?
2. Hvilke oppstrøms teknologiske gjennombrudd er antatt i de neste 10-20 år, herunder de *kritiske teknologiers*;
 - avstand til markedet (i antall år før anvendelse)?
 - FoU-sensivitet (kommersialiseringstimulus)?
 - Jobbskapingsevne (nyskaping, avvikling)?
3. På hvilke oppstrøms teknologiområder har Norge *størst kompetanse*, herunder;
 - kunnskapsutfordringer for petroleumsproduksjon til havs?
4. Hvilke oppstrøms teknologiområder har *størst potensiale for verdiskaping* ved å:
 - styrke norsk eksport
 - bidra til økt utvinningsgrad
 - gi kostnadsreduksjoner
 - gjøre uutnyttede ressurser økonomisk tilgjengelig
 - øke sikkerhet for personell
 - øke sikkerhet for miljø
5. Hvilke *FoU-prioriteter* innen oppstrømsaktivitet bør følges av norske myndigheter?
6. Hvilke innsatsområder for FoU bør norske myndigheter anbefale som del av *EUs 6. rammeprogram* for forskning?

Det er stor usikkerhet beheftet ved de overslag av olje- og gassreserver som gis av Oljedirektoratet, noe som utheves både i direktoratets primæranalyser og i statsbudsjettet for år 2000 (Oljedirektoratet 1999; Finansdepartementet 1999). I denne usikkerheten ligger imidlertid muligheten for at *teknologiske og kunnskapsmessige*

gjennombrudd kan endre tilgjengelighet og lønnsomhet av produksjonen av disse ressursene. Dette er det strategiske hovedpunkt i VERTEKS-utredningen.

1.3 Metoder og datakilder

Den empiriske datainnsamlingen og valideringen har foregått som:

1. *Statusoversikt (engelskspråklig skrivebordstudie), inkludert;*
 - *eksempelstudier av utvalgte "norske" offshoreteknologier*
2. *Ekspertgruppevalidering med 12 eksperter*
3. *Ekstern ekspertvalidering med fokus på:*
 - *Prioriterte analyseområder for denne utredningen*
 - *FoU politiske virkemidler*
 - *Petroleumsindustriens kunnskapsbehov*

1.3.1 Skrivebords-/eksempelstudien

VERTEKS startet med analyse av tilgjengelig materiale hentet fra åpne kilder, samt med åpne samtaler med et begrenset utvalg eksperter. Noen få eksempler på lovende "norske" teknologier er beskrevet. Status og suksesser er rapportert i en separat (engelskspråklig) delrapport fra prosjektet.

1.3.2 Ekspertgruppevalidering

Dessuten er det gjennomført en teknologivurdering/-rangering innen bestemte grupper av nøkkelteknologier for følgende forretningsområder:

1. *Leting, herunder;*
 - *3 teknologiområder med i alt 19 enkeltteknologier*
2. *Brønnkonstruksjon, herunder;*
 - *4 teknologiområder med i alt 36 enkeltteknologier*
3. *Produksjon, herunder;*
 - *10 teknologiområder med i alt 78 enkeltteknologier*
4. *Nedstengning, herunder*
 - *3 teknologiområder med i alt 10 enkeltteknologier*

De fire forretningsområdene kan også ses som ledd i en verdikjede for oppstrøms petroleumsvirksomhet til havs. Analysen identifiserer så de i alt 19 teknologiområder og 143 enkeltteknologier som har det beste potensialet for å bidra til reduserte kostnader, økt ressursutnyttelse og økt konkurransekraft for norsk petroleumsindustri. I neste omgang danner rangeringen av teknologier grunnlag for en prioritering av innsatsområder for petroleumsrelatert FoU med henblikk på økt samlet verdiskaping.

Ekspertene har anvendt et verktøy for teknologivurdering utprøvd i EUs referanseprosjekt CENET i 1997 (Karlsen & al, 1997). Selve evalueringen ble

gjennomført ved bruk av GroupSystems som elektronisk hjelpemiddel. Dette er en programvare som støtter både idemyldring og strukturert tenkning om evaluering av teknologiers potensiale. Ekspertsamlingen ble gjennomført ved Rogaland Kunnskapspark i Stavanger 21.8.2000 hvor prosjektet satte opp de nødvendige fasiliteter for å gjennomføre datainnsamlingen.

Da det elektroniske systemet som benyttes maksimalt kan ta 12 personer, anmodet vi om at kun en person stilte fra hvert selskap. Dermed sikret vi oss en god bredde i type selskap og tilhørende fagekspertise.

Hovedhensikten med samlingen var å belyse operative og kommende teknologiers modenhet og potensiale i forhold til økt verdiskaping i bred forstand. Sentrale forhold er knyttet til hvor langt unna (målt i antall år) de foreslåtte teknologier er fra å bli tatt i bruk, samt de FoU-ressurser som må anvendes for å gjøre teknologiene anvendbare og salgbare. Dessuten ønsket en å få frem anbefalinger om hvordan FoU-profilen bør se ut for å øke avkastningen av norskutviklet oppstrømsteknologi. Deltakerne har i etterhånd fått dokumentasjon av resultatene av de vurderinger og kommentarer som de spilte inn i samlingen til gjennomsyn.

1.3.3 Hva er en ekspert?

Alle forsøk på å predikere en fremtidig utvikling hviler på at man kan bringe frem i dagen meninger, enten disse er fra lekfolk eller eksperter. De fleste systematiske forsøk på å fremse teknologiutvikling har vært basert på eksperters meninger. Dette retter søkelyset mot selve begrepet "ekspert". Internasjonale studier viser at det er svært store kulturelle og nasjonale ulikheter i hva man betrakter som eksperter eller lekfolk (Cooke 1991). For å overkomme dette har man i den senere tid benyttet empiriske definisjoner på ulike nivåer av ekspertise, f.eks. anvender man i tyske og japanske teknologifremsyn fire nivåer og i engelske fem nivåer fra novise til ekspert. På toppnivået sammenfaller den japanske og tyske definisjon med den engelske forståelsen av begrepet ekspert. I korte trekk kan vi si at en ekspert i VERTEKS-sammenheng er definert som en person som hører til den gruppen av mennesker som jevnlig arbeider med fagfeltet, og som (Cameron & al. 1996: 13):

- Er jevnlig opptatt av markeder, kommersielle aspekter/behov på området,
- Er ansett utenfor egen organisasjon som å inneha sterk forståelse for fremtidige markeder og forretningstrender, eller
- Om man innenfor det angitte tekniske området man uttaler seg om (les oppstrøms teknologi), har presentert, skrevet eller offentliggjort resultater av eget arbeid eller har fått patenter for anvendelse av dette.

Mens den japanske ekspertdefinisjonen fokuserer på vitenskapelig og teknologisk gruppetilhørighet, tar den engelske definisjon VERTEKS benytter i tillegg også med forretningsmessig og kommersiell innsikt på toppnivå.

De 12 norske ekspertene ble valgt ut med basis i en slik utvidet forståelse av ekspertbegrepet, men deres antatte ekspertise ble ikke testet ut på forhånd eller gjort til

gjenstand for sammenligninger under veis. Ekspertene ble nominert på deres renommé og deres vurderinger var under hele samlingen konfidensielle.

1.3.4 Formidling og datavalidering

1. Studien baserer seg på informasjon fra eksperter innen FoU og petroleumsvirksomhet, bl.a. ordnet etter en metode for rangering av teknologier, samt bruk av åpent kildemateriale.
2. Prosjektgruppen har forpliktet seg til å levere løpende informasjon til oppdragsgiver etter behov i prosjektperioden, herunder arrangere:
 - Interimspresentasjoner av foreløpige funn
 - Seminar med fremleggelse av utkast til sluttrapport

Statusrapport, sluttrapport samt internettløsning med utredningens resultater vil leveres i overensstemmelse med de tidsfrister oppdragsgiver setter.

1.4 Studiens begrunnelse

De store teknologiske gjennombruddene norsk petroleumsvirksomhet har hatt de siste 30 år, har kommet som følge av målrettet og dristig satsning på ny kompetanse og grenseoverskridende teknologiske løsninger. Lenge under ledelse eller veiledning av internasjonale selskaper har norske miljøer bidratt til at nye olje- og gassreserver er oppdaget og utvunnet til beste for industrien selv og det norske samfunn. Trollplattformen blir av norske fagfolk rangert som den viktigste teknologiske triumf i det forrige århundret, men den står egentlig ikke alene. Gjennom utvikling av nye metoder for identifisering utvinning og transport av petroleumssressursene har det vært mulig å bygge en norsk velferdsstat i verdensklasse. Dessuten har det brakt den norske petroleumsbransjen opp til en global synlighet få kunne drømme om ved starten av virksomheten på norsk sokkel for en generasjon siden.

Det langsiktige perspektiv har vært at de ressurser sokkelen har skjult, skal utvikles til beste for nåværende og kommende generasjoner, de skal ikke skusles vekk. Om en slik ambisjon skal nås, må det ypperste av kunnskap og teknologi utvikles og anvendes for å hente ut de petroleumssreserver som fins. Dette kommer ikke av seg selv, men må organiseres på smarte måter. Kunnskap må bygges kumulativt, og teknologiutviklingen må styres for å nå de overordnede mål. I dette bildet spiller den systematiske og grenseoverskridende FoU en nøkkelrolle. VERTEKS er blitt til med et slikt bakteppe; oljesektorens verdiskaping kan stimuleres ytterligere gjennom ny innsikt og kompetanse.

Verdens energiråd (WEC) har laget en scenariostudie for olje- og gassektorens fremtid. Konklusjonen er at når vi runder år 2100 vil olje- og gassprodusenter fremdeles levere sine produkter til et globalt marked. Tre ulike utviklingsretninger skisseres (Lyle 2000:47-49):

1. En fremtid med imponerende teknologiske forbedringer og høy økonomisk vekst.

2. En fremtid med mindre ambisiøse (mer realistisk?) teknologiske fremskritt og noe mer moderat økonomisk vekst.
3. En økologisk drevet utvikling som omfatter gode teknologiske fremskritt og internasjonalt miljør samarbeid.

Alle fremtidsbildene forutsier et lavere forbruk av olje og gass per innbygger, men samlet sett gir det likevel en økt produksjon. Befolkningen øker nemlig i alle tre alternativer til vel 10 milliarder i 2050 og nær 12 milliarder i 2100. I 1990 var vi vel 5 milliarder og ved inngangen til 2000 6 milliarder mennesker på jorden. Frem til 2020 vil det relative forbruket av olje og gass være omtrent likt med dagens, dvs. vel 50% av samlet energitilgang, for alle tre scenariene. Dette skyldes den struktur og levetid nåværende energiverk og raffinerier har. Etter 2020 vil vi derimot kunne bevege oss i ulike retninger, men med en gradvis reduksjon til ca. 40% frem til år 2050 i den relative andelen av energien levert fra olje- og gass-sektoren. I vekstscenariet er utslippet av klimagasser mer enn tredoblet i løpet av de neste hundre årene, mens det er nær doblet i "business-as-usual" scenariet. I miljøscenariet er derimot utslippene redusert til en tredel av dagens nivå, her er dessuten det samlede forbruket av energi per innbygger redusert.

Alle tre fremtidsbildene konstaterer at det hele tiden vil finnes tilgjengelige ressurser verdt å utvikle, samt at olje og gass vil møte konkurranse fra andre energibærere. Dessuten fremheves betydningen av vedvarende kompetanse- og teknologiutvikling. Noe dommedagsbilde av en industri i solnedgang tegner imidlertid ingen av de tre fremtidsbildene. Og i dette langsiktige perspektivet finner norsk oljevirksomhet sin klare plass som arnestedet for ny teknologi og kompetansebaserte løsninger.

2 Nøkkelbegrep

2.1 Verdiskaping i oljesektoren

2.1.1 Verdiskapingsbegrepet

Selve begrepet ”verdiskaping” kan måles på ulike måter. For denne utredningen vil det først og fremst settes søkelys på indikatorer knyttet til eksport, utvinningsgrad, kostnadsreduksjoner, økt tilgjengelighet og sikkerhet (kfr. pkt. 1.2 foran). De norske målene for utvinningsgrad er satt til 50% for oljefelt og 75% for gassfelt (OD 1999), hele sektoren sysselsetter ca. 80.000 personer (med en topp på 92.000 i 1999) (Arbeidsdirektoratet 1999), vår eksport er samlet ca. 40 % av den tilsvarende for UK, dvs. ca. 24-29 milliarder kr. (Kristiansen, Heum & Vatne 2000), og norsk sokkel anses av mange som et høykostområde (kfr. Norsok/Crine).

Til hvert av disse elementene kan det legges ulike forutsetninger om tenkbare utviklingsretninger og konsekvenser av disse, sett i relasjon til status i dag. Poenget er å få frem nyanserte bilder av hva det *norske oppstrøms petroleums-cluster* bør satse på i perioden frem til år 2020. For å kunne gjøre det er det nødvendig å kunne identifisere både enkeltvis og gruppevis teknologiske gjennombrudd.

Vi har følgelig valgt å legge vekt på teknologiske gjennombrudd, enten i form av hele grupper av teknologier (f.eks. bore- og brønnteknologi) eller enkeltstående teknologier innen de hovedfaser et felt gjennomløper i sin levetid. Dermed har søkelyset blitt satt på det teknologiske sluttproduktets verdiskapingspotensiale, snarere enn å analysere den vei en ny teknologi går gjennom hele verdikjeden. Svakheten ved en slik fremgangsmåte er at man ikke får et bilde av hvor mye innsats som samlet trenges til FoU, demonstrasjon, testing, markedsføring, applikasjon, tilpasninger, etc. gjennom hele verdikjeden. En får altså ikke en god oversikt over selve den teknologiske genese, dvs. den fortidige verdiskapingen. Styrken er at man får klarlagt potensialet for fremtidig verdiskaping, og dessuten de forutsetninger som kan knyttes til denne verdiskapingen i form av nødvendig FoU-innsats. Dette kan i neste omgang gi opphav til å beskrive hvilke faktiske *handlingsmuligheter* man har til å skape en ønsket utvikling for norsk oljesektor, herunder å kunne tilby olje og gass til konkurransedyktige priser for det europeiske markedet og til å utvikle og eksportere høyverdig teknologi til det globale marked.

2.1.2 Verdiskapningspotensialet

2.1.2.1 Forutsetninger

I beregningene har vi antatt en oljepris på NOK 125/fat. Dette er betydelig lavere enn dagens oljepris, men er den pris som legges til grunn for perioden 2002-2008 i revidert

nasjonalbudsjett for 2000. For gass har vi antatt en pris på NOK 0.60/Sm³. Dette tilsvarer NOK 95/fat o.e (oljeekvivalenter).

Vi har benyttet samme ressursklassifisering som definert av Oljedirektoratet (1999).

Ny og forbedret teknologi kan bidra til verdiskapning innen petroleumssektoren på følgende måter:

1. Ved å øke utvinningsgraden i produserende felt og felt med godkjent utbyggingsplan (ressursklasser 1 og 2).
2. Ved å øke utvinningsgraden i felt i planleggingsfase, eller som kan bli bygd ut på lengre sikt (ressursklasser 3-5).
3. Ved å redusere funnkostnadene
4. Ved å øke mengden av funn (volum og antall)
5. Ved å redusere utbyggings- og driftskostnadene til felt som kan bygges ut og drives lønnsomt med dagens teknologi.
6. Ved å innføre ny teknologi som muliggjør lønnsom utbygging og produksjon av ressurser som ellers ikke ville vært lønnsomme.
7. Ved økt eksport av varer og tjenester knyttet til olje- og gassteknologi.

I tillegg ligger det et mulig verdiskapningspotensiale ved at teknologi fra olje- og gassvirksomheten tas i bruk i andre deler av næringslivet. Dette er det imidlertid svært vanskelig å kvantifisere, og har ikke vært tatt med her.

2.1.2.2 Utgangspunktet

Bruttoverdien av oljeeksporten var i 1999 på nesten 150 milliarder NOK. Mens det forventes en utflatning og reduksjon i oljeproduksjonen de kommende årene, vil gasseksporten fortsette å øke, og forventes å kunne nå 100 milliarder Sm³ i 2010. Med antatt gasspris representerer dette en eksportverdi på 60 milliarder NOK. Per 31.12.99 var 626 milliarder Sm³ gass solgt. Dette utgjør vel 10% av all antatt utvinnbar gass i Norge. Dagens reserver er altså tilstrekkelig til å opprettholde nevnte produksjonsrate i 60 år. Til sammenligning eksporterte Norge fisk for 30 milliarder NOK i 1999.

2.1.2.3 Økt utvinningsgrad

Det har vært en jevn økning i utvinningsgraden i flere år fram til 1998. Fra 1997 til 1998 økte utvinningsgraden for olje fra 43 til 44%, mens den var uendret fra 1998 til 1999. Oljedirektoratets målsetning er at dette skal økes til 50%, og at utvinningsgraden for gass skal økes til 75%. Ut fra dette forutsettes det at mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad kan gi 500 millioner Sm³ olje og 500 milliarder Sm³ gass (ressurskategori 8). Med mulige framtidige tiltak menes her tiltak som ikke er planlagt, evt. utover dagens teknologi. Med antatt oljepris representerer denne oljen en verdi på vel 390 milliarder NOK, mens gassverdien er på 300 milliarder NOK.

Utflatingen av utvinningsgraden representerer en teknologisk utfordring. Denne utfordringen er tidskritisk for de felt som allerede er i produksjon. Det er verdt å merke seg at en stor andel av gjenværende, utvinnbare reserver og ressurser befinner seg i felt som allerede er i produksjon. Flere av de største produserende felt er imidlertid nå iferd med å gå inn i avtrappingsfasen. Det gjelder bl.a. Statfjord, Gullfaks og Oseberg. I 2006 antas over 50% av oljeproduksjonen å komme fra prosjekter som ennå ikke er besluttet utbygd. Ekofisk har fått forlenget levetid på grunn av forbedret utvinningsstrategi med bl.a. vanninjeksjon. Gjenværende volum der er nå ca. 190 millioner Sm^3 o.e. (derav 155 millioner Sm^3 olje) av et totalt salgbart volum på 577 millioner Sm^3 o.e. Med nåværende teknologi og utvinningsgrad vil det ved avsluttet produksjon i 2028 likevel være nesten like mye petroleum igjen i feltet som det som er produsert. En økning i utvinningsgraden på 1% representerer altså ca. 10 millioner Sm^3 eller, dersom vi antar en (veid gjennomsnitt for olje og gass) pris på NOK 600/ Sm^3 o.e., en verdi på 6 milliarder NOK for dette feltet alene.

I løpet av RUTH-programmet (1991-1996) økte utvinningsgraden på norsk sokkel fra 34% til 41%, tilsvarende 400 millioner Sm^3 olje. Dette programmet kostet totalt 105 millioner NOK. Dersom man antar at halvparten av økningen i utvinningsgraden kom som direkte resultat av denne forskningen, betyr dette en brutto avkastning på 157 milliarder kroner, eller 1500 ganger det investerte beløp.

I en EU-studie (New Oil and Gas Technology in the Cost Reduction Era (1997)) ble effekten av teknologi på økning i reserver undersøkt for perioden 1990-1997. Undersøkelsen omfattet norsk, britisk og dansk kontinentalsokkel. Studien oppga en økning i oljereservene for norsk sektor på 4479 millioner fat, derav 1515 millioner fat gjennom økte reserver i eksisterende felt. Videre har studien forsøkt å vurdere sammenhengen mellom denne økningen og forskjellige teknologikategorier, samt kostnadsreduksjon. For alle tre landene konkluderes det med at tre teknologikategorier, boring, seismikk, og flytende installasjoner, har bidratt til 70% av økningen i reservene. For Norge er tallet enda høyere (se *Tabell 2.1*).

Tabell 2.1. Prosentvis betydning av ny teknologi og kostnadsreduksjon for økning av reserver (fra *New Oil and Gas Technology in the Cost Reduction Era (1997)*).

	UK		Norge		Danmark		Sum
	Væske	Gass	Væske	Gass	Væske	Gass	o.e.
Undervannsteknologi	3.7	3.8	4.8	8.4	0	0	4.1
Boring	28.1	38.5	37.7	42.6	81.4	71.1	37.5
IOR	3.2	11.8	4.4	2.1	5.6	5.3	5.6
Plattform	2.1	3.3	1.9	2.4	1.3	4	2.4
Seismikk	19.8	12.4	32.2	32.9	10.8	12.7	22.5
Flytere	13.5	2	17.6	6.2	0	0	10.2
Andre teknologier	18.6	19.3	0.3	0	0	0	10.3
Kostnadsreduksjon	11	8.9	4	5.4	0.9	7.0	7.4

I samme studie fant man også at bedre innsamlingsteknikker for seismikk og billigere, raskere og mer effektiv dataprosessering har spilt en vesentlig rolle for å forbedre kostnadseffektivitet innen leting.

2.1.2.4 Reduserte funnkostnader

Funnkostnadene forstås her å omfatte alle kostnader fram til et funn har blitt påvist. Det er her først og fremst funnkostnadene per ressursenhet som er interessant. Disse viste en svak økning fram til midten av 1980-tallet, og økte deretter dramatisk på grunn av redusert ressurstilvekst. I løpet av 1990-tallet har funnkostnadene blitt halvert fra ca 80 til ca 40 1999-NOK per Sm³ o.e. p.g.a. økt leteeffektivitet. Ifølge Tabell 1.3.1 i ODs årsberetning "Norsk sokkel 1999", er det totalt nesten 3700 millioner Sm³ o.e. uoppdagede ressurser på norsk sokkel. Dersom dagens funnsannsynlighet og leteteknolodner legges til grunn, vil det koste 140 milliarder NOK å påvise disse ressursene. Dersom funnkostnadene kan reduseres med 10% ved hjelp av ny og forbedret teknologi, representerer dette altså en potensiell kostnadsbesparing på 14 milliarder NOK.

Slik reduksjon kan oppnås gjennom forbedring av teknologier knyttet til seismiske forundersøkelser før boring, samt gjennom forbedret og mer effektiv leteboring.

2.1.2.5 Økte funnvolum

Forbedrede leteteknologier vil også bidra til økte funnvolum. Vi har ikke forsøkt å kvantifisere dette. Imidlertid fant studien *New Oil and Gas Technology in the Cost Reduction Era (1997)* at i perioden 1990-1997 har teknologiforbedringer tilført Norge

2964 millioner fat olje i form av nye felt. Dette tilsvarer ifølge forutsetningene en verdi på 370 milliarder NOK.

2.1.2.6 Reduserte utbyggings- og driftskostnader og lønnsom utbygging

For mange av de gjenværende funn på norsk sokkel vil utvikling og kvalifisering av kostnadseffektiv teknologi være avgjørende for om utbygging kan igangsettes. Et eksempel er funnene Fram og Gjøa hvor rettighetshaverne nå utreder en samordnet utbygging, som også inkluderer andre funn i området. Sannsynlig løsning vil være enten en flyter eller et havbunns-separasjonsanlegg tilknyttet Troll. Framskynding av relevant teknologi vil bety at utbyggingskostnadene kan reduseres fra over 15 milliarder NOK til 10 milliarder NOK.

En gjennomgang av Oljedirektoratets årsberetning "Norsk sokkel 1999" viser at verdien av utvinnbar olje, gass og kondensat i alle funn i ressursklassene 3 og 4 hvor volum er rapportert ligger i størrelsesorden 800 milliarder 1999-NOK. Det betyr altså, med en antatt utvinningsgrad på 50%, en verdiøkning på 16 milliarder 1999-NOK for hvert prosentpoeng økning i utvinningsgraden. Antatt totale investeringer for de samme ressurser er på ca. 140 milliarder 1999-NOK. En reduksjon i utbyggingskostnadene på 10% representerer altså en verdiøkning på 14 milliarder 1999-NOK.

I tillegg kommer eventuell økning i utvinnbare ressurser ved at flere funn blir lønnsomme. Dette omfatter ressursklassene 5 og 6. Av disse sistnevnte er det i ressursklasse 5 olje, gass og kondensat til en verdi av ca 240 milliarder 1999-NOK. Ressursklasse 5 er funn som kan bli bygd ut på lang sikt, selv om mange av funnene i dag ikke vurderes som lønnsomme av rettighetshaverne. Ressursklasse 6 er definert som "Ressurser i funn der utbygging er lite sannsynlig". Dette betyr at lønnsom utbygging er lite sannsynlig uten betydelige endringer i pris og/eller teknologi. Oljedirektoratet anslår at det teknisk sett kan utvinnes ca. 105 millioner Sm³ oljeekvivalenter fra disse funnene. Dette representerer en verdi på ca. 70 milliarder 1999-NOK. De fleste av disse funnene er svært små, men noen representerer betydelige volum. For eksempel inneholder funnet 7226/11-1 i Barentshavet 24 milliarder Sm³ gass, mens 1/9-1 Tommeliten Alpha i Ekofiskområdet inneholder 4.1 millioner Sm³ olje og 8.3 milliarder Sm³ gass. På side 11, kapittel 2.1.2.6 i avsnittet som begynner med En gjennomgang av rettes de to siste linjene til: Volumene for disse to feltene representerer alene verdier på henholdsvis 19 og 3 milliarder 1999-NOK.

Vi har ikke forsøkt å kvantifisere hvor stor investering i FoU som er nødvendig for å oppnå en gitt kostnadsreduksjon, eller for å kunne utvinne flere funn kostnadseffektivt. Imidlertid ser vi at av 29 funn i ressursklassene 3 og 4 er det bare seks som primært vurderes utbygd med selvstendig installasjon. Det er også relativt få funn som vurderes utbygd med flytende produksjonsanlegg. De aller fleste vurderes utbygd med havbunnsløsning eller brønnhodeløsning med transport til prosessanlegg på eksisterende infrastruktur. Dette skyldes naturligvis størrelsen og beliggenheten av funnene.

2.1.2.7 Økt eksport

Norge har idag 1.5% av et internasjonalt marked for varer og tjenester til oljevirkomheten på 1600 mrd NOK. En fordobling av denne andelen vil altså representere en fordobling fra 25 til 50 mrd NOK.

2.1.2.8 Teknologiuksikter

I studien New Oil and Gas Technology in the Cost Reduction Era (1997) antas det at det fortsatt vil være teknologiutvikling innen seismikk, reservoarkarakterisering og boring som vil gi størst avkastning. Samme studie antar at i perioden videre fram mot 2020 vil viktige faktorer være forbedret treffsannsynlighet ved leteboring (viktig for små felt), IOR/EOR, dypvannsteknologier, utvinning av tung olje og andre ikke-konvensjonelle ressurser.

Ut fra ressursituasjonen på norsk sokkel er det også rimelig å anta at teknologier knyttet til kompakt prosessering (på havbunn og nedihulls) og transport av flerfasefluider vil ha stort verdiskapningspotensiale. På dette området står norske bedrifter sterkt allerede i dag.

Teknologier for å konvertere gass til væske vil også ha stor betydning for ressursutnyttelsen.

2.2 Teknologibegrepet

VERTEKS prosjektet har lagt følgende definisjon av ”teknologi” til grunn for de evalueringer og anbefalinger som er gitt:

Oppstrømsteknologi:

”Er teknologi som fremmer lønnsom og bærekraftig utvikling av hydrokarbon ressurser ved å redusere risiko, øke kostnadseffektivitet og forbedre prosesser, alt på en sikker og miljøvennlig måte.

Begrepet ’teknologi’ omfatter i denne sammenheng utstyr og andre produkter, programvare, kunnskapssystemer og tilhørende tjenester”.

Denne definisjonen er anvendt i forhold til de hovedgrupper av aktiviteter som særpreger olje- og gassvirksomheten til havs og er beskrevet nærmere i Vedlegg 2.

2.3 Konkurranseskraft

Om norsk petroleumsindustri skal bli mer konkurransedyktig må den være i stand til å øke sin samlede omsetning, effektivitet og fortjeneste. En slik utvikling vil også tjene det norske samfunn. Viktig i VERTEKS prosjektet har vært å bidra til en klarere forståelse av de mekanismer som FoU virker igjennom for å styrke konkurranseskraft, omsetning og effektivitet. Det å frembringe effektive, kraftfulle og rimelige

oppstrømsteknologier er ansett som en viktig oppgave for å styrke konkurransekraften til næringen. Konkurransekraft er viktig enten man skifter fokus til nye regioner eller nye produktområder. Det er hva norsk petroleumsvirksomhet har tatt mål av seg å gjøre, å konkurrere internasjonalt samtidig som den styrke man har på norsk sokkel ikke svekkes. En viktig oppgave for VERTEKS har derfor vært å identifisere innsatsområder som samsvarer med det globale behov for teknologisk innovasjon og nyskaping.

2.4 Marginalitet

VERTEKS har antatt at det er mulig ved hjelp av bl.a. ny teknologi å endre marginaliteten i offshore produksjon, eller sett fra en annen side å gjøre tilgjengeligheten av ressursene bedre. Marginale felt vil jo eksistere så lenge det er noe igjen å produsere og marginaliteten vil alltid være en utfordring for den teknologi og ressursforvaltning industrien anvender. Hvorvidt felter blir erklært kommersielle og utnyttet avhenger imidlertid av den teknologiske handlingsevne selskapene besitter. Dette er i sin tur forbundet med kunnskapsutvikling og innovasjonsevne hos virksomhetene, så vel som effektiviteten i det innovasjonssystem som støtter petroleumindustriens bestrebelser på å nå resultater og øke verdiskapingen.

Mange faktorer er knyttet til en bedring i den økonomiske tilgjengelighet av petroleumressursene, både slike som er teknologisk relaterte og andre faktorer som knyttes til økonomiske rammevilkår etc. Herunder hører f.eks. feltstørrelse, utvinnbare reserver, vanddybde, antall brønner, utvinningsgrad, avstand til infrastruktur, gass/oljeblanding, produsert vannhåndtering, kostnadsregimet, skatteregimet, nærhet til teknologisk gjennombrudd, mulighet til gjentakelse av teknologiske suksesser, etc. (CENET 1997: 12-14). VERTEKS har operert med slike faktorer implisitt i begrepet "økonomisk tilgjengelighet av uutnyttede ressurser".

2.5 Kostnadseffektivitet

I perioden frem til 1996 har Oljedirektoratet anslått at det er brukt 1500 milliarder kroner, hvorav ca. 2/3 er anvendt til leting og utvikling og 1/3 til drift. Dette gir oss en indikasjon på hvor omfattende virksomheten er og hvor betydelige kostnadsreduksjoner oppnådd gjennom teknologisk eller organisatorisk innovasjon kan bli. Sett under ett blir den norske sokkelen ansett for å være et høykostområde hvor betydningen av beste praksis i alle ledd av feltutvikling er påkrevet (kfr. Norsok/Konkraft). Beste praksis må imidlertid kunne gjelde mer enn en enkelt aktør, det gjelder å finne kostnadsreducerende løsninger som kan anvendes av mange. I dette ligger det vanligvis å kunne ha tilgang til mangeartede teknologiske løsninger, samtidig som standardisering også kan gi fordeler. I VERTEKS har fokus følgelig vært på å identifisere teknologiske løsninger som gjennom FoU kan gi vesentlige kostnadsbesparelser for hele sokkelvirksomheten.

2.6 Kompetanse

Selv om man innehar den beste teknologi på gitte områder duger dette ikke nødvendigvis til å holde seg i teten til enhver tid. Også ferdigheter, kunnskaper og kompetanse må til for å kunne videreutvikle teknologiens funksjonsgrad og anvendelser. Det er gjennom intelligent bruk og stadig forbedring av teknologien at våre konkurransefortrinn kan beholdes og verdiskapingen styrkes. VERTEKS har derfor bedt ekspertpanelet å vurdere den status norsk kompetanse har sammenlignet med den internasjonale standard innenfor hvert av de 19 teknologiområdene. I en slik tenkt 'benchmarking' vil det være mulig å identifisere de behov for kunnskaps- og kompetanseutvikling som trenges for fortsatt å kunne ligge i en tetposisjon innenfor oppstrøms petroleumsvirksomhet.

2.7 Vurdering av usikkerhet

Det er mye usikkerhet i beskrivelsen av de teknologiområder og kritiske teknologier VERTEKS presenterer. Denne usikkerheten ligger implisitt i de vurderinger ekspertene har gjort, men er ikke forsøkt tallfestet i relasjon til samlet verdiskaping. Det er imidlertid knyttet større usikkerhet til den nytte (les: pga. økende miljøutfordringer) og det verdiskapingspotensiale (les: pga. konkurrerende satsninger i f.eks. IKT og bioteknologi) produksjon av olje og gass representerer i dag og i de neste par tiår, enn det gjorde bare for få år siden. Denne eksterne usikkerheten har utredningen ikke begrepsfestet eller dokumentert.

3 FoU status i oljesektoren

Basert på en bred oversikt over aktuell forskning, norsk så vel som internasjonal, skal det gis en oppsummering av de utfordringer olje- og gassproduksjonen i Nordsjøen står overfor. Ved å anvende ulike kilder skal det fokuseres kritisk både på rammevilkår for utvikling av ny teknologi, pågående FoU, såvel som forsøk og utprøving av anvendbare teknologiske løsninger. Dette avsnittet er en lettere redigert oversettelse av en engelskspråklig skrivebordsstudie som prosjektet genererte.

3.1 Rammevilkår

3.1.1 Generelle trender

Siden tidlig på 1980-tallet har det skjedd store endringer innen oppstrøms olje- og gassindustri. Disse har vært preget av kostnadskutt, nedbemanning og, mer nylig, storfusjoner og oppkjøp. Dette har påvirket såvel serviceindustrien som oljeselskaper, og endret industrien fundamentalt.

Forsknings- og utviklingsaktivitetene innen industrien har også blitt sterkt påvirket av disse endringene. For bare ti år siden hadde alle mellomstore og store selskaper sine egne FoU-sentra, noen av de største hadde faktisk flere. Idag er det av de største selskapene kun ExxonMobil som fortsatt har et eget datterselskap dedikert primært mot forskning innen oppstrøms petroleumsvirksomhet. Det er bare BP Amoco (nå BP) som offentlig har forsvart denne endringen. De har argumentert med at fordelene med ny teknologi bedre kan utnyttes ved å fordele tekniske eksperter på hele organisasjonen, istedet for å ha egne FoU-enheter¹. Denne "anti-elfenbenstårn"-filosofien står i kontrast til de fleste historiske eksempler på teknologidrevne endringer, fra Manhattan-prosjektet til NASA's Apollo-program. Den står også i motstrid til den konsentrasjon av talent og vedholdende fokus på langsiktige mål som karakteriserer forskningsbaserte industrier som den farmasøytiske industrien og selskaper som 3M Co².

3.1.2 Finansiering av FoU

Finansieringsnivået for FoU innen oppstrøms petroleumsvirksomhet har sunket betraktelig i løpet av 1990-tallet til i dag, noe som skal utdypes i de etterfølgende avsnitt.

¹ Tale av Sir John Browne.

² Tale av visepresident for teknologi i 3M Co ved Paris Innovation Forum, Nov. 1997.

3.1.2.1 **Globalt**

Relevante og sammenlignbare data for forskningsintensiteten i større olje- og serviceselskaper er ikke lett tilgjengelig, selv om FoU-kostnader er oppført i mange av disse selskaperens årsrapporter. En kritisk analyse som nylig ble gjort³, estimerer FoU-intensiteten i oppstrøms oljeselskaper til å være 0.5% av omsetningen. Selv om dette tallet sannsynligvis er mest representativt for amerikanske selskaper, antar vi at gjennomsnittet globalt ligger på under 1%. Dette er et lavt tall i forhold til mange andre teknologibaserte industrier (kjemisk, elektronikk, farmasøytisk).

Serviceindustrien oppgir til tider høyere FoU-intensitet enn det oljeselskaper gjør, men deres tall er kanskje i enda større grad påvirket av at teknisk støtte og markedsorientert arbeid er inkludert. I 1995 ble det estimert at franske serviceselskaper investerte 2% av brutto omsetning i FoU⁴, og dette tallet antas å være representativt.

3.1.2.2 **Europa**

Ettersom Vest-Europa som marked representerer verdens største netto energiimportør, er det kanskje ikke overraskende at EU's delfinansierte aktiviteter utgjør en stor del av den europeiske energiforskningen. Storparten av den pan-europeiske FoU og demonstrasjon innen energiforsyningssektoren kanaliseres gjennom EU's rammeprogrammer (det 5. rammeprogram, FP5, løper fra 1998-2002). Bilaterale og uavhengige multilaterale prosjekter spiller nå en mindre rolle, selv om mange oljeselskaper med base i Europa (både nasjonale og multinasjonale), fortsatt har betydelige FoU-budsjetter. Dette gjelder f.eks. Agip/ENI, Elf (nå slått sammen med TotalFina), Statoil, og Norsk Hydro.

Schlumberger, som er verdens største oljeserviceselskap, utfører omtrent halvparten av sin FoU i Europa⁵. Mange andre serviceselskaper har tekniske servicesentre i Europa, men utfører storparten av sin FoU i USA.

Den energifokuserte delen av FP5 (ENERGIE), har et budsjett på 1042 millioner Euro (ca 969 millioner USD). Derav var 20% allokert for 1999. Det finnes ikke noen offisiell fordeling på hydrokarboner og andre energikilder, men et uoffisielt estimat er at ca 1/3 av ENERGIE-budsjettet er hydrokarbonfokuset. Imidlertid er ikke alt dette oppstrøms, da det er vanlig med blandede prosjekter. I tillegg har Frankrike og UK en betydelig nasjonal FoU-innsats⁶. I 1995 ble det i Frankrike investert tilsvarende 358 millioner USD på FoU innen oppstrøms petroleum, derav 40% av oljeselskapene Elf og Total.

3 Economides, *The Color of Oil*. Se også JPT June 1995 p. 449-453.

4 "CENET: Cost Efficiency in a New Era with new Technology", RF - Rogaland Research report RF-97/002, 08.09.1997.

5 Informasjon fra www.schlumberger.com.

6 Betydelig forskningsinnsats skjer også i Italia og Nederland, men konsentrert om oljeselskapene ENI-Agip og Shell.

Nivået er sannsynligvis betydelig lavere idag, og vil sannsynligvis reduseres ytterligere p.g.a. sammenslåingen til TotalFinaElf. Likevel er Frankrike en ledende nasjon innen petroleums-FoU, og Institut Français du Pétrole (IFP) har hittil ikke blitt rammet av reduksjoner i bemanning og kjerneaktiviteter i motsetning til uavhengige forskningssentra i andre land. Disse siste er også betydelig mindre i størrelse. Det franske FoU-systemet har videre en styrke gjennom en refordeling av vitenskapelig tunge forskningsprosjekter til universiteter, vanligvis kanalisert via IFP.

3.1.2.3 Norge

Den mest oppdaterte nasjonale rapporten som beskriver alle industrisektorer i detalj er fra 1997⁷. I det året investerte den norske baserte oppstrøms olje- og gassindustri tilsvarende 200 millioner USD på FoU. Tidlig på 1990-tallet var nivået mellom 250 og 300 millioner USD.

Interessant å merke seg er det at størsteparten (69%) av FoU-budsjettene innen denne industrien ble klassifisert som "anvendt forskning", i motsetning til alle andre industrier som oppgir at "utvikling" utgjør den viktigste innsatsen.

De da tre norske oljeselskapene brukte den største andelen av dette beløpet, nesten halvparten av Statoil alene, mens serviceselskapenes andel utgjorde mindre enn 25%.

De siste tallene indikerer at Statoil reduserer sin innsats til 70 millioner USD i 2000, mens Norsk Hydro opprettholder et nivå på rundt 40 millioner USD/år. Sistnevnte tall er imidlertid ikke direkte sammenlignbart med foregående år på grunn av reorganisering. Begge disse selskapene har egne forskningssentre og ca. halvparten av FoU-budsjettene brukes internt. Saga Petroleum hadde et FoU-budsjett på 20 millioner USD i 1998, selskapets siste år med normal operasjon.

Det er verdt å merke seg at FoU-tall for de norske oljeselskaper ikke inkluderer utviklings- og demonstrasjonsaktiviteter som finansieres direkte fra lisensene.

I dag er det få eller ingen norske datterselskaper av utenlandske oljeselskaper som har egne forskningsbudsjetter. Dette skyldes for en stor del den gradvise avviklingen av ordningen med "good-will"avtaler etter at Norge kom med i EØS i 1995. Samtidig har FoU-finansieringen fra disse datterselskapenes operative budsjetter avtatt.

Budsjettene for offentlig delfinansiert FoU innen petroleum har også blitt betydelig redusert, fra et forholdsvis stabilt nivå på 12-15 millioner USD tidlig på 1990-tallet ned mot under 5 millioner USD i 2000 (tallene refererer til det statlige bidrag og er påvirket av fluktasjoner i valutakursene). Nasjonale FoU-programmer med felles finansiering fra det offentlige, oljeselskaper, og serviceindustrien har vært et norsk særtrekk som tidligere har høstet en del internasjonal anerkjennelse⁸. Slike programmer finnes nesten

7 "Det norske forsknings- og innovasjonssystemet - statistikk og indikatorer", NFR (Strategiavdelingen) Oslo, desember 1999. ISBN 82-12-01346-4

8 G. Coleman (BP AmocoNorway president), Demo 2000 seminar, april 2000.

ikke lenger og er nå kun representert ved Offshore 2010. I planen for dette programmet er det lagt opp til at det offentlige finansierer ca 1/3 av de totale kostnadene som er på ca. 200 millioner NOK fra 1999 ut 2003.

Samarbeidsformen fortsetter også gjennom Demo2000-programmet, som hovedsakelig retter seg mot kostnadseffektive feltutviklinger gjennom demonstrasjon av eksisterende teknologier.

I tillegg finnes det fortsatt et statlig finansiert basis-program (Petroforsk⁹), og flere flerårige prosjekter mot h.h.v. institutter (SIP) og universiteter (SUP). Disse skal adressere de langsiktige forskningsbehov innen petroleumssektoren. Det samlede budsjett for disse er i underkant av 5 millioner USD for 2000.

Den totale finansiering av FoU innen norsk oppstrøms petroleumsvirksomhet vil i 2000 sannsynligvis ligge rundt 150 millioner USD. Dette representerer en dramatisk reduksjon, nærmest en halvering, over de siste ti år. Den forholdsmessig største reduksjon har skjedd fra de internasjonale oljeselskapene, fulgt av offentlige nedskjæringer, mens reduksjonene fra de nasjonale oljeselskapene tilsvarer noe mer enn Saga Petroleums bidrag.

De offentlige nedskjæringerne er imidlertid mer betydningsfulle enn hva tallene tilsier, fordi disse midlene i stor grad har blitt brukt som "frø-penger" for ytterligere FoU-investeringer fra industrien selv.

