

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Bergen, våren 2006

Utredning i fordypnings-/spesialfagsområdet: Økonomisk styring

Veileder: Professor Atle Johnsen

**Hvordan bør norske petroleumsforetak regnskapsføre oppstrømskostnader
ved IFRS-rapportering?**

av

Ola Kjetil Siqveland

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Sammendrag

Oppgaven tar for seg problemstillingen angående hvordan norske petroleumsforetak bør regnskapsføre oppstrømskostnader ved IFRS-rapportering. Først gjøres en del definisjoner og avgrensninger angående petroleumsvirksomhet og en presentasjon av relevant IFRS-informasjon. Deretter diskuteres fase for fase i petroleumsvirksomheten. Her greies det ut om prinsipper, metoder og praksis, og dette blir deretter diskutert opp mot relevante IFRS for å komme frem til hva som bør fortsette, og hva som bør endres av dagens regnskapspraksis for oppstrømskostnader.

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	2
Innholdsfortegnelse	3
Forord.....	4
1. Innledning - problemstilling.....	5
2. Petroleumsnæringen	7
2.1 Oppgavens fokus på petroleumsnæringen	7
2.2 Faser.....	9
2.3 Regnskapsfaglig og bedriftsøkonomisk perspektiv	14
3. IFRS.....	16
3.1 IFRS-rapportering	16
3.2 Relevante IFRS for petroleumsnæringen.....	18
4. Presisering av problemstilling.....	21
5. Forundersøkelses -, lete - og utbyggingsfasen.....	23
5.1 Prinsipper for balanse – og kostnadsføring.....	24
5.2 Metoder for balanse – og kostnadsføring.....	24
5.3 Praksis for balanse – og kostnadsføring.....	27
5.4 Praksis for balanse – og kostnadsføring mot IFRS	32
6. Produksjonsfasen	38
6.1 Prinsipper for avskrivning og nedskrivning.....	38
6.2 Praksis for avskrivning og nedskrivning.....	43
6.3 Praksis for avskrivning og nedskrivning mot IFRS	46
6.4 Prinsipper for balanse – og kostnadsføring.....	52
6.5 Praksis for balanse – og kostnadsføring.....	53
6.6 Praksis for balanse – og kostnadsføring mot IFRS	54
7. Opprydningsfasen	58
7.1 Prinsipper og metoder	58
7.2 Praksis	62
7.3 Praksis mot IFRS	63
8. Oppsummering/konklusjon.....	66
Referanser	69

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en avsluttende masteroppgave på master -/siviløkonomstudiet ved Norges Handelshøyskole. Temaet er en kombinasjon av flere interesseområder. Som rogalending har jeg alltid vært interessert i petroleumsnæringen, og gjennom studiet har regnskapsfagene vært av stor interesse. Oppgavens problemstilling er en kombinasjon av disse to interesseområdene, og arbeidet med oppgaven har gitt meg et veldig lærerikt semester.

Jeg vil takke min veileder, Professor Atle Johnsen, for gode råd og et stort engasjement for oppgavens problemstillinger.

Bergen, juni 2006

Ola Kjetil Siqveland

1. Innledning - problemstilling

Fra og med 01.01. 2005 må alle børsnoterte foretak i Europa rapportere konsernregnskap etter IFRS (International Financial Reporting Standards). Dette ble vedtatt i 2002, og i og med at Norge er medlem av EØS vil dette gjelde også for oss. Ordningen vil by på store utfordringer både for brukere og produsenter av finansiell informasjon. Rent eksakt sier EUs forordning at reglene gjelder for børsnoterte foretak som avlegger konsernregnskap. Forordningen gjelder også foretak som har utstedt obligasjoner og andre børsnoterte verdipapirer. Børsnoterte foretak som ikke utarbeider konsernregnskap er foreløpig utelatt fra ordningen, men dette kan bli forandret. Foretak som avlegger regnskap etter USGAAP (God regnskapsskikk i USA), og som gjorde dette før forordningen ble vedtatt, kan vente med implementeringen til 2007.

IFRS har ingen standard som omfatter hele petroleumsnæringen. IASC utgav "Extractive Industries Issues Paper" i 2000, der de kom med enkelte konklusjoner og mange definisjoner av problemstillinger som absolutt burde vært klarere behandlet i en bransjestandard. Dette arbeidet endte opp med en foreløpig standard; IFRS 6, "Exploration for and Evaluation of Mineral Resources". Denne standarden dekker petroleum og andre ikke-fornybare naturressurser, men kun for lete- og evalueringskostnader, som er en av mange faser i et petroleumsutvinningsperspektiv. Standarden gir store valgmuligheter, og regnskapsprodusentene har ikke blitt mye klokere av den. For øvrig må bransjen forholde seg til mer generelle standarder angående balanseføringer, avskrivninger, nedskrivninger og avsetninger. Med tanke på økende kapitalmobilitet i verden, petroleumsnæringens internasjonale preg og deres store kapitalbehov er det en stor fordel med felles regnskapsspråk og regler for næringen. USGAAP har et helhetlig standardverk for petroleumsforetak. Mange store internasjonale foretak er børsnoterte i USA og må derfor presentere regnskap i henhold til deres regnskapsskikk. Dette har ført til at USGAAP med noen nasjonale varianter har blitt det mest utbredte petroleumsregnskapsspråket i verden. Norsk petroleumsnæring har siden starten hentet mye av sin regnskapspraksis fra USGAAP.

For selskapene som etter hvert må rapportere etter IFRS er det stor usikkerhet fordi IFRS ikke spesifikt er tilpasset petroleumsvirksomhet. Mange norske petroleumsforetak må bytte ut god praksis tuftet på NGAAP (God regnskapsskikk i Norge) og USGAAP, som i dag fungerer godt, med dårlig tilpassede standarder som ikke er bevist fungerer for petroleumsvirksomhet.

Dette skaper stor usikkerhet, og mange regnskapsprodusenter ønske da naturligvis å fortsette med dagens praksis.

I oppgaven vil det greies ut om prinsipper, metoder og praksis for regnskapsføring av oppstrømskostnader i Norge. Dette vil bli diskutert opp mot relevante IFRS, med formål om å komme frem til hva som kan rapporteres etter IFRS når implementeringskravet trer i kraft.

2. Petroleumsnæringen

Olje- og gasseventyret har gitt store ringvirkninger for hele samfunnet. En betydelig mengde arbeidsplasser er blitt skapt både i direkte og indirekte tilknytning til næringen.

Petroleumsnæringen stod i 2004 for 21 % av verdiskapingen i Norge. Dette er dobbelt så mye som i landindustrien og 15 ganger så mye som i primærnæringene. Det samme året besto netto kontantstrøm til staten fra næringen på 28 % av totalen, og den gav også grunnlag for omtrent 50 % av landets eksportverdi. Fra oljeeventyrets morgen i Norge til i slutten av 2004 var det investert 1800 mrd kr i 2004-kroneverdi. De siste årene har det vært spekulasjoner om hvor lenge oljealderen vil vare. Nå, med godt over 30 år med produksjon, har vi tatt opp ca 30 %, anslås det. Med stadig ny teknologi og høye priser vil man kunne ta opp mer og mer. Volumet pr. år vil stige noen år til, deretter vil det gå veldig sakte nedover. Stor fremtidig aktivitet og petroleumsnæringens viktighet for norsk økonomi vil gjøre regnskapsføring i næringen svært viktig i mange år fremover.

2.1 Oppgavens fokus på petroleumsnæringen

Når petroleumsnæringen omtales brukes en del forskjellige begreper. Petroleum defineres; *alle flytende og gassformige hydrokarboner som finnes i naturlig tilstand i undergrunnen, samt andre stoffer som utvinnes i forbindelse med slike hydrokarboner (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 a)*. Et enda mer relevant og snevrere begrep er petroleumforekomster, definert; *en ansamling av petroleum i en geologisk enhet, avgrenset av bergarttyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser, kontaktflate mellom petroleum og vann i formasjonen, eller en kombinasjon av disse, slik at den petroleum som omfattes overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass. Departementet bestemmer i tvilstilfelle hva som skal anses å være en petroleumforekomst (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 b)*. Det kan også oppstå forvirringer omkring type selskaper. I oppgaven gjelder det kostnadsføring for operatørselskap og rettighetshavere. En rettighetshaver defineres; *fysisk eller juridisk person, eller flere slike personer, som etter loven her eller tidligere lovgivning innehar en tillatelse til undersøkelse, utvinning, transport eller utnyttelse. Er en tillatelse gitt til flere slike personer sammen kan uttrykket rettighetshaver omfatte både rettighetshaverne samlet og*

den enkelte deltager (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 j). Operatørselskap defineres; den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 k). Videre i oppgaven blir rettighetshavere og operatørselskap betegnet som petroleumsforetak. Leverandørselskap og andre tjenesteytende foretak er da ikke relevante for oppgaven.

Oppgaven fokuserer også bare på kostnader knyttet til oppstrømsaktiviteter, som er ensbetydende med petroleumsvirksomhet, og som loven definerer; *all virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsforkomster, herunder undersøkelse, leteboring, utvinning, transport, utnyttelse og avslutning samt planlegging av slike aktiviteter, likevel ikke transport av petroleum i bulk med skip (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 a). Oppgavens fokus gjelder den norske petroleumsvirksomheten, petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Kontinentalsokkelen defineres; havbunnen og undergrunnen i de undersjøiske områder som strekker seg utover norsk sjøterritorium gjennom hele den naturlige forlengelse av landterritoriet til ytterkanten av kontinentalmarginen, men ikke kortere enn 200 nautiske mil fra grunnlinjene som sjøterritoriets bredde er målt fra, likevel ikke utover midtlinjen i forhold til annen stat (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 l).*

Andre definisjoner er også relevante videre i oppgaven. Et felt defineres; *An area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on or related to the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition (Wright and Gallun, 2005, s 546). Reservoar defineres; A porous and permeable underground formation containing a natural accumulation of producible oil and/gas that is confined by impermeable rock or water barriers and is individual and separate from other reservoirs (Wright and Gallun, 2005, s547). I tillegg defineres en blokk; Geografisk inndelingsenhet som brukes i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Sjøområdene innenfor kontinentalsokkelens yttergrense inndeles i blokker med en størrelse på 15 breddeminutter og 20 lengdeminutter, med mindre tilstøtende landområder, grenser mot andre staters kontinentalsokler eller andre forhold tilsier noe annet (OD, 2005, http://www.npd.no/Norsk/Om+OD/Nyttig/Olje-ABC/Ordlste/olje_ordliste.htm).*

2.2 Faser

Petroleumsvirksomheten har flere faser for kostnader gjennom sin livssyklus. Alle fasene inngår i definisjonen av petroleumsvirksomhet i Lov om petroleumsvirksomhet (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6c). Grensene mellom fasene kan være flytende og uklare, men det er i dag en noenlunde enighet om hvor grensene går. En analyse av kostnadene i hver enkel fase krever en viss nøyaktighet i overgangene mellom fasene og hva den enkelte fase består av.

Forundersøkelsesfasen

Denne fasen knytter seg til undersøkelse av begrensede områder i havbunnen eller i dens undergrunn. Et foretak må få en undersøkelsestillatelse etter Lov om petroleumsvirksomhet, kapittel 2. *Undersøkelsestillatelsen gir rett til undersøkelse etter petroleum. Den gir ikke enerett til undersøkelse i de områder som er nevnt i tillatelsen og heller ikke fortrinnsrett ved tildeling av utvinningstillatelse. Det kan tildeles utvinningstillatelse til andre, eller gis tillatelse etter § 4-3 i områder som omfattes av undersøkelsestillatelser, uten at ansvar kan gjøres gjeldende eller innbetalt avgift kan kreves refundert. Undersøkelsestillatelse gis for 3 kalenderår med mindre det fastsettes en annen varighet (Lov om petroleumsvirksomhet § 2-1).* Undersøkelse defineres som; *geologiske, petrofysiske, geofysiske, geokjemiske og geotekniske aktiviteter, herunder grunne boringer, samt drift og bruk av innretning i den utstrekning den anvendes til undersøkelse (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 e).* Undersøkelsen kan også utvides; *Departementet kan gi rettighetshaver som innehar undersøkelsestillatelse samtykke til andre undersøkelser (Lov om petroleumsvirksomhet § 2-1).* I denne fasen starter petroleumsforetakene sin undersøkelse. Undersøkelsestillatelsen gir ikke fortrinnsrett til utvinningstillatelse, og petroleumsforetakene er da mer forsiktige med ressursbruk grunnet denne usikkerheten. Hvis petroleumsforetakene ut fra deres undersøkelser kommer frem til at det eksisterer petroleumforekomster som kan utnyttes kommersielt, fører det ofte til at de søker om utvinningstillatelse. En utvinningstillatelse gir enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleumforekomster på områder som omfattes av tillatelsen, og petroleumsforetakene blir da eier av den petroleum som produseres (Lov om petroleumsvirksomhet § 3-3). Erverv av utvinningstillatelse er et regnskapsmessig skille mellom forundersøkelsesfasen og letefasen både i Norge og internasjonalt. Dette fordi

eneretten til videre undersøkelse, leteboring og utvinning og eierskapet til produsert petroleum er avgjørende for at petroleumsforetakene skal gå videre med mer ressursbruk på leting.

Ledefasen

Erverv av utvinningstillatelse representerer overgangen til ledefasen. Som nevnt ovenfor, har petroleumsforetakene nå i tillegg til undersøkelse rett til å drive leteboring og utvinning, og de blir eiere petroleumen som produseres, noe som representerer en stor forskjell i forhold til forundersøkelsesfasen. Denne fasen er på mange måter en utvidelse av forundersøkelsesfasen, der leteboring også tas i bruk. Leteboring defineres; *boring av undersøkelses- og avgrensingsbrønner, samt drift og bruk av innretning i den utstrekning den anvendes til leteboring (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 f)*. Ressursbruken til leting kan nå økes betraktelig siden et funn av kommersielt utvinnbare forekomster med stor sannsynlighet kan føre til utvinning og enerett til petroleumforekomstene for petroleumsforetakene. Ledefasen ender ofte opp med en drivverdighetserklæring. Her konkluderer foretaket om et eventuelt funn av petroleumforekomster er lønnsomt å utvinne. Beslutter rettighetshaver å bygge ut en petroleumforekomst, skal rettighetshaverne forelegge for departementet til godkjenning en plan for utbygging og drift av petroleumforekomsten (PUD). Planen skal inneholde en beskrivelse av økonomiske, ressursmessige, tekniske, sikkerhetsmessige, nærings- og miljømessige forhold samt opplysninger om hvordan en innretning vil kunne disponeres ved avslutning av petroleumsvirksomheten (Lov om petroleumsvirksomhet § 4-2). Med andre ord er ikke en utvinningstillatelse et endelig svar på om et foretak får utvinne petroleumforekomster. Men i de aller fleste tilfeller får foretak godkjent planen sin. Vi går da inn i utbyggingsfasen.

Skillet mellom disse fasene varierer litt innen norsk regnskapspraksis. Noen ser på drivverdighetserklæringen som et skille, mens andre ser på godkjent PUD som et skille. Men i og med at drivverdighetserklæringen nesten alltid leder til godkjent PUD, kan man argumentere for at utbyggingsfasen begynner ved drivverdighetserklæring. Det er også det mest brukte i Norge. Forskjellen i kostnader blir da at kostnader ved en PUD blir utbyggingskostnad og ikke letekostnad. I fremtiden kan likevel dette skille forflytte seg mot PUD. Dette med bakgrunn i det omstridte Goliat-feltet i Barentshavet og lignende saker.

Operatørselskapet Eni har fått utvinningstillatelse, men visse politiske krefter vil nekte dem utbygging av miljøhensyn. Men man kan ut fra et antageligvis økende miljøfokus (Barentshavet og Norskehavet) i årene som kommer anta at sannsynligheten for å få godkjent en PUD ikke vil bli større.

Utbyggingsfase

Utbyggingsfasen starter med drivverdighetserklæringen. Når PUD godkjennes kan utbyggingen starte. Anlegg for petroleumsvirksomhet må både planlegges, bygges og plasseres. I tillegg må det bores letebrønner og produksjonsbrønner. Petroleumsloven benevner anlegg for petroleumsvirksomhet som innretninger og definerer dem; *installasjon, anlegg og annet utstyr for petroleumsvirksomhet, likevel ikke forsynings- og hjelpefartøy eller skip som transporterer petroleum i bulk. Innretning omfatter også rørledning og kabel når ikke annet er bestemt (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 d)*. Når det utbygde er klar for produksjon, ved at petroleumsforekomstene kan fraktes fra reservoaret til havoverflaten, går man inn i produksjonsfasen. Ofte kan det forgå en hvis utbygging også etter at produksjonen er kommet i gang. Utbyggingsfasen har likheter med utbyggingsfasen for visse former for landbasert industri.

Ved en utbygging har petroleumsforetak gjennom drivverdighetserklæringen konkludert med at en utvinning av petroleumsforekomstene er lønnsom. Denne lønnsomhetsvurderingen baserer seg på fremtidige forhold, og det er mange faktorer som er involverte. Viktige faktorer er blant annet fremtidig pris på petroleum og mengde petroleum som kan utvinnes. Alle involverte faktorer inneholder en viss risiko i varierende grad. Det at petroleumsvirksomhet i tillegg har et svært langsiktig tidsperspektiv gjør risikoen større. Investeringer i anlegg for petroleumsvirksomhet er store i forhold til andre industriutbygginger, og anleggene har liten alternativ anvendelse. Alle disse forholdene gjør dette til en kritisk fase som inneholder en betydelig risiko. Det er viktig med solide analyser før en utbygging kan starte.

Produksjonsfasen

Når petroleumsforekomstene kan fraktes fra reservoaret til havoverflaten, er produksjonsfasen i gang. Lov om petroleumsvirksomhet definerer utvinning som; *produksjon av petroleum, herunder boring av utvinningsbrønner, injisering, assistert utvinning, behandling og lagring*

av petroleum for transport, og avskipning av petroleum for transport med skip, samt bygging, plassering, drift og bruk av innretning for utvinning (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6 g). Aktiviteter er å drifte anlegg for petroleumsvirksomhet, samt annet reparasjons- og vedlikeholdsarbeid. Transport fra innretningene til land foregår enten via rørledninger eller med båt. Av definisjonen av petroleumsvirksomhet ser man at transport i rørledning og kabel inngår i begrepet (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6c). Når det gjelder transport med båt, går grensen for petroleumsvirksomhet ved avskipingen til båt. Det samme gjelder for anlegg for petroleumsvirksomhet. Der inngår rørledninger og kabler i begrepet, men ikke båt for offshoretransport (Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6d).

Grensen til opprydningsfasen går ved om lønnsomheten til petroleumsvirksomheten går fra positiv til negativ, eller om feltet er uttømt. Ser man på den norske oljehistorien, er det ingen felt som har avsluttet produksjonen ved at feltet er uttømt. Under det meste av feltplanleggingen forutsetter man at store mengder petroleumforekomster vil være igjen i reservoaret. Dette fordi vanskelighetsgrader og kostnader ofte blir større og større dess mer av reservoaret som blir utvunnet. I mange tilfeller er det også mangel på teknologi. Siden starten i Nordsjøen har det vært en rivende utvikling på hvor mye som kan tas opp av et felt. Mange felt som i dag er i produksjon ble i utgangspunktet planlagt avsluttet for mange år siden. En stadig rivende utvinningsteknologisk utvikling kombinert med høye priser på petroleum fører til at felt som i dag er i produksjon antagelig vil produsere mye lenger enn planlagt. Også avsluttede felt kan få gjenopptatt produksjonen. Dette kalles haleproduksjon, og mange små petroleumforetak er i dag interesserte i slike oppdrag.

Opprydningsfasen

Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6c inkluderer avslutning. Det innebærer at opprydningsfasen er en del av petroleumsvirksomheten. En plan for arbeidet skal være klar før fasen starter. Lov om petroleumsvirksomhet § 5-1 uttrykker det slik; *Rettighetshaver skal legge frem en avslutningsplan for departementet før en tillatelse etter § 3-3 eller § 4-3 utløper eller oppgis, eller bruken av en innretning endelig opphører. Planen skal omfatte forslag til fortsatt produksjon eller nedstengning av produksjon og disponering av innretninger. Slik disponering kan blant annet være videre bruk i petroleumsvirksomheten, annen bruk, hel eller delvis fjerning eller etterlatelse. Planen skal inneholde de opplysninger og vurderinger som anses nødvendige for å fatte vedtak etter § 5-3. Departementet kan kreve ytterligere*

opplysninger og vurderinger, eller kreve ny eller endret plan. Planen skal med andre ord være klar før utvinningstillatelsen utløper eller oppgis, eller før bruken av anlegg for petroleumsvirksomhet endelig opphører. I tillegg til å regulere tidspunktet for planen, sier også paragrafen noe om hvordan anlegget skal disponeres med tanke på videre bruk eller grad av fjerning. En ser av lovteksten at fullstendig fjerning ikke er en selvfølge.

