

RAPPORT

MARKEDSRAPPORT KNYTTET TIL AVSLUTNING OG DISPONERING AVSLUTNING OG DISPONERING AV UTRANGERTE INNRETNINGER

RAPPORT

Prosjektnavn:

MARKEDSRAPPORT KNYTTET TIL AVSLUTNING OG DISPONERING

Dokumentnavn:

AVSLUTNING OG DISPONERING AV UTRANGERTE INNRETNINGER

Prosjektnr.: 12635-01
Dokumentnr.: 12635-01-OO-R-001

Dato: 23.04.2018
Revisjon: 06
Antall sider: 154

Utarbeidet av: John Meling, Rikke Ellingsen Hausmann og Eric Faulds
Kontrollert av: Kolbjørn Høyland
Godkjent av: Harald A. Rogne

Rettigheter til prosjektmaterialet

Oppdragsgiver har rett til å bruke materialet utarbeidet av prosjekterende Dr.techn.Olav Olsen AS til gjennomføring av prosjektet, senere drift, vedlikehold, ombygging og påbygging. Hvis ikke annet er avtalt, har Dr.techn.Olav Olsen AS alle øvrige rettigheter til sine ideer og det utarbeidede materialet. Dr.techn.Olav Olsen AS kan likevel ikke bruke dette på en måte som er urimelig i forhold til oppdragsgiver. Oppdragsgiver kan ikke overdra materialet til en tredjepart uten samtykke fra Dr.techn.Olav Olsen AS.

Revisjon	Dato	Grunn for utsendelse	Utarb. av	Kontr. av	Godkj. av
01	19.01.18	Utgitt for kommentarer	JME/REL	KH	HAR
02	14.02.18	Utgitt for kommentarer	JME/REL	KH	HAR
03	28.02.18	Utgitt for bruk	JME/REL	KH	HAR
04	02.03.18	Utgitt for bruk	JME/REL	KH	HAR
05	13.04.18	Utgitt for bruk	JME/REL	KH	HAR
06	23.04.18	Utgitt for bruk	JME/REL	KH	HAR

INNHold

1	SAMMENDRAG	6
2	INNLEDNING	8
2.1	Bakgrunn.....	8
2.2	Formål	8
2.3	Arbeidsomfang	8
2.4	Datagrunnlag	8
3	GENERELT OM AVSLUTNING OG DISPONERING	10
3.1	Rammebetingelser	10
3.2	Avslutningsplan	11
3.3	Hovedaktiviteter og leverandørmarkedet	11
4	INNRETNINGER SOM ER DISPONERT	15
4.1	På norsk sokkel	15
4.2	Nordsjøområdet forøvrig.....	18
5	FORVENTET AVSLUTNINGS- OG DISPONERINGSAKTIVITET FREMOVER	20
5.1	Innretninger som forventes disponert på norsk sokkel.....	20
5.2	Disponeringsaktivitet i andre nordsjøland	22
5.3	Kostnadsbilde.....	23
5.4	Usikkerheter	26
6	BESKRIVELSE – PLUGGING OG SIKRING AV BRØNNER	28
6.1	Teknologi og metode.....	28
6.2	Nye pluggemetoder.....	30
7	BESKRIVELSE – FJERNING AV DEKKSANLEGG	33
7.1	Teknologi og metode.....	33
7.2	Eksempler på fjernede dekkсанlegg	43
8	BESKRIVELSE – FJERNING AV BUNNFASTE PLATTFORMUNDERSTELL	53
8.1	Teknologi og metode.....	53
8.2	Eksempler på fjernede plattformunderstell.....	67

9	BESKRIVELSE – FJERNING AV FLYTENDE INNRETNINGER ..	79
9.1	Teknologi og metode.....	79
9.2	Eksempler på fjerning av flytende innretninger.....	81
10	BESKRIVELSE – FJERNING AV UNDERVANNSSYSTEMER.....	87
10.1	Undervannsinnetninger	87
10.2	Disponeringsmetode	93
10.3	Eksempler på fjerning av undervannsinnetninger.....	99
11	BESKRIVELSE – SLUTTHÅNTERING	103
11.1	Gjenvinning av materialer.....	103
11.2	Disponering på dypt vann	106
11.3	Reinstallasjon og resalg.....	106
11.4	Omgjøring til kunstig rev	108
11.5	Alternativ bruk	109
12	KAPASITET OG KOMPETANSE – BRØNNPLUGGING	110
12.1	Forventet pluggeaktivitet.....	110
12.2	Brønnplugging og samtidige avslutnings- og disponeringsaktiviteter	111
12.3	Prognoser, timing, kostnader og usikkerheter.....	111
12.4	Markedsaktører	113
12.5	Kapasitet og kompetanse i markedet.....	114
13	KAPASITET OG KOMPETANSE – DISPONERING AV PLATTFORMER	116
13.1	Forventet fjerningsvolum	116
13.2	Markedsaktører	119
13.3	Kapasitet og kompetanse versus behov	122
14	KAPASITET OG KOMPETANSE – DISPONERING AV UNDERVANNS INNRETNINGER.....	125
14.1	Disponering av flytende innretninger	125
14.2	Forventet fjerningsvolum av undervannsinnetninger	125
14.3	Markedsaktører	125
14.4	Kapasitet og kompetanse versus behov	128
15	KAPASITET OG KOMPETANSE – MOTTAK OG BEHANDLING AV UTRANGERTE INNRETNINGER.....	132
15.1	Forventet volum – gjenvinning og sluttdisponering	132

15.2	Marked og markedsaktører	132
15.3	Kapasitet og kompetanse versus behov	134
16	REFERANSER	137
	VEDLEGG A - HISTORISK OVERSIKT OVER REGLEMENT RELEVANT FOR FJERNING AV BETONGPLATTFORMER	144
	VEDLEGG B - GENERELLE INNHOLDSLISTER FOR DEKKSANLEGG I NORDRE/SENTRALE NORDSJØEN OG MULIGHETER FOR RESALG AV DETTE	145
	VEDLEGG C - EGNETHET AV FORSKJELLIGE RIVEMETODER FOR RIVING AV EN BETONGINSTALLASJON	151
	VEDLEGG D - MYNDIGHETSKRAV OG REGELVERK	152

1 SAMMENDRAG

Foreliggende rapport er utarbeidet på oppdrag fra Oljedirektoratet (OD) for å gi en overordnet beskrivelse av aktivitetene relatert til avslutning og disponering av utrangerte innretninger, samt å gi en markedsmessig vurdering knyttet til kapasitet og kompetanse i industrien i de nærmeste 8 til 10 årene fremover.

Rapporten er i hovedsak tredelt; en del som beskriver forventet behov for avslutning og disponering av de forskjellige innretningene, en del som beskriver teknologi og metoder for disponering, samt en del som gir en vurdering av de viktigste markedsaktørene og samlet kapasitet og kompetanse innenfor segmenter i denne bransjen. Beskrivelsene og vurderingene i denne rapporten er utelukkende basert på informasjon og dokumentasjon fra åpne kilder som finnes tilgjengelig på nettet.

I følge ODs faktasider [1] er det per utgangen av 2017 85 produserende felt på norsk sokkel, hvorav 66 i Nordsjøen, 17 i Norskehavet og 2 i Barentshavet. På disse feltene finnes det til sammen 92 innretninger (69 faste og 23 flytende), 276 undervannsinnetninger og 8 offshore lastesystemer.

Publikasjonen Decommissioning Insight 2017 [2] viser at en på norsk sokkel kan forvente at 14 plattformer, to flytende produksjonsskip og 29 undervannsinnetninger – til sammen ca. 240 000 tonn, hovedsakelig stål, vil bli brakt til lands for sluttdisponering i løpet av de nærmeste 8 årene frem til 2025.

Samme kilde anslår forventede disponeringskostnader på norsk sokkel til £0,4 til £0,8 milliarder per år fram til år 2025 i gjennomsnitt, tilsvarende ca. 4 til 8 milliarder NOK årlig og følgelig totalt ca. 50 milliarder kroner i perioden. På britisk sokkel er det vist at de aller største disponeringskostnadene er knyttet til permanent plugging av brønner (49 %) og fjerning av offshore innretninger (33 %), mens opphogging og håndtering av de utrangerte innretningene utgjør en relativt liten andel (2 %). Det er rimelig å anta at denne kostnadsfordelingen ikke er vesentlig ulik den for norsk sokkel.

Teknologi og metode for disponering er beskrevet for følgende hovedaktiviteter:

- > Permanent plugging av brønner
- > Disponering av dekkсанlegg
- > Disponering av bunnfaste plattformunderstell i betong og stål
- > Disponering av flytende innretninger
- > Disponering av undervannssystemer
- > Gjenvinning og sluttdisponering

Hovedvekten er lagt på beskrivelse og vurdering av disponering av plattforminnretninger. Aktuelle fjerningsmetoder for dekkсанlegg inkluderer:

- > Reversert installasjon
- > Bit-for-bit (piece small)
- > Tungløft (heavy lift)
- > Ettløft (single lift)
- > Reversert flyt-over (float over)

Stålunderstell vil kunne fjernes på de ovennevnte måtene i tillegg til dem listet nedenfor som også gjelder for betongunderstell:

- > Reflyte (re-float)
- > Etterlate
- > Delvis fjerning

Ved fjerning må det også tas stilling til valg av metode. De aktuelle metodene er i grove trekk fordelt mellom å gjenvinne materialet eller bruke konstruksjonen på en alternativ måte.

Tjenester og produkter som kreves i forbindelse med disponeringsaktiviteter er i hovedtrekk:

- > Prosjektstyring, prosjektering og rådgivningstjenester
- > Borerigger, bore- og brønnutstyr
- > Offshore konstruksjons- og støttefartøyer
- > Spesialutstyr og -tjenester
- > Anlegg for gjenvinning og sluttdisponering

For hver hovedaktivitet er det gjort en markedsmessig beskrivelse av de tjenestene og produktene som kreves, typiske aktører samt en vurdering av samlet kapasitet og kompetanse i markedssegmentet.

2 INNLEDNING

Dr.techn.Olav Olsen as (OO) ble i brev datert 24. oktober 2017 av Oljedirektoratet (OD) gitt i oppdrag å utarbeide en markedsrapport knyttet til avslutning og disponering av utrangerte innretninger. Oppdragets varighet var ca. 3 måneder.

2.1 Bakgrunn

Petroleumsproduksjonen fra enkelte av feltene på norsk sokkel er avsluttet eller er i ferd med å avsluttes, og innretningene skal etter hvert disponeres. I forhold til økt aktivitet knyttet til avslutning og disponering, er informasjon om og vurdering av leverandørmarkedene og fokus på kostnadseffektive løsninger viktig i forhold til OD sitt arbeid. Staten vil bære en vesentlig del av kostnadene ved avslutning, og det er viktig med markeds- og kapasitetsforståelse ved behandling av planer som utarbeides når det tas beslutninger om disponeringsløsning.

2.2 Formål

Målsettingen er at markedsrapporten kompletterer ODs beslutningsgrunnlag ved behandling av avslutningsplaner gjennom gode markedsmessige vurderinger knyttet til kapasitet og kompetanse i industrien. Dette er forsøkt gjort ved å gi en beskrivelse av disponeringsvirksomheten med fokus på sluttdisponering av utrangerte innretninger, samt å gi en beskrivelse og vurdering av aktuelle aktører i dette markedet.

2.3 Arbeidsomfang

Rapporten dekker hovedsakelig fasene etter at myndighetene har fattet disponeringsvedtak, dvs. planlegging og gjennomføring av sluttdisponering. Rapporten omtaler kun overflatisk de oppgaver som går forut for gjennomføring av sluttdisponering, så som rengjøring og tømning (pigging) av rørledninger og prosessutstyr.

Nedstenging og disponering av innretninger tilhørende andre land rundt nordsjøbassenget er inkludert i den grad det har innvirkning på markedsforholdene for sluttdisponering av innretninger på norsk sokkel.

2.4 Datagrunnlag

Datagrunnlaget for denne rapporten er svært omfattende og kapittel 16 inneholder en fullstendig kildeliste. Rapporten er bygget opp med tanke på at det skal være enkelt å finne utfyllende informasjon om tall og fakta som er gjengitt, og det er dermed fokusert på grundige kildehenvisninger.

De mest sentrale kildene for informasjon om installasjoner i Nordsjøområdet har vært:

- > Norwegian Petroleum Directorate – Factpages [3]
- > Oil & Gas UK – Decommissioning Insight 2016 [4]
- > Oil & Gas UK – Decommissioning Insight 2017 [2]
- > OSPAR Data Files – Inventory of Offshore Installations 2015 [3]

Eksempler på fjernede installasjoner er hovedsakelig basert på rapporter tilgjengelige på nettsidene til den britiske regjeringen:

- > U.K. Government Department for Business, Energy & Industrial Strategy – Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines [5]

En evaluering av kapasitet og kompetanse er hovedsakelig basert på de følgende kilder:

- > Oil & Gas UK – Decommissioning Insight 2016 [4]
- > Oil & Gas UK – Decommissioning Insight 2017 [2]

Det er også sendt ut spørreskjemaer til noen leverandører av tungløftefartøyer og anlegg for mottak og behandling av utrangerte innretninger. Responsen har vært ujevn, men har gitt oss verdifull informasjon.

3 GENERELT OM AVSLUTNING OG DISPONERING

3.1 Rammebetingelser

Avslutning av petroleumsvirksomheten og disponering av innretninger reguleres av petroleumsloven [6] og petroleumsforskriften [7] [8]. Norge forholder seg også til internasjonalt regelverk og avtaler, som blant annet Oslo-Paris-konvensjonen (OSPAR [9]), som fastslår at petroleumsinnretninger kun i svært begrenset grad kan etterlates på stedet etter endt bruk.

Det følger av petroleumsloven § 5-3 at Olje- og energidepartementet fatter vedtak om disponering. FNs havrettstraktat "United Nations Convention on the Law of the Sea" (UNCLOS) artikkel 60 fastslår at innretninger som hovedregel skal fjernes, og at både fjerning og eventuell etterlatelse skal skje i henhold til internasjonalt aksepterte standarder. I tråd med dette og OSPAR-konvensjonen kan myndighetene beslutte disponering av undervannsinstallasjoner, flytende stålinstallasjoner og overbygningen på betonginstallasjoner uten å legge saken fram for Stortinget. For disponering av betonginnretninger og plattformunderstell av store, faste stålennretninger som krever OSPAR-konsultasjon, fremlegges saken likevel for Stortinget, før departementet fatter disponeringsvedtak (som Frigg TCP2 og Ekofisk T).

Rørledninger er omfattet av petroleumsloven, men ikke av OSPAR-konvensjonen. Valg av disponeringsalternativ avgjøres i hvert enkelt tilfelle på bakgrunn av en bred vurdering, der kostnader ses i forhold til konsekvensene for sikkerhet, miljø, fiskerier og andre brukere av havet. Som hovedregel aksepteres det at rørledninger og kabler kan etterlates etter tømning og rensing. Hensynet til andre brukere av havet kan etter en konkret vurdering tilsi behov for nedgraving eller overdekking av disponerte rørledninger og kabler.

Feltene er svært forskjellige med hensyn til størrelse, kompleksitet og antall innretninger. Store felt kan ha utbygging og drift i flere faser, der noen innretninger fases ut mens andre fortsatt er i drift. Dette gjelder blant annet for Ekofisk-feltet, hvor det fortsatt gjøres investeringer i nye innretninger på feltet, samtidig som andre innretninger fjernes fra feltkomplekset.

Større og mer omfattende disponeringsprosjekter må gjennomføres over flere år. Frigg-feltet er det hittil største feltet på sokkelen hvor disponering av innretninger er gjennomført. Produksjonen ble avsluttet i 2004 og disponeringsarbeidet til havs startet i 2005. I 2010 var det omfattende disponeringsarbeidet på feltet avsluttet.

Mindre innretninger, inkludert havbunnsrammer, skal fjernes i sin helhet. Et eksempel på dette er Nordøst Frigg (leddet kontrolltårn) som ble stengt ned i 1993 og som var den første innretningen på sokkelen som skulle disponeres. To år senere fattet Stortinget beslutning om disponering.

Innretninger som ikke skal gjenbrukes eller etterlates på feltet, skal transporteres til land og håndteres ved godkjent landanlegg for opphogging og gjenvinning eller disponering.

For de konstruksjonsmessige beregningene relatert til en fjerningsprosess må man etterkomme krav i de til enhver tid gjeldende regler og standarder. Dette kan skape til dels unødig strenge krav, da tradisjonell dimensjonering skal sikre konstruksjonen å opprettholde sitt bruksområde. For en fjerningsprosess vil et suksesskrav heller kunne bero på at

fjerningen finner sted uten kollaps av konstruksjonen, og det ble på den 18. North Sea Decommissioning Conference i februar 2018 foreslått at det kan være en mulighet å opprette en egen fjerningsstandard med krav som står mer i stil til de faktiske suksesskriteriene.

En mer omfattende beskrivelse av myndighetskrav og regelverk er gitt i Vedlegg D.

3.2 Avslutningsplan

Petroleumsloven (pl) kapittel 5 fastsetter bestemmelser om avslutning av petroleumsvirksomheten, herunder krav om avslutningsplan, vedtak om disponering og ansvarsforhold. I petroleumsforskriften (pf) kapittel 6, §§ 44 og 45, gis utfyllende regler om innhold i planen.

Avslutningsplanen består av to hoveddeler, en disponeringsdel og en konsekvensutredningsdel. Disponeringsdelen beskriver de tekniske og økonomiske sidene ved avslutningsprosjektet. Konsekvensutredningsdelen gir en oversikt over forventede konsekvenser av disponeringen, blant annet for miljøet og andre brukere av havet. Både forslag til program for konsekvensutredning og selve konsekvensutredningen sendes ut på offentlig høring.

Olje- og energidepartementet (OED) koordinerer saksbehandlingen av avslutningsplanen, og behandlingen skjer i samarbeid med Arbeids- og sosialdepartementet (ASD), Oljedirektoratet (OD) og Petroleumstilsynet (Ptil). Gassco involveres dersom planene omfatter rørledninger for transport av gass.

Sentrale prinsipper i behandlingen av avslutningsplanene er at alle økonomisk lønnsomme og utvinnbare olje- og gassressurser skal være produsert og at avslutningsprosjektet er kostnadseffektivt. I tillegg skal prosjektet kunne gjennomføres uten at det går ut over helse, miljø og sikkerhet og andre brukere av havet.

Med mindre departementet samtykker i eller bestemmer noe annet, skal tidspunktet for å legge frem avslutningsplan være tidligst fem år, men senest to år før bruken av en innretning antas å endelig opphøre. Tilsvarende gjelder ved opphør av tillatelsen som virksomheten drives etter.

3.3 Hovedaktiviteter og leverandørmarkedet

Når plan for avslutning, inneholdende detaljerte forslag til disponering av innretningene, er behandlet av myndighetene og disponeringsvedtak fattet, kan operatøren gå videre i sin planlegging og forberedelse av avslutnings- og disponeringsaktivitetene.

Hovedaktivitetene er:

- > Permanent plugging av utvinningsbrønner
- > Forberedende arbeider på dekkсанlegg og rørledninger
- > Fjerning av dekkсанlegget
- > Fjerning av plattformunderstellet
- > Fjerning av undervannsutstyr
- > Utbedrings- og oppryddingsarbeider på sjøbunnen
- > Gjenvinning og sluttdisponering på land

Avslutnings- og disponeringsaktivitetene krever innsats fra et bredt spekter av norske og utenlandske leverandører av produkter og tjenester. Det er i hovedtrekk den samme

leverandørindustrien som er engasjert i forbindelse med utbygging og drift av et felt som benyttes ved planlegging og gjennomføring av avslutnings og disponeringsprosjekter.

Tjenester og produkter som kreves under de enkelte disponeringsaktivitetene er i hovedtrekk:

- > Prosjektstyring, prosjektering og rådgivningstjenester
- > Borerigger, bore- og brønnutstyr
- > Fartøysleveranser
- > Spesialutstyr og -tjenester
- > Anlegg for gjenvinning og sluttdisponering

Figuren under fremstiller sammenhengen mellom aktiviteter og leverandører i en matriseform.

- > *Tabell 3-1: Aktiviteter og leverandører i markedet for avslutning og disponering*

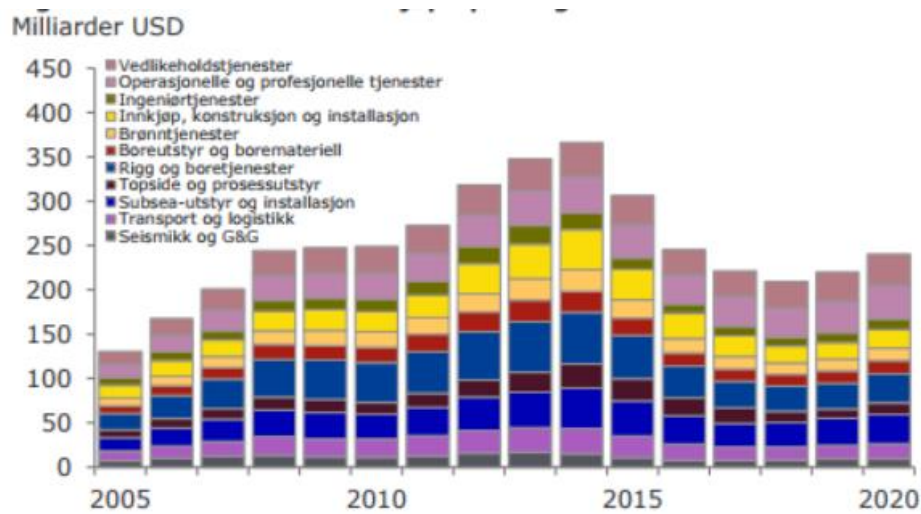
		Aktiviteter						
		Permanent plugging av brønner	Klargjøre rørledninger og deksanlegget	Fjerne deksanlegget	Fjerne plattform – understellet	Fjerne under-vannssystemet	Sjøbunnsutbedring og opprydding	Slutt-disponering
Leverandører	Prosjektstyring, prosjektering, rådgivningstjenester:							
	Hovedkontraktører - EPRD/TI&R Contractors					X		
	Prosjekteringstjenester	X	X	X	X	X	X	X
	Spesialister og rådgivere	X	X	X	X	X	X	X
	Borerigger og bore- og brønnutstyr:							
	Drilling Contractors	X						
	Rig/Rigless Contractors	X						
	Fartøysleveranser:							
	Tungløfefartøy (HLV)			X	X	X		
	Konstruksjonsfartøyer (CSV/IMR)			X			X	
Støtte- servicefartøyer (PSV)			X	X	X	X		

Ankerhåndtering/ slepning (AHTS)		x	X	X			
Transport lektere		x	x	x	x		
Boligfartøy		x	x	x			
Diving Support Vessel/ROV support		x		x	x	x	
Spesialutstyr og - tjenester:							
Undervanns stålkutting		x		x	x		
Fjerning av marin begroing				x			
Pigging av rørledninger		x					
Grøfting/mudring/ sjøbunnpreparering					x	x	
Steindumping					x	x	
Sjøbunnundersøkelse						x	
Anlegg for gjenvinning og sluttdisponering:							
Sertifiserte anlegg							x

De enkelte aktivitetene og leverandørmarkedet for disponering av utrangerte innretninger er beskrevet nærmere i de følgende kapitlene.

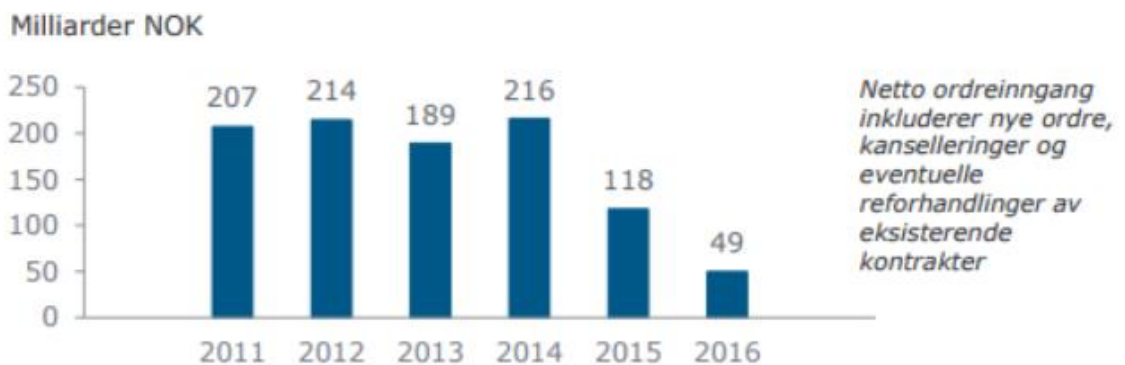
Markedet for avslutning og disponering er i mange sammenhenger i motfase av offshore leverandørmarkedet generelt. Når oljeprisen har vært høy og det er stor utbyggingsaktivitet, har det vist seg at disponeringsprosjektene ofte blir satt på vent. Grunnen er at rettighetshaverne har en tendens til å prioritere igangsettelse av nye felt som gir inntekter fremfor å bruke penger og ressurser på disponeringsaktiviteter som ikke har en slik økonomisk oppside. Mange felt har også fått forlenget levetid som følge av høye oljepriser.

I 2014 skjedde det et markant fall i oljeprisen, noe som fikk en dramatisk konsekvens innen olje- og gassvirksomheten, og følgelig også for leverandørindustrien – både globalt og nasjonalt. Figuren under illustrerer virkningen for det globale offshoremarkedet, og indikerer at det kan ta noen år før aktivitetsnivået tar seg opp igjen [10].



> Figur 3-1: Innkjøp av offshore tjenester og utstyr per segment [10]

Situasjonen for norske leverandører har også vært dramatisk, og kan illustreres ved ordreinngangen til 16 av de største aktørene innen offshoreindustrien. Se figuren under.



> Figur 3-2: Netto ordreinngang for noen av de største aktørene [10]

Situasjonen per i dag er følgelig at det er mye ledig kapasitet i markedet, med tilsvarende prispress på leverandørene. Normalt skulle det tilsi at tiden nå er gunstig for at de planlagte disponeringsprosjektene kan bli gjennomført.

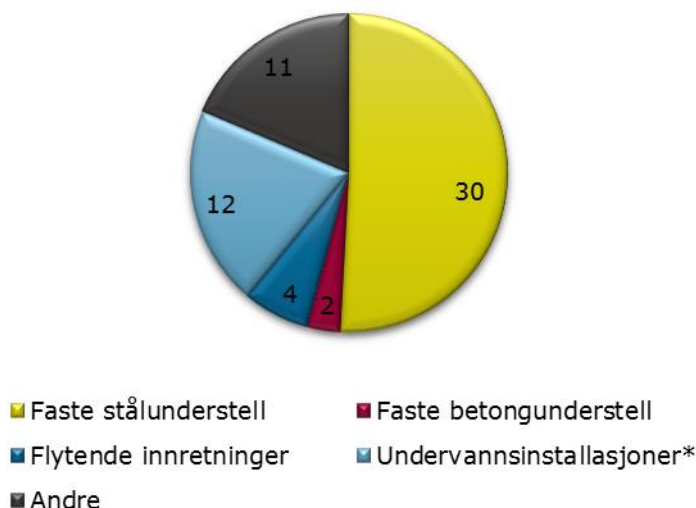
4 INNRETNINGER SOM ER DISPONERT

4.1 På norsk sokkel

Mange av de over 500 innretningene på norsk sokkel nærmer seg slutten av sin levetid. I årene som kommer skal flere av disse disponeres på en forsvarlig måte.

I følge ODs faktasider [1] er det på norsk sokkel i dag 12 betonginnretninger, 21 flytende og 72 bunnfaste stålinnretninger. Noen undervanns- og stålkonstruksjoner er allerede fjernet fra de eldste feltene i Nordsjøen. I tillegg er det over 400 undervannsinretninger som er i drift.

I følge oversikten fra OD er i alt 59 innretninger allerede disponert på norsk sokkel. Fordeling på type innretning er gitt i Figur 4-1.



> *Figur 4-1: Innretninger som er disponert på norsk sokkel (*utenom enkelt-brønnrammer)*

I hovedsak har disponeringsarbeidet på norsk sokkel vært fokusert på Ekofisk og Frigg-området. Dette er felt som ble bygget ut på 1970-tallet. Disponeringsarbeidene er avsluttet på Friggfeltet mens det fremdeles gjenstår å disponere noen nedstengte innretninger i Ekofiskområdet. De disponerte innretningene, sortert på felt og installasjonstyper, er som vist i Tabell 4-1 til Tabell 4-4. Vektanslagene er hentet fra OSPAR 2015 [3]. Vekter merket * og ** er hentet fra hhv. Akvaplan-niva [11] og Offshore Magazine [12].

> Tabell 4-1: Liste over faste stålplattformer disponert fra norsk sokkel

Felt	Type	Operatør (ved disponerings- tidspunktet)	Vekt understell (tonn)	Vekt dekkсанlegg (tonn)
36/22	JACKET 8 LEGS	ConocoPhillips	4 313**	5 575**
37/4	JACKET 8 LEGS	ConocoPhillips	4 709**	5 962**
ALBUSKJELL A	JACKET 12 LEGS	ConocoPhillips	8 902	10 649
ALBUSKJELL A-BS	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	-	-
ALBUSKJELL A-FL	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	800*	780*
ALBUSKJELL F	JACKET 12 LEGS	ConocoPhillips	7 190	11 418
ALBUSKJELL F-BS	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	-	-
ALBUSKJELL F-FL	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	-	-
B-11	JACKET 8 LEGS	GASSCO	1 223	7 869
COD A	JACKET 8 LEGS	ConocoPhillips	5 094	5 167
COD FL	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	1 103*	267*
EDDA C	JACKET 12 LEGS	ConocoPhillips	6 155	10 390
EDDA FL	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	779*	353*
EKOFISK BS1	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	775	68
EKOFISK BS4	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	1 064	-
EKOFISK D	JACKET 4 LEGS	ConocoPhillips	3 310	5 279
EKOFISK NORD FL	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	-	-
EKOFISK P	JACKET 4 LEGS	ConocoPhillips	2 061	870
EKOFISK R	JACKET 8 LEGS	ConocoPhillips	6 464	4 532
EKOFISK S	JACKET 4 LEGS	Statoil	7 639	-
EKOFISK S-BS	JACKET TRIPOD	GASSCO	-	-
EKOFISK SØR FL	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	500	-
EKOFISK W	JACKET TRIPOD	ConocoPhillips	1 154	486
FRIGG DP1 (havari)	JACKET 8 LEGS	Total	7 000	0
FRIGG DP2	JACKET 8 LEGS	Total	11 200	5 500
Frigg QP	JACKET 4 LEGS	Total		

FRØY	JACKET 4 LEGS	Elf	6 000*	2 750*
H-7	JACKET 8 LEGS	GASSCO	2 590	4 040
NORDØST FRIGG A	MONOTOWER	Elf Petroleum	4 000*	650*
ODIN	JACKET 4 LEGS	Esso	6 200	7 600
VEST EKOFISK	JACKET 8 LEGS	ConocoPhillips	4 146	3 655
YME	DEKKSANLEGG OG LEGGER	Repsol	(etterlatt, evt. gjenbrukes)	13 500
Sum	31			

> Tabell 4-2: Liste over faste betongplattformer disponert fra norsk sokkel

Felt	Type	Operatør (ved disponerings- tidspunktet)	Vekt understell (tonn)	Vekt dekksanlegg (tonn)
Ekofisk T	Doris	ConocoPhillips	(etterlatt)	33 400
Frigg TCP2	Betong (3 skaft)	Total	(etterlatt)	22 900
Sum	2			56 300

> Tabell 4-3: Liste over flytende innretninger disponert fra norsk sokkel

Felt	Type	Operatør (ved disponerings- tidspunktet)
NAVION SAGA	FSU	Statoil
PETROJARL 1	FPSO	
PETROJARL VARG	FPSO	Repsol
YME B	FSU	Repsol
Sum	4	

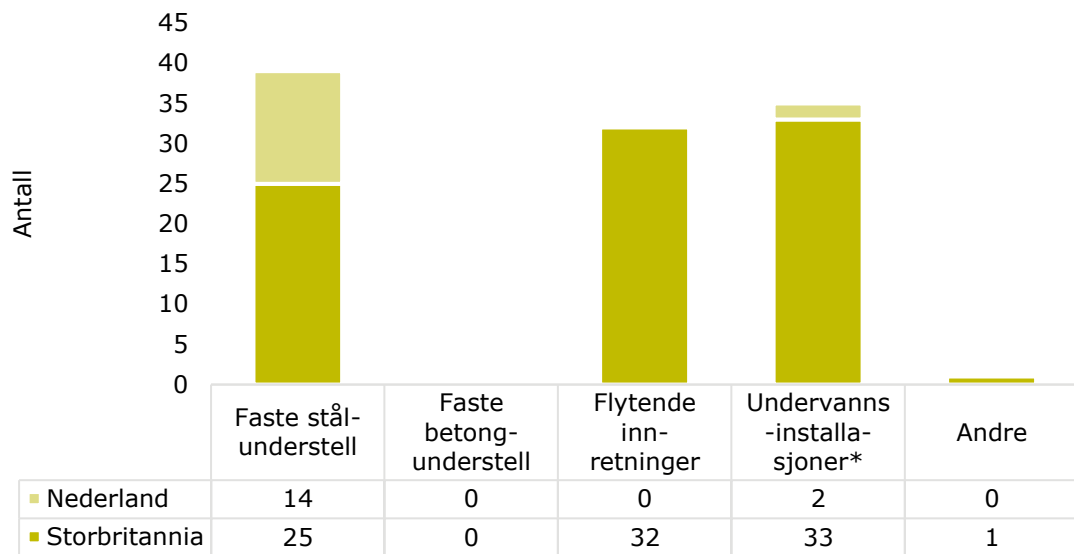
- > Tabell 4-4: Liste over undervannsinnetninger (utenom enkelt-brønner) disponert fra norsk sokkel

Felt	Type	Operatør (ved disponerings- tidspunktet)	Vekt (tonn)
LILLE-FRIGG	MULTI WELL TEMPLATE	Elf	707*
LILLE-FRIGG A	SUBSEA STRUCTURE	Elf	916*
LILLE-FRIGG B	MULTI WELL TEMPLATE	Elf	707*
MIME	MULTI WELL TEMPLATE	Norsk Hydro	450*
NORDØST FRIGG	MULTI WELL TEMPLATE	Elf	775*
TOGI	MULTI WELL TEMPLATE	Statoil	1 500*
TOMMELITEN	MULTI WELL TEMPLATE	Statoil	900*
YME B VEST	MULTI WELL TEMPLATE	Repsol	61*
YME B ØST	MULTI WELL TEMPLATE	Repsol	70*
ØST FRIGG A	MULTI WELL TEMPLATE	Elf	1 019*
ØST FRIGG B	MULTI WELL TEMPLATE	Elf	1 048*
ØST FRIGG CMS	SUBSEA STRUCTURE	Elf	817*
Sum	12		8 970

4.2 Nordsjøområdet forøvrig

I nordsjøområdet utenom norsk sokkel (dvs. britisk, dansk, tysk og nederlandsk sokkel) er det i alt 553 faste og flytende innretninger som er enten i produksjon eller stengt ned [3]. Ifølge samme kilde er det fjernet 39 faste stålinnretninger, 32 flytende innretninger og 35 undervannsinnetninger fra britisk og nederlandsk sokkel.

Figur 4-2 viser en oppsummering av antall innretninger som er fjernet i Nordsjø-området utenom norsk sokkel.



> Figur 4-2: Innretninger fjernet i Nordsjøen for øvrig [3] (*utenom enkelt-brønnrammer)

5 FORVENTET AVSLUTNINGS- OG DISPONERINGSAKTIVITET FREMOVER

I følge ODs faktasider [1] er det per utgangen av 2017 85 produserende felt på norsk sokkel, hvorav 66 i Nordsjøen, 17 i Norskehavet og 2 i Barentshavet.

Tilsvarende viser den samme kilden at det totalt er 92 bunnfaste og flytende innretninger som er i drift på norsk sokkel i 2017: 59 bunnfaste stålinnretninger, 10 betonginnretninger og 23 flytende innretninger. I tillegg er det til sammen 276 undervannsinretninger (bunnrammer og manifoldstrukturer) og 9 offshore lastesystemer som er i bruk.

Tabell 5-1 viser antall [1] og vektanslag [13] [14] for de innretninger som er i drift per 2017 på norsk sokkel fordelt på type innretning.

> *Tabell 5-1: Antall og vekt av type innretning som står på norsk sokkel per 2017*

Type innretning	Antall i bruk per 2017 [1]	Vekt dekkskonstruksjoner (tonn)	Vekt understell (tonn)
Faste stålundestell	59	985 000 [14]	675 000 [14]
Faste betongunderstell	10		5 041 500 [15]
Flytende innretninger	23	715 000 [13] (stålskrog) 429 000 [15] (betongskrog)	
Sum faste og flytende	92	2 375 000 (stål) 5 470 500 (betong)	
Undervannsinstallasjoner	276		
Offshore lastesystemer	8		
Totalt	376	Ca. 8 mill tonn	

5.1 Innretninger som forventes disponert på norsk sokkel

Disponeringsaktivitetene er forventet å øke fremover, og dette vil kreve mye oppmerksomhet fra rettighetshavere, myndigheter og leverandørindustri. I løpet av de nærmeste ti årene er det ventet at mellom 20 og 30 av de feltene som i dag er i drift vil bli stengt ned og få innretningene disponert.

Antall installasjoner på norsk sokkel som forventes tatt ut av bruk i perioden fram til 2025 er hentet fra Decommissioning Insight [2] og er vist i Tabell 5-2. Den viser at det i perioden 2017 til 2025 kan forventes at en tonnasje på ca. 240 000 tonn stål og 250 000 tonn betong fra 23 prosjekter, hvorav 14 plattformer, 2 FPSOer og 29 undervannsinstallasjoner, vil bli brakt til lands for sluttdisponering. Betongunderstell er ikke medregnet i perioden, da den aktuelle innretningen ble bygget før nye designkrav ble innført i 1978 (Vedlegg A).

- > *Tabell 5-2: Antall installasjoner på norsk sokkel som forventes tatt ut av bruk i perioden fram til 2025 [2]*

Type	Antall	Totalvekt i tonn
Prosjekter	23	
Plattformunderstell i stål	13	115 176
Betongunderstell	1	250 000
Dekksanlegg	14	123 205
FPSO	2	(Inkl. i dekkсанlegg)
Undervannsinstallasjoner	29	2 555
Sum		240 936 (stål) 250 000 (betong)

Dette stemmer rimelig godt overens med det som fremkommer av ODs faktasider over type innretninger på norsk sokkel og hvilken fase de befinner seg i. Det sammenfaller også relativt godt med informasjon vi har innhentet fra ulike aktører i markedet. Basert på dette er det sannsynlig at de installasjonene over vann som kan forventes å bli disponert i perioden 2017 til 2025 er å finne blant innretningene som er listet i tabellen under. Vektanslagene er hentet fra OSPAR 2015 [3].

- > *Tabell 5-3: Innretninger som kan forventes å bli disponert i perioden 2017 til 2025*

Innretning	Type innretning	Operatør	Vekt Understell (tonn)	Vekt Dekksanlegg (tonn)
Ekofisk A	Jacket 8 legs	Conoco Phillips	3 685	3 904
Ekofisk FTP	Jacket 8 legs	Conoco Phillips	4 780	7 192
Ekofisk 2/4 G	Jacket 4 legs	Aker BP	2 041	Disponert
Ekofisk H	Jacket 4 legs	Conoco Phillips	3 258	7 288
Ekofisk Q	Jacket 4 legs	Conoco Phillips	1 390	2 522
Eldfisk FTP-BS	Jacket Tripod	Conoco Phillips	696	0
Eldfisk FTP-FL	Jacket Tripod	Conoco Phillips	671	150
Gyda	Jacket 6 legs	Repsol	13 184	17 270
Hod	Jacket 4 legs	Aker BP	-	1 029
Huldra	Jacket 4 legs	Statoil	7 050	4 100
Jotun A	FPSO	Point Resources	-	37 061
Jotun B	Jacket 4 legs	Point Resources	9 346	12 182
Tor DP	Jacket 8 legs	Conoco Phillips	5 275	6 448

Tor FL	Jacket Tripod	Conoco Phillips	583	192
Valhall DP	Jacket 8 legs	Aker BP	9 300	11 220
Vallhall PCP	Jacket 8 legs	Aker BP	7 150	13 300
Valhall QP	Jacket 4 legs	Aker BP	3 445	3 755
Varg A	Monotårn	Repsol	3 611	870
Veslefrikk A	Jacket 4 legs	Statoil	16 065	6 165
Veslefrikk B	Semisub steel	Statoil		25 461

Som det fremkommer av Tabell 5-2, er det i tillegg en rekke undervanns innretninger (29 stk.) som forventes disponert i perioden, både i tilknytning til de innretningene som er nevnt i tabellen over og innretninger for rene undervannsfelt som er nedstengt eller nærmer seg nedstengning. Decommissioning Insight [2] opplyser at det er inngått langsiktige avtaler om disponering av ni innretninger på norsk sokkel. Slike avtaler er ikke nødvendigvis åpent tilgjengelige, men noe informasjon om dette er kjent. Se kapittel 13.3.

5.2 Disponeringsaktivitet i andre nordsjøland

Andre land rundt Nordsjøen har også planer om å fjerne flere av sine installasjoner de nærmeste årene. Decommissioning Insight 2017 [2] viser at totalt i området (UK, dansk og nederlandsk sokkel) vil det i perioden 2017 til 2025 foregå disponeringsaktiviteter på 349 felt, og det forventes at over 200 plattformer vil bli helt eller delvis fjernet. Disponering av innretninger på tysk side er ikke tatt med i den refererte oversikten.

Tabellen under viser prognoser for Storbritannia (UK), Danmark og Nederland i perioden 2017 til 2025 [2], hvorav den desidert største andelen, både i antall og i totalvekt kommer fra UK. Antall installasjoner fra disse landene som forventes tatt ut av bruk i perioden fram til 2025 er vist i Tabell 5-4.

> *Tabell 5-4: Antall installasjoner i britisk, dansk og nederlandsk sokkel som forventes tatt ut av bruk i perioden fram til 2025 [2]*

Type	Antall	Totalvekt i tonn UK, Danmark, Nederland
Antall prosjekter	326	
Plattformunderstell i stål	192	392 762
Betongunderstell	4	
Dekksanlegg		736 595
FPSO	12 [4]	Inkl. i dekkсанlegg
Undervannsinstallasjoner		51 348
Total tonnasje som bringes til land		1 180 705

Sammenlignet med de øvrige nordsjølandene utgjør forventet disponeringsvolum på norsk sokkel en relativ liten andel av totalvolumet som skal fjernes. Norsk andel av totalvekten utgjør ca. 17 %, mens antall norske disponeringsprosjekter representerer knapt 7 % av

totalt antall prosjekter i nordsjøområdet. Det skyldes at de norske feltene typisk består av større/tyngre innretninger enn ellers i Nordsjøen. Hvordan antall innretninger i de ulike land beregnes kan variere. For eksempel regnes en undervannsinstallasjon i noen tilfeller som en egen innretning, mens den i andre tilfeller regnes som en del av en større installasjon.

Disponeringsaktiviteten i de andre nordsjølandene er av interesse slutttdisponering av disse innretningene vil påvirke markedet for disponering av de norske innretningene.

5.3 Kostnadsbilde

De framtidige kostnadene for avslutning og disponeringer er usikre og vil variere fra felt til felt. De avhenger blant annet av den generelle kostnadsutviklingen i bransjen, tidspunktet for starten på disponeringsprosjektene, tilgangen på tungløftefartøy og kapasiteten hos anleggene som tar imot og behandler utrangerte innretninger.

Etter hvert som bransjen får mer erfaring vil en kunne forvente en høyere effektivitet og dermed også et lavere kostnadsnivå, men kostnadsnivået er også i stor grad avhengig av aktiviteten i andre markeder, som for eksempel bygge- og installasjonsaktivitetsnivået innen olje og gass og havvind.

Gjennom skattemessige fradrag dekker staten indirekte 78 % av kostnadene forbundet med avslutning og disponering av innretninger. For felt hvor staten har direkte andeler gjennom eierskap i oljeselskaper, dekker staten en enda høyere andel av utgiftene. For myndighetene er det derfor viktig at disponeringskostnadene holdes på et lavest mulig nivå.

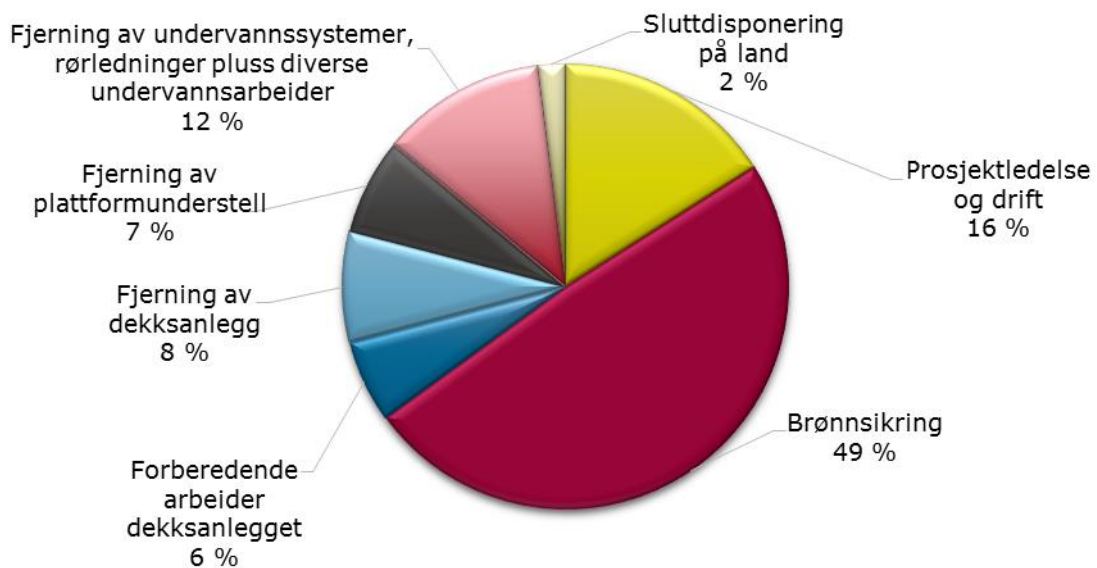
5.3.1 Forventede disponeringskostnader på britisk sokkel

Ifølge Decommissioning Insight 2017 [2] er forventet totalmarked for avslutning og disponering på britisk sokkel på 170 milliarder NOK, (antatt 1£ = 10NOK) frem mot 2025. Anslaget omfatter ikke fjerning av bunnfaste betongunderstell, da kostnadene knyttet til disse er svært usikre og så langt har store bunnfaste betongunderstell blitt akseptert hensatt på feltet basert på en totalvurdering av risiko og kostnader

Nedbrutt på aktivitet, fordeler de forventede totalkostnadene på britisk sokkel seg som vist i Tabell 5-5 og Figur 5-1.

> *Tabell 5-5: Forventede totale disponeringskostnader på britisk sokkel frem mot 2025*

Aktivitetsområde	Kostnader (x milliarder)	Prosentvis andel
Prosjektledelse og drift	£2,7 (27 NOK)	16 %
Brønnsikring	£8,3 (83 NOK)	49 %
Forberedende arbeider dekkсанlegget	£1,0 (10 NOK)	6 %
Fjerning av dekkсанlegg	£1,4 (14 NOK)	8 %
Fjerning av plattformunderstell	£1,1 (11 NOK)	7 %
Fjerning av undervannssystemer, rørledninger pluss diverse undervannsarbeider	£2 (20 NOK)	12 %
Slutttdisponering på land	£0,3 (3 NOK)	2 %
Totalt	£17 (170 NOK)	100 %



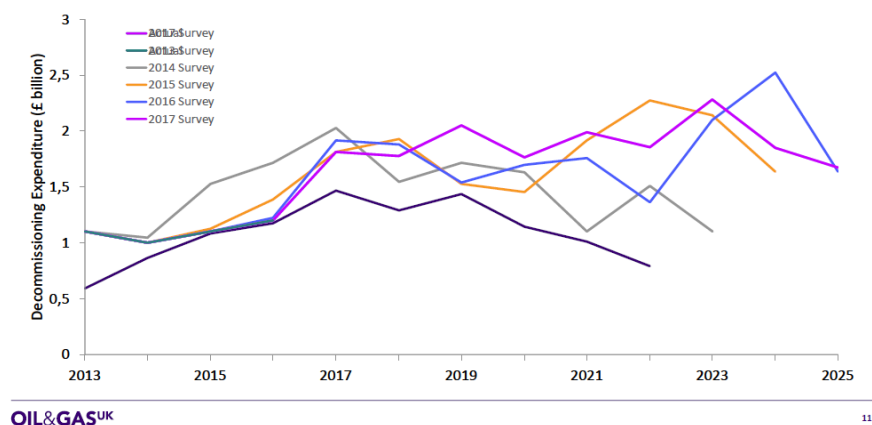
> *Figur 5-1: Fordeling av forventede totale disponeringskostnader på britisk sokkel frem mot 2025*

Som oversikten over viser er de største disponeringskostnadene på britisk sokkel knyttet permanent plugging av produksjonsbrønner (49 %) og fjerning av innretningene offshore (33%), mens kostnader i forbindelse med opphogging og håndtering av de utrangerte innretningene utgjør en relativt liten andel (2 %).

