



Universitetet  
i Stavanger

**DET SAMFUNNSVITENSKAPELIGE FAKULTET,**

**HANDELSHØGSKOLEN VED UIS**

**MASTEROPPGAVE**

STUDIEPROGRAM:

Master – Økonomi og administrasjon

OPPGAVEN ER SKREVET INNEN  
FØLGENDE  
SPESIALISERINGSRETNING:

Anvendt Finans

TITTEL:

Verdivurdering av Det Norske Oljeselskap ASA

ENGELSK TITTEL:

Valuation: Det Norske Oljeselskap ASA

FORFATTER(E)

Studentnummer:

956840

951708

Navn:

Asbjørn Osland

Atle Olsen

VEILEDER:

Bernt Arne Ødegaard

OPPGAVEN ER MOTTATT I TO – 2 – INNBUNDNE EKSEMPLARER

Stavanger, ...../..... 2013 Underskrift administrasjon:.....

## Sammendrag

Målet med denne utredningen er å estimere den underliggende verdien av egenkapitalen til Det Norske Oljeselskap ASA og dermed identifisere mulige avvik fra markedsprisen. På bakgrunn av våre beregninger ønsker vi å gi en anbefaling om eventuelt kjøp eller salg av selskapets aksje.

Valget av verdsettelsesmetode falt på den fundamentale metoden kalt 'Diskontert kontantstrøm metode'.

Vi starter med en inngående regnskapsanalyse hvor vi ønsker å avdekke verdidrivere og historiske trender. Som en avslutning på regnskapsanalysen ønsker vi å analysere langsiktig og kortsiktig kredittrisiko gjennom en syntetisk rating.

Videre estimeres fremtidige kontantstrømmer med bakgrunn i historiske regnskapstall og i annen tilgjengelig informasjon. Budsjettperioden settes til 15 år og kontantstrømmene utover denne budsjettperioden beregnes som en terminalverdi. Kontantstrømmene blir deretter neddiskontert mot estimert kapitalkostnad, for å beregne nåverdien av selskapet.

Rentebærende gjeld trekkes fra selskapsverdien for å komme frem til verdien av egenkapitalen og dermed en aksjeverdi. I tillegg utfører vi en komparativ verdsettelse ved bruk av P/B – multiplikatoren.

Avslutningsvis analyserer vi sensitiviteten knyttet til de ulike verdidriverne vi har benyttet i beregningen av fremtidige kontantstrømmer.

Vi har beregnet en aksjeverdi på 100,314 kr. Aksjen ble per 31.12.12 omsatt med en aksjekurs på 82,50 kr. Vi konkluderer med at aksjen per 31.12.12 er underpriset og vi anbefaler kjøp dersom investoren er villig til å akseptere høy risiko.

## **Forord**

Denne utredningen er skrevet som en avsluttende oppgave i vårt masterstudium i Økonomi og administrasjon, med spesialisering innen anvendt finans. Oppgaven er skrevet ved Handelshøgskolen i Stavanger våren 2013.

Temaet for oppgaven er verdivurdering av selskap. Vi ønsket å utføre en verdivurdering av et norsk petroleumsselskap. Vi valgte å verdsette Det Norske Oljeselskap, da vi anså dette selskapet som en ung og interessant aktør på norsk kontinentalsokkel. Prosessen har bydd på mange utfordringer og vært meget interessant og lærerik.

Bakgrunnen for valg av tema var en stor interesse for fagfeltet og et ønske om å lære mer. Vi så dette som en mulighet til å få benyttet mye av kunnskapen vi har tilegnet oss gjennom vårt 5-årige studium i en mer praktisk sammenheng.

Vi vil benytte sjansen til å takke for vår veileder, Bernt Arne Ødegaard, for god veiledning gjennom prosessen.

Stavanger, 14.juni 2013

Atle Olsen og Asbjørn Osland

## Innhold

Tabeller og figurer.....	7
1. Tema og problemstilling .....	10
1.1 Struktur .....	12
2. Presentasjon av petroleumsbransjen.....	13
2.1 Petroleumsnæringen i Norge .....	13
2.2 Rammeverk og organisering.....	13
2.3 Ressurser og reserver.....	14
2.4 Petroleumsselskapenes inntekter .....	15
2.5 Spesielle regnskapsregler for petroleumsselskap i Norge .....	15
2.5.1 Leteutgifter.....	15
2.5.2 Avskrivninger .....	16
2.5.3 Skatt .....	16
2.5.4 Reserver .....	17
3. Presentasjon av Det Norske Oljeselskap .....	18
3.1 Det Norske Oljeselskaps historie.....	18
3.1.1 Pertra .....	18
3.2 Detnor i dag og veien videre.....	19
3.3 Leting.....	20
3.4 Lisensportefølje .....	20
3.4.1 Felt i produksjon .....	21
3.4.2 Felt godkjent for utbygging .....	22
3.4.3 Felt rettferdiggjort for utbygging .....	22
3.4.4 Samlede reserver.....	23
4. Verdsettelsesmetodikk .....	24
4.1 Ulike metoder .....	24
4.1.1 Fundamental verdsettelse.....	24
4.1.2 Komparativ verdsettelse.....	25
4.1.3 Opsjonsbasert verdsettelse .....	26
4.2 Valg av metode .....	26
5. Regnskapsanalyse.....	30
5.1 Informasjonsinnsamling og valg av analyseperiode.....	30
5.2 Omgruppering av resultatregnskap.....	30

5.3	Normalisering av resultatregnskapene.....	33
5.4	Balanse.....	35
5.5	Likviditets- og Soliditetsanalyse .....	37
5.6	Soliditetsrisiko .....	37
5.7	Likviditetsrisiko.....	38
5.8	Normalisert rentedekningsgrad etter skatt (RDG).....	41
5.9	Netto driftsrentabilitet.....	41
5.10	Syntetisk rating .....	42
6.	Fremtidsberegninger.....	44
6.1	Valg av budsjettperiode .....	44
6.2	Oljepris .....	45
6.3	Dollarkurs .....	46
6.4	Skattesats .....	47
6.5	Vekst.....	47
6.6	Inflasjon .....	49
6.7	Produksjonsprofiler .....	49
6.8	Utforskningskostnader.....	51
6.9	Produksjonskostnader .....	53
6.10	Avskrivninger .....	54
6.11	Lønn og lønnsrelaterte kostnader .....	55
6.12	Andre driftskostnader .....	56
6.13	Arbeidskapital.....	56
6.14	CAPEX .....	58
6.14.1	Kjente prosjekter.....	58
6.14.2	Forventede prosjekter.....	60
6.15	Kontantstømmer .....	60
6.16	Terminalverdiberegning .....	63
7.	Verdsettelse .....	65
7.1	Kapitalkostnad .....	65
7.1.1	Egenkapitalkostnad .....	66
7.1.2	Gjeldskostnad.....	69
7.1.3	Kapitalstruktur .....	70
7.1.4	WACC.....	71

7.2 Underliggende verdi av egenkapitalen til Det Norske Oljeselskap .....	72
7.2.1 Nåverdi av budsjetterte kontantstrømmer .....	72
7.2.2 Nåverdi av terminalverdien.....	72
7.2.3 Rentebærende gjeld.....	73
7.2.4 Egenkapitalverdi og aksjepris for Det Norske Oljeselskap .....	73
7.3 Komparativ verdsettelse .....	74
8. Sensitivitetsanalyse .....	77
8.1 Oljepris .....	77
8.1.1 Scenarioanalyse.....	77
8.1.2 Sensitivitetsanalyse .....	78
8.2 Kapitalkostnad .....	79
8.3 Vekst.....	80
8.4 Dollarkurs .....	81
8.5 Produksjonskostnader .....	82
8.6 Oppsummering av sensitivitetsanalyse.....	83
9. Svakheter ved verdivurderingen.....	85
10. Oppsummering og konklusjon .....	86
Litteraturliste .....	87
Bøker og journaler .....	87
Nettsider.....	88
Appendiks.....	93
Vektet Gjennomsnittlig Kapitalkostnad (WACC).....	93
Capital Asset Pricing Model.....	94
Vedlegg .....	96
Vedlegg 1: Lisensoversikt .....	96
Vedlegg 2: Produksjonsprofil Johan Sverdrup .....	97
Vedlegg 3: Investeringsprofil til og med år 2027 Johan Sverdrup.....	97
Vedlegg 4: Oppstilling av driftsinntekter og driftskostnader .....	98
Vedlegg 5: Regresjonsutskrift .....	99
Vedlegg 6: Avkastningsdata.....	100
Vedlegg 7: Scenario: Høy oljepris.....	102
Vedlegg 8: Scenario: Lav oljepris .....	103

## **Tabeller og figurer**

Tabell 3.1 Felt i produksjon.....	22
Tabell 3.2 Felt godkjent for utbygging.....	22
Tabell 3.3 Felt rettferdiggjort for utbygging.....	22
Tabell 5.1 Resultatregnskap.....	31
Tabell 5.2 Omgruppert resultatregnskap.....	33
Tabell 5.3 Dollar- og oljepris.....	34
Tabell 5.4 Normalisert resultatregnskap.....	34
Tabell 5.5 Balanse.....	35
Tabell 5.6 Egenkapitalprosent.....	37
Tabell 5.7 Likviditetsgrad 1.....	39
Tabell 5.8 Likviditetsgrad 2.....	40
Tabell 5.9 Normalisert rentedeckningsgrad etter skatt.....	41
Tabell 5.10 Netto driftsrentabilitet.....	42
Tabell 5.11 Rating.....	42
Tabell 5.12 Rating Detnor.....	43
Tabell 6.1 Effektiv skattesats.....	47
Tabell 6.2 Vekst petroleumsindustrien.....	49
Tabell 6.3 Produksjonsprofiler produserende felt.....	50
Tabell 6.4 Produksjonsprofiler for felt til utbygging.....	51
Tabell 6.5 Andel av lisenser.....	52
Tabell 6.6 Andel letebrønner med påviste ressurser.....	53
Tabell 6.7 Prosentvis avskrivning per år.....	55

Tabell 6.8 Totale avskrivninger.....	56
Tabell 6.9 Endring arbeidskapital.....	56
Tabell 6.10 Arbeidskapital per produsert enhet.....	57
Tabell 6.11 Budsjettetert endring arbeidskapital.....	57
Tabell 6.12 Budsjettetert CAPEX.....	58
Tabell 6.13 CAPEX – profil Johan Sverdrup.....	59
Tabell 6.14 Budsjettetert CAPEX Johan Sverdrup.....	60
Tabell 6.15 Kontantstrømoppstilling.....	62
Tabell 7.1 Betaregresjon.....	68
Tabell 7.2 Industri beta.....	68
Tabell 7.3 Neddiskontert kontantstrøm.....	72
Tabell 7.4 Egenkapitalverdi og aksjepris.....	73
Tabell 7.5 P/B verdier sammenlignbare felt.....	75
Tabell 8.1 Endring oljepris.....	78
Tabell 8.2 Endring kapitalkostnad.....	79
Tabell 8.3 Endring vekst.....	80
Tabell 8.4 Endring dollarkurs.....	81
Tabell 8.5 Endring produksjonskostnader.....	83
Figur 2.1 Netto kontantstrøm for staten fra petroleumsvirksomheten 2010.....	13
Figur 3.1 Lisenser og operatørskap i Detnor.....	19
Figur 3.2 Ressurs- og reserveutvikling.....	21
Figur 5.1 Egenkapitalprosent.....	38



Figur 5.2 Likviditetsgrad 1.....	39
Figur 5.3 Likviditetsgrad 2.....	40
Figur 6.1 Referanseprisutvikling.....	46
Figur 8.1 Endring oljepris.....	79
Figur 8.2 Endring kapitalkostnad.....	80
Figur 8.3 Endring vekst.....	81
Figur 8.4 Endring dollarkurs.....	82
Figur 8.5 Endring produksjonskostnader.....	83

## 1. Tema og problemstilling

Vi har i denne utredningen valgt å utføre en verdivurdering av selskapet Det Norske Oljeselskap ASA (Detnor). En genuin interesse for dette fagfeltet var en avgjørende årsak til at valget falt på det å utføre en verdivurdering. Som Martin og Titman (2011) poengterer, ved sin treffende tittel på sin bok om verdivurdering; "Valuation: The art and science of corporate investments decisions", så handler verdivurdering om mer enn ren vitenskap. Det er nettopp kompleksiteten og usikkerheten forbundet med det å bestemme en verdi på et aktivum som gjør en slik oppgave så utfordrende og samtidig så interessant.

Noen vil gjerne mene at verdi og pris er synonyme, men verdi bør ikke forveksles med pris. Investorlegenden Warren Buffet uttalte en gang at "Prisen er det du betaler. Verdien er det du får." (BBC, 2009). Hadde man levd i en perfekt verden hvor alle forutsetningene bak forventet nytte teori var en realitet ville nok pris og verdi være mer eller mindre det samme. Men forskning har etter hvert avslørt at disse forutsetningene ikke nødvendigvis er en realitet (Ackert & Deaves, 2010). Mennesker er ikke perfekt rasjonelle, har ikke tilgang til all relevant informasjon angående en beslutning eller er ikke i stand til å ta valg som maksimerer nytteverdien. Mennesker kan lide av begrensninger som for eksempel overdreven optimisme, overdreven tro på egne evner, gruppetenkning, og trang til å søke etter enkle snarveier. Menneskesinnets begrensninger fører til at det alltid vil tas mer eller mindre irrasjonelle beslutninger. Historiens mange finanskriser, eller økonomiske bobler, gir et godt bilde av hvordan priser kan avvike sterkt fra den fundamentale verdien. Med fundamental verdi menes prisen for en eiendel som en velinformert investor, eller kjøper, må gi i et fritt konkurransemarked (Bodie, Merton & Cleeton. 2009). Gitt menneskets kognitive begrensninger vil det alltid være en fare for at pris vil avvike fra verdi. Derfor er det meget viktig med gode verdivurderinger.

Statistikk viser at finansanalytikere har en tendens til å være lite treffsikre (Hartvigsen, 2012). Så sent som like før resultatfremleggelsen fra et selskap, bommer finansanalytikere i snitt 25 prosent når de forsøker å predikere hva tallene vil vise. Når analytikerne bommer er det stort sett fordi man ser for lyst på fremtiden. All data tyder på at man i snitt er for optimistisk heller enn for pessimistisk (Hartvigsen, 2012). Dette belyser det faktum at verdivurdering er vanskelig øvelse som krever at man både har gode modeller, og kan stille kritiske spørsmål utenfor selve regnemodellen (Hartvigsen, 2012). Dette er viktige tanker å ha i bakhodet i arbeidet med denne verdivurderingen. Vi ønsker å identifisere et mest mulig realistisk bilde av verdiene i selskapet hvor forsiktighetsprinsippet står høyt.

Kompleksiteten rundt det å bestemme en verdi, samt det faktum at ulike aktiva har ulike karakteristika, har resultert i mange ulike metoder for verdsettelse. I følge Yngve Kaldestad (Hartvigsen, 2012) som arbeider med finansiell rådgivning og verdivurdering i Ernst & Young, er det viktig å stille spørsmål om hva man skal bruke verdivurderingen til. Er målet å finne en pris man kan forvente å oppnå i dag, eller er målet å identifisere den underliggende verdien på selskapet? I denne verdivurderingen er vi opptatt av å identifisere den underliggende verdien på selskapet. Det er denne verdien en investor med langsiktig perspektiv for sin investering bør konsentrere seg om. Svingninger i et selskaps aksjepris trenger ikke nødvendigvis være resultat av faktiske endringer i verdien av selskapet. Det kan vel så gjerne være kortsiktige svingninger som er resultat av støy i markedet.

Selskapet vi har valgt, Det Norske Oljeselskap (Detnor), er et selskap som driver med leting, utbygging og produksjon av petroleumsressurser på norsk sokkel. I tråd med deres strategi har de i flere år vært et av de største leteselskapene på norsk sokkel. I år 2011 opplevde de stor suksess da det ble funnet et stort oljefelt, Johan Sverdrup, i Nordsjøen. Detnor eier totalt 10 prosent av feltet. Selskapets aksjekurs steg dramatisk idet denne nyheten ble annonsert. Markedsverdien av selskapet steg med over 200 prosent på kort tid.

Det som er karakteristisk med dette selskapet er blant annet at det er ungt, i vekst og at markedsverdien i dag er i stor grad knyttet til fremtidig forventet lønnsomhet. Arbeidet med å verdivurdere et slikt selskap må sies å være en relativt komplisert oppgave med mange usikkerhetsmoment. Nettopp det at selskapets markedsverdi i dag er i stor grad forbundet med et felt, Johan Sverdrup, som først kommer i produksjon tidligst i år 2018 er et meget stort usikkerhetsmoment. Undersøkelsene og planleggingen av feltet er ennå i en tidlig fase hvor blant annet ressursestimaterne varierer mye fra lavt til høyt forventet volum. Derfor blir det særs viktig å tenke forsiktighet gjennom hele oppgaven og ikke la oss friste til å benytte de høye, optimistiske estimatene.

Det kan også være verdt å merke seg at verdivurderingen ikke er et forsøk på å spå fremtiden. Vi lever i en verden preget av usikkerhet hvor store og små endringer skjer hver dag. Derfor må vi basere oss på mange forutsetninger gitt dagens situasjon, og endringer i forutsetninger vil da selvsagt kunne endre beregnet verdi av selskapet. Usikkerheten rundt forutsetninger forsøker vi til en viss grad å ta høyde for i siste del av denne verdivurderingen hvor vi analyserer sensitiviteten knyttet til de ulike variablene. Dette kan sies å være en vesentlig del

av en slik verdivurdering som er med på å danne et bilde av hvor sårbart verdien av et selskap er for endringer med tanke på viktige variabler, eller drivere.

Med utgangspunkt i denne redegjørelsen vil problemstillingen være følgende:

*Hva er den underliggende verdien av egenkapitalen til Det Norske Oljeselskap?*

## **1.1 Struktur**

Vi har valgt å begynne med en generell presentasjon av petroleumsbransjen i Norge. Der forsøker vi å gi en innføring i viktige ordninger som gjelder for oljeselskap som opererer på norsk sokkel og som dermed er relevant i arbeidet med å gjøre en verdivurdering av Detnor.

I kapittel 3 presenterer vi selve selskapet, deriblant historie og kort om situasjonen per dags dato. Der gis det videre en oppsummering av deres viktigste eiendeler, nemlig lisensene deres og hva de besitter av petroleumsreserver.

I kapittel 4 redegjør vi for viktige verdsettelsesmetoder, og argumenterer deretter for hvilken type metode vi i denne verdivurderingen vil benytte oss av.

I kapittel 5 tar vi for oss de historiske regnskapstallene til selskapet og andre viktige nøkkeltall. Regnskap presenteres i en omgruppert versjon og vi utfører noen analyser som vi finner relevant for verdivurderingen.

Videre presenterer vi i kapittel 6 fremtidsberegninger, det vil si budsjetteringen. Her benytter vi tall og analyser fra kapittel 5 som utgangspunkt for en del av beregningene. Samtidig benytter vi en del eksterne kilder som grunnlag for beregninger.

I kapittel 7 presenterer vi selve verdsettelsen basert på tall og beregninger fra det foregående kapittel og kommer frem til en endelig verdi av selskapet og derav da en realistisk aksjepris på deres aksje.

I kapittel 8 utføres sensitivitetsanalyser med sikte på å avdekke risiko og sårbarhet knyttet til viktige verdidrivere.

I kapittel 9 vil vi drøfte eventuelle svakheter ved utredningen, før vi kapittel 10 oppsummerer og konkluderer.

## 2. Presentasjon av petroleumsbransjen

I dette kapitlet vil vi på generelt grunnlag gi en presentasjon av petroleumsnæringen i Norge, for å skape et grunnlag for å forstå næringen Detnor opererer i.

### 2.1 Petroleumsnæringen i Norge

Gjennom de siste fire tiårene har olje- og gassforekomstene bidratt til at Norge i dag er et av verdens rikeste land. Petroleumsnæringen står per dags dato for en stor del av Norges inntekter og er en viktig drivkraft i norsk arbeidsliv. Verdiskapingen i petroleumsnæringen er mer enn dobbelt så stor som i landindustrien (Oljedirektoratet, 2012a). Oppgavene med å lete, hente opp og selge energiforekomstene er gitt ulike private selskap, mens staten henter sine inntekter gjennom skattlegging av disse ulike selskapene, samt gjennom direkte eierskap (SDØE). Slik sikrer staten at Norges befolkning får sin andel av oljerikdommen. Et eksempel på hvordan kontantstrømmene til staten er fordelt er oppgitt nedenfor.

**Figur 2.1.** Netto kontantstrøm for staten fra petroleumsvirksomheten 2010 (mrd. NOK)

Skattar	155,6
Miljøavgifter, arealavgift og anna	3,6
SDØE	104,1
Utbytte frå Statoil	12,8*
<b>Totalt</b>	<b>276,0</b>

\* Utbytte for rekneskapsåret 2009, utbetalt i 2010

(Kilde: Oljedirektoratet; 2012a)

Vi skal i denne oppgaven ikke gå for inngående og detaljert innpå strukturen i norsk petroleumsnæring, men målet er å gi nok informasjon til å kunne gjøre en verdivurdering.

### 2.2 Rammeverk og organisering

Før staten kan gi selskapene lov til å starte leting og produksjon på norsk sokkel må området der aktiviteten er planlagt være åpnet for petroleumsvirksomhet. I forbindelse med dette skal det utarbeides en konsekvensutredning som blant annet vurderer de økonomiske og sosiale virkningene og miljøvirkningene som virksomheten kan ha for andre næringer og for distriktene rundt (Oljedirektoratet, 2012a).

Når det er vedtatt at et område skal åpnes for leting vil selskap kunne søke om lisenser. Da kan søkerne søke som gruppe eller individuelt. Utvinningstillatelser tildeles av Olje- og energidepartementet, på bakgrunn av søknadene som kommer inn fra selskapene. Det pekes også ut en operatør for interessentskapet (de selskapene som har andel i en gitt lisens), som skal stå for den operative virksomheten som lisensen gir rett til (Oljedirektoratet, 2012a).

Blir et selskap tildelt en utvinningslisens så vil det innebære en enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleum innenfor det geografiske området som lisensen gjelder for. De som eier lisensen blir eiere av petroleumen som blir produsert. Utvinningslisensen gjelder i første omgang for en innledende periode (leteperiode) som kan vare inntil ti år (Oljedirektoratet, 2012a). Utvinningslisensen kan leveres tilbake dersom rettighetseierne er enige om det. Hvis man ønsker å beholde lisensen så vil den gå inn i forlengelsesperioden som er perioden for utbygging og drift.

Hvis selskapene med lisenser finner det kommersielt å bygge ut et felt vil man måtte legge frem en plan for utbygging og drift (PUD) til departementet for godkjenning. Videre vil man ved godkjennelse sette i gang med utvinningen.

Når lisensen nærmer seg utløp eller blir gitt tilbake, skal rettighetshaverne legge frem en avslutningsplan som inneholder en konsekvensutredning og en plan for hvordan petroleumsvirksomheten på et felt skal avvikles.

### **2.3 Ressurser og reserver**

For å kunne si noe om verdien av et petroleumsselskap er det helt essensielt å vite hva selskapet besitter av ressurser og reserver. Det er råvarene som selskapet per dags dato har funnet ved leting eller kjøpt av andre selskap, og som i fremtiden skal pumpes opp og selges. Det er viktig å kunne skille mellom ressurser og reserver. Ressurser er et samlebegrep for utvinnbare petroleumsmengder (Oljedirektoratet, 2012a). Ressursene blir klassifisert etter hvor modne de er. Klassifiseringen viser petroleumsmengder som er:

1. vedtatt eller godkjent for utbygging (reserver)
2. avhengige av avklaring og vedtak (avhengige ressurser)
3. mengder man regner med vil bli funnet (uoppdagede ressurser)

Hovedklassene er dermed reserver, avhengige ressurser og uoppdagede ressurser (Oljedirektoratet, 2012a).

I følge oljedirektoratets beregninger for oppdagede og uoppdagede petroleumsressurser på norsk sokkel skal det være omtrent 13,1 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (milliarder Sm<sup>3</sup> o.e.). Av dette er det solgt og levert til sammen 5,7 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. De totale utvinnbare ressursene som er igjen utgjør dermed 7,4 milliarder Sm<sup>3</sup>. Av dette er 4,9 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. oppdaget, mens estimatet for uoppdagede ressurser er 2,5 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. Disse tallene er riktignok fra oljedirektoratets faktahefte fra år 2012, og tallene er noe endret på grunn av nye funn etter utgivelsen av heftet.

## **2.4 Petroleumssekskapenes inntekter**

I følge norsk lov er det den norske stat og dens innbyggere som er eier av de petroleumsressursene som finnes på norsk sokkel (Oljedirektoratet, 2012a). Det at et selskap får tildelt en utvinningstillatelse innebærer dermed at selskapet får i oppdrag å hente frem verdiene på vegne av den norske stat. Staten sikrer sin andel av inntektene gjennom en skatteordning der 78 prosent av petroleumssekskapenes inntekter går til staten. Samtidig er staten inne med en egen andel gjennom det statlige selskapet Petoro. Denne ordningen innebærer da naturligvis også at selskapene kan skrive av 78 prosent av sine investeringer. Denne ordningen reduserer da petroleumssekskapenes risiko forbundet med å investere på norsk sokkel, samtidig som overskuddsandelen som går tilbake til selskapene er sterkt begrenset. Historien har imidlertid vist at på tross av den høye skatteprosenten er det allikevel stort potensial for store overskudd for petroleumssekskapene. Den ekstraordinære avkastningen knyttet til salg av petroleum gjenspeiler hvor viktig petroleum er blitt i verden i dag. Den høye etterspørselen kombinert med det begrensede omfanget av slike ressurser har resultert i en meget høy pris på petroleumsressurser. Hvorvidt etterspørselen vil holde seg høy på sikt er selvsagt et stort risikomoment for petroleumssekskapene.

## **2.5 Spesielle regnskapsregler for petroleumssekskap i Norge**

For å kunne verdivurdere et norsk petroleumssekskap er det nødvendig å gjøre seg kjent med viktige regler som gjelder for slike selskap. Man har blant annet spesielle regnskapsregler knyttet til leteutgifter, fjernings- og nedstengningsutgifter, avskrivninger, inntektsføring, skatt, og kjøp og salg av lisensandeler (Det Norske Oljeselskap, 2011).

### **2.5.1 Leteutgifter**

Man kostnadsfører alle utgifter til leting med unntak av utgifter til boring av letebrønner (Det Norske Oljeselskap, 2011). Utgifter til boring av letebrønner balanseføres inntil det er avklart om letebrønningen inneholder drivverdige forekomster av olje og gass. Dersom funnet er

drivverdig, vil utgiftene forbundet med letebrønnen inngå i utbyggingsutgiftene knyttet til feltet. Dersom brønnen er tørr, eller at det ikke påvises drivverdige forekomster av olje og gass, blir de balanseførte utgiftene nedskrevet.

### **2.5.2 Avskrivninger**

For olje- og gassinntallasjoner vil produksjonskostnadene, og derved også avskrivningene variere med produksjonen. Derfor avskriver oljeselskap installasjoner og brønner etter produksjonsenhetsmetoden (Det Norske Oljeselskap, 2011). Metoden innebærer at produksjonen i perioden divideres på gjenværende petroleumsreserver og multipliseres med bokført verdi. Dette vil i praksis si at estimatet for gjenværende reserver som benyttes vil være avgjørende for avskrivningssatsen.

Petroleumsselskapene kan velge mellom å anvende sikre (P90) eller sikre og sannsynlige reserver (P50) når de avskriver produksjonsinstallasjonene. Sikre reserver vil i starten av produksjonsfasen normalt være betydelig lavere enn sikre og sannsynlige reserver og vil dermed medføre høye avskrivninger i starten av produksjonsperioden. Detnor avskriver for øvrig sine produksjonsinstallasjoner basert på sikre og sannsynlige reserver (P50) som er det beste estimatet for faktisk gjenværende reserver.

Skattemessig avskrives produksjonsinstallasjonene lineært over 6 år og skattemessig avskrivning avviker således vesentlig fra regnskapsmessig avskrivning.

### **2.5.3 Skatt**

En meget viktig ordning er ordningen om hvordan man behandler skatt i slike selskap. Den norske loven sier at man kan få utbetalt skatteverdien av leteutgifter dersom man har underskudd (Det Norske Oljeselskap, 2011). Denne ordningen ble innført for å gi like insentiver for leting til selskaper uten skattepliktig inntekt. På samme måte som for selskaper som betaler petroleumsskatt og følgelig får redusert betalbar skatt direkte som en funksjon av pådratte leteutgifter, innenfor rammen av skattemessig underskudd. Bruker for eksempel selskapet MNOK 100 til å bore en brønn i 2011, utbetales MNOK 78 til selskapet ved fremleggelsen av ligningen i desember 2012 (Det Norske Oljeselskap, 2011).