Det er departementet som fatter vedtaket om disponeringen. Petroleumsforetak skal etter § 5-1 frembringe den informasjonen som trengs for at departementet skal fatte vedtak.

Departementet skal fatte vedtak om disponering og fastsette en frist for gjennomføring av vedtaket. I vurderingen som ligger til grunn for vedtaket skal det blant annet legges vekt på tekniske, sikkerhetsmessige, miljømessige og økonomiske forhold og hensynet til andre brukere av havet. Departementet kan fastsette nærmere vilkår i forbindelse med vedtaket; Rettighetshaver og eier er forpliktet til å sørge for at vedtak om disponering blir gjennomført, med mindre departementet bestemmer noe annet. Forpliktelsen til å gjennomføre disponeringsvedtaket gjelder selv om disponeringsvedtaket treffes eller skal gjennomføres etter utløpet av tillatelsen (Lov om petroleumsvirksomhet § 5-3).

Av miljøhensyn er det viktig at petroleumsvirksomheten ikke gjenlegger varige og skadelige arr etter seg. Petroleumsvirksomheten låner i utgangspunktet bare havet. Da tenker man særlig på konsekvensene av forurensing og overfor fiskeriet. Som nevnt i § 5-1 er det ikke nødvendig med fullstendig fjerning av anlegg for petroleumsvirksomhet. Lovteksten foreslår videre bruk, annen bruk, hel eller delvis fjerning eller etterlatelse. Til nå har olje- og energidepartementet behandlet over 10 avslutningsplaner. I de fleste tilfeller har det endt opp med at alle innretningene har blitt fjernet helt og tatt inn til land. Nå behandles planer om fjerning på blant annet deler av Ekofisk og Frigg, der deler av betongunderstellet skal stå igjen. Mange anlegg for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen inngår også som ledd i en infrastruktur i lag med andre innretninger. Et eksempel er områdene i den sørlige delen av Nordsjøen. Der fungerer noen av Ekofiskinnretningene som et viktig mellomledd for petroleumstransport til blant annet Teeside i Storbritania for felt som ligger i nærheten.

Petroleumsvirksomhetens livssyklus med alle sine faser spenner over et langt tidsrom. Ut av definisjonen av petroleumsvirksomhet i Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6c inngår alle de beskrevne faser. Fra starten på forundersøkelsesfasen til feltet er utbygd, kan det ofte ta mange år. Dette er en tid med store utgifter uten inntekter. Produksjonsfasen kan i mange

tilfeller vare over 30 år. Denne perioden byr på store inntekter. Opprydningsfasen vil deretter kreve store utlegg igjen. På forhånd er det ofte stor usikkerhet om hvor kostbart dette kan bli. Store varierende beløp over et langt tidsrom byr på utfordringer vedrørende regnskapsførsel over livssyklusen.

Annen inndeling i faser

Det opereres også med andre faseinndelinger for petroleumsvirksomhet. I Wright and Gallun, 2005, er en annen vanlig inndeling beskrevet. Denne beskrivelsen er også til dels vanlig i Norge. Her deles forundersøkelsesfasen inn i; *pre-license prospecting* og *mineral right acquisition/contracting* (Wright and Gallun, 2005 s.8). Relatert til tidligere beskrivelse av forundersøkelsesfasen går førstnevnte fase ut på undersøkelser, mens sistnevnte er aktiviteter knyttet til ervervelse av rettigheter (utvinningstillatelse). Dette skillet kan ledes ut fra ulik regnskapsføring av utgifter for de to fasene ved bruk av visse regnskapsmetoder. Wright and Gallun deler også letefasen i to deler; *exploration* og *evaluation and appraisal* (Wright and Gallun, 2005 s.8). I førstnevnte fase inngår de av forundersøkelsesfasens aktiviteter som inngår i letefasen, og i tillegg leteboring. Sistnevnte fase går på evaluering og vurdering av petroleumforekomster og boring av avgrensingsbrønner.

2.3 Regnskapsfaglig og bedriftsøkonomisk perspektiv

Det er mange faktorer som gjør petroleumsnæringen interessant i et regnskapsfaglig perspektiv. Sammenlignes næringen med landbasert industri er det mange forhold som skiller dem i et rent bedriftsøkonomisk perspektiv. Nedenfor følger noen interessante momenter for å belyse dette. Mange av punktene kommer en tilbake til senere i oppgaven når fasenes regnskapsførsel beskrives.

- Risiko og kostnader er svært høye, og det er lav sannsynlighet for å oppdage petroleumforekomster som kan utnyttes kommersielt. Dette fører ofte til felleskontrollerende operasjoner (joint operations) i lag med andre foretak.

- Det er ofte lang tid mellom utvinningstillatelse og produksjon. Det kan ofte ta enda lengre tid til produksjonen er optimal. Dette medfører store kapitalkostnader. Innen bransjen er det vanlig å balanseføre for så å avskrive dem i takt med produksjonen når den kommer i gang.

- Det er sjelden samvariasjon mellom lete - og utbyggingskostnader og verdien av petroleumforekomstene som blir utvunnet. I landbasert industri derimot, er det ofte en klar sammenheng mellom innsatsfaktorer og produksjon.

- Om det er store usikkerhetsmomenter knyttet til letekostnader, er de likevel en nødvendighet. Leteutgifter kan kostnadsføres med en gang de oppstår eller balanseføres for senere avskrivning. Valg av metode kan gi store utslag for senere regnskapsføring.

- Verdien av et anlegg for petroleumsvirksomhet er veldig knyttet til utvinnbare petroleumforekomster. Utbygginger for utvinning av petroleum har ofte liten eller ingen alternativ anvendelse og dermed lav salgsverdi. Å beregne virkelig verdi av eiendelene er da beheftet med to usikkerhetsmoment. Hvor mye utvinnbare petroleumforekomster er det, og til hvilken pris kan de selges den dagen de selges. Denne usikkerheten finnes sjeldnere i landbasert industri.

- Den mest betydningsfulle økonomiske begivenheten for et petroleumforetak er funn av utvinnbare petroleumforekomster. Salgstidspunktet er langt fra så viktig. Dette er en motsetning til landbasert industri.

3. IFRS

3.1 IFRS-rapportering

Fra og med 01.01. 2005 må alle børsnoterte foretak i Europa rapportere konsernregnskap etter IFRS. Rent eksakt sier EUs forordning at reglene gjelder for børsnoterte foretak som avlegger konsernregnskap. I og med at Norge er medlem av EØS, vil dette gjelde også for oss.

Regnskapsloven § 3-9 er endret slik at IFRS-forordningen også er en del av norsk lovgiving. Foretak som avlegger regnskap etter USGAAP, og som gjorde dette før forordningen ble vedtatt, kan vente med implementeringen av IFRS til 2007. Med IFRS menes; *Standards and Interpretation adopted by the International Accounting Standard Boards (IASB). They comprise: (a) International Financial Reporting Standard; (b) International Accounting Standards (IAS); and Interpretations originated by the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) or the former Standing Interpretations Committee (SIC) (IAS 8. 5).*

IAS 8, "Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors", er en grunnleggende standard for IFRS-rapportering. Standardens virkeområde beskrives i IAS 8. 3; *This Standard shall be applied in selecting and applying accounting policies, and accounting for changing in accounting policies, changing in accounting estimates and corrections of prior period errors (IAS 8. 3).* IAS 8. 7 uttrykker at i tilfeller der en regnskapsstandard eller fortolkning gjelder for en spesiell problemstilling, skal regnskapsstandarden eller fortolkningen anvendes på problemstillingen; *When a Standard or an Interpretation specifically applies to a transaction, other event or condition, the accounting policy or policies applied to that item shall be determined by applying the Standard or Interpretation and considering any relevant Implementation Guidance issued by the IASB for the Standard or Interpretation (IASB 8. 7).*

IASB rammeverk er en plattform for utvikling av regnskapsstandarder og regnskapspraksis. Rammeverket inneholder grunnleggende forutsetninger og prinsipper og er et balanseorientert

rammeverk, i motsetning til NGAAP som er resultatorientert. I tilfeller hvor det er konflikt mellom en regnskapsstandard og rammeverket, skal rammeverket vike (IASB Rammeverk 3).

I tilfeller der det ikke eksisterer en regnskapsstandard eller fortolkning for en spesiell problemstilling, som beskrevet i IAS 8. 7, skal en gå til veiledningshierarkiets øverste trinn, IAS 8. 10. Denne paragrafen sier at ledelsen i dette tilfellet skal bruke ”*judgement*” for å utvikle en løsning som gir relevant og pålitelig regnskapsinformasjon. Relevansen går på at informasjonen skal være; *relevant to the economic decision-making needs for users (IAS 8. 10a)*. Pålitelig informasjon beskrives; *reliable, in that the financial statements: (i) represent faithfully the financial position, financial performance and cash flows of the entity; (ii) reflect the economic substance of transactions, other events and conditions, and not merely the legal form; (iii) are neutral, ie free from bias; (iv) are prudent; and (v) are complete in all material respects (IAS 8. 10b)*. Ved bruk ”*judgement*” i IAS 8. 10 skal ledelsen anvende kildehierarkiet i IAS 8. 11, som er veiledningshierarkiets andre trinn. Øverste kilde i kildehierarkiet er regnskapsstandarder og fortolkninger som omhandler analoge problemstillinger (IAS 8. 11a). Neste kilde er kriterier for regnskapsføring og måling i rammeverket (IAS 8. 11b). Ved utførelsen av ”*judgement*” i IAS 8. 10 kan også ledelsen se til andre standardsetters nyeste anbefalinger og uttalelser, noe som forutsetter at andre standardsettere bruker et lignende rammeverk som grunnlag for sine anbefalinger og uttalelser (IAS 8. 12). Paragrafen uttrykker også at anbefalingene og uttalelsene fra andre standardsettere ikke må være i konflikt med kildene i kildehierarkiet i IAS 8.11.

Kildehierarkiet skapte tidligere problemer for regnskapsføring av utgifter i letefasen. Utgifter i letefasen er utelatt fra virkeområdene i IAS 16 (varige driftsmidler) og IAS 38 (immaterielle eiendeler). Men ut fra kildehierarkiets anvendelse av standarder og fortolkninger på analoge problemstillinger (IAS 8. 11a) mente mange at de nevnte standardene allikevel måtte anvendes på utgifter i letefasen. IFRS 6, som beskrives i neste delkapittel, tillater petroleumsforetak å fravike kildehierarkiet ved regnskapsføring av leteutgifter og ble på mange måter løsningen på dette problemet.

3.2 Relevante IFRS for petroleumsnæringen

Det eksisterer en bransjespesifikk standard for petroleumsvirksomhet, IFRS 6. Ellers må bransjenøytrale standarder brukes der det passer. Bruken av standarder må gjøres i overenstemmelse med kildehierarkiet. I tillegg til IFRS 6 er det spesielt tre generelle standarder som er relevante for petroleumsvirksomhet. Nedenfor gis en kort orientering/overblikk om de relevante standarder (Standardene vil bli grundigere behandlet senere i oppgaven).

IFRS 6

IFRS 6, "Exploration for and evaluation of Mineral Resources", er det eneste ferdige resultatet av "Extractive Industries Issues Paper" som kom i 2000. Standarden tar for seg leting etter og evaluering av mineralressurser, er obligatorisk fra og med 2006 og skal bare brukes på lete – og evaluering utgifter (IFRS 6. 3). Dette er utgifter som ikke er pådratt *before the exploration for and evaluation of mineral resources, such as expenditures incurred before the entity has obtained the legal rights to explore the spesific area (IFRS 6. 5a)*, eller *after the technical feasibility and commercial viability of extracting a mineral resource are demonstrable (IFRS 6. 5b)*. Lete – og evalueringseiendeler skal balanseføres til anskaffelseskost (IFRS 6. 8), og ved senere måling kan det velges historisk kost eller verdireguleringsmodell (IFRS 6. 12). Et foretak skal selv bestemme prisnipp for hvilke eiendeler som skal balanseføres som eiendeler og ikke. Prinsippene skal deretter brukes ensartet, og standarden godtar balanseføring av de fleste utgifter som kan oppstå ved leting og evaluering (IFRS 6. 9). Eiendelene skal enten klassifiseres som materielle eller immaterielle etter eiendelens art, og dette prinsippet skal praktiseres ensartet (IFRS 6. 15). Når perioden for standardens relevans er over, skal eiendelene reklassifiseres og testes for verdifall (IFRS 6. 17).

Det interessante med standarden er at den godtar at foretak kan fortsette med å anvende sine prinsipper de brukte i siste regnskap. Her er stor valgfrihet, og petroleumsnæringen vil ikke bli særlig mye klokere av den. Standarden var på mange måter en løsning på et problem knyttet til kildehierarkiet og behandling av utgifter i letefasen. Utgifter i letefasen er utelatt fra virkeområdene både i IAS 16 (varige driftsmidler) og IAS 38 (immaterielle eiendeler), og dermed var det ingen standard for behandling av utgiftene i letefasen før IFRS 6 kom. Men

likevel ville en analog anvendelse av standard og fortolkning for et forhold som ikke er direkte dekket i en standard kunne anvendes med hjemmel i kildehierarkiets øverste trinn i IAS 8. 11a. Dermed kunne standardene fortsatt anvendes som følge av kildehierarkiet, mente mange. Dette problemet løste IFRS 6 ved å la petroleumsforetak selv bestemme prinsipper for balanseføring av lete – og evalueringseiendeler etter IFRS 6. 9, avvike IAS 8. 11 og 12 etter IFRS 6. 7. Dermed kan petroleumsforetak se bort fra kildene i kildehierarkiet og andre standardsetteres anbefalinger og uttalelser ved valg av prinsipper for balanseføring av lete – og evalueringseiendeler. IFRS 6. 6 krever derimot at IAS 8. 10 følges. Dette øverste trinnet i veiledningshierarkiet skal sørge for at prinsippene som anvendes gir relevant og pålitelig informasjon basert på ledelsens ”*judgement*”.

IAS 16

IAS 16, ”Property, Plant and Equipment”, omhandler regnskapsmessig behandling av varige driftsmidler, i hovedsak balanseføring og avskrivning. Ut fra standardens paragraf 3 går ikke lete – og evalueringseiendeler fra IFRS 6 og rettigheter og reserver av petroleum inn under standarden. Men på varige driftsmidler som brukes til utvikling og vedlikehold av petroleumsforekomster kan standarden brukes (IAS 16. 3). Ett varig driftsmiddel er; *a) held for use in the production or supply of goods or services, for rental to others, or for administrative purposes; and b) are expected to be used during more than one period* (IAS 16. 6). En enhet av varige driftsmidler skal balanseføres som eiendel når følgende vilkår er oppfylt; *a) it is probable that future economic benefits associated with the item will flow to the entity; and b) the cost of the item can be measured reliably* (IAS 16. 7). Første gangs balanseføring skal gjøres til anskaffelseskost (IAS 16. 15), og etter dette skal det varige driftsmidlet enten måles til historisk kost eller til virkelig verdi justert for avskrivninger og verdifall (IAS 16. 29-31). Hver del av et varig driftsmiddel som har en kostnad som er betydelig i forhold til totalkostnaden av driftsmidlet skal avskrives separat (IAS 16. 43), og det avskrevne beløp skal fordeles systematisk over driftsmidlets systematiske levetid (IAS 16. 50). Har de betydelige delene samme levetid og avskrivningsmetode, kan de slås sammen for avskrivning. Avskrivningsmetoden skal gjenspeile mønsteret for hvordan eiendelens økonomiske fordeler forbrukes av foretaket (IAS 16. 60). For nedskrivning av en eiendel som berøres av standarden, benyttes IAS 36, om nedskrivning av eiendeler (IAS 16. 63).

IAS 36

IAS 36, "Impairment of Assets", omhandler verdifall på eiendeler. I motsetning til IAS 16 som bare gjelder varige driftsmidler, gjelder IAS 36 både for varige driftsmidler og immaterielle eiendeler. Ved hver balansedag skal et foretak vurdere om det foreligger indikasjoner på om en eiendel har falt i verdi. Er dette tilfelle, skal gjenvinnbart beløp beregnes (IAS 36. 9). Gjenvinnbart beløp er det høyeste av netto salgspris og bruksverdi (IAS 36. 6). Bruksverdi er; *the present value of the future cash flows expected to be derived from an asset or cash-generating unit (IAS 36. 6.)* Hver enkel eiendel er gjenstand for vurdering. Men de eiendeler som ikke genererer uavhengige kontantstrømmer må vurderes til et høyere nivå, som er det laveste nivå av en gruppe av eiendeler som genererer kontantstrømmer uavhengig fra andre eiendeler og grupper av eiendeler. Denne vurderingsenheten for nedskrivning kalles en kontantgenererende enhet (IAS 36. 22). Hvis balanseført verdi overstiger gjenvinnbart beløp for en vurderingsenhet, foreligger det et nedskrivingsbehov, og eiendelen skal nedskrives til gjenvinnbart beløp.

IAS 37

IAS 37, "Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets", omhandler avsetninger, betingede forpliktelser og betingede eiendeler. I oppgaven er det avsetninger som er relevant, og standarden har tre vilkår for balanseføring av en avsetning; *a) an entity has present obligation (legal or constructive) as a result of a past event, b) it is probable that an outflow of resources embodying economic benefits will be required to settle the obligation, and c) a reliable estimate can be made of the amount of the obligation (IAS 37. 14)*. Det balanseførte beløp skal være beste estimatet for beløpet som kreves for å gjøre opp den eksisterende plikten på balansedagen (IAS 37. 36). Det skal tas hensyn til usikkerhet og risiko, og er tidsverdien vesentlig, skal det beregnes til nåverdi (IAS 37. 42 og 45).

4. Presisering av problemstilling

Formulering av problemstilling baserer seg på forhold som er beskrevet innledningsvis i oppgaven. Innledningsvis har oppgaven snevret seg inn til å gjelde petroleumsforetak (rettighetshavere og operatører). Av deres virksomhet er det petroleumsvirksomheten det skal fokuseres på i oppgaven. Petroleumsvirksomheten er definert tidligere og omfatter de fem fasene som er omtalt i kapittel 2. Det er fasenes kostnader det skal sees nærmere på i oppgaven. Petroleumsvirksomhet og andre relaterte definisjoner gjelder den norske kontinentalsokkelen.

Fra og med 2005 skal alle børsnoterte foretak innenfor EU og EØS rapportere konsernregnskap etter IFRS. De selskapene som i dag rapporterer etter USGAAP, og som gjorde det før forordningen ble vedtatt, kan utsette implementeringen til 2007. Våren 2006 er fire petroleumsforetak på norsk kontinentalsokkel børsnoterte på Oslo Børs. Disse er Statoil, Hydro, Revus og DNO. De andre er stort sett datterselskap av internasjonale petroleumsforetak der konsernet ofte er børsnotert der morselskapet hører hjemme. Statoil og Hydro presenterer i dag regnskapet etter USGAAP og kan da vente med implementering av IFRS til 2007. DNO og Revus er derimot kun børsnotert i Norge og må implementere IFRS fra og med regnskapsåret 2005.

Problemet jeg vil studere i oppgaven er hvordan petroleumsforetak på norsk kontinentalsokkel, som er børsnoterte i Norge, skal regnskapsføre sine oppstrømskostnader når kravet om IFRS trer i kraft. Grunnen til at dette er et problem, er at IFRS er vag og lite relevant i petroleumsspørsmål. IFRS 6, som er eneste standard for petroleumsvirksomhet, gjelder kun letefasen og gir lov til å fortsette eksisterende praksis. For de andre fasene gjelder de generelle standardene som er inspirert av rammeverket. Rammeverket er et balanseorientert rammeverk og kan stride mot resultatorienterte NGAAP. Eksisterende praksis for mange av kostnadene for de enkelte fasene har også preg av valgfrihet, og det er opp til hvert enkelt selskap å velge også i dag. Norsk oljeregnskapsføring har hentet mye av sin inspirasjon fra USGAAP, som har egen standard for petroleumsvirksomhet. Dette fungerer bra, og mange selskaper ønsker å fortsette denne praksisen. Debatten om hvordan dette skal gjøres har ikke tatt av enda. Siden Statoil og Hydro kan vente to år til, har problemet blitt

forskjøvet ut i tid. DNO og Revus er betydelig mindre enn Statoil og Hydro, og deres overgang har da ikke fått mye publisitet og har vært vanskelig å få god informasjon om.

Oppgaven vil ta for seg de enkelte fasene i petroleumsvirksomheten. Det vil gis et overblikk over fasens prinsipper og metoder for regnskapsførsel ut fra NGAAP. Dagens praksis i Norge vil bli redegjort for, med Statoil og Hydro som eksempler (offentlig informasjon fra årsrapporter og lignende på deres internettsider). Dagens prinsipper, metoder og praksis med eventuelle korrigeringer vil deretter bli behandlet opp mot IFRS. Der blir det diskutert opp mot relevante standarder. Målet er å komme frem til hvordan oppstrømskostnader bør regnskapsføres etter IFRS for petroleumsforetak på norsk kontinentalsokkel som er børsnoterte i Norge.

