

Deals

Fjerningsansvar og konsekvenser for transaksjoner

Norsk Olje og Gass
Skatteseminar Voss mai 2017

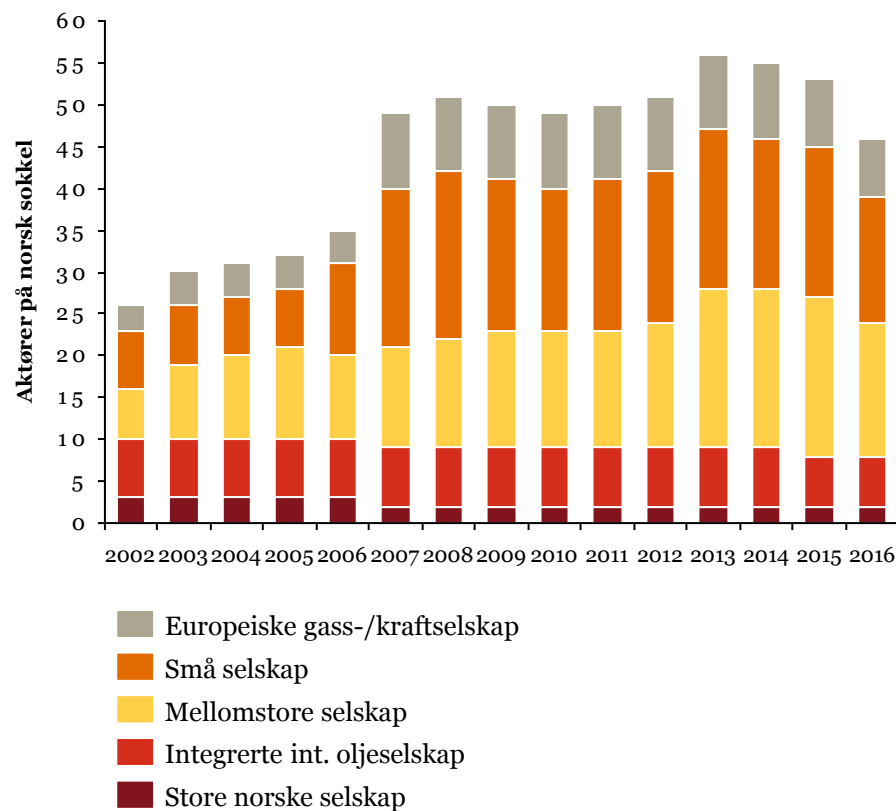
4 mai 2017

Agenda

1	Aktørbilde i endring	3
2	Transaksjonsstruktur	5
3	Fjerningsforpliktelse	7
4	Fordeling av risiko	10
5	Subsidiæransvar	11
6	Utvalgte § 10 problemstillinger	12
7	Oppsummering	15

Et aktørbilde i endring: Store aktører selger seg ned eller helt ut

Historisk aktørsammensetning på norsk sokkel



Store aktører har valgt å selge seg ned eller å forlate norsk sokkel



Et aktørbilde i endring

Private equity og nye aktører ser inn mot norsk sokkel

Private equity



PANDION ENERGY



Potensielle nye aktører

THE CARLYLE GROUP



CNPC
中国石油



THE WORD FOR CHEMICALS

Industrielle



MAERSK
OIL



Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company
شركة الكويت للاستكشافات البترولية الخارجية