#### **2.5.4 Reserver**

Petroleumsselskap kan ha forskjellige strategier når det gjelder å tilegne seg reserver. Selskapene kan velge å lete selv eller kjøpe petroleumsreservene. Etter gjeldene IFRS\* er det ikke anledning til å balanseføre egenutviklede reserver (Det Norske Oljeselskap, 2011). Dermed vil balansen til et selskap som hovedsakelig leter frem reservene selv i liten grad gjenspeile de reelle verdiene til selskapet. Detnor er for øvrig et selskap som hovedsakelig leter frem reservene selv. Selskaper som i større grad har kjøpt olje- og gassreservene vil dermed ha betydelig høyere balanseført verdi på sine eiendeler siden kjøp balanseføres til historisk kost. Som det videre påpekes i Detnors årsberetning vanskeliggjør dette sammenligning av nøkkeltall mellom selskaper som leter og selskaper som kjøper.

---

\* IFRS: internasjonal regnskapsstandard

### **3. Presentasjon av Det Norske Oljeselskap**

I dette kapitlet vil vi gi en presentasjon av selskapet, deriblant noe historie og om selskapets tilstand per i dag. Vi vil videre presentere deres lisenser og reserver.

#### **3.1 Det Norske Oljeselskaps historie**

Det Norske Oljeselskap er det første nasjonale petroleumsselskapet her til lands, og ble stiftet i 1971. Statoil ble ikke dannet før året etter. Selskapet skiftet tidlig navn til DNO og var også det første nasjonale petroleumsselskap som ble introdusert på børs.

DNO startet sin lete- og produksjonsvirksomhet på den engelske og nederlandske kontinentalsokkel i Nordsjøen. De var lokalisert i dette området de ti første årene og fikk sine første inntekter gjennom eiendeler på det britiske Heatherfeltet i 1974. Oljeprisen økte dramatisk i perioden 1978 – 1980, hvor den startet på rundt 12 USD og endte på 30 USD. Dette berget selskapet fra konkurs. Det var i denne perioden selskapet startet sin kamp for andeler på den norske kontinentalsokkel (NCS) og det ble senere deltaker på sin første norske lisens i 1984. DNO ble hindret videre deltakelse på norsk sokkel som følge av myndighetenes restriksjoner som sa at det kun skulle være tre norske oljeselskaper som fikk operere i norske farvann. Da DNO ikke var et av disse tre selskapene måtte de utvikle en strategi der de konsentrerte seg om små oljefelt og utvinning av produksjonen på modne felt.

Norsk sokkel ble ikke åpnet for andre selskaper før i 2004, og det var i kjølvannet av denne endringen selskapet som vi kjenner det i dag ble etablert. DNO skilte ut sin norske avdeling som fusjonerte med et annet norsk selskap, Pertra. DNO endret navn til DNO International og ble største aksjonær i det nyetablerte selskapet, som fikk navnet Det Norske Oljeselskap.

##### **3.1.1 Pertra**

Pertra AS var et lete- og produksjonsselskap (E&P) som ble etablert av Petroleum Geo-Services (PGS) i år 2001. Selskapet fokuserte på å utnytte potensialet i små petroleumssressurser på norsk kontinentalsokkel. Pertra ble i år 2002 godkjent som lisenshaver og operatør på norsk sokkel. Samtidig kjøpte selskapet andeler i produksjonslisens 038 av Statoil og Norsk Hydro som inneholdt andeler i blant annet Vargfeltet. PGS besluttet mot slutten av år 2004 å selge hele selskapet til kanadiske Talisman Energy med virkning fra 1. januar 2005. Salget inkluderte også alle produksjonslisensene. Det som var spesielt her var etableringen av et nytt selskap, Pertra Management, av den gamle ledelsen i Pertra. Selskapet forhandlet frem en kontrakt med Talisman om å kjøpe tilbake noen av aktivaene og resultatet

var dermed etableringen av et nytt lete- og produksjonsselskap. Selskapet ble notert på Oslo Børs i februar 2006 under navnet Pertra ASA.

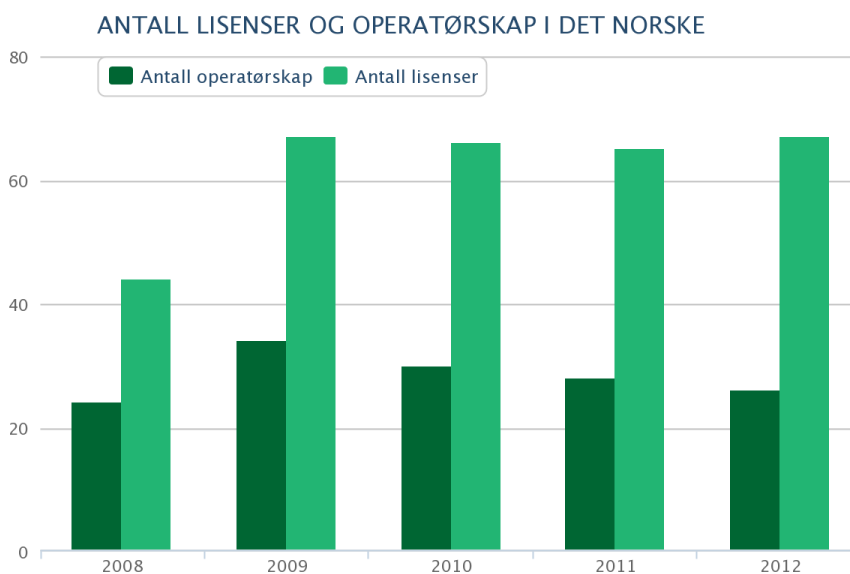
Det er Pertra ASA og den norske virksomheten fra DNO som danner grunnlaget for det vi i dag kjenner som Det Norske Oljeselskap (Detnor). I oktober 2007 besluttet styrene å slå sammen selskapene. Denne fusjonen satte fart på ekspansjonen og selskapet fikk tilgang på nye lisenser og operatørskap i årene som kom.

DNO International solgte seg i år 2009 ned fra 37 prosent til 25 prosent eierskap og det var på dette tidspunktet Aker ASA kom inn som ny stor eier. Samtidig fusjonerte Detnor med et av datterselskapene, Aker Exploration. Det Norske Oljeselskap ble også her navnet på det fusjonerte selskapet.

### 3.2 Detnor i dag og veien videre

I dag er Detnor et ledende selskap på norsk kontinentalsokkel. Detnor konsentrerer seg om leting, utbygging og drift av petroleumsressurser og er nest størst når man ser på antall operatørskap og lete- og borevirksomhet. Detnor hadde ved utgangen av år 2011 deltatt i 40 letebrønner siden år 2007 (Det Norske Oljeselskap, 2011). Detnor er en betydelig lisenshaver på norsk sokkel med til sammen 67 lisenser, hvorav 26 som operatør og 41 som partner. Diagrammet under viser antallet lisenser og operatørskap for selskapet de siste 5 årene.

**Figur 3.1** Lisenser og operatørskap i Detnor



*Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2011*

I tråd med deres strategi, har selskapet i flere år vært blant de største leteselskapene på norsk sokkel (Det Norske Oljeselskap, 2011). Detnor har som mål å bygge opp en betydelig og lønnsom olje- og gassproduksjon over tid (Det Norske Oljeselskap, 2012a). For å nå dette målet vil selskapet delta i både lete-, utbyggings- og produksjonsaktiviteter, og samtidig være opportunistisk med tanke på kjøp og salg av andeler i felt og funn. Videre er Detnor i følge årsrapporten i ferd med å omdannes fra et leteselskap til et fullverdig lete- og produksjonsselskap (E&P-selskap).

### **3.3 Leting**

Detnor anser norsk sokkel som ett av de mest spennende leteområder i verden og tror dette vil være tilfellet også i lang tid fremover fordi det finnes areal som ikke er utforsket i allerede åpne områder. Samtidig er det store havområder som enda ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Detnor er for øvrig utelukkende posisjonert mot denne petroleumregionen.

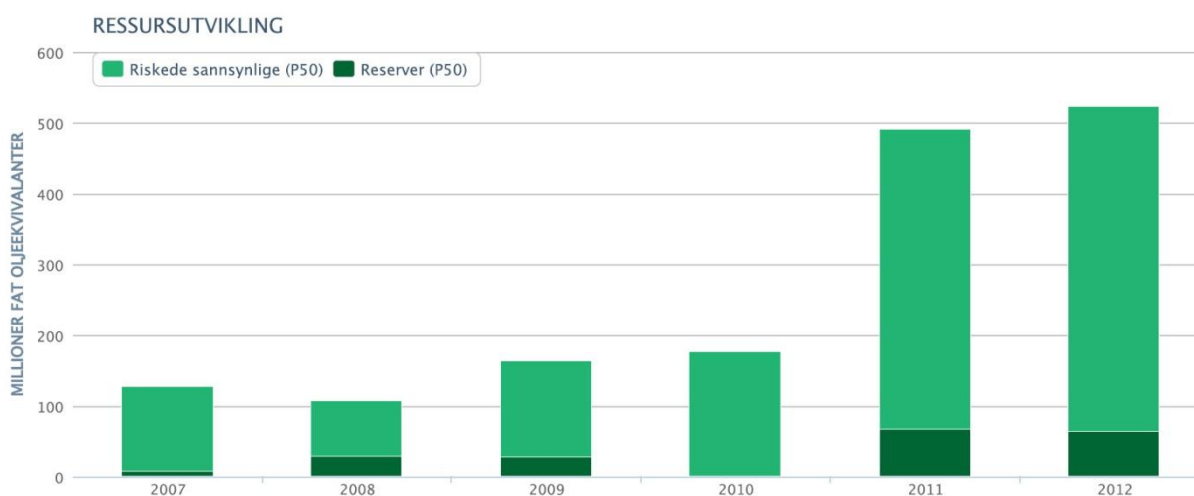
Ifølge deres årsberetning for 2011 er deres letestrategi tosidig. Rundt to tredjedeler av kapital til letevirksomheten investeres i modne områder i Nordsjøen. Her er det mye eksisterende infrastruktur som gjør det relativt lett å få funn raskt i produksjon enn i mer umodne områder. Resten av kapitalen investeres i leting i umodne områder, hvor selskapet har ambisjoner om å finne større funn som kan sikre den langsiktige veksten.

Fra deres presentasjon av 4.kvartalsresultat 2012 fremkommer det at selskapet planlegger å delta i 8-10 nye letebrønner per år fremover. Dette ligger for øvrig på omtrent samme nivå som tidligere år.

### **3.4 Lisensportefølje**

Detnors lisensportefølje består per 31.12.2012 av 67 lisensandeler. Detnor deltar som operatør i 26 av dem. En oversikt over dem alle finnes i vedlegg 1. Nedenfor følger et diagram over Detnors ressurs- og reserve utvikling de siste 5 årene.

**Figur 3.2** Ressurs- og reserveutvikling



*Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2011*

Som diagrammet viser steg ressursene dramatisk i år 2011. Samtidig har reservegrunnlaget også steget jevnt gjennom perioden. Per 31.12.12 er ressursgrunnlaget på rundt 460 millioner fat oljEEKVIVALANTER (o.e.). Det meste av disse ressursene er forbundet med Johan Sverdrup feltet, og som tidligere nevnt er det disse ressursene som er mye av årsaken til den høye aksjeverdien til selskapet etter at funnet ble annonsert. Siden ressurser i felt er basert på grove estimater så vil det selvsagt være forbundet usikkerhet rundt hvor mye feltene faktisk inneholder. Etter hvert som man starter utbygging og produksjon vil estimatene blir mer og mer nøyaktige.

Vi vil nedenfor presentere de ulike lisensandelene som er fordelt i klassene 'felt i produksjon', 'godkjent for utbygging' og 'rettferdiggjort for utbygging'. I tabellene vises gjenværende reserver i feltene og Detnors andel av disse reservene. Tallene er hentet fra Detnors årsrapport 2012. Tallene er oppgitt i millioner fat o.e. En standard kubikkmeter oljEEKVIVALENT ( $\text{Sm}^3$ ) tilsvarer omtrent 6,29 fat o.e.

### 3.4.1 Felt i produksjon

Per 31.12.2012 har Detnor eierandeler i 4 felt i produksjon. En oversikt over disse finnes i tabellen under.

**Tabell 3.1** Felt i produksjon

<b>P50 / beste estimat</b>					
	Olje	Gass	Totale fat o.e.	Andel i %	Detnors andel fat
Glitne	0,04		0,04	10 %	0,004
Varg	7,88		7,88	5 %	0,394
Jotun Unit	3,03		3,03	7 %	0,212
Atla	1,60	1,32	9,90	10 %	0,990
<b>Total</b>					<b>1,6</b>

*Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2012a*

### 3.4.2 Felt godkjent for utbygging

Selskapet eier andeler i to felt som er godkjent for utbygging. Detaljer om disse fremkommer i tabellen under.

**Tabell 3.2** Felt godkjent for utbygging

<b>P50 / beste estimat</b>					
	Olje	Gass	Totale fat o.e.	Andel i %	Detnors andel fat
Enoch Unit	2,61		2,61	2 %	0,0522
Jette	5,89	0,08	6,40	70 %	4,4800
<b>Total</b>					<b>4,5322</b>

*Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2012a*

### 3.4.3 Felt rettferdiggjort for utbygging

Følgende felt er rettferdiggjort for utbygging.

**Tabell 3.3** Felt rettferdiggjort for utbygging

<b>P50 / beste estimat</b>					
	Olje	Gass	Totale fat o.e.	Andel i %	Detnors andel fat
Ivar Aasen	119,94	4,35	147,3	35 %	51,555
Gina Krog	101,00	16,62	205,5	3,30 %	6,7815
Varg gas	10,52	0,99	16,75	5 %	0,8375
<b>Total</b>					<b>59,174</b>

*Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2012a*

#### **3.4.4 Samlede reserver**

Samlede reserver (P50) er per 31.12.2012 på omtrent 65 millioner fat o.e. Det meste av dette er som man ser i tabellen ovenfor tilknyttet Ivar Aasen feltet. I tillegg besitter selskapet som nevnt betydelige ressurser i hovedsakelig feltet Johan Sverdrup.

## **4. Verdssettelsesmetodikk**

I dette kapitlet vil vi presentere verdssettelsesmetoden vi vil benytte for å kunne gi en verdivurdering av Detnor. Man vil først drøfte verdssettelsesteori og hvilke metoder man kan benytte seg av i arbeidet med å verdivurdere et selskap. Videre vil vi mer inngående presentere metoden vi har valgt å benytte i denne verdivurderingen.

### **4.1 Ulike metoder**

Det finnes mange ulike metoder som kan benyttes i en verdivurdering av et selskap. Disse varierer veldig da noen er utviklet spesifikt til spesielle industrier, mens andre er universale og kan anvendes på både prosjekt- og konsernnivå. Selv om det finnes veldig mange metoder kan man grovt splitte dem opp i tre tilnærminger:

1. Fundamental verdssettelse
2. Komparativ verdssettelse
3. Opsjonsbasert verdssettelse

#### **4.1.1 Fundamental verdssettelse**

Ved bruk av fundamentale metoder tas det utgangspunkt i å verdsette selskapers evne til å generere fremtidige kontantstrømmer. Forventet verdi av kontantstrømmene avhenger av risikoen forbundet med dem. Den vanligste metoden er diskontert kontantstrøm metode (DCF) som diskonterer fremtidige kontantstrømmer mot kapitalkostnaden for å estimere dagens verdi. Det finnes et vidt spekter av fundamentale metoder, de mest populære metodene er:

- DCF – Diskontert kontantstrøm metode
- DEP – Diskontert økonomisk profitt metode
- APV – Justert nåverdi metode

Fordelene med denne type verdivurdering er at man må sette seg inn i både underliggende verdier i selskapet og industrien den opererer i, og verdien vil være mindre eksponert mot svingninger i markedet. Metoden krever derimot mye mer informasjon enn andre verdssettelsesmetoder, og denne informasjonen vil være utsatt for mye støy og manipulasjon. Med manipulasjon menes ulike aktørers evne til å manipulere informasjonen for å komme frem til et ønsket resultat. Fundamental verdssettelse egner seg med andre ord best når man



ønsker å verdsette et selskap som på sikt kan skape verdi utover prisen i markedet, da markedet på sikt vil korrigere eventuelle avvik.

#### 4.1.2 Komparativ verdsettelse

Komparativ verdsettelse er ideen om at aktiva kan prises ved å se på like eller sammenlignbare aktiva i markedet. Ideen bygger på forutsetningen om at egenverdien til et aktivum er vanskelig å estimere, mens prisen kan observeres ved å se på hva markedet er villig til å betale (Damodaran, 2012b). Man vil i en komparativ verdsettelse sammenligne enkelte forholdstall i et selskap med samme tall i et eller flere andre sammenlignbare selskap. Med sammenlignbare selskap menes selskap som opererer i samme industri, er av lik størrelse og har lik finansiell risiko. Ved bruk av komparativ verdsettelse er valg av forholdstall helt avgjørende, og hvilket forholdstall som anvendes vil variere på bakgrunn av hvilket selskap man verdsetter. Mye brukte forholdstall i komparative verdsettelse er:

- $P/E = \text{Aksjepris} / \text{Resultat per aksje}$
- $P/B = \text{Markedsverdi av egenkapital} / \text{Bokført verdi av egenkapital}$
- $P/S = \text{Markedsverdi av egenkapital} / \text{Salgsinntekter}$
- $EV/EBITA = \text{Selskapets verdi} / \text{Driftsresultat etter avskrivninger}$

En av fordelene ved denne type verdsettelse er behovet for relativt lite informasjon. Ved bruk av en kontantstrøm metode trenger man mye informasjon, samtidig som det kreves god faglig kompetanse. I en komparativ verdsettelse vil man normalt finne det man trenger i selskapenes årsrapporter. Samtidig krever det ikke stor regnskapsforståelse for å kunne kalkulere seg fram til disse forholdstallene. Metodens styrke er av sammen grunn metodens svakhet, da man sammenligner forholdstall med sammenlignbare selskap. Dette betyr at dersom markedet priser de sammenlignbare selskapene for høyt vil man stå i fare for å verdsette det aktuelle selskap for høyt. Selskapet kan ha forholdstall som indikerer at selskapet er lavt priset sammenlignet med de sammenlignbare selskapene, men hvis investeringer i den aktuelle industrien er generelt dårlige investeringer vil det relativt gode forholdstallet kunne ha liten betydning. Dette gjelder på samme måte for sammenlignbare selskap som prises for lavt. En annen fallgrube her vil være å sammenligne med selskap som ikke er sammenlignbare, herav selskap med ulik risiko, kapitalstruktur, industri osv. Komparativ verdsettelse kan anvendes som en selvstendig verdsettelsesmetode, men metoden anbefales som et supplement til for

eksempel DCF - metoden, som anses for å være en mer nøyaktig metode (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010).

### **4.1.3 Opsjonsbasert verdsettelse**

Denne metoden benyttes til å verdivurdere selskapers fleksibilitet ved hjelp av opsjonsprising (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010). Opsjonsbaserte metoder benyttes som et supplement til de fundamentale metodene, for å tillegge selskapet en ekstra verdi for fleksibilitet. Denne fleksibiliteten kan ikke identifiseres ved hjelp av fundamentale metoder alene. Med fleksibilitet menes selskapers mulighet til å endre beslutninger og strategier i takt med endringer i den økonomiske situasjonen. Eksempelvis kan det tas beslutninger om å redusere produksjon eller legge ned prosjekter som leverer dårlige resultater. Eller at produksjonen kan økes dersom prosjekter gir gode resultater. En annen mulig verdiøkende opsjon kan være muligheten til å utsette investeringer i prosjekter i påvente av endrede markedsvilkår.

For å finne verdien av fleksibilitet i selskaper anvendes normalt realopsjonsmetoden eller beslutningstre. Hvilken metode som brukes avhenger av hvilket selskap som skal verdsettes. En realopsjonstilnærming er ofte brukt som supplement ved verdsettelse av E&P - selskaper i petroleumsindustrien, da disse selskapene har sin verdiskaping i råvarer. Nedenfor følger et eksempel på en realopsjon for et E&P selskap.

E&P selskapet tar initialinvesteringer i lisenser (kjøpsopsjon) uten noen forpliktelse til videre satsning (Oljedirektoratet, 2010). Beslutningen kan utsettes til usikkerheten ved feltet er avslørt, og deretter kan feltet realiseres eller tilbakeleveres til staten. Ved å betale initialinvesteringene i form av letekostnader (opsjonspremien) reduseres risiko samtidig som oppsidepotensialet bevarer.

## **4.2 Valg av metode**

Vi har i denne verdivurderingen valgt å benytte en metode som kommer inn under fundamental verdsettelse, nemlig Diskontert kontantstrøm metode (DCF). Dette er en metode som har blitt benyttet langt tilbake i tid. Røttene til DCF - analyse går helt tilbake til Antikken da de gamle grekerne kalkulerte og benyttet konseptene om enkel rente og rentes rente (Titman, & Martin. 2011).

Ved bruk av diskontert kontantstrøm metode tar man for seg de frie kontantstrømmene til et selskap og neddiskonterer disse ved bruk av vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (nærmere forklart i Appendiks) (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010). En fri kontantstrøm er en

kontantstrøm som er tilgjengelig for alle investorer, det vil si egenkapitaleiere, långivere og andre kreditorer. Disse diskonterte kontantstrømmene representerer nåverdien av all fremtidig verdiskaping i selskapet, og trekker man fra den rentebærende gjelden finner man egenkapitalverdien. Aksjeverdien kalkuleres deretter ved å dividere egenkapitalverdien på antall utestående aksjer. En av grunnene til at denne metoden har vunnet stor aksept blant akademikere er metodens allsidighet. Metoden kan brukes både ved verdivurdering av individuelle prosjekter og forretningsenheter, samtidig som man kan anvende den ved verdivurdering av konsern.

Når man anvender diskontert kontantstrøm metoden følger man en typisk fire stegs prosess:

1. Verdsetter selskapets virksomhet ved å diskontere fri kontantstrøm mot vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad.
2. Identifisere og verdsetter aktiviteter utenfor virksomheten (finansinntekter og -kostnader). Ved å summere disse verdiene med verdien fra virksomheten finner man konsernverdien.
3. I neste steg identifiseres og verdsettes all gjeld og andre krav mot selskapet, som for eksempel banklån, obligasjonslån, pensjonsforpliktelser, ansattopsjoner og prioritetsaksjer.
4. Til slutt trekkes disse forpliktelsene fra konsernverdien for å finne egenkapitalverdien. Videre dividerer man denne egenkapitalverdien på antall utestående aksjer for å beregne pris per aksje.

I arbeidet med vår verdsettelse starter vi med å reorganisere de historiske regnskapene til selskapet. Dette gjøres fordi man ikke kan observere den frie kontantstrømmen direkte fra regnskapene. Videre normaliseres tallene fra regnskapet for å eliminere kunstig høye poster for enkelte år. Samtidig skiller man ut store engangsinvesteringer som ikke representerer et normalår for selskapet, som for eksempel kjøp og salg av bygninger.

Når de historisk frie kontantstrømmene er kjent begynner man arbeidet ved å estimere de fremtidige kontantstrømmene, og det er normalt sett dette steget som er mest tidkrevende. Normalt fremskriver man historiske inntekter og kostnader basert på estimater om vekst og inflasjon. Da verdivurdering ikke er en eksakt vitenskap vil det her være normalt å rette seg

etter den metoden som passer selskapet best. Alle selskap har sine unike særpreg og det vil i noen tilfeller være mer hensiktsmessig å bruke alternative tilnærminger. Et eksempel her kan være å fremskrive inntekter og kostnader basert på forventet oljeproduksjon, og dermed se bort fra historisk produksjon da denne i utgangspunktet ikke behøver å fortelle oss noe om fremtiden. Det er nesten alltid slik at selskapene forventer å leve utover disse estimerte kontantstrømmene som normalt er på 5 til 10 år. Det er derfor viktig å dele kontantstrømmene inn i to grupper, verdi av kontantstrømmer i budsjettperioden og verdi av kontantstrømmer etter budsjettperioden.

Videre vil man da estimere verdien av kontantstrømmene etter budsjettperioden, også kalt terminalverdien til selskapet. Terminalverdien beregnes med utgangspunkt i de estimerte kontantstrømmene for det siste året i budsjettperioden. Videre diskonteres både kontantstrømmene og terminalverdien mot den estimerte kapitalkostnaden til selskapet for å komme frem til selskapets nåverdi.

Trekker man deretter fra den rentebærende gjelden, samt andre finansielle aktiviteter (finansinntekter og kostnader) fra totalverdien, har man egenkapitalverdien til selskapet. Denne deles på antall utestående aksjer for å beregne verdi per aksje.

Dersom verdivurderingen er utført på en nøyaktig og troverdig måte vil eventuelle avvik mellom estimert verdi og markedspris per aksje kunne gi indikasjoner på om det er lønnsomt eller ei å investere i selskapet. Dersom estimert verdi er høyere enn markedsverdi vil det være naturlig å anbefale kjøp av aksjen.

I tillegg til å benytte DCF - metoden, vil vi også utføre en komparativ verdsettelse. En stor utfordring er imidlertid å identifisere passende forholdstall for å kunne utføre en slik verdsettelse. Detnor er som nevnt et ungt selskap med negative resultater og kontantstrøm frem til i dag. Dette faktum utelukker mange forholdstall som fordrer at man har en viss lønnsomhet i selskapet. En av de mye benyttede forholdstallene er P/B – forholdet som kan benyttes uavhengig av positive resultater. Vi vil derfor utføre en verdsettelse basert på dette forholdet. Samtidig har vi forsøkt å identifisere nye forholdstall som kunne vært passende for Detnor. Dette har imidlertid vist seg å være utfordrende og vi har ikke lyktes i å komme frem til noe tilfredsstillende forholdstall.

Som nevnt tidligere i kapitlet vil man også kunne supplere verdsettelsen med en opsjonsbasert verdsettelse for å identifisere eventuelle merverdier som følge av fleksibilitet. Dette er imidlertid noe vi ikke vil gå inn på i denne verdivurderingen, da dette anses som en meget kompleks oppgave. For å få til dette på en god måte ser vi for oss at vi må beregne en tilleggsverdi for hvert av de mange feltene som selskapet har andeler i. Dette vil fort kunne bli en meget omfattende operasjon med mange usikkerhetsmoment. Vi anser bruk av metoden mer hensiktsmessig hvis oppgaven eksempelvis var å verdsette et enkelt felt. Da ville metoden helt klart kunne gi oss et mer sikkert estimat på tilleggsverdien av feltet. Dette kan anses som en svakhet med verdivurderingen, og eventuelle merverdier knyttet til fleksibilitet vil kunne resultere i en høyere verdi enn det vi i denne verdivurderingen har beregnet.

## **5. Regnskapsanalyse**

I arbeidet med å verdsette et selskap vil det være naturlig å analysere selskapets regnskapstall. Sørensen (2009) påpeker at regnskapsanalyse og verdivurdering er to sider av samme sak. Verdivurdering bygger på fremtidige (budsjetterte) kontantstrømmer, mens regnskapsanalysen baseres på historiske årsregnskaper. Regnskapsanalysens nøkkeltall avdekker de faktorer i de historiske årsregnskapene som ligger til grunn for historiske overskudd eller kontantstrømmer. Det man er ute etter er såkalte finansielle verdidrivere. I følge Sørensen vil den historiske utviklingen i disse verdidriverne kunne danne et utgangspunkt for estimering av drivernes fremtidige utvikling.

Før vi starter analysen må vi finne den informasjonen vi trenger.

### **5.1 Informasjonsinnsamling og valg av analyseperiode**

Man benytter seg av årsrapportene til Detnor som ligger på deres nettsider. I og med at selskapet er notert på børs (Oslo børs) er tilgangen på informasjon relativt god. Det at et selskap er notert på børs innebærer at man har en informasjonsplikt overfor omverdenen, og detaljnivået i årsrapporter og årsberetninger er dermed meget høyt sammenlignet med ikke-børsnoterte selskaper.

Som nevnt tidligere ble selskapet slik man kjenner det i dag først etablert i slutten av år 2007, og man finner det derfor rimelig å analysere tall fra år 2007 til og med år 2012. En fem års analyseperiode burde dessuten være tilstrekkelig.

### **5.2 Omgruppering av resultatregnskap**

Årsregnskapet bør oppsummeres og gjøres klar for regnskapsanalyse (Knivsflå, 2012). Man vil i denne analysen sette opp historisk omgruppert resultatregnskap og videre normalisere disse tallene for å få en oversikt over normal drift. Ved normal drift menes at kun poster som er ventet å komme tilbake periode etter periode tas med. Det er disse som er relevante for fremtiden, og fremtidsestimaterne bør baseres på disse tallene (Knivsflå, 2012). Eksempler på normale poster er salgsinntekter, driftskostnader, lønnskostnader, andre driftskostnader, renteinntekt, rentekostnad m.m. Med unormale poster menes poster som kun virker inn på en eller få perioder. Eksempler her vil være nedskrivninger, gevinst eller tap på salg av eiendeler, valutatap og/eller -gevinst, verdiendring på finansielle eiendeler m.m. Nedskrivninger vil i mange selskapers tilfeller behandles som en unormal post hvis det er slik at nedskrivningene oppstår uregelmessig. I Detnors tilfelle behandles disse ikke som en unormal post da dette er noe som er relativt vanlig for selskaper i olje og gassindustrien i forbindelse med

verdiendringer av lisenser. I omgrupperingen deler man opp regnskapstallene i drift- og finansposter, samt normale og unormale poster.

