



Avskrivninger

Noen betraktninger om bruken av ulike reservegrunnlag som basis for avskrivninger etter produksjonshetsmetoden

—

12. juni, 2017



Agenda



Agenda

- **Innledning**
- **Ulike reservedefinisjoner**
- **Eksempler på prinsippnoter om avskrivninger**
- **Noen eksempler basert på et stilisert case**
- **Andre problemstillinger**
- **Oppsummering**

Innledning

- **Foredraget er basert på en oppdatering av en artikkel skrevet av meg og Ståle Christensen i *Revisjon og Regnskap* nummer 6 2007**

2007 / Utgave 6 / Regnskap

IFRS og oljeforetak del I:

Den valgte avskrivningsmetoden

Artikkelen tar for seg to viktige regnskapsmessige spørsmål i oljebransjen som har stor betydning for resultat og egenkapital. I del I ser vi på den valgte avskrivningsmetoden mens del II vil ta for seg den regnskapsmessige behandlingen av virksomhetsoverdragelser.

Olje- og gassforetak med virksomhet i Norge har den senere tid fått betydelig oppmerksomhet. Interessen skyldes blant annet høy etterspørsel etter energi og vedvarende høye oljepriser. Den langvarige globale etterspørselen har medført økte investeringer av de store etablerte oljeselskapene. Når det i tillegg har skjedd omstrukturering av de største aktørene i bransjen, den siste ved sammenslåingen av Statoil og Hydro, er det ikke unaturlig at det skjer en nyetablering av mindre aktører i oljesektoren. I tillegg til de etablerte aktørene vil også de nye aktørene som regel ha ønske om global ekspansjon. Dette medfører en økning av internasjonale oppkjøp.

Det som typisk kjennetegner oljeforetak er kapitalkrevende investeringer. Behovet for tilgangen på kapital har medført at mindre nyetablerte norske oljeforetak henvender seg til Oslo Børs for å søke notering. I andre tilfeller vil det gjerne være mer naturlig å fusjonere med et foretak som allerede er børsnotert.

Som kjent har børsnoterte virksomheter i EU og EØS-området avlagt konsernregnskap etter internasjonale regnskapsstandarder (IFRS) siden 2005. Til tross for den økte oppmerksomheten mot oljeselskaper generelt har det så langt ikke vært nevneverdig interesse for de norske børsnoterte oljeselskaperes rapportering etter IFRS. Dette skyldes antakelig at de største aktørene i Norge, blant annet Statoil og Hydro, frem til nå har hatt anledning til å utsette implementeringen av IFRS. I tillegg er mange av de øvrige aktørene i bransjen gjerne datterselskaper av utenlandske selskaper som benytter US GAAP. Dermed vil IFRS ikke være særlig aktuelt.



Siviløkonom/statsautorisert revisor

Ståle Christensen

Partner i KPMG



Selv om begge forfatterne er ansatt i KPMG, står artikkelen for forfatternes egen regning og representerer ikke nødvendigvis synspunktene til KPMG

Mads Hermansen

Manager i KPMG

Teorigrunnlag

- **Hva er avskrivninger**

- Avskrivning er den systematiske fordelingen av en eiendels avskrivbare beløp over eiendelens utnyttbare levetid (IAS 16.6)
- Avskrivning er en regnskapsmessig kostnad og skal gi et uttrykk for regnskapsperiodens forbruk av anleggsmidler med begrenset økonomisk levetid (*Store norske leksikon*)
- Anleggsmidler som har begrenset økonomisk levetid skal avskrives etter en fornuftig avskrivningsplan (regnskapslovens §5-3)
- Utgangspunktet i økonomisk teori er at man velger en avskrivningsmetode som gir jevn rentabilitet over tid (Gjesdal og Johnsen)
- Avskrivningsmetoden som benyttes, skal gjenspeile mønsteret for hvordan eiendelens fremtidige økonomiske fordeler forventes å bli forbrukt av foretaket (IAS 16.60)