Årlige disponeringskostnader på britisk sokkel er anslått til £1,7 til £2,0 milliarder per år fram til år 2025 [2], tilsvarende 17 til 20 milliarder NOK årlig.

Under årets NPF konferanse, The 18th North Sea Decommissioning Conference, presenterte OIL&GAS UK en oversikt som viser at de over tid har hatt en tendens til å underestimere årlige kostnadsanslag på britisk sokkel. Se figuren under.

Our forecasts are getting better each year... but we tend to underestimate expenditure and have been premature on timing



> *Figur 5-2: Utvikling av anslag for årlige disponeringskostnader på britisk sokkel*

5.3.2 Disponeringskostnader på norsk sokkel

Forventede disponeringskostnader på norsk sokkel er anslått til £0,4 til £0,8 milliarder per år fram til år 2025 [2], tilsvarende 4 til 8 milliarder NOK årlig. Det er ikke angitt anslag på forventede totalkostnader i perioden, men med åtte effektive år til og med 2025, er det mulig å forvente totale disponeringskostnader på ca. 50 milliarder NOK i perioden. Dette beløpet er lavere enn det en finner informasjon om i diverse tidligere publiserte kilder, og det er nødvendig å ta hensyn til at det er stor usikkerhet i kostnadsanslagene.

Enhetskostnaden for samlet disponert materiale på britisk side (840 359 tonn ref. Tabell 5-4) kan anslås til 202 NOK/kg. Antatt 50 milliarder NOK for å fjerne 240 936 tonn disponert materiale (ref. Tabell 5-2), blir tilsvarende enhetskostnad 249 NOK/kg på norsk sokkel. Når en tar hensyn til forskjeller i arbeidsbestemmelser og myndighetskrav offshore, vanddyp og miljømessige forhold er det rimelig at enhetskostnaden på norsk side er høyere enn på britisk side. På den annen side kan en forvente at gjennomgående større plattformheter på norsk sokkel vil gi visse «stordriftsfordeler».

Tilsvarende oversikt over fordeling av disponeringskostnadene per aktivitetsområde er ikke etablert for norsk sektor. Det er imidlertid grunn til å anta at fordelingen av disponeringskostnadene ikke avviker særlig fra det som er beregnet på britisk side. Generelt vil en kunne forvente at fjerningskostnader for norske plattformer vil utgjøre en relativt større andel, da plattformstørrelse og værforhold skulle tilsi bruk av større og dyrere fartøyer til fjerningen.

Ett eksempel på disponeringskostnader på norsk sokkel er nedstengning og disponering av Gydafeltet, som vist i tabellen under [16].

> *Tabell 5-6: Estimerte kostnader for å stenge ned og disponere Gyda-feltet*

Kostnadselement	Kostnad (MNOK)	Prosent-fordeling
Prosjektledelse	539	9,5 %
Plugging av brønner	2 035	35,8 %
Fjerning av stålunderstell	619	10,9 %
Onshore avhending	172	3,0 %
Fjerning av havbunnsstruktur	112	2,0 %
Inspeksjon etter fjerning	23	0,4 %
Operasjonskostnader etter fjerning	1 125	19,8 %
Inspeksjon etter at prosjektet er gjennomført	18	0,3 %
Uspesifisert (mangler i referansen – sannsynligvis ifm. oljerørledningen og gassledningen)	1 039	18,3 %
Til sammen	5 682	

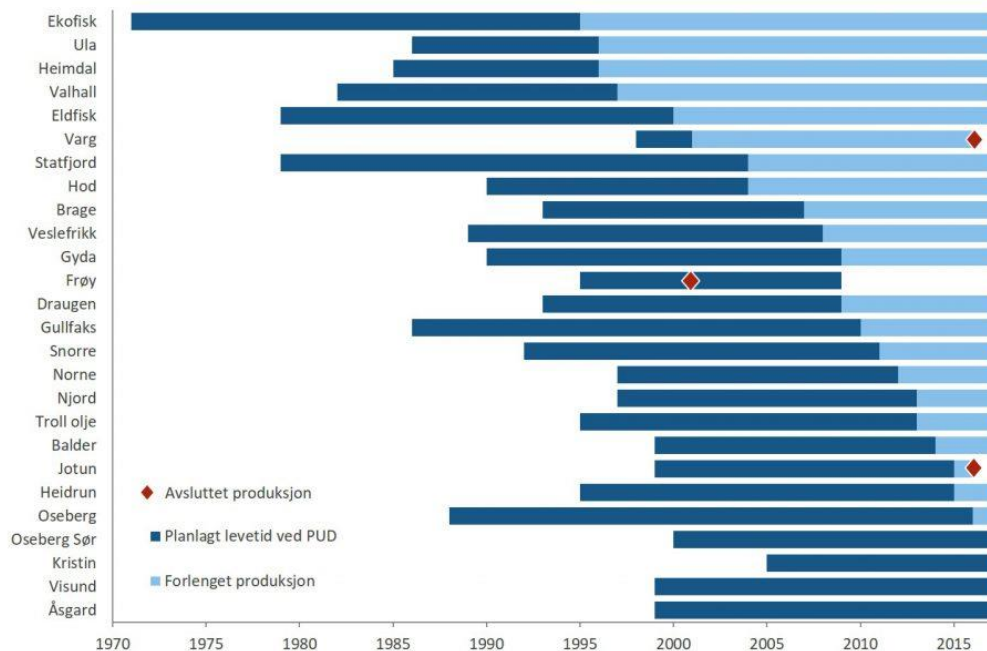
Samarbeid mellom rettighetshaverne, leverandørindustrien, myndighetene og berørte interessegrupper er avgjørende for kostnadseffektiv disponering i fremtiden. Innovasjon, teknologiutvikling, erfaring og kunnskapsdeling er alle viktige faktorer som kan bidra til å fremme kostnadseffektive løsninger.

5.4 Usikkerheter

5.4.1 Antall, mengde og disponeringstidspunkt

Det er mange usikkerhetsfaktorer knyttet både til forventet nedstengningstidspunkt og til selve perioden for disponering. Vektanslagene er i stor grad basert på direkte innrapportering fra operatørselskapene. Her vil det være en viss usikkerhet i tallmaterialet blant annet som følge av gjennomførte og kommende modifikasjoner, tilvekst av nye innretninger, mulig gjenbruk, etc.

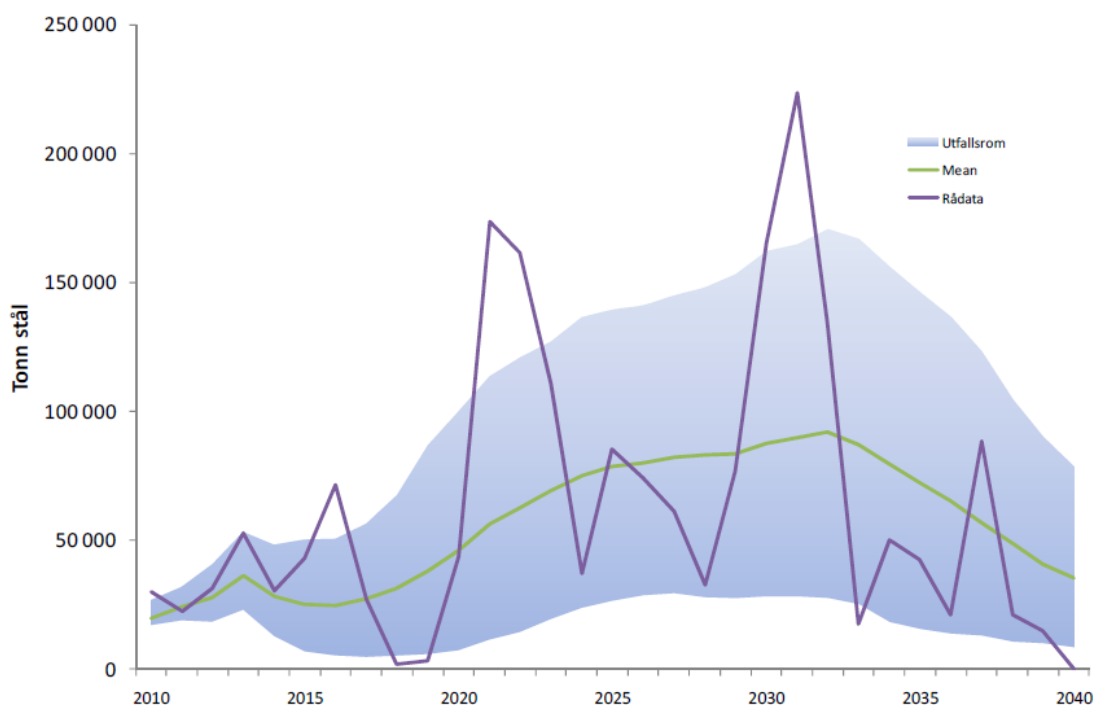
Nedstengningstidspunktet for de ulike feltene og innretninger avhenger av en rekke, og til dels variable, faktorer - i første rekke oljepris, forventet produksjonsutvikling, drifts- og vedlikeholdskostnader og teknisk tilstand. På mange felt har nye tilknytninger (satellitfelt) og økt utvinningstiltak ført til forlenget levetid utover det som ble anslått i Plan for utbygging og drift (PUD). I tillegg kan innretninger på felt med tilknytninger som stenger ned egen produksjon benyttes som vertsinnretning for prosessering og transport for andre nærliggende felt. Det er derfor ikke slik at et felt som stenger ned egen produksjon nødvendigvis fjernes med en gang. Historisk har anslagene for levetiden variert med oljeprisen, og den totale trenden i dag viser forlengelse av levetid. Figuren under viser hvordan antatt siste produksjonsår for et utvalg av felt har endret seg mellom innrapporteringen i 1995, 2002 og 2016.



> *Figur 5-3: Figuren viser et utvalg felt, hvor planlagt levetid ved PUD, forlenget levetid og produksjonsavslutning framgår. 23 av de 26 feltene som er vist er fortsatt i drift, og de fleste vil fortsatt være det i mange år fremover. [17]*

I tillegg til at nedstengningstidspunktet kan avvike fra opprinnelig plan, kan oppstart og varighet av selve disponeringsprosjektet være usikkert. De ulike feltene er svært ulike med hensyn til størrelse, kompleksitet og antall innretninger. Noen felt vil kunne ha utbygging og drift i flere faser, der noen innretninger fases ut mens andre fortsatt vil være i drift. For mange vil også andre faktorer, som periode for plugging av brønner, frakobling av rørledninger eller tredjeparts bruk påvirke fjerningsarbeidet. Under selve disponeringsfasen vil valget av fjerningsmetode påvirke så vel tidsperioden som type avfall som bringes til land. Noen vil kunne ta hele eller deler av innretninger til land for opphogging (ettløfts- og tungløftsmetode ref. kapittel 7.1.4, 7.1.5, 8.1.7 og 8.1.8), mens andre vil foreta grov- eller finopphogging offshore (bit for bit ref. kapittel 7.1.2 og 8.1.6).

Figur 5-4 er en god illustrasjon på usikkerheten i tidspunkt for når fjerningen av de gjenstående innretningene vil gjennomføres.



Figur 3 Mengde stål som genereres i perioden 2010-40

- > Figur 5-4: Illustrasjon av usikkerheten i tidspunkt for når fjerningen av de gjenstående innretningene vil gjennomføres [13]

6 BESKRIVELSE – PLUGGING OG SIKRING AV BRØNNER

6.1 Teknologi og metode

Plugging og sikring av en brønn foretas ved slutten av brønnens levetid og sikrer at den for fremtiden ikke lekker og representerer en fare for miljøet eller for folks helse og sikkerhet.

Når feltets levetid går mot slutten og det ikke lenger er lønnsomt å produsere, vil permanent plugging av produksjons- og injeksjonsbrønnene være noe av det første som igangsettes forut for nedstengning og fjerning av produksjonsinnretningene. Prosedyren for å plugge en letebrønn er i hovedsak den samme, men generelt mindre kompleks.

Hensikten med pluggingen er å isolere de petroleumsførende reservoarene og andre trykksoner for å hindre fremtidig lekkasje av hydrokarboner til andre soner, spesielt til soner med ferskvann, eller til sjøbunnen og havet omkring. Pluggene må bli værende på plass og være pålitelige for all fremtid. Materiell, slik som foringsrør og brønnhoder skal ifølge Norsok D-010 standarden kuttes på en slik måte at ingen deler stikker opp fra havbunnen og dermed kan være til hinder for marine aktiviteter.

I følge NORSOK D-010 [18] skal en brønnplugg ha følgende karakteristika:

- > Gi langsiktig integritet
- > Være ugjennomtrengelig
- > Ikke skrumpe
- > Være i stand til å motstå mekaniske laster og støt
- > Være resistent mot kjemikalier som H₂S, CO₂ og hydrokarboner
- > Ha en god heft til stål
- > Ikke skade integriteten til stålør (tubulars)

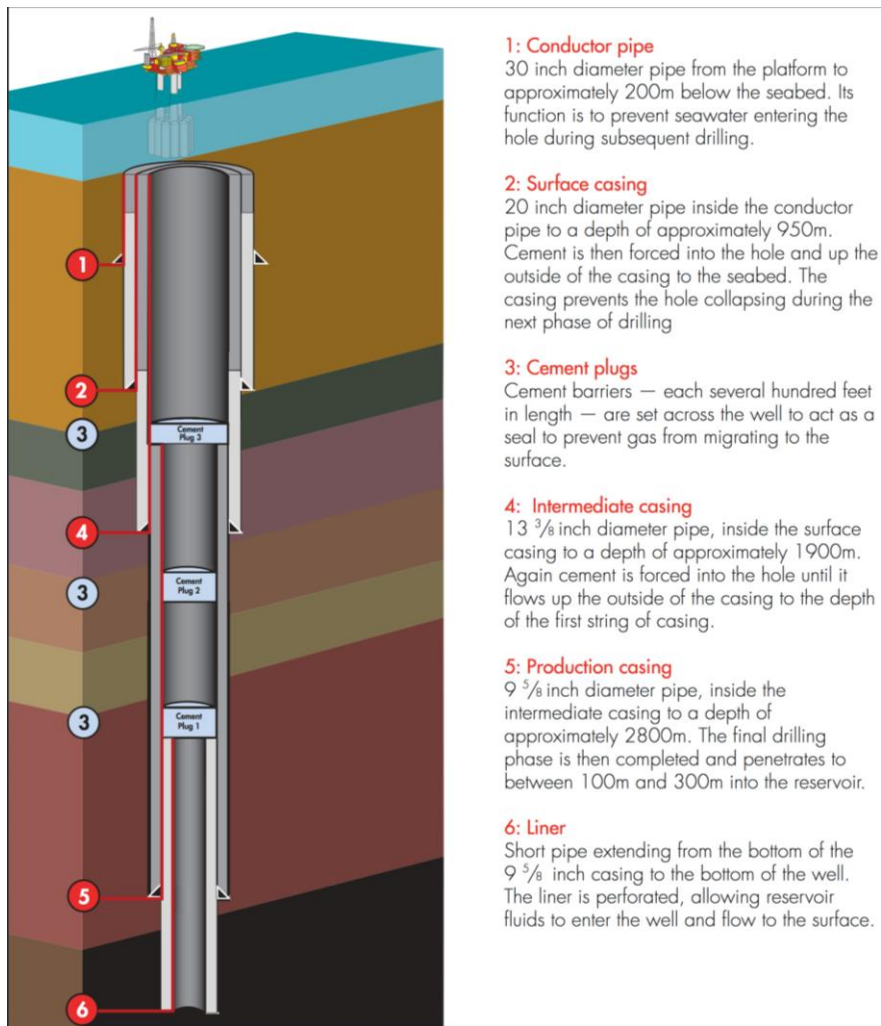
Portland sement møter ovennevnte krav og er typisk brukt for å etablere en slik permanent barriere inni brønnen. Portland sement har også den fordel at den er lett tilgjengelig og lar seg relativt enkelt pumpe ned og plassere på riktig plass i brønnen. Denne teknologien har ikke endret seg mye over de siste 50 årene.

Generelt vil det bli plassert minst tre plugg i hver brønn, selv om pluggene i noen tilfeller kan bli kombinert i en enkeltplugg. Pluggene er:

- > Primary Well Barrier – for å isolere brønnen mot inntrengning av væske eller gass fra reservoaret.
- > Secondary Well Barrier – for å tjene som en reserve (back-up) for den primære barrieren.
- > Open hole to surface well barrier – for å isolere enhver miljømessig skadelig væske fra å strømme til overflaten etter at foringsrørene er kuttet og fjernet.

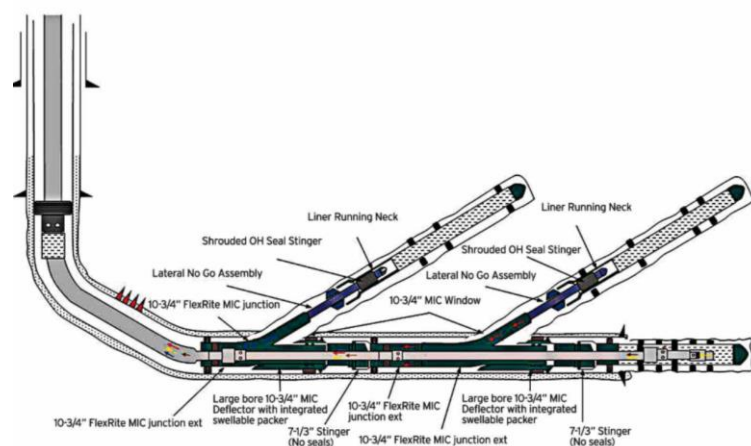
I tillegg kan det være et krav om en 'crossflow' barriereplugg hvor det kan forekomme strømninger mellom formasjoner.

De enkelte brønnpluggene er vist i figuren nedenfor:



> *Figur 6-1: Plugging av en typisk produksjonsbrønn*

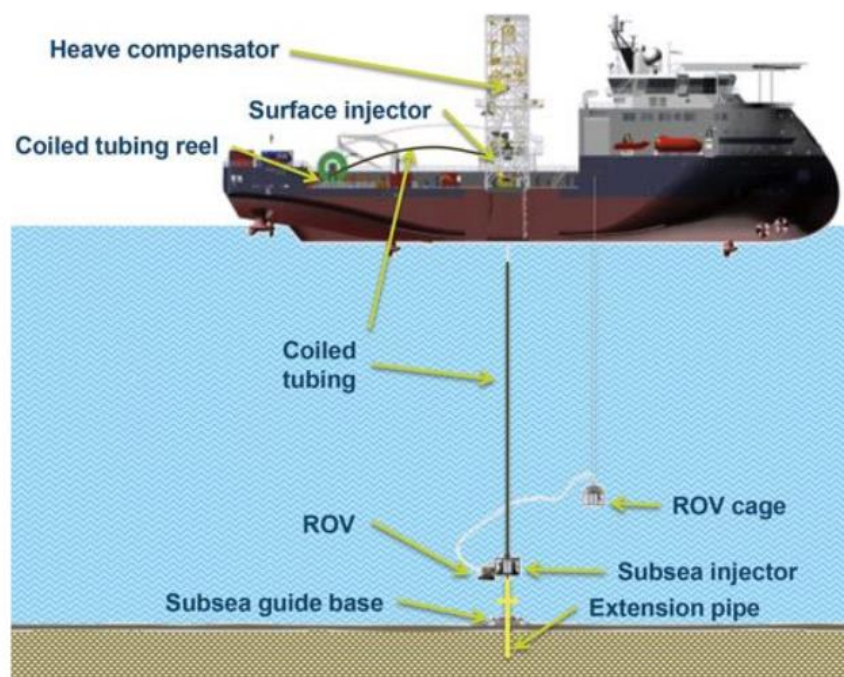
I praksis vil brønnene være mer komplekse en vist i figuren over. Det kan være flere produserende formasjoner som må isoleres, eller det kan være multilaterale brønner som fører inn mot et enkelt brønnhull, såkalt grenbrønn. Se figur under.



> *Figur 6-2: Eksempel på grenbrønn*

Dette kan bli ytterligere sammensatt ved at problemer kan oppstå – spesielt i gamle produksjonsbrønner – på grunn av korrosjon og skade på produksjonstubing og andre komplikasjoner som skrot i brønnen, pakninger, pumper, etc. De midlene som trengs for å plugge brønner kan variere fra relativt enkle wireline utstyr til en fullt ut operasjonell borerigg. Valget vil primært bestemmes av de tekniske krav som den enkelte pluggeoperasjonen krever. For rett-frem operasjoner som kun krever å sette sementplugg og trekke produksjonsrør og foringsrør, kan riggløse metoder være tilstrekkelig - slik som kveilerør og hydrauliske workover enheter. For mer kompliserte operasjoner vil det imidlertid kreves en borerigg.

For plattformbrønner hvor det finnes en operasjonell borerigg om bord, vil det være naturlig å benytte denne boreriggen til pluggeoperasjonene, eventuelt supplert med ytterligere riggløst utstyr for å korte ned på tiden for plugging. Havbunnsbrønner vil typisk kreve bruk av enten en jack-up eller en halvt nedsenkbar rigg, eventuelt riggløse metoder med assistanse fra servicefartøyer eller lignende fartøyer som er utstyrt med dynamisk posisjonering. Figuren under viser overhaling av en havbunnsbrønn fra et servicefartøy via kveilerør (coiled tubing) [19].



> *Figur 6-3: Overhaling av en havbunnsbrønn via kveilerør*

6.2 Nye pluggemetoder

I dag utføres i all hovedsak brønnpluggoperasjoner fra borerigger, med bruk av sement som tetningsmiddel. Dette betyr at man må bruke ressurskrevende utstyr og mye tid på å klargjøre brønnen først, samt operere brønnplugg-verktøy på borestreng, eventuelt kveilerør, for å muliggjøre pumping av sement. Det er ofte også ønskelig at kappebergarten som ligger over reservoaret blir eksponert. Dette medfører fjerning av foringsrør, noe som kan være en svært krevende operasjon. Erfaring viser også at plugging av brønner ikke alltid er vellykket. Petroleumstilsynet anslo i 2011 [20] at så mye som 38 % av midlertidig pluggede brønner viste forskjellige grader av barrieresvikt.

Tradisjonell teknologi representerer svært høye brønnpluggkostnader, og industrien satser stort på utvikling av mer kostnadseffektive og sikrere løsninger. Trenden går i retning av å utvikle rigg-løse teknologier og metoder hvor relativt enkelt og kostnadseffektivt plattform- eller fartøysbasert utstyr kan brukes, samt utvikling av ulike pluggematerialer som alternativ til sement.

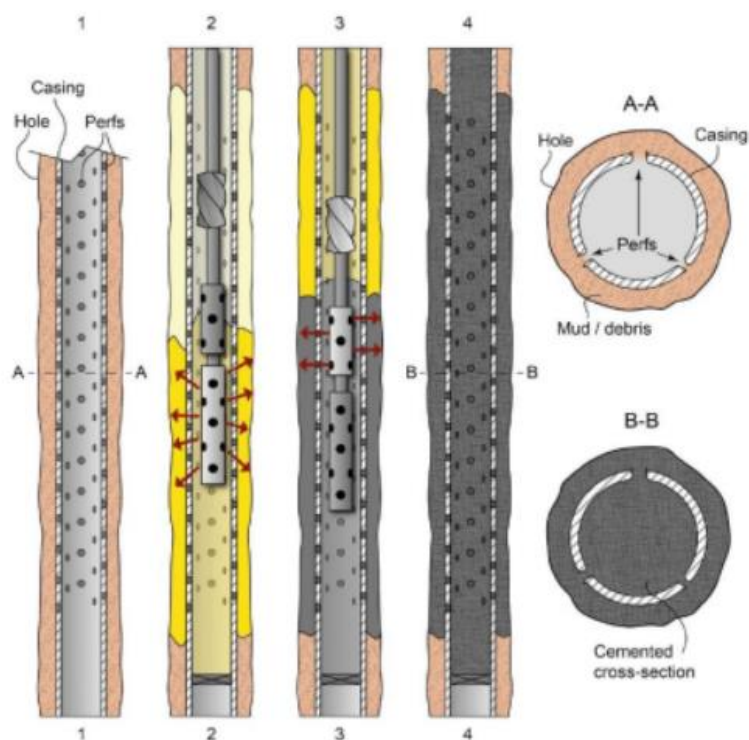
Ifølge Øksnes [21] er noen av de nye teknologiene innen brønnplugging som følger:

- > Perforate, wash and cement (PWC®-metoden)
- > Alternativer til sementbarriere
- > Bruke formasjonen som barriere (e.g. skifer)
- > Sandaband (sand slurry) og ThermaSet (ikke-reaktiv polymer)
- > Trekke produksjonsstrengen uten bruk av wireline/kveilerør
- > Interwell rig-less P&A
- > Open Water Coiled Tubing (OWCT)

To av teknologiene er beskrevet noe nærmere i det følgende.

6.2.1 PWC®-metoden.

PWC®-metoden er utviklet av HydraWell og har vært i operasjon siden 2011. Ved PWC® (perforate, wash and cement)-metoden perforeres veggene i foringsrøret ved hjelp av eksplosive ladninger, ringrommet bak foringsrøret høytrykkspyles og sement presses ut i ringrommet(-ene) og danner en isolerende plugg. Dermed unngås tids- og kostnadskrevende operasjoner knyttet til kutting og trekking av foringsrør. Figuren under viser PWC® metoden anvendt på en brønn med ett foringsrør. Metoden er anvendt på en rekke brønner, både i Norge og internasjonalt.



> *Figur 6-4: PWC® metoden anvendt på en brønn med ett foringsrør [22]*

6.2.2 Interwell rig-less P&A

Selskapet Interwell P&A har under utvikling en pluggemetode som er basert på en kjemisk eksotermisk reaksjon, hvor svært høy temperatur oppnås gjennom tilføring av jernoksid og aluminium (termitt) [23]. Prinsippet går ut på å smelte omkringliggende materiale og etterlate en stivnet plugg som går inn i bergarten omkring. Løsningen vil bruke materialet som allerede er tilstede i brønnen til å lage en barriere som både skal isolere mot et rør eller en kappebergart, og som skal binde seg til omkringliggende formasjon gjennom en metamorfoseprosess. Hensikten er å skape en barriere med egenskaper og en fysisk form som skal tåle påkjenningene og isolere potensielle lekkasjer fra reservoaret. Se figuren under.



> *Figur 6-5: Illustrasjon av Interwell P&A sammensmeltingsmetode [23]*

Med denne teknologien skal man kunne utføre en isolering av reservoaret med utstyr som plasseres i brønnen ved hjelp av wireline. Siden metoden ikke krever trekking av produksjonsrør og foringsrør vil kravene til arbeidsrigg være begrenset, og den vil være velegnet til plugging av havbunnsbrønner fra et lettere intervensjonsfartøy. Utprøving av metoden pågår, og produsenten håper at metoden kan bli kvalifisert for kommersiell bruk i løpet av de nærmeste årene.

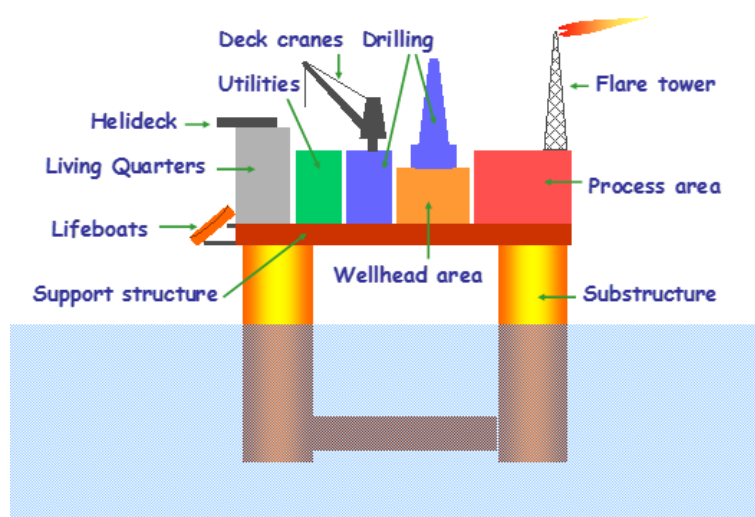
7 BESKRIVELSE – FJERNING AV DEKKSANLEGG

7.1 Teknologi og metode

Dekksanlegg kan i forbindelse med disponering kategoriseres i to typer:

- > Modulerte dekkсанlegg
- > Integreerte dekkсанlegg

Modulerte dekkсанlegg er dekkсанlegg satt sammen av flere større moduler. Eksempel på oppdeling av et modulert dekkсанlegg er vist i Figur 7-1. Integreerte dekkсанlegg er bygget opp som én sammenhengende konstruksjon og har ingen naturlige soner for oppdeling.

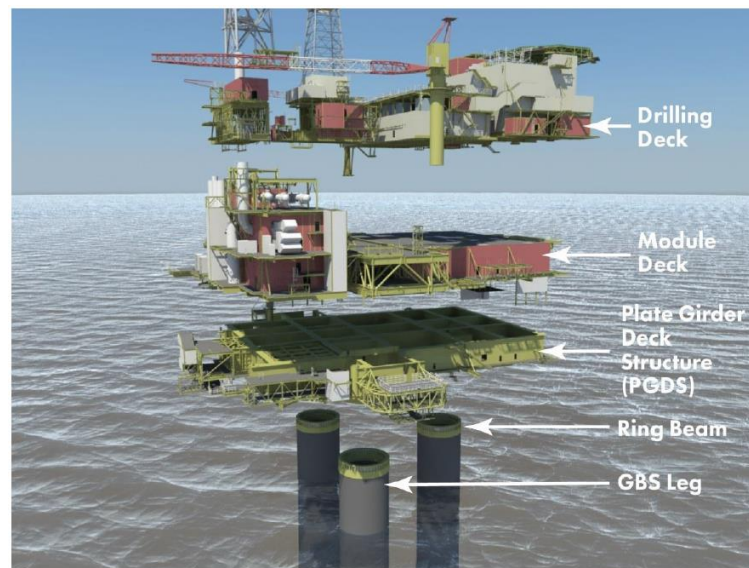


> Figur 7-1: Eksempel på modulert dekkсанlegg

Hovedelementer på begge typer dekkсанlegg kan være:

- > Flammetårn
- > Løftekraner
- > Broer
- > Boreenhet
- > Produksjonsenhet
- > Hjelpeutstyrsenhet
- > Boligenhet

Innholdet i listen varierer med hvilken funksjon plattformen har. Enkelte små plattformkonstruksjoner består kun av flammetårn, noen er kun utstyrt for boring, mens andre igjen kan ha flere funksjoner og inneholde alle komponentene i listen over. Dekksanleggene er som regel plassert på en dekkսramme som er koblet til understellet. Dekkսrammen har til hensikt å fordele vekten av dekkсанlegget over på understellets oppleggspunkter. Det er viktig å merke seg at dekkսrammen i OSPAR-beslutning 98/3 [9] er definert som del av dekkсанlegget og den må derfor fjernes i sin helhet så lenge det ikke skader den strukturelle integriteten til understellet. Eksempel på en dekkսramme er vist i Figur 7-2.



- > *Figur 7-2: Eksempel på utforming av deksramme (PGDS) og lokasjon på plattformunderstell [24]*

7.1.1 Forberedelser

Før deksanlegget kan fjernes, er det nødvendig at alle rør og alt utstyr tømmeres for skadelige væsker og stoffer og at rør og utstyr isoleres og sikres på forsvarlig måte. Det medfører rengjøring, fjerning av hydrokarboner, frakobling og fysisk isolering av rør og utstyr samt håndtering av farlig avfall. I tillegg kan det være nødvendig med midlertidige konstruksjoner og/eller stillas for sikker tilkomst for forberedelse til, og i fbm, selve fjerningsoperasjonen.

Uavhengig av valg av fjerningsmetode for deksanlegg, må anleggene rengjøres. Valg av fjerningsmetode kan til en viss grad styre hvor mye av dette arbeidet som utføres offshore, og hvor mye som kan gjennomføres etter ankomst til land. Eksempelvis må et deksanlegg som skal kuttes opp offshore (se kapittel 7.1.2) rengjøres grundigere offshore enn et deksanlegg som skal fjernes i sin helhet uten oppdeling (se kapittel 7.1.5 og 7.1.6). Deksanleggets funksjon vil naturligvis også styre nødvendig mengde rengjøring, da en produksjonsenhet inneholder helt andre stoffer enn f.eks. en boligmodul.

Rengjøringsprosessen er basert på beskrivelsene gitt i OTH 95 488 utgitt av det britiske Health and Safety Executive [25].

En olje-/gassinstallasjon vil inneholde til dels store mengder hydrokarboner. Dette må fjernes før deksanlegget skal disponeres for å minimere risiko for forurensing eller ulykker (brann, forgiftning el.) ved fjerning. Til dette brukes de allerede eksisterende rør- og pumpesystemer, og de utpumpede olje- og gassrestene kan enten overføres til lagerfartøy for transport til land eller reinjiseres i reservoarene. Den avsluttende rengjøringen kan utføres ved bruk av vann under høyt trykk med aktuelle rengjøringsmidler og/eller mekanisk rengjøring.

Noen av systemene som skal rengjøres kan inneholde farlige og/eller giftige stoffer sånn som:

- > Kjemikalier for vannbehandling
- > Avleiringshemmere

- > Korrosjonshemmere
- > Deoksidanter
- > Biocider
- > Glykolsystemer (MEG og TEG)

Annet farlig materiale som kan bli avdekket under rengjøring er:

- > Asbest
- > Radioaktivt materiale
- > Kvikksølv damp
- > PVC
- > Lavradioaktive avleiringer (LRA)¹
- > PCB (rester)
- > Elektriske akkumulatører

Det er viktig at personell som skal håndtere slikt materiale har fått tilstrekkelig opplæring. Dette kan enten oppnås ved å bruke spesialtrent personell fra land, eller trene opp personell som til vanlig jobber offshore.

Systemene som må stenges ned og fjernes består i hovedsak av:

- > Elektriske systemer
- > Vannsystemer (brann, kjøling, drikkevann)
- > Lagring
- > Avløp
- > Sikkerhetssystemer
- > Nødsystemer

Nedstengingen av disse systemene må planlegges nøye for å optimalisere fremdrift i fjerningsprosjektet, og ikke minst opprettholde sikkerheten til personell om bord på dekkсанlegget.

Avhengig av fjerningsmetode forberedes dekkсанlegget for selve fjerningsoperasjonen. I tilfelle modulerte dekkсанlegg og bruk av reversert installasjonsmetode, må dekksmodulene isoleres og skilles fra hverandre og løfteører må installeres der det er nødvendig.

Erfaring tilsier at det er en stor fordel om de forberedende arbeidene utføres mens plattformen fortsatt er «varm». I en slik situasjon kan man benytte seg av de eksisterende systemer for rengjøring, innkvartering, sikkerhet o.l. Det er også større sannsynlighet for at man ikke behøver ekstra tilkomstanretninger, som f.eks. stillas el., da den strukturelle integriteten av konstruksjonen fortsatt er kontrollert. På denne måten vil man kunne redusere kostnader knyttet til helikoptertransport, innkvartering, leie av dyre spesialfartøy osv. Dette vil også kunne øke effektiviteten i arbeidet.

¹ Også kjent som LSA (Low Specific Activity scale) eller NORM (Naturally Occuring Radioactive Material)

7.1.2 Reversert installasjon

Dekksanlegg kan fjernes ved å reversere måten de ble installert. I så måte utnyttes de allerede eksisterende systemer, løftepunkter el. som ble brukt under installasjon.

For et modulert dekkсанlegg vil en reversert installasjon i praksis gjennomføres som et tungløft, ettløft eller reversert flyt-over. Se hhv. kapittel 7.1.4, 7.1.5 og 7.1.6 for beskrivelse av disse metodene.

Reversert installasjon av et integrert dekkсанlegg vil i praksis gjennomføres enten som ettløft eller som reversert flyt-over. Se hhv. kapittel 7.1.5 og 7.1.6 for beskrivelse av disse metodene.

7.1.3 Bit-for-bit

En bit-for-bit fjerningsmetode (piece small) består i å kutte opp dekkсанlegget i mindre biter mens det fortsatt er installert på understellet. Typisk vil man kategorisere fjerningsmetoden som bit-for-bit hvis vekten av bitene ikke overskrider 20 tonn [26]. Ved en slik metode kan man benytte seg av kraner som allerede finnes på plattformen eller midlertidige kraner montert for fjerningsprosessen. Selve kuttingen kan gjennomføres mekanisk, hydraulisk, med vannjet eller som varmkutting. Ved varmkutting er det svært viktig at man har forsikret seg om at alt brannfarlig materiale har blitt fjernet og at kutting på overflatebehandlet metall gjennomføres på en sikker måte. Bitene blir løftet over på et skip eller en lekter for å tas med til land for gjenvinning eller gjenbruk. En bit-for-bit-metode vil dermed ikke kreve dyre, lite tilgjengelige spesialfartøy. Det vil heller ikke kreves like omfattende fasiliteter på land, dypvannskai e.l., for å ta imot lekteranløp med biter fra et dekkсанlegg i denne størrelsesorden, som for å ta imot større biter, evt. hele dekkсанlegg. Dette gjør det mulig for flere mottaksanlegg å konkurrere om oppdragene.

En bit-for-bit fjerningsmetode kan være passende å bruke på eldre, integrerte dekkсанlegg da disse sjeldent er utformet med tanke på effektiv fjerning.

Rengjøringen av et dekkсанlegg som skal fjernes bit for bit må være grundig og fullstendig da man som regel ikke vil fjerne systemer i hele stykker og dermed ikke kan forhindre uønskede stoffer å slippe ut.

Mulighetene for gjenbruk av større eller mindre deler av dekkсанlegget vanskeliggjøres ved en bit-for-bit-metode da utstyr/komponenter ofte vil bli ødelagt. Materialgjenvinning etter leveranse på land forenkles tilsvarende. På den annen side kan man med en bit-for-bit-metode fjerne spesialutstyr og dermed kunne klargjøre og utvide bruksområdene for moduler av dekkсанlegget ved gjenbruk/resalg.

Ofte vil en bit-for-bit-metode kunne kombineres med tungløftemetode ved at de delene av dekkсанlegget som ikke kan fjernes modulvis blir fjernet bit for bit, mens man prøver å fjerne så mye som mulig med tungløftefartøy for å minimere arbeid offshore.



> *Figur 7-3: Eksempel på fjerning av dekkсанlegg med bit-for-bit-metoden [27]*

Fjerning ved en bit-for-bit-metode vil kreve et stort volum arbeid offshore. Dette øker i seg selv risikoen forbundet med en slik fjerning. I tillegg vil det være økt risiko for forurensning til havs ved at alle systemer kuttes i biter offshore i stedet for å beholdes intakte fram til oppkutting på land.

7.1.4 Tungløftemetode

En tungløftemetode (heavy lift) karakteriseres ved at større deler av dekkсанlegget fjernes av gangen. Typisk vil man kategorisere fjerningsmetoden som tungløftemetode hvis vekten av bitene ligger mellom 20 og 5 000 tonn [26]. En slik metode kan øke sjansene for gjenbruk/resalg sammenlignet med bruk av bit-for-bit-metode da større deler av konstruksjonen har opprettholdt sin opprinnelige funksjon.

Ved en tungløftemetode deles dekkсанlegget opp i moduler og modulene løftes over på lekter eller direkte over på dekket til tungløftefartøyet før de fraktes til land. Denne metoden passer spesielt godt for modulerte dekkсанlegg som dermed allerede har en naturlig oppdeling og ofte også eksisterende løftepunkter. Den strukturelle kapasiteten til hver modul må verifiseres for løft, og om nødvendig må det utføres forsterkende tiltak. Hvis egnede løfteører mangler må også dette installeres før avløft.

Forberedelser før fjerning ved tungløftemetode består blant annet av:

- > Rengjøre og tømme, evt. tette, alle rør og systemer
- > Kutte rør, elektriske anlegg ol. som kobler modulene sammen
- > Fjerne eller sikre løse gjenstander

- > Kontrollere/re-installere løftepunkter
- > Separere modulene strukturelt

En tungløftemetode krever vesentlig færre operasjoner gjennomført offshore enn en bit-for-bit-metode og risikoen forbundet med arbeid offshore vil dermed reduseres. I tillegg vil risikoen for utilsiktet forurensning minskes ved å demontere det meste av prosesssystemene på land. På land har man bedre kontroll på eventuelle lekkasjer eller gjenværende miljøskadelige stoffer som kan bli avduket ved åpning av systemene.

Tungløftemetode omtales også som piece large eller reversert installasjon. Figur 7-4 viser tungløftefartøyet Thialf løfte på plass én av modulene under installasjon av dekkсанlegget på Edvard Grieg-feltet i juli 2015 [28].



> *Figur 7-4: Én av dekksmodulene på Edvard Grieg løftes på plass av Thialf [28]*

7.1.5 Ettløftsmetode

En ettløftsoperasjon (single lift) ved fjerning av et dekkсанlegg betyr forenklet at hele dekkсанlegget frigjøres fra understellet i én operasjon. Dette reduserer behovet for offshore forberedelser betraktelig, og reduserer dermed risikoen for helse og miljø forbundet med spyling, vasking, oppkutting og strukturelle forberedelser av dekkсанlegget. Rengjøring kan begrenses til å spyle rør og systemer, og deretter påse at de lukkes forsvarlig for transport før de rengjøres grundig på land.

En ettløftsmetode kan være spesielt gunstig for integrerte dekkсанlegg da det ellers ville kreves mye jobb med oppdeling i moduler eller biter.

Enn så lenge finnes det ikke mange fartøy som er i stand til en slik operasjon, men Pioneering Spirit, eiet av Allseas, er et eksempel [29]. Se for øvrig kapittel 13.2.3 for flere tungløftfartøy. Pioneering Spirit er et u-formet fartøy som kombinerer bruk av deballastering og hydrauliske jekker for å løfte av dekkсанlegget. Fartøyet har en lastekapasitet på opptil 48 000 t ved løft av dekkсанlegg og en 56 m bred åpning mellom de to skrogene i baugen og er dermed aktuell for fjerning av de aller fleste plattformene i Nordsjøen.

Figur 7-5 og Figur 7-6 viser prinsippet for fjerning av dekksanlegg ved en ettløftsoperasjon fra hhv. et stål- og et betongunderstell.



1. The vessel moves around the platform



2. The vessel positions itself accurately to connect the horse shoes



3. The active motion compensation system is engaged



4. The horse shoes are connected to the platform legs



5. All horse shoes connected, upward pressure is accumulated through de-ballasting



6. Fast lift of the topsides



7. The vessel moves away from the jacket; the sea-fastening is locked



8. The topsides are transferred to the cargo barge and loaded in at the quayside

> *Figur 7-5: Beskrivelse av ettløftsoperasjon av dekksanlegg fra et stålunderstell som utført av Pioneering Spirit [29]*



1. The vessel moves around the gravity-based platform



2. The vessel positions itself accurately to position the support yokes



3. The active motion compensation system is engaged



4. The support yokes are positioned at predetermined strong points on the underside of the topsides



5. All support yokes positioned, upward pressure is accumulated through de-ballasting



6. Fast lift of the topsides



7. The vessel moves away from the platform; the sea-fastening is locked



8. The topsides are transferred to the cargo barge and loaded in at the quayside

- > *Figur 7-6: Beskrivelse av ettløftsoperasjon av dekkсанlegg fra et betongunderstell som utført av Pioneering Spirit [1]*

Koblingen mellom dekkсанlegget og løftefartøyet kan kuttes enten før eller etter vektoverføring fra understell til transportfartøy. Etter fjerning ved ettløftsmetoden kan dekkсанlegget overføres til lekter i skjermet farvann eller direkte til kai for disponering. For Pioneering Spirit må en slik kai i så fall være utformet som en pir og overførsel av

dekksanlegg kan dermed utføres på samme måte som for lekter vist i Figur 7-5 og Figur 7-6. Alternativer for disponering er beskrevet i kapittel 11.

Små dekkсанlegg i størrelsesorden maksimalt opp mot 14 000 tonn kan fjernes i sin helhet ved ett løft som beskrevet for tungløft i kapittel 7.1.4.

7.1.6 Reversert flyt-over

En reversert flyt-over-metode (reversed float over) vil ligne på en ettløftsmetode i den forstand at dekkсанlegget i sin helhet vil bli fjernet fra understellet i én operasjon. Metoden vil kreve de samme forberedelsene med tanke på rengjøring og strukturell forberedelse av dekkсанlegget. Forskjellen mellom de to metodene er at en reversert flyt-over gjennomføres i skjermede farvann slik at fjerningen kan bero kun på endring av oppdrift av enten transportfartøyet eller understellet. Den raske separasjonen som kreves i mer urolige sjøtilstander, og som f.eks. Pioneering Spirit gjennomfører ved hjelp av hydrauliske jekker, er dermed ikke nødvendig, og transportfartøyet trenger ved en reversert flyt-over sådan ikke stor løftekapasitet på samme måte som ved en ettløftsmetode.

Fartøy som kan brukes for en reversert flyt-over kan være av typen vist i Figur 7-7, som posisjonerer seg under dekkсанlegget i senter av understellet. En annen løsning er å bruke en katamaran eller to samvirkende lektere/fartøy, f.eks. som Dockwise Swift og Dockwise Teal brukt for mating av dekkсанlegget på Aasta Hansteen [30] vist i Figur 7-8. Ved en slik løsning posisjonerer fartøyer seg rundt dekkсанlegget.



- > *Figur 7-7: Eksempel på flyt-over hvor transportfartøy/lekter posisjoneres i senter av understellet (venstre: dekkсанlegg på HEERA HRD installert ved flyt-over av Fjell [31], høyre: dekkсанlegg på Lunskoye-A installert ved flyt-over [32])*



- > *Figur 7-8: Eksempel på flyt-over hvor transportfartøy posisjoneres rundt understellet (dekksanlegget på Aasta Hansteen installert ved flyt-over av Dockwise Swift og Dockwise Teal [30])*

En reversert flyt-over kan altså for plattformer i skjermede farvann gjennomføres ved oppdriftsendring av transportfartøyet siden den raske vektoverføringen ikke er like kritisk. For plattformer i mer utsatte farvann må understellet re-flytes (for bunnfaste plattformer) og taues til en roligere lokasjon før en reversert flyt-over kan gjennomføres. Reversert flyt-over fra et flytende understell vil ofte kunne utføres med lavere fribord enn fra faste understell. Dette vil være mindre krevende med tanke på flytestabilitet og videre håndtering av dekket.

Gangen i en reversert flyt-over vil være som følgende:

Kun ved re-flyt også av understell:

- > Re-flyt av understell+dekksanlegg (vha. oppdriftsvolum i selve understellet eller vha. oppdriftstanker montert spesielt for fjerningen)
- > Tauging av understell+dekksanlegg til en skjermet lokasjon med tilstrekkelig dyp for demating

Uavhengig av fjerningsmetode for understell:

- > Ankomst og posisjonering av fartøy/lekter(e) som skal frakte dekkсанlegget til land
- > Ballastering av understell/oppdriftstanker montert på understell eller deballastering av transportfartøy for overførsel av vekt av dekkсанlegg fra understell til transportfartøy/lekter(e)
- > Transport av dekkсанlegg til land
- > Fjerning/tauing av understell til land

For bunnfaste plattformer vil en reversert flyt-over kreve at det er mulig å gjennomføre en refllyt av understellet enten ved bruk av opprinnelig oppdriftsvolum eller av installerte oppdriftsbøyer. Denne prosessen er beskrevet i kapittel 8.1.1 og 8.1.5.

Etter at understell og dekkсанlegg har blitt (fjernet ved reflyting og) tauet til lokasjon hvor den reverserte dekkсанinstallasjonen skal finne sted kuttes koblingen mellom understell og dekkсанlegg på samme måte som ved bruk av ettløftsmetode. Påfølgende posisjonering av transportfartøy eller leker(e) og ballastering av understell resulterer i frigjøring av dekkсанlegget fra understellet.

7.2 Eksempler på fjernede dekkсанlegg

7.2.1 Bit-for-bit

Innholdet i dette kapittelet er, hvis ikke annet nevnt, i sin helhet basert på ConocoPhillips' presentasjon på seminar om fjerning og disponering av offshore innretninger i 2006 [33]. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

Et eksempel på et dekkсанlegg som hovedsakelig har blitt fjernet ved bit-for-bit-metoden er overbygningen på Ekofisktanken. Overbygningen ble fjernet mellom 2005 og 2007 [34] og AF Decom utviklet bit-for-bit-metoden fra sin kompetanse på fjerning av industrianlegg på land. Ekofisktanken ble stengt ned allerede i 1998 og systemene ble rengjort da [35].

