

Bacheloroppgave  
ved Handelshøyskolen BI

Investeringsanalyse av  
Johan Sverdrup-feltet



**Utredning i fordypningsområdet innen økonomistyring og  
investeringsanalyse**

**Økonomi og administrasjon**

Innleveringsdato:  
07.06.2012

Stuedsted:  
BI Trondheim

*Denne oppgaven er gjennomført som en del av studiet ved Handelshøyskolen BI. Dette innebærer ikke at Handelshøyskolen BI går god for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet, eller de konklusjoner som er trukket.*

---

## Forord

I denne utredningen har jeg tenkt å ta for meg det store oljefunnet på norsk sokkel i 2011 – Johan Sverdrup-feltet. Funnet er estimert å være det tredje største noensinne på norsk sokkel, og er en milepæl i norsk petroleumshistorie. For å få et bedriftsøkonomisk synspunkt på oppgaven, har jeg tenkt å gjennomføre en verdivurdering og investeringsanalyse av Det norske oljeselskap ASA sin andel i feltet.

Bakgrunnen for valg av tema er en gryende interesse fra min side for olje- og offshoresektoren. Den har betydd en hel del for norsk industri og nordmenns høye levestandard helt siden eventyret startet på 60-tallet. Det er heller ingen tvil om at olje- og gass vil være en sentral del av norsk økonomi i årene fremover – enten man liker det eller ikke.

Oppgaven er hovedsakelig bygget opp rundt offentlig tilgjengelig informasjon. Alle selskaper som deltar i feltprosjektet er børsnotert, og mye av oppgaven har grunnlag i de dataene og informasjon som offentliggjøres fra selskapenes side. Verdivurdering er et fagfelt preget av en del usikkerhet, og enkelte av beregningene i oppgaven er basert på fornuftige antakelser og forutsetninger. For å minimere usikkerheten er flere av de avgjørende analysene begrunnet fra solid empirisk teori og metode.

Det aktuelle oljefeltet i oppgaven er på dette tidspunktet inne i en tidlig fase, og i løpet av dette året gjennomføres det flere kritiske prosesser fra de involverte selskapene. Dette er hovedsakelig prosesser for å snevre inn usikkerhetsestimater på feltstørrelsen. For oppgavens skyld har jeg valgt å sette en tidsbegrensning til datoen 01.05.2012. All informasjon som blir offentliggjort utover denne datoen vil ikke bli hensyntatt i oppgaven.

Til slutt ønsker jeg å takke veileder Olav Lilleberg og Terje Berg for gode tips og råd underveis i denne lærerike prosessen.

Trondheim, juni 2012

Steffen Evjen

## Sammendrag

Denne utredningen har som formål å finne verdien av det nylig oppdagede oljefeltet Johan Sverdrup for aksjonærene i Det norske oljeselskap ASA. Samtidig har jeg også sett på hvordan markedet vurderer de fremtidige verdiene av funnet.

Oppgaven innledes med bakgrunnshistorikk rundt selskapet problemstillingen omhandler, og den historiske utviklingen rundt oljevirkksomheten i Norge. Deretter forklares en del sentrale begreper som er nødvendig for å forstå beregningene og analysene senere i oppgaven. Spesielt petroleumsskattesystemet med 50 % særskatt i tillegg til selskapsskattesatsen på 28 % har stor betydning for den potensielle gevinsten oljeselskapene kan sitte igjen med etter en feltutvikling.

I del 4 og 5 av oppgaven gjennomgås en strategisk analyse av petroleumssektoren, samt. en makroøkonomisk analyse av oljepris og valutakurs. I den strategiske analysen legges det stor vekt på OPEC-kartellets store kontroll over de globale oljereservene. Deres makt over tilbudssiden gjenspeiles også når prismekanismer og elastisiteter i oljeprisen blir gjennomgått. I fremtiden antas det en lav prosentvis økning i oljepris som følge av økt global etterspørsel og fallende oljereserver.

Gjennom investerings- og nåverdianalysen i del 7 og 8 blir det konkludert med en nåverdi på 16,55 milliarder kroner for aksjonærene gjennom en FCFE-beregning. Dette tilsvarer en verdi på 129 kroner per aksje.

På grunn av flere risikomomenter som fører til stor usikkerhet vedrørende nåverdiestimatet blir beregningene deretter underbygget gjennom en sensitivitetsanalyse og scenarioanalyse i del 9. Disse analysene viser at svingninger i oljeprisen utgjør de største fluktuasjonene i feltets nåverdi.

---

## Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b> .....	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>ii</b>
<b>Innholdsfortegnelse</b> .....	<b>iii</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>1</b>
1.1 Problemstilling.....	1
1.2 Oppgavens oppbygning.....	1
<b>2 Det norske oljeselskap ASA</b> .....	<b>2</b>
2.1 Historikk .....	2
2.2 Børsdata.....	3
2.3 Økonomiske data .....	4
2.4 Aktiviteter .....	5
<b>3 Oljeeventyret i Norge</b> .....	<b>6</b>
3.1 Bakgrunn .....	6
3.2 Innføring i tekniske oljedata.....	8
3.2.1 Oljeekvivalent .....	9
3.2.2 Utvinningsgrad.....	9
3.3 Petroleumsskatteloven .....	10
<b>4 Strategisk analyse</b> .....	<b>12</b>
4.1 PESTEL .....	12
4.2 Porters Five Forces .....	17
<b>5 Makroøkonomisk analyse</b> .....	<b>23</b>
5.1 Oljepris .....	23
5.1.1 Hva er petroleum? .....	23
5.1.2 Prismekanismer for olje.....	23
5.1.3 Elastisiteter .....	25
5.1.4 Historisk oljepris .....	26
5.1.5 Globale oljereserver .....	26
5.1.6 Fremtidig tilbud og etterspørsel .....	27
5.1.7 Fremtidige oljepriser .....	28
5.2 Valuta .....	29
5.2.1 Renteparitet.....	29
5.2.2 Kjøpekraftsparitet.....	30
5.2.3 Fremtidsutsikter .....	31
<b>6 Johan Sverdrup-feltet</b> .....	<b>33</b>
6.1 Bakgrunn .....	33
6.2 Tekniske data.....	34
6.3 Fremtidige prosesser .....	35
<b>7 Investeringsanalyse</b> .....	<b>37</b>
7.1 Prosesser i oljeproduksjon.....	37
7.2 Investeringer .....	40
7.3 Kapitalkostnader (CapEx).....	41
7.3.1 Kvantitativ metode.....	42
7.3.2 Estimer fra regresjon.....	44
<b>8 Nåverdianalyse</b> .....	<b>46</b>
8.1 Verdsettelsesteori .....	46
8.2 Avkastningskrav.....	47

---

8.3 Beregninger .....	51
<b>9 Følsomhetsanalyser .....</b>	<b>56</b>
9.1 Sensitivitetsanalyse .....	56
9.2 Scenarioanalyse .....	58
<b>10 Konklusjon .....</b>	<b>60</b>
<b>11 Oppgavekritikk.....</b>	<b>61</b>
<b>Referanseliste .....</b>	<b>62</b>
<b>Vedleggsoversikt.....</b>	<b>66</b>

### Oversikt over figurer og tabeller:

Figur 1: Aksjekurs DETNOR (Yahoo Finance 2012) .....	3
Figur 2: Verdiskaping i utvalgte næringer (Norsk Petroleumsverksemd 2011) .....	7
Figur 3: Daglig oljeproduksjon (Norsk Petroleumsverksemd 2011) .....	7
Figur 4: Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren i 2010 (Norsk Petroleumsverksemd 2011) .....	8
Figur 5: Historisk produksjon og fremtidige prognoser (Norsk Petroleumsverksemd 2011) ..	8
Figur 6: Historisk utvinningsgrad (Norsk Petroleumsverksemd 2011) .....	10
Figur 7: OPECs andel av de globale oljereservene per 2010 (OPEC 2010) .....	13
Figur 8: Historisk forbruk etter sektor (WEO 2010) .....	19
Figur 9: Transportsektorens forbruk av drivstoff (WEO 2010) .....	19
Figur 10: Globalt etterspørsel etter brensel (WEO 2010) .....	21
Figur 11: Oljens prismetanisme (Riis og Moen 2010) .....	24
Figur 12: Oljeprisens elastisiteter (Mankiw 2011, 103-105) .....	25
Figur 13: Oljeprisen fra 1985-2011 (IEA 2011) .....	26
Figur 14: Globale oljereserver (WEO 2010) .....	27
Figur 15: Prediksjon av fremtidig oljepris (WEO 2010) .....	28
Figur 16: Historisk valutakurs USD/NOK (Norges Bank 2012) .....	29
Figur 17: Anslag på styringsrente (Norges Bank 2012) .....	32
Figur 18: Styringsrenter i utlandet (Norges Bank 2012) .....	32
Figur 19: Avaldsnes/Aldous til Johan Sverdrup .....	34
Figur 20: Ressursestimat - Johan Sverdrup-feltet (Lundin 2011) .....	35
Figur 21: Prosesser i oljeproduksjon (Smit 1997) .....	37
Figur 22: Produksjonsløp tilsvarende oljefelt (Oljedirektoratet 2012a) .....	39
Figur 23: Produksjonsvarighet (Norsk Petroleumsverksemd 2011) .....	39
Figur 24: Oljepris og investeringer (Mohn 2007) .....	40
Figur 25: Kontantstrøm fra stilisert feltprosjekt (Mohn 2008) .....	41
Figur 26: Betaestimering DETNOR og S&P500 .....	50
Figur 27: Produksjonsprofil - Johan Sverdrup (2013-2047) .....	55
Figur 28: Break-even - Johan Sverdrup (6,5 % avkastningskrav) .....	58
Tabell 1: Nyhetssaker (mai 2011-oktober 2011) .....	33
Tabell 2: Nyhetssaker (oktober 2011-mars 2012) .....	34
Tabell 3: Sammenlignbare selskapsbetaer (E24 2012) .....	50
Tabell 4: CapEx per fat (Norsk Petroleumsverksemd 2011) .....	53
Tabell 5: Oppsummering av nåverdiberegning - Johan Sverdrup .....	54

## 1 Innledning

### 1.1 Problemstilling

Formålet med denne oppgaven er å finne ut nåverdien av Det norske oljeselskap ASA sin andel av det nylig oppdagede Johan Sverdrup-feltet i Nordsjøen. Samtidig ønsker oppgaven å belyse om de fremtidige verdiene i oljefeltet blir reflektert av markedet gjennom selskapets nåværende aksjekurs. Problemstillingen på oppgaven blir derfor:

*«Hvilken nåverdi gir Johan Sverdrup-feltet for Det norske oljeselskap ASA sine aksjonærer, og hvordan vurderer markedet verdien av oljefeltet?»*

### 1.2 Oppgavens oppbygning

Oppgaven vil hovedsakelig være bygget opp i tre deler. Aller først en innledning med bakgrunnsinformasjon om det aktuelle selskapet i problemstillingen samt. oljehistorien på norsk sokkel. Siden denne oppgaven vil være en fordypning i et enkeltstående oljeprosjekt vil det også være en enkel innføring i noen tekniske oljedata. Neste del av oppgaven vil deretter være en strategisk og makroøkonomisk analyse av oljeindustrien og valutaproblematikk. Her vil oljepris være en sentral del. Med bakgrunn i funn og konklusjoner gjort fra disse analysene vil den avsluttende delen av oppgaven være en investerings- og nåverdianalyse av det aktuelle prosjektet. På grunn av usikkerhet i både feltstørrelse og spesielt oljepris vil også følsomhetsanalysen være en sentral del av oppgaven. Den avsluttende delen av oppgaven vil inneholde forventet nåverdi av oljefeltet, og hvordan markedet vurderer funnet i forhold til Det norske oljeselskaps samlede markedsverdi.

---

## 2 Det norske oljeselskap ASA

### 2.1 Historikk

Det Norske Oljeselskap AS ble stiftet i 1971. Det var det første nasjonale oljeselskapet i Norge, og startet som et folkeaksjeselskap. Dagens største oljeselskap notert på Oslo Børs, Statoil ASA, ble først stiftet året etter. Det Norske Oljeselskap – eller DNO – som de endret navn til, fikk sine første inntekter i 1974 gjennom en eierandel på det britiske Heatherfeltet i Nordsjøen. I startfasen opererte selskapet på britisk og nederlandsk sokkel i Nordsjøen. På 80-tallet vedtok de norske myndighetene at det kun skulle være tre norske oljeselskap på norsk sokkel. Da dette skulle vise seg å bli Hydro, Saga Petroleum og Statoil, valgte DNO senere å starte en betydelig satsning utenfor Norge.

Historien bak det som i dag heter Det norske oljeselskap ASA startet så tidlig tilbake som i 2001. Seismikk-selskapet Petroleum Geo-Services ASA grunnla i 2001 oljeselskapet Pertra AS som et heleid lete- og produksjonsselskap (E&P). Hovedfokuset til selskapet skulle ligge mot å utnytte potensialet til små petroleumsressurser på den norske kontinentalsokkelen. Pertras største suksess ble arbeidet og operatørskapet på Vargfeltet i Nordsjøen.

Mot slutten av 2004 besluttet PGS å selge Pertra, og med virkning fra 1. januar 2005 ble Pertra solgt til det kanadiske selskapet Talisman Energy. Samtidig hadde den tidligere ledergruppen i Pertra etablert et nytt selskap, Pertra Management, og forhandlet frem en kontrakt med Talisman om å kjøpe tilbake enkelte aktiva. Resultatet var grunnlaget for etableringen av et nytt lete- og produksjonsselskap i Trondheim. ”Nye Pertra” hadde finansiell støtte blant flere lokale investorer, og de beholdt mange av de ansatte fra selskapet som ble solgt til Canada.

Pertra AS ble i februar 2006 omdannet til et allmennaksjeselskap. Pertra ASA ble notert på Oslo Børs 10. november 2006 (Oslo Børs 2006), og hadde den gang en markedsverdi på ca. 1,5 milliarder NOK. I oktober 2007 kom DNO tilbake på banen igjen, da den norske delen av deres virksomhet ble sammenslått med Pertra. DNO skiftet derfor navn til DNO International, noe selskapet fortsatt heter den dag i dag. Samtidig skiftet Pertra navn til Det norske oljeselskap, eller på folkemunne ”Det norske”. DNO International eide på denne tiden 37 % av aksjene

i Det norske. Etter denne fusjonen fortsatte selskapet en ekspansjon i antall ansatte, letevirsomhet og tilgang på nye lisenser på norsk sokkel.

I oktober 2009 ble det på selskapenes ekstraordinære generalforsamling vedtatt en fusjon mellom Det norske oljeselskap og Aker Exploration. Disse forhandlingene hadde startet tidligere dette året, etter at DNO International hadde solgt ned sin eierpost fra 37 % til 25 %, og Aker ASA med Kjell Inge Røkke i spissen hadde kommet inn som ny stor eier i Det norske. Fusjonen var begrunnet i økte muskler for fremtidig vekst. Lisensporteføljen til selskapet økte, og Det norske satt nå med et stort antall borelisenser i Norskehavet, Nordsjøen og Barentshavet. Fusjonen var effektiv fra 23. desember 2009, og det endelige navnet på selskapet ble Det norske oljeselskap ASA med ticker DETNOR på Oslo Børs.

## 2.2 Børsdata

Pertra ASA var en unotert aksje fram til 10. november 2006. Etter dette har aksjen vært notert under ticker DETNOR på Oslo Børs. Per 25.05.12 har selskapet en sistekurs på 77 kr og 127.915.786 aksjer utstedt. Dette gir selskapet en markedsverdi på 9,85 milliarder NOK. Nedenfor er en graf over aksjens historiske utvikling siden notering.



Figur 1: Aksjekurs DETNOR (Yahoo Finance 2012)

Som vi ser ut fra grafen har det skjedd en kraftig økning i kursen etter Johan Sverdrup-funnet ble offentliggjort 8. august 2011. Fra offentliggjøring og inn til oktober hadde aksjekursen steget fra 28,50 kr til 45 kr og stabilisert seg der. En solid økning på ca. 60 % på to måneder. Den 21. oktober 2011 sendte selskapet ut



en melding om en dobling i antall forventede oljereserver i feltet. Dette førte til at aksjekursen i løpet av noen få dager steg kraftig fra 45 kr og opp til 90 kr. I ettertid har den stabilisert seg rundt dette området.

### 2.3 Økonomiske data

Siden 2006 har Det norske vært et selskap i god vekst, men siden selskapet fortsatt er i en tidlig fase har regnskapet stort sett bestått av røde tall. Driftsresultatet har vært negativt hvert år, hovedsakelig p.g.a. store leteutgifter og kostnader i pågående feltproduksjon. Det norske petroleumsskattesystemet er lagt opp slik at selskapene får refundert store deler av letekostnadene. Dette er noe av grunnen til at kontantstrømmen enkelte år differensierer seg i stor grad fra resultatet. Petroleumsskatteloven og dens momenter vil bli berørt senere i oppgaven.

<b>Regnskapstall (i MNOK)</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>
Driftsinntekter	372	366	265	635	131	118
Driftsresultat før av- og nedskrivninger	-913	-1 670	-1 169	-60	-218	-117
Driftsresultat	-1 191	-2 000	-1 436	-572	-252	-137
Resultat før skatt	-1 390	-2 183	-1 400	-416	-247	-136
Årets resultat	-459	-690	-521	225	-42	-30
Letekostnader	1 012	1 777	1 186	545	283	186
Totale leteutgifter (resultat- og balanseførte)	1 810	2 666	1 804	397	404	172
Kontantstrøm før finansieringsaktiviteter	-266	-726	-936	1 012	-61	-154
<b>Balanseverdier (i MNOK)</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>
Bokført egenkapital	3 676	3 160	3 851	3 691	3 563	807
Børsverdi	11 256	3 000	3 756	1 889	5 194	1 723
Aksjekurs per 31.12.	88,0 kr	27,0 kr	33,8 kr	19,4 kr	53,3 kr	43,3 kr
Antall ansatte per 31.12.		193	176	127	78	29

For et oljeselskap er det vel så viktig å fokusere på produksjonstall. De siste årene har Det norske hatt et mål om å ha en produksjon på 2.000 fat o.e. per dag. Selskapets mål er å ha økt den daglige produksjonen til 15.000 fat o.e. per dag innen fem år (Det norske 2012), sett bort fra Sverdrup-feltet. Den store økningen i reserver stammer i all hovedsak fra Draupne-feltet (Det norske 2011).

<b>Nøkkeltall</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>
Antall lisensandeler per 31.12.	66	66	67	44	34	9
Operatørskap	30	30	34	24	19	4
Produksjon totalt pr. år	548 000 fat	763 494 fat	673 603 fat	661 732 fat	300 651 fat	272 762 fat
Gjennomsnittlig produksjon pr. dag	1 505 fat	2 092 fat	1 845 fat	1 808 fat	747 fat	1 158 fat
Reserver (P50) per 31.12.	68 mill. fat	1 mill. fat	29 mill. fat	30 mill. fat	8 mill. fat	7 mill. fat

## 2.4 Aktiviteter

Per dags dato har Det norske fire produserende oljefelt.

Felt	Andel	Prod. start	Størrelse	Gjenværende	Daglig prod.
Enoch	2 %	2007	0,5 mill. o.e.	0,2 mill. o.e.	1 000 fat
Glitne	10 %	2001	8,7 mill. o.e.	0,2 mill. o.e.	7 000 fat
Jotun	7 %	1999	24,7 mill. o.e.	2,3 mill. o.e.	4 000 fat
Varg	5 %	1998	16,5 mill. o.e.	3,1 mill. o.e.	14 000 fat

Samtlige produserende felt Det norske er aktiv deltaker i ligger i det avsluttende sjiktet av produksjonsløpet. For at et E&P-selskap som Det norske skal overleve er de avhengige av å finne oljefelt med en slik størrelse og struktur at feltets inntekter overgår dets produksjonskostnader. I tillegg til Sverdrup-feltet er de involvert i flere fremtidige utbygginger i felt av ulik størrelse (Det norske 2011)

Felt	Andel	Antatt prod. start	Estimert størrelse	Operatør
Atla	10 %	2012	11,0 mill. o.e.	Total
Jette	88 %	2013	13,0 mill. o.e.	Det norske
Krafla	25 %	2015 ->	36 - 84 mill. o.e.	Statoil
Draupne	35 %	2016	143,0 mill. o.e.	Det norske
Fulla	15 %	2015 ->	40 - 55 mill. o.e.	Centrica
Dagny	2-4 %	2016	198,0 mill. o.e.	Statoil
Frøy	50 %	2017 ->	50 - 85 mill. o.e.	Det norske
Storklakken	100 %	2017 ->	8 - 12 mill. o.e.	Det norske
East Frigg	20 %	2017 ->	50 - 150 mill. o.e.	Centrica
Grevling	30 %	2018 ->	40 - 95 mill. o.e.	Talisman

Samtlige av disse planlagte fremtidige produksjonsfeltene befinner seg i Nordsjøen. Det må også legges til grunn at de tallene som oppgis er foreløpige estimater, og dermed vil være beheftet med en del usikkerhet.

Det norske er nest størst på norsk sokkel når det gjelder antall operatørskap, lete- og borevirksomhet. De har en visjon om å være det mest offensive selskapet på norsk sokkel, og har sammen Statoil deltatt i flest letebrønner de siste årene. Gjennom Akers eierskap kan Det norske sikre gode riggkontrakter for å følge opp det offensive boreprogrammet. Selskapet har også sikret seg en lånefasilitet på 4,5 milliarder NOK.

---

## 3 Oljeeventyret i Norge

### 3.1 Bakgrunn

Det var et gassfunn i Groningen i Nederland i 1959 som startet en forsiktig optimisme omkring petroleumspotensialet i Nordsjøen. Noen år senere ønsket Phillips Petroleum et løyve om eksklusive leterettigheter for den norske sokkelen i Nordsjøen. Selv om selskapet tilbød staten en stor sum penger, var det utenkelig for den norske stat å dele ut rettighetene til ett enkelt selskap. Dersom området skulle bli åpnet for leting måtte flere selskap inn i bildet. I 1963 slo en ny lov fast at staten var grunneier av alt område på den norske kontinentalsokkelen, og kun Kongen (regjeringen) kunne gi tillatelse til leting og utvinning.

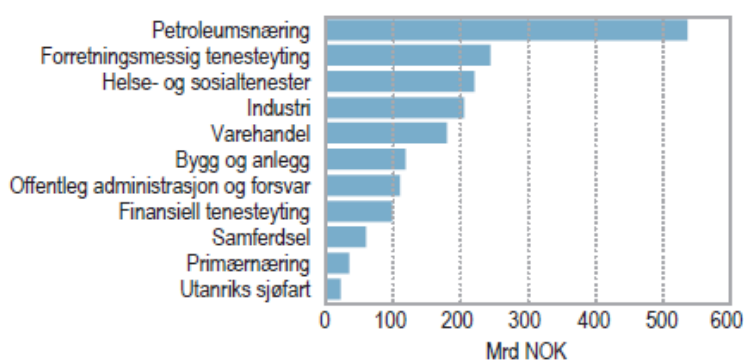
Startskuddet for oljeutvinning skjedde sent på 60-tallet, og fortsatte videre med flere store funn på 70-tallet. I 1969 oppdaget Phillips Petroleum Ekofisk-feltet i den sørlige delen av norsk sektor i Nordsjøen. Produksjonen startet drøye to år senere, og per 31.12.2010 estimerer man at feltet fortsatt har utvinnbare reserver på ca. 700 millioner fat oljeekvivalenter (Norsk Petroleumsverksemd 2011, 75). I løpet av 1970-tallet oppdaget man flere av det som har vist seg å være de største oljefeltene på norsk sokkel; Statfjord (1974), Gullfaks (1978) og Oseberg (1979). Disse feltene har senere vist seg viktige for utviklingen av petroleumsindustrien i Norge. Både i forhold til en stor videre leteoptimisme og statlige inntekter, men også gjennom en veletablert infrastruktur som andre felt senere har kunne knyttet seg til.

Selskapsmessig har norsk sokkel historisk sett vært dominert av utenlandske selskaper. I startfasen dominerte utenlandske selskap letevirksomheten og stod for utbygging av de første olje- og gassfeltene. Det norske engasjementet økte med involveringen av Norsk Hydro og etablering av Statoil i 1972. Samtidig ble regelen om 50 prosent statsdeltakelse i hver utvinningstillatelse etablert.

I 1985 vedtok Stortinget å etablere SDØE (Statens Direkte Økonomiske Engasjement). Gjennom denne etableringen ble flere av Statoils eierandeler i felt overført direkte til en egen konto i Finansdepartementet (OLF 2012). Bakgrunnen var at staten ønsket at inntektene skulle slippe å gå via Statoils regnskaper.

Statoil forble forretningsfører for statens direkte eiendeler frem til 2001. Her startet en ny epoke i norsk petroleumshistorie ved at Statoil skulle delprivatiseres og børsnoteres i Oslo og New York. Børsnoteringen ble trådd i kraft 18. juni 2001. Nå ble SDØE overført til et nydannet statsaksjeselskap, Petoro AS, heleid av olje- og energidepartementet.

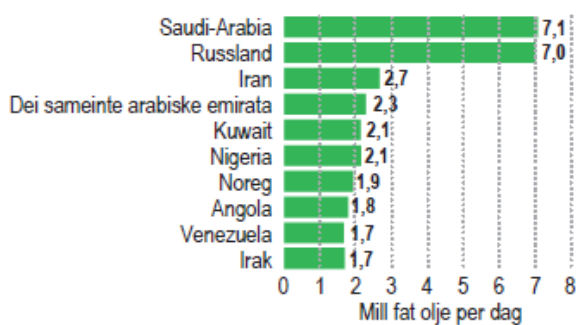
Petroleumsnæringen har gjennom de siste 40 årene bidratt til nærmere 9000 milliarder kroner til Norges BNP, og den har hatt en sentral rolle i oppbyggingen av velferdssamfunnet vi har i Norge i dag. I 2010 sto petroleumssektoren for 21 prosent av den samlede verdiskapingen i landet.



Figur 2: Verdiskaping i utvalgte næringer (Norsk Petroleumsværksemd 2011)

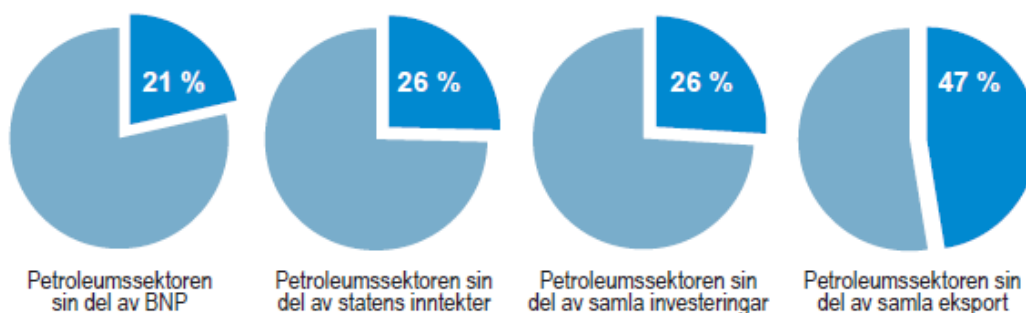
Verdiskapingen i petroleumsnæringen er dobbelt så stor som i landindustrien, og rundt femten ganger større enn den samlede verdiskapingen i primærnæringen.

I dag er 70 felt i produksjon på norsk sokkel, og i 2010 produserte disse feltene ca 2,1 millioner fat olje per dag.



Figur 3: Daglig oljeproduksjon (Norsk Petroleumsværksemd 2011)

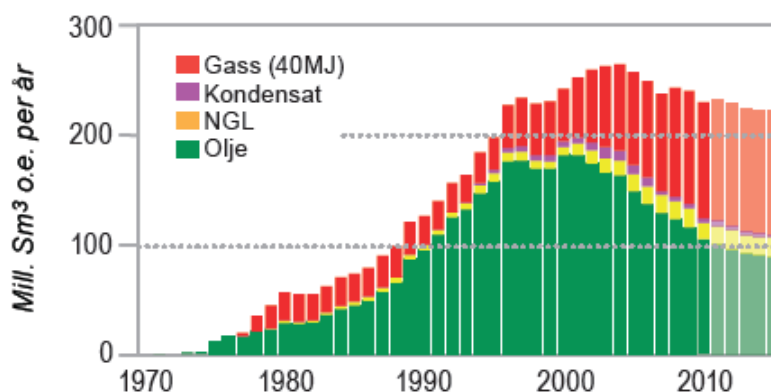
I 2010 utgjorde eksporten av petroleumsvarer nærmere 500 milliarder kroner. Dette er nesten ti ganger mer enn eksportverdien av fisk (Norsk Petroleumsværksemd 2011, 22). Norge er rangert som den sjuende største oljeeksporten og den fjortende største oljeprodusenten i verden.



Figur 4: Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren i 2010 (Norsk Petroleumsverksemd 2011)

Statens inntekter fra sektoren ble beregnet til å være rundt en fjerdedel av de samlede statsinntektene i 2011 (Statsbudsjettet 2011). Statens inntekter kommer hovedsakelig fra utvinningsselskapenes særskatt på petroleum, utbytte fra Statoil ASA og SDØE sitt engasjement.