Ulike reservedefinisjoner

- Reserves are those quantities of petroleum which are anticipated to be commercially recovered from known accumulations from a given date forward. (Oslo Børs)
- Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development projects applied. (SPE-PRMS)
- Oslo Børs anerkjenner disse fire klassifiseringssystemene for reserver
 - 1) the SPE PRMS classification system (the SPE/WPC/AAPG/SPEE *Petroleum Resources Management System document*)
 - 2) SEC (ie. reporting in line with the US Securities and Exchanges Commissions requirements)
 - 3) NPD (ie. reporting in line with the Norwegian Petroleum Directorate's requirements)
 - 4) NI 51-101 (reporting in line with Canadian National Instrument 51-101)

Ulike reservedefinisjoner

Reserver kan videre deles opp i påviste og ikke-påviste reserver:

- De påviste reservene kan deles opp i påviste utbygde og påviste ikke-utbygde reserver
- Ikke-påviste reserver kan deles opp i sannsynlige og mulige reserver

I eksemplene jeg skal vise kommer jeg til å dele opp i disse kategoriene:

- Påviste reserver (P90, eller 1P)
- Påviste og sannsynlige reserver (P50, eller 2P)
- Påviste sannsynlige og mulige reserver (P10, eller 3P)

Noen utdrag fra prinsippnoter om avskrivning

Statoil:

Når slike balanseførte utgifter er bygget for vesentlig større volumer enn reservene knyttet til allerede utbygde og produserende brønner, avskrives de etter produksjonsenhetsmetoden basert på **totale sikre reserver** som forventes utvunnet fra området i løpet av konsesjons eller avtaleperioden.

Produksjonsbrønner avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på **sikre utbygde reserver**, og balanseført kjøpesum for sikre reserver avskrives i henhold til UOP-metoden basert på **totale sikre reserver**. I sjeldne tilfeller der bruken av sikre reserver som avskrivningsgrunnlag ikke reflekterer mønsteret for hvordan eiendelenes fremtidige økonomiske fordeler forventes å bli forbrukt, brukes mer hensiktsmessige reserve-estimat.

Shell:

PPE related to hydrocarbon production activities are in principle depreciated on a unit-of-production basis over the **proved developed** reserves of the field concerned. However for certain upstream assets, other approaches are applied to determine the reserves base for the purpose of calculating depreciation such as using management's expectation of future oil and gas, rather than yearly average prices, to provide a phasing of periodic depreciation charge that more appropriately reflects the expected utilization of the assets concerned.

Rights and concessions in respect of proved properties are depleted on the UOP basis over the total proved reserves of the relevant area. Where individually significant, unproved properties may be grouped and depreciated based on factors such as the average concession term and past experience of recognizing proved reserves.

Noen utdrag fra prinsippnoter om avskrivning

ExxonMobil:

Acquisition costs of proved properties are amortized using UOP computed on the basis of total oil and gas reserves. Capitalized exploratory drilling and development costs associated with productive depletable extractive properties are amortized using the UOP production rates based on the amount of **proved developed** reserves of oil and gas that are estimated to be recoverable from existing facilities using current operating methods. In the event that the UOP does not result in an equitable allocation of costs over the economic life of the asset, an alternative method is used [...]

Under the SEC definition of proved reserves certain quantities of oil and natural gas did not qualify as proved reserves at year end 2016, the substantial majority of which relates to the Kearn oil sands operations where no proved reserves remain. To the extent that proved reserves for a property are entirely de booked and that property continues to produce, assets will be depreciated using a UOP based on reserves determined at the most recent SEC price which results in a quantity of proved reserves greater than zero, appropriately adjusted for production and technical changes

ConocoPhillips:

Depreciation and amortization of PP&E on producing hydrocarbon properties and certain pipeline assets are determined by the UOP method

OMV:

Capitalized exploration and development costs and support equipment are generally depleted based on proved developed reserves by applying UOP method; only capitalized exploration rights and acquired reserves are amortized on the basis of total proved reserves.

Suncor

These costs (E&E assets) are depleted on a UOP basis over proved developed reserves [...] a portion of the costs may not be depleted if they relate to undeveloped reserves. Costs related to offshore facilities are depleted over proved and probable reserves

Noen utdrag fra prinsippnoter om avskrivning

Repsol

Investments in the aquisition of proven reserves and common facilities are depreciated over the estimated commercial life of the field on the basis of the production for the period as a proportion of the **proven** reserves of the field at the beginning of the depreciation period.