Fordeler som ble trukket fram ved bruk av bit-for-bit-metoden var:

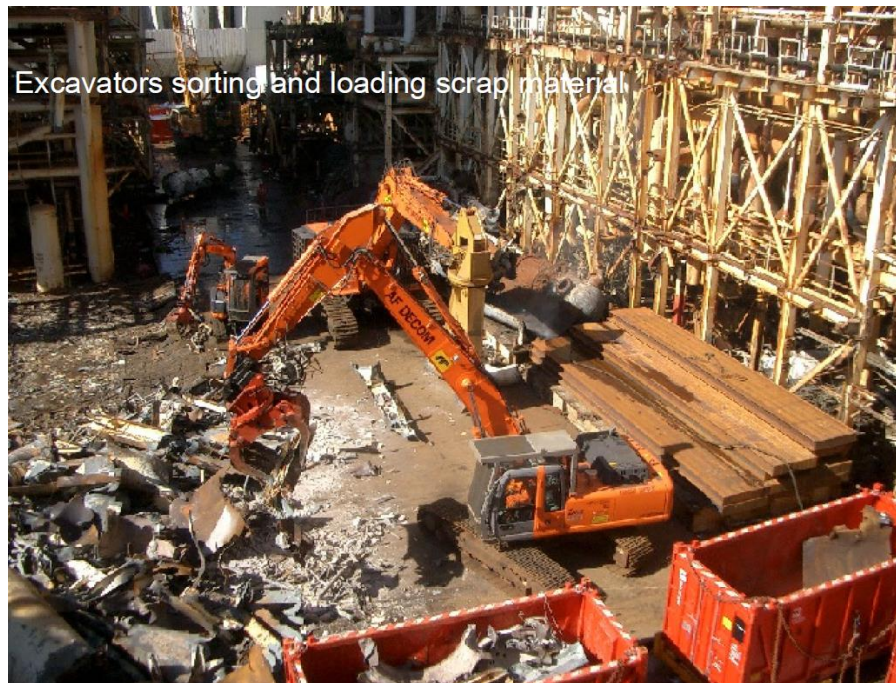
- > Mer arbeid utført av maskiner, begrenser risiko ved manuelt arbeid
- > Begrenser varmkutting
- > Begrenser antall løft ved å optimalisere størrelsen på de oppkuttede delene
- > Begrenser arbeid i høyden og forenkler tilgang til avkuttete deler ved kontrollert nedsenking vha. gravemaskiner
- > Gravemaskiner brukt som mobile arbeidsplattformer i stedet for stillas
- > Unngår komplekse løft offshore ved bruk av containere

Kuttingen ble hovedsakelig gjennomført med gravemaskiner påmontert hydrauliske sakser som ble løftet ombord på plattformen. Tykke ståltverrsnitt og komponenter utenfor rekkevidden til gravemaskinene ble varmkuttet. Gravemaskiner ble brukt for å løfte ned avkuttete deler. Figur 7-9 viser to gravemaskiner som samarbeider for å løfte ned en del av et rør.



> *Figur 7-9: To gravemaskiner som samarbeider ved løft*

Skrappmetallet ble lagret i kontainere og deretter transportert til AF Miljøbase Vats, som vist i Figur 7-10 og Figur 7-11. Transporten ble gjennomført av Heerema. 98 % av stålet ble gjenvunnet, bl.a. som armeringsjern.



> *Figur 7-10: Gravemaskin som sorterer og laster skrapmetall i kontainere*



> *Figur 7-11: Lasteskip som frakter skrapmetall til land*

Et eksempel på et dekkсанlegg som delvis har blitt fjernet ved bit-for-bit-metoden er overbygningen på bore- og produksjonsplattformen Frigg DP2. Innholdet videre i dette kapitlet er, hvis ikke annet nevnt, i sin helhet basert på Frigg Field Cessation Plan [36] og Frigg Field Cessation Plan Close Out Report [37]. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

Dekksanlegget ble fjernet mellom mars 2005 og september 2007 ved en kombinasjon av bit-for-bit og tungløft. Dekksanlegget hadde et fotavtrykk på 61x35 m og veide totalt omtrent 4 700 tonn (ekskludert dekkrammen). Dekksanlegget bestod av fire hovedmoduler, seks borepakker, et helikopterdekk og to plattformkraner. 24 brønner ble i løpet av 2003 og 2004 plugget ved hjelp av en jack-up borerigg og plattformen ble deretter rengjort for hydrokarboner.

Omtrent 20 % av dekksvekten ble fjernet bit for bit. Dette ble gjort med en gravemaskin påmontert hydraulisk saks. Samtidig ble modulene forberedt på å kobles fra hverandre og løftes over på tungløftefartøyet, se for øvrig kapittel 7.2.2. Arbeidet ble hovedsakelig utført av mannskap boende på DP2-plattformen, men da boligkvarteret ble stengt ned ble personellet flyttet over på andre plattformer på feltet. Dette påvirket naturligvis progresjonen i prosjektet.



> *Figur 7-12: Bit-for-bit fjerning av deler av dekkсанlegget på Frigg DP2*

7.2.2 Tungløftemetode

Innholdet i dette kapitlet er, hvis ikke annet nevnt, i sin helhet basert på Frigg Field Cessation Plan [36] og Frigg Field Cessation Plan Close Out Report [37]. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

Et eksempel på et dekkсанlegg som delvis har blitt fjernet ved bruk av tungløftemetode er dekkсанlegget på bore- og produksjonsplattformen Frigg DP2.

Ved fjerning ble noe materiale fjernet ved en bit-for-bit-metode, se kapittel 7.2.1, mens modulene ble fjernet ved bruk av tungløftefartøyet Saipem7000. Alle modulene ble løftet og plassert på dekket til S7000 før de ble fraktet samlet til land for disponering. Den tyngste modulen veide 944 tonn. Figur 7-13 viser øyeblikket da den siste av dekkmodulene ble løftet av stålunderstellet.



> *Figur 7-13: Den siste modulen som ble fjernet fra understellet på Frigg DP2*

7.2.3 Ettløftsmetode

Innholdet i dette kapitlet er, fram til annet nevnt, i sin helhet basert på Brent Field Decommissioning Programmes [38], Brent Delta Topside Decommissioning Programme [39] og Brent Topsides Decommissioning Technical Document [24]. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

Et eksempel på et dekkсанlegg som er fjernet i en ettløftsoperasjon er dekkсанlegget på Brent Delta. Dekkсанlegget hadde et fotavtrykk på 72x47 m og veide totalt om lag 24 200 tonn. Dekket ble fjernet av Pioneering Spirit [29]. Selve løftet tok kun 12 timer [40] og ble gjennomført 27. april 2017.



> *Figur 7-14: Dekksanlegget på Brent Delta*

Før dekkсанlegget ble fjernet, ble det grundig undersøkt om valg av fjerningsmetode for dekkсанlegget ville påvirke noen av de andre operasjonene omfattet av fjerningen av plattformen. Operasjonene som ble undersøkt var fjerning av betongunderstellet, fjerning og rensing av innholdet i lagercellene, fjerning og rensing av noe (olje-)materiale i skaftene og fjerning av borekaks på havbunn, på topp av cellene og i tricellene. Det ble konkludert med at en ettløftsmetode ikke ville skape implikasjoner for noen av de nevnte operasjonene. Den strukturelle integriteten av betongunderstellet etter at dekkсанlegget var fjernet ble analysert og funnet tilstrekkelig. I tillegg ble det besluttet at behandling av de ovennevnte materialene ikke var avhengig av dekkсанlegget.

Før fjerning av dekkсанlegget ble de følgende forberedelsene gjennomført:

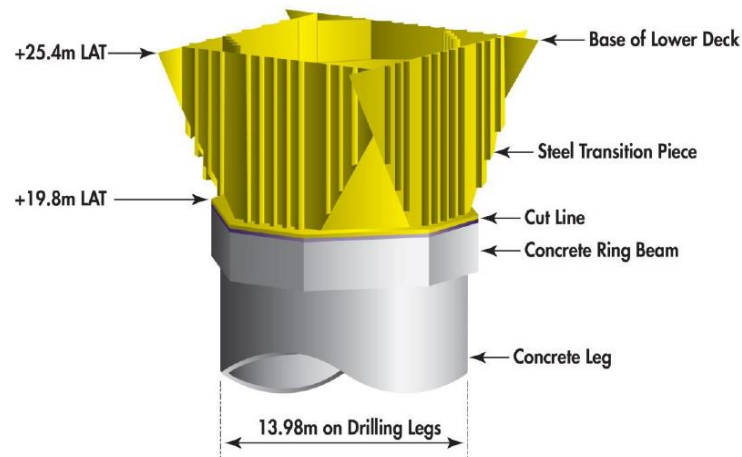
- > Strukturelle forberedelser for løfting
- > Vasking av prosessanlegget
- > Fjerning av konduktorer og rør
- > Kutting av skaftene

Strukturelle forberedelser av dekkсанlegget startet allerede i 2004. Det var i hovedsak dekkсrammen som ble forsterket for å kunne tåle påkjenningene i løfteoperasjonen.

Prosessanlegget ble rengjort og ventilert for å fjerne hydrokarboner.

Konduktorer og rør ble kuttet og de øvre delene fjernet før dekkсанlegget skulle løftes vekk. Dette gjorde det mulig å installere en plattform på innsiden av skaftene for å overvåke kuttprosessen. Skaftene ble kuttet med en diamantkutter i overgangen mellom stål og

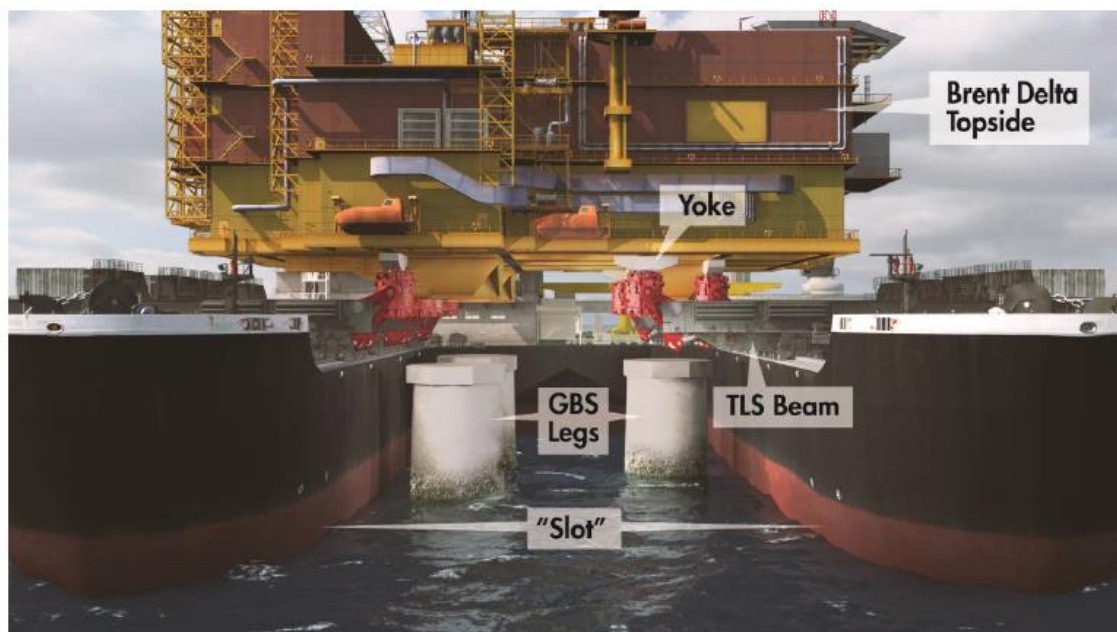
betong som vist på Figur 7-15. Etter hvert som kuttet framskred ble det plassert stålpater for å hindre at kuttet lukket seg og at kutteren satte seg fast.



> Figur 7-15: Lokasjon av kuttlinje for skaftene på Brent Delta

Dekksanlegget ble holdt på plass av en kombinasjon av friksjon og skjærbolter etter at kuttet var gjennomført. Det var dermed trygt for nødvendig personale å befinne seg om bord fram til løftefartøyet ankom.

Løfting av dekskanlegget ble gjennomført som beskrevet i kapittel 7.1.5. En illustrasjon av separasjon av understell og dekskanlegg er vist i Figur 7-16.



> Figur 7-16: Pioneering Spirit i posisjon rundt understellet på Brent Delta. Dekskanlegg separert fra understell.

Etter at dekskanlegget hadde blitt løftet av understellet ble det festet for transport på Pioneering Spirit. I transportfasen ble dekskanlegget kategorisert som «cargo», og de

nødvendige godkjenninger og klassifiseringer for å transportere materiale ansett som miljøskadelig ble anskaffet.

Dekksanlegget ble fraktet til kysten utenfor Middlesbrough hvor det ble overført til en leker og deretter til kaien hvor det skal bli disponert. Det er anslått at det vil ta mellom 12 og 18 måneder å demontere dekkсанlegget og at 97 % av materialet vil bli gjenvunnet [41].

Det videre innholdet i dette kapittelet er i sin helhet basert på Allseas Yme prosjektsider [42], inkl. deres oppsummeringsvideo som finnes på samme side. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

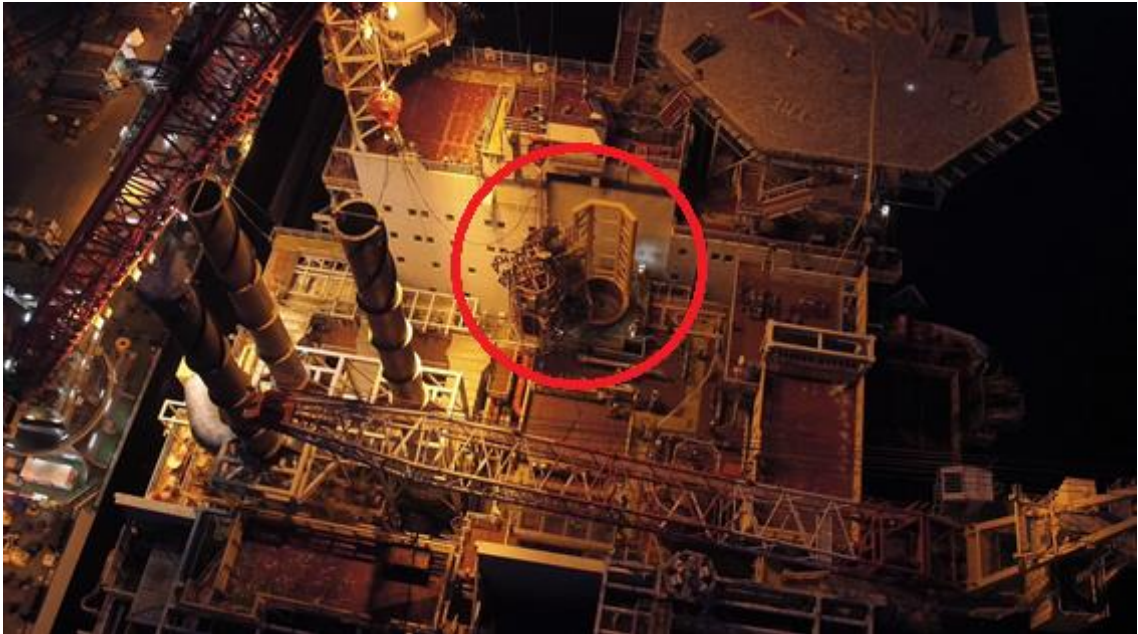
Et annet eksempel på et dekkсанlegg fullstendig fjernet i ett løft er dekkсанlegget på Yme MOPUstor. Dekkсанlegget ble fjernet av Pioneering Spirit i august 2016 og var det første løftet av slikt omfang. Plattformen har ikke produsert olje, da det etter flere forsinkelser og forbedringer ble oppdaget store konstruksjonsmessige usikkerheter og det i 2012 ble besluttet å avbemanne plattformen av sikkerhetsmessige årsaker.

Pga. beslutningen om avbemannning var det ikke mulig å forsterke dekkсанlegget før løft, og løftepunktene måtte dermed bli nøye utformet for å sikre et trygt og stabilt løft. Forberedelsene av dekkсанlegget var ellers mindre omfattende enn for eldre plattformer, da rengjøring av hydrokarboner ikke var nødvendig. Søylene inneholder ikke noe utstyr så forberedelser av disse var minimal. I tillegg er det planlagt at caissonen og dens tilhørende dekkсанlegg skal gjenbrukes, så utstyr her er heller ikke fjernet. Brønner som er koblet til Yme-plattformen er kun midlertidig plugget da det er planlagt at produksjon på feltet skal gjenopptas [43].

Ved ankomst av Pioneering Spirit ble utstyr for kutting av plattformbena løftet om bord fra akterenden av fartøyet og montert inne i søylene som vist i Figur 7-17 og Figur 7-18.



> *Figur 7-17: Ankomst av Pioneering Spirit. Maskiner for kutting av søylene løftes om bord på dekkсанlegget.*



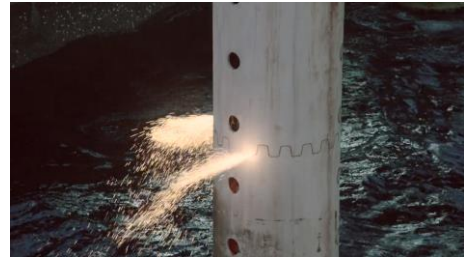
> *Figur 7-18: Maskiner for kutting monteres inne i søylene.*

Pioneering Spirit ble deretter rotert og plassert slik at løftepunktene kunne overta vekten av dekkplanlegget. Legg merke til det delvis nedsenkede skroget ved start av vektoverføring som vist på Figur 7-19.



> *Figur 7-19: Start av vektoverføring fra plattformunderstell til Pioneering Spirit*

Da all vekt var overført løftefartøyet ble de tre plattformbena kuttet simultant. Denne operasjonen var også avhengig av Pioneering Spirits aktive bevegelsessystem for å forhindre relativ bevegelse mellom dekkplanlegg og understell. Søylene ble varmkuttet som vist i Figur 7-20.



- > *Figur 7-20: De tre søylene på Yme MOPU stor kuttes samtidig. Caissonen ses i forgrunnen av bildet til venstre.*

Den siste delen av løftet ble gjennomført ved bruk av de hydrauliske jekkene slik at kollisjon mellom det avkuttete dekket og de gjenstående bena ble unngått. Etter dette ble dekkсанlegget festet for transport og fraktet til Lutelandet hvor det ble overført til lekteren Iron Lady og deretter skiddet på land for disponering. Se Figur 7-21 og Figur 7-22.



- > *Figur 7-21: Dekksanlegg frigjort fra søylene og overført til Pioneering Spirit*



- > *Figur 7-22: Dekksanlegg overført til lekteren Iron Lady og deretter til land på Lutelandet*

7.2.4 Reversert flyt-over

Det er, så vidt Dr.techn.Olav Olsen kjenner til, ikke gjennomført fjerning av noen dekkсанlegg i Nordsjøen ved bruk av en reversert flyt-over.

Det var i utgangspunktet planlagt at dekkсанlegget på stålplattformen Maureen som ble fjernet ved reflyting, se kapittel 8.2.4, skulle fjernes på denne måten, men vi har ikke klart å skaffe til veie dokumentasjon på hvordan dette faktisk ble utført.

7.2.5 Reversert installasjon

Kombinasjonen av fjerning bit for bit og ved tungløft av dekkсанlegget Frigg DP2 var i praksis en reversering av installasjonsmetoden. Beskrivelse av fjerning av dette dekkсанlegget finnes i kapittel 7.2.1 og 7.2.2.

8 BESKRIVELSE – FJERNING AV BUNNFASTE PLATTFORMUNDERSTELL

8.1 Teknologi og metode

Når et bunnfast plattformunderstell skal disponeres, kan man anvende tre mulige strategier [44]:

- > Fullstendig fjerning
- > Delvis fjerning
- > Ingen fjerning

Ved både fullstendig og delvis fjerning av plattformunderstellet må man ta stilling til alle de forskjellige disponeringsmetodene beskrevet i kapittel 11.

Det er viktig å presisere at OSPAR-beslutning 98/3 [9] gir følgende føringer for valg av fjerningsmetode:

- > For stålinstallasjoner, bunnfaste som flytende, er det generelt ikke tillatt med annen fjerningsmetode enn fullstendig fjerning til land
- > Det er allikevel mulig med unntak fra denne regelen for fundamentene for store bunnfaste stålinstallasjoner med understellsvekt på mer enn 10.000 tonn som er installert før 9. februar 1999. For disse konstruksjonene skal hvert enkelt tilfelle vurderes separat og det kan tillates delvis fjerning.
- > For betonginstallasjoner, bunnfaste som flytende, skal hvert enkelt tilfelle vurderes separat
- > Alle dekkсанlegg, uavhengig av type understell, skal fjernes fullstendig. Se kapittel 7 for mer informasjon.
- > I spesielle situasjoner, som f.eks. ved eksplosjon eller andre uforutsette hendelser, skal hvert enkelt tilfelle vurderes separat
- > OSPAR-beslutningen omhandler ikke rørledninger og kabler. Se kapittel 10 for mer informasjon om disse komponentene.

Generelt kan man klassifisere de eksisterende bunnfaste plattformunderstellene i kategoriene listet i Tabell 8-1. Alle bunnfaste betongunderstell er tyngdestabiliserte (GBS).

- > *Tabell 8-1: Ulike typer bunnfaste understell*

Materiale	Type	Typiske komponenter
Betong	Condeep	Skjørt, celler, skaft, dekkсramme
	Doris	Bunnplate, radielle vegger, Jarlanvegger, skaft, dekkсramme
	Ekofisk	Bølgebryter, celler, dekkсramme
	Andre (bl.a. Sea Tank, Andoc, Arup CGS)	Diverse

Stål	Jacket	Pæler eller sugeanker, stålramme, dekkstramme, (celler)
	GBS	Skjørt, stålramme, dekkstramme, (celler)
	Jack-up	Fundamentfot (spud can, lagertank el.), legger (rammeverk eller søyler/rør), skrog med jekkesystem (som oftest selvflytende)
	Lagertank (f.eks. Yme Storage)	Bunnplate, topplate, indre og ytre vegger

De vanligste installasjonsmetodene for slike typer plattformer er:

- > Installasjon ved bruk av lekter
- > Installasjon ved bruk av løftefartøy
- > Installasjon ved bruk av konstruksjonens oppdriftsvolum

Dette vil påvirke mulighetene man har for valg av fjerningsmetode og vil i de følgende kapitlene bli beskrevet der det er relevant.

I løpet av årene med utvikling av betongplattformer har det kommet til nye regelverk som også omhandler fjerning av plattformene. Den viktigste endringen i Norge mtp. fjerning kom i 1978 da det ble påbudt å designe plattformene også for fjerning. Ni av de totalt tolv bunnfaste betongplattformene på norsk sokkel er installert etter dette. Vedlegg A viser en historisk oversikt over standarder, regler og forskrifter relevant for design og fjerning av betongplattformer.

De neste kapitlene vil beskrive teknologi og metoder som er mulige å anvende ved fjerning av bunnfaste stål- eller betongunderstell. For eksempler på de forskjellige fjerningsalternativene henvises det til kapittel 8.2.

8.1.1 Reflyte betongunderstell

En reflyting (re-float) av et betongunderstell innebærer at man fjerner konstruksjonen i sin helhet ved å endre forholdet mellom vekt og oppdrift fram til man oppnår ønskelig dypgang. Dette kan gjøres med eller uten å fjerne konstruksjonens dekkspanlegg i forkant, se for øvrig kapittel 7. Deretter kan konstruksjonen taues til lokasjon for valgt sluttdisponering. Her er det flere mulige alternativer. Disse er beskrevet i kapittel 11.

Som forarbeid til reflytingsoperasjonen må plattformens tilstand kartlegges. Dette omfatter blant annet vurdering av strukturell tilstand og eventuelle skader som har oppstått. Det innebærer også gjennomgang av mekanisk utstyr, med hva som er/kan bli funksjonelt for reflyting. Reflytingsprosessen omfatter i hovedtrekk følgende steg:

- > Planlegging, inspeksjoner og tester
- > Offshore forberedelser; fjerning av borekaks og sedimenter, eventuell fjerning av deler av plattformdekket, tetting av konduktoråpninger og andre åpninger, installering og testing av reflytingssystem osv.
- > Deballastering til nøytral oppdrift over en periode for å redusere effektivspenningene i jorda
- > Hydraulisk jekking og ytterligere deballastering til skjørtene er frigjort fra havbunnen

- > Deballastering til transportdyppgang før plattformen slepes til sluttdisponering

Det er en rekke usikkerhetsmomenter knyttet til reflytingsoperasjonen. Størst betydning for vellykket reflyting har sannsynligvis beregning av uttrekksmotstanden til skjørtene og beregning av plattformvekten. Utfordringer som må løses kan være:

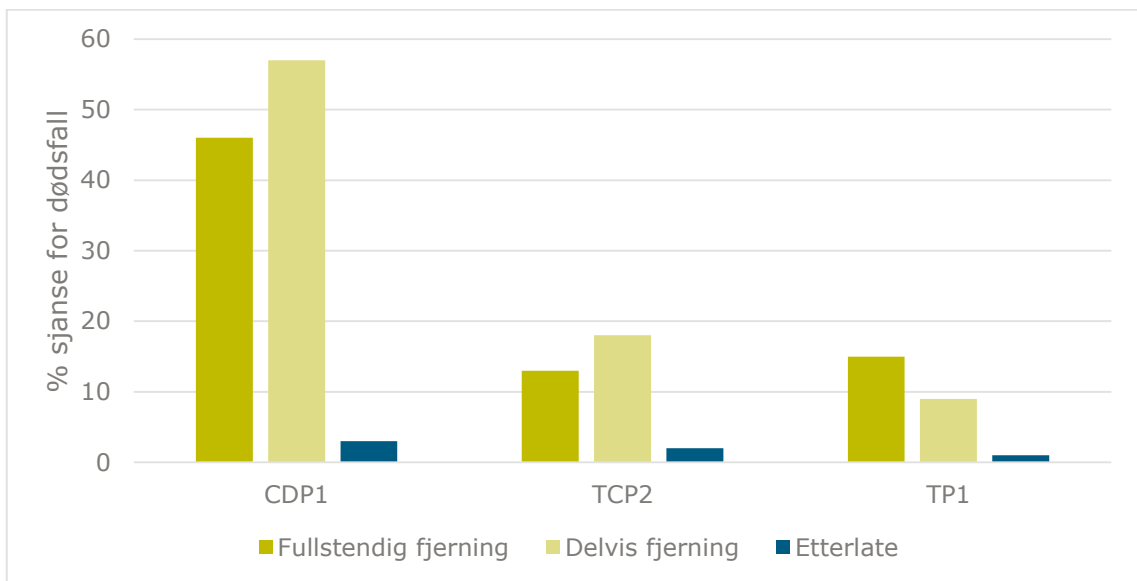
- > Tetting av konduktoråpninger
- > Manglende systemer for injisering av vann under basen (kan være groutet igjen etter installasjon)
- > Manglende strekkapasitet i skjørt og bunnplate
- > Usikkerhet i mengde borekaks og størrelse av jordpluggen i skjørtene som vil bidra til plattformvekt
- > Strengere regelverk ved fjerning enn installasjon kan resultere i for lite kapasitet ihht. oppdatert regelverk

For videre teknisk beskrivelse av reflyting av betongunderstell henvises det til Dr.techn.Olav Olsens rapport til Oljedirektoratet fra 2010 [45]. Rapporten tar i hovedsak for seg reflyting av Condeeper, men beskrivelsene er også overførbare for reflyting av andre typer betongunderstell. Spesielt har designet til Sea Tank (f.eks. Brent C), Andoc (f.eks. Dunlin A) og Arup (f.eks. North Ravenspurn) sammenlignbar utforming som en Condeep.

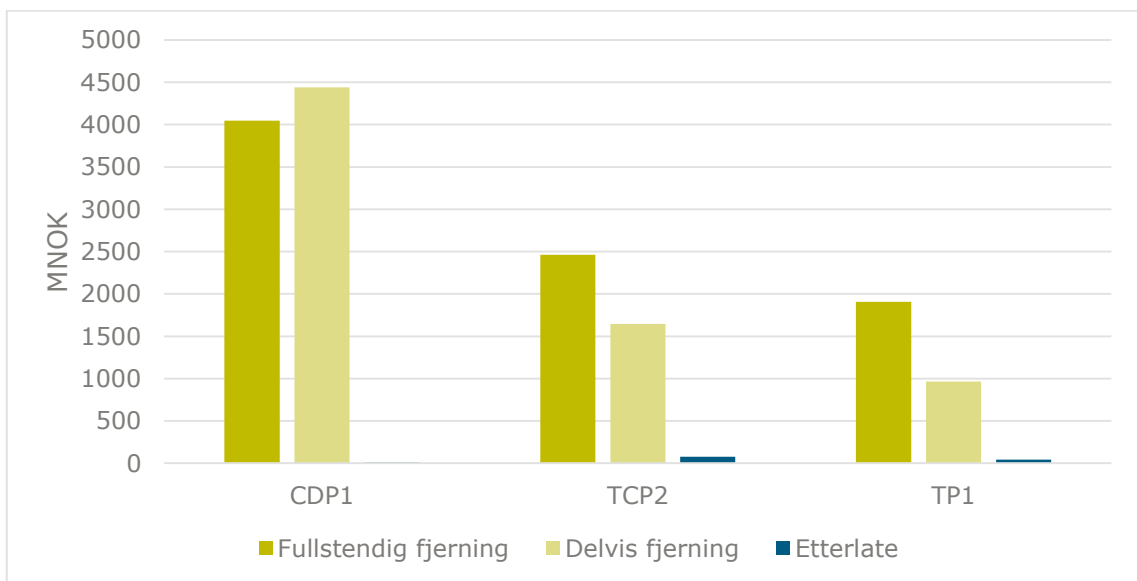
8.1.2 Etterlate betongunderstell på opprinnelig lokasjon

Etterlatelse av betongunderstell på opprinnelig lokasjon har blitt akseptert som løsning for de betongplattformene som er tatt ut av operasjon frem til nå. OSPARs føringer for fjerning av plattformer [9] åpner opp for muligheten for å etterlate tyngdestabiliserte betongunderstell, gitt at grundige analyser viser at dette er den beste løsningen. De tidligste plattformene er ikke designet for å tåle belastningen av en fjerningsoperasjon, men i 1978 innførte Oljedirektoratet dette som et designkrav på lik linje med grensetilstander i installasjon og operasjon, se Vedlegg A, og dette vil kunne gjøre fullstendig fjerning av de nyere plattformene mer aktuelt enn det har vært for plattformene som har blitt stengt ned til nå.

Det er i hovedsak forhold knyttet til usikkerhetene og utfordringene listet i kapittelet ovenfor som har blitt trukket fram i fjerningsprogrammene for de nedstengte betongplattformene som grunnlag for beslutninger om å etterlate understellene på feltet. Sammenlignende analyser for fjerning av betongplattformene på Frigg-feltet viser et eksempel på forholdet mellom risiko og kostnader for de forskjellige fjerningsalternativene. Risiko og kost er vist i Figur 8-1 og Figur 8-2 [36]. Figurene viser en vesentlig mindre risiko og kostnad ved å etterlate plattformene på opprinnelig lokasjon, enn ved delvis eller fullstendig fjerning.



> *Figur 8-1: Anslått risiko for dødsfall for de forskjellige fjerningsalternativene for betongplattformene på Friggfeltet [36]*



> *Figur 8-2: Anslåtte kostnader for de forskjellige fjerningsalternativene for betongplattformene på Friggfeltet [36]*

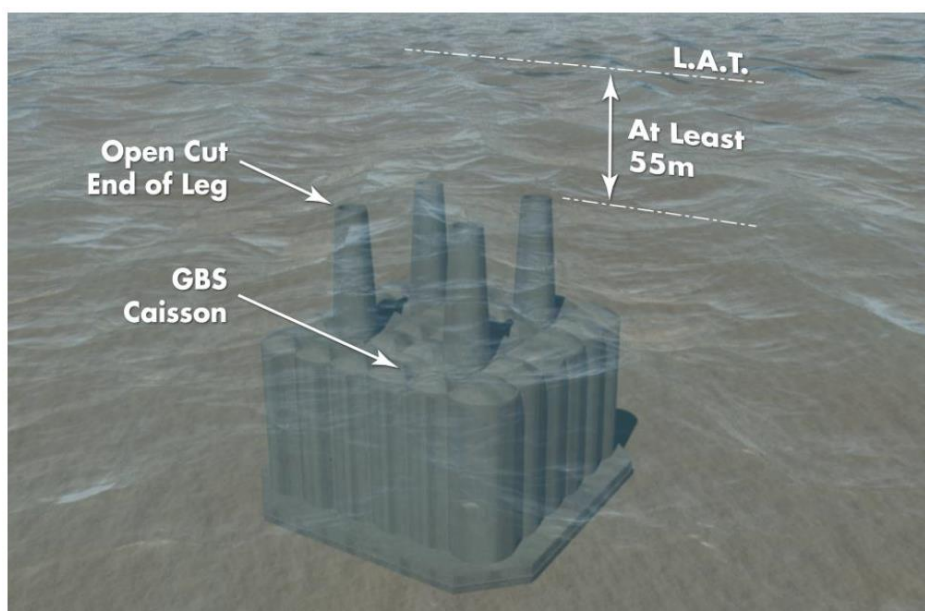
Hvis et betongunderstell skal etterlates på opprinnelig lokasjon, må følgende tiltak gjennomføres:

- > Dekksanlegg må fjernes (se kapittel 7)
- > Alle systemer må stenges ned
- > Alle rør må vaskes
- > Alt utvendig stål må fjernes
- > Eventuelle lagerceller må rengjøres (se kapittel 8.1.10)
- > Eventuelt avfall på havbunn må fjernes
- > Navigasjonsutstyr må monteres

8.1.3 Delvis fjerning av betongunderstell

Delvis fjerning av et betongunderstell vil i de fleste tilfeller bety kapping av skaft for å etablere fri seilingsdybde over nederste del av betongunderstelet. Ved etterlatelse av kassen på opprinnelig lokasjon må det gjennomføres de samme tiltak for å forhindre forurensing fra celleinnhold som for etterlatelse av hele konstruksjonen beskrevet i kapittel 8.1.2. De(t) avkuttete skaftene/skaftet kan enten transporteres til land for disponering på en av måtene beskrevet i kapittel 11 eller legges kontrollert på havbunnen ved den etterlatte konstruksjonen. En reflyting av et delvis disponert betongunderstell er ikke nødvendigvis noe enklere enn en reflytingsprosess som beskrevet i kapittel 8.1.1, og det er derfor videre i dette kapitlet fokusert på et scenario hvor den gjenværende delen av konstruksjonen skal bli værende igjen på opprinnelig lokasjon. Dette er det mest sannsynlige valget ved en delvis fjerning av et betongunderstell.

Fri seilingsdybde er i vedtak A.672 (16) fra International Maritime Organisation [46] definert som minimum 55 m, altså skal ingen deler av den delvis etterlatte konstruksjonen befines i en avstand mindre enn 55 m fra havnivået ved laveste astronomiske tidevann (LAT).



> *Figur 8-3: Eksempel på betongunderstell delvis fjernet med definisjon av minste frie seilingsdybde på 55 m [47]*

Som forberedende arbeider ved en delvis fjerning av et betongunderstell må mange av de samme tiltakene som beskrevet for fullstendig fjerning i kapittel 8.1.1 gjennomføres. Man kan i praksis si at sluttpunktet for etterlatelse av et betongunderstell på opprinnelig lokasjon kan defineres som startpunkt for en delvis fjerning. Dermed er det i dette kapitlet antatt at alt utvendig stål, innvendige fleksible rør og innvendige miljøskadelige komponenter, som f.eks. fluorescerende lysstoffrør, er fjernet. Hvis det er krav om rensing av cellene er det også antatt at dette er gjennomført. I og med at understelet sannsynligvis vil bli stående en stund på feltet mellom tidspunkt for fjerning av dekkсанlegg og kutting av skaft må også de samme tiltak for merking av understelet gjennomføres som beskrevet i kapittel 8.1.2. Det må også dokumenteres at understelet uten dekkсанlegg tåler de miljølasterne det kan bli utsatt for inntil kutteoperasjonen blir gjennomført.

I tillegg til disse forberedelsene må det gjennomføres mer omfattende forberedende arbeider på skaftene for å sikre frigjøring på kuttelevasjon samt hindre forurensing eller annen påvirkning på miljøet når skaftene etterlates åpne til sjø. Omfanget av dette arbeidet må vurderes fra prosjekt til prosjekt, men det kan bl.a. bestå av, men er ikke begrenset til, oppgavene i listen nedenfor:

- > Fjerne alle løse gjenstander i skaftene
- > Rengjøre alle gjenværende rør, evt. fjerne disse
- > Kutte over gjenværende stålrør inne i skaftet for enklest mulig kunne løfte den avkuttete delen

Disse oppgavene kan utføres ved tilgang fra toppen av skaftene etter fjerning av dekkсанlegg, evt. ved tilgang gjennom en åpning laget i skaftene.

Shell har i forbindelse med avslutning av Brent-feltet på britisk sektor gjennomført en omfattende sammenligning av de mulige disponeringsalternativene for de tre GBSene i betong (Brent B, C og D), deriblant å kutte skaftene 55 m under havoverflaten [38]. Sammenligningen belyser fire hovedutfordringer ved en delvis fjerning:

- > Kutting av armert betong (under vann)
- > Festing av løfteanordning
- > Løft og transport
- > Mottak og opphugging av den avkuttete delen på land

Selve kuttingen av betongskaftet kan i teorien gjennomføres ved bruk av:

- > Diamantsag
- > Hydraulisk oppdeling
- > Hammer
- > Ekspanderende kjemikalier
- > Vannkutter
- > Eksplosiver
- > Termisk lanse
- > Diamantwire (DWC)

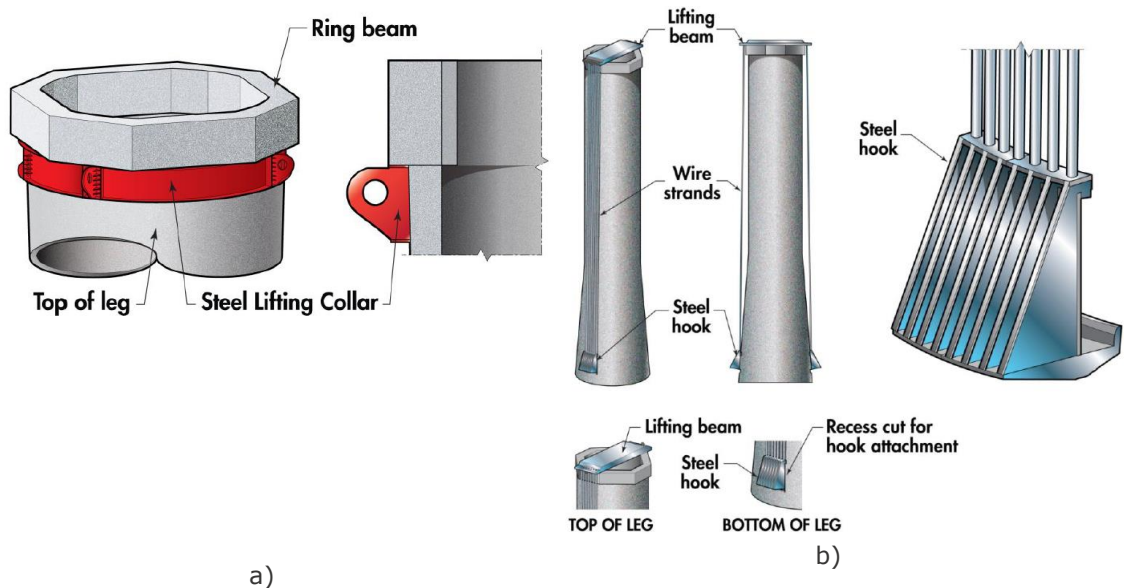
Kværner har utført studier for kutting av skaftene på Brentplattformene [48] [49] og konkluderte med at den *eneste mulige kuttemetoden er å bruke DWC*. Denne metoden har deretter blitt testet onshore av Cut UK som verifiserte at en DWC kan klare å kutte gjennom armert betong, med sammenlignbar trykkbelastning som i et skaft offshore, men kun hvis det blir montert avstandsplater på kuttflaten etter hvert som kuttet gjennomføres for å hindre fastlåsing av DWCEn.

Hovedutfordringene knyttet til kutting av armert betong under vann er forbundet med tiden det tar å kutte hvert skaft og det tilgjengelige værvinduet, påliteligheten til diamantkutteren og risikoen for at denne ikke skal klare å fullføre kuttet og tilgjengeligheten og påliteligheten til utstyr påkrevd for å holde kuttet åpent og dermed hindre fastlåsing av diamantkutteren.

Det er også viktig å analysere stabiliteten til den avkuttete delen etter hvert som kuttet gjennomføres for å finne optimale værvindu, og/eller om det er nødvendig med ekstra tiltak under kutting for å hindre at den øverste delen skal falle ukontrollert over kassen. Hvis man skulle ønske å kutte skaftet i flere små biter for å redusere nødvendig løftekapasitet er det

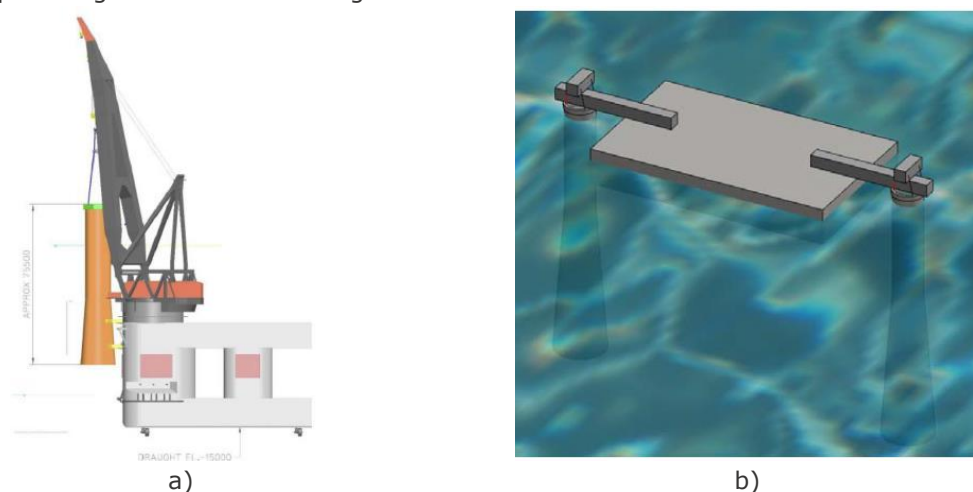
spesielt viktig å verifisere stabiliteten, eller definere ekstratiltak, da friksjonen i kuttflaten vil reduseres betraktelig og dermed også begrense tillatt bølgehøyde.

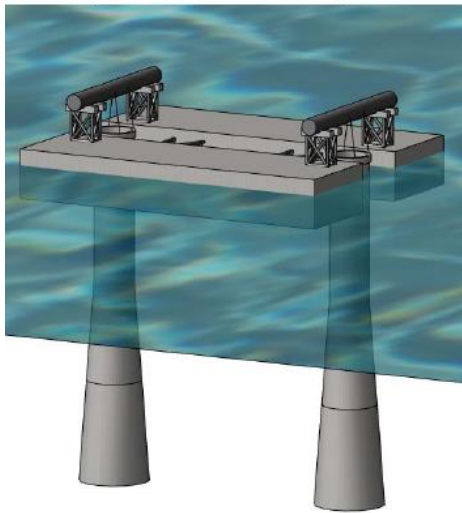
Hvis den avkuttete delen skal fjernes er det essensielt å verifisere det avkuttete skaftets strukturelle integritet ved festing av løfteanordningen. Både med tanke på lokal kapasitet rundt festeordningen, men også hele den avkuttete delens kapasitet når skaftet skal løftes og transporteres. Løfteanordninger må utarbeides for hvert enkelt prosjekt, men kan f.eks. bestå av en løftering rundt øvre ringbjelker eller en stålkrok festet i bunn av den avkuttete delen som vist på Figur 8-4.



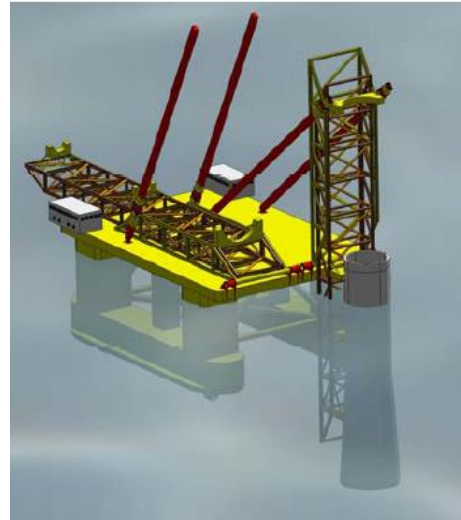
> *Figur 8-4: Mulige løfteanordninger for løft av avkuttet del av skaft, a) løftering rundt øvre ringbjelke, b) stålkrok festet i bunn av skaft [47]*

For å kunne løfte et avkuttet skaft kreves tungløftefartøy med relativt høy kapasitet. Eventuelt kan man som nevnt over kutte skaftet opp i mindre seksjoner og løfte av etter hvert. Dette vil redusere behov for tungløftefartøy, men introdusere andre ulemper som behov for betydelig flere værvinduer og dårligere stabilitet av avkuttet del. Skaftet må etter kutting løftes og transporteres til land. Her er det i prinsippet mange mulige løsninger, men også her må det verifiseres at den avkuttete delen har god nok kapasitet. Noen eksempler på transporteringsmetoder er vist i Figur 8-5.





c)



d)

- > *Figur 8-5: Eksempler på transporteringsmetoder av avkuttete skaft. a) Vertikalt i tungløftefartøy [47]. b) Vertikalt hengende fra enkel leker [50] c) Vertikalt hengende fra dobbel leker [50] d) Vertikalt hengende fra Hywind Installer [50]*

Hvis den avkuttete delen skal disponeres på havbunn rundt den gjenstående delen av konstruksjonen, bør også dette gjennomføres ved bruk av løftefartøy, da en ukontrollert velt av et avkuttet skaft kan skade caissonen og skape usikkerhet rundt konstruksjonens integritet og påvirkning på miljøet. Dr.techn.Olav Olsen har i en studie rundt fjerningsalternativer for Brentplattformene [50] konkludert med at det er høy sannsynlighet for brudd i celler ved en slik velt.



- > *Figur 8-6: Eksempel på avkuttete skaft disponert på havbunnen rundt gjenstående del av konstruksjonen [36]*

En delvis fjerning som beskrevet over krever et værvindu som er relativt rolig. For hvert enkelt prosjekt må det gjennomføres studier for å finne ut om muligheten for å oppnå det nødvendige værvinduet er stor nok, og om risikoen for at været i et slikt vindu skal forverres til et nivå hvor operasjonen må avbrytes er liten nok. Denne risikoen må tas med i helhetsvurderingen ved valg av fjerningsmetode.

8.1.4 Bit for bit av betongunderstell

Det er i teorien mulig å fjerne betongunderstell ved en bit-for-bit-metode (piece small), som betyr å kutte konstruksjonen opp i biter små nok til å løftes over i containere for transport til

disponeringsanlegg på land. Dette vil for en betongkonstruksjon i praksis innebære svært mange timer arbeid offshore, og en del av arbeidet vil også måtte bli utført i plaskesonen. Det er derfor valgt, basert på tidligere sammenlignende analyser, å ikke beskrive denne metoden da den virker å være usannsynlig for betongkonstruksjonene i Nordsjøen.

8.1.5 Reflyte stålunderstell

På samme måte som betongplattformene er noen stålplattformer utformet for å kunne reflytes (re-float). Dette krever at konstruksjonen har tilstrekkelig oppdriftsvolum tilgjengelig til å flyte med en gitt dyppgang. Dette oppnås for stålkonstruksjoner som oftest ved å pumpe vann ut av lagerceller (for en betongkonstruksjon kan man også tørrelegge skaft for økt oppdrift, men dette finnes vanligvis ikke på stålkonstruksjoner). Operasjonen med å frigjøre konstruksjonen fra havbunnen vil vanligvis assisteres av pumper for å skape overtrykk under skjørt eller anker.

Mange av punktene for reflyting av en stålkonstruksjon er de samme som for en betongkonstruksjon beskrevet i kapittel 8.1.1. En av forskjellene ligger i antallet konstruksjonselementer/celler som må overvåkes og frigjøres. For et typisk betongunderstell kan et slikt antall være alt fra 7 til 19+, noe som skaper stor usikkerhet med tanke på tetthet og strukturell kapasitet. Dette antallet er ofte lavere for en stålkonstruksjon, noe som gjør operasjonen enklere og mer forutsigbar.