3.2 Teknologiretninger

3.2.1 Operasjonelt fokus

Den mest åpenbare trend innenfor petroleumsbasert FoU er, bortsett fra budsjettkuttene, et sterkere operasjonelt fokus; bl.a. på feltutbyggingsløsninger. Dette har, til en viss grad, fortrent selskapenes tidligere vektlegging på kjerneteknologier og vitenskap knyttet til å finne og produsere hydrokarbonreservoarer. En viktig årsak til denne endringen er at de "nye" (d.v.s. de sammenslåtte og restrukturerte) oljeselskapene har et større behov for å være lønnsomme i sine dag-til-dag operasjoner, som står for størsteparten av selskapenes drifts- og kapitalkostnader. En annen grunn er at store nye reservoarer nå finnes i fjerne regioner eller dypvannsområder, som raskt trenger nye utviklingsløsninger. For det tredje er Nordsjøen fortsatt et høykostområde for feltutbygging, og billigere løsninger er nødvendig for å kunne forsvares med de lave oljepriser som oljeselskapene nå legger til grunn i sine beslutninger. Selv om initiativene NORSOK og CRINE, i h.h.v. Norge og UK, har bidratt til betydelige

⁹ Dette programmet løper fra 1998 ut 2003 med en total ramme tilsvarende 8.5 millioner USD.

kostnadsreduksjoner, rangerer Nordsjoen fortsatt lavt på operatørens prioritingslister for prosjekter på kort sikt¹⁰.

Forsyningsindustrien til norsk og britisk kontinentalsokkel gir idag høy prioritet til havbunnsinstallasjoner, multilaterale brønner, og prosessanlegg for plassering på havbunn eller i brønn. Disse teknologiene er viktige for kostnadseffektiv utnyttelse av marginale felt og satelittfelt i området, men eksportpotensialet er også betydelig.

Norsk industri har også identifisert et betydelig potensiale for eksport av dypvannsteknologi, som er nødvendig bl.a. for utbyggingen av Ormen Lange, og et globalt akkumulert marked på 300 milliarder USD har blitt estimert¹¹. De relevante teknologier vil omfatte innovative løsninger for havbunn, flytende produksjon og lasting. En positiv faktor for Norge er at definisjonen på dypvann i noen områder av verden inkluderer dyp på så lite som 300 m. På den annen side ledes dypvannsutviklingen nå av aktiviteter utenfor Brasil og Vest-Afrika, og i Mexico-gulven. Det har også blitt anmerket at teknologibehovet for den norske kontinentalsokkelen (NCS) avviker i større grad fra det globale behovet innenfor dypvannsløsninger enn for andre teknologiområder. Dette skyldes dels ekstreme værforhold for NCS.

3.2.2 Leting - Reservoarstyring - Brønnoptimalisering

3D, og senere 4D (tidsbasert) og 4C (4-komponent) seismikk representerer noen av de aller mest anerkjente teknologiske bragder innenfor oppstrøms petroleumsvirksomhet. De har bidratt til enorm verdiøkning for oljeselskapene. Mindre påaktet er imidlertid den lange tiden det har tatt fra forskning til kommersialisering. Mesteparten av forskningsresultatene som ligger til grunn for teknologien var klar allerede for 10-15 år siden, og nesten alt av denne forskningen ble finansiert av oljeselskapene i nært samarbeid med leverandører av seismiske tjenester¹².

BP Amoco nevner 4D seismikk blant "dagens utfordringer", sammen med intelligente brønner og immersiv visualisering¹³. Blant "framtidens utfordringer" har selskapet identifisert begrepet "e-Field", som innebærer en integrasjon av 4C/4D seismikk, permanent monitorering, multilateral boring og strømningskontroll. Andre selskaper har presentert lignende visjoner.

Immersiv reservoarvisualisering som redskap for reservoarutvikling og -styring baserer seg på de samme basisinnovasjoner som 4D seismikk, og benytter seg i tillegg av de

10 Se f.eks. *Hart's E&P* February 2000, p. 8-9.

11 Hans Jørgen Lindland presentasjon om dypvann SMB seminar 2000.

12 R. W. Ward: "Geophysical technology trends", *The Leading Edge*, June 1996.

13 Andrew MacKenzie (BP Amoco VP Technology): "Oil, gas and progress". Presentasjon på AAPG Conference, New Orleans 17. april 2000.

store framskritt som er gjort innen 3D datagrafikk og VR teknikker. De fleste operatører og noen serviceselskaper har idag slike løsninger. Som eksempler kan nevnes *HIVE* (BP), *CAVE* (Norsk Hydro, se *Figur 3.1*) og *Visionarium* (Statoil). Slike verktøy bidrar ikke bare til økt reservoarforståelse, men også til å bryte ned tradisjonelle barrierer mellom disipliner. De illustrerer betydningen av seismikk også for reservoarets produksjonsfase. Visualisering av reservoaret kan også bidra til mer effektive feltutbygginger som verktøy i brønnplanleggingsfasen. Nøkkelbegrep her er dataintegrasjon ved hjelp av integrerte geomodeller.



Figur 3.1. Norsk Hydro's CAVE-laboratorium i Bergen. Kilde: <http://www.hydro.com>

3.2.3 Brønnkonstruksjon

I løpet av det siste tiåret har det skjedd store forbedringer innen brønnkonstruksjon, og mange verdensrekorder har blitt satt på NCS. Dette inkluderer brønner på over 10000 m total lengde, og kompletterte horisontalseksjoner på over 2000 m.

Ettersom brønnene blir lengre og mer kompliserte (bl.a. multilaterale), er det et økende behov for høy pålitelighet på utstyr som plasseres i brønnene, og også for kontroll av kjemiske problemer som avleiringer og korrosjon. Det faktum at løsninger med havbunnsbrønner blir stadig mer vanlig trekker også i samme retning, bl.a. fordi intervensjon på disse brønnene er så kostbart.

Det er også mange utviklinger innen monitorering og kontroll av brønner. Dette gjelder særlig for horisontale og multilaterale brønner for å være istand til å velge/styre produksjonen fra forskjellige soner, og til å kunne stenge av vann eller gass.

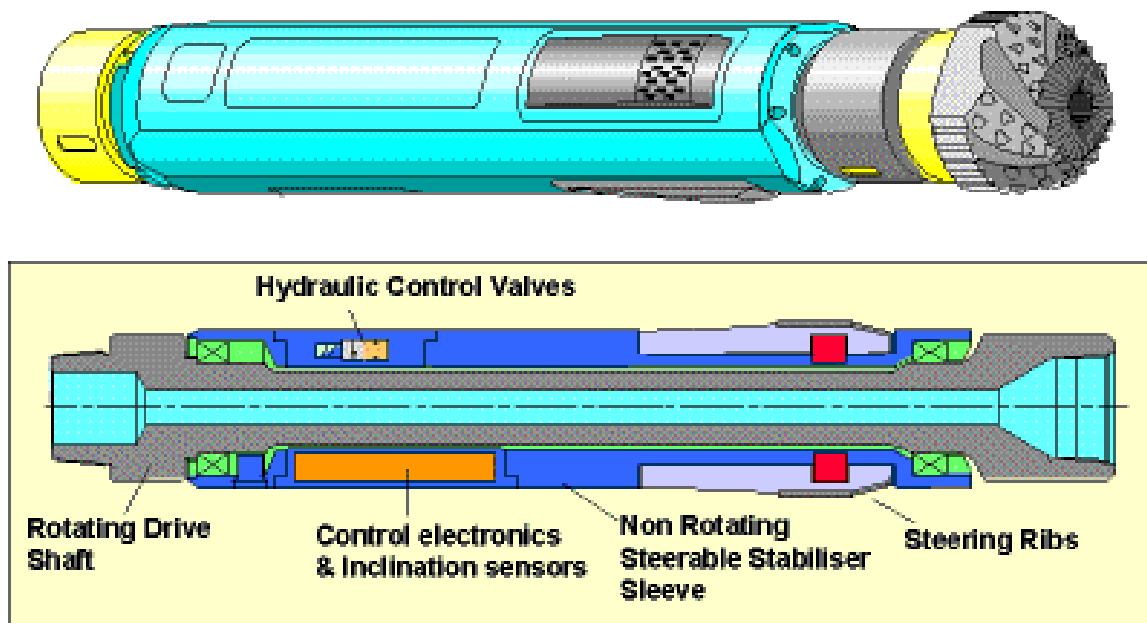
Teknologi for monobor brønner vektlegges også for å redusere brønnkonstruksjonskostnadene og for å øke strømningsratene. Her er ekspanderbare foringsrør en potensielt viktig teknologi.

Ekspanderbare sandskjermer er et eksempel på teknologi med høy potensiell verdi. Disse vil kunne erstatte konvensjonelle metoder for sandkontroll (andre typer sandskjermer og gruspakking), og dermed eliminere komplekse brønnoperasjoner ved konvensjonell komplettering av horisontale brønner.

Kveilerørsboring benyttes i økende grad, bl.a. for å redusere kostnader. Denne teknologien er i rask utvikling, med forbedring av nedihulls motorer og borekroner, utvikling av elektrisk drevne motorer og brønntraktorer (elektrisk og hydraulisk drevne), og bruk av kompositter.

Store forbedringer i boreeffektivitet og -kvalitet har skjedd gjennom bruk av roterbare styresystemer for boring. Et eksempel på et slikt system er AutoTrak® fra Baker Hughes INTEQ. *Figur 3.2* viser det styrbare stabiliseringssystemet i AutoTrak®.

Nye teknologier er også nødvendig for å redusere borekostnadene på dypt vann; et aktuelt eksempel her er boring uten stigerør.



Figur 3.2. Det styrbare stabiliseringssystemet i AutoTrak.

Kilde: <http://www.bakerhughes.com/inteq/AutoTrak/AToverview.htm>

3.2.4 Havbunns og nedihulls produksjonssystemer

Størrelse og beliggenhet av de olje- og gassressurser som ligger i felt under utbygging på NCS favoriserer utvikling av havbunnsteknologier. Dette gjelder i enda større grad for fremtidige prospekter. Disse teknologiene har nå nådd et stadium hvor de tillater kostnadseffektiv utbygging på dypt vann og utbygging av felt som kan knyttes til eksisterende infrastruktur. Teknologiene utvikles nå videre for å kunne bygge ut felt på

ultradyppt vann med et minimum av flytende installasjoner. Denne utvikling suppleres av utvikling på nedihulls væskeseparasjonssystemer.

Høy prioritet gis til havbunnsprosessering (olje, vann, gass), og -kontroll, og til reinjisering av fluider. Det er behov for ny teknologi for fluidseparasjon, prosesskontroll, flerfasemåling, kompresjon av våtgass, fjerning og deponering av sand, elektrisk kraftdistribusjon, trykkforsterkning og pumping. I tillegg er nedihulls separasjon i et første utviklingsstadium, hvor det fokuseres på å isolere hoveddelen av det produserte vann for reinjeksjon. Videreutvikling av ROV og robot-teknologi vil tillate havbunns-intervensjon til lave kostnader.

Et annet sett med utfordringer ligger i flerfase-transport over lange avstander, for å sikre tilfredsstillende transporteffektivitet. Utfordringene er knyttet til korrosjon og avleiringer, hydratdannelse, utfelling av voks og asfaltener. Her er teknologiene dels utvikling av nye og bedre inhibitorer, dels systemer for isolasjon og oppvarming av rørledninger, og dels bruk av utstyr for fjerning av fysiske blokkeringer (plugger).

En stor del av den havbunns- og nedihullsproduksjonsteknologi som er nødvendig for utvikling av dype og marginale felt på NCS er nå i siste utviklingsstadium, og deler av denne kvalifiseres nå gjennom Demo2000-programmet.

3.2.5 Eksterne teknologier

To eksempler på eksterne teknologier er visualisering og ekspanderbare sandskjermer. Disse er resultater av FoU som er gjort utenfor oljeindustrien. Den første teknologien er for en stor del drevet fram av og først anvendt innen dataspillindustrien, mens den andre teknologien opprinnelig kommer fra bruk innen vannbehandling/filtrering.

Selv om oljeindustrien kan profitere fra en økt åpenhet for eksterne teknologier, kan dette lede til den misforståelse at alt teknologibehov kan kjøpes som hylleware, til passe tidspunkt, og etter at en annen industri har tatt utviklingskostnadene.

Eksterne teknologier vil først og fremst være anvendbare utenfor det som er oljeselskapenes kjerneinteresser, selv om 3D visualisering er et eksempel på det motsatte. Det er for eksempel få andre industrier som har behov for å modellere 4-fase transport i porøse media ved høyt trykk og temperatur. Videre er det sannsynligvis bare innen romforskning at den relative mengde av prøver tilgjengelig for laboratorieanalyse er lavere enn for reservoarkjerneprøver. Vi betrakter derfor eksterne teknologier som et nyttig supplement, men ikke noen erstatning, for å løse de utfordringer som oljeindustrien står ovenfor.

3.2.6 Innovasjonsvakuumet

Behovet for teknologiutvikling innen oppstrøms petroleumsvirksomhet har av BP Amoco blitt beskrevet ved hjelp av tre teknologibølger. Den første bølgen er implementering av "beste praksis", hovedsakelig ved hjelp av dagens teknologi. Den andre bølgen representeres av FoU-prosjekter med varighet på 3-5 år. Den tredje bølgen representeres av gjennomgripende teknologidringer som har evnen til å transformere hele industrien. Som eksempel på det siste nevnes, i ettertid, 3D/4D/4C seismikk.

Innovasjonsvakuemet er et begrep som er introdusert for å beskrive en manglende vilje til å investere i FoU som frambringer den tredje bølgen. Denne manglende vilje skyldes dels at oljeselskapene heller lar (eller venter på at) konkurrenter utvikle(r) nye løsninger, enn å selv ta den økonomiske risiko dette innebærer. Dette kan de gjøre fordi de vet at teknologieieren sannsynligvis vil gjøre teknologien tilgjengelig gjennom lisensiering for å kunne hente inn igjen kostnader. En annen årsak kan ligge i en overdreven tro på eksterne teknologier. Resultatet av dette er at det som lønner seg på kort sikt for hver enkelt aktør ikke er optimalt for gruppen og på lang sikt. I en analyse¹⁴ hevder Treitel at serviceselskapene på sin side har viljen, men mangler ressursene og en overordnet forståelse av de kjerneproblemer og løsninger som ligger til grunn for den tredje bølge av teknologier.

Serviceselskapene konkurrerer med hverandre i mye sterkere grad og mer direkte enn hva oljeselskapene gjør. Denne rollen bidrar til en helt annen prioritering i forhold til FoU, og er ofte ikke fullt ut forstått av oljeselskapene. En kan derfor forvente at serviceselskapene kun kan ta seg av visse typer innovasjoner: først og fremst de som kan øke salget på kort sikt, ideelt sett på bekostning av en konkurrent.

Det har blitt kommentert at mange universiteter har deltatt med hell i industrikonsortia, eller JIP's. Dette er kanskje mest framtrædende i Europa, som har flere FoU-institutter og incentiver til slikt samarbeid gjennom EU. Som et resultat av de mange fusjoner har grunnlaget for JIP-prosjekter blitt svekket. Dette rammer forskning på problemer av felles interesse, fordi operatørene hver for seg har fokus på sin ressursbase. Denne situasjonen, sammen med den mangel på studenter som petroleumsrettede fakulteter nå opplever, svekker det akademiske miljøet og universitetenes evne til å bidra med løsninger for petroleumsindustrien.

Man kunne også tenke seg at nye høyteknologiselskaper tar opp noen av de FoU-utfordringer som ligger i den tredje bølgen. Det er imidlertid vanskelig å se at potensielle investorer vil akseptere de lange utviklingstider som kreves når oljeselskapene, som kan velge finansieringskilde, selv mener at teknologien ikke er verdt å satse på. Hvis en slik innovasjonsmodell skal fungere må risikokapitalen komme fra andre kilder. I USA ser man nå tegn til at myndighetene tar en mer aktiv rolle på dette området. Etter flere år med budsjettkutt begynte DOE i 1999 å øke sine FoU-budsjetter. I Norge og Storbritannia fortsetter imidlertid en nedadgående trend, hvor myndighetene argumenterer for at industrien må finansiere mer selv. Selv om det finnes både nasjonale og europeiske programmer for nye bedrifter og SMB'er, er det få av disse som retter seg mot selskaper med lang teknologisk utviklingstid.

Det ser derfor ut til at det i Europa er forskningsinstituttsektoren som er den eneste etablerte aktør som har den kompetanse, erfaring og det organisatoriske rammeverk som er nødvendig for å bære fram den neste tredje bølge av teknologier. Her er finansiering

14 "How will oil industry geoscience manage in the new Millennium?", intervjuer med industriledere publisert i *First Break* vol. 18:1 (January 2000) p. 27-34.

nøkkelen, og tidsvinduet er smalt ettersom de fleste av disse instituttene forvitrer på grunn av pengemangel.

3.2.7 ONS 2000 innovasjoner

At industrien nå har et sterkt fokus på operasjoner illustreres også av listen over de 87 nominerte kandidater til innovasjonsprisen som ble delt ut under ONS 2000. Det mest slående trekk er at leteteknologier (bortsett fra boring) er totalt fraværende. Her tenkes i første rekke på teknologier knyttet til seismikk, inklusive tolkning og visualisering av disse. Teknologier knyttet til produksjon er dominerende, men bare en liten håndfull av disse kan sies å være reservoarteknologier¹⁵. En forklaring som gis på denne situasjonen er at ONS 2000 er veldig fokusert på "muttere og ventiler". Det er etter vår mening uansett en viktig observasjon, da det isåfall kan tyde på at Norges desidert største konferanse og utstilling innen industrien ikke regnes som attraktivt for disse teknologiområdene.

Reduksjon av kostnader og risiko ser, ut fra de nominerte, til å være de klart største teknologidriverene. Forøvrig er det verdt å merke seg at mange av de nominerte representerer teknologier med hovedsakelig generisk innhold, og 12 av de nominerte er typiske IT-teknologier. Et positivt trekk er at en stor gruppe (15) av de nominerte er teknologier knyttet til helse, sikkerhet og miljø. Nedstengning er imidlertid svakt representert. Bare to av de nominerte kan sies å klart tilhøre denne gruppen. Norske og norsk-baserte selskaper utgjør omtrent halvparten av de nominerte, og fordeler seg noenlunde jevnt over de forskjellige teknologikategorier.

3.3 Klimaendringer - begrensninger og muligheter

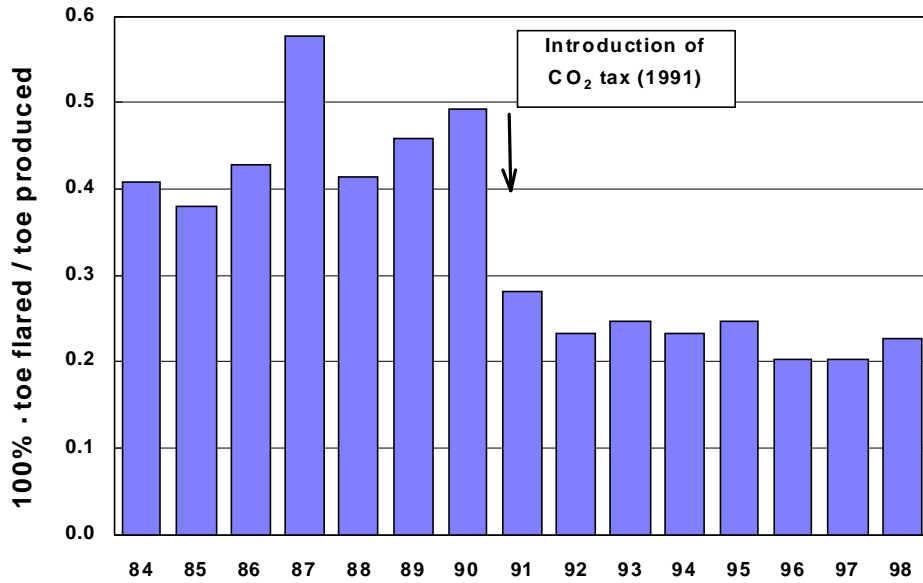
3.3.1 Bakgrunn

I de senere år har det vært en økende bekymring for og bevisstgjøring omkring miljøbelastningen som bruk av fossile brennstoffer medfører. Vi vil her diskutere utfordringer og muligheter som oppstrøms petroleumsvirksomhet står overfor i forbindelse med håndtering av CO₂, den totalt sett viktigste drivhusgassen. Selv om enkelte forskere hevder at økte temperaturer og økt CO₂-innhold i atmosfæren kan være positivt, er det et klart ønske fra regjeringshold i mange land om å adressere dette problemet. De siste internasjonale klimakonferansene i FN-regi har pålagt industrilandene til å redusere sine utslipp av CO₂ med ca. 5% i forhold til 1990-nivået. Denne situasjonen skaper nye teknologiske utfordringer og nye økonomiske betingelser for industrier som produserer og forbruker fossile brensel.

I Norge ble det i 1991 innført skatt på CO₂-utslipp fra offshore-installasjoner, transport og varmebrensel. CO₂-skatt har senere blitt innført i Sverige, Danmark, Finland og

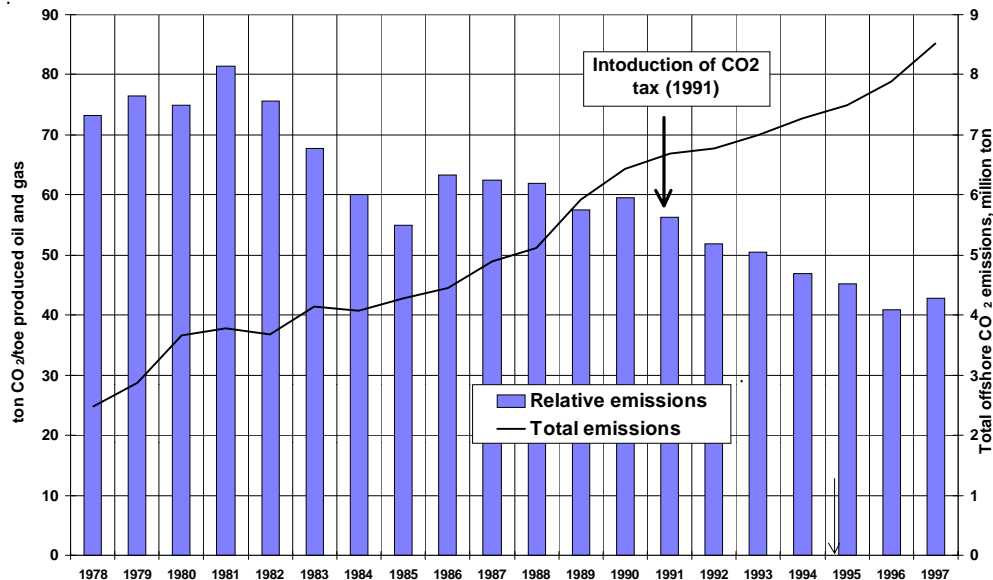
¹⁵ Vi identifiserte tre teknologier i kategorien "Reservoarstyring og -modellering"

Nederland. I Norge fikk denne skatten en umiddelbar effekt på omfanget av faking fra i forbindelse med petroleumproduksjon som vist i Figur 3.3.



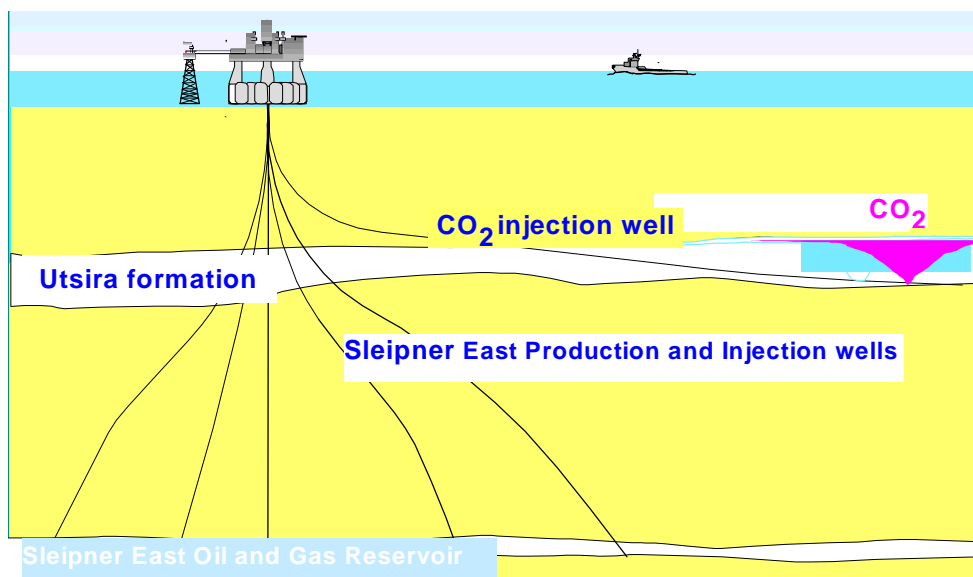
Figur 3.3 Faklings-intensitet fra norske petroleumproduserende installasjoner (kilde: Oljedirektoratets årsrapporter).

Samtidig har mer effektiv energiproduksjon og energibruk bidratt til at CO₂-utslippene per produsert petroleumsenhet har blitt redusert betydelig fra 1978 til 1997, selv om de totale utslipp har økt på grunn av økt produksjon som vist i Figur 3.4.



Figur 3.4 Totale og relative CO₂-utslipp fra norsk petroleumproduksjon

I 1996 startet en ny æra for tiltak mot utslipp av drivhusgasser, med CO₂-deponeringsprosjektet på Sleipner-feltet. Bakgrunnen for dette prosjektet er at naturgassen fra Sleipner Vest inneholder mer CO₂ enn spesifikasjonene for gaseksport tillater. Istedet for å slippe denne CO₂-gassen ut i atmosfæren etter separasjon, valgte feltets operatør (Statoil) å injisere gassen i den underliggende Utsira akviferen (fra Sleipner A-plattformen over Sleipner Øst) som vist i Figur 3.5. Injeksjonsprosjektet medførte betydelige investeringer i kompressor og injeksjonsbrønn, men investeringene har vært lønnsomme p.g.a. innspart CO₂-skatt.



Figur 1.5 Skisse over CO₂-injeksjonsprosjektet på Sleipner. CO₂ injiseres inn i den høypermeable saltvannakviferen kalt Utsira formasjonen.

Hvert år blir ca. 1 million tonn CO₂ injisert inn i Utsira-formasjonen. Dette tilsvarer ca. 3% av de totale CO₂-utslipp i Norge. Prosjektet er interessant fordi det er det første i sitt slag; hvor CO₂ deponeres utelukkende for å hindre utslipp i atmosfæren, og det har derfor vakt betydelig internasjonal interesse. EU støtter et forskningsprosjekt som har startet for å monitorere og best mulig predikere hvordan den deponerte gassen oppfører seg over lang tid.

Natuna-feltet 210 km vest for øya Natuna utenfor Borneo er et gigantisk gassfelt som inneholder like mye gass som Europas største gassfelt, Troll. Gassen, som vil bli eksportert som flytende naturgass, LNG, inneholder imidlertid 70% CO₂ som må fjernes. Også i dette prosjektet vil dette gjøres ved deponering i akviferer, og 210 millioner tonn CO₂ vil bli behandlet hvert år.

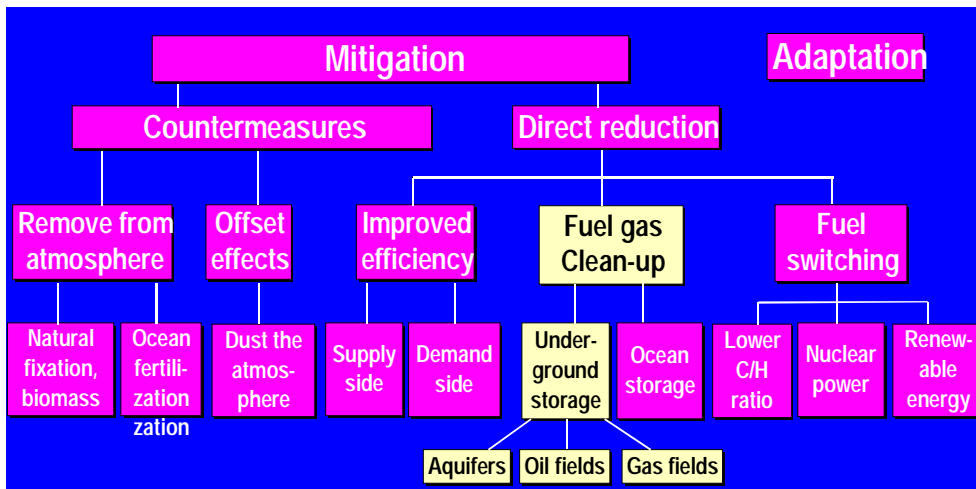
3.3.2 Deponering av CO₂ fra industrielle punktkilder

Som Figur 3.6 viser kan CO₂-utslippene som er assosiert med petroleumsproduksjon reduseres med relevante virkemidler. Selv om det også for norske prosjekter er det et

potensial for ytterligere reduksjoner i utslippene er storparten av CO₂-utslippene relatert til forbruk av petroleum. For å kunne redusere de totale utslippene er det derfor nødvendig å fokusere på denne bruken.

Målsettingene fra FNs klimakonvensjon i Kyoto innebærer at utslipp av klimagasser fra EU må reduseres med 8% i forhold til 1990-nivået mellom 2008 og 2012. Dette tilsvarer 600 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år. Tilsvarende vil Norge tillates en økning på 1%. I 1998 var CO₂-utslippene fra Norge på 42 millioner tonn, som er en betydelig økning fra nivået på 35 millioner tonn i 1990. Kyoto-protokollen innebærer derfor en betydelig reduksjon i forhold til dagens utslippsnivå. Kyoto-målsettingene er imidlertid bare et første trinn mot reduserte utslipp av klimagasser fra de industrialiserte land.

Forskjellige alternativer for å redusere utslipp av klimagasser er vist i Figur 3.6. Ved å anvende virkemidler med tilstrekkelig stor kapasitet vil det være lettere å unngå de minst attraktive virkemidlene. Ett mulig svar på denne utfordringen er å separere CO₂ fra store punktkilder (kraftverk, prosessindustrier). Bare lagring i undergrunnen (geolagring) og deponering i havdyp har mulighet for å tilfredsstille de store framtidige kapasitetsbehov. Lagring i undergrunnen er per i dag den eneste gangbare muligheten. Som Figur 3.6 viser inkluderer geo-lagring både petroleumreservoar og akviferer.



Figur 3.6 Tiltak for å møte utfordringene fra drivhuseffekten.

Lagringskapasiteten for forskjellige typer undergrunns lagring i Vest-Europa (EU og Norge) er oppsummert Tabell 3.1. De forskjellige typer er karakterisert ved lagringskapasitet og forventet lagringstid (før gassen unnslipper, Holloway *et al.* 1996).

Tabell 3.1 Lagringskapasitet for CO₂ og forventet lagringstid for forskjellige typer reservoarer i Vest-Europa (EU og Norge).

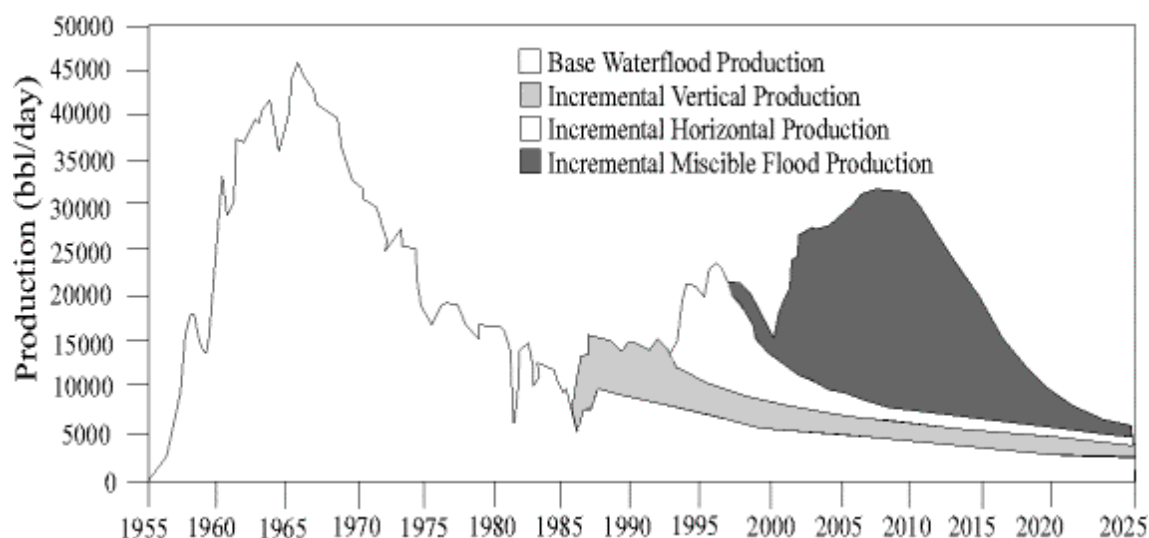
Reservoartype	Kapasitet (10 ⁹ tonn CO ₂)	Oppholdsstid (år)
Olje- og gassreservoar	33	>1000 000
Akviferer med gassfeller	30	>1000 000
Akviferer uten feller	770	2000-100 000
Dype akviferer med halv-permeable forseglinger	potensielt stor	2000-100 000
Ukonsoliderte sedimenter på >1000 m dybde	potensielt stor	?

3.3.3 EOR ved CO₂-injeksjon

CO₂ har i lang tid blitt injisert i oljereservoarer, og en lang rekke prosjekter har vist at CO₂ er et effektiv injeksjonsfluid for økt oljeutvinning. I en oversikt over ytelsen til 25 slike prosjekter, både på pilot- og feltskala (Holt *et al.* 1995), var den gjennomsnittlige økte oljeutvinning på 13% av OOIP ("original oil in place"). Av 60 prosjekter med blandbar CO₂-injeksjon i Nord-Amerika ble alle vurdert av operatøren som suksessfull, lovende, eller "for tidlig å si" (Moritis 1992). De aller fleste CO₂ injeksjonsprosjektene benytter CO₂ fra naturlige kilder som ofte transporteres i rørlegging over lange avstander fram til oljeprovinssene.

Som et eksempel på et prosjekt der en vil benytte CO₂ fra en industriell kilde vil vi trekke fram CO₂ injeksjonsprosjektet ved Weyburn-feltet i Saskatchewan, Kanada. Oljeproduksjonen på Weyburn begynte i 1954, og som Figur 3.7 viser så falt produksjonen sterkt i perioden 1965-1985 før produksjonen igjen økte som et resultat av et program for boring av nye brønner. En betydelig meroljeproduksjon er forventet etter at CO₂ injeksjonen starter. CO₂ injeksjonen på Weyburn er forsinket i forhold til tidsangivelsen i figuren.

I 1997 ble det besluttet å anlegge en 325 km lang rørledning til Weyburn som vil transportere CO₂ fra et kull-gassfiseringsanlegg i Beulah, Nord-Dakota (USA). CO₂ injeksjonsprosjektet på Weyburn forventer å forlenge feltets levetid med 25 år. Med en injeksjonsrate på 1.7 millioner tonn CO₂ per år vil oljeproduksjonen øke med totalt minst 122 millioner fat (10% av OOIP). Omkring 1400 nye arbeidsplasser forventes å bli skapt i virksomhet som er enten direkte eller indirekte knyttet til prosjektet, og langtids økonomisk utvikling i området vil bli stimulert. De totale investeringene 1.1 milliard dollar (CD) vil gi en økonomisk aktivitet som er anslått til 8.6 milliarder CD over 25 år.



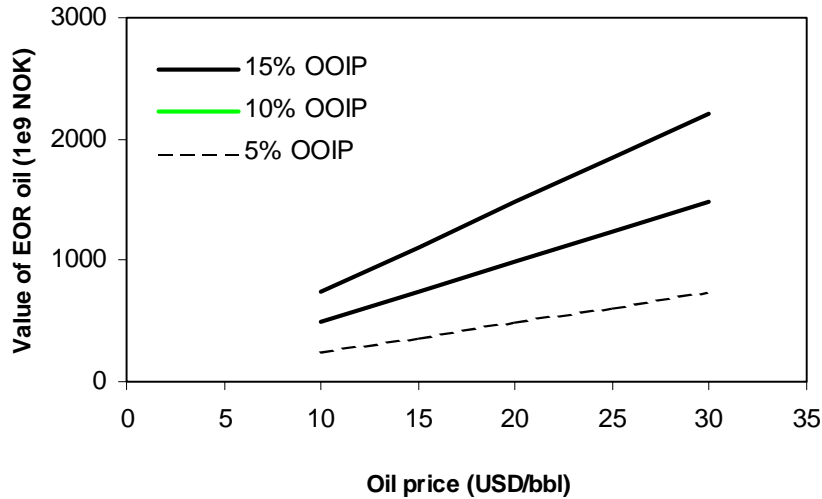
Figur 3.7 Produksjonsprofil for Weiburn-feltet.

Potensialet for økt oljeutvinning og CO₂ lagring i norske oljereservoar kan illustreres ved hjelp av enkle overslagsberegninger som vist i tabell 2. De totale norske oljereservene er anslått til $3477 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ (Fakta 2000 Norsk Petroleumsvirksomhet, OD). Med å anta en gjennomsnittlig utvinningsfaktor finnes total opprinnelig oljemengde tilstede (OOIP – original oil in place), og EOR potensialet estimeres ved hjelp av EOR faktoren. Om denne ekstra oljen utvinnes ved CO₂ injeksjon må dette oljevolumet erstattes av CO₂. Injisert CO₂ vil i tillegg i mange tilfeller fortrenge store mengder vann (spesielt for felt som allerede er vannflømmet), og vil også fortrenge noe olje som ikke blir produsert. Derfor må det injiseres vesentlig større volum CO₂ enn produsert olje. Dette volumet estimeres ved hjelp av gjennomsnittlig CO₂ utnyttelsesfaktor og en gjennomsnittlig olje formasjonsfaktor. Tilhørende masse CO₂ finnes ved hjelp av gjennomsnittlig tetthet for lagret CO₂.

Tabell 3.2 Potensiell ekstra oljeproduksjon og CO₂ lagfringskapasitet fra/i norske petroleumsreservoar (S-standard, R-reservoar).

Reserver	$3477 \cdot 10^6$	Sm^3
Gjennomsnittlig utvinningsfaktor	40	% of OOIP
Gjennomsnittlig CO ₂ utnyttelse	3	Rm^3/Rm^3
Gjennomsnittlig olje formasjonsfaktor	1.5	Rm^3/Sm^3
Gjennomsnittlig EOR faktor	10	% of OOIP
Gjennomsnittlig CO ₂ tetthet	700	kg/Rm^3
EOR oil potential	$870 \cdot 10^6$	Sm^3
CO ₂ storage potential	$2.7 \cdot 10^9$	tons

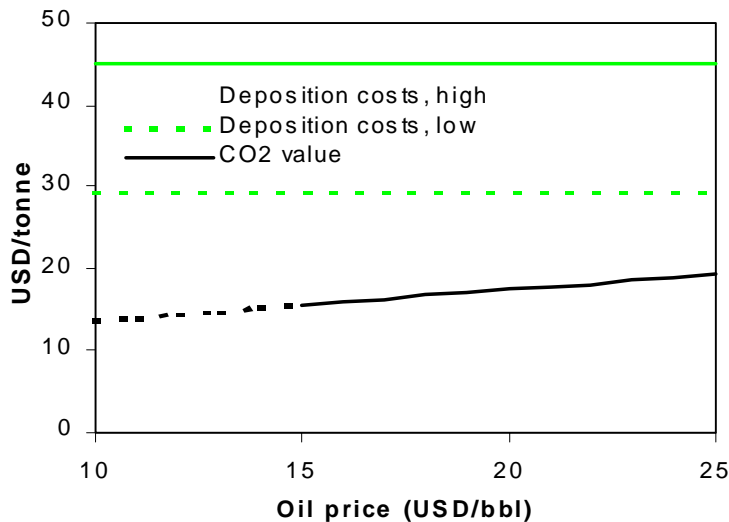
Beregningene i Tabell 3.2 kan gjennomføres for forskjellige forutsetninger. Den mest følsomme og usikre faktoren er EOR faktoren. Verdien av potensiell EOR-olje fra norske oljereservoarer er illustrert i Figur 3.8 som en funksjon av oljepris og prosesseffektivitet (gjennomsnittlig EOR-faktor). EOR faktoren er som nevnt svært usikker da CO₂-injeksjon har bare i begrenset grad blitt studert for norske oljereservoarer og erfaringer fra Nord-Amerikanske oljefelt kan ikke overføres direkte.



Figur 3.8 Verdi av potensiell EOR-olje som funksjon av oljepris for forskjellige nivåer av midlere prosess-effektivitet.

Figur 3.8 illustrerer at verdien av den ekstra olje som kan bli produsert ved CO₂-injeksjon (eller andre tertiære metoder) fra norske oljereservoar kan bli betydelig. Fordi CO₂ er et svært effektivt medium for fortrenning av olje, vil CO₂ ha en kommersiell verdi som injeksjonsfluid.

Figur 3.9 viser verdien av CO₂ som blir levert til oljereservoarer i Midt-Vesten i USA basert på en ligning som ble foreslått av Taber (1994). CO₂-verdien er sammenlignet med et høyt og et lavt estimat for kostnadene for CO₂-separasjon fra store punktkilder og transport og deponering i undergrunns-formasjoner. Til sammenligning kan nevnes at den norske CO₂-skatten offshore er nå på 33 USD/tonn CO₂ (9 NOK/USD).



Figur 3.9 Separasjons-, transport- og lagringskostnader for CO₂, og verdien av CO₂ for økt oljeutvinning vs. oljepris.

I et konvensjonelt CO₂-flømmingsprosjekt vil operatøren optimalisere prosessen for mest mulig profitabel oljeutvinning. I en mulig framtidig CO₂-deponeringsæra vil mengden av lagret CO₂ også bli en optimaliseringsvariabel. Dette, og reservoarenes spesifikke respons på CO₂-injeksjon vil avgjøre verdien av CO₂ som injeksjonsfluid for norske oljereservoarer. Det kan forventes at verdien av CO₂ også for norske reservoar kan bli betydelig sammenlignet med separasjons og deponeringskostnadene.

3.3.4 Muligheter og utfordringer

Lagring av CO₂ i petroleumsreservoar og akviferer har stor kapasitet og er miljøsikket. På lengre sikt er lagringskapasiteten i oljereservoarene begrenset, men norske reservoar vil representere betydelige CO₂-sluk for Nord-Europa tidlig i en CO₂-deponeringsæra. Senere må akviferer i stadig større grad overta som deponier. EOR er den eneste stor-skala bruk hvor CO₂ har en positiv verdi. Denne verdien kan delvis dekke kostnadene ved separasjon og deponering av CO₂. Massiv CO₂-flømming av norske oljereservoarer vil forlenge produksjonsperioden fra disse reservoarene og vil skape aktivitet med betydelig økonomisk verdi. Prediksjon av effektiviteten til CO₂ injeksjon i norske oljereservoar og løsninger angående håndtering av gjennombruddsgass framstår som sentrale forsknings- og utviklingsoppgaver.

3.4 Oppsummering

I løpet av de siste 10 årene har det globalt skjedd en dramatisk endring i rammevilkårene for FoU. Dette har nær sammenheng med, og har skjedd parallelt med en generell restrukturering av industrien, karakterisert ved oppkjøp, sammenslåinger og fokus på kostnadsutt. I denne prosessen har oljeselskapene redefinert sin rolle til i økende grad å være teknologikjøpere enn teknologiutviklere, og har flyttet fokus fra langsiktig teknologiutvikling over på løsning av operasjonelle problemer. Ingen andre

aktører i markedet har greid å fylle innovasjonsrollen som oljeselskapene har forlatt. Dette har resultert i et "innovasjonsvakuum". De kraftige fluktuationene i oljeprisen i løpet av de siste tre årene har bare spilt en mindre rolle i denne sammenheng, og man ser at det siste årets økning i oljepris ikke har medført tilsvarende økning i investering i FoU.