The cost incurred in surveys for the development and extraction of hydrocarbon reserves are amortized over the estimated commercial life. Of the field on the basis of the relationship between the production in the period and **proved developed reserves** of the field at the beginning of the period amortization

Noen utdrag fra prinsippnoter om avskrivning

Lundin:

Net capitalized costs to reporting date, together with anticipated future capital costs for the development of the proved and probable reserves determined at the balance sheet date price levels, are depleted based on the year's production in relation to estimated total proved and probable reserves of oil and gas, in accordance with the UOP-method.

Kufpec:

Oil and gas properties are depreciated depleted and amortised on a unit of production basis over the commercial **proven and probable** reserves of the field concerned. The UOP rate calculation for the depreciation, depletion and amortization of field development takes into account expenditures incurred to date together with sanctioned future development expenditure.

Lotos:

Items of PPE comprising production infrastructure used in crude oil and gas extraction are depreciated using the UOP method [...]. The depreciation rate is estimated by reference to forecasts of crude oil and gas production from a given geological area. If the estimated depreciation rate (**2P-proved and probable reserves**) change materially as at the end of a reporting period, depreciation per unit produced oil og NG is remeasured.

AkerBP:

Balanseførte letekostnader, utgifter til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur [...] avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på **påviste og sannsynlige utbygde** reserver. Ervervede eiendeler som benyttes til utvinning og produksjon av petroleumforekomster avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på **påviste og sannsynlige** reserver.

Gjennomgangseksempel

Følgende forutsetninger legges til grunn:

Påviste utbygde reserver: 100

Påviste ikke utbygde reserver: 50

Totale påviste reserver: 150 (100 + 50)

Påviste og sannsynlige reserver: 200

Bokført verdi konsesjonsrettighet 500

Bokført verdi infrastruktur 1000

Bokført verdi brønninvesteringer 500

Brønninvestering i UB år 1 for å reklassifisere ikke utbygde reserver til utbygde 500

Brønninvestering UB år 2: 500. I reservegjennomgangen UB år 2 blir sannsynlige reserver klassifisert som påviste

Produksjonsprofil:

År 1 50

År 2 50

År 3 75

År 4 25

Pris pr produsert enhet 20, uendret gjennom hele perioden



Eksempel 1. Omsetningsbasert avskrivning

Metoden gir avskrivninger som er tilpasset kontantstrømmene slik at avkastningen hvert enkelt år er den samme som for den totale kontantstrømmen. Den totale kontantstrømmen har en internrente på 16,9 %.

	Bokført verdi	Omsetning	Avskrivning	Resultat	Avkastning
IB	2000				
År 1	1838	1000	662	338	16,90 %
År 2	1649	1000	689	311	16,92 %
År 3	428	1500	1221	279	16,92 %
År 4	0	500	428	72	16,82 %

Eksempel 2. P90- avskrivninger

Investeringene i infrastruktur avskrives over totale påviste reserver mens brønnene avskrives over påviste utbygde reserver,

	Bokført verdi	Investering	Omsetning	Avskrivning	Resultat	Avkastning
IB	2000					
År 1	1750	500	1000	750	250	12,5 %
År 2	1375	500	1000	875	125	7,1 %
År 3	344		1500	1031	469	34,1 %
År 4	0		500	344	156	45,4 %

Eksempel 3. P90- avskrivninger

Investeringene i konsesjoner avskrives over totale påviste reserver mens infrastruktur og brønner avskrives over påviste utbygde reserver

	Bokført verdi	Investering	Omsetning	Avskrivning	Resultat	Avkastning
IB	2000					
År 1	1583	500	1000	917	83	4,2 %
År 2	1292	500	1000	792	208	13,2 %
År 3	323		1500	969	531	41,1 %
År 4	0		500	323	177	54,8 %

Eksempel 4. P50- avskrivninger

Både påløpte og forventede fremtidige investeringer avskrives over påviste og sannsynlige reserver

	Bokført verdi	Investering	Omsetning	Avskrivning	Resultat	Avkastning
IB	2000					
År 1	1750	500	1000	750	250	12,5 %
År 2	1500	500	1000	750	250	14,3 %
År 3	375		1500	1125	375	25,0 %
År 4	0		500	375	125	33,3 %

Eksempel 5. P50- avskrivninger

Konsesjonskostnader avskrives over totale påviste og sannsynlige reserver. Øvrige kostnader avskrives over utbygde påviste og sannsynlige reserver.