Et alternativ for å reflyte en stålkonstruksjon (eventuelt en liten betongkonstruksjon) er å montere oppdriftsbøyer på understellet. Et eksempel på dette er vist i Figur 8-7. Ved en slik metode kan man oppnå tilstrekkelig oppdrift for å reflyte konstruksjonen uten at den i utgangspunktet var designet for å flyte. Ved fjerning på en slik måte må man forsikre seg om at konstruksjonen har tilstrekkelig strukturell integritet i og rundt festepunktene, og man må påse at det ikke finnes objekter som hindrer montering av oppdriftstankene.

I en reflyteprosess vil tilgjengelig oppdriftsvolum og flytestabilitet i hovedsak styre hvor mye utstyr som må fjernes før prosessen kan startes. I prinsippet er det mulig å beholde dekkсанlegg, fastmonterte rør og annet utstyr så lenge det er forsvarlig rengjort og hindret fra å løsne under transport, men dette vil øke behovet for oppdrift og/eller øke dyppgangen ved transport. Spesielt å beholde dekkсанlegget vil ha negativ effekt på stabiliteten.



- > *Figur 8-7: Eksempel på en ståljacket fjernet ved reflyting ved hjelp av oppdriftsbøyer (Frigg DP2 [37])*

8.1.6 Bit for bit av stålunderstell

En bit-for-bit-fjerning (piece small) av stålunderstell vil innebære å kutte konstruksjonen opp i mindre deler og frakte disse til land i containere, som beskrevet for dekkсанlegg i kapittel 7.1.2. En slik operasjon vil kreve et betydelig antall kutt under vann, som igjen øker kostnadene, og det er derfor ikke vanlig å fjerne stålunderstell på denne måten. Det er heller ønskelig å utføre så få kutt som mulig, noe som gjør at man heller velger fjerning av stålunderstell del for del som en tungløftemetode (eller piece large). Dette er beskrevet i kapittel 8.1.7.

8.1.7 Tungløft av stålunderstell

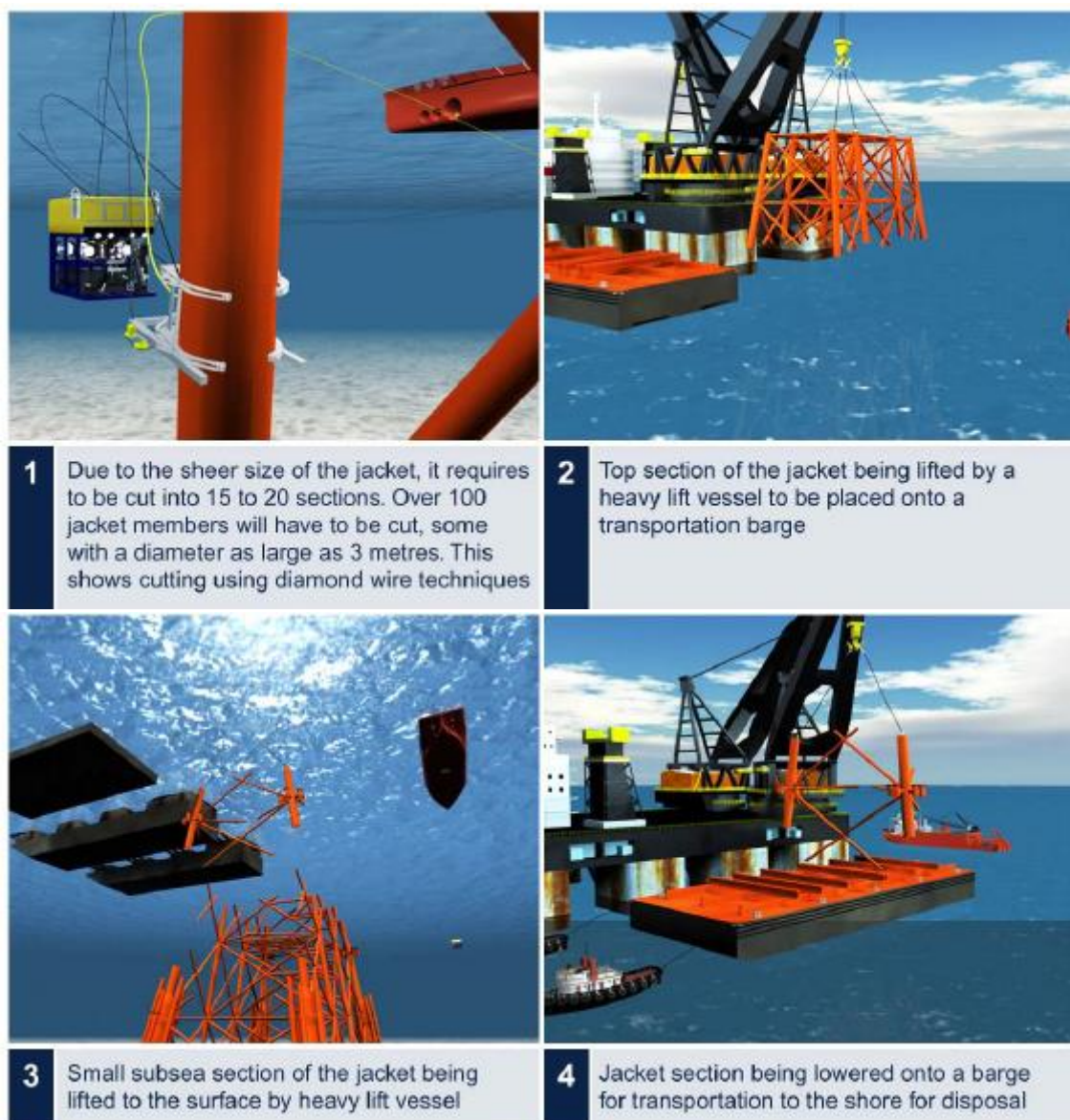
En tungløftoperasjon (heavy lift) av et stålunderstell vil gjennomføres ved å kutte understellet opp i store moduler som deretter løftes over på en leker eller et annet transportfartøy. Tungløftefartøy kan også ta seg av fjerningen av konduktorer og andre komponenter i tilknytning til plattformen.

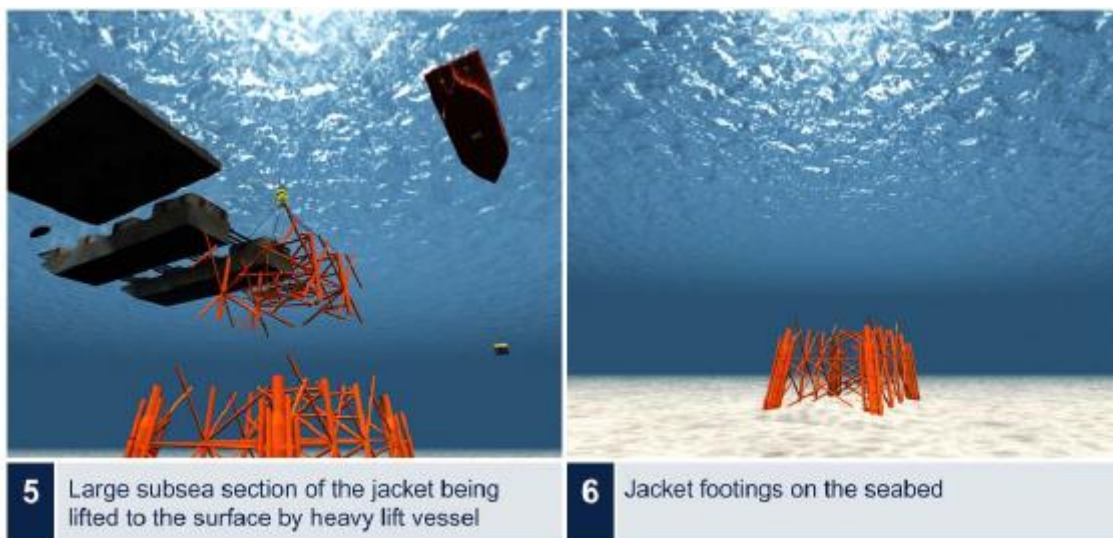
Før et understell kan fjernes på denne måten, vil vanligvis dekkсанlegg og rør være rengjort og fjernet på forhånd. Ved mindre understell er det derimot mulig å løfte dekkсанlegget og deler av understellet samtidig mens de fortsatt er koblet sammen.

Det kan være stor risiko forbundet med det å koble et tungløftefartøy til et objekt under vann uten å vite hvor stor vekt som vil overføres til fartøyet. Ved tungløft er det derfor svært viktig å planlegge plasseringen av hvert kutt og beregne vekt av hver avkuttet del slik at man er sikker på at tungløftefartøyet har tilstrekkelig løftekapasitet. Det er også viktig å analysere den dynamiske oppførselen til de avkuttede delene når de føres opp og ut av vannet.

Nederste del av understellet fjernes ved å kutte pælene som beskrevet i kapittel 8.1.11 og løftes opp på samme måte som de øvrige delene av understellet. I enkelte tilfeller vil det være akseptabelt å etterlate fundamentet på havbunnen, se kapittel 8.1.9.

Figur 8-8 viser prinsippet for en tungløfteoperasjon av et stort stålunderstell.





- > *Figur 8-8: Skisse av fjerning av et stort stålundestell ved tungløftemetoden eksemplifisert av North-West Hutton [51]*

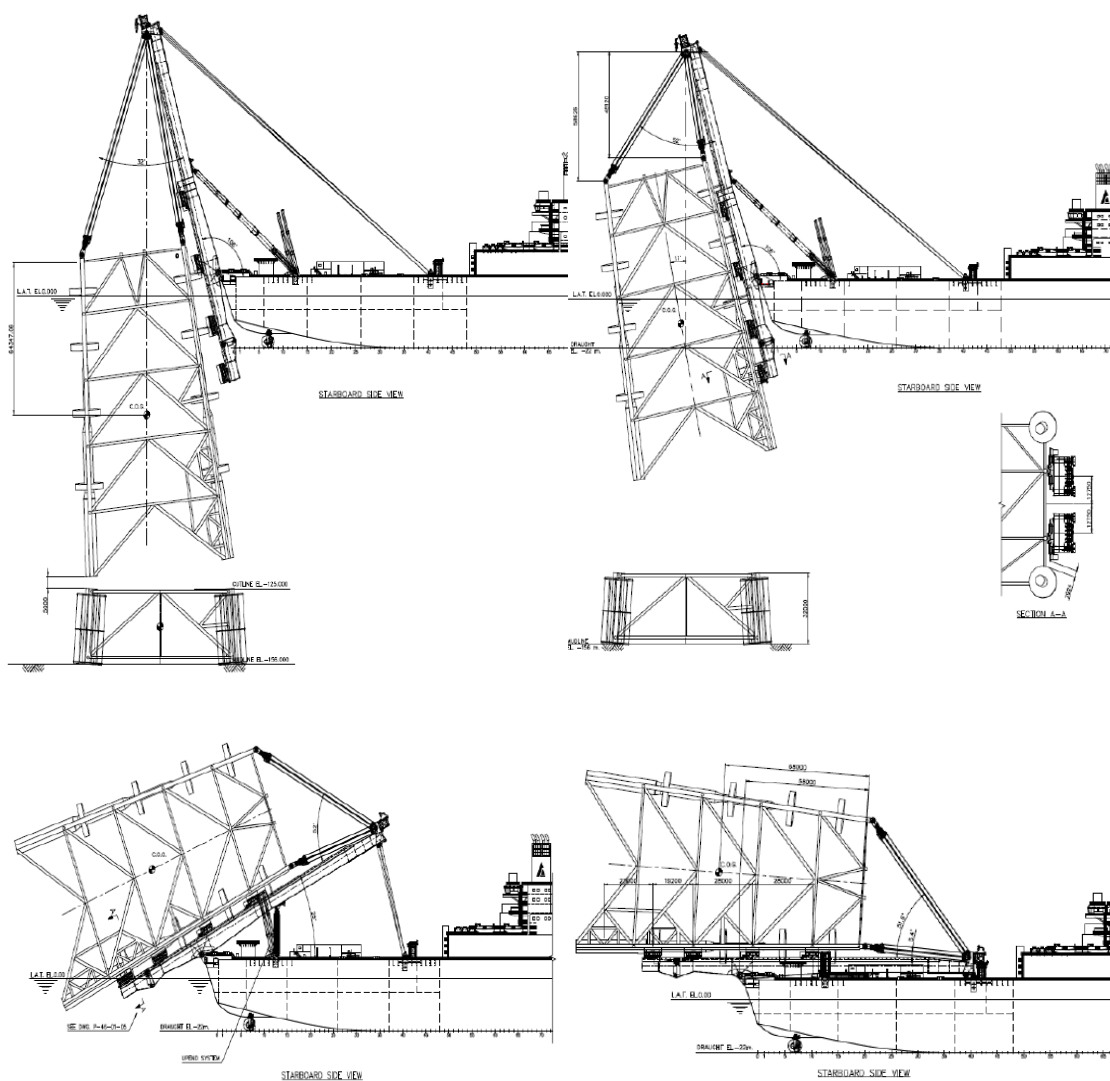
8.1.8 Ettløft av stålundestell

En ettløfts fjerning (single lift) av et understell vil ligne på metoden beskrevet ovenfor for tungløft. Forskjellen er at ved en ettløfts metode vil hele understellet løftes i én operasjon. Dette reduserer dermed antall kutt som må utføres og det er også mulig å klargjøre løfteanretningen på understellet før ankomst av tungløftefartøyet. For tilstrekkelig små plattformer er kan det også være en mulighet å løfte dekkplanlegget og understellet samtidig.

Før løftet skal utføres er det viktig å kontrollere styrken på løftepunktene. Dette gjøres på en ikke-destruktiv måte for å unngå skader ved en eventuell svakhet. Hvis nødvendig må konstruksjonen forsterkes. Dette kan f.eks. være nødvendig hvis det har oppstått stor slitasje i løpet av levetiden eller hvis det har skjedd andre uhell som har påvirket konstruksjonens styrke.

Etter løftet kan understellet overføres til en leker, enten vertikalt eller horisontalt, eller det kan fraktes hengende i kranen, tilstrekkelig festet for transport.

Prinsippet for fjerning ved ettløft og transport bort i horisontal posisjon på tungløftefartøyet er vist i Figur 8-9.



- > *Figur 8-9: Skisse av fjerning av stålunderstell ved ettløftsmetoden eksemplifisert av Murchison [52]*

8.1.9 Etterlate stålunderstell på opprinnelig lokasjon

På bakgrunn av de strenge kravene for etterlatelse av stålkonstruksjoner gitt i OSPAR-beslutning 98/3 [9], vil dette alternativet ikke beskrives i detalj i denne rapporten.

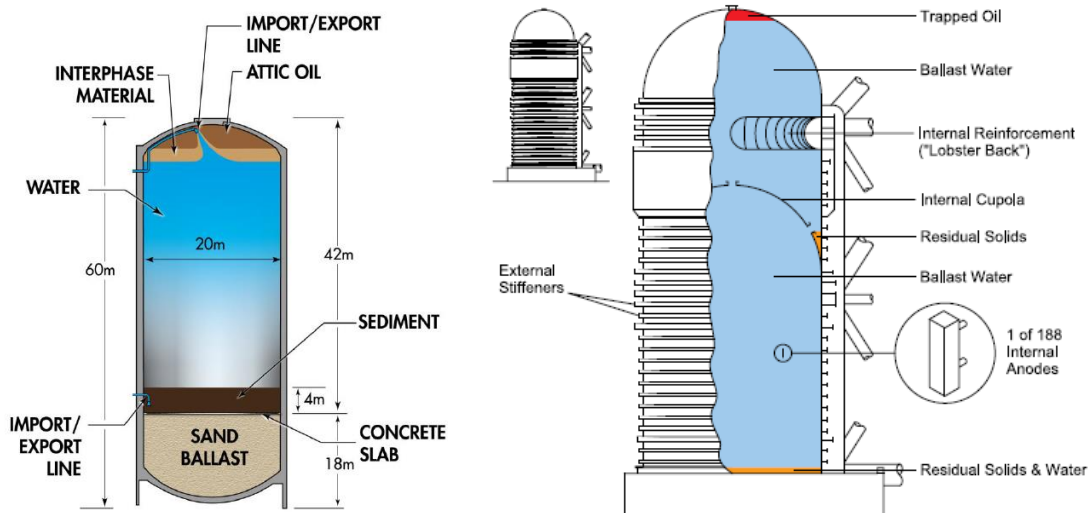
Selv om det er strenge krav til fullstendig etterlatelse av stålunderstell, er det relativt vanlig å få aksept for å etterlate deler av konstruksjonen som er i tilknytning til fundamenter/pæler. For store konstruksjoner vil en fullstendig fjerning av dette ofte innebære for stor risiko med hensyn til sikkerhet for personell og teknisk gjennomførbarhet, da ukjente forhold ved strukturell tilstand, overflødig grout, grunnforhold osv. kan påvirke fjerningsoperasjonen i svært stor grad.

8.1.10 Håndtering av celleinnhold

Før en plattform med lagerceller kan fjernes, må innholdet i alle cellene kartlegges. For et oljelager vil de følgende komponentene som oftest være til stede:

- > Fast ballast av noe slag
- > Sedimenter
- > Vann
- > Overgangsmateriale
- > Restolje

En illustrasjon av det forventede celleinnholdet i lagertanker ved produksjonsstopp er vist i Figur 8-10.



- > *Figur 8-10: Forventet celleinnhold i lagercellene på venstre: Brent-plattformene (betong) og høyre: Maureen-plattformen (stål) ved endt produksjon*

Alle disse komponentene inneholder/kan inneholde miljøfarlig materiale og utslipp må unngås. Ved valg av fjerningsmetode må det dermed vurderes om rengjøring av cellene må gjennomføres før fjerning, for å hindre fare for utslipp under transport, eller om risikoen for utslipp under transport er så liten at rengjøringen heller kan gjennomføres ved/på land. Det vil være enklere å gjennomføre rengjøring ved/på land, men ofte er det ikke forsvarlig å utsette rengjøringen til dette tidspunktet.

Hvis et understell som inneholder lagerceller skal etterlates på feltet har praksis til nå vært at cellene da må rengjøres og det må dokumenteres at innhold av forurensende stoffer er under akseptable nivåer, eventuelt at disse stoffene ikke kommer til å utgjøre noen fare for liv, helse eller miljø på stedet. Enkelte rapporter nevner derimot at det i framtiden kan være hensiktsmessig å undersøke nedbrytingen av hydrokarboner i celler som stenges helt for kontakt med miljøet på utsiden og om det i så fall kan være akseptabelt å ikke rengjøre disse.

8.1.11 Kutting av pæler

Et vesentlig tema innenfor fjerning av bunnfaste understell er kutting av pæler. For store konstruksjoner kan dette være problematisk, og det er i OSPAR-beslutning 98/3 [9] åpnet for å etterlate fundamenter for store stålkonstruksjoner og betongfundamenter for flytende innretninger.

For mindre konstruksjoner vil kutting av pælene ofte gjøres under sjøbunn for å etterkomme kravene i OSPAR-beslutning 98/3. Kutting av pæler kan gjennomføres fra innsiden eller

utsiden av pælene eller med eksplosiver, men det siste alternativet er lite brukt i Nordsjøområdene pga. hensyn til det marine miljøet. Hvis kutting skal skje fra innsiden må jordmasser inne i pælen fjernes før kutting, enten ved å suges opp eller ved hjelp av boreutstyr. Boreutstyr brukes hvis jordpluggen i pælene er for kompakt til å kunne suges opp. Ved groutede pæler, eller hvis tilkomst ellers er hindret, vil pælen kuttes fra utsiden. I så tilfelle kan man enten fjerne så mye masser rundt pælen at man får en kuttlinje som er lokalisert godt under havbunn eller man kan kutte på skrå gjennom jord og pæl samtidig [53].

8.2 Eksempler på fjernede plattformunderstell

8.2.1 Betongunderstell fjernet ved reflyting

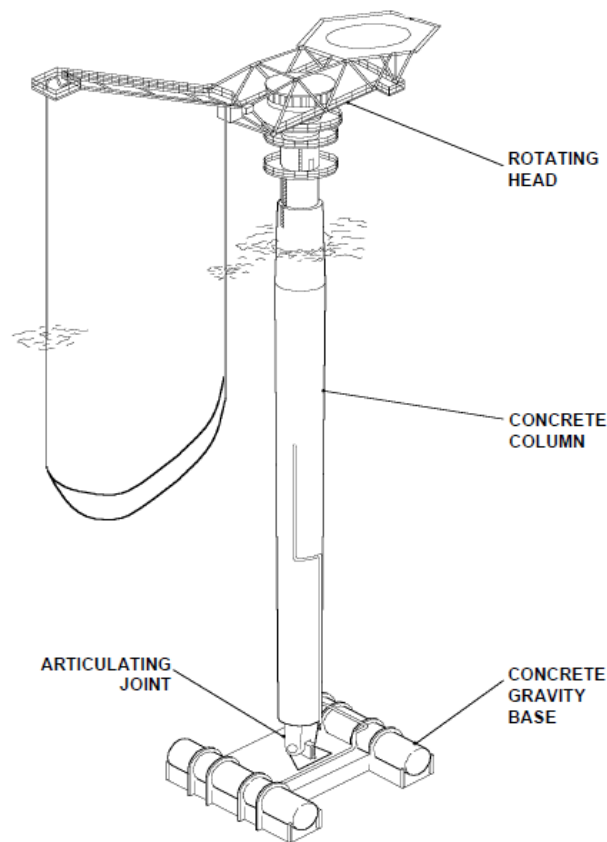
Det finnes ingen eksempler på betongunderstell på norsk sokkel som er fjernet ved reflyting. Dette kan delvis forklares ved at de to tidligste plattformene, Frigg TCP2 og Statfjord A, ikke ble designet for å reflytes, og det har dermed blitt konkludert med at det ikke kan garanteres for den strukturelle integriteten ved en reflyting uten først å gjøre svært omfattende sikringstiltak. Den andre forklaringen er at de fleste av disse betongplattformene fortsatt er i produksjon. Av de tolv bunnfaste betongplattformene installert på norsk sokkel, er det kun to som er tatt ut av drift; Frigg TCP2 og Ekofisk T. Begge disse er etterlatt på opprinnelig lokasjon, se kapittel 8.2.2 for beskrivelse av prosessen rundt fjerning av TCP2.

I tillegg til disse tolv plattformene på norsk sokkel er det totalt 17² andre betongunderstell i Nordsjøen, hvorav seks er nedstengt og disponert. Av disse seks har totalt tre konstruksjoner blitt fjernet ved reflyting (Schwedeneck A og B og lastesøylen på Maureen). De tre andre (Frigg CDP1, MCP-01 og TP1) er etterlatt på opprinnelig lokasjon på samme måte som Frigg TCP2. Brent B, C og D er også foreslått etterlatt på denne måten. Dette er oppe til vurdering hos britiske myndigheter når denne rapporten blir utarbeidet [5].

Lastesøylen på Maureen bestod av en betongsøyle og et firkantet betongfundament som vist i Figur 8-11 [54]. Søylene var 89 m høy med en diameter på 9-6.5 m, mens betongfundamentet bestod av to 28 m lange rør med diameter på 9 m festet sammen av betongbjelker på tvers. Forberedende arbeider for å flytte lastesøylen besto av:

- > Rengjøring av rørledning
- > Installasjon av deballasteringsutstyr på betongfundamentet
- > Installasjon av ballastering- og deballasteringsutstyr på betongsøylen
- > Frakobling av rørledning
- > Forberedende installasjoner for tauing

² Inkludert lastesøylen på Maureen og betonlageret på Harding



> *Figur 8-11: Lastesøyle og betongfundament på Maureen [54]*

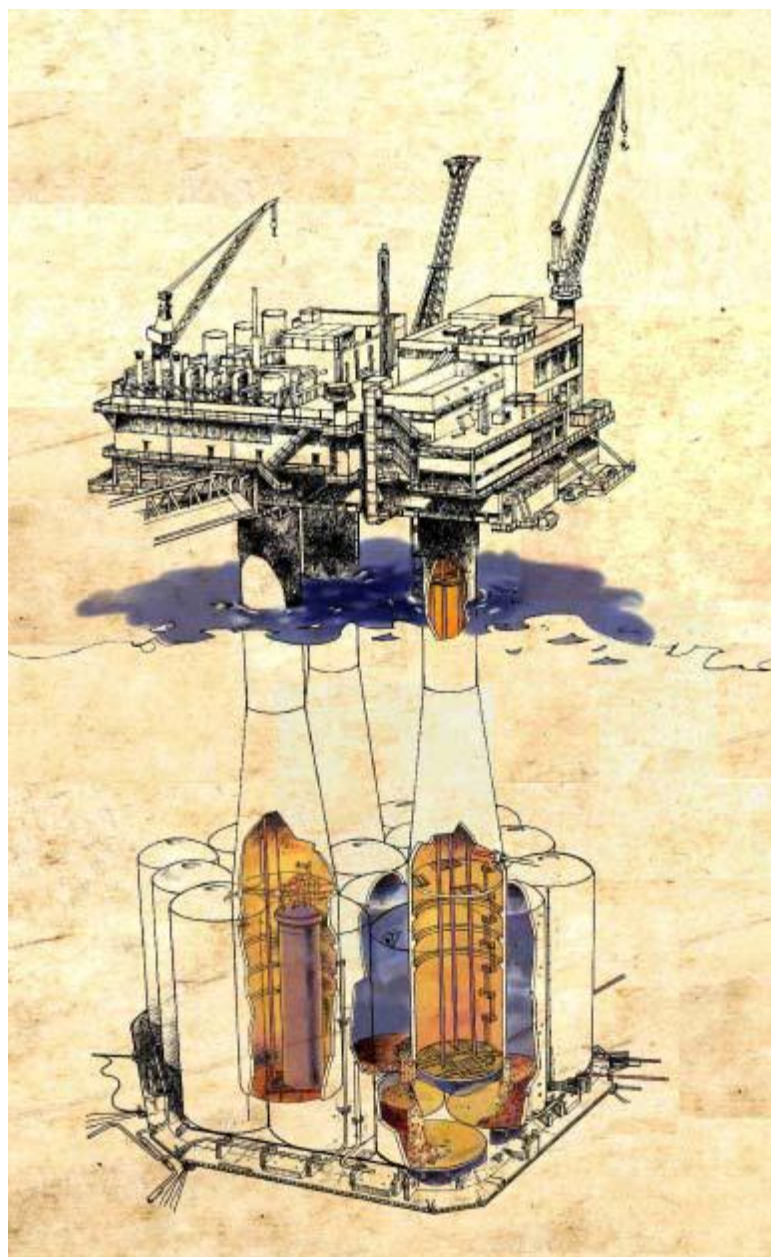
Ved reflyting ble betongsøylen og betongfundamentet deballastert simultant og hhv. 400 m³ og 1300 m³ ballastvann ble pumpet ut. Forholdet mellom deballastering av fundamentet og søylen ble valgt basert på ønskelig dypgang og for å minimere krefter i koblingspunktet mellom de to konstruksjonene ved tauing. Skjørtene på betongfundamentet var enkle gummiskjørt som ble frigjort ved bruk av høytrykksspylere. Deballasteringen resulterte i en dypgang på 88 m, og betongsøylen og -fundamentet ble tauet i vertikal posisjon med denne dypgangen til Stord hvor de ble gjenbrukt som bølgebryter i en havn for fritidsbåter [55]. Taeliner ble festet i eksisterende punkter på betongsøylen ved hjelp av dykkere.

Det er verdt å merke seg at størrelse og vekt av Schwedeneck A og B og lastesøylen på Maureen er vesentlig mindre enn mange av de andre betongunderstellene i Nordsjøen og Norskehavet.

8.2.2 Betongunderstell etterlatt på opprinnelig lokasjon – Frigg TCP2

Innholdet i dette kapittelet er, hvis ikke annet nevnt, i sin helhet basert på Frigg Field Cessation Plan [36] og Frigg Field Cessation Plan Close Out Report [37]. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

Et eksempel på betongunderstell etterlatt på opprinnelig lokasjon er understellet til behandlings- og kompressorplattformen TCP2 (Treatment and Compression Platform 2) på Frigg-feltet vist på Figur 8-12.



> *Figur 8-12: Frigg TCP2 Condeep*

TCP2 er en typisk 19 cellers Condeep med tre skaft. Plattformen holdes på plass av en kombinasjon av egenvekt av understell og dekkсанlegg og ballastvann i cellene. Lateral forskyvning forhindres av skjørt og dybler som er penetrert omtrent 5-10 m ned i havbunn. Mellom bunn av cellene og havbunn er det injisert 13 725 m³ grout for å sikre lastoverføring og fastholdning. Plattformen består ellers av 60 000 m³ betong, 69 920 tonn ballastvann, 1 603 tonn stål på utsiden av understellet og 483 tonn stål på innsiden av skaftene, ref. Tabell 4.3 i Frigg Field Cessation Plan [36]. Av stålet på utsiden av understellet har totalt 739 tonn blitt fjernet, ref. Tabell 5 i Frigg Field Cessation Plan Close Out Report [37].

Stortinget godkjente i januar 2004 at betongunderstellet for denne plattformen kunne etterlates på feltet [56] etter en grundig utredning og sammenligning av de mulige

alternativene gjennomført av Total E&P i 2001³ [36]. Andre alternativer som var del av utredningen var å reflyte understellet for oppkutting på land, reflyte understellet for disponering på dypt vann og å kutte skaftene 55 m under havnivå, løfte de avkuttete delene av og frakte til land og la resten av understellet bli igjen på havbunn.

Total E&Ps sammenligning og Olje- og energidepartementets vurdering ble basert på teknisk gjennomførbarhet, trygghet for personell og miljøet, fjerningskostnader og følger for andre brukere av havet og konkluderte med at den totale risikoen og kostnadene ved hel eller delvis fjerning av betongunderstellet var uakseptable. Forslaget ble lagt fram for de andre landene i OSPAR-området i 2002 og ingen av landene hadde innvendinger mot at understellet ble etterlatt.

I godkjenningen fra Stortinget om å etterlate betongunderstellet var det definert tre vilkår:

- > Utvendig stål og fleksible rør og lysstoffrør inne i betongunderstellet skulle fjernes og tas til land for gjenvinning
- > Navigasjonsutstyr skulle installeres og utstyret overvåkes og holdes ved like regelmessig
- > Betongunderstellet skulle avmerkes på aktuelle sjøkart

Dette var også vilkår Total E&P definerte i sin konklusjon av utredning av de forskjellige mulighetene for fjerning av konstruksjonen.

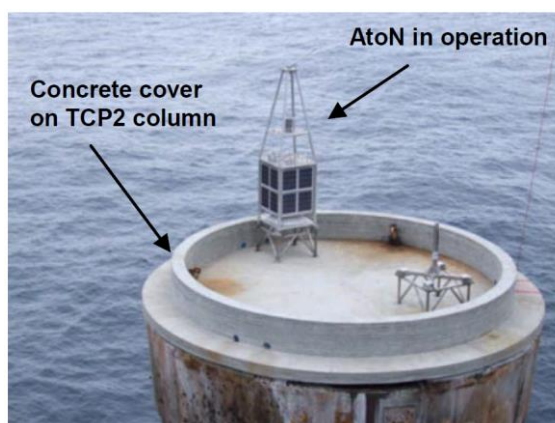
Som forberedelse før understellet ble etterlatt, ble dekkсанlegget fjernet, inkludert stålrammen som koblet dekkсанlegget og understellet sammen. Det var også en del av den godkjente planen at alt stål på eller i nærheten av plattformen som kunne være en hindring for bunntåling skulle bli fjernet så langt det var mulig.

Det er viktig å understreke at cellene i TCP2 aldri har blitt brukt som lager for hydrokarboner, og det var derfor ikke nødvendig med rengjøring av betongunderstellet. Dette skiller seg fra kravene f.eks. for Ekofisk-tanken [57] eller betongplattformene på Brentfeltet [38] som har celleinnhold som må håndteres spesifikt i disponeringsprosessen.

Stålet som har blitt fjernet inkluderer stigerør, ledere og plattformer, ventilasjonsrør samt andre mindre komponenter. I praksis har alt utvendig stål blitt fjernet fra plattformen, med unntak av tre komponenter som har blitt godkjent etterlatt. De etterlatte delene stikker maksimalt 5 m ut fra plattformen, og maksimalt 4 m over havbunn, og ingen fiskerorganisasjoner har uttrykt motstand mot å la disse delene bli igjen. Over vann er stålet kuttet av rappellerende personell, mens stålet under vann er kuttet med fjernstyrte maskiner (ROV). Alt stålet ble plassert i containere og transportert til land. 100 % av dette stålet ble gjenvunnet.

Navigasjonsutstyret som ble montert består av en ramme, en LED-lanterne, radar, batterier, solceller og overvåkningsutstyr. Utstyret er montert på en betongplattform installert på toppen av ett av skaftene, se Figur 8-13. Det er kun montert én lanterne per understell. Utstyret overvåkes daglig fra land av Northern Lighthouse Board, og skal byttes ut hvert fjerde år. Dette vil bli utført med helikopter og mannskap spesielt trent for en slik operasjon.

³ Merk at den refererte rapporten fra Total E&P er en nyere versjon enn den opprinnelig rapporten sendt til Olje- og energidepartementet 23. november 2001. Dr.techn.Olav Olsen har i arbeidet med denne rapporten ikke klart å finne versjonen fra 2001.



> *Figur 8-13: Navigasjonsutstyr på toppen av et av skaftene på den etterlatte Frigg TCP2*

Plattformen har i etterkant av fjerning blitt grundig undersøkt, både over og under vann, med tanke på slitasje, spesielt i utmattingsutsatte områder, og det har blitt konkludert med at slitasjen på konstruksjonen ikke utgjør noen fare for sikkerheten til andre aktører i området. I fremtiden er det planlagt at det etterlatte understellet skal inspiseres over vann hvert fjerde år.

8.2.3 Delvis fjernede betongunderstell

Det finnes ingen eksempler på betongunderstell på norsk sokkel eller i resten av Nordsjøen som er delvis fjernet ved å kutte skaftene på en viss elevasjon. Dette alternativet vurderes vanligvis for betongunderstell som skal disponeres, men de sammenlignende analysene konkluderer alle med at dette er for risikabelt med hensyn til sikkerhet for personell, miljø og kost og dermed ikke den foretrukne løsningen.

8.2.4 Stålunderstell fjernet ved reflyting

Innholdet i dette kapittelet er, hvis ikke annet nevnt, i sin helhet basert på Maureen Decommissioning Programme⁴ [54]. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

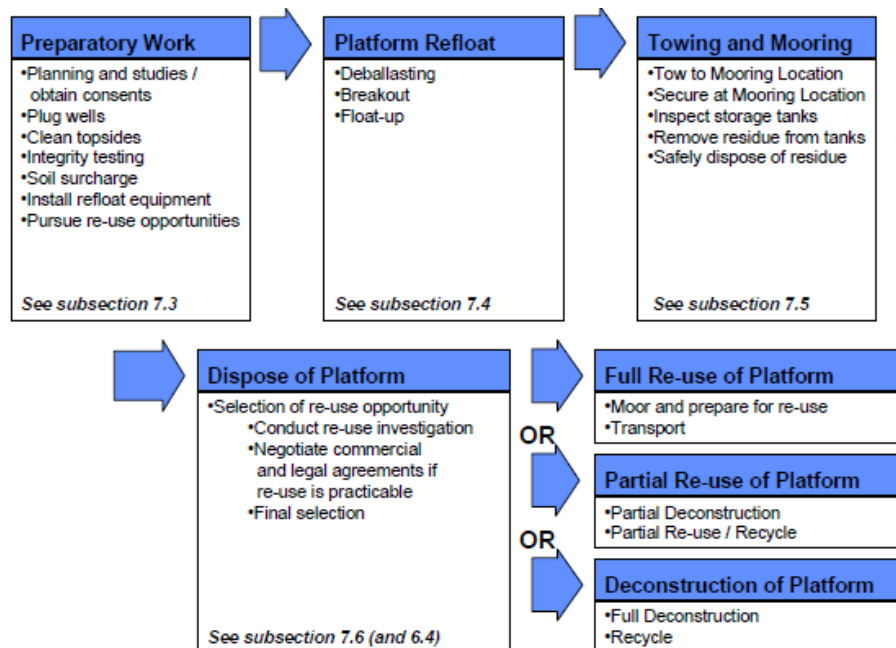
Stålplattformen Maureen i britisk sektor er et eksempel på et stålunderstell som er fjernet ved reflyting ved å gjenopprette oppdriftsvolumet som var tilgjengelig ved installasjon. Plattformen er en tyngdestabilisert triangulær jacket, med tre sylindriske lagerceller. Under installasjon ble tankene benyttet til ballastering/deballastering, mens de i plattformens levetid har blitt brukt til lagring av råolje. I bunn av hver celle er det fast ballast for å oppnå tilstrekkelig neddykket vekt og stabilitet under installasjon. Under hver av cellene er det stålskjørt som er penetrert 3.4 m ned i havbunnen for å hindre lateral forskyvning. Plattformen er designet for en reflytingsprosess, og for å kunne bli gjenbrukt i olje- og gasssektoren på andre lokasjoner. Se Figur 8-14 for skisse av plattformen.

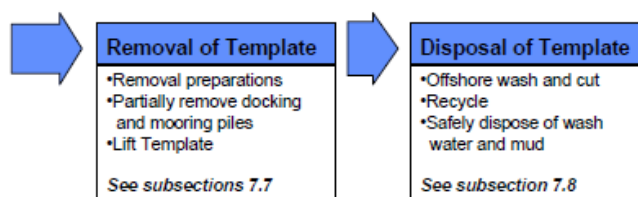
⁴ Merk at beskrivelsene er basert på det planlagte fjerningsprogrammet, da det ikke har lyktes Dr.techn.Olav Olsen i å få tak i den avsluttende dokumentasjonen fra fjerningsprosessen.



> *Figur 8-14: Maureen stålpattform med celler*

Figur 8-15 viser en oversikt over fjerningsprosessen for understellet og borerammen på Maureen. Dette kapittelet vil fokusere på å beskrive de tre første stegene; forberedende arbeider, reflyting og tauing. Fjerning av borerammen vil ikke bli beskrevet i dette kapitlet, se heller kapittel 10.





- > *Figur 8-15: Oversikt over fjerningsprosessen for understellet og borerammen på Maureen*

Etter at alle søknader var godkjent og alle brønner plugget var det første leddet i reflytingsprosessen av plattformen å rengjøre dekkсанlegget for hydrokarboner. Både varmeutveksler, rør og pumper ble spylt. Rengjøringen ble gjennomført slik at alt vann ble ført ned i de tre lagertankene. Oljerester og omtrent 200 000 fat oljevann ble pumpet over i et tankfartøy gjennom lasterøret og lastesøylen (for øvrig beskrevet i kapittel 8.2.1) og deretter fraktet til land for rensing. På denne måten ble også alle komponentene av plattformen rengjort på én gang. Prosessanlegget for råolje på dekkсанlegget ble grundig rengjort med vann under høyt trykk for å fjerne skall og slam. Dette vannet ble reinjisert i reservoaret fram til brønnene ble plugget.

Ved rengjøring av oljeplattformer er det viktig å dokumentere omfanget av lavradioaktive avleiringer (LRA). Undersøkelser av Maureenplattformen viste forekomster av dette stoffet, og utstyr som var påvirket av dette ble rengjort og skallet ble disponert i henhold til gjeldende reglement.

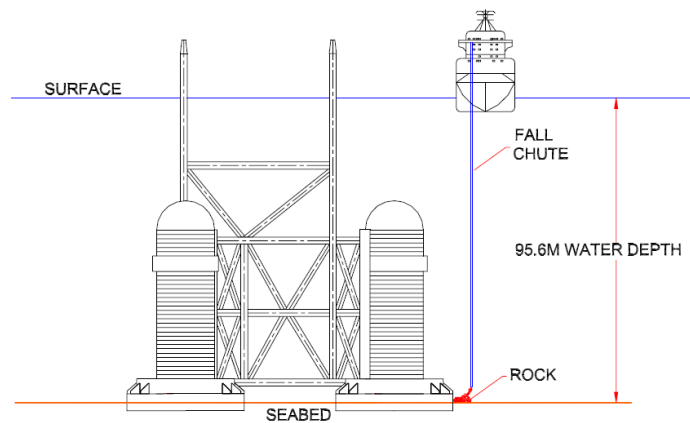
Etter rengjøring av plattformen ble det passive brannsikringssystemet tømt for vann for å redusere den totale vekten av plattformen.

Da dette arbeidet var ferdig ble den strukturelle integriteten til konstruksjonen testet. Alle hulrom som skulle bidra til oppdriftsvolumet ble trykktestet opp til det nivået som var relevant for reflytingsprosessen. Hvis trykktesten avdekket lekkasje, ble det utført flere tester for å finne ut hvor lekkasjen hadde oppstått og reparasjonsarbeid ble satt i gang. Alt utstyr som skulle brukes i reflytingen ble testet av leverandørene før det ble levert.

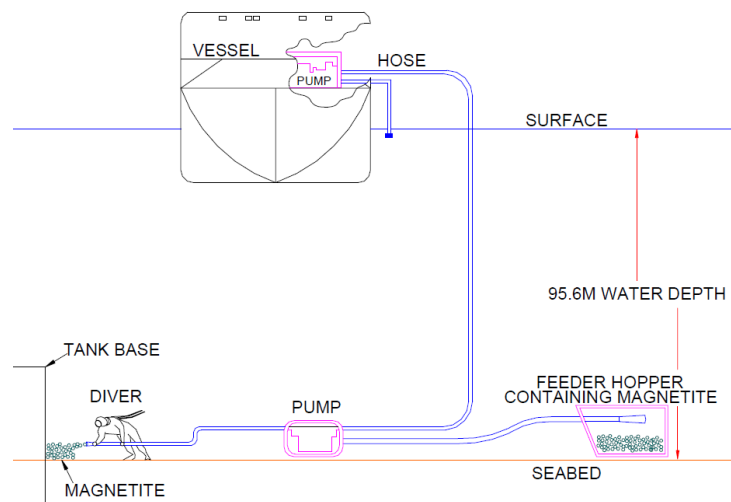
For å kunne reflyte stålunderstellet ble det følgende utstyret installert:

- > Deballasteringssystem
- > Injeksjonssystem for opprettholdelse av trykk i grunnen
- > Nitrogentilkobling og injeksjonssystem for cellene
- > Kontrollsystemer for undervannssystemer og dekkсанlegg

En av hovedutfordringene ved reflytingen var å verifisere at trykket under cellene ikke skulle forårsake utspyling av de omkringliggende massene. Det ble undersøkt flere metoder å hindre dette på, og bruk av steinmasser plassert rundt utsiden av skjørtene ble bevist å være den beste. Prinsippet var av at steinmassene skulle skape et mottrykk til overtrykket under skjørtene og dermed forhindre grunnen i å kollapse ved utdrivning av skjørtene. I tillegg skulle variasjon i fraksjon tette rørganger i grunnen som sannsynligvis ville oppstå i prosessen. På utsiden av cellene ble steinmassene plassert ved hjelp av et dynamisk posisjonert fall-rør-fartøy (DPFV), på innsiden ble de plassert av en dykker pga. den begrensede adkomsten i senter av jacketen. De to prinsippene er vist på hhv. Figur 8-16 og Figur 8-17.



> *Figur 8-16: Steinmasser plassert på utsiden av cellene av en DPFSV*



> *Figur 8-17: Steinmasser plassert på innsiden av cellene av en dykker*

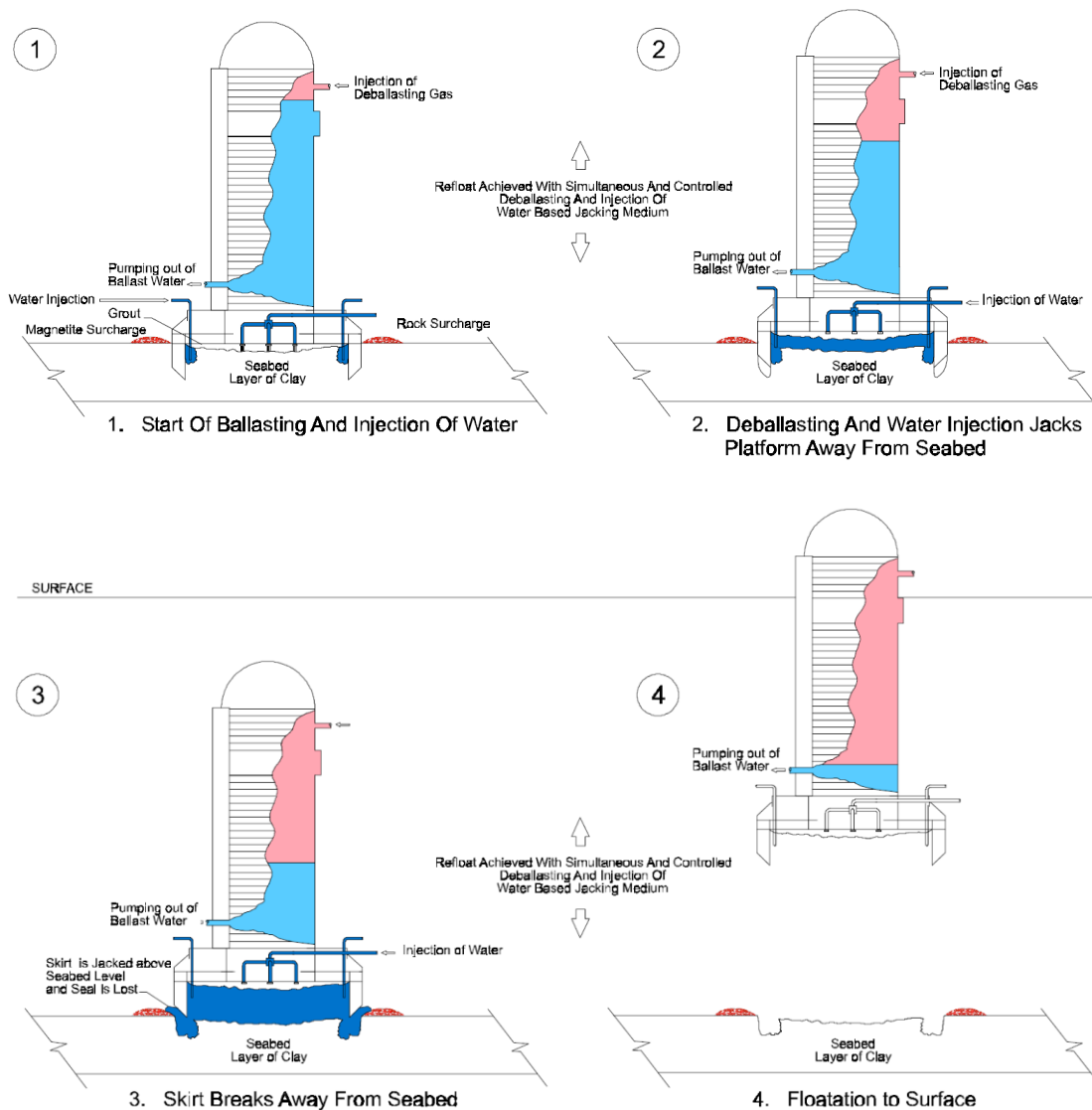
Reflytingsprosessen bestod av de fire sekvensene vist i Figur 8-18. Deballasteringen begynte ved å pumpe vann ut fra bunn av cellene samtidig som det ble pumpet nitrogengass inn i toppen (1). Gassen ble injisert med et slikt trykk at forskjellen mellom indre og ytre trykk ikke overskred det som var lagt til grunn for design av cellene. Vannpumpene var plassert på toppen av skjørtene, mens nitrogengassen ble pumpet fra utstyr plassert på deksanlegget. Vannet som ble pumpet ut av cellene ble ført vekk i tankfartøy for å renses på land. Etter denne sekvensen ble bemanning på plattformen redusert til et minimum.

Så fort deballasteringen var startet, ble det også pumpet vann inn under skjørtene for å skape overtrykk (2). Dette ble gjort for å unngå den ukontrollerte situasjonen som oppstår hvis skjørtene dras ut med oppdrift, såkalt pop-up. Overtrykket med vann i skjørtene har ingen potensiell energi, så i det plattformen løsner vil kraften forsvinne. Overtrykket under cellene ble opprettholdt ved hjelp av steinmassene som beskrevet over. Gjennom hele utdrivningsprosessen ble det gjennomført gjentatte tester av den faktiske vekten og den gjenstående friksjonen langs skjørtene ved å heve og senke plattformen syklisk.

Ved total frigjøring av skjørtene fra grunnen (3) ble overtrykket under cellene utjevnet og videre heving av plattformen var basert på oppdrift fra de nå gassfylte cellene (4). På dette

stadiet var plattformen ubemannet og det var kun tillatt for personell å returnere til plattformen i helt spesielle tilfeller.

Ved siste del av frigjøringen fra grunnen og den første delen av oppstigningen var det forutsett at plattformen kunne komme til å virvle opp mye borekaks rundt skjørtene. Dette ble analysert og funnet uproblematisk da materialet sannsynligvis ikke ville distribueres utover den opprinnelige utstrekningen.