Følgende poster er omgruppert som unormale:

- 'Andre driftsinntekter' omgrupperes til unormale driftsposter.
- 'Tap ved salg av lisenser/driftsmidler' omgrupperes til unormale driftsposter.
- 'Gevinst ved salg av Goliat & Yme' omgrupperes til unormale driftsposter.
- 'Refusjon av kostnadsførte utgifter i solgte lisenser' omgrupperes til unormale driftsposter.
- 'Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta' omgrupperes til unormalt finansresultat.
- 'Nedskrivning av finansielle eiendeler' omgrupperes til unormalt finansresultat.
- 'Renter på vederlag og Pro & Contra oppgjør' omgrupperes til unormalt finansresultat.
- 'Endring utsatt skatt over resultatet ved salg av Goliat & Yme' omgrupperes til unormal skattekostnad.

Denne omgrupperingen gir følgende oppstilling av resultatregnskap for analyseperioden (tallene er oppgitt i tusen):

**Tabell 5.1** Resultatregnskap

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Petroleumsinntekter	326 756	255 135	362 115	361 774	325 093
<b>= Driftsinntekter før unormale poster</b>	<b>326 756</b>	<b>255 135</b>	<b>362 115</b>	<b>361 774</b>	<b>325 093</b>
+ Andre driftsinntekter	36 362	9 882	3 855	75 768	7 351
<b>= Driftsinntekter</b>	<b>363 118</b>	<b>265 017</b>	<b>365 970</b>	<b>437 542</b>	<b>332 444</b>
- Utforskningskostnader	544 529	1 208 728	1 777 337	1 012 191	1 609 314
- Beholdningsendring	-3 037	4 124	-	-	-
- Produksjonskostnader	151 305	140 275	154 960	181 888	210 962
- Lønn og lønnsrelaterte kostnader	12 634	11 827	14 763	31 732	11 000
- Avskrivninger	111 357	53 469	159 049	78 518	111 687
- Nedskrivninger	400 376	213 304	170 508	150 990	2 149 653

- Andre driftskostnader	15 569	68 794	69 173	62 859	74 892
<b>= Driftsresultat før unormale poster</b>	<b>-869 615</b>	<b>-1 435 504</b>	<b>-1 979 820</b>	<b>-1 080 636</b>	<b>-3 835 064</b>
- Tap ved salg av lisenser/driftsmidler	-	-	19 804	-2 138	7 907
+ Gevinst ved salg av Goliat & Yme	271 952	-	-	-	-
+ Refusjon av kostnadsførte utgifter	25 648	-	-	-	-
<b>= Driftsresultat</b>	<b>-572 015</b>	<b>-1 435 504</b>	<b>-1 999 624</b>	<b>-1 078 498</b>	<b>-3 842 971</b>
+ Finansinntekt – normal	45 057	61 922	89 291	80 631	56 625
- Finanskostnad – normal	44 935	26 104	279 202	305 969	128 250
+ Unormalt finansresultat	155 746	-169	6 106	-7 017	-34 279
<b>= Resultat før skatt</b>	<b>-416 147</b>	<b>-1 399 855</b>	<b>-2 183 429</b>	<b>-1 310 853</b>	<b>-3 948 875</b>
- Skattekostnad – normal	-451 507	-879 159	-1 493 075	-940 594	-2 991 624
- Skattekostnad – unormal	-190 133	-	-	-	-
<b>= Årsresultat</b>	<b>225 493</b>	<b>-520 696</b>	<b>-690 354</b>	<b>-370 259</b>	<b>-957 251</b>
+ Andre driftsrelaterte resultatelement	-	-	-	-	-
+ Andre finansielle resultatelement	-	-	-	-	-
<b>= Totalresultat</b>	<b>225 493</b>	<b>-520 696</b>	<b>-690 354</b>	<b>-370 259</b>	<b>-957 251</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

Selskapet bytter og selger andeler i lisenser og driftsmidler kontinuerlig, og det vil derfor forekomme gevinster og tap på disse transaksjonene i årsregnskapene. Gevinster ved salg av lisenser og driftsmidler inkluderes i 'Andre driftsinntekter' i Detnors regnskap. Man antar derfor at 'Andre driftsinntekter' og 'Tap ved salg av lisenser/driftsmidler' vil utligne hverandre på sikt og trekkes derfor ut som unormale poster. Som vi også ser fra oppstillingen hadde Detnor store engangstransaksjoner i 2008. Dette skyldtes at Detnor har solgt hele sin andel i lisensene Yme og Goliat. Dette er transaksjoner som ikke forventes å oppstå jevnlig i fremtiden og må derfor skilles ut som unormalt. Samtidig omgrupperes 'netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta' og 'nedskrivning av finansielle eiendeler', da dette er poster som ikke er relatert til selskapets drift. Dette er poster som påvirkes av makroøkonomiske faktorer.

Nedskrivninger anses i Detnors tilfelle ikke som en unormal post da selskapet ofte må nedskrive felt på bakgrunn av deres egne estimater. Vi velger ikke å skille ut nedskrivninger som en unormal post i de historiske regnskapene, da dette ikke er noe som er unormalt for driften. I fremtidsbudsjettet er disse midlertidig sett bort i fra, da vi bruker estimater fra nøytrale kilder (Oljedirektoratet) som er noe lavere og mer forsiktig en det selskapet selv opererer med.



For videre analyse trekkes disse unormale postene ut av de historiske resultatregnskapene og gir følgende oppstilling (tallene er oppgitt i tusen):

**Tabell 5.2** Omgruppert resultatregnskap

	2008	2009	2010	2011	2012
Petroleumsinntekter	326 756	255 135	362 115	361 774	325 093
<b>= Driftsinntekter</b>	<b>326 756</b>	<b>255 135</b>	<b>362 115</b>	<b>361 774</b>	<b>325 093</b>
- Utforskningskostnader	544 529	1 208 728	1 777 337	1 012 191	1 609 314
- Beholdningsendring	-3 037	4 124	-	-	-
- Produksjonskostnader	151 305	140 275	154 960	181 888	210 962
- Lønn og lønnsrelaterte kostnader	12 634	11 827	14 763	31 732	11 000
- Avskrivninger	111 357	53 469	159 049	78 518	111 687
- Nedskrivninger	400 376	213 304	170 508	150 990	2 149 653
- Andre driftskostnader	15 569	68 794	69 173	62 859	74 892
<b>= Driftsresultat</b>	<b>-905 977</b>	<b>-1 445 386</b>	<b>-1 983 675</b>	<b>-1 156 404</b>	<b>-3 842 415</b>
+ Finansinntekt – normal	45 057	61 922	89 291	80 631	56 625
- Finanskostnad – normal	44 935	26 104	279 202	305 969	128 250
<b>= Resultat før skatt</b>	<b>-905 855</b>	<b>-1 409 568</b>	<b>-2 173 586</b>	<b>-1 381 742</b>	<b>-3 914 040</b>
- Skattekostnad – normal	-451 507	-879 159	-1 493 075	-940 594	-2 991 624
<b>= Årsresultat</b>	<b>-454 348</b>	<b>-530 409</b>	<b>-680 511</b>	<b>-441 148</b>	<b>-922 416</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

### 5.3 Normalisering av resultatregnskapene

Når resultatregnskapet er justert for unormale poster vil neste steg i prosessen være å identifisere målefeil i de normale postene. Disse kan inneholde kunstig høye tall og bør normaliseres deretter. En utfordring knyttet til regnskapene til Detnor er petroleumsinntektene til selskapet. Olje og gass selges i form av fat til internasjonale aktører som til enhver tid betaler spotpris ut i fra markedssituasjonen. I løpet av analyseperioden på 5 år har spotpris på olje og gass variert fra 59,7 dollar per fat i 2008 til 112 dollar per fat i 2011 (Detnor, årsrapporter), som naturlig nok vil påvirke tallene i regnskapet. Disse petroleumsinntektene vil ikke bare variere med spotprisen på olje, men vil samtidig variere med dollarkursen. Det vil derfor være hensiktsmessig å normalisere petroleumsinntektene over perioden. Dette gjøres for å bedre synliggjøre trender i kostnadene i forhold til produksjonskvantum og inntekter.

**Tabell 5.3** Dollar- og oljepris

	2008	2009	2010	2011	2012	Gjennomsnitt
Årlig gjennomsnittlig dollarkurs (NOK)	5,64	6,28	6,05	5,61	5,82	5,88
Årlig gjennomsnittlig oljepris (\$)	87,6	59,7	80,2	112	111	90,1

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

Petroleumsinntektene normaliseres således ved å benytte en årlig gjennomsnittlig olje- og dollarpris multiplisert med produksjonen for alle 5 årene. Dette gir oss følgende normaliserte resultatregnskap (tallene er oppgitt i tusen):

**Tabell 5.4** Normalisert resultatregnskap

	2008	2009	2010	2011	2012
Petroleumsinntekter	350 475	356 861	404 372	290 239	288 509
<b>= Driftsinntekter</b>	<b>350 475</b>	<b>356 861</b>	<b>404 372</b>	<b>290 239</b>	<b>288 509</b>
- Utforskningskostnader	544 529	1 208 728	1 777 337	1 012 191	1 609 314
- Beholdningsendring	-3 037	4 124	-	-	-
- Produksjonskostnader	151 305	140 275	154 960	181 888	210 962
- Lønn og lønnsrelaterte kostnader	12 634	11 827	14 763	31 732	11 000
- Avskrivninger	111 357	53 469	159 049	78 518	111 687
- Nedskrivninger	400 376	213 304	170 508	150 990	2 149 653
- Andre driftskostnader	15 569	68 794	88 977	60 721	82 799
<b>= Driftsresultat</b>	<b>-882 258</b>	<b>-1 343 660</b>	<b>-1 961 222</b>	<b>-1 225 801</b>	<b>-3 886 906</b>
+ Finansinntekt	45 057	61 922	89 291	80 631	56 625
- Finanskostnad	44 935	26 104	279 202	305 969	128 250
<b>= Resultat før skatt</b>	<b>-882 136</b>	<b>-1 307 842</b>	<b>-2 151 133</b>	<b>-1 451 139</b>	<b>-3 958 531</b>
- Skattekostnad	-451 507	-879 159	-1 493 075	-940 594	-2 991 624
<b>= Årsresultat</b>	<b>-430 629</b>	<b>-428 683</b>	<b>-658 058</b>	<b>-510 545</b>	<b>-966 907</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

Denne normaliserte tabellen vil danne grunnlaget for videre analyse av selskapets verdidrivere.

## 5.4 Balanse

Nedenfor er balansene for analyseperioden oppstilt. Denne er identisk med balansen som er oppgitt i Detnors årsrapport. Tallene er oppgitt i tusen.

**Tabell 5.5** Balanse

<i>Eiendeler</i>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Goodwill	86 4339	697 938	596 506	525 870	387 551
Aktiverte leteutgifter	251 544	893 467	1 802 234	2 387 360	2 175 492
Andre immaterielle eiendeler	1 264 624	1 320 484	1 107 693	905 726	665 542
Varige driftsmidler	298054	447 553	406 834	902 071	1 993 269
Langsiktige fordringer	0	0	0	0	31 995
Andre finansielle anleggsmidler	48447	17 965	18 210	18 423	193 934
Forskuddsbetalinger	0	240 442	106 269	0	0
<b>Sum Anleggsmidler</b>	<b>2 727 008</b>	<b>3 617 849</b>	<b>4 037 746</b>	<b>4 739 450</b>	<b>5 447 783</b>
Varelager	14 727	14 655	10 249	37 039	21 209
Kundefordringer	583 463	30 414	60 719	146 188	101 839
Andre kortsiktige fordringer	200 447	393 669	448 221	532 538	342 566
Markedsbaserte finansielle plasseringer	17 400	21 995	22 568	21 750	23 138
Beregnet skatt til utbetaling	213 982	2 060 124	2 344 753	1 397 420	1 273 737
Derivater	0	0	6 033	0	0
Betalingsmidler	1 468 287	1 574 287	789 330	841 599	1 154 182
<b>Sum Omløpsmidler</b>	<b>2 498 306</b>	<b>4 095 144</b>	<b>3 681 873</b>	<b>2 976 534</b>	<b>2 916 671</b>
<b>Sum eiendeler</b>	<b>5 225 314</b>	<b>7 712 993</b>	<b>7 719 619</b>	<b>7 715 984</b>	<b>8 364 454</b>
<i>Egenkapital og gjeld</i>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Aksjekapital	12 985	111 111	111 111	127 916	140 707
Overkursfond	3 519 597	1 167 312	1 167 312	2 083 271	3 089 542
Annen innskutt egenkapital	0	33 463	17 715	0	0
Annen egenkapital	225 516	2 538 638	1 864 035	1 465 364	508 113
<b>Sum Egenkapital</b>	<b>3 758 098</b>	<b>3 850 524</b>	<b>3 160 173</b>	<b>3 676 551</b>	<b>3 738 362</b>
Pensjonsforpliktelser	16 164	19 914	32 070	46 944	55 317
Utsatt skatt	8 47 622	1 173 477	1 757 481	2 042 051	134 358
Fjernings- og nedstengningsforpliktelser	1 34 612	224 472	268 227	285 201	798 057
Andre avsetninger for forpliktelser	45 132	5 588	2 429	1 643	647
<b>Sum Avsetning for forpliktelser</b>	<b>1 043 530</b>	<b>1 423 451</b>	<b>2 060 207</b>	<b>2 375 839</b>	<b>988 379</b>

Derivater	0	21 805	0	0	45 971
Obligasjonslån	0	390 600	0	587 011	589 078
Annen rentebærende gjeld	0	0	0	0	1 299 733
<b>Sum Langsiktig gjeld</b>	<b>0</b>	<b>412 405</b>	<b>0</b>	<b>587 011</b>	<b>1 934 782</b>
<hr/>					
Obligasjonslån	0	0	421 668	0	0
Kortsiktig lån	0	1 090 258	1 110 652	379 550	567 075
Leverandørgjeld	94 287	261 940	219 984	274 308	258 596
Offentlige trekk og avgifter	12 160	22 618	20 013	18 568	24 536
Annen kortsiktig gjeld	317 241	598 795	726 921	404 156	852 722
Utsatt inntekt	0	53 001	0	0	0
<b>Sum Kortsiktig gjeld</b>	<b>423 688</b>	<b>2 026 612</b>	<b>2 499 238</b>	<b>1 076 582</b>	<b>1 702 929</b>
<hr/>					
<b>Sum Egenkapital og gjeld</b>	<b>5 225 316</b>	<b>7 712 992</b>	<b>7 719 618</b>	<b>7 715 983</b>	<b>8 364 452</b>

*Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a*

## 5.5 Likviditets- og Soliditetsanalyse

Likviditetsrisiko er risiko for at et selskap kan få betalingsproblemer på kort sikt, mens soliditetsrisiko går på evnen til å innfri forpliktelse på lang sikt og til å tåle tap (Langli, 2010). Med kort sikt menes likviditetssituasjonen i kommende regnskapsperiode, altså i inntil ett år. Selv om et selskap er solid kan selskapet likevel komme i en situasjon der innbetalinger uteblir og det oppstår problemer med å innfri de kortsiktige forpliktelsene. Dersom selskapet har god soliditet vil dette likviditetsproblemet kunne løses da selskapet har god dekning på kreditorenes krav i form av egenkapital.

## 5.6 Soliditetsrisiko

I soliditetsanalysen ønsker man å analysere hvordan selskapets eiendeler er finansiert, og selskapets evne til å tåle tap (Langli, 2010). I denne utredningen ser vi nærmere på egenkapitalprosenten til selskapet. Denne er definert som følger:

$$\text{Egenkapitalprosent} = \left( \frac{\text{Egenkapital}}{\text{Totalkapital}} \right) * 100$$

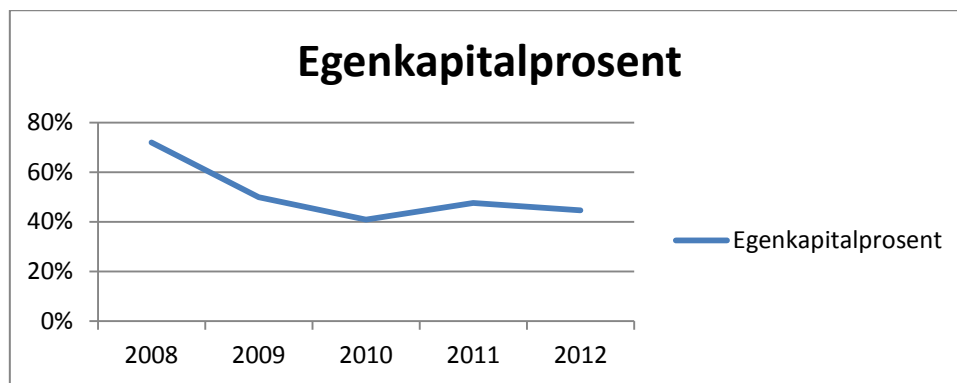
For å kunne tåle tap over lengre tid vil selskap være avhengig av en høy egenkapitalprosent. Ved for høy andel gjeld vil selskapet stå i fare for og ikke kunne betjene gjeldskostnader og nedbetaling av gjeld. Normalt antas det at egenkapitalprosenten er tilfredsstillende så lenge denne er over 30 prosent. Detnors egenkapitalprosent er gitt i følgende tabell (tall er oppgitt i tusen):

**Tabell 5.6** Egenkapitalprosent

	2008	2009	2010	2011	2012
Egenkapital	3 758 098	3 850 524	3 160 173	3 676 551	3 738 362
Totalkapital	5 225 316	7 712 992	7 719 618	7 715 983	8 364 452
<b>Egenkapitalprosent</b>	<b>72 %</b>	<b>50 %</b>	<b>41 %</b>	<b>48 %</b>	<b>45 %</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

**Figur 5.1** Egenkapitalprosent



Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

Detnor har i analyseperioden operert med en jevn og stabil egenkapitalprosent, hvor snittet for perioden ligger på 51 prosent. Selskapet arbeider kontinuerlig med å overvåke endringer i finansieringsbehovet (Det Norske Oljeselskap, 2012a). Nye aksjer utstedes, gjeld reforhandles m.m. for å opprettholde kapitalstrukturen. Egenkapitalprosenten har i analyseperioden vært tilfredsstillende samtidig som man forventer at selskapet vil opprettholde målet om en konstant vekt mellom egenkapital og gjeld.

### 5.7 Likviditetsrisiko

I likviditetsanalysen er vi opptatt av å evaluere selskapets evne til å betale sine forpliktelser etter hvert som de forfaller (Langli, 2010). De vanligste metodene brukt for å måle selskapets betalingsevne er:

$$\text{Likviditetsgrad 1} = \frac{\text{Omløpsmidler}}{\text{Kortsiktig gjeld}}$$

$$\text{Likviditetsgrad 2} = \frac{\text{Mest likvide omløpsmidler}}{\text{Kortsiktig gjeld}}$$

Likviditetsgrad 1 beskriver i hvilken grad omløpsmidlene er finansiert med kortsiktig gjeld. Vi er interessert i dette forholdstallet for å kunne vurdere selskapets evne til å behandle sine kortsiktige forpliktelser med tilgjengelige omløpsmidler. Tradisjonelt sett bør likviditetsgrad 1 være over 200 prosent, med et minimumskrav på 100 prosent. Det kan sies at dette kravet er litt udatert da det i dag er både enklere og raskere å få tilgang til ny kapital. Lån kan innvilges

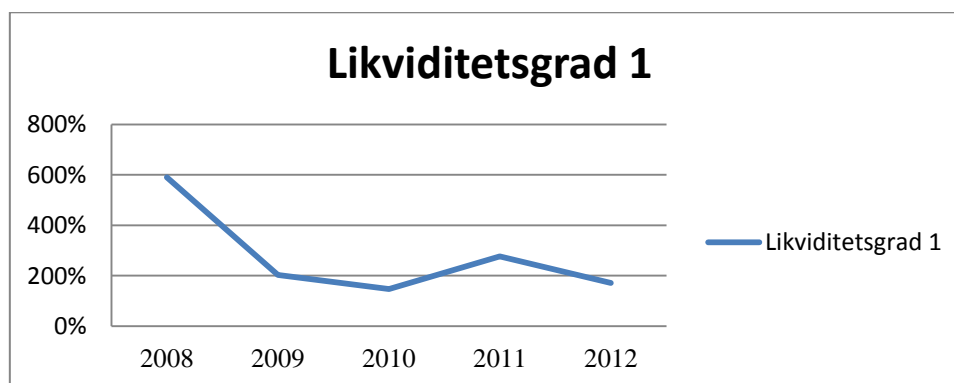
på få timer og transaksjonene kan gå på dagen. Det argumenteres derfor for at likviditetsgrad 1 på mellom 100 og 150 prosent er tilstrekkelig. Detnors likviditetsgrad 1 er representert i tabellen under:

**Tabell 5.7** Likviditetsgrad 1

	2008	2009	2010	2011	2012
Varelager	14 727	14 655	10 249	37 039	21 209
Kundefordringer	37 562	30 414	60 719	146 188	101 839
Andre kortsiktige fordringer	200 447	393 669	448 221	419 509	342 566
Kortsiktige plasseringer	17 400	21 995	22 568	21 750	23 138
Beregnet skatt til utbetaling	213 982	2060 124	2 344 753	1 397 420	1 273 737
Derivater	0	0	6 033	0	0
Betalingsmidler	1 468 287	1 574 287	789 330	841 599	1 154 182
<b>Omløpsmidler</b>	<b>1 952 405</b>	<b>4 095 144</b>	<b>3 681 873</b>	<b>2 863 505</b>	<b>2 916 671</b>
<b>Kortsiktig gjeld</b>	<b>4 23 688</b>	<b>2 026 612</b>	<b>2 499 238</b>	<b>1 076 582</b>	<b>1 702 929</b>
<b>Likviditetsgrad 1</b>	<b>461 %</b>	<b>202 %</b>	<b>147 %</b>	<b>266 %</b>	<b>171 %</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

**Figur 5.2** Likviditetsgrad 1



Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

Som vi kan se fra grafen hadde Detnor unormalt høye omløpsmidler i år 2008, som hovedsakelig skyldes salget av lisensene Yme og Goliat. Sett bort fra år 2008 har likviditetsgrad 1 likevel vært tilfredsstillende i perioden med et snitt på 199 % de 4 siste årene. Det må likevel poengteres at selskapet er avhengig av store mengder fri kapital til enhver tid da selskapet er i stadig vekst og har nye operatørskap som krever store investeringer de nærmeste årene.

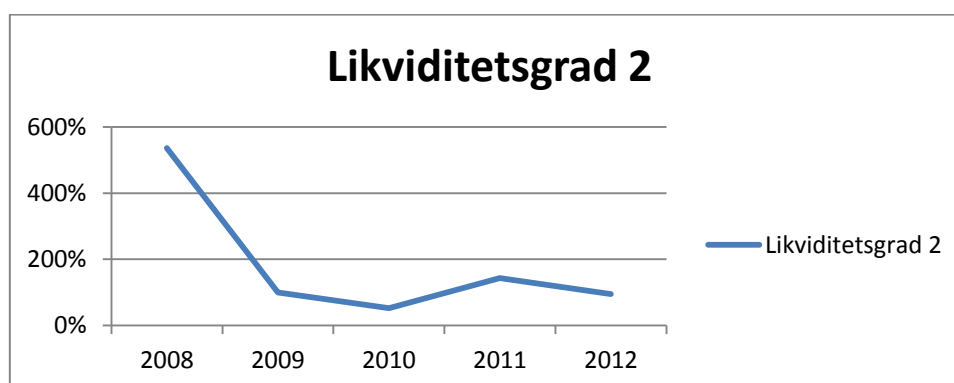
Vi ønsker også å se på selskapets evne til å behandle sine kortsiktige forpliktelser umiddelbart. For å finne et mål på dette benyttes likviditetsgrad 2. Forskjellen på likviditetsgrad 1 og 2 er at man ved beregning av likviditetsgrad 2 trekker ut de omløpsmidlene som er minst likvide. Med minst likvide menes omløpsmidler som tar lengre tid å realisere. Typiske eksempler her er varelager og langsiktige fordringer og verdipapirer. Likviditetsgrad 2 bør normalt ligge over 100 prosent slik at selskapet kan betale ned kortsiktige forpliktelser dersom inntektene skulle utebli. Vi har i tabellen under fjernet langsiktige plasseringer, varelager og beregnet skatt til utbetaling for å beregne likviditetsgrad 2 for Detnor (tall er oppgitt i tusen):

**Tabell 5.8** Likviditetsgrad 2

	2008	2009	2010	2011	2012
Kundefordringer	583 463	30 414	60 719	146 188	101 839
Andre kortsiktige fordringer	200 447	393669	448 221	532 538	342 566
Kortsiktige plasseringer	17 400	21 995	22 568	21 750	23 138
Betalingsmidler	1 468 287	1 574 287	789 330	841 599	1 154 182
<b>Mest likvide Omløpsmidler</b>	<b>2 269 597</b>	<b>2 020 365</b>	<b>1 320 838</b>	<b>1 542 075</b>	<b>1 621 725</b>
<b>Kortsiktig gjeld</b>	<b>423 688</b>	<b>2 026 612</b>	<b>2 499 238</b>	<b>1 076 582</b>	<b>1 702 929</b>
<b>Likviditetsgrad 2</b>	<b>536 %</b>	<b>100 %</b>	<b>53 %</b>	<b>143 %</b>	<b>95 %</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

**Figur 5.3** Likviditetsgrad 2



Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a



Igjen får selskapet kunstig høy likviditetsgrad i år 2008 som følge av salget av Yme og Goliat. Videre ser man at selskapet ligger på et tilfredsstillende nivå i alle år utenom år 2010. Det som derimot taler for Detnor er utviklingen i etterkant. Selskapet har gått med underskudd de siste 4 årene, som betyr at det vil være store mengder kapital låst i beregnet skatt til utbetaling. Når disse pengene utbetales vil dette styrke selskapets likviditet betraktelig.

Før man tar fatt på siste punkt i regnskapsanalysen beregnes normalisert rentedeckningsgrad etter skatt og netto driftsrentabilitet. Dette gjøres da disse forholdstallene er det som mangler for å kunne gjennomføre en syntetisk rating.

