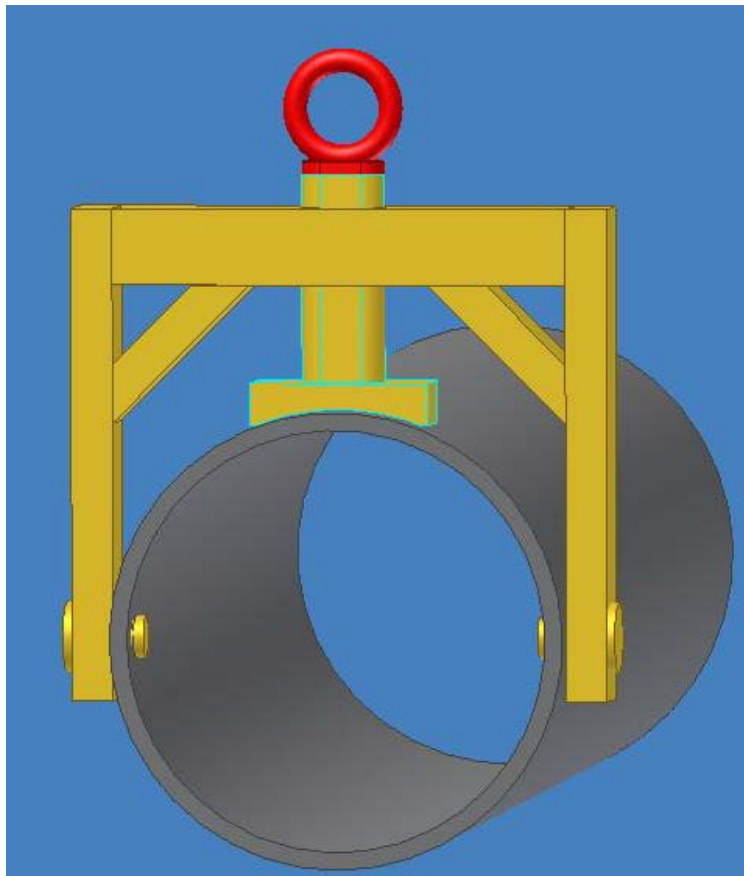




HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

Løfting av rørledning under vann



BachelorOppgave utført ved
Høgskolen Stord/Haugesund – Studie for ingeniørfag

Maskin, Energi- og Prosessteknikk

Av: Rune Haraldseid
Jarl Ståle Solli

Kand.nr. 15
Kand.nr. 34

Haugesund

Våren 2007

Bacheloroppgave 2007

Studenten(e)s navn: Rune Haraldseid
Jarl Ståle Solli

Linje & studieretning Prosess og energiteknikk

Oppgavens tittel: Løfting av rørledning under vann

Oppgavetekst:

Oppgaven omhandler løfting av rørledning under vann. Det skal finnes egnede metoder/verktøy for å løfte røret fra havbunnen og opp til overflaten, både med hensyn på effektivitet, sikkerhet og økonomi. Det må også tas hensyn til at røret skal legges på skipsdekk. Aktuelt regelverk skal belyses og det skal settes opp aktuelle beregningsmodeller for løfteoperasjonen. Verktøyet som skal brukes beskrives ved hjelp av tegninger og skisser.

Endelig oppgave gitt:

Innleveringsfrist: Fredag 4.mai 2007 kl. 12.00

Intern veileder Monika Metallinou – HSH, tlf: 52 70 26 76

Ekstern veileder Geir Helge Bachmann - DeepOcean, tlf: 52 70 04 35

Godkjent av
studieansvarlig:
Dato:

Forord

I siste semester på en Bachelorutdanning ved HSH er det obligatorisk med en avsluttende hovedoppgave som gir 15 studiepoeng. Oppgaven strekker seg over hele semesteret og er en fordypning innenfor et spesielt fagområde.

Hensikten med oppgaven er å vise hva en har tilegnet seg av kunnskap gjennom studiet, og bruke disse kunnskapene i en aktuell problemstilling. I denne oppgaven har vi hatt spesielt nytte av fagene undervannsteknologi, statikk & fasthetslære og Tegning/DAK. Til beregning og design har vi benyttet beregningsprogrammet Ansys og DAK programmet Inventor.