> *Figur 8-18: Faser i reflytingen av Maureen stålplattform*

Plattformen ble tauet til Stord og ankret opp før disponeringsmetode ble valgt. Tauingen ble gjennomført med seks taubåter og med en dypgang på 65 m.



> *Figur 8-19: Towing av Maureen etter reflyting [58]*

Etter en stund ble det bestemt at understellet skulle gjenbrukes som fundament for en ny kai ved Leirvik på Stord [59].

8.2.5 Stålunderstell fjernet med bit-for-bit-metoden

Det har ikke vært vanlig å fjerne hele stålunderstell ved bruk av bit-for-bit-metoden. Stålunderstell har gjerne heller blitt fjernet ved tungløft- eller ettløftsmetode, eksemplifisert i kapittel 8.2.6 og 8.2.7.

8.2.6 Stålunderstell fjernet med tungløftemetoden

Innholdet i dette kapittelet er, hvis ikke annet nevnt, i sin helhet basert på North West Hutton Decommissioning Programme [51] og North West Hutton Decommissioning Programme Close-out Report [60]. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

Et eksempel på et stålunderstell som har blitt fjernet med tungløftemetode er understellet til North West Hutton. Understellet var en jacket med en høyde på 154 m og vekt på rundt 17 000 tonn, inkl. anoder, rør, pæler osv. Fotavtrykket til understellet var 85.6x59.7 m.

Fjerningen ble utført av Heerema ved bruk av det delvis nedsenkbare løftefartøyet Hermod som vist i Figur 8-20. Utgangspunktet for fjerningen var at dekkсанlegg og dekkсramme allerede var fjernet. Konduktorene som strakte seg fra dekkсанlegget, gjennom understellet og ned til borerammen var også fjernet på forhånd.

Fjerningen av understellet bestod av totalt 58 løft, det tyngste på 2 250 tonn. Totalt ble det gjennomført 248 kutt, utført ved bruk av hydrauliske sakser, diamantwirekuttere og vannjet. I alt ble 9 200 tonn av stålunderstellet fjernet. Den resterende vekten ble definert som del fundamentet og av etterlatt på stedet, som beskrevet i kapittel 8.2.8.



- > *Figur 8-20: Fjerningen av stålunderstellet på North West Hutton gjennomført ved bruk av tungløftefartøyet Hermod*

8.2.7 Stålunderstell fjernet med ettløftsmetoden

Innholdet i dette kapittelet er, hvis ikke annet nevnt, i sin helhet basert på Indefatigable Field Platforms and Pipelines Decommissioning Programme Close Out Report [61]. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

Eksempel på stålunderstell som er fjernet ved ettløftsmetoden er understellene på de seks plattformene på Inde-feltet på britisk sektor. Understellene ble fjernet mellom mars og juli 2011 av tungløftefartøyet Stanislav Yudin. Vekten av understellene varierte fra 360 til 910 tonn, inkludert den delen av pælene som ble fjernet sammen med understellet.

Utgangspunkt for denne beskrivelsen starter etter at plattformen var stengt ned og dekkсанlegg var fjernet.

De følgende oppgavene ble gjennomført av tungløftefartøyet:

- > Fjerne konduktorer og dekkсанlegg
- > Fjerne dekkсramme
- > Kontrollere tilgjengeligheten inne i søylene ved å bruke et stempel. Hvor det ble funnet hindringer ble stempelet sluppet gjentatte ganger for å åpne opp for kuttemaskinene.
- > Suge opp jord inne i søylene ned til 5 m under havbunn for å kunne kutte fra innsiden
- > Installere løfteinnretning på understellene
- > Kutte alle pæler
- > Løfte understellene over på lekter

Lekteren ble deretter fraktet til Newcastle hvor understellene ble disponert.

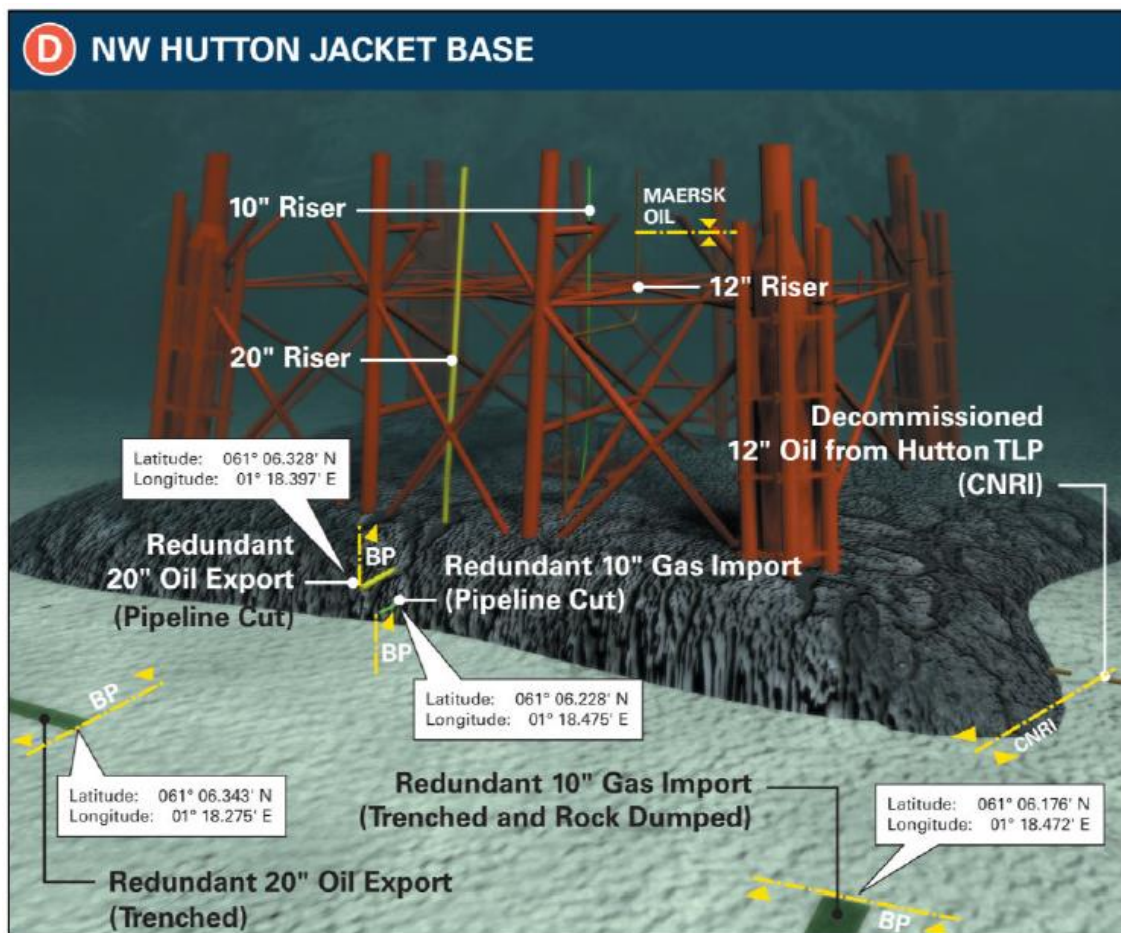


- > *Figur 8-21: Ett av Inde-understellene overført til lekter for transport til land*

8.2.8 Stålunderstell etterlatt på opprinnelig lokasjon

I lys av OSPAR-beslutning 98/3 [9] finnes det ingen eksempler på stålunderstell som i sin helhet er etterlatt på opprinnelig lokasjon. Det finnes derimot flere eksempler på pelers og ankere som er forlatt.

Et eksempel er fundamentene til North West Hutton [51] [60] som vist i Figur 8-22. Ved installasjon av jacketen i 1981 ble enkelte komponenter hardt skadet. Forsterkningsarbeid i etterkant har bl.a. inkludert omtrent 100 tonn grout rundt bena på plattformen. Dette ble i arbeidet med valg av fjerningsmetode vektlagt som en så stor hindring for sikker fjerning av fundamentet at det ble vedtatt å etterlate det på stedet. Total vekt av jacketen er omtrent 17 500 tonn, inkludert vekten av fundamentene, og en delvis fjerning er dermed i tråd med bestemmelsene gitt i OSPAR-beslutning 98/3. Fri seilingsdybde er omtrent 95 m som er vel over de 55 m definert som minimumkrav [46], i tillegg er fundamentene markert på aktuelle sjøkart til informasjon for fiskere og andre brukere av havområdene i nærheten.



> Figur 8-22: Fundamentene på North West Hutton som de ble forlatt på opprinnelig lokasjon [60]

9 BESKRIVELSE – FJERNING AV FLYTENDE INNRETNINGER

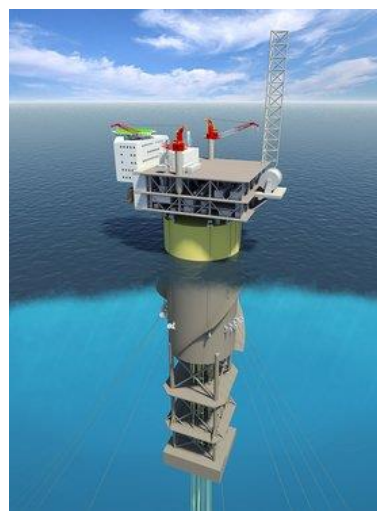
9.1 Teknologi og metode

Fjerning av flytende innretninger er i prinsippet en enklere prosess enn fjerning av bunnfaste plattformunderstell da reversering av installasjon forenklet kan sies å omhandle frakopling av rør og forankring.

Flytende innretninger kan deles inn i de følgende kategoriene:

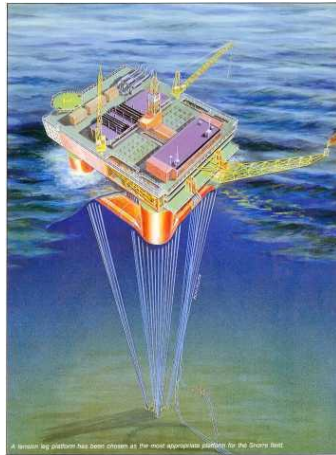
- > Slakkforankrede delvis nedsenkbare innretninger (semi-sub, SPAR)
- > Strekkstagsforankrede delvis nedsenkbare innretninger (TLP)
- > Andre flytende fartøy

Slakkforankrede delvis nedsenkbare innretninger omfatter semi-sub og SPAR. En semi-sub er en plattform hvor oppdriftsvolum skapes av nedsenkede pongtonger som binder sammen søylene som holder deksannlegget oppe. En slik innretning kan være konstruert av stål (f.eks. Kristin), betong (f.eks. Troll B) eller en kombinasjon av disse. En SPAR er en sylinder som flyter vertikalt i vannet, ofte med lagertanker i deler av sylindervolumet. Slike innretninger kan også være konstruert av stål, betong eller en kombinasjon av disse, men per i dag finnes det kun produserende plattformer av denne typen i stål (f.eks. Aasta Hansteen). Eksempler på de forskjellige konstruksjonene er vist i Figur 9-1.



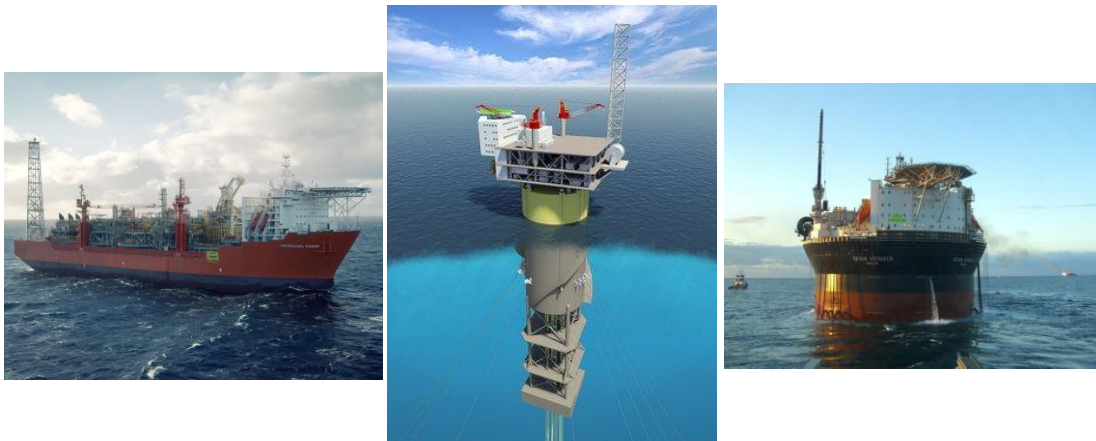
> *Figur 9-1: Eksempel på semi-sub (Kristin) [62] og Sparbøye (Aasta Hansteen) [63]*

En strekkstagsforankret delvis nedsenkbar innretning (TLP) er en plattform med sammenlignbar utforming som en SEMI, men oppdriftsvolumet er beregnet slik at forankringen står med konstant strekk, og dermed holder plattformen fastere på plass enn slakkforankring. Den store kraften i de vertikale ankerstagene krever store ankere som kan utgjøre en vesentlig del av fjerningsjobben. En TLP kan være konstruert i stål (f.eks. Snorre A), betong (f.eks. Heidrun) eller en kombinasjon av disse. Eksempler på de forskjellige konstruksjonene er vist i Figur 9-2.



- > *Figur 9-2: Eksempel på TLP'er. Fra venstre: TLP i stål med ankere av betong (Snorre A) [64], TLP i betong (Heidrun) [65]*

Andre flytende fartøy inkluderer i denne rapporten fartøy som FPSO (Floating Production, Storage and Offloading), FSO (Floating Storage and Offloading), FSU (Floating Storage Unit), FPF (Floating Production Facility), FPU (Floating Production Unit) osv. Likheten mellom dem er at de på en eller annen måte brukes til produksjon, lagring, lasting og/eller innkvartering. Alle de ovennevnte innretningene har vanligvis form som et tankskip, men også enkelte Sparbøyer (f.eks. Aasta Hansteen) og Sevanbøyer (f.eks. Goliat FPSO) regnes som f.eks. FPSOer. Eksempler på disse er vist i Figur 9-3. Forskjellen på et tradisjonelt tankskip og skipsformede flytende innretninger er i hovedsak at en flytende innretning er forsterket med tanke på styrke- og utmattingsegenskaper. Dette fordi innretningene gjerne er dimensjonert for å ligge permanent i værutsatte områder. Skipsformede FPSOer har også ofte en turrett. Dette er en svivelkonstruksjon som lar skipet vende seg mot været uten at forankring, stigerør og kabler trenger å bli med.



- > *Figur 9-3: Eksempel på FPSOer. Fra venstre: skipsformet FPSO (Petrojarl Knarr) [66], Sparbøye (Aasta Hansteen) [63] og Sevanbøye (Goliat FPSO) [67]*

Ved fjerning av flytende innretninger som beskrevet over vil det forberedende arbeidet i hovedsak bestå av de følgende komponentene:

- > Frakopling av fleksible rør
- > Frakopling av forankring
- > Testing av brønner
- > Markering av etterlatt utstyr på havbunn

Ved frakopling av de fleksible rørene må det vurderes om disse kan gjenbrukes av senere installasjoner på samme felt, eller om de er for slitt. Ved direkte frakopling for gjenbruk senkes rørene ned til havbunn for senere å kunne plukkes opp og re-kobles. Hvis de ikke kan gjenbrukes er et alternativ å heise dem direkte opp på den flytende innretningen for å ta de til land for disponering. Dette kan i så fall gjennomføres som en reversert installasjonsprosess. Eventuelt kan de også for denne løsningen senkes ned til havbunn for senere å bli fjernet eller for å kuttes opp av undervannsfartøy og deretter bli fjernet. For alle alternativene, uavhengig av om rørene skal gjenbrukes eller ikke, må rørene spyles og fylles med behandlet sjøvann for å forhindre forurensing.

Plugging og testing av brønnene kan skje ved å lukke alle ventiler i rørtilkoblingene. Disse testes deretter for å forsikre seg om at det ikke er noen lekkasjer. Se for øvrig kapittel 6 for utfyllende beskrivelse av brønnplugging.

Når den flytende innretningen er koblet fra og fjernet må det plasseres en markering på havoverflaten for å synliggjøre det etterlatte utstyret på havbunn. Dette er vanlig å gjøre ved bruk av et varselfartøy da det som oftest er et begrenset tidsrom mellom fjerning av den flytende innretningen og re-tilkobling, evt. disponering, av de gjenværende komponentene på havbunn.

I tillegg til de nevnte forberedelsene kan det være nødvendig å vaske og fjerne sand fra reservoarene som har hopet seg opp i lagrene på installasjonene. Denne kan dumpes i havet gitt at kontroll av oljeinnholdet tilfredsstillende kravene gitt i relevant regelverk.

9.1.1 Fundamenter

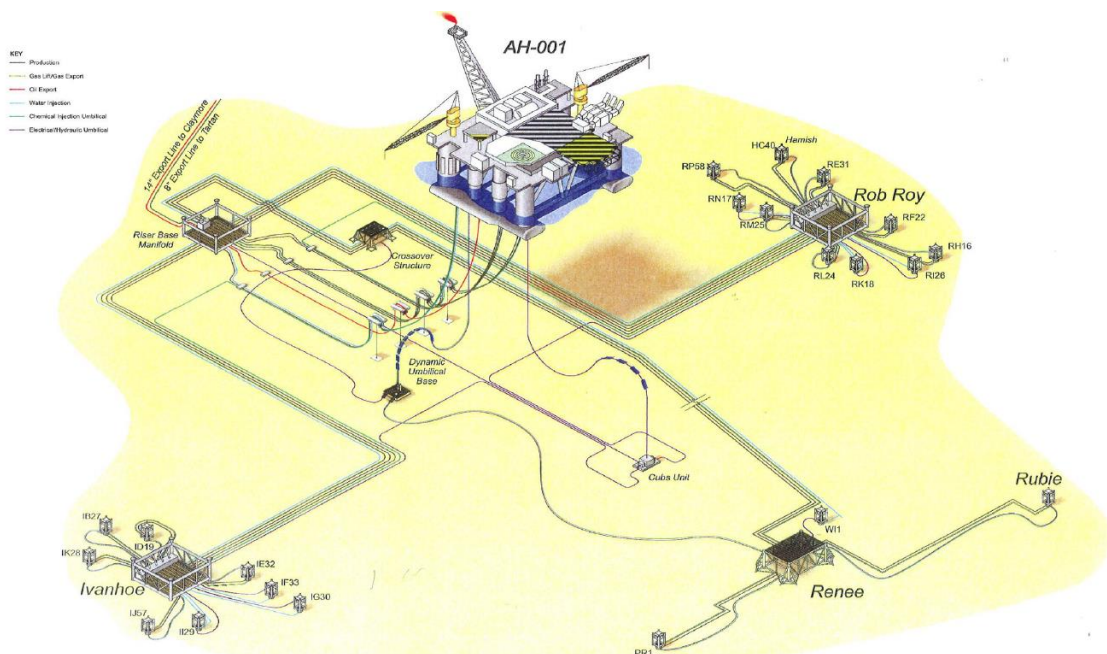
Fundamenter for flytende innretninger er beskrevet i kapittel 10.1.3.

9.2 Eksempler på fjerning av flytende innretninger

9.2.1 Semi-sub

Et eksempel på en semi-sub som har blitt fjernet er produksjonsplattformen AH001 på Ivanhoe og Rob Roy-feltet i britisk sektor [68] [69]. Før fjerning ble alt utstyr på plattformen spylt og rengjort. Alle fleksible rør ble koblet fra og lagt på havbunn. Det samme ble gjort med forankringssystemet. Alle undervannssystemer koblet til AH001 ble også spylt og fylt med behandlet sjøvann, og brønnene ble testet for lekkasjer. Fjerningen ble gjennomført mellom mars og juni 2009, og etter fjerning av AH001 ble det satt ut et varslingsfartøy for å varsle andre fartøy om de gjenværende systemene på havbunn. Resten av innretningene på Ivanhoe og Rob Roy-feltet ble fjernet de påfølgende årene fram til 2015.

AH001 eies nå av Ithaca Energy og har etter noe modifikasjon, oppgradering og re-testing blitt re-installert under navnet FPF1 på Greater Stella Area. Første produksjon av olje ble oppnådd i februar 2017 [70].



> Figur 9-4: Ivanhoe AH001 [69]

9.2.2 SPAR

Innholdet i dette kapittelet er, hvis ikke annet nevnt, i sin helhet basert på Brent Spar Dossier [71]. Dette inkluderer også eventuelle figurer og tabeller.

Det eneste eksempelet på en SPAR som er fjernet fra Nordsjøen er Brent Spar. Plattformen ble tatt ut av operasjon i 1991 etter å ha fungert som oljelager for Brentfeltet i omtrent 15 år. Konstruksjonen var 137 m høy og 29 m i diameter. Det ble i utgangspunktet bestemt at plattformen skulle slepes til en dypvannsløkasjon og disponeres, men dette skapte sterke protester, og med Greenpeace i front lyktes opinionen å få Shell til å endre planen. Dette på tross av at den opprinnelige løsningen var sterkt forankret i flere studier, også gjennomført av uavhengige parter.

Den valgte alternative løsningen innebar å kutte tanken opp i ringseksjoner som deretter skulle installeres som fundamenter for en ny kai i Mekjarvik. Dekksanlegget ble fjernet, kuttet opp og gjenvunnet.

Figurene nedenfor viser en forenklet tidslinje fra tauing av plattformen til Vats til fundamentene var plassert i den ferdige kaien Mekjarvik.



- > *Figur 9-5: Brent Spar under tauing fra Erfjord til Vats hvor den ble kuttet opp. August 1998.*



- > *Figur 9-6: Brent Spar dekkсанlegget løftes av Thialf i november 1998*



> *Figur 9-7: Brent Spar på dypvannskai omkranset av lektene og kraner.*



> *Figur 9-8: De avkuttede seksjonene ferdig rengjort og plassert på lektene.*



- > *Figur 9-9: De avkuttede seksjonene installert som fundamenter for en ny kai. Delene ble fylt med sand for å forsikre tilstrekkelig stabilitet.*



- > *Figur 9-10: Ferdig kai på Mekjarvik*

9.2.3 TLP

Det finnes ett eksempel på en fjernet TLP i Nordsjøen. Det er Hutton TLP som ble fjernet tidlig på 2000-tallet. Det har ikke lyktes Dr.techn.Olav Olsen å finne dokumenter som omhandler dette.

9.2.4 Flytende betongunderstell

Det finnes ingen eksempler på flytende betongunderstell som er fjernet. Det finnes kun to slike understell i hele Europa; Troll B som er en delvis nedsenket konstruksjon (semi-sub) og Heidrun som er en strekkstagsplattform (TLP). Begge disse er fortsatt i produksjon, og det er ikke planlagt nedstengning av noen av disse feltene de nærmeste årene.

9.2.5 Andre flytende fartøy

På norsk sektor er det totalt to FPSO-er og to FSU-er som er fjernet. De to FPSO-ene er Petrojarl 1 og Petrojarl Varg, mens de to FSU-ene er Navion Saga og Yme B. Alle de fjernede FPSO/FSUene er skipsformede.

Petrojarl 1 har blitt ombygget og oppgradert av nederlandske Damen og Aibel og er nå på en femårskontrakt med Queiroz Galvão på Atlanta-feltet i Brasil [72]. Petrojarl Varg ble i 2016 tatt ut av produksjon på Varg-feltet og skal nå sannsynligvis brukes på nytt på Cheviot-feltet i britisk sektor [73].



> *Figur 9-11: Petrojarl 1 [74]*

10 BESKRIVELSE – FJERNING AV UNDERVANNSSYSTEMER

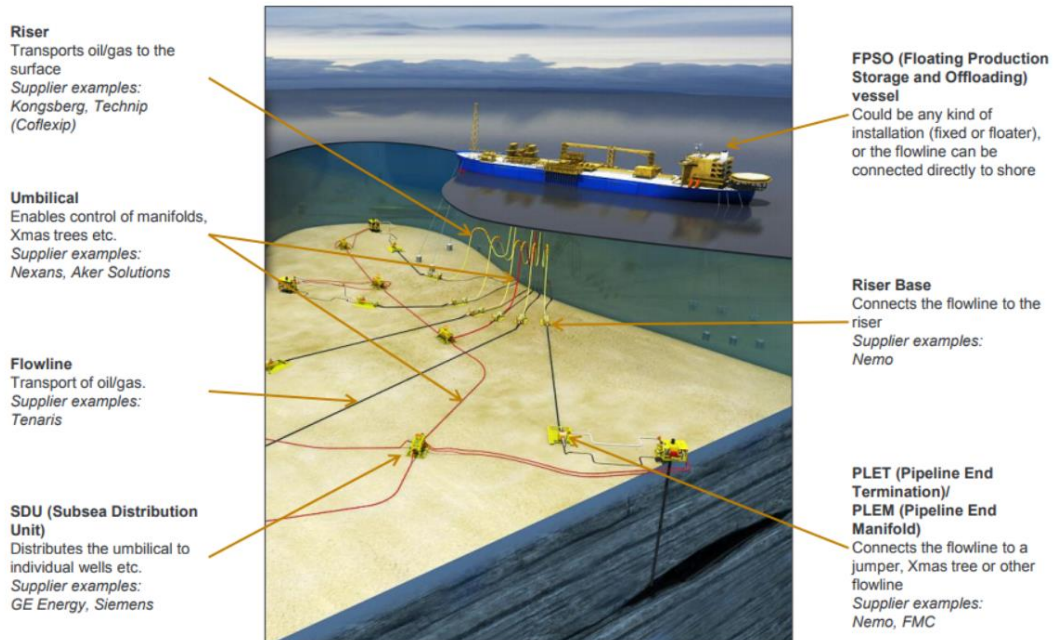
En olje og gass undervannsutbygging er en utbygging hvor innretningene er fysisk plassert på sjøbunnen. Produksjonsbrønnene bores ved hjelp av flytende borefartøyer, typisk halvt nedsenkbare borerigger. Brønnene blir komplettert på sjøbunnen med såkalte våte ventiltrær (wet trees). I de fleste undervannssystemene strømmer produksjonen gjennom undervanns ledninger (flowlines) til et produksjonssystem på overflaten for prosessering. Et enkelt undervannssystem kan bestå av en enkelt brønn som produserer til en nærliggende plattform. Mer komplekse systemer består av flere brønner som produserer gjennom en undervanns manifold og deretter via et felles ledningssystem til en produksjonsethet som kan være lokalisert ute i havet eller på land. En rekke fleksible ledninger og kabler for styring og overvåking går fra produksjonsanlegget til undervannsinnetningene.

10.1 Undervannsinnetninger

Typiske innretninger som inngår i en undervannsutbygging er:

- a. Undervanns produksjonssystemer – SPS (Subsea Production Systems)
 - Ventiltrær (X-Mas Trees)
 - Kontrollsystemer
 - Undervanns rammestrukturer (Subsea Templates)
 - Undervanns manifolder (Subsea Manifolds)
 - Brønnhodestrukturer (WHSs)
 - Undervanns isolasjonsventiler (SSIVs)
 - Beskyttelsesstrukturer for beskyttelse mot fiskeredskaper og fallende laster
- b. Undervanns infrastruktur - SURF (Subsea Umbilicals, Risers, Flowlines)
 - Endetermineringer av rørledninger (PLEM - Pipeline End Manifold og PLET - Pipe Line End Terminations,)
 - Terminering av kontroll- og styreledninger (SUTAs - Subsea Umbilical Termination Assemblies)
- c. Sammenkoblingsrør (Jumpers / Spools)
 - Kontrollledninger (Umbilicals)
 - Stigerørsledninger (Risers)
 - Produksjons- og injeksjonsledninger (Flowlines, Injection Lines)
 - Strømkabler (Power Cables)
- d. Annet undervannsutstyr og avfall
 - Betongmatter (for beskyttelse av rørledninger)
 - Ankre og ankerfundamenter
 - Ansamlinger av boreslam og sedimenter
 - Annet skrot

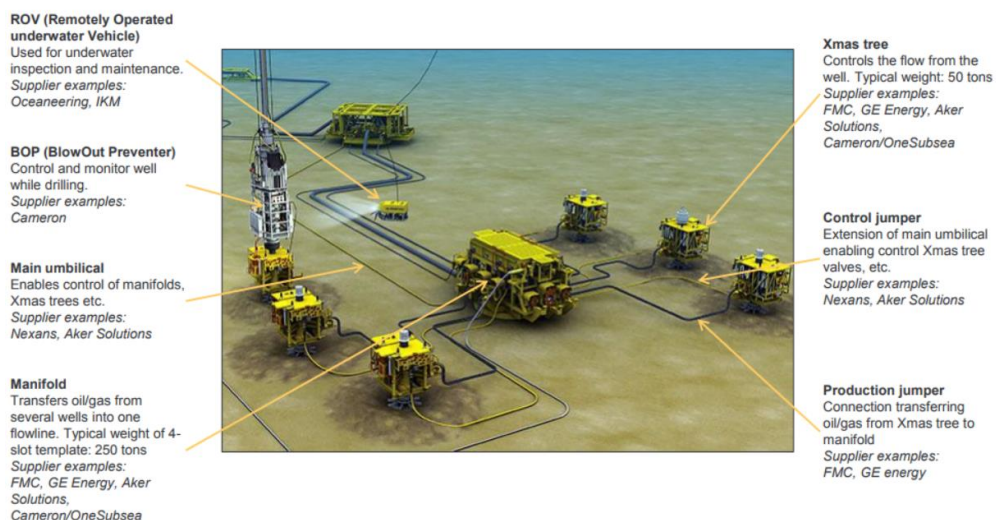
Figurene under viser et eksempel på en typisk undervannsutbygging knyttet opp til et produksjonsskip, FPSO.



> Figur 10-1: Typisk felt med undervannsstrukturer som er tilknyttet en flytende innretning, FPSO (illustrasjon) [75]

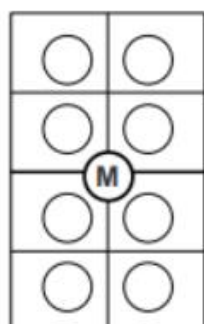
10.1.1 Undervanns rammestrukturer (Subsea Templates) og manifolder (Subsea Manifolds)

Undervanns rammestrukturer og manifolder er fundament for brønnhoder (X-Mas trees), (moduliserte) manifoldstrukturer, styringssystemer, etc. Et undervanns produksjonssystem med seks ventiltrær som er knyttet opp mot en manifold er illustrert i figuren under. Dette arrangementet hvor ventiltrærne er samlet rundt manifolden er typisk for Vest Afrika og den meksikanske gulf.

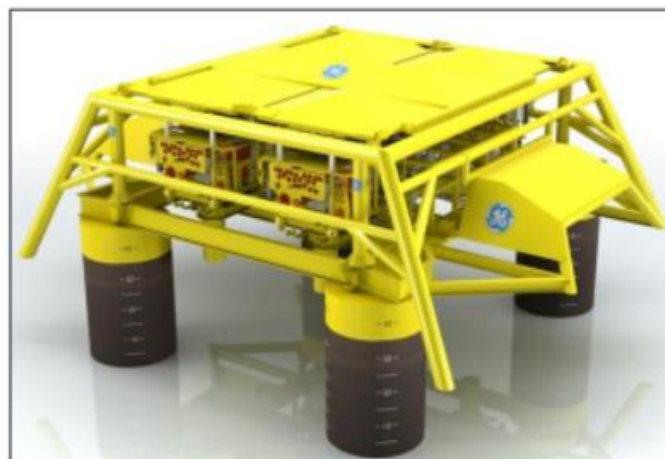


> Figur 10-2: Typisk arrangement av et undervanns produksjonssystem utenom norsk sokkel [75]

I Norge er det et krav at alle undervannsstrukturer er beskyttet med egne rammer og paneler for å unngå hekking med fiskeredskaper. Dette medfører at rammestrukturer og manifolder på norsk sokkel blir relativt tyngre. Typiske løftevekter kan variere fra 150 til over 1000 tonn. Figuren under viser en undervanns manifold som er typisk for norske forhold.



8-slot manifold
w/template

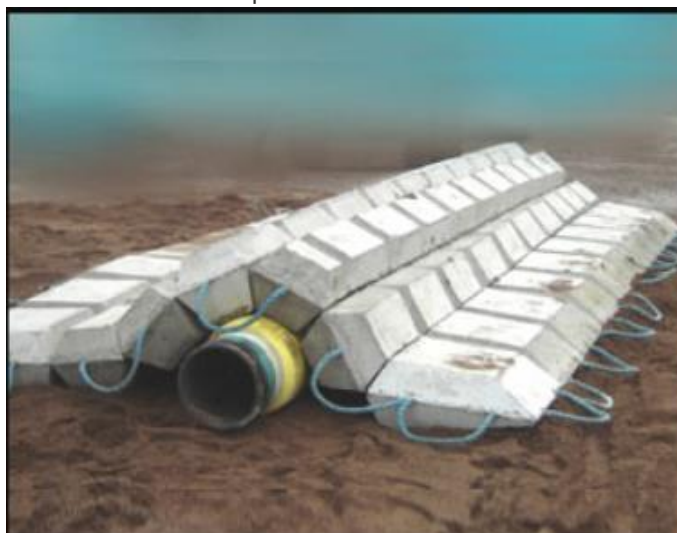


- > *Figur 10-3: Typisk arrangement av brønner og manifold samlet i en rammestruktur på norsk sokkel [75]*

Avhengig av bunnforholdene er rammestrukturene fundamentert enten ved sugeankre, stålskjørt eller peler for å kunne supportere og tåle vertikale og horisontale kreftene mot brønner og manifolder.

10.1.2 Betongmatter

Fleksible betongmatter brukes til beskyttelse av rørledninger og andre ledninger i nærheten av andre innretninger hvor det er fare for fallende laster eller fastheking av fiskeredskaper. Betongmatter benyttes også for å sikre at ledningene holder seg stabile på sjøbunnen. De fleksible mattene består typisk av betongblokker som holdes sammen av polypropylen eller Kevlar tau. Typisk vekt er 5 – 20 tonn per matte.



- > *Figur 10-4: Betongmatte til beskyttelse av rørledningen [76]*

Betongmattene installeres ved hjelp av konstruksjonsfartøy (CSV) og utstyr som vist i figuren nedenfor.

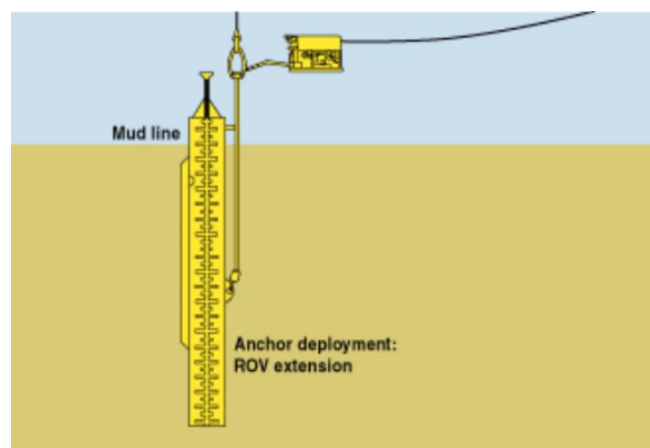


> *Figur 10-5: Installasjon av betongmatte [77]*

10.1.3 Forankringsstrukturer

Flytende produksjonsplattformer, lagerskip, strekkforankrede enheter (TLP) og andre flytende innretninger er forankret via kjetting eller wire til sine forankringspunkter, som kan være tradisjonelle ankre eller stål-/betongrør som er sugd ned i grunnen.

Figurene under illustrerer installasjon av sugeankre for flytende innretninger.



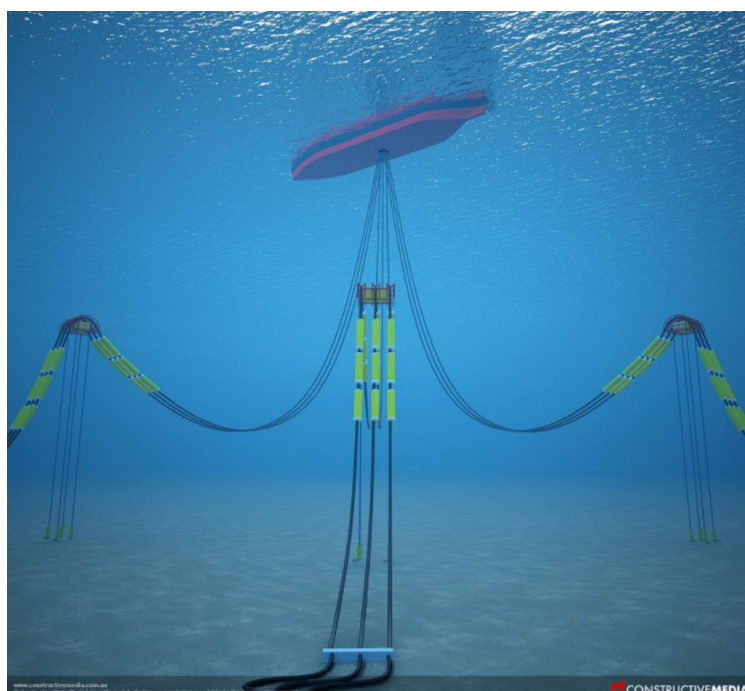
> *Figur 10-6: Sugeanker til forankring av en flytende innretning [78]*



> *Figur 10-7: Installasjon av sugeankre [79]*

10.1.4 Fleksible rørledninger, kabler og andre ledninger

Et flytende produksjonsanlegg (FPSO) har en rekke fleksible forbindelser mellom fartøyet og innretningene nede på sjøbunnen. Dette er fleksible (rør)ledninger som har ulike funksjoner, som for eksempel brønnstrøm, eksport, gassløft, injeksjon, styring og kontroll, etc. De fleksible ledningene kan ha oppdriftslegemer festet til seg, enten enkeltvis eller samlet for flere ledninger per oppdriftslegeme (eg. mid-water arches)



> *Figur 10-8: Fleksible ledninger mellom et produksjonsskip og undervannsanlegget [80]*

10.1.5 Borekaks og sedimenter

Boreoperasjoner medfører generering av to typer boreavfall; borekaks som er utboret steinmasse, og brukt borevæske. Borekaks vil alltid inneholde en del borevæske. Industrien bruker i dag i det alt vesentlige to typer borevæsker: mineraloljebasert og vannbasert. Myndighetene tillater utslipp av brukt vannbasert borevæske og borekaks etter søknad. I tillegg finnes det også syntetiske borevæsker som har vært benyttet i liten grad de siste årene. Hvis de benyttes, behandles syntetiske oljebaserte borevæsker etter samme regler som mineraloljebasert. I tillegg til produktene fra boreoperasjonene, vil det i ansamlingene med sedimenter også finnes sement og sand fra operasjonene med å sette foringsrør.

Ansamlingene med borekaks og sedimenter er betydelige i størrelse og kan i noen tilfeller komme opp i 15m høyde [81]. De mest aktuelle disponeringsalternativer for oljeholdig avfall er:

- > Etterlate borekaksansamlingen uforstyrret
- > Dekke over ansamlingen for beskyttelse
- > Bioremediation (nedbryting vha. mikro-organismer)
- > Fjerning og ilandbringelse
- > Fjerning og reinjeksjon i en brønn
- > Spredning utover sjøbunnen
- > Behandling og disponering

Figuren under gir et inntrykk av mengden borekaks og -slam som samler seg opp under og rundt en plattform.



- > *Figur 10-9: Eksempel på ansamling av borekaks og sedimenter rundt en fast ståplattform [81]*

10.2 Disponeringsmetode

Når brønnene slutter å produsere og det er bestemt at feltet skal stenges ned, må det planlegges for fjerning eller annen form for disponering av undervannsutstyret og ledningene på sjøbunnen.

Rørledninger og kabler vil, som en generell regel, kunne etterlates når de ikke er til ulempe eller utgjør en sikkerhetsmessig risiko for bunnfiske, sammenholdt med kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning. Dette innebærer at rørledninger og kabler kan etterlates når det ikke drives slikt fiske av betydning, eller når rørledningene/kablene er forsvarlig nedgravd eller tildekket. I begge tilfeller er det en forutsetning at rørledningene og kablene er rensset for stoffer som kan medføre skader på livet i havet. Der det ikke er forsvarlig å etterlate rørledninger og kabler på havbunnen, er nedgraving normalt en bedre løsning enn ilandbringelse. Se også kapittel 3.1.

Rensing og klargjøring av olje- og gassførende rørledninger, såkalt pigging, utføres ved at mekaniske plugges presses gjennom rørledningen, enten fra den faste plattformen, eller – i tilfelle undervannsutbygginger – fra et overflatefartøy. En etterlatt rørledning vil normalt være vannfylt og med åpne ender som oftest må beskyttes (overdekning eller nedgraving) for å unngå hekting av fiskeredskaper.

Når en flytende innretning, det være seg en halvt nedsenkbar plattform (semi), skip (FPSO/FSU) eller en strekkstagplattform (TLP), er ferdig på feltet, frigjøres innretningen for sine forankringslinjer og fleksible stigerør, kabler og ledninger. Selve fartøyet disponeres enten ved gjenbruk på et annet felt eller det seiler/slepes til lands for opphugning. De avkappede ledningene med tilhørende utstyrselementer, ankerlinjer og ankerfester fjernes som del av undervannsinnetningene som er beskrevet i det etterfølgende.

10.2.1 Fjerning av undervannsinnetninger

Metoden for fjerning av undervannsutstyr er i hovedsak den samme som for installeringen, men i motsatt rekkefølge. Samme type fartøy og utstyr som brukes under installasjonen blir i stor grad brukt ved fjerningen.

Før fjerning må installasjonene frigjøres og klargjøres for oppløft. Det medfører at rørledninger, produksjons- og injeksjonsledninger, kabler og andre ledninger må frikuttet. Der det ikke er mulig å løfte opp fundamenteringen sammen med strukturen, må den delen av undervannsinnetningen som stikker opp over sjøbunnen frigjøres fra fundamentet. Det kan gjøres ved hjelp av spesielt undervannsutstyr som kutter stål.

For fjerning av større og tyngre undervannsutstyr som ramme- og manifoldstrukturer kreves ofte et tungløftefartøy. Bildet under er tatt fra installeringen av TOGI bunnramme (1500 tonn) ved hjelp av Saipem 7000.



> *Figur 10-10: Installasjon av en brønnramme [82]*

Undervannsinnetninger som veier mindre fjernes/disponeres normalt ved hjelp av egne fartøyer og utstyr for slikt bruk. Figur 10-11 viser et foto fra installeringen av Yme manifold om bord på installasjonsfartøyet (CSV) «Normand Installer». Strukturen veier 164 tonn.



> *Figur 10-11: Installering av Yme manifoldstruktur [83]*

Subsea 7 er et eksempel på en undervannsoperatør som disponerer en flåte med fartøyer og utstyr som er egnet til fjerning av lettere undervannsutstyr. Deres 'Seven Viking' er et eksempel på et relativt moderne konstruksjons- og vedlikeholdsfartøy (CSV/IMR). Hoveddimensjoner er 106,5m x 24,5m og er utstyrt med en 135t@13m hiv-kompensert (AHC) offshore kran, to arbeids-ROVer og har et håndteringssystem for undervannsmoduler opp til 70t. Fartøyet har dynamisk posisjoneringssystem, oppnår en hastighet på 14 knop og har innkvarteringsmuligheter for 90 personer. Se bilde under.



> *Figur 10-12: Eksempel (1) på konstruksjons- og installasjonsfartøy (CSV/IMR) [84]*

Subsea 7 har sju tilsvarende fartøyer i sin flåte, og det finnes en rekke andre operatører av CSV/IMR fartøyer som tilbyr tilsvarende tjenester. Se for øvrig kapittel 14.3.

'Skandi Skansen' tilhører DOF og er et eksempel på en type CSV fartøy som kan håndtere tyngre utstyr for bl.a. håndtering av beskyttelsesmatter, steindumping og grøfting. Skandi Skansen er utstyrt med en 250 tons hovedkran (A-Frame) og har et dekkareal på 1070 m². Den kan løfte og låre utstyr gjennom en 7,2 x 7,2 m brønn (moonpool) og har innkvarteringsmuligheter for 90 personer.



> *Figur 10-13: Eksempel (2) på konstruksjons- og installasjonsfartøy (CSV/IMR) [85]*

10.2.2 Undervannskutting

Det meste av undervannsutstyr som skal fjernes og løftes opp til overflaten må kappes løst først. Det finnes forskjellige utstyr som egner seg til undervanns kutting av eksempelvis lastebøyer, ankerkjettinger, rørledninger, risere og pæler i stål, fleksible ledninger og rammestrukturer. Alle slike operasjoner støttes av konstruksjonsfartøyer (CSVs) utstyrt med egne undervanns ROVer. Avhengig av forhold og behov kan en velge mellom en rekke verktøy for undervannskutting, som for eksempel:

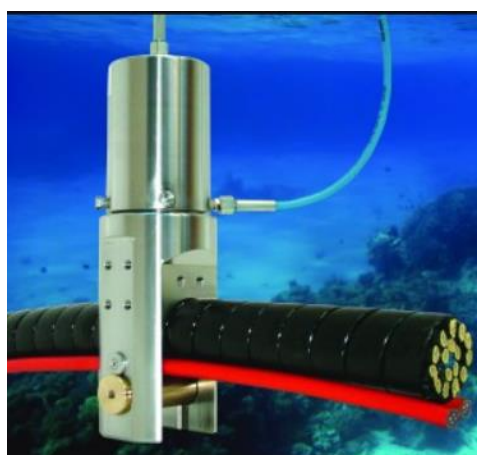
- > Vinkelslipemaskiner
- > Sirkelsager
- > Hydrauliske sakser
- > Utstyr for diamantwirekutting (DWC)
- > Skjæremaskiner
- > Høytrykks sandblåsing

Disse verktøyene vil kreve mekanisk og/eller hydraulisk grensesnitt mot og styres/plasseres av en ROV.

Figur 10-14 og Figur 10-15 viser eksempler på undervanns kutteverktøy.



> *Figur 10-14: Diamant wiresag for undervanns stålkutting [86]*



> *Figur 10-15: Utstyr for kabelkutting [87]*

10.2.3 Steindumping

Etter fjerning av undervannsinnretninger vil det være behov for å dekke over gjenværende utstyr som stikker opp, jevne ut frie spenn på rørledninger og lignende. I de tilfellene

ansamlingene med borekaks og boreslam skal fjernes og bringes til lands for behandling, krever det egnet fjerningsutstyr, og i de tilfellene hvor ansamlingene kan bli liggende igjen på sjøbunnen kan det være behov for å dekke over med fyllmasser for å hindre forurensning til omgivelsene.

Ved tildekningsoperasjoner bringes steinmassene ut til feltet og plasseres ved hjelp av egne eller tilpassede fartøyer som kan være av typen Side Stone Installation Vessel (SSIV), Side Stone Dumping Vessel (SSDV) eller Flexible Fallpipe Vessel (FFV). Sistnevnte type er mest brukt i forbindelse med fjerning av undervannsinnetninger og bruker ROV assistert utstyr for nøyaktig plassering av steinmassene på sjøbunnen. Se figuren under.



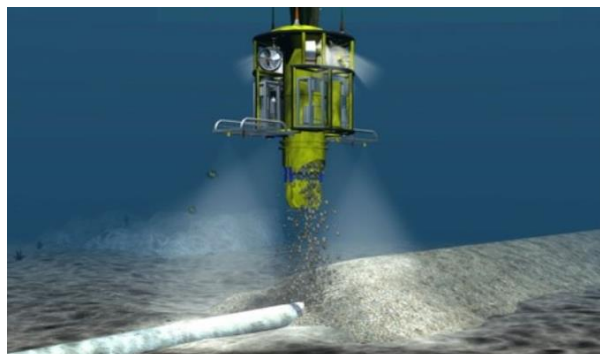
> *Figur 10-16: Steindumping fra CSV fartøy [88]*

Ved utplassering av større mengder masser som for eksempel til overdekning av borekaksansamlinger, trengs større typer steindumpingsfartøyer. Et eksempel er vist i figuren under.