For å avgrense oppgaven tas ikke problemstillinger angående ”joint operations” opp. Som nevnt i delkapittel 2.3 er ofte petroleumsvirksomhet organisert som felleskontrollerende virksomhet med flere petroleumsforetak. Problemstillinger knyttet til goodwill ved virksomhetsoverdragelse tas heller ikke opp. Regnskapsføring av kapitalkostnader, som nevnt i delkapittel 2.3, drøftes heller ikke i oppgaven.

5. Forundersøkelses -, lete - og utbyggingsfasen

I dette kapitlet fokuseres det på prinsipper, metoder og praksis for de tre første fasene i petroleumsvirksomheten. Dette er alle faser med store utgifter uten inntekter. Kronologisk vil utgiftene øke og risikoen for ikke å få inntekter minske gjennom fasene. Forundersøkelses – og letefasen har mange likheter. En beskrivelse av fasene ble foretatt i kapittel 2. Det regnskapsmessige skillet går ved utvinningstillatelsen, og dette viser noe av risikoforskjellen mellom de to fasene. I forundersøkelsesfasen har et selskap fått en rett til undersøkelser, men dette gir i følge Lov om petroleumsvirksomhet § 2-1 ikke fortrinn til å få utvinningstillatelse og heller ikke enerett til undersøkelse. I lovens paragraf § 3-5 sies det at en utvinningstillatelse skal utdeles etter saklige og objektive kriterier. Dermed gir positive funn i forundersøkelsesfasen ingen større sjanse til å få utvinne feltet enn andre petroleumforetak. I letefasen gis det derimot enerett til leting og utvinning. Og det er stor sannsynlighet for at et positivt funn leder til utbygging, tatt i betraktning praksis ved godkjenning av PUD. Dette skillet som går på sannsynligheten for å få utvinne petroleumforekomster som er avdekket er et viktig skille rent regnskapsmessig. Forundersøkelsesfasen innehar enn langt høyere risiko enn letefasen med tanke på om utgiftene som påløper i fasen kan lede til etterfølgende inntekter. Dette vil også gjenspeiles i selskapenes utgifter til leting. Villigheten til ressursbruk er mye større i letefasen siden sjansen da er større for å få etterfølgende inntekter ved en eventuell produksjon.

I utbyggingsfasen derimot, etter en drivverdighetserklæring og godkjent PUD, er det nokså sikkert at man vil få inntekter i fremtiden. Å erklære et felt for kommersielt drivverdig er en sikkerhetserklæring på at, tatt i betraktning all tilgjengelig informasjon om fremtiden, dette vil gi inntekter som vil overgå kostnadene ved utbygging og drift. I de tre fasene som kommenteres i dette kapitlet er det i utbyggingsfasen de store investeringene foregår. Utover i fasene er det økende sikkerhet med tanke på fremtidig inntektsgenerering. Det fører da også til at investeringsvilligheten øker hvis sikkerheten går i positiv favør. Opprydningsfasens påvirkning på de tre fasenes regnskapsførsel blir i sin helhet tatt med i kapitlet om opprydningsfasen.

5.1 Prinsipper for balanse – og kostnadsføring

Utgiftene som oppstår i fasene kan kostnadsføres umiddelbart eller balanseføres. Dette skillet kan ledes fra sammenstillingsprinsippet, der utgifter skal kostnadsføres i samme periode som tilhørende inntekt (Regnskapsloven § 4-1.3). Hvis det ikke blir en tilhørende inntekt, eller at denne sannsynligheten er liten, eller at den tilhørende inntekten kommer umiddelbart, kan utgiften kostnadsføres umiddelbart. Ved en balanseføring av utgiftene er dette en konsekvens av en sammenstilling med fremtidig tilhørende inntekt. Det er dette som er en resultatorientert definisjon av en eiendel. Eiendelen blir balanseført fordi den skal sammenstilles med den fremtidige inntekten den skaper i fremtiden. Balanseføring skal skje til historisk kost, verdien av vederlaget på transaksjonstidspunktet (Regnskapsloven § 4-1.1). Regnskapsloven § 5-1 skiller balanseførte eiendeler i omløpsmidler og anleggsmidler. Kriteriene for klassifisering av et anleggsmiddel er om eiendelen er ment til varig eie og bruk. Med varig menes at eiendelen er anskaffet for bruk i virksomheten og ikke for å oppnå gevinst ved salg. Et evighetsperspektiv er da ikke nødvendig i ordets rette forstand. Omløpsmidler er eiendeler som inngår i varekretsløpet. Med andre ord er balanseførte forundersøkelses-, – lete – og utbyggingsutgifter et anleggsmiddel. Et anleggsmiddel kan både være materielt (varige driftsmidler) og immaterielt. Immaterielle eiendeler er alltid anleggsmiddel og kan ikke verdsettes ut fra en hypotese om salg om et år. NRSs standard om immaterielle eiendeler gjelder ikke for utgifter til leting etter og utforskning av ikke-fornybare naturforekomster.

5.2 Metoder for balanse – og kostnadsføring

Forundersøkelses – og letefasen

Utgiftene som oppstår i forundersøkelses – og letefasen har siden oljeregnskapsføringens morgen vært debattert. I starten av forundersøkelsesfasen er det bare en liten del av områdene det letes på som ender opp som drivverdige felt. Denne risikoen og lille sannsynligheten for funn av drivverdige felt har ført til forskjellige teorier for regnskapsføring av utgiftene.

Teoriene går igjen over hele verden med nasjonale tilpasninger:

1. Løpende kostnadsføring. Dette er en ekstrem variant der alle utgifter blir kostnadsført løpende. Ingenting blir balanseført, og forsiktighet preger regnskapsføringen. Denne måten å regnskapsføre på var mer i bruk tidligere, da forundersøkelser og leting inneholdt enda mindre sannsynlighet for funn av drivverdig felt.

2. Fullkostmetoden. Dette er ekstrem variant den andre veien. Her blir alle utgifter balanseført, uansett om de leder til drivverdige funn eller ikke. De balanseførte utgiftene blir sammenstilt og avskrevet i produksjonsfasen. Ved å bruke denne metoden vil et foretak operere med store kostnadssted. Et kostnadssted i driftssammenheng kan defineres som et regnskapsmessig virksomhetsområde innen en bedrift, der bedriftens kostnader oppstår eller anses for å være oppstått, og som kostnadene henføres til. Alle balanseførte utgifter må være i kostnadssted som får inntekter å sammenstille med. Vanlige kostnadssteder for fullkostmetoden er; verden, land og område (eksempelvis Nordsjøen). Det eksisterer lokale tilpasninger til metoden, blant annet med tanke på om utgiftene i forundersøkelsesfasen skal balanseføres.

3. Successful effortsmetoden. Denne metoden er en mellomting mellom de foregående metodene. Her er det bare utgifter som direkte fører til drivverdige funn som balanseføres og senere blir sammenstilt og avskrevet i produksjonsfasen. Benevnelsen av metoden antyder begrepet; suksess. Kun et drivverdig felt er en suksess, og leteutgiftene skal dermed balanseføres. Det har oppstått en del lokale tilpasninger av successful effortsmetoden. En av forskjellene går på hvordan utgiftene blir behandlet. En metode er å kostnadsføre alle utgifter for deretter å balanse dem retroaktivt hvis det leder til drivverdige funn. En annen måte er å balanseføre alle utgifter i det de oppstår, og kostnadsføre etterpå hvis funnene ikke er drivverdige. Hvilke typer av utgifter som balanseføres varierer også. Det vanlige er å bruke et felt som et kostnadssted.

De tre metode kan plasseres på en skala i henhold til kostnadssted. Størrelsen på kostnadsstedet øker utover mot successful efforts - og fullkostmetoden. Ingenting, brønn, felt, område, land og verden kan være eksempel på holdepunkt på en kostnadsstedsakse. Siden balanseførte utgifter skal bli sammenstilt og avskrevet mot fremtidig inntekt, vil i hovedsak forskjellene på metodene være definisjonen av hva som er kostnadssted. Dess mer som blir balanseført, dess mer skal sammenstilles med fremtidig inntekt, og dess større må kostnadsstedet være med tanke på at det må inneholde inntekter å sammenstille med.

Ut fra NGAAP er det holdepunkter for å legge seg langs en stor del av en kostnadsstedsakse. Forsiktighetsprinsippet taler for å regnskapsføre et tap raskt, og da mindre kostnadssted. Et tap i petroleumsvirksomhetssammenheng blir i praksis ikke realisert før en negativ drivverdighetserklæring. Men før dette tidspunkt kan det likevel være forhold som tyder på at sannsynligheten er liten for å finne et drivverdig felt. Dette kan ansees som et urealisert tap som skal kostnadsføres direkte.

På den andre siden er det også flere faktorer som taler for større kostnadssted og mer balanseføring. Utgifter til leting kan vurderes på et individuelt nivå, men de kan også vurderes på et porteføljenivå. Utgiftene sees da på som en investering i en portefølje. Dette blir en naturlig serie eller mengde av investeringer, og det kan det argumenteres for ut fra et økonomisk perspektiv, der et petroleumsforetak vil investere i og få inntekter fra den totale leteaktiviteten. Porteføljesynet kan også sees ut fra mål i petroleumsvirksomhet, der et mål alltid er å finne drivverdige felt. All forundersøkelse og leting blir da en nødvendighet for å nå målet. Å bruke fullkostmetoden kan skape mer stabile regnskapsresultat. Dette gjelder spesielt for små og nyere selskap. Små inntekter og stor variasjon i leteutgifter kan skape store svingninger i resultatet. Å avskrive balanseførte utgifter kan gi mer stabile årlige kostnader, og dermed et mer stabilt resultat. Fullkostmetoden kan også hindre skattetilpasning, fordi å kostnadsføre leting direkte kan føre til tilpasning av leteaktivitetene for å justere resultatet.

Ut fra NGAAP kan metodene diskuteres. Det er faktorer som taler for begge retninger på en kostnadsstedsakse. Men lar man diskusjonen gå over i et balanseorientert perspektiv, vil retningen gå mot mindre kostnadssted. En balanseført eiendel skal i et økonomisk perspektiv være verdsatt til nåverdien av fremtidige inntekter som eiendelen skaper. I tilfellet med utgifter til forundersøkelse og leting, er det for mange av utgiftene lett å skille mellom suksessfulle utgifter og ikke suksessfulle utgifter, og da fremtidige og ikke fremtidige inntekter. Ut fra en balanseorientert definisjon av en eiendel, vil da successful effortsmetoden være mer korrekt enn fullkostmetoden. Trekker man inn teori om vurderingsenheter for nedskrivning, som er nevnt under senere beskrivelse av nedskrivning, vil en naturlig vurderingsenhet i petroleumsvirksomhet være et felt. En vurderingsenhet for nedskrivning er en eiendel, eller det laveste nivået av en gruppe av eiendeler som genererer uavhengige kontantstrømmer, en såkalt kontantgenererende enhet. Felt er regnet for å være det laveste nivået av eiendeler som genererer uavhengige kontantstrømmer. Dette taler for succesful

effortsmetoden. Et helt selskaps virksomhet eller virksomhet knyttet til et land inneholder er ofte på et høyere nivå enn det laveste nivå med uavhengige kontantstrømmer.

Utbyggingsfasen

I utbyggingsfasen har et foretak, basert på all tilgjengelig informasjon, kommet frem til at en utbygging er lønnsom. Dermed vil alle utgiftene balanseføres som anleggsmidler til historisk kost. Sannsynligheten for fremtidige inntekter har ført til at det ikke er noen diskusjon om hvordan utgiftene i denne fasen skal behandles. Balanseføring er eneste teoretiske metode. Denne prosessen har mange likheter med landbasert industri. Relatert til prinsipper om nedskrivning, vil en vurderingsenhet for nedskrivning i petroleumsvirksomheten være et felt. Vurderingsenheten består som oftest av flere anleggsmidler; plattformer, brønner og rørledninger. Ut fra regnskapslovens § 5-4 om anskaffelseskost, vil utgifter i utbyggingsfasen både være kjøp og tilvirkning i lovens forstand. *Anskaffelseskost ved kjøp er kjøpspris med tillegg av kjøpsutgifter. Anskaffelseskost ved tilvirkning omfatter variable og faste tilvirkningskostnader (Regnskapsloven § 5-4).*

5.3 Praksis for balanse – og kostnadsføring

Mye av norsk petroleumsregnskapspraksis for balanse – og kostnadsføring er inspirert av USGAAP, men har også forankring i NGAAP. I 1976 kom FASB (Financial Accounting Standards Boards, USAs organ for regnskapsutvikling) med SFAS No.19, som anbefalte en spesiell successful effortsmetode. Senere ble dette moderert, og selskapene kunne velge mellom US successful efforts og US full cost. Men FASB uttrykker fortsatt at successful effortsmetoden er mest i tråd med regnskapsteori.

Forundersøkelses – og letefasen

Under US successful efforts (SFAS No. 19) skal utgifter til geologiske og geofysiske undersøkelser kostnadsføres umiddelbart. Det samme gjelder for driftskostnader og avskrivninger på utstyr som brukes til annet en leteboring. Utgifter knyttet til å erverve rettigheter skal derimot balanseføres. Utgifter til boring og utstyring av letebrønner skal også

balanseføres. Metoden tegner ellers i hovedsak et skille på om utgiftene er ”drilling” eller ”nondrilling” lete – og utforskningsutgifter. Utgifter til ”nondrilling” skal kostnadsføres umiddelbart, mens utgifter til ”drilling” skal balanseføres. De balanseførte utgiftene kan etter utgiftens art både balanseføres som varige driftsmidler og immaterielle eiendeler. Når det gjelder forskjellige brønntyper er USGAAP litt uklar. US successful efforts skiller kun mellom letebrønner og utbyggingsbrønner. Som en ser av definisjonen av avgrensingsbrønner, må de enten defineres som lete – eller utbyggingsbrønn under US successful efforts.

Definisjon av brønner:

- *Letebrønn: Brønn boret i områder der det ikke tidligere er påvist utvinnbare olje – og gassreserver. Brønn boret i nye reservoarer på et felt der det tidligere er påvist utvinnbare reserver. Brønn boret for å utvide kjente reservoarer.*

- *Produksjonsbrønn/utbyggingsbrønn: En brønn boret innenfor et område der det er påvist reserver.*

- *Servicebrønn: En brønn boret for å støtte produksjonen på eksisterende felt.*

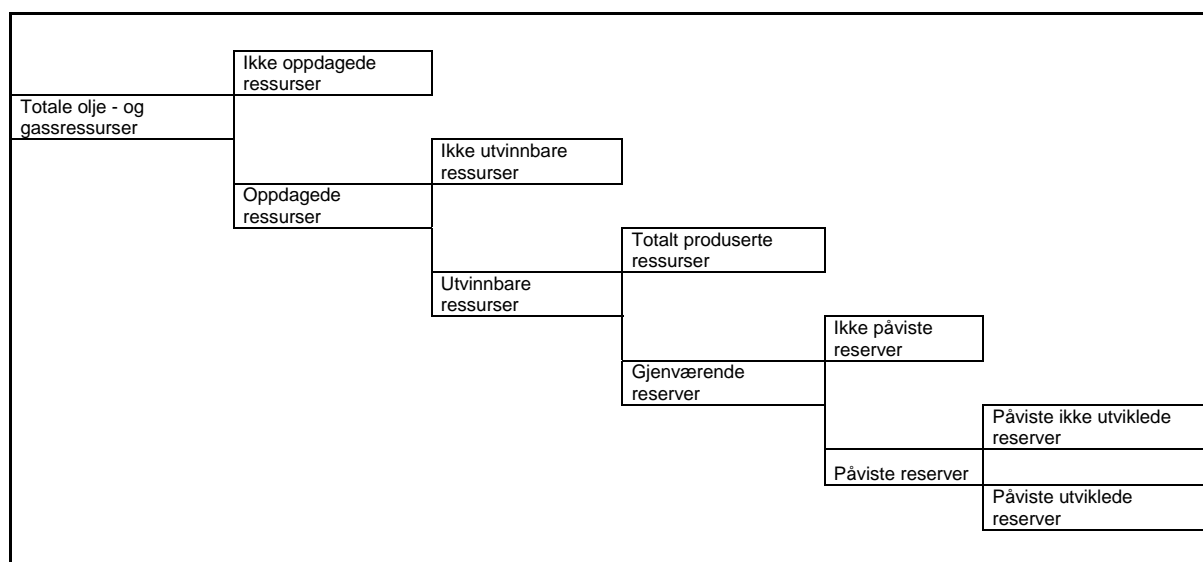
- *Avgrensingsbrønn: Brønn boret for å få informasjon om geologiske forhold i et område der det er gjort funn. Avgrensingsbrønner klassifiseres som letebrønn hvis den er boret i områder der det ikke er påvist utvinnbare reserver. Eller anses som utbyggingsbrønn hvis den er boret i områder der det allerede er påvist reserver.*

(Skjellevik og Haugland, 2005, s 1-35-36)

Under beskrivelsen av forundersøkelsesfasen fremgår det av Lov om petroleumsvirksomhet at fasen kan inneholde grunne boringer. Disse boringene inngår ikke i definisjonene ovenfor og ansees ikke som ”drilling”. En hovedregel er å balanseføre alle letebrønner og utgifter knyttet til dem, for deretter å nedskrive dem sammen med balanseførte utgifter til erverv av rettigheter hvis det ikke kan dokumenteres påviste reserver. En forklaring av påviste reserver begynner med totale olje – og gassressurser. Det er all petroleumforekomst som fysisk er under havbunnen. Det kan deles opp i; ikke oppdagede ressurser og oppdagede ressurser. Oppdagede ressurser kan igjen oppdeles i; ikke utvinnbare ressurser og utvinnbare ressurser. Utvinnbare ressurser består av totalt produserte ressurser og gjenværende reserver. Gjenværende reserver er estimert volum av økonomisk utvinnbare reserver, tatt i betraktning dagens teknologiske og økonomiske forhold. Estimater kan endre seg ut fra endringer i nevnte forhold og estimeres på bakgrunn av geologiske data. Gjenværende reserver kan deles i

påviste reserver og ikke påviste reserver. Påviste reserver defineres; *Estimerte kvantum av olje, gass og NGL som man med rimelig grad av sikkerhet kan fastslå er utvinnbare fra kjente reservoarer, med gjeldende teknologi og under dagens økonomiske forhold (Skjellevik og Haugland, 2005, s 2-5).* Påviste reserver kan deles i påviste utviklede reserver og påviste ikke utviklede reserver. Disse defineres henholdsvis; *Reserver som kan påvises enten ved faktisk produksjon eller ved tester som viser at feltet er økonomisk lønnsomt med dagens teknologi, og; reserver som forventes å kunne utvinnes på nye områder og fra eksisterende fra eksisterende brønner, men hvor der kreves relativt betydelige investeringer for å kunne utvinne reservene (Skjellevik og Haugland, 2005, s 2-7).*

Sammenheng mellom reserve/ressurs - begrep:



(Skjellevik og Haugland, 2005, s 2-2-8)

Et spørsmål er hvor lenge ervervs - og brønnutgifter kan balanseføres før en må finne påviste reserver for å forsvare balanseføringen. En vurdering ved hver regnskapsavleggelse er en regel. Men balanseføring lenger enn et år kan også godtas hvis det foreligger planer om mer boring i området, eller det forventes en utbygging i nær fremtid.

Norsk praksis for regnskapsføring i disse fasene er nærmest identisk med USGAAP. Statoil og Hydro bruker US successful efforts. Dette gjelder også mange andre store petroleumforetak på norsk kontinentalsokkel. Skillet mellom "nondrilling" og "drilling" ved balanse – og kostnadsføring, balanseføring av ervervsutgifter til rettigheter, og nedskrivning av balanseførte utgifter når påviste reserver ikke oppdages stemmer helt overens. Det gjelder også for

definisjonen av et felt som kostnadssted ved US successful efforts. I Norge er det også praksis for å teste balanseført beløp med funn av påviste reserver oftere enn en gang i året. Statoil og Hydro tester hvert kvartal. Balanseførte utgifter ved overgang til utbyggingsfase blir reklassifiserte til varige driftsmidler, og de vil inngå som del av de balanseførte utgiftene i utbyggingsfasen. Dette er i samsvar med USGAAP.