Etter oljeeventyret startet på begynnelsen av 1970-tallet har olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel hatt en stigende trend helt fram til midten av 2000-tallet. Siden dette har produksjonen avtatt noe, og Oljedirektoratets prognoser viser en avtakende produksjonsprofil de kommende årene, som figuren nedenfor viser.



Figur 5: Historisk produksjon og fremtidige prognoser (Norsk Petroleumsverksemd 2011)

Man regner med at det til nå er produsert 43 prosent av totale utvinnbare ressurser på den norske sokkelen (Norsk Petroleumsverksemd 2011, 23). Oljedirektoratets prognose fram til 2030 legger til grunn enhehe gradvis utvinning av dagens reserver, samt økt utvinningsgrad i nåværende ressurser, og fremtidige funn av uoppdagede ressurser.

### 3.2 Innføring i tekniske oljedata

For å få full forståelse for oppgaven vil det klargjøres noen enkle tekniske begreper innenfor petroleumssektoren: oljeekvivalent og utvinningsgrad. Oljeekvivalent vil jeg definere og forklare, og samtidig gi en utdyping i hvordan

det vil benyttes videre i oppgaven. Sistnevnte er en sentral faktor i petroleumsindustrien, spesielt når man ser på feltspesifikke analyser.

### 3.2.1 Oljeekvivalent

Råolje måles vanligvis i fat eller tonn, kondensat måles gjerne i tonn, og gass måles i standard kubikkmeter. For å kunne sammenligne ressursene i ulike felt, omformes energimengdene i råolje, kondensat og gass til standard kubikkmeter oljeekvivalent,  $\text{Sm}^3$  o.e. Vi benytter følgende omregningsfaktorer (Bedringås 2006):

- 1  $\text{Sm}^3$  olje = 1  $\text{Sm}^3$  o.e.
- 1  $\text{Sm}^3$  kondensat = 1  $\text{Sm}^3$  o.e.
- 1000  $\text{Sm}^3$  gass = 1  $\text{Sm}^3$  o.e.
- 1 tonn NGL = 1,9  $\text{Sm}^3$  o.e.

Som praktisk eksempel kan vi ta Ekofisk, det nest største feltet på norsk sokkel. Det hadde følgende opprinnelige utvinnbare resursser:

574,1 mill. $\text{Sm}^3$ olje:	574,1 mill. $\text{Sm}^3$ o.e.
17,8 mill. tonn NGL:	33,8 mill. $\text{Sm}^3$ o.e.
225,4 mrd. $\text{Sm}^3$ gass:	225,4 mill. $\text{Sm}^3$ o.e.
<b>Totalt antall <math>\text{Sm}^3</math> o.e. for Ekofisk:</b>	<b>= 833,3 mill. <math>\text{Sm}^3</math> o.e.</b>

Videre består 1  $\text{Sm}^3$  råolje av 6,29 fat olje. Det er denne enheten Brent Blend handles på i råvaremarkedet. Gjennomsnittsprisen på Brent Blend i 2010 var \$80,3 per fat (SSB 2011). På grunn av at oljeprisen noteres i USD/fat, vil denne notasjonen benyttes i DCF-analysen senere i oppgaven.

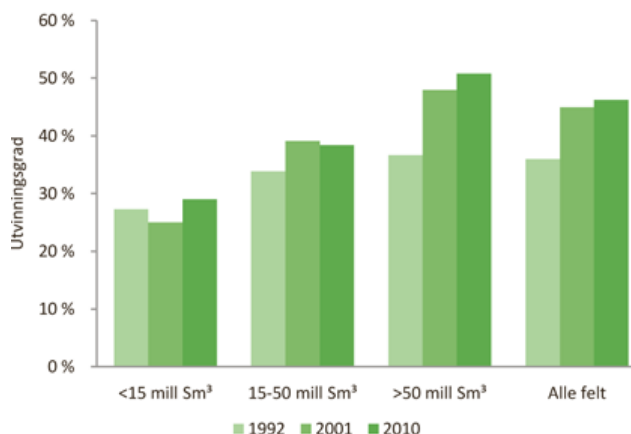
### 3.2.2 Utvinningsgrad

Utvinningsgrad for olje er et mål for hvor stor del av oljen som kan utvinnes. Utvinningsgraden kan kvantifiseres etter følgende formel (Oljedirektoratet 2009):

$$\text{Utvinningsgrad} = \frac{\text{Estimat for utvinnbar olje}}{\text{Estimat for tilstedeværende olje}}$$

Ingen oljereservoarer vil være identiske. Trykk, temperatur, hydrokarbonenes kjemiske sammensetning osv. er forskjellig fra felt til felt. Videre vil havdypene variere, og den teknologiske utviklingen fører til nye løsninger. Dette betyr at de tekniske løsningene blir forskjellige fra felt til felt (Bedringås 2006). For

eksempel har Ekofisk en utvinningsgrad på 49 prosent, mens et felt av tilsvarende størrelse som Statfjord har 66 prosent. Forventet utvinningsgrad for feltene på norsk sokkel, basert på vedtatte planer, er i gjennomsnitt 46 prosent for olje og 70 prosent for gass (NPD 2011).



Figur 6: Historisk utvinningsgrad (Norsk Petroleumsverksemd 2011)

I denne figuren ser vi at den generelle utvinningsgraden har økt gradvis siden 1992 og fram til i dag. Samtidig er det også på generelt basis en høyere utvinningsgrad for de større feltene. Dette er hovedsakelig fordi de innretningene som bygges på de mindre reservoarene ikke vil ha like stor fleksibilitet som innretninger på større reservoarer. Oljeprisen spiller også en stor rolle i de ekstrainvesteringer som må gjøres for å øke utvinningsgraden. Ved en høy oljepris vil ressursene under bakken ha høy verdi, og marginalinntekten av ekstra utvinning vil overgå marginalkostnaden ved å øke utvinningsgraden. Tilsvarende vil det være motsatt ved lav oljepris (Olje- og energidepartementet 2007).

Et velkjent eksempel på økt utvinningsgrad er vanninjeksjon i krittfeltet Ekofisk. Vann som fortrenger olje samtidig som vann bidrar til økt sammentrykking av reservoaret, har gitt en vesentlig økning i utvinningsgrad i forhold til det som opprinnelig ble estimert (Oljedirektoratet 2009). Utvinningsgraden fra Ekofisk har økt fra anslått 17 prosent i 1971 til estimert 46 prosent i 2004 (Kulturminne-Ekofisk 2004).

### 3.3 Petroleumsskatteloven

Petroleumsskatteleggingen bygger på reglene om ordinær bedriftsskattelegging, men er fastlagt i en egen petroleumsskattelov (lov av 13. juni 1975 nr. 35 om skattelegging av undersjøiske petroleumforekomster m.v.). Som følge av den ekstraordinære lønnsomheten petroleumsutvinning gir, blir selskapene skattlagt en

---

særskattesats på 50 prosent. Denne skatten kommer i tillegg til normal bedriftsskattesats på 28 prosent.

---

**Driftsinntekter (normpris)**

- Driftskostnader
  - Avskrivning (lineært over 6 år)
  - Letekostnader, FOU, avslutningskostnader
  - CO2-avgift, Nox-avgift og arealavgift
  - Netto finanskostnad
- 
- = Ordinært skattegrunnlag (28 %)
- Friinntekt (7,5 % av investeringer i 4 år)
- 
- = Særskattegrunnlag (50 %)
- 

Investeringene vil avskrives lineært over seks år fra det året investeringen pådras. Man får også fradrag for alle relevante kostnader (letekostnader, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning). For å skjerme normalavkastningen fra særskatt er det et ekstra fradrag i utregningsgrunnlaget for særskatt, friinntekt. Dette fradraget er 7,5 prosent per år i fire år fra og med investeringsåret (Norsk Petroleumsverksemd 2011, 18-19).

Petroleumsskattesystemet skal virke nøytralt, slik at et investeringsprosjekt som er lønnsomt for investor før skatt – også skal være lønnsomt etter skatt. På denne måten vil det være incentiv til lønnsom utbygging av feltprosjekt for selskapene, samtidig som det skaper en merverdi gjennom skatteinnbetalinger til felleskapet.

Salgsinntekter for råolje beregnes på grunnlag av administrativt fastsatte priser (normpris). Normprisen skal svare til hva oljen kunne ha blitt omsatt for mellom uavhengige parter i et fritt marked. Det er Petroleumsprisrådet (PPR) som fastsetter normprisen (Olje- og energidepartementet 2010). De møtes én gang i kvartalet og fastsetter normprisene for kvartalet som er gått. PPR innhenter informasjon fra en rekke kilder, bl.a. de deltakende selskaper på sokkelen. Deretter settes det normpriser for hver eneste dag det siste kvartalet. Normprisen er ofte identisk eller veldig nær realisert salgpris på råolje, og for enkelhets skyld vil det dermed forutsettes at normpris er lik salgpris når analysene gjennomføres senere i oppgaven.



---

## 4 Strategisk analyse

Dette kapitlet vil ta for seg en ekstern analyse rundt petroleumsindustrien, og hvordan eksterne faktorer kan påvirke de selskapene som baserer sin drift rundt profittmaksimering av olje- og gassutvinning.

Her vil utredningen først ta for seg makroomgivelsene i en PESTEL-analyse. Ved å sette opp et PESTEL-rammeverk, kan man danne seg et bilde av hvilke makroforhold som er viktige for selskapene i industrien man ønsker å analysere. Dette kan deretter benyttes for å gi selskapene en oversikt over de makroforhold som har innflytelse på selskapenes konkurransesituasjon.

Deretter vil fokuset bli rettet mot en bransjeanalyse av petroleumsindustriens mikroomgivelser. Gjennom ”Porters 5 Forces” får man svar på to sentrale spørsmål: Hvor store verdier skapes på selskapets konkurransearena, og hvilke aktører er i posisjon til å ta ut disse verdiene? Aktører på konkurransearenaen er konkurrenter, inntrengere, substitutter, kunder og leverandører (Lunnan 2010).

### 4.1 PESTEL

PESTEL-rammeverket gir opplysninger om viktige makroøkonomiske forhold. En gjennomgang av disse faktorene kan hjelpe selskapet til å fokusere på de mest kritiske faktorene i dag og i fremtiden. Gjennom denne analysen vil de seks kategoriene som kjennetegner PESTEL-analysen bli gjennomgått:

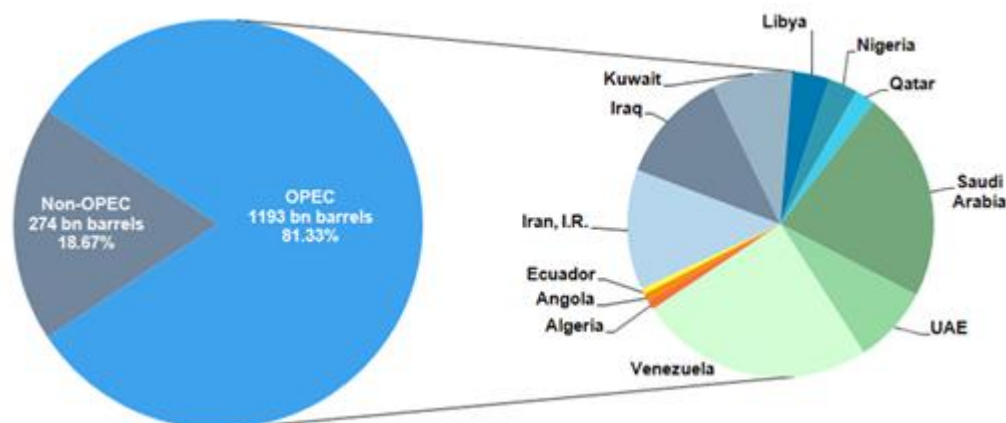
---

Politiske (**P**olitical)  
Økonomiske (**E**conomic)  
Sosiokulturelle (**S**ociocultural)  
Teknologiske (**T**echnological)  
Samfunnsmessige (**E**nvironmental)  
Legale forhold (**L**egal)

---

Den *politiske* siden ved petroleumsindustrien er et særdeles viktig aspekt. Landområder hvor det befinner seg petroleumsforekomster og utdelingen konsesjonene av disse, er det myndighetene i de ulike nasjonene som råder over. Dette fører til at en nasjon kan favorisere de selskapene de selv ønsker skal drive utvinning på deres sokkel.

OPEC (*The Organization of the Petroleum Exporting Countries*) er også en viktig politisk aktør i petroleumsindustrien. OPEC ble etablert i 1960 av fem medlemsland (Iran, Irak, Kuwait, Saudi Arabia og Venezuela). Senere har de økt antall medlemsland til tolv p.d.d. (Qatar, Libya, De Forente Arabiske Emirater, Algerie, Nigeria, Ecuador og Angola). OPECs formål er å koordinere og forene petroleumpolitikken på tvers av medlemslandene, og på denne måten sikre rimelige og stabile oljepriser for produsentene.



Figur 7: OPECs andel av de globale oljereservene per 2010 (OPEC 2010)

Som vi ser av denne figuren besitter OPEC-landene i 2010 over 80 prosent av verdens oljereserver (OPEC 2010), og 60 prosent av disse er under direkte kontroll av nasjonale oljeselskaper (Mohn 2007). Dette gir OPEC en enorm makt i forhold til å kontrollere store deler av det fremtidige tilbudet av en såpass viktig råvare som oljen er. I følge U.S. Energy Information Administration sto OPEC-landene for 41 prosent av det totale oljetilbudet i verden i 2010 (EIA 2012). Et historisk eksempel på OPECs makt er fra den såkalte oljekrisen som oppstod i 1973, da medlemslandene i OPEC vedtok å heve råoljeprisene med 70 prosent og kutte produksjonen drastisk som en følge av Israels krigføring mot araberlandene Egypt og Syria. På kort tid hadde oljeprisen steget fra 3 dollar til 11,65 dollar per fat. Denne hendelsen og prismekanismen i oljemarkedet vil senere i oppgaven bli utdypet ytterligere.

Geopolitisk risiko er også et uttrykk som brukes i petroleumsindustrien, og er veldig aktuelt den dag i dag. Med dette uttrykket tar man grunnlag i at flere av nasjonene hvor store deler av verdens oljereserver befinner seg, er – eller har i stor grad vært – preget av politisk ustabilitet og uro. Dette gjør at selskaper er tilbakeholdne med å starte operasjoner i land hvor politisk ustabilitet gjør at

---

virksomheten og den økonomiske gevinsten blir truet. Spesielt nasjonalisering av oljevirkosomhetene er en risiko et oljeselskap kan stå overfor. Et eksempel på dette er OPEC-medlemslandet Venezuela som på midten av 2000-tallet startet en nasjonalisering av oljen på deres sokkel. Dette gjorde at flere av verdens største oljeselskaper, deriblant Statoil, måtte undertegne en avtale og overdra rettighetene til myndighetene i Venezuela (DN 2007). Selskaper som fokuserer sine operasjoner mot norsk sokkel vil ikke være direkte eksponert mot en politisk risiko, etter som det politiske systemet i Norge er ansett som meget stabilt. Men den globale oljeprisen fluktuerer i forhold til tilbud og etterspørsel i markedet, og flere av de største nasjonene på tilbudssiden er preget av politisk uro. Denne prisfluktuasjonen vil påvirke inntektssiden til alle selskaper som produserer olje i verden.

*Økonomisk* sett er petroleumsindustrien og dens aktører veldig avhengig av at verdensøkonomien har en vedvarende positiv vekst. Det er en global råvare som i 2009 sto for 32,8 % av verdens totale energiforsyning (IEA 2011). Verdens totale energietterspørsel korrelerer i høy grad med vekst i BNP, dog i en noe lavere rate. Mellom 1980 og 2008 økte verdens energietterspørsel med gjennomsnittlig 0,59 prosent hvert år for hvert prosentpoeng BNP økte med (WEO 2010, 66). Dersom veksten i verdensøkonomien avtar vil dette svekke etterspørselen etter olje, og det vil igjen gå utover oljeprisen som til slutt gjør at aktørene i bransjen tjener mindre. Et eksempel på dette var under finanskrisen i 2008 hvor flere land gikk inn i en økonomisk resesjon, og samtidig stupte oljeprisen på kort tid fra en topp på ca. 140 dollar i 2008 til under 40 dollar i begynnelsen av 2009.

I World Energy Outlook 2010 anslår man en gjennomsnittlig realvekst i BNP årlig på 4,4 % fram til 2015. Det er antatt at de såkalte BRICS-landene (Brasil, Russland, India, Kina og Sør-Afrika) vil stå for en større andel av den totale veksten i verdensøkonomien enn de utviklede OECD-landene fram til 2015. Deretter vil BNP-veksten i BRICS-landene konvergere mot OECD-landene, og på lang sikt antar man en gjennomsnittlig årlig global BNP-vekst på 3,2 % fram til 2035 (WEO 2010, 68).

De *sosiokulturelle* forholdene i verden kan spille en rolle både på tilbuds- og etterspørselssiden i petroleumsbransjen. I Norge spesifikt har man uttrykt en

---

mangel på ingeniører i fremtiden. I følge fagforeningen Tekna (2012) mangler vi i 2012 hele 16.000 ingeniører, og dette gjør at oljeindustrien blir nødt til å dekke opp manglende arbeidskraft med importerte ingeniører og tjenester. Det nevnes også at ingeniørmangelen kan gjøre oss mer og mer avhengig av oljen, etter som mulighetene til å skape ny teknologisk utvikling vil bli svekket.

Den globale populasjonsveksten er også en viktig driver i energimarkedet. Økt vekst i folketall vil gi en økt global energietterspørsel. Man anslår at populasjonen vil øke med gjennomsnittlig 0,9 prosent per år fram til 2035 – til et folketall på 8,5 milliarder mennesker. Det antas at Afrika, India og Kina vil stå for den største fremtidige økningen. Samtidig forventes det også en økt urbanisering som vil øke etterspørselen etter energi i fremtiden ytterligere (WEO 2010, 64-66).

Den siste tids fokus på klimaproblematikk og global oppvarming gjør at forbrukerne har blitt mer bevisst i sine valg. Man forsøker å være mer miljøvennlig og dempe forbruket sitt av energi.

Corporate Social Responsibility (CSR) er også et velkjent begrep, spesielt innen petroleumsindustrien som aldri er blitt kjennetegnet som en særlig miljøvennlig bransje. Store integrerte selskaper har i den senere tid ofret et større fokus rundt sosialt ansvar, og gir ofte temaet god plass i sine årsberetninger. Spesielt etter Deepwater Horizon-skandalen i 2010, hvor en oljerigg eksploderte og sank i Mexicogulfen, så man hvilke enorme negative miljøvirkninger denne bransjen kunne gi.

**Teknologi** er et meget viktig aspekt vedrørende petroleumsindustrien. Først og fremst gjennom innovative nyvinninger i bore- og produksjonsinnretninger. Her kommer vi tilbake til utvinningsgrad som er beskrevet i kapittel 3.2.2. Når oljereservene på norsk sokkel i fremtiden er antatt å avta, blir det desto viktigere å øke utvinningsgraden fra eksisterende felt. Kun en marginal økning på ett prosentpoeng i utvinningsgrad vil tilføre oljeselskaper og staten – gjennom skatter og avgifter – en betydelig andel ekstra inntekter. Et enestående eksempel på teknologisk nyvinning er vanninnsprøytingen som ble tatt i bruk på 1980-tallet i krittfeltet Ekofisk. Ved å sprøyte inn vann og øke trykket ble produksjonsmengden økt kraftig, og dette har bidratt til at feltet har produsert

---

langt større mengder olje enn først antatt (Kulturminne-Ekofisk 2004). Gode rammevilkår fra norske myndigheter har gitt leverandørindustrien i Norge en internasjonal konkurransefordel gjennom teknologiske nyvinninger. Oljeselskaper, leverandørbedrifter og forskningsinstitusjoner samarbeider tett inn mot forskning og utvikling av ny teknologi i petroleumsindustrien.

Man har også de senere årene sett en utstrakt satsning mot utvinning av ukonvensjonelle petroleumsressurser. Spesielt utvinning fra skiferolje og oljesand antas å spille en større rolle i petroleumsindustrien i fremtiden når konvensjonelle forekomster er tømt. Fra dagens kjente ressurser vil man kunne utvinne 2.600 milliarder fat olje fra oljeskifer – det aller meste fra USA. Baksiden ved oljeskiferutvinning er at det er kostbart, særdeles lite miljøvennlig og vil kreve store mengder energitilførsel (SNL 2009). IEA antar at oljesandutvinning fra Canada i 2035 vil ligge på mellom 3,3 og 4,6 millioner olje fat per dag. Til sammenligning viser produksjonstall fra norsk sokkel i mars 2012 at gjennomsnittlig daglig produksjon lå på 2,05 millioner fat olje (Oljedirektoratet 2012c). Ulempen med oljesandutvinning er en betydelig mengde høyere kapital- og produksjonskostnader i forhold til konvensjonell oljeutvinning.

De *samfunnsmessige* sidene – og spesielt miljøkonsekvensene – ved oljeutvinning er viden kjent. Det er ingen hemmelighet at petroleumsindustrien er en av de minst miljøvennlige bransjene i næringslivet. Oljevirkosomheten fører til betydelige mengder utslipp av klimagasser. En plattform har utslipp til luft fra gassturbiner, fakling, brønntesting, fra dieselmotorer og andre utslipp, som f.eks fra helikoptertransportene. Utslippene er hovedsakelig karbondioksid (CO<sub>2</sub>), Nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>), nmVOC (flyktige organiske forbindelser unntatt metan) og metan. Utslippene fra petroleumsindustrien står for henholdsvis 28 %, 23 % og 66 % av de samlede norske utslipp (Bedringås 2006). Norge ligger imidlertid langt fremme når det gjelder tiltak for å redusere utslipp fra norsk sokkel. I 1991 trådte en CO<sub>2</sub>-avgift i kraft, og selskaper ansvarlige for utslipp må betale 0,78 NOK per standard kubikkmeter gass/liter olje eller kondensat som blir brukt som brensel.

De *legale* forholdene ved petroleumsindustrien er i all hovedsak regulert av Petroleumsloven i Norge. Den slår fast at det er staten som har eiendomsrett til

undersjøiske forekomster av petroleum på norsk kontinentalsokkel. Myndighetene deler ut konsesjoner og tillatelser til selskaper som ønsker å lete eller utvinne petroleumsforekomster på sokkelen.

Historisk sett har konsesjonspolitikken på norsk sokkel hatt en favorisering av norske selskaper. Spesielt på 1970-tallet var myndighetene opptatt av at det skulle være en nasjonal råderett over oljeresursene. Dette førte til at utenlandske selskap ofte ble avspist med mindre eierandeler, og de ble presset til å hjelpe norske selskaper med å bygge opp oljekompetanse (Teknisk-Museum 2000).

Skattesystemet i petroleumsnæringen er ganske særegent, spesielt i Norge. Her betaler man en marginalsatt på 78 % av resultatet – som en følge av den ekstraordinære avkastningen oljeutvinning gir. Ellers i verden er det ulik effektiv skattesats, som varierer fra 30 % til 90 % (International Petroleum Taxation 2008, 9).

En oppsummering av PESTEL-analysen finnes i figuren nedenfor:

<p><b>Politisk</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• OPECs makt over tilbudet</li> <li>• Trusselen ved nasjonalisering</li> <li>• Politisk ustabilitet og uro i Midt-Østen</li> </ul>	<p><b>Økonomisk</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Petroleumsindustrien avhengig av økonomisk vekst</li> <li>• Energietterspørsel og BNP-vekst korrelerer</li> <li>• BRICS-landene med stor energietterspørsel i fremtiden</li> </ul>	<p><b>Sosiokulturell</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingeniørmangel i Norge</li> <li>• Stigning i verdenspopulasjonen</li> <li>• Større grad av urbanisering</li> <li>• Økt fokus på CSR</li> </ul>
<p><b>Teknologisk</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ny teknologi viktig for å utnytte dagens oljereserver</li> <li>• Fokus på økt utvinningsgrad</li> <li>• Ukonvensjonell utvinning gjennom oljesand og oljeskifer kan bli sentralt i fremtiden</li> </ul>	<p><b>Samfunnsmessig</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Petroleumsindustrien gir store miljøkonsekvenser</li> <li>• Myndighetene med fokus på tiltak for å redusere utslipp</li> </ul>	<p><b>Legalt</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Særskatt på petroleumsinntekter - ulikt fra nasjon til nasjon</li> <li>• Myndighetene deler ut utvinningslisenser i konsesjonsrunder</li> </ul>

#### 4.2 Porters Five Forces

Den vanligste formen for bransjeanalyse gjøres gjennom en "Porters Five Forces", utviklet av Harvard-økonomen Michael Porter i 1980. Formålet med analysen er å identifisere og analysere de mest sentrale aktørene rettet mot bedriftens aktiviteter. Her ser man på kundene- og leverandørenes forhandlingsstyrke, trusselen fra

---

substitutter og inntrengere samt. rivaliseringen mellom bedriftene innenfor industrien (Lunnan 2010, 199).

**Trusselen for nye inntrengere** er ansett som relativt lav i petroleumsindustrien, fordi inngangsbarrierene er veldig store. Selv om bransjen er særdeles attraktiv med sin ekstraordinære avkastning, kreves det enorme investeringer for å drive lete- og produksjonsvirksomhet. Oljedirektoratet (2012b) anslår at det i årene fremover vil bli brukt 180 milliarder NOK årlig på investeringer fordelt på borekostnader, nye- og eksisterende innretninger, rør- og landanlegg, og letetekostnader. For å være en aktør på norsk sokkel er det nødvendig med god backing av investorer som stiller med egenkapital, og finansinstitusjoner som er villige til å låne fremmedkapital. Man har imidlertid det siste tiåret sett en betydelig vekst i antall E&P-selskaper som kun fokuserer driften rundt oppstrømsfasen av petroleumsindustrien. Det vil si at de deltar i leting og produksjon av oljeforekomster. Skattesystemet i Norge er konstruert slik at det gir selskapene insentiv til å investere i leting, fordi man får refundert 78 % av letetekostnadene. Denne ordningen ble innført av Stortinget i 2004, for å stimulere til økt leting etter olje og større mangfold på norsk sokkel (Regjeringen 2004).

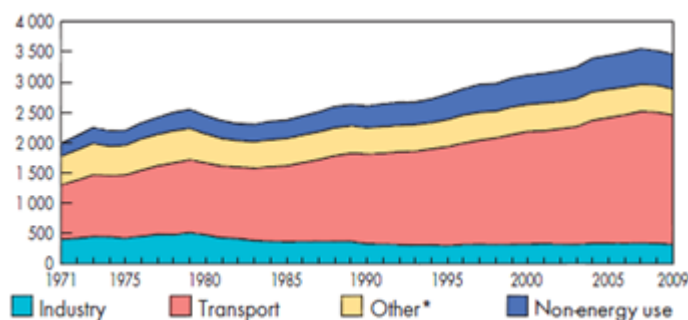
En annen faktor som gjør inngangsbarrierene til petroleumsindustrien stor, er graden av stordriftsfordeler. Det vil si at bedriftene som en følge av store faste kostnader vil ha fallende langsiktige grensekostnader som er lavere enn gjennomsnittskostnadene (Pindyck og Rubinfeld 2009, 245-247). Dette gjør at petroleumsindustrien er preget av en liten andel gigantiske selskaper som f.eks Exxon Mobil, BP, Royal Dutch Shell i tillegg til flere nasjonale oljeselskaper (EIA 2012). I 2010 sto de 100 største oljeselskaper for 87 % av den globale produksjonen av olje.

I områder med politisk ustabilitet vil også usikkerhet vedrørende lover og vedtak som kan fattes i statlige organer være en inngangsbarriere. Dette er imidlertid også ikke-eksisterende på norsk sokkel.

**Kunders forhandlingsmakt** for råvaren olje er liten. Prisen på olje blir i all hovedsak bestemt av markedets totale tilbud og etterspørsel (dette forklares nærmere i neste kapittel). Samtidig er det liten grad av produkt differensiering,

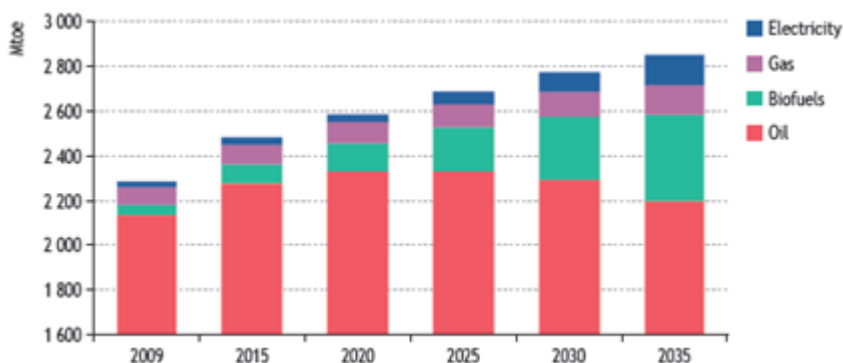
etter som olje er en råvare hvis egenskaper er lik for alle selskaper som utvinner den. Man finner riktignok marginale prisforskjeller på olje avhengig av hvor den blir utvunnet i verden, men disse forskjellene er som sagt marginale, og de korrelerer med hverandre nærmest 100 %.

I 2009 sto transportsektoren for over halvparten av det globale oljeforbruket, som grafen nedenfor viser. Det er hovedsakelig relatert til fly, skipstransport og landtransport. Vi kan også merke oss at det totale oljeforbruket har hatt en avtakende trend de senere årene.