### 5.8 Normalisert rentedeckningsgrad etter skatt (RDG)

I følge Knivsflå (2012) defineres normalisert rentedeckningsgrad etter skatt (RDG) som følger:

$$RDG = \frac{\text{Netto driftsresultat} + \text{Netto finansinntekt}}{\text{Netto finanskostnad}}$$

I de historiske regnskapene er skattekostnaden for drift og de finansielle aktivitetene samlet, og for å komme frem til normalisert rentedeckningsgrad etter skatt må skattekostnaden fordeles. I Norge benyttes en 28 prosent skattesats på finansresultatet. Skatten for finansinntekt og finanskostnad beregnes dermed med utgangspunkt i en 28 prosent skattesats. Øvrig skattekostnad allokeres driften og dette gir følgende tabell (tallene er oppgitt i tusen):

**Tabell 5.9** Normalisert rentedeckningsgrad etter skatt

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

	2008	2009	2010	2011	2012
Netto driftsresultat	-443 112	-549 620	-473 416	-201 800	-838 527
Netto finansinntekt	32 441	44 584	64 290	58 054	40 770
Netto finanskostnad	32 353	18 795	201 025	220 298	92 340
<b>RDG</b>	<b>-12,693</b>	<b>-26,871</b>	<b>-2,035</b>	<b>-0,653</b>	<b>-8,639</b>

### 5.9 Netto driftsrentabilitet

Netto driftsrentabilitet kommer man frem til ved å benytte følgende formel:

$$\text{Netto driftsrentabilitet} = \frac{\text{Netto driftsresultat}}{\text{Netto driftskapital}}$$

Netto driftskapital beregnes ved å trekke fra ikke-rentebærende gjeld og andre ikke-driftsrelaterte aktiva fra totalkapitalen. Netto driftsrentabilitet for Detnor fremkommer av tabellen under (tallene er oppgitt i tusen):

**Tabell 5.10** Netto driftsrentabilitet

	2008	2009	2010	2011	2012
Netto driftsresultat	-443 112	-549 620	-473 416	-201 800	-838 527
Netto driftskapital	4 801 628	5 686 380	5 220 380	6 639 401	6 661 523
<b>Netto driftsrentabilitet</b>	<b>-0,0923</b>	<b>-0,0967</b>	<b>-0,0907</b>	<b>-0,0304</b>	<b>-0,1259</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

### 5.10 Syntetisk rating

Som en avslutning på regnskapsanalysen ønsker vi å analysere risikoen til selskapet gjennom en såkalt syntetisk rating (Knivsflå, 2012). Gjennom å analysere langsiktig og kortsiktig kredittrisiko kan vi beregne selskapets konkurssansynlighet. Knivsflå (2012) beskriver en forenklet metode for syntetisk rating som bygger på metoden til et av de største ratingbyråene, Standard & Poor. Selskapene gis en karakter ut i fra 4 forholdstall i regnskapene; likviditetsgrad 1, egenkapitalprosent, rentedekningsgrad og driftsrentabilitet. En oversikt over karakterene som gis fremkommer av tabellen under, hvor AAA er den høyeste karakteren med lavest konkurssansynlighet og D er laveste karakter med høyest konkurssansynlighet:

**Tabell 5.11** Rating

Rating	Likviditetsgrad	Rentedekningsgrad	Egenkapitalprosent	Netto driftsrentabilitet	Konkurssansynlighet (statistikk fra S&P)
	1				
AAA	11,6 <b>8,9</b>	16,9 <b>11,6</b>	0,94 <b>0,895</b>	0,35 <b>0,308</b>	0
AA	6,2 <b>4,6</b>	6,3 <b>4,825</b>	0,85 <b>0,755</b>	0,266 <b>0,216</b>	0,0002
A	3 <b>2,35</b>	3,35 <b>2,755</b>	0,66 <b>0,55</b>	0,166 <b>0,131</b>	0,0008
BBB	1,7 <b>1,45</b>	2,16 <b>1,69</b>	0,44 <b>0,38</b>	0,096 <b>0,082</b>	0,0026
BB	1,2 <b>1,05</b>	1,22 <b>1,06</b>	0,32 <b>0,27</b>	0,068 <b>0,054</b>	0,0097
B	0,9 <b>0,75</b>	0,9 <b>0,485</b>	0,22 <b>0,175</b>	0,04 <b>0,026</b>	0,0493

CCC	0,6	0,07	0,13	0,012	0,1261
	<b>0,55</b>	<b>-0,345</b>	<b>0,105</b>	<b>-0,002</b>	
CC	0,5	-0,76	0,08	-0,016	0,2796
	<b>0,45</b>	<b>-1,17</b>	<b>0,03</b>	<b>-0,03</b>	
C	0,4	-1,58	-0,02	-0,044	0,5099
	<b>0,35</b>	<b>-1,995</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,058</b>	
D	0,3	-2,41	-0,18	-0,072	0,8554

Kilde: Knivsflå, 2012

Tallene som er uthevet er grenseverdien mellom ratingklassene og konkurssansynligheten er beregnet med utgangspunkt i statistikk fra Standard & Poor. Videre vil vi gi Detnor en karakter for hvert forholdstall og gi selskapet en rating basert på historisk gjennomsnitt.

**Tabell 5.12** Rating Detnor

	2008	2009	2010	2011	2012	Gjennomsnitt
Likviditetsgrad 1	5,897	2,021	1,473	2,765	1,713	2,774
Rentedekningsgrad	-11,919	-26,695	-2,465	-0,649	-8,995	-10,145
Egenkapitalprosent	0,719	0,499	0,409	0,476	0,447	0,510
Netto driftsrentabilitet	-0,092	-0,097	-0,091	-0,030	-0,126	-0,087
Likviditetsgrad 1	AA	BBB	BBB	A	BBB	A
Rentedekningsgrad	D	D	D	CC	D	D
Egenkapitalprosent	A	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB
Netto driftsrentabilitet	D	D	D	C/CC	D	D
<b>Syntetisk rating Detnor</b>						<b>CCC</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a og Knivsflå, 2012

Fra disse beregningene gis Detnor en syntetisk rating tilsvarende CCC, som betyr at selskapet har en konkurssansynlighet på 12,61 %. Selskapet har de siste 5 årene operert med underskudd i det normaliserte regnskapet, som gjenspeiles i rentedekningsgrad og netto driftsrentabilitet. Selskapet står også ovenfor utfordringer knyttet til finansieringen av Johan Sverdrup feltet, i tilfelle det oppstår forsinkelser i produksjonsstart på Ivar Aasen feltet. Kontantstrømmene fra dette prosjektet ses på som en viktig finansieringskilde.

## 6. Fremtidsberegninger

Fokuset har frem til nå vært på historiske data. Formålet med dette er å undersøke om denne dataen kan være relevant for det å estimere fremtiden for selskapet. Som det ble redegjort for i kapittel 4 har vi i denne verdivurderingen valgt å benytte en fundamentalanalyse ved verdivurdering av selskapet. Dermed vil vi måtte estimere en rekke drivere fremover i tid. Vi vil i dette kapitlet forsøke å komme frem til gode estimater ved hjelp av historisk data og annen tilgjengelig data. Mange av estimatene, særlig for de antatt viktigste verdidriverne, er hentet fra tilgjengelig informasjon fra kilder vi anser som pålitelige og nøytrale. En av grunnene til dette er at vi igjennom analyse av historiske regnskap og tall har funnet få åpenbare trender fra år til år. Selskapet slik man kjenner det i dag er ungt og i en fase preget av stor utvikling, blant annet med tanke på at det er i ferd med å etablere seg som operatør av produserende felt. En stor del av verdien av selskapet er forbundet med fremtidige utbygginger og fremtidig forventet lønnsomhet. Viktige verdidrivere har variert mye fra år til år og vi ser dermed ikke grunn til å basere oss for mye på historiske data.

Før vi presenterer beregningstall for de ulike driverne vil vi gjøre et valg av budsjettperiode for DCF - modellen.

### 6.1 Valg av budsjettperiode

Som vi tidligere har vært inne på vil man ved bruk av DCF - metoden dele de fremtidige kontantstrømmer inn i to grupper; kontantstrømmer i budsjettperioden og kontantstrømmer etter budsjettperioden. Typisk estimerer man detaljert for 5-10 år frem i tid. Vi har i denne verdivurderingen valgt å benytte en periode på 15 år. Dette valget er gjort på bakgrunn av informasjon som har kommet frem i arbeidet med Detnors regnskap og deres lisensportefølje. Mye av selskapets aksjeverdi per i dag kan tilskrives deres andel i det store feltet Johan Sverdrup. Dette feltet planlegges å være i produksjon fra år 2018. Sammenligner vi med lignende felts produksjonsprofil vil produksjonen i starten kunne være noe lav og at det tar noen år før produksjonen stiger og når et topp-punkt, også kalt platå - produksjon. Ved å benytte en budsjettperiode på 5 eller 10 år ville vi måtte benytte et meget høyt vekstestimat etter denne perioden for å få med verdien av Sverdrup-feltet. I følge Damodaran (2012a) bør man få med vekstperioden i de budsjetterte tallene og beregne terminalverdien fra etter perioden med uvanlig høy vekst er over. I følge beregninger vi i denne verdivurderingen har gjort angående produksjonsprofil (kommer innpå dette senere i kapitlet), kan man forvente å nå platåproduksjon etter rundt 7 til 9 år ut i produksjonsløpet. Dermed finner vi det mest hensiktsmessig å benytte en budsjettperiode på 15 år.

## 6.2 Oljepris

For et petroleumsselskap vil prisen for olje være en meget kritisk variabel. For å gi en god verdivurdering av et petroleumsselskap er det nødvendig med gode prognoser for oljeprisen. Men historisk har oljeprisen variert mye fra år til år og det har vist seg vanskelig å gi treffsikre prognoser over prisutviklingen (Regjeringen, 2013). Spotprisen for olje lå i år 2010 i intervallet 70-90 USD per fat (Brent Blend), som er et relativt høyt nivå historisk sett (Regjeringen, 2013). Utover i år 2011 har prisen steget til over 120 USD per fat på bakgrunn av uroligheter og minskede oljeleveranser fra Nord-Afrika og Midtøsten. Utviklingen i denne regionen har de siste årene utgjort et betydelig usikkerhetsmoment for oljemarkedet. Som man kan lese på regjeringens nettsider finnes det en del forhold som kan bidra til å opprettholde oljeprisen på et høyt nivå også de kommende årene. Det nevnes:

- Økende etterspørsel fra Kina, India og andre fremvoksende land
- Svak vekst i oljeproduksjonen fra ikke-OPEC\* landene
- Høyere markedsandel for OPEC- landene
- OPEC sin markedsregulering
- Geopolitiske forhold, risiko og ustabilitet i store ressursland
- Høye utvinningskostnader i mange viktige produksjonsområder

Over tid vil en ikke forvente at oljeprisen vil ligge lavere enn kostnadene ved å bygge ut nye oljefelt eller øke uttaket fra eksisterende felt. Kostnadene har økt mye de siste 10 årene. Det er ikke rimelig å tro at kostnaden vil falle vesentlig på lengre sikt. Den marginale produksjonen av olje finner sted på stadig dypere vann og i større avstand fra markedene, hvilket bidrar til høyere kostnader (Regjeringen, 2013).

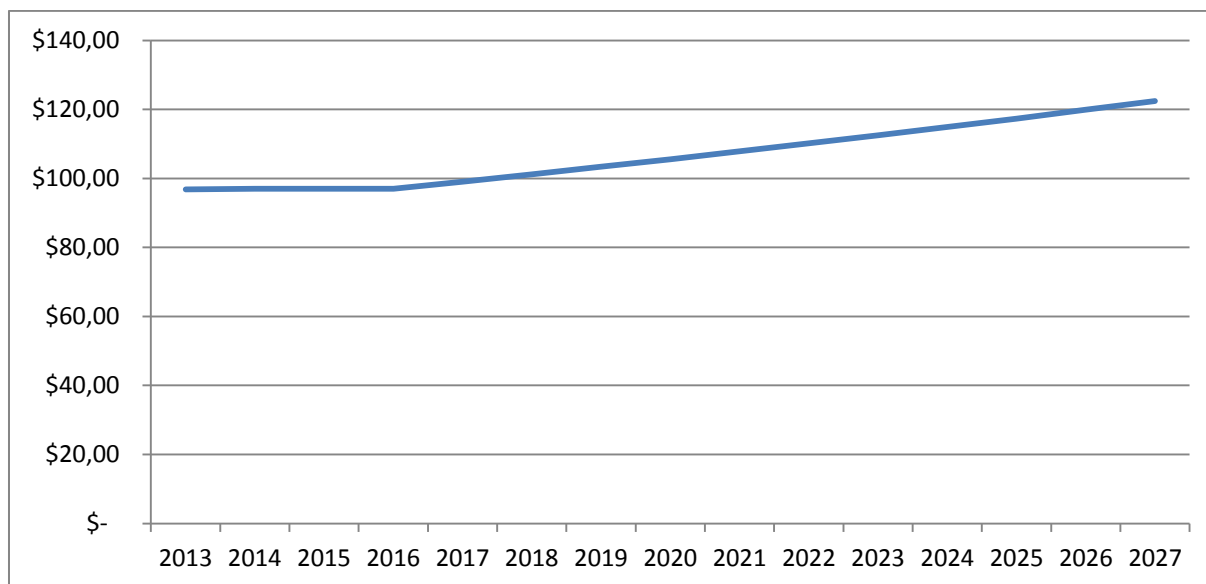
Det finnes mange forskjellige analysemiljøer som kan gi mange ulike estimater på fremtidig oljepris. Vi har i denne verdivurderingen valgt å benytte estimater som er utarbeidet av U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013). Dette er et uavhengig byrå som driver med statistikk og analyse. De utgir årlig det de kaller 'Annual Energi Outlook'. Prognosene vi benytter kommer fra den siste utgaven for år 2013. EIA har utviklet tre ulike prisbaner for utviklingen for oljeprisen for å ta høyde for usikkerheten. De har valgt å estimere en referansebane, samt en bane som er over denne, såkalt 'Høy oljepris', og en bane som er

---

\* OPEC: Internasjonal handelsorganisasjon bestående av oljeeksporterende land

under denne, såkalt 'Lav oljepris'. Vi har i denne verdivurderingen valgt å ta utgangspunkt i at oljeprisen følger denne referansebanen. Vi benytter høy og lav oljepris i sensitivitetsanalysen i kapittel 8. I figuren under er en graf over referansebanen for oljeprisen.

**Figur 6.1** Referanseprisutvikling



Kilde: EIA, 2012

### 6.3 Dollarkurs

Ved estimering av fremtidige inntekter må det gjøres et valg av hvilken dollarkurs som skal benyttes.

Inntektene til Detnor kommer som nevnt tidligere fra salg av olje og gass. I det globale energimarkedet benyttes amerikansk dollar (USD) ved salg av olje og gass. Dermed vil Detnor være eksponert mot valutarisiko i og med at inntektene er i USD, mens en vesentlig del av kostnadene er i norske kroner. Eksponeringen mot USD på inntektssiden motvirkes delvis ved at Detnor tar opp noe gjeld i dollar (Det Norske Oljeselskap, 2012a).

Det er utallige faktorer som spiller inn i utviklingen av kursen. Vi finner det derfor lite hensiktsmessig i å spekulere i eventuelle endringer i valutakursen fremover i tid. Vi benytter års gjennomsnitt av daglige data for år 2012. Denne kursen er 5,821. I sensitivitetsanalysen vil vi se på hvordan verdien av selskapet vil kunne endre seg hvis dollarkursen endres.

## 6.4 Skattesats

I valg av hvilken skattesats vi skal benytte ved beregning av fremtidige kontantstrømmer har vi hovedsakelig to valg. Valget står mellom effektiv og marginal skattesats (Dandomoran, 2012a). Marginal skattesats er den satsen man i følge gjeldende lover skal betale til staten. Effektiv skattesats er derimot den skatteprosenten man faktisk ender opp med å betale eller få igjen i de ulike regnskapsårene. Som Damodaran poengterer er forskjell mellom marginal og effektiv skattesats et resultat av forskjeller i regnskapslov og skattelov, som da fører til midlertidige forskjeller. Han argumenterer for at det er sikrere å benytte marginal skattesats i arbeidet med å estimere fremtidige kontantstrømmer.

Den effektive skattesatsen for DETNOR har variert relativt mye siden år 2008. Nedenfor er tallene for de ulike årene tom år 2012. Disse tallene er ikke justert for unormale poster.

**Tabell 6.1** Effektiv skattesats

2008	2009	2010	2010	2012
90 %	63 %	68 %	67 %	76 %

*Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a*

Det har etter hvert vist seg i arbeidet med estimering av kontantstrømmene at verdien av selskapet varierer lite ved endring av skattesatsen i vår kontantstrømoppstilling. Grunnen til dette er at det ventes negative kontantstrømmer en del år frem i tid før selskapet etter hvert vil snu negativt til positivt. Dermed vil for eksempel en økning i skattesatsen føre til at man får mer skatt igjen de første årene hvor kontantstrømmen er negativ, mens man må betale mer skatt i de årene hvor man har positiv kontantstrøm. Dermed vil en omfattende drøfting og kalkulasjon av skattesats være lite hensiktsmessig, da det ikke vil påvirke endelig verdi nevneverdig. Vi velger derfor å benytte en skattesats på 78 prosent i beregningene av kontantstrømmene.

## 6.5 Vekst

For å kunne si noe om verdien av et selskap er det helt avgjørende med et realistisk vekstestimat for selskapets fremtid. Etterspørsel etter energi er sterkt korrelert med økonomisk aktivitet, slik at projeksjoner om fremtiden er meget sensitiv for underliggende forventninger rundt vekstraten for brutto nasjonalprodukt (IEA, 2012). Sjelden har utviklingen for fremtiden vært så usikker, med tanke på utviklingen de siste årene hvor man

har opplevd en finanskriser i år 2008-2009, sterk vekst i år 2010 og igjen en treg utvikling i år 2011 (IEA, 2012). Dette må imidlertid sies å være mest relevant for utviklingen på kort sikt. De fleste fremtidsberegningene for økonomisk vekst på lang sikt, globalt og lokalt, stemmer sånn noenlunde (IEA, 2012).

Detnor er per i dag et relativt lite selskap som kun konsentrerer seg om den norske sokkelen. Hvis man antar at selskapet vil fortsette med denne strategien for evig fremtid vil man måtte ta utgangspunkt i estimer om gjenværende petroleumsressurser på norsk sokkel. Vi finner det imidlertid sannsynlig at selskapet etter hvert vil se utover landegrensene i takt med selskapets vekst og med tanke på den tiden hvor den norske sokkelen etter hvert vil tømmes. Markedet for energi er i aller høyeste grad blitt et globalt marked hvor landegrenser har liten betydning for selskapene. De fleste selskapene som i dag opererer på norsk sokkel er utenlandske selskap. Et annet norsk selskap, Statoil, har etter hvert utvidet sitt virkeområde utover hele verden.

Sett ut i fra et globalt perspektiv kan man identifisere noen merkbare trender (IEA, 2012):

- Økende inntekt
- Høy befolkningsvekst
- Høy vekst i mange land, særlig i Asia og etter hvert Afrika
- Fossile energikilder møter i dag det meste av verdens energibehov

Gitt at disse trendene vil fortsette vil verdens energibehov etter fossile energikilder stadig øke.

Vi vil videre benytte oss av International Energy Agencys (IEA) prognoser om fremtidig vekst for energisektoren. De har utarbeidet ulike scenarier som hver og en reflekterer ulike nivåer av statlige tiltak. De har utarbeidet et hovedscenario, kalt the New Policies Scenario, som tar høyde for eksisterende politiske forpliktelser og forutsetter at de nylig annonserte forpliktelsene vil bli implementert. I tillegg utarbeider de et scenario som kalles the Current Policies Scenario, hvor man forutsetter at ingen av de annonserte fremtidige forpliktelsene vil bli implementert. Et tredje scenario, the 450 scenario, forutsetter politikk som er konsistent med målet om å begrense langsiktig global oppvarming til 2 grader. Vi vil i denne verdivurderingen ta utgangspunkt i deres hovedscenario, the New Policies Scenario, ved beregninger for fremtiden. Det er dette scenarioet som antas å være mest sannsynlig. Der har de beregnet etterspørsel for ulike energikilder frem til og med år 2035. Vi finner det rimelig å



anta at petroleumsselskap vil vokse noenlunde i takt med etterspørsel etter produktene de produserer.

I tabellen under er det oppgitt faktisk etterspørsel for olje og gass for år 2010 og forventet etterspørsel for år 2035. Tallene er oppgitt i millioner tonn oljeekvivalenter (Mtoe).

**Tabell 6.2** Vekst i petroleumsindustrien

Etterspørsel i Mtoe		Relativ andel av total energietterspørsel		Endring i årlig %	Relativ andel kun olje og gass	Årlig vekst olje og gass justert for andel av totalmarked	
År	2010	2035	2010	2035			
Olje	4 113	4 656	32 %	27 %	0,50 %	53 %	0,53 %
Gass	3 820	4 106	22 %	24 %	1,60 %	47 %	1,51 %
<b>SUM</b>	<b>7 933</b>	<b>8 762</b>	<b>54 %</b>	<b>51 %</b>		<b>100 %</b>	<b>2,04 %</b>

*Kilde: IEA, 2012*

Det vi har gjort er å vekte årlig endring i prosent med ressurstypens relative størrelse av totaletterspørselen for å finne samlet årlig vekst i etterspørsel for olje og gass. Samlet forventer man at olje- og gassetterspørselen vil vokse med 2,04 prosent årlig. Vi benytter dermed dette estimatet for vekst for selskapet utover budsjettperioden.

## 6.6 Inflasjon

Vi baserer oss på Norges Banks inflasjonsmål ved valg av inflasjonsprosent. Inflasjonsmålet er per dags dato på 2,5 prosent. Det har imidlertid vist seg at gitt dagens situasjon i finansverdenen, er det vanskelig og komme opp til inflasjonsmålet. Men Norges Bank holder allikevel fast på dette målet og ser for seg å nå det innen få år. Vi ser derfor ingen grunn til å spekulere i hvorvidt dette er et godt estimat.

## 6.7 Produksjonsprofiler

Som vi har vært inne på tidligere kommer stort sett alle de normale inntektene til Detnor fra salg av petroleumsressurser. For å komme frem til et anslag for inntekter i budsjettperioden må vi ha en ide om hvor mye petroleumsressurser selskapet kommer til å produsere hvert år. Vi har tatt utgangspunkt i det siste faktaheftet til Oljedirektoratet (2013) hvor man finner de siste oppdaterte tallene. Det kan være verdt å merke seg at tallene vi benyttet i kapittel 3, hvor vi presenterte de ulike lisensene, avviker noe fra de siste oppdaterte tallene fra faktaheftet 2013. Siden tallene fra årsrapporten reflekterer aksjeprisen 31.12.12, lar vi dem stå oppgitt slik i kapittel 3, mens vi ved beregninger for fremtiden benytter de siste tallene.

Ved beregning av produksjonsprofilene har vi benyttet ulike metoder avhengig av informasjonen vi besitter. Feltene som i dag er i produksjon er av relativt begrenset størrelse og har relativt få forventede produksjonsår igjen. Vi har derfor valgt å fordele forventede resterende reserver lineært utover forventede resterende produksjonsår. Dette er igjen et grovt estimat, men på grunn av den begrensede størrelsen av feltene vil eventuelle justeringer her ha lite å si for inntektene og verdien på selskapet. Produksjonsprofilene for disse feltene er oppgitt i tabellen under. Tallene er oppgitt i tusen fat o.e.

**Tabell 6.3** Produksjonsprofiler produserende felt

<b>Produksjon</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Jotun	79,25	79,25	79,25	79,25	79,25
Varg	94,34	94,34	94,34		
Enoch	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
Atla	330,19	330,19	330,19		
Jette	3 522,01	3 522,01			

*Kilde: Oljedirektoratet 2013a*

For feltene Gina Krog, Ivar Aasen og Johan Sverdrup har vi benyttet mer detaljerte produksjonsprofiler. Profilene for Gina Krog og Ivar Aasen er hentet fra PUDene og vi finner det rimelig å anta at disse er utarbeidet av erfarne eksperter og dermed gir et godt estimat.

For feltet Johan Sverdrup har det vært vanskeligere å komme frem til en fremgangsmåte. I og med at feltet kun har status som utbygging i fremtiden og det ennå ikke er levert inn noen PUD for feltet, er det lite informasjon om produksjonsforløpet. Det man har valgt å gjøre er å ta utgangspunkt i lignende felt med hensyn til plassering og størrelse. Sverdrup-feltet er et av de største funnene på norsk sokkel så langt, og vi benytter derfor 3 andre store felt i Nordsjøen som sammenligningsfelt. Feltene vi benytter er Gullfaks, Oseberg og Statfjord. Det vi gjør er å dividere produksjonen per år på totalproduksjon for hvert felt. Slik får vi produksjon per år som en prosentandel av totalproduksjon. Videre beregner vi gjennomsnittet av hvert års prosentandel av totalproduksjon. Da har vi en estimert produksjonsprofil for Johan Sverdrup. Selvsagt er dette en et grovt anslag basert på kun eldre oljefelt. Det har naturlig nok vært en stor utvikling innen olje- og gassutvinning siden produksjonen startet i disse eldre feltene og det kan nok argumenteres for at man vil oppnå høyere produksjonsvolum fra starten av for Sverdrup-feltet. Men vi velger allikevel å benytte disse

beregningene med mangel på mer kjennskap til feltets fremtid. Samtidig er dette i tråd med verdivurderingens mål om å gi et nøkternt og forsiktig estimat på verdien av selskapet. Selv har Detnor gått ut med høyere anslag for produksjonsvolum allerede fra starten av produksjonsløpet.

Produksjonsprofilene for disse 3 feltene er oppgitt i tabellen under. Johan Sverdrups profil er også presentert i diagram i vedlegg 2. Tallene som er oppgitt er Detnors andel av produksjonen. Tallene er oppgitt i tusen fat o.e.

**Tabell 6.4** Produksjonsprofiler for felt til utbygging

<b>Produksjon</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Ivar Aasen	1 139,03	6 660,99	8 370,64	8 770,3	8 126,4	6 061,5
Gina Krog		753,45	892,81	800,41	674,08	594,47
Johan Sverdrup			2 694,28	5 460,25	12 722,71	14 339,11
	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Ivar Aasen	4 218,62	2 797,61	1 976,09	1 576,43	1 265,59	1 110,16
Gina Krog	545,09	519,53	506,34	498,99	499,6	496,73
Johan Sverdrup	18 704,92	23 419,14	25 465,38	26 398,11	25 271,44	24 144,78

*Kilde: Statoil, 2012 , Det Norske Oljeselskap, 2012b og Oljedirektoratet, 2013i*

## 6.8 Utforskningskostnader

En annen viktig faktor for verdivurderingen er utforskningskostnader, også kalt letekostnader. Dette antas å være spesielt viktig med tanke på forventet vekst. Som vi tidligere har nevnt, fokuserer Detnor hovedsakelig på å lete etter uoppdagede ressurser og mindre på å drive med kjøp og salg av ressurser. Dermed vil det være rimelig å anta at veksten til selskapet i stor grad avhenger av hvor mye selskapet investerer i leting etter ressurser. Det kommer frem av selskapets presentasjon av 4.kvartal 2012 at de har planer om å delta i 8-10 letebrønner per år fremover. Kostnadsgrunnlaget er hentet fra oljedirektoratets nettsider der de har beregnet hvor mange kroner som kommer til å bli brukt på leting i år 2013 og fremover på norsk sokkel. Samtidig nevnes det at beløpet baseres på et gitt antall letebrønner. De forventer at det vil brukes rundt 35 milliarder norske kroner (NOK) per år fra år 2013 til 2017. Dette er fordelt på 50 letebrønner per år.

Siden selskapets egne estimater er på 8-10 letebrønner per år velger vi å ta utgangspunkt i at de er med på snittet av dette, 9 letebrønner, per år. Samtidig må vi ha et estimat på hvor mye selskapet eier per lisens. Da har vi beregnet gjennomsnittet og median av deres lisensandeler i alle deres lisenser for de siste 5 årene. Gjennomsnittlig lisensandel i perioden har vært jevnt synkende. Median har vært lik hele perioden. Dataen er oppgitt i tabellen under.

**Tabell 6.5** Andel av lisenser

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Gjennomsnitt	37 %	41 %	36 %	35 %	32 %
Median	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %

*Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a*

Hvorvidt denne historiske dataen er representativ for fremtiden er usikkert. Men med mangel på sikrere data velger vi å anta at lisensandelene vil holde seg stabilt fremover i tid, og velger derfor å forutsette en gjennomsnittlig lisensandel på 30 prosent fremover i tid.

Videre dividerer vi totale letekostnader (35 mrd) på antall brønner (50), og multipliserer dette med Detnors antall letebrønner (9). Videre multipliseres dette med Detnors andel av lisensene (30 prosent) slik at man kommer frem til beregnede letekostnader for Detnor (1,89 mrd i år 2013). I følge oljedirektoratets femårs plan vil dette investeringsnivået i leteaktivitet holde seg jevnt frem til år 2017. Uten noen mer informasjon om eventuelle endringer etter dette så antar vi at dette også vil være nivået etter år 2017.

Som nevnt i kapittel 2 balansefører selskapene letekostnader frem til de avdekker om det er drivverdige forekomster av petroleumsressurser eller ei. Hvis det ikke er slike forekomster, må de kostnadsføre de påløpte utgiftene. Med omfattende leteaktivitet må vi anta at selskapet vil oppdage en del nye ressurser etter hvert. Dermed må vi estimere antall letebrønner selskapet ventes å finne ressurser i, for å kunne estimere hvor mye av letekostnadene som må kostnadsføres. Det tas utgangspunkt i de 5 siste årene, hvor vi finner andel letebrønner med påviste hydrokarboner av totalt antall letebrønner. Videre beregnes gjennomsnittet av andelene for de ulike årene. Tallene er oppgitt i tabellen under.

**Tabell 6.6** Andel letebrønner med påviste ressurser

	2008	2009	2010	2011	2012	Gjennomsnitt
Antall letebrønner	2	13	11	11	12	
Påvist hydrokarboner	1	6	2	8	6	
Andel påvist	<b>50 %</b>	<b>46 %</b>	<b>18 %</b>	<b>73 %</b>	<b>50 %</b>	<b>47 %</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, & 2012a

Som tabellen viser har Detnor oppdaget hydrokarboner i 47 prosent av de letebrønnene de har deltatt i de siste 5 årene. Vi fremskriver dette tallet og sier at Detnor vil finne ressurser i 47 prosent av fremtidige letebrønner. Dermed antas det at selskapet vil måtte kostnadsføre utgiftene knyttet til resterende felt og at dette da blir 53 prosent av letekostnadene (100 % – 47 %). Posten utforskningskostnader i kontantstrømpoppstillingen vil dermed bestå av de beregnede tallene fra oljedirektoratet multiplisert med 53 prosent.

Tallene er oppgitt i 2012-kroner og må dermed oppjusteres med forventet inflasjon i kontantstrømberegningene.

### 6.9 Produksjonskostnader

Denne posten omfatter kostnader knyttet til leie, drift og vedlikehold av produksjonsskip/plattformer, samt brønnintervensjon og CO<sub>2</sub>-avgifter (Det Norske Oljeselskap, 2012a). Produksjonskostnadene antas å variere med produksjonen fra år til år. Historisk sett har kostnad per produserte fat holdt seg jevnt og økende.