	Bokført verdi	Investering	Omsetning	Avskrivning	Resultat	Avkastning
IB	2000					
År 1	1875	500	1000	625	375	18,8 %
År 2	1750	500	1000	625	375	20,0 %
År 3	438		1500	1313	188	10,7 %
År 4	0		500	438	63	14,3 %

Eksempel 6. Lineære avskrivninger

Investeringer avskrives lineært

	Bokført verdi	Omsetning	Avskrivning	Resultat	Avkastning
IB	2000				
År 1	2000	1000	500	500	25,00 %
År 2	1833	1000	667	333	16,65 %
År 3	917	1500	917	583	31,81 %
År 4	0	500	917	-417	-45,47 %

Eksempel 7. Lineære avskrivninger med dekomponering

Dersom man antar at dekomponering medfører at du utsetter avskrivning av investeringer knyttet til ikke-påviste reserver så kan resultatet bli litt annerledes. Forutsetter her at halvparten at de 1000 i IB infrastruktur er knyttet til ikke-påviste reserver

	Bokført verdi		Omsetning	Avskrivning	Resultat	Avkastning
IB	2000					
År 1	2125	500	1000	375	625	31,3 %
År 2	1917	500	1000	708	292	13,7 %
År 3	958		1500	958	542	28,3 %
År 4	0		500	958	-458	-47,8 %

Kan man reversere en nedskrivning som følge av for høy avskrivning?

- **Vi bruker forutsetningene fra gjennomgangseksemplet bortsett fra at vi setter prisen til per produsert enhet til 10.**
- **Vi ser bort fra diskontering av kontantstrømmene slik at nåverdien av fremtidige kontantstrømmer i inngående balanse er 2000 (500+500+750+250).**
- **Vi ser bort fra at det er nødvendig med tilleggsinvesteringer og følgelig anser vi at det påviste ikke utbygde reservene reklassifiseres til sannsynlige reserver slik at påviste reserver P90=100 mens påviste og sannsynlige reserver P50 er 200.**
- **IB bokført beløp er fremdeles 2000, men nå forutsetter vi at dette er et nedskrevet beløp etter en nedjustering av P50-reserver. Bokført beløp før nedskrivning var 4000.**

Eksempel 9. reversering av nedskrivning

- Det man ser her er en uendelig avkastning i år 3 og 4 som følge av høy avskrivning, men la oss se nærmere på situasjonen ved utgangen av år 1

	Bokført verdi	Omsetning	Avskrivning	Resultat	Avkastning
IB	2000				
År 1	1000	500	1000	-500	-25,0 %
År 2	0	500	1000	-500	-50,0 %
År 3	0	750	0	750	
År 4	0	250	0	250	

Eksempel 9 reversering av nedskrivning

- Ved utgangen av år 1 er bokført verdi 1000. Resterende reserver er 150 og virkelig verdi av driftsmidlene er dermed 1500. Taket for reversering av nedskrivning er 2000 fordi det ville vært bokført verdi med opprinnelig investert beløp.
- Skal da 500 av nedskrivningen reverseres?
- Alle forutsetninger er som før, så er det da en indikator for reversering av nedskrivning i henhold til IAS36.110-111?
- Hva med IAS36-114. «An impairment loss recognized in prior periods for an asset other than goodwill shall be reversed if, and only if, there has been a change in the estimates used to determine the asset's recoverable amount, since the last impairment loss was recognized.»

Oppsummering

- **Hvilket reservegrunnlag man benytter har stor betydning**
- **Praksis er uensartet med mange forskjellige prinsippvalg**
- **P90 har en tendens til å gi konservative avskrivninger tidlig i perioden og veldig høy avkastning mot slutten**
- **P50 uten å ta hensyn til fremtidige investeringer kan gi for lave avskrivninger i starten**



kpmg.com/socialmedia



kpmg.com/app

The information contained herein is of a general nature and is not intended to address the circumstances of any particular individual or entity. Although we endeavour to provide accurate and timely information, there can be no guarantee that such information is accurate as of the date it is received or that it will continue to be accurate in the future. No one should act on such information without appropriate professional advice after a thorough examination of the particular situation.

© 2017 KPMG AS, a Norwegian limited liability company and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative, a Swiss entity. All rights reserved.

The KPMG name and logo are registered trademarks or trademarks of KPMG International.