Figur 8: Historisk forbruk etter sektor (IEA 2011)

WEO (2010, 355) antar at etterspørselen fra transportsektoren for fornybar energi (biodiesel og etanol) vil øke drastisk fram til 2035. Dette som en følge av stigende oljepriser, økt offentlig støtte til fornybar energi, og de miljøbekymringene verden står overfor. Men som vi ser av grafen nedenfor er det en tidkrevende prosess, og man ser for seg at olje fortsatt vil være det ledende fossile brennstoffet i transportsektoren, dog med en noe avtakende kurve etter 2025.



Figur 9: Transportsektorens forbruk av drivstoff (WEO 2010)

**Leverandørers forhandlingsmakt** i oljeindustrien kan sees fra to ulike sider. Man kan se på *oljeservice-selskapene sin forhandlingsmakt* som tjenesteleverandører



---

overfor oljeselskapene – og man kan se på *oljeselskaperenes forhandlingsmakt* som leverandører av olje til kunder.

Olje- og gassektoren er en svært sammensatt bransje med mange ulike aktører. I kapittel 7.1 vil det bli nærmere forklart hvilke prosesser som foregår rundt utviklingen av et oljefelt, og hvor mange deltakere som er involvert. Kort sagt består sektoren av selskaper spesialisert på å levere tjenester innenfor rigg (drilling), subsea-enheter og seismiske tjenester. Disse er som oftest involvert i fasene ved leting og utbygging av et oljefelt. I tillegg har man en bred miks av selskaper involvert i produksjonsfasen av et oljefelt.

I likhet med oljesektoren er også selskaper relatert til oljeservice-sektoren veldig konjunkturfølsomme. Spesielt oljeprisen isolert sett har gjennom historien vist seg å korrelere med investeringsbeløpene gjort på sokkelen (Mohn 2007). Dette kan bety at etterspørselen etter oljeservice-selskaperes tjenester er høy i tider med høy oljepris, og lav i tider med lav oljepris. I den grad oljesektoren er en såpass sammensatt bransje med aktører i ulike deler av verdikjeden som er avhengige av hverandre, kan man si at leverandørenes makt er lav til middels høy. Oljeservice-selskaper vil sannsynligvis ha større makt overfor mindre E&P-selskaper (Det norske, Rocksource, North Energy etc.) som i større grad vil være avhengig av deres tjenester, kontra integrerte oljeselskaper som f.eks Statoil.

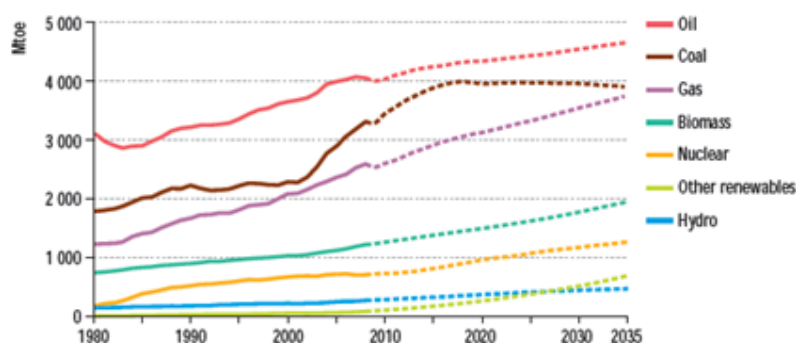
Oljeselskapene som leverandører av råvaren olje mot kunder, har stor forhandlingsmakt i markedet. Dette kommer hovedsakelig som et resultat av at kundene har en lav (eller ikke-eksisterende) grad av produktdifferensiering. I tillegg blir prisen for olje bestemt av det globale markedet, men med 80 % av de globale oljereservene har OPEC-kartellet stor makt over tilbudssiden. Deres makt over oljeprisen er allerede beskrevet i PESTEL-analysen i kapittel 4.2.

**Graden av rivalisering** i oljeindustrien kan sies å være middels til stor. Bransjen består av en liten andel gigantiske selskaper, og en stor andel mindre selskaper. Dette gjør at konkurranseintensiteten kan betegnes som høy, men det er også verdt å merke seg at flere feltutviklinger er preget av samarbeid mellom en rekke selskaper. Feltet denne oppgaven omhandler baserer seg på et samarbeid mellom fem uavhengige oljeselskaper, og dette har også vært en normal praksis ved flere

andre utviklinger på norsk sokkel. Siden produktdifferensiering er ikke-eksisterende (alle selger samme produkt), vil ingen av selskapene ha noe konkurransefortrinn på inntektssiden. Dermed er fokuset i oljeindustrien lagt mer over på kostnadssiden, og økt produktivitet for å minimere produksjonskostnaden per fat. Høye avviklingsbarrierer er en faktor som er spesielt stor for de integrerte oljeselskapene. Ved å være integrerte oljeselskaper vil det si at de deltar i aktiviteter både i oppstrøms- og nedstrømsfasen. Oppstrømsfasen inkluderer leting og produksjon av oljeforekomster, mens nedstrømsfasens aktiviteter går ut på å raffinere råoljen og distribuere det ut til markedet. Disse anleggene benyttet til raffinering er svært komplekse og av stor størrelse. Mongstad-anlegget med Statoil ASA som majoritetseier har de senere årene gått med milliardunderskudd, og var også under bygg- og utviklingsfasen preget av enorme budsjettoverskridelser. Men finansielle, strategiske og følelsesmessige kostnader fører til avviklingsbarrierer som gjør at en bedrift velger å fortsette å være på konkurransearenaen selv om den ikke tjener penger (Lunnan 2010, 205).

*Trusselen fra substitutter* kan i dag klassifiseres som lav, men p.g.a. oljens egenskaper som en ikke-fornybar ressurs vil substitutter være uunngåelige en eller annen gang i fremtiden. Substitutter er aktører som kan dekke en kundes behov på en annen måte enn det bedriftene på konkurransearenaen kan (Lunnan 2010, 210). I dette tilfellet vil det si produkter som kan dekke de behovene oljens attributer i dag tilfredsstiller.

WEO (2010) har laget et anslag på fremtidig etterspørsel etter brensel fram til 2035. Som vi ser i figuren under er det ventet at olje fortsatt vil være den ledende energikilden sammen med kull og gass. Lengre nede på skalaen vil man også se økende etterspørsel etter fornybare ressurser som biomasse, vann-, sol- og vindenergi i fremtiden.



Figur 10: Globalt etterspørsel etter brensel (WEO 2010)

Med dagens fokus på miljø og klimaproblematikk har man sett et økende fokus mot fornybare energiresurser. Regjeringer og statlige organer over hele verden har gitt økende bidrag til investeringer og utvikling av ny teknologi, hovedsakelig som en følge av utslippsproblematikk tilknyttet dagens energiresurser, og for å diversifisere tilbudssiden av fremtidig energi. Dagens problem med fornybare ressurser er at det er veldig kostnadskrevenende i forhold til produksjon av olje og gass. Dermed har interessen fra investorer vært laber, og man har sett at offentlige støttetiltak som subsidier har vært nødvendig for å få disse bedriftene til å gå rundt.

Som et eksempel på denne problematikken kan man se til det norske solenergiselskapet Renewable Energy Corporation (REC) som ble børsnotert på Oslo Børs i 2006. Selskapet hadde på sitt høyeste i 2007 en markedsverdi på drøyt 150 milliarder norske kroner (E24 2010). Siden den gang har markedsverdien sunket hele 98 prosent, og per 25.05.12 har selskapet en markedsverdi på 2,5 milliarder norske kroner.

Nedenfor følger en oppsummering av Porters 5 Forces, med trusselnivå for hver kategori:

Nye aktører	Kunder	Leverandører
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Store inngangsbarrierer                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kapitalintensivt</li> </ul> </li> <li>• Skatterefusjon på leteboring i Norge</li> <li>• Stordriftsfordeler</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transport står for 60 %</li> <li>• Ingen produktdifferensiering</li> <li>• Større innslag av alternative brennstoff i fremtiden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• S sammensatt bransje                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Integrert vs. E&amp;P</li> </ul> </li> <li>• Subsea, rigg, drilling, seismikk</li> <li>• OPEC-kartellets tilbudsmakt</li> </ul>
LITEN	LITEN	MIDDELS / STOR
Rivalisering		Substitutter
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Samarbeid om feltutvikling                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Homogent produkt</li> </ul> </li> <li>• Fokus på kostnadskontroll</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solenergi, atomkraft, vindenergi, vannenergi</li> <li>• Subsidiertes av myndigheter                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kan være en trussel i fremtiden</li> </ul> </li> </ul>
MIDDELS		LITEN

---

## 5 Makroøkonomisk analyse

### 5.1 Oljepris

#### 5.1.1 Hva er petroleum?

Mesteparten av dagens olje- og gassforekomster på norsk sokkel har opphav i et tykt lag av leire som befinner seg flere tusen meter under havbunnen. For over hundre millioner år siden dannet det seg store mengder av død planteplankton, som etterhvert ble gravlagt dypere og dypere. Gjennom kjemiske endringer og senere varmepåvirkning, er dette grunnlaget for dannelsen av flytende hydrokarboner og gass i berggrunnen (Norsk Petroleumsverksemd 2011, 13). Etter utvinning av petroleumsforekomster vil deretter et oljeraffineri fremstille bl.a. bensin, diesel og flydrivstoff i ulike kvaliteter fra råoljen. Fra oljen produseres også mange ulike mellomprodukter som plast, syntetisk gummi, syntetiske fibrer, maling og lakk. De viktigste grunnstoffene i olje og gass er hydrogen og karbon, derfor benyttes fellesbetegnelsen hydrokarboner (Bedringås 2006, 6).

#### 5.1.2 Prismekanismer for olje

Markedet for olje kan i mikroøkonomisk terminologi betegnes som et frikonkurransemarked. Oljeprisen avgjøres av totalt tilbud og etterspørsel i markedet, og både kjøpere og selgere kan antas å være pristakere, hvilket er en forutsetning. Andre forutsetninger er at vi står overfor et homogent produkt – hvilket olje er – og at det ikke kan oppnås arbitrasje i markedet. Med arbitrasje menes at det er mulig å oppnå en risikofri gevinst ved kjøp og salg (Riis og Moen 2011, 178). Fordi Brent-olje er et enkelt, likvid produkt som handles på børs, eliminerer dette mulighetene for å oppnå arbitrasjegevinster.

Selgerne står for *tilbudskurven* i markedet. Man antar at for en gitt pris,  $p$ , ønsker aktøren å produsere den mengden som gjør at aktørens profitt blir størst mulig. Tilbudet er dermed representert ved funksjonen  $x = s(p)$ . Hvis vi summerer tilbudskurvene til alle aktørene i markedet, får vi den samlede tilbudskurven, som er gitt ved:

$$S(p) = s_1(p) + s_2(p) + \dots + s_n(p)$$

Siden de individuelle tilbudskurvene er stigende funksjoner av prisen, er også det samlede tilbudet fra aktørene sett under ett en stigende funksjon av prisen.

Markedets *etterspørselskurve* kan betegnes som en fallende funksjon av prisen. Det vil si at høyere pris betyr lavere etterspørsel. Dermed kan vi skrive etterspørselskurven for aktør  $i$ , referert til som den individuelle etterspørselskurven, som en funksjon av prisen på varen vi ser på,  $x_i = d_i(p)$ . Markedets samlede etterspørselskurve er dermed gitt ved summen av enkeltaktørenes etterspørsel, hvilket vil gi:

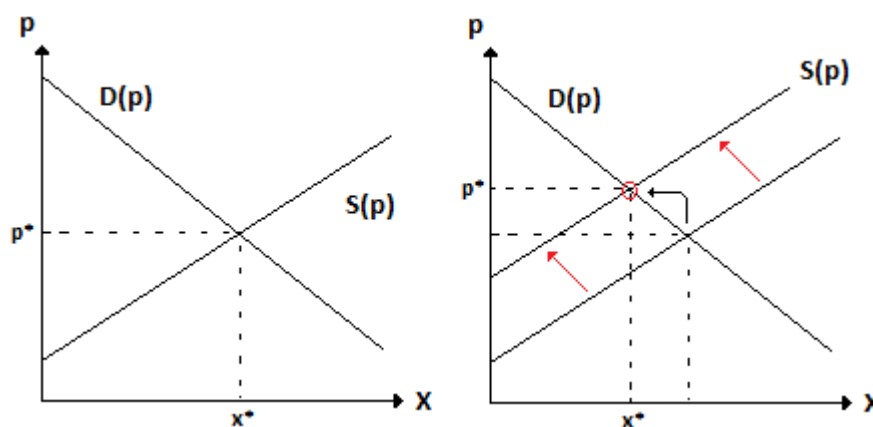
$$D(p) = d_1(p) + d_2(p) + \dots + d_n(p)$$

Siden de individuelle etterspørselskurvene er en fallende funksjon av prisen, er også den samlede etterspørselen en fallende funksjon av prisen. Når tilbud er lik etterspørsel, har vi *markedslikevekt*, det vil si når:

$$S(p) = D(p)$$

Til likevektspris får alle aktørene solgt det de ønsker å selge, og alle aktører får kjøpt det de ønsker å kjøpe – til den gitte prisen.

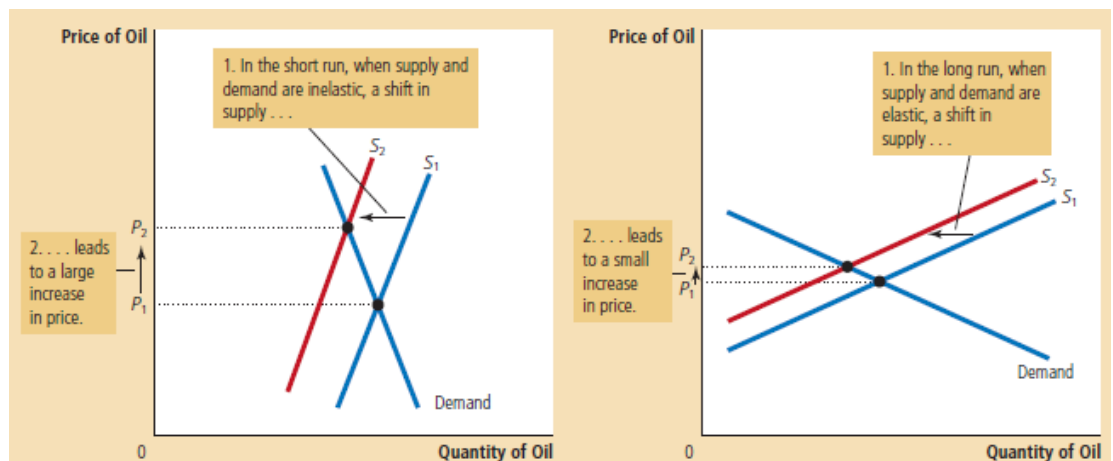
Det som kjennetegner oljeindustrien er selgernes makt over tilbudskurven – eller retttere sagt OPEC-kartellets makt over tilbudskurven. Et eksempel ved dette var da de i 1973 kuttet oljeproduksjonen kraftig, og skapte dermed et tilbudssjokk som medførte et skift i tilbudskurven. Dette gjorde at den nye tilbudskurven ble flyttet oppover i diagrammet. Av figuren nedenfor ser vi da at prisen må stige for at markedet igjen skal bringes i likevekt. Med lavere mengde og høyere oljepris er markedet igjen tilbake i likevekt.



Figur 11: Oljens prismekanisme (Riis og Moen 2010)

### 5.1.3 Elastisiteter

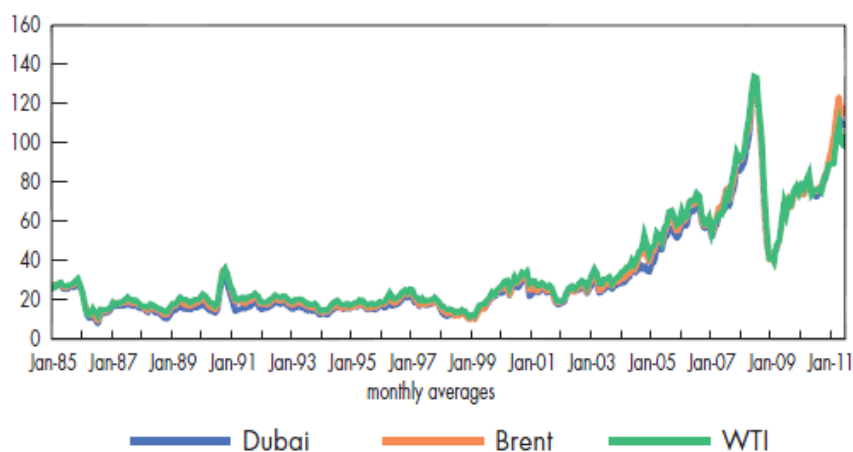
Historien har vist at OPECs tilbudsrestriksjoner har ført til ulike konsekvenser på kort og lang sikt. Som vi ser av figurene under er tilbud- og etterspørselskurven langt brattere dersom man ser situasjonen på kort sikt (venstre figur) enn på lang sikt (høyre figur). På kort sikt er tilbud og etterspørsel uelastisk fordi produsentene av olje ikke umiddelbart klarer å erstatte manglende tilbud. De som etterspør oljen anses også som uelastiske fordi de ikke reagerer på prisøkningen over natten. På lengre sikt vil derimot oljeprodusentene gjøre tiltak for å tilfredsstille etterspørselen ved å produsere ytterligere. Samtidig kan konsumentene som følge av den økte oljeprisen bli mer konservative, f.eks ved å skifte ut en gammel bil med en nyere og mer drivstoffeffektiv en. På lang sikt sier man at tilbud og etterspørsel er elastisk. Resultatet av dette er at ved et tilbudssjokk i markedet vil prisen øke drastisk på kort sikt, men langt mindre på lang sikt (Mankiw 2011, 103-105).



Figur 12: Oljeprisens elastisiteter (Mankiw 2011)

### 5.1.4 Historisk oljepris

Oljeprisen har det seneste tiåret vært kjennetegnet ved stor ustabilitet etter lengre tid med priser rundt \$10 per fat. Før finanskrisen i 2008 så man oljeprisen stige mot rekordnivåer opp til \$140 per fat, før det falt drastisk helt ned til bunnen på \$35 per fat. På dette tidspunktet valgte OPEC å kutte produksjonen for å forsøke og stoppe prisen. Dette ga et skift i tilbudskurven i markedet, og etter dette har oljeprisen på nytt steget opp mot gamle nivåer vi så før finanskrisen. Oljeprisen i nominelle verdier fra 1985 til i dag er i figuren nedenfor (IEA 2011).

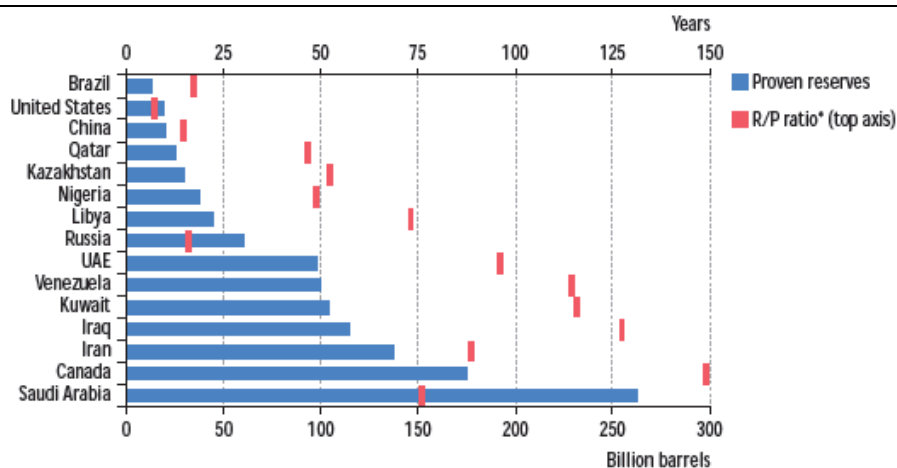


Figur 13: Oljeprisen fra 1985-2011 (IEA 2011)

Over historien har man flere ganger sett at oljeprisen har reagert som en følge av geopolitiske hendelser. Hendelser som øker usikkerheten rundt fremtidig tilbud har en tendens til å øke oljeprisen. Samtidig har man også sett at kriser relatert til negativ vekst i verdensøkonomien gir fall i oljeprisen som en følge av fallende etterspørsel. Dette har man historisk opplevd bl.a. under Asia-krisen på slutten av 1990-tallet og mer merkbart under finanskrisen i 2008.

### 5.1.5 Globale oljereserver

I følge WEO (2010, 113) hadde man i slutten av 2009 påviste oljereserver på 1354 milliarder fat olje. Påviste oljereserver er definert som forekomster man med 90 % sikkerhet kan utvinne. Dette er en dobling av oljereserver fra 1980, og en økning på over 30 % det siste tiåret. Men det er verdt å merke seg av halvparten av økningen det siste tiåret stammer fra ukonvensjonell utvinning fra oljesanden i Canada. Samtidig hersker det noe usikkerhet rundt tallene – spesielt fra OPEC-landene, som man antar står for rundt 70 % av de globale oljereservene. Nedenfor er en figur over de 15 landene i verden med flest oljereserver.



Figur 14: Globale oljereserver (WEO 2010)

Norge er å anse som en miniputt i den globale sammenhengen, og hadde ved årsslutt 2009 oppgitt påviste oljereserver på 5,7 milliarder fat olje (CIA 2011).

### 5.1.6 Fremtidig tilbud og etterspørsel

International Energy Agency har i World Energy Outlook 2010-rapporten (2010, 113-133) lagt til grunn for tre ulike fremtidige scenarier. ”*New Policies Scenario*” er hovedscenariet i rapporten, og legger til grunn for fastlagte politiske mål og planlagte tiltak tilknyttet fremtidig energibruk.

Med dette scenarioet estimerer IEA en økning i produksjon og tilbud av olje fra 2009-nivåer på 81 millioner fat per dag til 96 millioner fat per dag i 2035. Produksjon fra OPEC-landene er ventet å øke kraftig de kommende årene, fra 33,4 millioner fat per dag i 2009 til 49,9 millioner fat per dag i 2035. Til sammenligning vil produksjonen fra ikke-OPEC-land ligge jevnt rundt dagens nivåer på 46 millioner fat per dag. Dette tilsier at OPEC-kartellet kan få en økt innflytelse på det globale tilbudet i fremtiden, og dermed også større makt over prisen. Den globale produksjonen av råolje vil ha en stabil produksjonsbane på dagens nivåer også i 2035, men man vil se en større økning i utvinning av ukonvensjonell olje og NGL (Natural gas liquids). Ukonvensjonell oljeutvinning er ventet å firedobles fra 2009 til 2035. (Se vedlegg 3 for fullstendige estimater). WEO (2010, 102-113) antar at den globale befolkningsveksten og videre økonomisk vekst vil være hoveddriverne for oljeetterspørselen i fremtiden. Når man ser på ”*New Policies Scenario*” antas det at tilbud og etterspørsel vil ligge på like nivåer. I 2035 estimeres det at man vil få en global etterspørsel på 99 millioner fat olje per dag. I utviklede OECD-land vil man se en fallende



etterspørsel, mens ikke-OECD-land vil få en stor økning i etterspørsel. Sammenlignet med 2009, hvor ikke-OECD-land sto for 46 % av den globale etterspørselen, er dette ventet å øke til 61 % i 2035. Dette er som en følge av høy økonomisk vekst, stor befolkningsvekst – og dermed også en større etterspørsel etter mobilitet i samfunnet. Kina og India er de landene som vil ha den desidert største økningen i oljeetterspørsel fremover. Fra 2009 og frem til 2035 estimeres det en årlig gjennomsnittlig økning i etterspørsel på henholdsvis 2,4 % og 3,6 %. Ser man videre mot sektorene som etterspør oljen vil transportsektoren stå i spissen for den fremtidige etterspørselsveksten. Kina alene vil stå for halvparten av den globale etterspørselsveksten for bruk av olje i transportsektoren. Dette er som en følge av økte personlige inntekter, flere veier og dermed økende antall biler. I 2009 estimerte man 40 millioner biler i Kina, nesten dobbelt så mye som det var tre år tidligere (se vedlegg 4 for fullstendige estimater).

### 5.1.7 Fremtidige oljepriser

Som historien har vist, er det nært sagt umulig å spå fremtidens priser på råvarer. Oljeprisen er svært volatil, og avhenger av uendelig mange små og store variabler som f.eks krig, terrorisme, naturkatastrofer for å nevne noen. IEA forsøker å spå oljeprisen fram til 2035 i tre ulike scenarioer, og i likhet med forrige del tas det sikte på ”*New Policies Scenario*” her. WEO (2010, 69-72) antar at oljeprisen vil holde en stødig vekst gjennom hele perioden fram til 2035, som en følge av større global etterspørsel og avtakende oljereserver. I nominelle priser estimeres det en oljepris på \$204,1 per fat i 2035 (figur nedenfor).

		New Policies Scenario					
	Unit	2009	2015	2020	2025	2030	2035
<b>Real terms (2009 prices)</b>							
IEA crude oil imports	barrel	60.4	90.4	99.0	105.0	110.0	113.0
<b>Natural gas imports</b>							
<i>United States</i>	<i>MBtu</i>	4.1	7.0	8.1	9.1	9.9	10.4
<i>Europe</i>	<i>MBtu</i>	7.4	10.6	11.6	12.3	12.9	13.3
<i>Japan</i>	<i>MBtu</i>	9.4	12.2	13.4	14.2	14.9	15.3
OECD steam coal imports	tonne	97.3	97.7	101.7	104.1	105.6	106.5
<b>Nominal terms</b>							
IEA crude oil imports	barrel	60.4	103.6	127.1	151.1	177.3	204.1

Figur 15: Prediksjon av fremtidig oljepris (WEO 2010)

## 5.2 Valuta

Den globale oljeprisen noteres og handles i amerikanske dollar (USD). For selskaper som er basert i Norge og benytter den norske kronen (NOK) i regnskapssammenheng, vil svingninger i dollarkursen gi direkte innvirkninger på inntektssiden. Selv moderate forandringer på noen prosentpoeng i USD/NOK-kursen kan gjøre store utslag dersom et oljeselskap er inne i en fase med høyt produksjonsvolum.



Figur 16: Historisk valutakurs USD/NOK (Norges Bank 2012)

Som vi ser har den amerikanske dollaren svekket seg mot den norske krona fra 2001 og til i dag. Dette vil si at USD har depreciert mot NOK. For de norske oljeselskapene er dette dårlig nytt, da dette vil ha negative innvirkninger på inntektene.

Svingninger i valutakurser er et utfordrende problem, og er vanskelig å forutse i fremtiden. To hovedteorier som tar utgangspunkt i landenes rente- og prisnivå forsøker å forklare den langsiktige virkningen det har på valutakursene mellom to eller flere land.

### 5.2.1 Renteparitet

I OECD-området er det fri adgang til å plassere penger og låne i andres land sin valuta. Dersom finansinstitusjoner eller bedrifter låner penger i en valuta utstedt i et annet land, vil dette føre til internasjonale kapitalbevegelser. Slike kapitalbevegelser fører til at renter på verdipapirer og valutakurser i ulike land henger sammen. Likevektsmekanismer i finansmarkedene vil sørge for at det ikke skal være mulig å tjene lettvinde penger på å låne billig i et land, for så å plassere

de dyrt i et annet land. Steigum (2006, 219-220) forklarer renteparitet gjennom følgende formel:

$$i = i^* + g_E \leftrightarrow g_E = i - i^*$$

Hvor  $i$  er den nominelle avkastningen av verdipapirer i hjemlandet, og  $i^*$  er den nominelle renten i utlandet.  $g_E$  er definert som vekstraten i valutakursen, og kan skrives som:

$$g_E = \frac{(E_1 - E_0)}{E_0}$$

Hvor  $E_0$  er valutakursen på plasseringstidspunktet, og  $E_1$  er valutakursen etter ett år.

Resultatet av dette er at nominell renteparitet krever at innenlandsk rente skal være lik utenlandsk rente pluss vekstraten i valutakursen – eller sagt på en annen måte; vekstraten i valutakursen må være lik rentedifferansen. Det investorene tjener på høyere rente innenlands, taper de ved at landets valuta blir mindre verdt.

### 5.2.2 Kjøpekraftsparitet

En sentral valutakursteori er forutsetningen om *kjøpekraftsparitet*. Denne teorien innebærer at priser og valutakurser på lang sikt tilpasser seg slik at samme vare får samme pris både hjemme og ute når man måler i felles valuta (Steigum 2006, 209). Kjøpekraftsparitetteorien tar utgangspunkt i følgende formel:

$$P = EP^* \leftrightarrow E = \frac{P}{P^*}$$

Hvor  $E$  er den nominelle valutakursen (f.eks 6 NOK for 1 USD),  $P$  er prisnivået i hjemlandet, og  $P^*$  er prisnivået som måles i utenlandsk valuta. Vi ser av ligningen at hvis pengepolitikken i de to landene fører til forskjellig utvikling i prisnivåene, vil valutakursen måtte justere seg for at ligningen skal holde. Ved å sette denne ligningen på vekstform får vi en sammenheng mellom vekstraten i valutakursen ( $g_E$ ), og inflasjonsraten i hjemlandet ( $\pi$ ) og i utlandet ( $\pi^*$ ).

$$\pi = g_E + \pi^* \leftrightarrow g_E = \pi - \pi^*$$

Resultatet er at det ved kjøpekraftsparitet vil være differansen mellom inflasjonsraten hjemme og i utlandet som er veksten i valutakursen.