Offentlig investering i petroleumsrettet FoU har vist en generell nedadgående trend i de fleste aktuelle land, og dette er særlig tydelig i Norge. Denne reduksjonen har ringvirkninger fordi offentlige bidrag ofte fungerer som såkapital for industrien. I tillegg har den rammet universitets- og instituttsektoren hardt, med påfølgende desintegrasjon av forskningsmiljøene.

Teknologiutviklingen de siste årene er karakterisert ved et sterkere fokus på operasjonelle problemer, samtidig som at man nå er i ferd med å høste frukten av tidligere tiders satsing på langsiktig forskning (f.eks. 4D/4C seismikk). Det er også en tendens i retning av integrerte teknologiløsninger på tvers av tradisjonelle skillelinjer, som f.eks. mellom brønn og reservoar.

Tiltak mot en global oppvarming på grunn av utslipp av drivhusgasser kan medføre at industriell CO₂ blir tilgjengelig som injeksjonsfluid for økt oljeutvinning. Dette kan få stor betydning for utnyttelsen av norske oljereservoar. Sammen med akviferdeponering av CO₂ representerer dette nye verdiskapningsmuligheter for oljeindustrien.

4 Ekspertvurderinger av nye teknologier

Ekspertgruppevalideringen av teknologiområder og teknologier ble utført av i alt 12 personer med en sjekklister utarbeidet spesielt for formålet (se Vedlegg 3). Sjekklisten inneholdt en oversikt over teknologier gruppert i teknologiområder, og et sett med vurderingskriterier knyttet til dette. Skjemaet var implementert i GroupSystems, dog i et noe annet format enn i Vedlegg 3 som deltagerne også fikk utlevert som papirkopi. Valideringen startet med en gjennomgang av den foreslåtte listen med teknologier. Denne ble supplert og revidert basert på innspill fra gruppen i en muntlig sesjon. Dataene fra valideringen er blitt analysert, og resultater som vi betrakter som relevante og signifikante presenteres i det følgende.

4.1 Analyse av resultatene

Analyse av dataene er basert på middelværdier og standardavvik for (de 19) teknologiområdene og for (de i alt 143) teknologiene innen hvert teknologiområde, dvs. en slags sensitivitetvurdering. Vi har delt opp tallmaterialet i datasett, hvor et datasett inneholder en rangering av teknologiområder eller teknologier innen ett område med hensyn til en eller to parametre. Metoden som vi har brukt har sine begrensninger, som vi har prøvd å ta hensyn til i analysen og konklusjonene. Følgende forhold er verdt å være oppmerksom på:

Utvalget av eksperter er begrenset, og ikke nødvendigvis representativt: Det bestod av kun 12 personer, slik at statistisk usikkerhet uansett vil være stor. Vi har derfor valgt å betrakte denne ekspertgruppen som vår populasjon.

Mangelfullt utvalg av teknologier: Eksperten fremhevet at det i utgangspunktet manglet relevante teknologier på den opprinnelige listen, og at detaljeringsgraden innen de forskjellige teknologiområdene var forskjellig. Til det første kan det sies at ekspertvalideringen startet med en gjennomgang av de fleste teknologiområdene, der deltagerne reviderte listen med teknologier. Til det andre påpekes at det ikke er hensikten å sammenligne teknologier på tvers av teknologiområdene.

Feil p.g.a. teknologiskjemaet: Ovennevnte revisjon av listen med teknologiområder kan ha introdusert feil i valideringsskjemaet. Ved analyse av resultatene har enkelte slike feil blitt observert. I noen tilfeller har det medført at enkeltteknologier ikke har blitt tatt med i analysen, i andre tilfeller har det medført at datasett har blitt ekskludert fra analysen.

Feil ved utfylling: Dette kan være rene inntastingsfeil eller feil som skyldes at spørsmålene tolkes feil/forskjellig. Slike feilkilder er vanskelig å vurdere.

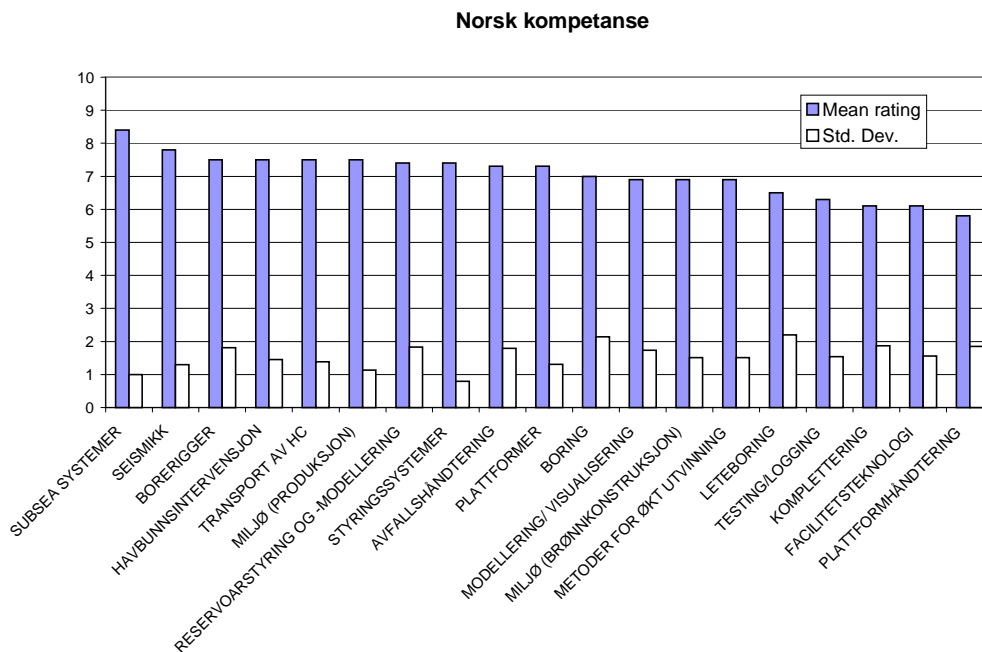
I analysen har vi tatt utgangspunkt i middelværdiene og, hvis mulig, prøvd å identifisere teknologier eller teknologiområder som har markant høyere skåre enn de andre for ett kriterium eller samlet for flere kriterier. Dette er gjort på *kvalitativ basis* der vi også har tatt hensyn til de beregnede standardavvik. Merk at vi har betraktet forskjeller i

middelverdi som signifikante selv i tilfeller hvor standardavvik har vært høyere (enn forskjellen i middelverdier). Grunnen til dette er at spredning i svar (rangeringer) kan skyldes forskjeller i subjektive oppfatninger av referansenivå og skala. Dette kunne man tatt hensyn til ved å normere svarene, men dette har vi ikke blitt gjort i denne sammenheng.

4.2 Analyse: ekspertvurderinger av teknologiområder

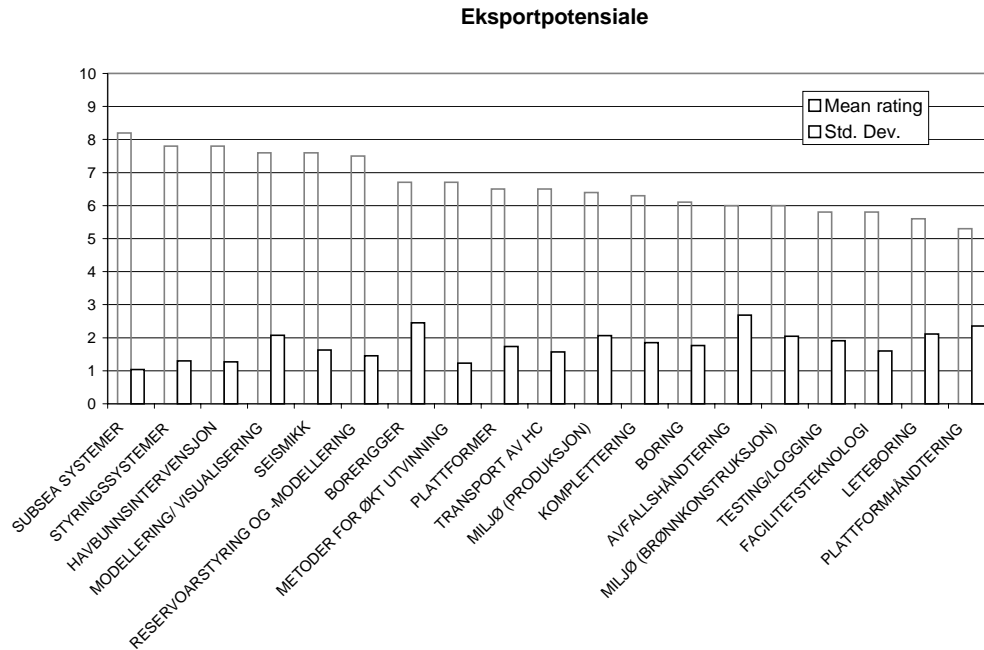
Ekspertgruppen ble bedt om å vurdere forskjellige teknologiområder innen oppstrøms petroleumsvirksomhet med hensyn til verdiskapningsparametre og relaterte faktorer. Hovedresultatene er presentert i følgende sju figurer, som refererer til de sju første spørsmålene (indikatorene) i sjekklisen.

4.2.1 Norsk kompetanse



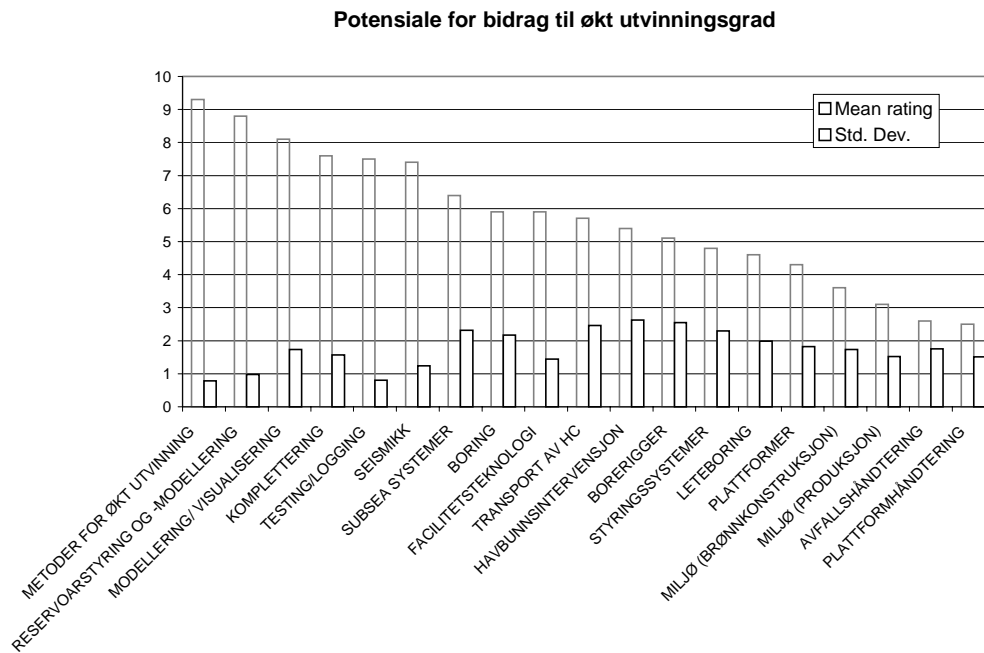
Middelverdien for de rangerte områdene er 7.1 (på skalaen fra 1 til 10 hvor 10 er best). Spredningen er dessuten liten eller moderat både innenfor hvert teknologiområde og mellom disse. En må således kunne konkludere at norsk kompetanse betraktes som gjennomgående god eller meget god uten åpenbare huller. To teknologiområder skiller seg særlig ut i positiv retning; *Subsea systemer* og *Seismikk*, mens *Komplettering*, *Facilitetsteknologi* og *Plattformhåndtering (for nedstengning)* skårer lavest. De øvrige teknologiene fordeler seg nokså nær middelverdien. Noe overraskende er det kanskje at *Metoder for økt utvinning* skårer såpass lavt. Det er et område som det tidligere har vært investert store forskningsressurser i (jfr. RUTH-programmet).

4.2.2 Eksportpotensiale



Her er det seks teknologier som skiller seg positivt ut i forhold til de øvrige og middelværdien på 6.6. Felles for disse (med delvis unntak for *Styringssystemer*) er fokus på havbunn og undergrunn. De følgende sju teknologigrupper har få fellesnevner, mens de to påfølgende (*Avfallshåndtering (for nedstengning)* og *Miljø (Brønnkonstruksjon)*) har miljøfokus. Vi merker oss også at *Modellering/Visualisering* som skårer høyt her, fikk kun middels god skåre på Norsk kompetanse. Det er interessant å merke seg at teknologiene *Testing/Logging* og *Leteboring*, som i alle fall av enkelte har vært ansett som spissområder i Norge, ikke lenger synes å ha noe vesentlig eksportpotensiale.

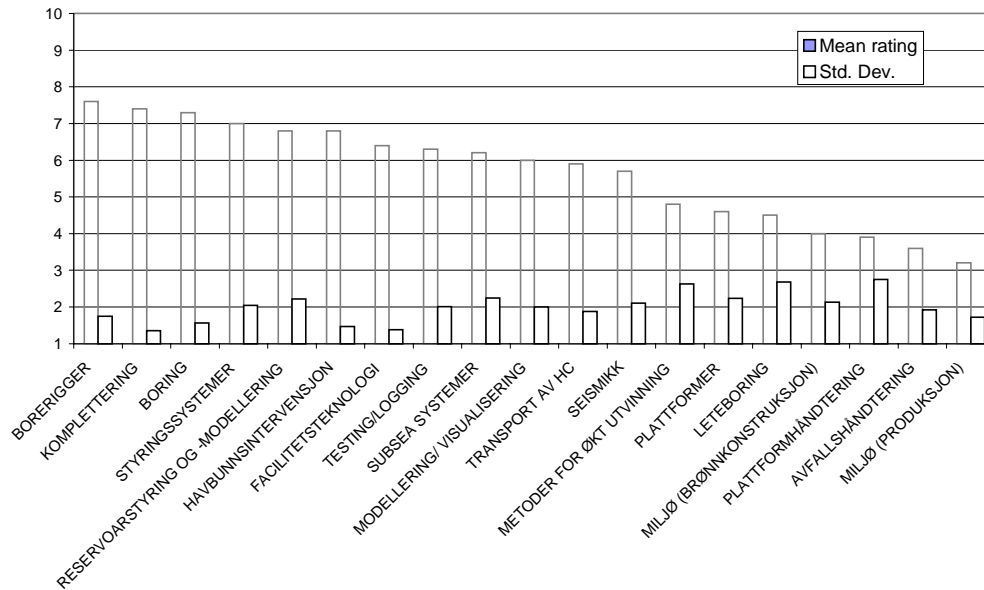
4.2.3 Potensiale for bidrag til økt utvinningsgrad



Her er det også seks teknologier som skiller seg positivt ut i forhold til de øvrige og middelveiden på 5.7. Som ventet får *Metoder for økt utvinning* høyest skåre. Men vi merker oss at *Reservoarstyring og -modellering (for produksjon)*, samt *Modellering/Visualisering (for leting)* også får svært høy skåre. Disse områdene har mange teknologikomponenter felles, og går begge på økt forståelse av undergrunnen. Deretter følger tre teknologiområder som får tilnærmet samme skåre; ca 7.5 og også betydelig høyere enn middelveiden. Av disse tre merker vi oss at *Komplettering og Testing/Logging* skårer lavt på Norsk kompetanse. Felles for disse seks teknologiområdene som er rangert høyest her, er at svarene har relativt liten spredning; ekspertene er relativt enige i denne rangeringen. Deretter er det et lite sprang ned til *Subsea systemer* som også rangeres over middelveiden. Ikke uventet tildeles alle de miljøorienterte teknologiene lavest skåre for denne verdiskapningsparameteren.

4.2.4 Potensiale for kostnadsreduksjon

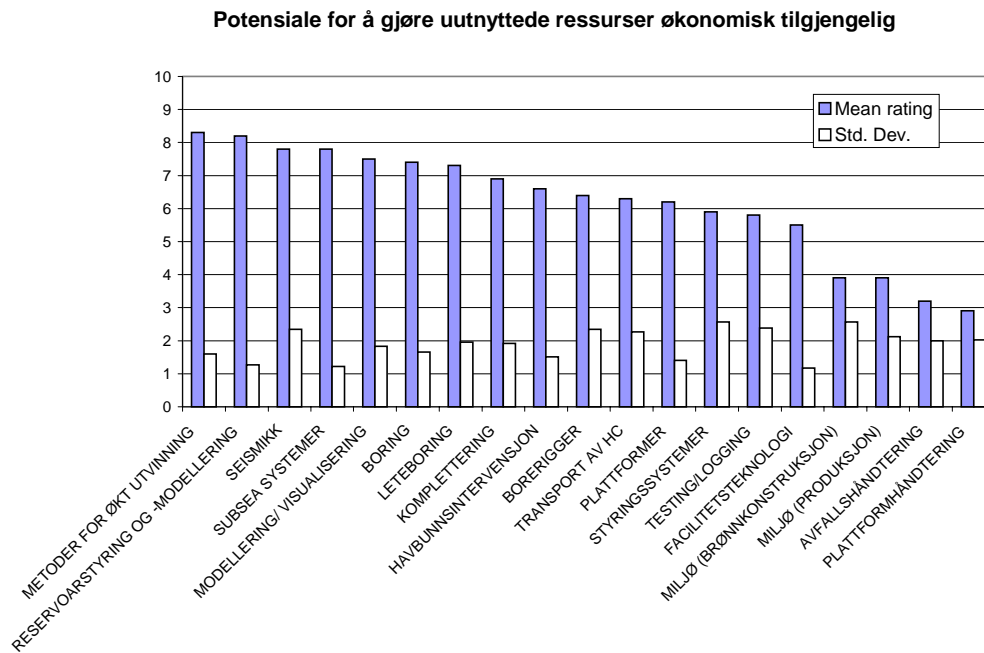
Potensiale for bidrag til reduserte kostnader



Middelverdien for denne parameteren er 5.7. De tre teknologiene som skårer høyest er alle borerelaterte. En kan anta at det har nær sammenheng med riggratene, som ofte overskygger alle andre variable kostnader i forbindelse med boring. Litt overraskende er det derfor at *Leteboring* skårer såpass lavt, noe denne teknologien også gjorde for Eksportpotensiale. Av de tre påfølgende som skårer høyt, har *Styringssystemer* og *Havbunnsintervensjon* også høy skåre på Eksportpotensiale, mens *Reservoarstyring og -modellering* skåret høyt også på Økt utvinningsgrad. Størst potensiale for kostnadsreduksjon ser derfor ut til å ligge i teknologier knyttet til boring og til forståelse og styring av reservoar.

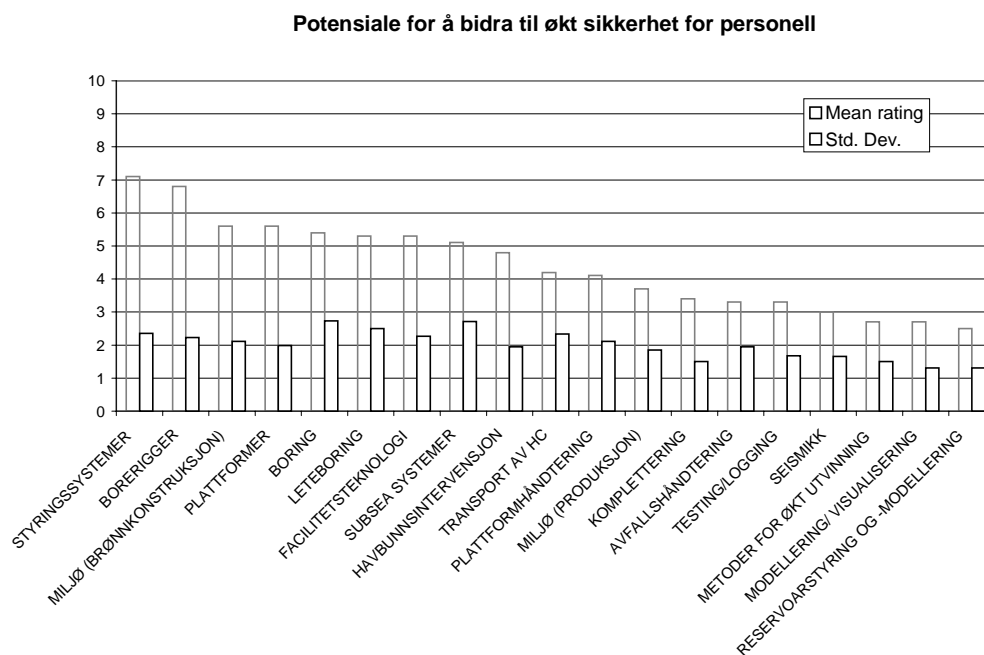
Vi merker oss også at de fire teknologiene som får lavest skåre (under 4) er alle miljørelaterte.

4.2.5 Potensiale for å gjøre uutnyttede ressurser økonomisk tilgjengelig



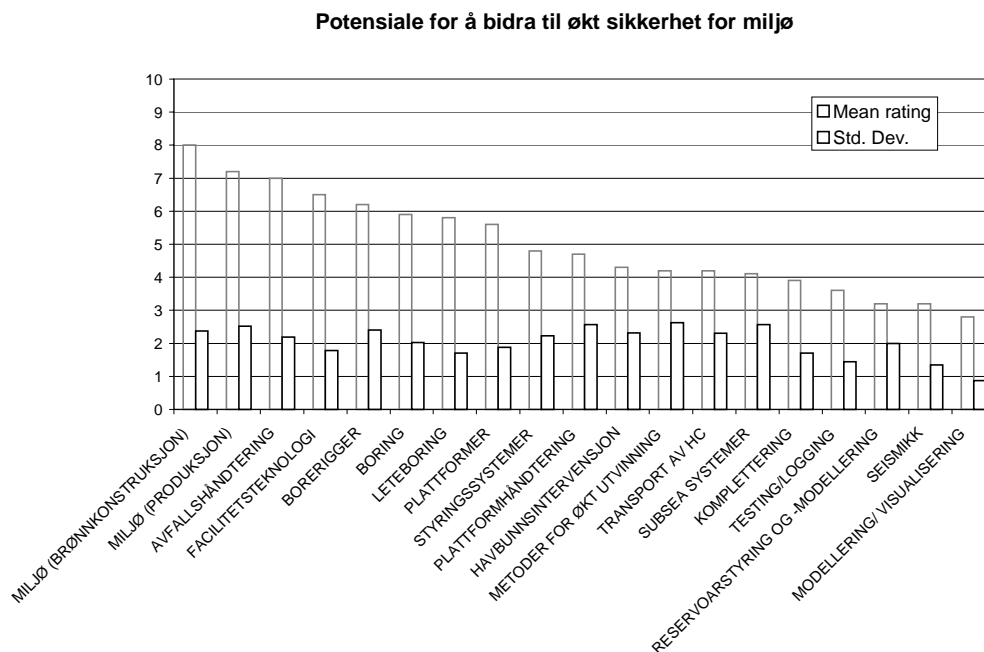
Middelverdien for denne parameteren var 6.2. Her er det åtte teknologirområder som skiller seg ut positivt. *Metoder for økt utvinning* og *Reservoarstyring og -modellering* rangeres som h.h.v. nr. 1 og nr. 2, slik de også gjorde for parameteren Økt utvinningsgrad. Disse samt de tre påfølgende teknologirområdene er knyttet til havbunn og undergrunn. Deretter følger tre teknologirområder som er brønnrelaterte. De fire teknologiene som får markert lavest skåre er de samme som på parametrene Reduserte kostnader og Økt utvinning.

4.2.6 Potensiale for økt sikkerhet for personell



Middelverdien for denne parameteren var 4.4. Det er kun to teknologiområder som skiller seg klart ut positivt; *Styringssystemer* og *Borerigger*. Alle de fire påfølgende teknologiområdene er også relatert til bore- og brønnoperasjoner. De fire teknologiene som skårer lavest er de samme fire som fikk høyest skåre for parameteren Økonomisk tilgjengelighet (se ovenfor).

4.2.7 Potensiale for økt sikkerhet for miljø

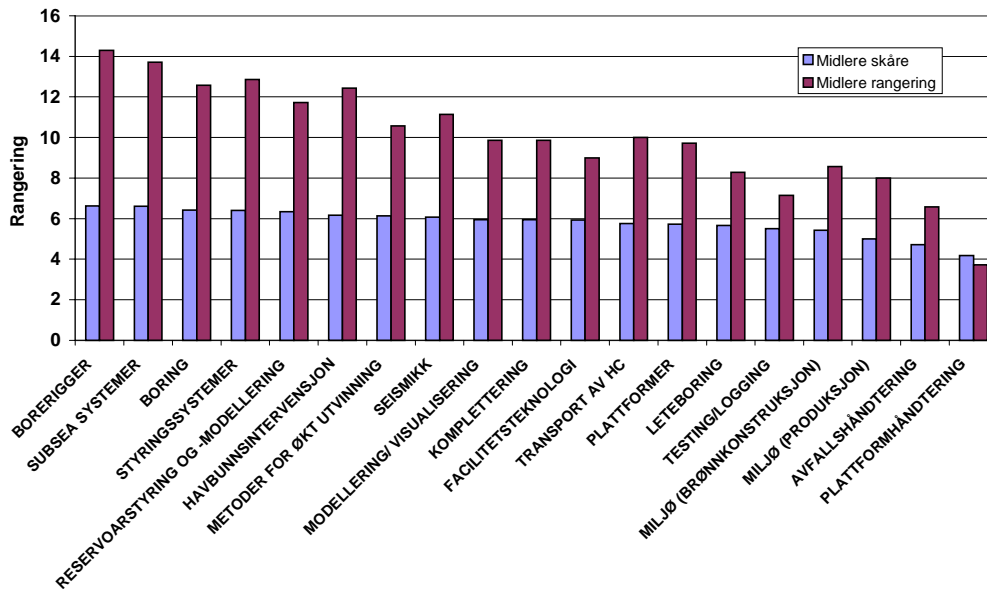


Middelverdien for denne parameteren var 5.0. Ikke uventet er det miljørelaterte teknologiområder som skårer høyest. Særlig høy skåre får *Miljø (Brønnkonstruksjon)*. Høy skåre tildeles også *Miljø (produksjon)* og *Avfallshåndtering (nedstengning)*. *Facilitetsteknologi*, som omfatter teknologier for prosessering av fluidstrømmer, skårer også relativt høyt. Derneft følger fire bore- og plattformrelaterte teknologier som også skårer over middelverdien. Verdt å merke seg er det at *Plattformhåndtering (nedstengning)*, som er et miljørelatert teknologiområde, skårer under middels for miljø. Lavest skåre får tre teknologiområder som skårer høyt på Eksportpotensiale og Økt utvinningsgrad.

4.2.8 Totalvurdering av teknologiområder

Vi har gjort en totalvurdering av de forskjellige teknologiområdene opp mot hverandre ved å rangere deres gjennomsnittlige skåre og ved å foreta en uveid gjennomsnittlig rangering for alle de sju ovennevnte kriterier/parametre. Gjennomsnittlig rangering er gjort ved å gi den høyest rangerte teknologien for et gitt kriterium verdien 19 (siden det er 19 teknologiområder), den nest høyeste har fått verdien 18 osv. Vi ser at det er stor grad av sammenfall mellom de to måtene å rangere på. De resulterende skåreverdiene fordeler seg relativt jevnt mellom ytterverdiene. Kanskje noe overraskende er det at begge metodene rangerer teknologiområdet *Borerigger* høyest.

Totalrangering av teknologiområder



4.3 Analyse: ekspertvurderinger av kritiske teknologier

Utgangspunkt for denne analysen er svarene som ble gitt på spørsmålene 8-12 i sjekklisten (se Vedlegg 2, dessuten pkt. 1.2 foran). Her skulle respondentene først identifisere og rangere de mest kritiske teknologiene innenfor hvert teknologiområde. Med kritisk menes her i forhold til de verdiskapningsparametre som teknologiområdene ble evaluert etter. Deretter skulle respondentene rangere de mest kritiske teknologiene i forhold til;

- Avstand til markedet, dvs. kommersielt tilgjengelig (målt i antall år)
- Effekt av FoU-intensitet på kommersialisering (FoU-sensitivitet)
- Positiv sysselsettingseffekt (Nyskaping av arbeidsplasser)
- Negativ sysselsettingseffekt (Avvikling av arbeidsplasser)

Vi har kommentert Positiv sysselsettingseffekt og Netto sysselsettingseffekt (sistnevnte som differansen mellom Positiv sysselsettingseffekt og Negativ sysselsettingseffekt).

FoU-sensitiviteten ble definert som "i hvor stor grad en relativ økning i FoU innsats kan framskynde kommersiell bruk av teknologi". Den kan altså tolkes som stigningstallet til en kurve som viser sammenhengen mellom FoU-investeringsnivå og antall år til teknologien er kommersielt moden og tilgjengelig.

Analysen er gruppert i de enkelte teknologiområder som teknologiene hører inn under. Vi har her bare trukket frem resultater som vi mener er både signifikante og relevante. Dataene som ligger til grunn for analysen (middelverdier og standardavvik) finnes i Vedlegg 2, mens Vedlegg 3 gir en grafisk framstilling av middelverdiene.

4.3.1 Seismikk (Leting)

Ingen enkeltteknologi utpeker seg som mer kritisk enn de øvrige. *Høyoppløsningsseismikk* og *Dataanalyse* rangerer høyest på FoU-sensitivitet, men *Dataanalyse* vurderes å ligge nærmere markedet. Denne teknologien gir også høyest skåre på Nye arbeidsplasser. (Negativ sysselsettingseffekt ble ikke registrert for dette teknologiområdet).

4.3.2 Modellering/Visualisering (Leting)

Ekspertergruppen rangerte *Håndtering av store datamengder* som den mest kritiske teknologien. Dette var også den teknologien som skåret klart høyest på Nye arbeidsplasser og FoU-sensitivitet. Merk også at Netto sysselsettingseffekt for denne teknologien implisitt rangeres høyere enn for de øvrige. Den ble imidlertid også vurdert til å ligge noe lengre unna markedet (antall år) enn de øvrige teknologiene.

4.3.3 Leteboring (Leting)

Nedihulls analyse ble rangert som den mest kritiske teknologien, fulgt av *Datainnsamling under boring* og *Billige letebrønner*. Bortsett fra *Boring fra havbunnen* som ble vurdert klart som minst kritisk, var det liten forskjell mellom de øvrige teknologiene.

Billige letebrønner ble rangert høyest i forhold til Avstand til marked og FoU-sensitivitet, og skåret også høyt på Nye arbeidsplasser. Det er imidlertid relativt liten forskjell mellom teknologiene på FoU-sensitivitet og på Nye arbeidsplasser. Det er verdt å merke seg at *Dataoverføring til land mens man leter* vurderes å være middels kritisk, ligge nær markedet, og å ha høy FoU-sensitivitet.

Netto sysselsettingseffekt ser ut til å være størst for *Boring på ultradypt vann*. Denne teknologien er imidlertid kun rangert som middels kritisk.

4.3.4 Boring (Brønnkonstruksjon)

Billige sidesteg ble vurdert som mest kritisk (skåre 145), med relativt liten spredning, fulgt av *Multi-laterale brønner* (skåre 133), som er tematisk beslektet. Det var for øvrig stor og relativt jevn variasjon i rangeringen av teknologiene i forhold til denne parameteren. Middelerdien var 95. Konsistent med resultatet for Leteboring ser vi at *Boring fra havbunnen* skåret lavt.

Det var stor variasjon mellom teknologiene i rangeringen av FoU-sensitivitet, og også relativt stor variasjon i avstand til markedet. Seks teknologier skiller seg ut med høy FoU-sensitivitet (i forhold til middelerdien på 5.9); *Nye boremetoder med lettere og billigere utstyr*, *Nedihulls navigering*, *Høyhastighets telemetri for rotasjonsboring*, *Videreutvikling av brønntraktorer*, *Boring uten stigerør*, og *Boring med casing*. De to førstnevnte vurderes imidlertid å ligge langt fra markedet, mens de fire sistnevnte vurderes å være nært markedet. Av disse seks teknologiene er det de to som ligger lengst unna markedet som klart vurderes å være mest kritiske.

Nye boremetoder med lettere og billigere utstyr er den teknologien som klart vurderes å ha størst potensiale for å skape nye arbeidsplasser. Sammen med *Boring på ultradypt vann* er det også den teknologien som har størst netto sysselsettingseffekt.

4.3.5 Komplettering (Brønnkonstruksjon)

Innen dette området er det *Smarte brønner* som skiller seg klarest ut. Denne teknologien vurderes som mest kritisk. Den rangeres høyest på FoU-sensitivitet (med lavt standardavvik, dvs. stor grad av enighet), og skåret sammen med *Nedihulls pumping* klart høyest på Nye arbeidsplasser. *Smarte brønner* har høyest Netto sysselsettingseffekt. *Nedihulls pumping* skåret til gjengjeld nest høyest på FoU-sensitivitet, og vurderes også å være relativt kritisk. Denne teknologien vurderes imidlertid å ligge lengst fra markedet (antall år) av alle teknologiene innen dette området.

4.3.6 Reservoarstyring/modellering (Produksjon)

Høyoppløsnings reservoarmodellering skiller seg ut som den mest kritiske teknologien (skåre på 117, mens middelerdien var 78). Den skåret også høyere enn gjennomsnittet på FoU-sensitivitet. *Automatisert oppdatering og styring av reservoar* skåret nest høyest som kritisk teknologi (skåre 103), og over middels FoU-sensitivitet. *Kunnskap og verktøy for reservoarprediksjon* skiller seg også ut ved at den har høyest FoU-sensitivitet (med lavt standardavvik), samtidig som den rangerer høyt (skåre 100) som kritisk teknologi.

En gruppe på fem teknologier ser ut til å ha noe høyere Netto sysselsettingseffekt enn de øvrige.

4.3.7 Metoder for økt utvinning (Produksjon)

Her er det også en teknologi som skiller seg ut; *Optimalisering av IOR-metoder*. Denne teknologien vurderes klart som mest kritisk (skåre på 129, relativt middelerdi på 78). Den har også høyest FoU-sensitivitet (skåre på 7.6, relativt middelerdi på 6.0) med stor grad av enighet, men vurderes også å ligge relativt langt fra markedet. Denne teknologien er også en klar toer i forhold til å skape nye arbeidsplasser, bare slått av *Ny produksjon fra gamle/stengte felt*. Sistnevnte teknologi rangerer også som over middels kritisk. *Injeksjon av gass* vurderes som en klar toer som kritisk teknologi, men med middels FoU-sensitivitet og kort avstand til markedet.

Av Figuren ser vi også at Netto sysselsettingseffekt er høyest for *Optimalisering av IOR-metoder* og *Ny produksjon fra gamle/stengte felt*.

4.3.8 Subsea systemer (Produksjon)

Tre teknologier skiller seg ut; *Havbunnsprosessanlegg*, *Subsea separasjon*, og *Nedihulls pumping og separasjon*. De rangeres i nevnte rekkefølge som de klart mest kritiske teknologiene. De rangerer også høyt i forhold til FoU-sensitivitet. *Nedihulls prosessanlegg* er den teknologien som vurderes å ha størst avstand til marked og høyest FoU-sensitivitet, men vurderes bare å være litt over middels kritisk. De fire nevnte

teknologiene er også de teknologiene som rangeres høyest i forhold til å skape nye arbeidsplasser, og *Havbunnsprosessanlegg* rangeres aller høyest i forhold til Netto sysselsettingseffekt.

4.3.9 Plattformen (Produksjon)

Teknologier for FPSO (*Nye FPSO-konsepter* og *Innovative stigerørskonsepter for FPSO*) skiller seg ut sammen med *Brønnhodeplattform for store havdyp*. De rangeres som de mest kritiske, og også som de teknologiene som har størst positiv og Netto sysselsettingseffekt. FPSO-teknologiene vurderes også å ha høy FoU-sensitivitet.

4.3.10 Facilitetsteknologi (Produksjon)

Avansert bruk av optimaliseringsverktøy skiller seg ut. Denne teknologien rangeres som mer kritisk (riktignok marginalt) enn noen av de øvrige (skåre på 65, mens middelverdien er 54). Den rangeres også med stor grad av enighet som den teknologien som har høyest FoU-sensitivitet, og med størst Positiv sysselsettingseffekt. Netto sysselsettingseffekt er imidlertid moderat. Denne teknologien vurderes å ligge relativt langt fra markedet.

4.3.11 Testing/Logging (Produksjon)

Av disse teknologiene er det tre som skiller seg ut som mer kritiske enn de øvrige; i rekkefølge *Permanent reservoarovervåkning*, *Loggemetoder for ekstremt lange horisontale brønner*, og *Mer avansert produksjonsloggeutstyr*. Disse teknologiene rangeres også høyest, riktignok i noe annen rekkefølge i forhold til å skape nye arbeidsplasser. *Loggemetoder for ekstremt lange horisontale brønner* har klart høyest Netto sysselsettingseffekt. Sammen med *Permanent reservoarovervåkning* vurderes denne teknologien å ha høyest FoU-sensitivitet, men også størst avstand til markedet (antall år).

4.3.12 Styringsystemer (Produksjon)

Fjernstyrt reservoarkontroll, drift og vedlikehold fikk klart høyest skåre som kritisk teknologi. Denne teknologien overlapper imidlertid delvis med en del av de andre, slik at de ikke er direkte sammenlignbare. Den fikk også høyest skåre på FoU-sensitivitet og på avstand til markedet (8 år). Det kan være verdt å merke seg at av alle teknologier som er evaluert, uavhengig av teknologiområde, er det bare *Billige letebrønner* som ble vurdert å ligge lenger unna markedet. *Fjernstyrt reservoarkontroll, drift og vedlikehold* skåret også høyest på Positiv sysselsettingseffekt, men har kun moderat Netto sysselsettingseffekt. Her skåret *Styringsystemer for arbeidsprosesser* høyest.

4.3.13 Plattformhåndtering (Nedstengning)

Brønnplugging skiller seg ut som den mest kritiske teknologien (skåre 51, relativt middelverdi på 38.5), fulgt av *Gjenbruk* og *Skjæring/Kutting*. Disse tre teknologiene rangeres også høyest, riktignok i annen rekkefølge, i forhold til FoU-sensitivitet og

potensialet for å skape nye arbeidsplasser. *Skjæring/Kutting* har klart høyest Netto sysselsettingseffekt.

4.3.14 Avfallshåndtering (Nedstengning)

Kjemikalier skiller seg ut som mest kritisk. *Annen teknologi* rangeres klart høyest i forhold til FoU-sensitivitet med kort vei til markedet. Det kan tolkes som en forventning om at det er store forskningsmuligheter innen dette området. *Annen teknologi* skåret også høyest i forhold til Positiv og Netto sysselsettingseffekt. Imidlertid vurderes *Annen teknologi* å være minst kritisk av de rangerte teknologiene.

5 Prioriteringsområder for petroleumsrettet FoU

Dette delkapitlet analyserer resultatene fra ekspertgruppens diskusjon av en rekke utsagn om petroleumsrettet FoU og verdiskaping. Dataene er generert i løpet av ekspertenes elektroniske møte 21. august 2000.

Formålet med denne sesjonen var å diskutere hvordan norsk innsats for å styrke petroleumsrettet FoU kan innrettes i tiden fremover. Sesjonen bestod av to deler; elektronisk ideutveksling og votering over de foreslåtte utsagn.

VERTEKS ga ekspertene en liste på 18 spissformulerte utsagn, alle med en kort forklarende tekst, ment å frembringe en diskusjon som i neste omgang kunne gi opphav til en anbefaling av innsatsområder m.v. Opphavet til utsagnene stammer delvis fra vår referansestudie (CENET), dels fra skrivebordsstudien og dels fra andre, åpne kilder.

I de etterfølgende avsnitt blir hvert utsagn, inkludert forklaringen, presentert i den rekkefølge de ble introdusert overfor ekspertgruppen. Den elektroniske diskusjonen ekspertene gjennomførte, blir deretter kommentert og utvalgte, representative kommentarer fra ekspertene blir knyttet til hvert utsagn. I avstemmingen er det anvendt en 10-punkts skala, hvor 1 uttrykker størst grad av uenighet og 10 høyest grad av enighet med utsagnet. Både den elektroniske diskusjonen og avstemmingen var anonym.

I mange statistiske analyser er det ønskelig at målene som beskriver en fordeling inneholder de samme enheter som det opprinnelige sett av målinger. Avstemmingsresultatet fra ekspertene blir derfor presentert i form av et middeltall (mean) og et standardisert spredningsmål (standardavvik), mål som begge tilfredsstillende dette hensynet. Siden ekspertgruppen er såpass liten (12 personer) er det rent statistisk likevel all grunn til å behandle disse tallene med forsiktighet, både når det gjelder selve forståelsen av graden av enighet/uenighet i gruppen, og når det gjelder mulighetene til å generalisere rangeringsutfallet til hele industrien. Imidlertid tror vi at ekspertgruppens synspunkter og kommentarer til utsagnene, samt prioritering av innsatsområder, gir en interessant illustrasjon av svært sentrale utfordringer i norsk petroleumsrettet FoU.

En liste over deltakere og deres tilhørighet er gitt i vedlegg 1.

5.1 Utsagn 1: Nye teknologiløsninger for feltutbygging må være økonomisk robuste for en konkurransebasert oljepris (p.t. < 10 \$/fat).

5.1.1 Forklaring til utsagnet

OPECs estimerer for perioden fram til 2020 indikerer varierende oljepris på 8 – 18 \$/fat. Selv om vi ikke i dag har en konkurransebasert pris fastsatt etter prinsipper fra en frikonkurransesituasjon, kan man ikke utelukke at kartellenes innflytelse på olje- og gasspriser vil svekkes i fremtiden.

5.1.2 Den elektroniske diskusjonen

Dette utsagnet resulterte i mange og nyanserte forestillinger fra ekspertgruppen. Selve begrepet "konkurransbasert pris" kan oppfattes noe ulikt. Oftest er begrepet ansett som en rent teoretisk størrelse, dvs. som utfallet av en prisdannelse i en markedsituasjon hvor kartellene ikke influerer på utfallet slik de gjør i dag. Da ville dagens pris muligens ligge på 5 –6 \$/fat som vil uttrykke lønnsomhetsgrensen for de største oljefeltene. Men prisene kan også komme til å øke avhengig av tilbud og etterspørsel over tid.

Ikke alle utbygginger vil være lønnsomme med en konkurransbasert pris som utgangspunkt. Dessuten er det viktig å kunne trekke et skille mellom samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske lønnsomhetsbetraktninger. Man kan risikere å avstå fra betydelige verdier dersom man fastsetter en absolutt laveste prisingrenselse for hva som skal regnes som robuste utbyggingsprosjekter. Noe verdiskaping trenger trolig en høyere oljepris, og det ville være galt å sette lønnsomhet ved 10 \$/fat som et absolutt krav. Noen typiske sitat fra den elektroniske diskusjonen er gjengitt under:

"Do you see this from a company's or a social economic point of view?"