Ved beregning av fremtidige produksjonskostnader benytter vi gjennomsnittet av produksjonskostnad per produsert fat som utgangspunkt og multipliserer dette med antall produserte fat per år i budsjettperioden. Dette er nok et noe grovt estimat som absolutt kan diskuteres. På den ene siden kan det se ut til at produksjonskostnadene på norsk sokkel har steget vesentlig i de seneste årene. Dette kan tale for å benytte høyere estimer enn et historisk gjennomsnitt dersom man forventer fortsatt økning. På den andre siden kan det være rimelig å anta at produksjonskostnadene per fat vil kunne reduseres dersom stadig større andel av produksjonen kommer fra større felt. Dette vil være tilfellet dersom deler av produksjonskostnadene er i form av mer eller mindre faste kostnader. Det vil si at man kan anta at det er visse storskalafordeler. Vi har imidlertid ikke delt opp produksjonskostnadene opp i en variabel og en fast komponent. Dette vil nok være å foretrekke, men vi har ikke

lykkes i å identifisere de ulike komponentene i regnskapene. Derfor behandler vi hele posten som variabel.

Gjennomsnittlig produksjonskostnader de 5 siste årene er på kr 264 per fat. Dette tallet multipliseres videre med produserte fat per år for å estimere produksjonskostnadene. Tallene inflasjonsjusteres.

### **6.10 Avskrivninger**

Detnor avskriver sine aktiva etter produksjonsenhetsmetoden som forklart i kapittel 2. Når vi skal estimere de fremtidige avskrivningene til selskapet finner vi det hensiktsmessig å dele avskrivningene inn i to grupper:

1. Avskrivninger knyttet til letevirksomhet.
2. Avskrivninger knyttet til utbygging og drift.

Da selskapet driver letevirksomhet på norsk kontinentalsokkel vil selskapet balanseføre letekostnader inntil letebrønnene blir påvist som tørr eller drivverdig. Dersom letebrønnen er tørr vil de balanseførte leteutgiftene kostnadsføres direkte i inneværende regnskapsperiode, men dersom det påvises hydrokarboner vil disse balanseførte leteutgiftene klassifiseres som 'felt under utbygging'. 'Felt under utbygging' vil videre reklassifiseres som 'produksjonsanlegg inkl. brønner' fra produksjonsstart (Det Norske Oljeselskap, 2013a). Som nevnt tidligere antas det at selskapet balansefører 47 prosent av letekostnadene som funn, samtidig som 53 % av kostnadene kostnadsføres direkte i samme regnskapsperiode. Selskapets øvrige avskrivninger klassifiseres som «Avskrivninger knyttet til utbygging og drift».

I beregningen av begge avskrivningspostene har vi valgt å avskrive investeringene i de ulike feltene ut i fra produksjonsgrad av totalproduksjonen. Det vil si at prosentvis årlig produksjon av totalproduksjonen multipliseres med totale investeringer i feltet for å finne de årlige avskrivningene:

**Tabell 6.7** Prosentvis avskrivning per år

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Johan Sverdrup						1 %	3 %	6 %	7 %	10 %	12 %	13 %	13 %	13 %	12 %
Gina Krog					11 %	13 %	12 %	10 %	9 %	8 %	8 %	7 %	7 %	7 %	7 %
Atla	33 %	33 %	33 %												
Jotun	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %										
Ivar Aasen				2 %	13 %	16 %	17 %	15 %	11 %	8 %	5 %	4 %	3 %	2 %	2 %
Varg				33 %	33 %	33 %									
Jette	50 %	50 %													

Kilde: Oljedirektoratet, 2013a, 2013i, Statoil, 2012, & Det Norske Oljeselskap, 2012b,

Dette gir oss følgende totale avskrivninger for selskapet (tallene er oppgitt i millioner):

**Tabell 6.8** Totale avskrivninger

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2021
Avskrivninger knyttet til utbygging og drift	285	292	57	243	1 449	2 006	2 324
Avskrivninger knyttet til leteaktivitet	919	941	965	989	1 014	1 039	1 119
<b>Totale avskrivninger</b>	<b>1 203</b>	<b>1 233</b>	<b>1 022</b>	<b>1 232</b>	<b>2 463</b>	<b>3 045</b>	<b>3 443</b>

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Avskrivninger knyttet til utbygging og drift	2 253	2 300	2 306	2 333	2 235	2 169
Avskrivninger knyttet til leteaktivitet	1 147	1 176	1 205	1 235	1 266	1 298
<b>Totale avskrivninger</b>	<b>3 400</b>	<b>3 476</b>	<b>3 511</b>	<b>3 569</b>	<b>3 501</b>	<b>3 466</b>

Kilde: Oljedirektoratet, 2013a, 2013i, Statoil, 2012, & Det Norske Oljeselskap, 2012b,

### 6.11 Lønn og lønnsrelaterte kostnader

Lønnskostnader som ikke kan klassifiseres under utbyggings-, utforsknings eller produksjonskostnader blir klassifisert som 'Lønn og lønnsrelaterte kostnader'. Denne posten er lav, da nesten alle kostnadene faktureres til opererte lisenser eller allokeres direkte til de respektive virksomhetskategoriene (Det Norske Oljeselskap 2012a). I budsjetteringen av fremtidige lønn og lønnsrelaterte kostnader har vi valgt å la posten øke med estimert vekst (2,04 prosent), da dette anses å være et tilfredsstillende estimat på selskapets behovsendring. Samtidig er den oppjustert med inflasjon.

## 6.12 Andre driftskostnader

Denne posten er hovedsakelig knyttet til selskapets virksomhet på land. Kostnadene klassifisert under denne posten er kontor, system, revisjon, konsulenter, arealavgifter, reklassifisering av kostnader knyttet til lisenser og andre reisekostnader. I tillegg omfatter posten eventuelle tap på salg av lisenser. Som utgangspunkt for fremtidsberegninger av posten vil vi benytte et gjennomsnitt for analyseperioden, det vil si år 2008 til 2012. Men vi velger å trekke ut tap på salg av lisenser. Dette er en post som anses som noe unormal. Da denne posten ikke er knyttet direkte mot produksjonen, vil vi benytte årlig vekst (2,04 %) i budsjetteringen av denne kostnadsposten. Dette anses som et fornuftig estimat da det forventes at selskapets behov vil øke i takt med selskapets vekst. Den er også oppjustert med inflasjon.

## 6.13 Arbeidskapital

En annen viktig faktor i kontantstrømoppstillingen er 'endring i arbeidskapital'.

Arbeidskapital består av omløpsmidler med fratrukk av kortsiktig gjeld (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010). Omløpsmidler består av alle eiendeler som er nødvendig for driften av selskapet, inkludert kontanter. Vi har i denne verdivurderingen valgt å ekskludere enkelte poster som vi anser som unormale eller som vi anser som en del av investeringsaktiviteten. Vi har trukket ut engangsposter i år 2008 og 2011, da disse ikke anses som normale.

Kontantbeholdningen utgjør en meget stor post og vi finner det urealistisk at alt er knyttet til den daglige driften av selskapet. Ideelt sett burde vi splittet opp posten i nødvendige kontanter for driften og ikke-nødvendige. Men av mangel på informasjon om denne fordelingen i Detnors årsrapporter har vi valgt å trekke ut hele denne posten. Nedenfor er arbeidskapitalen og dens endring for Detnor. Tallene er oppgitt i tusen.

**Tabell 6.9** Endring arbeidskapital

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Varelager	2 579	14 727	14 655	10 249	37 039	21 209
+ Kundefordringer	128 237	37 562	30 414	60 719	146 188	101 839
+ Andre fordringer	119 718	200 447	393 669	448 221	419 509	342 566
- Lev.Gjeld	112 788	94 287	261 940	219 984	274 308	258 596
= Arbeidskapital	137 746	158 449	176 798	299 205	328 428	207 018



Endring	20 703	18 349	122 407	29 223	-121 410
<b>Endring i prosent</b>	<b>15 %</b>	<b>12 %</b>	<b>69 %</b>	<b>10 %</b>	<b>-37 %</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

Som vi kan se i tabellen er utviklingen i arbeidskapitalen ujevn og det er en av årsakene til at det ikke er hensiktsmessig å benytte fremskrivning av historiske data ved beregning av fremtidig endring i arbeidskapital. Samtidig finner vi det rimelig å anta at behovet for arbeidskapital i stor grad varierer med produksjonsvolum. Vi har i stedet valgt å ta utgangspunkt i gjennomsnittlig arbeidskapital per produsert enhet for de siste 6 årene, og antar at arbeidskapital vil variere med produksjonen.

**Tabell 6.10** Arbeidskapital per produsert enhet

Gjennomsnitt arbeidskapital	217 940
Gjennomsnitt produksjon (fat)	582
<b>Arbeidskapital per produsert enhet (NOK)</b>	<b>374</b>

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

Vi har videre multiplisert arbeidskapital per produsert enhet med fremtidig produksjon for å beregne årlig endring. De beregnede tallene er oppgitt i tabellen under. Tallene er oppgitt i tusen.

**Tabell 6.11** Budsjettert endring arbeidskapital

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produksjon (fat)	4 028	4 028	506	1 221	7 496	11 958	15 031	21 523
Arbeidskapital	1 508 299	1 508 299	189 568	457 095	2 806 767	4 477 278	5 627 973	8 058 834
<b>Endring</b>	<b>1 301 281</b>	<b>0</b>	<b>-1 318 731</b>	<b>267 527</b>	<b>2 349 673</b>	<b>1 670 511</b>	<b>1 150 695</b>	<b>2 430 861</b>
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Produksjon (fat)	20 995	23 469	26736	27948	28474	27037	25752	
Arbeidskapital	7 861 090	8 787 256	10010744	10464375	10661220	10123204	9642083	
<b>Endring</b>	<b>-197 744</b>	<b>926 166</b>	<b>1 223 489</b>	<b>453 631</b>	<b>196 845</b>	<b>-538 016</b>	<b>-481 121</b>	

Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012a

## 6.14 CAPEX

En meget kritisk variabel i estimeringen av fremtiden er forventede investeringer i forbindelse med utbygginger. Selskapet er som tidligere nevnt i en tidlig fase hvor man opplever stor vekst. Selskapet planlegger en fortsatt høy leteaktivitet fremover med rundt 8-10 nye letelisenser per år (Det Norske Oljeselskap, 2012c). Samtidig har ressurs- og reservetilgangen til selskapet økt kraftig siden oppstart som igjen innebærer at investeringsbehovet har økt tilsvarende.

Vi har valgt å benytte oss av blant annet estimerer fra Oljedirektoratet og Detnors egne tall. Vi antar at tall fra en nøytral og statlig aktør som Oljedirektoratet er basert på omfattende og pålitelig datamateriale og at det dermed gir et godt estimat på forventede investeringer. Vi har tatt utgangspunkt i de kjente prosjektene per dags dato og fordelt gjenstående investeringer utover gjenstående år. Fordelingen kommer vi nærmere inn på.

### 6.14.1 Kjente prosjekter

Beregnete tall for kjente prosjekter er oppgitt i tabellen under. Lisensen som omfatter Johan Sverdrup er oppgitt i en egen tabell for nærmere forklaring. Tallene er oppgitt i tusen.

**Tabell 6.12** Budsjettert CAPEX

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Atla	40 000	40 000	40 000				
Jotun	4 667	4 666	4 667				
Varg	21 667	21 666	21 667				
Ivar Aasen	875 000	1 400 000	1 820 000	2 100 000	1 470 000	1 435 000	
Jette	225 000	225 000					
Gina Krog	146 143	146 142	146 143	146 143	146 143	146 143	146 143

*Kilde: Oljedirektoratet, 2013a , Statoil, 2012 og Det Norske Oljeselskap, 2012b*

Tallene i tabellen er hovedsakelig hentet fra oljedirektoratet sine sider. Fordelingen på de ulike årene, det man kaller en investeringsprofil, er utført på ulike måter avhengig av hvilken informasjon man har kunnet oppdrive. For Atla, Jotun, Ivar, Jette og Gina Krog er resterende CAPEX, tall fra Oljedirektoratet, fordelt lineært utover resterende produksjonsår. Dette er selvsagt et grovt estimat som vil avvike fra virkelighet, men på grunn av mangel på mer detaljert informasjon og av disse feltenes begrensede størrelse, vil vi allikevel benytte denne fordelingen. For feltet Ivar Aasen har vi benyttet mer detaljert informasjon. Informasjonen er

hentet fra Planen for utbygging og drift (PUD). Detnor er for øvrig operatør på dette feltet. I denne planen er det oppgitt en profil for investeringene fremover. Vi antar at denne planen gir et realistisk bilde av fremtidig investeringer i feltet og benytter denne i budsjetteringen.

Når det gjelder selskapets definitivt mest lovende felt Johan Sverdrup har vi valgt en noe ulik tilnærming. Det finnes foreløpig lite informasjon om detaljer angående investeringer og når disse vil komme. Vi har funnet diverse predikasjoner angående feltet, men dette er naturligvis usikre tall. Vi har valgt å benytte et grovt anslag fra nettsiden offshore.no. Offshore.no har gjennomgått planlagte utbygginger på norsk sokkel. Der anslår man at investeringene kan komme opp mot 100 milliarder kroner. Vi antar dette tallet har en rot i virkeligheten, i og med at offshore.no er Nordens desidert største nettavis innen olje, gass og energi, og er blant Norges 10 største fagnettsteder.

Vi må også her anslå en fordeling av investeringen utover feltets levetid, eller en investeringsprofil. Her har vi benyttet data fra sammenlignbare felt med hensyn til størrelse og plassering, likt som i beregningen av produksjonsprofil for feltet. Vi har innhentet data fra tre andre store felt, Statfjord, Gullfaks og Oseberg. På denne måten får vi samstilt produksjon og tilhørende investeringer for feltet. Vi har dividert hvert enkelt års investeringsutgift på feltets totale investeringsutgift. Da har vi feltets prosentvise investering per år av totale investeringer. Videre beregner vi gjennomsnittet av de ulike feltenes årlige prosenter og benytter disse prosentstørrelsene som investeringsprofil for Johan Sverdrup. I tabellen under er de beregnede prosentandelene oppgitt og gjennomsnittet av disse.

**Tabell 6.13** CAPEX - profil Johan Sverdrup

Felt	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6	År 7	År 8	År 9	År 10	År 11	År 12	År 13
Statfjord	0,1 %	0,9 %	2,0 %	2,2 %	3,3 %	4,5 %	4,2 %	4,9 %	7,4 %	5,5 %	4,4 %	2,7 %	1,2 %
Gullfaks	0,4 %	1,0 %	3,3 %	6,1 %	8,5 %	11,2 %	10,4 %	5,1 %	3,6 %	1,4 %	1,5 %	1,7 %	1,8 %
Oseberg	0,1 %	0,9 %	4,1 %	8,2 %	6,8 %	5,8 %	5,4 %	4,8 %	3,7 %	1,3 %	1,3 %	1,2 %	1,1 %
Gj.snitt	0,2 %	0,9 %	3,1 %	5,5 %	6,2 %	7,2 %	6,7 %	4,9 %	4,9 %	2,7 %	2,4 %	1,8 %	1,4 %

*Kilde: Oljedirektoratet, 2013b*

I de tre sammenligningsfeltene starter investeringsutgiftene 5 år før produksjonsstart. Vi antar derfor at investeringene starter å løpe i år 2013, det vil si 5 år før planlagt produksjonsstart i 2018, for feltet. År 1 i tabellen representerer dermed år 2013 for Johan Sverdrup. Dette kan stemme greit med operatørens egne planer, da man i følge Detnors presentasjon av 4.kvartal

2012 starter konseptstudier i 2013, PUD blir levert i 2014 og utbyggingen starter i 2015. Johan Sverdrups investeringsprofil for budsjettperioden er oppgitt i tabellen under. Investeringsprofilen er også presentert i diagram i vedlegg 3. Tallene er oppgitt i tusen.

**Tabell 6.14** Budsjettert CAPEX Johan Sverdrup

<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
22 179	94 060	312 637	549 263	620 042	716 994	666 279	494 906
<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	
489 774	273 725	238 879	184 150	135 548	75 330	115 050	

Kilde: *Oljedirektoratet, 2013b og Offshore.no, 2013a*

### 6.14.2 Forventede prosjekter

I tillegg til de prosjektene man kjenner til i dag vil det gjerne være naturlig at selskapet også vil være med på nye funn som etter hvert skal produseres. Vi antar imidlertid at slike investeringer vil skje langt frem i tid. Grunnen til dette er at selskapet ennå er et relativt lite selskap med begrensede finansielle midler. Som det fremkommer av mediene er enkelte representanter i selskapet bekymret for at det vil komme forsinkelser i Ivar Aasen feltet slik at inntektene her i fra vil forsinkes. Dette vil igjen vanskeliggjøre finansiering for Johan Sverdrup feltet, og man må i verste fall selge seg delvis ut av feltet (E24.no, 2013). Dette belyser det faktum at selskapet foreløpig har begrensede finansielle muskler. Vi antar dermed at det vil gå lang tid før selskapet vil delta i nye utbygginger utover de til nå kjente utbyggingene. Fremtidige utbygginger vil dermed kun være inkludert i terminalverdien for selskapet.

### 6.15 Kontantstømmer

Nå har vi redegjort for de ulike driverne som vi finner relevant å inkludere i den fremtidige kontantstrømoppstillingen. Nedenunder presenterer vi de den endelige kontantstrømoppstillingen. Vi velger å benytte følgende oppsett for presentasjonen:

$$\begin{aligned} & \text{Driftsinntekter} \\ & \text{Driftskostnader} \\ = & \text{EBITA} \\ - & \text{Skatt på EBITA} \\ = & \text{NOPLAT} \\ + & \text{Avskrivninger} \\ - & \text{Endring arbeidskapital} \\ - & \text{CAPEX} \\ \hline = & \text{Fri kontantstrøm} \end{aligned}$$

hvor:

EBITA = Earnings before interest, taxes and amortization

NOPLAT = Net operating profit less adjusted taxes

Et fullstendig oppsett av de ulike postene innunder driftsinntekter og driftskostnader er oppgitt i vedlegg 4.

**Tabell 6.15** Kontantstømmoppstilling (tall er oppgitt i tusen)

	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Driftsinntekter	2 269 963	2 274 545	285 872	689 308	4 323 241	7 043 896	9 043 712	13 227 043
- Driftskostnader	3 363 737	3 476 719	2 321 566	2 774 030	5 920 262	7 957 063	9 329 556	11 947 304
<b>= EBITA</b>	<b>-1 093 774</b>	<b>-1 202 174</b>	<b>-2 035 694</b>	<b>-2 084 722</b>	<b>-1 597 021</b>	<b>-913 167</b>	<b>-285 844</b>	<b>1 279 739</b>
- Skatt på EBITA	-853 144	-937 696	-1 587 842	-1 626 083	-1 245 677	-712 270	-222 958	998 197
<b>= NOPLAT</b>	<b>-240 630</b>	<b>-264 478</b>	<b>-447 853</b>	<b>-458 639</b>	<b>-351 345</b>	<b>-200 897</b>	<b>-62 886</b>	<b>281 543</b>
+ Avskrivninger	1 203 245	1 233 326	1 021 859	1 231 798	2 462 869	3 045 107	3 328 172	3 705 103
- Endring arbeidskapital	1 333 813	-	-1 420 129	295 300	2 658 439	1 937 280	1 367 814	2 961 768
- CAPEX	1 378 272	2 039 826	2 536 199	3 085 605	2 530 038	2 665 135	965 715	602 994
<b>= Fri kontantstrøm</b>	<b>-1 749 470</b>	<b>-1 070 978</b>	<b>-542 063</b>	<b>-2 607 746</b>	<b>-3 076 952</b>	<b>-1 758 204</b>	<b>931 758</b>	<b>421 883</b>

	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Driftsinntekter	13 178 598	15 046 503	17 508 321	18 693 357	19 452 561	18 866 169	18 354 072
- Driftskostnader	11 719 723	12 722 100	14 165 415	14 900 568	15 436 692	15 132 867	14 900 223
<b>= EBITA</b>	<b>1 458 875</b>	<b>2 324 403</b>	<b>3 342 906</b>	<b>3 792 790</b>	<b>4 015 869</b>	<b>3 733 302</b>	<b>3 453 849</b>
- Skatt på EBITA	1 137 922	1 813 034	2 607 467	2 958 376	3 132 378	2 911 976	2 694 002
<b>= NOPLAT</b>	<b>320 952</b>	<b>511 369</b>	<b>735 439</b>	<b>834 414</b>	<b>883 491</b>	<b>821 326</b>	<b>759 847</b>
+ Avskrivninger	3 443 385	3 400 448	3 476 198	3 511 331	3 568 691	3 501 464	3 466 498
- Endring arbeidskapital	-246 955	1 185 571	1 605 323	610 083	271 353	-760 202	-696 807
- CAPEX	611 660	350 391	313 430	247 661	186 855	106 439	166 626
<b>= Fri kontantstrøm</b>	<b>3 399 631</b>	<b>2 375 854</b>	<b>2 292 885</b>	<b>3 488 001</b>	<b>3 993 975</b>	<b>4 976 553</b>	<b>4 756 526</b>

## 6.16 Terminalverdieregning

I verdsettelsen av et selskap ved bruk av DCF -metoden vil man splitte kontantstrømmene inn i to perioder, budsjettperioden og perioden etter budsjettperioden. Når kontantstrømmene for budsjettperioden er estimert vil man estimere en samlet verdi for selskapets resterende levetid, da selskapet forventes å eksistere utover budsjettperioden. Denne beregningen kan utføres ved hjelp av ulike metoder, blant annet EBITDA - multipler og Gordon-growth. Koller, Goedhart og Wessels (2010) anbefaler bruk av Gordon-growth når man bruker DCF -metoden, og vi har således valgt å anvende den metoden i denne utredningen. Terminalverdien til selskapet kan dermed beregnes ved følgende formel:

$$\text{Terminalverdi} = \frac{FCF_{t+1}}{WACC - g}$$

$FCF_{t+1}$  = Fri kontantstrøm i første år etter budsjettperioden.

WACC = Vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad.

$g$  = Årlig vekst etter budsjettperioden.

Ved fremskriving av fri kontantstrøm det første året etter budsjettperioden velger vi å justere arbeidskapitalen da denne har en negativ endring det siste året. I og med at vi har forutsatt konstant vekst etter budsjettperioden vil det også være rimelig å forutsette konstant vekst i arbeidskapitalen. Vi beregner her nødvendig arbeidskapital ved å multiplisere produksjonen med gjennomsnittlig arbeidskapital per produsert enhet. Endringen beregnes deretter ved å multiplisere arbeidskapital med årlig vekst. NOPLAT, avskrivninger og CAPEX justeres for årlig vekst. Dette gir følgende frie kontantstrøm:

NOPLAT <sub>t+1</sub>	794 731
<hr/>	
+ Avskrivninger <sub>t+1</sub>	3 625 645
- Endring arbeidskapital <sub>t+1</sub>	201 616
- CAPEX <sub>t+1</sub>	174 276
<hr/>	
= FCF <sub>t+1</sub>	4 044 484
<hr/>	

WACC er beregnet til 8,781 prosent (se kapittel 7) og vekst er estimert til 2,04 prosent, og dette gir følgende terminalverdi:

$$Terminalverdi = \frac{4\,044\,484}{(0,08781 - 0,0204)} = 59\,995\,679$$

Tallet er oppgitt i tusen.



## 7. Verdssettelse

Nå som vi har presentert de estimerte kontantstrømmene for budsjettperioden gjenstår siste steget som er å beregne verdien på selskapet. Nåverdien av selskapet i dag beregnes ved å neddiskontere kontantstrømmene mot kapitalkostnaden. Vi vil først presentere metoden vi vil benytte for beregning av kapitalkostnaden, hvor vi videre vil stegvis gå gjennom beregningene av kapitalkostnadens ulike komponenter.

### 7.1 Kapitalkostnad

Når man verdsetter et selskap er det viktig å estimere en kapitalkostnad som representerer alternativkostnaden til investorene (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010). Økonomer betegner ofte renter som prisen på penger, altså hvor mye investoren skal kompenseres for å utsette konsum. Kapitalkostnaden tar ikke bare for seg utsatt konsum, men også alternativkostnaden som oppstår ved å investere i det aktuelle selskapet fremfor å investere i et annet selskap med lik risiko. Dersom en investor kjøper aksjer i Norwegian vil han gi opp eventuell avkastning han kunne oppnådd ved å investere i SAS. Har disse to selskapene lik finansiell risiko vil da avkastningen på Norwegian aksjene bli sett på som alternativkostnad for SAS, og avkastningen på SAS aksjene blir sett på som alternativkostnad for Norwegian. Investorer skal med andre ord godtgjøres for risiko og utsettelse av konsum.

I en verdssettelse av selskap er det normal praksis å anvende vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (se Appendiks for mer inngående forklaring), da denne metoden gir en gjennomsnittlig kapitalkostnad for hele selskapet vektet mot gjeld og egenkapital. Vi har således valgt å anvende denne metoden for å estimere kapitalkostnaden for Detnor. Metoden kan oppsummeres i følgende formel:

$$WACC = \frac{D}{D + E} K_d (1 - T) + \frac{E}{D + E} K_e$$

hvor:

WACC = Vektet gjennomsnittlig kapitalkostnaden

$K_d$  = Gjeldskostnad

$K_e$  = Egenkapitalkostnad

D = Gjeld

E = Egenkapital

T = Skatt

### 7.1.1 Egenkapitalkostnad

Egenkapitalkostnaden regnes som den vanskeligste faktoren å estimere i prosessen med å beregne en realistisk kapitalkostnad (Titman & Martin, 2011). Det finnes flere ulike tilnærminger til dette problemet. Vi har i denne oppgaven valgt å se nærmere på den vanligste modellen og en favoritt blant akademikere, nemlig Capital Asset Pricing Model (CAPM) (Nærmere forklart i Appendix). Empiri viser derimot at Fama - French tre-faktor modell forklarer bedre historisk avkastning enn den klassiske en-faktor CAPM modellen. Problemet her er at historisk avkastning ikke nødvendigvis forklarer fremtidig avkastning. Historisk sett har såkalte verdiaksjer gitt en høyere avkastning enn forventet, samtidig som vekstaksjer har gitt lavere avkastning enn forventet. Dette antas å skyldes ineffektivitet i markedet som ikke forventes å eksistere i fremtiden, da man nå kjenner til denne verdieffekten. Vi har dermed valgt å anvende den mer tradisjonelle CAPM metoden til å beregne egenkapitalkostnaden til Detnor. Egenkapitalkostnaden beregnes dermed med følgende formel:

$$K_e = K_{rf} + \beta(K_m)$$

$K_{rf}$  = Risikofri rente

$\beta$  = Beta, mål på den systematiske risikoen til aksjen.

$K_m$  = Markedspremie

Når man estimerer den risikofrie renten i en velutviklet økonomi er det vanlig praksis å bruke meget likvide statlige verdipapirer, hvor man normalt bruker en 10 årlig statsobligasjon (Koller, Goedhart & Wessels, 2010). Obligasjoner med lengre levetid, som 30 årlig statsobligasjoner, matcher gjerne kontantstrømmene bedre. Men dette betyr ikke automatisk at disse er bedre da disse er illikvide, samtidig som pris og utbetalinger ikke nødvendigvis representerer verdien av obligasjonen. På grunnlag av dette anvendes statsobligasjoner datert 31.12.2012 med levetid på 10 år som estimat for risikofri rente. Disse ble notert til 2,04 % per 31.12.2012 (Norges Bank, 2013b).

Det finnes ingen presise metoder for beregning av risikopremie i markedet, kun metoder som

gir estimater. En måte å gjøre dette på er å estimere en fremtidig risikopremie basert på historisk avkastning. Historisk data viser at risikopremien har variert mellom 6 og 8 prosent de siste 75 årene. Dette anses som et høyt estimat, da det blant analytikere er enighet om at premien kan ligge så lavt som 4 prosent (Titman & Martin, 2011). I en rapport utarbeidet av PwC for norsk næring ligger risikopremien for 2011 og 2012 på 5 prosent (PwC, 2013). Tallet er utarbeidet i samarbeid med Norske Finansanalytikerers Forening (NFF) og anses som et passende estimat for risikopremien i Norge.