Wildcard



ROSNEFT



PTTEP



LUKOIL
OIL COMPANY



中国投资有限责任公司
CHINA INVESTMENT CORPORATION



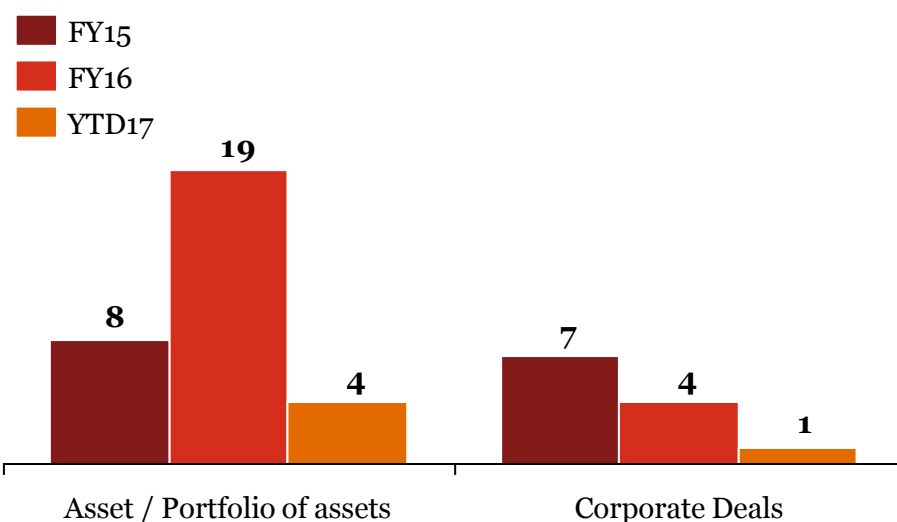
GAZPROM

Middle-East
players



Fokus på lisenstransaksjoner etter hvert som aktørbildet smalner og muligheter knyttet til porteføljustøringer

Transaksjoner på norsk sokkel – FY15/FY16/YTD17

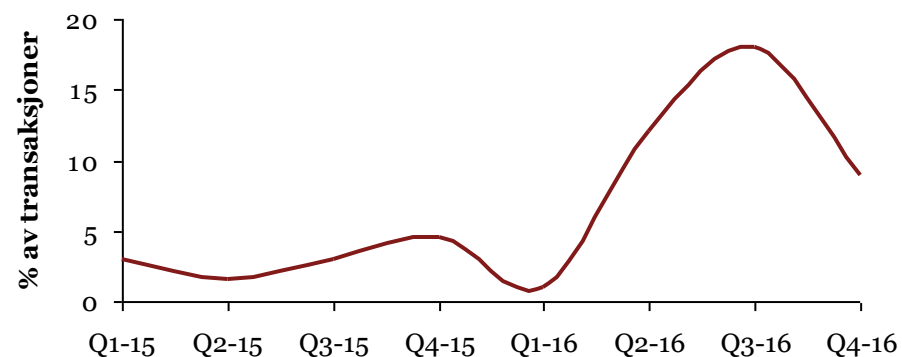


Vår forståelse av kjøpers preferanser

Eiendel	Attraktivitet
Produserende	
Infrastruktur	
Funn	
Utviklingsprosjekter	
Letelisenser	

Kreative transaksjonsstrukturer med økt bruk av betinget vederlag

Antall transaksjoner med betinget vederlag er økende



Vederlaget betinges gjerne av reserve- og/eller oljeprisutvikling

Mekanisme	Min rate	Gj.snitt. rate	Max rate
Reserver/Ressurser	0.02x	1.11x	4.18x
Oljepris	0.07x	0.28x	0.75x
Hybrid	0.19x	0.67x	1.50x

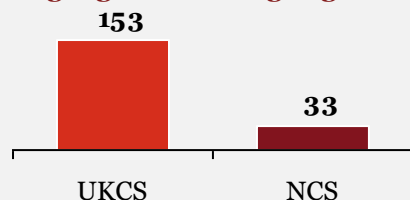
Nylige transaksjoner med betinget vederlag

Kjøper	Selger	Asset	Kontant	Betinget	% Betinget
Siccar Point	OMV	OMV UK	\$ 750m	\$ 125m	14 %
Maersk	Africa Oil	Kenya	\$ 365m	\$ 480m	57 %
Total	Tullow	Uganda	\$ 100m	\$ 800m	89 %
BP	Kosmos	Senegal	\$ 162m	\$ 754m	82 %
Exxon	BOPCO	Permian	\$ 5 600m	\$ 1 000m	15 %

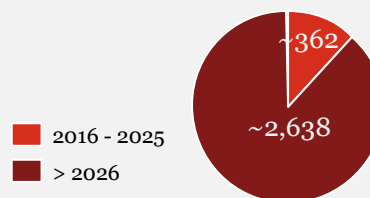
- Betinget vederlag til å lukke prisgap
 - Oljeprisutvikling
 - Gjenvinnbare reserver
 - (Operasjonelle forhold)
- Diskusjoner vedrørende fjerningsforpliktelser
 - Dekkes av selger, opp til et avtalt tak (f. eks. Chryasor)
 - Fordeling basert på andel av gjenvinnbare reserver vs feltets totale reserver
 - Leasing av feltets faste installasjoner