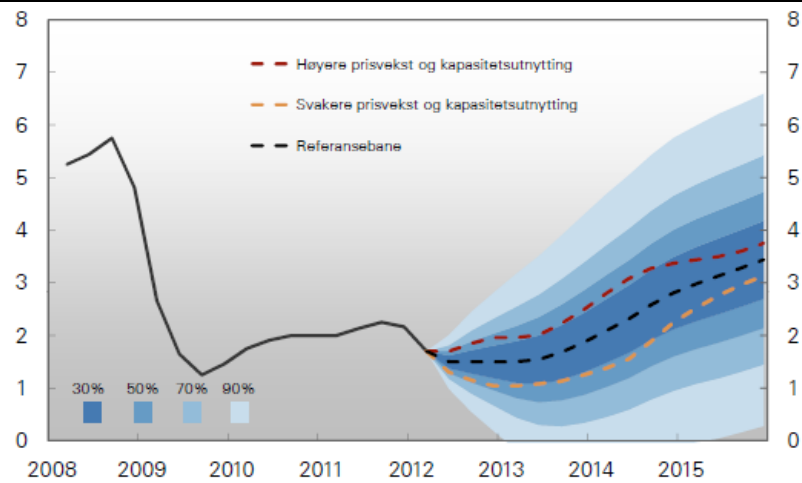
---

Bjørnstad og Jansen (2006) har forsket på kronens utvikling mot euroområdet på kort og lang sikt. Sammen med rentedifferansen og inflasjonsforskjellen har de også lagt inn oljeprisen som en variabel for estimering av fremtidig valutakurs. Begrunnelsen for dette er at oljeprisen har en stor betydning for Norges handelsbalanse overfor utlandet. Med en vedvarende høy oljepris vil det gi markedet forventninger om betydelige overskudd også i fremtiden. Slike overskudd innebærer at Norge kan tape konkurransevne og likevel opprettholde langsiktig balanse i utenriksøkonomien. Aktørene vil da forvente en styrking av realvalutakursen (Bjørnstad og Jansen 2006, 43).

Hovedfunnene fra deres modell er at rentedifferansen i euroområdet opp mot Norge ser ut til å ha en svært klar og varig effekt på valutakursen på lang sikt. Oljeprisendringer ser også ut til å slå ut på kort sikt, men på lang sikt viser det kun en svak statistisk signifikans. Mer konkret viser modellen at en nedgang i oljeprisen på 10 prosent vil svekke den norske kronen med 0,7 prosent etter fire kvartaler – deretter blir effekten noe svakere. På lang sikt vil en slik nedgang i oljeprisen svekke krona med 0,5 prosent.

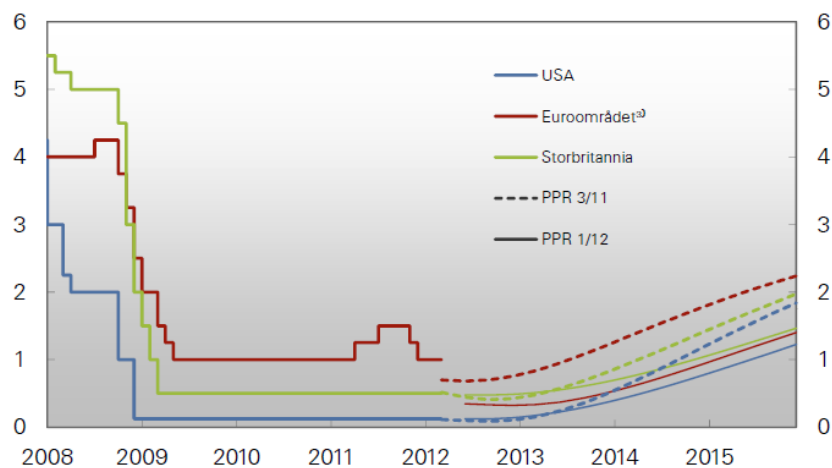
### ***5.2.3 Fremtidsutsikter***

Styringsrenten i Norge er per 25.05.2012 på 1,5 prosent. Som en følge av uroen i finansmarkedene, og lav eller negativt vekst flere steder i Europa vil Norges Bank sannsynligvis holde styringsrenten relativt lav her hjemme. Svake vekstutsikter i utlandet og en sterk krone bidrar til å dempe den økonomiske veksten og inflasjonen i Norge, til tross for et høyt aktivitetsnivå i norsk næringsliv. I den foreløpige prognosen fra Norges Bank (2012) i figuren nedenfor estimerer man en gradvis økning av styringsrenten opp mot 3,5 prosent i slutten av 2015. Samtidig påpekes det at den internasjonale uroen gjør at fremtidsestimaterne er beheftet med stor usikkerhet.



Figur 17: Anslag på styringsrente (Norges Bank 2012)

Som vi ser av figuren nedenfor ligger styringsrenten i flere land – og spesielt USA markert i blått – nært null. Den amerikanske sentralbanken har kommunisert at styringsrenten mest sannsynlig vil ligge nær null fram til slutten av 2014. Disse estimatene kan tyde på at rentedifferansen mellom Norge og USA i fremtiden vil ligge rundt dagens nivå.



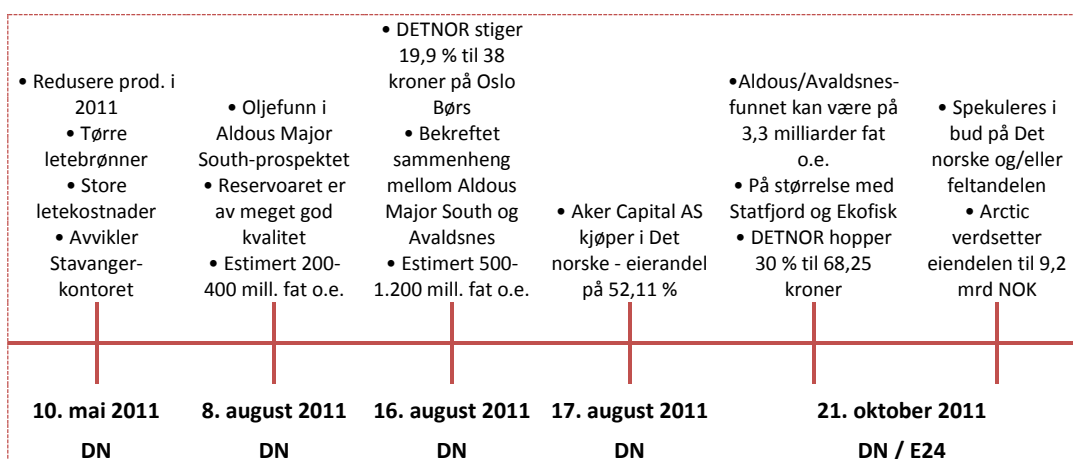
Figur 18: Styringsrenter i utlandet (Norges Bank 2012)

## 6 Johan Sverdrup-feltet

### 6.1 Bakgrunn

Aldous-funnet i Nordsjøen ble offentliggjort 8. august 2011. Sammen med operatør Statoil ASA og partnerne Petoro AS og Lundin Norway AS hadde Det norske vært med på sitt desidert største oljefunn gjennom selskapets historie. Tidlige beregninger viste at størrelsen på funnet var mellom 200 og 400 millioner fat oljeekvivalenter. Med sin andel på 20 prosent vil dette si mellom 40 og 80 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske. Senere skulle imidlertid ressursestimatene vise seg å øke betydelig. Kun en uke etterpå ble det offentliggjort en pressemelding om en dobling av de tidligere estimatene. Samtidig tydet boringene på en kommunikasjon mellom reservoaret i Aldous Major Sør og nabolisensen Avaldsnes. Sistnevnte var et oljefelt Det norske ikke hadde andel i. Avaldsnes-feltet hadde også ressursestimater på samme nivå som Aldous-feltet, noe som gjorde at disse to feltene samlet sett kunne hevde seg blant de største oljefunnene på norsk sokkel gjennom historien.

I oktober 2011 boret Statoil en avgrensingsbrønn med positive funn som doblet verdien av Aldous ytterligere. Basert på reservoarinformasjonen estimerte Statoil at Aldous-feltet inneholdt mellom 900 og 1500 millioner fat utvinnbare oljeekvivalenter, med et forventningsvolum på 1,2 milliard fat (Newsweb 2011).



Tabell 1: Nyhetssaker (mai 2011-oktober 2011)

I løpet av høsten og vinteren ble det klart at de to feltene hang sammen og måtte slås sammen til ett felles utbyggingsprosjekt. Under en næringskonferanse i Sandefjord 17. januar 2012, annonserte Olje- og energiminister Ola Borten Moe at Aldous/Avaldsnes-feltet skulle omdøpes til Johan Sverdrup-feltet.

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pareto anslår utvinningsgrad på 70-80 prosent</li> <li>• ABG Sundal Collier verdsetter eierandelen i funnet til 125 kroner per aksje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feltene slås sammen</li> <li>• Statoil vs. Lundin om operatørskap</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lundin Petroleum avsluttet boring av ny avgrensningsbrønnen</li> <li>• Liten reduisering i estimat</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• OD anslår rundt 1,8 mrd fat o.e.</li> <li>• Understreker samtidig at usikkerheten er stor</li> <li>• 0,9 mrd til 2,5 mrd fat</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feltet omdøpes til Johan Sverdrup</li> <li>• Statoil blir operatør</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spår splid om unitisering av feltet</li> <li>• Det norskek reservoerandel av best kvalitet</li> </ul>
24. oktober 2011 E24	11. november 2011 E24	16. januar 2012 E24	16. januar 2012 DN	17. januar 2012 SA	23. mars 2012 HegnarOnline

Tabell 2: Nyhetssaker (oktober 2011-mars 2012)

Per mai 2012 hersker det fortsatt stor usikkerhet om det totale ressursestimatet på Sverdrup-feltet. Operatøren Statoil estimerer den endelige reservoarstørrelsen til å være et sted mellom 1,7 og 3,3 mrd utvinnbare fat oljeekvivalenter. Dette er fordelt mellom de to lisensene PL265 og PL501.

### 6.2 Tekniske data

Johan Sverdrup-feltet er lokalisert i den midtre delen av Nordsjøen, i det som kalles Utsirahøyden. Feltet ligger ca. 140 kilometer vest for Stavanger, og befinner seg nesten midt mellom de to største oljefeltene på norsk sokkel – Statfjord og Ekofisk.

Felt	Selskap	Ressurser	Felt	Selskap	Ressurser
<b>ALDOUS (PL265)</b>	Statoil (40 %) Petoro (30 %) Det norske (20 %) Lundin (10 %)	0,9-1,5 mrd fat o.e.	<b>JOHAN SVERDRUP</b>	Statoil (?? %) Petoro (?? %) Det norske (?? %) Lundin (?? %) Maersk (?? %)	1,7-3,3 mrd fat o.e.
<b>AVALDSNES (PL501)</b>	Lundin (40 %) Statoil (40 %) Maersk (20 %)	0,8-1,8 mrd fat o.e.			

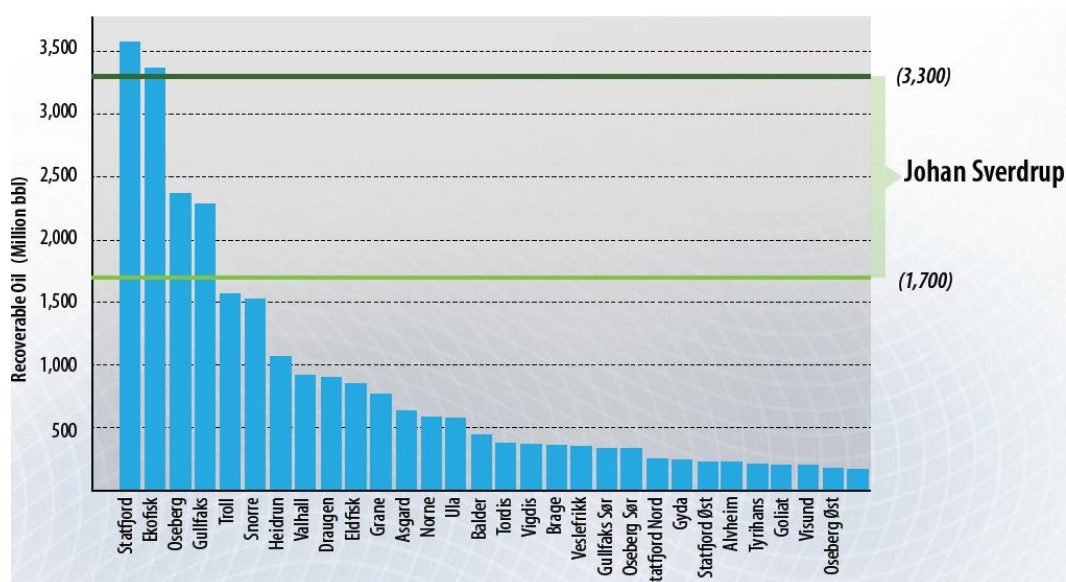
Figur 19: Avaldsnes/Aldous til Johan Sverdrup

Johan Sverdrup-feltet bestod opprinnelig av to separate lisenser – Aldous (PL265) og Avaldsnes (PL501). Etter første oljefunn og påfølgende borefaser kom det frem at de to feltene var sammenkoblet, og Olje- og energidepartementet bestemte at de skulle slås sammen til ett felles felt, med én enkel utbygging.

Reservoaret beskrives å holde en høy kvalitet, med høy porøsitet og lav viskositet i oljesanden. Dette gjør at den blir enklere å prosessere, og at kostnadssiden ved utvinning vil bli lavere. På den annen side vil det bli en selvstendig utbygging

p.g.a. lite etablert infrastruktur i nærheten, noe som kan føre til økte investeringskostnader. Vanddybden er 110 meter, og reservoaret befinner seg på 1900 meters dyp. På grunn av reservoarets høye kvalitet er det grunn til å tro at utvinningsgraden på feltet vil være relativt høy. I følge de involverte selskapene er det benyttet en konservativ utvinningsgrad i estimatene, gitt de særdeles gode reservoaregenskapene. Statfjord, som er et felt av tilsvarende størrelse og kvalitet, har i dag en utvinningsgrad på 66 % (Statoil 2011).

Sverdrup-feltet er antatt å ha en produksjonshorisonnt på 30-50 år. Selv om det totale ressurstematet for feltet fortsatt anses å være usikkert, er det ingen tvil om at dette er en av de største oljefunn noensinne gjort på norsk sokkel.



Figur 20: Ressurstemat - Johan Sverdrup-feltet (Lundin 2012)

Som vi ser av figuren over vil feltet i det øvre estimatet være helt der oppe med de to store elefantfeltene Statfjord og Ekofisk som ble oppdaget i hhv. 1974 og 1969.

### 6.3 Fremtidige prosesser

I løpet av 2013 har de involverte selskapene planlagt å bore fire avgrensingsbrønner. En avgrensingsbrønn er en letebrønn som har som formål å bestemme utstrekning og størrelse av et allerede påvist oljefunn.

Samtidig blir de involverte selskapene nødt til å bli enige om en såkalt unitisering av feltet. En unitisering forekommer vanligvis dersom et oljefunn strekker seg mellom to lands kontinentalsokkel. I dette tilfellet har myndighetene bestemt at oljefunnet som opprinnelig befant seg på to ulike lisenser, nå er blitt slått sammen



---

til én. Dette fører til at andelene til selskapene må justeres før den endelige PUDen leveres til myndighetene.

For enkelhets skyld forutsettes det under analysen at Det norske treffer sitt ressursestimat fra sin opprinnelige lisens (PL265). Med et estimat på 0,9 til 1,5 mrd. fat oljeekvivalenter og sin 20 % andel vil Det norske med all sannsynlighet ha rettighetene til mellom 180 og 300 mill. fat oljeekvivalenter fra det totale Sverdrup-feltet.

Selskapene signerte i mars 2012 en pre-unit avtale i arbeidet med planleggingsfasen av feltet. Statoil er blitt valgt som operatør. I følge selskapene er produksjonsstart ventet å skje i 2017-2018.

Før produksjonsstart må imidlertid selskapene ferdigforhandle en unitiseringsavtale med nye feltandeler. Deretter leveres en Plan for utbygging og drift (PUD) til myndighetene. Når denne er akseptert kan utbyggingsprosjektet starte.

---

## 7 Investeringsanalyse

### 7.1 Prosesser i oljeproduksjon

Smit (1997) deler opp verdikjeden i to separate faser; undersøkelse og produksjon. Jeg har valgt å utvide de to fasene inn til seks mer detaljerte faser tilpasset norsk kontinentalsokkel og oppgaven, som beskrevet i figuren nedenfor.



Figur 21: Prosesser i oljeproduksjon (Smit 1997)

Det hele starter med at regjeringen årlig kunngjør ledige lisenser og blokker på norsk kontinentalsokkel. Deretter kan selskapene søke om å få tillatelse til å drive lettevirksomhet og undersøkelser på sine foretrukkede steder. På bakgrunn av ulike kriterier tildeler Olje- og energidepartementet utvinningstillatelse til en stor gruppe selskaper. Vanligvis vil flere selskap dele på rettighetene til én lisens, men det vil bli utnevnt én operatør som vil få det operative ansvaret. Utvinningstillatelsen gjelder i første omgang for en leteperiode som kan vare inntil ti år.

Neste steg i prosessen handler om seismiske undersøkelser. Her vil en geofysiker lage et topografisk kart over havbunnen. Disse kartene er et bilde av geometrien til de ulike lagene i berget under havbunnen. Den vanligste teknologien for å få laget disse kartene er refleksjonsseismikk. Når en lydbølge treffer en grenseflate, blir noe av signalet reflektert, og resten fortsetter nedover, tilsvarende som for lysbryting. Dette skjer i grenseflaten mellom hvert lag nedover i berggrunnen (Bedringås 2006).

De seismiske tjenestene blir ofte utført av spesialiserte selskaper som utfører tjenester på vegne av sine klienter. Petroleum Geo-Services (PGS) og Electromagnetic Geoservices (EMGS) er bl.a. to store selskaper notert på Oslo Børs som tilbyr spesialiserte offshore tjenester.

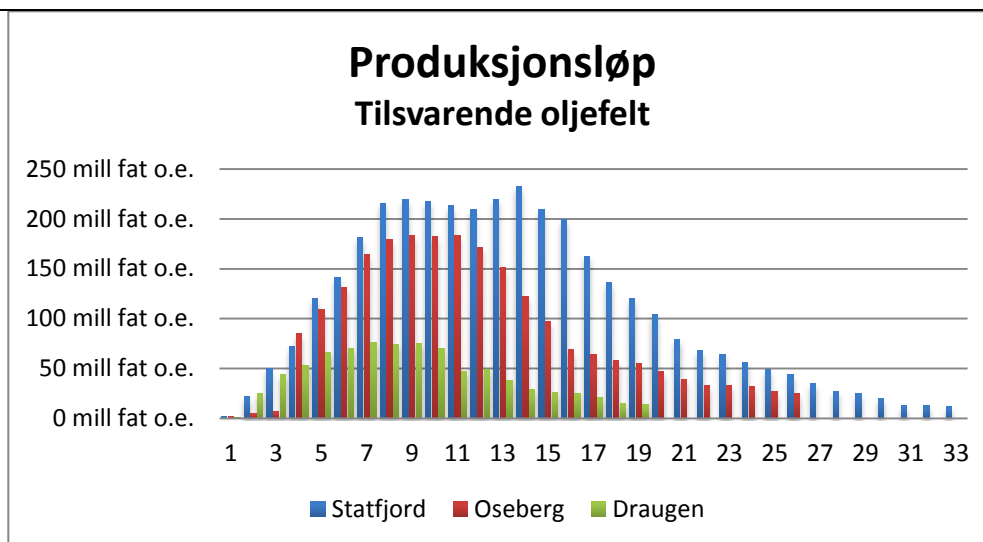
Dersom de seismiske undersøkelsene viser positive spor av hydrokarboner under havbunnen, vil selskapene starte en omfattende prosess med prøveboring. Her vil selskapene leie inn oljerigger fra drillingselskap. Avhengig av havdyp og struktur

---

på feltet kan flere ulike boreinnretninger benyttes. Den mest vanlige innretningen i Nordsjøen er et såkalt *delvis nedsenkbar borefartøy*. Denne riggtypen kan forflytte seg for egen maskin, og ved ankomst til stedet hvor boreoperasjon skal utføres, fylles pongtongene (ballasttankene) med vann slik at fartøyet blir liggende stabilt i sjøen.

I likhet med de seismiske tjenestene, er ofte riggene eid og driftet av egne selskap. Disse profitterer dermed på oljeselskap som må betale en leiekostnad for å benytte innretningene til prøve- og avgrensningsboring. Når etterspørselen er rimelig stor, vil leiekostnaden for en delvis nedsenkbar rigg være ca. 1,5 til 2 millioner kroner per dag. Avhengig av reservoarets egenskaper kan det ta fra 35 til 85 dager å bore en brønn (Bedringås 2006). Dersom en prøveboring påviser funn av olje vil det bli nødvendig med ytterligere boring av avgrensningsbrønner for å finne størrelsen på reservoaret.

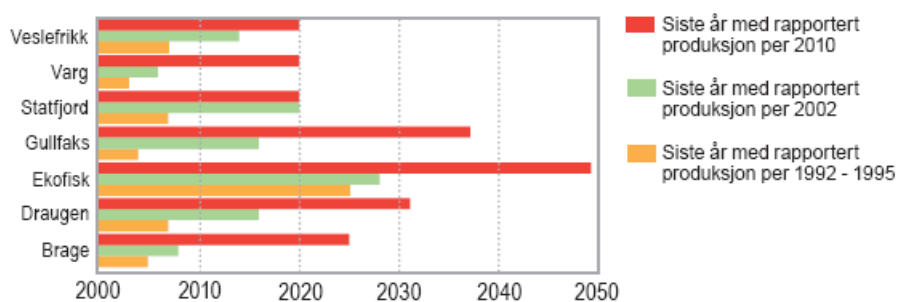
Dersom selskapene finner ut at de kan oppnå økonomisk profitt ved å produsere fra et oljefelt er de nødt til å levere en *Plan for utbygging og drift* – forkortet PUD – til myndighetene. Dette dokumentet vil avklare utbyggingskonsept, rettighetshavere, operatørskap etc. En vesentlig del av PUDen er også en konsekvensutredning hvor man utreder hvordan en utbygging vil virke inn på miljøet, fiskeriet og samfunnet ellers. Når PUDen blir endelig godkjent av Olje- og energidepartementet, vil oljefeltet være klart for utbygging og produksjon. Tiden det tar fra en prøveboring har påvist funn av olje fram til produksjonsstart er svært ulik fra felt til felt. Vanligvis vil det ta et sted fra fem til femten år. Produksjonsløpet til et typisk oljefelt er en tiltakende kurve de første ti årene. På denne tiden vil produksjonen ofte nå sitt toppunkt, før den deretter vil ha avtakende produksjon helt fram til reservoaret er tømt.



Figur 22: Produksjonsløp tilsvarende oljefelt (Oljedirektoratet 2012a)

Denne figuren viser hvordan det årlige produksjonsløpet har vært på felt tilsvarende Johan Sverdrup-feltet. Statfjord (3,568 mrd. fat o.e.) og Oseberg (2,372 mrd. fat o.e.) er felt av tilsvarende størrelse og reservoarkvalitet. Draugen (0,9 mrd. fat o.e.) er et noe mindre felt, men med den samme gode reservoarkvaliteten prøveboringer har avdekket på Sverdrup.

Produksjonsvarigheten vil i all hovedsak variere i takt med den størrelsen reservoaret i et felt har. Statfjord startet produksjonen i 1979, og feltet produserer fortsatt olje per. 6. april 2012. Ekofisk har produsert petroleumsforekomster i over 40 år. Vanligvis legger selskapene til grunn en produksjonsvarighet på 30-40 år for store felt ved innlevering av PUD.



Figur 23: Produksjonsvarighet (Norsk Petroleumsverksemd 2011)

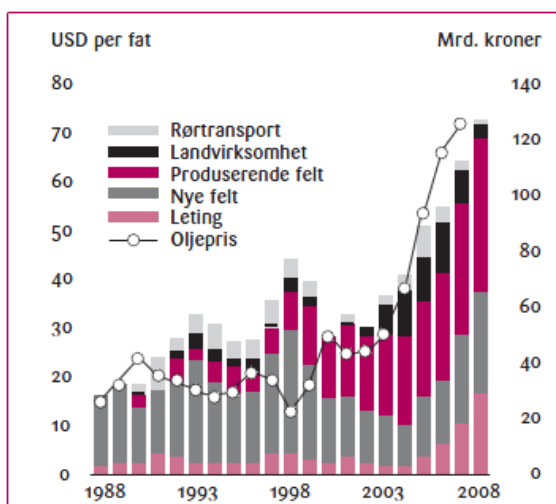
Som vi ser ut fra figuren ovenfor har feltene en tendens til å få økt estimert levetid for hvert år som går. Dette er et resultat av ny teknologi som gjør at utvinningsgraden (se 3.2.2) fra feltene øker. Utvikling og bruk av ny teknologi har vært svært viktig for å øke utvinningen, og det er den fremdeles. Teknologit utviklingen gjør at man kan bore brønner og utvikle felt på måter som tidligere var teknisk umulig.

Når reservoaret er tømt og produksjonen er ferdig, må feltet ryddes og fjernes. Selskapene som har vært involvert i produksjonsfasen av feltet må levere en avslutningsplan til myndighetene, hvor det redegjøres for hvordan innretningene skal disponeres i ettertid. Det er forbudt å dumpe og legge igjen utrangerte installasjoner, men rørledninger og kabler på havbunnen vil vanligvis ligge igjen så lenge de ikke utgjør en risiko for fiske.

## 7.2 Investeringer

Petroleumssektoren er kjennetegnet for å gi selskapene en ekstraordinær avkastning utover det vanlige. Men før olje- og gasselskapene kommer til det stadiet hvor de kan utvinne og produsere petroleumsforekomster, behøves det enorme kapitalkrevende investeringer. Bare i 2010 ble det investert for mer enn 130 milliarder kroner på norsk sokkel, og petroleumssektoren sto for 26 % av de samlede investeringer i landet (Norsk Petroleumsverksemd 2011, 23).

Utviklingen av et oljefelt forutsetter en rekke sekvensielle beslutninger gjennom mange år. Helt fra startfasen med leting og undersøkelser, til utbygging og produksjon og til slutt nedstenging av feltet. Under produksjonsfasen vil også teknologiutvikling gjøre at selskapene må investere for å maksimere produksjonspotensialet av oljefeltet (Mohn 2007).



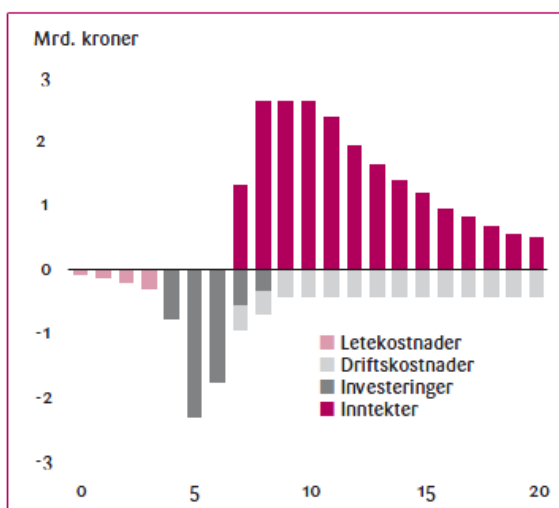
Kilde: Statistisk sentralbyrå (anslag for 2007 og 2008).

Figur 24: Oljepris og investeringer (Mohn 2007)

Som vist i figuren ovenfor har samlede investeringer en tendens til å følge oljeprisen. Dersom oljeprisen er høy nok, vil selskapenes inntekter overgå det de betaler i investerings- og produksjonskostnader per fat. Dette reflekteres også i de

historiske investeringstallene, hvor selskapenes incentiv til å investere i leting, produserende og nye felt er større jo høyere oljeprisen er.

Et typisk feltprosjekt som gjennomgår alle de seks stegene som vist i forrige kapittel, vil ha ulik grad av kostnader og inntekter på ulike stadier av verdikjeden. Typisk vil det ta 5 til 10 år fra et felt er undersøkt og selskapene som eier lisensen finner feltet kommersielt drivverdig. Deretter følger en fase med store kapitalkostnader forbundet med utbygging av oljeplattform og diverse produksjonsinnretninger på feltet. Når produksjonen så starter vil den ofte nå sitt toppunkt i løpet av noen få år, for deretter å ha en avtakende kurve til reservoaret er tømt.



Figur 25: Kontantstrøm fra stilisert feltprosjekt (Mohn 2008)

Denne figuren fra (Mohn 2008) viser kontantstrømmen fra et stilisert feltprosjekt. Inntekts- og produksjonskurven er velkjent fra det foregående kapitlet. Investeringene vil som vi ser være spesielt store i utbyggingsfasen. Under produksjonsfasen vil det være driftskostnader knyttet til produksjon, og investeringer knyttet til vedlikehold etterhvert som innretninger utrangeres. Aspektet ved teknologiutvikling på innretninger vil også berøres, som nevnt tidligere.