En viktig komponent i CAPM – modellen er beta (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010). Beta måler hvordan aksjeprisen beveger seg i forhold til markedsporteføljen, og vil normalt ligge mellom 0 og 2. Dersom en bedrifts beta er 1.5 betyr dette at dersom avkastningen på markedsporteføljen beveger seg med 1 prosent, forventes det at avkastningen på aksjen til selskapet beveger seg med 1,5 prosent. Samtidig betyr dette at med en beta under 1 forventes aksjen å bevege seg i mindre grad enn markedsporteføljen. Beta kan ikke observeres direkte, og denne verdien må derfor estimeres. Normalt vil man komme frem til dette estimatet ved regresjon og i etterkant forbedre estimatet ved å sammenligne med selskap innen samme industri. Når man estimerer beta ved regresjon skal man benytte seg av avkastning på selskapets aksje og avkastning på markedsporteføljen. Normal praksis er å benytte månedlig avkastning de siste 5 årene som gir oss 60 datapunkter. Dersom man benytter seg av daglige eller ukentlige målinger vil dette kunne føre til systematiske avvik. Detnor er et relativt nytt selskap og ble omsatt i liten grad på børsen i år 2008, som kan være en følge av økonomisk nedgangstider og liten vilje til handel. Når en aksje ikke omsettes vil aksjen rapportere avkastning lik null i disse periodene. Dette kommer av den enkle grunn at når aksjen ikke omsettes endres heller ikke verdien. Vi anvender således månedlig avkastning de siste 4 årene da dette gir et mer realistisk betaestimat. Vi benytter hovedindeksen (OSEBX) som inneholder et representativt utvalg av alle noterte aksjer på Oslo Børs (Oslo Børs, 2013) som mål på markedsporteføljen. Datamateriale for OSEBX og Detnors avkastning er oppgitt i vedlegg 5.

**Tabell 7.1** Betaregresjon

Beta	0,925
Standardavvik	0,422
Justert R <sup>2</sup>	0,073
P-verdi	0,033

Kilde: Vedlegg 4

Beta estimeres således til 0,925, som forteller oss at aksjens avkastning varierer mindre enn markedet. Regresjonen har derimot veldig høyt standardavvik (0,422), og ved å justere regresjonsestimatet med 2 standardavvik får vi et 95 prosents konfidensintervall. Justert for 2 standardavvik ser vi at beta vil ligge mellom 0,075 og 1,775 med 95 prosent sannsynlighet. Justert R<sup>2</sup> gir indikasjon for andelen av variansen i den uavhengige variabelen som kan forklares av regresjonen (NTNU, 2009). Fra vår regresjon ser vi at justert R<sup>2</sup> er så lav som 7,3 prosent, som indikerer at regresjonen i liten grad forklarer variasjonen. Regresjonsutskriften er oppgitt i vedlegg 6.

Videre ønsker vi å sammenligne betaestimatet mot industri beta. Da Detnor opererer som et E&P selskapet, velger vi å benytte europeiske E&P selskaper som sammenligningsgrunnlag. Damodaran (2013) har ved hjelp av månedlig avkastning de 5 siste årene beregnet beta for 127 E&P selskaper i Europa. Det kan imidlertid være problematisk å sammenligne beta mot industrisnittet (Titman & Martin, 2010) siden de ulike selskapene i industrien opererer med forskjellig kapitalstruktur. For å kunne benytte sammenlignbare selskap i beregning av beta vil vi måtte justere betaene mot kapitalstruktur. Damodaran har justert betaene mot kapitalstruktur for å beregne unlevered beta. Med unlevered beta menes betaen selskapet ville hatt om selskapet var finansiert med kun egenkapital.

**Tabell 7.2** Industri beta

Industri	Antall selskap	Beta	D/E	Unlevered beta
Olje/Gass (E&P)	127	1,45	39,69 %	1,06

Kilde: Damodaran, 2013

Vi må videre justere dette betaestimatet (unlevered beta) tilbake igjen slik at det reflekterer det aktuelle selskaps kapitalstruktur. Ved å benytte følgende formel vil vi komme frem til betaen som er unikt tilpasset Detnors kapitalstruktur:

$$\beta_{Detnor} = \beta_{Unlevered} (1 + (1 - T)) * \frac{D}{E} - \beta_{Gjeld} * \frac{D}{E}$$

$\beta_{Gjeld}$  (gjeldsbeta) reflekterer risikoen på selskapets utestående gjeld. Da gjeld har første prioritet ved en eventuell konkurs vil denne betaen være lavere enn egenkapitalbeta. Vi antar at verdien på selskapets ressursandeler er betydelig høyere enn selskapets gjeldsforpliktelser, og det er dermed ikke knyttet noen nevneverdig risiko på selskapets evne til å betjene denne gjelden. Gjeldsbeta antas derfor å være tilnærmet lik null. Beta for selskapets egenkapital beregnes dermed som følger:

$$\beta_{Detnor} = 1,06 * (1 + (1 - 0,28)) * \frac{0,55}{0,45} = 1,98$$

Når man justerer unlevered beta for Detnors kapitalstruktur (se 7.1.3 Kapitalstruktur), oppnås en beta på 1,98, som er høyere enn resultatet fra regresjonen. En årsak til dette kan være at aksjen er lite omsatt i perioden, da selskapet ble opprettet så sent som i år 2007. Rapportert avkastning vil da ikke variere i like stor grad som virkelig verdi og vil kunne gi en ukorrekt verdi for selskapets beta. Selskapet har samtidig en høyere gjeldsgrad målt mot sammenlignbare selskaper som igjen bør kunne tale for at Detnors beta bør ligge høyere enn markedsgjennomsnittet på 1,45.

Man har valgt å anvende markedsbeta justert mot kapitalstruktur for Detnor, da regresjonen av historisk avkastning er noe uklar og forklarer i liten grad aksjens variasjon. Industribeta antas dermed å være et bedre utgangspunkt for beregning av Detnors beta enn regresjonsbetaen.

På bakgrunn av denne redegjørelsen beregnes egenkapitalkostnaden (CAPM) til 11,96 prosent.

$$K_e = 2,04\% + 1,98 * (5,8\%) = 11,96 \%$$

### 7.1.2 Gjeldskostnad

Gjeldskostnaden er avkastningen selskapets kreditorer krever på investeringene sine (Titman

& Martin, 2011). Denne avkastningen må justeres for skatt da gjeldsrenter er fradragsberettiget. Analytikere bruker normalt internrenten på den utestående gjelden når man skal estimere gjeldskostnaden. Denne metoden brukes ofte for selskap hvor gjeldsrenten er offentlig tilgjengelig. Det Norske har per 31.12.12 obligasjonslån som løper fra 28.januar 2011 til 28.januar 2017 med rente på 3 måneders NIBOR\* + 6,75 prosent (Det Norske Oljeselskap, 2012a). 3 måneders NIBOR ble per 31.12.2012 notert til 1,83 prosent (Norges Bank, 2013a). Denne rentesatsen må således justeres for skatt, som settes til 28 prosent. Gjeldskostnaden for Detnor beregnes som følger:

$$K_d(1 - T) = (1,83\% + 6,75\%) * (1 - 0,28) = 6,1776 \%$$

Før skatt betaler bedriften hele 8,58 prosent rente på sine langsiktige forpliktelser, da disse er usikret samtidig som det er knyttet en betydelig likviditetsrisiko til selskapet. Fra regnskapsanalysen har vi at selskapet drives med underskudd, samtidig som selskapet potensielt kan få problemer med finansiering av Johan Sverdrup feltet. Dette medfører en betydelig likviditetsrisiko for selskapet

### 7.1.3 Kapitalstruktur

Når gjelds- og egenkapitalkostnaden er kjent vil man i neste steg måtte bestemme selskapets kapitalstruktur. For å beregne kapitalstrukturen benytter man markedsverdiene av egenkapital og gjeld, ikke bokført verdier. Grunnen til dette er at WACC representerer alternativkostnaden på en identisk investering med lik risiko. Dette betyr at dersom selskapet skulle betale tilbake investert kapital til alle investorene måtte selskapet betalt markedsverdien for å kjøpe tilbake aksjene og markedsverdien av gjelden til kreditorene. Bokførte verdier gjenspeiler historisk kost og er ikke nødvendigvis relevant for fremtiden. Kapitalkostnaden bør baseres på fremtidig mål fremfor dagens vekter, da dagens kapitalstruktur ikke nødvendigvis vil være representativ for fremtiden. Dagens kostnadsstruktur kan blant annet være et resultat av midlertidig nedgang i aksjeprisen som forventes å øke igjen på sikt.

Detnors hovedmål ved styring av kapitalstrukturen er å maksimere avkastning til eierne. Selskapet ønsker å optimalisere kapitalstrukturen ved å balansere egenkapitalavkastningen mot långivernes krav til sikkerhet og likviditet (Det Norske Oljeselskap 2012a). For å oppnå dette målet har selskapet satt seg mål om en kapitalstruktur der egenkapitalandelen skal ligge

---

\* NIBOR: en samlebetegnelse på norske pengemarkedsrenter med ulike løpetider, som skal gjenspeile rentenivået som långiver krever for et usikret utlån i norske kroner med levering om to dager (FNO, 2013).

på 45 prosent, og dermed da en gjeldsandel på 55 prosent. Selskapet har som mål å nå en slik kapitalstruktur ved å refinansiere gjeld, kjøpe eller utstede nye aksjer eller gjeldsinstrumenter, salg av eiendeler eller tilbakebetaling av kapital til eierne. Vi har således valgt å anvende disse vektene i og med at dette er selskapets mål for kapitalstruktur.

Gjeldsandel (D) = 0,55

Egenkapitalandel (E) = 0,45

#### **7.1.4 WACC**

Kapitalkravet ved bruk av WACC for Detnor beregnes dermed til 8,781 prosent:

$$WACC = \frac{0,55}{0,55 + 0,45} * 8,58\%(1 - 0,28) + \frac{0,45}{0,55 + 0,45} * 11,96\% = 8,781 \%$$

## 7.2 Underliggende verdi av egenkapitalen til Det Norske Oljeselskap

Nå som kontantstrømmene og terminalverdien er kjent vil vi avslutningsvis neddiskontere disse mot kapitalkravet for å beregne nåverdi av budsjetterte kontantstrømmer. Rentebærende gjeld trekkes fra for å finne den underliggende verdien av egenkapitalen. Videre divideres denne egenkapitalverdien på antall utestående aksjer for å beregne en aksjepris.

### 7.2.1 Nåverdi av budsjetterte kontantstrømmer

Første steg i prosessen er å neddiskontere de frie kontantstrømmene (FCF) med hensyn til kapitalkravet for å finne neddiskontert kontantstrøm (DCF). For å neddiskontere benyttes følgende formel:

$$DCF_t = \left( \frac{FCF_t}{1+WACC_t} \right)$$

Ved å plote inn formelen for hvert år (t) får vi følgende neddiskontert kontantstrøm (tallene er oppgitt i tusen):

**Tabell 7.3** Neddiskontert kontantstrøm

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FCF	-1 749 470	-1 070 978	-542 063	-2 607 746	-3 076 952	-1 758 204	931 758	421 883
<b>DCF</b>	<b>-1 608 245</b>	<b>-905 049</b>	<b>-421 102</b>	<b>-1 862 295</b>	<b>-2 019 992</b>	<b>-1 061 070</b>	<b>516 920</b>	<b>215 158</b>

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
FCF	3 399 631	2 375 854	2 292 885	3 488 001	3 993 975	4 976 553	4 756 526
<b>DCF</b>	<b>1 593 837</b>	<b>1 023 947</b>	<b>908 418</b>	<b>1 270 358</b>	<b>1 337 213</b>	<b>1 531 686</b>	<b>1 345 788</b>

Kilde: Tabell 6.14 Kontantstrømoppstilling

### 7.2.2 Nåverdi av terminalverdien

Terminalverdien er beregnet som en uendelig annuitet i år 2028. Denne må på samme måte neddiskonteres for å finne nåverdi av denne kontantstrømmen i dag.

$$\text{Nåverdi av terminalverdi} = \frac{59\,995\,679}{(1 + 0,08781)^{16}} = 15\,604\,596$$

Tallet er oppgitt i tusen.



### 7.2.3 Rentebærende gjeld

Den rentebærende gjelden settes lik den bokførte verdien av pensjonsforpliktelse, avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser, derivater, obligasjonslån og annen rentebærende gjeld. Kortsiktig lån anses også som rentebærende gjeld og tas dermed med i denne beregningen. Per 31.12.2012 summeres disse postene til (tallene er oppgitt i tusen):

<b>Gjeldspost</b>	
Pensjonsforpliktelser	55 317
Avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser	798 057
Derivater	45 971
Obligasjonslån	589 078
Annen rentebærende gjeld	1 299 733
Kortsiktig lån	567 075
<b>Totalt rentebærende gjeld</b>	<b>3 355 231</b>

### 7.2.4 Egenkapitalverdi og aksjepris for Det Norske Oljeselskap

Til slutt trekker vi rentebærende gjeld fra selskapsverdien for å finne underliggende verdi av egenkapitalen, denne divideres videre på antall utestående aksjer for å finne pris per aksje.

Tallene i tabellen under er oppgitt i NOK.

**Tabell 7.4** Egenkapitalverdi og aksjepris

Selskapsverdi	17 470 168 848
- Rentebærende gjeld	3 355 231 000
<b>= Egenkapitalverdi</b>	<b>14 114 937 850</b>
/ Antall utestående aksjer	140 707 363
<b>= Aksjeverdi</b>	<b>100,314</b>

### 7.3 Komparativ verdsettelse

Som et supplement til den fundamentale verdsettelsen vil vi å foreta en komparativ verdsettelse. Som nevnt tidligere kan man prise aktivum ved å se på hva markedet er villig til å betale for lignende aktiva. På samme måte vil vi kunne estimere Detnors aksjepris ved å sammenligne selskapets nøkkeltall mot nøkkeltallene til andre sammenlignbare selskaper. I følge Penman (2010) følges normalt en tre stegs prosess når man gjennomfører en komparativ verdsettelse:

1. Identifisere sammenlignbare selskaper.
2. Valg av måleenhet.
3. Bruk av måleenhet

Vi starter med å identifisere selskaper som antas å være sammenlignbare med Detnor. Med sammenlignbare selskaper menes selskaper innen samme industri som er av lik størrelse, samme risiko o.l. Alle selskaper vil være unike på sin måte og det er derfor viktig å understreke at man aldri vil kunne finne et perfekt sammenlignbart selskap. Man må derfor ta en vurdering på hvilke som regnes som sammenlignbare. Detnor er per i dag det eneste E&P selskapet som kun opererer på norsk kontinentalsokkel, da alle de øvrige selskaper også har virksomhet utenfor Norge. Vi har valgt selskaper som har operatørskap på norsk kontinentalsokkel som sammenlignbare selskaper. Dette gjøres da selskapene i utgangspunktet er utsatt for samme risiko og har samme verdidrivere selv om driften også er lagt til andre land og regioner. De valgte sammenlignbare selskapene er Statoil, Total E&P, Talisman, ExxonMobil, ConocoPhillips, Eni og Lundin.

Valg av måleenhet for den komparative verdsettelsen er alfa og omega, da hele verdien av selskapet vil ligge i denne multiplikatoren. Som nevnt i innledningen til verdsettelsesteorien kan man benytte seg av flere forskjellige multiplikatorer ved en komparativ verdsettelse. Tallene man benytter seg av i beregningene av forholdstallene bør være normalisert. Valget av multiplikator for Detnor er derfor ikke baseres på selskapets resultater de siste 5 årene. Når et selskap har negative resultater vil P/E og EV/EBITDA multiplikatorene gi meningsløse verdier. For petroleumsindustrien kunne det vært interessant å analysere markedsverdien av egenkapital dividert på påviste reserver. Dette er imidlertid problematisk i Detnors tilfelle hvor rundt to tredjedeler av markedsverdien kan knyttes opp mot Johan Sverdrup feltet, som ikke er inkludert i påviste reserver. Denne multiplikatoren vil dermed gi et skjevt bilde av

selskapet målt mot modnere sammenlignbare aktører. Vi har valgt å benytte P/B - multiplenummer som måleenhet for den komparative verdsettelsen.

Når man har funnet de sammenlignbare selskapene samt måleenheten for verdsettelsen vil man først beregne en gjennomsnittlig P/B-multiplenummer for de sammenlignbare selskapene. Denne multiplenummeren multipliseres dermed med bokført verdi av egenkapital per aksje for å finne aksjeverdien:

$$\text{Multiplenummer} = \frac{P}{B} \rightarrow P = \text{Multiplenummer} \times B$$

P = Aksjepris (Markedsverdi).

B = Bokført verdi av egenkapital per aksje (Bokført verdi av egenkapital / antall aksjer).

P/B verdiene for de sammenlignbare selskapene samt bokført verdi av Detnors egenkapital per aksje er oppgitt i tabellen under:

**Tabell 7.5** P/B verdier sammenlignbare felt

	<b>P/B</b>
Total E&P	1,2
Talisman	1,9
Statoil	1,3
ConocoPhillips	1,6
Exxonmobil	2,4
Lundin	5,4
Eni	1,1
<b>Gjennomsnitt</b>	<b>2,1</b>

Bokført verdi av egenkapital 31.12.12	3 738 362 000
Antall utestående aksjer	140 707 363
<b>Bokført verdi av egenkapital per aksje</b>	<b>26,57</b>

Kilde: Morningstar, 2013a, 2013b

Ved å benytte industrigjennomsnittet og bokført verdi av egenkapital per aksje får vi følgende aksjepris for Detnors aksjer:

$$P_{\text{Detnor}} = 2,1 \times 26,56 = 56,55 \text{ NOK}$$

Med bakgrunn i denne komparative verdsettelsen får vi en aksjeverdi på 56,55 NOK per 31.12.12, som er 25,95 NOK (31,45 %) lavere enn prisen i markedet (82,50 NOK).

Det argumenteres imidlertid for at denne type komparativ verdsettelse ikke vil reflektere virkelig underliggende verdi av petroleumsselskap (Osmundsen, 2002; Warburg Dillon Read, 1999). Dette skyldes flere ulike årsaker:

- Lange levetider i lete - og utbyggingsprosjekter skaper forsinkelse mellom investering og avkastning.
- Ujevne investeringskrav genererer betydelige svingninger i den kortsiktige kontantstrømmen.
- Sensitivitet ovenfor olje- og gasspriser samt valutakurser kan innebære høy volatilitet i kortsiktige inntjeningstall.
- Forskjeller i regnskapspraksis kan virke vridende på kortsiktige regnskapsmessige resultater og sammenligninger.

Dette virker også å være tilfelle hos Detnor, der selskapet kun har anledning til å regnskapsføre sine påviste reserver. Ressursene i gigantfeltet Johan Sverdrup tilsvarer nærmere to tredjedeler av selskapets markedsverdi og da disse ressursene ikke er påviste er de heller ikke balanseført. Bokført og virkelig verdi vil dermed avvike betraktelig fra normalen i markedet, og denne komparative verdsettelsen vil kunne gi et ukorrekt bilde av selskapets virkelige verdi. Osmundsen (2002; Warburg Dillon Read, 1999) påpeker at man vil kunne overvinne en del av disse problemene ved heller å benytte seg av langsiktige kontantstrømmer. Vi har derfor valgt og ikke vektlegge resultatet av denne komparative verdsettelsen i vår verdivurdering.

## 8. Sensitivitetsanalyse

En viktig del av en verdivurdering er det å analysere sensitiviteten i de ulike verdiene man har estimert. Estimaten vi har kommet frem til i verdsettelsen er basert på mange ulike antagelser og forutsetninger som anses som mest sannsynlige her og nå. Dette gir oss kun et svar, men det er selvsagt usannsynlig at estimatene er helt korrekte. Forutsetninger som vi har lagt til grunn vil kunne endre seg og vil endre verdien av selskapet vesentlig. Derfor er det nyttig, om ikke obligatorisk, å følge opp en slik studie med ulike 'hva hvis' spørsmål (Winston, 2012). Hva hvis oljeprisen utvikler seg i en negativ retning? Hva hvis kapitalkravet øker eller reduseres? Dette er eksempler på spørsmål som kan være aktuelle i en sensitivitetsanalyse. Hvordan verdien av selskapet påvirkes av endringen i variablene gir et bilde på hvor sensitivt verdiestimatet er.

Det vi skal gjøre i denne analysen er å ta utgangspunkt i kontantstrømoppstillingen hvor vi vil endre de ulike variablene som vi finner mest relevant for en slik analyse. Vi har valgt å endre på følgende variabler:

- Oljepris
- Kapitalkostnad
- Vekst
- Dollarkurs
- Produksjonskostnader

### 8.1 Oljepris

Oljeprisbanen vi har lagt til grunn i budsjetteringen av fremtidige kontantstrømmene er den oljeprisbanen vi anser som mest sannsynlig. Denne er utviklet gitt visse forutsetninger. Det er knyttet usikkerhet rundt disse forutsetningene og det kan derfor være interessant å se på verdiendringen ved avvik i forutsetningene.

I kapittel 6 nevnte vi under redegjørelsen av valg av oljepris at EIA hadde estimert tre ulike prisbaner for fremtidige oljepriser. Vi vil nå presentere de nevnte alternative scenarioene, 'høy' og 'lav' oljepris. Samtidig vil vi utføre en sensitivitetsanalyse hvor vi lar oljeprisen variere med intervallet – 20 % til + 20 % med utgangspunkt i referansebanen vi har benyttet.

#### 8.1.1 Scenarioanalyse

Ved høyt estimat for oljeprisutviklingen får vi følgende egenkapitalverdi og aksjeverdi, beregnet ut i fra kontantstrømmene i vedlegg 7 (høy) og 8 (lav) (tallene er oppgitt NOK):

	Selskapsverdi	31 825 252 000
-	Rentebærende gjeld	3 355 231 000
=	<b>Egenkapitalverdi</b>	<b>28 470 021 000</b>
/	Antall utestående aksjer	140 707 363
=	<b>Aksjeverdi</b>	<b>202,33</b>

Ved lavt estimat for oljeprisutviklingen får vi følgende verdier:

	Selskapsverdi	5 406 797 000
-	Rentebærende gjeld	3 355 231 000
=	<b>Egenkapitalverdi</b>	<b>2 051 566 000</b>
/	Antall utestående aksjer	140 707 363
=	<b>Aksjeverdi</b>	<b>14,58</b>

Ved høyt estimat øker aksjeverdien med 102,02 NOK (102 %) i forhold til referansebanen, samtidig som aksjeverdien faller med 85,73 NOK (85 %) ved lavt estimat. Disse endringene illustrerer hvor utsatt selskapet er for svingninger i oljeprisen, som er typisk for konjunkturavhengige selskaper. Med konjunkturavhengig menes selskap som har inntekter som i stor grad varierer med aktivitetsnivået i markedsøkonomien.

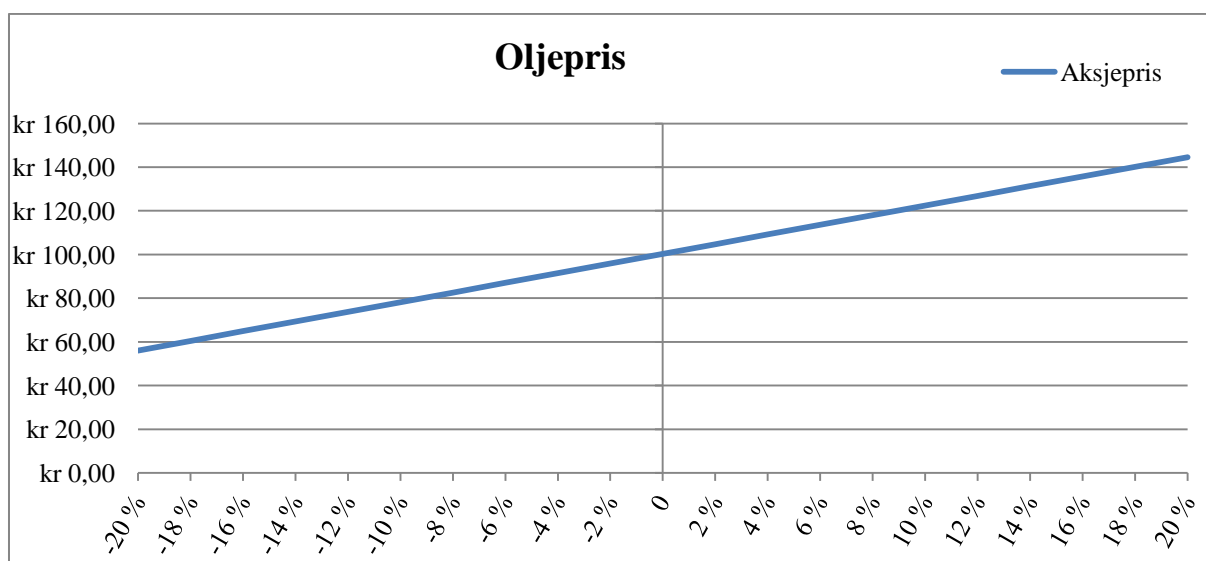
### 8.1.2 Sensitivitetsanalyse

Som nevnt vil vi her la oljeprisen variere i intervallet -20 til +20 prosent. Da får vi følgende verdier:

**Tabell 8.1** Endring oljepris

	Egenkapitalverdi (tusen)	Aksjepris	Endring i egenkapitalverdi
20 % økning i oljepris	20 343 644	kr 144,58	44 %
10 % økning i oljepris	17 229 290	kr 122,45	22 %
5 % økning i oljepris	15 672 114	kr 111,38	11 %
1 % økning i oljepris	14 426 373	kr 102,53	2 %
Referansepunkt	14 114 938	kr 100,31	0 %
1 % reduksjon i oljepris	13 803 502	kr 98,10	-2 %
5 % reduksjon i oljepris	12 557 761	kr 89,25	-11 %
10 % reduksjon i oljepris	11 000 584	kr 78,18	-22 %
20 % reduksjon i oljepris	7 886 231	kr 56,05	-44 %

**Figur 8.1** Endring oljepris



I denne delen hvor vi lar oljeprisen variere i et gitt intervall ser vi også hvor sensitivt verdiestimatene er for en generell endring i oljepris. Som vi kan se vil 1 prosent endring i oljepris føre til en 2 prosent endring i egenkapitalverdi. Egenkapitalverdien må derfor kunne sies å være meget sensitiv for endringer i oljeprisen.

## 8.2 Kapitalkostnad

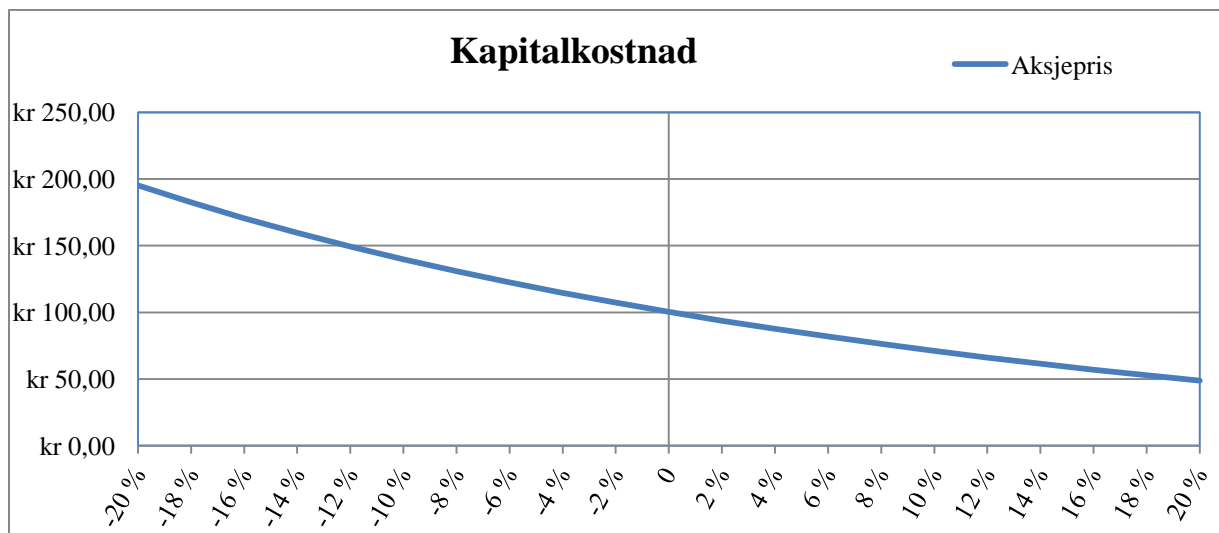
Det kan også være interessant å undersøke hvor sensitiv verdiestimatet er for endringer i kapitalkostnaden. Vi har riktignok benyttet teoretisk forankrede metoder ved beregning av kapitalkostnaden, men vi må anta at det allikevel er en del usikkerhet rundt et slikt estimat. I vårt tilfelle var det for øvrig spesielt mye usikkerhet knyttet til betaestimaten i beregningen av egenkapitalkostnaden. Vi lar også her vårt opprinnelige estimat variere i intervallet -20 til +20 prosent.