Omfanget av fjerning vil øke kraftig i årene fremover

De neste ti årene forventes det at 186 fjerningsprosjekter vil igangsettes i Norge og UK



På norsk sokkel skal c. 360 brønner plugges de neste 10 årene

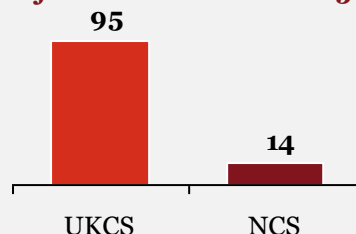


På UK sokkel:

GBP 17.6 b

Forventes brukt på fjerning fra 2016 til 2025

Plattformer som skal fjernes fra 2016 til 2025

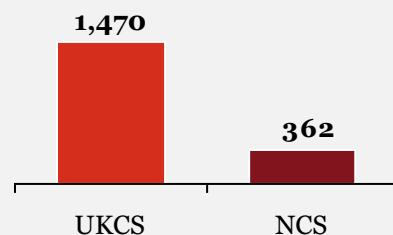


På Norsk sokkel:

NOK 170 mrd

I fjerningsforpliktelse i henhold til siste estimater fra Petroleumsdirektoratet

>1800 brønner skal plugges i Nordsjøen de neste 10 år



På norsk sokkel skal

166 850 tonn

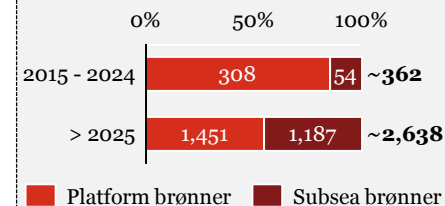
fraktes til land for opphugging de neste 10 årene