### 7.3 Kapitalkostnader (CapEx)

Et typisk kjennetegn for en oljefeltutbygging som Johan Sverdrup er at det er svært ressurskrevende. Dyre installasjoner krever store kapitalkostnader fra partene som er involvert i prosjektet. For investeringsprosjekter som strekker seg over nesten 40 år – slik som Sverdrup-feltet – oppstår det en betydelig usikkerhet rundt kostnadene til prosjektet. Som et eksempel fant man i 1987 at

---

raffineriprojektet på Mongstad hadde et avvik på hele 5 milliarder kroner mellom forventede (budsjetterte) og realiserte kostnader (Bøhren 1987).

Vanlig praksis rundt oljeprosjekter er at selskapene gir et estimat på kapitalkostnadene (CapEx) forbundet med prosjektet ved innlevering av PUD til myndighetene. I dette tilfellet er prosjektet inn i en såpass tidlig fase at en PUD ikke er blitt utarbeidet. For å finne et estimat på Det norske oljeselskaps forventede kapitalkostnader forbundet med prosjektet, har jeg tatt utgangspunkt i historiske data fra norsk sokkel. Med utgangspunkt i feltstørrelse (antall fat oljeekvivalenter) og varighet (antall år siden funn) har jeg gjennom multipl regressjon funnet et estimat på totale investeringskostnader forbundet med feltet. Neste delkapittel vil være en kort innføring i kvantitativ metode, før jeg presenterer estimatet som vil benyttes videre i analysen.

### *7.3.1 Kvantitativ metode*

For å estimere de totale kapitalkostnadene til Det norske oljeselskap forbundet med Sverdrup-feltet, vil denne utredningen benytte seg av regresjonsanalyse. Denne metoden tar utgangspunkt i å studere hvordan én eller flere uavhengige variabler påvirker den avhengige variabelen. Den matematiske modellen som beskriver dette forholdet kalles regresjonsligningen. Denne kan uttrykkes slik på lineær form:

$$Y_i = \beta_1 + \beta_2 X_2 + \dots + u_i$$

Skjæringspunktet gitt ved  $\beta_1$  er den forventede verdien av  $Y$  når  $X$  er lik 0. Verdien av stigningstallet  $\beta_2$  i modellen, gir oss den partielle effekten av  $X$  på  $Y$ , det vil si den forventede endring i  $Y$  som følge av én enhets endring i  $X$ . Fordi verden rundt oss ikke er deterministisk, er det blitt innført et stokastisk feilledd  $u$  i ligningen. Dette er definert som  $u = Y - \hat{Y}$ . Dette feilleddet kan tolkes som de variabler som påfører endring i  $Y$ , som modellen ikke greier å fange opp.

Det er viktig å påpeke at selv om en regresjonsligning skulle finne kvantitative sammenhenger mellom en avhengig variabel og én eller flere uavhengige variabler, vil ikke dette si at det nødvendigvis er kausalitet i modellen. Derfor burde alltid en modell ta utgangspunkt i fornuftig økonomisk teori (Gujarati og Porter 2010, 22).

Til å estimere parametrene i modellen benytter man minste kvadraters metode, på fagspråket kjent som *Ordinary Least Squares (OLS)*. Den beste tilpasningen på en lineær regresjonsmodell finnes ved å minimere avvikene mellom regresjonslinjen og de faktisk observerte verdiene. Prinsippet bak OLS er at verdiene på de ukjente parametrene  $\beta_1, \beta_2 \dots \beta_n$  blir estimert samtidig som summen av de kvadrerte avvikene skal minimeres. Matematisk kan dette formuleres på følgende måte:

$$\min L = \sum_{i=1}^n u_i^2$$

Tallverdien som minimerer  $L$  kalles *RSS (Residual Sum of Squares)*.

Å finne parameterestimaterne kan være en komplisert prosess, spesielt dersom vi har med multippel regresjon å gjøre. På den enkleste formen, en to-variabel regresjon, er det imidlertid relativt enkelt (Gujarati og Porter 2010, 35):

$$\beta_1 = \bar{Y} - \beta_2 \bar{X}$$

$$\beta_2 = \frac{\sum(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum(X_i - \bar{X})^2}$$

Når man estimerer denne regresjonsligningen med utgangspunkt i OLS, må fire antakelser holde for at OLS-estimatoren er *BLUE (best linear unbiased estimator)*.

1. Feilleddet har forventning lik null:  $E(u_i) = 0$
2. Variansen til feilleddet er konstant:  $var(u_i) = \sigma^2 < \infty$
3. Feilene er statistisk uavhengige av hverandre:  $Cov(u_i, u_j) = 0$  for  $i \neq j$
4. Det er ingen sammenheng mellom feilleddet og de uavhengige variabler:  $Cov(u_i, X_i) = 0$

Dersom alle disse fire antakelser holder, vil det si at OLS er den den estimatoren med minst varians blant alternative lineære forventningsrette estimatorer (Gujarati og Porter 2010, 60).

I forbindelse med regresjon er det ofte vesentlig å finne et kvantitativt mål på hvor god tilpasningen til den lineære regresjonslinjen er i forhold til datagrunnlaget. På matematisk form kan dette formuleres på følgende form:

$$(Y_i - \bar{Y}) = (\hat{Y}_i - \bar{Y}) + (Y_i - \hat{Y}_i)$$

$$TSS = ESS + RSS$$



$TSS$  (*Total Sum of Squares*) kan betegnes som variasjonen fra observasjon  $Y_i$  og verdien  $\bar{Y}$ . Den er summen av  $ESS$  (*Estimated Sum of Squares*) og  $RSS$  (*Residual Sum of Squares*). Dersom regresjonslinjen passer dataene ett hundre prosent vil  $RSS$  bli 0 og  $ESS = TSS$ . R-Squared ( $R^2$ ) er et forholdstall som benyttes for å måle hvor stor del av variasjonen i  $\hat{Y}$  som blir forklart av de uavhengige variablene i modellen. Mer presist (Gujarati og Porter 2010, 72):

$$R^2 = 1 - \frac{RSS}{TSS}$$

### 7.3.2 Estimerer fra regresjon

For å komme frem til et estimat på totale investeringskostnader (kapitalkostnader) til Det norske oljeselskap forbundet med Johan Sverdrup-feltet, har jeg tatt utgangspunkt i historiske data. Per 31.12.2010 var det 70 olje- og gassfelt i drift på norsk sokkel. Alle disse feltene har ulike størrelser, varighet og andel av investeringskostnader. Blant disse 70 feltene, er syv av de utelukkende fokusert rundt gassutvinning. For å unngå upresise data er disse dermed blitt betraktet som ”uteliggere”, og tatt ut fra det endelige datagrunnlaget.

For å finne et estimat på den avhengige variabelen  $Invest_i$  har jeg benyttet to uavhengige variabler  $Size_i$  og  $Year_i$  i regresjonsmodellen.

*Invest* = Total investeringssum tilknyttet feltet (i mrd. kr)

*Size* = Historisk størrelse på felt i antall fat oljeequivalenter

*Year* = Antall år fra feltfunn til 31.12.2010

Fordi konstantleddet ikke vil gi noen økonomisk tolkningsverdi, har jeg valgt å benytte en regresjonsligning uten dette.

$$Invest_i = \beta_1 Size_i + \beta_2 Year_i + u_i$$

Modellen estimeres med følgende resultater ( $n = 63$ ). Se vedlegg 7 for alle beregninger:

$$\widehat{Invest}_i = 0,0415 \cdot Size_i + 0,2692 \cdot Year_i + u_i$$

$R^2$  er i denne regresjonsligningen 0,936 (93,6%). Det vil si at de to uavhengige variablene forklarer 93,6 % av den totale variansen i investeringssummen tilknyttet et oljefelt. Med andre ord vil dette si at de resterende 6,4 % blir forklart av andre variabler enn størrelsen og varigheten på feltet.

---

I Johan Sverdrup-feltet er det blitt forutsatt en tidshorisonnt på 35 år fra 2013, med produksjonsstart i 2018 fram til 2047. Etter som feltet ble oppdaget i 2011 vil dette si at variabelen  $Year = 36$ . Dagens estimater tilsier at Det norskes andel av oljefeltet anslås å være 270 mill. fat oljeekvivalenter. Dette gjør at variabelen  $Size = 270$ . Innsatt i regresjonsligningen blir dette følgende:

$$\widehat{Invest}_t = 0,0415 \cdot 270 + 0,2692 \cdot 36$$

$$\widehat{Invest}_t = 11,205 + 9,691$$

$$\widehat{Invest}_t = 20,896$$

Estimatene fra regresjonen tilsier at et oljeselskap gjennomsnittlig må investere totalt 20,896 mrd. kr for et felt av en slik størrelse og tidshorisonnt. I tråd med teorien fra (Mohn 2008), som også er nevnt under kapittel 7.2, vil dette investeringsbeløpet bli fordelt ulikt utover tidshorisonnten til feltet. Majoriteten av beløpet vil benyttes i fasen før produksjonsstart (steg 3 og 4 fra kapittel 7.1). Det gjenstår fortsatt boring av avgrensingsbrønner for å få inn mer eksakt data av oljefunnet. Deretter vil neste fase med utbygging av selve feltstrukturen begynne før planlagt produksjonsstart i 2018. Under produksjon anslås det at en mindre andel av de totale investeringskostnadene vil benyttes til vedlikehold av innretninger etc.

---

## 8 Nåverdianalyse

### 8.1 Verdsettelsesteori

Det er mange ulike måter man kan verdsette et selskap eller et prosjekt på. Den mest foretrukke metoden å verdsette et selskap på er å finne selskapsverdien (Enterprise Value) ved å neddiskontere fremtidig fri kontantstrøm til totalkapitalen. Etter å ha funnet nåverdien av fremtidige kontantstrømmer kan man trekke fra markedsverdien av rentebærende gjeld i selskapet, for å komme frem til verdien av egenkapitalen i selskapet. Dette vil si hva selskapet er verdt for aksjonærene. Dividert med antall utestående aksjer i selskapet, vil man finne verdien til én aksje. Siden denne metoden tar utgangspunkt i kontantstrømmer som tilfaller totalkapitalen (dvs. både kreditorer og eiere), er det viktig at man benytter seg av et avkastningskrav til totalkapitalen (Koller et. al. 2005, 111).

Hensikten med denne oppgaven er å finne ut hvor mye Johan Sverdrup-feltet tilfører i verdi til Det norske oljeselskaps aksjonærer. Derfor vil denne utredningen benytte en verdsettelsesmetode som tar utgangspunkt i kontantstrømmene som tilfaller aksjonærene, neddiskontert med et avkastningskrav til egenkapitalen i selskapet. Mer konkret en *FCFE* (*Free Cash Flow to Equity*) neddiskontert med et avkastningskrav til egenkapitalen utledet fra kapitalverdimodellen. FCFE kan beskrives slik:

$$\text{FCFE} = \text{Resultat etter skatt} + \text{Avskrivninger/nedskrivninger} - \text{Kapitalkostnader (CapEx)} +/\text{- Endring i arbeidskapital} +/\text{- Endring i opptak av lån}$$

Dette er kontantstrømmen som er tilgjengelig for selskapet å betale i utbytte til aksjonærene. En økning i arbeidskapital vil ha negativ innvirkning på kontantstrømmen, mens et låneopptak vil ha positiv innvirkning på kontantstrømmen (Damodaran 2012).

Matematisk kan nåverdien av en fri kontantstrøm til egenkapitalen neddiskontert med et avkastningskrav til egenkapitalen formuleres slik:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{E(FCF_t)}{(1+r)^t}$$

---

Hvor  $r$  er definert som avkastningskravet til egenkapitalen i selskapet. Som vi ser av formelen er dette et prosjekt med en usikker kontantstrøm. Telleren i uttrykket gir ingen videre informasjon om risikoen i prosjektet. Belastningen for risikokostnad skjer derfor gjennom diskonteringsrenten  $r$  i nåverdiuttrykkets nevner (Bøhren og Gjærum 2009, 347).

Når det gjelder dette prosjektet spesifikt vil jeg ta en forutsetning om at gjelden holdes utenfor. Begrunnelsen til dette er at det på nåværende tidspunkt er vanskelig å si hvordan Det norske oljeselskap ønsker å finansiere prosjektet. For å unngå at estimatene blir beheftet med unødvendig mye usikkerhet, vil jeg i analysene mine se på kontantstrømmen isolert fra eventuelle låneopptak.

## 8.2 Avkastningskrav

Siden kontantstrømmen som beregnes i dette prosjektet tilfaller eierne, må det beregnes et avkastningskrav til egenkapitalen. Vanlig praksis i dag er å beregne dette avkastningskravet gjennom bruk av kapitalverdimodellen (*Capital Asset Pricing Model*). Kapitalverdimodellen forutsetter at alle investorer diversifiserer maksimalt for å bli kvitt all usystematisk risiko. *KVM for egenkapital* kan uttrykkes slik:

$$E(r_j) = r_f \cdot (1 - s) + \beta_j \cdot [E(r_m) - r_f \cdot (1 - s)]$$

Her er  $E(r_j)$  eiernes forventede avkastning på prosjekt  $j$ ,  $r_f$  er risikofri rente,  $(1 - s)$  er en skatt,  $\beta_j$  er relevant (systematisk) risiko, og  $E(r_m)$  er forventet avkastning på markedsporteføljen (Bøhren og Michalsen 2010, 72). Det første leddet i ligningen er risikofri rente etter skatt. Dette tar seg av tids- og inflasjonselementene i kapitalkostnaden. Det andre leddet bestemmer risikokostnaden knyttet til prosjektet.  $[E(r_m) - r_f \cdot (1 - s)]$  kan betegnes som *markedets risikopremie*. Denne viser hva markedsporteføljen gir i avkastning utover risikofri rente etter skatt. Multiplisert med  $\beta_j$  viser det siste leddet *prosjektets risikopremie*, hvor  $\beta_j$  er antall enheter relevant risiko knyttet til prosjektet. Dersom KVM illustreres grafisk, vil den gi et lineært forhold mellom risiko og kapitalkostnad. Dersom  $\beta_j = 0$  vil  $E(r_j) = r_f \cdot (1 - s)$ .

---

For at KVM skal kunne brukes i praksis behøver vi opplysninger om tre forhold:

1. Risikofri rente
2. Markedets risikopremie
3. Prosjektets systematiske risiko

Her vil de to øverste være prosjektuavhengige og kun gjenspeile makroøkonomiske forhold. Bare den tredje komponenten, systematisk risiko, vil gjøre at kapitalkostnaden varierer på tvers av prosjekter.

**Risikofri rente:** For å finne risikofri rente er normal praksis å bruke statsobligasjoner. Etter de siste års hendelser med finansuro i Europa kan det selvfølgelig diskuteres hvorvidt enkelte lands statsobligasjoner er risikofrie, men Norge virker enn så lenge å forbli ganske stødige. Når det gjelder norske statsobligasjoner kan man velge mellom en varighet på 3, 5 og 10 år. I investeringsanalyser og verdsettelse er det normalt å benytte seg av en statsobligasjon med så lik tidshorisont til kontantstrømanalysen som mulig (Koller et. al. 2005). Johan Sverdrup-prosjektet vil ha en tidshorisont på over 30 år, dermed vil en 10-årig statsobligasjon være det mest riktige alternativet å bruke til risikofri rente i dette tilfellet. I følge Norges Bank (2012) var den gjennomsnittlige effektive renten i mai 2012 på en 10-årig statsobligasjon på 2,07 %.

**Markedets risikopremie:** Det vanligste utgangspunktet for å finne markedets risikopremie er å se på den historiske risikopremien. I løpet av en estimeringsperiode fra 1973 til 2007 fant man at markedets risikopremie etter skatt var 8 %. Forskning fra nærmere 20 land har senere vist at risikopremien de siste hundre år har ligget rundt 7 % i gjennomsnitt, varierende mellom 4 % og 10 %. De siste ti årene har man imidlertid sett at den har avtatt noe, og en studie fra 2004 gir en forventet risikopremie på 5 % for det globale kapitalmarkedet. Ut fra dette antas det at risikopremien etter skatt vil være på 5 % (Bøhren og Gjørsum 2009, 369).

**Prosjektets systematiske risiko (beta):** Betaen ( $\beta$ ), viser en aksjes systematiske risiko i forhold til markedsporteføljens risiko. Betakoeffisienten for aksje  $j$  er definert slik:

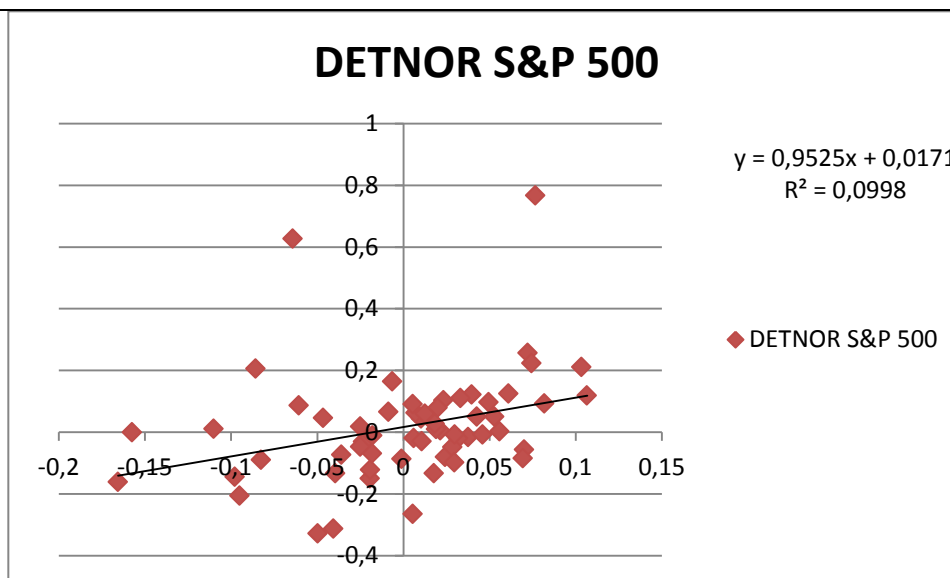
$$\beta_j = \frac{Kov(r_j, r_m)}{Var(r_m)}$$

---

Betaen forklarer hvor stor risiko en aksje  $j$  har i forhold til markedet. Jo større beta, desto høyere relevant risiko. En aksje med beta lik 1 vil ha samme systematiske risiko som markedsporteføljen. Dersom beta er over 1 vil den anses som mer risikabel enn markedsporteføljen, og tilsvarende vil en beta under 1 anses som mindre risikabel enn markedsporteføljen. Mer praktisk vil det bety at dersom et selskap har en  $\beta_j = 2$ , vil aksjekursen øke med 2 % dersom markedet øker med 1 %. Og tilsvarende vil aksjekursen synke med 2 % dersom markedet går nedover med 1 %. Dermed kan man si at betaen angir hvor følsom en aksje er for markedsbevegelser: Jo høyere beta, desto mer følsomhet (Bøhren og Michalsen 2010, 46).

Fremgangsmåten for å finne betaen relatert til Det norske oljefeltsprosjekt vil være å estimere betaen gjennom regresjon, og deretter finne betaer fra sammenlignbare selskaper innenfor samme industri. Etter en bayesiansk justering av vedtatt beta vil prosjektbetaen være klar.

Når man estimerer en beta gjennom regresjon er det anbefalt å benytte 60 observasjoner (12 måneder á 5 år). Dette vil si fem år med månedlig avkastning av den spesifikke aksjen opp mot en markedsportefølje. I følge Koller et. al. (2005, 310) anbefales det sterkt å ikke benytte seg av en lokal indeks – i dette tilfellet Oslo Børs. Grunnen til dette er at lokale indekser har en tendens til å være tungt vektet opp mot enkelte industrier og selskaper. For denne beregningen er dette et meget vesentlig poeng, da Oslo Børs er veldig energivektet. Statoil står f.eks av 25 % av vektningen i børsindeksen. Dermed risikerer man i større grad å måle betaverdien opp mot en viss industri eller sektor, fremfor hele markedet. Av den grunn har jeg i min beregning benyttet meg av den veldiversifiserte S&P 500-indeksen i USA. Data brukt til estimeringen er vedlagt i vedlegg 1.



Figur 26: Betaestimering DETNOR og S&P500

Her er stigningstallet til regresjonslinjen ansett som betaverdien. Som vi ser her er  $\beta = 0,95$ . Forklaringsgraden kan ikke sies å være spesiell høy på drøye 10 %, men det virker logisk etter som Det norske oljeselskaps aksjeavkastning de siste årene har vært mer fokusert rundt interne prosesser, og ikke makroøkonomiske hendelser.

For å være sikker på at betaestimaten som er funnet er solid, vil det være ønskelig å kvalitetssikre det ved å se på industrien ellers og andre enkeltelskaper som er sammenlignbare. Stern (2012) oppgir industribetaen for petroleumsselskaper fokusert på E&P til å være 1,13. Den er forøvrig tilnærmet lik integrerte petroleumsselskaper, med en industribeta på 1,12.

Selskap	Beta	Markedsverdi (MNOK)
Lundin Petroleum AB	0,98	36 292,12
Rocksource	1,11	135,80
DNO International	1,13	8 390,89
North Energy	0,89	257,12

Tabell 3: Sammenlignbare selskapsbetaer (E24 2012)

Som vi ser her ligger betaen for sammenlignbare selskaper ganske nært opp mot både industribeta og den estimerte for Det norske oljeselskap. Jeg vil derfor foreta en bayesiansk justering av betaen fra regresjonen, og bruke den videre i utregningen av avkastningskravet. Grunnen til denne justeringen er at Blume (1975) observerte at på lang sikt ville alle betaer gå mot gjennomsnittet (1).

$$\text{Justert } \beta = 0,33 + 0,67 \times 0,95$$

Dette gir oss en prosjektbeta på 0,97. Dermed kan det endelige avkastningskravet til egenkapitalen regnes ut:

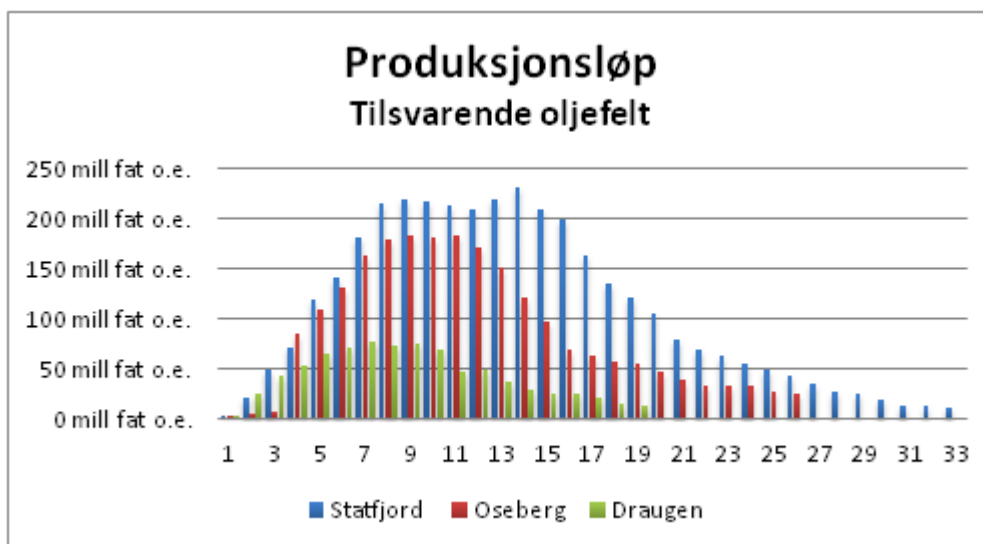
$$E(r_j) = 0,0207 \cdot (1 - 0,28) + 0,97 \cdot 0,05 = 0,0634 \text{ (6,34 \%)}$$

I analysen vil jeg avrunde oppover og benytte 6,5 % som utgangspunkt for avkastningskravet til egenkapitalen.

### 8.3 Beregninger

For å beregne en forventet nåverdi av Johan Sverdrup-feltet vil jeg gå frem med en flerperiodisk investeringsanalyse med innhold fra vesentlige faktorer som vil avgjøre fremtidens inntekter og kostnader. Utgangspunktet for disse tallene vil være tatt fra de foregående analysene i oppgaven.

**Produksjonshorisont:** Ut fra de involverte selskaperes forventninger har jeg lagt produksjonshorisonten til oljefeltet på 30 år, med start i 2018. Dette vil si at feltet er antatt å produsere olje fra 2018 og frem til 2047. Fra 2013 og fram til produksjonsstart vil det være en periode med behov for store utbetalinger relatert til investeringer i plattform og diverse innretninger. Selve produksjonsløpet antar jeg vil foregå i samme tempo som lignende oljefelt, slik jeg har forklart i kapittel 7.1.



**Fremtidig oljeprisutvikling:** Estimatenes herfra er tatt med bakgrunn i analysene fra kapittel 5.1. I årene fremover antas det en etterspørselsøkning etter olje, hovedsakelig fra land i fremvoksende markeder (Brasil, India, Kina etc.). Samtidig vil de totale oljereservene ha en avtakende kurve. Dette vil føre til at olje i fremtiden i større grad vil bli en knapp råvare, og prisen antas å øke fra dagens



---

nivåer. WEO (2010) ser for seg en oljepris på \$204,1 i 2035 i nominelle tall. Dette tilsvarer \$113 i reelle 2009-priser. I mine beregninger antar jeg en konstant årlig prosentvis økning i prisen fra dagens pris fram til 2035.

$$\log\left(\frac{204,1}{105}\right)^{\frac{1}{22}} = 0,03 \text{ (3\%)}$$

Dermed antar jeg en årlig nominell prosentvis økning på 3 % fra dagens oljepris på \$105.

**Avkastningskrav:** I henhold til beregningene blir avkastningskravet satt til 6,5 %. Det kan imidlertid kommenteres at dette er et noe lavt avkastningskrav generelt sett. Som en følge av den internasjonale uroen i finansmarkedene er effektiv rente på statsobligasjoner blitt satt til ekstremt lave nivåer. I følsomhetsanalysene vil jeg ta hensyn til dette og se på nåverdien av feltet dersom et høyere avkastningskrav ble lagt til grunn.

**Valutakurs:** Oljeprisen noteres i USD, og en endring i USD/NOK-kursen vil gi direkte innvirkning på selskapets inntekter i regnskapet. Ref. kapittel 5.2 er det antatt at rentedifferansen mellom Norge og USA i nærmeste fremtid kommer til å være nokså likt dagens nivåer. Dagens valutakurs ligger på 6 kroner, og jeg har forutsatt at dette er gjennomsnittsnivået det vil ligge på i perioden fremover.

**Feltstørrelse:** Utgangspunktet her er data fra Det norske oljeselskaps andel på 20 % i det opprinnelige funnet (Aldous), hvor forventningsverdien er 270 millioner fat oljeekvivalenter. I løpet av 2012 og 2013 vil det gjennomføres flere borer for å avgrense funnet, men p.d.d. kan det ikke gis et mer eksakt estimat enn det opprinnelige.

**Investeringssum:** Som nevnt i kapittel 7.3.2 har jeg ut fra regresjonsanalyse kommet frem til en estimert total investeringssum på 20,896 mrd. kr. Dette er tatt med utgangspunkt i data fra alle aktive oljefelt på norsk sokkel. Samtidig kan det være relevant å sammenligne kapitalkostnader per fat olje produsert (CapEx per fat) fra lignende eksisterende feltutbygginger.

Felt	Statfjord	Oseberg	Heidrun	Draugen	Grane
<b>Størrelse</b>	562,7 Sm <sup>3</sup> o.e.	354,6 Sm <sup>3</sup> o.e.	135,1 Sm <sup>3</sup> o.e.	127,7 Sm <sup>3</sup> o.e.	73,2 Sm <sup>3</sup> o.e.
<b>i fat</b>	3 539 mill fat	2 230 mill fat	850 mill fat	803 mill fat	460 mill fat
<b>Investeringer</b>	133,4 mrd kr	96,6 mrd kr	67,7 mrd kr	30,7 mrd kr	21,6 mrd kr
<b>i USD</b>	\$ 22,23bn	\$ 16,10bn	\$ 11,28bn	\$ 5,12bn	\$ 3,60bn
<b>CapEx pr. fat</b>	<b>kr 37,69</b>	<b>kr 43,31</b>	<b>kr 79,67</b>	<b>kr 38,22</b>	<b>kr 46,91</b>
<b>i USD</b>	\$ 6,28	\$ 7,22	\$ 13,28	\$ 6,37	\$ 7,82

Tabell 4: CapEx per fat (Norsk Petroleumsverksemd 2011)

I tabellen ovenfor ser vi CapEx pr. fat produsert i oljefelt av ulik størrelse på norsk sokkel. De mest sammenlignbare feltene Statfjord (37,69 kr), Oseberg (43,31 kr) og Draugen (38,22 kr) ligger vel under estimatet fra regresjonen (77,39 kr). Sverdrup-feltet har faktorer som taler både for og mot at CapEx vil bli høyere enn sammenlignbare felt. På den ene siden ligger reservoaret under relativt grunt vann, men på den annen side vil ikke feltet ha noen eksisterende infrastruktur å koble seg opp mot. Jeg antar i mine beregninger at langsiktig CapEx per fat på Sverdrup-feltet vil ligge noe over sammenlignbare felt, men samtidig noe under estimatet fra regresjonen. Med en total investeringssum på 15 mrd. kr for Det norske oljeselskap, vil CapEx per fat ligge på 55,56 kr. Hoveddelen av kapitalkostnadene vil foregå under feltutbygging før produksjonsstart, mens det settes av en fast, årlig sum til vedlikehold under produksjonen.