**Tabell 8.2** Endring kapitalkostnad

	Kapitalkostnad	Egenkapitalverdi (tusen)	Aksjepris	Endring i egenkapitalverdi
20 % økning i kapitalkostnad	10,53 %	6 871 987	kr 48,84	-51 %
10 % økning i kapitalkostnad	9,66 %	10 001 393	kr 71,08	-29 %
5 % økning i kapitalkostnad	9,22 %	11 911 686	kr 84,66	-16 %
1 % økning i kapitalkostnad	8,70 %	13 648 043	kr 97,00	-3 %
Referansepunkt	8,78 %	14 114 938	kr 100,31	0 %
1 % reduksjon i kapitalkostnad	8,69 %	14 596 027	kr 103,73	3 %
5 % reduksjon i kapitalkostnad	8,34 %	16 674 562	kr 118,51	18 %

10 % reduksjon i kapitalkostnad	7,90 %	19 673 105	kr 139,82	39 %
20 % reduksjon i kapitalkostnad	7,02 %	27 463 394	kr 195,18	95 %

**Figur 8.2** Endring kapitalkostnad



Verdien av selskapet er som vi kan se i stor grad sensitivt for endringer i kapitalkravet, hvor en 20 prosents økning for denne variabelen resulterer i hele 51 prosents nedgang i aksjeprisen. Fra figur 8.2 ser vi at grafen er konveks, det vil si at en reduksjon i kapitalkostnad vil føre til en større endring i verdiestimatet enn en tilsvarende økning i kapitalkostnaden. Oppsiden her vil dermed være høyere enn nedsiden ved endringer i kapitalkostnaden.

### 8.3 Vekst

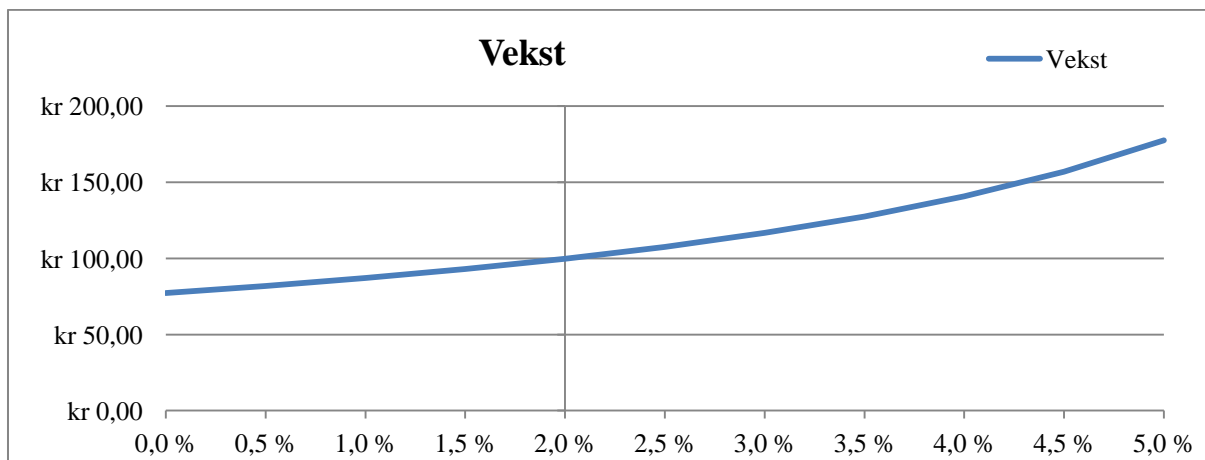
Vårt vekstestimat er basert på langsiktige scenario og det må antas at det også her vil kunne oppstå avvik fra forventet vekst. Vi vil se på hvordan estimert verdi av selskapets egenkapital varierer ved ulike vekstforutsetninger. Her lar vi laveste estimat være 0 prosentvis vekst etter budsjettperioden.

**Tabell 8.3** Endring vekst

Vekst	Egenkapitalverdi (tusen)	Aksjepris	Endring i egenkapitalverdi
0 %	10 885 432	kr 77,36	-23 %
1 %	12 257 046	kr 87,11	-13 %
2 %	14 032 948	kr 99,73	-1 %
3 %	16 422 911	kr 116,72	16 %
4 %	19 812 205	kr 140,80	40 %
5 %	24 993 647	kr 177,63	77 %



**Figur 8.3** Endring vekst



Her kan det være verdt å merke seg at verdien av selskapets aksje vil være hele 77,36 kr ved ingen fremtidig vekst utover budsjettperioden. Verdien kan med andre ord maksimalt reduseres med 23 prosent gitt forutsetning om ingen negativ vekst. Vi ser her at grafen er konveks og vil også her ha en større relativ oppside enn nedside.

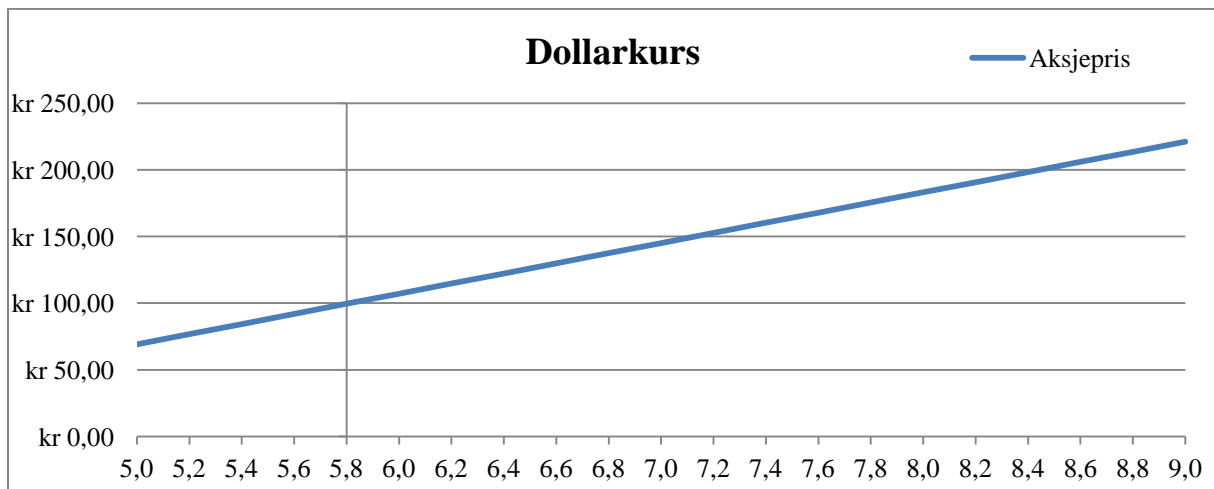
#### 8.4 Dollarkurs

Ved analyse av sensitivitet for dollarkurs benytter vi dollarkurser fra og med år 2000 til og med år 2012 som utgangspunkt. Denne kursen har i dette tidsintervallet variert mellom 5,6 og 8,98 kr (Norges Bank, 2013c). Kursen vi benytter i vår verdsettelse på 5,821 kr er med andre ord lav sett i forhold til de historiske kursene.

**Tabell 8.4** Endring dollarkurs

Dollarkurs	Egenkapitalverdi (tusen)	Aksjepris	Endring i egenkapitalverdi
5 \$	9 722 421	kr 69,10	-31 %
6 \$	15 072 624	kr 107,12	7 %
7 \$	20 422 827	kr 145,14	45 %
8 \$	25 773 030	kr 183,17	83 %
9 \$	31 123 232	kr 221,19	120 %

**Figur 8.4** Endring dollarkurs



Det kan nevnes her at også en del av kostnadene til selskapet også forløper i dollar og de reelle endringene vil være noe lavere enn i våre beregninger. Gitt de historiske kursene kan man si at dollarkursen er relativt lav. Hvorvidt denne kommer til å endre seg i nær fremtid er vanskelig å si. Våre beregninger viser blant annet at om dollarkursen kommer helt opp til nivået i år 2001 (8,98), alt annet likt, vil verdien av Detnor øke med over 100 prosent. Da ser man bort i fra at deler av deres kostnader også er i dollar.

### 8.5 Produksjonskostnader

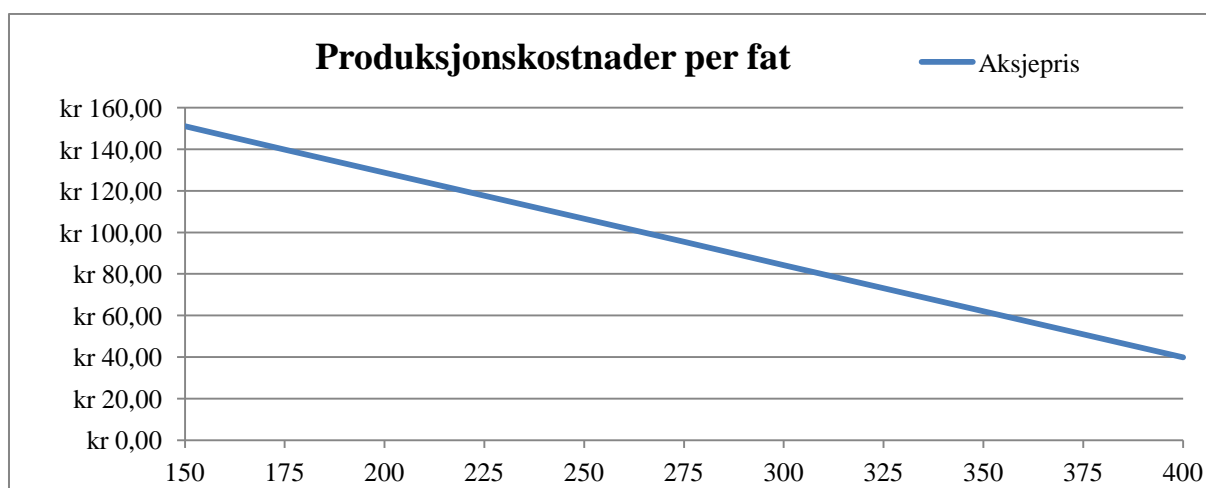
Ved beregning av fremtidige produksjonskostnader benyttet vi gjennomsnittet av produksjonskostnad per produsert fat som utgangspunkt og multipliserte dette med antall produserte fat i budsjettperioden. Som nevnt kan nok dette estimatet diskuteres og det ville nok vært mer realistisk med en oppsplitting av denne posten i en variabel og en fast komponent. På grunn av denne usikkerheten rundt dette estimatet og postens betydelige størrelse ønsker vi å se på hvor sensitivt verdien av egenkapitalen vil være for endringer i dette kostnadsestimatet.

Vi har her latt produksjonskostnad variere fra 150 til 400 kr per fat. Resultatet er presentert i tabellen og figuren under.

**Tabell 8.5** Endring produksjonskostnader

Produksjonskostnader per fat	Egenkapitalverdi (tusen)	Aksjepris	Endring i egenkapitalverdi
kr 150	21 257 372	kr 151,08	51 %
kr 200	18 125 980	kr 128,82	28 %
kr 250	14 994 588	kr 106,57	6 %
kr 300	11 863 196	kr 84,31	-16 %
kr 350	8 731 804	kr 62,06	-38 %
kr 400	5 600 412	kr 39,80	-60 %

**Figur 8.5** Endring produksjonskostnader



Som vi kan se er verdien av egenkapitalen i stor grad sensitiv for endringer i kostnadsestimatet. Dersom produksjonskostnad per fat fortsetter å stige vil dette kunne føre til en vesentlig reduksjon i verdien av egenkapitalen. Samtidig vil det kunne være en stor oppside dersom produksjonskostnad per fat reduseres etter hvert som nye og større felt kommer i produksjon. Dette kan spesielt være aktuelt når man starter produksjon i det meget store feltet Johan Sverdrup.

### 8.6 Oppsummering av sensitivitetsanalyse

Basert på de ulike analysene av sensitivitet mener vi det er grunn til å hevde at det eksisterer betydelig risiko knyttet til selskapets ulike verdidrivere. Selskapets inntekter vil være meget sårbare for endringer i oljepris og dollarkurs. Scenarioanalysen avdekket meget store svingninger i verdien av egenkapitalen ved bruk de to alternative oljeprisscenarioene, hvor aksjeverdien ved lavt estimat er helt nede i 14,58 kr og ved høyt estimat helt oppe i 202,33 kr. Disse scenarioene er som nevnt tidligere basert på visse forutsetninger angående den

fremtidige politikken og man kan anta at det er forbundet en viss sannsynlighet for disse to alternative utfallene.

I analysen av kapitalkostnad ble det også avdekket betydelige svingninger i verdien ved endringer av dette estimatet. 1 prosent endring i kapitalkostnaden vil føre til 3 prosent endring i egenkapitalverdi. Da det er knyttet usikkerhet til kapitalkostnaden, vil den underliggende verdien av egenkapitalen til selskapet kunne avvike stort ved andre forutsetninger i beregningen av kapitalkostnaden. Det kan nevnes at den risikofrie renten er på et historisk lavt nivå (Norges Bank, 2013b), samtidig som det også er usikkerhet i beregningen av betaestimatet.

I analysen av vekst ble det avdekket en relativ liten nedside hvor aksjeverdien estimeres til 77,36 kr ved ingen fremtidig vekst utover budsjettperioden. Dette kan delvis forklares ved at selskapets produksjon er ved et høydepunkt i siste året av budsjetteringen. Her er det også en mulighet for negativ vekst dersom selskapet ikke lykkes i å anskaffe nok ressurser i fremtiden. Vi har allikevel valgt å benytte null prosent som laveste estimat i vår analyse, da det anslås at det ennå finnes betydelige uoppdagede ressurser (33 % av totale ressurser) på norsk sokkel som selskapet antas å ta del i.

I analysen av dollarkurs avdekkes det en oppside hvis man ser på dollarkursen i et historisk perspektiv, men vi ser allikevel ingen grunn til å spekulere i om kursen vil endres på sikt.

I analysen av produksjonskostnadene ser vi at det er store utslag ved endringer i kostnadsestimatet og derav vil denne posten være en viktig verdidriver. Vi kunne ikke innhente nok informasjon til å kunne si noe sikkert om kostnadsstrukturen og dermed avdekke storskalafordeler.

Vi har i denne sensitivitetsanalysen identifisert vesentlige verdiendringer i selskapets egenkapital når forutsetninger endres. Det kan se ut som at oppsiden er noe større enn nedsiden. Det er imidlertid viktig å ikke vektlegge oppsiden mer enn nedsiden, men heller fokusere på hvor følsomt selskapet er for endringer i de viktigste verdidriverne.

## 9. Svakheter ved verdivurderingen

I arbeidet med denne verdivurderingen har vi møtt på mange utfordringer som har blitt gjenstand for diskusjon. En slik utredning er definitivt en omfattende oppgave hvor man må gjøre mange ulike vurderinger og påfølgende beslutninger.

En av utfordringene har vært å innhente tilstrekkelig informasjon. Selskapet er riktignok notert på børs og har dermed en viss informasjonsplikt ovenfor samfunnet. Men en ekstern analytiker som ikke har tilgang på fullstendig og detaljert regnskapsdata vil allikevel måtte gjøre mange skjønnsmessige vurderinger. Samtidig ville mer detaljert informasjon angående selskapets strategi og handlingsplaner kunne redusere usikkerheten i noen av våre estimater, herunder blant annet selskapets investeringsplaner.

Som påpekt tidligere i utredningen er vårt betaestimat tema for diskusjon. Da selskapet ikke har vært omsatt i stor nok grad de siste 5 årene vil regresjonsresultatet ikke i stor nok grad forklare aksjens svingninger. Samtidig kan det være problematisk å sammenligne mot industrigjennomsnittet da de fleste sammenlignbare selskapene ikke opererer i samme geografisk område og har produksjon både offshore og onshore. Denne variabelen vil kunne være gjenstand for en mer inngående analyse.

Feltet Johan Sverdrup er et stort usikkerhetsmoment i kontantstrømberegningen. Det er ennå stor usikkerhet rundt blant annet feltets ressursestimat og nødvendige investeringer. Feltet antas å utgjøre rundt to tredjedeler av dagens markedsverdi basert på en tredobling av aksjekursen ved annonsering av feltet i år 2011.

Detnor er et ungt selskap i stor vekst hvor terminalverdien utgjør 89 prosent av selskapsverdien. Vi har beregnet negative kontantstrømmer de 6 første årene og det i stor grad forventninger om lønnsomhet på lang sikt som er årsak til dagens markedsverdi. Verdien av selskapet er dermed spesielt utsatt for forhold som kan påvirke terminalverdiestimatet. Usikkerheten forbundet med terminalverdien vil naturlig nok være vesentlig større enn usikkerheten knyttet til de mer kortsiktige kontantstrømmene i budsjettperioden. Terminalverdiens relativt store andel av selskapsverdien vil dermed være et stort usikkerhetsmoment.

Avslutningsvis kan vi nevne mangelen på en opsjonsverdsettelse av selskapets fleksibilitet. En slik verdsettelse kunne identifisert mulige merverdier utover den fundamentale

verdsettelsen. Vi konkluderte imidlertid med at dette ble en meget komplisert oppgave gitt de mange ulike feltene og deres ulike karakteristika.

## **10. Oppsummering og konklusjon**

Målet med denne verdivurderingen var å estimere den underliggende verdien av Detnors egenkapital og dermed identifisere mulige avvik fra markedsprisen. Med markedspris menes prisen aksjen omsettes for i dagens marked (er notert på Oslo Børs). På bakgrunn av våre beregninger ønsker vi til slutt å gi en anbefaling om eventuelt kjøp eller salg av selskapets aksje.

Soliditetsanalysen avdekket en tilfredsstillende egenkapitalprosent som indikerer at selskapet er i stand til å tåle tap på sikt. Fra likviditetsanalysen ser vi at selskapet har en god betalingsevne i form av både likviditetsgrad 1 og 2.

Med bakgrunn i soliditets – og likviditetsrisiko, normalisert rentedekningsgrad og netto driftsrentabilitet utførte vi en syntetisk rating, for å avdekke selskapets konkurssannsynlighet. Detnor fikk en rating tilsvarende CCC som indikerer en konkurssannsynlighet på 12,61 prosent.

I fremtidsbudsjetteringen beregnet vi en selskapsverdi på 17 470 MNOK. Vi benyttet en estimert kapitalkostnad på 8,781 prosent ved neddiskontering av kontantstrømmene. Den rentebærende gjelden ble deretter trukket i fra for å beregne verdien av selskapets egenkapital. Beregnet verdi ble 14 114 MNOK. Dette gir en aksjeverdi på 100,314 kr.

Vi utførte også en komparativ verdsettelse hvor vi benyttet forholdstallet Pris/Bok. Vi valgte imidlertid å se bort i fra dette verdiestimatet.

Aksjen ble per 31.12.12 omsatt med en aksjekurs på 82,50 kr. Basert på våre beregninger er aksjen underpriset med 17,814 kr. Sensitivitetsanalysen avdekket betydelig sensitivitet i de ulike verdidriverne og må tas med i vurderingen ved et eventuelt kjøp.

Vi konkluderer med at aksjen per 31.12.12 er underpriset og vi anbefaler kjøp dersom investoren er villig til å akseptere høy risiko.

## Litteraturliste

### Bøker og journaler

- Ackert, Lucy F., & Deaves, Richard. (2010). *Behavioral Finance: psychology; decision-making, and markets*. Ohio: South-Western Cengage Learning
- Bodie, Zvi, Merton, Robert C. & Cleeton, David L. (2009). *Financial economics*. New Jersey: Pearson Prentice Hall.
- Det Norske Oljeselskap. (2007). *Årsrapport 2007*. Trondheim.
- Det Norske Oljeselskap. (2008). *Årsrapport 2008*. Trondheim.
- Det Norske Oljeselskap. (2009). *Årsrapport 2009*. Trondheim.
- Det Norske Oljeselskap. (2010). *Årsrapport 2010*. Trondheim.
- Det Norske Oljeselskap. (2011). *Årsrapport 2011*. Trondheim.
- Det Norske Oljeselskap. (2012a). *Årsrapport 2012*. Trondheim.
- EIA, U.S. Energy Information Administration. (2013). *Annual Energy Outlook 2013*. Washington, fra [www.eia.gov/forecasts/aeo](http://www.eia.gov/forecasts/aeo)
- IEA -International Energy Agency. (2012). *World Energy Outlook 2012*. Paris: OECD.
- Forbes, William. (2009). *Behavioural Finance*, Chichester: John Wiley & Sons Ltd.
- Hartvigsen, Charlotte L. (2012). *Lite treffsikre analytikere*, Magma nr.2/2012.
- Knivsflå, Kjell H. (2012). *Førelingsplansjar 2012 i BUS424 Strategic Financial Statement Analysis*. Bergen: NHH.  
<http://euribor.rente.nhh.no/master/bus424/opplegget2012/plansjar.htm>
- Koller, Tim , Goedhart, Marc, & Wessels, David. (2010). *Valuation: Measuring and managing the value of companies*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Langli, John C. (2010). *Årsregnskapet*. Oslo: Gyldendal Norsk Forlag.

- Larsen, Henriette, & Mathiesen, Katrine S. (2012). *Johan Sverdrup – En realopsjonstilnærming*. Stavanger: Universitetet i Stavanger.
- Misund, Bård, Osmundsen, Petter, & Asche, Frank. (2005). *The Value.Relevance of Accounting Figures in the international oil and gas industry – Cash flows or accruals?.* Bergen: Institute for research in economics and business administration.
- Misund, Bård. (2007). *Valuation of oil and gas companies*. Stavanger: Universitet i Stavanger.
- Oljedirektoratet. (2012a). *Faktaheftet 2012*. Stavanger
- Oljedirektoratet. (2013a). *Faktaheftet 2013*. Stavanger
- Osmundsen, et al. (2002). *Verdsetting av internasjonale olje- og gasselskap*. Bergen: Samfunns- og næringslivsforskning AS.
- Penman, Stephen H. (2013). *Financial statement analysis and security valuation*. New York: McGraw-Hill.
- Poole, Andreas C. (2008). *Verdivurdering av Revus Energy*. Bergen: NHH.
- Sørensen, Ole. (2009). *Regnskabsanalyse og verdiansettelse – en praktisk tilgang*. København: Gjellerup.
- Titman, Sheridan & Martin, John D. (2011). *Valuation*. Boston: Pearson Education
- Winston, Albright. (2012). *Management Science Modeling*. Mason, Ohio: South-Western, Cengage Learning

## Nettsider

- Aftenbladet. (2012). *Klart for gigantfunnet Johan Sverdrup i 2018*.  
<http://www.aftenbladet.no/energi/Klart-for-gigantfeltet-Johan-Sverdrup-i-2018-2970945.html#.UZn2mrUwreY> lest 02.02.13
- Bakken, Inger J. (2009). *Multipel lineær regresjon*. NTNU.  
<http://folk.ntnu.no/slyderse/medstat/KLMED8005/Multreg2009.pdf> lest 02.05.13



- BBC. (2009). *Warren Buffett's words of wisdom*  
<http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/8322921.stm> lest 09.02.13
- Damodaran. (2012a). Teaching, MBA Valuation. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar> lest 10.04.12
- Damodaran. (2012b). Introduction to Valuation.  
<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/eqnotes/ValIntro.pdf> lest 10.04.13
- Damodaran. (2013). Levered and Unlevered betas by industry – Europe.  
<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar> lest 10.04.13
- Det Norske Oljeselskap. (2013a). Om oss. <http://detnor.no/no/om-oss/om-det-norske/688-historien-om-det-norske> lest 05.02.2013
- Det Norske Oljeselskap. (2013b). Om oss. <http://detnor.no/no/om-oss/om-det-norske/686-det-norske-na> lest 05.02.2013
- Det Norske Oljeselskap. (2013c). Investor. <http://www.detnor.no/no/investor/presentasjoner> lest 06.03.13
- Det Norske Oljeselskap. (2013d). Vår virksomhet. <http://detnor.no/no/var-virksomhet/lisensportefolje> lest 15.02.13
- Det Norske Oljeselskap. (2012b). Plan for utbygging og drift av Ivar Aasen.  
[http://www.detnor.no/images/stories/2012/Nyheter/IVAR\\_AASEN\\_Konsekvensutredning.pdf](http://www.detnor.no/images/stories/2012/Nyheter/IVAR_AASEN_Konsekvensutredning.pdf) lest 13.03.13
- Det Norske Oljeselskap. (2012c). Presentasjon av fjerde kvartal 2012.  
[http://detnor.no/images/stories/2013/Investors/Q4/Presentasjon\\_Det\\_norske\\_Q4\\_2012.pdf](http://detnor.no/images/stories/2013/Investors/Q4/Presentasjon_Det_norske_Q4_2012.pdf) lest 25.03.13
- DNO. (2013). Historie. <http://www.dno.no/about-dno/history/> lest 05.02.2013
- E24.no. (2013). *Røkke har fortsatt mareritt om Ivar Aasen*. <http://e24.no/boers-og-finans/roekke-har-fortsatt-mareritt-om-ivar-aasen/20369448>, lest 16.05.13

- Finans Norge (FNO). (2013). Fakta, Verdipapirer og kapitalforvaltning A-Å.  
<http://www.fno.no/Hoved/Fakta/Verdipapirer-og-kapitalforvaltning/Faktaark-verdipapirer-og-kapitalforvaltning-A---A/Pengemarkedsrenter/NIBOR/>, lest 13.03.13
- Geo365, Nettavisen for geomiljøet. (2013). Rapportering etter vedtatte normer.  
<http://www.geo365.no/bergindustri/rapportering-etter-vedtatte-normer/> lest 15.04.13
- Morningsstar. (2013a). Oil and gas integrated.  
<http://news.morningstar.com/stockReturns/IndustryTop100Stocks.html?industry=3094810>  
3 lest 15.05.13
- Morningsstar. (2013b). Oil and gas E&P.  
<http://news.morningstar.com/stockReturns/IndustryTop100Stocks.html?industry=3094710>  
2 lest 15.05.13
- Norges Bank. (2006). Inflasjon. <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/inflasjon/> lest 16.04.13
- Norges Bank. (2013a). Prisstabilitet. NIBOR <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/rentestatistikk/nibor-nominell-rente-daglige-noteringer/> lest 15.05.13
- Norges Bank. (2013b). Prisstabilitet, Statsobligasjoner. <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/rentestatistikk/statsobligasjoner-rente-daglige-noteringer/>
- Norges Bank. (2013c). Prisstabilitet, Valutakurser. <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/usd/aar/> lest 04.04.13
- Offshore.no.(2013a) *350 mrd som gir nordsjøen liv i 40 nye år.*  
[http://www.offshore.no/sak/36254\\_350\\_mrd\\_som\\_gir\\_nordsjoeen\\_liv\\_i\\_40\\_nye\\_aar](http://www.offshore.no/sak/36254_350_mrd_som_gir_nordsjoeen_liv_i_40_nye_aar), lest 07.05.2013
- Offshore.no. (2013b) *Felt og prosjekter på norsk sokkel. Feltoversikt - Offshore.no* lest 04.04.13

Oljedirektoratet. (2013b). Investeringer.

<http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=nb-no&nav1=field&nav2=TableView%7cProduction%7cTotalNcsYear> lest 15.03.13

Oljedirektoratet. (2013c). Investeringer og Kostnader.

<http://npd.no/Nyheter/Nyheter/2013/Sokkelaret-2012---pressemeldinger/Investeringer-og-kostnader/> lest 21.04.13

Oljedirektoratet. (2013d). Sokkelåret 2012. [http://npd.no/Global/Norsk/1-](http://npd.no/Global/Norsk/1-Aktuelt/Nyheter/Sokkelaret-2012-ny/Presentasjon-norsk.pdf)

[Aktuelt/Nyheter/Sokkelaret-2012-ny/Presentasjon-norsk.pdf](http://npd.no/Global/Norsk/1-Aktuelt/Nyheter/Sokkelaret-2012-ny/Presentasjon-norsk.pdf) lest 07.02.13

Oljedirektoratet. (2013e). Tema.

<http://npd.no/no/Tema/Utvinningsstillatelser/Temaartikler/Utvinningsloyve--lov-til-a-leite-finne-og-produsere/> lest 17.02.13

Oljedirektoratet. (2013f). Tema.

<http://npd.no/no/Tema/Utvinningsstillatelser/Temaartikler/Prekvalifisering/Krav-til-nye-rettighetshavereoperatorer/> lest 17.02.13

Oljedirektoratet. (2013g). Tema, Tilbakelevering.

<http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningsstillatelser/Temaartikler/Tilbakelevering/> lest 04.02.13

Oljedirektoratet. (2013h). Tema, Lov til å leite, finne og produsere.

<http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningsstillatelser/Temaartikler/Utvinningsloyve--lov-til-a-leite-finne-og-produsere/> lest 04.02.13

Oljedirektoratet. (2013i). Faktasider.

<http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=nb-no&nav1=field&nav2=TableView%7cProduction%7cTotalNcsYear> lest 02.02.13

Oljedirektoratet. (2012b). Tema, Sokkelkart 2012. [http://www.npd.no/Global/Norsk/4-](http://www.npd.no/Global/Norsk/4-Kart/Sokkelkart2012/Sokkelkartet-2012.pdf)

[Kart/Sokkelkart2012/Sokkelkartet-2012.pdf](http://www.npd.no/Global/Norsk/4-Kart/Sokkelkart2012/Sokkelkartet-2012.pdf) lest 06.03.13

Oljedirektoratet. (2010). Publikasjoner, Rapporter.

<http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Okonomisk-vurd-av-uoppd-petrres-utenfor-Lo-Ve-Senja/> lest 24.05.13

Oslo Børs. (2013). Hovedindeks (OSEBX).