"BP uses 11\$/b oil price for low end economics"

"14\$/fatet er også ofte brukt"

"Ville være synd å utelate felt som er lønnsomme med dagens høye pris. Hvorfor ikke spre risikoen litt, noen lønnsomme med pris under 10\$/fatet og noen med høyere pris. (Man) bør også vurdere risiko. Mange felt har hatt en tendens til å bli dyrere enn budsjettert".

Oljeindustrien diskuterer løpende denne problemstillingen. På ONS2000 hevdet Shellgruppens internasjonale toppleder at selskapet måtte være forberedt på at fremtidige utbygginger må tåle en pris på 14\$/fatet (*Mark Moody Stuart til SA 23.8.2000, s. 2*). En slik avgjørelse om robusthet i forhold til et gitt prisenivå er slett ikke triviell. Petroleum er et svært syklisk produkt, og det må reflekteres inn i beslutningsprosessen når man velger utbyggingsløsninger. Kravet om robusthet må derfor veies mot risiko for prissvingninger.

5.1.3 Avstemmingsresultat

Voteringen på dette utsagnet ga en gjennomsnittsverdi litt over den nøytrale midtposisjonen (5), men spredningen i gruppen er ganske stor. Åtte eksperter ga det verdier fra 6 til 9, mens fire ga det laveste skåre på 1 til 2. Dette reflekterer en svært ulik oppfatning av den strategi man bør følge i kravene til kostnadseffektive teknologiløsninger for feltutbygginger. Avstemmingen reflekterer dermed godt de utsagn ekspertene kom med som vist over.

Mean	Std.dev
5.83	3.13

5.2 Utsagn 2: FoU må prioritere integrerte løsninger.

5.2.1 Forklaring til utsagnet

Av hensyn til langsiktig ressursforvaltning er det viktig å stimulere til teknologiske løsninger som iakttar alle ledd i verdikjeden ved utvinning av olje og gass, dvs. slike som optimaliserer feltets økonomi over dets totale levetid.

5.2.2 Den elektroniske diskusjonen

Ekspertgruppen syntes denne problemstillingen dels ble ”konstruert”, dels vanskelig å realisere, og dels kontraproduktiv. En hovedhensikt var å forsøke å identifisere ikke-realiserbare delløsninger, hvor teknologiutviklingen muligens kunne gå i feil retning i forhold til de faktiske behov og begrensninger som fins i offshore produksjon (f.eks. vekthensyn, plassmangel, miljøkrav, etc.). Dessuten var man opptatt å få frem synspunkter fra ekspertene på om det skulle utføres forskning og utviklingsarbeid om selve integrasjons- og levetidskonseptet. Flere av eksperter sier seg enige i utsagnet og fremholder at dette er svært viktig, mens andre er mer kritiske. Under er utvalgte kommentarer gjengitt:

”Agree”

”Ikke nødvendigvis, men helhetlige løsninger er ofte mer verdiskapende”

”Uenig, vil forhindre utvikling av nye ideer”

”Nisjer kan også være interessante å prioritere separat”

”Hva er forskning? I alle fall mulighet til å gå i dybden i den enkelte fagdel/teknologi...”

”FoU kan godt fokusere på en ”snever” del av verdikjeden (flaskehals)”

Ekspertene fremhever at komponenter og separate teknologier som minimumskrav må være integrerbare for å kunne tas i bruk. Likevel kan det føre for langt å kreve at alle teknologiske løsninger skal være underordnet en helhetlig plan om totalperspektiv og livssyklus for et felt. Et slikt krav til FoU ”vil ikke alltid være riktig, (men) kan begrense viktige individuelle teknologier”, hevdes det. På den annen side er det avgjørende at FoU-innsatsen også stimulerer til å utvikle ikke bare teknologien, men også de mennesker som skal arbeide i industrien, fremholder ekspertene.

5.2.3 Avstemmingsresultat

Selv om ekspertgruppen tenderer mot å være enige i utsagnet, er det likevel stor spredning i svarmønsteret. En av ekspertene gir det vekten 10, mens fire tildeler vekten 3. Ingen av ekspertene er helt uenige i utsagnet.

Mean	Std.dev.
5.75	2.53

5.3 Utsagn 3: De totale investeringer i FoU i Norge har nådd et sub-kritisk nivå (for lavt til å opprettholde norsk konkurransevne på det internasjonale markedet).

5.3.1 Forklaring til utsagnet

Gitt nåværende nivå og trend på FoU-innsatsen i Norge versus det øvrige Europa, USA og Asia, kan den relative norske markedsandelen synke dramatisk. Norsk FoU-innsats er nå utilstrekkelig for å sikre konkurransekraften til petroleumsindustri.

5.3.2 Den elektroniske diskusjonen

Dette utsagnet skapte en stor grad av uenighet blant ekspertene. Enkelte avviser krisebildet, andre støtter det delvis, men enkelte støtter det og forsterker det. Ekspertene kommenterer både det absolutte nivået, den relative posisjonen versus andre land og betydningen dette har for en styrket konkurransevne. Slik ser enkelte av kommentarene ut:

”Norsk forskning er i verdensklasse – men trenger litt mer stabilitet for å slå gjennom for alvor. En bensinavgift på 2-3 øre/l vil kunne skaffe norsk oljeforskning en stabil plattform å stå på. Industriell forskning kan komme oppå dette”

”Det må jo være en svakhet i markedsføringsdelen her, hvis det er slik at britene kan eksportere vesentlig mer enn oss...”

”There needs to be a higher level of FoU funds from the State and a long term commitment...”

”Ja, Staten må vesentlig mer på banen”

”Bør mangedobles, på linje med andre land vi konkurrerer med”

”Det er viktig å prioritere FoU for å gi norsk industri mulighet for å konkurrere på det internasjonale markedet. Mengden av FoU er ikke nok alene”.

”...sterkere prioritering må til”

Fra flere eksperter hevdes det også at det på enkelte innsatsområder for FoU, er kritisk. Men de er ikke uten videre enige om hvilke innsatsområder dette gjelder. Derfor bør FoU investeringene generelt heves, sies det.

5.3.3 Avstemmingsresultat

Voteringen viste betydelige nyanser i hvor viktig dette temaet var. Mens ingen av ekspertene var totalt uenige i utsagnet, spredde de seg likevel på skalaen fra 3 (med tre stemmer) til 10 (med fire stemmer).

Mean	Std.dev
6.83	3.04

5.4 Utsagn 4: Offentlig norsk finansiering av FoU bør konsentreres om et fåtall teknologiområder, og ikke "smøres tynt utover".

5.4.1 Forklaring til utsagnet

I norsk debatt hevdes det at man i dag driver en form for "snillisme" i offentlig finansiert petroleumsrelatert FoU. Små land må konsentrere sin innsats om et begrenset antall områder for å bli konkurransedyktig internasjonalt. I stedet for en klar prioritering, deles tilgjengelige midler til aktørene etter helt andre prinsipper.

5.4.2 Den elektroniske diskusjonen

Ekspertgruppen uttrykte en svært stor grad av enighet om dette utsagnet, det ble sterkt støttet av gruppen. Samtidig som det ble tillagt stor betydning å få dette til i praksis, ble det likevel sterkt påpekt at det ikke er noen enkel oppgave å velge ut de teknologiområder som kan gi størst gevinst. Enda vanskeligere vil det være å predikere hvilke teknologier som kan bli vinnere som følge av FoU innsatsen.

"Teknologier med eksportpotensiale og mulighet for norsk sysselsetting knyttet til denne eksporten bør prioriteres når norske myndigheter gir midler"

"Uavhengig av verdiskaping?"

"Men de riktige (teknologiområder) må finnes"

"Kan være enig, men savner kriterier for å identifisere de riktige satsningsområdene"

(Kriteriene)"... må dekke gap (langsiktighet, etc.) som industrien ikke prioriterer, eller til å delfinansiere for å få løftet gode ideer fram slik at industrien blir med videre (såkorn)"

"Enig. Vi bør fokusere på det som kan gi støtte til en bærekraftig industri, der vi har muligheter i et internasjonalt marked"

"Igjen – er det bærekraftig industri eller økonomisk resultat av forskningen som er det viktigste?"

Ekspertene fremhever at det å satse på utvalgte teknologiområder ikke må ta oppmerksomheten helt bort fra mangfold. Noe mangfold i satsningene må det være, ellers går det galt, hevdes det.

5.4.3 Avstemmingsresultat

Avstemmingen avdekket en svært stor intern konsensus og ga en meget høy vekt til dette utsagnet. Den laveste skåren er 6 (to stemmer) og den høyeste er 10 (to stemmer), mens de fleste stemmene er gitt til skåren 8 (fem stemmer).

Mean	Std.dev
7.92	1.31

5.5 Utsagn 5: Offentlig norsk finansiering av FoU vil bidra sterkere til verdiskaping dersom industrien gis større grad av brukerstyring.

5.5.1 Forklaring til utsagnet

Trenden i brukerstyrt forskning er at selskapene i økende grad ønsker å ta ansvar for både strategiutvikling, programutforming og konkret gjennomføring av all sektorrelevant FoU.

5.5.2 Den elektroniske diskusjonen

I lengre tid har Forskningsrådet gradvis søkt å motivere virksomheter m.v. til selv å ta ansvar for den brukerstyrte forskningens innretning, varighet og omfang. Dette gjelder også innenfor petroleumsrelatert FoU. Fordelen ligger i at forskningsinnsatsen da kan skreddersys tettere til brukernes aktuelle behov. Ulempen er først og fremst knyttet til at tidshorizonten forrykkes slik at den kortsiktige innsatsen overprioriteres. Dermed anvendes forskningsressursene på utviklingsaktiviteter som egentlig ligger så nærme markedet at det hadde vært rimelig å forvente at industrien selv finansierte og utviklet teknologien. En annen ulempe kan oppleves ved at det blir for mange brukere inne i styringen av FoU-aktivitetene, slik at fokus blir rettet mot administrasjon av prosjektet snarere enn utvikling av nye ideer.

Et utvalg av vurderinger er gitt under:

”Med forbehold om at langsiktig forskning må ivaretas”

”Bruker bør styre”

”På kort sikt kanskje, om ikke brukerstyringen er stor nok allerede”

”Med brukerstyring bør vi mene: Oljeselskapenes behov for inntjening, men like viktig er de norske leverandørenes mulighet til å ta teknologiene ut i verden og opprettholde verdiskapingen i Norge”

Ekspertenes synspunkter avbilder i stor grad behov for å ivareta en balanse mellom de ulike hensyn; brukerstyring må ikke gjennomføres for enhver pris, og må klart knyttes til forbedret verdiskaping om den skal berettiges, slik utsagnene over illustrerer.

5.5.3 Avstemningsresultat

Votering viser stor grad av tilslutning til utsagnet, selv om noen som illustrert over, også har presentert forbehold. Hele 10 av 12 eksperter gir det en skåre på ≥ 6 , mens de to øvrige vektet det lavere.

Mean	Std.dev
7.33	2.15

5.6 Utsagn 6: Offentlig norsk finansiering av FoU bør konsentrere seg om langsiktig forskning.

5.6.1 Forklaring til utsagnet

En rekke studier peker på at utviklingstiden for nye teknologier er lengre enn tidligere antatt og lengre enn den vanlige tidshorison norske FoU-prosjekter opererer med. I det nåværende FoU-regime prioriteres verken grunnforskning eller langsiktig teknologiutvikling i tilstrekkelig grad til å sikre internasjonal konkurransedyktighet.

5.6.2 Den elektroniske diskusjonen

Konkurranseskraften hos de enkelte olje- og serviceselskaper kommer i økende grad fra riktig anvendelse av offentlig tilgjengelig FoU resultater, og i en mindre grad av bedriftsavgrenset og intern FoU. Visse typer av FoU innsats bør likevel gjennomføres innomhus i selskapene for å møte de feltspesifikke behov som fins på kort og mellomlang sikt. Den begrensende faktor for å anvende FoU fra offentlig finansiert forskning er vanligvis ikke de kortsiktige utviklingsbehovene, men mer selskapenes kapasitet til å absorbere nyutviklede, langsiktige teknologikonsepter. Slik kapasitet kan økes gjennom ulike former for samarbeidsprosjekter, både med FoU institusjoner og systemhus som leverer nye løsninger. Den nye åpenhet i samarbeidsprosjekter som startet på 1990-tallet, har gjort det mulig for selskapene å nyttiggjøre seg offentlig finansiert forskning. En vridning av offentlig finansiert forskning mot kortsiktige behov, vil redusere den frie mulighet til å utvikle og ta i bruk innovative teknologier på lengre sikt. Derfor taler mye for at offentlig forskning bør ha et langsiktig perspektiv.

Denne problemstillingen ble ikke uten videre ”kjøpt” av ekspertene slik kommentarene under viser:

”Langsiktighet bør bety mer enn 5 års prosjekter nå og da. En ryggrad bør etableres slik at ikke de beste miljøene tørker inn i bølgedalen i oljeprisen hvert 5. år”

”Det bør være rom for både kort- og langsiktig (FoU)”

”Mulighet for kommersialisering av resultatene må være en viktig føring i prioriteringen”

”Både grunnforskning og langsiktig forskning bør opp-prioriteres”

”Bare det offentlige vil/kan ta ansvar for den langsiktige forskningen, den er nødvendig og det må reflekteres i bruk/prioritering av offentlige midler”

”Ja, men allikevel innenfor områder som på sikt vil kunne gi resultater. (Det må være)...krav til resultater også fra langsiktig FoU. En kombinasjon av langsiktig FoU på prioriterte områder med en kortsiktig brukerstyrt FoU (problembasert)”

Ekspertene fremhever nødvendigheten av å ha et balansert syn. Den offentlige finansieringen bør inkludere noe mer kortsiktig FoU og gi en forutsigbar finansiering av den langsiktige og grunnforskningspregede innsatsen. Dessuten hevdes det at man må

tenke på *implementering* av FoU-resultatene hvor offentlig finansiering kan bidra i et kortere tidsperspektiv enn vi vanligvis ser på selve forskningsinnsatsen.

5.6.3 Avstemningsresultat

Trass i de mange kommentarer og presiseringer viser avstemmingen rimelig god enighet om dette utsagnet, hvor 10 av 12 gir det skåre mellom 6 og 8, mens en person tildeler det skåren 10 og den siste skåren 3.

Mean	Std.dev
6.33	1.83

5.7 Utsagn 7: Det offentlige bør ikke være involvert i anvendelser av FoU resultater.

5.7.1 Forklaring til utsagnet

Industrien hevder at den selv er den beste kvalitetssikrer av anvendt teknologi på de fleste områder, dog kanskje med unntak av ny teknologi for reduserte miljøbelastninger.

5.7.2 Analyse av den elektroniske diskusjonen

Dette utsagnet baseres på en diskusjon som foregår løpende, ikke bare i Norge men også innen hele EU-området. Kjernespørsmålet er om myndighetenes rolle innen oppstrøms innovasjon bør begrenses til å finansiere høyrisiko og langsiktig FoU (blue sky RTD), å støtte utviklingen av bestemte generiske teknologier (f.eks. IKT) og til å katalysere samarbeidet mellom norske og internasjonale innovasjonsmiljøer (f.eks. gjennom SIP/SUP og sentra for fremragende forskning). I så fall vil det være naturlig at industrien selv tar ansvaret for anvendelsene av FoU resultatene, gjerne gjennom demonstrasjonsprosjekter (f. eks DEMO2000).

Ekspertgruppen hadde svært ulike holdninger til og synspunkter på dette utsagnet, fra å være fullstendig enige til å være totalt uenige. I den ene ytterlighet hevdes det at myndighetene allerede er så tungt inne i selve sektoren at det vil være unaturlig å holde fingrene fra fatet når det gjelder anvendelser av FoU. Og den annen ytterlighet hevdes det at myndighetene bør ut av hele sektoren og dermed også ut av FoU-systemet.

”Det offentlige bør etterspørre, evt. sette krav til anvendelse. Men offentlige FoU-midler bør ikke brukes til det!”

”Brukerstyrt FoU basert på klare behov i industri og næringsliv må fokusere på utnyttelse av FoU resultatene! Det er ingen ulempe om det offentlige involverer seg for å forsikre at resultatene fra FoU kommer til anvendelse”

”Det offentlige kan aldri fraskrive seg det overordnede ansvaret for ressursutnyttelse. På dette området har de et eget ansvar som tilsier at de er involvert i FoU”

”Det offentlige er meget sterkt involvert i oljeindustrien (ref. SDØE), (og) bør derfor også være involvert i at anvendelser foregår strukturert”

”Vil snu dette på hodet og si at det offentlige bør selge seg ut av SDØE, sette rammeverk og holde seg unna styring og anvendelse av FoU”

En sentral oppfatning hos de fleste ekspertene er likevel at siden myndighetene er så sterkt inne, ikke bare gjennom det politiske og administrative rammeverket, men også fiskalt og operativt gjennom Hydro og Statoil, vil det være unaturlig at man ikke også kan følge FoU-kjeden helt frem til demonstrasjon og anvendelse.

5.7.3 Avstemmingsresultat

Voteringen på dette utsagnet viser en lav gjennomsnittskåre og en svært stor spredning, selv om størstedelen av gruppen er uenige i utsagnets saksinnhold. Ni eksperter gir det en skåre mellom 1 og 4, to eksperter gir det skåren 10 og en person 8.

Mean	Std.dev
4.08	3.32

5.8 Utsagn 8: Det offentlige bør stimulere til forskning som involverer flest mulig aktør-kategorier (oljeselskaper, leverandørindustri, U&H, forskningsinstitutter etc.).

5.8.1 Forklaring til utsagnet

Fragmenteringen av FoU-innsatsen på siste halvdel av 1990-tallet indikerer et økende behov for nye partnerskap og for fora til utveksling av ideer for FoU.

5.8.2 Den elektroniske diskusjonen

Det ideelle partnerskap i utviklingen av FoU og FoU-baserte konsepter for oppstrømsvirksomhet, kan tenkes å inkludere flere aktører enn bare oppdragsgiver og oppdragstaker. Etterhvert som behovet for integrerte løsninger øker, vil også nødvendigheten av å etablere relasjoner som er mer mangesidige enn de bilaterale øke. En har observert at konsortier hvor komplementære aktører samarbeider, gir gode vilkår for kompetanseoverføring og læring. Dessuten kan det bygge ned gapet mellom selve FoU-aktiviteten og den godt demonstrerte eller anvendte teknologiske anvendelse. Tidligere FoU-program som Ruth og Spor ga gode møteplasser og gode resultater i så måte.

Ekspertene var likevel ikke helt enige om hvordan myndighetene bør innrette sin virksomhet for å støtte slike brede partnerskap, slik sitatene under viser:

”Det er nok riktig, men vanskelig å få til i praksis. Må fortsette å finne bedre mekanismer for ’møteplasser’”

”Ja, Demo2000 er et godt eksempel”

”Demo2000 er intet forskningsprogram, så hvor blir det av den langsiktige biten dersom Demo er det gode eksempel”

”FoU må minst involvere brukere av resultatene (e.g. oljeselskapene), og industrien som skal leve av resultatene (produktene). Universiteter og FoU institusjoner kan ha store fordeler av å bli linket opp mot slike konstellasjoner”.

”Godt poeng!”

Flerpartsforskning ser derfor ut til å være ønsket av ekspertene, selv om de åpenbare gode eksempler ikke er særlig rikholdig.

5.8.3 Avstemningsresultat

Ekspertgruppen har gitt dette utsagnet en høy gjennomsnittsskåre og har samtidig liten spredning rundt dette middeltallet. Hele gruppen rangerer utsagnet med en skåre fra 5 til 10.

Mean	Std.dev
7.67	1.78

5.9 Utsagn 9: Det må kreves at alle FoU-prosjekter med offentlig finansiering må ha minst én potensiell sluttbruker av den nye teknologien som deltager for å sikre nytteverdien.

5.9.1 Forklaring til utsagnet

Særlig når det gjelder anvendt forskning, vil det være nødvendig å sikre at teknologien har en dedikert bruker. Dermed er det lettere å bringe teknologien fra FoU-stadiet helt frem til kommersiell anvendelse.

5.9.2 Den elektroniske diskusjonen

Å kreve at alle FoU-prosjekter skal ha minst en identifisert sluttbruker kan synes å være et langtrekkende krav. Selv om begrunnelsen kan være å bygge ned gapet mellom forskningen og anvendelsen, kan kravet likevel føre lenger enn det som er ønskelig sett fra myndighetenes side i retning av brukerfokus og nytteorientering. Den elektroniske diskusjonen avspeiler også at det er divergerende oppfatninger om hvordan dette kravet bør behandles, slik som illustrert under:

”Det er et ’must’ slik at vi ikke investerer i luftslott”.

”Feil, da kan det bli lite helt nytt”.

”Det vil være en fordel med en sluttbruker. Det vil fungere som en slags kvalitetskontroll, og kunne gi en pekepinn om videre satsning på dette området”.

”Sluttbrukeren kan gjerne være en kunde i utlandet så lenge den norske leverandørindustrien kan høste av dette”.

Kommentarene peker både i retning av det åpenbart konserverende med et slikt krav, samtidig som nytten av å ha en identifisert bruker kan sikre både kvalitet og markedsadgang.

5.9.3 Avstemmingsresultat

Den gjennomsnittlige skåren viser at de fleste er klar enige i utsagnet; ni eksperter gir da også en vekt fra 8 til 10, mens de øvrige tre eksperter tildeler verdier mellom 2 og 5.

Mean	Std.dev
7.42	2.64

5.10 Utsagn 10: Mange ideer og konsepter med god kommersiell verdi når ikke markedet p.g.a. manglende risikovillig kapital (herunder off. finansiering).

5.10.1 Forklaring til utsagnet

Det 'europiske paradoks' er definert som et gap mellom ideutvikling og anvendelse av teknologiske nyvinninger. Den største hindringen er mangelen på såkapital av ulike former (både intellektuell og finansiell kapital, fra både offentlige og private kilder).

5.10.2 Den elektroniske diskusjonen

Sammenligninger mellom USA og Europa viser at tilgangen på risikovillig kapital til å utvikle innovasjoner fra laboratorium og forskerhule til solide anvendelser, er svært ulik. Europa mangler i stor grad institusjoner og nok kapital til å "kapitalisere" FoU, sammenlignet med USA. Dette gjelder ikke nødvendigvis alle sektorer. Petroleumsindustrien kan være et unntak, noe sitatene under synes å indikere:

"De fleste gode konsepter vil nå fram, men det kan skje at noen stopper opp på grunn av manglende kapital".

"Tror jeg ikke, hvis de er gode nok vil de komme fram. Men mange ideer og konsepter som synes gode, trenger ikke være det i en mer kvalitetssikret gjennomgang".

"Nei, noen ganger "sover operatøren i timen",

"Det er nok også slik at oljeselskapene tar den største risikoen ved å implementere ny teknologi. Mekanismer for risikodeling med leverandørindustrien må videreutvikles".

"Det tror jeg ikke, det er vel ikke noen bruker for produktet, eller så må det være dårlig markedsføring".

"Er ideen god nok finnes det flere kilder for å skaffe midler. Hele forretningskonseptet blir ofte undervurdert selv om ideen er god (teknisk sett)".

”There needs to be synergy between demonstrating technology and taking risk in implementing technology in the fields. There should be a win-win situation, but the oil companies need to be better to find candidates”.

En gjennomgående oppfatning blant ekspertene er at de gode prosjekter og ideer alltid vil finne støttespillere, men helhetsvurderinger av forretningskonseptene kan komme til å parkere ideene før de når markedet for fullt.

5.10.3 Avstemningsresultat

Ekspertene uttrykker ganske stor uenighet med dette utsagnet. I alt ti av 12 eksperter rangerer sin skåre fra 1 til 5, mens de to øvrige tildeler verdien 6 og 7.

Mean	Std.dev
4.00	1.81

5.11 Utsagn 11: Det er store forskjeller mellom oljeselskapenes satsing på langsiktig FoU.

5.11.1 Forklaring til utsagnet

Den viktigste grunnen til at oljeselskaper ikke satser på langsiktig FoU er at

- det gir ingen konkurransemessige fortrinn å være først i markedet,*
- teknologien vil utvikles uansett,*
- teknologien gir ikke tilstrekkelig bidrag til økt markedsverdi for eiere/investorer.*

Oljeselskap vektlegger i dag mer økonomiske enn teknologiske imperativer. ”Core business” er ikke å utvikle ny teknologi, men å maksimere inntjening med et stadig kortere tidsperspektiv.

5.11.2 Den elektroniske diskusjonen

Fra forsknings- og utdanningsinstitusjonene har det kommet kritiske bemerkninger til den reduksjon som har skjedd i oljeselskapenes satsning på langsiktig FoU. Selv om satsningen varierer mellom selskapene, er i gjennomsnitt oppstrømsvirksomheten preget av forholdsvis kortsiktig FoU innsats. Dessuten er andelen som drives direkte av markedsbehovene økt, samtidig som det samlede volum på FoU aktiviteten er redusert. Følgelig har det offentlig en rolle i å støtte langsiktig FoU på dette feltet.

Ikke alle ekspertene syntes dette var et godt formulert eller riktig utsagn, slik utsagnene illustrerer:

”Det er nok riktig at oljeselskapene er mer fokusert på økonomisk nytte av nye prosjekter. Og det kan være vanskelig å definere økonomisk potensiale på et tidlig stadium”.

”Uansett formulering, virker det som om mange tenker slik (dvs. a, b, c)”.

”Det er ikke riktig, flere oljeselskap har i sitt program (strategi) langsiktig satsning på utvalgt teknologi”.

”Flere oljeselskaper forsøker å balansere kort- og langsiktig FoU”.

”Selskapene strever med å utnytte den allerede eksisterende teknologien. Det er en utbredt sovepute at teknologien utvikles uansett. Det stemmer selvsagt ikke. Dessuten er tid viktig”.

”En stadig større del av teknologiutvikling er overført fra oljeselskap til leverandørindustri. Dette er en riktig utvikling, men det krever aktiv deltakelse av oljeselskapene på en ny måte så det ikke oppstår kløfter for å ta i bruk ny teknologi”.

”Some companies have the philosophy to work together to develop the technology”.

”Agree – good model!”

Ekspertene varierer noe i synspunktene på om teknologien vil utvikles uansett, dvs. på om det lønner seg å satse på å være ”gratispassasjer”, eller om selskapene må arbeide proaktivt for å utvikle ny og konkurransedyktig teknologi gjennom å satse på langsiktig FoU.

5.11.3 Avstemmingsresultat

De fleste stemmene er avgitt for skåren 5, og spredningen rundt denne skåren er forholdsvis liten.

Mean	Std.dev
5.18	1.17

5.12 Utsagn 12: Gunstigere beskatning er et virkemiddel (insentiv) som sterkt påvirker hvor mye selskaper (olje- og S&S) investerer i FoU.

5.12.1 Forklaring til utsagnet

Forslag om overavskrivninger av FoU-investeringer kan stimulere til ny satsning hos selskapene. På den annen side kan også slike ordninger føre til at selskapenes samlede kostnader blåses opp, uten at dette nødvendigvis medfører nødvendige teknologiske forbedringer.

5.12.2 Den elektroniske diskusjonen

Bakgrunnen for dette utsagnet er diskusjonen om at selskapene trenger sterkere insentiver for å øke sitt engasjement i FoU. Et forslag som har vært fremmet er at selskapene skal kunne foreta en form for ”overavskrivning” av FoU utgifter i sine resultatregnskaper. Det amerikanske systemet med ”windfall tax”, dvs. at ekstra oljeproduksjon som følge av FoU-innsats beskattes lettere enn vanlig produksjon, har også vært trukket inn i diskusjonen. Behovet for slike insentiver synes ikke like klart hos alle ekspertene;

”Ikke i Norge, der er det gunstig skattemessig å investere i FoU”.

”Stemmer. Norge har gode og rimelige folk, skatteeffekten gjør oss meget konkurransedyktige”.

”I do not agree, we spend FoU funds where you get the best R&D”.

Enkelte av ekspertene fremhever at (olje)selskapene allerede har svært gunstige skatteregler, og at en stimulering av FoU innsatsen neppe gjøres ved å bedre insentivstrukturen ytterligere via skatteregimet.

5.12.3 Avstemningsresultat

Ekspertene spredde seg stort i synet på dette prioriteringsområdet, med skårer fra 2 til 10, men med en viss konsentrasjon rundt skårene 5-6.

Mean	Std.dev
5.25	2.49

5.13 Utsagn 13: Dagens konservative holdninger i industrien hindrer verdiskapning ved at FoU-resultater ikke blir tatt i bruk/kommersialisert.

5.13.1 Forklaring til utsagnet

1990-tallet frembrakte mange nye teknologier som tross gode egenskaper, likevel ikke ble tatt i bruk. Fra mange hold fremheves industriens iboende forsiktighet som et hinder for en raskere utvikling og anvendelse av nye teknologiske løsninger.

5.13.2 Den elektroniske diskusjonen

Kanskje er det en myte eller kanskje er det en realitet; oljeindustrien har pådratt seg et omdømme for å kunne gjennomføre de største prosjekter verden har sett, men samtidig er den rimelig tilbakeholden med raskt å anvende ny teknologi som er basert på FoU.

”Industry will have to improve to get out of conservatism and take appropriate risks.”

”Det er iallfall et vesentlig hinder for introduksjon av ny teknologi å gå fra laboratorienivå til reell førstegangs bruk i felt. Det er dette DEMO 2000 riktig adresserer. Norske selskaper er ikke svakere enn utenlandske. Den største barrieren mot å ta i bruk ny teknologi finnes i USA.”

”Nye teknologier må påregne 6-10 år før kommersialisering er gjennomført”.

”Et hovedproblem, i særlig grad knyttet til nedihulls systemer, er systemenes pålitelighet. Oljeselskapene burde samarbeide for å etablere metoder/testfasiliteter for å etablere et tilstrekkelig pålitelighetsnivå. Det ser ut som om konservatisme like gjerne kan være problemet med å dokumentere tilstrekkelig pålitelighet.”

”Tror noe av dette skyldes at feilinvesteringer blir lagt mer merke til enn positive resultater. Samme tendensen fins vel i pressen. Ulykker og katastrofer selger bedre enn positive ting.”

”Her er det klare holdningsendringer de siste par år, industrien er i ferd med å endre seg dramatisk med betydelige mindre konservatisme”.

”Dersom det er et stort behov for den nye teknologien (FoU resultatene), og de løser et problem som er i fokus for sluttbrukerne, vil det bli tatt i bruk. En effektiv markedsføring til rett instans, og en utprøving av produktene er derimot nødvendig.

Ekspertene fremholder også at nye teknologier vil ha gode sjanser om de viser seg konkurransedyktige, og i tillegg har minst en identifisert sluttbruker eller vert som promoterer den nye løsningen, slik det er fremholdt foran i utsagn 4.

5.13.2.1 Avstemmingsresultat

Bortsett fra en person som tildeler utsagnet laveste skåre, fordeler ekspertene sine skårer mellom 3 og 8, med en svak overvekt på de høyeste skårene.

Mean	Std.dev
5.33	2.15

5.14 Utsagn 14: Langsiktig FoU har for lav prioritet i den norske petroleumsindustrien.

5.14.1 Forklaring til utsagnet

For det meste har norsk petroleumsindustri et heller kortsiktig perspektiv på FoU. Andelen av FoU som er markedsdrevet har økt. Markedet tenderer til å være kortsiktig til fortrengsel for langsiktig FoU. Følgelig har offentlige myndigheter en rolle i å styrke langsiktig FoU.

5.14.2 Den elektroniske diskusjonen

Gjennomgående har både den norske, den europeiske og den globale petroleumsindustrien hatt en mer kortsiktig satsning på FoU på 1990-tallet, enn i foregående tiår. Markedsorienteringen er klarere og forventningene til umiddelbar inntjening av FoU innsatsen tydeligere. Dette er en situasjon som både kan forstås, men også hvor ulempene kan kompenseres, slik utsagnene viser;

”Til dels enig, men prioritering mellom resultat og langsiktighet er alltid krevende”.

”Den har for lav prioritet, men like viktig er at den har for dårlig forutsigbarhet. Vi må få et system med langsiktig finansiering som gjør det mulig å foreta langsiktig planlegging/kompetanseoppbygging. Hvis ikke, blir den langsiktige forskningen for fragmentarisk til å gi resultater”.

”Enig. Myndighetene kan godt være pådriver for langsiktig FoU”.

”Enig! Et større element av stabilitet hadde vært gunstig. Hva med et par øre literen i avgift til oljeforskning?”

Ekspertene er gjennomgående enige i utsagnets sannhetsgehalt; petroleumsindustrien tildeler langsiktig FoU, av ulike årsaker, for liten betydning. For å kompensere for denne ulempen ønsker man større engasjement fra myndighetenes side til å opprettholde stabilitet og forutsigbarhet i den FoU innsatsen som løpende må gjennomføres med et langsiktig utviklingsperspektiv.

5.14.2.1 Avstemmingsresultat

Bortsett fra en ekspert som tildeler skåren 3, rangerer gruppen utsagnet fra 5 til 9, med en overvekt på de høyeste skårene.

Mean	Std.dev
6.83	1.80

5.15 Utsagn 15: Norske SMB mangler den kritiske masse (finansielle base og kompetansebredde for langsiktige strategier) som er nødvendig for å kunne være hovedaktører innen FoU.

5.15.1 Forklaring til utsagnet

De største gevinster, både fra inkrementell og ny innovasjon, stammer fra integrasjon av flere disipliner. SMB tenderer mot å fokusere på enkeltstående forskningstemaer, og har ikke bredden til å utløse flerfaglig integrasjon. Derfor kan de bare ha en marginal rolle i innovasjonsprosessen.

5.15.2 Den elektroniske diskusjonen

Små og mellomstore leverandørbedrifter oppfattes ofte som énproduktleverandører, de har behov for å beskytte sin enestående idé. Oljehistorien kan fremvise mange eksempler på at SMB ikke har klart å sikre sitt konsept i forhold til ressursrike og pågående oppdragsgivere. Idétyveri forekommer. Dessuten har SMB sjelden nok ressurser til å gjennomføre alle trinn i markedslansering, ei heller har de særlig kapasitet til å utføre eller medvirke i FoU aktiviteter. På den annen side er det nettopp det nyskapende hos SMB som interesser de større selskapene. SMB representerer en innovasjonspool som kan ha flere prosjekter i støpeskjeen, de er fleksible og de kan respondere hurtig på teknologiske endringer og utfordringer. Ofte, om de har suksess, blir de gjenstand for oppkjøp eller integrasjon hos større selskaper. Derfor er det forholdsvis få elementer i den samlede innovasjonsskjeden som dekkes av SMB, men de som dekkes er svært avgjørende for petroleumsbransjens teknologisk status.

”SMB har en funksjon i å frembringe nye idéer og tanker, men videreutvikling og internasjonalisering gjøres ofte bedre av større selskaper”.

”SMB er en viktig ressurs for større bedrifter både i idéskapning og som samarbeidspartnere”.

”SMB er en nødvendig nyskappingskraft i alle bransjer. Det er vanskelig å plukke vinnere. Det får markedet gjøre. Det er klart det er rart at små norske bedrifter konkurrerer med hverandre, men det får være de kommersielle vurderinger til aktørene”.

”Mange SMB er nok redde for å investere for mye i teknologi da erfaringen har vist at denne ofte blir gjenstand for kopiering fra større selskaper og ikke minst fra herværende oljeselskaper som rettferdiggjør spredning/kopiering av teknologi med behovet for å skape tilstrekkelig konkurranse på enkeltelementer. Behov for større grad av beskyttelse samt konkurranse på totalitet i stedet for enkeltelementer”.

”SMB må forsøke å finne nisjer eller inngå allianser”.

”Samarbeid mellom SMB og større selskaper bør styrkes”.

”Ja, enig. Dette blir mer og mer viktig etter som markedet utenfor Norge er størst”.

Det norske bildet er egentlig ikke vesentlig forskjellig fra det som preger den europeiske leverandørindustriens små og mellomstore bedrifter, de må inngå allianser for å overleve, og de kan ikke alene bli hovedparter i petroleumssektorens FoU-utvikling.

5.15.3 Avstemmingsresultat

Ekspertene sprer sine skårer fra 4 til 10, hvorav hovedvekten tildeler skårene 7-9.

Mean	Std.dev
7.17	2.37

5.16 Utsagn 16: Den viktigste begrensende faktor for utvikling av ny petroleumsteknologi i Norge er mangel på kvalifisert arbeidskraft.

5.16.1 Forklaring til utsagnet

Oljeindustrien har selv skapt inntrykk av å være en ”solnedgangsindustri” med avtakende behov for ny kompetanse, bla. gjennom ulike former for krisemaksimering.

5.16.2 Den elektroniske diskusjonen

Den amerikanske oljeindustrien har i løpet av de siste to årene gjennomført omfattende reduksjoner av sin arbeidsstyrke. I dag, hvor behovet for nye kompetanse er påtvingende, fins det ikke tilgang på den rette fagekspertise i det ønskede antall i USA. De som tidligere ble utfaset fra oljesektoren, er forlenget på plass i det raskt voksende amerikanske arbeidsmarkedet. I en periode hvor olje- og serviceselskapene skulle forberede seg på bl.a. dypvannsutvinning, mangler altså denne kompetansemessige spydspissen (Furlow & DeLuca (1999)). I den europeiske referansestudien (CENET

1997) var mønsteret nærmest motsatt, mens VERTEKS-ekspertene uttrykte ingen frykt for at kvalifisert arbeidskraft begrenset utvikling og anvendelse av ny teknologi, iallfall ikke på kort sikt;

”Ikke per i dag, men om noen år. Fri import av arbeidskraft (er) løsningen?”

”Offentlig innsats og synlighet i FoU henger også sammen med dette”.

De fleste kommentarene fra ekspertene uttrykker uenighet med utsagnet, det er ingen mangel på kvalifisert arbeidskraft.

5.16.3 Avstemningsresultat

Voteringen viste at dette utsagnet fikk den laveste gjennomsnittskåren. Ekspertene sprer likevel sin stemmegivning med skårer fra 1 til 7, men majoriteten tildeler utsagnet skårer mellom 1 og 3.

Mean	Std.dev
3.50	2.07

5.17 Utsagn 17: Oljeselskapene har redusert intern FoU-aktivitet, dvs. prosjekter, bemanning og spesialistkompetanse, så mye at det begrenser kapasiteten til å absorbere og anvende ny teknologi.

5.17.1 Forklaring til utsagnet

Nåværende trend er at oljeselskapene ikke iverksetter egen FoU-innsats, men kjøper tjenestene på det åpne marked. Selskapene har beveget seg fra å være en kvalifisert FoU-pådriver med etablerte kontakter til FoU-miljøene til å bli en krevende kunde med redusert kapabilitet, men som likevel handler fritt på FoU-markedet.

5.17.2 Den elektroniske diskusjonen

Fra mange hold er det kommet signaler om at oljeselskapene bygger ned sine FoU-avdelinger og tilhørende FoU-kompetanse. Både i USA og i Norge overføres forskerne og de forskningskompetente til driftsoppgaver, hevdes det. Det kan ha som konsekvens at selskapene ikke selv planlegger, utfører eller bestiller FoU. Hos noen selskaper har den interne kapasiteten sunket under et kritisk nivå, hevdes det. Dermed mister også selskapene evnen til å opptre som krevende kunder, de mangler rett og slett den kompetansen som kreves for dette. Om det hadde ekspertene mange meninger, slik som;

”Tull! Det er omprioritering av fagområder som har skjedd. Dessuten implementeres ny teknologi i operasjon/drift/utbygging og ikke hos spesialistene”.

”Feil!”

”Enig, utvikling av ny teknologi gjøres i oljeselskapene hvis dette er kostnadseffektivt og ikke inkluderer for stor risiko”.

”Færre folk gir mindre kontaktflate mot forskningsmiljøer og ny teknologi. Industrien har med andre ord skåret inn i beinet, men halter videre dummere og rikere enn noen gang før”.

”Oljeselskapene fokuserer etter min mening mer på hvordan ny teknologi kan gi bedre lønnsomhet (som er en riktig prioritering)”.

”Det er nok riktig at en del spesialkompetanse forsvinner, men samtidig bygges det opp ny”.

Ekspertene er også opptatt av om det offentlige har en spesiell rolle å ta for å motvirke en eventuell uthuling av oljeselskapenes interne spesialistkompetanse, men gir ingen svar på hva man spesifikt ønsker seg i så måte. Samtidig hevdes det at det egentlig er større villighet i oljeselskapene til å vurdere ny teknologi enn noen gang tidligere.

5.17.3 Avstemningsresultat

Også her skapte utsagnet stor spredning i ekspertgruppen som gir den skårer fra 1 til 9, med en viss konsentrasjon om skårene 2, 4,5.

Mean	Std.dev
4.58	2.57

5.18 Utsagn 18: FoU som tar sikte på økt forståelse av reservoar og geologi har større potensiell verdiskapningsevne enn annen FoU.

5.18.1 Forklaring til utsagnet

Funn fra CENET-studien (EU) indikerer at økning i avkastning, og reduksjon i tid, kostnader og risiko gjennom fremtidig FoU i sub-surface teknologier har et langt større potensiale på oppstrømsvirksomheten i Europa enn andre FoU innsatser.

5.18.2 Den elektroniske diskusjonen

Den europeiske referansestudien (CENET 1997) tiller dette området den aller største vekt. Med sub-surface teknologier ble det her tenkt på hele klyngen av generelle teknikker, inkludert geofysikk, geologi, geokjemi, petrofysikk, reservoaringeniøring, etc., som brukes til å evaluere sub-surface forhold. Enkelte av ekspertene la en noe for trang begrepsdefinisjon på dette i starten, noe som ble justert underveis i den elektroniske diskusjonen, slik sitatene under viser;

”(Begrepet) ’forståelse’ blir for svakt. FoU som tar sikte på bedre reservoarstyring, som f.eks. reservoarstyring har både en kostnadseffekt og en verdiskapningseffekt. Shell hadde nylig en analyse av dette hva gjelder smarte brønner/reservoarstyring der de viste at 60% av bunnlinjeeffekten lå på økt verdiskapning, mens 40% lå på reduserte kostnader”.

”Ingen fare for overfokusering p.t. da slike emner i forhold til før nesten er borte, iallfall i offentlig FoU”.

”Dette er fremdeles det kritiske område for å utnytte petroleumsforekomstene optimalt. Noen prosent ekstra fra reservoarene gir milliarder kroner”.

”Bare delvis. Det er ikke forståelsen i seg selv som er det viktige, men totaliteten i løsning. Per i dag har vi tilfeller av at forståelsen av reservoaret er god nok, men teknologi til å utnytte forståelsen mangler. For eksempel: Boring og komplettering av brønner til en brøkdel av dagens kostnad ville gitt meget store utslag på reservoarutnyttelse på feltene. Tilsvarende dersom vil kunne bygget ut til en brøkdel av prisen”.

”Enig i at subsurface er det viktigste området fremover, og det er her vi må løfte frem norske bedrifter med eksportpotensiale”.

”Subsurface er meget viktig. De store pengene fokuserer ofte på det synlige. Store feil begås i reservoarstyringen, men får ingen etterspill. Det blir derfor nærmest nasjonalt ansvar å holde høyt fokus på disse områdene. Ofte er det dessuten små kostnader med ekstrem høy avkastning som kan oppnåes her”.