> *Figur 10-17: Eksempel på steindumpingsfartøy med fallrør (fall-pipe) [81]*

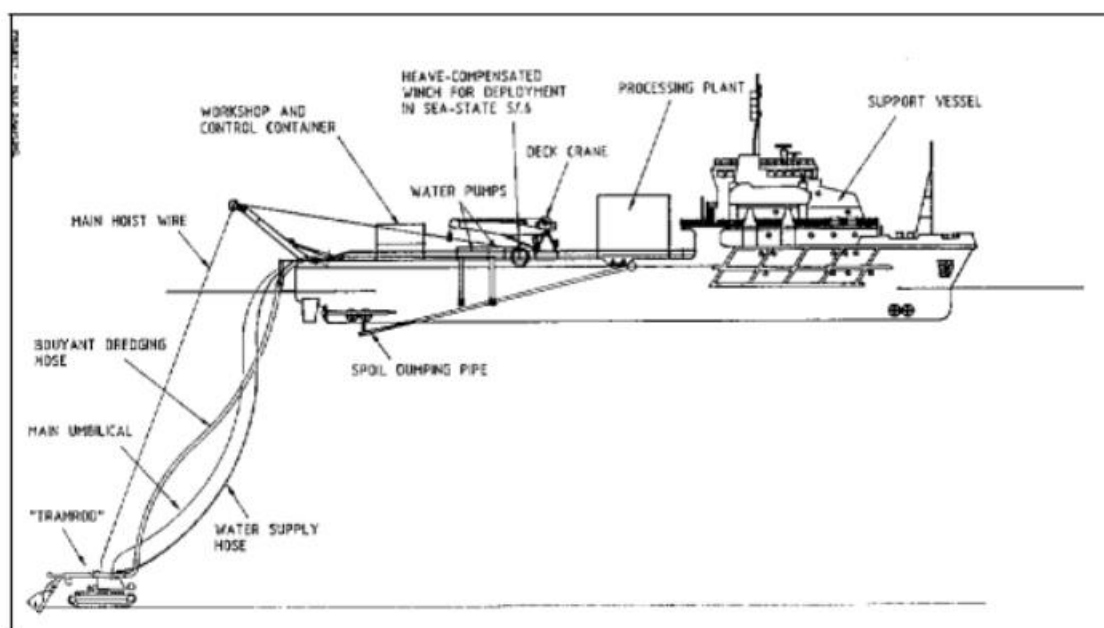
Figuren under viser enden av fallrøret (fall-pipe) som kan fjernstyres for nøyaktig posisjonering over dropstedet.



> *Figur 10-18: Steindumping over rørledning [89]*

10.2.4 Mudringsutstyr

Det finnes forskjellige metoder og typer utstyr for å fjerne borekaks fra sjøbunnen. Figuren under viser et eksempel på et undervanns mudringsutstyr som blir operert fra et arbeidsfartøy.



> *Figur 10-19: Overflatefartøy som opererer et undervanns mudringsutstyr [81]*

Opprydding på sjøbunnen er noe av det siste som skjer i forbindelse med fjerningsarbeidene offshore, enten det gjelder plattform- eller undervannsutbygninger. Tilstanden rundt innretningene etter avsluttet operasjon må dokumenteres gjennom kartlegging ved hjelp av egnet utstyr for bunnundersøkelser. I noen tilfeller blir det foretatt tester med fisketrål over det klargjorte området for å dokumentere at fiskeutstyret ikke kan hekte seg fast.

Figur 10-17 viser eksempler på skrot og utstyr som blir tatt opp i forbindelse med oppryddingsarbeider på sjøbunnen.

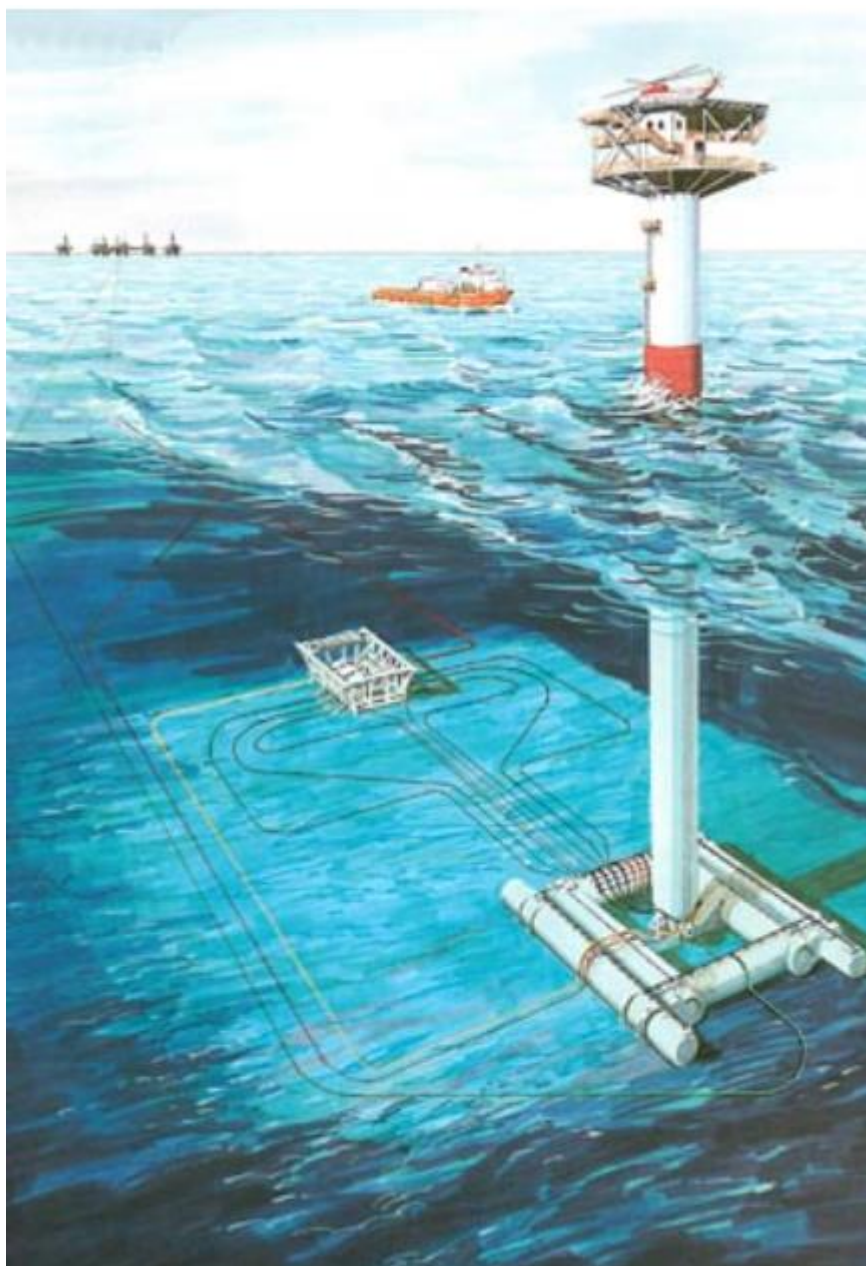


> Figur 10-20: Eksempel på utstyr og skrot som er tatt opp fra sjøbunnen [90]

10.3 Eksempler på fjerning av undervannsinnetninger

10.3.1 Nordøst Frigg

Nordøst Frigg var den første innretningen som ble fjernet på norsk sokkel. Feltet ble bygget ut på 102 meters vanddybde med seks undervanns brønnhoder samlet i en bunnramme og et ubemannet kontrolltårn 150 meter unna for fjernstyring og kontroll av gassbrønnene fra Frigg QP plattformen. Kontrolltårnet (126m lengde og 15m diameter) var festet via et universalledd til et betongfundament. Gassen gikk i rør (18 km) til Friggfeltet og ble behandlet på Frigg TCP2. Nordøst Frigg var den første satellitten i Nordsjøen som ble satt i produksjon ved hjelp av undervannsteknologi og en feltkontrollstasjon [91]. Brønnrammen ble installert i juni 1981, og gassproduksjonen startet i 1983.



- > *Figur 10-21: Nordøst Frigg feltutbygging. Første fjernstyrte undervannsutbygging i Nordsjøen.*

Feltet ble stengt ned i 1993 og innretningen ble fjernet og resirkulert i 1996. Stolt Comex Seaways og Kværner Installasjon sto for fjerningen. Kontrolltårnet og betongfundamentet ble gjenbrukt som småbåthavn, og plattformdekket ble gjenbrukt som treningssenter på Tau utenfor Stavanger. Også den 390 tonn tunge bunnrammen ble løftet opp og fraktet til land. Rammen ble hugget opp, smeltet om og resirkulert. De hydrauliske styringskablene mellom rammen og kontrolltårnet ble tatt til land og destruert.

10.3.2 TOGI

TOGI (Troll Oil Gas Injection) var en undervannsutbygging på ca. 300 m vandndyp og leverte gass (1991 til 2002) fra Trollfeltet til injisering i Osebergfeltet. TOGI installasjonene ble

fjernstyrt og kontrollert fra Oseberg 48 km unna, og var det første undervannsprosjektet i sitt slag i Nordsjøen. TOGI ble bygd ut ved en bunnramme som i hovedsak rommet fem produksjonsbrønner for injeksjonsgassen, en manifoldenhet samt utstyr for kontroll og styring av brønnene. Brønnene ble plugget i 2004. Før fjerning ble den på forhånd rensede rørledningen, kabel og kontrolledningene kappet, og de fire pælene som holder rammen på plass ble kuttet innvendig 5 m under havbunnen. Saipems løftefartøy S7000 ble i 2012 brukt til fjerningen av den ca. 1500 tonn tunge bunnrammen som ble levert til AF Decoms anlegg i Vats for gjenvinning. Bilde av TOGI bunnramme er vist under.



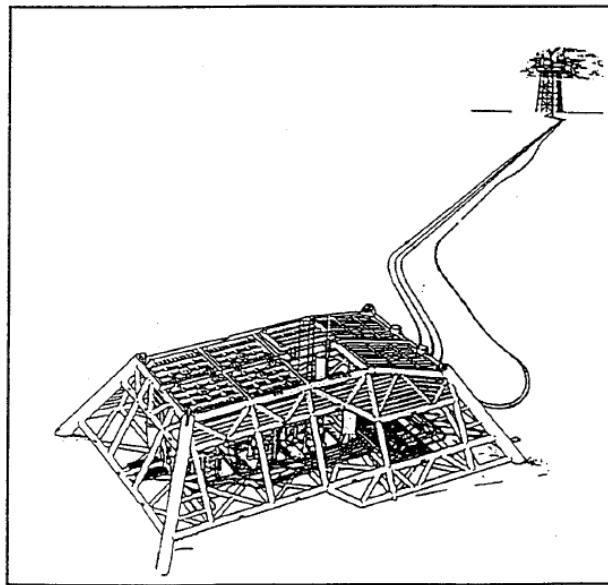
> Figur 10-22: TOGI bunnramme. Fjernet i 2012 [92]

10.3.3 Tommeliten Gamma

Tommeliten Gamma var bygget ut for å produsere gass med assosiert kondensat fra seks produksjonsbrønner. Feltet ble bygd ut med et undervannsanlegg som ble kontrollert fra Edda plattformen, 11,7 km unna. Plattformen tok imot produksjonen fra havbunnsbrønnene via rørledninger.

Foruten utstyret på Edda plattformen, besto Tommeliten anleggene av følgende hovedelementer:

- > En bunnramme med seks produksjonsbrønner
- > To produksjonslinjer og en testlinje
- > En hydraulisk og en elektrisk kontrollkabel



> *Figur 10-23: Feltutbygging på Tommeliten [93]*

Bunnrammen hadde følgende dimensjoner: L=42,5 m, B=27,2m, H=11,4m. Vekten i luft var ca. 800 tonn. Bunnrammen inneholdt seks brønnsliiser, produksjons- og testmanifold og elektrisk og hydraulisk distribusjonssystem.

Bunnrammen ble installert (1988) over en forboringsramme og pælt fast til havbunnen. Forboringsrammen hadde en vekt i luft på 95,8 tonn. Tommeliten bunnramme ble fjernet og brakt til lands (Stavanger) for opphogging i 2001.

11 BESKRIVELSE – SLUTTHÅNDTERING

11.1 Gjenvinning av materialer

Det desidert vanligste disponeringsalternativet er å ta hele eller deler av konstruksjonen til land for opphugging og gjenvinning av materialer. Arbeidet utføres av spesialiserte kontraktører som er godkjent for behandling av potensielt miljøfarlig avfall. Eksempler på slikt materiale er asbest, LRA og tungmetaller. Det er viktig at alle mulige utslipp overvåkes og fanges opp før de påvirker omgivelsene rundt sluttdisponeringsanleggene, dette gjelder også støv, lukt og støy.

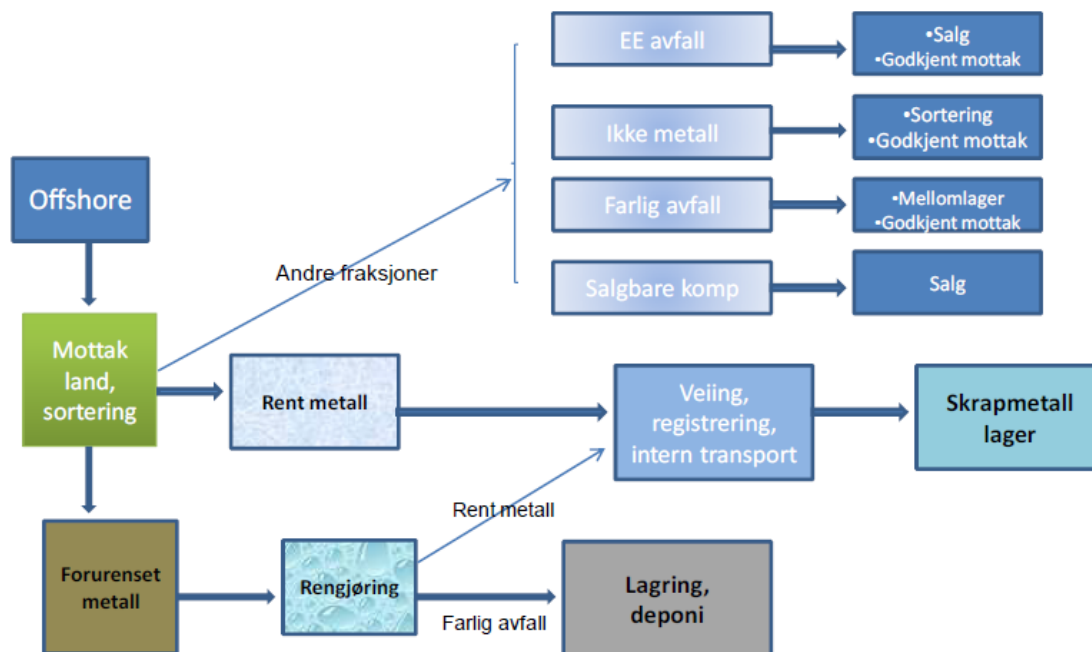
Ved valg av anlegg for disponering på land kan de følgende kriteriene legges til grunn:

- > Seilingsavstand fra offshore lokasjon
- > Vanddyp i tilknyttet havn
- > Losse- og løftekapasitet
- > Havneareal
- > Lagringskapasitet
- > Systemer for å forsvarlig håndtering av HMS
- > Systemer for å forsvarlig håndtering av miljøavfall
- > Dekontamineringsfasiliteter
- > Sikkerhetssystemer (f.eks. ISPS-sertifisering)
- > Tilstrekkelige systemer for materialkontroll og dokumentasjon

Ved disponering av installasjoner på land vil én av oppgavene omhandle rengjøring av marin begroing. Den mest miljøvennlige måten å fjerne dette på er ved bruk av høytrykkspyler med enten ferskvann eller saltvann. Etter fjerning kan begroingen brukes f.eks. som fyllmasser eller som gjødsel. Ved fjerning ved bruk av høytrykkspyler kan også noe maling forsvinne. Materialet må dermed kontrolleres for tungmetaller før det blir bestemt hva det kan brukes til. Det er viktig å merke seg at marin begroing kan ha sjenerende lukt, spesielt hvis det blir eksponert for luft over lang tid, og fjerning av slikt materiale bør dermed gjennomføres så tidlig i disponeringsprosessen som mulig. Det har også være flere vellykkede prosjekter hvor marin begroing har blitt fjernet under vann mens konstruksjonen fortsatt befant seg på opprinnelig lokasjon, slik at disse problemene i sin helhet har blitt unngått [94].

Fra et sikkerhetsmessig perspektiv vil det være positivt å gjennomføre så mye som mulig av oppkuttingen ved bruk av autonome systemer. Dette være seg selvgående roboter som beveger seg, kutter og løfter i høyden, eller maskiner for sortering og transport av avfall osv. Ved bruk av roboter til slike oppgaver ville man kunne redusere risikofylt arbeid knyttet til oppdeling av konstruksjonen, og man ville dermed kunne bedre sikkerheten for det involverte personell. Selv om dette er gunstige sikkerhetsmessige løsninger, er det lite brukt i dagens disponeringsmarked. Dette skyldes bl.a. behovet for investeringsgrunnlag for å anskaffe, teste og utvikle slikt utstyr.

Klif [13] gir en grov oversikt over materialstrømmen som oppstår når en offshorekonstruksjon tas til land for disponering. Med unntak for en betongkonstruksjon vil mesteparten være stål som kan gjenvinnnes, men også annet, potensielt farlig avfall vil kunne forekomme. Oversikten er vist i Figur 11-1.



> *Figur 11-1: Materialstrøm på mottak for offshore konstruksjoner [13]*

Materialene som finnes i konstruksjonen vil være sterkt avhengig av byggetidspunkt. Nyere regelverk har begrenset adgangen til bruk av miljøfarlige materialer og mengden slikt materiale i disponerte konstruksjoner vil dermed reduseres ettersom plattformene som stenges ned blir nyere og nyere.

11.1.1 Dekksanlegg

Et dekskanlegg kan fjernes på de forskjellige måtene beskrevet i kapittel 7.1. Hvis dekket har blitt fjernet ved en bit-for-bit-metode vil mesteparten av jobben på land bestå av å håndtere allerede (delvis) sortert materiale. Jobben vil dermed konsentrere seg om å transportere materialene til korrekt sluthåndtering.

Hvis et dekskanlegg har blitt brakt til land modulvis eller fullstendig inntakt vil en stor del av jobben på land bestå av rengjøring. Rengjøringsprosessen er beskrevet i kapittel 7.1.1 og i avsnittet over. Etter rengjøring vil dekskanlegget tas fra hverandre. Hvis deler av konstruksjonen skal gjenbrukes er det viktig at fjerning av disse skjer så tidlig som mulig for å forhindre unødig slitasje eller skader. Ellers vil oppkutting av dekskanlegget gjennomføres på lignende måte som beskrevet i kapittel 7.1.2. Mesteparten av oppkuttingen vil som oftest skje med gravemaskiner påmontert hydrauliske sakser, mens større komponenter kan demoleres som beskrevet for stålundestell i kapittel 11.1.3.

11.1.2 Betongunderstell

Det finnes ingen eksempler på betongunderstell som er tatt til land for gjenvinning og man har følgelig ingen erfaring med dette. For oppkutting av et betongunderstell som beskrevet i Tabell 8-1 vil man ha behov for en dypvannshavn for oppankring av konstruksjonen under første del av oppkuttingen. Her kan understellet ligge mens skaftene og muligens øvre domer/topplate og deler av cellene blir fjernet. Etter dette er det behov for en tørrdøkk eller

annen innretning for å få den gjenværende delen av understellet på land for oppkutting av restene av understellet. Kapasitet for slik disponering er beskrevet i kapittel 15.

AF Decom Offshore (AFDO) utarbeidet i 2011 en utfyllende rapport som bl.a. omhandlet disponering av betonginnretninger [34]. Her listes følgende muligheter for oppkutting av betongkonstruksjoner:

- > Konvensjonell riving med rivemaskiner (mekanisk kutting)
- > Konvensjonell riving med kule
- > Vannsaging
- > Diamantwirekutting (DWC)
- > Bruk av eksplosiver/sprengning

De forskjellige metodene har ulike bruksområder og ifølge AFDO vil en riveprosess gjennomføres ved en kombinasjon av disse metodene. En fullstendig oversikt over bruksområder og egnethet er vist i Vedlegg C.

AFDO-rapporten gir også beskrivelser av det omfattende utstyret som kreves ved knusing av betong med påfølgende separasjon fra armering. Utforming av slikt utstyr kan ligne på det brukt i gruveindustrien, men med modifikasjoner for å hindre fastlåsing av armeringsjern i knuseprosessen.

Det er i samme rapport også understreket at knust betong og gjenvunnet armeringsmateriale utgjør gode og viktige ressurser som kan, og bør, gjenbrukes i andre prosjekter. Det er bl.a. referert til flere gjennomførte prosjekter hvor knust betong har blitt brukt som tilslag med gode egenskaper.

11.1.3 Stålunderstell

Kuttemetoder vanligvis brukt for oppkutting av stålkonstruksjoner er:

- > Mekanisk/hydraulisk kutting
- > Varmkutting
- > Abrasiv kutting
- > Diamantwirekutting (DWC)
- > Eksplosiv demolering

Det aller meste av materialet i en stålkonstruksjon egner seg for gjenvinning og det vanligste bruksområdet er i armeringsjern.

Det finnes mange eksempler på stålunderstell som er tatt til land for oppkutting og gjenvinning. Bl.a. ble de tre ståljacketene fra Friggfeltet fraktet til land hos Kværner Stord og kuttet opp og gjenvunnet [37]. Det aller meste av disse understellene ble kuttet opp ved bruk av hydraulisk skjærkutter montert på en gravemaskin. I tilfeller hvor denne ikke hadde tilstrekkelig rekkevidde, ble enkelte deler kuttet manuelt og deretter løftet og plassert på bakken for videre oppkutting. Gjenvinningsraten for prosjektet lå rett oppunder 100 %, bl.a. ble stålet sendt til et smelteverk i Amsterdam for å gjenvinnes for bruk i armeringsjern.

11.1.4 Skipsformede flytende fartøy

Denne rapporten vil ikke spesielt ta for seg disponering av skipsformede flytende installasjoner fra olje- og gasssektoren. Se for øvrig kapittel 14.1.

11.2 Disponering på dypt vann

Disponering av en plattform på dypt vann betyr å frakte plattformen til en forhåndsbestemt lokasjon for deretter å senke den. Ved diskusjon rundt disponering på dypt vann må OSPAR-beslutning 98/3 [9] tas i betraktning. Spesielt vil ikke dette alternativet være aktuelt for dekkсанlegg, da disse spesifikt kreves fjernet i OSPAR-beslutningen.

Frakting av plattformunderstellene til lokasjon for disponering på dypt vann vil bli gjennomført på en av måtene beskrevet i kapitlene 8.1.1 eller 8.1.5 til 8.1.8.

Etter protestene rundt beslutningen om å disponere Brent Spar på dypt vann i 1995 [71], har ikke dette blitt besluttet for noen andre plattformer i Nordsjøen, selv om protestene mot disponeringsmetoden for Brent Spar var basert på innhold av miljøgifter og radioaktive avleiringer i lastebøyen.

11.3 Reinstallasjon og resalg

Ved reinstallasjon av en nedstengt plattform brukes hele eller deler av plattformen på nytt på samme eller ny lokasjon. Dette er ikke spesielt utbredt for understell eller dekkсанlegg, men relativt vanlig for flytende skipsformede innretninger (som FPSO osv.), samt til en viss grad for rørledninger og annet undervannsutstyr.

Ved reinstallasjon er det viktig å påvise at tilstanden til den aktuelle konstruksjonen er tilfredsstillende. I de aller fleste tilfeller krever reinstallasjon oppgradering for å tilfredsstille oppdaterte regelverk ol. Det er også vanlig at det utføres modifikasjoner av utstyret for å være bedre tilpasset de nye arbeidsoppgavene.

Gjenbruk av en rørledning vil i praksis heller bety tilkobling til en ny innretning da flytting av rørledninger ikke anses som et godt alternativ.

Når bruken av flytende skipsformede innretninger opphører på et felt er det relativt vanlig at innretningen re-installeres/gjenbrukes opptil flere ganger avhengig av vurdert restlevetid. Både Petrojarl 1 og Petrojarl Varg har etter fjerning fra norsk sokkel blitt re-installert på andre felt. Se kapittel 9.2.5.

Et eksempel på et dekkсанlegg som har blitt gjenbrukt er dekkсанlegget fra Hutton TLP som ble fjernet tidlig på 2000-tallet [95]. Dekkсанlegget ble fjernet ved reversert flyt-over utenfor Murmansk i Russland for å gjenbrukes som dekkсанlegg på et betongunderstell konstruert for bruk på Prirazlomnoye oljefelt i nord-vest Russland. Operasjonen var på den tiden den tyngste de-mating-prosessen gjennomført fra et brukt understell. Deretter ble dekkсанlegget overført til en leker for å oppgraderes og for å utvide boligkapasiteten. Ved ferdigstilling av betongunderstellet ble dekkсанlegget horisontalt skiddet over på betongunderstellet og plattformen ble i sin helhet tauet ut til feltet hvor den ble installert. Produksjonen startet i 2004.

En semi-sub som er midlertidig stengt er Njord A [96]. Plattformen er ved utarbeidelse av denne rapporten fraktet til Kværners anlegg på Stord hvor både skrog og dekkсанlegg skal oppgraderes for å utvide driftstiden med flere tiår. Det er forventet at oppgraderingen skal ferdigstilles i 2020 og Njord A skal da fraktes tilbake til opprinnelig lokasjon for re-installering.

Hvis bunnfaste understell skal flyttes og re-installeres for gjenbruk i olje- og gassektoren vil det være store usikkerheter knyttet til gjenværende levetid av konstruksjonene, og

kostnader knyttet til verifikasjon, oppgradering og modifikasjon vil i mange tilfeller være i samme størrelsesorden som ved å designe en ny konstruksjon spesielt for det aktuelle prosjektet. Et prosjekt som har løst disse utfordringene er reinstallasjonen av Molikpaq på Sakhalin-feltet utenfor Russland [97]. Plattformen var opprinnelig lokalisert utenfor Canada, men ble i 1998 fjernet ved reflyting og tauet til Korea hvor den ble oppgradert før installasjon i russisk farvann.

På en workshop avholdt i etterkant av Decom Offshore 2014-konferansen, ble det oppsummert utfordringer knyttet til gjenbruk av hele eller deler av disponerte plattformer. Utfordringene ble oppsummert i samarbeid med Zero Waste Scotland og ABB Consulting [26].

Oppsummeringen peker hovedsakelig på utfordringer knyttet til gjenbruk av utstyr i olje- og gasssektoren. Det er generelt lite gjenbruk i denne sektoren, og i tilfelle som oftest internt på samme felt. Hovedbegrunnelsen er som oftest relatert til risiko og økonomi. Operatørene er veldig bevisst på risiko, bl.a. med tanke på ansvar for eventuell svikt i solgt utstyr. Det pekes også på at gjenbruk som regel krever at det blir valgt en tung-/etløfts metode som kan øke kompleksiteten og kostnaden for fjerningen. I tillegg pekes det på at kostnadene ved å kjøpe inn nytt utstyr ikke nødvendigvis er større enn kostnadene ved gjenbruk og oppgradering. Dette kan spesielt være tilfellet hvis det kreves omfattende modifikasjon på gammelt utstyr. Det er anslått at man må tredoble inntekten ved salg av utstyr for gjenbruk sammenlignet med skrapverdien for å tjene inn økte kostnader ved fjerning for gjenbruk. Tankegangen til designere er heller ikke innstilt på gjenbruk, da det svært sjeldent blir vurdert å bruke gamle komponenter i nye konstruksjoner. Dette henger også sammen med operatørens kultur for å ønske at komponentene skal være spesialtilpassede.

Rapporten gir også noen forslag for hvordan man kan øke gjenbruksraten i olje- og gasssektoren. Av forslag til drivende intensiver nevnes:

- > Utvikle faktaark for utstyr som er relevante for gjenbruk for å avklare ansvarsfordeling
- > Opprette en «pris», f.eks. på lignende måte som Red Dot Award for god design, for å synliggjøre hvilke bedrifter som er gode på gjenbruk

I den samme rapporten er det inkludert en generell innholdsliste for dekkсанlegg i nordre/sentrale Nordsjøen med informasjon om muligheten for resalg av de forskjellige komponentene. Oversikten viser muligheten for resalg på tre nivåer; hele moduler, systemer og individuelle komponenter. Det vil generelt være mest gunstig å re-selge størst mulige moduler med tanke på økonomisk og miljømessig gevinst, og en slik innholdsliste bør brukes aktivt i disponeringsprosessen for å optimalisere gjenbruksmulighetene. Eksempel på tabellens utforming for et helikopterdekk er gitt i Tabell 11-1. En fullstendig oversikt over tabellen er gitt i Vedlegg B.

- > Tabell 11-1: Eksempel på muligheter for salg av moduler, systemer og utstyr fra et dekkсанlegg [26]. Hele tabellen er gjengitt i Vedlegg B.

Module	Re-use options at module level?	Assemblies	Re-use options at assembly level?	Equipment	Re-use options at equipment level?	Re-sale to specialist	Recycle	
Helideck	Complete assembly could be used on new platform with refurb.	Helideck structure	Yes	Steelwork			Y	
				Lighting / illumination			Y	
		Fire system	No	Skid	Yes - if to current standards			Y
				Pipework			Y	
				Foam distribution			Y	
		Administration room	No	Seating				Y
				Displays			Y	
				Office equipment			Y	
				Cabin structure	Yes - site cabin for COMAH site		Y	

Det finnes flere bedrifter som har spesialisert seg på å selge brukt og ubrukt utstyr for offshoremarkedet. Eksempler er listet nedenfor:

- > Quibase - www.quibase.com
- > Salvex - www.salvex.com
- > OilMac - www.oilmac.com

Quibase er et norskbasert firma som holder til i Bergen. De har utført resalg av maskiner og utstyr i offshorebransjen i flere år, og hadde bl.a. ansvaret for å selge alt utstyr og materiale etter fjerningen av Friggplattformene [98].

11.4 Omgjøring til kunstig rev

Omgjøring av nedstengte plattformer til kunstig rev i Nordsjøen er et tema som er kraftig debattert. Selv om omgjøring av konstruksjoner til kunstig rev har vært en suksesshistorie bl.a. i Mexicogulven [99], har det vært stor motstand mot en slik løsning i Nordsjøen. Motstanden startet da det ble besluttet at Brent Spar skulle disponeres på dypt vann. Miljøforkjempere, med Greenpeace i front, demonstrerte mot dette og det ble til slutt besluttet at plattformen heller skulle brukes i bygging av en ny kai i Mekjarvik.

Denne protesten førte med seg store konsekvenser for disponering av nedstengte plattformer i årene som fulgte, spesielt på grunn av påvirkningen den hadde på politiske beslutninger. I diskusjon rundt disponering av plattformer er det viktig å merke seg forskjellen på disponering på dypt vann (som var det foreslåtte alternativet for Brent Spar), beskrevet i kapittel 11.2, og omgjøring av plattformer til kunstig rev. Ved omgjøring til kunstig rev vil konstruksjonen bli plassert på utvalgte lokasjoner, hvor det er påvist eller sterkt antatt at en slik innretning kan ha gunstig effekt. Ved disponering på dypt vann vil konstruksjonen ha mindre påvirkning på det marine miljøet.

Det er i dag flere rapporter som indikerer at kunstige rev også i Nordsjøen kan ha gunstig effekt. Det vil i fremtiden sannsynligvis kreves en politisk og offentlig prosess for å bevise at dette kan være et godt alternativ. Det krever også at operatørene er villige til å ta sjansen på å anbefale omgjøring til kunstig rev som beste løsning (selvfølgelig gitt at dette faktisk er den beste løsningen) og eventuelt risikere negativ omtale hvis videre overvåkning av området avdekker uforutsette negative konsekvenser av løsningen.

11.5 Alternativ bruk

Dette kapitlet tar kort for seg muligheter for alternativ bruk av utrangerte dekkсанlegg og understell. Ikke alle alternativene vil være aktuelle for alle nedstengte plattformer, men dette kan gi en idé om omfanget av mulighetene.

Tabell 11-2 er ment som en brainstorming rundt alternative muligheter og er ikke ment å være en komplett liste.

> *Tabell 11-2: Liste over noen alternative bruksområder for nedstengte plattformer (dekkсанlegg og/eller understell)*

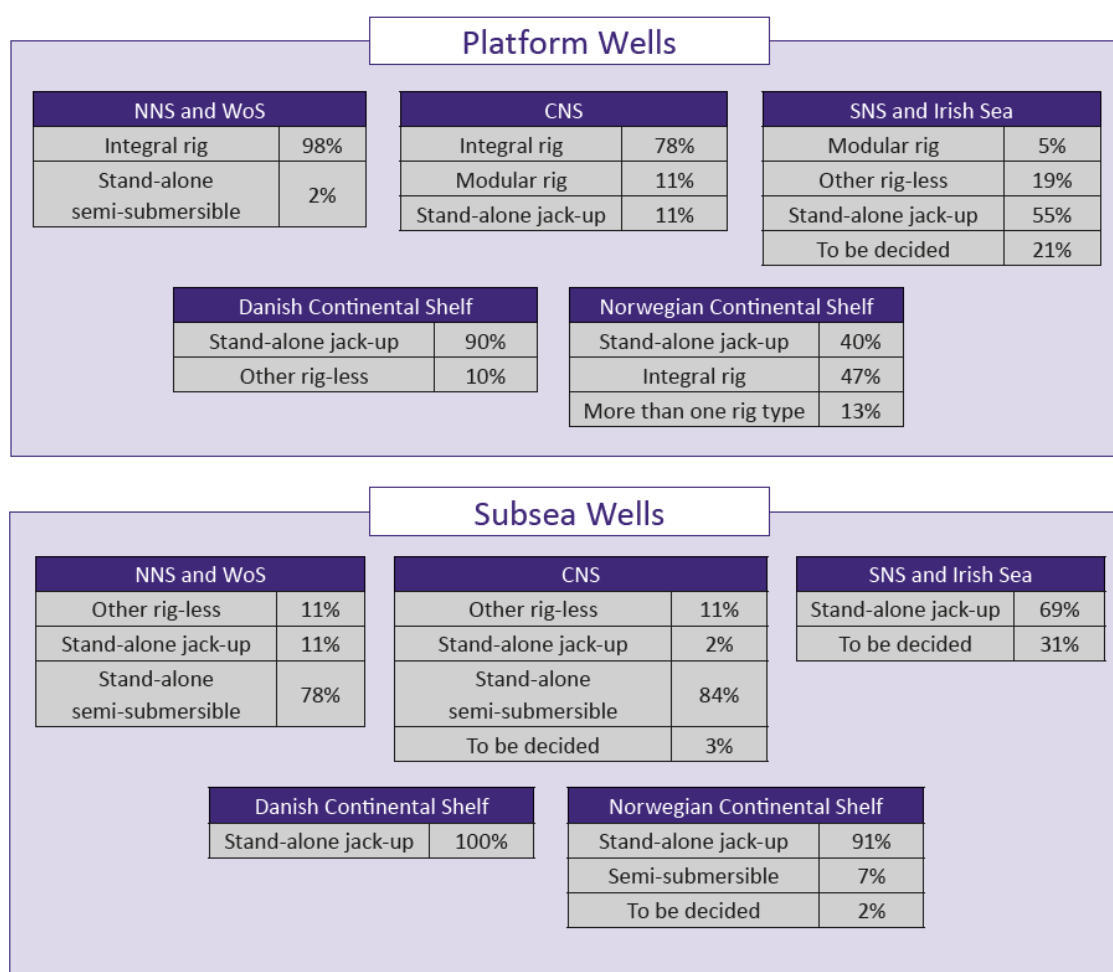
I olje- og gassektoren	I andre sektorer	
	På samme eller ny lokasjon	På ny lokasjon
Karbonfangst og -lagring	Forskning	Forskning
Gasslagring	Vindkraft	Vindkraft
	Bølgekraft	Bølgekraft
	Senter for kommunikasjon og navigasjon	Tidevannskraft
	Metrologistasjon	Hotell
	Utskytningsbase for forskningsraketter	Fengsel
	Redningsssentral	Militært bruk
	Treningsfasiliteter for offshore personell	Kunstig øy
		Treningsfasiliteter for offshore personell
		Kunstig havbunn/landmasse
		Brufundament/fyllmasse til broer og havneanlegg
		Senter for kommunikasjon og navigasjon
		Treningssenter for dykkere
		Utskytningsbase for forskningsraketter
		Redningsssentral

12 KAPASITET OG KOMPETANSE – BRØNNPLUGGING

12.1 Forventet pluggeaktivitet

Den siste undersøkelsen av de forventningene som operatørene har til permanent plugging av brønner er publisert i Decommissioning Insight 2017 [2], og viser at de eksisterende plattformriggene, sammen med jack-up'er og halvt nedsenkbare rigger, vil utføre de aller fleste brønnpluggingoperasjonene.

Figure 8: Forecast Rig Type for Well P&A Across the North Sea, 2017 to 2025



> Figur 12-1: Type borerigg som forventes brukt til brønnplugging i nordsjøområdet [2]

Man skal være forsiktig med å feste for stor tillit til tallene som er gitt i figuren. De bør ses på som indikative. Det er relativt liten erfaring med store brønnpluggingprogrammer og nytt utstyr utvikles som kan endre balansen mellom de forskjellige opsjonene som er tilgjengelige. Det er interessant å sammenligne tallene over, som er fra 2017, med tilsvarende tall fra 2016 [4]. På norsk sokkel er behovet for jack-up'er til havbunnsbrønner falt fra 98 % i 2016 til 91 % i 2017, mens for plattformbrønner har behovet for integrert rigg

falt fra 68 % i 2016 til 47 % i 2017. Undersøkelsen viser derimot at behovet for selvstendig jack-up rigg for plattformbrønner har økt, fra 21 % i 2016 til 40 % i 2017.

Det er også interessant å legge merke til den klare forskjellen det er mellom prognosene for britisk og norsk sokkel. For de britiske plattformene i nordlige og sentrale nordsjøområde forventes plattformrigger å bli brukt i henholdsvis 98 % og 78 % av tilfellene, mens forventningen tilsvarende er 47 % på norsk sokkel. Vi har ikke undersøkt grunnen til disse forskjellene, men vi tror at prognosene for nordlige og sentrale nordsjøområdene på britisk side er umodne, og vil nærme seg trenden på norsk side.

12.2 Brønnplugging og samtidige avslutnings- og disponeringsaktiviteter

I de fleste tilfellene vil kostnader til brønnplugging være den største enkeltkostnaden i forbindelse med et felts avslutnings- og disponeringsprosjekt. Brønnplugging er i tillegg også den avslutningsaktiviteten som tar lengst tid. Tilstanden nedihulls, spesielt i gamle produksjonsbrønner, er ofte uforutsigbar, noe som bidrar til at kostnadene er vanskelige å forutsi.

Når det gjelder faste plattformer, må brønnpluggoperasjonene være avsluttet før det er mulig å starte forberedende arbeider for fjerning av dekkсанlegget. Med pluggede brønner kan utstyr som inneholder hydrokarboner tømmes og fjernes og på den måten redusere risikoen forbundet med brann og gassfare mens fjerningsarbeidene pågår. Brønnplugging starter ofte før tillatelse til avslutning av produksjonen er gitt.

Plugging av havbunnsbrønner kan ofte kombineres med annet disponeringsarbeid, som for eksempel pigging av produksjonsledninger, frakobling av rør og ledninger, etc. samtidig som boreriggen (jack-up eller halvt nedsenkbar) støtter disse operasjonene.

12.3 Prognoser, timing, kostnader og usikkerheter

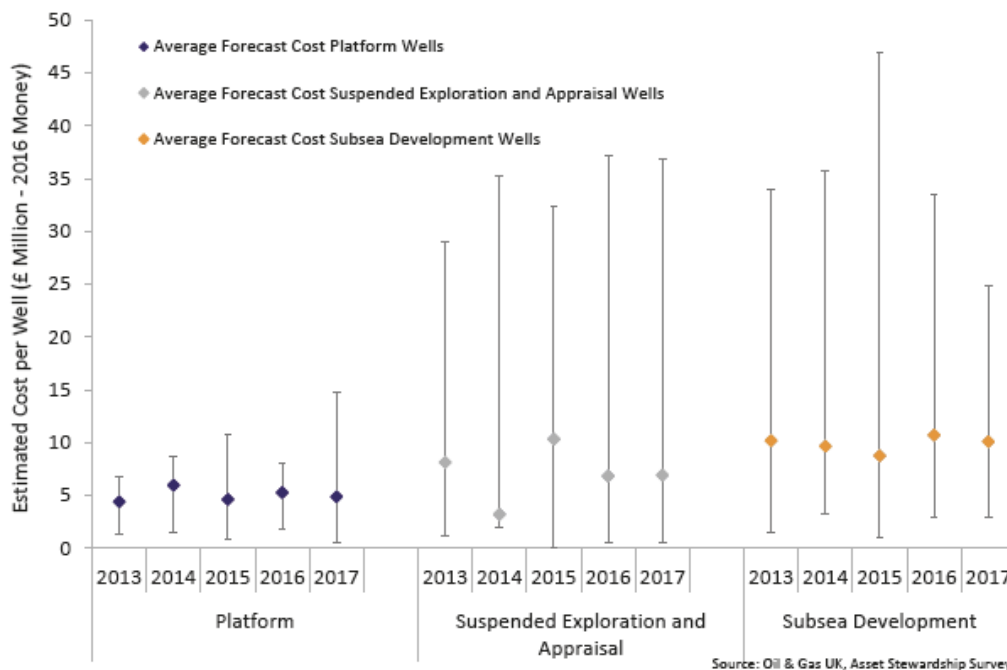
For undervannsfelt utgjør brønnplugging i størrelsesorden 70 % av de totale kostnadene, mens for plattformbaserte felt vil plugging mest trolig ligge i størrelsesorden 30 % til 40 % av totalkostnadene på dypere vann i den nordlige og sentrale del av Nordsjøen, og økende til ca. 50 % i den grunnere sørlige delen av Nordsjøen.

Det bemerkes at Decommissioning Insight 2017 [2] oppgir det totale antall gjenværende brønner som på norsk sokkel skal plugges til å være 3 000 stk. Vi mener at dette antallet er villedende fordi de muligens også inneholder diverse utgreininger (side tracks) og gjenåpninger (re-entries) som kan skje i løpet av en brønns levetid, eller tallet kan inneholde letebrønner. En mer relevant måte å uttrykke behovet for brønnplugging på å registrere antall brønnehoder. En overordnet vurdering basert på ODs faktasider tilsier at det for tiden er ca. 1250 plattformbrønner og omkring 800 havbunnsbrønner på norsk sokkel som gjenstår å plugge.

Forutsatt en indikativ kostnad på 60 MNOK per plattformbrønn og 130 MNOK per havbunnsbrønn, vil de totale pluggekostnadene for gjenværende brønner dermed kunne være i størrelsesorden 180 milliarder kroner. Det må understrekes at dette er en svært forenklet vurdering med betydelig usikkerhet. I virkeligheten vil det være et spenn av enhetskostnader per brønn innenfor et enkelt felt. Kostnad per brønn i en høytrykks-/høytemperaturs-brønn vil også bli betydelig høyere.

Usikkerhetene i forbindelse med brønnplugging kommer klart frem i figuren nedenfor:

Figure 15: Historical Variation in Well Plugging and Abandonment Cost Forecasts in the Central and Northern North Sea and West of Shetland



> *Figur 12-2: Stor spredning av enhetskostnader for brønnplugging [2]*

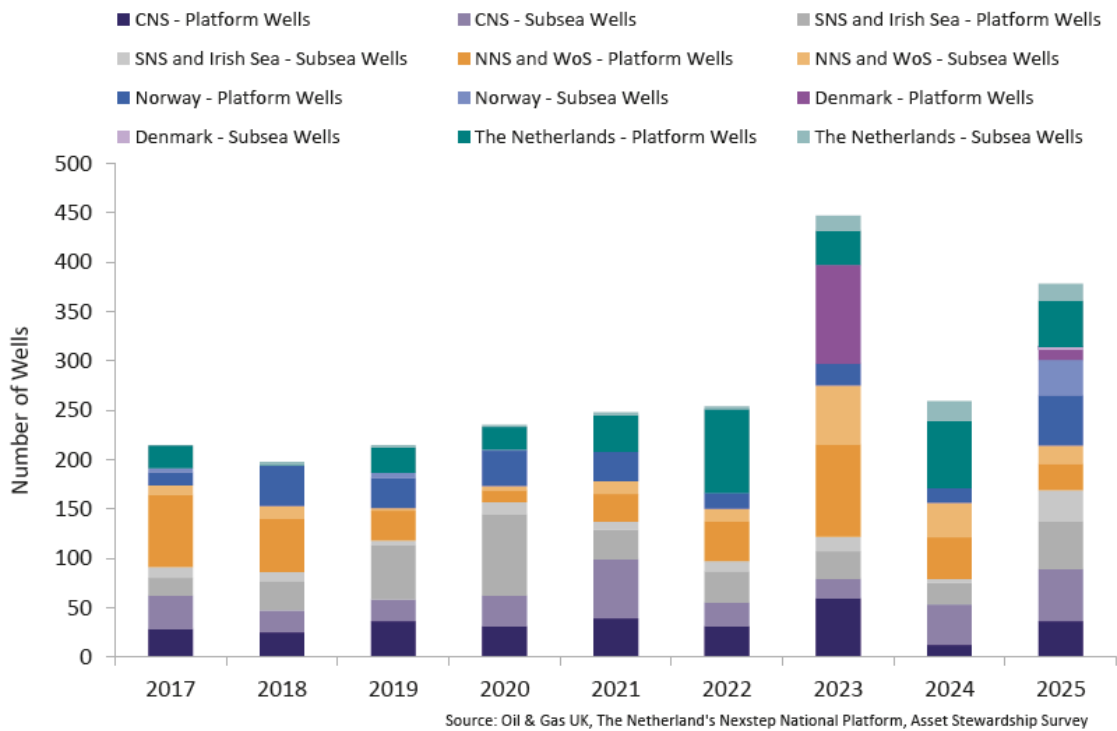
Timingene av brønnpluggingen og dermed kostnadene er nært knyttet opp til tidspunktet når feltet offisielt stenges ned. I tilfelle produksjonsplattformer, spesielt dem som har en intakt borerigg, er det ønskelig å starte brønnpluggingen mens produksjon fra aktive brønner pågår. På den måten kan felleskostnadene ved å drive innretningen fordeles mellom brønnplugging og produksjon, og dermed redusere de totale pluggekostnadene. Etter at innretningen er offisielt nedstengt, vil alle kostnader knyttet til aktivitet på innretningen bli belastet budsjettet for avslutning og disponering.

For havbunnsbrønner som krever en mobil borerigg kan det være fordelaktig å utsette brønnpluggingen hvis rigratene er spesielt høye, mens normal praksis vil også her være å plugge brønnene så snart som mulig. Jo lenger en brønn blir stående uten tilsyn, desto større blir risikoen for komplikasjoner (f.eks. korrosjon eller kollaps) under pluggingen.

Tiden det tar for å plugge en brønn kan variere betydelig fra omkring 10 til 15 dager for en enkel brønn, som for eksempel en injeksjonsbrønn, opptil flere måneder for en komplisert brønn. For generelle planleggingsformål kan en anta ca. 30 dager for en normal produksjonsbrønn. For en plattform med 30 brønner vil det dermed typisk ta opp mot tre år for å gjennomføre pluggeaktiviteten. Som nevnt før er det mulig å starte dette arbeidet før produksjonen stenges ned.

Når det gjelder prognoser for brønnplugging, viser figuren under hvilke forventninger en har for de nærmeste 8 årene.

Figure 1: Well P&A Forecast Across the North Sea



> Figur 12-3: Prognose for brønnplugging i nordsjøområdet for de nærmeste 8 årene [2]

På lengre sikt kan en forvente at behovet for brønnplugging vil øke ettersom mange av de større og eldre feltene slik som Ekofisk og Statfjord når slutten av sin levetid. Å forsøke å gi en god prognose utover 2025, er svært vanskelig.

12.4 Markedsaktører

Markedsaktørene innen permanent plugging av utvinningsbrønner er i hovedsak de samme som gjennomfører produksjonsboring og som står for drift og vedlikehold av plattform- og havbunnsbrønner i Nordsjøen, og som leverer tjenester og utstyr i forbindelse med borerelaterte operasjoner.

12.4.1 Boreselskaper

Noen av de viktigste boreselskapene er nevnt under.

- > Saipem
- > Transocean
- > Nabors Offshore
- > Seadrillbr
- > Awilco Drilling
- > COSL Drilling Europe AS
- > Diamond Drilling
- > Dolphin Drilling AS
- > ENSCO Offshore UK Ltd.

- > KCA Deutag
- > Maersk Drilling
- > Noble Drilling
- > North Atlantic Drilling
- > Northern Offshore
- > Odfjell Drilling
- > Paragon Offshore
- > Rowan Norway Ltd
- > Stena Drilling
- > Transocean

12.4.2 Tjenester og utstyr

Under er noen av de viktigste leverandørene av tjenester og utstyr i forbindelse med brønnplugging listet.

- > Schlumberger
- > Halliburton
- > Baker Hughes
- > Fluor
- > Weatherford
- > Petrofac
- > Acteon
- > InterAct
- > Claxton
- > Helix Energy Solutions
- > Expro
- > Interwell P&A
- > BiSN
- > GA Drilling
- > Archer
- > Ardyne
- > Wellcem
- > Sandaband Well Plugging
- > Wild Well Control
- > Seal Well
- > CannSeal
- > Welltec
- > HydraWell

12.5 Kapasitet og kompetanse i markedet

Gitt den moderate økningen i brønnpluggaktivitetene som er antydnet over, sammenholdt med den lave etterspørselen etter rigger for tiden, er det vanskelig å se for seg noen knapphet på ressurser innenfor dette området med det første. På lengre sikt kan en anta at det er innenfor markedet for mobile rigger at det først på nytt kan oppstå knapphet.

