

UiO : **Det juridiske fakultet**

Petroleumsloven § 5-3 tredje ledd – en formålstjenlig lovbestemmelse?

En vurdering av bestemmelsen og dens konsekvenser i praksis

Kandidatnummer: 675

Leveringsfrist: 25.04.2013

Antall ord: 17 435



Innholdsfortegnelse

1	INNLEDNING	1
1.1	Tema	1
1.2	Avhandlingens problemstilling og videre fremstilling	2
2	PETROLEUMSLOVEN § 5-3(3): RETTSLIG KONTEKST OG BAKGRUNN	3
2.1	Introduksjon	3
2.2	Rettslig kontekst og bakgrunn	3
2.3	Formål og hensyn bak petrol. § 5-3(3)	7
3	DET SUBSIDIÆRE ØKONOMISKE ANSVARET ETTER PETROLEUMSLOVEN § 5-3(3)	10
3.1	Introduksjon	10
3.2	Nærmere om overdragerens subsidiære ansvar	10
3.2.1	Krav om myndighetssamtykke etter petrol. § 10-12(1) ved overdragelse av deltakerandel i utvinningstillatelsen	10
3.2.2	Ingen unntaksadgang fra det subsidiære ansvaret	12
3.2.3	Spørsmålet om lovfestet informasjonstilgang mellom rettighetshaverne	13
3.3	Ansvarets subjekter	15
3.3.1	Hvem som kan gjøre det subsidiære ansvaret gjeldende overfor overdrager	15
3.3.2	Hvem kan ansvaret gjøres gjeldende mot?	18
3.3.3	Adgangen til å fremme direktekrav	20
3.4	Vilkårene for iverksettelse av det subsidiære ansvaret	23
3.4.1	Krav om pådratte kostnader	23
3.4.2	Overdragelsestidspunktet	23
3.4.3	Når mislighold må anses å foreligge	24
3.5	Ansvarets omfang	26

3.5.1	De faktiske begrensninger	26
3.5.2	Ansvarets begrensning i tid	36
3.6	Om overdrager har innflytelse på valg av disponeringsløsning	39
3.7	Oppsummering	41
4	GARANTIAVTALER - EN KONSEKVENNS AV PETRL. § 5-3(3)	42
4.1	Introduksjon	42
4.2	Sikkerhetsstillelse ved bruk av bankgaranti	44
4.2.1	Den skattemessige byrden ved garantiutbetalingen	45
4.3	Sikkerhetsstillelse ved bruk av morselskapsgaranti	50
4.4	Utfordringer tilknyttet bruk av DSA	53
4.4.1	Fordeler og ulemper ved bruk av DSA	54
4.4.2	Vanskeligheter ved fastsettelsen av garantisum	57
4.4.3	Endringsmekanisme for fornyet bank- og morselskapsgaranti	57
4.4.4	Valutarisiko	59
4.5	Oppsummering	59
5	ET ALTERNATIV OG LØSNINGSFORSLAG TIL DAGENS ORDNING	61
5.1	Introduksjon	61
5.2	Fond	62
5.3	Innordningsløsninger til petrl. § 5-3(3)	64
5.3.1	Rett til å kjøpe tilbake deltakerandelen	64
5.3.2	Endelig oppgjør ved erverv av deltakerandelen	65
5.3.3	Tilbakebetaling av kompensasjonsvederlaget	66
6	AVSLUTTENDE BEMERKNINGER	67
7	LITTERATURLISTE	70

1 Innledning

1.1 Tema

Avhandlingens tema har bakgrunn i den norske petroleumsvirksomhetens utvikling de siste årene, hvor det i større grad har blitt fokusert på petroleumsvirksomhetens avslutningsfase, både politisk og ved at stadig flere felt karakteriseres som modne oljefelt.¹ Tema for avhandlingen er derfor det subsidiære økonomiske ansvaret som tidligere rettighetshaver (heretter også «overdrager») i en utvinningstillatelse² innehar for kostnader tilknyttet fjerning av olje- og gassinnetninger. Ansvaret, som er fastsatt i Petroleumsloven³ (heretter: petroleumsloven eller petrl.) § 5-3(3), trådte i kraft i 2009.⁴

I 2011 var det nærmere 500 innretninger på norsk kontinentalsokkel.⁵ I en rapport fra 2002, ble det fremlagt en oversikt over installasjoner på norsk sokkel som sannsynligvis skal avvikles i årene fremover. Mellom år 2010 til 2015 er det antatt at 14 installasjoner avvikles, og ytterligere 18 installasjoner mellom 2015 til 2020.⁶ På bakgrunn av kostnadstall innrapportert fra operatørselskapene, beregnet Oljedirektoratet at det vil koste nærmere 170 milliarder kroner å avvikle innretningene, med unntak av bunnfaste betongunderstell.⁷ Det er disse fjerningskostnadene, avgrenset mot såkalte nedstengningskostnader, som er gjenstand for det subsidiære ansvaret etter § 5-3(3), og som tema for avhandlingen.

¹ St.meld.nr.39(1999-2000) s.25

² Jf. petrl. §3-3

³ Lov av 29. november 1996 om petroleumsvirksomhet

⁴Ot.prp.nr.48 (2008-2009) s.1

⁵Oljedirektoratet(2011)

⁶Det Norske Veritas(2002)

⁷Oljedirektoratet(2011)

1.2 Avhandlingens problemstilling og videre fremstilling

Avhandlingens problemstilling er todelt. For det første foretas en bred fremstilling av petrl. § 5-3(3). Deretter vurderes petrl. § 5-3(3) og dens formålstjenlighet.

Formålstjenlighetsvurderingen innebærer en redegjørelse av bestemmelsens innhold, en utredning av dens praktiske konsekvenser og drøftelse av hvorvidt bestemmelsen fungerer i henhold til sine konkrete formål samt overordnede formål i petroleumslovgivningen. Formålene behandles og vurderes samlet. I vurderingen av konsekvensene som er oppstått i kjølvannet av bestemmelsen, er det naturlig å fokusere på garantiavtalene som ofte inngås mellom tidligere rettighetshaver og kjøper av deltakerandelen, og utfordringer som reiser seg ved bruk av garantiene. Redegjørelsen av garantiene og deres utfordringer kaster lys over petrl. § 5-3(3) sine praktiske komplikasjoner, og således dens formålstjenlighet. For å vurdere om petrl. § 5-3(3) er formålstjenlig, vil jeg dessuten se på et alternativ til ordningen og om aktørene kan innordne seg bestemmelsen på annen måte.

Petrl. § 5-3(3) kan ha medført ytterligere konsekvenser som alle har betydning i en formålstjenlighetsvurdering. Avhandlingen avgrensner seg positivt mot drøftelsen av garantiavtaler. Flere alternative ordninger til petrl. § 5-3(3) samt løsningsforslag til innordning enn hva oppgaven drøfter, kan selvfølgelig foreligge. På bakgrunn av avhandlingens rammer må det også her positivt avgrenses mot fondsdrøftelsen og de konkrete løsningsforslagene som reises.

Avhandlingen gir i kapittel 2 en innføring i petrl. § 5-3(3) sin bakgrunn og rettslig kontekst, herunder en fremstilling av bestemmelsens formål og hensyn. En rettsdogmatisk fremstilling av bestemmelsen gis i kapittel 3. I kapittel 4 behandles en konsekvens av § 5-3(3), nemlig bruk av garantiavtaler, og komplikasjoner som disse medfører. Kapittel 5 ser kort på et alternativ til det subsidiære ansvaret og forslag til andre måter rettighetshaverne kan innordne seg petrl. § 5-3(3) på. Avsluttende bemerkninger er plassert i kapittel 6, herunder en vurdering av bestemmelsens formålstjenlighet.

2 Petroleumsloven § 5-3(3): Rettslig kontekst og bakgrunn

2.1 Introduksjon

For å kunne fremstille og vurdere petrl. § 5-3(3) og dens formålstjenlighet, er det nødvendig å redegjøre for bestemmelsens bakgrunn, kontekst, hensyn og formål. Ved redegjørelsen av bestemmelsens formål vil også relevante overordnede formål for petroleumsloven nevnes.

2.2 Rettslig kontekst og bakgrunn

Petroleumsvirksomhet på den norske kontinentalsokkel reguleres i Petroleumsloven med tilhørende forskriftsverk.

Petroleumslovens oppbygging følger fasene i livsløpet til et petroleumsprosjekt, og deles vanligvis inn i fire: Letefasen, utbyggingsfasen, produksjonsfasen og avslutningsfasen.⁸ I letefasen foretas det geologiske undersøkelser og vurderinger i håp om å finne olje- og gassressurser i havbunnen.⁹ Ved funn planlegger, utreder og utbygger rettighetshaverne feltet. Først i produksjonsfasen genereres inntektene. Olje og gass løftes opp til overflaten, og behandles før produktet endelig selges på det åpne markedet. I avslutningsfasen er feltet ferdig utvunnet eller tillatelsene for petroleumsvirksomhet har gått ut på dato.¹⁰

Petrl. kapittel 5 gir en omfattende regulering av plikter og ansvar som påhviler rettighetshaverne i avslutningsfasen. Kapittelet foretar en grundig regulering av hva som skjer med innretningene når de tas ut av bruk. Avslutningsfasen omfatter flere aktiviteter, herunder

⁸ MarLus nr. 404(2011), s. 35

⁹ Ibid, s. 36

¹⁰ Knoph(2004) s. 462

disponering. Disponering, som kan medføre betydelige kostnader som eiere og rettighets-
havere er forpliktet til å dekke,¹¹ innebærer videre eller annen bruk av innretningene, hel
eller delvis fjerning eller etterlatelse, jf. petrl. § 5-1(1). Forøvrig regulerer § 5-1 fremleg-
gelse av avslutningsplan, planens subjekter, hvilke tillatelser og situasjoner som utløser
fremleggelsesplikten og tidspunktet for fremleggelse av avslutningsplanen. Kapittel 5 inn-
fører og implementerer relevante folkerettslige regler, herunder Havrettskonvensjonen, de
påfølgende IMO-retningslinjene¹² og OSPAR-konvensjonen¹³.

Petrl. § 5-3(1) gir Olje- og energidepartementet hjemmel til å fatte vedtak om disponering
og fastsette frist for gjennomføringen av disponeringsvedtaket. I tillegg til tredje ledd, in-
neholder annet, fjerde og femte ledd en nærmere regulering av hvilke rettssubjekter som er
ansvarlig for gjennomføringen av disponeringsvedtaket i ulike situasjoner. Sjette ledd opp-
stiller sanksjonsmuligheter dersom vedtaket ikke gjennomføres innen fristen. Siste ledd
regulerer situasjonen hvor innretninger er plassert på land eller på sjøgrunn underlagt privat
eiendomsrett.¹⁴

I utgangspunktet ligger fjerningsansvaret hos deltakerne i utvinningstillatelsen, jf. petrl. §
5-3(2). Det er «rettighetshaver og eier» som er forpliktet til å gjennomføre disponerings-
vedtaket, og dekke kostnadene som pådras. Utgangspunktet gjenspeiles i Samarbeidsavta-
len art. 7.1, hvor det heter at partene er «prinsipalt proratarisk og subsidiært solidarisk»
ansvarlig for forpliktelser som oppstår på grunn av «interessentskapets virksomhet». Dis-
ponering er klart omfattet av slik virksomhet. Hovedregelen kan også tolkes ut fra ordlyden
«subsidiært» i petrl. § 5-3(3) første punktum. Ansvar er sekundært og kommer først til
anvendelse når den prinsipalt ansvarlige ikke dekker sin forpliktelse.

¹¹ Hammer(2009) s. 407-408

¹² FNs Havrettskonvensjon av 1982 art. 60 nr. 3 jf IMO retningslinjene art. 1 og 3.

¹³ Oslo-Paris-konvensjonen(OSPAR) av 1992

¹⁴ Hammer(2009) s. 430

Frem til år 2000 var den norske kontinentalsokkel preget av oljeselskaper med stor finansiell kapasitet,¹⁵ en virksomhet som sto overfor finansielt krevende og teknisk utfordrende oppgaver, og hvor få innretninger hadde rukket å komme inn i disponeringsfasen.¹⁶ For å øke verdiskapningen fra modne områder¹⁷ gjennomførte norske myndigheter flere tiltak, hvorav et var å invitere nye og mindre oljeselskaper som rettighetshavere i utvinningstillatelsene. Å få nye aktører inn på kontinentalsokkelen har følgelig vært et klart uttalt politisk ønske fra statens side.¹⁸ Flere mindre oljeselskaper med svakere finansiell styrke har nå fått innpass, og det er i dag et mangfold av veletablerte og nyetablerte selskaper med ulik bakgrunn og formål, og med varierende teknisk og økonomisk styrke på norsk sokkel.¹⁹ Til sammenlikning har en tilsvarende utvikling funnet sted på britisk sokkel.²⁰ Flere av de mindre aktørene spesialiserer seg på modne petroleumsområder gjennom ny og avansert teknologi.²¹ Samtidig blir en stadig større del av Nordsjøen å anse som modne petroleumsområder og følgelig nærmer flere innretninger seg avvikling.²²

Opprinnelig tildeler Olje- og energidepartementet utvinningstillatelser til kvalifiserte selskaper som, i kraft av å være rettighetshaver, får tillatelse til å drive petroleumsvirksomhet på norsk sokkel og eiendomsrett til petroleumen som produseres jf. petrl. § 3-3. Deltakerandelene i utvinningstillatelsen kan deretter fritt overdras mellom selskaper, dog betinget av Olje- og energidepartementets samtykke, jf. petrl. § 10-12(1) jf. § 5-3(3), hvor de samme hensyn som ved tildelingsvurderingen etter § 3-3 vektlegges.

¹⁵ Meld.st. 28 (2010-2011), pkt. 2.5

¹⁶ Hammer(2009). s. 442

¹⁷ Områder med andre utfordringer enn tidligere, der man kun forventer å gjøre mindre petroleumsfunn

¹⁸ St.meld. nr.39 (1999-2000), s. 67 og Meld.st.28 (2010-2011)

¹⁹ NOROG(2010), s. 6

²⁰ St.meld. nr.39 (1999-2000) s. 66

²¹ MarIus nr. 340(2005), s. 3

²² Meld.st. 28 (2010-2011), pkt. 2.5

Ved overdragelse av deltakerandeler i utvinningstillatelser, er det innført et subsidiært økonomisk ansvar for selskaper som tidligere har vært rettighetshaver i tillatelser med innretninger jf. petrl. § 5-3(3). Ansvaret omfatter kostnader til gjennomføring av disponeringsvedtaket. Innføring av petrl. § 5-3(3) har bakgrunn i petroleumsvirksomhetens utvikling på den norske kontinentalsokkelen.

Overdrageren er etter petrl. § 5-3(3) «økonomisk ansvarlig».²³ Etter ordlyden er ansvaret rent økonomisk, og innebærer ingen gjennomføringsplikt for overdrageren. Ifølge forarbeidene er det ikke praktisk at tidligere rettighetshaver ilegges en gjennomføringsplikt, «da tidligere rettighetshaver ikke nødvendigvis lenger har en relevant organisasjon».²⁴

Overdragelse av deltakerandeler skjer gjennom hele petroleumsvirksomhetens livsløp. Arealer som et selskap ikke vurderer som interessant kan likevel anses som en god forretningsmulighet av andre.²⁵ Tendensen har vært at store oljeselskaper innehar mindre kompetanse på utvinning av modne felt og har derfor vanskeligere for å hente ut petroleumssressene på en kostnadseffektiv måte. Overdragelse av deltakerandelen skjer ofte til spesialiserte, men mindre oljeselskaper med en forretningsprofil rettet mot modne felt. Typiske årsaker til at rettighetshaver ønsker å overdra sin deltakerandel kan være at tillatelsen ikke lenger passer inn i selskapets portefølje, produksjonen er fallende, selskapet har ikke spesialisert seg på slik utnyttelse, funnets størrelse nødvendiggjør svært kostbare investeringer, eller at andre har bedre forutsetninger for å bygge ut feltet mer kostnadseffektivt.²⁶

Forslaget om innføring av et subsidiært ansvar for tidligere rettighetshaver skapte diskusjon i petroleumsnæringen. Norsk olje og gass²⁷, en interesse- og arbeidsgiverorganisasjon for

²³ Petrl. §5-3(3), første punktum

²⁴ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.12

²⁵ Meld.st. 28 (2010-2011), pkt. 2.5.1

²⁶ Hammer(2009) s. 799

²⁷ Tidligere Oljeindustriens landsforening (OLF)

oljeselskaper og leverandørbedrifter (heretter forkortet NOROG), var imot innføringen og mente petrol. § 5-3(3) ville medføre utstrakt bruk av garantiavtaler, og således hindre transaksjoner av deltakerandeler og skape en skadelig usikkerhet i markedet.²⁸ Dette behandles nærmere i kapittel 4.

2.3 Formål og hensyn bak petrol. § 5-3(3)

De overordnede formålene i petroleumslovverket har betydning i vurderingen av om § 5-3(3) er formålstjenlig, i den grad de er relevante. Petrol. § 5-3(3) må derfor ses på bakgrunn av disse formålene, samt de konkrete formål bak innføringen av selve bestemmelsen.

Petroleumsloven har ingen egen formålsparagraf. Lovens overordnede formål fremgår blant annet av § 1-2 om ressursforvaltning og av § 4-1 om forsvarlig utvinning. Etter petrol. § 1-2(2) skal petroleumsressursene «forvaltes i et langsiktig perspektiv» og komme «hele det norske samfunn til gode», herunder sikre velferd, sysselsetting, styrke næringslivet og industriell utvikling og et bedre miljø.²⁹ Et ytterligere hensyn har vært å utnytte og produsere «mest mulig av den petroleum som finnes i hver enkelt petroleumforekomst (...)», jf. petrol. § 4-1. Et variert spekter av aktører bidrar til at tildelte arealer utnyttes på en effektiv måte, samt øker konkurransen om areal og bidrar til teknologisk utvikling.³⁰ Ulike aktører tilfører et rikere tilfang av geologiske vurderinger, ulik kompetanse og nødvendig erfaring for å maksimalt påvise naturressursene på sokkelen.³¹ Mangfold er således ekstra viktig i modne områder hvor haleproduksjon iverksettes.³² Et mangfoldig aktørbilde oppnås blant annet gjennom overdragelse av deltakerandeler i utvinningstillatelser. Adgangen til overdragelse ivaretar dessuten rettighetshavernes fleksibilitet. Kun motiverte aktører bør drive petrole-

²⁸ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.8

²⁹ Jf. petrol. §2-1(2)

³⁰ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.4

³¹ Meld.st.28 (2010-2011), pkt. 2.5

³² Haleproduksjon er utvinning i slutfasen av produksjonsperioden, jf. Petroleumstilsynet

umsaktivitet, og forretningsmessige hensyn taler derfor også for å oppnå et bredere aktørbilde på norsk sokkel.