Fullkostmetoden, eller US full cost etter USGAAP, FAS 25, brukes av mange små og mellomstore foretak rundt om i verden. Metoden er lite utbredt i Norge, det samme gjelder metoden med løpende kostnadsføring. Under US full cost blir alle utgifter balanseført unntatt produksjonskostnader og bedriftsnivåkostnader. US full cost innebærer at kostnader i forundersøkelsesfasen også balanseføres, og et land skal brukes som kostnadssted. I Norge og andre steder har anbefalingen vært å vente med all balanseføring til et foretak har fått utvinningstillatelse. Dette er da en annen variant enn USGAAPs versjon av metoden. Men metoden er som sagt lite utbredt i Norge. Når metoden brukes blir balanseførte utgifter avskrevet mot kostnadsstedets inntekter når produksjonen starter. Foretak som bruker denne metoden kan risikere å få regnskapsmessige balanseførte verdier som overstiger virkelig verdi av påviste reserver. Slike foretak har et tak for balanseføring (Reg. S-X, 4-10) etter US full cost og må hvert kvartal teste balanseførte verdier mot påviste reserver for hvert kostnadssted. Ved overskridelser blir dette ført som tap og en permanent reduksjon i balanseført verdi.

US successful efforts og full cost har i praksis blitt verdensvide metoder med lokale tilpasninger. Metodene er basert på historisk kost, og de fleste tilpasninger har sin bakgrunn i USGAAP. Både NGAAP og USGAAP tillater foretak å velge metode, men anbefaler successful effortsmetoden. På verdensbasis er det også flest foretak som benytter den metoden. USGAAP har i tillegg som krav at uansett hvilken metode som brukes, skal det opplyses om kvantum av påviste reserver i regnskapet (SFAS No. 69).

Utbyggingsfasen

I utbyggingsfasen foregår planlegging, bygging og plassering av anlegg for petroleumsvirksomhet og boring av lete – og produksjonsbrønner. Overgangen mellom letefasen og utbyggingsfasen er et viktig regnskapsmessig skille. Ut fra norske forhold ble det argumentert for å la utbyggingsfasen starte ved en drivverdighetserklæring, siden en drivverdighetserklæring i de fleste tilfeller leder til godkjent PUD. Ut fra USGAAP er

overgangen når påviste reserver er funnet, og det er besluttet at disse skal utbygges. Dette kan tolkes som en drivverdighetserklæring. Uansett grense, vil balanseførte utgifter mellom drivverdighetserklæring og PUD reklassifiseres til utbyggingseiendeler ved inngang til utbyggingsfase.

Hvis forutsetningene for en utbygging endres, kan også en utbygging bli en fiasko med lav eller negativ lønnsomhet. Ved US successful efforts vil balanseføringen i dette tilfellet bli nedskrevet på feltet som kostnadssted. Ved US full cost kan utgiftene fortsatt være balanseførte i det mye mer vide kostnadsstedet (land).

Siden balanseførte utgifter reklassifiseres til utbyggingseiendeler ved inngang til utbyggingsfasen, må en ved overgang definere et kostnadssted. I USGAAPs to metoder er det som nevnt tidligere et felt eller land. Ved reklassifisering blir alt balanseført som varige driftsmidler. Utgifter til utbygging forekommer også ofte etter at produksjonsfasen er i gang. Disse blir balanseførte med de eksisterende balanseførte utbyggingsutgiftene og avskrevet med dem. Sondringen mellom balanseføring og kostnadsføring i produksjonsfasen blir diskutert i kapittelet om produksjonsfasen.

Geologiske og geofysiske undersøkelser blir etter US successful efforts aldri balanseført i forundersøkelses – og letefasen. Slike undersøkelser kan også forekomme i utbyggingsfasen. Gjelder undersøkelsene for allerede påviste reserver blir utgiftene regnet som utbyggingsutgifter og balanseført. For undersøkelse på eventuelt nye reverser blir utgiftene ansett som forundersøkelses – og leteutgifter og kostnadsført umiddelbart.

Utgifter på bedriftsnivå som direkte kan henføres til et utbyggingsprosjekt bør etter USGAAP allokere til og balanseføres for det enkelte utbyggingsprosjekt. Men hva som er en direkte henføring er noe uklart. Kostnaden ved å lage et system for å allokere mest mulig av disse utgiftene bør stilles opp mot nytten av et slikt system. Er kostnadene større enn nytten bør alle utgiftene kostnadsføres løpende. En praktisk regel er at hvis det med bedriftsnivå menes et selskaps hovedkvarter, og spesielt hvis dette ligger i et annet land enn det pågående utbyggingsprosjektet, skal utgiftene kostnadsføres løpende. På dette området er det ingen entydig praksis.

Statoil og Hydro behandler utgifter i utbyggingsfasen i tråd med US GAAP og US successful effortsmetoden. Denne fasen byr ikke på grunnleggende valg av regnskapsføringsmetode som de foregående fasene. Det er kanskje derfor Statoil og Hydro ikke har rapportert mye om sine valg i de respektive årsrapporter, og at det er stor enighet på verdensbasis.

5.4 Praksis for balanse – og kostnadsføring mot IFRS

Forundersøkelses – og letefasen

IFRS 6, "Exploration for and Evaluation of Mineral Resources", skal brukes for ett petroleumforetaks lete – og evalueringsutgifter (IFRS 6. 3). Hva standarden mener med den type utgifter finnes det svar på i paragraf 5. Utgiftene må ikke oppstå *before the exploration for and evaluation of mineral resources, such as expenditures incurred before the entity has obtained the legal rights to explore a spesific area (IFRS 6. 5a)*. Denne "legal right" tolkes som utvinningstillatelse relatert til norske forhold, fordi på engelsk brukes begrepet "exploration" om leting når et foretak har fått rettighet til petroleumforekomstene som finnes; *Exploration is the detailed examination of an area for which a mineral interest has been acquired (Wright and Gallun, 2005, s 15)*. IFRS 6 får da innvirkning for utgiftene som pådras fra og med letefasen. Utgiftene må ikke oppstå *after the technical feasibility and commercial viability of extracting a mineral resource are demonstrable (IFRS 6. 5b)*. Dette kan i henhold til norsk praksis tolkes som drivverdighetserklæringen. Ut fra tekniske og økonomiske forutsetninger er det mulig å utvinne forekomstene. IFRS 6 blir da en standard som gjelder for utgiftene som pådras i letefasen, mellom utvinningstillatelse og drivverdighetserklæring. Forundersøkelsesfasen inngår derimot ikke i virkeområdet til IFRS 6 ut fra paragrafene 3-5 om virkeområde. Men utgiftene i forundersøkelsesfasen kan sees på som utgifter som er grunnlag for å skaffe rettigheter i henhold til IFRS 6. 9a. Men dette er en tvilsom påstand. I følge IFRS 6. 11 skal det avsettes etter IAS 37 for alle forpliktelser til fjerning og rehabilitering som foretaket påtar seg i letefasen før godkjent PUD.

IFRS 6. 8 fastslår at lete – og evalueringseiendeler skal balanseføres til anskaffelseskost. Ved måling etter balanseføring kan det velges historisk kost eller verdireguleringsmodell ut fra paragraf 12. Historisk kost er praksis for både US successful efforts og US full cost. Eiendelen skal også balanseføres som enten materiell eller immateriell. Det støttes også av

IFRS 6. 15, der det påpekes at eiendelen skal balanseføres i henhold til disse kategoriene etter eiendelens art. I paragraf 9 er det opp til foretakene selv å bestemme prinsipp for hva som skal balanseføres som lete – og evalueringseiendeler og ikke. Paragrafen lister opp forslag til utgifter, og listen er ikke uttømmende; *a) acquisition of rights to explore; b) topographical, geological, geochemical and geophysical studies; c) exploratory drilling; d) trenching; e) sampling; and f) activities in relation to evaluating the technical feasibility and commercial viability of extracting a mineral resource.* Denne listen er vid og tar med utgifter som ikke skal balanseføres ved US successful efforts, og i tillegg er den ikke uttømmende. Som paragrafen da innledningsvis sier, kan et foretak selv bestemme prinsipper for hva som skal balanseføres eller ikke. I forhold til kildehierarkiet er dette i utgangspunktet et problem, som nevnt i kapittel 3. Men IFRS 6, 7 tillater å fravike IAS 8. 11 og 12, og et foretak trenger da ikke følge kildehierarkiet og andre standardsetters anbefalinger og uttalelser ved valg av prinsipper for balanseføring av lete – og evalueringseiendeler. IFRS 6. 6 krever derimot bruk av IAS 8. 10, der det skal brukes ”judgement” for å få en relevant og pålitelig regnskapsinformasjon.

Dermed vil IFRS 6 godta både US successful efforts balanseføringer og US full costs balanseføringer i letefasen. US successful efforts balansefører utgifter relatert til ”drilling” og ervervelse av rettigheter, mens utgifter til ”nondrilling” kostnadsføres umiddelbart. Om utgifter i forundersøkelsesfasen går inn under IFRS 6 eller ikke får ikke konsekvenser for standardens behandling av US successful efforts, siden utgifter i forundersøkelsesfasen er ”nondrilling” uansett. US full cost balansefører alt utenom driftskostnader og bedriftsnivåkostnader. I IFRS 6. BC 28 uttrykkes det at bedriftsnivåkostnader ikke skal balanseføres. Hvis utgifter i forundersøkelsesfasen tolkes inn i virksomhetsområdet, vil også US full cost være lovlig etter IFRS 6. Denne konklusjonen kan diskuteres ut fra ”Basis for Conclusions on IFRS 6” (BC), der det uttales angående balanseføring av lete – og evalueringseiendeler at; *The IFRS permits these various accounting practices to continue (IFRS 6. BC17).* Men dette kan også tolkes som at etter utvinningstillatelsen kan denne varierende praksisen fortsette, og da at virkeområde fortsatt står helt fast. Dette er kanskje den mest nærliggende tolkningen siden utvinningstillatelsen representerer en stor sikkerhet for fremtidige inntekter i forhold til forundersøkelsesfasen, noe som støtter opp under en balanseorientert definisjon av en eiendel. Dette kan også ledes ut fra standarden, der virkeområdet ligger fast, men hvilke utgifter som kan balanseføres er tilnærmet valgfrie. US full cost i dagens versjon med balanseføring av utgifter i forundersøkelsesfasen er da tvilsom

ut fra IFRS 6. Men en fullkostmetode der balanseføringen starter ved utvinningstillatelsen derimot, vil uansett være fullt lovlig ut fra IFRS 6, også uten støtte fra ”Basis for Conclusions on IFRS 6”. Siden utgiftene i forundersøkelsesfasen er ganske ubetydelige i forhold utgiftene i letefasen, er heller ikke dette et særlig stort problem med tanke på regnskapsmessige konsekvenser.

IFRS 6s balanseføringsprinsipper, eller mangel på prinsipper, er inkonsistent med det konseptuelle rammeverket og den generelle standarden for varige driftsmidler, IAS 16. IAS 16 definerer varige driftsmidler i tråd med rammeverket. Det er to kriterier for balanseføring; *a) it is probable that future economic benefits associated with the item will flow to the entity; and b) the cost of the item can be measured reliably (IAS 16. 7)*. Det er førstnevnte kriterium, a), som ikke ville ha godtatt balanseføring av utgifter på grunn av at de fremtidige økonomiske fordelene som tilflyter foretaket ikke er sannsynlige nok. I følge rammeverket kunne petroleumsvirksomhet risikert å praktisere løpende kostnadsføring helt frem til drivverdighetserklæringen foreligger. Når i utgangspunktet balanseføringen i en successfull effortsmetode er tvilsom ut fra rammeverket, er det merkelig at det lages en standard som faktisk godtar enda mer balanseføring.

IFRS 6 krever at lete – og evalueringseiendeler skal balanseføres som enten varige driftsmidler eller immaterielle eiendeler (IFRS 6. 15). I letefasen skal de også behandles deretter i henhold til IAS 16 og IAS 38. Når letefasen er over, og en går over i utbyggingsfasen, skal eiendelene reklassifiseres. Når det gjelder rapportering av påviste reserver, sies det i IFRS 6. BC 55 at det er utenfor IFRSs virkeområde. Dette er et krav ved USGAAP. At IFRS ikke har dette som et krav strider mot balanseorienteringen der nettopp eiendeler skal verdsettes med tanke på fremtidig inntjening. Reserveinformasjon er den viktigste informasjon, kombinert med fremtidig pris, om fremtidig inntjening.

Nedskrivning av balanseførte lete – og evalueringseiendeler, når påviste reserver ikke oppdages, kan gjøres i henhold til IFRS 6. 18 og 20. Om utgiftene balanseføres underveis, eller om de balanseføres i ettertid når fasen er over vil da ikke ha noe å si. Dette fordi foretaket selv kan bestemme prinsipper for balanseføring. Lete – og evalueringseiendeler skal nedskrives etter IAS 36. Men det er indikatorene i IFRS 6. 20 som skal brukes. Der er nedskrivning, når reserver ikke kan påvises, ett av punktene. Ved bruken av IAS 36 kan i utgangspunktet bruken av fullkostmetoder bli vanskelig. IAS 36 opererer med

kontantgenererende enheter som vurderingsenheter for nedskrivning, jmfør IAS 36. 22. En kontantgenererende enhet er laveste nivå med uavhengige kontantstrømmer for en gruppe av eiendeler. Et kostnadssted for fullkostmetoder er ofte et land, noe som kan være for vidt med tanke på laveste nivå med uavhengige kontantstrømmer. Kontantgenererende enheter blir tolket som et felt både under USGAAP og andre regnskapsregimer. Dermed kan fullkostmetoden miste relevans med tanke på kostnadsstedsdefinisjonen i henhold til IAS 36. Men dette er gjeldende først etter at letefasen er over og lete – og evalueringseiendelene er blitt reklassifiserte. I IFRS 6. 21 og 22 er det gjort unntak for nivå for nedskrivning. Paragrafen uttrykker at flere kontantgenererende enheter kan slås sammen ved nedskrivning. Men når letefasen er over vil ikke dette hjelpe metoden noe mer siden reklassifisert beløp da må forholde seg til kun IAS 36s regler om vurderingsenheter for nedskrivning, og ikke denne unntaksparagrafen i IFRS 6. 21 og 22.

Dagens praksis i forundersøkelses - og letefasen med US successful efforts og andre tilpasninger av metoden kan fortsette, og det er denne metoden som er mest brukt av norske petroleumforetak. US full cost er tvilsom uten korrigeringer, og ut fra bare IFRS 6 er en successful effortsmetode mest brukelig. Successful effortsmetoden er også den anbefalte metode i ”Extractive Industries Issues Paper”, og metoden er mest i tråd med rammeverket. Det er i ”Basis for Conclusions on IFRS 6” at det er en større åpning for at dagens praksis med US full cost kan fortsette under tvil. BC 17 er nevnt tidligere, men også BC 21 og 22 uttrykker dette; Mange bruker i dag f. eks USGAAP, og de som gjorde før når kravet om IFRS ble vedtatt kan fortsatt bruke sin gamle GAAP ved regnskapsføring av lete – og evalueringseiendeler. En fullkostmetode med balanseføring fra og med utvinningstillatelse kan uansett fortsette ut fra IFRS 6. Det blir spennende å se hva IASB foretar seg videre i denne saken. Fordi etter reklassifisering av lete – og evalueringseiendeler vil en måtte forholde seg til IAS 36s kontantgenererende enheter, og da vil ikke et land som kostnadssted kunne være en vurderingsenhet for nedskrivning. En lovlig fullkostmetode ut fra IFRS 6 vil da kanskje ikke overleve inn i de videre faser. Situasjonen virker lite gjennomtenkt ut fra IASBs side. Et annet interessant moment er at IFRS 6 gir lov til å fravike kildehierarkiet ved bestemmelse av prinsipp for balanseføring. Det kan oppstå praksis som strider mot rammeverket som skal være grunnlag for standarder. Dette er en spesiell situasjon, og det kan stilles spørsmål med kvaliteten og relevansen for hele IFRS angående petroleumsvirksomhet.

Utbyggingsfasen

I forhold til IFRS 6 går overgangen til utbyggingsfasen ved drivverdighetserklæringen. USGAAPs skille, når påviste reserver er besluttet utbygget, må sees på som en drivverdighetserklæring. Dette er det argument for tidligere i oppgaven. Ved overgang til utbyggingsfasen mister IFRS 6 sin relevans, men standarden gir fortsatt føringer for en del problemstillinger rundt overgangen. For utbyggingsfasen gjelder da de mer generelle IFRS, som ikke er tilpasset petroleumsvirksomhet.

I USGAAP blir balanseførte leteutgifter reklassifiserte til varige driftsmidler ved overgang til utbyggingsfasen. IAS 38, "Intangible Assets", behandler regnskapsføring av immaterielle eiendeler. Den sier i paragraf 2d at den ikke kan brukes til behandling av utgifter til utvikling og utvinning av petroleumsforekomster. IAS 16, som behandler varige driftsmidler, uttrykker i paragraf 3 at den får innvirkning på eiendom, anlegg og utstyr som benyttes til utvikling og vedlikehold av petroleumsforekomster. Den uttrykker også i paragraf 3 at rettigheter og reserver er utenfor standardens virkeområde. Både IAS 16 og 38 uttrykker at de ikke skal brukes for lete – og evalueringseiendeler i de respektive paragrafene, noe som har krevd IFRS 6. IFRS 6. 17 uttrykker også at etter en drivverdighetserklæring, skal lete – og evalueringseiendeler reklassifiseres og testes for verdifall. USGAAPs reklassifisering til varige driftsmidler kan da fortsette ut fra IAS 16. 3.

Både US successful efforts og US full cost balansefører alle utbyggingsutgifter til anskaffelseskost. Det er også kravet i IAS 16. 15, men etter balanseføring er det valgfritt om en vil bruke historisk kost eller verdireguleringsmodell (IAS 16. 29-31).

Drivverdighetserklæringen kan sammenlignes med kriteriet for balanseføring i IAS 16. 7a, der en eiendel skal balanseføres hvis det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler knyttet til eiendel vil tilflytte foretaket. Drivverdighetserklæringen er en konklusjon at det ut fra dagens forutsetninger og kunnskap er sannsynlig, jamfør IAS 16. 7a. I IAS 16. 7b er det også krav om at anskaffelseskost kan måles pålitelig, noe som er innforstått. Ut fra IAS 16, Elements of Costs, 16-22, vil "grovt sett" utgifter som balanseføres etter USGAAP også kunne balanseføres etter IAS 16. Her er det vanskelig å få opplysninger på detaljnivå.

US successfull efforts har et felt som et kostnadssted. Ut fra IAS 36. 22 skal en vurderingsenhet for nedskrivning være en kontantgenererende enhet, som er det laveste nivået for en gruppe av eiendeler med uavhengige kontantstrømmer. Som nevnt tidligere er et felt et

slik laveste nivå med en uavhengig kontantstrøm. Men ved US full cost er et land som kostnadssted mer vidt enn hva som menes med laveste nivå for en gruppe eiendeler med uavhengig kontantstrøm. I dette tilfellet er US successful efforts mest korrekt. Ut fra denne resonneringen vil også utbygginger som har blitt en fiasko etter endrede forutsetninger behandles. Skulle en utbygging vise seg å bli ulønnsom, vil de balanseførte utgiftene nedskrives for feltet som en kontantgenererende enhet ved US successful effort. Ved US full cost blir dette et problem siden kostnadsstedet er mer vidt enn en kontantgenererende enhet med uavhengig kontantstrøm. Dette vil bli et problem uansett variant (med tanke på balanseføring av forundersøkelsesutgifter eller ikke) av fullkostmetode.

Når det gjelder utgifter på bedriftsnivå, har USGAAP ingen entydig praksis. IAS 16. 19d sier at administrasjons - og andre bedriftsnivåutgifter ikke kan balanseføres. Dette kan etter ordlyden tolkes som utgifter som ikke er direkte henførbare. Men for slike utgifter som er direkte henførbare kan en stille dem mot IAS 16, Elements of Costs, 16-22, for å se om noen kan balanseføres. Det samme gjelder utgifter til geologiske og geofysiske undersøkelser for allerede påviste reserver.

For utbyggingsfasen vil US successfull efforts og andre tilpasninger av metoden kunne fortsette uten store tilpasninger. US full cost har et problem med tanke på kontantgenererende enheter, uansett fullkostmetode. Hva som kan balanseføres som eiendeler og ikke i utbyggingsfasen har på detaljnivå vært vanskelig å få kontroll på.

6. Produksjonsfasen

Dette kapitlet tar for seg prinsipper og praksis for produksjonsfasen. Noen av prinsippene det ble redegjort for i delkapittel 5.1 er relevant også for produksjonsfasen, og dette må sees i sammenheng. Når petroleumsforekomster kan fraktes til havoverflaten, er produksjonsfasen i gang. Denne fasen varierer i lengde rent tidsmessig, og stadig ny teknologi og økende pris på petroleumsforekomster har ført til at levetiden på felt som i dag er i produksjon kan forlenges. Opprydningsfasens påvirkning på produksjonsfasens regnskapsførsel blir i sin helhet tatt med i kapitlet om opprydningsfasen.