**Produksjonskostnader:** Når det gjelder produksjonskostnadene har jeg tatt utgangspunkt i Statoil (2012) sine tall. Gjennom 2011 og 2012 (fram til 31. mars), hadde de bokført en gjennomsnittlig produksjonskostnad per fat på 48 kroner. Siden Statoil er operatør for Sverdrup-feltet og er det klart mest aktive produksjonsselskapet på norsk sokkel, vil dette være et godt egnet referansepunkt. Produksjonskostnadene er antatt å stige i takt med prisveksten på olje i årene fremover.

Oppsummert gir dette følgende variabler i analysen:

<b>Prisvekst:</b>	3,00 %
<b>Avkastningskrav:</b>	6,5 %
<b>Oljepris:</b>	\$105,00
<b>USD/NOK-kurs:</b>	kr 6,00
<b>Feltstørrelse:</b>	270 mill. fat o.e.
<b>Investeringssum:</b>	15 mrd. kr
<b>OpEx per fat:</b>	kr 48,00

Og den endelige investeringsanalysen med utregnet nåverdi og verdi per aksje:

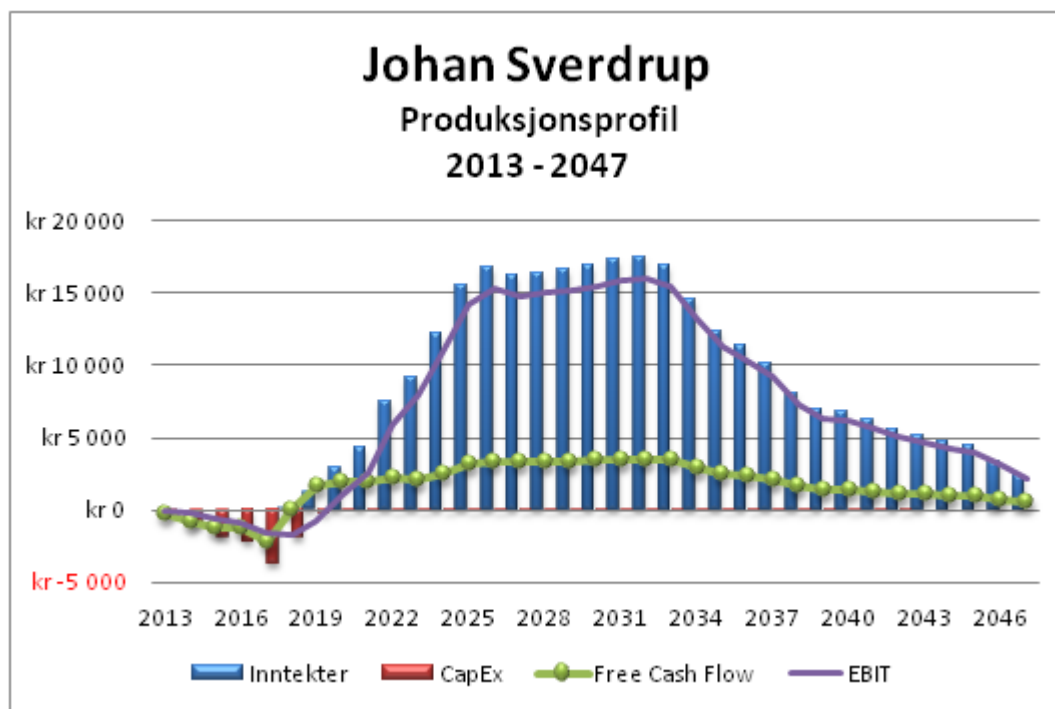
Johan Sverdrup (2013-2047) - Tall i 1 000 000

År	Inntekter	EBIT	Skatt	Årsresultat	CapEx	FCF
2013E	kr -	kr -63	kr 63	kr 0	kr -375	kr -312
2014E	kr -	kr -250	kr 251	kr 1	kr -1 125	kr -874
2015E	kr -	kr -563	kr 565	kr 3	kr -1 875	kr -1 310
2016E	kr -	kr -938	kr 942	kr 5	kr -2 250	kr -1 308
2017E	kr -	kr -1 563	kr 1 556	kr -6	kr -3 750	kr -2 194
2018E	kr 99	kr -1 784	kr 1 757	kr -27	kr -1 875	kr -27
2019E	kr 1 219	kr -737	kr 881	kr 144	kr -300	kr 1 707
2020E	kr 2 929	kr 1 006	kr -557	kr 449	kr -150	kr 1 999
2021E	kr 4 310	kr 2 569	kr -1 911	kr 658	kr -150	kr 1 920
2022E	kr 7 546	kr 5 909	kr -4 581	kr 1 328	kr -150	kr 2 241
2023E	kr 9 144	kr 7 985	kr -6 206	kr 1 779	kr -150	kr 2 092
2024E	kr 12 244	kr 11 136	kr -8 664	kr 2 472	kr -150	kr 2 497
2025E	kr 15 521	kr 14 189	kr -11 045	kr 3 144	kr -150	kr 3 144
2026E	kr 16 736	kr 15 311	kr -11 920	kr 3 391	kr -150	kr 3 391
2027E	kr 16 209	kr 14 824	kr -11 920	kr 2 904	kr -150	kr 3 284
2028E	kr 16 431	kr 15 029	kr -11 700	kr 3 329	kr -150	kr 3 329
2029E	kr 16 651	kr 15 232	kr -11 858	kr 3 374	kr -150	kr 3 374
2030E	kr 16 869	kr 15 434	kr -12 016	kr 3 418	kr -150	kr 3 418
2031E	kr 17 375	kr 15 901	kr -12 380	kr 3 521	kr -150	kr 3 521
2032E	kr 17 449	kr 15 969	kr -12 434	kr 3 536	kr -150	kr 3 536
2033E	kr 16 897	kr 15 460	kr -12 036	kr 3 424	kr -150	kr 3 424
2034E	kr 14 556	kr 13 297	kr -10 349	kr 2 948	kr -150	kr 2 948
2035E	kr 12 385	kr 11 292	kr -8 785	kr 2 507	kr -150	kr 2 507
2036E	kr 11 414	kr 10 394	kr -8 085	kr 2 309	kr -150	kr 2 309
2037E	kr 10 200	kr 9 273	kr -7 211	kr 2 063	kr -150	kr 2 063
2038E	kr 8 013	kr 7 253	kr -5 635	kr 1 618	kr -150	kr 1 618
2039E	kr 6 970	kr 6 289	kr -4 883	kr 1 406	kr -150	kr 1 406
2040E	kr 6 801	kr 6 133	kr -4 761	kr 1 372	kr -150	kr 1 372
2041E	kr 6 227	kr 5 602	kr -4 347	kr 1 255	kr -150	kr 1 255
2042E	kr 5 612	kr 5 034	kr -3 904	kr 1 130	kr -150	kr 1 130
2043E	kr 5 161	kr 4 643	kr -3 604	kr 1 038	kr -	kr 1 163
2044E	kr 4 678	kr 4 221	kr -3 282	kr 940	kr -	kr 1 040
2045E	kr 4 380	kr 3 971	kr -3 092	kr 879	kr -	kr 954
2046E	kr 3 384	kr 3 076	kr -2 399	kr 677	kr -	kr 727
2047E	kr 2 323	kr 2 121	kr -1 655	kr 467	kr -	kr 492
<b>NPV (6,5 %):</b>						<b>kr 16 550</b>
<b>Verdi per aksje:</b>						<b>kr 129,38</b>

Tabell 5: Oppsummering av nåverdieregning - Johan Sverdrup

Som vi ser vil nåverdien under disse betingelsene være 16,55 mrd. kroner. Dividert på antall aksjer skal verdien for aksjonærene være 129,38 kroner per aksje. Aksjekursen per 25.05.2012 er 77 kroner, hvilket vil si at aksjekursen er sterkt undervurdert av markedet for øyeblikket, ut fra disse beregningene. Mer

visualisert vil inntekter, CapEx, EBIT og FCF forløpe seg slik gjennom feltets tidshorisont:



Figur 27: Produksjonsprofil - Johan Sverdrup (2013-2047)

Som vi ser av figuren ovenfor vil store deler av inntektene og resultatet gå til skatteutbetalinger. I hele livsløpet til oljefeltet vil Det norske ha en marginalsattesats på tilnærmet 78 %. Petroleumsskattelovgivningen er mer nøye forklart i kapittel 3.3, men et eksempel kan vise hvordan skatten er regnet ut for et spesifikt år:

I 2026 antas det at produksjonen vil nå sitt toppunkt. Dette året estimeres det en produksjon på 18,1 mill. fat o.e. og et resultat før skatt på 15,311 mrd. kr. Beregningen på den totale skattekostnaden på 11,920 mrd. kr. er som følger:

$$\text{Selskapsskatt (28 \%)} = \text{EBIT} \times 28 \% = 4,287 \text{ mrd. kr.}$$

For å beregne særskatten skal først friinntekten (7,5 % over fire år) trekkes fra EBIT.

$$\text{Særskatt (50 \%)} = (\text{EBIT} - \text{Friinntekt}) \times 50\% = 7,633 \text{ mrd. kr.}$$

Dette gir en total skattekostnad på:

$$4,287 + 7,633 = 11,920 \text{ mrd. kr.}$$

For enkelhets skyld er det blitt forutsatt momentan skatteutbetaling hvert år i analysen.

## 9 Følsomhetsanalyser

### 9.1 Sensitivitetsanalyse

I prosjektanalyser som dette vil det oppstå for mange usikkerhetsmomenter vedrørende fremtidens tilstand til at man kan konkludere med et klart og definitivt svar som er ett hundre prosent riktig. Bøhren (1987) nevner fem risikokilder som opptrer spesifikt i oljeprosjekter – systematiske så vel som prosjektspesifikke:

1. Reservoarrisiko (ressursvolum)
2. Utbyggingsrisiko (teknologi, kapitalkostnader, oppstartstidspunkt)
3. Produksjonsrisiko (utvinningsgrad, driftskostnader)
4. Inntektsrisiko (oljepriser, valutakurser)
5. Politisk risiko (skatter og avgifter)

Her ser vi fem risikokilder som viser at oljeprosjekter er risikoutsatt både på inntekts- og kostnadssiden. Kun små endringer i én av disse faktorene kan gjøre enorme utslag på et prosjekts nåverdi. Jeg vil dermed i dette kapitlet forsøke å belyse hva slags endringer som oppstår i oljeprosjektets nåverdi ved en endring i flere av disse parametrene.

		Avkastningskrav						
		4,0%	5,0%	6,0%	6,5%	7,0%	8,0%	9,0%
Oljepris i \$	\$ 80,00	kr 19 162	kr 15 772	kr 12 989	<b>kr 11 788</b>	kr 10 695	kr 8 794	kr 7 213
	\$ 90,00	kr 22 062	kr 18 214	kr 15 057	<b>kr 13 693</b>	kr 12 452	kr 10 295	kr 8 500
	\$ 100,00	kr 24 962	kr 20 657	kr 17 124	<b>kr 15 598</b>	kr 14 210	kr 11 796	kr 9 786
	<b>\$ 105,00</b>	<b>kr 26 412</b>	<b>kr 21 878</b>	<b>kr 18 157</b>	<b>kr 16 550</b>	<b>kr 15 089</b>	<b>kr 12 546</b>	<b>kr 10 430</b>
	\$ 110,00	kr 27 862	kr 23 100	kr 19 191	<b>kr 17 503</b>	kr 15 967	kr 13 296	kr 11 073
	\$ 120,00	kr 30 762	kr 25 542	kr 21 258	<b>kr 19 408</b>	kr 17 725	kr 14 797	kr 12 360
	\$ 130,00	kr 33 662	kr 27 985	kr 23 326	<b>kr 21 313</b>	kr 19 482	kr 16 297	kr 13 646

Her ser vi en generell tilnærming mot risiko via avkastningskravet. Som tidligere nevnt blir avkastningskravet satt noe lavt under disse tider, da tidskostnaden av å investere penger er meget lav som en følge av lav global inflasjon og dermed lave renter på statsobligasjoner. En marginal økning på kun halvannet prosentpoeng i avkastningskrav vil redusere prosjektverdien med drøye fire milliarder kroner for Det norske oljeselskap. Samtidig er det også verdt å merke seg hvordan oljeprisen (inntektsrisiko) med påfølgende vekstrate spiller en stor rolle for hvordan dagens verdi av oljefeltet blir oppfattet.

		Oljepris i \$						
		\$ 80,00	\$ 90,00	\$ 100,00	\$ 105,00	\$ 110,00	\$ 120,00	\$ 130,00
Feltstørrelse i mill. fat o.e.	180,00	kr 7 215	kr 8 485	kr 9 755	<b>kr 10 391</b>	kr 11 026	kr 12 296	kr 13 566
	210,00	kr 8 739	kr 10 221	kr 11 703	<b>kr 12 444</b>	kr 13 185	kr 14 666	kr 16 148
	240,00	kr 10 264	kr 11 957	kr 13 650	<b>kr 14 497</b>	kr 15 344	kr 17 037	kr 18 730
	<b>270,00</b>	<b>kr 11 788</b>	<b>kr 13 693</b>	<b>kr 15 598</b>	<b>kr 16 550</b>	<b>kr 17 503</b>	<b>kr 19 408</b>	<b>kr 21 313</b>
	300,00	kr 13 312	kr 15 428	kr 17 545	<b>kr 18 603</b>	kr 19 662	kr 21 778	kr 23 895
	330,00	kr 14 836	kr 17 164	kr 19 492	<b>kr 20 657</b>	kr 21 821	kr 24 149	kr 26 478
	360,00	kr 16 360	kr 18 900	kr 21 440	<b>kr 22 710</b>	kr 23 980	kr 26 520	kr 29 060

I denne matrisen ser vi forholdet mellom reservoar- og inntektsrisikoen i prosjektet. Den prosjektspesifikke reservoarrisikoen vil med all sannsynlighet bli belyst i større og større grad jo nærmere feltet kommer produksjonsstart. Boring av avgrensingsbrønner i 2012 og 2013 vil snevre inn reservoarområdet og finne et estimat forbundet med mindre usikkerhet enn det er per dags dato. I likhet med forrige matrise, kan vi også her se at små forandringer i reservoarvolumet vil gi betydelige konsekvenser på feltets nåverdi.

		Oljepris i \$						
		\$ 80,00	\$ 90,00	\$ 100,00	\$ 105,00	\$ 110,00	\$ 120,00	\$ 130,00
Investeringsbeløp (mrd. kr)	kr 7,5	kr 12 752	kr 14 657	kr 16 562	<b>kr 17 515</b>	kr 18 467	kr 20 372	kr 22 277
	kr 10,0	kr 12 430	kr 14 335	kr 16 241	<b>kr 17 193</b>	kr 18 146	kr 20 051	kr 21 956
	kr 12,5	kr 12 109	kr 14 014	kr 15 919	<b>kr 16 872</b>	kr 17 824	kr 19 729	kr 21 634
	<b>kr 15,0</b>	<b>kr 11 788</b>	<b>kr 13 693</b>	<b>kr 15 598</b>	<b>kr 16 550</b>	<b>kr 17 503</b>	<b>kr 19 408</b>	<b>kr 21 313</b>
	kr 17,5	kr 11 466	kr 13 371	kr 15 276	<b>kr 16 229</b>	kr 17 181	kr 19 086	kr 20 991
	kr 20,0	kr 11 145	kr 13 050	kr 14 955	<b>kr 15 907</b>	kr 16 860	kr 18 765	kr 20 670
	kr 22,5	kr 10 823	kr 12 728	kr 14 633	<b>kr 15 586</b>	kr 16 538	kr 18 443	kr 20 348

Her ser vi at utbyggingsrisikoen isolert sett i oljefeltets nåverdi kan betraktes som den minst følsomme risikokilden. Selv store utslag på flere milliarder kroner vil ikke forplante seg i feltets nåverdi i like stor grad som fremtidens oljepris.

		Vekst % i oljepris						
		-1,00%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%
Oljepris i \$	\$ 80,00	kr 5 445	kr 6 664	kr 8 099	kr 9 790	kr 11 788	kr 14 150	kr 16 950
	\$ 90,00	kr 6 469	kr 7 858	kr 9 492	kr 11 418	kr 13 693	kr 16 383	kr 19 572
	\$ 100,00	kr 7 494	kr 9 051	kr 10 885	kr 13 046	kr 15 598	kr 18 617	kr 22 195
	\$ 105,00	kr 8 006	kr 9 648	kr 11 581	kr 13 859	kr 16 550	kr 19 733	kr 23 506
	\$ 110,00	kr 8 518	kr 10 245	kr 12 277	kr 14 673	kr 17 503	kr 20 850	kr 24 817
	\$ 120,00	kr 9 542	kr 11 438	kr 13 670	kr 16 301	kr 19 408	kr 23 083	kr 27 439
	\$ 130,00	kr 10 566	kr 12 632	kr 15 063	kr 17 929	kr 21 313	kr 25 316	kr 30 061

Det er ingen tvil om at utviklingen i oljeprisen er den mest kritiske faktoren for et oljeselskaps bunnlinje. Samtidig er dette en makroøkonomisk faktor som er umulig å kontrollere for enkeltelskaper. Selv om WEO (2010, 72) forventer en vekst i oljeprisen i fremtiden, har de også et scenario kalt ”450 Scenario”, hvor de forutsetter et større globalt fokus på klima og miljø fra myndighetene – og samtidig ser for seg at oljeprisen har en langt lavere vekstrate enn i

hovedscenarioet ”New Policies”. Som vi ser av matrisen ovenfor vil selv en korrigerings på ett prosentpoeng i oljeprisens vekstrate gi enorme konsekvenser for prosjektets nåverdi.

Helt til slutt i dette kapitlet kan det være vesentlig å finne ut hvor lavt oljeprisen kan synke før dette prosjektet sett under ett ikke gir Det norske oljeselskap positiv avkastning. Dette er kanskje bedre kjent under tilnavnet ”break-even”.



Figur 28: Break-even - Johan Sverdrup (6,5 % avkastningskrav)

Denne grafen viser et lineært forhold mellom oljeprisen og forventet nåverdi. Ut fra dette kan vi se at med et avkastningskrav på 6,5 % vil oljefeltet ha negativ nåverdi dersom oljeprisen faller noe under \$20 per fat. De makroøkonomiske analysene vedrørende fremtiden anslår at dette er meget lite sannsynlig, men den internasjonale finanskrisen i 2008 viste at oljeprisen kan falle til ekstremt lave nivåer på kort tid.

## 9.2 Scenarioanalyse

For å finne et fullverdig estimat som tar hensyn til flere enn to variabler kan det være hensiktsmessig å foreta en scenarioanalyse av oljefeltets utvikling. Her kan man ta hensyn til flere kritiske variabler. Jeg har valgt å definere tre ulike scenarioer; worst case, base scenario og best case:

		Worst case	Base scenario	Best case
<b>Vekstrate, oljepris</b>		0,00 %	<b>3,00 %</b>	4,50 %
<b>Reservoarstørrelse</b>		180	<b>270</b>	320
<b>Investeringssum</b>		20	<b>15</b>	12,5
<b>NPV:</b>	kr	5 146	<b>kr 16 550</b>	kr 26 206

---

Her har jeg i ”worst case” tatt utgangspunkt i ingen nominell vekst i oljepris samt et reservoarestimat i den nedre delen av skalaen. Selv i dette scenarioet vil prosjektet generere en positiv nåverdi på over fem milliarder kroner. ”Best case” legger til grunn for et stort etterspørselspress etter olje i fremtiden, og et reservoarestimat i øvre del av skalaen. Dette gir en økning i nesten ti milliarder kroner utover base scenarioet.



---

## 10 Konklusjon

Hovedscenarioet i beregningene tilsier at Johan Sverdrup-feltet har en nåverdi på 16,55 milliarder kroner for Det norske oljeselskap ASA sine aksjonærer. Men som følsomhetsanalyse i kapittel 9 påpekte, er det flere vesentlige risikomomenter som gjør at dette estimatet må behandles med stor varsomhet. Spesielt oljeprisens fremtidige utvikling, og det endelige reservoarestimatet på feltet vil bestemme hvor stor verdi feltet har for Det norske.

Med en forventet nåverdi på 16,55 milliarder kroner og 127.915.786 utestående aksjer i selskapet vil dette feltet gi en verdi på 129 kroner per aksje. Per 25.05.2012 er dette hele 168 % av nåværende aksjekurs på 77 kroner. Det vil si at estimatene tyder på at markedet undervurderer den fremtidige inntjeningen selskapet kan få via utvinning fra Johan Sverdrup. Som nevnt i kapittel 2.4 deltar også Det norske i flere andre fremtidige utbygginger, og det er sannsynlig at verdien av disse prosjektene er blitt hensyntatt av markedet. Samtidig er også samtlige av disse utbyggingene preget av de samme risikokildene som Sverdrup-feltet står overfor.

Fremtiden vil vise hvorvidt markedet på nåværende tidspunkt har hensyntatt de verdiene som ligger i Sverdrup-feltet. Selv ved et worst case scenario med flat oljeprisutvikling og lavere reservoarstørrelse enn antatt vil prosjektet ha forventet nåverdi på over 5 milliarder kroner (40 kroner per aksje).

Selv gitt de risikokildene som opptrer under slike oljefeltprosjekter, tyder analyser og beregninger på at markedet undervurderer den meravkastningen Johan Sverdrup-feltet kan gi til Det norske oljeselskap ASA.

## 11 Oppgavekritikk

I en oppgave som omhandler temaet verdivurdering kan man selvsagt være kritisk til flere momenter. Som det blir sagt er ikke verdsettelse noen eksakt vitenskap, men heller å betrakte som kunst. Denne oppgaven er selvfølgelig intet unntak.

I nåverdiberegningene har jeg valgt å se bort fra endring i arbeidskapital, noe som ofte er å anse som en vesentlig faktor i flerperiodisk verdsettelse. Grunnlaget for dette er at endring i arbeidskapital er av minimal betydning under verdsettelse av oljefelt. Etter diskusjoner med flere industri- og bransjepersoner kom jeg frem til at dette momentet ville vært av en såpass neglisjerbar karakter i beregningene at den ble utelatt. Dersom jeg skulle betraktet endring i arbeidskapital som en vesentlig faktor i beregningene ville den sannsynligvis blitt håndtert som en viss faktor av årlig produksjon.

---

**Referanseliste**

- Bedringås, Kai. 2006. *Introduksjon til olje- og gassteknologi*. Trondheim: Tapir Akademisk Forlag.
- Bjørnstad, Roger og Eilev S. Jansen. 2006. ”Renta bestemmer det meste”. *Økonomiske analyser*, 6/2006: 42-47
- Blume, Marshall E. 1975. ”Betas and Their Regression Tendencies,” *Journal of Finance*, 30/1975: 1-10
- Bøhren, Øyvind. 1987. ”Økonomisk risiko i oljeprosjekter”. *BI-forum*, nr. 5/87: 10-15
- Bøhren, Øyvind og Dag Michalsen. 2010. *Finansiell økonomi: teori og praksis*. Bergen: Fagbokforl.
- Bøhren, Øyvind og Per Ivar Gjærum. 2009. *Prosjektanalyse: investering og finansiering*. Bergen: Fagbokforl.
- CIA. 2011. ”The World Factbook – Oil Proved Reserves”. Hentet 26. april 2012. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2178rank.html>
- Damodaran, Aswath. 2012. *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset*. Hoboken, N.J.: Wiley.
- Det norske. 2011. ”Det norske – Rapport for 4. kvartal 2011.” Hentet 19. mars 2012. [http://detnor.no/images/stories/2012/Investor/Q4\\_2011/Rapport\\_fjerde\\_kvartal\\_2011\\_Det\\_norske.pdf](http://detnor.no/images/stories/2012/Investor/Q4_2011/Rapport_fjerde_kvartal_2011_Det_norske.pdf)
- Det norske. 2012. ”Dette er Det norske.” Hentet 19. mars 2012. <http://detnor.no/no/om-oss/om-det-norske/686-dette-er-det-norske>
- DN. 2007. ”All olje nasjonalisert” Hentet 18. april 2012. <http://www.dn.no/energi/internasjonalt/article1082638.ece>
- E24. 2010. ”134 Rec-milliarder er forduftet”. Hentet 23. april 2012. <http://e24.no/makro-og-politikk/134-rec-milliarder-er-forduftet/3647013>
- EIA. 2012. ”Who are the major players supplying the world oil market” Hentet 18. april 2012. [http://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/world\\_oil\\_market.cfm](http://www.eia.gov/energy_in_brief/world_oil_market.cfm)
- Gujarati, Damodar N. og Dawn C. Porter. 2010. *Essentials of econometrics*. Boston: McGraw-Hill.
- IEA. 2011. ”Key World Energy STATISTICS”. *International Energy Agency*.
- International Petroleum Taxation. 2008. ”for the Independent Petroleum Association of America”. Hentet 19. april 2012. <http://www.ipaa.org/issues/international/docs/InternatlPetroTaxSupp.pdf>
-

---

Koller, Tim, Thomas E. Copeland, David Wessels og Marc Goedhart. 2005.

*Valuation: measuring and managing the value of companies.* Hoboken, N.J.: Wiley.

Kulturminne-Ekofisk. 2004. "Økt utvinning" Hentet 26. mars 2012.

<http://www.kulturminne-ekofisk.no/>

Lundin. 2012. "Johan Sverdrup – a New Giant in Norway". Hentet 29. mai 2012.

[http://www.lundin-petroleum.com/Documents/ot\\_JohanSverdrup\\_present\\_e.pdf](http://www.lundin-petroleum.com/Documents/ot_JohanSverdrup_present_e.pdf)

Lunnan, R. 2010. *Ekstern analyse – muligheter og trusler.* I Løwendahl, B.R. & Wenstøp, F.E: *Grunnbok i strategi 3. utg.*, kapittel 8, sidene 195-242. Oslo: Cappelen Akademisk Forlag, 2010.

Mankiw, Gregory N. 2011. *Principles of Macroeconomics, 6th edition.* Mason, USA: South Western Cengage Learning

Mohn, Klaus. 2007. "Hva er det med oljeinvesteringene?". *Magma*, 6/2007

Mohn, Klaus. 2008. "Oljepris, petroleumsvirksomhet og norsk økonomi". *Samfunnsøkonomen*, 1: 1-11

Newsweb. 2011. "Det norskes oljeeventyr - Avgrensingsbrønn dobler verdien av Aldous" Hentet 28. mars 2012.

<http://www.newsweb.no/newsweb/search.do?messageId=291628>

Norges Bank. 2012a. "Pengepolitisk rapport 1-2012, mars". *Norges Banks rapportserie*, 1-2012

Norges Bank. 2012b. "Statsobligasjoner. Daglige noteringer". Hentet 24. mai

2012. <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/rentestatistikk/statsobligasjoner-rente-daglige-noteringer/>

Norsk Petroleumsverksemd. 2011. "Fakta 2011".

NPD. 2011. "Muligheter og utfordringer for felt i drift" Hentet 26. mars 2012.

<http://www.npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=3945>

OLF. 2012. "Olje- og gasshistorien" Hentet 26. mars 2012.

<http://www.olf.no/no/Faktasider/Oljehistorie/>

Olje- og energidepartementet. 2007. "Auka oljeutvinning" Hentet 26. mars 2012.