Fjerning av Frigg tok

10 år

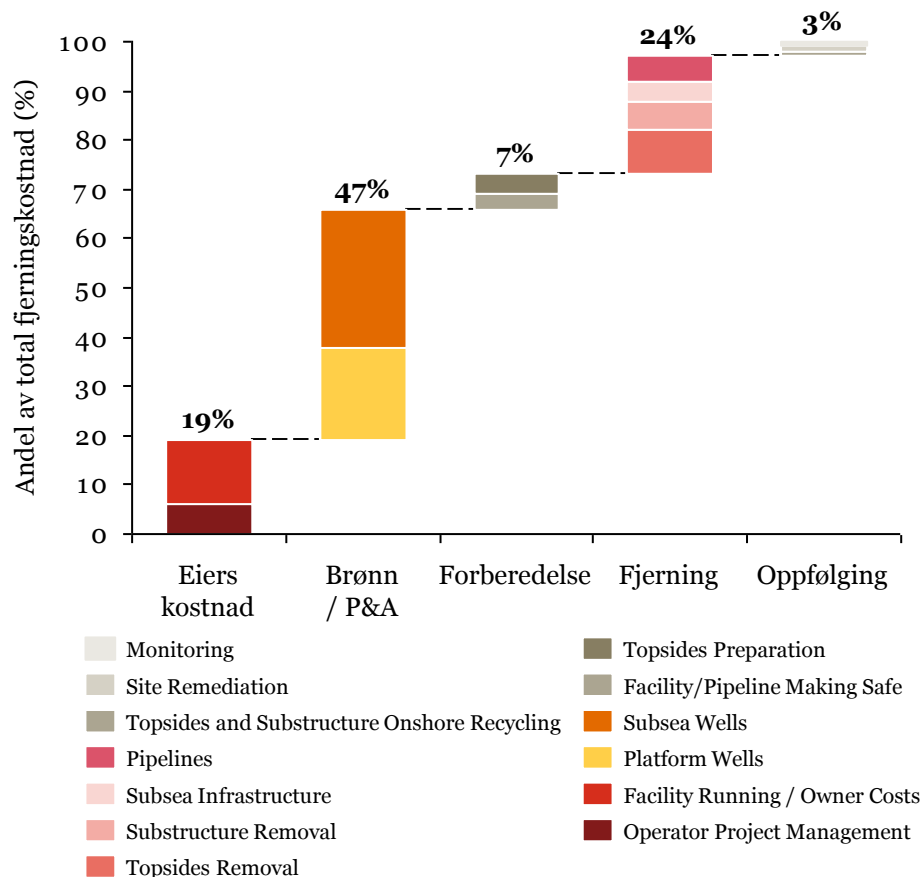
Fra planlegging til avslutning

Brønner som skal plugges på norsk sokkel per type



Nedstengning og fjerning – teknisk

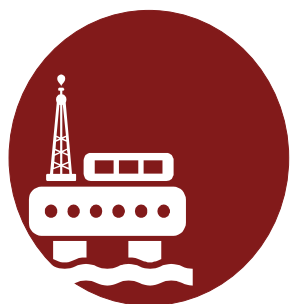
**Sammensetning av fjernings forpliktelsen
(fra O&G UK)**



Industrien er i endring – nye tekniske løsninger kan påvirke estimatet i tiden fremover

- Myndighetskrav og internasjonale konvensjoner
 - Revisjon av OSPAR konvensjon
 - Regulatoriske gråsoner vil utfordres
- Kostnadsfokus i industrien – vil vi se en utvikling i gjenbruk av eksisterende innretninger?
- Teknologiske nyvinninger
- Reduksjon av P&A kostnader
 - Regulatoriske endringer
 - Nye løsninger og teknologi

Usikkerhet i verdsettelse av forpliktelsen



Kontraktsfestet forpliktelse

Ulike måter å innregne forpliktelsen i balansen



Hovedkomponentene i nedstengningsestimatet



Tidslinje



Usikkerhet i kontanstrøm



Diskonteringsrente

BASE CASE

Year	1	2	3	4	5
Cash flow					(100)
Discount factor	1.00	1.02	1.04	1.06	1.08
ARO yr 1	(92)				

Year	1	2	3	4	5
Cash flow					(100)
Discount factor	1.00	1.02	1.04	1.06	1.08
ARO yr 1	(92)				

Year	1	2	3	4	5
Cash flow					(100)
Discount factor	1.00	1.02	1.04	1.06	1.08
ARO yr 1	(92)				

Hvordan fordele risiko knyttet til nedstengning?

1

Fordeling av risiko for fjerningsforpliktelse vs. risiko for konkurs hos kjøper

2

Hva er selger og kjøpers målsetning, status og fremtidige planer?

3

«Clean exit» - er ikke alltid oppnåelig

4

Hvem er best egnet til å gjennomføre fjerningen?

5

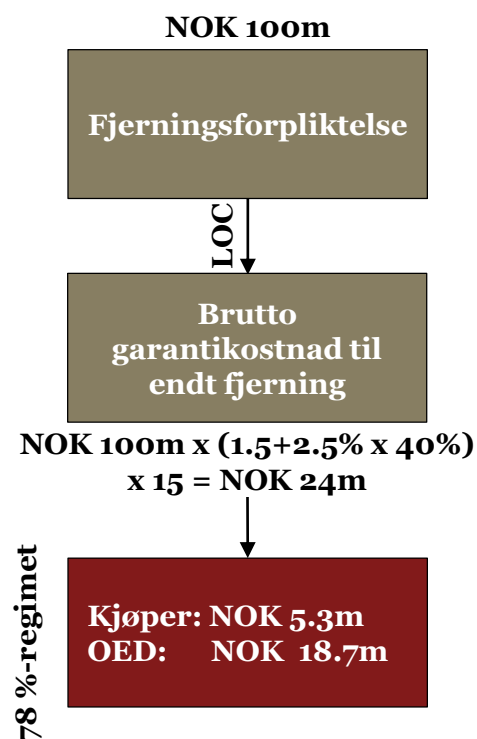
Glidende skala fra ingen sikkerhet til komplekse escrow løsninger

6

Hva er kommersielt og regulatorisk mulig å oppnå?