6.1 Prinsipper for avskrivning og nedskrivning

Avskrivning

Anleggsmidler med begrenset økonomisk levetid skal etter regnskapslovens § 5-3 avskrives etter en fornuftig avskrivingsplan. Avskrivningene skal vise hva det koster å bruke anleggsmidler og er en fordeling av investeringsutgiften over anleggsmidlets levetid. Hva som er en fornuftig avskrivingsplan kan diskuteres. Ut fra et verdibasert syn skal avskrivningene være verdifallet av en eiendel gjennom perioden. Og eiendelens virkelige verdi skal være nåverdien av fremtidige kontantstrømmer som eiendelen genererer. En avskrivning blir da endringen i denne nåverdien gjennom en periode. Korrekt bruk av en verdibasert metode vil kreve mye informasjon om fremtiden. Graden av subjektive forutsetninger kan overstige modellens relevans.

Avskrivning i NGAAP er bruk av sammenstillingsprinsippet (regnskapsloven § 4-1.3) ved at anskaffelseskost blir sammenstilt med fremtidig, tilhørende inntekt. Avskrivning av anleggsmidler som sammenstilling i petroleumsvirksomhet er da en indirekte sammenstilling i motsetning til en butikk som sammenstiller varekostnaden med salgsinntekten. Tilhørende inntekt, og når den resultatføres, må også sees i sammenheng med opptjeningsprinsippet. I petroleumsvirksomhet blir inntekten opptjent når et foretak selger petroleumsforekomster, det er en transaksjonsbasert tankegang. Diskusjoner pågår angående om inntektsføringen heller bør sees i et verdibasert perspektiv. Som nevnt tidligere, er den store begivenheten for et

petroleumsforetak ikke når det selger petroleum, men når drivverdige funn av petroleumsforekomster blir gjort. Avskrivning skjer også på bakgrunn av historisk kost. Et balanseført anleggsmiddel blir ut fra transaksjonsprinsippet balanseført til verdien av vederlaget på transaksjonstidspunktet. Og det er denne historiske kosten som blir sammenstilt med fremtidig inntekt, og ikke dagens virkelige verdi eller gjenanskaffelseskost. Forskjellen mellom det historisk kostbaserte, resultatorienterte norske finansregnskapet og et virkelig verdi – og balanseorientert regnskap er prinsipiell og betydningsfull.

Ut fra sammenstilling med fremtidig inntekt bør avskrivingsplanen være kontantstrømtilpasset og basert på fremtidig inntjening. For å få en troverdig bruk av denne metoden, må en både ha et estimat på produsert mengde/utnyttelse av produksjonsapparat og fremtidige prisforhold. Det kan være krevende å få en slik informasjon. Men på en annen side bør det være en stor grad av klarhet angående dette når store investeringer gjøres. Det ideelle er at internrenten og rentabiliteten til en investering er den samme. Ved korrekt historisk kost vil en avskrivning etter internrentemetoden gi korrekte avskrivninger med tanke på at internrenten da blir lik rentabiliteten. Dette innebærer at alle forundersøkelses – og leteutgifter balanseføres og avskrives med summen; Fri kontantstrøm fra drift – (netto driftsinternrente * driftseiendel IB). Det negative med internrentebasert avskrivning er at en estimert underliggende internrente baserer seg på en stor grad av subjektivitet. Prinsipielle avskrivninger kan med andre ord by på store praktiske utfordringer og viser seg dårlige for praktisk bruk.

Praktiske avskrivingsmetoder kan brukes som gode tilnærminger til kontantstrømtilpassede avskrivninger. Den første metoden er en arbitrær fordeling. Innen denne kategorien er det en del nøytrale og systematiske metoder som blir brukt. Lineær avskrivning er en måte. Her avskrives det like mye for hvert år. Med andre ord avskrives det; investering dividert på antall år eiendelen skal brukes i produksjon. Progressive og degressive avskrivninger er en annen avskrivingsmåte. Ved progressiv avskrivning blir avskrivingsbeløpet økende med tiden, og motsatt ved degressive avskrivninger. Disse metodene er veldig utbredt i praksis.

En annen metode er produksjonshetsmetoden. Denne brukes i stor grad i petroleumsvirksomhet. Her sammenstilles anleggsmidlenes anskaffelseskost med mengde produsert i perioden av totalt produsert mengde. En generell formel for periodens avskrivning vil da være; $(\text{Bokført verdi ved periodens begynnelse} / \text{Totalt gjenværende produksjon}) * (\text{Periodens produksjon})$. Ved bruk av denne metoden er det produksjonsmengden

som er fordelingsgrunnlag. Dette er en enkel metode på linje med lineær avskrivning. Lineær metode har tid som fordelingsgrunnlag, mens produksjonsenhetsmetoden har mengde som fordelingsgrunnlag.

Som nevnt tidligere er den virkelige verdien av anleggsmidler i petroleumsvirksomhet nært knyttet til verdien av produksjonen siden anleggsmidlene har liten alternativ anvendelse. Dette taler for at avskrivning ikke skal starte før produksjonen er i gang, selv om utbyggingsfasen kan ta lang tid. Produksjonsforløpet på et felt er ofte stigende i starten før det når en toppproduksjon som holdes stabil noen år. Deretter vil produksjonen dale sakte. Dette produksjonsforløpet er ikke passende for verken degressiv, progressiv eller lineær avskrivning. Produksjonsenhetsmetoden vil ta hensyn til dette forholdet. For petroleumsvirksomhet vil produsert mengde være et bedre fordelingsgrunnlag enn tid. Anleggsmidlenes verdiavhengighet til drivverdige reserver taler for å la avskrivningene være produksjonsbasert. Produksjonsenhetsmetodens bedriftsøkonomiske relevans er nok en stor grunn til at denne metode brukes for å avskrive anlegg for petroleumsvirksomhet verden over. Avskrivning etter denne metoden vil i en tilfeldig periode være; $(\text{Bokført verdi på innretninger UB, før avskr.} / \text{Totale reserver IB}) * (\text{Periodens produserte reserver})$. Hvilket reservebegrep som skal inngå under brøkstreken vil også avhenge av den avskrivbare eiendels art og forhold til reservebegrep. Å bytte reserver ut med verdi av reserver blir enda mer relevant, men kan være vanskelig i praksis på grunn av fremtidig prisutvikling på petroleumforekomster. Produksjonsenhetsmetoden har blitt en svært anerkjent metode for avskrivning, og den kan i hovedsak brukes ved avskrivning for de fleste metoder for balanse – og kostnadsføring i de tre første fasene i petroleumsvirksomheten.

Nedskrivning

§ 5-3 i regnskapsloven uttrykker at anleggsmidler skal nedskrives til virkelig verdi ved verdifall som forventes å ikke være forbigående. Her menes et verdifall som virker permanent og varig. Nedskrivningen skal reverseres i den utstrekning grunnlaget for nedskrivningen ikke lenger er til stede. Nedskrivning kommer i tillegg til avskrivning. Ved avskrivning fordeler man anskaffelseskosten over levetiden. Oppstår det en reduksjon i evnen til å generere kontantstrømmer i fremtiden i forhold til forventningen i avskrivningsplanen, må denne planen endres. Er det deretter ikke justert nok i forhold til virkelig verdi, må et beløp nedskrives i tillegg. Ved nedskrivning og reversering av nedskrivning må avskrivningsplanen tilpasses

endringer. Nedskrivning blir da i tråd med forsiktighetsprinsippet i regnskapslovens § 4-1.3, der urealisert tap skal resultatføres. Nedskrivning er behandlet i Foreløpig Norsk Regnskapsstandard om nedskrivning av anleggsmidler. Innholdet i standarden er inspirert av IAS 36, om nedskrivning av anleggsmidler. Standarden gjelder både varige driftsmidler og immaterielle eiendeler.

Ved hver regnskapsavslutning skal et foretak vurdere om det foreligger grunn til å nedskrive anleggsmidler basert på følgende indikatorer:

- Indikatorer basert på ekstern informasjon:

- 1. Anleggsmidlets markedsverdi har i perioden falt vesentlig mer enn det som kunne forventes som følge av elde eller slit ved normal bruk.*
- 2. En vesentlig negativ endring i teknologiske, markedsmessige, økonomiske og juridiske rammebetingelser.*
- 3. Markedsrenter eller andre markedsbaserte avkastningskrav har økt i perioden, og økningen antas å påvirke diskonteringsrenten som anvendes til å beregne anleggsmidlets bruksverdi, og vesentlig redusere anleggsmidlets gjenvinnbare beløp.*
- 4. Markedsverdien av egenkapitalen er mindre enn foretakets balanseførte egenkapital.*

- Indikatorer basert på intern informasjon:

- 5. Observert ukurans eller fysisk skade av anleggsmidlet.*
- 6. Vesentlige endringer i perioden som har negative konsekvenser for bruk eller forventet bruk av anleggsmidlet. Slike endringer inkluderer planer om avvikling og restrukturering.*
- 7. Intern rapportering som tilsier at avkastningen fra anleggsmidlet blir dårligere enn forventet. Dette kan omfatte forhold som vesentlig overskridelse av investeringsutgift i forhold til opprinnelig budsjett, eller en vesentlig nedjustering av forventede fremtidige kontantstrømmer eller resultater.*

(Foreløpig Norsk RegnskapsStandard om nedskrivning av anleggsmidler, pkt 3)

Denne listen med indikatorer er ikke uttømmende, men er ment til å være en hjelp for foretak for å vurdere anleggsmidler for nedskrivning. utfordringen er å identifisere en vurderingsenhet som skal vurderes for verdifall. En enkel eiendel er i utgangspunktet en vurderingsenhet. Men dette forutsetter at eiendelen genererer kontantstrømmer som er uavhengige av kontantstrømmer knyttet til andre eiendeler og grupper av eiendeler. Hvis ikke må det dannes en vurderingsenhet på et høyere nivå, som er det laveste nivået hvor det kan identifiseres uavhengige kontantstrømmer. Dette nivået blir da en gruppe av eiendeler. Begrepet,

kontantgenererende enhet, brukes om vurderingsenheter for nedskrivning som består av flere eiendeler som er det laveste nivået for uavhengige kontantstrømmer. En vurderingsenhet for nedskrivning kan da med andre ord både være et anleggsmiddel eller en gruppe av anleggsmidler.

Vurderingsenheten skal nedskrives til virkelig verdi. Med virkelig verdi menes gjenvinnbart beløp, som er det høyeste av netto salgsverdi og bruksverdi. Netto salgsverdi er salgpris fratrukket kostnader ved salg i en transaksjon mellom uavhengige parter. Bruksverdi beregnes ved å estimere kontantstrømmer fra fremtidig bruk av vurderingsenheten, inkludert kontantstrøm fra utrangering. Kontantstrømmene må deretter omregnes til nåverdi med en egnet diskonteringsrente. For å beregne fremtidige kontantstrømmer basert på ledelsens beste skjønn, skal det ved usikkerhet brukes beste estimat på bakgrunn av tilgjengelig informasjon. Det kan beregnes en forventningsverdi basert på kontantstrømmer fra ulike utfall multiplisert med sannsynligheten for utfallet (sannsynlighetsveide kontantstrømmer). Eller kan det tas utgangspunkt i det mest sannsynlige utfallet. En forutsetning for beregningene er fortsatt bruk av vurderingsenheten kombinert med andre fornuftige og holdbare forutsetninger. Diskonteringsrenten skal være en nominell rente før skatt, inklusive risikopremie. Renten bør være av samme varighet som kontantstrømmen, med en risikopremie som reflekterer risikoen i kontantstrømmene. Er gjenvinnbart beløp lavere enn balanseført verdi for vurderingsenheten, skal det nedskrives til gjenvinnbart beløp.

Ut fra regnskapsloven § 5-3 er det en plikt å reversere nedskrivning det ikke lenger er grunnlag for. Dette må vurderes hvert år på lik linje med den nevnte vurderingen om nedskrivning. De samme indikatorene skal også anvendes i dette tilfellet. Økes nåverdien som følge av diskonteringseffekter, skal det ikke tas hensyn til. For vurderingsenheter med flere anleggsmidler skal en reversering fordeles på hele vurderingsenheten med unntak av goodwill.

6.2 Praksis for avskrivning og nedskrivning

Avskrivninger

Både under US successful efforts og US full cost er produksjonsenhetsmetoden den anbefalte og klart mest brukte metoden. Denne metoden brukes også i all hovedsak i Norge uten store nasjonale tilpasninger fra USGAAPs versjon, SFAS No. 19. Det har tidligere i oppgaven blitt sett på et felts totale anleggsmidler som en vurderingsenhet for nedskrivning. Ved avskrivning blir et felts anleggsmidler delt opp i flere vurderingsenheter etter anleggsmidlets forhold til reserver. Dette er viktig fordi de totale reservene som fordelingsgrunnlag for produksjonsenhetsmetoden vil variere med arten av anleggsmidler. Typiske vurderingsenheter for avskrivning er plattformer, brønner og rørledninger. I tillegg brukes visse anleggsmidler på flere felt, noe som krever en annen behandling. Den grunnleggende formelen for produksjonsenhetsmetoden er; $(\text{Bokført verdi ved periodens begynnelse} / \text{Totalt gjenværende produksjon}) * (\text{Periodens produksjon})$. I en tilfeldig periode i petroleumsvirksomhet vil avskrivingsbeløpet være; $(\text{Bokført verdi på innretninger UB, før avskr.} / \text{Totale reserver IB}) * (\text{Periodens produserte reserver})$.

Anlegg for petroleumsvirksomhet som skal avskrives kan ha et forskjellig forhold til de ulike reservebegrepene som er blitt kommentert tidligere. Som hovedregel er at kun påviste reserver skal inngå som fordelingsgrunnlag. Påviste reserver brukes som fordelingsgrunnlag for avskrivninger av plattforminvesteringer og investeringer som gjelder for hele feltet. Dette er investeringer som skal brukes på hele feltet, og fordelingsgrunnlaget må da både bestå av påviste utviklede reserver og påviste ikke utviklede reserver. Men brønninvesteringer vil derimot ikke kunne nyttes for hele feltet. Investeringene er her gjort kun for de påviste utviklede reservene. Dermed er de påviste utviklede reservene fordelingsgrunnlag for brønninvesteringer. Her ekskluderes de påviste ikke utviklede reservene. Under USGAAP må reservene rapporteres og oppdateres for hvert år, og det er de påviste reservene som skal rapporteres (SFAS No. 69). Avskrivningene som her er beskrevet er på feltspesifikke anleggsmidler.

Både Statoil og Hydro bruker produksjonsenhetsmetoden for feltspesifikke anleggsmidler. Statoil opplyser at de bruker sikre reserver som fordelingsgrunnlag, mens Hydro opplyser at de bruker påviste reserver som fordelingsgrunnlag. Statoils sikre reserver er det samme som påviste reserver.

Anleggsmidler som ikke er feltspesifikke (for eksempel typer av rørledninger og plattformer) bør avskrives på en annen måte enn produksjonsenhetsmetoden, som i dette tilfellet ville blitt komplisert og lite informativ. En eiendel som er ikke er feltspesifikk kan brukes på flere felt samtidig (felleseiendeler) eller flere felt etter hverandre kronologisk. USGAAP anbefaler å avskrive slike eiendeler for seg selv med en passende metode. En passende metode kan være lineær avskrivning eller en produksjonsenhetsmetode basert på et annet passende fordelingsgrunnlag for anleggsmidlet. Statoil avskriver ikke-feltspesifikke eiendeler lineært over anslått økonomisk levetid, som de definerer som produksjonsperioden begrenset til konsesjonsperioden. Hydro nytter også lineær avskrivning for ikke-feltspesifikke eiendeler.

Hvis et felt blir nedstengt, vil balanseført verdi på feltet bli satt til null og resultatført umiddelbart etter US successful efforts. Ved US full cost er kostnadsstedet større, og konsekvensene vil da ikke bli de samme.

Nedskrivning

For USGAAPs oljestandard, SFAS No. 19, står nedskrivning beskrevet for boring. Hvis det er boret et tørt hull, og det i det videre ikke er planer for mer boring, skal de balanseførte utgiftene nedskrives. Ut fra standarden skal hver brønn eller felt vurderes for seg, og nedskrivningen kan ikke reverseres, i motsetning til NGAAP. Utover dette må bransjen forholde seg til en mer generell standard for nedskrivning. SFAS No. 144 er en generell standard for nedskrivning, og skal brukes av selskap som benytter US successful efforts. SFAS No. 144 godtar heller ikke reversering av tidligere nedskrivning, unntatt ved salg av eiendelen. Brukere av US full cost skal forholde seg til Reg. S-X, 4-10 der metoden med tak for balanseføring skal benyttes.

Ut fra SFAS No. 144 og US successful efforts, skal en vurderingsenhet som nedskrives være en gruppe av eiendeler som identifiseres på det laveste nivå av eiendeler som kan generere kontantstrømmer på et selvstendig og uavhengig grunnlag. USGAAP tolker dette nivået som

et felt. En kontantstrøm til en brønn på et felt med produksjon tolkes i utgangspunktet ikke som selvstendig og uavhengig. Område og land regnes som et høyere nivå enn det laveste nivået hvor det kan genereres kontantstrømmer på et uavhengig grunnlag. Det har ført til felt som vurderingsenhet for nedskrivning i store deler av verden. Hvis flere felt er sterkt integrerte med hverandre, kan også flere felt inngå som en vurderingsenhet.

SFAS No. 144 uttrykker en tre-steps metode for nedskrivning. Første steg er å vurdere om det er behov for nedskrivning. Som i NGAAP uttrykker også USGAAP en liste med indikatorer for nedskrivning. Indikatorene, både interne og eksterne, er ikke uttømmende og skal være til hjelp ved vurderingen av behov for nedskrivning. Er det indikatorer som peker i retning av nedskrivning, må dette vurderes mer nøye. Ved steg 2 må en estimere en verdi basert på fremtidige kontantstrømmer. Kontantstrømmene skal beregnes ved bruk av beste estimat og være udiskonterte. Dersom bokført verdi er høyere enn estimerte kontantstrømmer, skal det etter steg 3 nedskrives til virkelig verdi. Virkelig verdi i steg 3 er markedspris for eiendelen, den prisen som hadde blitt realisert i et marked med uavhengige parter, eller prisen på en sammenlignbar eiendel. For petroleumsvirksomhet eksisterer ikke, eller i liten grad, markedspriser eller sammenlignbare priser for eiendeler på grunn av liten alternativ anvendelse for eiendelene. En skal da beregne en virkelig verdi på bakgrunn av tilgjengelig informasjon. USGAAP anbefaler for petroleumsvirksomhet en verdi tilsvarende eiendelens diskonterte netto kontantstrøm etter beste estimat. Dette kan gjøres både ut fra en enkel kontantstrøm, eller ut fra flere sannsynlige kontantstrømmer multiplisert med sannsynligheten.

Det eksisterer noen ulikheter mellom NGAAP og USGAAP. NGAAP går ikke veien via den udiskonterte kontantstrømmen før nedskrivning. Men når behovet for nedskrivning allerede er bestemt, vil de to metodene være tilnærmet like. Både for NGAAP og USGAAP vil en nåverdiberegning bli brukt i petroleumsvirksomhet. Siden summen av udiskonterte kontantstrømmer er større enn summen av diskonterte kontantstrømmer, vil det ut fra NGAAP i petroleumsvirksomhet være større sjans for nedskrivning siden sjansen nå er større for at bokført verdi er større enn en diskontert kontantstrøm enn en udiskontert kontantstrøm. Når det gjelder konsekvenser av utgifter til opprydning, er det også forskjeller. SFAS No. 144 inkluderer fremtidig forpliktelse til opprydning i anskaffelseskost for eiendelen i motsetning til NGAAP. Nedskrivning etter NGAAP avviker litt fra USGAAP. Både Statoil og Hydro nedskriver i tråd med SFAS No. 144 siden de er USGAAP-brukere.

6.3 Praksis for avskrivning og nedskrivning mot IFRS

Avskrivning

IAS 16 er relevant standard for avskrivning av varige driftsmidler i petroleumsvirksomhet. Anlegg for petroleumsvirksomhet er varige driftsmidler etter IAS 16, og denne standard behandler også avskrivning av varige driftsmidler. Standardens krav til avskrivningsmetode er; *The depreciation method used shall reflect the pattern in which the assets future economic benefits are expected to be consumed by the entity (IAS 16. 60)*. Produksjonsenhetsmetoden må sies å kunne gå innenfor tolkningen av et slikt mønster for hvordan eiendelens økonomiske fordeler forbrukes av et foretak. Metoden tar utgangspunkt i produksjon, og nettopp produksjonen reflekterer dette forbruket. IAS 16. 62 foreslår også produksjonsenhetsmetoden som en god metode. Metoden er også innenfor kravet om at *the depreciable amount of an asset shall be allocated on a systematic basis over its useful life (IAS 16. 50)*. Etter IAS 16. 48 skal også avskrivningen regnskapsføres som en kostnad. Produksjonsenhetsmetoden starter avskrivningene når produksjonen starter. I IAS 16. 55, sier standarden at *depreciation of an asset begins when it is available for use*, og dette er når produksjonsfasen starter. Det er da ingen tvil om at produksjonsenhetsmetoden slik den er brukt i petroleumsvirksomhet er en godkjent variant etter IAS 16.