”Den manglende forståelsen går på at hensikten med geologi- og reservoararbeid er å utvikle investeringsmuligheter som leder til boring, utbygging, etc. Det er fundamentet for investeringsbeslutninger”.

”Yes, agree with oil prices at 30\$/b it takes very little additional oil to generate substantial amount of funds”.

”Dette er et viktig område, men mye annen FoU vil også kunne gi gode resultater. En overfokusering er uheldig”.

”I dag er det snarere snakk om total uteglemmelse, ikke overfokusering. Verdigenerering som følge av bedre ressursutnyttelse o.l. har vært som å banne i kostnadskuttkirken”.

”Dette er områder som gir langsiktige gevinster. Kan nok lett bli nedprioritert i tider med lavere oljepriser og kutting av budsjetter”.

Fra eksperthold ble det også hevdet at oljeselskapene faktisk prioriterte slike emner, men at det skapte ergrelse hos leverandørselskapene som mer var opptatt av at oljeselskapene igangsatte utvikling av utstyr og ”dippedutter”.

5.18.3 Avstemmingsresultat

Dette utsagnet fikk den høyeste gjennomsnittsskåren, dvs. det var her ekspertene var mest enige om prioriteringsområdets sannhetsgehalt og betydning. Skårene varierte fra 6 til 10, men en konsentrasjon om de tre høyeste verdiene.

Mean	Std.dev
8.17	1.34

6 Diskusjon

6.1 Generelle betraktninger

VERTEKS studiens datamateriale viser at de grunnleggende antakelser og spørsmål som ble reist, er rimelig relevante og lar seg besvare med en viss grad av presisjon og variasjonsbredde. For det første er det mulig å beskrive og karakterisere hovedtrekkene i petroleumssektorens teknologiutvikling, samt å finne utvalgte norske eksempler på teknologi som har suksess på det åpne marked. Dette er viktig for å vurdere hvorvidt den norske sektorens utvikling er på hovedkurs med den internasjonale trenden, eller ikke. For det andre viser VERTEKS materialet at den rolle FoU spiller som drivkraft for nye teknologiske gjennombrudd lar seg avgrense og kvalifisere. Det får betydning når man skal gi anbefalinger om retning, størrelse og prioritet til ny FoU innsats.

For det tredje viser materialet at mulige samspillsgevinster som kan oppnås mellom oljeselskap, leverandørindustri og kunnskapsbedrifter (herunder FoU-institusjoner), ikke er tilstrekkelig klarlagt og trenger en oppgradering. For det fjerde, siden det er flere ressurser som kommer til å utvikles i tiden som kommer enn i tiden som har gått, ligger det fortsatt store gevinster i utvikling av ny teknologi og innovasjon i leting, utvikling, drift og nedbygging av nye felt. Imidlertid representerer de store produserende felt fortsatt enorme verdier, både i form av egne reserver (haleproduksjon), og i form av reserver i nærliggende marginale felt som er avhengig av eksisterende infrastruktur. Derfor peker VERTEKS på at FoU innsatsen, både tematisk og tidsmessig, må differensieres i forhold til dette.

For det femte, oljeselskap vil ikke, delvis på grunn av risikoelementer og delvis på grunn av sin tradisjonelle arbeidsstil, engasjere seg i alle slags FoU aktiviteter. Hverken generisk forskning eller grunnforskning er vanligvis innenfor oljeselskapenes strategiske synsvidde, noe derimot feltspesifikk forskning mye klarere er. Oljeselskapene vil derfor vanligvis ikke engasjere seg i langsiktig, grunnlagsorientert forskning hvor applikasjonene kan gå på tvers av fagfelt og utbyggingsløsninger. Dette forsterkes ytterligere ved at forskningsmyndighetene heller ikke i særlig grad støtter den type forskningsinnsats, nettopp med begrunnelse i at det kan gi industrien for lett og billig adgang til petroleumssressursene. Slik kan den langsiktige forskningen komme i klemme hos begge parter og tape terreng. I sin tur kan man anta at dette virker inn på evnen til innovasjon og på muligheten til å utvikle mer effektiv og rimelig teknologi. Siden ressursuttaket dermed kan bli truet, dvs. at man ikke oppnår det gjennomsnittlige målet om 50% utvinning fra oljefelt og 75% fra gassfelt, slik norske myndigheter ønsker, vil det resultere i at både næringen og det norske samfunnet taper på dette. Ekspertgruppen påpeker at det vanskelige er å finne balansepunktet mellom insentiver som fremmer langsiktig generisk forskning og grunnforskning, og det mer kortsiktige behovet for å skape overskudd av den løpende produksjonen.

6.2 Implikasjoner av funn

Underliggende den fokusering VERTEKS har hatt på vurdering av teknologi ligger et verdikjedeperspektiv, dvs. en inndeling av virksomheten i strategisk relevante hovedaktiviteter. Dette gjør det lettere å forstå og vurdere de bidrag teknologien gir i forhold til de seks parametre vi har anvendt for verdiskaping. VERTEKS-prosjektet har inndelt oppstrømsvirksomhetens verdikjede i fire elementer. Disse har vi kalt 'forretningsområder'; leting, brønnkonstruksjon, produksjon og nedstengning. Til hvert av disse forretningsområdene har vi tilordnet teknologier som er gruppert sammen etter problemfelt, f.eks. under 'leting' finner vi tre slike 'teknologiområder'; seismikk, modellering/visualisering, og leteboring. Innen teknologiområdet brønnkonstruksjon har vi fire områder; boring, komplettering, borerigger og miljø. Under produksjon finner vi ti områder; reservoarstyring og modellering, metoder for økt utvinning, subsea systemer, plattformer, transport av hydrokarboner, facilitetsteknologi, testing/logging, styringssystemer, havbunnsintervensjon og miljøteknologi. Til sist finner vi innen forretningsområdet 'nedstengning' to grupper, plattformhåndtering og avfallshåndtering. I alt har vi innenfor de fire forretningsområdene i verdikjeden altså konsentrert oppmerksomheten om 19 slike teknologiklynger eller -områder.

Til hver av disse teknologiklyngene har vi listet opp aktuelle og spesifikke teknologier som er kritiske i forhold til de parametre for verdiskaping vi har anført. I alt inneholder listen 142 slike identifiserte teknologier (samt en kategori for 'annen teknologi'). Alle disse teknologiene har selvsagt sine tekniske spesifikasjoner, men det ligger utenfor VERTEKS å gjøre rede for disse. Vi har derfor anvendt betegnelsene på disse spesifiserte teknologiene som en 'primitiv term' dvs. vi har antatt at ekspertene har hatt omtrent den samme forståelse av hva de ulike teknologiene består av, hva de har for funksjon, styrker og svakheter ved disse, osv.

Den samlede teknologimatriksen representerer teknologietterspørselssiden, og illustrerer hvilke teknologiklynger som kreves for å utvikle hydrokarbonressursene i hvert trinn av verdikjeden. Hver enkelt teknologi reflekterer i sin tur den enkeltstående oppgave som skal løses ved hvert tilhørende beslutningspunkt i den samlede utviklingsprosessen feltet gjennomløper fra leting til marked. På hvert enkelt beslutningspunkt gjør oljeselskapene i prinsippet en vurdering av verdien av hydrokarbonene i relasjon til hvorvidt de lar seg produsere under de rådende teknologiske, økonomiske og risikomessige vilkår.

Vi har bedt ekspertene om å vurdere hvilke teknologier som gir signifikante bidrag til at utnyttede ressurser kan gjøres økonomisk tilgjengelig. I denne vurderingen er begrepet "marginalitet" sentralt. Vanligvis brukes det om reserver hvor man stanser investeringene på et beslutningspunkt mellom det opprinnelige funnet og iverksetting av videre utbygging. Marginale felt representerer derfor reserver som av ulike grunner settes på 'venteliste' eller som legges til side for alltid. Slike reserver blir dermed ikke utnyttet videre i oppstrømsverdikjeden og overlatt til markedet som en verdiskapende ressurs. Alle vurderinger som knytter seg til marginale felt baseres på et bredt sett av kriterier, ikke minst slike som har å gjøre med tilgjengelige og effektive teknologiske utbyggings- og produksjonsløsninger.

Når et funn er evaluert og funnet marginalt, kan man vanligvis knytte bestemte problemer og utfordringer til dette. Slike problemer representerer kostnadsdrivere som kan la seg kontrollere ved bedret forretningsdrift eller teknologisk nyvinning, men de kan også representere eksterne faktorer (skatter, internasjonale miljøregler, etc.) som ikke lar seg påvirke av selskapene. De kostnadene som lar seg kontrollere av selskapene, må kunne henføres til bestemte beslutningspunkt i virksomhetens verdikjede. Derfor har det vært viktig i VERTEKS at ekspertene har kunnet vurdere hvilke potensialer de ulike kritiske teknologiene har for å øke tilgjengeligheten (eller redusere marginaliteten) av uutnyttede ressurser. Deres vurdering har resultert i at enkelte teknologiområder fremheves som mer løfterike enn andre i så måte.

Vår analyse av disse ekspertvurderingene viser at det teknologiområdet som rangeres høyest totalt sett er *Borerigger*. De fem påfølgende områdene er *Subsea systemer*, *Boring*, *Styringsystemer*, *Reservoarstyring og -modellering*, og *Havbunnsintervensjon*. Det som drar området *Borerigger* til topps er først og fremst potensialet for kostnadsreduksjon, men også vurderingen av norsk kompetanse og effekten på sikkerhet for personell. Det kan hevdes at kompetanse ikke er en verdiskapningsparameter i seg selv. Imidlertid har vi valgt å ta denne parameteren med ut fra den hypotese at det gir større verdiskapning å satse på områder der man allerede har god kompetanse, når alle andre faktorer er like. Mer forventet er det at *Subsea systemer* får så høy totalskåre. Denne rangeres høyest både på norsk kompetanse og eksportpotensialet, også høyt for potensialet for økt økonomisk tilgjengelighet. Dette virker rimelig ut fra sammensetningen av de gjenværende ressurser på norsk sokkel, siden mange av disse er små og vil kreve havbunnsløsninger. Det sammenfaller også med anbefalingene i EU-rapporten *New Oil and Gas Technology in the Cost Reduction Era (1997)*. *Boring* (produksjonsboring) er et teknologiområde som ikke utpeker seg spesielt i forhold til de enkelte verdiskapningsparametre, med unntak av potensialet for kostnadsreduksjon. Dette området får høy totalskåre fordi det vurderes som relevant i forhold til alle parametre. Nevnte EU-rapport inkluderer også *Boring* som et teknologiområde med stort avkastningspotensiale.

I en slik analyse må man ta hensyn til at det er en stor grad av innbyrdes avhengighet mellom noen av disse teknologiområdene. Det gjelder nettopp *Borerigger* og *Boring*, som i noen andre vurderinger (f.eks. av FoU-team Norway) har vært betraktet samlet, og det gjelder *Subsea systemer* og *Havbunnsintervensjon*. De to sistnevnte områdene vurderes dessuten begge til å ha høyt eksportpotensiale. Felles for alle disse fire områdene er at de er overveiende utstyrsbaserte.

De to siste av de seks nevnte områdene *Styringsystemer* og *Reservoarstyring og -modellering*, er i større grad basert på algoritmer og programvare. Ut fra de enkeltteknologier som vi har definert inn i disse to områdene, har vi også her et innbyrdes slektskap. F.eks. er *Fjernstyrt reservoarkontroll, drift og vedlikehold* definert som en teknologi innenfor *Styringsystemer*. Disse to områdene omfatter naturligvis også maskinvarebasert teknologi, men dette er stort sett data- og telekommunikasjonsteknologi, altså generisk av natur. *Roboter* er et viktig unntak, men denne teknologien kan også hevdes å være relativt generisk av natur. Selv om vi ikke har tatt med "spin-off"-effekter (potensialet for å anvende teknologien i andre sammenhenger) som kriterium i ekspertvurderingene, vil det være galt å se helt bort fra

slike effekter. En slik konklusjon kan også underbygges med en hypotese om at innen de små og mellomstore bedrifter (SMB) i oljeindustrien er utvikling av generiske teknologier relativt sterkere representert enn for industrien som helhet. Dette virker rimelig ut fra at SMB ofte ikke har ressurser til å utvikle applikasjonsspesifikke løsninger, og vi synes også å kunne se dette ut fra hvilke bedrifter og teknologier som ble nominert til ONS' innovasjonspris for 2000.

Vi mener at potensialet for å styrke utvikling av generiske teknologier samt SMB bør være medvirkende kriterier for prioriteringer av FoU etter at man har definert hovedinnsatsområder.

I lys av verdiskapingspotensialet som ligger i økt utvinningsgrad (jfr. kapittel 2), kan det virke overraskende at teknologiområdet *Metoder for økt utvinning* ikke fikk høyere total rangering. Vi ser imidlertid at dette området rangeres på topp både i forhold til potensialet for økt utvinningsgrad og potensialet for å gjøre uutnyttede ressurser økonomisk tilgjengelig. Dette er sannsynligvis de to verdiskapningsparametre som, ved siden av eksportpotensialet, har størst direkte økonomisk innvirkning. Av denne grunn mener vi at dette området, sammen med *Seismikk*, må vurderes som et potensielt satsningsområde.

Ut fra ovennevnte vurderinger avtegner det seg følgende potensielle arenaer for satsing på FoU innen norsk olje- og gassindustri:

1. Boreteknologi (omfatter ovennevnte teknologiområder *Boring* og *Borerigger*).
2. Havbunnsteknologi (omfatter ovennevnte teknologiområder *Subsea systemer* og *Havbunnsintervensjon*)
3. Reservoarteknologi (omfatter teknologiområdene *Seismikk*, *Metoder for økt utvinning*, samt *Reservoarmodellering*).
4. Styringsteknologi (omfatter *Styringssystemer* og *Reservoarstyring*).

Ut fra en samlet vurdering av det materiale som er behandlet i denne rapporten mener vi at av disse arenaene er det Havbunnsteknologi og Reservoarteknologi som har det største verdiskapningspotensialet, både i totalt økonomisk volum og i forhold til avkastning. Denne konklusjonen er dessuten basert på en antagelse om at det, inntil et visst punkt, ligger et større verdiskapningspotensiale i å produsere flere enheter enn i å redusere kostnadene per produsert enhet. Vi mener at dette punktet, til tross for de forbedringer som er gjort i utvinningsgrad, ennå ikke er fullt utnyttet.

I tillegg til denne anbefalte prioritering av teknologiarenaer mener vi at man med tanke på norsk sokkel bør konsentrere innsatsen om integrerte løsninger, mens man for eksportmarkedet også bør stimulere enkeltløsninger, gjerne av generisk natur.

6.3 Kan funnene generaliseres?

De ulike empiriske funnene fra VERTEKS kan ikke uten videre generaliseres. Den viktigste grunnen til det er at selve teknologivurderingen ikke er gjort i en stor nok gruppe personer. Dermed knytter det seg usikkerhet til representativitet og til

muligheten for statistiske slumpfeil. På den annen side var det aldri meningen at man skulle bruke et representativt utvalg av alle teknologisk kyndige personer i norsk petroleumsbransje som målgruppe. Derimot har vi anvendt en teknikk som også brukes i andre sammenhenger, nemlig en høyt kvalifisert ekspertgruppe satt sammen med en rimelig sjanse til å avspeile innsikten hos de viktigste gruppene i vår sammenheng; oljeselskapene, leverandørindustrien, ressursforvaltningen og forskningsinstituttene. Det innsyn og den oversikt denne gruppen representerer, koblet mot en svært effektiv metode for systematisering av subjektive vurderinger, gjør at materialet blir mer interessant enn nødvendigvis sant.

Om den fremtidige utvikling for oppstrøms petroleumsvirksomhet de neste 20 år er det ingen gitt å kunne uttale seg med sikkerhet. Det materialet VERTEKS har systematisert representerer likevel et interessant bilde av en mulig fremtidig utvikling. Mer enn det har ikke prosjektet hatt ambisjon om å kunne bidra med. Det er likevel en god mulighet for en utvidelse i retning av mer representative undersøkelser med basis i den metodikk VERTEKS nå har utviklet og testet. Hele metodeapparatet er tilgjengelig elektronisk og kan med letthet anvendes på alle selskaper og aktører innenfor det petro-maritime kompleks. Det ville kunne gi en bredere basis for de teknologivurderinger som er gjort, og kanskje også for de anbefalinger som er gitt på basis av ekspertenes innsyn.

6.4 Studiens begrensninger

Som nevnt foran vil den empiriske basis knyttet til ekspertvurderingene begrense representativiteten, men etter alt å dømme ikke sette opplysningsverdien og oversikten over teknologipanoramaet i fare. Vi har ikke gjort noe forsøk på å teste ut underliggende antakelser, siden materialet bevisst har vært designet slik det er beskrevet foran. Hensikten har ikke vært å sette våre modeller opp for en kritisk test, bare å anvende dem slik at informasjonsinnhentingen ble fullstendig. Dermed kan vi si at vi bare er i starten av en slags "oppdagelseskontekst" i streng vitenskapelig forstand. Det hjelper oss å senke ambisjonene i å måtte svare fullstendig på alle de forskningsspørsmålene VERTEKS opprinnelig formulerte (jfr. 1.2). På den annen side er det nettopp her all forskning starter, å stille spørsmål, prøve dem ut og stille dem på nytt i et reformulert språk.

6.5 FoU og rammevilkår

I de seneste fem år har petroleumsindustrien gjennomløpt store og strukturelle endringer (Karlsen 2000). Strukturendringene i oljebransjen peker i retning av færre og større oljeselskaper, som henter tilførsel av kompetanse, teknologi og kapasitet fra leverandørindustri og systemhus. Det tidligere bildet av oljeselskap som engasjerte seg på mange næringsområder, er i ferd med å bli erstattet av slike som driver "core business". Kjernevirksomheten for oljeselskapene er ikke lenger å finne og drive oljefelt, men å *eie* disse og overlate det meste annet til andre typer selskaper. Kompetanseprofilen for fremtidens oljeselskap kan derfor komme til å bli annerledes enn vi er vant med, med mer vekt på finansielle enn på de teknologiske operasjoner. Men for oljesektoren under ett, blir den ingen vesentlig endring; den må etterspørre

kompetanse og kapasitet god og stor nok til å besørge en jevn produksjon, foredling og distribusjon av olje og gass helt til denne lagerressursen er brukt opp.

Oljesektoren som sådan vil derfor fremdeles trenge de smarteste hodene, og vil være villig til å gi de beste betingelsene til disse. Og hva bedre er; Nordsjøen er fremdeles den mest innovative offshore sektor i verden. De som har vært ute og avskrevet denne provinsen som død og begravet, vil bli overrasket over hvor feilaktig den diagnosen er (Thomas 1999:27-29).

En nøkkelfaktor knyttet til utviklingen av ny teknologi og innovative løsninger, ligger både i utdanningssystemet som leverer nye kandidater og i selve industriens virkemåte. Ekspertene i VERTEKS fremhever at norsk petroleumsindustri ikke ennå mangler fornødne talenter, men situasjonen kan komme til å endre seg om noen år. Dessuten henger den offentlige innsats og synlighet i FoU sammen med tilgangen på godt utdannet og kvalifisert arbeidskraft. Oppstrøms petroleumsindustri har gitt fra seg flere årskull med godt kvalifiserte ansatte, hvilket i det store og hele har kommet andre sektorer i nærings- og samfunnsnivå til gode.

Til nå kan det se ut som om de viktigste følgene av kunnskapsoverføring i forbindelse med oljevirkosomhet oppstår med 5-7 års sykler, og faller sammen med hver nedgangsperiode i næringen. En omstokking av teknisk- og ingeniørpersonell i form av utskiftninger og nyansettelser, synes å gi oljebransjen en ikke tilsiktet, men likevel uunngåelig overføring av kunnskap, både innen petroleumsbransjen selv og til andre sektorer (McMillin 1999:28). Nå er vi altså foran en slik massiv kunnskapsflyt igjen, som respons på den pågående omstillingsfasen.

Uavhengige konsulentselskaper utvikler nå aktivt en infrastruktur for hurtigere å rendyrke denne ledelsestrenden. Egentlig er det en slags ironi i dette. Kunnskap har alltid blitt ansett viktig for konkurransekraften for bedrifter i oljesektoren. Evnen til effektivt å holde på teknologiske hemmeligheter har gitt konkurransefortrinn. Utprøvd kunnskap oppnådd gjennom driftserfaring har vært nøkkelen til å vedlikeholde dette konkurransefortrinnet. Mange selskaper har gått til ytterligheter for å beholde innvunnet kunnskap innenfor selskapets vegger. Uavhengige konsulentselskaper tilbyr nå tjenester hvor informasjon kan flyte sikkert, hemmelig og mer effektivt mellom selger og kjøper. Slik øker også den felles nytte av informasjonen, men intelligent bruk av informasjonen krever at selskapene har fornøden kompetanse for å dra nytte av informasjonen.

Den dagen nærmer seg raskt hvor oljeselskapene ikke lenger bestiller bestemte funksjoner, men hele utviklingsprogram for offshore felt. Endringer i teknologi, nye metoder for styring av tid og arbeidskraft, samt nye økonomiske realiteter støtter en slik faseomlegning. Feltspesifikke geovitenskapelige modeller og reservoarmodeller og data har lenge vært ansett som det konfidensielle intellektuelle kjernepunkt hos selskaper som produserer olje og gass. Nå er dette i ferd med å bringes frem i dagslys. Serviceselskaper kan ikke fullt ut designe utviklingsprogram og reservoaroptimaliseringsstrategier for hele levetiden til et felt uten å kjenne til hele det geologiske bildet.

For serviceselskapene drives dagens oppkjøp og sammenslutninger fremover like mye av behovet for å kunne tilby felttjenester i bredden som av behovet for å være større.

For olje- og gassprodusentene er det fremdeles forståelige legale, miljø- og sikkerhetsmessige hensyn til at de skal ha kontroll over feltdata og programmer. På den annen side fører den pågående outsourcing til at den faktiske kunnskapen vil befinne seg utenfor olje- og gasselskapene. Disse kan derved nøye seg med å ha tilstrekkelig kjøperkompetanse til å vurdere de tilbud serviceselskapene gir på utviklingen av et aktuelt felt (Le Blanc 1999:8). Skiftet vi ser hos olje- og gasselskapene, fra selv å utvikle feltene til bare å eie dem, støtter denne trenden. Utviklingskompetansen blir gradvis liggende utenfor disse selskapene, og det er kanskje her de mest spennende nye jobbene kommer.

Kunnskapsledelse fokuserer på mennesker, ikke teknologi. Den forbedrer organisatorisk effektivitet og produktivitet gjennom menneskers kollektive evne til å fange opp, dele og anvende erfaring og kompetanse effektivt. Dette retter søkelyset på hvordan oljeindustrien skifter fokus fra å bygge teknologier til å samle data effektivt, fra å bygge infrastruktur til bedre å håndtere den massive mengde data næringen så effektivt samler inn. På et tiår har oljebransjen gått fra å snakke om megabytes til petabytes (dvs. 1 million gigabytes; kilo-mega-giga-tera-peta), en eksponensiell økning i mengden av data som håndteres hver dag.

Den pågående omstrukturering i oljebransjen fører til en omfordeling av kompetanse mellom bransjetyper, ikke til en reduksjon i det samlede behovet for kompetanse. Men oljeselskapene blir et finansieringssystem og pådriver for kompetanseutvikling hos service- og leverandørselskapene. Og her kommer den nye generasjon av sivilingeniører, økonomer, datavitere osv. inn. Her vil kampen om de beste hodene stå, og her vil oppdatering og videreutdanning av selskapenes egne ansatte finne sted.

7 anbefalinger

7.1 Verdiskapingspotensialet

Petroleumsnæringen besørger i dag 10% av statens inntekter, 15% av landets verdiskaping, 25% av dets samlede investeringer og 35% av eksportinntektene. Vår samlede petroleumsproduksjon antas å nå toppen i 2001, men vil først etter 2015 synke under 1998-nivå. Oljeproduksjonen alene vil synke under 1998-nivået etter 2007 og vil i hovedsak komme fra felt som i dag er i produksjon eller besluttet bygd ut. Imidlertid kan en gjennom kunnskaps- og teknologiutvikling øke uttaket fra reservoarene, både for felt i slutfaseproduksjon og for fremtidige felt, redusere kostnadene ved leting, utbygging, drift og nedstengning, samt gjøre teknologien mer attraktiv som internasjonal salgsvare.

I beregningene har vi antatt en oljepris på NOK 125/fat. Dette er betydelig lavere enn dagens oljepris, men er den pris som legges til grunn for perioden 2002-2008 i revidert nasjonalbudsjett for 2000. For gass har vi antatt en pris på NOK 0.60/Sm³. Dette tilsvarer NOK 95/fat o.e (oljeekvivalenter).

Vi har benyttet samme ressursklassifisering som definert av Oljedirektoratet (1999).

Ny kunnskap og forbedret teknologi kan bidra til verdiskapning innen petroleumssektoren på følgende måter:

1. Ved å øke utvinningsgraden i produserende felt og felt med godkjent utbyggingsplan (ressursklasser 1 og 2) fra 44% til 50% for olje og 75% for gass. Dette representerer en samlet tilleggsverdi på 390 mrd NOK for oljen og 300 mrd NOK for gassen (inkl. felt og funn, dvs. hele ressursklasse 8).
2. Ved å øke utvinningsgraden i felt i planleggingsfase, eller felt som kan bli bygd ut på lengre (2-10 år) sikt (ressursklasser 3-4). Ved dagens forventede gjennomsnitts utnyttelsesgrad på 44% representerer disse ressursene 704 mrd NOK, noe som kan økes til 800 mrd NOK om man gjennom bedret teknologi når målsettingen om 50% utvinningsgrad. Hver ekstra % representerer ytterligere en tilleggsverdi på 16 mrd NOK.
3. Ved å innføre ny teknologi som muliggjør lønnsom utbygging og produksjon av ressurser som ellers ikke ville vært lønnsomme (ressursklasse 5 og 6). Verdien av teknisk utvinnbare ressurser i ressursklasse 5 er anslått til 240 mrd NOK, mens ressursklasse 6 er anslått til 70 mrd NOK.
4. Ved å redusere funnkostnadene. Samlede kostnader for å påvise ressursene i disse klassene er beregnet til 140 mrd NOK. Her vil 10% reduksjon i letekostnadene for ressursklasse 3 og 4 representere 14 mrd NOK i besparelser.

5. Ved å *reduere utbyggingskostnadene* til felt som kan bygges ut og drives lønnsomt med dagens teknologi. Antatt totale investeringer for ressursklasse 3 og 4 er 140 mrd NOK.
6. Ved *økt eksport* av varer og tjenester knyttet til olje- og gassteknologi. Vår internasjonale markedsandel er i dag på 1.5% av et marked på 1.600 mrd NOK. En fordobling av dagens utenlandssalg vil altså representere 27 mrd NOK årlig.
7. Ved å *øke mengden av funn* (volum og antall). Dette er ikke kvantifisert i studien, men teknologiforbedringer i perioden 1990-97 har tilført Norge 370 mrd NOK ekstra. Liknende verdiskaping kan tenkes i tiden fremover.

Summerer vi opp det potensialet som direkte kan utløses av ny kunnskap og teknologi finner vi at økte utvinningsinntekter utgjør minimum 1100 mrd NOK. Dette vil kreve anslagsvis 280 mrd NOK i økte lete- og utbyggingskostnader. I tillegg ligger det et mulig verdiskapningspotensiale ved at teknologi fra olje- og gassvirksomheten tas i bruk i andre deler av næringslivet. Dette er det imidlertid svært vanskelig å kvantifisere, og har ikke vært tatt med her.

Implikasjonene av denne oversikten er at de største tilleggsgevinster er å hente ved å sikre at utvinningsgraden økes fra produserende men også fra fremtidige reservoar, samtidig som uutnyttede ressurser gjøres økonomisk tilgjengelig. Samtidig er det kostnader å spare om man kan sikre billigere leting, utbygging, drift og nedstengning. Utenlandssalg kan være av strategisk verdi (internasjonal posisjonering) i tillegg til at den også vil sikre norske arbeidsplasser og gi økte inntekter, men vil kreve en økt innovasjonstakt for å kunne oppnås.

7.2 Topp-prioriterte teknologiområder

VERTEKS-prosjektet har gitt materiale til å lage en liste over topp-prioriterte innsatsområder for fokusert teknologiutvikling. Denne listen bygger på resultatene fra ekspertvalideringen, vurdert opp mot det øvrige materiale som denne rapporten omfatter. Vi har valgt å gruppere teknologiområdene i fire undergrupper:

1. **Reservoarteknologi** (*Seismikk, Metoder for økt utvinning, Reservoarmodellering*).
2. **Havbunnsteknologi** (*Subsea systemer og Havbunnsintervensjon*)
3. **Boreteknologi** (*Boring og Borerigger*).
4. **Styringsteknologi** (*Styringssystemer og Reservoarstyring*).

Basert på ekspertpanelets anbefaling om å spisse innsatsen mot ett eller noen få teknologiområder, vil vi argumentere for at offentlig FoU-innsats bør konsentreres om *reservoarteknologi*. Denne teknologiklyngen skårer høyest særlig på ”potensiale for å gjøre uutnyttede ressurser økonomisk tilgjengelig, og ”bidrag til økt utvinningsgrad”, hvilket er som vist de to viktigste elementene i den samlede fremtidige verdiskapingen. Havbunns- og boreteknologi, og delvis også styringsteknologi, blir i større grad enn reservoarteknologi ivaretatt av industrien selv.

Reservoarteknologi

1. **Seismikk**, særlig:
 - høyoppløsningsseismikk
 - dataanalyse
2. **Reservoarmodellering**, særlig:
 - høyoppløsnings reservoarmodellering
 - kunnskap og verktøy for reservoarprediksjon
3. **Metoder for økt utvinning**, særlig:
 - optimalisering av IOR-metoder
 - injeksjon av gass
 - ny produksjon fra gamle/stengte felt

Reservoarteknologi velges som det viktigste innsatsområdet ut fra tre forhold som VERTEKS-studien peker på:

- de store verdier som vil kunne utløses ved selv en liten økning i utvinningsgraden,
- ressursutnyttelse må betraktes som et nasjonalt anliggende,
- oljeselskapenes fokus bort fra langsiktige mot mer kortsiktige operative mål.

Denne satsningen på reservoarteknologi vil i tillegg til det nasjonale fokus, også ha europeiske og globale implikasjoner, både i forhold til forsyningssikkerhet av olje og gass.

I forbindelse med gassinjeksjon framstår injeksjon av mulig industriell CO₂ som en spesiell viktig teknologi både ut i fra et reservoarteknisk synspunkt og ut i fra miljøhensyn. Også andre uorganiske gasser bør vurderes (nitrogen, turbineksos). Studier av CO₂ injeksjon må foruten reservoartekniske aspekter også omfatte kartlegging av behov for modifikasjoner av eksisterende infrastrukturer, materialvalg og lignende. Dette sammenfaller med anbefalinger i sluttrapporten fra MILJØSOK fase 2 (juli 2000).

7.3 Valg av kritiske teknologier

I kapittel 4.3 har vi oppsummert svarene på spørsmålene 8-12 fra ekspertvurderingen.

Ekspertundersøkelsen og resultatene som ligger til grunn for denne analysen, gir grunnlag kun for sammenligning av teknologier innenfor hvert enkelt teknologiområde. Vi har ikke noe grunnlag for å vurdere teknologier fra forskjellige områder opp mot hverandre.

Disse resultatene bidrar til å gi et mer nyansert bilde av hvert enkelt teknologiområde, og til å identifisere teknologiområder som Norge bør satse på, ved stimulerende ordninger for industrien, og/eller mer direkte offentlig innsats gjennom institutt- og universitetssektoren. Det vil for et lite land som Norge være vanskelig å hevde seg i full bredde innenfor et helt teknologiområde, og man må fokusere på nisjer.

Som eksempel kan det nevnes at teknologiområdet Subsea systemer fikk en svært høy skåre i totalrangeringen av teknologiområdene. Dette er et område hvor man i Norge tradisjonelt har ligget langt fremme. Nå satses det imidlertid sterkt på subsea systemer i teknologimiljøer i Houston, og man kan spørre seg hvilke implikasjoner dette bør få for norsk satsing innen dette området. Bør man istedet fokusere på andre områder som er viktige og hvor det er lettere å hevde seg i konkurransen, eller bør man forsvare sin posisjon? Resultatene i 4.3 viser at det er stor spredning mellom de rangerte teknologiene både med hensyn til hvor kritisk de er, og i forhold til de øvrige parametre. Vi vil derfor hevde at Norge som nasjon vil kunne ha mye igjen for å satse innenfor de riktige nisjene innenfor Subsea systemer. Tilsvarende argumentasjon kan til en viss grad gjøres gjeldende for teknologiområdet Boring og Reservoarstyring/modellering.

7.4 Hvordan bør Norges petroleums-FoU innrettes?

Ekspertene har votert over og kommentert i alt 18 utsagn om prioriteringsområder for FoU-innsats i petroleumssektoren. Vi har tematisert disse og sammenfattet dem i fire hovedprioriteter. Disse innsatsområdenes relative betydning er knyttet til gjennomsnittet av de skårer ekspertene tildelte de opprinnelige utsagnene. I den grad sektoren vil satse på å styrke verdiskapingen gjennom FoU-basert teknologiutvikling, anbefaler ekspertene følgende prioriterte fremgangsmåte:

Gruppert anbefaling	Referanse til utsagn nr.:	Relativ betydning gj.sn. skåre)
Konsentrere offentlig norsk FoU til et fåtall områder, særlig reservoar og geologi, samt stimulere til at ulike parter deltar i forskningen	18, 4, 8	Topp-prioritet (7.9)
Sikre brukermedvirkning og –interesse i nyutvikling av teknologi, samt styrke den rolle SMB kan spille i innovasjonsprosessen	9, 5, 15	Svært viktig (7.3)
Sikre at langsiktig FoU for petroleumssektoren ikke synker under en kritisk grense	14, 3, 6	Ganske viktig (6.7)
Sikre at FoU fokuserer på integrerte og kostnadsrobuste løsninger med raskt kommersialiseringspotensiale	1, 2, 13	Viktig (5.6)

De viktigste anbefalingene som her gis kan leses slik:

- Sett i relasjon til det overordnede mål om å øke verdiskapingen fra norsk sokkel (men også fra annen oppstrømsaktivitet utenlands), vil FoU innen reservoar og geologi være den viktigste drivkraften. Heri omfattes mange generelle teknologiknipper innen geofysikk, geologi, geokjemi, petrofysikk,

reservoarengineering, etc. Økt forståelse for reservoar og geologi bør kombineres med utnyttelse av avansert seismikk og boreteknologi. Dette er områder med langsiktige gevinstmuligheter. Her vil det ifølge ekspertene også være gode gevinster å hente for norske bedrifter med eksportpotensiale. Det vil nærmest være et nasjonalt ansvar å holde høyt fokus på dette området. En viktig oppgave vil dessuten være å peke ut de områder som skal prioriteres, her mangler det ennå klare kriterier i den norske FoU-politikken. Dessuten påpeker ekspertgruppen at man på nytt må støtte utviklingen av brede partnerskap på de innsatsområder som prioriteres. Det sikrer kompetanseoverføring og læring, og vil stimulere til utvikling av nye kunnskapsallmenninger i samvirke mellom industri, forvaltning og forskningsinstitutter.

- Gjeninnsette den aktive, deltakende og interesserte bruker i FoU-prosjektene. Det vil sikre nytteverdi samtidig som man må unngå at brukerne overstyrer kunnskaps- og teknologiutviklingen mot kortsiktige og avgrensede formål. Brukerne må vise ansvar, herunder å kunne ta de nye teknologiene med ut i verden samtidig som det overordnede mål om bedret verdiskaping adresseres. Et særlig hensyn må tas for å sikre at den innovative kraft som SMB utgjør i forhold til enkeltteknologier, vedlikeholdes. SMB utgjør en markert nyskappingskraft i alle bransjer, men mangler ofte finansiell og intellektuell kapital til å promotere sine egne innovasjoner frem til å bli markedsvinnere.
- Vesentlig styrke den posisjon langsiktig FoU har i petroleumsindustrien som motvekt mot den tendens til de kortsiktige satsninger man har opplevd på 1990-tallet. Dette gjelder både selskapenes og myndighetenes satsninger. I tillegg er det nødvendig å gjøre denne forskningsinnsatsen mer oversiktlig og forutsigbar. Mer stabile forskningsbevilgninger på dette feltet fra det offentliges side, vil kunne legge et slikt langsiktig og forutsigbart fundament som også selskapene kan forholde seg til. Faren for å komme for langt ned i aktivitet og synlighet på FoU-feltet kan svekke Norges posisjon som kompetansenasjon, påvirke vår attraktivitet som investeringsområde, samt redusere konkurranseevnen på petroleumsområdet. Forskningsinnsatsen bør ikke tørke inn i takt med de sykliske bevegelser industrien vanligvis gjennomgår, men kunne opprettholdes mer stabilt innenfor de valgte satsningsområdene.
- Det å utvikle økonomisk robust teknologi bør ikke nødvendigvis knyttes til et gitt prisnivå på petroleumsprodukter. Snarere bør en kunne ha et slikt mangfold hvor ressursene kan utnyttes under ulike prisforutsetninger. Kravet om økonomisk robuste teknologier må kunne avveies i forhold til risikoen for prissvingninger. Produksjon av petroleum er ingen standardisert serieproduksjon, og en rimelig teknologisk løsning vil ikke kunne anvendes på ethvert felt. Derfor bør en gjennom FoU utvikle teknologi som optimaliserer fleksibilitet, og som samtidig gjør det mulig å utvikle integrerte løsninger (dvs. unngå flaskehals) i utvalgte deler av verdikjeden.

Uten en slik samordnet innsats, særlig med offensiv støtte fra myndigheter, antar ekspertene at oppstrømsindustrien kan komme til å miste sitt momentum og dermed også sin evne til å konkurrere og til å levere de beste løsninger, samt at store ressurser

kan gå tapt for alltid. Det påpekes særlig to grunner til at petroleumsindustrien ikke selv kan sikre sin posisjon i så måte på lengre sikt:

- *Oljeselskapene er egentlig globale kjøpere.* De har ingen særlig interesse av eller ansvar for norsk sokkel ut over det som er bundet til de løpende konsesjonsbetingelser.
- Den nåværende offentlig inspirerte oppstrøms konkurransepraksis *støtter kortsiktige tiltak* fremfor langsiktige. Derfor trenger både olje- og leverandørselskaper et mer nøytralt og samordnende tiltak (f.eks. et FoU-program) som kan balansere denne tendensen med innsats som er egnet til å styrke den norske petroleumsindustriens langsiktige konkurransedyktighet. Slik FoU-innsatsen er organisert i næringen i dag, motvirkes en slik langsiktighet.

Petroleumsbransjen (les: ekspertene) vil ønske velkommen en økt FoU-innsats som fokuserer på å videreutvikle norsk spisskompetanse, og som vil sikre optimal ressursutnyttning. Dette er i neste omgang viktig for at denne sektoren skal kunne trekke til seg nye ansatte med det beste talent for å videreutvikle en kompetansekrevende næring, hevder ekspertgruppen.

7.5 Anbefalinger overfor EUs 6. rammeprogram

Finansieringen av FoU til olje og gass fra EU-kommisjonen har avtatt dramatisk siden 1970-tallet, og utgjør nå i størrelsesorden 40 millioner ECU/år¹⁶. EU-midler utgjør en betydelig finansieringskilde også for FoU innen olje og gass i Norge. Den foreliggende revisjon av arbeidsprogrammet for den gjenværende delen (2000-2002) av EUs 5. rammeprogram som omfatter olje og gass, innebærer en total marginalisering av oppstrøms olje- og gassvirksomhet. For energiproduksjon fokuseres det på brenselceller/hydrogen og biomasse for varme og elektrisitet. En slik prioritering er forståelig sett i forhold til miljømålsettinger, bl.a. for CO₂-utslipp. Den ser imidlertid helt bort fra den dominerende rolle som fossile brenslers fortsatt vil spille i Europa, både på produksjons- og forbrukssiden, også i EUs egne prediksjoner.

Europa blir i stadig større grad avhengig av import av fossile brenslers. Oljeavhengigheten blir betraktet som et politisk spørsmål. De forventede effekter av FoU på tilførsel av hjemlig olje anses små i forhold til den effekt politiske avgjørelser og hendelser (OPEC, situasjonen i Midt-Østen) har på det globale oljemarkedet. For gass er situasjonen en annen. Her er sikker tilførsel et viktig politisk poeng. EU forventer at gassen etterhvert i større grad må importeres fra fjerne områder som er politisk mindre stabile (bl.a. Russland og Midt-Østen), og dermed til høyere kostnader,. Samtidig er de europeiske gassreservene, inkludert de norske, større enn oljereservene.

¹⁶ Det er umulig å gi eksakte beløp fordi det ikke er gitt noen offisiell oppdeling av budsjettmidler på de enkelte energisektorer.

Dette, kombinert med at gass er en renere energikilde enn andre fossile brensler, gjør at vi anbefaler at FoU knyttet til utvinning av naturgass prioriteres overfor EU.

I følge Kyoto-målsettingen skal EU redusere sine utslipp med drivhusgasser tilsvarende 600 millioner tonn CO₂ ekvivalenter per år i perioden 2008-2012. Deponering av CO₂ separert fra store punktkilder vil kunne bidra vesentlig til å nå dette målet. Norske oljereservoar og akviferer representerer sikre lagringsplasser for CO₂, og vil kunne få stor betydning for optimal ressursutnyttelse fra norske oljereservoar. Det anbefales derfor at det iverksettes forskning omkring problemstillinger forbundet med CO₂ deponering først og fremst relatert til EOR men også til akviferdeponering for langsiktig kapasitet, og til integrerte systemer med begge typer deponi.

Innspillene overfor EUs rammeprogram bør dessuten være på linje med den norske hovedprioritering som VERTEKS-studien anbefaler, nemlig å støtte langsiktig FoU heller enn demonstrasjonsprosjekter. Liksom for Norge bør man også for EU argumentere for å prioritere spissområder innen reservoar-, havbunns-, bore- og styringsteknologi.

8 Hovedkonklusjon

Petroleumsnæringen vil ha stor aktivitet i minst 50-100 år ennå, altså en betydelig langsiktighet. I et slikt tidsperspektiv vil prisene på olje og gass ganske sikkert svinge betraktelig. Gjennom FoU og teknologiutvikling kan de uheldige sider ved slike svingninger dempes og det samlede ressursuttaket økes betraktelig. Dessuten kan vi oppnå større forutsigbarhet og lengre produksjonshorisoner i hele næringen. Hittil har vi bare produsert 20% av de utvinnbare ressurser på norsk sokkel, hevder Oljedirektoratet, som mener at ambisjonen bør være å kunne produsere 50% av oljeforekomstene og 75% av gassforekomstene (OD 1999:9). Kanskje er dette et for beskjedent mål, gitt at vi kan stimulere til fortsatt teknologisk og kunnskapsmessig forbedring i oljesektoren. Vi har sett en sterk økning i forventet utvinningsgrad de siste 10-15 årene; i 1988 var gjennomsnittet 28% for olje, i 1998 økt til 44%. Den økte verdiskapingen av en slik forbedret utvinning er så enorm (for 1990-97 ca. 370 mrd NOK) at det er åpenlyst riktig å satse videre i samme retning. Ambisjonen krever økt innsats innenfor FoU og kontinuerlig vektlegging av potensialet for å øke utvinningen.