Plattformbasert riggutstyr vil trolig bli mindre berørt av det globale markedet, og plattformbrønner står for den største andelen av brønnpluggaktiviteten.

13 KAPASITET OG KOMPETANSE – DISPONERING AV PLATTFORMER

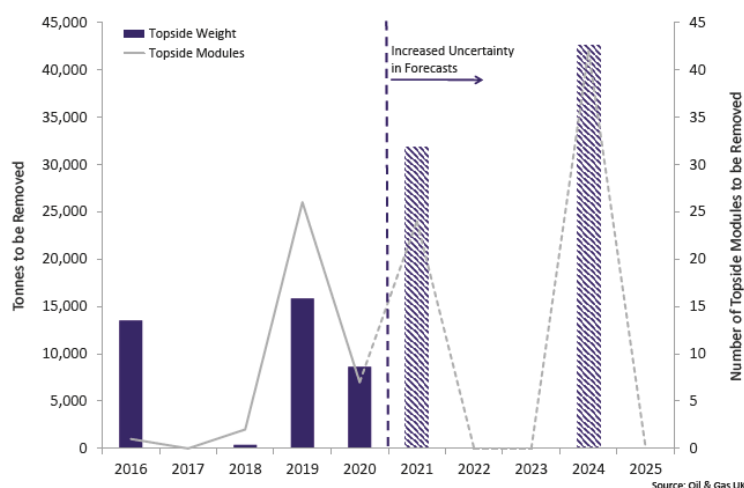
13.1 Forventet fjerningsvolum

13.1.1 Norsk sokkel

I kapittel 5.1 er det vist at til sammen 14 plattformer og 2 FPSOer forventes fjernet på norsk sokkel innen 2025. De representerer en dekkсанleggsvekt på 123 205 tonn og en understellsvekt på 115 176 tonn – til sammen 238 381 tonn (ref. Tabell 5-2) – som forventes å bli brakt til lands for sluttdisponering i perioden. Fordelt på åtte effektive år til og med 2025, blir det totalt i gjennomsnitt ca. 30 000 tonn per år – ca. 15 500 tonn plattformunderstell og ca. 14 500 tonn dekkсанlegg per år.

Det er vanskelig å fastslå fordeling i tid for når den forventede disponeringsmengden vil bli realisert. Årets rapport Decommissioning Insight 2017 [2] viser ikke en slik fordeling, mens samme rapport fra i fjor gjorde det [4].

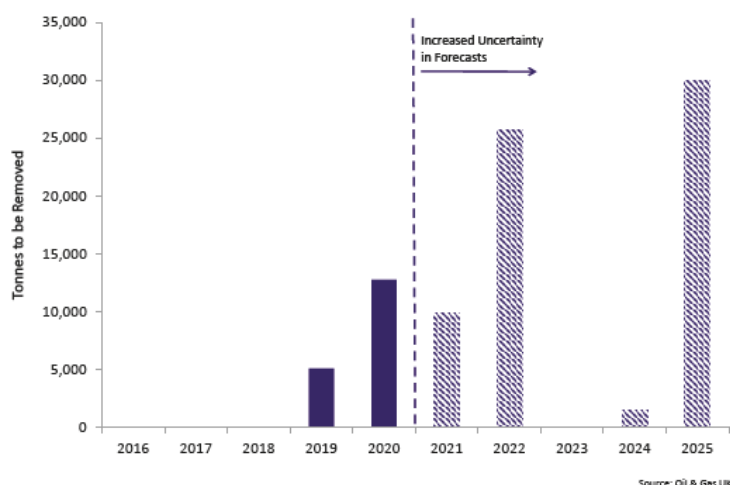
Figure 22: Forecast Number of Topside Modules and Topside Weight to be Removed on the Norwegian Continental Shelf



Topside Removal	Weight (Tonnes) 2016 to 2025	Number 2016 to 2025
Norwegian North Sea	112,612	102 modules on 14 platforms
Norwegian Sea	No activity	No activity
Barents Sea	No activity	No activity

- > *Figur 13-1: Forventet antall dekksmøduler og -vekt som tas til lands for sluttdisponering. Prognose fra 2016. [4]*

Figure 23: Forecast Substructure Weight to be Removed on the Norwegian Continental Shelf



Substructure Removal	Weight (Tonnes) 2016 to 2025	Number 2016 to 2025
Norwegian North Sea	84,734	12 platforms
Norwegian Sea	No activity	No activity
Barents Sea	No activity	No activity

- > *Figur 13-2: Forventet mengde plattformunderstell som bringes til lands for slutt disponering. Prognose fra 2016. [4]*

Dagens syn på hvordan fjerningsaktiviteten vil fordele seg over de kommende årene vil sikkert avvike noe fra bildet som er vist over, og neste års oversikt vil sikkert vise noe annet igjen. Figuren over er likevel en nyttig illustrasjon på en mulig årsfordeling av disponeringsaktiviteten for bunnfaste plattformunderstell fremover på norsk sokkel.

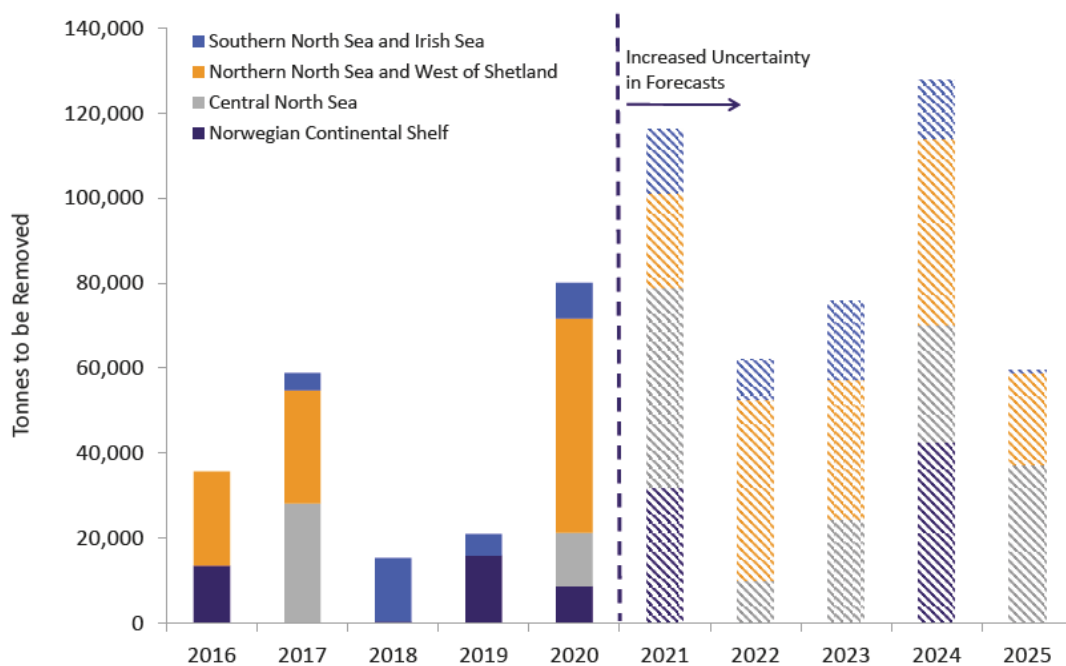
13.1.2 Nordsjøområdet forøvrig

Med referanse til kapittel 5.2, forventes det at 192 plattformer vil bli disponert frem mot 2025 på britisk, dansk og nederlandsk sokkel, tilsvarende en samlet tonnasje på over 1,1 millioner tonn, fordelt på 392 762 tonn stålunderstell og 736 595 tonn dekkсанlegg.

Figur 13-3 og Figur 13-4 viser en samlet oversikt over totalvekt av dekkсанlegg og av plattformunderstell som årlig er forventet fjernet på britisk og norsk sokkel, slik det ble vurdert i 2016 [4].

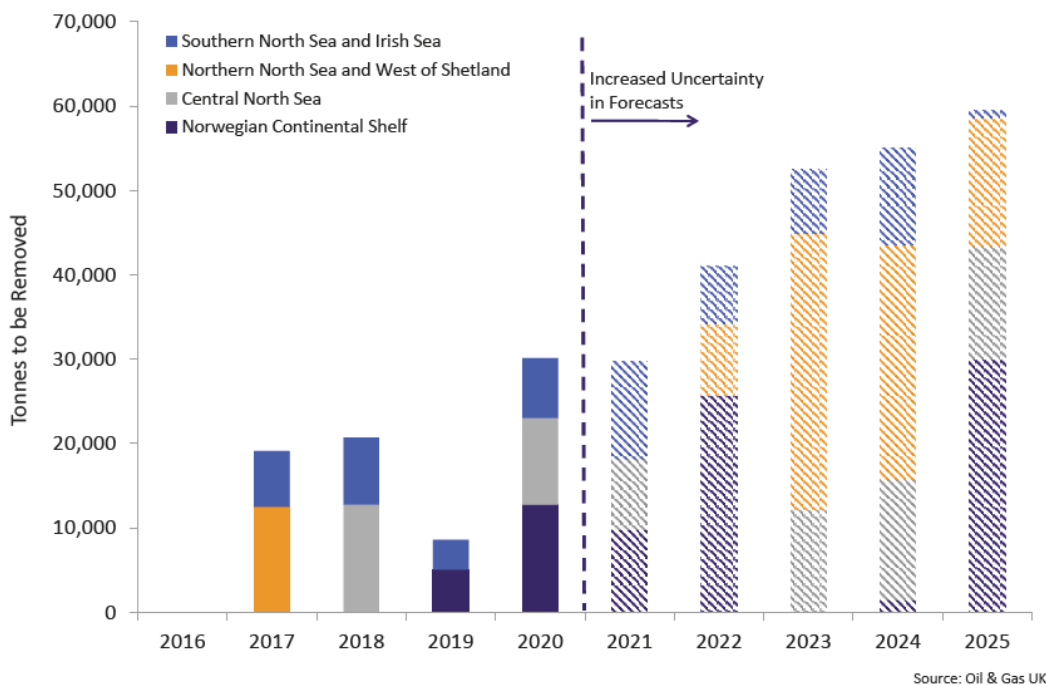
Figurene illustrerer at disponeringsaktiviteten på britisk side er betydelig større enn på norsk side. Figurene viser også at det i 2016 ble forventet en beskjeden samlet aktivitet i 2018, med en økning i forventet disponert tonnasje etter 2019 med en topp i 2024. Med samme begrunnelse som over anses denne fordelingen å være et nyttig bilde på en mulig årsfordeling av disponeringsaktiviteten på britisk og norsk sokkel.

Figure 16: Combined Topside Removal Forecast for the UK and Norwegian Continental Shelves



> *Figur 13-3: Totalvekt av forventet fjernede dekkсанlegg på norsk og britisk sokkel [4]*

Figure 17: Combined Substructure Removal Forecast for the UK and Norwegian Continental Shelves



> *Figur 13-4: Totalvekt av forventet fjernede understell på norsk og britisk sokkel [4]*

13.2 Markedsaktører

For gjennomføring av avslutnings- og disponeringsaktivitetene vil feltoperatørene inngå kontrakter med aktuelle aktører i markedet. Ved disponering av plattforminstallasjoner vil det være behov for å knytte til seg ressurser og ekspertise innen områder som:

- > Detaljplanlegging og koordinering av fjernings- og disponeringsoperasjonene
- > Utførelse av selve fjerningen av dekkсанlegg og plattformunderstell, inkludert forberedende arbeider forut for fjerningsoperasjonen og transport til landanlegg for resirkulering og slutt disponering
- > Opprydningsarbeider på sjøbunnen

Avhengig av oppgavens størrelse og kompleksitet samt feltoperatørens preferanser og egne ressurser, er det opp til rettighetshaverne å velge hvordan de planmessig og rent kontraktmessig ønsker å gjennomføre fjernings og disponeringsaktiviteten. Forut for et slikt valg vil operatøren ha gjennomført grundige analyser og vurderinger i form av studier, konsekvensutredninger og plan for avslutning hvorav de to siste behandles og godkjennes av myndighetene. Se kapittel 3.2.

Vanlig kontraktstrategi for fjerning av plattformer på norsk sokkel er at kontraktøren for tungløft påtar seg totalansvaret for både planleggingen, koordineringen og gjennomføringen av selve fjerningsoperasjonen i form av en hovedkontrakt. Slike kontrakter benevnes som en TI&R (Transport, Installation and Removal)-kontrakt, eller EPDR (Engineering, Preparation, Removal, Disposal)-kontrakt. Hovedkontraktøren vil så inngå kontrakter med underleverandører av utstyr og tjenester som han ikke selv disponerer innen egen organisasjon. En annen vanlig kontraktstype er Joint Venture, som er en samarbeidsavtale som inngås for et bestemt prosjekt eller med tanke på langsiktig samarbeid, og drives i fellesskap av to eller flere parter.

Hovedkontraktør er ofte den part som har den største økonomiske disponeringen, dvs eier og operatør av egne tungløftefartøyer, mens typiske oppgaver for underleverandører er tjenester innen:

- > Prosjektering og spesialkompetanse
- > Mindre arbeids- og støttefartøyer og lektere
- > Diverse spesialutstyr og -tjenester – både over og under vann

13.2.1 Hovedkontraktører – EPDR/TI&R

Det finnes et begrenset antall større selskaper og foretak som påtar seg et hovedansvar for å planlegge og koordinere gjennomføringen av fjernings- og disponeringsoperasjoner knyttet til dekkсанlegg og plattformunderstell. Aktuelle hovedkontraktører for disponering av plattformer på norsk sokkel er:

- > Allseas
- > Heerema Marine Contractors (HMC)
- > Saipem
- > Subsea 7
- > J.Ray Mc Dermott
- > AF Decom

Bortsett fra AF Decom, er dette i hovedsak store og anerkjente internasjonale tungløftselskaper som er dominerende innenfor sine områder av installering og fjerning av

store plattformer i nordsjøområdet og ellers i verden. AF Decom har ingen egen fartøysflåte, men har lang erfaring med å lede og gjennomføre store og komplekse disponeringsprosjekter. Bla. hadde de hovedansvaret, tilsvarende EPRD kontrakt, for disponering av dekkstutstyret på Ekofisk-tanken.

13.2.2 Prosjektering- og spesialkompetanse

Planlegging og prosjektering av et fjerningsoppdrag vil til en viss grad kunne utføres innen en hovedkontraktørs egen prosjekteringsorganisasjon, men i de fleste tilfellene vil det være behov for å trekke inn egne engineeringsselskaper og spesialister som underleverandører. Eksempler på slike selskaper er:

- > Aibel – prosjekteringsstøtte, klargjøringsarbeider
- > Aker Solutions – prosjekteringsstøtte, klargjøringsarbeider
- > DNV GL – prosjekteringsstøtte
- > FORCE Technology Norway – prosjekteringsstøtte
- > Rambøll – prosjekteringsstøtte
- > TechnicFMC – prosjekteringsstøtte
- > Amec Foster Wheeler – prosjekteringsstøtte, klargjøringsarbeider
- > Global Maritime – prosjekteringsstøtte
- > John Wood Group – prosjekteringsstøtte
- > IKM - klargjøringsarbeider
- > AF Decom – klargjøringsarbeider
- > Dr.techn.Olav Olsen – prosjekteringsstøtte
- > Kværner – prosjekteringsstøtte, klargjøringsarbeider

13.2.3 Tungløftefartøyer

For operasjoner i norsk del av Nordsjøen og lengre nord, er tungløftefartøyene (HLV) gitt i Tabell 13-1 aktuelle for fjerning av dekkсанlegg og plattformunderstell:

- > *Tabell 13-1: Tungløftefartøy aktuelle for fjerning av dekkсанlegg og plattformunderstell*

Fartøysnavn	Type	Løftekapasitet	Eier/kontraktør
Pioneering Spirit	Skip (dobbelskroget)	48.000 T (Topsides) 20.000 T (Jacket)	Allseas
Amazing Grace (under planlegging)	Skip (dobbelskroget)	72.000 T (Topsides)	Allseas
Sleipnir	Semi	2 x 10.000 mT	Heerema
Thialf	Semi	2 x 7.100 mT	Heerema
Balder	Semi	2 x 3.150 mT	Heerema
Aegir	Skip	4.000 mT	Heerema
Saipem 7000	Semi	2 x 7.000 sT	Saipem
Saipem 3000	Skip	2.400 sT	Saipem
Seven Borealis	Skip	5.000 mT	Subsea 7/SHL

Stanislav Yudin	Skip	2.500 mT	Subsea 7/SHL
DB 50	Lekter	4.400 sT	J.Ray McDermott

Av tungløftfartøyer som er mindre aktuelle for fjerning av plattformer på norsk sokkel, men som egner seg for fjerningsoppgaver i de sørligste delene av Nordsjøen, kan nevnes dem i Tabell 13-2.

- > *Tabell 13-2: Tungløftfartøyer mindre aktuelle for fjerning av plattformer på norsk sokkel, men som egner seg for fjerningsoppgaver i den sørligste delen av Nordsjøen*

Fartøysnavn	Type	Løftekapasitet [tonn]	Eier/kontraktør
Svanen	Sheerleg/lekter	8 700	Van Oord
Asian Hercules III	Sheerleg/lekter	5 000	Keppel/Boskalis
Gulliver	Sheerleg/lekter	4 000	Scaldis
Rambiz	Sheerleg/lekter	3 300	Scaldis
Asian Hercules II	Sheerleg/lekter	3 200	Keppel/Boskalis
Orion	Monohull	3 000	DEME
Bokalift 1	Monohull	3 000	Boskalis
Lewek Constellation	Monohull/CSV	3 000	Emas Chiyoda Subsea
Sapura 3000	Monohull/S-lay	2 722	Sapura Encana
Lewek Champion	Monohull/CSV	2 200	Emas Chiyoda Subsea
Taklift # 4	Sheerleg/lekter	2 200	Boskalis
Asian Hercules	Sheerleg/lekter	1 600	Keppel/Boskalis
Global 1200	Monohull/S-lay	1 200	TechnipFMC
Global 1201	Monohull/S-lay	1 200	TechnipFMC
Pacific Orca	Jack-up ship	1 200	Swire
Nybygg - levering 2020	Monohull	2 200	Jumbo

13.2.4 Forsynings- og servicefartøy, spesialutstyr og - tjenester

I forbindelse med fjerning av plattformer, er det behov for en rekke mindre fartøyer og lektere som assisterer og bidrar under operasjonen til havs. De vanligste er konstruksjonsfartøy (CSV), forsyningsfartøy (PSV), ankerhåndterings- og slepebåter (AHTS) og transportlektere. I noen tilfeller hvor det kreves stor arbeidsinnsats over lengere tid, kan

det være behov for et boligfartøy (flotell) på feltet. Aktuelle leverandører er vist i Tabell 14-1.

Fjerning av plattformer krever også bruk av spesialutstyr og -tjenester, som for eksempel fjerning av begroing, undervanns stålkutting, opprydningsarbeider på sjøbunnen, osv. Disse aktivitetene er nærmere beskrevet i kapittel 14, og aktuelle leverandører av slike utstyr og tjenester er vist i Tabell 14-2.

13.3 Kapasitet og kompetanse versus behov

Fjerning av plattformer på norsk sokkeel krever bruk av de største tungløftfartøyene, ref. Tabell 13-2. Da de samme fartøyene også blir brukt til installasjonsaktiviteter (for eksempel Pioneering Spirit på Johan Sverdrup-feltet), og ellers har hele verden som marked for sine tjenester, er det naturlig at tilgangen på tungløftfartøy utgjør en flaskehals. Feltooperatørene forsøker derfor i den grad det er mulig å inngå langsiktige rammeavtaler for fjerning av flere plattforminnretninger, gjerne kombinert med eget behov for nyinstallering der det er aktuelt. Vi ser også at operatører på forskjellige felt prøver å koordinere fjerningsaktivitetene seg imellom.

Aker BP har i 2017 inngått en avtale med Allseas som omfatter fjerningstjenester, inkludert sluttdisponering, for innretninger på blant annet Valhallfeltet [100] [101]. Gjennom denne avtalen har Aker BP til hensikt å fjerne og disponere innretningene Valhall QP toppdekk og broen til Valhall DP.

I tillegg er det avtalt opsjoner for fjerning og gjenvinning av QP- og 2/4G-understellene i fremtiden. Boreplattformen (DP) og prosess- og kompresjonsplattformen (PCP) er begge planlagt fjernet i perioden 2022 til 2026.

Totalt forventes det at rundt 60 000 tonn stål skal fjernes fra Valhall-feltet innen 2026.

I 2017 har Aker BP også inngått en langsiktig rammeavtale med Heerema Marine Contractors (HMC) som også omfatter fjerningstjenester [100]. I 2016 etablerte dessuten Aker BP en subsea-allianse med Aker Solutions/Subsea og Subsea 7 [102].

Conoco har inngått en rammeavtale med AF gruppen og Heerema Marine Contractors (HMC) på fjerning og gjenvinning av plattformer på Ekofisk-feltet. HMC og AF Decom har langvarige samarbeidsrelasjoner som også gjelder for denne avtalen. Kontrakten omfatter prosjektering, forberedelser, fjerning og gjenvinning (EPRD) av fire plattformer med total tonnasje på 36 000 tonn. Plattformene skal forutsetningsvis fjernes i perioden 2017 til 2022. De aktuelle plattformene er [103]:

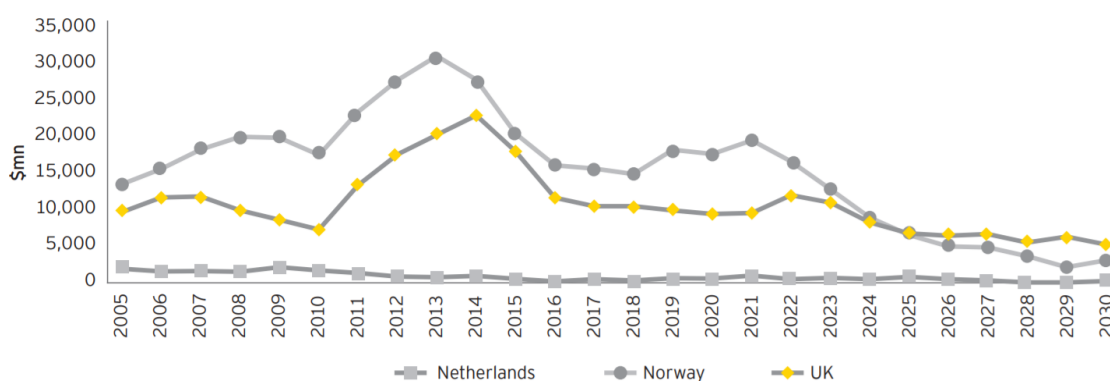
- > Ekofisk 2/4A brønnplattform
- > Ekofisk 2/4H boligplattform
- > Ekofisk 2/4FTP prosesseringsplattform pluss bro til Ekofisk 2/4Q
- > Ekofisk 2/4Q boligplattform (resterende) pluss bro mot Ekofisk 2/4C

Av det ovennevnte kan en slutte at for de innretningene på norsk sokkel som det er aktuelt å fjerne og gjenvinne i de nærmeste fem til ti årene, er det allerede inngått langsiktige avtaler for fjerning og gjenvinning for syv innretninger. Decommissioning Insight 2017 [2] kan opplyse om at det på norsk sokkel er inngått slike avtaler for ni av plattformene, hvorav det er rimelig å anta at Statoil, Repsol eller Point Resources har de resterende to. En må også kunne anta at arbeid pågår for å sikre avtaler for disponering av de resterende innretningene som kan forventes å bli avhendet i perioden.

Den store usikkerheten er selve tidspunktet for når plattformene blir fjernet – dvs. om alle 14 blir fjernet innenfor perioden, eller om noen blir forskjøvet ut over 2025. Se for øvrig kapittel 5.4. Den dominerende usikkerhetsfaktoren er konkurrerende offshore aktiviteter i perioden, særlig i forbindelse med utbygging, drift og vedlikehold av feltinstallasjonene innenfor olje og gass. Fremover må en også regne med en viss konkurranse fra området havvind.

Når det gjelder aktivitetsnivået innenfor olje og gass viser figuren under at investeringene på norsk sokkel nådde en topp i 2013, og at investeringene/aktivitetsnivået både på norsk og britisk sokkel deretter har vært fallende og forventes å falle ytterligere framover i tid [104]. Ved en høyere oljepris, må en forvente at dette bildet kan endres.

Figure 54: **Historical and forecast capital expenditure**



Source: Wood Mackenzie

> *Figur 13-5: Aktivitetsnivå innen olje og gass-sektoren [104]*

Når de nye produksjonsplattformene som for tiden er under bygging er installerte - Johan Sverdrup (fase 1 i 2019), Martin Linge dekkсанlegg (2019), Vallhall Flanke Vest (2020) – er det ikke mange store plattformutbygginger som er under planlegging. Utviklingen viser at utbygging med flytende produksjonsenheter kombinert med undervannsløsninger ofte er en rimeligere utbyggingsløsning enn faste plattformer, ref. Johan Castberg. Situasjonen når det gjelder utsiktene for nye store plattformutbygginger på britisk side er tilsvarende. Storhetstiden for de store plattformutbyggingene er tilsynelatende over så langt en kan se i dag.

De øvrige nordsjølands sokkel skiller seg ut fra norsk sokkel ved at vanddybden jevnt over er betydelig mindre og at værforholdene er gunstigere. Ihht. OSPAR 2015 [3] har nordsjølandene på grunnere vann enn 40m til sammen 285 faste plattformer som er i drift og 35 som er stengt ned og forventes fjernet og disponert. Norge har ingen faste plattformer på vanddyb under 40m. De norske plattformene B11 (-33m) og H7 (-41m) sto begge på tysk side og er fjernet. Vanddybden og bedre værforhold gjør at de store tungløftfartøyer i den delen av Nordsjøen har hard konkurranse fra en rekke andre og mindre løftfartøyer. Opplisting av slike fartøyer er vist i Tabell 13-2.

Det er i de senere årene bygget en rekke oppjekkbare installasjonsfartøyer for vind-industrien. Disse fartøyerne er også godt egnet til fjerningsoppdrag i den sørlige delen av Nordsjøen hvor vanddybden er 30 m eller mindre. De oppjekkbare installasjonsfartøyerne har stort dekkareal og god transporthastighet, og egner seg derfor godt i kombinasjon med bit-for-bit rivemetoden. Oppjekkbare installasjonsfartøyer har den fordelen over flytende at når

de først er jekket opp, er de lite berørt av bølgene, og arbeidssesongen for disse er derfor vesentlig bedre enn for flytere.

Med et forventet lavere aktivitetsnivå innen olje og gass-sektoren og en forventet lavere utbyggingsaktivitet når det gjelder faste plattformer, er det rimelig å anta at behovet for løftekapasiteten til de store tungløftefartøyene er avtakende når det gjelder ny-installering. Følgelig er det rimelig å forvente at de største tungløftefartøyene får en ledig kapasitet som kan komme de fremtidige fjerningsprosjektene til gode.

14 KAPASITET OG KOMPETANSE – DISPONERING AV UNDERVANNSS INNRETNINGER

14.1 Disponering av flytende innretninger

Et produksjonsskip (FPSO) eller et lagerskip (FSU) som stenger ned og forlater feltet, vil normalt bli ombygget/modifisert for bruk på andre felt på norsk sokkel eller i andre deler av verden. Markedet for opphogging av skip er globalt, og et utrangert produksjonsskip vil sannsynligvis bli fraktet til områder utenfor nordsjøbassenget for opphogging. Utrangerte flytende innretninger vil derfor ikke nødvendigvis blir bragt til lands i Norge eller andre nordsjøland for opphogging og gjenvinning.

I perioden 2017 til 2025 er det ifølge Decommissioning Insight 2017 [2] to flytende innretninger som forventes disponert på norsk sokkel.

En flytende innretning er forbundet med undervannsutstyr på sjøbunnen gjennom diverse ledninger og kabler. Disse undervannsinstallasjonene er en del av det undervannsutstyret som beskrives under.

14.2 Forventet fjerningsvolum av undervannsinnretninger

14.2.1 Norsk sokkel

Som beskrevet i kapittel 5.1 og vist i Tabell 5-2 er det forventet at til sammen 2 555 tonn med diverse undervannsutstyr vil bli fjernet i forbindelse med nedstenging og disponering av innretningene. I tillegg er det anslått at et antall (186 stk.) betongmatter må fjernes, og et visst antall kilometer med transportrørledninger (64 km), andre rørledninger (124 km) og kontrollledninger (34 km) som ikke nødvendigvis skal fjernes, men som må tømmes for hydrokarboner, renses og preserveres samt sikres slik at de blir overtrålbare.

I forhold til dekkсанlegg og plattformunderstell, er fjernet tonnasje av undervannsutstyr betydelig mindre (ca. 1 %). Imidlertid er antall innretninger høyere (29) og tilgjengeligheten og arbeidsoperasjonene på dypt vann representerer en helt annen type utfordring, og kostnadmessig utgjør undervannsarbeider ca. 12 % av de totale disponeringskostnadene. Se kapittel 5.3.

14.2.2 Nordsjøområdet forøvrig

Volum av undervannsinnretninger i samme tidsperiode som forventes avsluttet og disponert i nordsjøområdet for øvrig er betydelig større enn tilsvarende på norsk sokkel. På dansk, britisk og nederlandsk sokkel er det forventet at til sammen 49 963 tonn undervannsutstyr vil bli fjernet. Antall betongmatter i dette området er anslått til 15 087 stk. I resten av nordsjøområdet er mengden av store og små rørledninger og kontrollledninger tilsvarende anslått til henholdsvis 1 472, 2 901 og 1 358 kilometer [2].

14.3 Markedsaktører

På samme måte som for disponering av plattformer, vil avslutnings- og disponeringsaktivitetene for undervannssystemer bli utført gjennom kontrakter med aktuelle aktører i markedet. Ved disponering av undervannsinnretninger vil det være behov for å knytte til seg ressurser og ekspertise innen områder som:

- > Detaljplanlegging og koordinering av disponeringsoperasjonene
- > Tømming, plugging og sikring av rørledninger og annet undervannsutstyr
- > Fjerning av betongmatter over rørledninger
- > Fjerning av undervannsutstyr
- > Transport til landanlegg for resirkulering og sluttdisponering
- > Utbedre frie spenn på rørledninger og sikre overtrålbarehet for oppstikkende rørender og eventuelt etterlatt utstyr på sjøbunnen
- > Opprydningsarbeider på sjøbunnen

Som for fjerning av plattformer, er det vanlig kontraktstrategi å tildele en hovedkontrakt (for eksempel EPRD) til en større leverandør som igjen tilknytter seg underleverandører for diverse spesialtjenester.

Hovedkontraktør er som regel den av leverandørene som står for den kostnadmessig tyngste andelen av oppdraget – ofte eiere og operatører av tungløftefartøyer (HLV) og/eller undervanns konstruksjons-/installasjonsfartøyer (CSV/IMR) og -utstyr, mens underleverandører står for tjenester innen:

- > Prosjektering og spesialkompetanse
- > Mindre hjelpefartøyer (PSV, AHTS) og lektere
- > Diverse spesialutstyr og -tjenester under vann, som undervanns stålkutting, steindumping, grøfting, etc.

14.3.1 Hovedkontraktører

I markedet for disponering av undervannsinnetninger finnes en rekke aktører som er store på området, og som opererer som hovedkontraktør for undervanns installasjons- og vedlikeholdsarbeider (EPCI), og dermed også er aktuelle for fjernings- og disponeringsarbeider.

Noen av de sentrale aktørene som påtar seg et totalansvar (EPRD/TR&I) innenfor disponering av undervannsinnetninger er:

- > Subsea 7 (HLV, CSV, IMR)
- > TechnipFMC (CSV, IMR)
- > Saipem (HLV)
- > McDermott (HLV)
- > Heerema (HLV)
- > Ocean Installer
- > DeepOcean (CSV, IMR)

Subsea 7, Saipem, McDermott og Heerema er alle eiere og operatører av tungløftefartøyer (HLV). Se kapittel 13.2. Større undervannsinnetninger, som rammestrukturer og manifolder, kan ha en vekt som overgår kapasiteten til de mindre konstruksjonsfartøyene (CSV/IMR). I slike tilfeller vil ofte tungløfteoperatøren stå som ansvarlig også for de øvrige undervannsarbeidene.

Der vekten på undervannskomponentene er mindre (mindre enn ca. 250 tonn), vil eiere og operatører av konstruksjons- og vedlikeholds-fartøyer (CSV/IMR) lettere kunne påta seg hovedansvaret for hele fjerningsoppdraget. Subsea 7, TechnipFMC, Ocean Installer og DeepOcean er eksempler på slike selskaper.

For å supplere egen kompetanse og kapasitet, vil hovedkontraktør trekke på andre ressurser i form av ekspertise, fartøyer og utstyr etter behov.

14.3.2 Prosjektering og spesialkompetanse

Eksempel på underleverandører av prosjekteringskapasitet og spesialkompetanse er vist under:

- > DNV GL - prosjekteringsstøtte
- > Global Maritime – prosjekteringsstøtte
- > Rambøll – prosjekteringsstøtte
- > Aker Solutions – prosjekteringsstøtte
- > Amec Foster Wheeler – prosjekteringsstøtte
- > IKM - klargjøringsarbeider

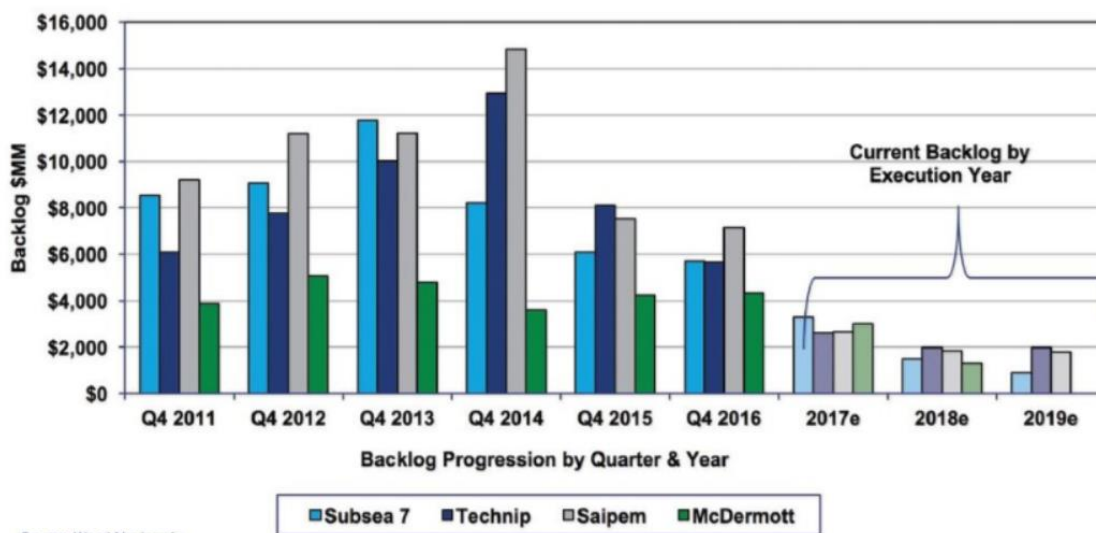
14.3.3 Offshore konstruksjons- og servicefartøyer

Tabellen under viser en oversikt over sentrale eiere og operatører av offshore konstruksjons- og servicefartøyer. Betydningen av fartøysforkortelsene er:

- > CSV - konstruksjonsfartøy
- > IMR - vedlikeholdsfartøy
- > PSV – forsyningsskip
- > AHTS – ankerhåndterings-/slepebåt
- > *Tabell 14-1: Leverandører av offshore konstruksjons- og servicefartøyer*

Selskap	Nasjon	CSV	IMR	PSV	AHTS	Lektore	Flotels
Subsea 7	N	x	x	x	x		
TechnipFMC	F	x	x	x	x		
Deep Ocean	N	x	x	x	x		
DOF	N	x	x	x	x		
Bourbon	F	x	x	x	x		
Boskalis	NL	x	x	x	x		
Solstad- Farstad	N	x	x	x	x		
BOA Deep C	N	x	x	x	x	x	
Jumbo Maritime	NL	x	x				
Oceanteam	NL	x	x				
Siem Offshore	N	x	x	x	x		
Island Offshore	N	x	x	x	x		
Ocean Installer	N	x	x				
Ugland	N					x	
Heerema (HMC)	NL				x	x	

i aktiviteten, og at aktiviteten deretter har vært lavere og forventes å forbli lav til og med 2019. Se også Figur 3-1 og Figur 3-2 i kapittel 3.3.



Source: Wood Mackenzie

> *Figur 14-1: Aktiviteten i undervanns konstruksjonsmarkedet er redusert [105]*

Restrukturering i bransjen

Situasjonen innen oljenæringen de senere årene har medført at enkelte marine kontraktører har merket det lavere aktivitetsnivået på økonomien, og noen har servicefartøyer som er uten oppdrag og ligger i opplag [106].

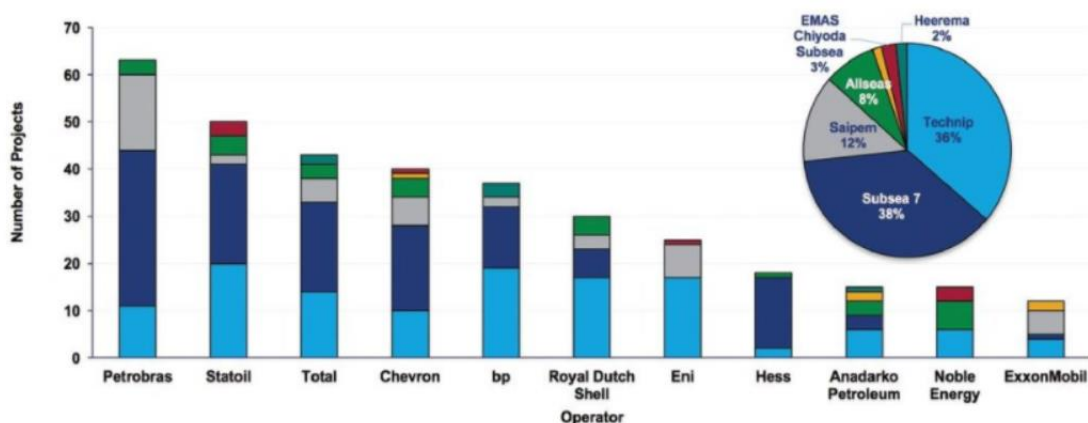
I markedet for undervannsarbeider har det i den senere tid skjedd en del endringer ved at selskaper slår seg sammen, enten gjennom oppkjøp eller ved å inngå strategiske samarbeidsavtaler med hverandre.

Et eksempel på dette er Subsea 7, som har sine røtter tilbake til Det Søndenfjelds-Norske Dampskipselskap AS (DSND) – etablert i 1854. I 2017 har Subsea 7 kjøpt opp resten av tungløfteselskapet Seaway Heavy Lifting [107], inngått en allianse med OneSubsea (Schlumberger, reservoir og undervanns produksjonteknologi) [108] og har kjøpt opp deler av EMAS Chiyoda Subsea (aktør i Midtøsten) [109].

Et annet eksempel fra 2017 er Technip og oljeteknologiselskapet FMC Technologies som har gått sammen og dannet TechnipFMC.

Det finnes en rekke andre eksempler på at til dels store omstruktureringer har foregått og pågår innenfor denne bransjen, hvor trenden er større og mer slagkraftige enheter som forutsetningsvis skal stå seg bedre i konkurransen om oppdragene.

De store oljeselskapene bruker å knytte til seg de dominerende aktørene innen undervannsarbeider gjennom preferanser og langsiktige samarbeidsavtaler, som vist i figuren under. I henhold til Figur 14-2, fordeler de store aktørene det globale offshore konstruksjonsmarkedet mellom seg som følger: Subsea 7 – 38 %, Technip – 36 %, Saipem – 12 %, Allseas – 8 %, Heerema – 2 %, Andre – 4 %



> *Figur 14-2: Relasjoner mellom oljeselskap og de dominerende aktørene [110]*

Selv om nivået på undervannsaktiviteter relatert til ny-installasjon og vedlikehold av undervannssystemer på sikt er ventet å øke, er det rimelig å forvente at det vil ta flere år før aktivitetsnivået antar 'gamle' høyder. Denne situasjonen gjør at det for tiden er et gunstig tidspunkt for oljeselskapene å sikre seg langsiktige avtaler både på ny-installering og på disponering av undervannsinretninger.

Statoil tildelte i desember 2017 en rammeavtale om undervanns vedlikeholdsarbeider til Aker Solutions, TechnipTFC og OneSubsea, inkludert «alle» opsjoner [111]. Det må forventes at selskapet også har anledning å trekke på denne avtalen i forbindelse med avslutning og disponering av undervannsinretninger.

Aker BP etablerte i 2016 en subsea-allianse med Aker Subsea og Subsea 7 [112]. I 2016 etablerte Aker BP en subsea-allianse med Aker Subsea og Subsea 7, og har til hensikt å utvikle en ny allianse innen rigg og boring [102]. Som nevnt i kapittel 13.3 har Aker BP i tillegg inngått en rammeavtale med Heerema Marine Contractors T&I som også omfatter mulighet for fjerning av undervanns innretninger.

Ved å inngå slike langsiktige avtaler, sikres begge parter en økt forutsigbarhet og mer stabile rammebetingelser for sin virksomhet.

Fremtidsutsikter

Etter en periode med investeringstørke og negativt fokus på kostnadsutt og arbeidsledighet i offshore industrien, er antall innsendte utbyggingsplaner til myndighetene i det siste kanskje et tegn på at trenden innenfor offshoreindustrien her til lands er i ferd med å snu. Bare i desember 2017 ble det innlevert utbyggingsplaner for Johan Castberg og Snorre expansion (begge Statoil), Ærfugl, Vallhall flanke vest og Skogul (alle AkerBP), Yme del II (Repsol) og Fenja (VNG) [113]. Om denne positive trenden fortsetter og sprer om seg i resten av offshore-verden, er høyst usikkert, og avhenger i stor grad av hvordan oljeprisen utvikler seg.

Det er imidlertid verdt å legge merke til at kun ett av de syv prosjektene over benytter en fast brønnhodeplattform (Vallhall flanke vest), mens de øvrige er undervannsutbygginger som enten knyttes opp til eksisterende infrastruktur eller til et flytende produksjonsskip. Denne trenden, med større andel undervannsutbygging i forhold til bunnfaste plattformer, antas også å gjøre seg gjeldende i verden forøvrig. Følgelig må en regne med at markedsutsiktene for nye oppdrag innenfor utbygging og drift av undervannsprojekter vil bedre seg på sikt.

Erfaring viser at gjennomføring av utbyggingsoppdrag og fjerningsoppdrag ofte er i motfase, og dagens gunstige forhold for å inngå kontrakter på disponering av undervanns innretninger igjen kan bli ugunstige, med det resultat at planlagte undervanns disponeringsprosjekter kan skyves ut i tid

15 KAPASITET OG KOMPETANSE – MOTTAK OG BEHANDLING AV UTRANGERTE INNRETNINGER

15.1 Forventet volum – gjenvinning og sluttddisponering

Forventet mengde av materiale fra utrangerte innretninger i nordsjøområdet som bringes til lands for opphogging og behandling i perioden 2017 til 2025 er som vist i Tabell 15-1 [2].

> *Tabell 15-1: Forventet mengde utrangerte innretninger for sluttddisponering på land - fra norsk sokkel og nordsjøområdet for øvrig. Periode 2017 til 2025.*

Lokasjon	Vekt (tonn)	Prosentandel
Sørlige Nordsjø og Irskesjøen	152 511	11 %
Nordlige Nordsjø og vest av Shetland	304 351	21 %
Sentrale Nordsjø	383 497	27 %
Norsk kontinentalsokkel	240 936	17 %
Nederlands sokkel	205 552	14 %
Dansk sokkel	134 794	10 %
Sum nordsjøområdet	Ca. 1,42 mill tonn	
Sum nordsjøområdet utenom Norge	Ca. 1,18 mill tonn	

Tabellen viser at det vil bli bragt til lands ca. 240 000 tonn (hovedsakelig stål) fra de 20-30 innretningene som forventes å bli fjernet på norsk sokkel i perioden 2017 til 2025. Fordelt likt på 8 år, blir gjennomsnittlig behandlingsbehov ca. 30 000 tonn per år.

Sammen med de øvrige nordsjølandene utgjør de utrangerte innretningene i hele nordsjøområdet totalt 1,4 millioner tonn, hvorav norsk andel bidrar med ca. 17 %. Tilsvarende gir det et gjennomsnittlig behandlingsbehov for nordsjølandene utenom Norge på ca. 148.000 tonn per år. Forventet behandlingsbehov av utrangerte innretninger på britisk sokkel alene (ca. 800.000 tonn), utgjør ca. 100.000 tonn per år i gjennomsnitt over 8 år. Det er også verdt å merke seg at nesten en firedel av disponert mengde i perioden forventes å komme fra nederlandsk og dansk sokkel.

15.2 Marked og markedsaktører

Det er usikkert hvilket omfang av installasjoner som kan komme til Norge fra britisk sokkel og fra andre oljeproduiserende land rundt Nordsjøen. Selv om det er forhold som tilsier at egne lands innretninger blir sluttddisponert innenfor egne lands grenser, viser praksis at i forbindelse med sluttddisponering av utrangerte innretninger, kan de aktuelle landene rundt nordsjøbassenget betraktes som et felles marked. Derfor vil norske landanlegg for sluttddisponering konkurrere om å ta imot utrangerte innretninger fra de øvrige nordsjølandene. På samme måte som utenlandske anlegg vil konkurrere om å hogge opp og behandle utrangerte innretningene fra norsk sokkel.

Avfallsbehandlingsanlegg av denne typen må ha tillatelse etter forurensningsloven, og det er Fylkesmannen som er miljømyndighet for slike anlegg og som derfor gir tillatelse til virksomhetene etter forurensningsloven. Det er i dag fem anlegg som har tillatelse til å motta og behandle utrangerte offshoreinstallasjoner i Norge.

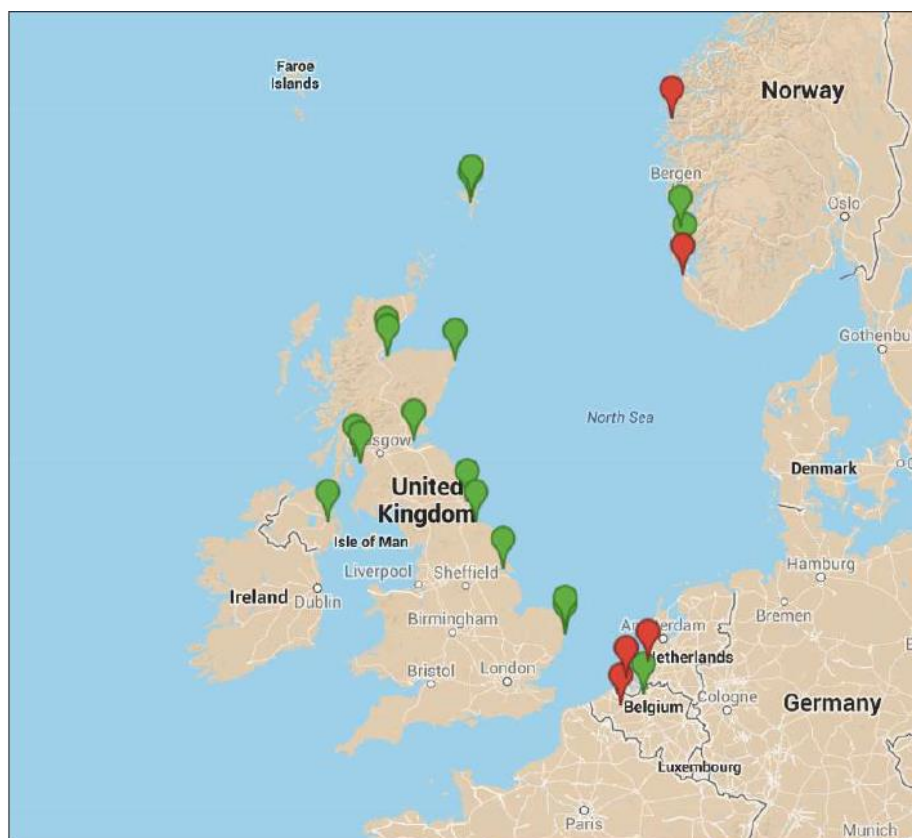
- > AF Miljøbase, Vats (Rogaland)
- > Kværner Stord, Stord (Hordaland)
- > Scandinavia Metal, Stord (Hordaland)
- > Lutelandet Offshore (Sogn og Fjordane)
- > Lyngdal Recycling (Vest Agder)

Stena Recycling AS, Mekjarvik utenfor Stavanger, har også muligheter til å motta og behandle utrangerte innretninger.