I IAS 16. 51 uttrykkes et krav som går lenger enn dagens praksis etter USGAAP. Et foretak må ved hver årsslutt beregne utnyttbar levetid og restverdi for anleggsmidlene og trekke denne fra bokført verdi før avskrivning. Det kan stilles spørsmål ved om foretak som anvender historisk kost etter IAS 16. 30 heller burde beregnet restverdi ved første gangs balanseføring. Restverdi ved hver balansedag burde kun vært krav ved anvendelse av verdireguleringsmodellen (IAS 16. 31). IAS 16. 29 lar et foretak selv velge om det vil bruke historisk kost eller verdireguleringsmodell etter første gangs balanseføring. Restverdi er definert i IAS 16. 6 som det nettobeløpet foretaket forventer å få for en eiendel ved slutten av eiendelens utnyttbare levetid, etter fradrag for forventede avhendingsutgifter. Utnyttbar levetid er enten den perioden en eiendel forventes å bli benyttet av foretaket, eller antall produserte enheter eller lignende enheter som foretaket forventer at eiendelen skal generere (IAS 16. 6). Ut fra IAS 16. 73 skal også avskrivningsmetode og flere andre opplysninger vurderes årlig, i tillegg til utnyttbar levetid og restverdi. Disse opplysningskravene er

strengere og mer omfattende enn det petroleumforetak som i dag rapporterer etter USGAAP bruker.

Vurderingsenhet for avskrivning er snevrere enn kostnadssted for petroleumsvirksomhet. Plattform, brønner og rørledninger er vanlig som vurderingsenheter for avskrivning innenfor USGAAP. IAS 16 uttrykker at; *Each part of an item of property, plant and equipment with a cost that is significant in relation to the total cost of the item shall be depreciated separately (IAS 16. 43)*. En eiendel må med andre ord dekomponeres og avskrives i separate deler hvis kostnaden for hver del er vesentlig i forhold til den totale kostnaden for en eiendel. Men ut fra IAS 16. 45 kan en hver slik vesentlig del slås sammen med andre vesentlige deler hvis utnyttbar levetid og avskrivningsmetode er den samme. Spørsmålet blir da om den tradisjonelle inndelingen i plattformer, brønner og rørledninger fortsatt kan brukes som vurderingsenheter for avskrivning. En brønn kan sees på som en vurderingsenhet for avskrivning. Hver brønn har som regel ulik utnyttbar levetid, og siden de påviste utviklede reservene som representerer hver enkel brønn er forskjellige, vil også fordelingsgrunnlaget for produksjonsenhetsmetoden være forskjellig for den enkelte brønn. Når det gjelder plattformer er dette et mer vidt begrep. Er plattforminvesteringen feltspesifikk, vil den ha påviste reserver som fordelingsgrunnlag for produksjonsenhetsmetoden. Men en plattforminvestering består av veldig mange eiendeler (kraner, dekk og lignende) der den utnyttbare levetiden er forskjellig. Dette er kjent fra starten av produksjonen, og veldig mange eiendeler på en plattform skiftes ut gjennom hele produksjonsfasen. Å dekomponere en slik installasjon og avskrive hver eiendel for seg vil by på et stort administrativt arbeid. Selv om slike eiendeler med samme utnyttbare levetid kan avskrives samlet, vil det være mange ulike utnyttbare levetider for grupper av eiendeler. Her vil kanskje nytten av et detaljnivå være mindre enn kostnadene ved å opprettholde systemet, og det vil i tillegg være vanskelig å fastslå et nivå for dekomponering. En praksis for dekomponering vil da måtte være basert på en stor grad av skjønn.

Å avskrive en plattforminvestering samlet, uavhengig om deler av den er feltspesifikk eller ikke, vil ikke kunne praktiseres under IAS 16. I dag er det mest vanlig med feltspesifikke plattformer, men det brukes mer og mer flytende installasjoner som har et liv også etter at feltets produksjon er ferdig. Avskrivning av en feltspesifikk plattform, som beskrevet ovenfor, kan fortsette under tvil. Det kan argumenteres for at hovedkonstruksjonen i plattformen har den mest vesentlige kostnaden i forhold til totalkostnaden ved plattformen. De andre delkomponentene i en plattform har ikke samme grad av vesentlighet hver for seg.

Hovedkonstruksjonen har som oftest lengst levetid og en levetid sammenfallende med feltets levetid, og er relativt mer vesentlig enn mindre delkomponenter i plattformen. Men dette kan diskuteres for og imot.

En plattforminvestering som ikke er feltspesifikk bør avskrives separat fra eventuelle feltspesifikke delkomponenter. Dette fordi utnyttbare levetider ofte ikke er sammenfallende, restverdier vil være forskjellige og en felles avskrivingsmetode ikke vil reflektere mønsteret for foretakets forbruk av fordelene som plattforminvesteringen skaper. Slike flytende installasjoner, ofte skipslignende, er mer og mer vanlig. Disse vil ha et liv etter at feltet er ferdig produsert. Hvor installasjonen skal brukes etterpå er ofte ikke kjent på forhånd. Men en produksjonsenhetsmetode for avskrivning av ikke feltspesifikke eiendeler må i tilfelle brukes med varsomhet. Det vil knytte seg usikkerhet til hvilke reserver som skal inngå som fordelingsgrunnlag, og restverdien for eiendelen som trekkes fra før avskrivning vil være vanskelig å beregne. Dermed er kanskje ikke produksjonsenhetsmetoden den beste metoden å bruke. IAS 16. 62 anbefaler både lineær, degressiv og progressiv avskrivingsmetode i tillegg til produksjonsenhetsmetoden der det måtte passe. Dermed kan USGAAPs praksis med en passende avskrivingsmetode fortsette, hvis denne er i tråd med IAS 16. 60, der avskrivningen skal reflektere mønsteret for foretakets forbruk av fordelene som eiendelen skaper. Dette gjelder også for rørledninger som ikke er feltspesifikke. For rørledninger som er feltspesifikke kan produksjonsenhetsmetoden brukes. Felleseiendeler, eiendeler som på samme tid brukes på flere felt, kan da også avskrives på en passende måte.

Produksjonsenhetsmetoden for avskrivning av feltspesifikke eiendeler kan fortsatt benyttes. For ikke feltspesifikke eiendeler bør en annen passende metode benyttes. Dagens oppdeling i vurderingsenheter for avskrivning med brønner, plattformer og rørledninger bør da modereres hvis plattformene eller rørledningene kan deles i feltspesifikke og ikke-feltspesifikke deler. Slike deler bør avskrives separat. En videre dekomponering av plattformene kan det argumenteres både for og imot. Kravene til vurdering av restverdi, utnyttbar levetid og avskrivingsmetode er krav utover hva som er praksis i dag. Om det benyttes en successful efforts – eller fullkostmetode får ikke konsekvenser for avskrivning etter IAS 16.

Nedskrivning

IAS 36, "Impairment of Assets", behandler nedskrivning av eiendeler. Foreløpig Norsk RegnskapsStandard om nedskrivning av anleggsmidler er inspirert av IAS 36. Norsk praksis for nedskrivning av anlegg for petroleumsvirksomhet er imidlertid USGAAP-inspirert. SFAS No. 144 er den generelle nedskrivingsstandarden for USGAAP, og denne brukes for US successful effort bortsett fra for brønner, der nedskrivning er beskrevet i petroleumssstandarden, SFAS No. 19. For US full cost, metoden med tak for balanseføring, brukes Reg. S-X, 4-10. IAS 36 skal i utgangspunktet brukes for både successful effort – og fullkostmetoder, og en nedskrivning eller reversering av nedskrivning skal resultatføres (IAS 36. 59 og 60).

An entity shall assess at each reporting date whether there is any indication that an asset may be impaired. If any such indication exists, the entity shall estimate the recoverable amount of the asset (IAS 36. 9). IAS 36. 12 lister opp en del interne og eksterne indikatorer for verdifall, men ut fra paragraf 13 er ikke denne listen uttømmende. Her må hver bransje og bedrift vurdere hva som er viktige indikatorer. Det samme gjelder for SFAS No. 144, der det er listet opp lignende ikke-uttømmende indikatorer. En indikasjon på verdifall skal føre til beregning av gjenvinnbart beløp ved bruk av IAS 36. Gjenvinnbart beløp defineres; *The recoverable amount of an asset or a cash-generating unit is the higher of its fair value less costs to sell and its value in use (IAS 36. 6).* Value in use (bruksverdi) defineres; *the present value of the future cash flows expected to be derived from an asset or cash-generating unit (IAS 36. 6).* Fair value less costs to sell (netto salgsverdi) defineres; *the amount obtainable from the sale of an asset or cash-generating unit in an arm's length transaction between knowledgeable, willing parties, less the costs of disposal (IAS 36. 6).* For SFAS No. 144 skal en indikasjon på verdifall føre til en beregning av verdi basert på udiskonterte kontantstrømmer. Denne verdien sammenlignes med bokført verdi for å vurdere nedskrivning. Er verdien lavere enn bokført verdi skal det nedskrives til virkelig verdi, som er markedspris eller pris på sammenlignbare eiendeler. For petroleumsvirksomhet, der slike priser er vanskelige å oppdrive, anbefales en bruksverdi på bakgrunn av en diskontert kontantstrøm. Denne omveien om den udiskonterte verdien bør ikke fortsette under bruk av IAS 36. Der skal en gå direkte fra en indikasjon på verdifall til beregning av gjenvinnbart beløp. SFAS No. 144s bruk av markedspris som virkelig verdi for deretter å finne en bruksverdi, hvis ingen markedspris eksisterer, bør også endres til IAS 36s fremgangsmåte. Men siden anlegg for petroleumsvirksomhet ofte har liten eller ingen alternativ anvendelse eller verdi, vil ofte gjenvinnbart beløp bestå av bruksverdi. Da vil i utgangspunktet resultatet av metodene bli det samme. IAS 36. 20 sier at i tilfeller der

netto salgpris ikke kan estimeres skal gjenvinnbart beløp være bruksverdi. Det er visse forskjeller også i bruksverdi. IAS 36 har et detaljert regelverk for beregning av bruksverdi (IAS 36. 30-57) i forhold til SFAS No. 144 med tanke på beste estimat, diskonteringsrenter, prognoseperiode, hva som skal innregnes i kontantstrømmen og lignende. En praksis bør derfor tilpasses IAS 36s beregning av bruksverdi. IAS 36 har også en mer detaljert fremgangsmåte for netto salgsverdi (IAS 36. 25-29) med tanke på salgsvtaler, aktive markeder, estimering av salgsverdi og lignende. Her må også praksisen endres mot IAS 36 i de tilfeller hvor netto salgsverdi behøves. Ved bruk av SFAS No. 144 kan det være mindre sannsynlighet for at det blir nedskrivning siden udiskontert bruksverdi er større enn diskontert bruksverdi. Derfor bør nedskrivning følges IAS 36 i sin helhet.

SFAS No. 144 godtar ikke reversering av nedskrivning, unntatt når eiendelen holdes for salg. Dette gjelder også SFAS No. 19 om nedskrivning av brønner, en balanseført brønn kan heller ikke reverseres. IAS 36. 110 uttrykker at det for hver balansedag skal vurderes om det er indikasjoner på om verdifall ikke lenger er tilstede. Ut fra paragraf 114 skal det under visse forutsetninger reverseres. En reversering kan kun gjennomføres hvis estimatene for gjenvinnbart beløp er endret, og ikke som følge av en diskonteringsseffekt. Det kan heller ikke skrives opp mer enn det verdien ville vært uten tidligere nedskrivning. Denne plikten til reversering utgjør en vesentlig forskjell mellom USGAAP og IAS 36.

Ved nivå for nedskrivning, bruker både SFAS No. 144 og IAS 36 samme vurderingsenheter. Det skal nedskrives på det laveste nivå som skaper uavhengige kontantstrømmer. En slik kontantgenererende enhet defineres; *the smallest identifiable group of assets that generates cash inflows that are largely independent of the cash inflows from other assets or groups of assets (IAS 36. 6)*. Dette forklares også i IAS 36. 66. Et slikt uavhengig nivå tolkes i hovedsak som et felt ved bruk av SFAS No. 144, men ved sterkt integrerte felt kan også vurderingsenheten bli videre. Dette er også i samsvar med IAS 36. Men SFAS No. 19 om nedskrivning av brønner vil ikke alltid møte denne definisjonen. Hvis det ikke er produksjon på feltet, vil brønnen kunne nedskrives og sees på som en vurderingsenhet. Er det produksjon på feltet, vil det være vanskelig å estimere gjenvinnbart beløp for brønnen siden da en uavhengig kontantstrøm vanskelig kan observeres. Da inngår både plattform, brønner og rørledninger i feltet som vurderingsenhet. Dermed bør også nedskrivning av brønner tilpasses IAS 36.

US full cost og andre modeller av fullkostmetoden passer ikke inn med kontantgenererende enheter. Som nevnt tidligere er fullkostmetodens kostnadssted som oftest et land, og det er mer vidt enn hva som kan tolkes som en kontantgenererende enhet. Et land er som oftest et høyere nivå enn det laveste nivået hvor det kan identifiseres uavhengige kontantstrømmer. Dermed blir det vanskelig å vurdere nedskrivning ved fullkostmetoder. Å identifisere kontantgenererende enheter for nedskrivning er så sentralt i IAS 36 at fullkostmetoden vanskelig kan gjennomføres ved bruk av standarden. Regelen om tak for balanseføring, Reg. S-X, 4-10, som i dag brukes ved nedskrivning ved US full cost, er også prinsipielt forskjellig fra IAS 36.

Felleseiendeler er beskrevet i IAS 36. 100-103. Felleseiendeler er eiendeler som brukes av flere avdelinger og som da ikke kan generere egne kontantstrømmer. Verdien av en felleseiendel kan fordeles på de ulike vurderingsenhetene hvor den brukes og nedskrives med dem.

Ved nedskrivning vil fullkostmetoden, uansett variant, vanskelig kunne fortsette med tanke på kontantgenererende enheter. Fullkostmetodens vide kostnadssted er mer vidt enn en kontantgenererende enhet med tanke på laveste nivå med uavhengig kontantstrøm. IAS 36 krever også reversering av nedskrivning hvis indikasjonene på verdifall ikke lenger er tilstede, noe som er en motsetning til USGAAPs permanente nedskrivning. US successful efforts og andre successful effortsmetoder med felt som kostnadssted kan fortsette, men må modereres med tanke på veien fra indikasjon til virkelig verdi, utregning av bruksverdi, netto salgsverdi og andre forhold. Nedskrivning av brønner bør også modereres mot IAS 36s uavhengige kontantstrømmer og kontantgenererende enheter, og bør kun nedskrives på brønnnivå for brønner på felt uten produksjon. Ellers krever IAS 36 mer nøyaktige noteopplysninger enn annen nedskrivingspraksis. Det skal gis informasjon og vurderinger vedrørende mange forhold.

6.4 Prinsipper for balanse – og kostnadsføring

Utgiftene som oppstår i fasen har to alternativer; kostnadsføring eller balanseføring.

Balanseføring blir utført etter samme prinsipper og praksis som omtalt tidligere.

Kostnadsføring av utgifter er som oftest ført som driftskostnader. Føring av driftskostnader kan utledes fra sammenstillingsprinsippet. Tilhørende inntekt er driftsinntekter som oppstår der og da, og utgiftene blir da sammenstilt med inntekten og ført som driftskostnad umiddelbart. Driftskostnader kan også oppstå som følge av at balanseførte omløpsmidler blir forbrukt, avskrivninger, nedskrivninger og avsetninger. Ut fra regnskapslovens § 5-1 er omløpsmidler alle balanseførte eiendeler som ikke er anleggsmidler. Dette er eiendeler som ikke er ment til varig eie og bruk og som inngår i produksjonskretsløpet.

I produksjonsfasen kostnadsføres de fleste driftsutgifter når de påløper. Det er lite diskusjon knyttet til dette. Når det gjelder utgifter knyttet til balanseføringene på feltet, er det mer diskusjon knyttet til regnskapsføringen. Sondringen mellom balanseføring og kostnadsføring går i praksis mellom vedlikehold som blir løpende kostnadsført, og nyanskaffelser, påkostninger og oppgraderinger som blir balanseført. Det er ikke utviklet spesielle regler for denne grensdragningen innen petroleumsvirksomhet, og på verdensbasis er det ulik praksis. Vedlikehold blir da utgifter som ikke hever anleggsmidlets verdi, men må til for å opprettholde dagens verdi. Nyanskaffelser, påkostninger og oppgraderinger er utgifter som hever anleggsmidlets verdi og blir da balanseført.

I Norsk RegnskapsStandard 13, ”usikre forpliktelser og betingede eiendeler”, tas spørsmål om behandling av periodiske vedlikeholdsutgifter opp. Periodisk vedlikehold er vedlikehold som utføres ved jevne mellomrom. Ved periodisk vedlikehold har det etter NGAAP vært vanlig å periodisere utgiftene til vedlikeholdet gjennom avsetninger (se kapittel 7 for mer teori om avsetninger og Norsk RegnskapsStandard 13). Det avsettes en vedlikeholdskostnad som akkumuleres og dekker vedlikeholdsutgiften når den oppstår. Denne metoden er forankret i sammenstillingsprinsippet. De årlige avsetningene er en periodisering av den fremtidige vedlikeholdsutgiften som skal sammenstilles med tilhørende inntekt og er en resultatorientert metode. Men med den nye regnskapsstandarden må dette sees i nytt lys. Standarden definerer i pkt. 3 en forpliktelse med at det er en plikt til å avgi økonomiske ressurser. Periodisk vedlikehold er ikke en slik plikt og faller da utenfor definisjonen i standarden. Selv om mye

av periodisk vedlikehold indirekte er en plikt med tanke på at anleggsmidler må ha en viss lovpålagt standard, uttaler standarden likevel at periodisk vedlikehold ikke er en plikt i standardens forstand. Pkt 7.6 anbefaler en ny metode der vedlikehold gjennom utskifting av komponenter skal påvirke avskrivingsplanen. Eiendelen som krever periodisk vedlikehold blir balanseført med en kjernedel som blir avskrevet for seg over anleggsmidlets levetid. I tillegg blir det balanseført en periodisk vedlikeholdsdel som avskrives mellom hvert periodiske vedlikehold. Utgiften til periodisk vedlikehold balanseføres og avskrives frem til neste periodiske vedlikehold. Likevel sier standarden at også den etablerte praksisen med avsetninger kan brukes etter NGAAP, og at begge metoder er i tråd med sammenstillingsprinsippet i regnskapsloven.

6.5 Praksis for balanse – og kostnadsføring

Norsk praksis er også under dette området USGAAP-inspirert. USGAAP skiller ikke på regnskapsmessig behandling med tanke på US successful efforts – og full costmetoden. De fleste utgifter som oppstår i fasen kostnadsføres løpende. USGAAP har ingen faste regler for grensen mellom vedlikehold som kostnadsføres direkte og nyanskaffelser, påkostninger og oppgraderinger som balanseføres. I praksis har det oppstått visse grenser. Mellom vedlikehold og nyanskaffelser er det en forutsetning at eiendelene avgrenses. Hvis kun en del av en eiendel skiftes ut, blir det vedlikehold. Nyanskaffelse er tilfelle hvis en hel eiendel skiftes ut. Grensen mellom vedlikehold og påkostning/oppgradering tar utgangspunkt i vedlikeholdsbehovet. Vedlikehold i tråd med behovet er vedlikehold. Vedlikehold utover behovet vil forhøye eiendelens standard og føre til en påkostning/oppgradering. Vanligvis blir en feltinstallasjon (plattform eller rørledning) regnet som en eiendel, og utskifting av deler av installasjonen er regnet som vedlikehold. Medfører utskiftingen at installasjonen får en nivåheving utover det opprinnelige med tanke på levetid, utviklede reserver og ny forståelse av reservoaret, vil nivåhevingen balanseføres. Når det gjelder periodisk vedlikehold, kan det etter USGAAP avsettes som beskrevet tidligere.

Statoil kostnadsfører driftsutgifter løpende, det gjelder også vanlig vedlikehold og reparasjoner. Utgifter til store endringer og forbedringer balanseføres. For vesentlige periodiske vedlikeholdsprogrammer avsettes kostnader. Hydro kostnadsfører også

driftsutgifter løpende. Det avsettes for periodisk vedlikehold og reparasjoner, mens utgifter til normalt vedlikehold og reparasjoner blir kostnadsført løpende. Utgifter til større utskiftings- og fornyelser som i vesentlig grad øker innretningens verdi blir balanseført. Statoil og Hydros praksis er i hovedsak i tråd med både USGAAP og NGAAP ut fra beskrivelsen ovenfor, selv om de ikke i nøyaktighet opplyser hvor grensene for kostnadsføring og balanseføring går. Deres praksis for periodisk vedlikehold er fortsatt godkjent i NGAAP, men må som sagt tidligere sees på som et unntak fra standarden om usikre forpliktelser.