Norsk sokkel er ennå inne i en spennende utvikling, noe som allmennmediene tydeligvis ikke har fanget opp. I "Global outlook 2000 and beyond" fremheves at det allerede nå ligger 20 feltutviklingsprosjekter klare, i tillegg til 100 små og marginale funn som også venter på å bli utviklet på norsk sokkel (Hart's E&P). Mange av disse prosjektene er i slike områder som krever ny teknologi og kompetanse, i tillegg til endrede rammebetingelser for næringen. Bransjebladet Euroil har den samme vurderingen; "The North Sea is alive and kicking" (Bru, January 2000:22). Det samme sier norske kilder, snart vil det komme interessante nye oppdrag for leverandørindustrien. Serviceselskapene tar mål av seg å levere nye kompetansebaserte produkter. Dessuten har oljeselskapene begynt å vurdere hvilke kunnskapsnisjer de må bemanne for å følge med i utviklingen (Offshore nr. 6, 1999).

En slik utvikling er selvsagt avhengig av økt innsats på forskning og utvikling, men også av at vi kan utdanne ungdom som er kompetanse- og kunnskapsmessig i stand til å forestå den nyskaping som kreves. Samtidig er det mange krevende utfordringer for den norske petroleumssektoren:

1. Oljefelt som er bygget ut med havbunnsløsninger oppnår i dag en gjennomsnittlig utvinning på 30%. Enkelte prosjekter er likevel bedre, så som Statfjord Nord og Statfjord Øst.

Om havbunnsløsninger blir fremherskende i tiden som kommer, vil den teknologistandarden vi har i dag på dette området kraftigere true målet om 50% utvinning av oljen enn løsninger med god tilgang til brønnene.

2. Skal det bli mulig å øke gjennomsnittlig utvinningsgrad for olje på sokkelen til 50 % eller mer, synes det helt nødvendig å gjøre tiltak for å få ikke-mobil olje mobil.

Man må på en måte "vaske" reservoaret, iverksette tiltak for å få restoljen til å frigjøre seg fra porene og bevege seg gjennom reservoaret til produksjonsbrønnene. Til det trengs nytenkning og betydelig teknologisk gjennombrudd for kostnadseffektivitet. Alternativet kan være å resirkulere vann eller gass gjennom lang, lang tid; et nokså urealistisk scenario i dagens virkelighet.

På Gullfaks arbeides det med et konsept der injeksjonsgassen blir iblandet CO₂ og rikgasskomponenter i et forhold som får til blandbarhet med oljen i reservoaret, og ellers ikke-mobil olje blir mobilisert på grunn av det. Injeksjonsblandingen kan f. eks tas fra land gjennom rør. Dette vil kunne gi betydelig ekstra olje fra feltet. I Prudhoe Bay (Alaska) er det lange erfaringer fra å oppnå blandbarhet ved gassanrikning.

Det at store mengder CO₂ kan bli tilgjengelig som injeksjonsfluid for økt oljeutvinning representerer nye verdiskapningsmuligheter for oljeindustrien siden CO₂ vil være et effektivt injeksjonsfluid for mange norske oljereservoar.

Luftinjeksjon er også en alternativ metode for økt utvinning på norsk sokkel. For tiden planlegges en EU-finansiert pilottest av denne metoden i Ekofiskområdet.

Det trenges imidlertid mye ny forskning som får oljen til å flyte. Uten helt nye løsninger (les: radikale innovasjoner) vil store deler av ressursene ikke la seg utvinne.

Gitt den modenhet petroleumssektoren nå har sammen med det økende behov det er for olje- og gass, synes de viktigste anbefalinger å måtte rettes mot offentlige myndigheters innsats for å stimulere til økt FoU; innen:

Områder som kan:

- gi teknologiske gjennombrudd,
- være forbundet med høy risiko,
- ha høy virkningsgrad,
- ha høyt verdiskapingspotensiale,
- øke beskyttelsen av miljø og personell,
- sikre oppdatert vitenskapelig og teknologisk kapasitet,
- stimulere til investeringer og eksport,
- støtte økt risikovillighet hos næringen, og
- sikre norsk spisskompetanse i den internasjonale konkurransen.

I særdeleshet trenges aktiv søken etter gjennombrudd som sikrer at den langsiktige utvikling av oppstrømsteknologi også gir mulighet til å overskride de nåværende prestasjonsmål for utvinning for norsk sokkel. Ikke minst gjelder det i større grad å utnytte de olje- og gass-ressurser som i dag er vanskelig tilgjengelige, men potensielt verdifulle. Petroleumsnæringen vil ha stor aktivitet i minst 50-100 år ennå, den er ikke noen "solnedgangsindustri". Hittil har vi bare produsert 20% av de utvinnbare ressurser på norsk sokkel, hevder Oljedirektoratet, som anslår at 50% av oljeforekomstene og 75% av gassforekomstene lar seg produsere (OD 1999:9). Kanskje er dette et for beskjedent estimat, gitt at vi kan stimulere til fortsatt teknologisk og kunnskapsmessig forbedring i oljesektoren. Vi har sett en kraftig bedring i utvinningsgraden de siste 10-15 årene; i 1988 var gjennomsnittet 28% for olje, i 1998 økt til 44%. Den økte verdiskapingen av en slik forbedret utvinning er så enorm at det er åpenlyst riktig å satse videre i samme retning.

9 Epilog

VERTEKS-studien har løpt parallelt med mange andre initiativ og utredninger som fra ulike utgangspunkt har som formål å foreslå tiltak som kan styrke verdiskapingen fra olje- og gassvirksomheten i et kort- og langsiktig perspektiv. Her kan nevnes det løpende arbeid FoU Team Norway utfører, ikke minst gjennom sin gruppe for "nedihulls- og undergrunnsteknologi", samt dets innsats for å etablere tematiske nettverk overfor EU, likeens OEDs arbeid med den nasjonale "strategi for verdiskaping og konkurransekraft i petroleumssektoren", Forskningsrådets arbeid med "koordinering av FoU-aktivitetene i petroleumssektoren for bedre samarbeid og økt verdiskaping", Demo2000s innsats for demonstrasjon og utprøving av ny teknologi på sokkelen, samt INTSOKs innsats for å bedre utenlandssalget av norskprodusert oppstrømsteknologi.

I prosjektperioden har det således vært utvekslet synspunkter og informasjon til nytte for alle, herunder VERTEKS-prosjektet. Trekker vi trådene fra alle disse tiltakene sammen peker de i samme retning, nemlig mot;

1. Økt utvinning i produserende felt
2. Økt tilgjengelighet i fremtidige felt
3. Raskere og billigere leting, utbygging, drift og nedstengning
4. Reduserte miljøbelastninger
5. Økt eksport av teknologi og kompetanse

I dag synes det, paradoksalt nok, å være beskjedne ekstra konkurransefortrinn for oljeselskapene i å komme først i markedet med FoU-baserte teknologiske løsninger. Informasjonen om innovasjoner og nyskapinger tilflyter konkurrentene så hurtig at det komparative fortrinnet spises opp. Spørsmålet om konkurransefortrinn har etter alt å dømme kommet for mye i forgrunnen i forhold til FoU-prioriteringer. I stedet bør man fokusere på løsninger som gir økt lønnsomhet og langsiktig forbedring for næringen, snarere enn på enkeltsselskapers konkurransefortrinn. I dag vil ikke oljeselskapene satse midler eksternt om ikke myndighetene allerede har sørget for et finansieringsgrunnlag for et FoU- eller demonstrasjonsprogram. Derfor må en finne andre måter å stimulere til

økt verdiskaping enn den rene konkurranseformen. Klarer man å få til en vinn-vinn situasjon for alle aktører, vil også nasjonen som helhet tjene på dette. Og erfaringen i dag viser at i slike satsninger tiltrekker en krone fra myndighetene seg tre kroner fra industrien. Om det ikke stilles til rådighet offentlige midler, vil heller ikke industrien bidra eller delta.

De største verdiskapingspotensialer for Norge ligger i bedret utnyttelse av produserende felt og større tilgjengelighet til reservene som ennå ikke er besluttet utbygd. Men også de andre innsatsområdene kan gi vesentlige besparelser og positive ringvirkninger i det norske samfunn. Imidlertid hviler alle på en grunnforutsetning: Ny kunnskap må utvikles og ny kompetanse må tilføres for å løse ut verdiene som ligger under havbunnen. I dag er vi i ferd med å miste det kunnskaps- og kompetansemessige fortrinn vi lenge har hatt. Men hva kanskje verre er: Vi satser for lite for å motvirke denne tendensen. Kanskje sparer hver enkelt aktør noen kostnader på å la være å satse på nyutvikling gjennom avansert kunnskap og kompetanse, men samlet taper vi alle på det i det lange løp.

10 Referanser

- Bru, J.G. (2000) "Norway's USD 6Bn boost". Hart's E&P, January 2000:22-24.
- Cameron, H. & al. (1996) Technology Foresight: Perspectives for European and International Co-operation. Manchester: PREST – University of Manchester.
- Cooke, R.M. (1991) "Experts in Uncertainty". OUP.
- Furlow, W. & M. DeLuca (1999) "Recovery won't be business as usual". Offshore, December 1999:40.
- Kristiansen, F., P. Heum, E. Vatne (2000) Norske foretaks leveranser til olje- og gassutvinning i Norge og utlandet 1999. Bergen: SNF prosjekt 4075– juni 2000.
- Holloway, S., Heederik, J.P., van der Meer, L.G.H., Czernichowski-Lauriol, I., Harrison, R., Lindeberg, E.G.B, Summerfield, I.R., Rochelle, C., Schartzkopf, T., Kaarstad, O., Berger.,B. 1996: "Underground disposal of Carbon dioxide", Final Report, Volume 2, Non Nuclear Energy R&D Programme JOULE II.
- Holt, T., Jensen, J.I., Lindeberg, E. 1995: "Underground storage of CO₂ in aquifers and oil reservoirs", Energy Conv. Mgmt., 36, 335-338.
- Karlsen, J.E. & al (1997). CENET: Cost Efficiency in a New Era with New Technology. Stavanger : RF/EN^eRG report 97/002.
- Karlsen, J.E. (2000) Karriere i oljen – en Saga blott?. Stavanger: RF-2000/007.
- Le Blanc, L. (1999) "Deliver wells, not functions". Offshore, December 1999:8.
- Lyle, D. (2000) "Fueling the Future". Hart's E&P, January 2000:47-51.
- McMillin, K. (1999) "Knowledge management – more than "word of mouth". Offshore, December 1999:28.
- Moritis, G. 1992: EOR increases 24% worldwide, claims 10% of US production, Oil and Gas J., 16, 51.
- New Oil and Gas Technology in the Cost Reduction Era (1997), EU-rapport under kontrakt EC STR-1029-96-UK.
- Taber, J. 1994: Enhanced oil recovery in Riemer, P. (ed.): The utilisation of carbon dioxide from fossil fuel fired power stations, IEAGHG/SR4, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham.
- Thomas, M. (1999) "Alive and Kicking- A dying province? Someone forgot to tell the North Sea". Euroil. August 1999:27-29.

Offentlige kilder:

- Oljedirektoratet (1999) Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 1999.
- Olje- og energidepartementet (2000) Fakta 2000. Norsk petroleumsvirksomhet.

BKNVS/NTVA (1999) Norges muligheter for verdiskaping innen havbruk. Trondheim:
Det kongelige Norske Videnskabers Selskab & Norges Tekniske Videnskapsakademi.

Vedlegg

Vedlegg 1: Ekspertgruppens deltakere

VERTEKS ekspertpanel den 21/8 2000 var representert av nedenforstående selskaper og personer. Da det elektroniske systemet som benyttes maksimalt kan ta 12 personer, anmodet vi om at kun en person stilte fra hvert selskap.

	Selskap	Navn	e-post	Telefonnr
1	ABB	Jan Bugge	Jan.Bugge@no.abb.com	66843060
2	Aker	Jon Erik Reinhardsen	Jon.Erik.Reinhardsen@akermar.com	22945334
3	BP Amoco	Torbjørn Darre	Darret@bp.com	52013405
4	Conoco	Trond Rolvsvåg	trond.rolfsvaag@nor.conoco.com	51416000
5	Sintef	Torleif Holt	torleif.holt@iku.sintef.no	
6	Kværner	Harald Wiken	harald.wiken@kvaerner.com	67826256
7	Oljedirektoratet	Anna Inger Eide	anna-inger.eide@npd.no	51876263
8	Phillips	Wiggo Holm	wwh@ppco.com	52021885
9	Roxar	Arild Bøe	arild.boe@roxar.com	51818881
10	Shell	Helge Skjæveland	h.skjaveland@shell.no	51693363
11	Statoil	Thor Viggo Aarrestad	tvaa@statoil.com	
12	TotalFinaElf	Phillip Keul	Phillip-Ragnar.keul@elfep.no	51503000

reserve:

RF	Sigmund Stokka	sigmund.stokka@rf.no
----	----------------	--

Norsk Hydros representant meldte avbud rett før oppstart, og det var ikke mulig å stille en erstatter til den opprinnelig inviterte representanten derfra.

Vedlegg 2: Spørreskjema " TEKNOLOGIEVALUERING FOR VERTEKS" med resultater

Hensikten med denne teknologievalueringen er å rangere og vurdere mulige utviklinger for teknologier innen oppstrøms petroleumsvirksomhet fram til 2020. Hovedmålsetningen er å identifisere de teknologier og teknologiområder hvor man forventer størst avkastning av FoU-investeringer, målt i forhold til en del verdiskapningsparametre. Vi ber deg om å evaluere petroleumsteknologier i forhold til de kriterier som er angitt nedenfor.

Evalueringen skal gjøres på vedlagte skjema, som også er en liste over aktuelle teknologier. Disse teknologiene er gruppert i teknologiområder, som igjen er gruppert i forretningsområder. Det er også avsatt plass til å føre opp og rangere andre teknologier. Fokus er på norsk sokkel, bortsett fra spørsmålet som vedrører det internasjonale marked. Ikke alle spørsmål er relevante for alle teknologier, og vi ber deg derfor om å se bort fra disse.

Evalueringskriterier

1. Norsk kompetanse på teknologiområdet. For hvert teknologiområde, ranger (på skala fra 1=ingen til 10=svært stor) kompetansen til norske miljøer (universiteter, institutt og bedrifter sett under ett) i forhold til internasjonalt ledende kompetanse.

Rangering av teknologiområder. Ranger teknologiområdene (markert med fet skrift i tabellen nedenfor) på en skala fra 1=ingen til 10=svært stor med hensyn til følgende verdiskapningsparametre

2. eksportpotensiale for norsk industri

3. i hvor stor grad utvikling av teknologiområdet kan bidra til *økt utvinningsgrad* fra felt;

4. i hvor stor grad utvikling av teknologiområdet kan bidra til *reduuerte kostnader* for felt som nå er i produksjon;

5. i hvor stor grad utvikling av teknologiområdet kan gjøre *uutnyttede (både kjente og ukjente) ressurser* økonomisk tilgjengelig;

6. i hvor stor grad utvikling av teknologiområdet kan bidra til *økt sikkerhet for personell*;

7. i hvor stor grad utvikling av teknologiområdet kan bidra til *økt sikkerhet for miljø*;

8. Kritiske teknologier. For hvert teknologiområde, ranger de inntil fem mest kritiske teknologiene i forhold til de nevnte verdiskapningsparametre.

9. Modenhet/Avstand til markedet. For inntil fem av de teknologiene du mener er mest kritisk, estimer antall år (0 til 20) før teknologien er kommersielt tilgjengelig, og akseptert av markedet, forutsatt at FoU innsats holdes på nåværende nivå.

10. Effekt av økt FoU intensitet. For inntil fem av de teknologiene du mener er mest kritisk, gi poeng mht i hvor stor grad en relativ økning i FoU innsats kan framskynde kommersiell bruk av teknologi (ranger på skala fra 1=ingen til 10=svært stor).

11. Sysselsetting. For inntil fem av de teknologiene du mener er mest kritisk, gi poeng mht i hvor stor grad de vil kunne skape nye arbeidsplasser (ta med både direkte og indirekte innvirkning) (ranger på skala fra 1=ingen til 10=svært stor)?

12. Sysselsetting. For inntil fem av de teknologiene du mener er mest kritisk, gi poeng mht i hvor stor grad de vil kunne eliminere arbeidsplasser (ta med både direkte og indirekte innvirkning) (ranger på skala fra 1=ingen til 10=svært stor)

Forklaring til tallene:

Tallene som er oppgitt er h.h.v. aritmetisk middelværdi (av poeng eller antall år) og standardavvik basert på de avgitte svar for hvert enkelt spørsmål. Tallene er oppgitt på formatet "Middelværdi/Standardavvik". For spørsmål 8 er det imidlertid en rangeringssum (Rank Sum) som er oppgitt istedet for middelværdi.

TEKNOLOGIEVALUERING FOR VERTEKS: SPØRRESKJEMA/TEKNOLOGILISTE

FORRETNINGSOMRÅDE: LETING												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
SEISMIKK	7.8/1.29	7.6/1.62	7.4/1.24	5.7/2.10	7.8/2.34	3.0/1.65	3.2/1.34					
Høyoppløsningsseismikk								30/0.9	6.2/5.35	7.3/2.06	5.5/1.78	?
Multikomponent seismikk								28/1.13	4.9/3.03	6.7/2.27	5.3/1.87	28/1.48
Nedihulls seismikk								22/1.18	4.0/1.33	6.3/2.15	4.2/1.64	?
Dataanalyse								30/1.27	3.8/1.55	7.1/1.93	6.2/2.37	3.3/2.09

FORRETNINGSOMRÅDE: LETING												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
MODELLERING/ VISUALISERING	6.9/1.73	7.6/2.07	8.1/1.73	6.0/2.00	7.5/1.83	2.7/1.3	2.8/0.87					
3D geomodellering								42.0/0.75	4.2/2.49	6.1/2.15	4.9/2.27	3.2/2.17
3D bassengmodellering								34.0/1.22	4.8/2.20	6.2/1.4	4.5/1.88	3.3/2.23
3D visualisering								27/1.21	3.9/2.51	6.0/1.54	5.2/2.08	3.3/2.23
Håndtering av store datamengder								47/0.9	5.7/3.13	7.6/1.78	6.4/2.07	3.1/2.27
Gravimetri								15.0/0.92	3.5/2.92	5.1/2.43	3.9/1.7	2.5/1.51

FORRETNINGSOMRÅDE: LETING												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
LETEBORING	6.5/2.20	5.6/2.11	4.6/1.98	4.5/2.68	7.3/1.96	5.3/2.50	5.8/1.70					
Slanke brønner								63/2.80	4.9/3.98	5.6/1.94	4.6/2.70	4.0/2.40
Billige letebrønner (laser etc.)								74/2.98	8.8/6.21	7.3/1.89	5.3/2.21	3.9/2.67
Høyhastighets telemetri for rotasjonsboring								65/2.07	5.0/3.13	6.5/1.96	4.1/1.97	3.7/2.0
Datainnsaml. under boring								74/3.19	3.4/2.22	6.4/2.01	5.1/2.08	3.7/1.66
Losbrønner ("finder wells")								63/3.19	4.1/2.47	6.0/2.49	4.9/1.92	4.2/2.14
Boring på ultradypt vann (> 1500 m)								64/3.58	4.2/4.87	5.9/2.32	5.5/2.30	2.4/1.88
Boring fra havbunnen								42.0/2.15	7.2/5.83	6.7/2.06	4.3/2.54	4.2/2.44
Miljøvennlig teknologi								69/3.19				
Nedihulls analyse								81.0/2.73	5.2/3.65	6.6/1.69	4.6/1.96	2.5/1.58
Dataoverføring til land mens man leter								65/2.50	2.6/2.27	6.3/2.16	4.5/1.62	4.1/2.63

FORRETNINGSOMRÅDE: BRØNNKONSTRUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
BORING	7.0/2.14	6.1/1.76	5.9/2.17	7.3/1.56	7.4/1.65	5.4/2.73	5.9/2.02					
Billige sidesteg								145/2.95	3.5/3.1	6.0/2.31	5.4/2.27	4.4/2.76
Underbalansert boring								133/2.79	1.9/3.28	5.5/2.43	3.8/2.11	3.8/2.49
Mono-diameter brønner								128/3.94	3.8/3.65	5.3/2.45	4.4/2.19	4.27/2.41
Multi-laterale brønner								136/3.89	2.3/2.11	5.4/2.24	5.4/1.26	3.3/1.89
Prediksjon og kontroll av hullstabilitet								110/3.46	2.0/2.31	5.8/1.28	3.4/1.59	2.9/2.09
Tapt sirkulasjon: overvåking og forebygging								97/3.62	1.5/2.12	5.7/1.51	3.0/1.25	2.4/1.51
Formasjonsskade: overvåking og forebygging								96/3.34	1.2/1.75	5.3/1.37	3.6/1.65	3.0/2.05
Effektiv kakstransport (inkl. overvåking)								77/2.79	1.5/2.12	4.3/2.42	3.7/1.66	3.1/1.85
Videreutvikling av brønntraktorer								78/3.71	1.9/2.18	6.8/1.60	4.5/2.07	2.8/1.79
Boring på ultradypt vann								90/5.10	2.3/3.2	5.9/2.27	5.5/2.27	1.9/1.36

FORRETNINGSOMRÅDE: BRØNNKONSTRUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
Boring uten stigerør								72/4.16	1.7/2.36	7.2/2.17	3.8/2.54	2.7/1.42
Ekstra lange horisontale brønner								107/5.58	3.0/3.09	5.9/2.26	5.0/1.94	1.9/1.36
Nedihulls navigering								116/5.27	3.5/2.72	7.5/1.85	4.6/1.88	2.3/1.80
Boring fra havbunnen								61/5.34	3.4/4.6	6.0/3.08	4.1/2.26	3.1/2.51
Kunstig havbunn								43/3.89	1.8/3.36	2.8/1.92	2.6/1.33	3.3/2.96
Nye boremetoder med lettere og billigere utstyr								115/5.84	5.2/3.79	7.4/2.46	6.9/2.13	3.4/1.88
Boring med casing								54/4.86	1.7/2.79	7.0/2.12	4.0/2.0	2.9/1.76
Høyhast. telemetri for rot. boring								52/6.83	1.9/3.18	6.9/1.46	4.8/2.59	3.0/2.4

FORRETNINGSOMRÅDE: BRØNNKONSTRUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
KOMPLETTERING	6.1/1.87	6.3/1.85	7.6/1.57	7.4/1.36	6.9/1.92	3.4/1.50	3.9/1.70					
Slanke brønner								45/2.91	2.0/3.16	5.0/2.45	3.7/2.58	2.9/2.18
Mono-diameter brønner								49/2.62	2.6/3.20	5.4/2.30	3.2/2.17	1.9/1.05
Multi-laterale brønner								86/3.95	2.8/2.52	6.9/2.03	5.4/2.07	2.4/2.30
Smarte brønner								108/2.93	3.4/2.11	8.8/0.97	7.1/1.64	2.7/2.26
Ekstra lange horisontale brønner								69/3.72	2.4/2.16	5.8/1.86	4.7/2.24	2.3/1.50
Sandkontroll								83/2.62	2.4/2.29	6.2/1.83	3.9/1.64	2.4/1.26
Ekspanderbare foringsrør								49/2.88	1.2/1.72	6.7/2.52	3.1/1.25	2.5/1.69
Sementering								48/2.94	1.6/2.38	4.8/1.71	2.9/1.73	2.1/1.13
Åpenhulls soneisolering								87/3.21	-	-	-	-
Nedihulls pumping								86/2.86	5.0/3.29	7.8/1.39	7.2/1.30	4.1/2.81
Kunstig løft								77/2.79	2.3/2.69	6.2/2.17	4.6/2.07	2.3/1.32
Stimulering								71/3.70	3.8/3.76	6.7/2.06	4.0/2.12	2.2/1.48

FORRETNINGSOMRÅDE: BRØNNKONSTRUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
BORERIGGER	7.5/1.81	6.7/2.45	5.1/2.55	7.6/1.75	6.4/2.34	6.8/2.23	6.2/2.40					
Utvikle effektive rigger								23/0.53	5.0/2.91	4.7/2.83	5.2/2.30	3.7/2.63
Lavkost-rigger for slanke brønner								14/0.73/	6.4/3.44	5.1/2.47	4.3/1.77	3.0/2.45
Mobile plattformrigger								17/0.93	6.4/5.25	4.8/2.59	5.7/2.11	3.5/2.72
MILJØ	6.9/1.51	6.0/2.04	3.6/1.73	4.0/2.13	3.9/2.57	5.6/2.11	8.0/2.37					
Håndtering av borekaks								24/0.85	4.5/2.22	-	4.09/1.92	2.3/1.83
Miljøvennlig borevæske								29/0.67	3.6/1.71	-	4.3/2.06	2.4/1.78
Annen teknologi								19/0.79	3.9/3.93	-	5.6/3.0	2.1/1.45

FORRETNINGSOMRÅDE: PRODUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
RESERVOARSTYRING OG - MODELLERING	7.4/1.83	7.5/1.45	8.8/0.97	6.8/2.22	8.2/1.27	2.5/1.31	3.2/1.99					
Høyoppløsnings reservoarmodellering								117/2.30	3.82/2.32	6.8/2.35	5.6/1.63	2.0/1.63
Automatisert oppdatering og styring av reservoar								103/2.87	5.4/5.28	6.6/1.51	4.6/1.84	3.2/1.93
Geomodellering								95/2.31	2.6/2.62	6.1/2.75	4.6/2.27	1.9/1.45
Mekanisk innstrømningskontroll								95/2.94	3.2/2.18	6.3/1.80	5.6/1.75	2.3/1.70
Nedihulls vannfrontradar								62/1.27	2.6/4.03	4.2/2.05	2.9/1.17	2.3/1.83
4D seismikk								71/2.35	1.8/2.09	4.9/2.61	4.7/2.06	2.2/1.87
"Tracer" teknologi								45/3.02	2.36/3.26	5.2/1.30	3.9/1.96	2.2/2.10
Nedihulls fiberoptiske sensorer								53/2.68	2.8/3.06	6.3/2.19	4.5/2.93	2.2/1.93
"Elektriske" (smarte) felt								60/4.88	4.5/5.09	7.9/2.12	5.8/2.44	2.4/1.78
Kjemisk innstrømningskontroll								65/3.0	3.7/3.38	6.3/2.16	3.6/1.24	2.2/1.75
4C seismikk								70/2.72	3.2/2.36	6.9/2.09	5.6/1.71	2.2/1.87

FORRETNINGSOMRÅDE: PRODUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
Kunnskap og verktøy for reservoarprediksjon								100/4.58	4.8/3.49	8.0/1.70	5.5/2.07	2.3/1.73
METODER FOR ØKT UTVINNING	6.9/1.51	6.7/1.23	9.3/0.78	4.8/2.63	8.3/1.60	2.7/1.50	4.2/2.62					
Luftinjeksjon								72/3.13	4.2/5.33	5.3/2.67	3.8/1.99	2.2/1.92
Kjemiske metoder								56/3.06	6.6/5.37	6.9/1.95	4.6/2.13	2.1/1.69
IOR ved innsynkning av kalkreservoarer								57/2.96	1.6/2.21	5.0/2.16	4.1/1.62	2.6/2.12
CO2-injeksjon								75/3.65	2.5/3.24	6.3/2.43	5.0/2.79	1.9/1.73
Tertiær gassinjeksjon								81/3.39	3.0/3.82	6.2/2.17	4.8/2.25	2.3/1.94
Injeksjon av gass								104/3.63	1.2/1.40	6.2/2.04	4.8/2.14	2.2/1.64
Optimalisering av IOR-metoder								129/2.45	4.4/2.50	7.6/1.69	5.9/2.19	2.1/1.54
Forbedret bestemmelse av resthydrokarboner								82/3.38	3.2/2.86	7.0/2.0	4.1/2.47	2.4/1.65
Kunstige barrierer i reservoar								65/3.26	3.6/4.41	6.2/2.32	3.7/1.66	1.8/1.39
Ny prod. fra gamle/stengte felt								86/2.92	3.8/3.79	5.6/2.07	6.6/1.86	2.3/2.18

FORRETNINGSOMRÅDE: PRODUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
Overvåkning av nedstengte reservoar								66/3.26	1.7/2.28	5.1/2.42	3.2/1.14	2.2/1.92
Trykkavlastning								63/2.45	1.4/1.96	4.9/1.77	4.3/1.58	3.1/3.22

FORRETNINGSOMRÅDE: PRODUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
SUBSEA SYSTEMER	8.4/1.0	8.2/1.03	6.4/2.31	6.2/2.25	7.8/1.22	5.1/2.71	4.1/2.57					
Nedihulls pumping og separasjon								108/1.91	5.2/3.52	7.1/1.58	5.3/2.15	3.7/2.31
Subsea separasjon								111/1.76	2.8/2.96	6.6/2.42	6.0/1.61	3.2/1.72
Nedihulls gasskompresjon								73/1.88	4.3/5.46	7.4/1.90	3.8/1.83	2.8/1.55
Subsea el-distribusjon								80/1.50	3.3/3.04	5.8/2.39	4.1/2.15	2.3/1.01
Billigere subsea beskyttelsessystemer								42/1.78	0.55/0.93	3.2/1.64	2.9/1.55	2.6/1.65
Billigere rørledninger/gjenbruk								45/1.76	1.6/2.02	3.6/2.19	4.1/2.03	2.9/2.17
Kompositt rørledninger								34/1.59	1.9/2.3	4.8/2.95	4.5/2.45	2.5/1.43
Passiv/aktiv isolasjon av rørledninger								41/2.39	0.73/1.1	4.0/1.58	3.9/2.04	2.2/1.55
Havbunnsprosessanlegg								119/1.24	6.2/3.34	6.9/2.15	6.8/2.22	2.8/1.83
Multifase måling								55/2.94	1.5/1.92	5.4/1.72	4.4/2.12	2.8/2.04
Nedihulls prosessanlegg								84/3.22	7.9/3.27	7.5/1.68	6.0/2.41	3.3/2.15

FORRETNINGSOMRÅDE: PRODUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
PLATTFORMER	7.3/1.30	6.5/1.73	4.3/1.82	4.6/2.23	6.2/1.40	5.6/1.98	5.6/1.88					
Nye FPSO konsepter								61/1.73	3.9/1.29	5.8/2.04	6.5/1.68	1.7/1.25
Innovative stigerørskonsepter for FPSO								49/1.08	3.6/1.78	6.3/2.06	5.0/2.24	1.6/1.07
Brønnhodeplattform for store havdyp								48/1.60	3.3/3.06	5.3/2.28	5.7/1.66	2.2/1.93
Systemer for offloading på dypt og ultradypt vann								37/1.24	3.7/2.79	6.2/2.48	4.3/2.06	2.2/1.93
Posisjonering								23/1.24	1.6/1.58	3.2/1.69	2.4/0.92	2.5/2.27
Gjenbruk av plattformer								34/1.59	3.6/2.32	4.3/2.82	3.0/1.94	2.7/2.41
TRANSPORT AV HC	7.5/1.38	6.5/1.57	5.7/2.46	5.9/1.88	6.3/2.26	4.2/2.33	4.2/2.30					
Sandkontroll								38/1.34	3.4/1.96	5.7/1.66	3.2/1.72	2.1/1.45
Multifase inhibitorer								34/1.19	3.7/1.90	6.1/1.36	3.6/1.69	2.1/1.45
Friksjonsreducerende tilsetninger								40/1.56	3.4/1.80	6.5/1.84	3.0/1.94	1.9/1.45
Hydratfjerning								38/1.47	4.1/1.04	6.4/1.21	3.9/2.27	1.9/1.45
Hindre saltavleiring								30/1.62	2.9/2.21	6.1/2.09	3.4/1.9	2.2/1.55

FORRETNINGSOMRÅDE: PRODUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
FACILITETSTEKNOLOGI	6.1/1.56	5.8/1.60	5.9/1.44	6.4/1.38	5.5/1.17	5.3/2.26	6.5/1.78					
Kompakt prosessering								63/2.26	5.4/2.63	5.8/1.99	4.9/1.7	2.2/1.23
Injeksjon av produsert vann								58/2.33	3.1/2.02	4.5/2.16	3.6/1.44	1.9/0.99
Gasstransport								43/2.78	1.1/1.73	5.1/2.41	3.9/2.52	2.3/1.64
Avleiringer								50/2.62	2.4/2.22	6.4/2.2	3.3/1.66	2.2/1.62
CO2-kontroll								59/1.73	3.1/3.38	5.7/2.11	4.6/1.90	2.0/1.25
Rensing av produsert vann								56/2.02	2.1/1.73	5.3/2.38	4.6/1.59	2.0/1.41
Avansert bruk av optimaliseringsverktøy								65/2.68	5.2/2.82	7.0/1.81	5.9/1.51	3.4/2.55
H2S-kontroll								38/1.27	2.6/2.37	5.1/2.03	3.1/1.05	2.2/1.81

FORRETNINGSOMRÅDE: PRODUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
TESTING/LOGGING	6.3/1.54	5.8/1.9	7.5/0.8	6.3/2.01	5.8/2.38	3.3/1.67	3.6/1.44					
Væskekarakterisering								47/1.08	1.8/1.99	5.0/1.63	2.7/1.73	1.8/1.48
Mer avansert produksjonsloggeutstyr								71/1.44	3.6/1.57	5.4/1.12	4.2/2.18	1.8/1.14
Nedihulls testing								52/1.67	2.5/2.25	5.4/1.35	3.5/1.69	2.0/1.49
"Cased hole" logging								43/1.51	1.6/2.21	5.0/2.16	4.0/1.69	1.8/1.40
Permanent reservoarovervåkning								85/1.73	4.8/2.40	7.3/1.50	4.3/1.96	2.3/2.11
Loggemetoder for ekstremt lange horisontale brønner								78/1.24	5.4/2.25	7.2/1.78	4.7/1.95	1.7/1.16
Kjernetaking								15/0.87	1.1/1.38	3.4/1.62	2.9/1.05	1.8/1.69
Flersone fluidsampling								41/2.07	3.4/2.91	5.9/1.69	3.6/1.43	2.0/1.89
STYRINGSSYSTEMER	7.4/0.79	7.8/1.29	4.8/2.29	7.0/2.04	5.9/2.57	7.1/2.35	4.8/2.22					
Pålitelig drift								40/2.06	5.3/4.78	4.9/1.76	3.8/2.38	3.3/2.18
Fjernkontroll								41/1.51	2.8/2.75	6.2/2.11	4.6/2.46	3.8/2.25
Telemetri								27/1.36	3.2/2.99	4.6/1.81	2.9/1.76	3.1/2.23

FORRETNINGSOMRÅDE: PRODUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
Fjernstyrt reservoarkontroll, drift og vedlikehold								65/0.79	8.0/3.66	7.7/1.30	5.3/2.41	3.9/2.96
Styringssystemer for arbeidsprosesser								40/1.67	5.3/2.15	6.2/2.25	4.9/2.85	2.6/1.43
Roboter								39/1.22	7.7/4.13	6.8/1.25	4.9/2.21	3.9/2.30
HAVBUNNSINTERVENSJON	7.5/1.45	7.8/1.27	5.4/2.62	6.8/1.47	6.6/1.51	4.8/1.95	4.3/2.31					
Intervensjon undervannsbrønner								26/0.33	3.9/1.36	6.3/1.72	5.9/1.83	1.9/1.29
Intervensjon subsea								18/0.50	4.56/2.40	6.8/2.01	5.0/1.21	1.90/1.37
Intervensjon rørledninger								10/0.33	3.9/1.36	5.6/1.68	4.7/1.44	1.9/1.45
MILJØ	7.5/1.13	6.4/2.06	3.1/1.52	3.2/1.72	3.9/2.12	3.7/1.85	7.2/2.52					
CO2-kontroll								43/1.78	3.7/3.29	6.0/2.60	4.1/1.73	1.7/1.34
Rensing av produsert vann								41/1.62/	1.9/2.02	5.6/2.13	4.1/1.90	1.8/1.48
Nedihulls vannavstengning								51/2.63	4.7/2.28	7.1/1.54	4.1/2.32	2.1/1.91
Reinjeksjon av vann								53/1.98	2.8/1.47	4.9/2.02	3.7/2.00	2.8/2.35

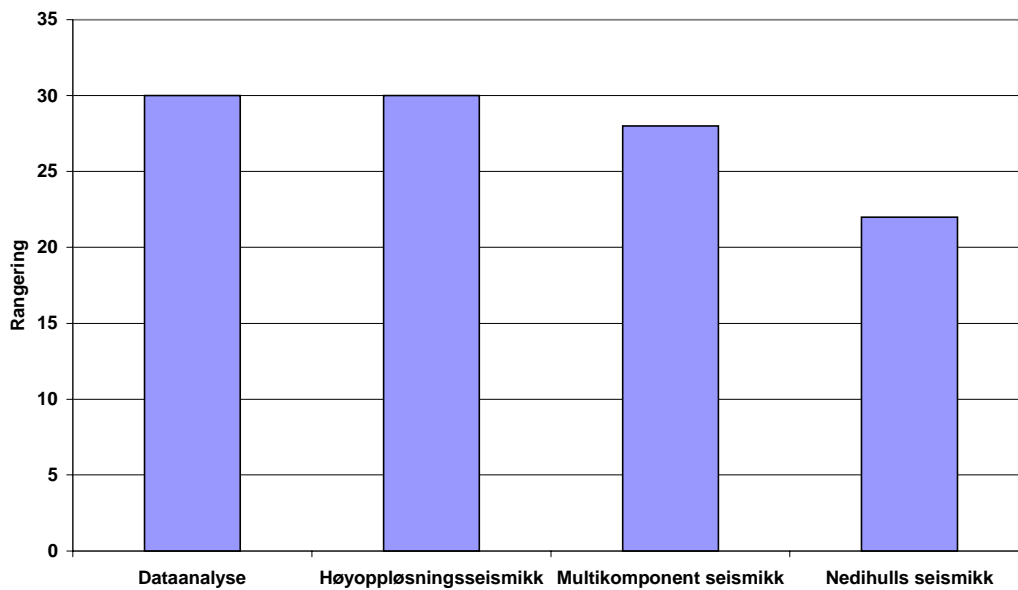
FORRETNINGSOMRÅDE: PRODUKSJON												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
Nullutslipp til luft								52/2.06	7.4/6.90	6.5/2.80	5.1/2.81	1.8/1.40
Nullutslipp til luft								52/2.27	6.5/6.44	6.5/2.80	4.6/2.66	1.8/1.40
Miljøvennlige kjemikalier								44/1.83	3.8/3.60	6.3/1.83	4.4/1.75	2.3/1.89

FORRETNINGSOMRÅDE: NEDSTENGNING												
TEKNOLOGIOMRÅDE	1.	2-7. Rangering av teknologiområder						8.	9.	10.	11.	12.
Teknologi	Komp.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	Kritisk	Marked	FoU	+Syss.	-Syss.
PLATTFORMHÅNTERING	5.8/1.85	5.3/2.35	2.5/1.51	3.9/2.75	2.9/2.02	4.1/2.11	4.7/2.57					
Skjæring/kutting								43/1.81	2.3/1.58	4.0/2.67	5.4/1.57	2.0/1.70
Transport								39/1.29	2.5/1.51	3.7/2.21	3.6/1.97	2.5/2.01
Kunstige rev								23/1.14	3.3/2.31	2.9/1.97	2.2/1.47	2.8/2.25
Dypvanns-deponering								29/1.50	2.8/2.05	3.3/2.12	2.4/1.65	3.1/2.81
Gjenbruk								46/1.78	3.3/3.01	5.1/2.37	5.4/2.07	2.4/1.30
Brønnplugging								51/1.57	2.3/1.49	4.6/2.70	4.8/2.38	2.6/2.32
AVFALLSHÅNTERING	7.3/1.79	6.0/2.68	2.6/1.75	3.6/1.92	3.2/1.99	3.3/1.95	7.0/2.19					
Borekaks								23/0.83	3.0/0.87	4.2/2.04	3.7/2.26	2.2/1.99
Kjemikalier								27/0.74	3.8/1.09	5.3/1.62	4.0/2.11	2.1/1.83
Radioaktivt avfall								16/1.07	4.3/2.74	4.7/1.83	2.9/1.20	1.89/1.83
Annen teknologi								14/1.16	2.1/2.52	7.2/2.28	6.2/2.59	2.3/2.34

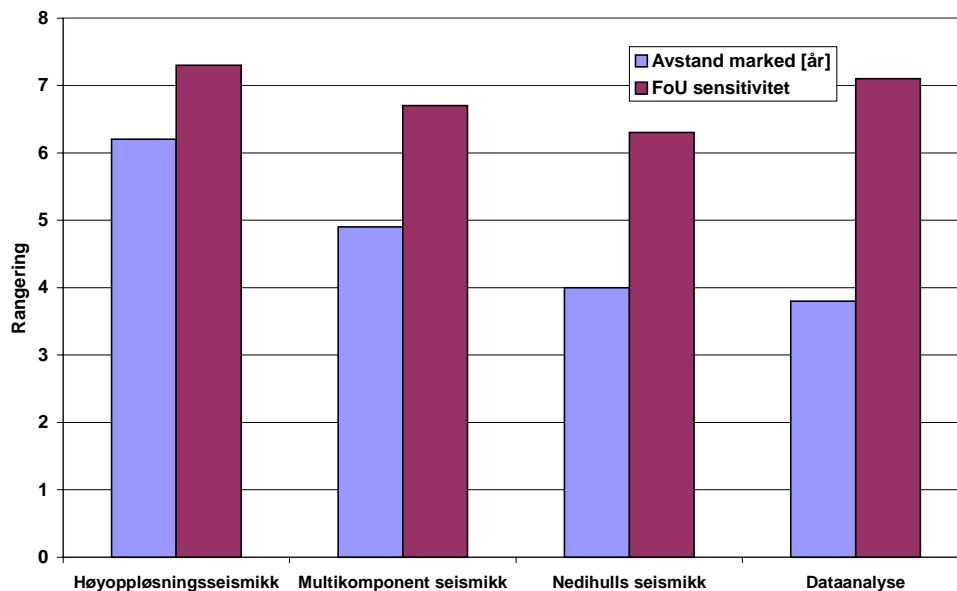
Vedlegg 3: Ekspertvurdering av teknologier

Følgende diagrammer viser middelverdiene fra spørsmålene 8-12 i spørreskjemaet for de enkelte teknologier. Noen data mangler på grunn av feil i det elektroniske spørreskjemaet.