Før innføringen av § 5-3(3) innebar overdragelse av deltakerandelen i utvinningstillatelsen at overdrageren ble fritatt fra alt ansvar.³³ Hovedformålet bak innføringen av petrl. § 5-3(3) var å sikre tilgjengelige midler til dekning av fjerningskostnadene som oppstår ved gjennomføringen av disponeringsvedtaket,³⁴ samt innføre sikkerhet for gjennomføring av disponeringen,³⁵ fjerne usikkerhet som måtte oppstå og forhindre at de øvrige rettighetshaverne i utvinningstillatelsen må dekke mer enn sin opprinnelige andel, jf. solidaransvaret i Samarbeidsavtalen³⁶ art. 7.1.³⁷ Overdrager har som tidligere rettighetshaver i utvinningstillatelsen dratt fordeler av innretningene i deres levetid, og det kan anses som rimelig at overdrageren står subsidiært ansvarlig for kostnadene for fjerning av innretningene. Myndighetenes utfordring er å balansere behovet for fremtidige investeringer med passende tiltak for å sikre at fjerningskostnadene dekkes, uten å belaste skattebetalerne med kostnadene. Synspunktet er at kostnadene bør bæres av industrien selv, som i feltets levetid har opparbeidet seg store oljeinntekter.³⁸

Etter Samarbeidsavtalens art. 7.1 har rettighetshaverne et prinsipalt proratarisk og subsidiært solidarisk ansvar for interessentskapets forpliktelser. Kombinasjonen av inntreden av mindre solide selskaper og solidaransvaret kan være uheldig. Et salg av en deltakerandel til et svakere finansielt selskap, øker sannsynligheten for at rettighetshaverne må dekke en større del av forpliktelsene enn deres egen andel tilsier, dersom den nye rettighetshaveren

³³ Kvale & Co, s 2.

³⁴ Jf. petrl.§5-3(1)

³⁵ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.10

³⁶ Avtale om samarbeid mellom petroleumsselskapene som tildeles utvinningstillatelse i samme lisens på norsk sokkel, jf. Ellenes(2001), s. 1

³⁷ Hammer(2009) s. 443 og 444

³⁸ Moller(2007) s.2

ikke er i stand til å betale for seg. En aktør med svakere finansiell styrke vil være mer utsatt for insolvens og konkurs, spesielt i et marked med store svingninger i oljeprisene. De øvrige rettighetshaverne blir således eksponert for økt risiko.³⁹ Petrl. § 5-3(3) gjenoppretter balansen og forhindrer at de resterende rettighetshaverne i utvinningstillatelsen med solidaransvar må dekke mer enn sin opprinnelige andel av disponeringsforpliktelsene.

Behovet for et subsidiært ansvar kan illustreres med et eksempel fra britisk sokkel. Det skotske oljeselskapet Tuscan Energy og Acorn Oil & Gas gjenopptok produksjonen på det britiske Admore-feltet.⁴⁰ Underveis ble Tuscan Energy insolvent. Produksjonen måtte avsluttes og Tuscan Energy forlot feltet uten å betale sin del av fjerningskostnadene. Gjennom et intenst samarbeid med britiske myndigheter klarte Acorn å gjennomføre avviklingen, uten nevneverdig å belaste britiske skattebetalere med kostnadene. Acorn måtte alene bære opp i mot 100% av fjerningskostnadene.⁴¹ Saken illustrerer sikkerhetsbehovet for fjerningskostnader ved andelsoverdragelser til svakere finansielle selskaper. Det er dette sikkerhetsbehovet petrl. § 5-3(3) er ment å ivareta.

³⁹ Innst.O. nr.106 (2008–2009) s. 2

⁴⁰ Ross-McCall(2011) s.1

⁴¹ Izundu(2007)

3 Det subsidiære økonomiske ansvaret etter Petroleumsloven § 5-3(3)

3.1 Introduksjon

En av avhandlingens problemstillinger er å gi en bred fremstilling av petrl. § 5-3(3), herunder å drøfte spørsmål som måtte reise seg i tilknytning til tidligere rettighetshavers subsidiære ansvar. Fremstillingen illustrerer ulike utfordringer aktørene i norsk petroleumsvirksomhet møter i avslutningsfasen, og vil således ha betydning for avhandlingens andre overordnede problemstilling, nemlig formålstjenlighetsvurderingen av petrl. § 5-3(3).

I punkt 3.2 ser jeg nærmere på overdragerens subsidiære ansvar. I punkt 3.3 drøftes ansvarssubjektene, herunder adgangen til å fremme direktekrav, før jeg tar jeg for meg de aktuelle vilkårene for ansvarets inntreden i punkt 3.4. I punkt 3.5 behandles ansvarets omfang, før spørsmålet om tidligere rettighetshaver har innflytelse på valg av disponeringsløsning drøftes i punkt 3.6.

3.2 Nærmere om overdragerens subsidiære ansvar

3.2.1 Krav om myndighetssamtykke etter petrl. § 10-12(1) ved overdragelse av deltakerandel i utvinningstillatelsen

Overdragelse av deltakerandel i utvinningstillatelsen må skje i henhold til reglene i § 10-12(1) jf. § 5-3(3), første punktum. Etter § 10-12(1) kreves det samtykke av Olje- og energidepartementet før overdragelse av deltakerandelen kan gjennomføres. De samme hensyn som vurderes ved tildeling av lisenser etter petrl. § 3-3, er også av betydning for samtykke-

kravet etter petrl. § 5-3(3). All form for overdragelse omfattes, slik som kjøp, farm-out eller bytte, samt overdragelse på bakgrunn av mislighold, jf. Samarbeidsavtalen art. 9.3.⁴²

Petrl. § 10-12 er en av flere styrings hjemler i Petroleumsloven. Gjennom samtykkekravet har Olje- og energidepartementet kontroll over hvem som til enhver tid har tillatelse til å utøve petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, og er en naturlig konsekvens av Olje- og energidepartementets tildelingsmyndighet av utvinningstillatelser etter petrl. § 3-3. Fri overdragelse av deltakerandeler ville uthule kravet om myndighetstillatelse til utvinning.⁴³

Etter art. 23.1 gir Samarbeidsavtalen det statseide selskapet Petoro⁴⁴ forkjøpsrett til å «overta hele andelen til den pris og vilkår som er avtalt», og kan således hindre nye aktører i å kjøpe seg inn i utvinningstillatelsen. Petoro har ikke benyttet forkjøpsretten,⁴⁵ som kun bør anvendes i «særlige tilfeller».⁴⁶ Forkjøpsretten gjelder likevel ikke ved overdragelse mellom et selskap og et «tilknyttet selskap», som innledningsvis i Samarbeidsavtalen er definert som mor-, datter- eller søsterselskaper.

Overdragelsen krever ikke samtykke fra rettighetshaverne i utvinningstillatelsen, bortsett fra i perioden frem til den «obligatoriske arbeidsforpliktelsen» er oppfylt, jf. Samarbeidsavtalen art. 23.1. Uttrykket sikter til arbeidsforpliktelsen i letefasen som er pålagt etter petrl. § 3-8.⁴⁷ Bakgrunnen for samtykkekravet er at det på letestadiet ofte oppstår store kostnader og ulykkesrisiko, samtidig som det fortsatt er usikkert om feltet inneholder drivverdige

⁴² Hammer(2009) s. 444

⁴³ Ibid. s. 799

⁴⁴ Statlig aksjeselskap som forvalter statens andeler i norsk olje- og gassvirksomhet, jf. Marius nr. 404(2011) s. 23

⁴⁵ Jf. prop.1 S (2009-2010), kap. 1870

⁴⁶ Ibid.

⁴⁷ Hammer(2009) s. 813

funn. Rettighetshaveren bør ikke ha mulighet til å komme seg ut av sine forpliktelser på dette stadiet, uten at de andre rettighetshaverne samtykker.⁴⁸

Det spiller ingen stor rolle at de gjenværende rettighetshaverne ikke har anledning til å samtykke til overdragelser etter petrl. § 10-12. Også i avslutningsfasen er petroleumsproduksjonen lav og inntektene relativt små, samtidig som fjerningskostnadene kan bli høye. For de øvrige rettighetshaverne fungerer § 5-3(3) derfor som en økonomisk beskyttelse, særlig hvor kjøper har mindre finansiell styrke enn overdrager, ved at gruppen av ansvarssubjekter utvides til også å gjelde tidligere rettighetshavere. Innføringen av det subsidiære ansvaret innebærer således en gunstigere posisjon for de øvrige rettighetshaverne enn før innføringen av § 5-3(3), som tidligere risikerte å dekke en større del av fjerningskostnadene dersom en av aktørene ikke hadde tilstrekkelige midler, jf. solidaransvaret.⁴⁹ Det subsidiære ansvaret medfører således forutberegnelighet for aktørene, som kan holde selskapet de opprinnelig inngikk samarbeidsavtale med ansvarlig, dersom kjøper misligholder sin fjerningsforpliktelse.

3.2.2 Ingen unntaksadgang fra det subsidiære ansvaret

Det subsidiære ansvaret er et «skal»-ansvar. Det foreligger ingen dispensasjonsadgang for Olje- og energidepartementet. I høringsrunden ble det ytret et ønske om unntaksadgang fra ansvaret, dersom det forelå akseptabel sikkerhet overfor rettighetshaverne i utvinningstillatelsen, eller når erververne av deltakerandelen var finansielt solide selskaper.⁵⁰ Olje- og energidepartementet mente at likebehandlingshensyn talte for en unntaksfri lovhjemmel, uavhengig av partenes finansielle styrke. Forslaget ble derfor avvist.⁵¹

⁴⁸ Ibid.

⁴⁹ Samarbeidsavtalen art. 7.1

⁵⁰ Ot.prp.nr.48 (2008-2009) s.8

⁵¹ Ibid.

Etter min mening vil en unntaksadgang medføre fare for tilfeldigheter, og skape usikkerhet i markedet. Finansielt sterke selskaper vil dessuten lettere oppnå dispensasjonsadgang, og slik få en konkurransefordel i forhold til de mindre selskapene, som i de fleste tilfeller må skaffe garanti mot et eventuelt subsidiært ansvar. Et overordnet ønske i petroleumslovgivningen er jo nettopp å oppnå et bredere aktørbilde. Olje- og energidepartementet vil rent skjønnsmessig måtte foreta en vurdering av selskapenes økonomi og hvilke selskaper som anses som tilstrekkelig finansielt sterke. I slike vurderingsprosesser er det fare for tilfeldigheter og diskriminering. De øvrige rettighetshaverne er dessuten mest interessert i en ordning som beskytter dem mot solidaransvaret, og vil som oftest være imot en dispensasjonsadgang.

Under engelsk rett har man kommet til motsatt ordning. Etter Petroleum Act 1998⁵² Section 31(5), har myndighetene unntaksvis mulighet til å fjerne det økonomiske fjerningsansvaret, som følger av Section 29, overfor en overdragende rettighetshaver etter konsultasjon med de øvrige rettighetshaverne. Ansvarer kan likevel til enhver tid gjeninnføres, og blir i realiteten aldri utslettet.⁵³ Et problem er dermed at overdrageren likevel må regne med å kunne bli holdt ansvarlig for fjerningskostnadene. Følgelig blir situasjonen uklart.

Jeg mener den norske ordningen med en unntaksfri hjemmel ivaretar petrl. § 5-3(3) sitt formål om å sikre dekning av fjerningskostnadene samt å innby til et bredere aktørbilde på norsk sokkel. Løsningen taler således for at petrl. § 5-3(3) er formålstjenlig.

3.2.3 Spørsmålet om lovfestet informasjonstilgang mellom rettighetshaverne

Ingen informasjonstilgang mellom rettighetshaverne og overdrager er lovfestet. NOROG uttrykte i sin rapport et behov for informasjonsflyt og innsyn for overdrager, og argumenterte med viktigheten av at overdrager får tilstrekkelig tilgang til relevant informasjon for å

⁵² Petroleum Act 1998 (1998 c 17)

⁵³ Ross-McCall(2011) s. 2

oppnå forutberegnelighet for sitt mulige ansvar etter petrl. § 5-3(3).⁵⁴ NOROG foreslo å sikre informasjonstilgangen gjennom forskrift eller avtale. Olje- og energidepartementet har vært av den oppfatning at informasjonstilgang må avtales i overdragelsesavtalen og være betinget av samtykke fra de øvrige rettighetshaverne etter Samarbeidsavtalen art. 27.2(1).⁵⁵ Informasjonstilgang er derfor ikke lovfestet.

Det kan drøftes om dette er en tilfredsstillende løsning. Som påpekt av NOROG, kan «utenforliggende og/eller selskapsstrategiske hensyn» føre til at de andre rettighetshaverne ikke ønsker å gi samtykke til informasjonstilgang, selv om det sjelden vil foreligge situasjoner med aktverdige grunner for å nekte innsyn.⁵⁶

På den annen side er deltakerne subsidiært solidarisk ansvarlig for interessentskapets forpliktelser.⁵⁷ Det vil derfor forutsetningsvis være i alle parters interesse at det gis tilstrekkelig innsyn, og dermed sikre at hver enkelt er best rustet til å dekke sin del av fjerningskostnadene, uavhengig av om informasjonsplikten er lovfestet eller ei.

Derimot kan en lovfestet informasjonstilgang medføre større arbeidsmengde for rettighetshaverne og overdrager, ettersom de kontinuerlig må holde hverandre oppdatert, og gi løpende tilgang til relevant informasjon. Det kan dessuten bli vanskelig å fastslå hva som kvalifiserer som relevant informasjon i de konkrete tilfellene. En lovfestet informasjonstilgang kan føre til stor informasjonsmengde mellom aktørene, relevant og irrelevant, og skape en uoversiktlig og rotete situasjon. Eksponeringsfare for forretningshemmeligheter vil dessuten foreligge. En lovfestet informasjonstilgang vil derfor, etter min mening, kunne bli en belastning for rettighetshaverne. Det bør være opp til hver enkelt rettighetshavergruppe å bestemme om det skal foreligge en informasjonsflyt eller ikke mellom partene. Den

⁵⁴ Olje- og energidepartementet, høringsnotat av 05.12.2011, punkt 2.4

⁵⁵ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.10

⁵⁶ NOROG(2010) s.14

⁵⁷ Jf. petrl. § 10-8 og Samarbeidsavtalen art. 7.1

manglende lovfestede informasjonstilgangen hindrer således ikke lovbestemmelsens formål.

3.3 Ansvarets subjekter

3.3.1 Hvem som kan gjøre det subsidiære ansvaret gjeldende overfor overdrager
Overdrageren er ansvarlig «overfor staten», når fjerningskostnadene «ikke dekkes av rettighetshaver eller annen ansvarlig». ⁵⁸ Myndighetene kan iverksette nødvendige tiltak dersom overdrageren ikke innfrir sitt ansvar. Adgangen kan være et utslag av at statens eiendomsrett til naturressursene på kontinentalsokkelen, jf. petrl. § 1-1. ⁵⁹

Videre gjelder ansvaret «overfor de øvrige rettighetshavere». ⁶⁰ Et spørsmål er hvorvidt ansvaret bare kan gjøres gjeldende av operatøren på vegne av rettighetshavergruppen som sådan, eller om den enkelte rettighetshaver i utvinningstillatelsen individuelt kan påberope seg det subsidiære ansvaret.

Ordlyden åpner for begge alternativer og gir ingen klar løsning på spørsmålet. Etter forarbeidene kan de «gjenværende rettighetshaverne» kreve at overdrager innfrir sine forpliktelser. ⁶¹ Ettersom ordet «operatør» ikke er nevnt i lovbestemmelsen eller forarbeidene, kan det muligens hevdes at rettskildene taler for at rettighetshaverne individuelt kan fremme påkrav mot overdrageren. Ordlyden er likevel uklar. Da rettskildene ikke gir noen klar løsning på spørsmålet, vil jeg drøfte hva som fremstår som den mest hensiktsmessige løsningen på spørsmålet.

⁵⁸ Petrl. §5-3(3) annet punktum

⁵⁹ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) pkt.6.5

⁶⁰ Petrl. §5-3(3), første punktum

⁶¹ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.12

En systeminnrettet tolkning tilsier at rettighetshavergruppen må påberope seg ansvaret samlet og fremme kravet gjennom operatøren. Operatøren forestår all virksomhet på vegne av de øvrige rettighetshaverne, i samsvar med styringskomiteens beslutninger.⁶² Han representerer interessentskapet utad, inngår de nødvendige avtaler på vegne av interessentskapet og betaler de utgifter som påløper på grunnlag av tilskudd fra de øvrige deltakerne.⁶³ Det er hensiktsmessig, oversiktlig og best i samsvar med lovens øvrige system at operatøren fremmer kravet som en representant for en samlet gruppe. Hensynene bak opprettelsen av operatørrollen taler etter mitt syn for at kravet bør fremmes gjennom operatøren. At en enkelt rettighetshaver gjør ansvaret gjeldende er mest praktisk når det er operatøren selv som misligholder sine forpliktelser.⁶⁴

I teorien er det hevdet at svaret følger av Samarbeidsavtalen art. 9.1(1).⁶⁵ Etter bestemmelsen skal de øvrige parter forskuttere det ubetalte beløpet i samsvar med deltakerandelen. Det er uttalt at dersom de øvrige rettighetshaverne i fellesskap dekker den ubetalte del, er «det eneste hensiktsmessige at deres samlede krav mot overdrageren gjøres gjeldende av operatøren».⁶⁶

Problemstillingen kan ses i sammenheng med diskusjonen om hvorvidt rettighetshavergruppen er et eget rettssubjekt. Rettighetshavergruppens interessentskap i petroleumsvirksomheten er positivt unntatt fra Selskapslovens anvendelsesområde, jf. Selskapsloven⁶⁷ § 1-1(4). Bakgrunnen er de særegne forhold og behov interessentskapet ivaretar, som tilpassede stemmeregler og ønsket om statlig deltakelse.⁶⁸ Rettighetshaverne i Samarbeidsavta-

⁶² Jf. Samarbeidsavtalen art. 1.3

⁶³ Knoph(2004), s. 464

⁶⁴ Hammer(2009) s. 445

⁶⁵ Ibid.

⁶⁶ Ibid.

⁶⁷ Lov av 21. juni 1985 nr. 83 om ansvarlige selskaper og kommandittselskaper

⁶⁸ Ellenes(2001) s.16

len er selvstendige selskaper med egen virksomhet. Nettopp derfor hevdes det at h rettighetshaverne kan gjøre ansvaret gjeldende på eget initiativ. Likevel samarbeider rettighetshaverne i utvinningstillatelsen, og danner et unikt interessentskap. Interessentskapet er en særregulering, som tilsier at beslutninger som gjelder alle burde fattes i fellesskap, innenfor Samarbeidsavtalens rammer. Sammenslutningen som interessentskapet utgjør, og som flere teoretikere mener likner et ansvarlig selskap,⁶⁹ taler for at partene samlet må iverksette det økonomiske ansvaret overfor tidligere rettighetshaver.

Etter dette er min konklusjon at det fremstår som mest hensiktsmessig at rettighetshaverne samlet og gjennom operatøren gjør gjeldende det subsidiære ansvaret overfor overdrageren.

Spørsmålet blir deretter hva som kreves før operatøren kan gjøre ansvaret gjeldende. Operatøren utfører sine oppgaver etter styringskomiteens beslutning og står ikke fritt i beslutningen om iverksettelse av ansvaret. Etter Samarbeidsavtalen art. 3.1 heter det at operatøren skal utøve virksomhet i samsvar med «vedtak i styringskomiteen». Samarbeidsavtalen regulerer ikke iverksettelse av det subsidiære ansvaret konkret, og partene er dermed nødt til å falle tilbake på avtalens hovedregler. Som hovedregel kreves det etter art. 2.2 et simpelt flertall, kombinert med at flertallet av deltakerne innehar en viss andel av deltakerinteressen i interessentskapet, for at bindende vedtak skal treffes, og for at operatøren kan gjøre ansvaret gjeldende. Samarbeidsavtalen regulerer uttrykkelig at visse viktige avgjørelser krever enstemmighet, men petrl. § 5-3(3) faller ikke inn under oppramsingen. Det er dermed naturlig å tolke Samarbeidsavtalen og petrl. § 5-3(3) slik at flertallet av de øvrige rettighetshaverne, med tilstrekkelig deltakerandel, må stemme for avgjørelsen om at operatøren skal gjøre gjeldende det subsidiære ansvaret etter petrl. § 5-3(3).