[http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/olje\\_og\\_gass/Auka-oljeutvinning.html?id=440396](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/olje_og_gass/Auka-oljeutvinning.html?id=440396)

- 
- Olje- og energidepartementet. 2010. "Petroleumsskattesystemet" Hentet 26. mars 2012. <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-28-2010-2011/9/2.html?id=649834>
- Oljedirektoratet. 2009. "Hvorfor får vi ikke ut 100 prosent av oljen?" Hentet 26. mars 2012. <http://www.npd.no/no/Tema/Okt-utvinning/Temaartikler/Hvorfor-far-vi-ikke-ute-100-prosent-av-oljen/>
- Oljedirektoratet. 2012a. "Faktasider". Hentet 28.05.2012. <http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no>
- Oljedirektoratet. 2012b. "Investeringer og leteteknoder". Hentet 19. april 2012. <http://npd.no/no/Tema/Ressursregnskap-og-analyser/Temaartikler/Norsk-sokkel-i-tall-kart-og-figurer/Investeringer-og-leteknoder/>
- Oljedirektoratet. 2012c. "Produksjonstal mars 2012". Hentet 19. april 2012. <http://npd.no/no/Nyheter/Nyheter/2012/Produksjonstal-mars-2012/>
- OPEC. 2010. "OPEC Share of World Crude Oil Reserves 2010" Hentet 18. april 2012. [http://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs/330.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm)
- Oslo Børs. 2006. "Notering av Det norske oljeselskap ASA på Oslo Børs." Hentet 19. mars 2012. <http://www.oslobors.no/Oslo-Boers/Notering/Nye-aksjenoteringer/Det-norske-oljeselskap-ASA>
- Pindyck, Robert S. og Daniel L. Rubinfeld. 2009. *Microeconomics*. Seventh Edition. Upper Saddle River, New Jersey 07458: Pearson Prentice-Hall
- Regjeringen. 2004. "Regjeringen varsler endringer i reglene for petroleumsskatt". Hentet 19. april 2012. [http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/Regjeringen-Bondevik-II/fin/Nyheter-og-pressemeldinger/2004/regjeringen\\_varsler\\_endringer\\_i.html?id=252928](http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/Regjeringen-Bondevik-II/fin/Nyheter-og-pressemeldinger/2004/regjeringen_varsler_endringer_i.html?id=252928)
- Riis, Christian og Espen R. Moen. 2011. *Moderne mikroøkonomi*. Oslo: Gyldendal Norsk Forlag
- Smit, T.J. Han. 1997. "Investment Analysis of Offshore Concessions in The Netherlands". *Financial Management*, 26 (2): 5-17.
- SNL. 2009. "Oljeskifer". Hentet 19. april 2012. <http://snl.no/oljeskifer>
- SSB. 2011. "Prisen på Brent Blend. Uke. 1998-2011. US dollar/fat" Hentet 26. mars 2012. <http://www.ssb.no/ogintma/tab-2011-10-07-09.html>
- Statoil. 2011. "Høy boreaktivitet på Statfjord-feltet" Hentet 28. mars 2012. <http://www.statoil.com/no/ouoperations/explorationprod/ncs/statfjord/pages/drillingactivitiesdec2011.aspx>
-

- 
- Statoil. 2012. "Resultat for første kvartal 2012". Hentet 27. mai 2012.  
<http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2012/Downloads/Pressemelding1kvartal2012.pdf>
- Statsbudsjettet. 2011. "Statens inntekter og utgifter – en oversiktstabell" Hentet 26. mars 2012. <http://www.statsbudsjettet.no/Statsbudsjettet-2011/Satsinger/?pid=48932#hopp>
- Steigum, Erling. 2004. *Moderne makroøkonomi*. Oslo: Gyldendal akademisk
- Stern. 2012. "Betas by sector". Hentet 25. mai 2012.  
[http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)
- Tekna. 2012. "Mangler 16 000 ingeniører". Hentet 18. april 2012.  
[http://www.tekna.no/ikbViewer/page/tekna/aktuelt/artikkel?p\\_document\\_id=833932](http://www.tekna.no/ikbViewer/page/tekna/aktuelt/artikkel?p_document_id=833932)
- Teknisk-Museum. 2000. "Det norske olje-eventyret". Hentet 19. april 2012.  
[http://tekniskmuseum.no/gamlewebben/no/utstillingene/Jakten\\_oljen/historie.htm#konsesjon](http://tekniskmuseum.no/gamlewebben/no/utstillingene/Jakten_oljen/historie.htm#konsesjon)
- WEO. 2010. "World Energy Outlook 2010". *International Energy Agency*.
- Yahoo Finance. 2012. "DETNOR.OL". Hentet 28.05.2012.  
<http://finance.yahoo.com/q?s=DETNOR.OL>

## Vedleggsoversikt

Vedlegg 1: Betaestimering (tall fra Yahoo Finance)

DATO	Price				Returns			
	DET NOR	S&P 500	OSEBX	STL	DET NOR	S&P 500	OSEBX	STL
01.03.2012	91,00	1374,09	428,37	160,50	-0,01622	0,037762	0,058749	0,077905
01.02.2012	92,50	1324,09	404,60	148,90	0,051136	0,052871	0,051046	-0,02997
01.01.2012	88,00	1257,60	384,95	153,50	0,04451	0,010461	0,016799	0,037863
01.12.2011	84,25	1244,58	378,59	147,90	0,00597	0,021588	0,028945	0,085106
01.11.2011	83,75	1218,28	367,94	136,30	0,766878	0,076771	0,056449	0,073228
01.10.2011	47,40	1131,42	348,28	127,00	0,087156	-0,06061	-0,08386	-0,02232
01.09.2011	43,60	1204,42	380,16	129,90	0,626866	-0,06412	-0,07663	-0,01292
01.08.2011	26,80	1286,94	411,71	131,60	-0,13269	-0,03936	-0,03382	-0,04982
01.07.2011	30,90	1339,67	426,12	138,50	0,009804	0,019109	-0,02577	-0,00288
01.06.2011	30,60	1314,55	437,39	138,90	-0,07273	-0,03598	-0,02312	-0,0542
01.05.2011	33,00	1363,61	447,74	146,86	0,103679	0,023416	-0,00813	-0,02041
01.04.2011	29,90	1332,41	451,41	149,92	0,079422	0,019964	0,016163	0,051701
01.03.2011	27,70	1306,33	444,23	142,55	-0,08581	-0,00096	0,004636	0
01.02.2011	30,30	1307,59	442,18	142,55	0,122222	0,039717	0,005594	0,075038
01.01.2011	27,00	1257,64	439,72	132,60	0,050584	0,042759	0,078115	0,09741
01.12.2010	25,70	1206,07	407,86	120,83	0,028	0,018313	-0,00213	-0,01636
01.11.2010	25,00	1184,38	408,73	122,84	0,111111	0,033274	0,067961	0,032095
01.10.2010	22,50	1146,24	382,72	119,02	0,125	0,061048	0,049929	0,022245
01.09.2010	20,00	1080,29	364,52	116,43	-0,14894	-0,01934	0,017048	-0,00894
01.08.2010	23,50	1101,60	358,41	117,48	0,256684	0,072252	0,127465	0,00565
01.07.2010	18,70	1027,37	317,89	116,82	-0,3125	-0,04048	-0,07673	-0,05707
01.06.2010	27,20	1070,71	344,31	123,89	-0,14465	-0,09773	-0,10107	-0,05305
01.05.2010	31,80	1186,69	383,02	130,83	0,063545	0,007291	0,016777	0,039984
01.04.2010	29,90	1178,10	376,70	125,80	0,003356	0,05592	0,046767	0,016977
01.03.2010	29,80	1115,71	359,87	123,70	-0,08025	0,024348	-0,01105	0,011282
01.02.2010	32,40	1089,19	363,89	122,32	-0,02994	-0,02324	-0,02064	-0,07599
01.01.2010	33,40	1115,10	371,56	132,38	-0,26432	0,005627	0,038602	0,015418
01.12.2009	45,40	1108,86	357,75	130,37	-0,05613	0,070132	0,079674	0,04934
01.11.2009	48,10	1036,19	331,35	124,24	-0,01837	0,006156	0,039138	0,063334
01.10.2009	49,00	1029,85	318,87	116,84	-0,02	0,031872	0,070141	-0,01766
01.09.2009	50,00	998,04	297,97	118,94	-0,02913	0,010694	0,001344	-0,00685
01.08.2009	51,50	987,48	297,57	119,76	-0,08444	0,069477	0,032835	0,019408
01.07.2009	56,25	923,33	288,11	117,48	-0,02174	-0,02072	-0,01541	-0,02797
01.06.2009	57,50	942,87	292,62	120,86	0,223404	0,074471	0,158295	0,081715
01.05.2009	47,00	877,52	252,63	111,73	0,093023	0,081915	0,108221	0,045182
01.04.2009	43,00	811,08	227,96	106,90	0,211268	0,103375	0,062057	0,011927
01.03.2009	35,50	735,09	214,64	105,64	0,011396	-0,10993	-0,04959	-0,01418
01.02.2009	35,10	825,88	225,84	107,16	0,206186	-0,08566	0,001597	0,050897
01.01.2009	29,10	903,25	225,48	101,97	0,119231	0,106639	0,112054	0,046812
01.12.2008	26,00	816,21	202,76	97,41	0	-0,15746	-0,17173	-0,16815
01.11.2008	26,00	968,75	244,80	117,10	-0,16129	-0,16563	-0,20659	-0,02319
01.10.2008	31,00	1161,06	308,54	119,88	-0,20513	-0,09492	-0,26056	-0,16466
01.09.2008	39,00	1282,83	417,26	143,51	-0,13333	0,017869	0,01262	0,017729
01.08.2008	45,00	1260,31	412,06	141,01	-0,12195	-0,01915	-0,09469	-0,15775
01.07.2008	51,25	1284,91	455,16	167,42	-0,08889	-0,08246	-0,08465	-0,05556
01.06.2008	56,25	1400,38	497,25	177,27	0,164596	-0,00636	0,073464	0,095612
01.05.2008	48,30	1409,34	463,22	161,80	-0,04828	0,02858	0,104667	0,190319
01.04.2008	50,75	1370,18	419,33	135,93	-0,09778	0,029723	-0,01822	-0,03671
01.03.2008	56,25	1330,63	427,11	141,11	0,046512	-0,04643	0,057465	0,109704
01.02.2008	53,75	1395,42	403,90	127,16	-0,32813	-0,04967	-0,17707	-0,14203
01.01.2008	80,00	1468,36	490,81	148,21	0,066667	-0,00863	-0,0041	-0,06113
01.12.2007	75,00	1481,14	492,83	157,86	-0,06832	-0,0181	-0,02822	0,010692
01.11.2007	80,50	1508,44	507,14	156,19	0,018987	-0,02495	0,017495	-0,02143
01.10.2007	79,00	1547,04	498,42	159,61	0,097222	0,049559	0,052496	0,08335
01.09.2007	72,00	1473,99	473,56	147,33	0,090909	0,005581	-0,02325	-0,0176
01.08.2007	66,00	1465,81	484,83	149,97	-0,04693	-0,02497	-0,04606	-0,0681
01.07.2007	69,25	1503,35	508,24	160,93	-0,01071	-0,01782	0,024141	0,113857
01.06.2007	70,00	1530,62	496,26	144,48	-0,00709	0,029819	0,039049	0,031558
01.05.2007	70,50	1486,30	477,61	140,06	-0,00704	0,046057	0,035357	0,019582

## Vedlegg 2: Feltproduksjon (NPD 2011)

Statfjord		Oseberg		Draugen	
Produksjon per år		Produksjon per år		Produksjon per år	
1979	1,63 mill fat o.e.	1986	1,83 mill fat o.e.	1993	0,77 mill fat o.e.
1980	21,57 mill fat o.e.	1987	5,08 mill fat o.e.	1994	24,45 mill fat o.e.
1981	49,87 mill fat o.e.	1988	7,08 mill fat o.e.	1995	43,85 mill fat o.e.
1982	71,69 mill fat o.e.	1989	85,00 mill fat o.e.	1996	53,11 mill fat o.e.
1983	119,79 mill fat o.e.	1990	108,87 mill fat o.e.	1997	65,74 mill fat o.e.
1984	141,13 mill fat o.e.	1991	131,56 mill fat o.e.	1998	70,41 mill fat o.e.
1985	180,91 mill fat o.e.	1992	164,19 mill fat o.e.	1999	76,35 mill fat o.e.
1986	215,63 mill fat o.e.	1993	179,03 mill fat o.e.	2000	73,87 mill fat o.e.
1987	219,89 mill fat o.e.	1994	183,74 mill fat o.e.	2001	74,59 mill fat o.e.
1988	217,55 mill fat o.e.	1995	182,32 mill fat o.e.	2002	69,61 mill fat o.e.
1989	213,81 mill fat o.e.	1996	183,21 mill fat o.e.	2003	46,76 mill fat o.e.
1990	209,54 mill fat o.e.	1997	171,52 mill fat o.e.	2004	49,11 mill fat o.e.
1991	219,26 mill fat o.e.	1998	151,60 mill fat o.e.	2005	37,85 mill fat o.e.
1992	232,66 mill fat o.e.	1999	122,25 mill fat o.e.	2006	28,62 mill fat o.e.
1993	209,48 mill fat o.e.	2000	96,93 mill fat o.e.	2007	25,94 mill fat o.e.
1994	199,59 mill fat o.e.	2001	69,00 mill fat o.e.	2008	25,41 mill fat o.e.
1995	162,77 mill fat o.e.	2002	63,61 mill fat o.e.	2009	21,38 mill fat o.e.
1996	135,92 mill fat o.e.	2003	57,71 mill fat o.e.	2010	15,15 mill fat o.e.
1997	120,48 mill fat o.e.	2004	54,81 mill fat o.e.	2011	13,67 mill fat o.e.
1998	104,39 mill fat o.e.	2005	46,97 mill fat o.e.	Sum:	816,65 mill fat o.e.
1999	78,75 mill fat o.e.	2006	39,39 mill fat o.e.		
2000	68,47 mill fat o.e.	2007	32,48 mill fat o.e.		
2001	63,69 mill fat o.e.	2008	33,29 mill fat o.e.		
2002	55,80 mill fat o.e.	2009	32,24 mill fat o.e.		
2003	48,78 mill fat o.e.	2010	27,11 mill fat o.e.		
2004	43,84 mill fat o.e.	2011	24,62 mill fat o.e.		
2005	34,99 mill fat o.e.	Sum:	2 255,43 mill fat o.e.		
2006	26,79 mill fat o.e.				
2007	25,04 mill fat o.e.				
2008	19,99 mill fat o.e.				
2009	13,28 mill fat o.e.				
2010	12,57 mill fat o.e.				
2011	11,84 mill fat o.e.				
Sum:	3 551,39 mill fat o.e.				

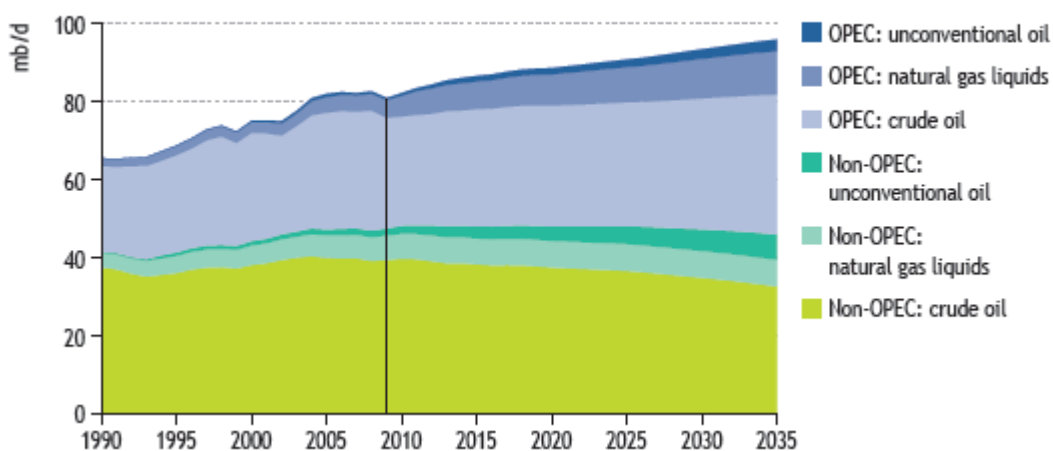


Vedlegg 3: Fremtidig global oljeproduksjon (WEO 2010)

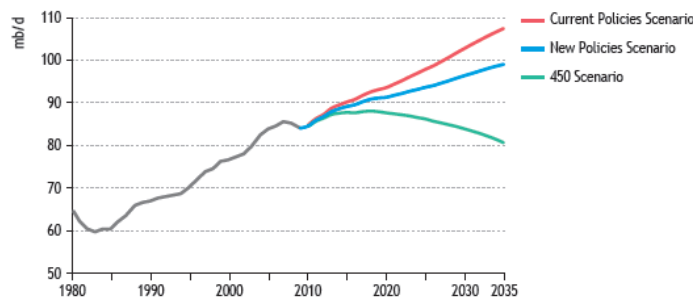
**Table 3.3 • Oil production and supply by source and scenario (mb/d)**

	1980	2009	New Policies Scenario		Current Policies Scenario		450 Scenario	
			2020	2035	2020	2035	2020	2035
<b>OPEC</b>	25.5	33.4	40.5	49.9	41.9	54.2	40.1	41.7
Crude oil	24.7	28.3	30.9	35.8	32.0	38.6	31.4	31.8
Natural gas liquids	0.9	4.6	8.0	11.1	8.2	12.3	7.1	7.6
Unconventional	0.0	0.5	1.6	3.0	1.7	3.2	1.6	2.3
<b>Non-OPEC</b>	37.1	47.7	48.2	46.1	48.9	49.9	45.1	36.7
Crude oil	34.1	39.6	37.6	32.8	38.2	35.0	35.1	25.9
Natural gas liquids	2.8	6.2	6.8	6.8	6.9	7.1	6.5	5.7
Unconventional	0.2	1.8	3.7	6.5	3.9	7.8	3.4	5.1
<b>World production</b>	62.6	81.0	88.7	96.0	90.8	104.1	85.2	78.5
Crude oil	58.8	67.9	68.5	68.5	70.1	73.6	66.5	57.7
Natural gas liquids	3.7	10.8	14.8	17.9	15.1	19.5	13.6	13.3
Unconventional	0.2	2.3	5.4	9.5	5.5	11.0	5.0	7.4
Processing gains	1.2	2.3	2.6	3.0	2.7	3.3	2.5	2.5
<b>World supply</b>	63.8	83.3	91.3	99.0	93.5	107.4	87.7	81.0
<i>World liquids supply*</i>	63.9	84.4	93.6	103.4	95.7	110.9	90.3	89.1

**Figure 3.18 • World oil production by source in the New Policies Scenario**



## Vedlegg 4: Fremtidig global etterspørsel (WEO 2010)

**Figure 3.1** • World primary oil demand by scenario

**Table 3.1** • Primary oil demand\* by scenario (mb/d)

	1980	2009	New Policies Scenario		Current Policies Scenario		450 Scenario	
			2020	2035	2020	2035	2020	2035
OECD	41.3	41.7	39.8	35.3	40.5	38.7	38.2	28.0
Non-OECD	20.0	35.8	44.1	54.6	45.4	59.4	42.2	45.6
Bunkers**	3.4	6.5	7.5	9.1	7.5	9.3	7.2	7.3
<b>World</b>	<b>64.8</b>	<b>84.0</b>	<b>91.3</b>	<b>99.0</b>	<b>93.5</b>	<b>107.4</b>	<b>87.7</b>	<b>81.0</b>
<i>Share of non-OECD</i>	<i>33%</i>	<i>46%</i>	<i>53%</i>	<i>61%</i>	<i>53%</i>	<i>61%</i>	<i>52%</i>	<i>62%</i>

**Table 3.2** • Primary oil demand\* by region in the New Policies Scenario (mb/d)

	1980	2009	2015	2020	2025	2030	2035	2009-2035**
OECD	41.3	41.7	41.1	39.8	38.2	36.7	35.3	-0.6%
North America	20.8	21.9	21.9	21.4	20.8	20.1	19.4	-0.5%
<i>United States</i>	<i>17.4</i>	<i>17.8</i>	<i>17.7</i>	<i>17.2</i>	<i>16.5</i>	<i>15.8</i>	<i>14.9</i>	<i>-0.7%</i>
Europe	14.4	12.7	12.4	11.9	11.4	10.8	10.4	-0.8%
Pacific	6.1	7.0	6.9	6.4	6.1	5.8	5.6	-0.9%
<i>Japan</i>	<i>4.8</i>	<i>4.1</i>	<i>3.8</i>	<i>3.5</i>	<i>3.2</i>	<i>3.0</i>	<i>2.9</i>	<i>-1.3%</i>
Non-OECD	20.0	35.8	41.1	44.1	47.5	51.1	54.6	1.6%
E. Europe/Eurasia	9.1	4.6	4.9	5.0	5.2	5.2	5.4	0.6%
<i>Caspian</i>	<i>n.a.</i>	<i>0.6</i>	<i>0.7</i>	<i>0.8</i>	<i>0.8</i>	<i>0.9</i>	<i>0.9</i>	<i>1.6%</i>
<i>Russia</i>	<i>n.a.</i>	<i>2.8</i>	<i>2.8</i>	<i>2.9</i>	<i>3.0</i>	<i>3.0</i>	<i>3.0</i>	<i>0.4%</i>
Asia	4.4	16.3	19.7	21.8	24.4	27.3	30.0	2.4%
<i>China</i>	<i>1.9</i>	<i>8.1</i>	<i>10.6</i>	<i>11.7</i>	<i>13.0</i>	<i>14.3</i>	<i>15.3</i>	<i>2.4%</i>
<i>India</i>	<i>0.7</i>	<i>3.0</i>	<i>3.6</i>	<i>4.2</i>	<i>5.1</i>	<i>6.2</i>	<i>7.5</i>	<i>3.6%</i>
Middle East	2.0	6.5	7.5	8.0	8.5	8.9	9.2	1.3%
Africa	1.2	3.0	3.1	3.3	3.4	3.6	3.8	0.9%
Latin America	3.4	5.3	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	0.6%
<i>Brazil</i>	<i>1.3</i>	<i>2.1</i>	<i>2.4</i>	<i>2.5</i>	<i>2.5</i>	<i>2.5</i>	<i>2.6</i>	<i>0.8%</i>
Bunkers***	3.4	6.5	7.0	7.5	7.9	8.5	9.1	1.3%
<b>World</b>	<b>64.8</b>	<b>84.0</b>	<b>89.2</b>	<b>91.3</b>	<b>93.6</b>	<b>96.4</b>	<b>99.0</b>	<b>0.6%</b>
<i>European Union</i>	<i>n.a.</i>	<i>12.2</i>	<i>11.8</i>	<i>11.3</i>	<i>10.7</i>	<i>10.1</i>	<i>9.6</i>	<i>-0.9%</i>

## Vedlegg 5: Estimering av fremtidig oljepris (WEO 2010)

**Table 1.4 • Fossil-fuel import price assumptions by scenario (dollars per unit)**

	Unit	New Policies Scenario					Current Policies Scenario					450 Scenario					
		2009	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
<b>Real terms (2009 prices)</b>																	
IEA crude oil imports	barrel	60.4	90.4	99.0	105.0	110.0	113.0	94.0	110.0	120.0	130.0	135.0	87.9	90.0	90.0	90.0	90.0
Natural gas imports																	
United States	MBtu	4.1	7.0	8.1	9.1	9.9	10.4	7.0	8.2	9.3	10.4	11.2	7.0	8.0	8.9	9.4	9.7
Europe	MBtu	7.4	10.6	11.6	12.3	12.9	13.3	10.7	12.1	12.9	13.9	14.4	10.4	10.6	10.7	10.9	11.0
Japan	MBtu	9.4	12.2	13.4	14.2	14.9	15.3	12.4	13.9	14.9	15.9	16.5	11.9	12.2	12.3	12.5	12.6
OECD steam coal imports	tonne	97.3	97.7	101.7	104.1	105.6	106.5	97.8	105.8	109.5	112.5	115.0	92.5	85.8	75.8	66.3	62.1
<b>Nominal terms</b>																	
IEA crude oil imports	barrel	60.4	103.6	127.1	151.1	177.3	204.1	107.7	141.3	172.7	209.6	243.8	100.7	115.6	129.5	145.1	162.6
Natural gas imports																	
United States	MBtu	4.1	8.0	10.4	13.1	15.9	18.9	8.0	10.5	13.3	16.7	20.3	8.0	10.3	12.8	15.1	17.5
Europe	MBtu	7.4	12.2	14.9	17.8	20.9	24.1	12.3	15.5	18.6	22.4	26.0	11.9	13.6	15.4	17.5	19.8
Japan	MBtu	9.4	14.0	17.2	20.4	24.0	27.6	14.2	17.8	21.4	25.7	29.8	13.6	15.6	17.7	20.1	22.7
OECD steam coal imports	tonne	97.3	112.0	130.6	149.8	170.2	192.4	112.1	135.9	157.6	181.4	207.8	106.0	110.2	109.0	106.8	112.1

## Vedlegg 6: NPV-kalkulasjoner (Excel)

Det norske oljeselskap ASA - Johan Sverdrup - DCF									
(tall i 1 000 000)	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E	
	\$ 105,0	\$ 108,2	\$ 111,4	\$ 114,7	\$ 118,2	\$ 121,7	\$ 125,4	\$ 129,1	
Produksjon i %:	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,05 %	0,60 %	1,40 %	
i fat:	0,0 mill.	0,0 mill.	0,0 mill.	0,0 mill.	0,0 mill.	0,1 mill.	1,6 mill.	3,8 mill.	
Salgsinntekter:	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 16	\$ 203	\$ 488	
i kr:	kr -	kr -	kr -	kr -	kr -	kr 99	kr 1219	kr 2929	
	kr 48,00	kr 49,44	kr 50,92	kr 52,45	kr 54,02	kr 55,65	kr 57,31	kr 59,03	
OpEx:	kr -	kr -	kr -	kr -	kr -	kr -8	kr -93	kr -223	
i \$:	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -1	\$ -15	\$ -37	
Avskrivninger:	kr -63	kr -250	kr -563	kr -938	kr -1 563	kr -1 875	kr -1 863	kr -1 700	
EBIT:	kr -63	kr -250	kr -563	kr -938	kr -1 563	kr -1 784	kr -737	kr 1 006	
Skatt (28%):	kr 18	kr 70	kr 158	kr 263	kr 438	kr 499	kr 206	kr -282	
Friinntekt:	kr -28	kr -113	kr -253	kr -422	kr -675	kr -731	kr -613	kr -456	
Skatt (50%):	kr 45	kr 181	kr 408	kr 680	kr 1 119	kr 1 258	kr 675	kr -275	
Resultat:	kr 0	kr 1	kr 3	kr 5	kr -6	kr -27	kr 144	kr 449	
CapEx i %:	2,5 %	7,5 %	12,5 %	15,0 %	25,0 %	12,5 %	2,0 %	1,0 %	
CapEx:	kr -375	kr -1 125	kr -1 875	kr -2 250	kr -3 750	kr -1 875	kr -300	kr -150	
Avskrivninger:	kr 63	kr 250	kr 563	kr 938	kr 1 563	kr 1 875	kr 1 863	kr 1 700	
FCF:	kr -312	kr -874	kr -1 310	kr -1 308	kr -2 194	kr -27	kr 1 707	kr 1 999	
PV FCF:	kr -293	kr -770	kr -1 084	kr -1 017	kr -1 601	kr -18	kr 1 098	kr 1 208	

Det norske oljeselskap ASA - Johan Sverdrup - DCF										
(tall i 1 000 000)	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
	\$ 133,0	\$ 137,0	\$ 141,1	\$ 145,3	\$ 149,7	\$ 154,2	\$ 158,8	\$ 163,6	\$ 168,5	\$ 173,5
Produksjon i %:	2,00 %	3,40 %	4,00 %	5,20 %	6,40 %	6,70 %	6,30 %	6,20 %	6,10 %	6,00 %
i fat:	5,4 mill.	9,2 mill.	10,8 mill.	14,0 mill.	17,3 mill.	18,1 mill.	17,0 mill.	16,7 mill.	16,5 mill.	16,2 mill.
Salgsinntekter:	\$ 718	\$ 1 258	\$ 1 524	\$ 2 041	\$ 2 587	\$ 2 789	\$ 2 702	\$ 2 738	\$ 2 775	\$ 2 811
i kr:	kr 4 310	kr 7 546	kr 9 144	kr 12 244	kr 15 521	kr 16 736	kr 16 209	kr 16 431	kr 16 651	kr 16 869
	kr 60,80	kr 62,63	kr 64,51	kr 66,44	kr 68,44	kr 70,49	kr 72,60	kr 74,78	kr 77,03	kr 79,34
OpEx:	kr -328	kr -575	kr -697	kr -933	kr -1 183	kr -1 275	kr -1 235	kr -1 252	kr -1 269	kr -1 285
i \$:	\$ -55	\$ -96	\$ -116	\$ -155	\$ -197	\$ -213	\$ -206	\$ -209	\$ -211	\$ -214
Avskrivninger:	kr -1 413	kr -1 063	kr -463	kr -175	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150
EBIT:	kr 2 569	kr 5 909	kr 7 985	kr 11 136	kr 14 189	kr 15 311	kr 14 824	kr 15 029	kr 15 232	kr 15 434
Skatt (28%):	kr -719	kr -1 654	kr -2 236	kr -3 118	kr -3 973	kr -4 287	kr -4 151	kr -4 208	kr -4 265	kr -4 321
Friinntekt:	kr -186	kr -56	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45
Skatt (50%):	kr -1 192	kr -2 926	kr -3 970	kr -5 545	kr -7 072	kr -7 633	kr -7 390	kr -7 492	kr -7 593	kr -7 694
Resultat:	kr 658	kr 1 328	kr 1 779	kr 2 472	kr 3 144	kr 3 391	kr 3 284	kr 3 329	kr 3 374	kr 3 418
CapEx i %:	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
CapEx:	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150
Avskrivninger:	kr 1 413	kr 1 063	kr 463	kr 175	kr 150	kr 150	kr 150	kr 150	kr 150	kr 150
FCF:	kr 1 920	kr 2 241	kr 2 092	kr 2 497	kr 3 144	kr 3 391	kr 3 284	kr 3 329	kr 3 374	kr 3 418
PV FCF:	kr 1 090	kr 1 194	kr 1 046	kr 1 173	kr 1 387	kr 1 404	kr 1 277	kr 1 215	kr 1 156	kr 1 100