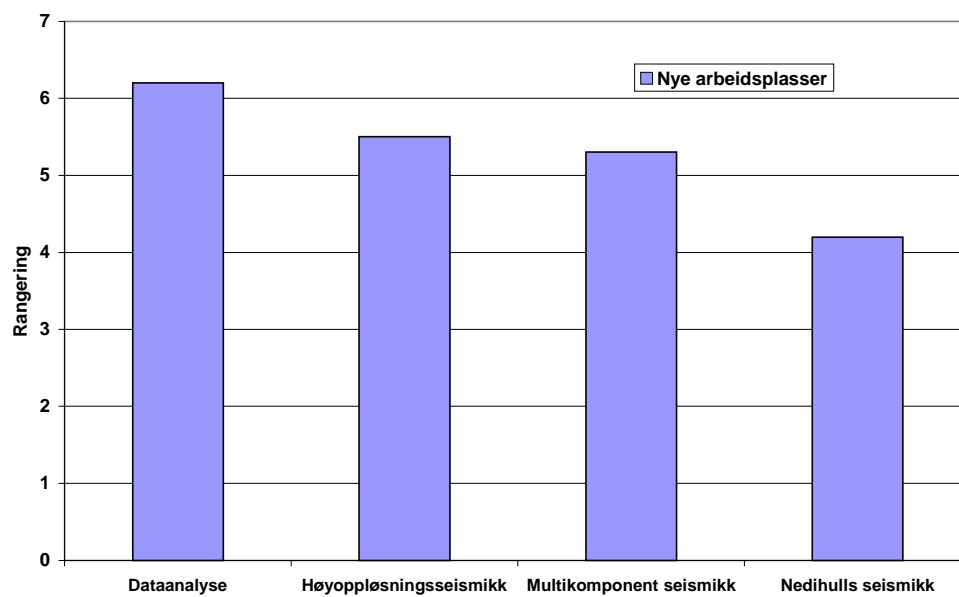
Kritiske teknologier - Seismikk



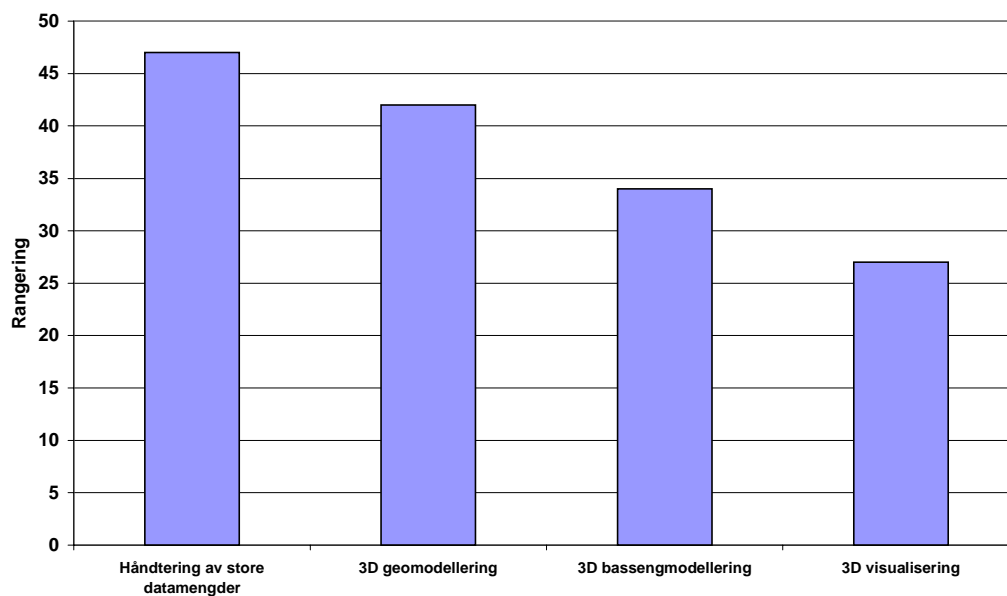
Marked og FoU: Seismikk



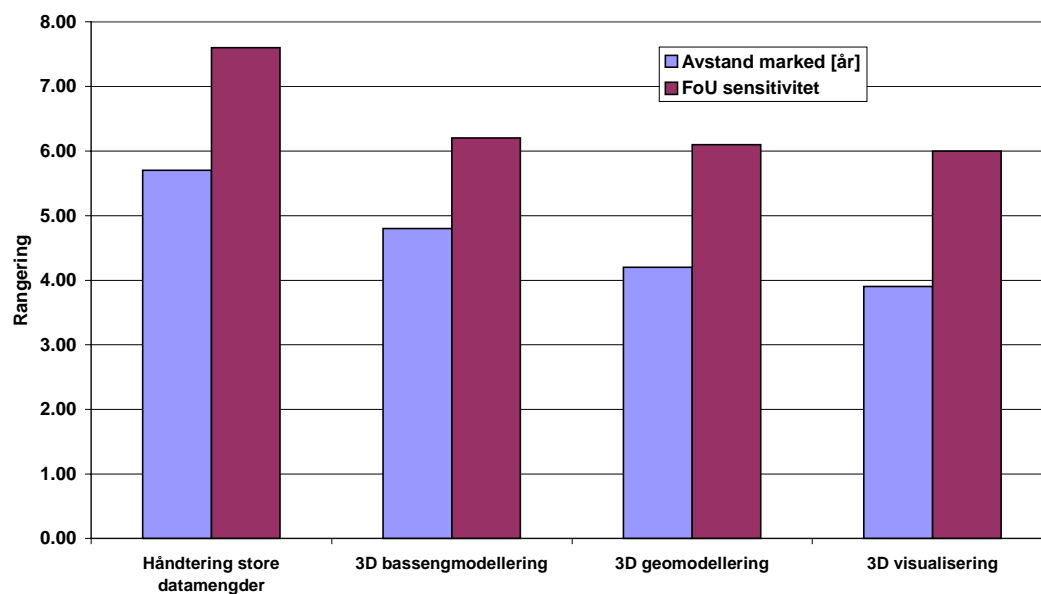
Syssetting: Seismikk



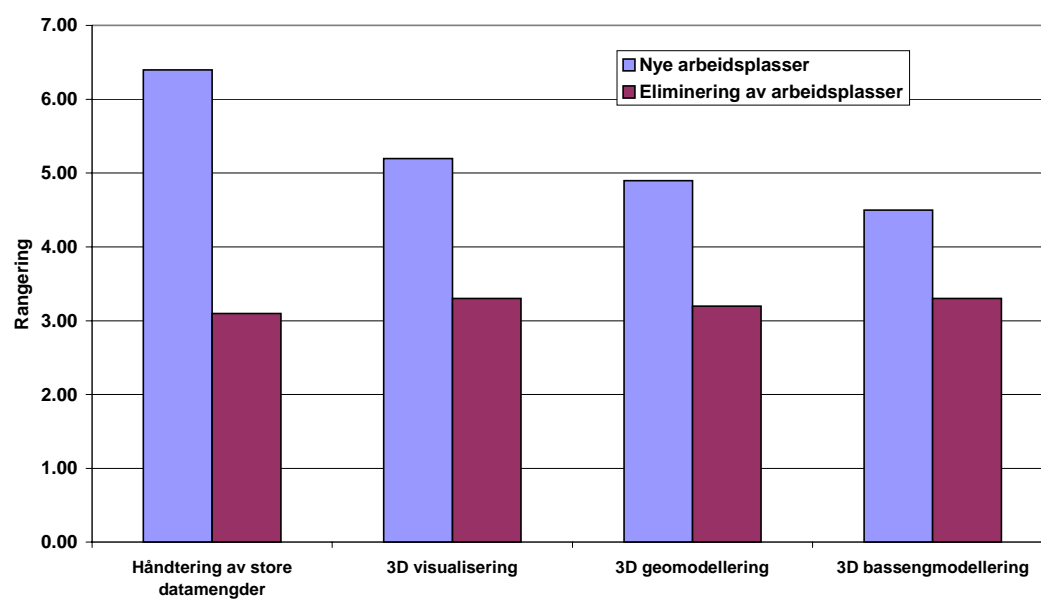
Kritiske teknologier - Modellering/Visualisering



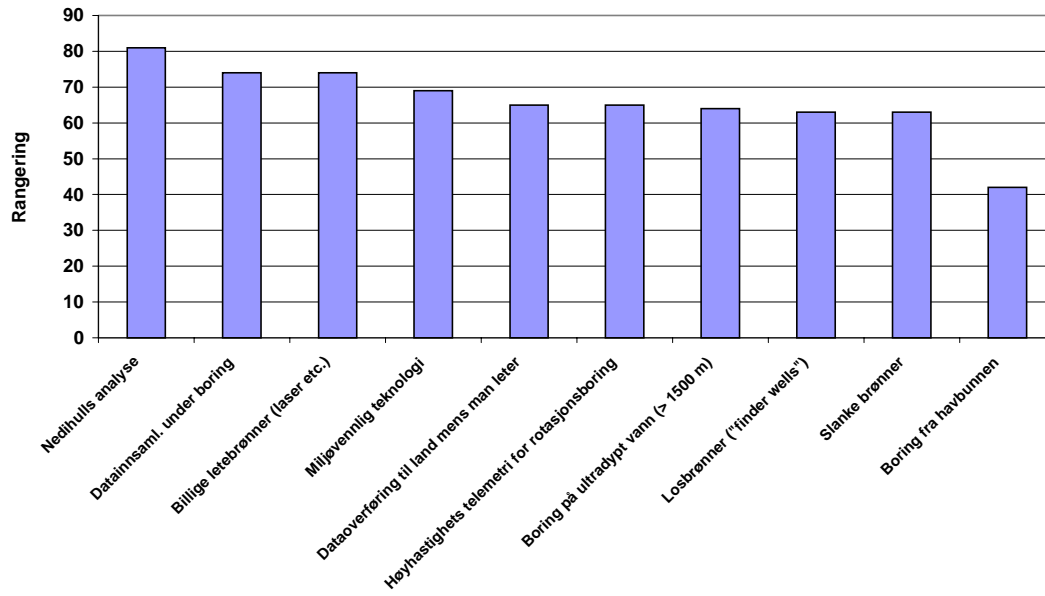
Marked og FoU: Modellering/Visualisering



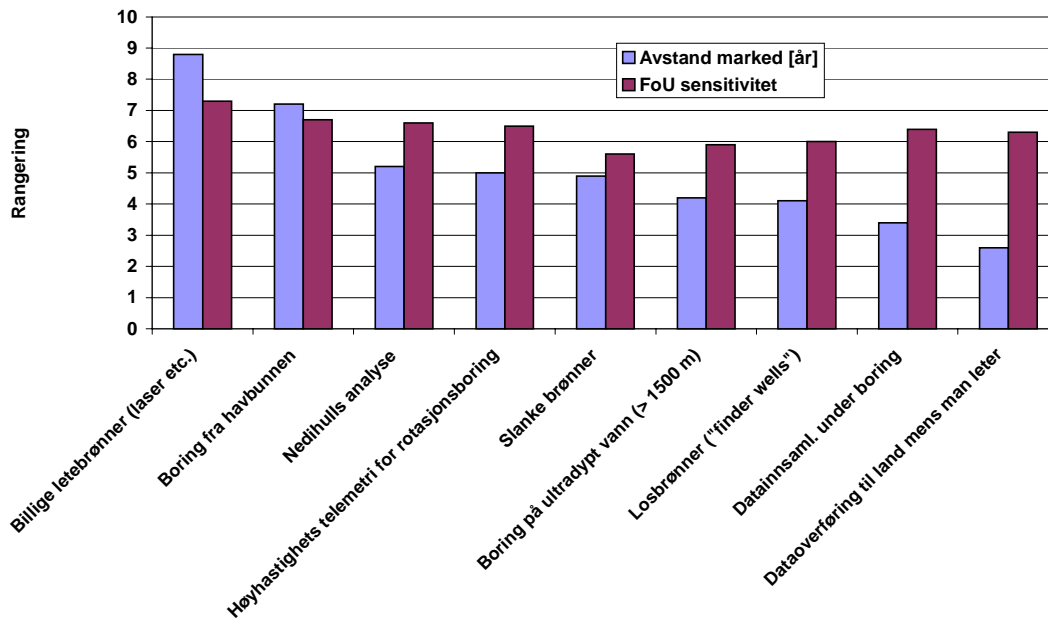
Syssetsetting: Modellering/Visualisering

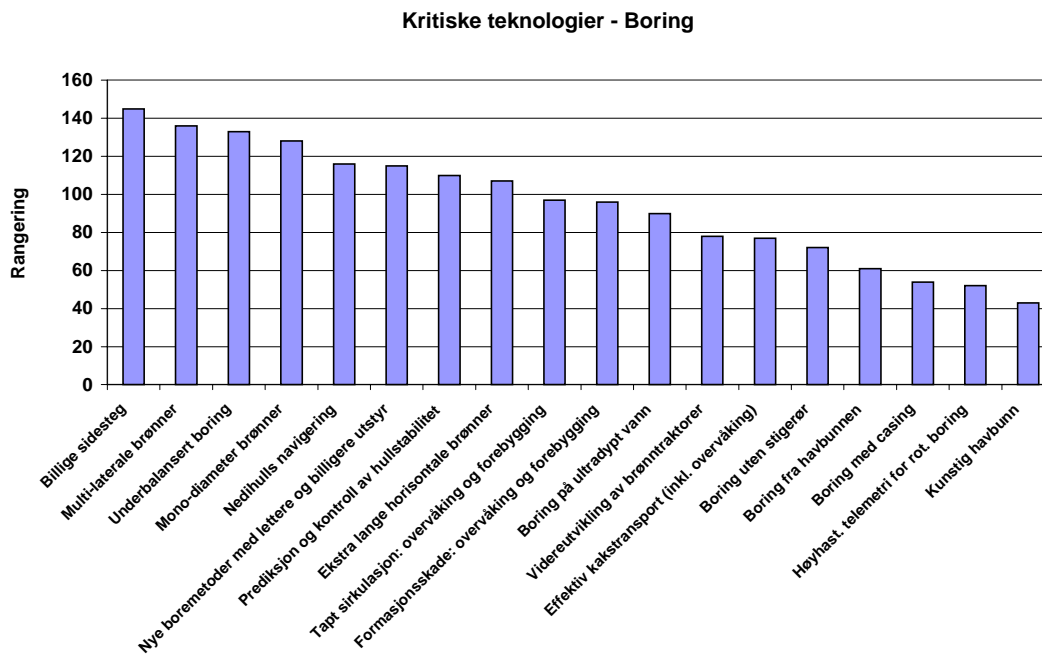
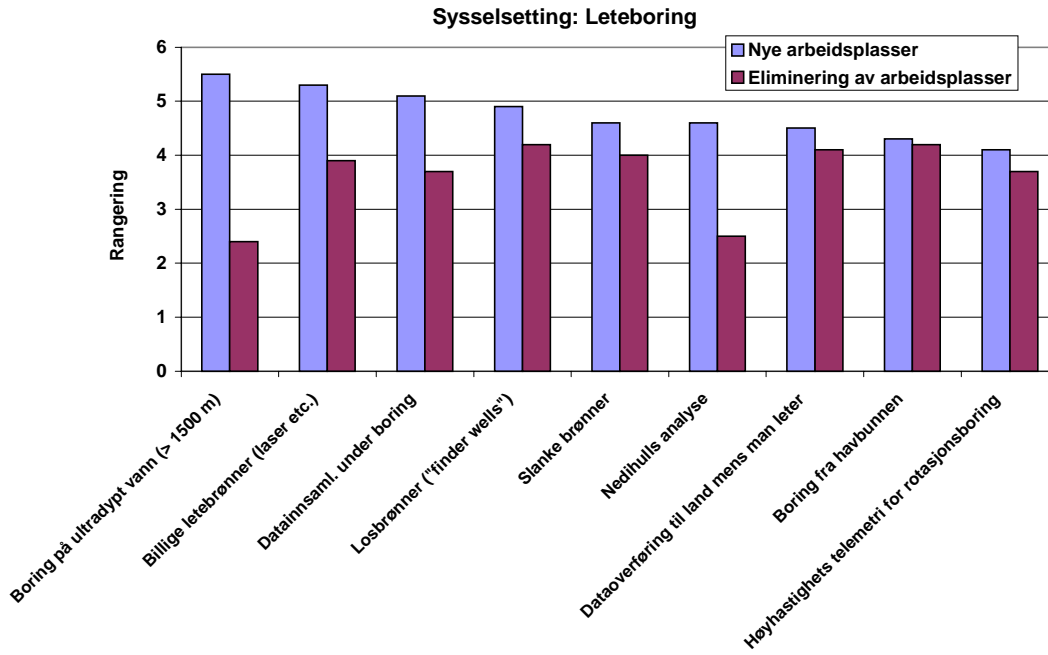


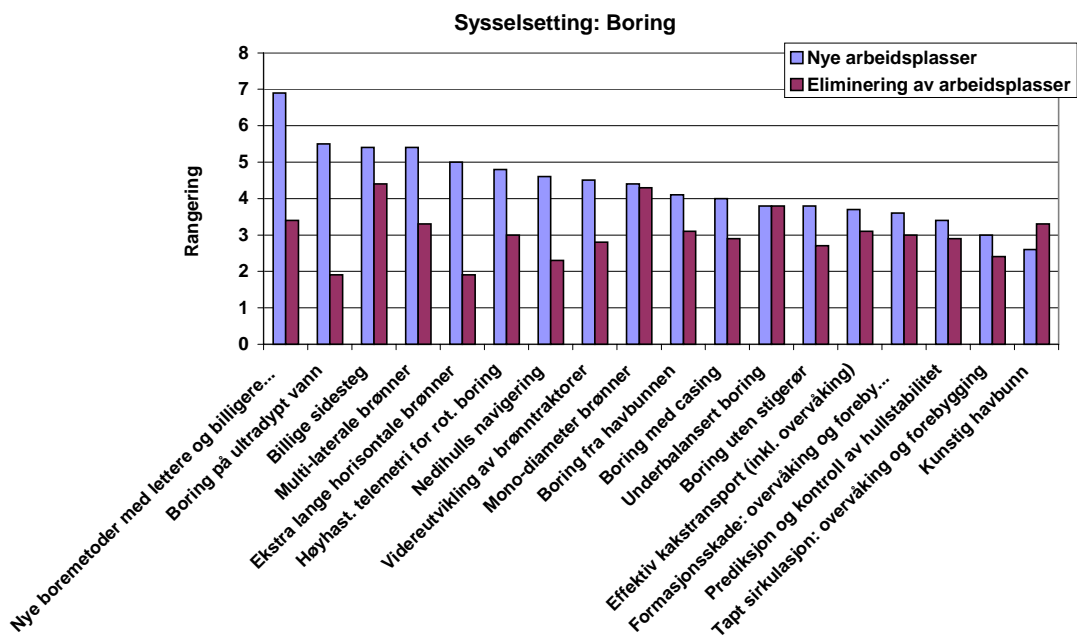
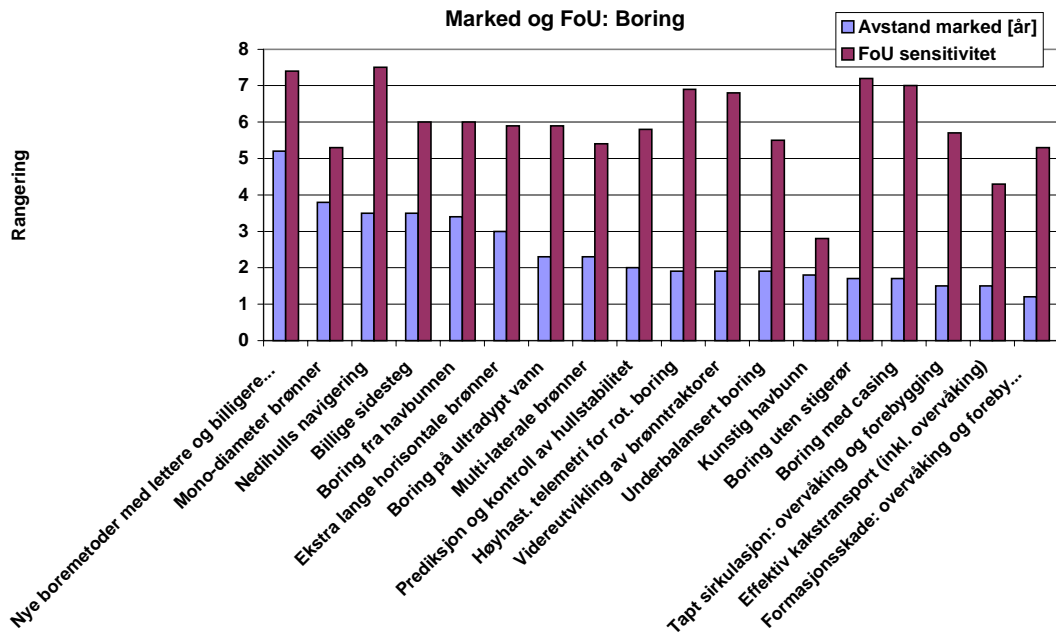
Kritiske teknologier - Leteboring



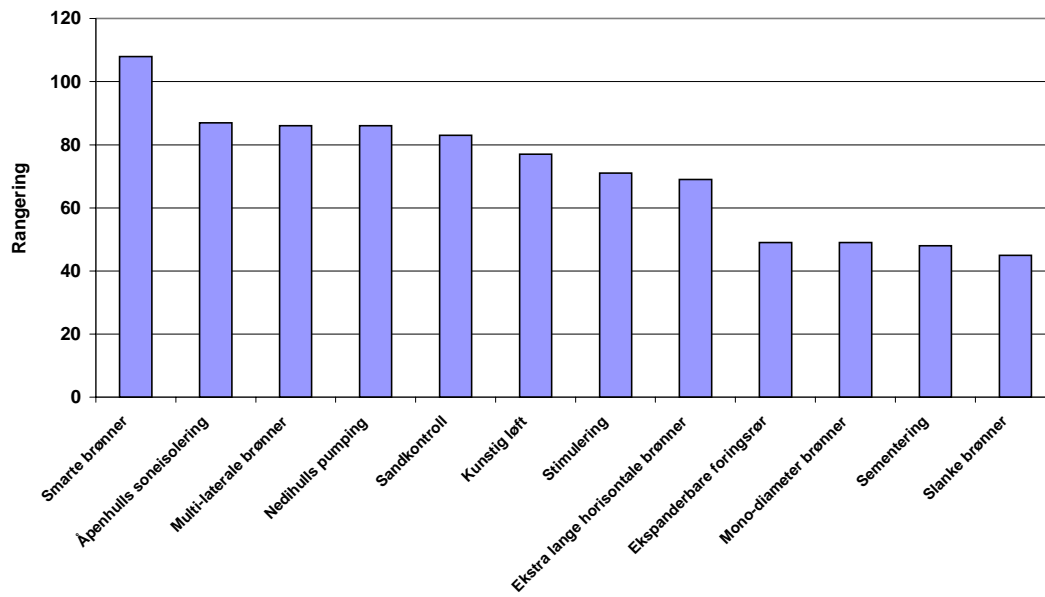
Marked og FoU: Leteboring



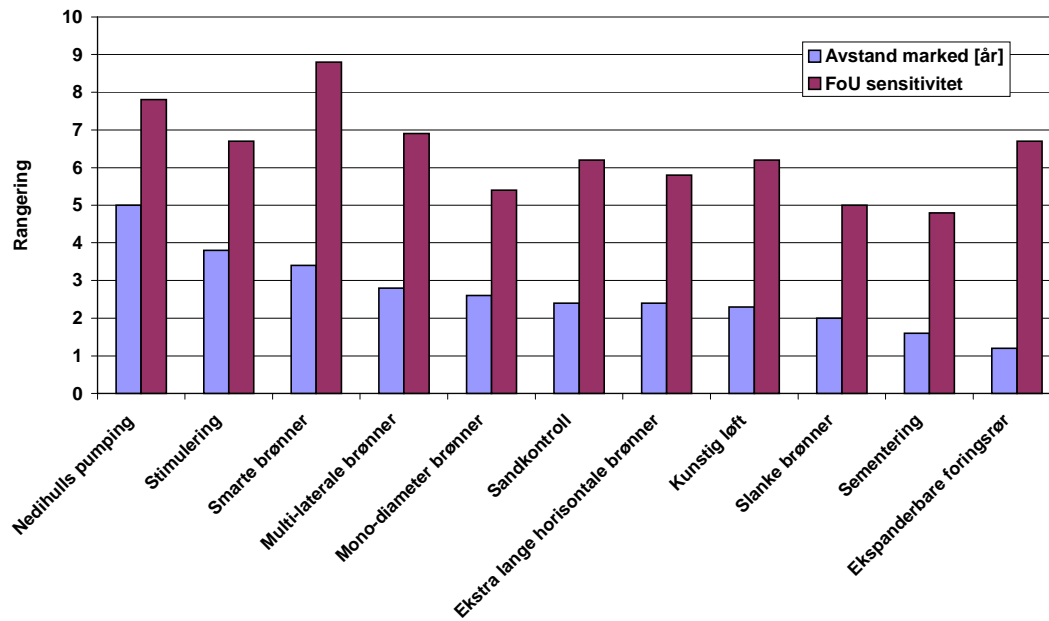


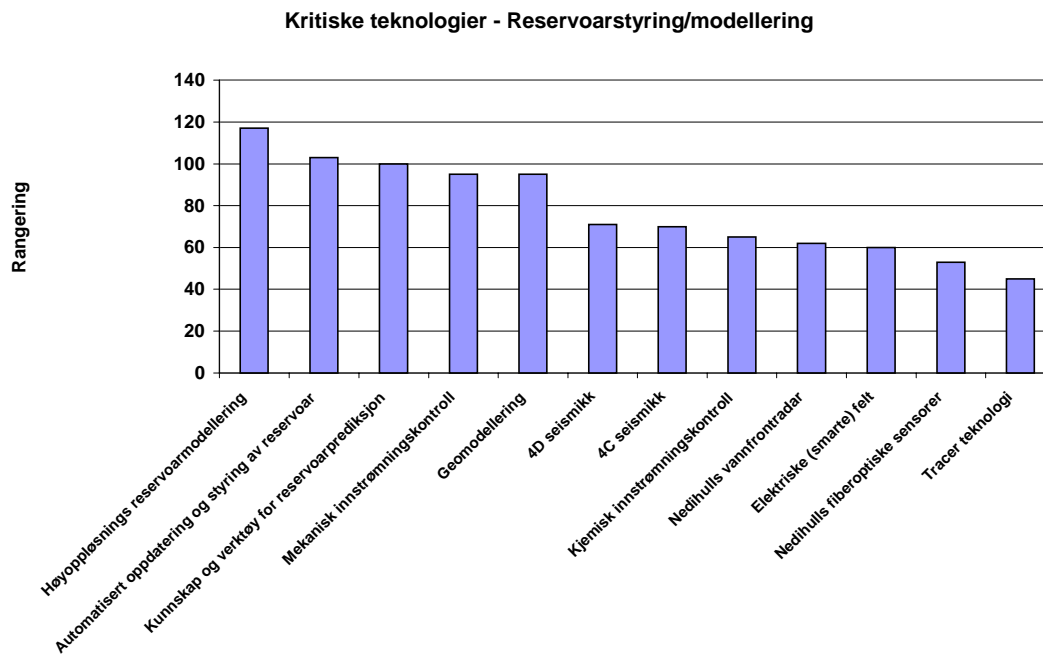
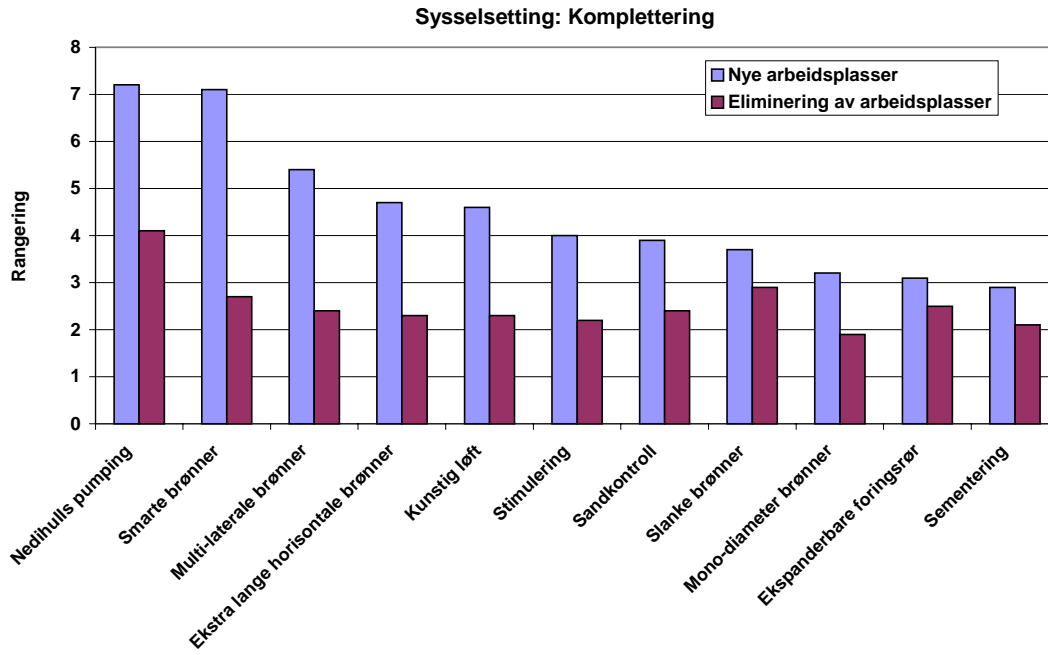


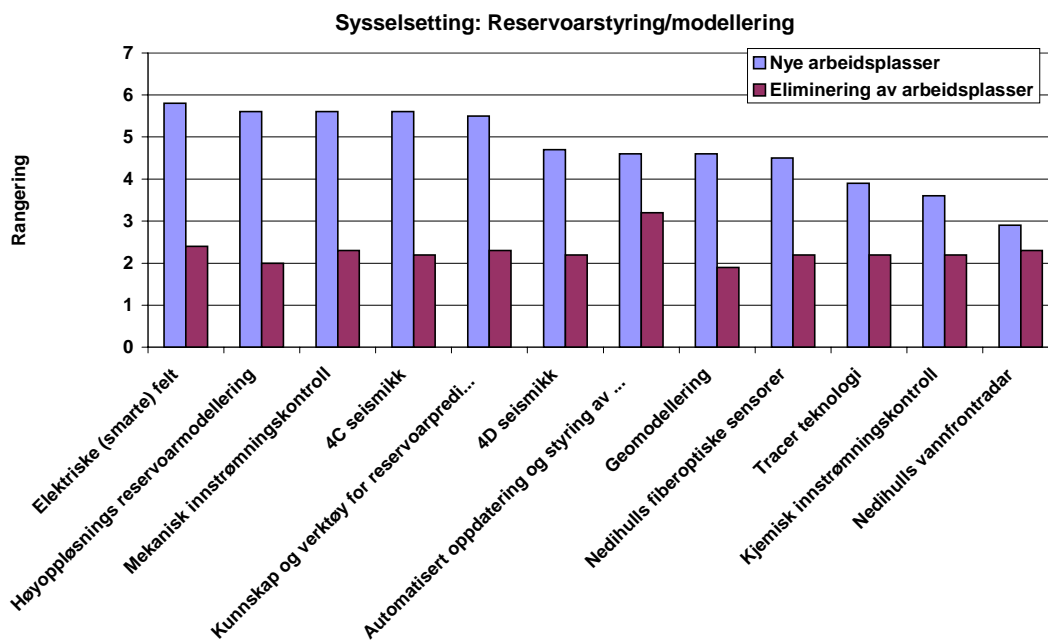
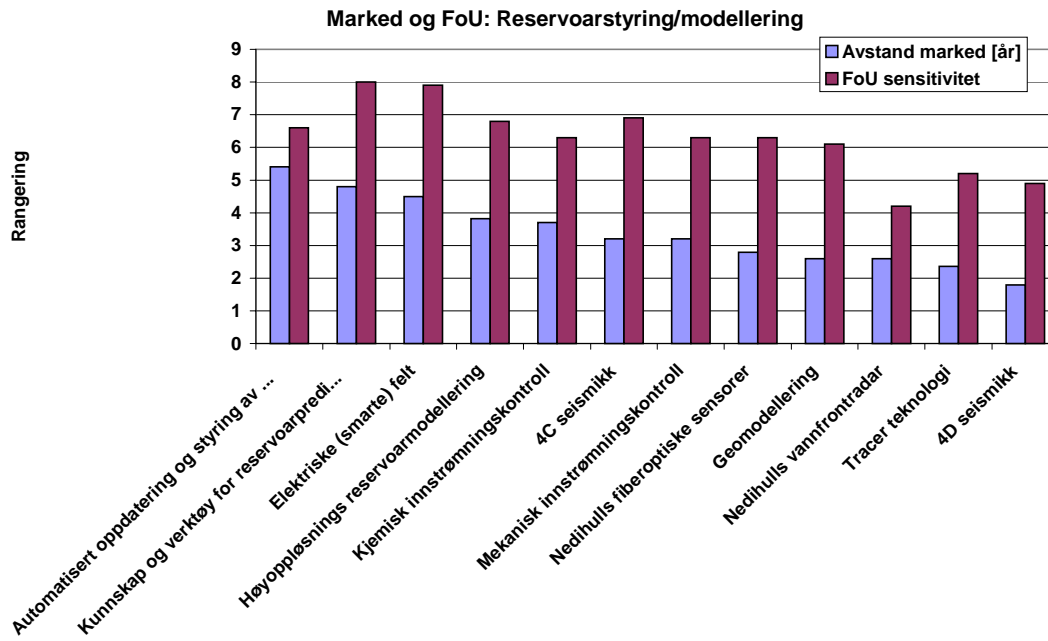
Kritiske teknologier - Komplettering



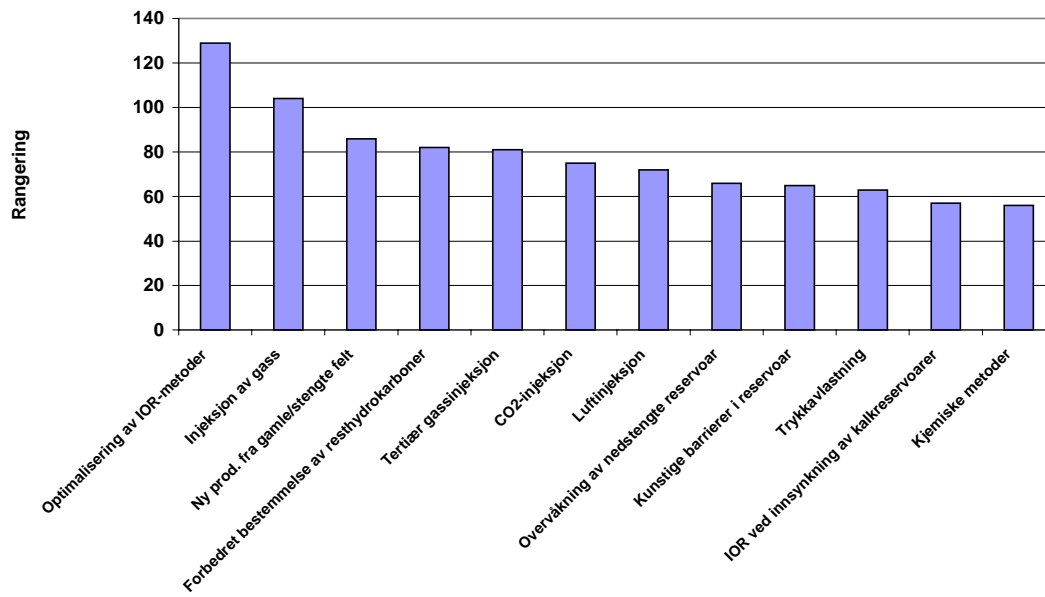
Marked og FoU: Komplettering



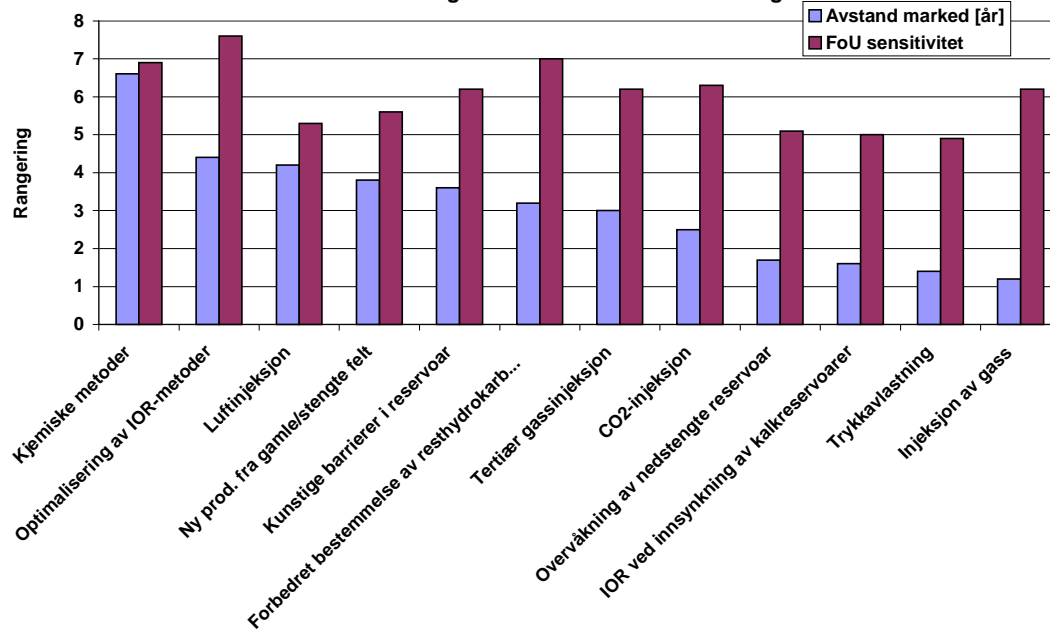


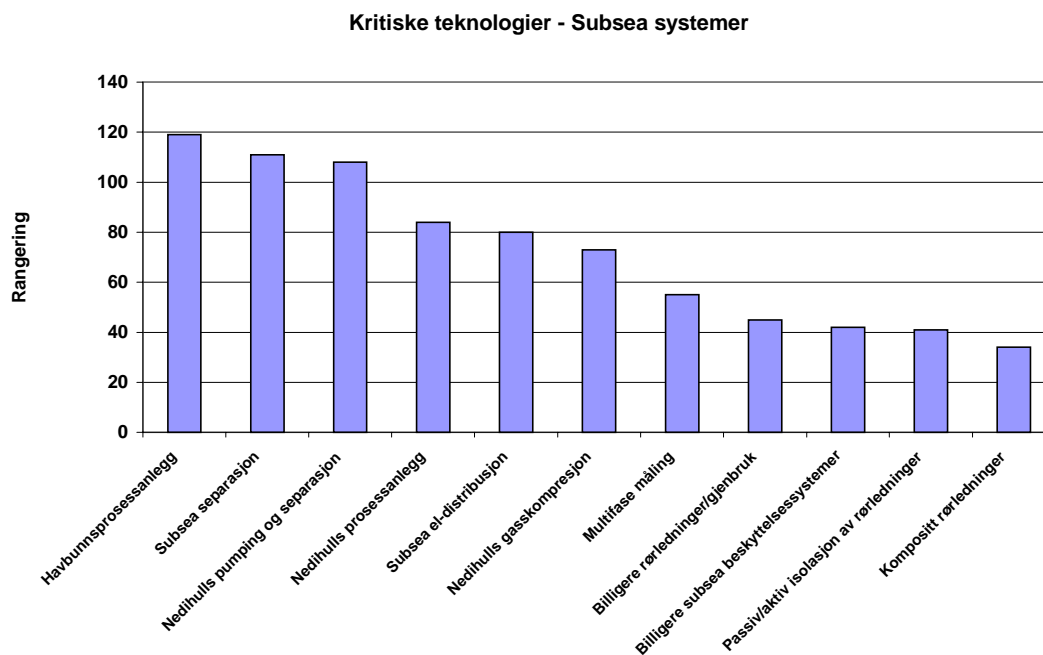
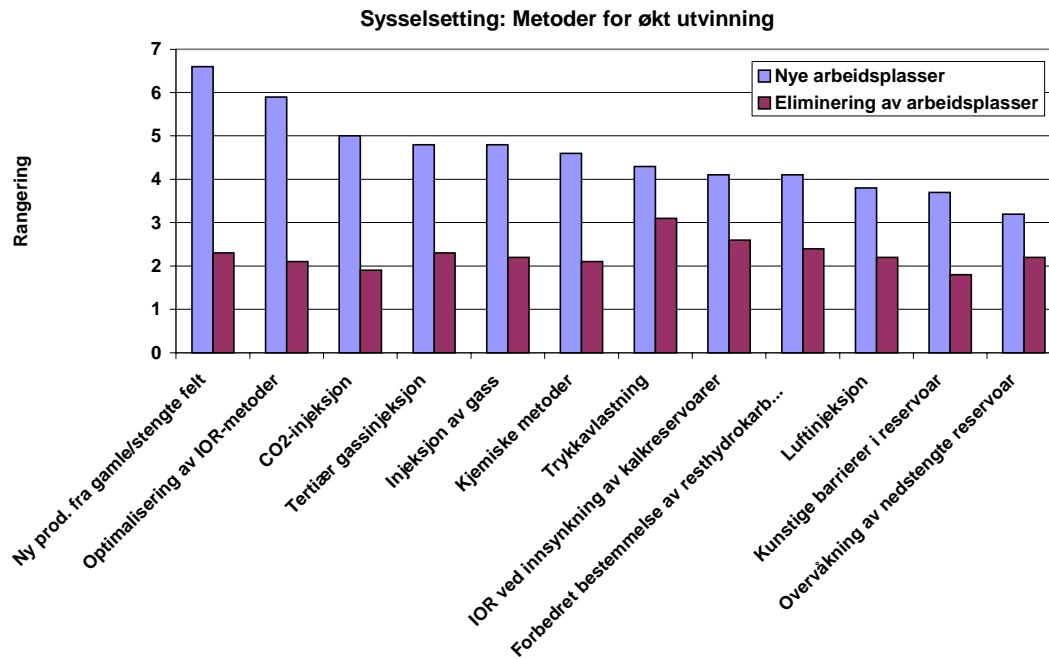