Den misligholdende rettighetshaver mister stemmeretten så lenge misligholdet varer, dersom misligholdet ikke opphører innen 5 forretningsdager etter at misligholderen har mottatt

⁶⁹ Ibid. s.17

påkrav fra operatøren, jf. Samarbeidsavtalen art. 9.2. Misligholderen kan dermed ikke ta del i avstemningen om operatøren kan gjøre ansvaret gjeldende overfor overdrageren.

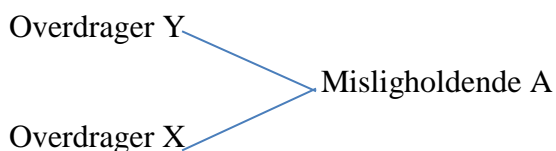
3.3.2 Hvem kan ansvaret gjøres gjeldende mot?

3.3.2.1 Den overdragende rettighetshaver

Det subsidiære ansvaret skal gjøres gjeldende mot «den overdragende rettighetshaver».⁷⁰ Er deltakerandelen overdratt én gang, vil påkrav rettes mot den ene overdrager, når vilkårene for det subsidiære ansvaret ellers foreligger.

3.3.2.2 Parallelt ansvar

Når misligholderen har ervervet deltakerandeler fra flere rettighetshavere samtidig, er spørsmålet hvem som er den overdragende part. Tilfellene faller inn under reguleringen av «parallelt ansvar».⁷¹



Etter ordlyden er både Y og X «overdragende rettighetshaver» for sin andel. Etter forarbeidene kan de øvrige rettighetshaverne søke dekning parallelt hos selskapene for hver deres forholdsmessige andel.⁷² De øvrige rettighetshaverne kan følgelig gjøre ansvaret gjeldende for både X og Y samtidig, i motsetning til først å måtte gå på X og deretter Y. Ved parallelt ansvar står de ulike overdragerne på lik linje. Det er størrelsen på andelen som bestemmer

⁷⁰ Petrl. §5-3(3) første punktum

⁷¹ Ot.prp.nr.48 (2008-2009), s.12

⁷² Ibid.

omfanget av overdragerens subsidiære ansvar, jf. § 5-3(3) tredje punktum, slik at ansvaret tilsvarer den enkelte overdragerens respektive andel.

3.3.2.3 Suksessiv overdragelse

En annen situasjon foreligger ved «suksessive overdragelser». ⁷³ Dersom A eier 5% i utvinningstillatelsen og erverver 5% fra Y og 10% fra X, sitter A med tilsammen 20% deltakerandel i tillatelsen. Selger A 5% til B, og B ikke klarer å gjøre opp for seg, vil A være subsidiært ansvarlig for 5% av fjerningskostnadene. Problemet oppstår hvis heller ikke A klarer å dekke sine forpliktelser. I hvilken grad blir X eller Y ansvarlig? Utfordringen er å spore hvilke andeler som kommer fra hvem. ⁷⁴

Loven taler om «den overdragende rettighetshaver», men som eksempelet viser, kan flere overdragere være opphav til andelen som innehas av misligholderen. ⁷⁵ Det har vært hevdet at løsningen bør være at partenes andelsbegrensning kommer til anvendelse også her, ⁷⁶ slik at X og Y blir forholdsmessig ansvarlig for kostnadene i tråd med størrelsen på deres andelsoverdragelse. X vil således være ansvarlig for 10% av kostnadene som opprinnelig påhviler den misligholdende A, og Y for 5% av kostnadene. Løsningen harmonerer best med forutberegnelighetshensynet og andelsbegrensningen i lovbestemmelsen.

I de tilfellene hvor andelen som overdras videre «er mindre enn summen av overdratte andeler fra tidligere rettighetshavere, vil de gjenværende rettighetshavere kunne søke dekning parallelt hos disse tidligere rettighetshaverne for en forholdsmessig del av den senere overdratte andel», men kun dersom de først har rettet krav mot A, den siste som overdro ande-

⁷³ Ibid.

⁷⁴ Høringsuttalelse fra OLF til Olje- og energidepartementet, 16.01.09, punkt 7.2.2

⁷⁵ Ibid.

⁷⁶ Kvale & Co, s. 4

len.⁷⁷ At kravet først må rettes mot A, er et spørsmål om direktekrav, som vil bli behandlet nedenfor i punkt 3.3.3.1. Er andelen større enn summen fra tidligere rettighetshavere, eller en av de tidligere overdragerne heller ikke er i stand til å dekke sitt ansvar, vil de øvrige rettighetshaverne bli solidarisk ansvarlige for de resterende kostnadene etter Samarbeidsavtalen art. 7.1.

3.3.3 Adgangen til å fremme direktekrav

Petrl. § 5-3(3) første punktum regulerer det subsidiære ansvaret for den umiddelbart foregående rettighetshaver. Bestemmelsens fjerde punktum regulerer det subsidiære ansvaret der andelen har vært overdratt mer enn en gang, herunder forfallstidspunktet for direktekrav.⁷⁸ Ved senere overdragelser av andelen eller deler av denne, skal ansvaret først «rettes mot det selskap som sist overdro andelen».⁷⁹ I det følgende drøftes situasjonene når flere selskaper har vært involvert i overdragelser av deltakerandelen.

3.3.3.1 Overdragelse to ganger



Andelen er overdratt to ganger, først fra B til C, og deretter fra C til misligholdende D. Spørsmålet er når rettighetshaverne kan rette direktekrav mot overdrager B.

Ordlyden i petrl. § 5-3(3) fjerde punktum peker på at kravet «først skal rettes mot det selskap som sist overdro andelen». Loven uttrykker klart at påkrav ikke kan rettes mot B i dette tilfellet, fordi påkravet først må gå innom C. B sitt ansvar er dermed «dobbel» subsidi-

⁷⁷ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s. 12

⁷⁸ Hammer(2009) s. 450

⁷⁹ Petrl. §5-3(3) fjerde punktum

diært.⁸⁰ Spørsmålet er hva det innebærer at kravet «først skal rettes mot» C i denne sammenheng. Er det tilstrekkelig å rette krav mot C, eller må de øvrige rettighetshaverne uttømme alle muligheter for å få dekning hos C, før de eventuelt kan gå på B? Dette er spørsmålet om direktekravets forfall.⁸¹

Ordlyden kan tolkes i retning av selvskyldnerkausjon, hvor det er tilstrekkelig å rette krav mot C. Lovbestemmelsen taler kun om at «krav først skal rettes», og gir således ikke uttrykk for at de øvrige rettighetshaverne må uttømme alle muligheter for å oppnå dekning hos C.

Forarbeidene uttaler på sin side at krav kan rettes mot B når C «ikke kan oppfylle sitt subsidiære ansvar»⁸². Ordlyden her trekker i retning av at det kreves mer enn å rette påkrav mot C, men at det også må tas rettslige skritt for å konstatere at C ikke er i stand til å oppfylle sitt ansvar, typisk ved insolvens.⁸³ Tolkning strider mot hva som tilsynelatende følger av lovteksten.

Reelle hensyn kan tale for at det kreves at C ikke er i stand til å oppfylle sitt subsidiære ansvar, før kravet rettes mot B. Rettighetshaverne må således uttømme mulighetene for å oppnå dekning hos C, i tråd med et simpelt kausjonsansvar. Dette skaper forutsigbarhet og sikkerhet overfor B. Usikkerhet rundt inntreden av Bs ansvar vil kunne forhindre andelsoverdragelser i utvinningstillatelsen, og således stride mot formålene bak innføringen av tredje ledd.

⁸⁰ Hammer(2009) s. 451

⁸¹ Ibid. s.450

⁸² Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.12

⁸³ Hammer(2009) s. 451

Jeg mener det er mest i tråd med formålene i § 5-3(3) å konkludere med at rettighetshaverne må uttømme dekningsmulighetene hos C før påkrav kan rettes mot B. Slik kan ønsket om andelsoverdragelser til mindre selskaper fremmes på best mulig måte.

3.3.3.2 Overdragelse mer enn to ganger



Overdragelse kan skje mer enn to ganger, for eksempel ved at A overdrar til B, som deretter overdrar til C, som igjen overdrar til den misligholdende D. Spørsmålet er når ansvaret kan gjøres gjeldende overfor A. Kravet må også her først rettes mot selskapet «som sist overdro andelen», her C.⁸⁴ Spørsmålet er om rettighetshaverne deretter står fritt til å velge om de først vil gå på A, eller B.

Spørsmålet ble løst da ny § 45a i petroleumsforskriften ble tilføyd i juli 2012, hvor det fremgår at «Dersom en andel er overdratt flere ganger, må de øvrige rettighetshavere alltid rette påkrav mot de overdragende selskaper i en suksessiv rekke slik at krav først rettes mot det selskap som sist har overdratt andelen, og deretter mot neste selskap når det forrige har misligholdt sin betalingsforpliktelse.»⁸⁵ As ansvar er således subsidiært i forhold til B, en løsning som neppe er urimelig. B kan forutberegne sitt ansvar. A vet derimot ikke hvor mange ganger deltakerandelen overdras i fremtiden. Det er urimelig og uheldig at rettighetshaverne skal kunne velge å rette kravet mot A istedenfor B, da en slik adgang muligens fører til tilfeldigheter, og indirekte reduserer ønsket om andelsoverdragelse og følgelig formålstjenligheten til petrl. § 5-3(3).

⁸⁴ Petrl. §5-3(3), fjerde punktum

⁸⁵ Petroleumsforskriften §45a(3), andre setning

3.4 Vilkårene for iverksettelse av det subsidiære ansvaret

Spørsmålet i det følgende er hva som kreves før det subsidiære ansvaret inntreffer. Det fremgår ikke direkte av lovbestemmelsen hva som konkret skal til, altså hvilke vilkår som må foreligge, før påkrav om dekning av fjerningskostnader kan rettes mot overdrageren. Som tidligere nevnt, er en naturlig tolkning av ordet «subsidiært» at ansvaret ikke inntreffer før den prinsipielt ansvarlige ikke dekker sin del av utgiftene.⁸⁶

3.4.1 Krav om pådratte kostnader

Ansvaret gjør seg først gjeldende når kostnader faktisk er pådratt ved «gjennomføringen av vedtak om disponering».⁸⁷ Det subsidiære ansvaret vil ikke kunne gjøres gjeldende for eventuelle fremtidige kostnader til disponeringsvedtaket.⁸⁸

3.4.2 Overdragelsestidspunktet

Det subsidiære ansvaret etter petrl. § 5-3(3) er ikke gitt tilbakevirkende kraft, og gjelder kun ved overdragelser av deltakerandeler i utvinningstillatelser som ble gjennomført, helt eller delvis, etter bestemmelsens ikrafttredelse.⁸⁹ Etter § 10-12 jf. § 5-3(3) må overdragelsene godkjennes av Olje- og departementet etter 1. juli 2009 før det subsidiære ansvaret blir aktuelt, se avhandlingens punkt 3.2.1.⁹⁰

Ansvaret omfatter innretninger som eksisterte på «overdragelsestidspunktet».⁹¹ Innretninger defineres som «installasjon, anlegg og annet utstyr for petroleumsvirksomhet, like-

⁸⁶ Olje- og energidepartementet, høringsnotat av 05.12.2011, punkt 2.3

⁸⁷ Petrl. §3-5(3) første punktum

⁸⁸ Hammer(2009) s. 446

⁸⁹ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s. 12

⁹⁰ Ibid.

⁹¹ Petrl. § 5-3(3), siste punktum

vel ikke forsynings- og hjelpefartøy eller skip som transporterer petroleum i bulk. Innretning omfatter også rørledning og kabel når ikke annet er bestemt.»⁹²

Etter en tolkning av «overdragelsestidspunktet» går skjæringspunktet for ansvarets inntreden ved salgstidspunktet, altså når kjøper kan sies å ha overtatt andelen fra overdrager. Overdrager er dermed ikke subsidiært ansvarlig for fjerningskostnader tilknyttet innretninger, herunder brønner, som måtte komme til etter «overdragelsestidspunktet». Olje- og energidepartementet mente det var behov for en nærmere klargjøring av tidspunktet, og foretok presiseringer i Petroleumsforskriften⁹³.

Med «overdragelsestidspunktet» siktes det til «den dag overdragelsen er registrert i henhold til forskrift 19. juni 1997 nr. 618 om petroleumsregisteret § 4-2 annet ledd», jf. Petroleumsforskriften § 45a(2). Olje- og energidepartementet har gjennom petroleumsforskriften tatt standpunkt til skjæringstidspunktet, for å forhindre mulige tvister og sikre forutberegnelighet og notoritet, overfor de øvrige rettighetshaverne og myndighetene. Registreringen sikrer offentlighet og etterprøvbarehet. Myndighetene ønsket et tidspunkt som kan fastslås med sikkerhet flere år senere, og som gjør det «lett for parter utenfor overdragelsesavtalen og myndighetene å identifisere skjæringstidspunktet for når det subsidiære ansvaret inntreer.»⁹⁴

3.4.3 Når mislighold må anses å foreligge

I høringsrunden til § 5-3(3) etterspurte NOROG en klarere regulering i lovteksten i forhold til når ansvaret inntreer, for å kunne ivareta forutberegnelighet og sikre likebehandling.⁹⁵ Klargjøringen skjedde først ved endring av petroleumsforskriften i 2012.⁹⁶ I ny § 45a(3)

⁹² Jf. petrol. § 1-6,d

⁹³ FOR-1997-06-27-653

⁹⁴ Olje- og energidepartementet, høringsnotat av 05.12.2011, punkt 2.2

⁹⁵ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.9

⁹⁶ Petroleumsforskriften, 27. juni 1997 nr. 653

heter det at ansvaret «inntreer når en rettighetshaver etter påkrav har misligholdt sin betalingsforpliktelse for kostnadene ved gjennomføringen av vedtak om disponering og avtalen mellom partene i utvinningstillatelsen ikke gir muligheter for dekning av kravet». Videre heter det i bestemmelsens siste punktum at «Rettighetshaver og overdragende selskaper anses å ha misligholdt sin forpliktelse, hvis de ikke har dekket sitt ansvar senest innen tre måneder etter at påkrav er mottatt.»

Ansvaret inntreer dermed først når Samarbeidsavtalen ikke gir annen mulighet for dekning av kravet.⁹⁷ En nærliggende tolkning av petroleumsforskriften § 45a er at ansvaret ikke inntreer før rettighetshaverne har uttømt mekanismene som Samarbeidsavtalens art. 9 angir for å sikre oppfyllelse av betalingsforpliktelser. Tolkningen stemmer overens med forutsetningene i forarbeidene til petrl. § 5-3(3), som forelå før § 45a i petroleumsforskriften ble innført.⁹⁸

Etter art. 9.1, som omhandler mislighold mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsen, skal «de beløp han ikke betaler forskutteres av de øvrige Parter i samsvar med Deltakerandelene» som deretter kan «overta hans del av den Petroleum som produseres». Etter art. 9.3 skal den misligholdende rettighetshavers andel overdras til de øvrige rettighetshaverne etter tre måneder. Vederlaget for deltakerandelen beregnes med fradrag for størrelsen på misligholdet. Løsningene forutsetter imidlertid produksjon av petroleum på det aktuelle tidspunktet. Det er liten grunn til at det gjenværende rettighetshaverne må vente tre måneder på å få overta misligholderens deltakerandel i henhold til art. 9, dersom det ikke lenger genereres inntekter fra petroleumsproduksjonen.⁹⁹ I noen tilfeller er derfor ikke løsningene etter art. 9 hensiktsmessige, men passer best i utvinningstillatelser som fortsatt gir inntekter. Forelig-

⁹⁷ Petroleumsforskriften §45a(3) første punktum

⁹⁸ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.12

⁹⁹ Ibid.

ger det ikke restverdier i utvinningstillatelsen, er det heller ikke rimelig å kreve at alle dekningsmulighetene etter Samarbeidsavtalen uttømmes.¹⁰⁰

Ved forberedelsene til endringer i petroleumsforskriften uttalte Olje- og energidepartementet at for situasjonene hvor det ikke lenger er noen andel i produsert petroleum å overta, og det heller ikke foreligger andre løsninger etter Samarbeidsavtalen, måtte det «være tilstrekkelig for at det subsidiære ansvaret skal inntreffe at den eksisterende rettighetshaveren ikke dekker sin del av ansvaret for kostnadene ved påkrav.»¹⁰¹ Petroleumsforskriften § 45a regulerer nå at mislighold anses å foreligge dersom ansvaret ikke dekkes «innen tre måneder etter at påkrav er mottatt». En tolkning av bestemmelsen tilsier at det ikke kreves rettslige skritt mot den misligholdende rettighetshaveren, såkalt simpelt kausjonsansvar¹⁰², men en konstatering av at betaling ikke skjer ved påkrav, såkalt selvskyldnerkausjonsansvar¹⁰³. Selvskyldnerkausjonsansvaret antas å være den ulovfestede hovedregelen i pengekravsretten. Normalt kreves det derfor at det eksplisitt kommer til uttrykk i lovbestemmelsen dersom simpelt kausjonsansvar unntaksvis skal gjelde.

3.5 Ansvarets omfang

3.5.1 De faktiske begrensninger

3.5.1.1 Andelsbegrensningen

En første begrensning av ansvaret er knyttet opp mot den overdratte deltakerandelen. Det økonomiske ansvaret skal «beregnes på grunnlag av størrelsen på den overdratte andel (...)».¹⁰⁴ Etter ordlyden er det avgjørende andelens størrelse på overdragelsestidspunktet.

¹⁰⁰ Olje- og energidepartementet, høringsnotat av 05.12.2011, pkt. 2.3

¹⁰¹ Ibid.

¹⁰² Hagstrøm(2004) s. 104

¹⁰³ Kausjonsansvar, hvor kausjonen forfaller når hovedfordringen er misligholdt, jf. Hagstrøm(2004) s. 104

¹⁰⁴ Petrl. §5-3(3), tredje punktum

Tidligere rettighetshavers ansvar skal beregnes som en prosentandel av fjerningskostnadene, tilsvarende størrelsen på den overdratte eierandelen i utvinningstillatelsen.

I forarbeidene heter det at ansvaret er begrenset til det «proratariske ansvaret som knytter seg til den overdratte andel» og omfatter ikke «senere oppstått solidaransvar i henhold til samarbeidsavtalen».¹⁰⁵ Det anses som viktig for lovgiver at rettighetshaverne har innflytelse på avgjørelser som de senere må stå økonomisk ansvarlig for. Dersom ansvaret ikke var knyttet til den overdratte andel, ville det skapt uforutsigbarhet og usikkerhet overfor overdrageren.¹⁰⁶ Selskapet ville risikere å måtte stå økonomisk til ansvar for forpliktelser og kostnader det ikke har fått ta stilling til og som det ikke har kontroll over. En slik risiko vil igjen kunne føre til en begrensning på viljen til å overdra andeler, og dermed ikke fremme den effektivitet man ønsker.

3.5.1.2 Kostnader knyttet til gjennomføringen av disponeringsvedtaket

Det er viktig å fastslå hvilke kostnader ansvaret omfatter. Spørsmålet er dermed hva som menes med «kostnader til gjennomføringen av vedtak om disponering»¹⁰⁷, og hvilke kostnader som typisk faller inn under betegnelsen.