Kilder for både prinsipper og praksis er ellers knappe med informasjon om regnskapsføring av denne typen utgifter i produksjonsfasen. Det er kanskje fordi utgifter i fasen har mange likheter med landbasert industri og dermed ikke trenger særbehandling. I tillegg er utgiftene som er i grenseland, og som da er tvilstilfeller mellom balanseføring og kostnadsføring, ganske ubetydelige i forhold til hva som er balanseført og hva som er driftskostnader. Dermed står en kanskje mer fritt i behandling av utgifter som ikke er så vesentlige.

6.6 Praksis for balanse – og kostnadsføring mot IFRS

De fleste utgifter som oppstår i produksjonsfasen kostnadsføres løpende. Disse driftskostnadene kan under IFRS få samme behandling. Dette spørsmålet er det liten diskusjon om. Når det gjelder vedlikehold versus nyanskaffelser, påkostninger og oppgraderinger, er det en del spørsmål som må oppklares. IAS 16 om varige driftsmidler er relevant standard for denne diskusjonen. I den tidligere versjonen av IAS 16 var det et eget kapittel om etterfølgende utgifter. Men nå skal alle utgifter i hovedsak behandles i tråd med hovedkriteriene og kapittelet for balanseføring (IAS 16. BC6) slik at vederlaget som beskrives i hovedprinsippet for balanseføring også gjelder etterfølgende utgifter. Hovedprinsippet for balanseføring av vederlag for et varig driftsmiddel i IAS 16, 7 stiller to vilkår for balanseføring; *a) it is probable that future economic benefits associated with the item will flow to the entity; and b) the cost of the item can be measured reliably (IAS 16. 7)*. Om etterfølgende utgifter skal balanseføres eller ikke vil da bli et spørsmål opp mot vilkår a). Spørsmålet er om utgiftene vil øke verdien av de økonomiske fordelene som tilflyter foretaket fra det varige driftsmidlet. Hvis eiendelen får økt verdi kan dette sees på som økt yteevne i form av for eksempel forlenget utnyttbar levetid, kapasitetsøkning, oppgradering som leder til

kvalitetsheving av produkter og nye prosesser som minsker andre driftsutgifter. Løpende kostnadsført vedlikehold blir da utgifter som må til for å holde dagens yteevne på samme nivå som før. En kan si at hovedprinsippet for kostnadsføring versus balanseføring er i tråd med USGAAP og NGAAP. Her vil vedlikehold opprettholde anleggsmidlets verdi, mens nyanskaffelser, påkostninger og oppgraderinger vil øke verdien.

IAS 16. 12 uttrykker at "*day-to-day servicing*" skal kostnadsføres. Dette er daglig vedlikehold, og som paragrafen uttrykker det; må til for å reparere og vedlikeholde eiendelen. Statoil og Hydro kaller det reparasjoner og vanlig og normalt vedlikehold, og de kostnadsfører det løpende. Med andre ord vil vedlikehold som ikke hever anleggsmidlets verdi fortsatt kunne bli løpende kostnadsført etter IAS 16.

IAS 16. 13 beskriver tilfellet der deler av en eiendel med jevne mellomrom skiftes ut. Hvis en slik nyanskaffet del da imøtekommer balanseføringskravene i IAS 16. 7 skal den balanseføres. Da krever også paragrafen at den tidligere delen skal fjernes fra balansen etter reglene i IAS 16. 67-72. Tidligere krevde IAS 16 at slike deler, som da har en forskjellig utnyttbar levetid enn resten av anleggsmidlet, skulle avskrives separat. Men IAS 16. BC6 uttrykker at; *This derecognition occurs whether or not what is replaced is a part of an item that the entity depreciates separately*. Dermed trenger ikke utskiftbare deler avskrives separat, og et skifte av utskiftbare deler kan gjøres uten å ta hensyn til dekomponering (IAS 16. 43). Det har kanskje sin forklaring i at IAS 16.45 tillater å avskrive dekomponerte deler samlet når delene har samme utnyttbare levetid og avskrivingsmetode. USGAAPs praksis for skillet mellom vedlikehold og balanseføring av nyanskaffelse, hvis en hel avgrenset eiendel skiftes ut, kan moderes til å gjelde uavhengig av avgrensning av eiendelen etter IAS 16, forutsatt at vilkårene for balanseføring og fjerning fra balansen er tilstede.

USGAAPs praksis for skillet mellom påkostning/oppgradering og vedlikehold er i tråd med IAS 16s syn. Vedlikehold etter behovet for å opprettholde dagens yteevne er vedlikehold. Vil yteevnen gå opp, fører det til en påkostning/oppgradering som balanseføres. Statoil opplyser at utgifter til store endringer og forbedringer balanseføres, mens Hydro balansefører utgifter til større utskiftninger og fornyelser som i vesentlig grad øker innretningenes verdi. Som sagt tidligere er det vanskelig å finne en grense for balanseføring i praksis. Bortsett fra avgrensning av utskiftbare deler virker det som om USGAAPs praksis og Statoil og Hydros praksis er i overensstemmelse med IAS 16. Vilkårene for balanseføring i IAS 16. 7 må fortsatt være

tilstede, og tvilstilfeller om grensen mellom direkte kostnadsføring og balanseføring må behandles i tråd med vilkårene for balanseføring i IAS 16. 7.

For periodisk vedlikehold i petroleumsvirksomhet er det etter USGAAP og NGAAP vanlig å avsette resultatorientert. IAS 37 omhandler avsetninger, betingede forpliktelser og betingede eiendeler. NRS 13 er laget etter inspirasjon av IAS 37. IAS 37. 10 definerer en avsetning som en forpliktelse med usikkert oppgjørstidspunkt eller beløp. Det er tre vilkår for regnskapsføring av en avsetning; *a) an entity has a present obligation (legal or constructive) as a result of a past event; b) it is probable that an outflow of resources embodying economic benefits will be required to settle the obligation; and c) a reliable estimate can be made of the amount of the obligation (IAS 37. 14).* Det skal foreligge en rettslig eller faktisk forpliktelse. Periodisk vedlikehold er ikke en slik type forpliktelse etter IAS 37, og som sagt tidligere er mange former for periodisk vedlikehold lovpålagt og en forutsetning for videre drift, men kan likevel ikke karakteriseres som en rettslig eller faktisk plikt. Avsetning for periodisk vedlikehold faller da utenfor IAS 37, som det også gjør i henhold til grunnregelen i NRS 13, men der fanges det opp av en unntaksparagraf (Pkt. 7.6).

IAS 16. 14 tar opp periodisk vedlikehold. Paragrafen er i samme delkapittel som paragrafene om daglig vedlikehold og utskifting av deler av eiendel. Paragrafen uttrykker at noen varige driftsmidler må ha ”*major inspections*” uten betydning for om deler blir skiftet ut eller ikke, som en forutsetning for bruk av eiendelene i driften. ”*Major inspections*” tolkes som periodisk vedlikehold. Utgiftene for det periodiske vedlikeholdet skal balanseføres hvis det møter kriteriene for balanseføring i IAS 16. 7. Paragrafen uttrykker også at gjenværende balanseført verdi for forrige balanseførte periodiske vedlikehold skal fjernes fra balansen uansett om dette kan identifiseres eller ikke. Om nødvendig kan en estimert utgift for et lignende periodisk vedlikehold brukes som en indikasjon på hvor stor del av balanseført beløp ved første gangs balanseføring som er balanseført periodisk vedlikehold. Paragrafens løsning på spørsmålet er den samme som blir presentert i NRS 13, pkt 7.6. Eiendelen som krever periodisk vedlikehold blir balanseført med en kjernedel som blir avskrevet for seg over eiendelens levetid. I tillegg blir det balanseført en periodisk vedlikeholdsdel som avskrives mellom hvert periodiske vedlikehold. Ved neste periodiske vedlikehold blir en eventuell restverdi av den periodiske vedlikeholdsdelen fjernet fra balansen, og utgiftene til periodisk vedlikehold blir på ny balanseført og avskrevet frem til neste periodiske vedlikehold. Denne balanseorienterte tankegangen rundt periodisk vedlikehold er et krav ved bruk av IFRS. Det

resultatorienterte unntaket i NRS 13, pkt. 7.6 kan ikke fortsette under IFRS-rapportering. Norsk praksis i petroleumsvirksomhet har vært å avsette resultatorientert for periodisk vedlikehold. Denne praksisen kan dermed ikke fortsette.

Konsekvensene for resultatet kan likevel bli tilnærmet likt med avskrivning av periodisk vedlikeholdsdeler kontra resultatorientert avsetning. Dette dersom balanseført periodisk vedlikehold blir i samme størrelse som summen av periodiske avsetninger for periodisk vedlikehold. Avskrivning av periodisk vedlikeholdsdeler og sammenstilt avsetning er begge kostnader i resultatregnskapet. Men det er i balansen forskjellen mellom metodene viser seg. Balanseført periodisk vedlikeholdsdeler vil være en eiendel, mens de akkumulerte avsetningene vil være gjeld. IFRS, som er balanseorientert, har strenge definisjoner av balanseposter, og avsetning for periodisk vedlikehold går ikke inn under definisjonen av gjeld. NGAAP, som er resultatorientert, definerer resultatstørrelsen og ved bruk av sammenstillingsprinsippet avsettes en kostnad for periodisk vedlikehold som er sammenstilt med tilhørende inntekt. De akkumulerte avsetningene kan være gjeld i balansen siden NGAAP ikke har strenge definisjoner av balanseposter.

Driftsutgifter kan kostnadsføres som før. Påkostning/oppgradering som leder til større yteevne kan også balanseføres som før. Periodisk vedlikehold stiller nye krav til regnskapsføring etter IFRS ved å gå fra avsetning til balanseføring og avskrivning av periodisk vedlikeholdsdeler. Utskifting av deler av eiendeler kan nå også balanseføres selv om den utskiftede delen ikke er avskrevet separat, men den utskiftede delen må fjernes fra balansen. En balanseføring krever uansett at balanseføringskriteriene er oppfylt.

7. Opprydningsfasen

Kapitlet tar for seg opprydningsfasens prinsipper og praksis. Relevante prinsipper ble også tatt opp i delkapittel 5.1 og må sees i sammenheng med dette kapittel. Grensen til opprydningsfasen går ved om lønnsomheten til petroleumsvirksomheten går fra positiv til negativ eller om reservene er uttømt. I Norge stopper produksjonen når lønnsomheten blir negativ. Det er ikke økonomisk lønnsomt å utvinne hele feltet, og med dagens teknologi er det heller ikke mulig. Når produksjonen avsluttes er et petroleumsforetak bundet med tanke på opprydning. Lenge før opprydningsfasen starter har foretaket lagt frem en plan for disponering av innretningene når produksjonen stanser. I de fleste tilfeller skal hele innretningene fysisk bli fjernet, men i noen tilfeller den siste tiden godtas det at deler av understellet står igjen. I tillegg til fjerning av innretninger skal også området og havbunnen rundt ryddes i en viss grad. Fjerning og opprydning er en plikt de har, og denneplikten har vært kjent gjennom både utbyggings – og produksjonsfasen. Det gjør fasen interessant i regnskapsperspektiv. Denneplikten fører til at utgifter i opprydningsfasen kan få konsekvenser for både utbyggings – og produksjonsfase. Fasens utgifter blir behandlet i sin helhet under dette kapittel.

7.1 Prinsipper og metoder

Fra og med utbyggingsfasen er det kjent at det vil oppstå utgifter i opprydningsfasen. Ut fra sammenstillingsprinsippet skal disse utgiftene sammenstilles med tilhørende inntekt. Tilhørende inntekt er inntekten i produksjonsfasen. NGAAP definerer her resultatstørrelsen, og avsetningen blir en sammenstilt kostnad. Ut fra resultatorienteringen i NGAAP blir da utgiften fordelt til inntekten for hver periode. Det avsettes ved fremskutt kostnadsføring som skal vise hva periodens produksjon blir belastet med av utgifter til opprydning. En avsetning til opprydning blir en langsiktig driftsrelatert gjeld i regnskapet, og avsetningen blir da gradvis bygd opp over kostnadsavsetningenes levetid frem til opprydningsfasen. En balanseorientert definisjon av en langsiktig driftsrelatert gjeld derimot, ville til en hver tid vist kravet til driften som nåverdien av den fremtidige forpliktelsen, noe som går på bekostning av sammenstillingsprinsipp og resultatorientering.

I et resultatorientert perspektiv som i NGAAP blir en langsiktig driftrelatert gjeld en fremtidig økonomisk ulempe som balanseføres etter sammenstillingsprinsippet for å bli sammenstilt med de økonomiske fordelene den er med og skaper. Ut fra regnskapslovens § 5-13 skal gjeld vurderes analogt med eiendeler. Med andre ord skal da en langsiktig driftsrelatert gjeld behandles på lik linje med anleggsmidler. Regnskapsloven § 5-3 om vurdering av anleggsmidler sier da analogt at gjeld skal opptas til historisk kost. En analog tolkning blir også at en langsiktig driftsrelatert gjeld som tas opp over levetiden skal avsettes etter en fornuftig avsetningsplan. Paragrafens beskrivelse av nedskrivning til virkelig verdi kan tolkes analogt ved at langsiktig driftsrelatert gjeld skal oppskrives til virkelig verdi når verdiøkningen ikke er forbigående. Gjelden blir da skrevet opp etter bruk av forsiktighetsprinsippet ved at en økning i gjelden er et urealisert tap som må resultatføres.

Avsetning for forpliktelse til opprydning er behandlet i Norsk RegnskapsStandard 13 (NRS 13), om usikre forpliktelser og betingede eiendeler. Standarden definerer en forpliktelse som en plikt til å avgi økonomiske ressurser til en annen part på et fremtidig tidspunkt. Usikkerheten går på størrelse og oppgjørstidspunkt. Opprydning er en usikker forpliktelse og innehar en usikkerhet vedrørende begge momenter og er dermed relevant for standarden. Periodisk vedlikehold, som omtalt under produksjonsfasen, er ikke en plikt etter definisjonen i standarden, men kan fortsatt bli avsatt for etter NGAAP på grunn av praksis og et unntak i standarden. Denne standardens hovedprinsipper har en tilpasning til internasjonale regnskapsstandarder og da IAS 37 som er en balanseorientert standard. NGAAP har sett på driftskrav som et krav for regnskapsføring av en usikker forpliktelse, men internasjonale standarder krever i stor grad at kravet skal være legalt. Ved regnskapsføring av forpliktelsen skal det brukes beste estimat, og det skal tas hensyn til risiko. Ligger forpliktelsen frem i tid, skal det diskonteres til nåverdi. Ved en endring i estimat vil balanseført forpliktelse oppdateres.

NRS 13 har i pkt. 7 godtatt løsninger etter NGAAP som i visse tilfeller strider mot de balanseorienterte hovedprinsippene i standarden. For områder som ikke er omtalt i pkt. 7 gjelder følgende vilkår for regnskapsføring:

- Dersom det er sannsynlighetsovervekt for at en usikker forpliktelse vil komme til oppgjør, og dersom verdien av oppjøret kan estimeres pålitelig, skal forpliktelsen regnskapsføres. Beste estimat av verdien av oppjøret skal føres som avsetning for forpliktelser i balansen.

- Dersom det er sannsynlighetsovervekt for at en usikker forpliktelse ikke vil komme til oppgjør, skal forpliktelsen ikke regnskapsføres. Det skal i dette tilfellet gis noteopplysning om forpliktelsen som angitt i pkt. 5.

- Dersom det er sannsynlighetsovervekt for at en usikker forpliktelse vil komme til oppgjør, men det ikke er mulig å estimere verdien av oppgjøret pålitelig, skal forpliktelsen ikke regnskapsføres. Slike tilfeller forekommer svært sjelden. Det skal også i dette tilfellet gis noteopplysning om forpliktelsen som angitt i pkt. 5.

(NRS 13, 4.1)

I NRS 13 pkt. 7 har standarden med et spesialkapittel, pkt. 7.5, om fjerning og opprydning. Dette kapittelet går foran hovedprinsippene om usikre forpliktelser i standarden når det gjelder spørsmål knyttet til fjerning og opprydning. Selv om standarden generelt går i retning av mer balanseorientering, påpeker dette kapittelet at sammenstillingsprinsippet fortsatt ligger til grunn for dets løsninger angående avsetninger til fjerning og opprydning.

Petroleumsvirksomhetens utgifter i opprydningsfasen blir todelt i opprydningsutgifter og fjerningsutgifter i pkt 7.5. Dette punktet er ikke et bransjespesifikt punkt med tanke på petroleumsvirksomhet. Der beskriver standarden generelt at det i visse tilfeller er et krav at produksjonsutstyr fjernes og naturskader blir reparert. Opprydningsutgifter er utgifter som vokser i takt med produksjonen. Dette kan for eksempel være opprydning på havbunnen. Havbunnen blir gradvis uryddig og forsøplet under hele produksjonsfasen, og plikten til opprydning blir skapt gjennom produksjonen. Standardens beskrivelse av opprydningsutgifter er; *Nåverdi av fremtidige opprydningsutgifter skal estimeres på hver balansedag og balanseføres som avsetning. Økning i avsetning i løpet av perioden består av en rentekostnad, som er en funksjon av nåverdiberegningen av allerede balanseført opprydningsforpliktelse, og verdien av økt opprydningsvirksomhet som følge av periodens virksomhet, som er periodens opprydningskostnad (NRS 13, 7.5.1).* Beskrivelsen av opprydningsutgiften har en balanseorientert tilnærming.

Fjerningsutgifter er pkt. 7.5 sin andre del av de totale utgiftene i opprydningsfasen. Dette er utgifter til fjerning av innretninger. Denne fjerningsplikten oppstår i det innretningene er på plass på feltet og påvirkes da ikke av produksjonen. Standarden har tre forslag for sammenstilling med inntekt for avsetning til fjerningsutgifter:

1. Avsetning bygges gradvis opp ved resultatføring i takt med driftsmidlets økonomiske levetid, slik at den på fjerningstidspunktet er stor nok til å dekke utgiften.

2. Nåverdi av fjerningsutgiften tas med ved valg av avskrivingsplan, slik at netto utrangeringsverdi er negativ. Sammenlignet med metode 1 vil avskrivning av driftmidlet skje hurtigere, men forpliktelsen vil ikke vises som en avsetning før driftsmislets balanseførte verdi er lik null.

3. Nåverdi av fjerningsutgiften balanseføres som en del av anskaffelseskost, og avskrives sammen med denne. Avsetningen tilsvarer nåverdi av forpliktelsen i hele den økonomiske levetiden for driftsmidlet.

(NRS 13, 7.5.2)

Standarden opplyser at alle tre forslag oppfyller sammenstillingsprinsippet. Men det er kun metode 3 som er i tråd med standardens pkt. 3 og IAS 37. Metode 3 er en balanseorientert metode der balanseverdien av avsetningen skal være nåverdi av fjerningsforpliktelsen, og resultateffekten er dermed endring i avsetning og avskrivning av balanseført nåverdi av forpliktelsen anskaffelseskost. Metode 3 ansees som NGAAP etter denne standarden, selv om den avviker fra resultatorientert tankegang. Metode 1 er en typisk resultatorientert metode der avsetningene for hver periode skal sammenstilles inntekten, og avsetningene skal bygges opp over driftsmidlets levetid. Avsetningen vil i dette tilfellet ikke svare til utgiften for fjerning før produksjonen er ferdig, og balanseført verdi vil da til en hver tid være summen av tidligere avsetninger. Resultatorienteringen i metode 1 følger sammenstillingsprinsippet i større grad enn de to andre metodene, og skal fortsatt regnes som NGAAP, selv om standarden går i en mer balanseorientert retning. Metode 2 er en mellomting der nåverdien tas med som negativ utrangeringsverdi. Minuset her er at forpliktelsen ikke kommer frem i regnskapet før eiendelen er ferdig avskrevet. NRS 13 fremstiller her 3 metoder som er prinsipielt forskjellige, og som gir regnskapsleverandører stor valgfrihet. En slik situasjon kan skape usikkerhet blant regnskapsbrukerne.

Avsetning for fremtidig fjerning og opprydding er et regnskapsområde der en ser klare forskjeller mellom resultatorientert og balanseorientert tankegang. De to tankegangene stiller klare valg til regnskapsbrukerne. Vil de ha et riktig bilde av hva fjerning og opprydding skal kostnadsføres med for en spesifikk produksjonsperiode, eller om en ved hver balansedag skal kunne se hva nåverdien av utgiftene i oppryddingsfasen er.