Det norske oljeselskap ASA - Johan Sverdrup - DCF										
(tall i 1 000 000)	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	2036E	2037E	2038E	2039E	
	\$ 178,8	\$ 184,1	\$ 189,6	\$ 195,3	\$ 201,2	\$ 207,2	\$ 213,4	\$ 219,8	\$ 226,4	
Produksjon i %:	6,00 %	5,85 %	5,50 %	4,60 %	3,80 %	3,40 %	2,95 %	2,25 %	1,90 %	
i fat:	16,2 mill.	15,8 mill.	14,9 mill.	12,4 mill.	10,3 mill.	9,2 mill.	8,0 mill.	6,1 mill.	5,1 mill.	
Salgsinntekter:	\$ 2 896	\$ 2 908	\$ 2 816	\$ 2 426	\$ 2 064	\$ 1 902	\$ 1 700	\$ 1 336	\$ 1 162	
i kr:	kr 17 375	kr 17 449	kr 16 897	kr 14 556	kr 12 385	kr 11 414	kr 10 200	kr 8 013	kr 6 970	
	kr 81,72	kr 84,17	kr 86,69	kr 89,29	kr 91,97	kr 94,73	kr 97,57	kr 100,50	kr 103,52	
OpEx:	kr -1 324	kr -1 329	kr -1 287	kr -1 109	kr -944	kr -870	kr -777	kr -611	kr -531	
i \$:	\$ -221	\$ -222	\$ -215	\$ -185	\$ -157	\$ -145	\$ -130	\$ -102	\$ -89	
Avskrivninger:	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	
EBIT:	kr 15 901	kr 15 969	kr 15 460	kr 13 297	kr 11 292	kr 10 394	kr 9 273	kr 7 253	kr 6 289	
Skatt (28%):	kr -4 452	kr -4 471	kr -4 329	kr -3 723	kr -3 162	kr -2 910	kr -2 597	kr -2 031	kr -1 761	
Friinntekt:	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	kr -45	
Skatt (50%):	kr -7 928	kr -7 962	kr -7 707	kr -6 626	kr -5 623	kr -5 175	kr -4 614	kr -3 604	kr -3 122	
Resultat:	kr 3 521	kr 3 536	kr 3 424	kr 2 948	kr 2 507	kr 2 309	kr 2 063	kr 1 618	kr 1 406	
CapEx i %:	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	
CapEx:	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	kr -150	
Avskrivninger:	kr 150	kr 150	kr 150	kr 150	kr 150	kr 150	kr 150	kr 150	kr 150	
FCF:	kr 3 521	kr 3 536	kr 3 424	kr 2 948	kr 2 507	kr 2 309	kr 2 063	kr 1 618	kr 1 406	
PV FCF:	kr 1 064	kr 1 003	kr 912	kr 738	kr 589	kr 509	kr 427	kr 315	kr 257	

Det norske oljeselskap ASA - Johan Sverdrup - DCF										
(tall i 1 000 000)	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E	2047E		
	\$ 233,2	\$ 240,2	\$ 247,4	\$ 254,9	\$ 262,5	\$ 270,4	\$ 278,5	\$ 286,9		
Produksjon i %:	1,80 %	1,60 %	1,40 %	1,25 %	1,10 %	1,00 %	0,75 %	0,50 %		
i fat:	4,9 mill.	4,3 mill.	3,8 mill.	3,4 mill.	3,0 mill.	2,7 mill.	2,0 mill.	1,4 mill.		
Salgsinntekter:	\$ 1 134	\$ 1 038	\$ 935	\$ 860	\$ 780	\$ 730	\$ 564	\$ 387		
i kr:	kr 6 801	kr 6 227	kr 5 612	kr 5 161	kr 4 678	kr 4 380	kr 3 384	kr 2 323		
	kr 106,62	kr 109,82	kr 113,12	kr 116,51	kr 120,00	kr 123,60	kr 127,31	kr 131,13		
OpEx:	kr -518	kr -474	kr -428	kr -393	kr -356	kr -334	kr -258	kr -177		
i \$:	\$ -86	\$ -79	\$ -71	\$ -66	\$ -59	\$ -56	\$ -43	\$ -30		
Avskrivninger:	kr -150	kr -150	kr -150	kr -125	kr -100	kr -75	kr -50	kr -25		
EBIT:	kr 6 133	kr 5 602	kr 5 034	kr 4 643	kr 4 221	kr 3 971	kr 3 076	kr 2 121		
Skatt (28%):	kr -1 717	kr -1 569	kr -1 410	kr -1 300	kr -1 182	kr -1 112	kr -861	kr -594		
Friinntekt:	kr -45	kr -45	kr -45	kr -34	kr -23	kr -11	kr -	kr -		
Skatt (50%):	kr -3 044	kr -2 779	kr -2 495	kr -2 305	kr -2 099	kr -1 980	kr -1 538	kr -1 061		
Resultat:	kr 1 372	kr 1 255	kr 1 130	kr 1 038	kr 940	kr 879	kr 677	kr 467		
CapEx i %:	1,0 %	1,0 %	1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %		
CapEx:	kr -150	kr -150	kr -150	kr -	kr -	kr -	kr -	kr -		
Avskrivninger:	kr 150	kr 150	kr 150	kr 125	kr 100	kr 75	kr 50	kr 25		
FCF:	kr 1 372	kr 1 255	kr 1 130	kr 1 163	kr 1 040	kr 954	kr 727	kr 492		
PV FCF:	kr 235	kr 202	kr 171	kr 165	kr 139	kr 119	kr 85	kr 54		

Johan Sverdrup - Sensitivitetsanalyse - Oljepris								
		Avkastningskrav						
		4,0%	5,0%	6,0%	6,5%	7,0%	8,0%	9,0%
Oljepris i \$	\$ 80,00	kr 19 162	kr 15 772	kr 12 989	<b>kr 11 788</b>	kr 10 695	kr 8 794	kr 7 213
	\$ 90,00	kr 22 062	kr 18 214	kr 15 057	<b>kr 13 693</b>	kr 12 452	kr 10 295	kr 8 500
	\$ 100,00	kr 24 962	kr 20 657	kr 17 124	<b>kr 15 598</b>	kr 14 210	kr 11 796	kr 9 786
	<b>\$ 105,00</b>	<b>kr 26 412</b>	<b>kr 21 878</b>	<b>kr 18 157</b>	<b>kr 16 550</b>	<b>kr 15 089</b>	<b>kr 12 546</b>	<b>kr 10 430</b>
	\$ 110,00	kr 27 862	kr 23 100	kr 19 191	<b>kr 17 503</b>	kr 15 967	kr 13 296	kr 11 073
	\$ 120,00	kr 30 762	kr 25 542	kr 21 258	<b>kr 19 408</b>	kr 17 725	kr 14 797	kr 12 360
	\$ 130,00	kr 33 662	kr 27 985	kr 23 326	<b>kr 21 313</b>	kr 19 482	kr 16 297	kr 13 646

Johan Sverdrup - Sensitivitetsanalyse - Feltstørrelse								
		Avkastningskrav						
		4,0%	5,0%	6,0%	6,5%	7,0%	8,0%	9,0%
Feltstørrelse i mill. fat o.e.	180,00	kr 17 036	kr 13 980	kr 11 473	<b>kr 10 391</b>	kr 9 406	kr 7 694	kr 6 270
	210,00	kr 20 161	kr 16 613	kr 13 701	<b>kr 12 444</b>	kr 11 300	kr 9 311	kr 7 657
	240,00	kr 23 287	kr 19 246	kr 15 929	<b>kr 14 497</b>	kr 13 194	kr 10 929	kr 9 043
	<b>270,00</b>	<b>kr 26 412</b>	<b>kr 21 878</b>	<b>kr 18 157</b>	<b>kr 16 550</b>	<b>kr 15 089</b>	<b>kr 12 546</b>	<b>kr 10 430</b>
	300,00	kr 29 538	kr 24 511	kr 20 386	<b>kr 18 603</b>	kr 16 983	kr 14 163	kr 11 816
	330,00	kr 32 663	kr 27 144	kr 22 614	<b>kr 20 657</b>	kr 18 877	kr 15 781	kr 13 203
	360,00	kr 35 789	kr 29 776	kr 24 842	<b>kr 22 710</b>	kr 20 771	kr 17 398	kr 14 590

Johan Sverdrup - Sensitivitetsanalyse - Feltstørrelse & Oljepris								
		Oljepris i \$						
		\$ 80,00	\$ 90,00	\$ 100,00	\$ 105,00	\$ 110,00	\$ 120,00	\$ 130,00
Feltstørrelse i mill. fat o.e.	180,00	kr 7 215	kr 8 485	kr 9 755	<b>kr 10 391</b>	kr 11 026	kr 12 296	kr 13 566
	210,00	kr 8 739	kr 10 221	kr 11 703	<b>kr 12 444</b>	kr 13 185	kr 14 666	kr 16 148
	240,00	kr 10 264	kr 11 957	kr 13 650	<b>kr 14 497</b>	kr 15 344	kr 17 037	kr 18 730
	<b>270,00</b>	<b>kr 11 788</b>	<b>kr 13 693</b>	<b>kr 15 598</b>	<b>kr 16 550</b>	<b>kr 17 503</b>	<b>kr 19 408</b>	<b>kr 21 313</b>
	300,00	kr 13 312	kr 15 428	kr 17 545	<b>kr 18 603</b>	kr 19 662	kr 21 778	kr 23 895
	330,00	kr 14 836	kr 17 164	kr 19 492	<b>kr 20 657</b>	kr 21 821	kr 24 149	kr 26 478
	360,00	kr 16 360	kr 18 900	kr 21 440	<b>kr 22 710</b>	kr 23 980	kr 26 520	kr 29 060

Johan Sverdrup - Sensitivitetsanalyse - CapEx & Oljepris								
		Oljepris i \$						
		\$ 80,00	\$ 90,00	\$ 100,00	\$ 105,00	\$ 110,00	\$ 120,00	\$ 130,00
Investeringsbeløp (mrd. kr)	kr 7,5	kr 12 752	kr 14 657	kr 16 562	<b>kr 17 515</b>	kr 18 467	kr 20 372	kr 22 277
	kr 10,0	kr 12 430	kr 14 335	kr 16 241	<b>kr 17 193</b>	kr 18 146	kr 20 051	kr 21 956
	kr 12,5	kr 12 109	kr 14 014	kr 15 919	<b>kr 16 872</b>	kr 17 824	kr 19 729	kr 21 634
	<b>kr 15,0</b>	<b>kr 11 788</b>	<b>kr 13 693</b>	<b>kr 15 598</b>	<b>kr 16 550</b>	<b>kr 17 503</b>	<b>kr 19 408</b>	<b>kr 21 313</b>
	kr 17,5	kr 11 466	kr 13 371	kr 15 276	<b>kr 16 229</b>	kr 17 181	kr 19 086	kr 20 991
	kr 20,0	kr 11 145	kr 13 050	kr 14 955	<b>kr 15 907</b>	kr 16 860	kr 18 765	kr 20 670
	kr 22,5	kr 10 823	kr 12 728	kr 14 633	<b>kr 15 586</b>	kr 16 538	kr 18 443	kr 20 348

Johan Sverdrup - Break-even - Oljepris								
		Avkastningskrav						
		4,0%	5,0%	6,0%	6,5%	7,0%	8,0%	9,0%
Oljepris i \$	\$ 10,00	kr -1 138	kr -1 327	kr -1 482	kr -1 548	kr -1 607	kr -1 710	kr -1 792
	\$ 20,00	kr 1 762	kr 1 116	kr 586	kr 357	kr 150	kr -209	kr -506
	\$ 30,00	kr 4 662	kr 3 558	kr 2 653	kr 2 262	kr 1 908	kr 1 291	kr 781
	\$ 35,00	kr 6 112	kr 4 780	kr 3 687	kr 3 215	kr 2 786	kr 2 042	kr 1 424
	\$ 40,00	kr 7 562	kr 6 001	kr 4 720	kr 4 167	kr 3 665	kr 2 792	kr 2 067
	\$ 45,00	kr 9 012	kr 7 222	kr 5 754	kr 5 120	kr 4 544	kr 3 542	kr 2 710
	\$ 50,00	kr 10 462	kr 8 444	kr 6 788	kr 6 072	kr 5 422	kr 4 293	kr 3 354

Johan Sverdrup - Break-even - Oljepris & CapEx								
		Oljepris i \$						
		\$ 10,00	\$ 20,00	\$ 30,00	\$ 35,00	\$ 40,00	\$ 45,00	\$ 50,00
Totalt investeringsbeløp (mrd. kr)	kr 10,0	kr -905	kr 1 000	kr 2 905	kr 3 858	kr 4 810	kr 5 763	kr 6 715
	kr 12,5	kr -1 226	kr 679	kr 2 584	kr 3 536	kr 4 489	kr 5 441	kr 6 394
	kr 15,0	kr -1 548	kr 357	kr 2 262	kr 3 215	kr 4 167	kr 5 120	kr 6 072
	kr 17,5	kr -1 869	kr 36	kr 1 941	kr 2 893	kr 3 846	kr 4 798	kr 5 751
	kr 20,0	kr -2 191	kr -286	kr 1 619	kr 2 572	kr 3 524	kr 4 477	kr 5 430
	kr 22,5	kr -2 512	kr -607	kr 1 298	kr 2 250	kr 3 203	kr 4 156	kr 5 108
	kr 25,0	kr -2 834	kr -929	kr 977	kr 1 929	kr 2 882	kr 3 834	kr 4 787

Johan Sverdrup - Sensitivitetsanalyse - Vekst i oljepris								
		Vekst % i oljepris						
		-1,00%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%
Oljepris i \$	\$ 80,00	kr 5 445	kr 6 664	kr 8 099	kr 9 790	kr 11 788	kr 14 150	kr 16 950
	\$ 90,00	kr 6 469	kr 7 858	kr 9 492	kr 11 418	kr 13 693	kr 16 383	kr 19 572
	\$ 100,00	kr 7 494	kr 9 051	kr 10 885	kr 13 046	kr 15 598	kr 18 617	kr 22 195
	\$ 105,00	kr 8 006	kr 9 648	kr 11 581	kr 13 859	kr 16 550	kr 19 733	kr 23 506
	\$ 110,00	kr 8 518	kr 10 245	kr 12 277	kr 14 673	kr 17 503	kr 20 850	kr 24 817
	\$ 120,00	kr 9 542	kr 11 438	kr 13 670	kr 16 301	kr 19 408	kr 23 083	kr 27 439
	\$ 130,00	kr 10 566	kr 12 632	kr 15 063	kr 17 929	kr 21 313	kr 25 316	kr 30 061

Johan Sverdrup - Sensitivitetsanalyse - Vekst i oljepris								
		Vekst % i oljepris						
		0,50%	1,00%	1,50%	2,00%	2,50%	3,00%	3,50%
Avkastningskrav	4,0%	kr 16 955	kr 18 533	kr 20 253	kr 22 129	kr 24 177	kr 26 412	kr 28 854
	5,0%	kr 14 038	kr 15 351	kr 16 780	kr 18 336	kr 20 031	kr 21 878	kr 23 893
	6,0%	kr 11 624	kr 12 722	kr 13 915	kr 15 212	kr 16 623	kr 18 157	kr 19 828
	6,5%	kr 10 575	kr 11 581	kr 12 673	kr 13 859	kr 15 149	kr 16 550	kr 18 075
	7,0%	kr 9 618	kr 10 540	kr 11 541	kr 12 628	kr 13 807	kr 15 089	kr 16 481
	8,0%	kr 7 943	kr 8 722	kr 9 566	kr 10 480	kr 11 471	kr 12 546	kr 13 712
	9,0%	kr 6 540	kr 7 201	kr 7 915	kr 8 687	kr 9 524	kr 10 430	kr 11 411

Vedlegg 7: Datainnsamling og resultater av regresjon

Felt	Sted	Funnår	Produksjonsstart	Operatør	Størrelse	Gjenværende reserver	Investeringer pr. 31.12.10	Prod. i 2011
Staffjord	Nordsjøen nord	1974	24.11.1979	Statoil	567,3 mill o.e.	4,6 mill o.e.	133,4 mrd 2011-kroner	21000 fat pr. dag
Ekofisk	Nordsjøen sør	1969	15.06.1971	ConocoPhillips Sca.	534,6 mill o.e.	111,2 mill o.e.	146,7 mrd 2011-kroner	161000 fat pr. dag
Oseberg	Nordsjøen nord	1979	01.12.1988	Statoil	377,2 mill o.e.	22,6 mill o.e.	96,6 mrd 2011-kroner	60000 fat pr. dag
Gullfaks	Nordsjøen nord	1978	22.12.1986	Statoil	365,4 mill o.e.	16,7 mill o.e.	122,6 mrd 2011-kroner	55000 fat pr. dag
Troll II	Nordsjøen nord	1979	19.09.1995	Statoil	250,0 mill o.e.	36,6 mill o.e.	95,4 mrd 2011-kroner	113000 fat pr. dag
Snorre	Nordsjøen nord	1979	03.08.1992	Statoil	241,2 mill o.e.	65,4 mill o.e.	81,9 mrd 2011-kroner	115000 fat pr. dag
Heidrun	Norskehavet	1985	18.10.1995	Statoil	169,0 mill o.e.	33,9 mill o.e.	67,7 mrd 2011-kroner	52000 fat pr. dag
Valhall	Nordsjøen sør	1975	02.10.1982	BP Norge AS	145,5 mill o.e.	42,2 mill o.e.	76,7 mrd 2011-kroner	31000 fat pr. dag
Draugen	Norskehavet	1984	19.10.1993	A/S Norske Shell	143,1 mill o.e.	15,4 mill o.e.	30,7 mrd 2011-kroner	31000 fat pr. dag
Eldfisk	Nordsjøen sør	1970	08.08.1979	ConocoPhillips Sca.	133,8 mill o.e.	38,8 mill o.e.	56,9 mrd 2011-kroner	48000 fat pr. dag
Grane	Nordsjøen midt	1991	23.09.2003	Statoil	120,7 mill o.e.	47,5 mill o.e.	21,6 mrd 2011-kroner	135000 fat pr. dag
Åsgård	Norskehavet	1981	19.05.1999	Statoil	100,8 mill o.e.	26,9 mill o.e.	74,9 mrd 2011-kroner	70000 fat pr. dag
Norne	Norskehavet	1992	06.11.1997	Statoil	93,4 mill o.e.	8,8 mill o.e.	28,1 mrd 2011-kroner	34000 fat pr. dag
Ula	Nordsjøen sør	1976	06.10.1986	BP Norge AS	92,3 mill o.e.	21,3 mill o.e.	24,2 mrd 2011-kroner	16000 fat pr. dag
Balder	Nordsjøen midt	1967	02.10.1999	Exxon & Production Nor.	69,7 mill o.e.	17,9 mill o.e.	27,3 mrd 2011-kroner	47000 fat pr. dag
Tordis	Nordsjøen nord	1987	03.06.1994	Statoil	59,7 mill o.e.	5,3 mill o.e.	13,6 mrd 2011-kroner	15000 fat pr. dag
Vigdis	Nordsjøen nord	1986	28.01.1997	Statoil	58,7 mill o.e.	11,0 mill o.e.	17,2 mrd 2011-kroner	32000 fat pr. dag
Brage	Nordsjøen nord	1980	23.09.1993	Statoil	56,0 mill o.e.	2,6 mill o.e.	22,0 mrd 2011-kroner	11000 fat pr. dag
Veslefrikk	Nordsjøen nord	1981	26.12.1989	Statoil	54,8 mill o.e.	3,9 mill o.e.	22,2 mrd 2011-kroner	13000 fat pr. dag
Gullfaks Sør	Nordsjøen nord	1978	10.10.1998	Statoil	53,0 mill o.e.	14,3 mill o.e.	33,1 mrd 2011-kroner	32000 fat pr. dag
Oseberg Sør	Nordsjøen nord	1984	05.02.2000	Statoil	52,6 mill o.e.	13,0 mill o.e.	22,5 mrd 2011-kroner	32000 fat pr. dag
Staffjord Nord	Nordsjøen nord	1977	23.01.1995	Statoil	39,4 mill o.e.	3,3 mill o.e.	8,0 mrd 2011-kroner	5000 fat pr. dag
Gyda	Nordsjøen sør	1980	21.06.1990	Talisman Energy Norge	37,7 mill o.e.	2,4 mill o.e.	17,1 mrd 2011-kroner	8000 fat pr. dag
Staffjord Øst	Nordsjøen nord	1976	24.09.1994	Statoil	36,8 mill o.e.	1,6 mill o.e.	7,9 mrd 2011-kroner	10000 fat pr. dag
Alvheim	Nordsjøen vest	1998	08.06.2008	Marathon Petr.	36,5 mill o.e.	24,7 mill o.e.	18,1 mrd 2011-kroner	64000 fat pr. dag
Tyrhans	Norskehavet	1983	08.07.2009	Statoil	31,4 mill o.e.	25,7 mill o.e.	14,2 mrd 2011-kroner	82000 fat pr. dag
Visund	Nordsjøen nord	1986	21.04.1999	Statoil	30,4 mill o.e.	9,4 mill o.e.	25,2 mrd 2011-kroner	22000 fat pr. dag
Oseberg Øst	Nordsjøen nord	1981	03.05.1999	Statoil	28,4 mill o.e.	10,6 mill o.e.	10,2 mrd 2011-kroner	9000 fat pr. dag
Kvitbjørn	Nordsjøen nord	1994	26.09.2004	Statoil	27,9 mill o.e.	15,2 mill o.e.	15,1 mrd 2011-kroner	46000 fat pr. dag
Fram	Nordsjøen nord	1992	02.10.2003	Statoil	26,8 mill o.e.	7,2 mill o.e.	11,2 mrd 2011-kroner	38000 fat pr. dag
Njord	Norskehavet	1986	30.09.1997	Statoil	26,8 mill o.e.	2,1 mill o.e.	17,0 mrd 2011-kroner	13000 fat pr. dag
Jotun	Nordsjøen midt	1994	25.10.1999	Exxon & Production Nor.	24,7 mill o.e.	2,3 mill o.e.	12,2 mrd 2011-kroner	4000 fat pr. dag
Tor	Nordsjøen sør	1970	28.06.1978	ConocoPhillips Sca.	24,4 mill o.e.	1,0 mill o.e.	9,2 mrd 2011-kroner	3000 fat pr. dag
Kristin	Norskehavet	1997	03.11.2005	Statoil	22,2 mill o.e.	7,9 mill o.e.	27,9 mrd 2011-kroner	23000 fat pr. dag
Varg	Nordsjøen midt	1984	22.12.1998	Talisman Energy Norge	16,5 mill o.e.	3,1 mill o.e.	9,2 mrd 2011-kroner	14000 fat pr. dag
Ringhorne Øst	Nordsjøen midt	2003	19.03.2006	Exxon & Production Nor.	15,0 mill o.e.	7,8 mill o.e.	0,6 mrd 2011-kroner	13000 fat pr. dag
Murchison	Nordsjøen nord	1975	28.09.1980	CNR International Ltd.	14,8 mill o.e.	1,1 mill o.e.	7,6 mrd 2011-kroner	1000 fat pr. dag
Sygnå	Nordsjøen nord	1996	01.08.2000	Statoil	10,7 mill o.e.	1,0 mill o.e.	2,5 mrd 2011-kroner	1000 fat pr. dag
Embla	Nordsjøen sør	1988	12.05.1993	ConocoPhillips Sca.	10,4 mill o.e.	0,4 mill o.e.	4,3 mrd 2011-kroner	3000 fat pr. dag
Gjøa	Nordsjøen vest	1989	07.11.2010	GDF SUEZ E&P Norge AS	10,3 mill o.e.	10,0 mill o.e.	29,8 mrd 2011-kroner	41000 fat pr. dag
Hod	Nordsjøen sør	1974	30.09.1990	BP Norge AS	9,9 mill o.e.	0,6 mill o.e.	2,9 mrd 2011-kroner	2000 fat pr. dag
Morvin	Norskehavet	2001	01.08.2010	Statoil	9,2 mill o.e.	8,8 mill o.e.	7,9 mrd 2011-kroner	35000 fat pr. dag
Tambar	Nordsjøen sør	1983	15.07.2001	BP Norge AS	8,9 mill o.e.	0,4 mill o.e.	2,6 mrd 2011-kroner	3000 fat pr. dag
Giltne	Nordsjøen midt	1995	29.08.2001	Statoil	8,7 mill o.e.	0,2 mill o.e.	2,9 mrd 2011-kroner	7000 fat pr. dag
Vilje	Nordsjøen midt	2003	01.08.2008	Statoil	8,3 mill o.e.	4,5 mill o.e.	2,2 mrd 2011-kroner	20000 fat pr. dag
Heimdal	Nordsjøen midt	1972	13.12.1985	Statoil	8,1 mill o.e.	1,6 mill o.e.	21,2 mrd 2011-kroner	-
Volve	Nordsjøen midt	1993	12.02.2008	Statoil	8,1 mill o.e.	2,0 mill o.e.	3,3 mrd 2011-kroner	13000 fat pr. dag
Urd	Norskehavet	2000	08.11.2005	Statoil	7,0 mill o.e.	2,6 mill o.e.	5,0 mrd 2011-kroner	6000 fat pr. dag
Volund	Nordsjøen midt	1994	10.09.2009	Marathon Petr.	6,4 mill o.e.	5,6 mill o.e.	3,4 mrd 2011-kroner	21000 fat pr. dag
Huldra	Nordsjøen nord	1982	21.11.2001	Statoil	5,0 mill o.e.	0,1 mill o.e.	9,1 mrd 2011-kroner	1000 fat pr. dag
Mikkel	Norskehavet	1987	01.08.2003	Statoil	4,3 mill o.e.	1,8 mill o.e.	2,2 mrd 2011-kroner	8000 fat pr. dag
Vega Sør	Nordsjøen nord	1987	02.12.2010	Statoil	3,6 mill o.e.	3,6 mill o.e.	3,1 mrd 2011-kroner	7000 fat pr. dag
Tune	Nordsjøen nord	1996	28.11.2002	Statoil	3,3 mill o.e.	0,3 mill o.e.	5,6 mrd 2011-kroner	-
Gimle	Nordsjøen nord	2004	19.05.2006	Statoil	2,8 mill o.e.	0,5 mill o.e.	0,9 mrd 2011-kroner	3000 fat pr. dag
Vale	Nordsjøen midt	1991	31.05.2002	Statoil	2,3 mill o.e.	1,1 mill o.e.	2,8 mrd 2011-kroner	3000 fat pr. dag
Skirne	Nordsjøen midt	1990	03.03.2004	Total E&P Norge AS	2,0 mill o.e.	0,5 mill o.e.	3,1 mrd 2011-kroner	2000 fat pr. dag
Vega	Nordsjøen nord	1981	02.12.2010	Statoil	1,7 mill o.e.	1,7 mill o.e.	4,4 mrd 2011-kroner	8000 fat pr. dag
Alve	Norskehavet	1990	19.03.2009	Statoil	1,4 mill o.e.	0,9 mill o.e.	3,9 mrd 2011-kroner	6000 fat pr. dag
Rev	Nordsjøen midt	2001	24.01.2009	Talisman Energy Norge	1,1 mill o.e.	0,5 mill o.e.	4,2 mrd 2011-kroner	3000 fat pr. dag
Blane	Nordsjøen sør	1989	12.09.2007	Talisman Energy Norge	0,9 mill o.e.	0,5 mill o.e.	0,6 mrd 2011-kroner	2000 fat pr. dag
Enoch	Nordsjøen midt	1991	31.05.2007	Talisman North Sea Ltd.	0,5 mill o.e.	0,2 mill o.e.	0,2 mrd 2011-kroner	1000 fat pr. dag
Yttergryta	Norskehavet	2007	05.01.2009	Statoil	0,4 mill o.e.	0,1 mill o.e.	1,6 mrd 2011-kroner	2000 fat pr. dag
Tambar Øst	Nordsjøen sør	2007	02.10.2007	BP Norge AS	0,3 mill o.e.	0,1 mill o.e.	1,1 mrd 2011-kroner	400 fat pr. dag
Gungne	Nordsjøen midt	1982	21.04.1996	Statoil	0,0 mill o.e.	0,0 mill o.e.	2,3 mrd 2011-kroner	-
Ormen Lange	Norskehavet	1997	13.09.2007	A/S Norske Shell	0,0 mill o.e.	0,0 mill o.e.	34,2 mrd 2011-kroner	-
Sigyn	Nordsjøen midt	1982	22.12.2002	Exxon & Production Nor.	0,0 mill o.e.	0,0 mill o.e.	2,5 mrd 2011-kroner	-
Sleipner Vest	Nordsjøen midt	1974	29.08.1996	Statoil	0,0 mill o.e.	0,0 mill o.e.	28,8 mrd 2011-kroner	-
Sleipner Øst	Nordsjøen midt	1981	24.08.1993	Statoil	0,0 mill o.e.	0,0 mill o.e.	38,7 mrd 2011-kroner	-
Snøhvit	Barentshavet	1984	21.08.2007	Statoil	0,0 mill o.e.	0,0 mill o.e.	9,4 mrd 2011-kroner	-
Troll	Nordsjøen nord	1983	09.02.1996	Statoil	0,0 mill o.e.	0,0 mill o.e.	62,1 mrd 2011-kroner	-
					4 314,1 mill o.e.	734,9 mill o.e.	1 734,8 mrd 2011-kroner	



SUMMARY OUTPUT

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,967476535
R Square	0,936010846
Adjusted R Square	0,918568401
Standard Error	10,77019324
Observations	63

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	2	103502,6192	51751,30959	446,143277	9,58314E-37
Residual	61	7075,820813	115,9970625		
Total	63	110578,44			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>
Intercept	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Year	0,26921409	0,06236034	4,317072228	5,90401E-05	0,144516886	0,393911295
Size	0,041508464	0,001994464	20,81183826	2,1158E-29	0,037520286	0,045496641