Disponeringsvedtaket kan gå ut på etterlatelse av innretningen. For eksempel har Stortinget vedtatt etterlatelse på stedet for betonginnretningene Ekofisk T og Frigg TCP2.¹⁰⁸ Spørsmålet i det følgende er om kostnader som pådras etter at vedtak om etterlatelse er fattet, omfattes av «kostnader til gjennomføringen av vedtak om disponering», og at subsidiært

¹⁰⁵ Ot.prp.nr.48 (2008-2009) s.12

¹⁰⁶ Ibid.

¹⁰⁷ Petrl. §5-3(3) første punktum

¹⁰⁸ Rapport: Oljedirektoratet(2012)

ansvar vil kunne ilegges rettighetshaverne for kostnadene, for eksempel opprettholdelse av en forsvarlig fysisk tilstand.¹⁰⁹

Utvalget til utredningen «Avslutning av petroleumsproduksjon – fremtidig disponering av innretninger»¹¹⁰ foreslo at staten burde overta eiendomsretten til innretninger som etterlates, og dermed også det fremtidige ansvaret. Dette kan for eksempel være et ansvar for kontrollert nedbryting.¹¹¹ Utvalget foreslår videre at statens overtakelse kan kombineres med at rettighetshaverne utbetaler et engangsbeløp som vederlag for ansvaret staten påtar seg.¹¹²

Forutberegnelighet- og effektivitetshensyn taler etter min mening for en slik løsning. Dermed er det uten betydning om selskapene opphører etter avsluttet produksjon, samtidig som det blir lettere å forholde seg til staten alene som ansvarssubjekt. Staten har tjent gode penger på petroleumsvirksomheten gjennom inntektsbeskatningen, og det er således ikke urimelig at de sitter igjen med det endelige ansvaret for kostnader ved etterlatelse, spesielt ettersom rettighetshaverne i utvinningstillatelsen er ansvarlig for å dekke de øvrige fjerningskostnadene. Rettighetshaverne slipper dessuten å innkalkulere mulige fjerningskostnader for et felt de har forlatt og lagt bak seg, herunder det subsidiære ansvaret etter petrl. § 5-3(3), som kan pådras en gang i fremtiden.

Løsningen forutsetter at skattebetalerne belastes kostnadene som eventuelt pådras etter etterlatelsesvedtaket. Dette taler mot løsningen. Et av de overordnede formålene bak innførelsen av § 5-3(3) var nettopp og «sikre at disponeringsforpliktelsen blir gjennomført»¹¹³ gjennom å utvide kretsen av ansvarssubjekter, og samtidig holde kostnadene innenfor næringen. Formålet bak innføringen av § 5-3(3) taler derfor mot at staten overtar risikoen for

¹⁰⁹ NOU 1993:25 «Avslutning av petroleumsproduksjon – fremtidig disponering av innretninger» pkt. 4.4.4

¹¹⁰ NOU 1993:25

¹¹¹ Ibid. pkt. 4.4.4

¹¹² Ibid. pkt. 4.4.4

¹¹³ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.8

kostnadene. Jeg mener dette likevel ikke er tilstrekkelige tungtveiende hensyn. Vedtak om etterlatelse er en avgjørelse som fattes av myndighetene selv, på bakgrunn av en grundig vurdering av den fremlagte avslutningsplanen etter petrl. § 5-1(1). Myndighetene vil således ha kontroll over hva de sitter igjen med av ansvar. Dette, kombinert med forenklingshensyn og forutberegnelighetshensyn, bør tilsi at staten bærer eventuelle kostnader etter vedtak om etterlatelse, og at «gjennomføringen av vedtak om disponering» skal anses som endelig ved beslutningen om etterlatelse. Jeg konkluderer derfor med at kostnadene som pådras etter etterlatelse ikke omfattes av petrl. § 5-3(3).

Et annet relevant spørsmål er videre om det må foretas et skille mellom nedstengningskostnader, som eventuelt ikke skal omfattes av ansvaret, og fjerningskostnader, som klart er omfattet. Omfattes for eksempel kostnader til plugging og abandonering av brønner av vedtaket av ansvaret?¹¹⁴ Spørsmålet er viktig. Utvalget i utredningen til «Skattlegging av petroleumsvirksomhet» uttaler at «På grunnlag av opplysninger fra Oljeskattekontoret har vi satt nedstengningskostnader til noe over halvparten av fjerningskostnadene».¹¹⁵ Det har stor betydning for ansvarets størrelse om nedstengningskostnader omfattes, og hva som faller inn under slike kostnader. Det avgjørende vil være om nedstengningskostnader omfattes av «kostnadene ved gjennomføringen av vedtak om disponering», jf. petrl. § 5-3(3) første punktum. Skillet var lovfestet i tidligere lover, men spørsmålet er ikke regulert i Petroleumsløven av 1996.

Slik jeg tolker ordlyden «vedtak om disponering»,¹¹⁶ faller nedstengningskostnader utenfor. Sett i sammenheng med ordlyden i § 5-1, er «disponering av innretning» et selvstendig alternativ til «nedstengning av produksjon».¹¹⁷ Etter en naturlig forståelse er det et skille mellom kostnader knyttet til de ulike alternativene. Nedstengning er noe annet enn dispo-

¹¹⁴ Høringsuttalelse fra OLF til Olje- og energidepartementet, 16.01.09, punkt 7.2.3

¹¹⁵ NOU 2000:18 «Skattlegging av petroleumsvirksomhet» pkt. 6.4.3.5

¹¹⁶ petrl. §5-3(3) første punktum

¹¹⁷ petrl. §5-1(1) annet punktum

ring. Etter min mening taler dette for at nedstengning med tilhørende kostnader faller utenfor bestemmelsens ordlyd.

Forarbeidene til § 5-3(3) drøfter ikke spørsmålet om skillet fortsatt foreligger, til tross for at NOROG kort omtalte spørsmålet i høringsrunden.¹¹⁸ Dette i seg selv kan tale for at situasjonen er den samme som tidligere, og at grensen mellom nedstengningskostnader og fjerningskostnader fortsatt består. Det kan hevdes at en eventuell utvisking av skillet klart og tydelig måtte fremgå av petrl. § 5-3(3).

I den nå opphevede fjerningstilskuddsloven¹¹⁹ var grensen klart etablert mellom kostnadsgruppene. I forarbeidene til forslaget om opphevelse av loven heter det at «Fjerningstilskuddsloven innebærer et uheldig skille mellom vanlige driftsutgifter med fullt inntektsfradrag (herunder nedstengningskostnader) og fjerningsutgifter med tilskudd og mellom fjerningsutgifter som fradragsføres skattemessig og fjerningsutgifter som omfattes av tilskuddsordningen, avhengig av om de påløper før eller etter vedtaket om fjerning.»¹²⁰

Videre var det etter petroleumsskatteloven¹²¹ (heretter petrsktl.) antatt at det ved avslutning av et felt vil oppstå to kostnadskomponenter: avslutningskostnader og fjerningskostnader. Avslutningskostnader omfattet nedstengningskostnader, nedbemanning og liknende. Fjerningskostnader var kostnader som påløper ved fjerning eller resirkulering av plattformene.¹²²

I Rt. 2004 s. 1921, den såkalte Shell-dommen, behandlet Høyesterett spørsmålet om når AS Norske Shell kunne kreve fradrag for kostnader til nedstengning av oljefelt etter avsluttet produksjon. Dommen illustrerer skillet mellom nedstengningskostnader på den ene siden

¹¹⁸ Høringsuttalelse fra OLF til Olje- og energidepartementet, 16.01.09, pkt. 7.2.3

¹¹⁹ Lov av 25.04.1986 nr. 11 [OPPHEVET]

¹²⁰ Ot.prp. nr.92 (2002-2003) s.3

¹²¹ Lov av 13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster m.v.

¹²² NOU 2000:18 Skattlegging av petroleumsvirksomhet, pkt. 6.6.2

og fjerningskostnader på den andre, og taler for at skillet fortsatt er opprettholdt. Førstvotende uttaler at «Nedstengningsarbeidene består blant annet i rengjøring av produksjonsutstyr, rørledninger og annet utstyr som har vært benyttet, plugging av brønner, gjennomføring av nødvendige inspeksjoner og vedlikehold av anlegget og montering av nødvendig utstyr for merking av navigasjon, fjerning av bunnavfall og rengjøring av lagringstanker mv. Totalt sett er det tale om betydelige kostnader.»¹²³ Dommen indikerer at skillet mellom de to kostnadsgruppene fortsatt foreligger.

Utsagnet kaster videre lys over hvilke kostnader Høyesterett anser som nedstengningskostnader. Nedstengningskostnader er kostnader knyttet til plugging av brønner, rydding, klargjøring og sikring ved bruksopphør.¹²⁴

På denne bakgrunn konkluderer jeg med at skillet mellom nedstengningskostnader og fjerningskostnader fortsatt består, og at nedstengningskostnader derfor ikke er omfattet av det subsidiære økonomiske ansvaret etter petrl. § 5-3(3).

3.5.1.3 Kostnader knyttet til innretninger, herunder brønner

I tillegg til kostnader som pådras ved gjennomføringen av disponeringsvedtaket, er ansvaret etter § 5-3(3) siste punktum begrenset til «kostnader knyttet til innretninger, herunder brønner (...)». Etter ordlyden må kostnadene ha en nær og direkte forbindelse med innretningene, herunder brønnene. Kostnader som oppstår ved gjennomføringen av disponeringsvedtaket, men uavhengig av innretningene, inngår ikke i det subsidiære ansvaret. Dermed vil kostnader som er pådratt frem til vedtak om disponering ikke omfattes av ansvaret.¹²⁵

¹²³ Rt-2004-1921, avsnitt (2)

¹²⁴ Samuelsen(2002) s.10

¹²⁵ Ibid.

3.5.1.4 Fradrag for skatteverdien av kostnadene

Ansvaret er begrenset til størrelsen på den overdratte andel «etter fradrag for skatteverdien av kostnadene».¹²⁶ Det er i realiteten bare 22% av fjerningskostnadene som overdrager må dekke. Resten påhviler staten.¹²⁷

Den tidligere rettighetshaveren må først dekke kostnadene på vanlig måte for deretter å få fradrag etter de alminnelige skattereglene for virksomheten, eller fremføre disse når det ikke foreligger inntekter å gjøre fradrag i. Staten spiller ingen «rolle i finansieringen av disponeringsvedtaket».¹²⁸

At ansvaret ble begrenset til «etter fradrag for skatteverdien av kostnadene» var betinget av visse endringer i Petroleumsloven (heretter petrsctl.). Endringen ble gjort ved innføringen av ny § 3 litra j,¹²⁹ hvor det nå heter at «Det gis ikke fradrag for kostnader til å dekke et økonomisk ansvar etter petrl. § 5-3 tredje ledd. Mottatt oppgjør etter petrl. § 5-3 tredje ledd tas ikke til inntekt.» Petrsctl. § 3 j etablerer således et unntak fra de alminnelige skattereglene ved at overdrager ikke kan kreve fradrag i særskattepliktig inntekt for kostnader til å dekke et økonomisk ansvar etter petrl. § 5-3(3). Motstykket er at oppgjøret som mottas av rettighetshavere i tillatelsen etter petrl. § 5-3(3) ikke skal medtas som særskattepliktig inntekt.¹³⁰ Situasjonen er dermed at fradrag gjøres i selve ansvarsbeløpet, men at overdrager ikke får fradrag for dette beløpet i annen inntekt. Denne «etter skatt» løsningen etablerer «en provenynøytral behandling av en nærmere angitt kostnad og korresponderende inntekt».¹³¹

¹²⁶ Petrl. §5-3(3) tredje punktum

¹²⁷ Hammer(2009) s. 448

¹²⁸ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.12

¹²⁹ Ved lov 19. juni 2009/52

¹³⁰ Brev fra Finansdepartementet til OLF, 30.04.2012

¹³¹ Ibid.

Olje- og energidepartementet håpet ved innføringen av petrl. § 5-3(3) at et «etter skatt» ansvar ville medføre at «kostnadene knyttet til garantier reduseres vesentlig».¹³² Kjøper vil på vanlig måte få skattemessig fradrag for utgiftene knyttet til garantistillelsen,¹³³ for eksempel de årlige gebyrene banken tar for å stille som garantist. Det heter i forarbeidene at «kostnader knyttet til garantistillelse som må forventes etablert mellom partene som følge av et slikt vilkår, i stor grad belastes staten».¹³⁴ Som jeg kommer til i kapittel 4 har innføringen av et «etter skatt» ansvar i petrl. § 5-3(3) ikke klart å holde kostnadene nede som Olje- og energidepartementet opprinnelig antok, ettersom utbetalingen av garantisummen til overdrager regnes som petroleumsrelatert finansiell inntekt hos denne og må skatlegges med 78 %. For at overdrager skal sitte igjen med et beløp tilsvarende fjerningskostnadene, vil han måtte kreve en garantisum som tar høyde for skatleggingen. Utbetalinger fra garantiavtaler er ikke omfattet av petrl. § 5-3(3), jf. petrsktl. § 3 j. Jeg kommer tilbake til bruk av garantiavtaler i kapittel 4.

3.5.1.5 Om erstatningsansvar etter petrl. § 5-4 omfattes av ansvaret?

Etter petrl. § 5-4(1) kan det for rettighetshaverne som er forpliktet til å gjennomføre disponeringsvedtak oppstå et erstatningsansvar, dersom det oppstår skade eller ulempe i forbindelse med gjennomføringen, og denne voldes forsettlig eller ved grov uaktsomhet. § 5-4(2) gjør rettighetshaver eller eier ansvarlig på samme vilkår når vedtaket går ut på etterlatelse av innretningen, med mindre Olje- og energidepartementet bestemmer noe annet. Spørsmålet som drøftes i det følgende er om overdrager kan bli subsidiært ansvarlig etter petrl. § 5-4 jf. § 5-3(3) for kostnader knyttet til erstatningsansvaret.

Det avgjørende vil være om erstatningsansvaret omfattes av «kostnadene ved gjennomføringen av vedtak om disponering», jf. § 5-3(3) første punktum. Etter en normal forståelse er

¹³² Ot.prp. nr.48 (2008-2009) pkt. 2.5

¹³³ Brev fra Finansdepartementet til OLF, 30.04.2012

¹³⁴ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) pkt. 2.5

ordet «kostnader» knyttet opp mot konkrete utgifter som oppstår ved selve gjennomføringen av vedtaket, nemlig hva det faktisk koster å gjennomføre disponeringen. Andre utgifter som måtte oppstå rundt arbeidet omfattes ikke. Det kan argumenteres for at uttrykket «kostnader» ikke er tilstrekkelig vidt til å omfatte et erstatningsansvar.¹³⁵ På den annen side henviser § 5-4 til § 5-3 i sin helhet. Hadde lovgiver ment at ikke petrl. § 5-3(3) ikke skulle omfattes, burde dette muligens komme klart frem i lovteksten. Legalitetsprinsippet tilsier likevel at klar hjemmel må foreligge i de tilfellene borgernes rettigheter innskrenkes,¹³⁶ et hensyn som kan videreføres for om et økonomisk ansvar skal pålegges rettighetshaverne. Kun det som direkte kan tolkes ut fra ordlyden bør legges til grunn.

Det fremgår forutsetningsvis av Samarbeidsavtalen art. 3.1 at operatøren står for gjennomføringen av disponeringsvedtaket. Operatøren blir etter art. 3.5 erstatningsansvarlig dersom ledelsen eller overordnet personell hos operatøren eller operatørens tilknyttede selskaper volder skade eller ulempe, forsettlig eller grovt uaktsomt. I slike tilfeller er operatøren avskåret fra å søke regress hos de andre rettighetshaverne, inkludert overdrageren. Avskjæringen av regressadgangen kan tilsi at et erstatningsansvar etter § 5-4 ikke bør omfattes av det subsidiære ansvaret i § 5-3(3). Med «grov uaktsomhet» mener Høyesterett blant annet «et markert avvik fra vanlig forsvarlig handlemåte» og «en opptreden som er sterkt klanderverdig».¹³⁷ Som nevnt må den klanderverdige opptreden stamme fra ledelsen eller overordnet personell hos operatøren, jf. Samarbeidsavtalen art 3.5 før operatøren blir ansvarlig. Det skal derfor mye til før operatøren kan sies å ha handlet forsettlig eller grovt uaktsomt.

Forarbeidene generelt anser forutberegnelighetshensynet som viktig og unntar i flere tilfeller kostnader som overdrageren ikke har noen påvirkning over.¹³⁸ Et erstatningsansvar som utløses ved forsett eller uaktsomhet av en annen rettighetshaver, her operatøren, vil over-

¹³⁵ Hammer(2009) s. 450

¹³⁶ Knoph(2004), s. 54

¹³⁷ Rt-1989 -1318, s. 1322

¹³⁸ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.12

drageren vanskelig kunne øve påvirkning over, og heller ikke forutse. Forarbeidene uttaler at «det subsidiære ansvaret ikke skal øke etter overdragelsestidspunktet som følge av etterfølgende utvikling i tillatelsen (...)»¹³⁹ og trekker i retning av at ansvaret etter § 5-4 ikke omfattes av det subsidiære ansvaret i § 5-3(3).

En slutning fra de aktuelle rettskildene kan tilsi at erstatningsansvaret etter § 5-4 ikke omfattes av ansvaret i petrl. § 5-3(3). En motsatt løsning øker dessuten ansvarsomfanget i petrl. § 5-3(3), og kan således begrense omsettligheten av deltakerandeler på norsk sokkel. Dette vil igjen stride mot petroleumslovens formål om et bredere aktørbilde.

3.5.1.6 Avgrensning mot nødvendige fjerningskostnader?

En problemstilling er om tidligere rettighetshaver kan nekte å stå subsidiært ansvarlig for unødvendige kostnader ved «gjennomføringen av vedtak om disponering».¹⁴⁰ Spørsmålet er om kun rimelige kostnader omfattes av ansvaret.

Rettighetshaverne i utvinningstillatelsen fremlegger forslag til disponering av innretninger i avslutningsplanen, jf. petrl. § 5-1(1). Deretter fastsetter Olje- og energidepartementet disponeringsløsning, jf. petrl. § 5-3(1). Olje- og energidepartementet er ikke bundet av forslagene, og vurderer på selvstendig grunnlag flere hensyn i avgjørelsesprosessen. Det er således Olje- og energidepartementet som avgjør hvilke kostnader som pådras. Kostnadene vil være like tyngende for hver av deltakerne i utvinningstillatelsen. Ettersom en rekke hensyn har betydning for avgjørelsen, er det vanskelig å avgjøre hvilke kostnader som anses som urimelige.

Rettighetshaverne er pliktsubjekter for disponeringsvedtaket, jf. petrl. § 5-3 andre til fjerde ledd. Pådrar rettighetshaverne seg kostnader utover hva som følger av vedtaket, og som

¹³⁹ Ibid.

¹⁴⁰ Jf. Petrl. §5-3(3), første punktum.

kvalifiseres som urimelige, tilsier rettferdighetshensyn og forutsigbarhetshensyn at overdragers ansvar muligens bør begrenses. Han har ingen mulighet til å påvirke den faktiske gjennomføringen av vedtaket. Ansvarsbegrensningen bør likevel kun gjelde kostnader som er klart unødvendige og urimelige i forhold til disponeringsvedtaket, og et visst slingringsmonn bør ilegges. Det er imidlertid tvilsomt om problemet blir aktuelt, da det er i alles interesse at kostnadene holdes nede.