7.2 Praksis

Norsk praksis for regnskapsføring av opprydningsfasen er i stor grad USGAAP-inspirert. SFAS no. 143, "Accounting for Asset Retirement" kom i 2001. Dette er en generell standard for regnskapsføring for avsetninger til opprydding og fjerning. Standarden kan brukes både under US successful efforts – og US full costmetoden. Før standardens inntreden ble kostnader til opprydningsfasen regnskapsført etter SFAS No. 19, der kostnadene ble avsatt ved å bygge opp en avsetning i resultatorientert tankegang. SFAS No. 143 er en balanseorientert standard som krever nåverdiføring av alle forpliktelser i tråd med metode 3 i NRS 13. Det skal ikke avsettes for nyinstallering av de fjernede innretninger, og heller ikke mot opprydningsutgifter som er svært lite sannsynlige, som for eksempel katastrofer på feltet som ikke kunne forutsees. Standarden krever avsetninger ut fra hva normal drift skulle tilsi.

Fjerning og opprydding er en plikt pålagt av staten, og det godkjennes som plikt av SFAS No. 143. Også bindende kontrakter mellom parter må sees på som legale. NGAAP godtok tidligere driftskrav som plikt alene, men NRS 13 fremhever nå et legalt krav som vilkår for plikt, men fortsatt med unntaksbestemmelser. Når det gjelder tidspunkt for forpliktelser skiller også standarden mellom forpliktelser som oppstår ved installering av innretninger på feltet, og andre forpliktelser som vokser i takt med produksjon og forbruk (for eksempel boring av brønner og forsøpling). SFAS No. 143 krever forpliktelsen beregnet til virkelig verdi, og denne fremkommer gjennom estimering av forskjellige utfall multiplisert med sannsynligheten for utfallet. Beløpet diskonteres til nåverdi med en risikofri rente med lengde lik forpliktelsen. Ut fra denne metoden blir også, som i NRS 13, forpliktelsen balanseført hvis det er sannsynlighetsovervekt for at den usikre forpliktelsen skal komme til oppgjør, og dersom verdien av dette oppgjøret kan estimeres pålitelig. Nåverdien må minst beregnes for hver regnskapsavleggelse, og endringen av denne virkelige verdien blir ført som driftskostnad. Sannsynlighetsveide kontantstrømmer har i praksis ofte blitt byttet ut med den mest sannsynlige kontantstrømmen ved bruk av SFAS No. 143.

I Norge avsetter de aller fleste petroleumsforetak kostnader til fremtidig fjerning og opprydding. Det er i hovedsak to metoder som benyttes. Den ene metoden er den som karakteriseres ut fra metode 1 i NRS 13, der avsetningen gradvis blir bygget opp i resultatorientert tankegang. Den andre er metode 3 i NRS 13, der nåverdi av forpliktelsen blir

lagt til anskaffelseskost og avskrevet i lag med den, i tillegg til at nåverdien av forpliktelsen blir en avsetning i balansen, og at denne avsetningen blir oppdatert ved hver balansedag. Endringen blir resultatført. Praksis har med andre ord vært både resultatorientert og balanseorientert. I sistnevnte tilfelle blir netto driftseiendel ved anskaffelse lik anskaffelseskost for eiendelen siden forpliktelsen til fjerning blir ført på hver side av balansen. Når forpliktelsen i fremtiden inntreffer vil netto driftseiendel være lik negativ avsetning i balansen. Eiendelen, med tillagt forpliktelse til fjerning i anskaffelseskost, er avskrevet til null, mens avsetningen på gjeldssiden i balansen er lik verdien av forpliktelsen til fjerning.

Forpliktelsen til fjerning kan endre seg som følge av at fjerningsestimatet endrer seg eller at tiden frem til fjerningstidspunktet endrer seg. Førstnevnte fører til endring i både forpliktelse til fjerning i anskaffelseskost og avsatt fjerningsforpliktelse og er en konsekvens av enten endring i estimat av utgifter eller endring i diskonteringsrente. Virkningen blir fordelt over gjenværende levetid. At tiden frem til fjerningstidspunktet endrer seg, vil kun få følger for avsatt fjerningsforpliktelse og ikke forpliktelsen til fjerning i anskaffelseskost siden det her dreier seg om en diskonteringseffekt.

Statoil og Hydro innførte begge SFAS No. 143 i 2003. De opplyser at deres praksis i dag er i tråd med standarden uten en veldig nøyaktig beskrivelse i årsrapporten. De beskriver selv sine metoder hovedsaklig i tråd med standarden. Standardens skille mellom fjerning og opprydning er ikke forklart, men alle forpliktelser blir tatt med, og endringer blir også gjort underveis. Da må en anta at opprydningen inngår i estimatet, siden de fører regnskap etter USGAAP som også opererer med et slikt skille.

7.3 Praksis mot IFRS

Som beskrevet tidligere er avsetninger for forpliktelser behandlet i IAS 37, "Provisions, Contingent Liabilities And Contingent Assets". Standarden definerer en avsetning; *a liability of uncertain timing or amount (IAS 37. 10)*. *Liability* (forpliktelse) defineres; *a present obligation of the entity arising from past events, the settlement of which is expected to result in an outflow from the entity of resources embodying economic benefits (IAS 37. 10)*. Det er

tre vilkår for å regnskapsføre en avsetning; a) *an entity has a present obligation (legal or constructive) as a result of a past event; b) it is probable that an outflow of resources embodying economic benefits will be required to settle the obligation; and c) a reliable estimate can be made of the amount of the obligation (IAS 37. 14)*. Fjerning og opprydning i petroleumsvirksomhet er en plikt som er "legal". Plikten er et vilkår for å få godkjent PUD og godkjennes som plikt etter IAS 37 på samme måte som etter SFAS No. 143. En forpliktelse til fjerning og opprydning vil også med stor sannsynlighet føre til utbetalinger som kan estimeres pålitelig. IAS 37 kan også brukes uavhengig successful efforts - eller full costmetoder. Skillet mellom forpliktelser som vokser i takt med produksjonen og forpliktelser som inntreffer ved plassering av innretninger kommer ikke spesifikt frem i IAS 37. Men uansett skal avsetningen være beste estimat (IAS 37. 36), og da vil dette skillet fortsatt kunne fungere i praksis siden det gir et rettviseende bilde av en balanseorientert forpliktelse til fjerning og opprydning. Fra og med når innretningene blir plassert på feltet vil rettighetshaverne ha en plikt til å fjerne dem. Denne forpliktelsen til fjerning skal balanseføres til nåverdi som en avsetning og inngår også til nåverdi i anskaffelseskost ved balanseføringen av innretningene (IAS 16. 16c) og avskrives i lag med anskaffelseskost over levetiden. En estimatendring av fjerningsforpliktelsen blir, som under USGAAP, ført som endring i både forpliktelsen til fjerning i anskaffelseskost og avsatt fjerningsforpliktelse, og dette fordeles prospektivt over gjenværende levetid. Forpliktelse til opprydning vokser i takt med produksjonen og vil kun regnskapsføres til nåverdi som en avsetning. Den tillegges ikke anskaffelseskost. Diskonteringseffekt som følge av at tiden frem til fjerning og opprydning endrer seg blir kun ført som endring i avsetningen. Estimaterendringer og konsekvenser av det er beskrevet i IAS 8. Økning i avsetning for fjerning og opprydning som følge av diskonteringseffekt seg skal etter IAS 37. 60 bli ført som rentekostnad. Her må praksis endres siden USGAAP fører dette som en driftskostnad. Avsetningen skal ved hver balansedag føres til beste estimat (IAS 37. 59). IAS 37s måte å behandle avsetninger for fjerning og opprydning på er, rent regnskapsteknisk, lik metode 3 i NRS 13 og SFAS No. 143. Dette er en balanseorientert metode der avsetningen hver balansedag viser hva som er nåverdien av de fremtidige forpliktelsene. Forpliktelse til fjerning av eiendeler som oppstår ved føring av anskaffelseskost for eiendelene blir tillagt anskaffelseskost og avskrevet med den, justert for estimaterendringer. Hvordan en kommer frem til de enkelte beløp kan avvike litt mellom standardene.

Beste estimat etter IAS 37. 36 skal være det beløp en ville betalt for å gjøre opp forpliktelsen på balansedagen. Ved estimering av beløp skal en ta hensyn til både risiko og usikkerhet (IAS 37. 42). Et slikt beløp vil avhenge av en rekke med omstendigheter og vil kunne beregnes ved estimering av sannsynlighetsveide kontantstrømmer; en estimering av forskjellige utfall multiplisert med sannsynligheten for utfallene. En slik forventningsverdi er beskrevet i IAS 37. 39. Beløpet skal diskonteres til nåverdi hvis virkningen av tidsverdien av penger gir vesentlige utslag (IAS 37. 45). Renten skal; *be a pre-tax rate (or rates) that reflect(s) current market assessments of the time value of money and the risks specific to the liability. The discount rate(s) shall not reflect risks for which future cash flow estimates have been adjusted (IAS 37. 47).* SFAS No. 143s virkelige verdi av forpliktelsen som estimering av forskjellige utfall multiplisert med sannsynligheten for utfallene, er en verdi som praktisk sett må være sammenfallende med de sannsynlighetsveide kontantstrømmene i IAS 37. 39. En aktør er vel villig til å betale maksimalt det som forpliktelsen er estimert til, og ikke mer (IAS 37.36). Praksis der forventningsverdien av forpliktelsen er den mest sannsynlige kontantstrømmen må da byttes ut med forventningsverdi gjennom sannsynlighetsveide kontantstrømmer. SFAS No. 143s rente skal være risikofri med lengde lik forpliktelsen. Det er naturlig med risikofri rente siden de sannsynlighetsveide kontantstrømmene allerede er justert for risiko. Risikofri rente kan godtas ut fra IAS 37. 47 i tilfeller der forventningsverdien av forpliktelsen er justert for risiko. Men IAS 37. 47 åpner også for at renten kan inneholde et risikotillegg hvis forventningsverdien av forpliktelsen ikke er risikojustert.

Statoil og Hydro har allerede tilpasset seg en balanseorientert vurdering av avsetninger til fjerning og opprydning gjennom SFAS No. 143. Der blir nåverdi av forpliktelsen til fjerning lagt til anskaffelseskost og avskrevet i lag denne, justert for estimatendringer, i tillegg til at nåverdien av forpliktelsen blir ført som en avsetning i balansen, justert for estimatendringer og diskonteringseffekt. Forpliktelse til opprydning vokser i takt med produksjonen og vil kun regnskapsføres til nåverdi som en avsetning, justert for estimatendringer og diskonteringseffekt. Den tillegges ikke anskaffelseskost. Denne praksisen kan i stor grad fortsette ved anvendelse av IAS 37. Forventningsverdien av en forpliktelse skal være sannsynlighetsveide kontantstrømmer, og ikke hva som har vært praksis under USGAAP med den mest sannsynlige kontantstrømmen. Økning i avsetninger som følge av diskonteringseffekt kan ikke lenger føres som driftskostnader. IAS 37 krever at dette føres som rentekostnader. Ellers stiller standarden store krav til opplysninger, jamfør paragrafene 84–92.

8. Oppsummering/konklusjon

Petroleumsvirksomhetens livssyklus med alle sine faser spenner over et langt tidsrom. Ut av definisjonen av petroleumsvirksomhet i Lov om petroleumsvirksomhet § 1-6c inngår alle de beskrevne faser. Fra starten på forundersøkelsesfasen til feltet er utbygd, kan det ofte ta mange år. Dette er en tid med store utgifter uten inntekter. Produksjonsfasen kan i mange tilfeller vare over 30 år. Denne perioden byr på store inntekter. Opprydningsfasen vil deretter kreve store utlegg igjen. På forhånd er det ofte stor usikkerhet om hvor kostbart dette kan bli. Store varierende beløp over et langt tidsrom byr på utfordringer vedrørende regnskapsførsel over livssyklusen.

Fra og med 01.01. 2005 må alle børsnoterte foretak i Europa rapportere konsernregnskap etter IFRS. Foretak som avlegger regnskap etter USGAAP, og som gjorde dette før forordningen ble vedtatt, kan vente med implementeringen til 2007. Petroleumsforetak på den norske kontinentalsokkelen, som er børsnoterte i Norge, har i stor grad fulgt USGAAP sine regler for regnskapsføring av oppstrømskostnader. USGAAP har utviklet et godt regelverk for regnskapsføring gjennom petroleumsvirksomhetens livssyklus. Kravet om IFRS-rapportering vil by på store utfordringer for regnskapsprodusentene, og spørsmålet er hvordan petroleumsforetakene på norsk kontinentalsokkel, som er børsnoterte i Norge, skal regnskapsføre sine oppstrømskostnader når kravet om IFRS trer i kraft. Utredningen har tatt for seg fase for fase i petroleumsvirksomheten. Prinsipper, metoder og praksis har blitt redegjort for og blitt stilt opp mot relevante IFRS for å komme frem til hvordan oppstrømskostnader bør regnskapsføres når kravet trer i kraft.

Når det gjelder balanseføring av utgifter i forundersøkelses – og letefasen, vil US successful efforts og andre tilpasninger av metoden fortsatt være godtatt etter IFRS 6. US full cost er tvilsom, men en fullkostmetode som starter balanseføring når letefasen begynner kan fortsette under denne standarden. IFRS 6 tillater å fravike kildehierarkiet når prinsipper for balanseføring skal bestemmes av foretakene. Balanseførte utgifter i overgangen til utbyggingsfasen vil fortsatt kunne reklassifiseres til varige driftsmidler. I hovedsak vil balanseføringene i utbyggingsfasen til historisk kost kunne fortsette ved bruk av IAS 16.

Produksjonsenhetsmetoden for avskrivning av feltspesifikke eiendeler kan fortsatt benyttes. For ikke feltspesifikke eiendeler bør en annen passende metode benyttes. Dagens oppdeling i vurderingsenheter for avskrivning med brønner, plattformer og rørledninger bør da modereres hvis plattformene eller rørledningene kan deles i feltspesifikke og ikke-feltspesifikke deler. Slike deler bør avskrives separat. En videre dekomponering av plattformene kan det argumenteres både for og imot. Kravene til vurdering av restverdi, utnyttbar levetid og avskrivningsmetode er krav utover hva som er praksis i dag. Om det benyttes en successful efforts – eller fullkostmetode får ikke konsekvenser for avskrivning etter IAS 16.

Ved nedskrivning vil fullkostmetoden, uansett variant, vanskelig kunne fortsette med tanke på kontantgenererende enheter. Fullkostmetodens vide kostnadssted er mer vidt enn en kontantgenererende enhet med tanke på laveste nivå med uavhengig kontantstrøm. IAS 36 krever også reversering av nedskrivning hvis indikasjonene på verdifall ikke lenger er tilstede, noe som er en motsetning til USGAAPs permanente nedskrivning. US successful efforts og andre successful effortsmetoder med felt som kostnadssted kan fortsette, men må modereres med tanke på veien fra indikasjon til virkelig verdi, utregning av bruksverdi, netto salgsverdi og andre forhold. Nedskrivning av brønner bør også modereres mot IAS 36s uavhengige kontantstrømmer og kontantgenererende enheter, og bør kun nedskrives på brønnnivå for brønner på felt uten produksjon

Driftsutgifter kan kostnadsføres som før. Påkostning/oppgradering som leder til større yteevne kan også balanseføres som før. Periodisk vedlikehold stiller nye krav til regnskapsførsel etter IFRS ved å gå fra avsetning til balanseføring og avskrivning av periodisk vedlikeholdsdel. Utskifting av deler av eiendeler kan nå også balanseføres selv om den utskiftede delen ikke er avskrevet separat, men den utskiftede delen må fjernes fra balansen. En balanseføring krever uansett at balanseføringskriteriene er oppfylt.

Fjerning og opprydning skal regnskapsføres balanseorientert etter IAS 37. Standarden godtar ikke resultatorienterte avsetninger som bygges opp i takt med produksjonen for å dekke utgifter til fjerning og opprydning når fjerningstidspunktet inntreffer. IAS 37 har store likheter med SFAS No. 143. Der blir nåverdi av forpliktelsen til fjerning lagt til anskaffelseskost og avskrevet i lag med denne, justert for estimatendringer, i tillegg til at nåverdien av forpliktelsen blir ført som en avsetning i balansen, justert for estimatendringer og diskonterings effekt. Forpliktelse til opprydning vokser i takt med produksjonen og vil kun

være en avsetning, som justeres for estimatendringer og diskonteringseffekt. Den tillegges ikke anskaffelseskost. Denne praksisen kan i stor grad fortsette ved anvendelse av IAS 37. Økning i avsetninger som følge av diskonteringseffekt kan ikke lenger føres som driftskostnader, men IAS 37 krever at dette føres som rentekostnader.

Det skal bli spennende å se hva IASB vil foreta seg videre. IFRS 6, som er det eneste ferdige produktet av "Extractive Industries Issues Paper", godtar både successful efforts – og full costmetoden. Men "Extractive Industries Issues Paper" anbefaler successful effortsmetoden. Dette signaliserer kanskje at IASB ønsker en regnskapsføring av oppstrømskostnader som har likhet med USGAAP. Men en balanseføring av utgifter før en drivverdighetserklæring foreligger vil slite med å få aksept av rammeverkets balanseføringskriterier. Dette kan bli et problem.

De mer generelle standarder (IAS 16, IAS 36 og IAS 37) som må anvendes der IFRS 6 ikke er relevant krever likevel visse endringer. Så lenge IAS 36 anvendes for nedskrivning, vil et kostnadssted i hovedsak måtte være et felt. Dermed vil fullkostmetoder være vanskelige å bruke siden deres kostnadssted er mer vidt enn et felt. En successful effortsmetode med felt som kostnadssted, korrigert for endringer som de mer generelle standarder krever, vil da kanskje være løsningen for norske petroleumsforetaks regnskapsføring av oppstrømskostnader når kravet om IFRS-rapportering trer i kraft.

Referanser

Bøker og artikler

A. Johnsen, E. Kvaal, "Regnskapsloven – kommentarer til lov av 17. juli 1998 nr. 56 om årsregnskap m. v.", Cappelen Akademisk Forlag, Oslo, 1999.

C. J. Wright, R. A. Gallun, "International Petroleum Accounting", Pennwell, Tulsa, Oklahoma, 2005.

A. Kinserdal, "Grunnleggende regnskapsforståelse", Cappelen Akademisk Forlag, Oslo, 2005.

A. Kinserdal, "Finansiell rapportering og analyse", Cappelen Akademisk Forlag, Oslo, 2005.

A. Kinserdal, "Finansregnskap med analyse" Cappelen Akademisk Forlag, Oslo, 2001.

Den norske Revisorforening, "Internasjonale regnskapsstandarder – en presentasjon av IFRS, 2. utgave", DnR Forlaget, Oslo, 2004.

Ernst & Young, "IFRS på norsk – Tema- og bransjeartikler ", Ernst & Young, Oslo, 2005.

A. Johnsen, "God regnskapsskikk i jubileumsåret", artikkel i "Revisjon og Regnskap", DnR Forlaget, Oslo, 2005.

F. Gjesdal, E. Kvaal, S. S. Kvifte (red.), Internasjonale regnskapsstandarder, Cappelen Akademisk Forlag, Oslo, 2006.

Foredrags – og forelesningsnotater

T. I. Skjellevik, M. Haugland, Foredragsnotater; "Oljeregnskapsteori og praksis", Ernst & Young, Stavanger, 2005.

Kjell Henry Knivsflå, Forelesningsnotater, BUS 424 og BUS 425, Norges Handelshøyskole, Bergen, 2004 og 2005.

Studentarbeid

V. N Mathiesen, A. L. Mckenzie, "Regnskapsmessig behandling av leteknadene i Saga Petroleum AS", Studentarbeid, Stavanger, 1984.

I. Myhre, E. Friis, S. Olsen, "Lønnsomhetsvurdering angående aktivering kontra kostnadsføring av finans- og leteknader", Studentarbeid, Stavanger, 1984.

B. M. Ingvaldsen, L. Schøll-Larsen, "Regnskapsmessig behandling av leteknader; prinsipper og praksis", Studentarbeid, Stavanger, 1985.

R. O. Eskeland, "Conoco Norway Inc., Behandling av leteknader og avskrivninger offshore. En vurdering med utgangspunkt i anbefalinger for god regnskapsskikk i aksjeloven og skattelover ", Studentarbeid, Stavanger, 1986.

R. Frøystad, O. K. Falnes, "Oljeregnskap – lete- og opprydningsknader i teori og praksis", Studentarbeid, Oslo, 1987.

M. Pedersen, "Oljeregnskap – Noen problemstillinger ved utarbeidelse av et finansregnskap for et oljeselskap", Studentarbeid, Bergen, 1982.

Internettsider

Oljedirektoratet, OD, www.npd.no.

Statoil, www.statoil.com.

Lov om petroleumsvirksomhet, www.lovdatab.no

Hydro, www.hydro.com

DNO, www.dno.no

Norske Regnskapsstandarder, www.regnskapsstiftelsen.no

Lov om årsregnskap (regnskapsloven), www.lovdatab.no

IFRS, engelske versjoner, www.iasb.org

IFRS, norske versjoner, www.lovdatab.no

IASB Rammeverk, www.iasb.org