Et forsterket subsidiæransvar får konsekvenser for industrien

Eksempel på behandling av garantikostnader for fjerningsforpliktelsen



Forutsetninger:

Libor:	1.5%
Margin:	2.5%
Garantifee:	40% av samlet lånerente
Tidsperiode:	15 år

Praksisen blir dyrere for aktørene, men staten plukker opp store deler av regningen

- Eksempelet til venstre viser et tilfelle hvor en kjøper må garantere for fjerningsforpliktelsen ved bruk av bankgaranti (LOC)
- Vi forutsetter at fjerningsestimatet holdes på NOK 100m gjennom hele perioden (15 år)
- Garantien beregnes med utgangspunkt i en førskatt fjerningsforpliktelse
- Garantikostnaden er satt til 40% av samlet lånerente
- Kjøper vil normalt kunne belaste kostnadene i 78%-regimet
- Praksisen blir dyr for alle aktører, men staten plukker opp store deler av regningen

Utvalgte § 10 problemstillinger

Generelt

Generelt:

- ✓ Virkeområde og formål
- ✓ Behandling av enkeltsaker -> ressurskrevende
- ✓ Grunnleggende prinsipper utviklet gjennom praksis
- ✓ Standardiserte vilkår for de mest vanlige transaksjonsformene introdusert i 2009 (§10-forskriften)
- ✓ Samtykke etter søknad for øvrige transaksjoner
- ✓ Finansdepartementets retningslinjer

Utvalgte § 10 problemstillinger

Overføring av skatteverdier - §10 forskriften § 3 (6)

Utgangspunkt:

«**Kjøper skal overta selgers eventuelle grunnlag for skattemessige avskrivninger og friinntekt** knyttet til investeringer foretatt før effektiv dato. **Øvrige skatteposisjoner**, som skattemessig underskudd til framføring eller gevinst- og tapskonto, **skal beholdes av selger**»

Finansdepartementet har angitt:

«Hovedregelen .. vil derfor kunne fravikes dersom det foreligger særlige grunner. Særlige grunner vil først og fremst foreligge der et selskap i etableringsfasen på norsk sokkel har svak finansiell kapasitet til å overta selgers skatteposisjoner i tillegg til å betale vederlaget for tillatelsen med tilhørende driftsmidler.»

Utvalgte § 10 problemstillinger

Betinget tilleggsvederlag - § 10 forskriften § 3 (2) og (3)

Utgangspunkt:

«**Vederlaget skal være et endelig fastsatt kontantvederlag**, eventuelt inflasjonsjustert etter en offentlig tilgjengelig indeks. Ved vederlagsfrie overdragelser anses vederlaget fastsatt til kroner null.

«**Vederlaget skal være ubetinget**, med mindre betingelsen knytter seg til dato for oversendelse eller godkjenning av plan for utbygging og drift av et funn som omfattes av overdratt utvinningstillatelse»

Finansdepartementet har, i forbindelse med kostnadsdekning, angitt;

«Det har vært tilfeller der kostnadsdekningen har hatt store likhetstrekk med et kontantvederlag, for eksempel der kjøper betaler selger maksimumsbeløpet selv om de faktiske kostnadene er lavere. I slike tilfeller vil departementet legge til grunn at kontantvederlagselementet, dvs differansen mellom maksimumsbeløp og faktiske kostnader, skal behandles som et ordinært kontantvederlag.»

Oppsummert

Økende fokus på fjerningsforpliktelsen

Fjerningsforpliktelsene representerer en økende utfordring i transaksjonsmarkedet, dels fordi de stadig rykker nærmere, dels fordi de er vanskelige å beregne.

Forsterket subsidæransvar

Subsidiæransvaret bidrar til å øke utfordringen, særlig for (mindre) aktører som er avhengig av eksterne garantier. OEDs signal om subsidæransvar på selgende aksjonærs hånd forsterker utfordringen.

Nye transaksjonsmodeller?

For aktørene i transaksjonsmarkedet innebærer dette behov for nye måter å fordele ansvar og risiko på – kanskje vil vi se helt nye transaksjonsmodeller?

Ønskeliste – sett fra ett transaksjonsperspektiv



Takk for oppmerksomheten!

Daniel Rennemo



Partner
Deals
+47 95 26 11 16
daniel.rennemo@pwc.com

Kjell Richard Manskow



Partner
Tax & Legal Services
+47 95 26 11 76
kjell.richard.manskow@pwc.com