3.5.2 Ansvarets begrensning i tid

3.5.2.1 Eksistenstidspunktet

Det subsidiære ansvaret omfatter innretninger som kan sies å eksistere etter lovens forstand på overdragelsestidspunktet. Innretninger som først tar til å eksistere etter dette tidspunktet faller utenfor § 5-3(3), og fjerningskostnader tilknyttet disse innretningene er uten betydning for tidligere rettighetshaver. Hva som menes med «overdragelsestidspunktet» er drøftet i punkt 3.4.2. Problemstillingen i det følgende er når innretningene eller brønnene oppfyller vilkåret «eksisterte», altså hva som fysisk skal til før innretningene skal kunne sies å eksistere. Er det tilstrekkelig at byggingen av modulen er iverksatt, eller kreves det at innretningen er ferdigstilt? Er det tilstrekkelig at boreoperasjonen er påbegynt, eller må den være avsluttet?

En innretning vil måtte oppfylle eksistenskravet en eller annen gang mellom bestemmesdatoen for anskaffelse av innretningen og utferdigelsen av ferdigattest, som opprettes av leverandøren og overleveres selskapet.¹⁴¹

Etter innføringen av petrl. § 5-3(3) i 2009 etterlyste NOROG en nærmere regulering av eksistensspørsmålet, og påpekte i sin rapport at det var behov for en avklaring av hva som

¹⁴¹ Jf. NF 07 art 19.3

menes med «eksisterte».¹⁴² Olje- og energidepartementet så seg enig i at ordlyden skapte tvil og åpnet for flere tolkningsmuligheter. De anså det dermed hensiktsmessig å klargjøre situasjonen i forskrift til petroleumsloven § 45a, som nå lyder:

Med «innretninger, herunder brønner, som eksisterte» som nevnt i lovens § 5-3 tredje ledd menes innretninger, herunder brønner, som eksisterte fysisk på overdragelsestidspunktet og som er plassert på bestemmelsesstedet. Ansvarer omfatter også påbegynte innretninger, herunder brønner, som er under plassering innenfor området for utvinningstillatelsen.»

Etter ordlyden eksisterer innretningene, herunder brønnene, i lovens forstand når de er av en viss fysisk skikkelse, slik at de kan plasseres innenfor bestemmelsesstedets område. Det kreves ikke etter ordlyden at innretningene er ferdig eller endelig plassert.

Olje- og energidepartementet uttalte i forarbeidene til forskriftsendringen at «utgangspunktet må være at innretningen, herunder brønnen, har materialisert seg *fysisk* (...)»¹⁴³ Etter Olje- og energidepartementets vurdering er det naturlig å knytte ansvaret opp mot petroleumsvirksomhet som foregår innenfor utvinningstillatelsens geografiske område, og de innretninger og brønner som eksisterer fysisk på dette området på overdragelsestidspunktet. Dermed omfattes også innretninger som ikke er endelig plassert, men som er kommet innenfor det geografiske området til utvinningstillatelsen. Olje- og energidepartementet ønsket av praktiske grunner å inkludere påbegynte brønner, fordi det er naturlig at ansvaret også omfatter brønner, herunder uferdige brønner, som brukes i den virksomhet som ansvaret retter seg mot.¹⁴⁴ Etter § 5-3 jf. § 1-6 d) omfatter betegnelsen «innretninger» også rørledninger og kabler. Rørledninger og kabler strekker seg utenfor utvinningstillatelsens geografiske område, ettersom de har til hensikt å knytte virksomheten til infrastruktur og lig-

¹⁴² NOROG(2010), s. 10

¹⁴³ Olje- og energidepartementet, høringsnotat av 05.12.2011, punkt 2.1

¹⁴⁴ Ibid.

nende. Det er etter Olje- og energidepartementets oppfatning hensiktsmessig også å omfatte slike rør og kabler i ansvaret etter petrl. § 5-3(3) dersom de er knyttet til utvinningstillatelsens geografiske område.¹⁴⁵

3.5.2.2 Innretningens utvikling etter overdragelsestidspunktet

Bortsett fra å begrense ansvaret til innretninger og brønner som eksistere på overdragelsestidspunktet, er petrl. § 5-3(3) taus i spørsmålet om ansvarets omfang ved utvikling av innretningene. Eksistenskravet kombinert med en avgrensning mot overdragelsestidspunktet kan tale for at ansvaret ikke skal la seg påvirke av innretningenes utvikling etter dette tidspunktet.

Etter forarbeidene til petrl. § 5-3(3) gjelder det subsidiære ansvaret fjerningskostnader ”knyttet til innretningene som sådan, uavhengig av senere utvikling av disse».¹⁴⁶ Innretningen kan ha blitt reparert, bygget ut eller på annen måte forandret etter overdragelsestidspunktet. Utviklingen kan påvirke fjerningskostnadenes endelige størrelse.

Ansvaret er «begrenset oppad til det den ansvarliges andel av kostnaden ville vært på det endelige disponeringstidspunktet for disponering av innretningen, slik denne var på overdragelsestidspunktet».¹⁴⁷ Overdrageren nyter dermed godt av reduserte kostnader, men er ikke ansvarlig for økte kostnader som er pådratt ved den senere utvikling av innretningen. Forarbeidene er i tråd med forutberegnelighetshensynet.

En hypotetisk beregning av fjerningskostnadenes størrelse på overdragelsestidspunktet kan bli problematisk. På den annen side vil operatøren, som en del av hans årlige oppgaver, foreta beregninger for fremtidig antatte fjerningskostnader. Det er derfor mulig å hente

¹⁴⁵ Ibid.

¹⁴⁶ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s. 12

¹⁴⁷ Ibid. s.12-13

frem beregningene av de antatte fjerningskostnadene, slik de fremstod på overdragelsestidspunktet.

Konsekvensen er at rettighetshaverne blir solidarisk ansvarlig for de økte kostnadene pådratt ved den senere utviklingen av innretningen, og må dekke gapet mellom det kostnadene ville ha vært for disponering av innretningene slik de var på overdragelsestidspunktet, og det kostnadene faktisk ble ved disponeringen. Slik oppnås forutsigbarhet overfor overdrager. De øvrige rettighetshaverne har selv tatt del i beslutningene rundt innretningene, og kan utøve innflytelse for sitt eventuelle ansvar. Følgelig har lovgiver valgt å beskytte overdrageren i dette tilfellet. Standpunktet er med på å lette byrden av det subsidiære ansvaret, og er således med på å fremme overdragelser av deltakerandeler på norsk sokkel. Slik ivaretar reguleringen petroleumslovens formål om å oppnå et bredere aktørbilde. På den annen side påføres de øvrige rettighetshaverne en risiko for økte kostnader, jf. solidaransvaret. Dermed strider reguleringen mot et av de konkrete formålene bak petrl. § 5-3(3), nemlig å hindre at de øvrige rettighetshaverne må betale mer enn det deltakerandelen tilsier etter det prinsipale proratariske ansvaret etter Samarbeidsavtalen art. 7.1.

Petrl. § 4-7 regulerer tilfellene når en petroleumsforekomst strekker seg over flere blokker med ulike rettighetshavere, eller inn på en annen stats kontinentalsokkel. Rettighetshaverne i de ulike utvinningstillatelsene danner i slike tilfeller samarbeidsgrupper for å samordne petroleumsvirksomheten. En problemstilling er hvilken betydning det subsidiære ansvaret etter § 5-3(3) får når rettighetshaverne inngår samordningsavtaler etter petrl. § 4-7. Begrensningen mot innretningene slik disse var på overdragelsestidspunktet vil måtte gjelde også i slike tilfeller, og således medføre at feltsammenslåingen er uten betydning for tidligere rettighetshaver. Reelle hensyn vil tale for en slik løsning.

3.6 Om overdrager har innflytelse på valg av disponeringsløsning

Et spørsmål som reiser seg i forbindelse med det subsidiære ansvaret er om overdrager har mulighet til å øve innflytelse på valg av disponeringsløsninger og dermed ha en viss styring med ansvarets endelige størrelse.

Etter petrl. § 5-1 skal rettighetshaverne legge frem en avslutningsplan innen en viss tidsfrist før utvinningstillatelsen utløper eller oppgis, eller bruken av en innretning endelig opphører. Avslutningsplanen består av to komponenter, en disponeringsdel og en konsekvensutredningsdel.¹⁴⁸ Vanligvis vil rettighetshaverne etter en totalvurdering anbefale det de selv mener er den beste disponeringsløsningen. Dette gjøres gjennom avstemning i styringskomiteen og fremmes for Olje- og energidepartementet av operatøren. Olje- og energidepartementet avgjør hvilken disponeringsløsning som skal velges, jf. petrl. § 5-1 og drøftelsen ovenfor.¹⁴⁹

Olje- og energidepartementet vil på selvstendig grunnlag, og etter en helhetsvurdering, velge disponeringsløsningen, basert på blant annet miljømessige hensyn, antatte kostnader og fremdrift.¹⁵⁰ Vurderingen skal være objektiv og velbegrunnet. Overdrager vil således ikke ha anledning til å øve innflytelse på Olje- og energidepartementets avgjørelse, med mulig unntak for klageadgang for forvaltningsvedtak. Selskapet er ikke lenger eier i utvinningstillatelsen og deltar ikke i utarbeidelsen av avslutningsplanen. Det overdragende selskap vil som regel ikke være oppdatert på utviklingen og utfordringer i utvinningstillatelsen eller den daglige driften av petroleumsvirksomheten. Det kan derfor argumenteres for at det ikke er rimelig at overdrager skal ha innflytelse på valg av disponeringsløsning, til tross for at valget har betydning for fjerningskostnadenes størrelse, og dermed overdragers mulige subsidiære ansvar etter petrl. § 5-3(3).

Jeg konkluderer dermed med at overdrager ikke har innflytelse på valg av disponeringsløsning. Ansvar mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsen er solidarisk, og det gagnar alle i utvinningstillatelsen at den beste disponeringsløsningen velges, og at kostnadene settes lavest mulig for gjennomføringen av en tilfredsstillende fjerningsoperasjon. Spørsmålet

¹⁴⁸ Petrl. §5-1 og St.prp. nr.51 (2001-2002) pkt. 2.3

¹⁴⁹ St.prp. nr.51 (2001-2002) pkt. 2.3

¹⁵⁰ Petrl. §5-3(1)

om overdrager skal ha innflytelse over disponeringsløsningen er derfor ikke så relevant i praksis.

3.7 Oppsummering

Avhandlingen har så langt foretatt en fremstilling av petrl. § 5-3(3). Underveis har bestemmelsens formålstjenlighet blitt kommentert der dette har vært naturlig. Etter denne fremstillingen tyder mye på at petrl. § 5-3(3) tjener sine tiltenkte formål. Jeg mener at petrl. § 5-3(3) innebærer en tilnærmet fullstendig sikkerhet for dekning av fjerningskostnadene overfor staten gjennom utvidelse av ansvarsretsen, samt en sikkerhet for at disponering blir gjennomført. Samtidig ser det ut til at man har oppnådd målet om best mulig å hindre at øvrige rettighetshavere må dekke en større andel av fjerningsforpliktelsene enn det som følger av deres prinsipalansvar.

4 Garantiavtaler - en konsekvens av petrl. § 5-3(3)

4.1 Introduksjon

For å kunne vurdere om petrl. § 5-3(3) er formålstjenlig, er det ønskelig å se på en konsekvens av bestemmelsen. Avhandlingen vil derfor behandle aktørenes omfattende bruk av garantiavtaler, såkalte Decommissioning Security Agreements, heretter DSA. DSA er finansielle standard sikkerhetsavtaler for fjerningsforpliktelse som ofte anvendes mellom overdrager og kjøper av deltakerandelen.¹⁵¹

En redegjørelse av aktørenes virksomhetsorganisering er derfor det overordnede temaet for kapittelet. Overdrageren ønsker naturligvis ikke å bære kostnadene etter det subsidiære ansvaret i petrl. § 5-3(3), og velger å innordne seg deretter. Dette gjøres tilnærmet alltid gjennom bruk av DSA, i form av enten morselskaps- eller bankgarantier.¹⁵² I praksis fremstår derfor garantiavtalene som en konsekvens av innføringen av § 5-3(3), og vil følgelig ha betydning for hvorvidt petrl. § 5-3(3) er en formålstjenlig lovbestemmelse. I denne forbindelse vil avhandlingen også se nærmere på noen avtalemessige utfordringer avtalepartene møter i forbindelse med inngåelse av DSA, da det kaster lys over den reelle konsekvens innføringen av det subsidiære ansvaret har skapt for aktørene på norsk sokkel.

Overdragers subsidiære ansvar følger av preseptorisk lovgivning, jf. petrl. § 5-3(3), et ansvar selskapet formelt ikke kan avtale seg bort fra. Likevel kan overdrager internt avtale at erververen skal holde ham skadesløs. Det overdragende selskap foretar et anslag over fjerningskostnadenes størrelse og sannsynligheten for at ansvaret vil bli gjort gjeldende overfor selskapet. Deretter tar selskapet stilling til om det ønsker å beskytte seg mot et potensielt

¹⁵¹ NOROG(2010) s.19

¹⁵² Hammer(2009) s. 443

ansvar.¹⁵³ I praksis gjør de tilnærmet alltid det.¹⁵⁴ Fremgangsmåten for sikkerhetsstillelse er, som nevnt, å kreve en morselskapsgaranti eller bankgaranti i form av en DSA. For garantistene, her bankene eller morselskapene, blir garantiutstedelse mer risikabelt når de aktuelle feltene stadig blir mer modne og mindre inntektsgivende. Det blir følgelig en større risiko for at garantien må utløses.¹⁵⁵

Det er ikke gitt at krav om garantistillelse er lønnsomt for overdrager, selv om han i prinsippet alltid velger å kreve en form for garanti. Sikkerhetsstillelse blir normalt kostbart for kjøper og kan ha betydning for kjøpesummen det overdragende selskapet oppnår for deltakerandelen. Logisk sett vil overdrager kunne oppnå en bedre pris for deltakerandelen dersom han ikke i tillegg krever sikkerhetsstillelse, eventuelt kun for deler av de antatte fjerningskostnadene. I noen tilfeller ville det dermed lønne seg for overdrager å ta en kalkulert risiko.¹⁵⁶

Avhandlingen vil i punkt 4.2 redegjøre for bruk av bankgarantier og de skatterettslige problemer som reiser seg. I punkt 4.3 drøftes morselskapsgarantier, før noen interne utfordringer som bruk av DSA medfører, behandles i punkt 4.4.

¹⁵³ NOROG(2010), s. 20

¹⁵⁴ Se forutsetningsvis brev fra Finansdepartementet til OLF, 30.04.2012, pkt. 3.1, hvor det heter: «Imidlertid syntes det nå som «etter skatt»-behandlingen av dette ansvaret vil ha mindre betydning for garantiansvaret og garantikostnadene der eventuelle tredjeparter stiller garanti for kjøpers ansvar for disponeringskostnadene mv. Departementet har på denne bakgrunn vurdert spørsmålet om det er ønskelig å utvide virkeområdet for «etter skatt»-behandlingen til uavhengige tredjeparter eller andre som stiller garantier mv. for ansvar etter petroleumsloven § 5-3 tredje ledd»

¹⁵⁵ Ross-McCall(2011) s. 4

¹⁵⁶ NOROG(2010) s. 20

4.2 Sikkerhetsstillelse ved bruk av bankgaranti

NOROG bemerker i høringsrunden til petrl. § 5-3(3) at overdrager mest sannsynlig vil kreve bankgaranti fra erververen for å holde seg skadesløs for fremtidige fjerningskostnader. Det ble uttalt at innføring av et subsidiært ansvar i petrl. § 5-3(3) ville «føre til utbredt bruk av garantier ved overdragelser» og «medføre ekstrakostnader og redusere omsetningen av tillatelser».¹⁵⁷ Olje- og energidepartementet mente på sin side at en begrensning av ansvaret til «etter skatt» kostnaden av disponeringen, se punkt 3.5.1.4, ville « redusere kostnadene knyttet til garantiene vesentlig»¹⁵⁸ og at «Både industrien og staten har således en interesse av at slike garantikostnader ikke blir unødvendig høye».¹⁵⁹ I dag, fire år etter bestemmelsens ble iverksatt, kan det tenkes at Olje- og energidepartementet muligens undervurderte kostnadene knyttet til garantibruken. Jeg mener det kan tyde på at innføringen av tredje ledd nemlig har medført det motsatte, og fremtvinget en dyr garantiordning for aktørene som i praksis kan ha gjort det vanskelig for de små selskapene å komme inn på arenaen, til tross for en begrensning av ansvaret til «etter skatt» av fjerningskostnadene i petrl. § 5-3(3). Dette taler i så fall imot formålet om effektiv og maksimal ressursutnyttelse etter petrl. § 4-1. Under utarbeidelsen av lovforslaget vedkjente Olje- og energidepartementet at innføringen av det subsidiære ansvaret kunne medføre økt bruk av garantier, men var imidlertid av den oppfatning at ordningen var «nødvendig for å sikre at disponeringsforpliktelsene blir gjennomført»¹⁶⁰, selv om det ville medføre ekstrakostnader.

Ulempen er nettopp at bruk av bankgarantier muligens medfører store utgifter for erververen, og kan således bli en stor økonomisk belastning for de mindre aktørene med begrenset finansiell styrke.¹⁶¹ Garantiprisen vil normalt avhenge av kjøperens nåværende og fremtidi-

¹⁵⁷ Ot.prp. nr.48 (2008-2009) s.8

¹⁵⁸ Ibid. s.10

¹⁵⁹ Ibid. s.5

¹⁶⁰ Ibid. s.8

¹⁶¹ Hammer(2009) s.444

ge soliditet, samtidig som usikkerhet rundt garantiperiodens lengde og fjerningskostnadenes størrelse spiller inn.

Bankgaranti har tradisjonelt vært regnet som overdragerens sikreste mulighet til å få dekket sitt subsidiære ansvar fullt ut.¹⁶² Men også banken må ha en tilstrekkelig høy kredittvurdering for å kunne klare å utbetale garantisummen.

4.2.1 Den skattemessige byrden ved garantiutbetalingen

Parallelt med innføringen av petrl. § 5-3(3) ble også ny § 3 j i Petroleumsskatteloven innført, se drøftelsen i punkt 3.5.1.4.¹⁶³

I tråd med alminnelige skatteregler vil de løpende kostnadene til garantistillelse, som er direkte knyttet til det subsidiære ansvaret etter petrl. § 5-3(3), utgjøre fradragsberettigede driftskostnader i særskattepliktig inntekt.¹⁶⁴ Kjøper av deltakerandelen får således 78% fradrag for kostnader tilknyttet garantistillelsen, for eksempel de årlige avgiftene banken tar for garantistillelsen. Fradragsretten er med på å lette kostnadsbyrden tilknyttet garantistillelsen. Generelle fjerningskostnader i petroleumsvirksomheten er også fradragsberettiget for aktørene. Staten vil dermed i praksis bære 78% av fjerningskostnadene på kontinental-sokkelen.

Det hersket tidligere stor usikkerhet blant aktørene om hvorvidt utbetaling av garantiene falt inn under unntaksbestemmelsen i petrsktl. § 3 j, eller var gjenstand for normal inntektsbeskatning. Falt garantiutbetalingen inn under normal petroleumsbeskatning, ville overdrageren av deltakerandelen måtte betale 78 % skatt av garantisummen, i tråd med petroleumsrettslige skatteregler.