<http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/stockIndexOverview?ticker=OSEBX>, lest 15.05.13

PwC. (2013) *Risikopremien i det norske markedet* 2011 og 2012.

<http://www.pwc.no/no/publikasjoner/deals/risikopremien-2011-2012.jhtml> lest 14.02.13

Regjeringen. (2013). *En næring for framtid – om petroleumsvirksomhet*.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-28-2010-2011/3/1.html?id=649733> lest 11.03.13

Regjeringen.(2009). Tema, Skatter og avgifter.

[http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/tema/skatter\\_og\\_avgifter/bedriftsbeskatning/beskatning-av-petroleumsvirksomhet.html?id=417318](http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/tema/skatter_og_avgifter/bedriftsbeskatning/beskatning-av-petroleumsvirksomhet.html?id=417318) lest 12.04.13

Statoil. (2012). *Plan for utbygging, anlegg og drift av Dagny og Eirin*.

<http://www.statoil.com/no/EnvironmentSociety/Environment/impactassessments/fielddevelopments/Downloads/Dagny%20og%20Eirin%20-%20Konsekvensutredning%20Oktober%202012.pdf> lest 13.03.13

## Appendiks

### Vektet Gjennomsnittlig Kapitalkostnad (WACC)

Kapitalkostnaden, eller kapitalkravet, til en aksje er avkastningen investoren forventer ved å investere i et selskaps aksje (Titman & Martin, 2011). En mye benyttet metode for å beregne kapitalkravet er WACC – metoden. Vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (WACC) er det vektete gjennomsnittet av forventet avkastning etter skatt av selskapets investerte kapital hentet for å finansiere operasjoner og investeringer (Titman & Martin, 2011). Investert kapital er definert som kapital hentet gjennom utstedelse av rentebærende gjeld og egenkapital. Når man verdsetter en bedrift vil kontantstrømmene man opererer med være såkalte frie kontantstrømmer som er tilgjengelige for alle investorer, og det er da viktig at kapitalkostnaden representerer den samlede risikoen for alle investorer (Koller, Goedhart, & Wessels 2010). Det er avgjørende med samsvar mellom WACC og de frie kontantstrømmene. For å sikre samsvar mellom disse må kapitalkostnaden møte de følgende kriteriene:

- Den må inneholde alternativkostnader for alle investorer siden de frie kontantstrømmene er tilgjengelige for alle investorene, som skal kompenseres for risikoen de påtar seg.
- Den må vekte hver andels kapitalkrav mot markedsverdien av andelen, ikke bokverdien.
- Den må implementeres inn etter skatt, da frie kontantstrømmer er kalkulert etter skatt.
- Løpetiden for verdipapirene må matche levetiden på kontantstrømmene.

Med disse kriteriene i bakhodet vil man estimere de tre hovedkomponentene i WACC, som består av egenkapitalkostnad, gjeldskostnad etter skatt og kapitalstruktur. For et selskap som er finansiert med egenkapital og gjeld, er WACC definert som følger:

$$WACC = \frac{D}{D + E} K_d (1 - T) + \frac{E}{D + E} K_e$$

WACC = Vektet gjennomsnittlig kapitalkostnaden

$K_d$  = Gjeldskostnad

$K_e$  = Egenkapitalkostnad

D = Gjeld

E = Egenkapital

T = Skatt

Som man ser fra formelen blir avkastningskravet til kreditorene redusert med skattesatsen da gjeldsrenten er fradragsberettiget. Dette er en viktig faktor da dette vil redusere kapitalkostnaden og dermed øke nåverdien av kontantstrømmene. Man kan identifisere tre hovedkomponenter fra formelen, nemlig kapitalstruktur (D og E), gjeldskostnad ( $K_d$ ) og egenkapitalkostnad ( $K_e$ ). Det vil først være naturlig å identifisere en kapitalstruktur for selskapet. Deretter vil man kalkulere alternativkostnader for alle finansieringskilder (gjeld og egenkapital). Disse estimatene plottes inn i formelen sammen med en skattesats ( $T_m$ ) for å estimere en vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad etter skatt for bedriften.

Som nevnt tidligere må man anta en konstant kapitalstruktur for selskapet hvis man skal benytte et fast WACC – estimat hele budsjettperioden og tiden etter dette. Dersom man forventer at kapitalstrukturen vil endre seg over tid, må man benytte et unikt WACC – estimat for hvert enkelt år fremover tilpasset hvert enkelt års kapitalstruktur.

For å diskontere de fremtidige kontantstrømmene med hensyn til WACC benytter man seg av følgende formel:

$$\text{Selskapsverdi} = \sum_{t=1}^{\infty} \left( \frac{FCF_t}{(1 + WACC)^t} \right)$$

$FCF_t$  er selskapets fremtidige kontantstrøm i periode t. Selskapsverdi er verdien av selskapet i år 0, altså nåverdi av selskapet i dag.

### **Capital Asset Pricing Model**

Kapitalkostnaden til en aksje er avkastningen investoren forventer ved å investere i et selskaps aksje (Titman & Martin, 2011). På 60-tallet ble Capital Asset Pricing Model (CAPM) introdusert. Den er i dag en utbredt og mye benyttet modell i finansverdenen. Modellen bygger på forutsetningen om at investorer er risikoaverse, som vil si at en investor krever høyere avkastning for å holde aksjer med høyere risiko. Ideen bak CAPM er at den relevante

risikoen til en aksje defineres av hvordan aksjen svinger i forhold til markedsporteføljen. Markedsporteføljen er en portefølje hvor usystematisk risiko er minimert eller eliminert gjennom diversifisering. Dette betyr at investoren skal godtgjøres for den systematiske risikoen han påtar seg, og ikke den unødvendige risikoen som kan diversifiseres bort. Systematisk risiko er faktorer som påvirker alle aksjer, som for eksempel rentenivået, strømpriser osv. Logikken i CAPM er at jo mer sensitiv en aksje er til disse faktorene, dess høyere er avkastningskravet. Usystematisk risiko er faktorer som er begrenset til det enkelte selskap. Dette kan være ting som søksmål, defekte produkter og andre faktorer innad i selskapet. I følge CAPM vil slike risikokilder ha liten til ingen effekt på markedsporteføljens avkastning fordi dette kan diversifiseres bort. Med bakgrunn i denne teorien kan egenkapitalkravet for en aksje uttrykkes ved følgende uttrykk:

$$K_e = K_{rf} + \beta(K_m)$$

$K_{rf}$  = Risikofri rente

$\beta$  = Beta, mål på den systematiske risikoen til aksjen.

$K_m$  = Markedspremie

## Vedlegg

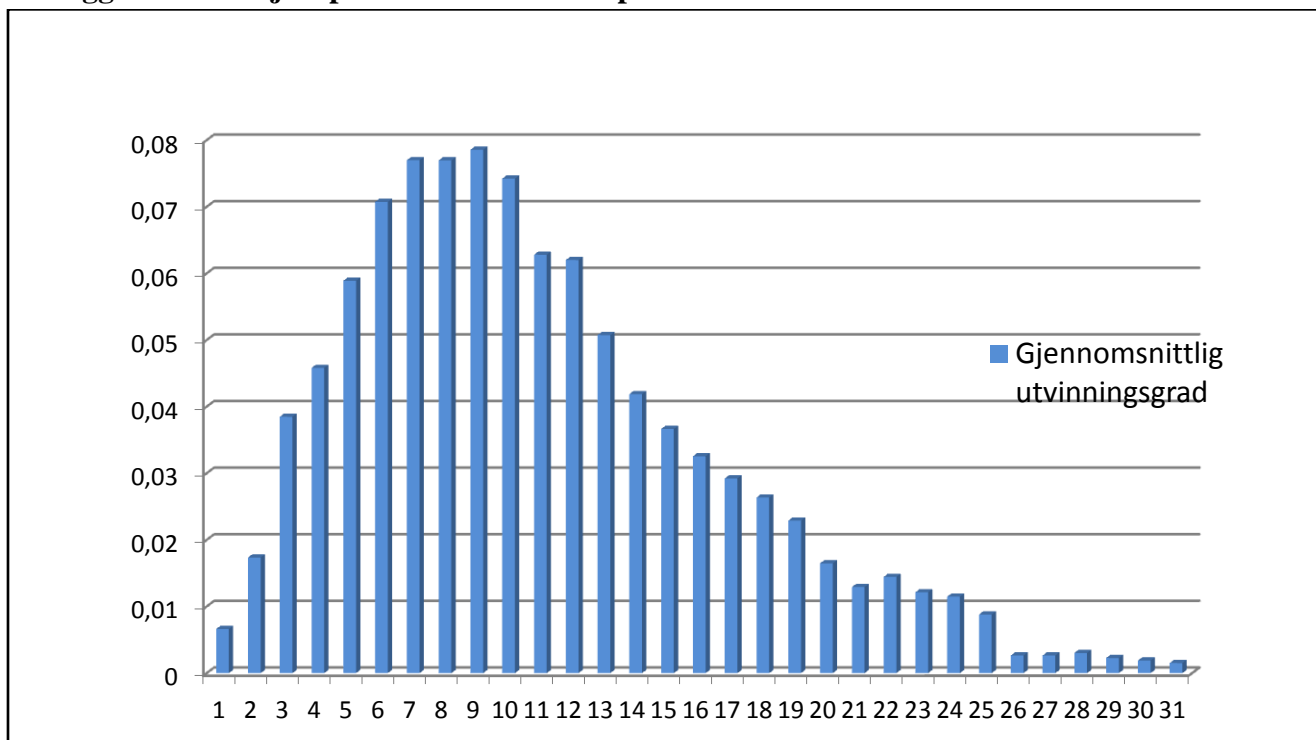
### Vedlegg 1: Lisensoversikt

Lisenser			
Operatørskap	Andel	Partnerskap	Andel
Jette Unit	70 %	Jotun Unit	7 %
PL 001B (Ivar Aasen)	35 %	PL 029B (Freke)	20 %
PL 027D (Eitri, Iving)	60 %	PL 035 (Krafla)	15 %
PL 028B (Hanz)	35 %	PL 038 (Varg)	5 %
PL 103B (Brandhaug)	70 %	PL 038D (Grevling)	30 %
PL 169C (Jette øst)	70 %	PL 048B (Glitne)	10 %
PL 242 (West Cable)	35 %	PL 048D (Enoch)	10 %
PL 356 (Ulvetanna)	60 %	PL 102C (Atla)	10 %
PL 364 (Frøy)	50 %	PL 102D (Angeya)	10 %
PL 414 (Oksen)	40 %	PL 265/502 (Sverdrup)	20 %
PL 414B (Oksen)	40 %	PL 272 (Krafla)	25 %
PL 450 (Storebjørn)	75 %	PL 332 (Fenris)	40 %
PL 460 (Storklakken, Steingeita)	100 %	PL 362/035B (Fulla)	15 %
PL 482 (Skaugumsåsen)	65 %	PL 438 (Skalle)	10 %
PL 497 (Geite)	35 %	PL 440S (Clapton)	10 %
PL 497B (Geite)	35 %	PL 442 (Gamma/Delta)	20 %
PL 504 (Brandhaug)	59 %	PL 453S (Ogna)	25 %
PL 504B (Brandhaug)	59 %	PL 492 (Gotha)	30 %
PL 512 (Naustaksla)	30 %	PL 494/494B/494C (Hercules)	30 %
PL 542 (Augunshaug)	60 %	PL 522 (Balderbrå)	10 %
PL 542B (Augunshaug)	60 %	PL 531 (Darwin)	10 %
PL 549S (Kolsås)	35 %	PL 533 (Salina)	20 %
PL 553 (Kvitvola)	40 %	PL 535 (Norvang)	20 %
PL 573S (Odin, Frigg)	35 %	PL 550 (Gotama)	20 %
PL 593 (Jorvik)	60 %	PL 551 (Maiblom)	20 %
PL 626 (Granberget)	50 %	PL 554/554B (Garantiana)	20 %
PL 659 (Caurus)	30 %	PL 558 (Terne)	20 %
		PL 561 (Svartmeis)	20 %
		PL 563 (Knølhval/Finnhval)	30 %
		PL 567 (Freki)	40 %
		PL 568 (Isbjørn)	20 %
		PL 571 (Mannen/Havfruen)	40 %
		PL 613 (Fafner)	35 %
		PL 619 (Uranostind)	30 %
		PL 627 (Skirne East)	20 %
		PL 652 (Spettmeis)	25 %

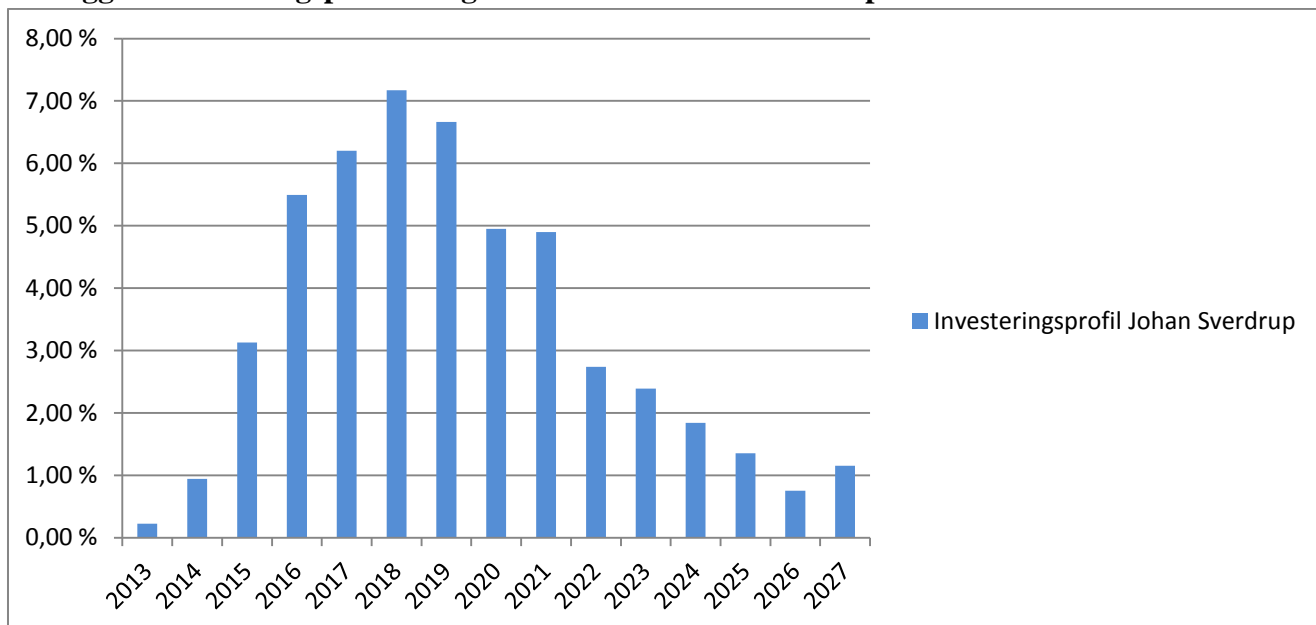
Kilde: Det Norske Oljeselskap, 2012a



## Vedlegg 2: Produksjonsprofil Johan Sverdrup



## Vedlegg 3: Investeringsprofil til og med år 2027 Johan Sverdrup



#### Vedlegg 4: Oppstilling av driftsinntekter og driftskostnader

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Petroleumsinntekter	2 269 963	2 274 545	285 872	689 308	4 323 241	7 043 896	9 043 712	13 227 043
<b>Driftsinntekter</b>	<b>2 269 963</b>	<b>2 274 545</b>	<b>285 872</b>	<b>689 308</b>	<b>4 323 241</b>	<b>7 043 896</b>	<b>9 043 712</b>	<b>13 227 043</b>
Utforskningskostnader	1 018 750	1 044 218	1 070 324	1 097 082	1 124 509	1 152 622	1 181 437	1 210 973
Produksjonskostnader	1 063 656	1 117 503	143 963	355 808	2 239 440	3 661 600	4 717 726	6 924 314
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	17 144	17 931	18 754	19 615	20 516	21 457	22 442	23 473
Avskrivninger	284 745	291 864	56 860	242 674	1 449 017	2 005 909	2 262 994	2 613 295
Avskrivninger letekostnader	918 500	941 463	964 999	989 124	1 013 853	1 039 199	1 065 179	1 091 808
Andre driftskostnader	60 942	63 740	66 667	69 727	72 928	76 277	79 778	83 441
<b>Driftskostnader</b>	<b>3 363 737</b>	<b>3 476 719</b>	<b>2 321 566</b>	<b>2 774 030</b>	<b>5 920 262</b>	<b>7 957 063</b>	<b>9 329 556</b>	<b>11 947 304</b>

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Petroleumsinntekter	13 178 598	15 046 503	17 508 321	18 693 357	19 452 561	18 866 169	18 354 072
<b>Driftsinntekter</b>	<b>13 178 598</b>	<b>15 046 503</b>	<b>17 508 321</b>	<b>18 693 357</b>	<b>19 452 561</b>	<b>18 866 169</b>	<b>18 354 072</b>
Utforskningskostnader	1 241 248	1 272 279	1 304 086	1 336 688	1 370 105	1 404 358	1 439 467
Produksjonskostnader	6 923 269	7 932 418	9 262 805	9 924 607	10 364 081	10 087 087	9 847 874
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	24 550	25 678	26 856	28 089	29 379	30 728	32 138
Avskrivninger	2 324 281	2 253 366	2 300 440	2 306 179	2 333 410	2 235 301	2 168 681
Avskrivninger letekostnader	1 119 103	1 147 081	1 175 758	1 205 152	1 235 281	1 266 163	1 297 817
Andre driftskostnader	87 272	91 279	95 469	99 852	104 436	109 231	114 246
<b>Driftskostnader</b>	<b>11 719 723</b>	<b>12 722 100</b>	<b>14 165 415</b>	<b>14 900 568</b>	<b>15 436 692</b>	<b>15 132 867</b>	<b>14 900 223</b>

## Vedlegg 5: Regresjonsutskrift

SAMMENDRAG (UTDATA)

---

<i>Regresjonsstatistikk</i>	
Multippel R	0,30434172
R-kvadrat	0,092623882
Justert R-kvadrat	0,073318007
Standardfeil	0,165829219
Observasjoner	49

---

### Variansanalyse

---

	<i>fg</i>	<i>SK</i>	<i>GK</i>	<i>F</i>
Regresjon	1	0,131933657	0,131933657	4,797704482
Residualer	47	1,292468497	0,02749933	
Totalt	48	1,424402155		

---

---

	<i>Koeffisienter</i>	<i>Standardfeil</i>	<i>t-Stat</i>	<i>P-verdi</i>
Skjæringspunkt	0,012171369	0,024635116	0,494065811	0,623560974
X-variabel 1	0,925482186	0,422523936	2,190366289	0,033493538

---

## Vedlegg 6: Avkastningsdata

Måned	År	OSEBX	Detnor	Avkastning OSEBX	Avkastning Detnor
12	2008	219,87	40,9		
1	2009	225,48	29	0,03	-0,29
2	2009	225,84	30	0,00	0,03
3	2009	214,64	23	-0,05	-0,23
4	2009	226,34	23	0,05	-0,00
5	2009	252,63	23,5	0,12	0,02
6	2009	292,62	32	0,16	0,36
7	2009	282,35	33	-0,04	0,03
8	2009	297,57	34	0,05	0,03
9	2009	300,18	34,5	0,01	0,01
10	2009	323,46	33,2	0,08	-0,04
11	2009	331,35	33,5	0,02	0,01
12	2009	349,15	32	0,05	-0,04
1	2010	371,56	33,9	0,06	0,06
2	2010	362,73	32,6	-0,02	-0,04
3	2010	350,42	28,4	-0,03	-0,13
4	2010	376,7	30,3	0,07	0,07
5	2010	383,02	31,8	0,02	0,05
6	2010	344,23	26,9	-0,10	-0,15
7	2010	328,12	20,5	-0,05	-0,24
8	2010	358,41	23,5	0,09	0,15
9	2010	352,66	19,9	-0,02	-0,15
10	2010	381,43	23	0,08	0,16
11	2010	404,62	25,3	0,06	0,10
12	2010	396,07	26	-0,02	0,03
1	2011	439,72	27,8	0,11	0,07
2	2011	430,24	28,4	-0,02	0,02
3	2011	446,16	28	0,04	-0,01
4	2011	445,41	28,9	-0,00	0,03
5	2011	447,74	33	0,01	0,14
6	2011	440,91	30,3	-0,02	-0,08
7	2011	421,33	31	-0,04	0,02
8	2011	417,65	27,2	-0,01	-0,12
9	2011	378,47	43,8	-0,09	0,61
10	2011	348,28	47,1	-0,08	0,08
11	2011	384,22	81	0,10	0,72
12	2011	380,85	85	-0,01	0,05
1	2012	384,95	88	0,01	0,04
2	2012	397,36	89,75	0,03	0,02
3	2012	429,85	90,5	0,08	0,01
4	2012	426,61	88,5	-0,01	-0,02
5	2012	421,21	81	-0,01	-0,08
6	2012	384,36	79,75	-0,09	-0,02

7	2012	407,09	75	0,06	-0,06
8	2012	423,31	83	0,04	0,11
9	2012	435,22	93,4	0,03	0,13
10	2012	445,92	93,5	0,02	0,00
11	2012	442,18	88	-0,01	-0,06
12	2012	442,08	83,3	-0,00	-0,05
1	2013	444,09	83,75	0,00	0,01

### Vedlegg 7: Scenario: Høy oljepris

Høy Oljepris	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Driftsinntekter	2 316 382	2 877 161	394 029	1 013 844	6 358 682	10 360 259	13 301 616	19 454 517
- Driftskostnader	3 363 737	3 476 719	2 321 566	2 774 030	5 920 262	7 957 063	9 329 556	11 947 304
= <b>EBITA</b>	<b>-1 047 355</b>	<b>-599 558</b>	<b>-1 927 537</b>	<b>-1 760 186</b>	<b>438 420</b>	<b>2 403 196</b>	<b>3 972 060</b>	<b>7 507 213</b>
- Skatt på EBITA	-853 144	-467 655	-1 503 479	-1 372 945	341 968	1 874 493	3 098 206	5 855 626
= <b>NOPLAT</b>	<b>-194 211</b>	<b>-131 903</b>	<b>-424 058</b>	<b>-387 241</b>	<b>96 453</b>	<b>528 703</b>	<b>873 853</b>	<b>1 651 587</b>
+ Avskrivninger	1 203 245	1 233 326	1 021 859	1 231 798	2 462 869	3 045 107	3 328 172	3 705 103
- Endring arbeidskapital	1 333 813	-	-1 420 129	295 300	2 658 439	1 937 280	1 367 814	2 961 768
- CAPEX	1 378 272	2 039 826	2 536 199	3 085 605	2 530 038	2 665 135	965 715	602 994
= <b>Fri kontantstrøm</b>	<b>-1 703 051</b>	<b>-938 403</b>	<b>-518 269</b>	<b>-2 536 348</b>	<b>-2 629 155</b>	<b>-1 028 605</b>	<b>1 868 496</b>	<b>1 791 928</b>
= <b>Neddiskontert kontantstrøm</b>	<b>-1 608 245</b>	<b>-793 014</b>	<b>-402 617</b>	<b>-1 811 307</b>	<b>-1 726 017</b>	<b>-620 759</b>	<b>1 036 604</b>	<b>913 875</b>
	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>Terminalverdi</b>
Driftsinntekter	19 383 262	22 130 602	25 751 481	27 494 445	28 611 092	27 748 618	26 995 420	
- Driftskostnader	11 719 723	12 722 100	14 165 415	14 900 568	15 436 692	15 132 867	14 900 223	
= <b>EBITA</b>	<b>7 663 539</b>	<b>9 408 502</b>	<b>11 586 066</b>	<b>12 593 877</b>	<b>13 174 400</b>	<b>12 615 751</b>	<b>12 095 197</b>	
- Skatt på EBITA	5 977 560	7 338 631	9 037 131	9 823 224	10 276 032	9 840 286	9 434 254	
= <b>NOPLAT</b>	<b>1 685 979</b>	<b>2 069 870</b>	<b>2 548 934</b>	<b>2 770 653</b>	<b>2 898 368</b>	<b>2 775 465</b>	<b>2 660 943</b>	<b>2 783 107</b>
+ Avskrivninger	3 443 385	3 400 448	3 476 198	3 511 331	3 568 691	3 501 464	3 466 498	3 625 645
- Endring arbeidskapital	-246 955	1 185 571	1 605 323	610 083	271 353	-760 202	-696 807	201 616
- CAPEX	611 660	350 391	313 430	247 661	186 855	106 439	166 626	174 276
= <b>Fri kontantstrøm</b>	<b>4 764 659</b>	<b>3 934 356</b>	<b>4 106 379</b>	<b>5 424 240</b>	<b>6 008 851</b>	<b>6 930 692</b>	<b>6 657 622</b>	<b>89 491 149</b>
= <b>Neddiskontert kontantstrøm</b>	<b>2 233 797</b>	<b>1 695 632</b>	<b>1 626 907</b>	<b>1 975 552</b>	<b>2 011 809</b>	<b>2 133 131</b>	<b>1 883 675</b>	<b>23 276 230</b>

### Vedlegg 8: Scenario: Lav oljepris

Lav Oljepris	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Driftsinntekter	2 270 073	1 986 109	231 938	523 515	3 010 840	4 788 888	6 010 919	8 632 242
- Driftskostnader	3 363 737	3 476 719	2 321 566	2 774 030	5 920 262	7 957 063	9 329 556	11 947 304
<b>= EBITA</b>	<b>-1 093 664</b>	<b>-1 490 610</b>	<b>-2 089 628</b>	<b>-2 250 515</b>	<b>-2 909 422</b>	<b>-3 168 175</b>	<b>-3 318 637</b>	<b>-3 315 062</b>
- Skatt på EBITA	-853 058	-1 162 676	-1 629 910	-1 755 402	-2 269 349	-2 471 177	-2 588 537	-2 585 748
<b>= NOPLAT</b>	<b>-240 606</b>	<b>-327 934</b>	<b>-459 718</b>	<b>-495 113</b>	<b>-640 073</b>	<b>-696 998</b>	<b>-730 100</b>	<b>-729 314</b>
+ Avskrivninger	1 203 245	1 233 326	1 021 859	1 231 798	2 462 869	3 045 107	3 328 172	3 705 103
- Endring arbeidskapital	1 333 813	-	-1 420 129	295 300	2 658 439	1 937 280	1 367 814	2 961 768
- CAPEX	1 378 272	2 039 826	2 536 199	3 085 605	2 530 038	2 665 135	965 715	602 994
<b>= Fri kontantstrøm</b>	<b>-1 749 446</b>	<b>-1 134 434</b>	<b>-553 929</b>	<b>-2 644 220</b>	<b>-3 365 681</b>	<b>-2 254 306</b>	<b>264 543</b>	<b>-588 973</b>
<b>= Neddiskontert kontantstrøm</b>	<b>-1 608 223</b>	<b>-958 674</b>	<b>-430 320</b>	<b>-1 888 343</b>	<b>-2 209 539</b>	<b>-1 360 466</b>	<b>146 763</b>	<b>-300 374</b>

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Terminalverdi
Driftsinntekter	8 457 091	9 494 460	10 863 105	11 404 165	11 668 412	11 126 782	10 642 934	
- Driftskostnader	11 719 723	12 722 100	14 165 415	14 900 568	15 436 692	15 132 867	14 900 223	
<b>= EBITA</b>	<b>-3 262 632</b>	<b>-3 227 640</b>	<b>-3 302 310</b>	<b>-3 496 403</b>	<b>-3 768 280</b>	<b>-4 006 085</b>	<b>-4 257 289</b>	
- Skatt på EBITA	-2 544 853	-2 517 559	-2 575 801	-2 727 194	-2 939 259	-3 124 746	-3 320 685	
<b>= NOPLAT</b>	<b>-717 779</b>	<b>-710 081</b>	<b>-726 508</b>	<b>-769 209</b>	<b>-829 021</b>	<b>-881 339</b>	<b>-936 604</b>	<b>-979 603</b>
+ Avskrivninger	3 443 385	3 400 448	3 476 198	3 511 331	3 568 691	3 501 464	3 466 498	3 625 645
- Endring arbeidskapital	-246 955	1 185 571	1 605 323	610 083	271 353	-760 202	-696 807	201 616
- CAPEX	611 660	350 391	313 430	247 661	186 855	106 439	166 626	174 276
<b>= Fri kontantstrøm</b>	<b>2 360 901</b>	<b>1 154 405</b>	<b>830 937</b>	<b>1 884 378</b>	<b>2 281 462</b>	<b>3 273 888</b>	<b>3 060 075</b>	<b>33 675 293</b>
<b>= Neddiskontert kontantstrøm</b>	<b>1 106 852</b>	<b>497 526</b>	<b>329 209</b>	<b>686 306</b>	<b>763 851</b>	<b>1 007 639</b>	<b>865 803</b>	<b>8 758 787</b>