I andre nordsjøland finnes en rekke anlegg som driver opphoggingsvirksomhet, hvorav følgende kan nevnes:

- > AF Dundee, Dundee, UK
- > ABLE Seaton Port, Teeside, UK
- > Greenhead Base, Shetland, UK
- > Dales Voe, Shetland, UK
- > Harland & Wolff, Belfast, Nord-Irland
- > Norsesea Group and ASCO Decom, Peterhead
- > Swan Hunter, Tyneside, UK
- > Nigg Energy Park, Moray Firth, UK
- > AKD Engineering, Suffolk, UK
- > Eastport UK, Great Yarmouth, UK
- > Kishorn Port, Kishorn, UK
- > Veolia-Peterson Services, Great Yarmouth, UK
- > Hoondert Services & Decommissioning, Vissingen, NL
- > Scheepssloperji Nederland BV, Rotterdam, NL

Kartet under viser hvor noen av de viktigste anleggene for mottak og behandling av utrangerte innretninger er plassert rundt nordsjøområdet.



> Figur 15-1: Anlegg for mottak og behandling av utrangerte innretninger [114]

15.3 Kapasitet og kompetanse versus behov

15.3.1 Norske anlegg

Ifølge Klif-rapporten fra 2010 [13] vil behandlingsskapasiteten til fire av de ovennevnte norske anleggene ligge på om lag 50-80 000 tonn stål pr. år fra de fire anleggene som ble vurdert. I etterkant er Lutelandet Offshore og Stena Recycling blitt operative, slik at kapasiteten i dag er vesentlig større. AF Decom i Vats oppgir at de alene har tillatelser for en behandlingsskapasitet tilsvarende 75.000 tonn per år, mens den i praksis er oppgitt til å ligge nærmere en årlig kapasitet på ca. 45.000 tonn.

Forventet disponeringsbehov når det gjelder innretninger på norsk sokkel er som nevnt ca. 30 000 tonn i gjennomsnitt per år. Men som vist i Figur 5-4 kapittel 5 om fjerning av plattformer, kan en forvente stor variasjon i reelt behov år for år. Således kan en ha ett år hvor det er lite tilfang (tilnærmet null) av utrangerte innretninger, mens en i andre år kan forvente mer enn det doble av gjennomsnittet.

Både AF Decom i Vats, Lutelandet Offshore og Kværner Stord har behandlingsanlegg som har gode dybdeforhold og som er kapable til å motta et flermoduls fjerningsprosjekt som for eksempel Murchison eller Brent. Ved disse anleggene kan et tungløftfartøy (HLV) gå helt inn til anlegget og levere lasten enten direkte på kai eller til en leker ved kai. Enkeltløft fartøyer som Pioneering Spirit må per i dag sette fra seg lasten på en leker før lasten skiddes på land. Noen behandlingsanlegg, bla. Lutelandet, har planer for å bygge egne pir-anlegg hvor Pioneering Spirit vil kunne sette fra seg lasten direkte på piren.

I følge [13] konkluderte KLIF den gang (2010) at kapasiteten de nærmeste årene fremover vil være godt dekket av de anleggene som da eksisterte. Når en tar hensyn til det nye anlegget, Lutelandet Offshore, er det rimelig å anta at behovet for slutt disponering av innretningene på norsk sokkel de nærmeste årene frem mot 2025 vil være tilstrekkelig dekket av kapasiteten til de norske anleggene som er i drift i dag.

En utfordring for mottaksanleggene er at de får inn mesteparten av innretningene i løpet av sommerhalvåret på grunn av praktiske værmessige hensyn ved håndtering av store moduler. Store tungløftefartøyer koster opp mot 6-7 mill døgnet og må utnyttes optimalt i den perioden de er innleid. Når disse kommer til land, kreves store arealer for lagring av modulene før riving kan starte. God planlegging av logistikk og fordeling av rivningsarbeidet gjennom året er viktig. Arbeidet på disse anleggene er også bestemt ut i fra tilgangen på installasjoner som varierer over år og gjennom året. Dette er utfordrende for planlegging av arbeidsstyrken og kan medføre så stor uforutsigbarhet for anleggene at permisjoner til tider er nødvendig. For liten forutsigbarhet i arbeidsmengdene kan også føre til at tilgangen og opprettholdelsen av ekspertise og tilstrekkelig kompetanse er vanskelig.

15.3.2 Anlegg i de øvrige nordsjølandene

I følge kapittel 15.1 over er forventet gjennomsnittlig disponeringsbehov fra de øvrige nordsjølandene ca. 148.000 tonn per år i perioden 2017 til 2025, dvs. ca. fem ganger mer enn forventet behov fra norsk sokkel. Disponering av innretninger på britisk sokkel vil alene kreve en forventet gjennomsnittlig behandlingsskapasitet på ca. 100.000 tonn per år.

Rapporten [115] fra 2016 konkluderte med at kapasitet og kompetanse på britisk side er tilstrekkelig til å ta hånd om forventet disponert mengde på britisk sokkel - i et kortere til mellomlangt perspektiv.

De britiske anleggene anses å ha god evne til å behandle og resirkulere utrangerte innretninger, spesielt når det dreier seg om mottak og håndtering av mindre enheter, 'piece small decommissioning'. Det betyr at fjerning og mottak av store enheter i så fall krever oppdeling og omlasting til lekter før lasten kan transporteres til behandlingsanlegget, hvilket er en fordyrende faktor.

Kun et fåtall anlegg i Storbritannia kan motta de største tungløftefartøyene ved kai eller umiddelbart utenfor. Aibel Seaton Port (UK) og Dales Voe (Shetland) er eksempler på anlegg som forventes å kunne motta og betjene selv de største løftefartøyene.

Kapittel 15.1 viser at det på nederlandsk sokkel er forventet at vel 200.000 tonn disponert materiale bringes til lands for behandling, tilsvarende ca. 25.000 tonn per år i gjennomsnittlig behandlingsbehov. Ett av de nederlandske mottaksanleggene, Hoondert Services & Decommissioning i Vissingen oppgir at de har en behandlingsskapasitet på ca. 40.000 tonn per år.

Følgelig er det rimelig å konkludere med at de enkelte land rundt nordsjøbassenget synes å ha tilstrekkelig kapasitet og kompetanse til å håndtere forventet mengde utrangerte innretninger fra egen sokkel. Samlet sett er det også mulig å konkludere med at mottaks- og behandlingsanleggene rundt nordsjøbassenget synes å ha en overkapasitet med hensyn til å ta hånd om de samlede disponeringsmengdene som forventes herfra i perioden frem mot 2025.

15.3.3 Anlegg for behandling av boreslam og sedimenter

Behandling av oljeholdig avfall fra oljeindustrien er utredet av DNV i 2008 [116], og rapporten konkluderer med at det ikke vil være kapasitetsproblemer med de behandlingsanleggene som finnes i Norge. Dette utelukker ikke at det kan oppstå lokale utfordringer med kapasitet i kortere perioder hvis det blir levert store mengder på kort tid.

Anlegg i Norge som behandler oljeholdig borekaks er listet i Tabell 15-2.

> *Tabell 15-2: Lokalisering av anlegg som behandler oljeholdig borekaks [116]*

Selskap	Lokalisering
DSV (nå Haliburton)	Mongstad
Franzefoss	Knarrevik
Franzefoss	Kristiansund (fra 2013)
Haliburton	Tananger
Haliburton	Kristiansund
TWMA	Mongstad
Wergeland Halsvik	Dalsøya
SAR	Averøy
SAR	Sandnessjøen
SAR	Hammerfest
Oiltools (tidl. Scomi)	Sandnessjøen

16 REFERANSER

- [1] Norwegian Petroleum Directorate, «Factpages,» [Internett]. Available: <http://factpages.npd.no/factpages/>. [Funnet desember 2017].
- [2] Oil & Gas UK, «Decommissioning Insight 2017,» 2017.
- [3] OSPAR, «OSPAR Data Files Inventory of Offshore Installations 2015,» [Internett]. Available: https://odims.ospar.org/odims_data_files/. [Funnet 13. desember 2017].
- [4] Oli & Gas UK, «Decommissioning Insight 2016,» 2016.
- [5] U.K. Government Department for Business, Energy & Industrial Strategy, «Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines,» [Internett]. Available: <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines#table-of-approved-decommissioning-programmes>. [Funnet 8. desember 2017].
- [6] Det kongelige olje- og energidepartement, «Lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) LOV-1996-11-29-72».
- [7] Det kongelige olje- og energidepartement, «Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet FOR-1997-06-27-653».
- [8] Norsk petroleum, «AVSLUTNING OG DISPONERING,» [Internett]. Available: <http://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/avslutning-og-disponering/>. [Funnet januar 2018].
- [9] OSPAR, «OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations,» 22.-23. July 1998.
- [10] Rystad Energy, «Internasjonal omsetning fra norske oljeserviceselskaper - Rapport til Olje- og energidepartementet,» 31. oktober 2017.
- [11] Akvaplan-niva, «Oppdatering av Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen 2006 – Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen: Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av petroleumsvirksomhet,» 16. oktober 2006.
- [12] Offshore-mag, «ConocoPhillips gives all-clear for Ekofisk removal program,» 1. september 2008. [Internett]. Available: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-68/issue-9/field-development/conocophillips-gives-all-clear-for-ekofisk-removal-program.html>. [Funnet desember 2017].
- [13] Climate and Pollution Agency, «Decommissioning of offshore installations TA2643,» 2010.
- [14] Arup, Decom North Sea, Scottish Enterprise, «Decommissioning in the North Sea Review of Decommissioning Capacity,» October 2014.
- [15] Klima- og forurensningsdirektoratet, Oljedirektoratet, Petroleumstilsynet, «Disposal of concrete facilities,» 21.03.2012.
- [16] Aftenposten.no, «Det vil koste 5,7 milliarder å stenge dette oljefeltet,» 16. september 2016. [Internett]. Available: https://www.aftenposten.no/okonomi/i/J22M4/Det-vil-koste-5_7-milliarder-a-stenge-dette-oljefeltet. [Funnet januar 2018].
- [17] Norwegian Petroleum Directorate, «Ressursrapport 2017 - Prosjekt på felt gir reservetilvekst,» 4. juni 2017. [Internett]. Available: <http://ressursrapport2017.npd.no/prosjekter-felt/>. [Funnet 31 januar 2018].
- [18] NORSOK STANDARD, «NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations Rev. 4,» August 2012.

- [19] Offshore-mag, «Vessel-deployed coil tubing system offers benefits for downhole maintenance,» 14. mars 2017. [Internett]. Available: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-77/issue-3/productions-operations/vessel-deployed-coil-tubing-system-offers-benefits-for-downhole-maintenance.html>. [Funnet januar 2018].
- [20] Petrouleumstilsynet, «Miljørisiko: Midlertidig forlatte brønner på norsk sokkel,» 30. september 2011. [Internett]. Available: <http://www.ptil.no/barrierer/miljorisiko-midlertidig-forlatte-bronner-pa-norsk-sokkel-article8094-828.html>. [Funnet februar 2018].
- [21] A. L. B. Øksnes, «Master's Thesis: Permanent Plugging and Abandonment - An identification and discussion of technologies and the differences in UKCS and NCS regulations,» Universitetet i Stavanger Faculty of Science and Technology, Stavanger, Spring 2017.
- [22] S. S. Erland, «Master's Thesis: P&A using PWC technique and verification of the plug,» University of Stavanger Faculty of Science and Technology, Stavanger, Spring 2014.
- [23] Interwell, «Rig-less Plug & Abandonment,» [Internett]. Available: <http://www.interwell.com/plug-abandonment/category538.html>. [Funnet februar 2018].
- [24] Shell U.K., «Brent Topsides Decommissioning Technical Document Shell Report Number BDE-F-TOP-HE-0709-00001,» February 2017.
- [25] Health and Safety Executive, «OTH 95 488 Reasearch Needs for Health and Safety of Workers Decommissioning and Remocal of Fixed Offshore Installations,» 1995.
- [26] Decom North Sea, Zero Waste Scotland, ABB Consulting, «Offshore Oil and Gas Decommissioning Platform Removal Methods, Inventory Characterisation and Re-use Solutions Report and Recommendations,» 2015.
- [27] Offshore Technology, «Late-life crisis: ABB Consulting discusses decommissioning on the UKCS,» 15 June 2015. [Internett]. Available: <http://www.offshore-technology.com/features/featurelate-life-crisis-abb-consulting-discusses-decommissioning-in-the-uk-north-sea-4605513/>. [Funnet 18. desemebr 2017].
- [28] SEC, «Gallery - The Edvard Grieg Topside left Kvaerner's yard at Stord,» [Internett]. Available: <http://www.secpomorze.com/galeria/>. [Funnet 3. januar 2018].
- [29] Allseas, «Platform installation / decommissioning and pipelay vessel Pioneering Spirit,» September 2017.
- [30] Statoil, Youtube.com, «World's largest spar platform mated,» 11. desember 2017. [Internett]. Available: https://www.youtube.com/watch?time_continue=68&v=tQgMe4IYnzE. [Funnet 20. desember 2017].
- [31] HeavyLiftNews, «The HRD platform project successfully installed by float-over method on 15-January by the FJELL,» [Internett]. Available: <http://www.heavyliftnews.com/news/the-hrd-platform-project--successfully-installed-by-float-over-method-on-15-january-by-the-fjell>. [Funnet 15. desember 2017].
- [32] Offshore-mag, «World records set off Sakhalin,» [Internett]. Available: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-66/issue-8/construction-installation/world-records-set-off-sakhalin.html>. [Funnet 3. januar 2018].
- [33] ConocoPhillips v/Tormod Austad, «Ekofisk Tank Topside Removal project Seminar - fjerning og disponering av offshore innretninger,» 12.12.2006.

- [34] AF Decom Offshore, «Utredning om tekniske utfordringer knyttet til transport, mottak og disponering av betonginnretninger ved land – OD prosjektnr. 105801 AFDO prosjektnummer 6001 116,» 2011.
- [35] Norsk Oljemuseum, «Ekofisk,» [Internett]. Available: <http://www.norskolje.museum.no/ekofisk/>. [Funnet 2. januar 2018].
- [36] Total E&P Norge AS, «Frigg Field Cessation Plan,» Stavanger, 09.05.2003.
- [37] Total E&P Norge AS, «Frigg Field Cessation Plan Close Out Report,» Stavanger, 12.05.2011.
- [38] Shell U.K., «BRENT FIELD DECOMMISSIONING PROGRAMMES Shell Report Number BDE-F-GEN-AA-5880-00015,» February 2017.
- [39] Shell U.K., «Brent Delta Topside Decommissioning Programme Shell Report Number BDE-D-TOP-AA-5880-00001,» 22 June 2015.
- [40] Upstream, «Brent Delta lift took 12 hours,» [Internett]. Available: <http://www.upstreamonline.com/live/1250814/video-brent-delta-lift-took-12-hours>. [Funnet 15. desember 2017].
- [41] Shell U.K., «Brent Delta Platform Lift,» [Internett]. Available: <http://www.shell.co.uk/sustainability/decommissioning/brent-field-decommissioning/brent-delta-topside-lift.html>. [Funnet 15. desember 2017].
- [42] Allseas, «Yme topsides removal,» [Internett]. Available: <https://allseas.com/project/y-me-topsides-removal/>. [Funnet 2. januar 2018].
- [43] e24.no, «Yme bygges ut igjen: – En riktig investering,» 19. desember 2017. [Internett]. Available: <https://e24.no/energi/olje/skandalefeltet-y-me-bygges-ut-igjen-staten-kan-faa-igjen-tapte-milliarder/24214345>. [Funnet 5. januar 2018].
- [44] Decom North Sea, «Decom Explained,» 4. desember 2017. [Internett]. Available: <http://decomnorthsea.com/decom-explained/decom-options>.
- [45] Dr.techn.Olav Olsen, «11318-OO-R-0001-B Disponering av betonginnretninger,» 19.10.2010.
- [46] IMO, «1989 GUIDELINES AND STANDARDS FOR THE REMOVAL OF OFFSHORE INSTALLATIONS AND STRUCTURES ON THE CONTINENTAL SHELF AND IN THE EXCLUSIVE ECONOMIC ZONE (IMO RESOLUTION A.672 (16)),» 19 October 1989.
- [47] Shell U.K., «BRENT BRAVO, CHARLIE AND DELTA GBS DECOMMISSIONING TECHNICAL DOCUMENT Shell Report Number BDE-F-GBS-BA-5801-00001,» February 2017.
- [48] Kværner, «BC Leg Removal Feasibility Study Final Report BDE-C-GBS-AA-8211-00003,» 2012.
- [49] Kværner, «BB and BD Leg Removal Feasibility Study Final Report BDE-F-GBS-AA-8211-00001,» 2012.
- [50] Dr.techn.Olav Olsen, «Brent GBS Leg Removal Feasibility Assessment of Specific Issues 12095-OO-R-001,» 17.10.2014.
- [51] BP Exploration Operating Company Ltd, «North West Hutton Decommissioning Programme,» 7. februar 2006.
- [52] CNR International (U.K.) Limited, «UK Decommissioning Murchison Field Jacket removal Subsea UK Lunch and Learn,» 21.08.2012.
- [53] Cutting Underwater Technologies, «SBC,» [Internett]. Available: http://www.cut-group.com/scheda_rd.aspx?id=36. [Funnet 8. januar 2018].
- [54] Phillips Petroleum Company UK Ltd., Fina Exploration Ltd., Agip Ltd., BG Int. Ltd., Penteex Oil Ltd., «Maureen Decommissioning Programme Issue 7,» September 2001.

- [55] G. Hadland, «Fjerning av oljeinstallasjoner i Nordsjøen,» i *Norsk oljemuseum Årbok 2006*, 2006.
- [56] Det kongelige olje- og energidepartement, «St.prp. nr. 38 (2003-2004) Disponering av betongunderstellet TCP2 på Frigg-feltet,» 09.01.2004.
- [57] Phillipsgruppen, A/S Norske Shell, Norpipe Oil AS, «Avvikling og disponering av Ekofisk I Konsekvensutredning,» Stavanger, 22.10.1999.
- [58] P. Broughton, «Decommissioning of the Maureen Oil Platform,» *Ingenia Online*, nr. 6, November 2006.
- [59] Kulturminne Frigg, «Fjerning av olje- og gassinstallasjoner på norsk kontinentalsokkel,» [Internett]. Available: http://www.kulturminne-frigg.no/modules/module_123/proxy.asp?C=24&I=155&D=2&mid=21. [Funnet 19. desember 2017].
- [60] Jee Ltd, BP Exploration Operating Company Ltd, «North West Hutton Decommissioning Programme Close-Out Report Document No. BP261_r01g,» 2014.
- [61] Shell U.K., «Indefatigable Field Platforms and Pipelines Decommissioning Programme Close Out Report IP-PC-21-Jan-2014/EP201401220888,» 30.08.2014.
- [62] Statoil/Ptil, «Samtykke til bruk av Kristin,» [Internett]. Available: <http://www.ptil.no/nyheter/samtykke-til-bruk-av-kristin-article1830-702.html>. [Funnet 14. desember 2017].
- [63] Teknisk Ukeblad, «Aasta Hansteen-utbyggingen,» [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/aasta-hansteen-krevende-dyrt-og-usikkert/275351>. [Funnet 13. desember 2017].
- [64] Statoil/Norsk Oljemuseum, «Illustrasjon av strekkstagsplattform til Snorrefeltet,» [Internett]. Available: https://www.europeana.eu/portal/en/record/2022608/NOM_NOMF_02764_009.html. [Funnet 13. desember 2017].
- [65] Statoil/Norsk Oljemuseum, «Heidrun,» [Internett]. Available: <http://www.norskolje.museum.no/heidrun/>. [Funnet 13. desember 2017].
- [66] Teekay, «Petrojarl Knarr,» [Internett]. Available: <http://teekay.com/business/offshore/floating-production-storage-and-offloading/petrojarl-knarr/>. [Funnet 13. desember 2017].
- [67] Sevan Marine, «Voyageur Spirit,» [Internett]. Available: <http://www.sevanmarine.com/projects/floating-production?id=16:voyageur-spirit&catid=41>. [Funnet 13. desember 2017].
- [68] HESS, «Ivanhoe and Rob Roy Field Decommissioning Programmes Document No: ADP-011,» 11th February 2013.
- [69] HESS, «Summary of the Ivanhoe and Rob Roy Fields Decommissioning Preparatory Work Document No: ADP-009,» 10th August 2012.
- [70] OE Digital, «First oil achieved at Stella,» 17. februar 2017. [Internett]. Available: <http://www.oedigital.com/component/k2/item/14725-first-oil-achieved-at-stella>. [Funnet 18. desember 2017].
- [71] Shell International Limited, «Brent Spar Dossier,» 2008.
- [72] Petro.no, «Aibel tildelt kontrakt for oppgradering av Petrojarl 1,» [Internett]. Available: <http://petro.no/petrojarl-1-skal-innom-aibel/51177>. [Funnet 7. desember 2017].
- [73] OE Digital, «Alpha eyes 2019 Cheviot first oil with Teekay FPSO,» 10. april 2017. [Internett]. Available: <http://www.oedigital.com/pipelines/item/15090-alpha-eyes-2019-cheviot-first-oil-with-teekay-fps>. [Funnet 19. desember 2017].

- [74] Statoil/Ptil, «Petrojarl 1 har fått samsvarsuttalelse,» [Internett]. Available: <http://www.ptil.no/nyheter/petrojarl-1-har-fatt-samsvarsuttalelse-article4595-702.html>. [Funnet 14. desember 2017].
- [75] Rystad Energy, Karlstads kommun, Region Värmland, «The European subsea market outlook and operators' subsea contracting philosophies,» February 11 2014.
- [76] SPS, «Fleximats,» [Internett]. Available: <http://www.subseaprotectionsystems.co.uk/concrete-mattresses>. [Funnet desember 2017].
- [77] Mansam International, «Secondary stabilisation,» [Internett]. Available: http://mansamgroup.com/?page_id=72. [Funnet desember 2017].
- [78] Offshore-mag, «Suction anchoring system takes 4th generation rig past 5,000 ft,» [Internett]. Available: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-59/issue-4/news/general-interest/suction-anchoring-system-takes-4th-generation-rig-past-5000-ft.html>. [Funnet januar 2018].
- [79] Delmar, «Suction Anchor,» [Internett]. Available: <http://www.delmarsystems.com/site66.php>. [Funnet januar 2018].
- [80] DNV-GL Oil & Gas, «Introduction to Subsea Production Systems 05 Templates and Manifolds,» September 2014.
- [81] S. P. G. A. J. O. H. C. J. M. K. R. M. C. P. J. S. D. A. A. J. T. H. I. Cripps, «Disposal of oil-based cuttings Report RF-98/097,» 23.04.1998.
- [82] Norsk oljemuseum, «Oseberg,» [Internett]. Available: <http://www.norskolje.museum.no/oseberg/>. [Funnet januar 2018].
- [83] DNV-GL, «Avslutningsplan for virksomheten og disponeringen av innretninger på Yme-feltet,» 11.07.2016.
- [84] Subsea 7, «Vessel Datasheets,» [Internett]. Available: <https://www.subsea7.com/en/media-centre/datasheets/vessel-datasheets.html>. [Funnet januar 2018].
- [85] DOF, «The DOF Fleet Asset overview».
- [86] Mirage, «Subsea Tools and Machines - Diamond Wire Saws,» [Internett]. Available: <https://miragemachines.com/products/subsea-tooling/rov-tooling/diamond-wire-saws/>. [Funnet januar 2018].
- [87] Trident Australia, «Subsea Cutters and Emergency Disconnect Tool (EDT) Rental,» [Internett]. Available: <http://www.tridentaustralia.com.au/subsea-cutter-rental/subsea-cutters-edt/>. [Funnet januar 2018].
- [88] Van Oord, «New SRI vessel for Offshore division,» [Internett]. Available: <https://www.vanoord.com/news/2014-new-sri-vessel-offshore-division>.
- [89] offshoreWIND.biz, «Rock Dumping Contract Up for Grabs,» [Internett]. Available: <https://www.offshorewind.biz/2014/11/21/rock-dumping-contract-up-for-grabs/>. [Funnet januar 2018].
- [90] Oceaneering, Society for Underwater Tecnology, «Subsea Facilities Decommissioning – Selected Practical Optimisations and Considerations».
- [91] Kulturminne Frigg, «Nordøst Frigg,» [Internett]. Available: http://www.kulturminne-frigg.no/modules/module_123/proxy.asp?C=24&I=155&D=2&mid=21. [Funnet 31. januar 2018].
- [92] OffshoreEnergyToday.com, «Statoil Gets Nod to Remove TOGI Template (Norway),» [Internett]. Available: <https://www.offshoreenergytoday.com/statoil-gets-nod-to-remove-togi-template-norway/>. [Funnet desember 2017].

- [93] Statoil, «Konsekvensutredning - avvikling og disponering av Tommeliten Gamma,» 17.06.1997.
- [94] Teknisk Ukeblad, «Yme-operatøren mente det ikke eksisterte noen god løsning. Her er den norske fingerteknologien i aksjon,» [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/y-me-operatoren-mente-det-ikke-eksisterte-noen-god-losning-her-er-den-norske-fingerteknologien-i-aksjon/366741>. [Funnet 3. januar 2018].
- [95] Jeremy Beckman, «World's heaviest topsides dismantled for new service off northern Russia,» 01 06 2004. [Internett]. Available: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-6/decommissioning/worlds-heaviest-topsides-dismantled-for-new-service-off-northern-russia.html>. [Funnet 14. desember 2017].
- [96] Sysla.no, «Kværner og Aker Solutions skal oppgradere Njord for fem milliarder,» 17. mars 2017. [Internett]. Available: <https://sysla.no/jobbb/kvaerner-skal-oppgradere-njord-plattformen-storkontrakt-til-stord-og-bergen/>. [Funnet 19. desember 2017].
- [97] Sakhalin Energy, «PILTUN-ASTOKHSKOYE-A PLATFORM (PA-A / MOLIKPAQ),» [Internett]. Available: http://www.sakhalinenergy.ru/en/company/company_assets/platforma_molikpak.wbp. [Funnet 9. januar 2018].
- [98] Quipbase.com, «The Frigg Field Cessation Project,» [Internett]. Available: <https://www.quipbase.com/information/frigg>. [Funnet 19. desember 2017].
- [99] Bureau of Safety and Environmental Enforcement, «Rigs to Reefs,» [Internett]. Available: <https://www.bsee.gov/what-we-do/environmental-focuses/rigs-to-reefs>. [Funnet 18. desember 2017].
- [100] Petro.no, «Allseas skal fjerne Valhall QP for Aker BP,» [Internett]. Available: <http://petro.no/allseas-fjerne-valhall-qp-aker-bp/48232>. [Funnet januar 2018].
- [101] Petro.no, «Valhall-opprydding: Tre plattformer skal vekk og 31 brønner plugges,» [Internett]. Available: <http://petro.no/valhall-opprydding-tre-plattformer-vekk-31-bronner-plugges/48361>. [Funnet januar 2018].
- [102] Petro.no, «Aker BP søker rigg- og brønnpartnere for langtidsallianser,» [Internett]. Available: <http://petro.no/aker-bp-soker-rigg-bronnpartnere-ti-ars-allianser/48395>. [Funnet januar 2018].
- [103] Petro.no, «Heerema og AF Decom skal fjerne fire plattformer på Ekofisk,» 11. april 2017. [Internett]. Available: <http://petro.no/heerema-af-decom-fjerne-fire-plattformer-pa-ekofisk/47405>. [Funnet 19. desember 2017].
- [104] Ernst & Young, «Review of the UK oilfield services industry,» January 2017.
- [105] Ocean News & Technology, «Deepwater Downturn Leads To Challenging Marine Construction Market,» 2. august 2017. [Internett]. Available: <https://www.oceannews.com/featured-stories/deepwater-downturn-leads-to-challenging-marine-construction-market>. [Funnet januar 2018].
- [106] Offshore Support Journal, «High costs and poor market challenge dive support ship players,» 7. februar 2017. [Internett]. Available: http://www.osjonline.com/news/view,high-costs-and-poor-market-challenge-dive-support-ship-players_46423.htm. [Funnet januar 2018].
- [107] 4 C Offshore, «Subsea 7 acquires Seaway Heavy Lifting,» 13 mars 2017. [Internett]. Available: <http://www.4coffshore.com/windfarms/subsea-7-acquires-seaway-heavy-lifting-nid5466.html>. [Funnet januar 2018].
- [108] Subsea 7, «SUBSEA 7 ANNOUNCED CONTRACTS AWARDED TO SUBSEA INTEGRATION ALLIANCE,» 2. oktober 2017. [Internett]. Available:

- <https://www.subsea7.com/en/media-centre/press-releases/2017/subsea-7-announced-contracts-awarded-to-subsea-integration-allia.html>. [Funnet januar 2018].
- [109] Subsea 7, «SUBSEA 7 ANNOUNCES ACQUISITION OF CERTAIN BUSINESSES OF EMAS CHIYODA SUBSEA,» 29. juni 2017. [Internett]. Available: <https://www.subsea7.com/en/media-centre/press-releases/2017/subsea-7-announces-acquisition-of-certain-businesses-.html>. [Funnet januar 2018].
- [110] Ocean News & Technology, «Deepwater Downturn Leads To Challenging Marine Construction Market,» 2. august 2017. [Internett]. Available: <https://www.oceannews.com/featured-stories/deepwater-downturn-leads-to-challenging-marine-construction-market>. [Funnet januar 2018].
- [111] Oil and Gas Magazine, «Statoil Awards Long-Term Subsea Contracts on the Norwegian Continental Shelf,» 15. desember 2017. [Internett]. Available: <http://www.scandoil.com/moxie-bm2/news/statoil-awards-long-term-subsea-contracts-on-the-n.shtml>. [Funnet januar 2018].
- [112] petro.no, «Aker BP søker rigg- og brønnpartnere for langtidsallianser,» 9. juni 2017. [Internett]. Available: <http://petro.no/aker-bp-soker-rigg-bronnpartnere-ti-ars-allianser/48395>. [Funnet januar 2018].
- [113] Oilfield Technology, «Norway largest contributor to offshore developments in 2017,» 8. januar 2018. [Internett]. Available: <https://www.oilfieldtechnology.com/offshore-and-subsea/08012018/norway-largest-contributor-to-offshore-developments-in-2017/>. [Funnet januar 2018].
- [114] DNV-GL, «High Level Review of Decommissioning Yards for ex-North Sea Facilities,» 2013.
- [115] CRF Consultants, «Status Capacity and Capability of North Sea Decommissioning Facilities,» September 2016.
- [116] DNV, «Vurdering av oljeholdig avfall fra petroleumsvirksomheten til havs 2012-4087,» 08.06.2012.
- [117] Oljedirektoratet, «Om avslutning av petroleumsvirksomheten og disponering,» [Internett]. Available: <http://www.npd.no/Global/Norsk/2%20-%20Tema/Avslutning%20og%20disponering/Om%20avslutning%20av%20petroleumsvirksomheten%20og%20disponering%20av%20innretninger.pdf>. [Funnet 8. januar 2018].

VEDLEGG B - GENERELLE INNHOLDSLISTER FOR DEKKSANLEGG I NORDRE/SENTRALE NORDSJØEN OG MULIGHETER FOR RESALG AV DETTE

Tabellene i dette kapittelet er i sin helhet hentet fra [26].

Module	Re-use options at module level?	Assemblies	Re-use options at assembly level?	Equipment	Re-use options at equipment level?	Re-sale to specialist	Recycle	
Accommodation block	Re-use on other platform. Temporary accommodation onshore.	HVAC	No	Fans			Y	
				Ducting			Y	
				Dampers			Y	
				Motors		Y	Y	
				Insulation			Y	
		Living quarters / ablutions	No	Soft furnishings				Y
				Partitions / ceilings			Y	
				Beds			Y	
				Showers / toilets etc.			Y	
		Catering equipment	No	Ovens / hobs				Y
				Dishwashers			Y	
				Preparation tables			Y	
				Fridges / freezers			Y	
				Dining furniture			Y	
				Serving counters			Y	
		Fresh water generator	Yes if built as a small module	Vessels		Re-sale if stainless steel	Y	Y
				Pipework				Y
				Pumps			Y	Y
				Filtration				Y
				Valves				Y
		Fresh Water Distribution	No	Storage tank		Re-sale if stainless steel	Y	Y
				Distribution pumps			Y	Y
				Coalescer units			Y	Y
				Filter units			Y	Y
				Pipework				Y
				Valves				Y
		Sewage treatment system	No					Y
Lifeboats and lifting / release equipment	Yes if built as a small module	Lifeboats		Yes - if to current standards		Y		
						Y		

Module	Re-use options at module level?	Assemblies	Re-use options at assembly level?	Equipment	Re-use options at equipment level?	Re-sale to specialist	Recycle		
Helideck	Complete assembly could be used on new platform with refurb.	Helideck structure	Yes	Steelwork			Y		
				Lighting / illumination			Y		
		Fire system	No		Skid	Yes - if to current standards		Y	
					Pipework			Y	
					Foam distribution			Y	
		Administration room	No		Seating			Y	
					Displays			Y	
					Office equipment			Y	
					Cabin structure	Yes - site cabin for COMAH site		Y	
		Power generation	Complete module could be used in new platform or as generation / power distribution unit for industrial site in Asia / Africa etc.	Gas turbine Generator Skid	Yes	Gas generator (compressor)			Y
Gas Turbine							Y		
Fuel Control							Y		
Oil Pumps							Y		
Power Generation turbine utilities	Unlikely to be suitable layout for removal as assembly - could be sold with Skid unit as package.					Generator unit			Y
						Ducting			Y
						Filtration			Y
						Exhaust Stack			Y
						Dampers			Y
						Cooler (Oil)			Y
						Cooler (Air)			Y
						Turbine Cleaning System			Y
						Fans			Y
						Motors			Y
Turbine Control unit					Y				
Electrical Utilities						Fire Fighting Equipment			Y
						Earthing Resistors			Y
						MCC Unit			Y
						Cabling (Generic)			Y
Emergency Generation Package	Yes					Cable Support Trays (Generic)			Y
						Electrical Distribution equipment			Y
						Diesel Engine			Y
						Generator unit			Y
UPS Supplies	Yes - if to suitable standard					Control Unit			Y
						Electrical Distribution equipment			Y
						UPS Control unit			Y
									Y

Module	Re-use options at module level?	Assemblies	Re-use options at assembly level?	Equipment	Re-use options at equipment level?	Re-sale to specialist	Recycle
Services	Distributed systems - not feasible as single module	Fire / gas system	Distributed nature of system makes sale as assembly not feasible.	Fire water ring main pipework			Y
				Fire water spray nozzles			Y
				Fire water lift pumps	May be re-usable if in good condition		Y
				Fire detection equipment			Y
				Gas detection equipment			Y
				Fire control system			Y
				Fire alarm equipment			Y
		Seawater system	Distributed nature of system makes sale as assembly not feasible.	Bio-fouling control Unit		Y	Y
				Seawater lift pumps		Y	Y
				Pipework			Y
				Valves			Y
		Heating medium system	Distributed nature of system makes sale as assembly not feasible.	Heating skid		Y	Y
				Pipework			Y
				Pumps			Y
				Valves			Y
				Heat exchangers		Y	Y
		Expansion vessels				Y	Y
						Y	Y
		Air compressor package	Distributed nature of system makes sale as assembly not feasible.	Compressor unit		Y	Y
				Drying unit		Y	Y
				Pipework			Y
				Valves		Y	Y
		Control equipment	Distributed nature of system makes sale as assembly not feasible.	Process control system	Likely to be obsolete	Y	Y
				Emergency shutdown system	Likely to be obsolete		Y
				Control desks		Y	Y
				Control room displays		Y	Y
				Panels / annunciators			Y
				Cabling (generic)			Y
				Fibre optics			Y
		Support tray / ducting			Y		
		Communications equipment	Distributed nature of system makes sale as assembly not feasible.	Line of sight dish			Y
				Satellite link		Y	Y
				Radio comms		Y	Y
		Fuel gas package	Yes - If built as small module.	Filtration		Y	Y
				Pressure control valves		Y	Y
				Dehydration vessels		Y	Y
Heat exchangers				Y	Y		

Module	Re-use options at module level?	Assemblies	Re-use options at assembly level?	Equipment	Re-use options at equipment level?	Re-sale to specialist	Recycle		
Services (continued)	Distributed systems - not feasible as single module	Diesel fuel system	Distributed nature of system makes sale as assembly not feasible	Fuel storage tank		Y	Y		
				Distribution pumps		Y	Y		
				Coalescer units		Y	Y		
				Filter units		Y	Y		
				Pipework			Y		
		Valves			Y				
		Drains systems	Distributed nature of system makes sale as assembly not feasible	Pipework				Y	
				Manifolds				Y	
				Valves				Y	
				Storage tanks		Y	Y		
		Discharge pumps		Y	Y				
		Washdown facilities							
		Sand jetting system							
		Glycol regeneration package	Yes if built as a small module	Vessels					Y
				Pipework					Y
				Pumps					Y
Valves							Y		
Crane	Unlikely	Crane unit	Yes if in good condition (unlikely)	Boom			Y		
				Hook block				Y	
				Engine / motor				Y	
				Slew unit				Y	
				Control cab / equipment				Y	
		Pedestal unit					Y		
		Wellbays		Drilling facilities	Not as assembly	Drill rig	Yes if in good condition		Y
Mud tanks								Y	
Mud pumps								Y	
Wellhead equipment	Not as assembly			Wing valves				Y	
				Pipework				Y	
				Actuated valves				Y	
				Pressure / flow instrumentation				Y	
								Y	

Module	Re-use options at module level?	Assemblies	Re-use options at assembly level?	Equipment	Re-use options at equipment level?	Re-sale to specialist	Recycle	
Wells stream separation		Test separator system	Yes if built as a small module	Pumps		Y	Y	
				Separation vessels	Re-sale if stainless steel	Y	Y	
				Pipework			Y	
				Actuated valves			Y	
				Manual valves			Y	
				Pressure instrumentation			Y	
				Level instrumentation			Y	
				Buffer vessels	Re-sale if stainless steel	Y	Y	
		Production separator system	Yes if built as a small module	Pumps		Y	Y	
				Separation vessels	Re-sale if stainless steel	Y	Y	
				Pipework			Y	
				Actuated valves			Y	
				Manual valves			Y	
				Pressure instrumentation			Y	
				Level instrumentation			Y	
				Buffer vessels	Re-sale if stainless steel	Y	Y	
		Produced water treatment package	Yes if built as a small module	Vessels		Re-sale if stainless steel	Y	Y
				Pumps			Y	Y
				Filtration unit			Y	Y
				Analysis equipment				Y
Pipework						Y		
Produced water reinjection	Yes if built as a small module	Vessels		Re-sale if stainless steel	Y	Y		
		Pumps			Y	Y		
		Valves				Y		
Sand separation package							Y	
								Y
Oil processing and export	Yes if within single module	MOL pumps	Yes if built as a small module	Centrifugal pumps		Y	Y	
				Filters			Y	Y
				Drive motors			Y	Y
		Processing system	Yes if built as a small module	Filters			Y	Y
				Pipework				Y
				Instruments				Y
				ESD valves				Y
				Manual valves				Y
							Y	

Module	Re-use options at module level?	Assemblies	Re-use options at assembly level?	Equipment	Re-use options at equipment level?	Re-sale to specialist	Recycle			
Gas processing and export	Yes if within single module	Gas compression equipment	Yes if built as a small module	Gas turbine skid (as power generation)		Y	Y			
				Gas turbine utilities (as power generation)		Y	Y			
				Gas compressor		Y	Y			
				Heat exchangers		Y	Y			
				Scrubber vessels	Re-sale if stainless steel	Y	Y			
				Pipework			Y			
				Pressure instrumentation			Y			
				Temperature instrumentation			Y			
				Level instrumentation			Y			
				Actuated valves			Y			
				Valves			Y			
		Pipework			Y					
		Gas compressor		Y	Y					
		Scrubber vessels	Re-sale if stainless steel	Y	Y					
		Heat exchangers		Y	Y					
		Motor		Y	Y					
		Gas pipeline pig launcher				Pig launcher housing			Y	
						ESD isolation valves			Y	
						Manual valves			Y	
						Pressure instrumentation			Y	
		HP / LP flare system				Pipework			Y	
						Relief valves			Y	
						ESD blowdown valves			Y	
Pressure instrumentation							Y			
Ignition unit							Y			
Boom	Yes						Y			
Structure	No	Module structures	Unlikely to be suitable layout for re-use.	Support / main steelwork			Y			
				Cladding			Y			
				Flooring			Y			
				Gratings (steel)			Y			
				Gratings (plastic)		Y	Y			
				Passive fire protection			N			
				Insulation			Y			
				Doors / hatches			Y			
		Staircases / external walkway structures				No	Steelwork			Y
							Handrailing			Y
							Gratings (steel)			Y
							Gratings (plastic)		Y	Y

VEDLEGG C - EGNETHET AV FORSKJELLIGE RIVEMETODER FOR RIVING AV EN BETONGINSTALLASJON

Tabellen er utarbeidet av AFDO [34].

God egnet	Egnet	Lite egnet	Uegnet

Område	Maskinriving	Kran med kule	Saging og løft	Vannskjæring og løft	Eksplosiv demolering
Øvre skaft					Felling
Midtre skaft					Felling
Nedre skaft					I kombinasjon med maskinriving
Øvre kuleskall					I kombinasjon med saging
Øvre ringbjelke	I kombinasjon med sprengning				I kombinasjon med maskin eller saging
Cellevegger over predefinert nivå for dokksetting					
Gjenværende cellevegger etter dokksetting					
Nedre kuleskall og ringbjelke					
Skjørt	I kombinasjon med manuell brenning				

VEDLEGG D - MYNDIGHETSKRAV OG REGELVERK

Innholdet i dette kapittelet er hentet fra [117].

Petroleumsloven (pl) kapittel 5 fastsetter bestemmelser om avslutning av petroleumsvirksomheten, herunder krav om avslutningsplan, vedtak om disponering og ansvarsforhold. I petroleumsforskriften (pf) kapittel 6, §§ 44 og 45, gis utfyllende regler om innhold i planen. Rammeforskriften § 30 gir utfyllende regler om dokumentasjon innenfor HMS-området. Forskriften viser også til lov om vern mot forurensninger og om avfall (forurensningsloven) § 20 om nedleggelse og driftsstans.

Petroleumsvirksomhet reguleres av petroleumslovgivningen, mens maritim virksomhet og maritime operasjoner reguleres av maritim lovgivning. Ved fjerning eller annen disponering av innretninger vil alt arbeid som gjøres på eller med innretningen på lokasjonen, være å anse som petroleumsvirksomhet.

Fremleggelse av avslutningsplan fritar ikke rettighetshaver eller eier fra å sørge for nødvendig godkjennelse, tillatelse eller samtykke i medhold av andre lover eller forskrifter. Det vises her også til petroleumsloven § 1-5 første ledd. Innenfor HMS-området er det krav om samtykke før disponering av en innretning, jf. styringsforskriften § 25. Rettighetshaver plikter dessuten å sørge for å få nødvendig tillatelse til disponeringen etter andre lover; særlig forurensningsloven.

Olje- og energidepartementet (OED) koordinerer saksbehandlingen av avslutningsplanen, og behandlingen skjer i samarbeid med Arbeids- og sosialdepartementet (ASD), Oljedirektoratet (OD) og Petroleumstilsynet (Ptil). Gassco involveres dersom planene omfatter rørledninger for transport av gass.

Tidspunkt for innsendelse av avslutningsplan

Rettighetshaver skal i henhold til pl § 5-1 legge frem en avslutningsplan for OED og ASD før en tillatelse etter lovens § 3-3 eller § 4-3 utløper eller oppgis eller bruken av en innretning endelig opphører. Kravet om avslutningsplan gjelder bare dersom det knytter seg en innretning til tillatelsen. Selv om en brønn er en innretning, vil ikke nedstengning av brønner alene utløse krav til fremleggelse av avslutningsplan.

Med mindre departementet samtykker i eller bestemmer noe annet, skal tidspunktet for å legge frem avslutningsplan være tidligst fem år, men senest to år før bruken av en innretning antas å endelig opphøre. Tilsvarende frist gjelder ved utløp eller oppgivelse av tillatelse gitt i medhold av pl § 3-3 og § 4-3, såfremt tillatelsen utløper eller oppgis før bruken av innretningen antas å endelig opphøre.

Internasjonalt regelverk

I tillegg til nasjonalt regelverk, må avslutningsplanen utarbeides slik at det tas hensyn til krav i internasjonalt regelverk. Dette gjelder spesielt OSPAR-konvensjonen. Ut over OSPAR er også FNs havrettskonvensjon (UNCLOS) artikkel 60 punkt 3 og IMO-retningslinjene i resolusjon A.672 (16) av betydning for disponering.

Oslo- og Pariskonvensjonen (OSPAR)

Stortinget ga 1. juni 1995 sitt samtykke til ratifikasjon av konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav, undertegnet i Paris 22. september 1992

(OSPAR-konvensjonen). OSPAR-konvensjonen er bindende for EU-landene, Sveits, Island og Norge.

[OSPAR-beslutning 98/3](#) om disponering av utrangerte offshore-innretninger trådte i kraft 9. februar 1999 og legger føringer for hvilke disponeringsløsninger som er akseptable for ulike typer innretninger til havs.

OSPAR-beslutningen innebærer at det er forbudt å dumpe og å etterlate helt eller delvis utrangerte offshore-innretninger i sjøområdet. Beslutningen omfatter imidlertid ikke:

- > *Deler av en innretning som befinner seg under sjøbunnen*
- > *Ankerfundament i betong som ikke er til hinder for fiskeriene*
- > *Borekaks*
- > *Rørledninger*

Nasjonale kompetente myndigheter kan gi tillatelse til unntak fra OSPAR-beslutning 98/3 for enkelte innretninger. Unntak kan gis for hele eller deler av innretningen etter konsultasjon med de andre OSPAR-landene dersom vektige grunner for en alternativ disponering foreligger.

Unntakene gjelder:

- > *Understellsokler på stålinnretningen som veier mer enn 10 000 tonn i luft og er utplassert før 9. februar 1999*
- > *Gravitasjonsbaserte betonginnretninger*
- > *Flytende betonginnretninger*
- > *Ankerfester i betong som forstyrrer eller antas å ville forstyrre annen rettmessig bruk av havet*
- > *Enhver annen innretning når eksepsjonelle og uforutsette omstendigheter som skyldes skade på konstruksjonen eller forringelse, eller andre årsaker som innebærer tilsvarende vanskeligheter kan påvises.*

Av vedlegg 2 punkt 8c i OSPAR-beslutning 98/3 fremgår det at en skal vurdere sikkerheten ved fjerning, men konvensjonen har ikke krav til praktisk gjennomføring av fjerningen.

Det vises for øvrig til [St. prp. nr. 8 \(1998-99\) kapittel 5](#), Beslutning om disponering av utrangerte offshoreinnretninger vedtatt på OSPAR-kommisjonens ministermøte 23. juli 1998.

FNs havrettskonvensjon

I henhold til FNs havrettskonvensjon (UNCLOS) artikkel 60 nr. 3, jf. artikkel 80 er hovedregelen at innretninger på kontinentalsokkelen som ikke er i bruk, skal fjernes. Kyststaten skal likevel ta hensyn til aksepterte internasjonale standarder, fiskeriene, miljøet og andre staters rettigheter og plikter.

The International Maritime Organization (IMO) retningslinjene

IMO-retningslinjene (MSC/Circ. 490, 4 May 1988) er veiledende retningslinjer som i første rekke har som formål å ivareta hensyn til skipsfarten. I henhold til disse skal innretninger fjernes ned til minimum 55 meter under havoverflaten. Retningslinjene sier også at

innretninger som står på mindre enn 75 meter vanddyb, og som har en konstruksjonsvekt på mindre enn 4000 tonn, skal fjernes. For innretninger som er plassert ut etter 1. januar 1998 er angivelsen av vanddyb økt til 100 meter.

Særskilt for rørledninger

De rettsreglene som ligger til grunn for beslutning om disponering av marine rørledninger og kabler er foruten petroleumsløven kapittel 5, internasjonale regler fastsatt i eller i medhold av OSPAR-konvensjonen av 1992. Reglene går ut på at det skal foretas en konkret vurdering i hvert enkelt tilfelle der det foretas en avveining av tekniske, sikkerhetsmessige, miljømessige og økonomiske forhold og hensynet til andre brukere av havet.

I [stortingsmelding nr. 47 \(1999-2000\)](#) «Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel» gis det retningslinjer for disponering av rørledninger og kabler.

Rørledninger og kabler vil, som en generell regel, kunne etterlates når de ikke er til ulempe eller utgjør en sikkerhetsmessig risiko for bunnfiske, sammenholdt med kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning. Dette innebærer at rørledninger og kabler kan etterlates når det ikke drives slikt fiske av betydning, eller når rørledningene/kablene er forsvarlig nedgravd eller tildekket. I begge tilfeller er det en forutsetning at rørledningene og kablene er rensset for stoffer som kan medføre skader på livet i havet. Der det ikke er forsvarlig å etterlate rørledninger og kabler på havbunnen, er nedgraving normalt en bedre løsning enn ilandbringelse.