¹⁶² David(1996) s. 236

¹⁶³ Lov av 19. juni 2005 nr 52, jf. Ot.prp. nr.95 (2008-2009)

¹⁶⁴ Brev fra Finansdepartementet til OLF, 30.04.2012, pkt. 3.2

I et brev til NOROG fra 2012, skriver Finansdepartementet at ”Eventuelle regressoppgjør mellom rettighetshaverne, og garantiutbetalinger fra morselskap, bank eller tredjemann til tidligere eier eller øvrige rettighetshavere, skal behandles etter de ordinære skattereglene”.¹⁶⁵ Dermed er det klart at utbetalinger i regressoppgjør mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsen og i henhold til garantiene fastsatt i DSA, faller utenfor petrl. § 5-3(3), jf. petrsktl. § 3 j. Utbetalingene er ikke regulert i lovbestemmelsen, og utgjør et privatrettslig oppgjør mellom to parter. Følgelig regnes utbetalingen som inntekt hos mottaker, som skattlegges etter vanlige petroleumsskatterettslige regler. Overdrageren av deltakerandelen er således skattepliktig med 78 % av garantibeløpet han mottar, dersom det subsidiære ansvaret skulle bli aktuelt. Aktørene ønsker en lovendring på dette punkt, slik at garantiutbetalingen ikke lenger skal regnes som finansiell inntekt, men falle inn under «etter skatt» begrensningen. Slik kan garantien settes til de faktiske estimerte fjerningskostnadene, og således bli mindre byrdefull for aktørene.

Overdrageren ønsker naturlig nok å sikre seg fullt ut mot et mulig subsidiært ansvar. For å få til dette, må han i dag kreve garanti for antatte fjerningskostnader, pluss det skattebeløp han belastes med ved realiseringen av garantien. Forenklet innebærer dette at han må kreve garantisummen satt til 100 dersom fjerningskostnadene er antatt å være 22, da 78 vil forsvinne i skatt.¹⁶⁶ DSA legger opp til et brutto-garantibeløp for å kunne sikre overdrageren fullt ut mot det subsidiære ansvaret.

Garantisummens omfang kan medføre utfordringer. Mulige kjøpere av deltakerandeler er ofte mindre aktører med svakere finansiell styrke. Å kjøpe bankgarantier etter dagens ordning er ofte ensbetydende med en betydelig kostnadsbelastning for selskapet, muligens så betydelig at det i mange tilfeller blir vanskelig for aktøren å finansiere garantien.¹⁶⁷ At garantiutbetalingen utløser skatteplikt hos mottakeren, innebærer at kjøperen må betale for en

¹⁶⁵ Brev fra Finansdepartementet til OLF, 30.04.2012, pkt. 3.1

¹⁶⁶ Tjomsås Andersen(2012), s. 6

¹⁶⁷ Hammer(2009) s. 443-444

garanti på 1 milliard kroner, istedenfor 220 millioner som fjerningen egentlig koster. Garantibeløpet før skatt er dermed ca. 4,5 ganger større enn «etter skatt» beløpet.

En mulig konsekvens blir at kun store selskaper har råd til å betale for garantiene, og dermed kjøpe deltakerandelene. Staten har en klar og uttalt politikk om at de ønsker de mindre selskapene velkommen for å oppnå et bredere aktørbilde på sokkelen, for deretter å oppnå maksimal verdiskapning.¹⁶⁸ Målsettingen er i tråd med et av hovedhensynene i petroleumslovgivningen, jf. petrl. § 4-1. Samtidig har Olje- og energidepartementet og Finansdepartementet gjennom utformingen av skattereglene i tilknytning til petrl. § 5-3(3), trolig gjort det vanskelig for de små selskapene å komme inn i petroleumsvirksomheten.¹⁶⁹ Konsekvensen er muligens at mange små selskaper ikke makter å finansiere garantikostnadene. Garantifinansieringen er derimot lettere for de større selskapene, som kan utkonkurrere og kjøpe andeler foran de mindre selskapene.

Krav om garantistillelse kan dessuten medføre en konkurransevridning til fordel for de store oljeselskapene, ved at disse i mange tilfeller betaler «en betydelig lavere premie for slike garantier»,¹⁷⁰ som et resultat av at risikoen er lavere for at disse i utgangspunktet ikke skal klare å bære sitt prinsipale økonomiske ansvar for fjerningskostnadene. Prisen kjøper må betale for garantien avhenger av selskapets finansielle styrke og følgelig risikoen for at banken må utbetale garantisummen. Jo større og mer solid selskapet er, desto lavere er sannsynligheten for at garantien utløses, som igjen gjør garantien billigere. Således kan deltakerandelene bli mindre omsettelige og prisen lavere. Krav om DSA kan følgelig bli en ”deal-breaker” for kjøp av deltakerandelen.

Det kan diskuteres hva som er hensynene bak at garantiutbetalingene ikke faller inn under unntaksordningen i petrsktl. § 3 j. Et hensyn er inntektene staten oppnår gjennom beskat-

¹⁶⁸ St.meld. nr.39 (1999-2000) s.67

¹⁶⁹ Hammer(2009) s. 443-444

¹⁷⁰ Ibid.

ning av garantiutbetalingen. På den annen side kan det hevdes at ved utestengelse av de små og ofte mer spesialiserte selskapene, oppnår myndighetene ikke optimal og effektiv utnyttelsen av naturressursene, rett og slett fordi deres unike kompetanse ikke slipper til. Mindre av petroleumsressursene blir således produsert, som til slutt resulterer i lavere skatteinntekter til staten. Dermed går «vinninga opp i spinninga». De mindre selskapenes fortrinn ligger nettopp i fleksibilitet, risikovilje og lavere kostnader. Som en følge er risikoen at mulige produksjonsprosjekter ikke iverksettes og ikke blir utnyttet i en tidskritisk periode.¹⁷¹

Et annet mothensyn er at de 780 millioner kroner i eksemplet over, som må til for å veie opp for de skattemessige utgiftene, er midler kjøper kunne ha brukt til å utvikle bedre teknologi, utføre forskningsprosjekter, oppnå bedre sikkerhet eller liknende. De nye små aktørene søker ofte å utnytte lønnsomheten i modne felt gjennom bruk av ny spesialisert boreteknikk, og holde administrasjonskostnadene nede. Forretningsideen vil i stor grad undergraves når kapitalen bindes opp i bankgarantier.¹⁷²

Et argument for dagens ordning er bakgrunnen for innføringen av petrsktl. § 3 j. Bestemmelsen ble inntatt etter ønske fra næringen i forbindelse med innføringen av det subsidiære ansvaret i petrl. § 5-3(3). Myndighetene ønsket at petrsktl. § 3 j skulle redusere kostnadene ved overdragelse av deltakerandeler, men valgte å begrense bestemmelsens anvendelsesområde til å gjelde oppgjøret mellom kun to aktører, nemlig overdrager og kjøper. Finansdepartementet ønsket ikke å utvide «etter skatt» ordningen til også andre aktører, som morselskap og bank.¹⁷³ Unntaksregelen i petrsktl § 3 j bryter muligens med lovens logikk og systemet i skattelovverket generelt. Konsekvensen kan ha blitt at man for petroleumsvirksomheten har fått en noe uvanlig konstellasjon, der det foreligger skattefritak mellom to aktører som kjøper og selger deltakerandeler, mens det er full beskatning mellom andre

¹⁷¹ Noreng/Wollebæk(2010), s. 5

¹⁷² Ross-McCall(2011) s. 3

¹⁷³ Brev fra Finansdepartementet til OLF, 30.04.2012, pkt. 3.1

berørte aktører – her bank og morselskap. Hensikten har vært å skape en ordening som demper kostnadsnivået og lokke nye aktører til sokkelen, samtidig som myndighetene ikke har ønsket å utvide petrsktl. § 3 j mer enn strengt talt nødvendig. Årsaken er at en utvidelse vil kunne skape uønskede kompliserende effekter og konsekvenser som man på nåværende tidspunkt ikke har full oversikt over, og er således statens hovedargument for ikke å bringe garantiutbetalingene inn i petrsktl. § 3 j, og dermed frita dem fra skatt.¹⁷⁴

Staten står for 78% av kostnadene på sokkelen gjennom fradragsrettssystemet. Det er derfor også i statens interesse å holde kostnadene nede. Skattesystemet bør ikke legge føringer på investeringer, men være et nøytralt skattesystem. Målet er at skatt, så langt det lar seg gjøre, ikke skal ha betydning for selskapenes beslutning om å investere på sokkelen.¹⁷⁵ Skattesystemet generelt søker å oppnå symmetri gjennom beskatning av inntekter og fradrag for kostnader. En kompliserende faktor er dermed petroleumsskattelovens anvendelsesområde jf. petrsktl. § 1. Visse banker og morselskaper faller utenfor lovens anvendelsesområde, da de ikke driver petroleumsvirksomhet, men kun har gitt garantier til selskaper som gjør det. Når slike aktører faller utenfor petrsktl. § 1, belastes de med 28 % alminnelig selskapsskatt, mens selskaper knyttet til sokkelaktivitet betaler 78% inntektsskatt. Dermed er det gunstig for partene å flytte mest mulig av kostnadene over på sokkelen og inntektene over på landbasert virksomhet, for å oppnå inntektsskatt på 28% og fradragsrett på 78%.¹⁷⁶ Enda vanskeligere blir det når utenlandske banker og selskaper ikke skatter til Norge, men likevel kan føre sine fradrag over på den norske stat. Ved å utvide anvendelsesområdet i petroleumsskatteloven § 3 j til også å gjelde garantiutbetalingene kan det derfor oppstå uheldige effekter.¹⁷⁷

¹⁷⁴ Ibid.

¹⁷⁵ Ibid.

¹⁷⁶ Ibid.

¹⁷⁷ Ibid.

Et annet argument mot å utvide § 5-3(3) er de allerede foreliggende ordningene for å hjelpe de små aktørene inn på sokkelen, og hindre synkende aktivitet. For eksempel legges det til rette for å oppnå en fleksibel og effektiv leteteknikk, økt satsing på forskning og ny teknologi, mer effektiv bruk av infrastruktur, redusere det høye kostnadsnivået i petroleumsvirksomheten, gi skattefradrag for letekostnader og utbetale letekostnadene løpende selv om det ikke foreligger inntekter å gjøre fradrag i. Samtidig skal alle aktører på sokkelen behandles likt. Olje- og gassressursene er statens midler, og det er derfor viktig at aktørene betaler for denne tilgangen til ressursene på en hensiktsmessig måte.¹⁷⁸

Drøftelsen tyder på at dagens ordning og skattlegging av garantiutbetalingen fører til at mange av de små aktørene holdes ufrivillig utenfor aktiviteten på kontinentalsokkelen, stikk i strid med myndighetenes uttalte politikk og ønske om et bredere aktørtilbud, for å oppnå maksimal verdiskapning i norsk petroleumsvirksomhet.¹⁷⁹ Garantibruken er en direkte konsekvens av innføringen av petrl. § 5-3(3). Således vil staten selv, gjennom de skattemessige konsekvensene, motarbeide sitt eget formål med petrl. § 5-3(3) og petroleumsgivningen generelt. Derfor må det kunne hevdes at petrl. § 5-3(3) strider mot sitt tiltenkte formål.

4.3 Sikkerhetsstillelse ved bruk av morselskapsgaranti

Et morselskap er et selskap med kontrollerende innflytelse over et eller flere andre selskaper, såkalte datterselskaper. Morselskapet og dets datterselskaper omtales gjerne som et konsern. Morselskapsgaranti kan defineres som et løfte avgitt av morselskapet for oppfyllelse av en forpliktelse som i utgangspunktet bæres av et annet konsernselskap.¹⁸⁰

¹⁷⁸ St.meld. nr.38 (2003-2004) del 1.2

¹⁷⁹ Hammer(2009) s. 443-444

¹⁸⁰ Dahle Nedreid(2011), s.1

Morselskapsgaranti er ikke ukjent i petroleumsvirksomheten. Normalt gjennomgår nye selskaper en forhåndsvurdering av påkrevde kvalifikasjoner, såkalt prekvalifisering.

For å bli prekvalifisert må selskapene blant annet inneha en viss finansiell kompetanse og et solid fundament av egenkapital.¹⁸¹ I denne forbindelse kan det bli aktuelt å fremlegge såkalte Performance-garantier, morselskapsgarantier uten fastsatt garantisum for riktig oppfyllelse av en naturalytelse.¹⁸²

Normalt vil morselskapet ha interesse i at datterselskapet oppnår fortjeneste, og vil således lettere enn en bank akseptere å stille som garantist. Et morselskap kan ha innflytelse på beslutninger i datterselskapet og bedre kontroll over og innsikt i hva som foregår i selskapet. Videre vil morselskapsgaranti ofte være rimeligere for kjøper, da den gjerne krever lavere risikotillegg enn en uavhengig bank, om i det hele tatt noen. Et annet spørsmål er om morselskapet rimeligvis burde kreve samme betaling fra datterselskapet tilsvarende en uavhengig bank for garantistillelse. Armlengdeprinsippet taler for en slik løsning. På den annen side kan det oppstå fare for skatteunndragelse ved overføring av penger fra datterselskapet til morselskapet. Spørsmålet faller utenfor avhandlingens rammer, og vil ikke behandles videre.

En morselskapsgarantiordning forutsetter at morselskapet har tilstrekkelig høy kredittvurdering for at garantien skal anses som tilfredsstillende. En tidligere kredittvurdering er likevel ingen garanti for en eventuell fremtidig utbetaling. Straks kredittvurderingen er gitt, er den i realiteten utdatert. Skulle morselskapets kredittvurdering falle, risikerer kjøper å måtte skaffe bankgaranti.¹⁸³ Det er naturlig å tenke at enhver bank vil være tilbakeholden med å gi garanti når også morselskapet sliter økonomisk. En slik garanti vil i det minste bli kostbar. Ikke alle morselskaper har dermed mulighet til å stille tilstrekkelig garanti. Likevel kan det tenkes at mange morselskaper i praksis har bedre kredittvurdering enn banker.

¹⁸¹ Oljedirektoratet(2006)

¹⁸² Dahle Nedreid(2011),pkt. 2

¹⁸³ NOROG(2010), pkt. 7.2

I noen tilfeller vil heller ikke morselskapet ha langsiktig finansiell styrke som ønskes av en garantist. Når datterselskapet er i økonomiske problemer, kan det være en indikator på at hele konsernet er i finansielle vanskeligheter. Dermed risikerer overdrager at både mor- og datterselskap er, eller blir, insolvent.¹⁸⁴ Morselskapet vil kunne være utsatt for de samme markedssvingningene og usikkerheten i markedet som datterselskapet. Faren for kollektiv insolvens taler derfor mot bruk av morselskapsgarantier.

Flere av de nye og mindre aktørene på sokkelen er morløse.¹⁸⁵ Dermed utelukkes denne ordningen for disse selskapene.

Ett problem er at garantien ikke er begrenset til et aktuelt krav, men retter seg mot et fremtidig krav. Dette er en gjennomgående utfordring i forhold til § 5-3(3). Garantisummen gir uttrykk for en daværende forventning. Hva skjer hvis fjerningskostnadene viser seg å bli høyere, eller at redeterminering underveis viser at garantisummen er satt for lavt? Vil morselskapet i disse tilfellene bli nødt til å øke garantisummen? Løsningen vil måtte bero på avtalen mellom partene. For overdrager vil det være hensiktsmessig å avtalefeste en plikt for morselskapet til å justere garantisummen ved behov, eller at kjøper må skaffe en tilstrekkelig bankgaranti. Jeg kommer tilbake til bruk av endringsmekanismer i punkt 4.4.3.

I likhet med bankgarantiene vil utbetaling av garantien regnes som skattemessig inntekt for mottaker, se punkt 4.2.1. De samme utfordringene gjør seg dermed gjeldende også for morselskapsgarantier.

Storbritannia og The Department of Energy and Climate Change, har generelt vært skeptisk til bruk av morselskapsgarantier.¹⁸⁶ De uttaler at morselskapsgarantier «are not considered

¹⁸⁴ DECC(2011) s. 120

¹⁸⁵ Kvale & Co, s. 13

¹⁸⁶ DECC(2011) s. 119

to represent acceptable security (...).¹⁸⁷ Skepsisen har bakgrunn i problemene som kan oppstå med å få fullbyrdet en morselskapsgaranti utenfor Storbritannia. Det kan by på vanskeligheter og forsinkelser ved håndhevelse av morselskapsgarantien i utenlandske domstoler.¹⁸⁸ En slik forsinking vil igjen kunne hindre en rettidig fjerning.¹⁸⁹ De samme utfordringene vil man også kunne møte i forbindelse med selskaper som utøver aktivitet på norsk sokkel med utenlandske morselskaper, og taler derfor mot bruk av morselskapsgarantier.

Drøftelsen ovenfor viser både positive og negative sider ved bruk av morselskapsgaranti. På den ene siden vil det som regel være lettere for de små selskapene å skaffe garantistillelse gjennom morselskapet, i noen tilfeller den eneste måten. På den annen side innebærer morselskapsgarantier en viss risiko for overdrageren. Sliter datterselskapet finansielt gjør ofte øvrige selskaper i konsernet det samme. Mest problematisk er det nok at flere av de små selskapene er morløse, og dermed ikke har muligheten til å benytte seg av slik garanti. Morselskapsgarantier faller i likhet med bankgarantier utenfor unntaksbestemmelsen i petrsktl. § 3 j, og følgelig oppstår de samme skattemessige problemene. Dermed vil også utbetalinger av morselskapsgaranti hemme et bredere aktørbilde gjennom svært dyre garantier, og således medføre at petrl. § 5-3(3) taler mot sine formål.

4.4 Utfordringer tilknyttet bruk av DSA

Avtalerettslige utfordringer som oppstår internt mellom aktørene, er en konsekvens av partenes forsøk på å innordne seg etter petrl. § 5-3(3), gjennom bruk av DSA i form av garantiavtaler. Bestemmelsen i seg selv krever som nevnt ikke bruk av garantiavtaler. Likevel har avtalene stor betydning for aktørene i praksis, da overdragelse i nesten alle tilfellene medfører bruk av garantiavtaler for å unngå det subsidiære ansvaret etter petrl. § 5-3(3).

¹⁸⁷ Ibid.

¹⁸⁸ Ibid. s. 119-120

¹⁸⁹ Ibid. s. 120

Jeg ønsker å vise gjennom noen konkrete eksempler at petrl. § 5-3(3) og garantiavtalebruken skaper ulike avtalemessige utfordringer for aktørene.

4.4.1 Fordeler og ulemper ved bruk av DSA

Det overordnede temaet i denne forbindelse er å peke på noen fordeler og ulemper ved bruk av DSA. Fremstillingen har betydning for formålstjenlighetsvurderingen, tatt i betraktning den utstrakte bruk av DSA på norsk sokkel.

NOROG har utarbeidet et forslag til DSA som standardmodeller på norsk sokkel, inspirert av de britiske standardavtalene. I en redegjørelse for den engelske ordningen heter det at «Although the UK approach is politically attractive, other governments should be wary of copying it.»¹⁹⁰ DSA ble opprinnelig utarbeidet for og tilpasset britiske forhold. Bruken av britisk-inspirerte DSA på norsk sokkel er ikke uproblematisk, da forholdene på britisk sokkel på flere områder er annerledes enn på den norske. For eksempel regulerer den britiske DSA forholdet mellom flere rettighetshavere i en utvinningstillatelse, hvor «kjøper forplikter seg til å stille sikkerhet overfor de andre rettighetshaverne i kraft av en eksisterende DSA som kjøper tiltrer».¹⁹¹ Kjøper stiller således sikkerhet overfor alle de resterende rettighetshaverne i utvinningstillatelsen, i motsetning til kun overdrager slik ordningen er i Norge. Dessuten er reglene for fjerning og fjerningsansvar forskjellig i Norge og Storbritannia.¹⁹² Disse vesensforskjellene vil kunne ha betydning for utformingen av avtaleverket. Selv om de norske sikkerhetsavtalene i stor grad vil bygge på de engelske DSA-avtalene, må de derfor tilrettelegges for bruk på norsk sokkel.¹⁹³

¹⁹⁰ Ross-McCall(2011) s. 7

¹⁹¹ NOROG(2010) s. 21.