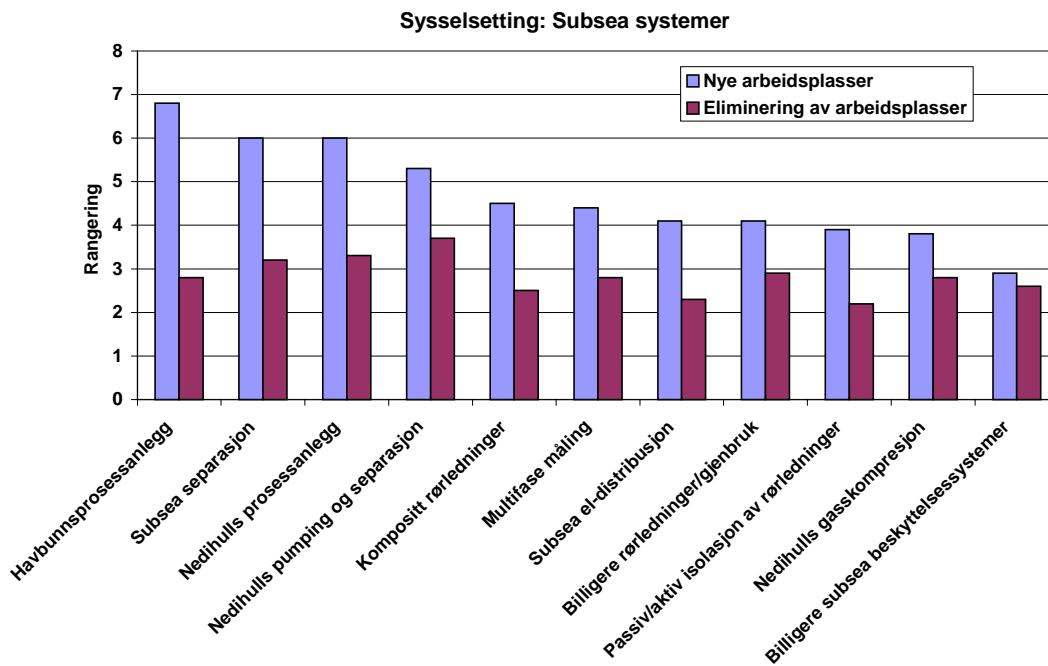
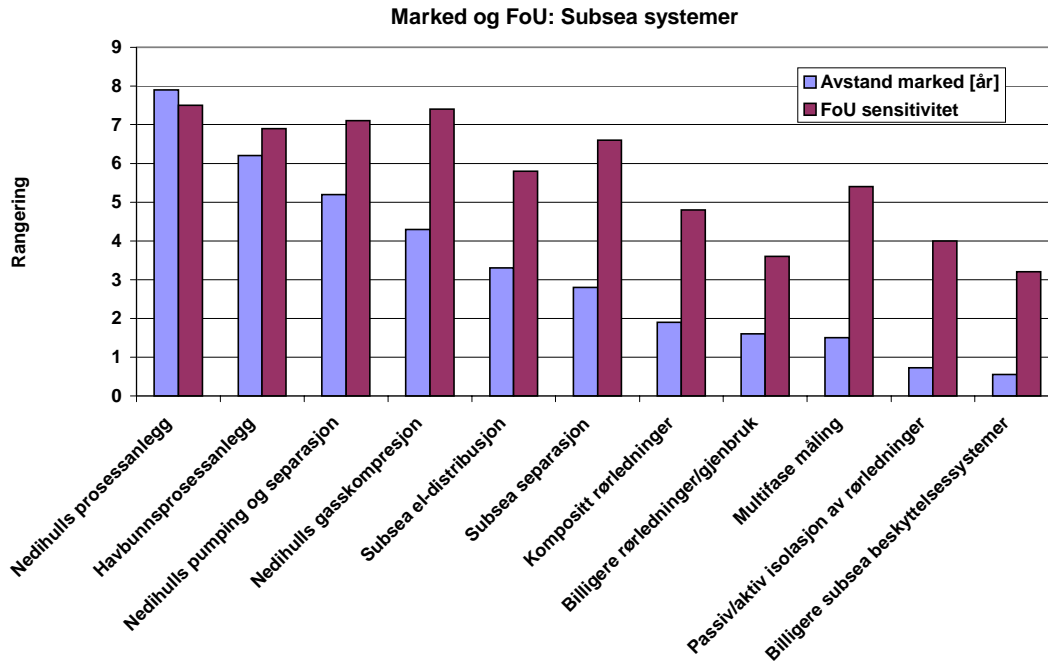
Kritiske teknologier - Metoder for økt utvinning



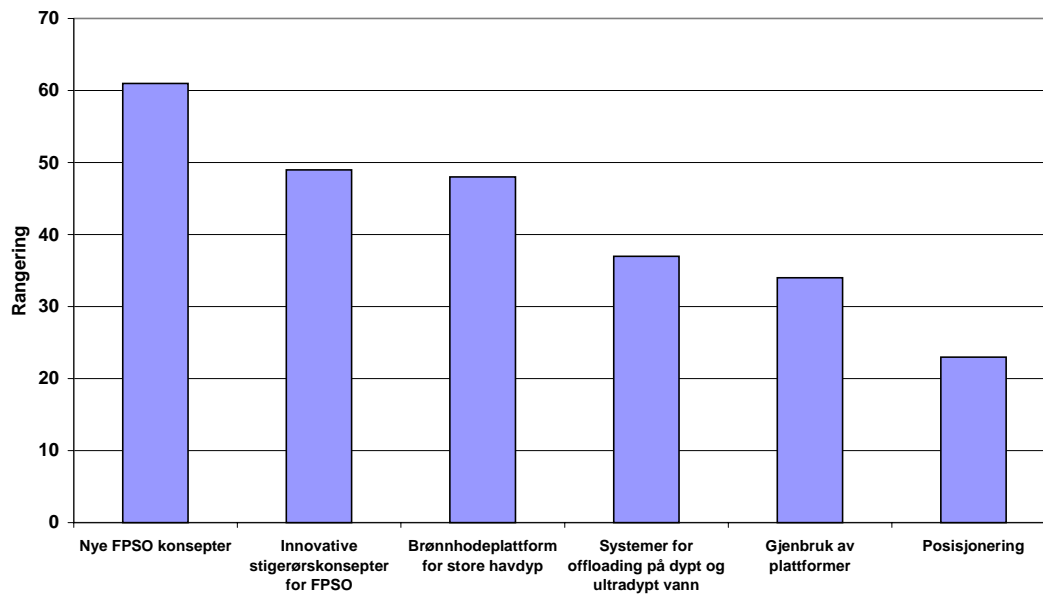
Marked og FoU: Metoder for økt utvinning



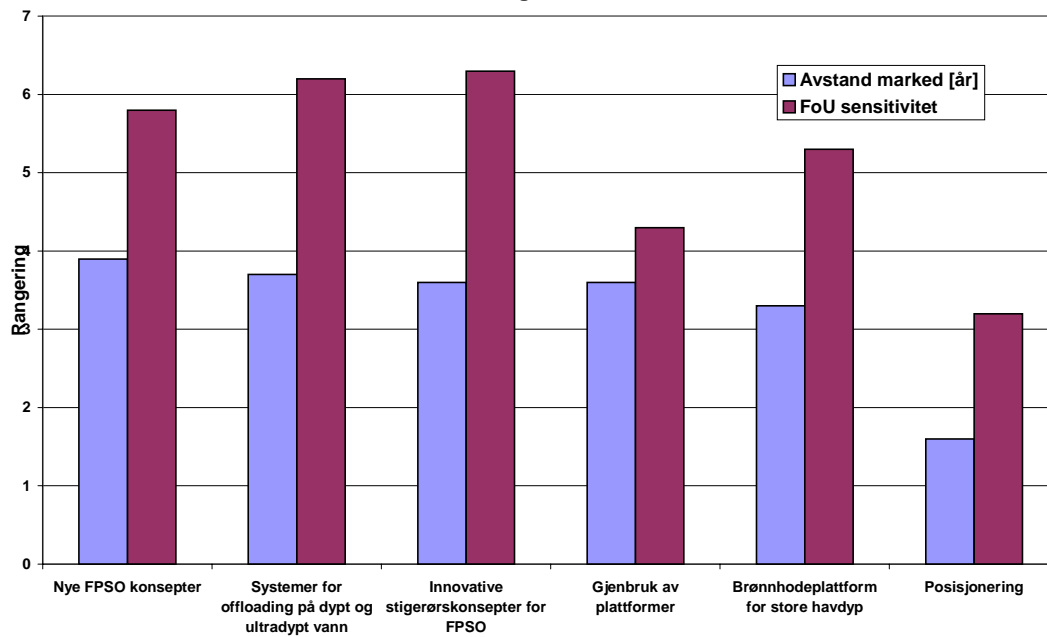


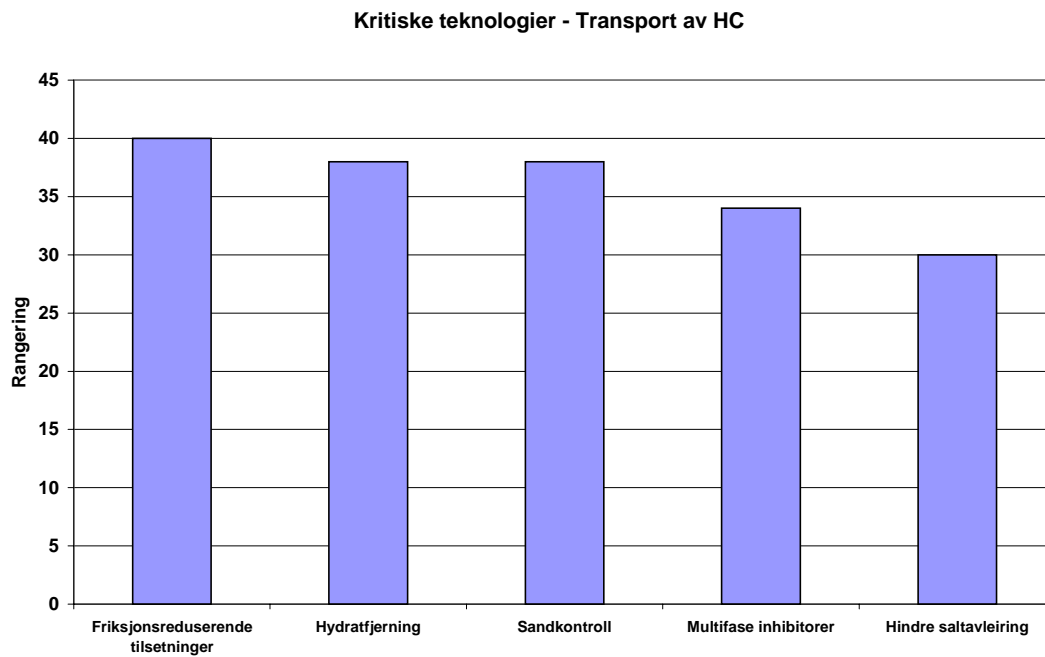
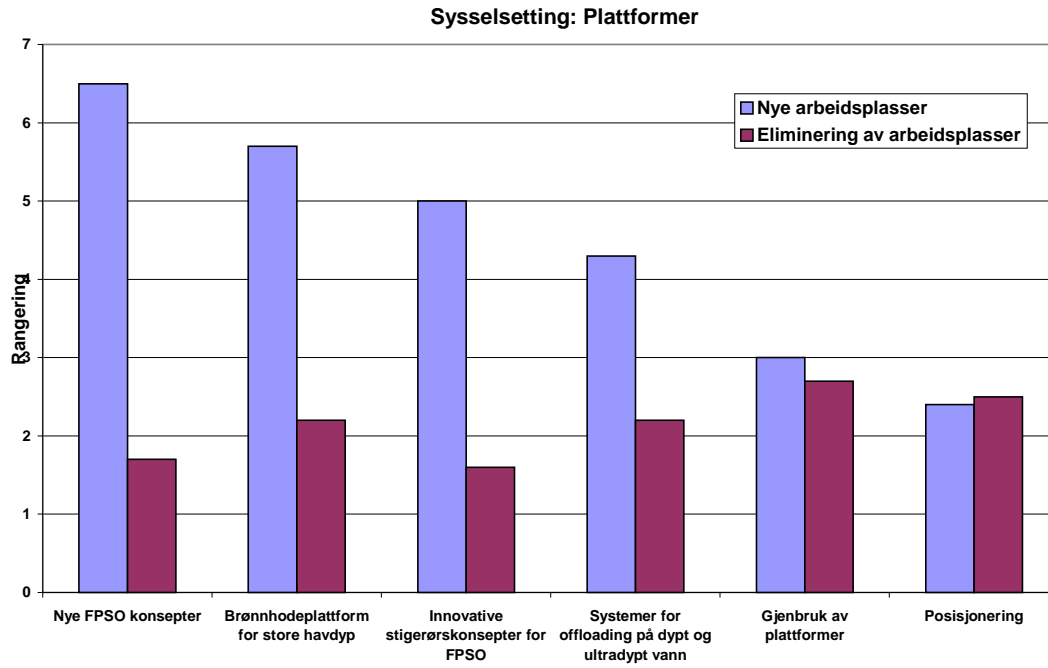


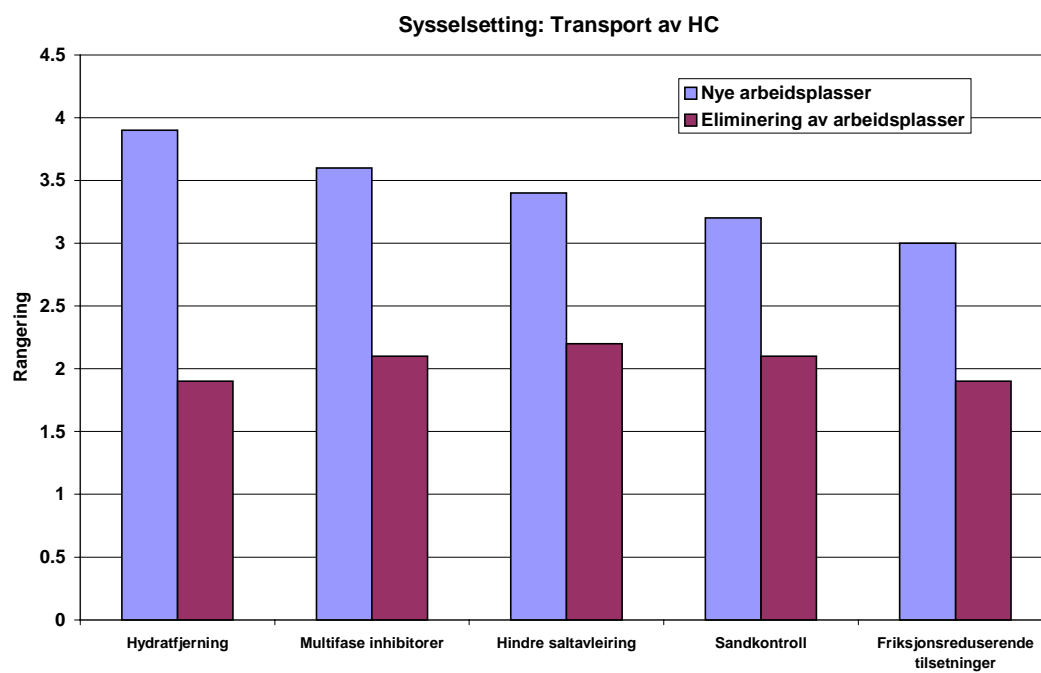
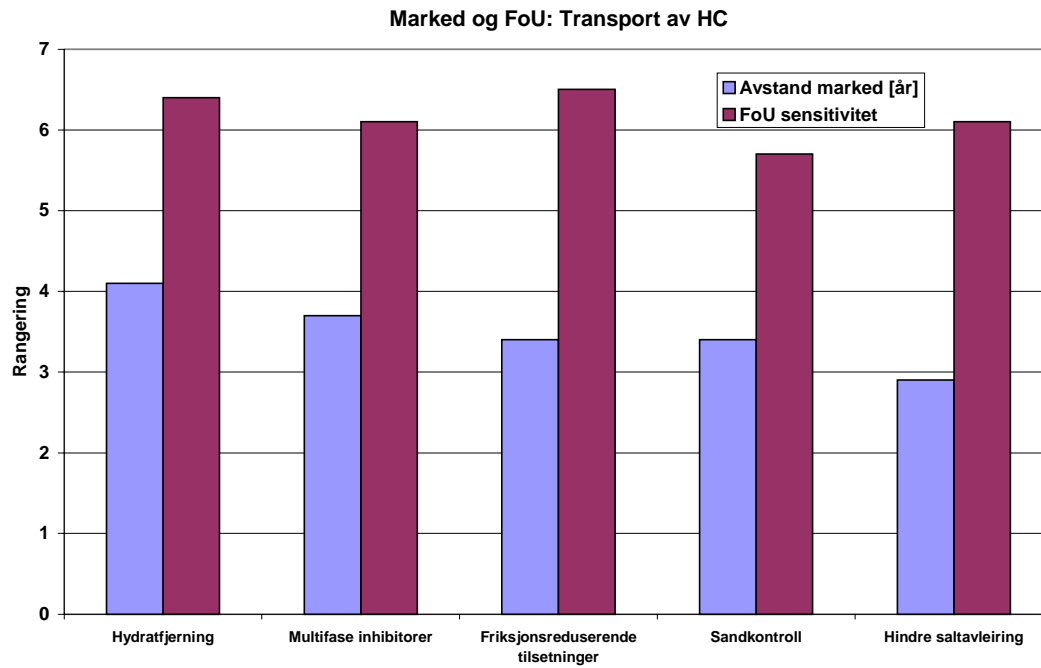
Kritiske teknologier - Plattformen



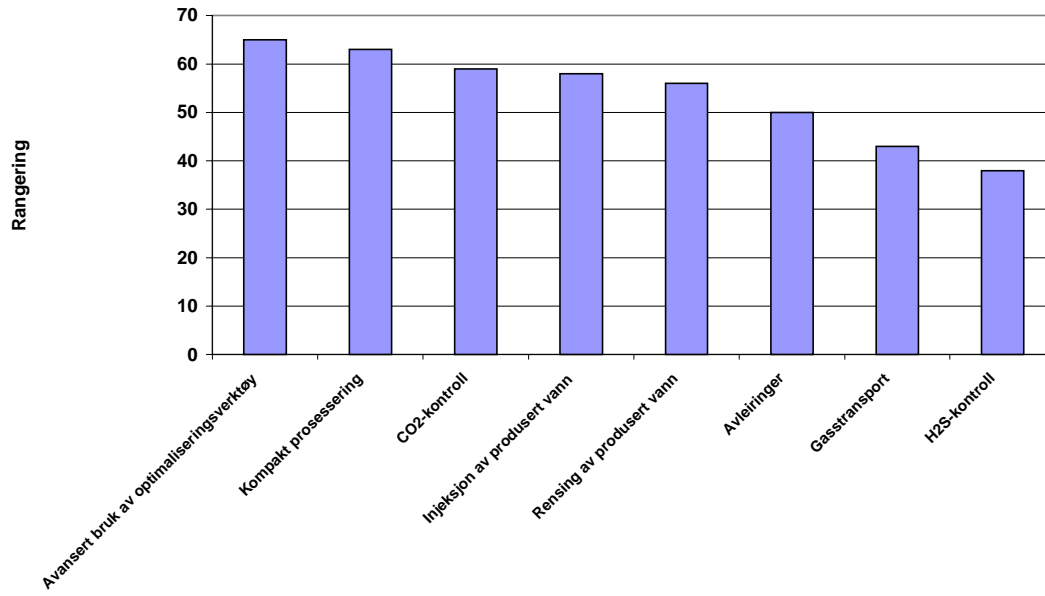
Marked og FoU: Plattformen



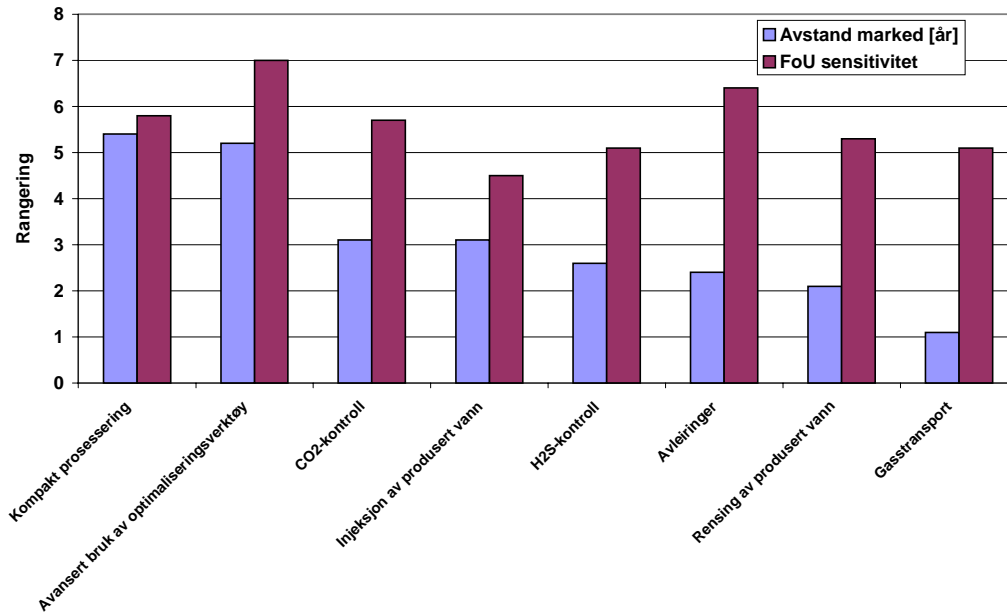




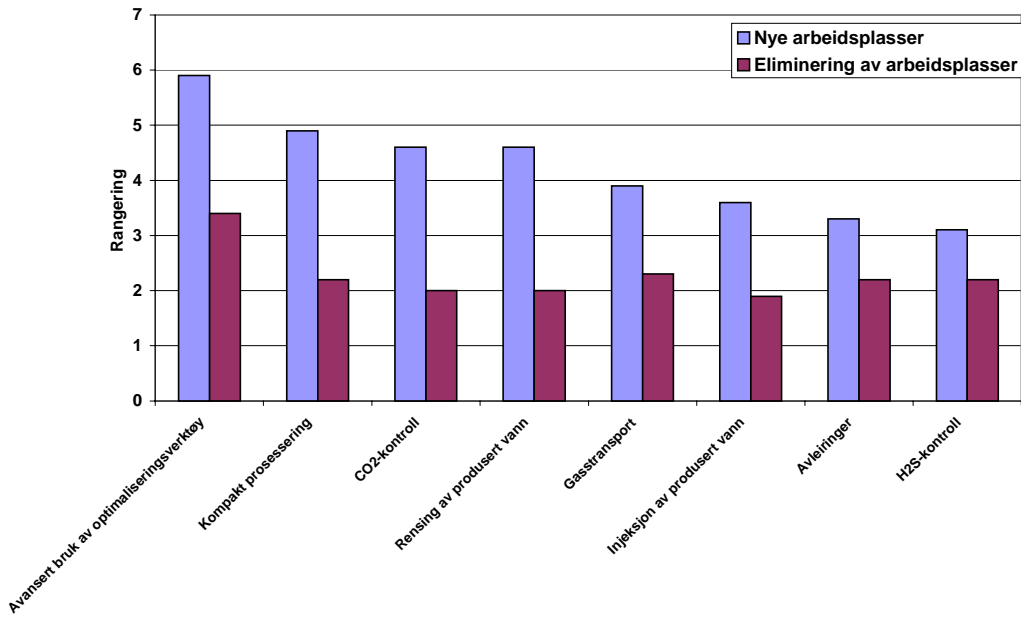
Kritiske teknologier - Facilitetsteknologi



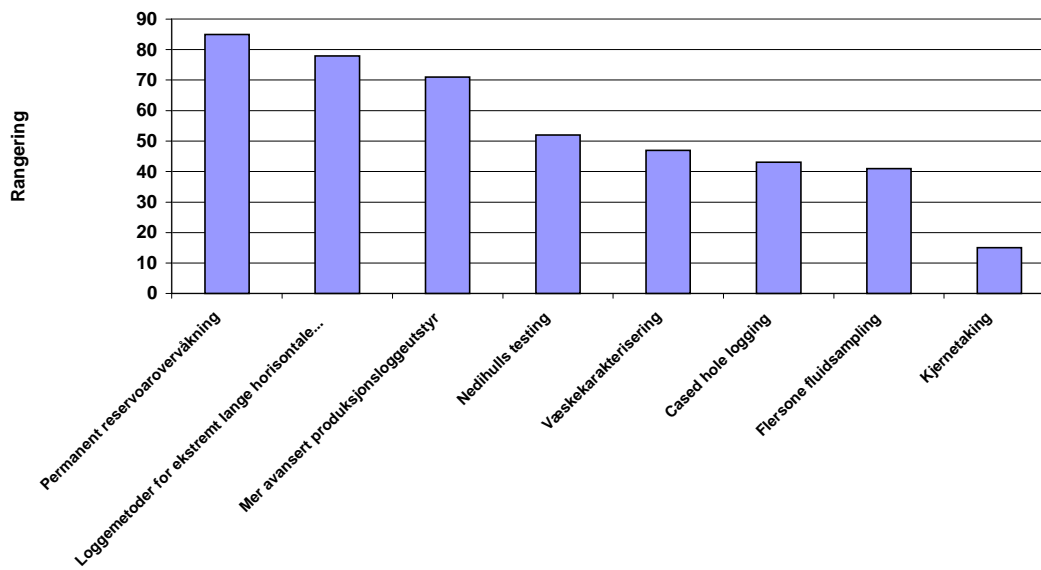
Marked og FoU: Facilitetsteknologi

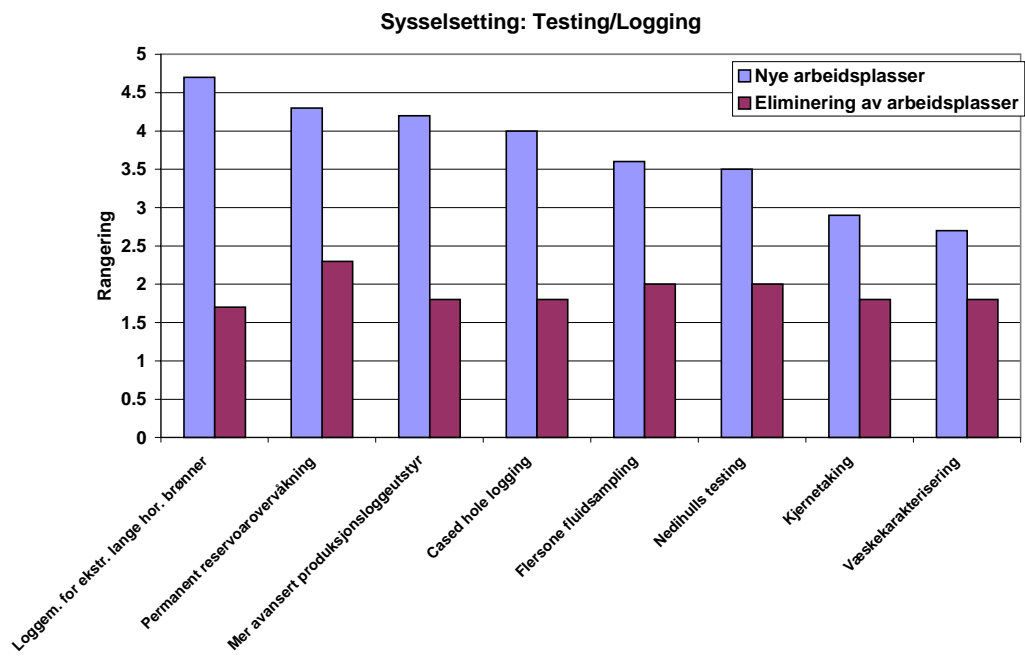
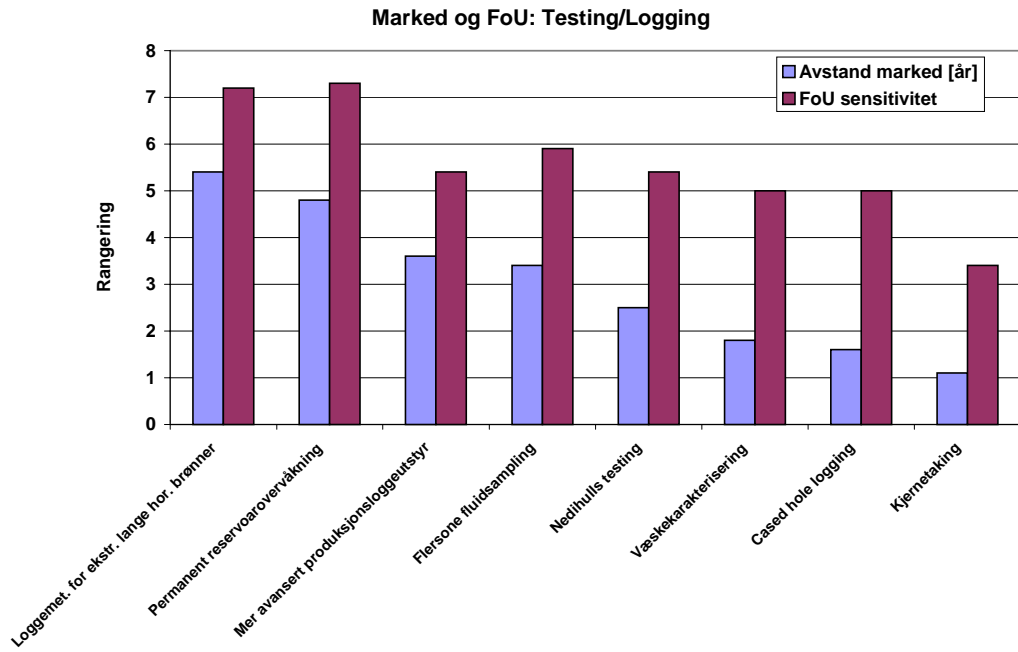


Syssetsetting: Facilitetsteknologi

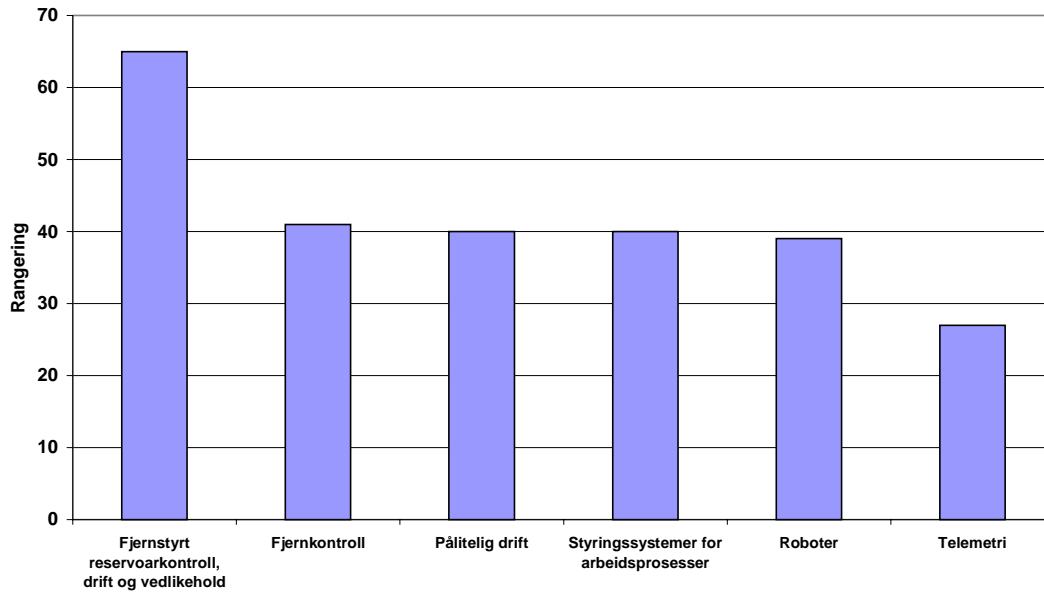


Kritiske teknologier - Testing/Logging

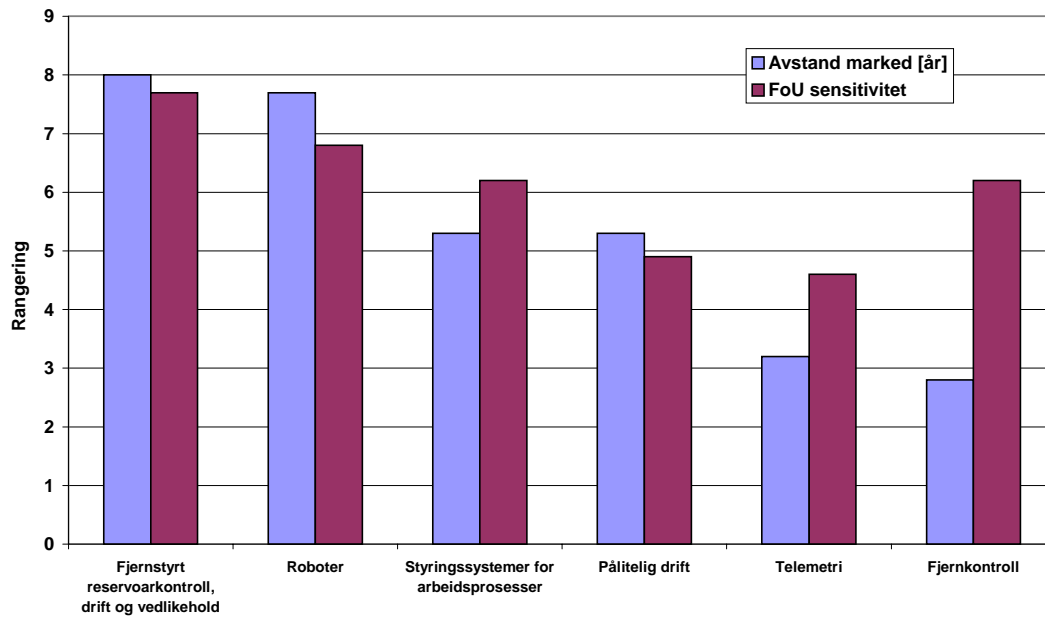


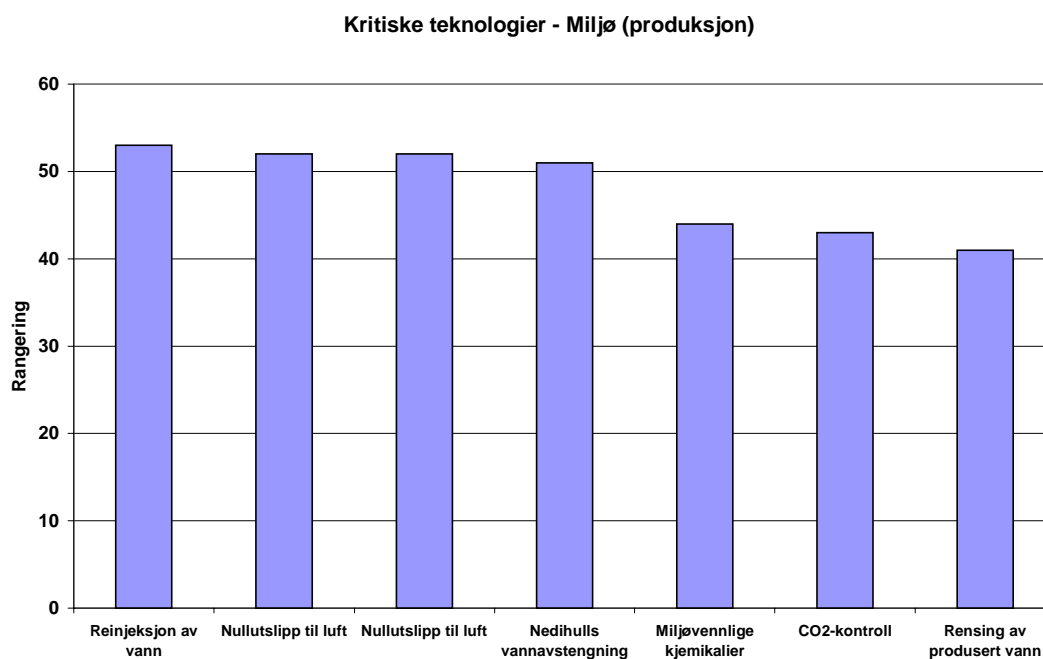
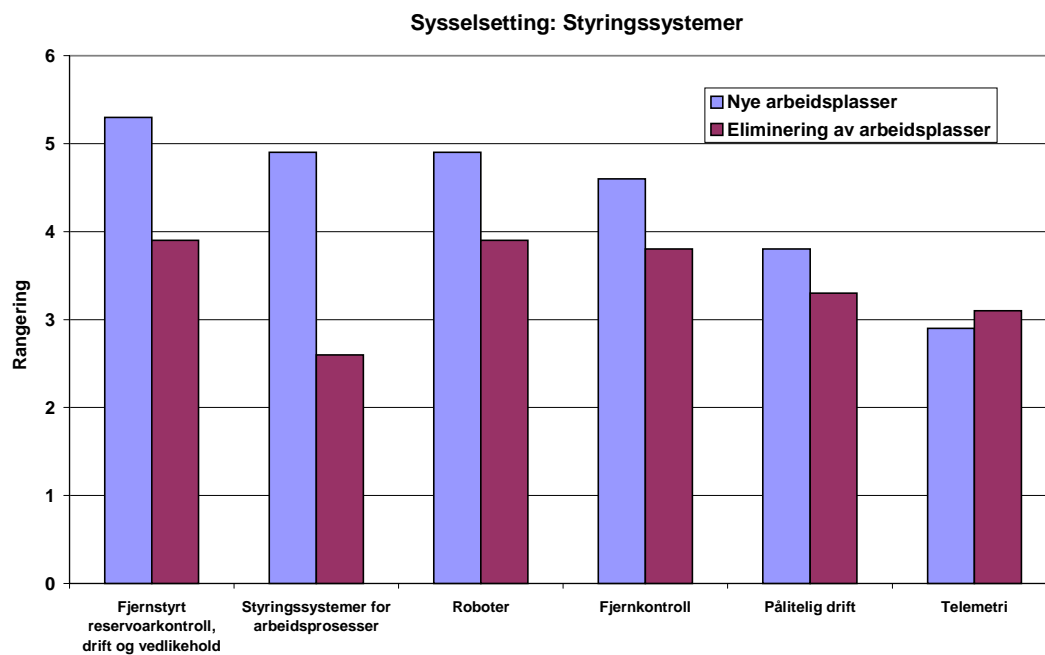


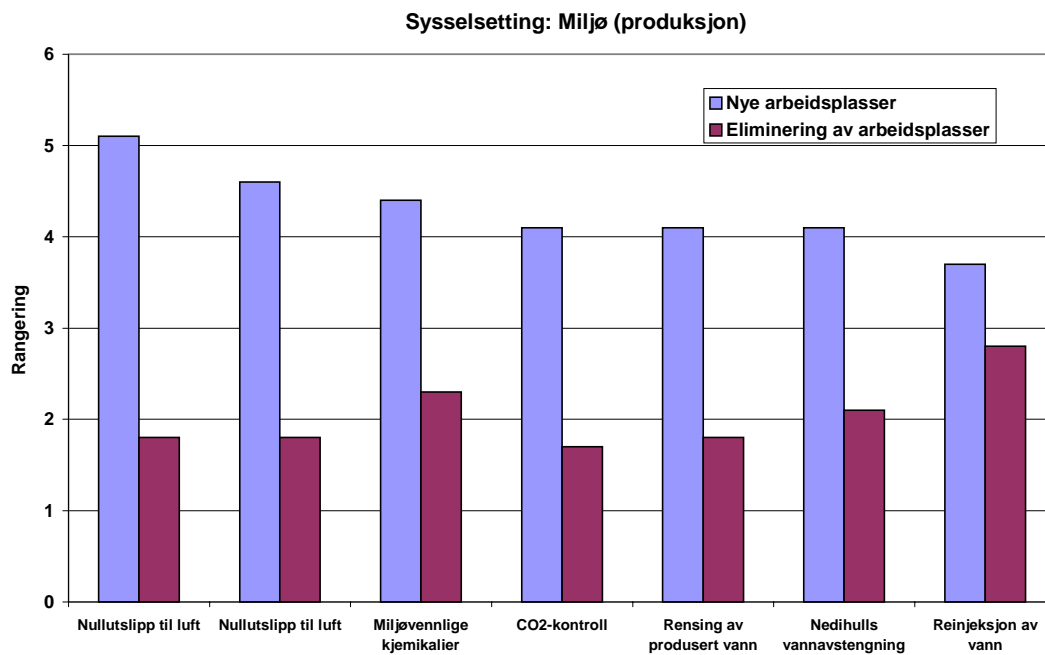
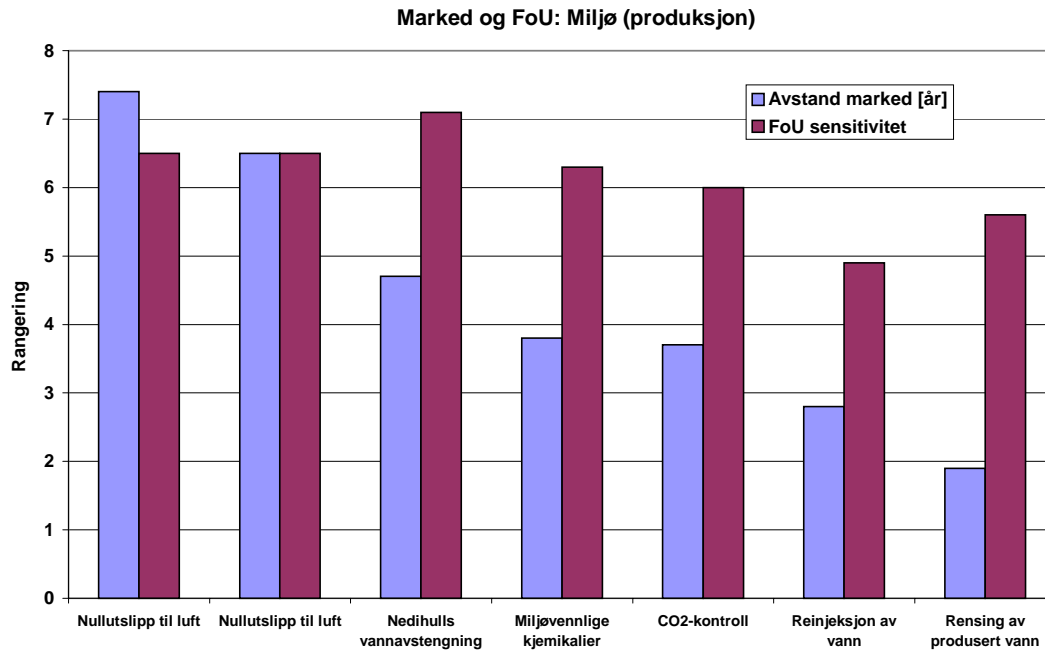
Kritiske teknologier - Styringssystemer



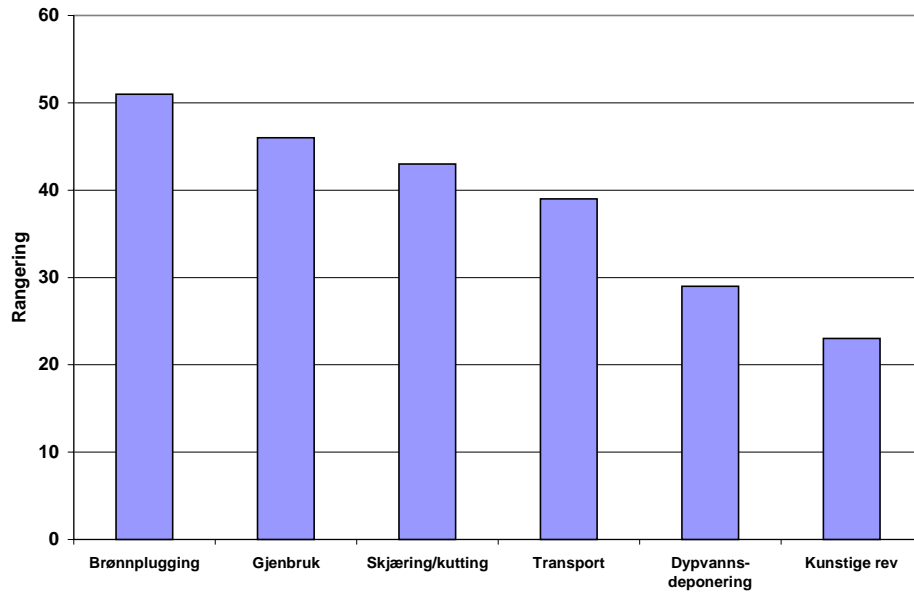
Marked og FoU: Styringssystemer







Kritiske teknologier - Plattformhåndtering (Nedstengning)



Marked og FoU: Plattformhåndtering (Nedstengning)