¹⁹² Ibid.

¹⁹³ Ibid.

Avtalene må tilpasses den enkelte situasjonen og forholdene på den norske sokkelen. Partene vil ha behov for å tilpasse, justere, skrive vedlegg, endre og liknende. Slike endringer til en allerede velutviklet avtale kan medføre fare for utnyttelse av den svakere part. Dessuten vil konsekvenser av endringer være vanskeligere å overskue, da endringene kan påvirke meningsinnholdet andre steder i avtalen som det ikke har vært meningen å endre. Avtalen risikerer å bli mer omfattende enn nødvendig, fordi partene ikke våger å fjerne deler som likevel ikke passer inn i den konkrete situasjonen.

I 2010 utga NOROG anbefalte retningslinjer for finansiell sikkerhetsavtaler for fjerningsforpliktelser. Arbeidsgruppen bestod av medlemmer fra Norske Shell, Statoil, Talisman, TOTAL, Petoro, Centrica, ConocoPhillips, Chevron og BP, alle oljeselskaper med relativt solid finansiell styrke.¹⁹⁴ I rapportens forord heter det at retningslinjene er utformet «med bred bransjedeltakelse».¹⁹⁵ Likevel kan ingen av selskapene sies å representere de små aktørene. Det kan i denne sammenheng stilles spørsmål ved om retningslinjenes anbefalte modellavtaler tar tilstrekkelig hensyn til de små aktørene og deres interesser. Det kan oppstå fare for at DSA-avtalene er utformet med tanke på å beskytte skaperne selv, nemlig de store aktørene, og at disse i noen tilfeller utnytter den svakere part ved inngåelsen av avtalen. Standardavtaler burde fremforhandles av organisasjoner som er representative for begge sider, til tross for at det forutsettes at profesjonelle aktører er i stand til å beskytte egne interesser. Det kan tenkes at de mindre oljeselskapene står i en svakere forhandlingsposisjon i forhold til store selskaper som Statoil og BP, og lettere vil kunne bli utsatt for press ved utformingen av DSA.

Garantiavtalene er et rent privatrettslig forhold mellom partene, med full avtalefrihet. DSA vil være gjenstand for forhandlinger mellom overdrager av deltakerandelen i utvinningstilatelelsen og potensielle kjøpere. Garantiavtalene kan dermed være en deal-breaker på to måter: Enten ved at kjøper ikke har råd til å stille garantien som kreves, eller at kjøper ikke

¹⁹⁴ Ibid. s. 2

¹⁹⁵ Ibid.

er villig til å gå med på vilkårene som stilles i DSA. Eksempler på mulige forhandlingsområder er utforming av ordlyden, hvilke krav som stilles til kredittvurderingen av banken eller morselskapet, og hvilket kredittvurderingsselskap som skal foreta vurderingen.

Overdrageres mål er å sikre seg mot å måtte stå subsidiært ansvarlig for fjerningskostnadene. Han vil normalt ønske seg en vanntett avtale, som i noen tilfeller resulterer i svært kompliserte avtaleklausuler. Som overdrager har han også mulighet til å stille krav. Ønsker ikke kjøper å gi etter, kan overdrager se seg om etter nye kjøpere. Partene risikerer å bruke mye tid og krefter rundt forhandlingsbordet, for å oppnå en optimal garantiavtale, som i mange tilfeller aldri blir aktuell. Ofte drar de store selskapene fordel av sin tidligere bransjeerfaring, og stiller med en kompetent organisasjon. Mindre selskaper har ofte ikke denne muligheten, og risikerer således å inngå avtaler som ikke tilstrekkelig ivaretar deres ønsker og behov.

Likevel har bruk av standardmodellen DSA sine fordeler. For det første skaper det forutsigbarhet mellom partene ved at de på forhånd kan sette seg nøye inn i avtaleverket før de signerer eller justerer avtalen. De kan dra nytte av erfaringer fra tidligere bruk, enten fra dem selv eller andre. Dessuten bør en standardavtale, i alle fall i teorien, representere en balansert og likevektig avtale som tar like mye hensyn til begge parter, uavhengig av finansiell styrke eller erfaring. Partene sparer dessuten både tid og penger ved å anvende et allerede velutviklet avtaleverk.¹⁹⁶

Bruk av DSA vil følgelig medføre både fordeler og ulemper. Et komplisert avtaleverk bestående av aktører med ulik grad av profesjonalitet og erfaringer vil kunne skape uheldige situasjoner. Dette taler således for en viss skepsis mot bruk av de britisk-inspirerte DSA-avtalene.

¹⁹⁶ Ross-McCall(2011) s. 6

4.4.2 Vanskeligheter ved fastsettelsen av garantisum

En garantisum må fastsettes. Garantisummen avtales ofte i god tid før selve fjerningsprosjektet begynner. Fjerningsdatoen er aldri definert på forhånd, og kan til og med i noen tilfeller holdes hemmelig da den utgjør prissensitiv informasjon.¹⁹⁷ Fjerningsdatoen påvirkes av varierende olje- og gasspriser, forbedret teknikk, utvidende bruk av infrastrukturen og skreddersydde løsninger som medfører ulike fjerningsmetoder.¹⁹⁸ Faktorene gjør det vanskelig å planlegge fjerningsarbeidet, og dermed tidspunktet for fjerning og de endelige kostnadene for gjennomføringen av prosjektet.¹⁹⁹ Det er således knyttet stor usikkerhet både til fjerningsestimater og fjerningstidspunkt.²⁰⁰

Situasjonen er derfor at garantisummen må oppjusteres underveis, slik at overdrager ikke risikerer at garantien likevel ikke dekker deler av kostnadene det subsidiære ansvar omfatter. Som regel sørger partene for en avtalefestet oppjusteringsmulighet av garantisummen. NOROG går inn for en slik ordning.²⁰¹ DSA-standarden krever for eksempel at kjøper av deltakerandelen og banken, innenfor visse rammer, årlig oppjusterer garantisummen dersom den antatte summen av fjerningskostnadene endres underveis.²⁰² En slik oppjusteringsrisiko vil banken naturlig nok ta seg ekstra betalt for, og gjør garantiene enda dyrere.

4.4.3 Endringsmekanisme for fornyet bank- og morselskapsgaranti

Løsningen kan altså være å innføre en forpliktelse til årlig å fornye garantisummen, basert på en kalkulert nåverdi av anslåtte fremtidige fjerningskostnader. På denne måten oppnår partene forutberegnelighet, og garantisummen vil samsvare best mulig med de faktiske

¹⁹⁷ Ibid. s. 3

¹⁹⁸ Ibid.

¹⁹⁹ Ibid.

²⁰⁰ Petoro(2011) s.27

²⁰¹ NOROG(2010), s. 21.

²⁰² Ibid. s.40, pkt. 4.3

fjerningskostnadene. Likevel oppnår selskapene aldri eksakte tall før fjerningen faktisk er gjennomført og kostnadene reelt sett er kjente. Overraskelser underveis i fjerningsprosjektet kan oppstå, for eksempel nye krav til miljø sikkerhet. Overdrager har derfor alltid en risiko for at garantisummen ikke dekker hele beløpet.

Et mulig problem i tilknytning til omjusteringen av garantisummen, er den tunge endringsmekanismen som DSA-standarden oppstiller, og som har til hensikt å jevnlig justere beløpene for best mulig å treffe de endelige fjerningskostnadene. Mekanismen i DSA-standarden er hentet fra den britiske standarden, og er stort sett lik for både bankgaranti og morselskapsgaranti.²⁰³

Garantisummen skal justeres på bakgrunn av følgende formel:²⁰⁴

$A = X \times Y \{x (1-t)\}$, hvor A representerer sikkerhet for fjerningskostnadene, X står for forventede fjerningskostnader, Y på 1.5 representerer en sikkerhetsbuffer for å forhindre at fjerningskostnadene ender for lavt, og t er dagens totale selskapskattesats, pluss gjeldende petroleumsskattesats.

Formelen representerer et kompliserende moment i DSA. I standardavtalen utgjør den et eget punkt og omhandler en situasjon som i mange tilfeller ligger langt inn i fremtiden. For partene er derfor et forhold rimelig sikkert; garantisummen for antatte fjerningskostnader vil som oftest bli feil. Jo nærmere partene kommer den endelige fjerningsdatoen, desto sikrere vil de imidlertid bli på fjerningskostnadenes endelige størrelse. Begrepet er likevel flytende. Den manglende forutberegneligheten kan oppleves som belastende for aktørene. Likevel har ordningen gode grunner for seg. Endringsmekanismen hjelper til med å etablere et riktigere estimat av fjerningskostnadene for hvert år.

²⁰³ Ibid. s. 21

²⁰⁴ Ibid. s.40, pkt. 4.3

En mulig måte for aktørene å oppnå større forutsigbarhet på, er å fremforhandle en maksimalsum i garantiavtalen som fjerningskostnadene ikke kan overstige, og som således begrenser garantien. De garanterte fjerningskostnadene vil beregnes årlig, men vil aldri kunne bli høyere enn det avtalte taket.

4.4.4 Valutarisiko

Et spørsmål er hvilken valuta garantisummen skal settes i. Partene er eksponert for endringer i valutakursene, som således påvirker den endelige størrelsen på utbetalingsbeløpet. Petroleumsinntekter settes vanligvis i US dollar, mens fjerningskostnadene kan settes i den lokale valuta. Valutaen garantiavtalene opererer i vil variere etter selskapenes nasjonalitet. Endringer i valutakursene medfører en potensiell risiko ved fastsettelse av garantisummen i DSA. En løsning er å avtale periodiske valutajusteringer av garantisummen, for å følge eventuelle valutaendringer.²⁰⁵ For avtaler generelt er bruk av såkalte hedging-avtaler vanlig, en prissikringskontrakt for valutasikring med formål å redusere konsekvensene ved variasjoner i valutakursene.²⁰⁶ Gjennom avtaler med banken vil partene, mot betaling, kunne fastlåse valutakursen, og dermed sikre seg mot uheldige svingninger. Hedging-avtaler medfører at overdrager ikke risikerer å få utbetalt en lavere garantisum enn fjerningskostnadenes endelige størrelse som følge av valutasingninger, men han vil heller ikke motta det overskytende, dersom valutaendringene er i hans favør.

4.5 Oppsummering

Kapittel 4 har pekt på praktiske konsekvenser av petrl. § 5-3(3). Fremstillingen illustrerer at garantiavtalene i DSA medfører en rekke utfordringer, som igjen motarbeider ønsket om å oppnå et bredere aktørbille på norsk sokkel, og dermed også ønsket om maksimal ver-

²⁰⁵ Ross-McCall(2011) s. 4

²⁰⁶ Store Norske Leksikon

diutnyttelse av naturressursene.²⁰⁷ Garantiavtalebruken, herunder de interne utfordringene som møter avtalepartene, er således med på å hindre at petrl. § 5-3(3) er formålstjenlig.

²⁰⁷ Hammer(2009) s. 444

5 Et alternativ og løsningsforslag til dagens ordning

5.1 Introduksjon

Kapittelet vil kort behandle et alternativ til petrl. § 5-3(3) og mulige løsninger til innordning. For å kunne vurdere om petrl. § 5-3(3) er formålstjenlig, er det interessant å se om det foreligger tilfredsstillende alternativer til dagens ordning. På verdensbasis er ansvar for fjerningskostnader håndtert på ulike måter. I Storbritannia har myndighetene muligheten til unntaksvis å fjerne det økonomiske ansvaret, for deretter å kunne innføre det igjen. Ansvaret blir følgelig aldri utslettet.²⁰⁸ I dansk lovgivning foreligger ingen spesifikk referanse til disponering ved avslutning av petroleumsvirksomheten. Fjerningsspørsmålet er del av forhandlingsgrunnlaget mellom departementet og operatøren ved tildeling av produksjonsutvinningstillatelser.²⁰⁹ Som fremstillingen nedenfor viser, har flere stater valgt en fondsordning. I Norge har vi et subsidiært økonomisk ansvar for tidligere rettighetshaver etter petrl. § 5-3(3). BRINDEX (British Independent Oil Exploration Companies) har tidligere konkludert med at innbetaling til fond eller bruk av DSA i form av bankgarantier, er de sikreste metodene for å etablere sikkerhet for fjerningskostnadene.²¹⁰ Avhandlingen vil derfor drøfte fond som et alternativ til petrl. § 5-3(3).

Det kan hevdes at petrl. § 5-3(3) ikke er en optimal ordning for å sikre dekning av fjerningskostnader. Kanskje er det likevel den beste ordningen, selv med sine svakheter. Foreligger ingen andre tilfredsstillende alternativer, er man muligens best tjent med ordningen i petrl. § 5-3(3). Spesielt fond-alternativet reiser mange interessante problemstillinger, som det dessverre ikke er plass til å forfølge i detalj i denne avhandlingen. Fond omtales uansett

²⁰⁸ Ross-McCall(2011) s. 2

²⁰⁹ Jf. forutsetningsvis Eneretsbevillingen §12(6)

²¹⁰ David(1996) s. 236

kort i punkt 5.2. Under punkt 5.3 vil ulike løsningsforslag til dagens innordning til bruk av garantiavtaler i DSA drøftes.

5.2 Fond

Opprettelse av fond er en alternativ ordning til petrl. § 5-3(3). En fondsordning innebærer at deltakerne i utvinningslisensen jevnlig setter inn beløp som er ment å skulle dekke fremtidige fjerningskostnader. Ved riktig endringsmekanismer vil fondet være tilstrekkelig stort til å dekke fjerningskostnadene når fjerningsdagen en dag kommer. Pengene er allerede innhentet og rettighetshaverne og staten vil oppnå forutberegnelighet i forhold til dekning av utgiftene. Ordningen er tatt i bruk flere steder i verden, blant annet Brazil, Indonesia og Angola,²¹¹ og åpner for mange muligheter og variasjoner, og kan dermed tilpasses partenes behov. Innføringen av fond reiser imidlertid en rekke spørsmål.

Et av dem er spørsmålet om opprettelse av fond bør gjøres obligatorisk for rettighetshaverne, eller fungere som et «enten eller» alternativ til petrl. § 5-3(3). Eksempelvis kan partene fremlegge et avtaleforslag til fondsordningen som krever Olje- og energidepartementets godkjenning. Finner Olje- og energidepartementet ordningen utilfredsstillende, vil rettighetshaverne måtte falle tilbake på dagens lovfestede ordning. Fondsordningen vil dermed kunne fungere som et unntak til det subsidiære ansvaret.

Hvilke type fond som skal opprettes mellom partene er et annet spørsmål. Skal det være et fond for hvert felt, for hver utvinningstillatelse, eller bør det opprettes et nasjonalt eller globalt fond? Fondstypen vil måtte tilpasses aktørene og den norske kontinentalsokkelen. Muligheten for fleksibilitet kan gjøre fondsordningen attraktiv.

På den annen side innebærer det en stor belastning for partene å binde betydelige midler i fond, gjerne flere år før midlene skal utbetales til sitt formål. Partene vil normalt ikke ønske

²¹¹ Angola: Hammerson(2013) s.221, Brazil: Hammerson(2013) s.270, Indonesia: Hammerson(2013) s.295

å binde opp sine midler, da det er betydelige midler og vil medføre en svakere likviditet for selskapene. Dessuten reises ulike skatterettslige utfordringer. Dagens norske skattesystem oppfordrer ikke til å avsette penger i fond, da avsetningen ikke innebærer en nåtidig skattelettelse. Fra oljeselskapenes side er det trolig ønskelig at tilsidesatte midler blir regnet som pådratte utgifter, selv om kostnaden ennå ikke faktisk er pådratt. En trolig forutsetning for fondsordningen blir derfor at fradrag for innskuddet skjer allerede i innskuddsåret.

På et eller annet tidspunkt vil midlene i fondet utbetales til dekning av de faktiske fjerningskostnadene. Et spørsmål er hva som skjer med eventuelle midler som blir til overs. Tilfaller midlene staten, eller fordeles de mellom rettighetshaverne? Og hva skjer hvis selskapene som var med på innbetalingene ikke lenger eksisterer etter overdragelse av deltakerandelen? Er det da kjøper av deltakerandelen som forholdsmessig mottar overskytende midler som overdrager i sin tid var med på å innbetale? Et annet spørsmål er hva som skjer dersom midlene i fondet ikke er tilstrekkelig til å dekke fjerningskostnadene, spesielt hvis noen av de opprinnelige selskapene ikke lenger er med i utvinningstillatelsen eller er oppløst. Skal det da innføres et subsidiært ansvar for disse, eller skal de øvrige rettighetshaverne måtte dekke deres andel, jf. det proratariske ansvaret? Innføring av et subsidiært ansvar vil risikere utstrakt bruk av ulike former for sikkerhetsavtaler, slik konsekvensen i praksis har blitt for det subsidiære ansvaret etter petrl. § 5-3(3).

Det er, i likhet med garantisummen, vanskelig å beregne fondsinnskuddet når tidsaspektet for fjerningsprosjektet er uklart. Ved feltets oppstart skal det etter petrl. § 4-2 utferdiges en plan for utbygging og drift av petroleumsforekomster. Planen skal blant annet inneholde opplysninger om hvordan innretningene vil kunne avvikles ved avslutning av petroleumsvirksomheten.²¹² Dersom rettighetshaverne ønsker en fondsordning for å sikre dekning av fjerningskostnadene, vil partene på dette tidspunktet kunne utarbeide et realistisk kostnadsoverslag for tenkte fjerningsutgifter, og allerede ved produksjonsoppstarten forberede en

²¹² Petrl. §4-2(2)

årlig forventet produksjonsprofil. Ved påfølgende inntekter vil partene kunne avsette midler til disponeringsfondet, basert på for eksempel følgende formel:²¹³

$$\frac{\text{Overslag over fjerningskostnaene}}{\text{Anslått gjenværende totalproduksjon ved begynnelsen av året}} \times \text{Årlig produksjon}$$

Rettighetshaverne vil regelmessig måtte revidere innbetalingene etter årlige vurderinger av antatte fjerningskostnader og forventet produksjon.

Som drøftelsen viser, reiser en innføring av fondsordningen en rekke spørsmål og utfordringer for aktørene på norsk sokkel. Myndighetene vil måtte ta stilling til hvilke form fondene skal få, hvordan de best kan sikre seg mot at fondet eller rettighetshaverne fullt ut dekker fjerningskostnadene og ulike skatterettslige spørsmål. På den annen side kan fondsordningen skreddersys de ulike feltene og aktørene. Likevel tyder mye på at fondsordningen vil by på flere utfordringer dersom ordningen skulle innføres som et alternativ til petrl. § 5-3(3). At andre alternative ordninger medfører vanskeligheter kan tale for at petrl § 5-3(3) er den beste tilgjengelige ordningen, til tross for at det subsidiære ansvaret medfører noen uheldige konsekvenser. Dette vil igjen kunne ha betydning for formålstjenligheten.

5.3 Innordningsløsninger til petrl. § 5-3(3)

5.3.1 Rett til å kjøpe tilbake deltakerandelen

Overdrager kan, etter nærmere avtalte vilkår, forbeholde seg en rett til å kjøpe tilbake den tidligere overdratte deltakerandelen i utvinningstillatelsen, dersom det er fare for at det subsidiære ansvaret aktualiseres. Andelen på avviklingstidspunktet vil være relativt lite verdt, ettersom det ikke lenger er produksjon på feltet. Likevel vil overdrager få en mulighet til å

²¹³ Gallun/Wright(2005), s. 61

utnytte en eventuell restverdi i utvinningstillatelsen, som kan være med på å dekke kostnadene til fjerningsansvaret eller redusere disse.²¹⁴

5.3.2 Endelig oppgjør ved erverv av deltakerandelen

For å unngå de skatterettslige problemene utbetaling av garantier medfører, vil en løsning være at kjøper betaler et engangsbeløp som oppgjør for det subsidiære ansvaret. Betalingen, som inngår i kjøpesummen, vil være endelig og innebære en kompensasjon for overdragers mulige ansvar etter petrl. § 5-3(3). Salgssummen vil bestå av to komponenter: Vederlag for selve andelen i utvinningstillatelsen og kompensasjonsvederlag for risikoen overdrager påtar seg. Kalkuleringen av kompensasjonsandelen vil kunne beregnes på ulike måter, alt etter hva partene ønsker. En beregningsmåte kan være basert på estimerte kostnader ved fjerning opp mot sannsynligheten for at ansvaret materialiserer seg.

Ved å flette de to komponentene inn i kjøpesummen, faller beløpet inn under særbestemmelsen i petrsktl. § 3 j, og er således unntatt fra inntektsbeskatning på 78%. På denne måten blir bruk av DSA unødvendig, og man unngår at de små aktørene hindres fra å komme inn på kontinentalsokkelen.

Slik avbøtes overdrager for risikoen ved å stå subsidiært ansvarlig for fjerningskostnadene, uten å gå veien om en DSA. Ordningen likevel best egnet når overdrager ikke selger seg helt ut av utvinningstillatelsen, men beholder deler av eierskapet. Dermed har han fortsatt kontroll med organiseringen av fjerningsprosjektet og kostnadenes endelige størrelse. Tilbakebetaling av kompensasjonsvederlaget utelukkes, uavhengig av om ansvaret etter petrl. § 5-3(3) materialiserer seg eller ikke. I visse tilfeller vil kjøper ha betalt mer enn nødvendig for fjerningskostnadene, mens det i andre tilfeller vil være betalt for lavt. Begge parter vil dermed inneha en risiko for å måtte betale mer enn strengt tatt nødvendig.

²¹⁴ NOROG(2010), s. 20

5.3.3 Tilbakebetaling av kompensasjonsvederlaget

En annen mulighet er at overdrager krever at kjøper betaler et engangsbeløp sammen med kjøpesummen, men at kompensasjonsvederlaget tilbakebetales etter nærmere avtale.²¹⁵

Partene kan avtale en delvis tilbakebetaling av kompensasjonsvederlaget dersom ansvaret ikke materialiserer seg. Kjøper vil i slike tilfeller sitte med risikoen for overdragers soliditet. Ordningen skaper muligens vanskeligheter i forbindelse med Olje- og energidepartementets samtykkekrav ved overdragelse av utvinningstillatelsen, jf. petrsktl. § 10(1). Olje- og energidepartementet har ved nærmere forskrift innført samtykkekrav ved overdragelse av tillatelse og interesseoverføring etter petroleumsskatteloven § 10, hvor det heter i § 5 at vederlaget må være «begrenset oppad til et endelig fastsatt beløp».²¹⁶ Et ønske om forutsigbarhet, mindre papirarbeid og enklere kjøpereregler medførte at andelsoverdragelser med endelig fastsatt og ubetinget vederlag automatisk fører til samtykke fra Olje- og energidepartementet. Ordningen innebærer således en standard forhåndsgodkjenning. Skal partene avtale tilbakebetaling av kompensasjonsvederlaget må de samtidig søke om samtykke fra Olje- og energidepartementet. Olje- og energidepartementet ville måtte foreta en konkret vurdering av en ordning som fraviker normalen. Dette i seg selv taler mot en adgang om fjerningsbidrag med tilbakebetaling.

²¹⁵ NOROG(2010), s. 20

²¹⁶ Jf. FOR-2009-07-01-956

6 Avsluttende bemerkninger

Jeg har i avhandlingen redegjort for petrl. § 5-3(3), og bestemmelsens innhold og hovedtrekk. Jeg har videre foretatt en formålstjenlighetsvurdering av petrl. § 5-3(3). I den forbindelse har avhandlingen sett på en konsekvens og praktiske utfordringer som kan oppstå ved partenes innordning til det subsidiære ansvaret etter petrl. § 5-3(3). Dette er gjort for å kunne vurdere om § 5-3(3) tjener etter sine formål. Avhandlingen har videre drøftet et alternativ til dagens ordning, samt kommet med forslag til alternative innordningsløsninger. Jeg ønsker i dette avsluttende kapittelet å sammenfatte mine vurderinger og funn for å så besvare mitt innledende spørsmål: Om petrl. § 5-3(3) er en formålstjenlig bestemmelse.

Som nevnt i punkt 3.7, oppnår etter min mening petrl. § 5-3(3) hovedformålene med innføringen av det subsidiære ansvaret, nemlig å sikre full dekning av fjerningskostnadene, fjerne usikkerhet omkring slik dekning samt hindre at de øvrige rettighetshaverne må betale mer av fjerningskostnadene enn deres deltakerandel tilser, jf. solidaransvaret.²¹⁷ Utvidelsen av ansvarskretsen medfører at de øvrige rettighetshaverne i større grad enn tidligere sikres mot solidaransvaret. Fremstillingen i kapittel 3 taler således for at petrl § 5-3(3) er en formålstjenlig lovbestemmelse.

Avhandlingens øvrige kapitler illustrerer derimot en rekke utfordringer oppstått i kjølvannet av det subsidiære ansvaret i petrl. § 5-3(3). Bestemmelsen må ses i sammenheng med petroleumslovens øvrige formål og hensyn. Staten har ansett inntreden av nye og spesialiserte aktører som verdiskapende, ved at disse medfører optimal ressursutnyttelse fra modne felt. Statens utfordring har vært å balansere fjerningskostnadsansvaret og ressursutnyttelse på kontinentalsokkelen. Spørsmålet er da om man har oppnådd en effektiv ressursutnyttelse ved innførelsen av petrl. § 5-3(3). Jeg mener svaret er nei.

²¹⁷Brev fra Finansdepartementet til OLF, 30.04.2012, pkt.2

Etter min mening medfører dagens regelverk, i unødvendig grad, svært kostbare garantiavtaler og vanskeliggjør således overdragelse av deltakerandeler til nye aktører. Uten overdragelser reduseres den kommersielle aktiviteten, nyetableringer begrenses og til syvende og sist reduseres utvinningen av Norges olje- og gassreservoarer. Dette er klart i strid med et av hovedformålene i den norske petroleumslovgivningen, jf. petrl. § 4-1 og statens uttalte ønske. Dette taler mot at petrl. § 5-3(3) er en formålstjenlig lovbestemmelse.

Petrl. § 5-3(3) har i realiteten medført omfattende bruk av DSA, i form av bank- og morselskapsgarantier. Avhandlingen har pekt på utfordringer som har oppstått ved bruk av avtalene. Jeg har vist til faren for konkurransevridninger, problemer rundt utforming av britiskinspirerte DSA, vanskelighetene ved garantisumfastsettelse og endringsmekanismen. Jeg mener at bruk av DSA i mange tilfeller er med på å hemme aktørene, forsinke dem og bortta fokus. Mye tid og penger brukes på å utarbeide en vanntett DSA, når fokus heller burde være på effektiv utvinning, ny teknologiskapning og produksjon av petroleum.

Produksjonen nærmer seg slutten for lønnsom drift på flere felt, og innebærer at stadig flere innretninger og utstyr skal fjernes helt eller delvis i årene som kommer. Fjerningsoperasjonene kan by på flere kostnadskritiske aktiviteter. Det er derfor klart at en lovregulering av fjerningskostnadenes ansvarssubjekter er nødvendig. Det handler således om å finne løsningen som fungerer *best*, selv om også denne kan ha svakheter. Et problem er den manglende erfaring ved gjennomføring av disponeringsvedtak på verdensbasis. Fondsordningen er valgt av flere andre oljenasjoner og kanskje er denne ordningen bedre for norsk petroleumsvirksomhet. Som drøftet ovenfor vil det være behov for en omfattende avklaring av en rekke spørsmål før en fondsordning kan anses som et tilfredsstillende alternativ til petrl. § 5-3(3). Det subsidiære ansvaret etter petrl. § 5-3(3) er trolig enestående i verden, og med relativt enkle justeringer fra lovgivers side vil dagens ordning muligens kunne forbedres. En løsning vil være å inkludere garantiutbetalinger i unntaksregelen i petrsktl. § 3 j, slik at garanti ikke faller inn under skattbar finansiell inntekt hos overdrager. Dette reduserer kostnadene til garantiavtalene med 78%. Dog ville et slikt unntak kunne føre med seg uante konsekvenser, som drøftet ovenfor.

Til tross for at det subsidiære ansvaret i petrl. § 5-3(3) oppfyller flere av bestemmelsens formål, har innføringen av petrl. § 5-3(3) etter min mening i stor grad vanskeliggjort myndighetenes målsetting om et bredere aktørbilde på den norske sokkelen. For de større selskapene spiller nok ikke petrl. § 5-3(3) en stor rolle på nåværende tidspunkt. Store selskaper har tilstrekkelige midler til å skaffe de nødvendige og påkrevde garantiene, og kan dermed kjøpe deltakereierandeler i utvinningslisenser. Som jeg har vist, vil dessuten garantiene trolig bli billigere for dem. Dette vil likevel kunne endre seg i årene som kommer, da flere felt blir modne. Petrl. § 5-3(3) vil da i større grad kunne sette en stopper for omsetteligheten, spesielt siden de store selskapene ikke finner aktuelle kjøpere til deltakereierandelene. Ressursforvaltningshensyn taler dermed mot ordningen slik den fremstår i dag. Da ressursforvaltning er et av de overordnede formålene i petroleumslovgivningen, mener jeg at petrl. § 5-3(3) ikke tjener sitt formål fullt ut.

Andre hensyn bak innføringen av et subsidiært ansvar kan trekkes inn. Det kan hevdes at det er rimelig at aktører som har oppnådd inntekter gjennom utvinningstillatelsen, fortsatt skal inneha et visst ansvar i forbindelse med fjerningskostnadene.²¹⁸ På den annen side vil er det uheldig at transaksjonen ikke blir endelig oppgjort. Det subsidiære ansvaret vil vedvare ut feltets levetid, og således skape usikkerhet for aktørene.²¹⁹

Ut ifra en helhetsvurdering av den rettsdogmatiske fremstillingen, en konsekvensutredning, drøftelse av praktiske utfordringer, samt behandling av fondsordningen og alternative løsninger, konkluderer jeg, dog under noe tvil, med at petrl. § 5-3(3) ikke er en formålstjenlig lovbestemmelse slik den fungerer i dag.

²¹⁸ Støle(2005)

²¹⁹ Ibid.

7 Litteraturliste

Litteratur

- Dahle Nedrelid Cecilie Dahle Nedrelid. *Garantier i konsernforhold*. 2011. (<http://arntzenlegal.com/files/2011/04/Garantier-i-konsernforhold1.pdf>) (19.04.2013)
- David Martyn R. David (Editor, Sweet & Maxwell). *Upstream Oil and Gas Agreements*. London, 1996
- Ellenes Sverre Ellenes. *Samarbeidsavtalens rekkevidde mellom deltakerne i rettighetshavergruppen*. Oslo, 2001
- Gallun/Wright Rebecca A. Gallun og Charlotte J. Wright. *International Petroleum Accounting*. Oklahoma, 2005
- Hagstrøm Viggo Hagstrøm. *Obligasjonsrett*. 3. utg. Oslo, 2004
- Hammer Ulf Hammer mfl. *Petroleumsloven*. 1. utg. Oslo, 2009
- Hammerson Marc Hammerson (Consulting Editor). *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice*. Globe Law and Business. London, 2013
- Izundu Uchenna Izundu. *Acon completes Ardmores field abandonment on UKCS*. Oil & Gas Journal. 2007 (<http://www.ogj.com/articles/2007/12/acon-completes-ardmore-field-abandonment-on-ukcs.html>)

- Knoph Ragnar Knoph. *Knophs oversikt over Norges rett*. 12. utg. Oslo, 2004
- Kvale & Co Kvale & Co Advokatfirma ANS. *Overdrageres subsidiære ansvar - Basert på boken Petroleumsloven med kommentarer*. Oslo, 2009
- MarIus nr. 340 MarIus, nr. 340: *Det 30. petroleumsjuridiske seminar, Foredrag holdt på det 30. petroleumsjuridiske seminar Baiona, Spania 22. – 25. september 2005*
- MarIus nr. 404 Ulf Hammer mfl. *Articles in Petroleum Law*. MarIus nr. 404. 1. utg. Oslo, 2011
- Moller Dr. Leon Moller. *The Cost of Decommissioning: Government and Industry Attempts at Addressing Decommissioning Liabilities*. 2007
(<http://www.ogel.org/article.asp?key=2622>) (23.04.2013)
- Noreng/Wollebæk Øystein Noreng og Leif Wollebæk. *Virkemidler for aktivitetsnivå og mangfold på norsk sokkel. Rammebetingelser og utgiftsføring for utbyggingsinvesteringer*. Forskningsrapport 3, Handelshøyskolen BI, 2010
- NOROG (Norsk olje og gass) Norsk olje og gass. *Anbefalte retningslinjer for finansiell sikkerhetsavtale for fjerningsforpliktelser – bruk av modellklausuler, nr. 128*. 2010
- Samuelsen Jan Samuelsen. *Skattemessig behandling av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser*. PwC, 3. oktober 2002

- Store norske leksikon Internettbasert leksikon, søkeord «hedging».
(<http://snl.no/hedging>) (17.04.2013)
- Oljedirektoratet(2011) Oljedirektoratet. *Forsvarlig fjerning av innretninger*. 2011
(<http://www.npd.no/no/tema/avslutning-og-disponering/temaartikler/forsvarlig-fjerning-av-gamle-innretninger/>) (Sist besøkt 12.4.2013)
- Petroleumstilsynet Petroleumstilsynet. *Ord og uttrykk*.
(<http://www.ptil.no/ord-og-uttrykk/category38.html>)
(15.04.2013)
- Ross-McCall Nicholas Ross-McCall. *Oil and gas decommissioning: present problems, future solutions*. International Law Office, 2011
(<http://www.internationallawoffice.com/newsletters/detail.aspx?g=b0fdf57b-f4c2-41e6-97a5-40fb5ff52383>) (23.04.2013)
- Støle Catherine Støle. *Foreslår nye vilkår ved kjøp og salg av lisenser*. 2005
(<http://www.norskoljeoggass.no/no/Nyhetsarkiv/Naringspolitikk/Foreslar-nye-vilkar-ved-kjop-og-salg-av-lisenser/>)
- Tjomsås Andersen Rune Tjomsås Andersen. *Garanti for subsidiært solidaransvar – Decommissioning Security Agreement (DSA)*. Oslo, 2012

Rapporter/Retningslinjer

- DECC Department of Energy and Climate Change. *Guidance Notes, Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installa-*

tions and Pipelines under the Petroleum Act 1998, Version 6. 2011

Det norske Veritas	Det norske Veritas, DNV. <i>Mottak og opphogging av utrangerte offshore installasjoner. Vurdering av norsk verkstedkapasitet for perioden 2001 -2020. Rapport NO.01-4063</i>
NOROG (Norsk olje og gass)	Norsk olje og gass. <i>Anbefalte retningslinjer for finansiell sikkerhetsavtale for fjerningsforpliktelse – bruk av modellklausuler, nr. 128. 2010</i>
Oljedirektoratet(2006)	Oljedirektoratet. <i>Krav til nye rettighetshavere/operatører. 06.10.2006</i>
Oljedirektoratet(2012)	Oljedirektoratet. <i>Disponering av betonginnretninger. 21.03.2012</i>
Petoro	Petoro. <i>Årsrapport for SDØE og Petoro. 2011</i>

Lover, forskrifter og konvensjoner

Petroleumsloven	Lov om petroleumsvirksomhet av 29. november 1996 nr. 72
Petroleumsskatteloven	Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster m.v av 13. juni 1975 nr. 35
Selskapsloven	Lov om ansvarlige selskaper og kommandittselskaper av 21. juni 1985 nr. 83

FOR-1997-06-27-653	Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet (Petroleumsforskriften)
FOR-2009-07-01-956	Forskrift om samtykke til overdragelse av tillatelse og interesseoverføring etter petroleumsskatteloven § 10
Enerettsbevillingen	Bekendtgørelse om enerettsbevilling til efterforskning og indvinding af kulbrinter m.v. i Danmarks undergrund av 8. juli 1962
Petroleum Act	Petroleum Act, 11th June 1998 (1998 c 17)
OSPAR	Oslo-Paris Convention for the Protection of the Marine Environment in the North-East Atlantic av 1992
UNCLOS	De forente nasjoners havrettskonvensjon av 10. desember 1982

Forarbeider:

Til Petroleumsløven:

Innst.O. nr. 106 (2008–2009)	Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om lov om endringer i lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet
Meld. st. 28 (2010-2011)	Melding til Stortinget. <i>En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten</i> . Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 24. juni 2011
NOU 1993:25	<i>Avslutning av petroleumproduksjon – fremtidig disponering av innretninger</i>

Ot.prp. nr. 48 Om lov om endringer i lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet (2008-2009)

Prop. 1 S (2009-2010) Olje- og energidepartementet. *Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)*
(<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/prop/2009-2010/prop-1-s-20092010/3/7/1.html?id=580699>) (15.04.2013)

St.meld.nr.39 (1999-2000) Fra Det kongelige olje- og energidepartementet. *Olje- og gassvirksomheten*. Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 9. juni 2000.

St.meld.nr.38 (2003-2004) Fra Det kongelige olje- og energidepartementet. *Om petroleumsvirksomheten*. Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 11. mai 2004.

St.prp. nr. 51 (2001-2002) Olje- og energidepartementet. *Om disponering av Ekofisk-tanken med beskyttelsesvegg*.

Til petroleumsskatteloven:

NOU 2000:18 *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Innstilling fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 22. oktober 1999. Avgitt til Finansdepartementet 20. juni 2000

Ot.prp. nr. 92 (2002-2003) Lov om endringer i petroleumsskatteloven mv.

Ot.prp. nr. 95 Om lov om endringer i skatte- og avgiftslovgivinga mv.

(2008-2009)

Diverse:

Høringsnotat: Olje- og energidepartementet. Høringsnotat av 05.12.2011: *endring og energidepartementet, 05.12.2011 i petroleumsforskriften – subsidiært ansvar for disponeringsforpliktelser.*

(<http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Hoeringsnotat51211.pdf>) (15.04.2013)

Høringsuttalelse: OLF. *Utkast til endringer i petroleumsloven – høring, 16.01.09*
fra OLF til Olje- og energidepartementet, 16.01.09

Brev fra Finansdepartementet. *Subsidiært økonomisk ansvar for disponeringskostnader ved overdragelse av utvinningstillatelser på norsk sokkel – skattemessige spørsmål.* 30.04.2012

Rettspraksis

Rt. 2004 s. 1921

Rt. 1989 s. 1318