Oppgaven omhandler designing av et løfteverktøy for fjerning av rørledninger under vann, og er utført i samarbeid med DeepOcean ASA i Haugesund.

Vi vil gjerne rette en spesiell takk til følgende personer, for hjelp og oppfølging:

Geir Helge Bachmann, ekstern veileder DeepOcean
Monika Metallinou, intern veileder HSH
Jens Christian Lindaas, HSH
Svein Moldskred, Imenco

Haugesund, 04.05.2007

Rune Haraldseid

Jarl Ståle Solli

Sammendrag

Rapporten har to hovedmål:

- Lage en oversikt over eksisterende og nye metoder for løfting av rør under vann.
- Designe et ROV vennlig løfteverktøy med hensyn til effektivitet, sikkerhet og økonomi.

I Nordsjøen ligger det tusenvis av kilometer med rørledninger. Alle disse rørledningene skal tas opp etter endt produksjon og for å kunne løfte rørene opp må man ha et passende løfteverktøy. Det stilles store krav til planlegging av en løfteoperasjon under vann. Før et rør kan fjernes må det fastsettes nøyaktige data og planer for fjerningen. Tilstanden til røret må inspiseres, og det må vurderes om overdekning skal fjernes.

For å finne fram til informasjon om eksisterende løftemetoder subsea, har internett hovedsakelig blitt brukt. I tillegg er det undersøkt om løftemetoder som brukes på land kan brukes for undervannsløft.

Det finnes i dag mange metoder for opptak av rørledninger og kabler. For oppløfting av rør <16" er hovedsakelig en reversert leggemetode brukt, for store diametre må røret kuttes opp på havbunnen. Denne oppgaven omhandler opphenting av 26" rør.

Hovedkriteriene for at en løftemethode skal kunne brukes er at den må være rask og sikker. Det kan brukes:

- Løfteklave
- Løfting etter synålsprinsipp
- Løfteanker

Det er foreslått og dimensjonert nytt løfteverktøy for undervannsløft. Denne tilfredsstillende kravene til sikkerhet, men det må arbeides videre med tanke på effektivitet. Hovedfordelen med metoden er at den er sikker og at røret løftes i vertikal stilling til det skal legges på skipsdekk. Ulempen er at det må forhåndsbores to hull, som løfteanordningen må treffe.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	ii
Sammendrag.....	iii
1. Innledning.....	1
1.1 Innledning.....	1
1.2 Formål/målsetning for oppgaven.....	1
1.3 DeepOcean.....	1
2. Bakgrunnshistorikk.....	2
2.1 ROV.....	2
2.2 Generelt om rørledninger.....	3
2.2.1 Oppbygging av rørledning.....	4
2.2.2 Levetid.....	5
2.2.3 Plassering av rørledning.....	7
2.3 Hiv kompensering.....	7
2.4 Fartøy.....	9
2.4.1 Dynamisk posisjonering (DP).....	10
2.5 Planlegging/forarbeid.....	10
2.6 Bunnsedimenter og rørenes beliggenhet.....	14
2.7 Løfting av rør ut av bunnsedimentene.....	15
2.8 Kutteutstyr.....	16
3. Løftemetoder.....	18
3.1 Metoder for opptak av rørledninger.....	18
3.1.1 Opptak ved reversert S-leggemetode.....	18
3.1.2 Opptak ved reversert J-leggemetode.....	20
3.1.3 Opptak ved å kveile opp på trommel.....	22
3.1.4 Opptak ved å kutte rørledningen på havbunnen.....	23
3.2 Eksisterende løfteverktøy.....	25
3.3 Forslag til nye metoder.....	29
4. Utvelgelse.....	32
4.1 Krav og ønsker.....	32
4.2 Valg av løftemetode.....	34
4.2.1 Forkasting av metoder.....	34
4.2.2 Evaluering av metoder.....	35
5. Regelverk.....	37
5.1 Farer ved løft.....	37
5.2 Miljøfare.....	38
5.2.1 LRA.....	38
5.2.2 Kjemikalier i rørene.....	38
5.2.3 Armering (glassfiber/asbest).....	38
5.2.4 Kvikksølv og kadium.....	39
5.3 Fjerning av rørledning.....	39
5.3.1 Petroleumsloven.....	39
5.3.2 Internasjonale regler.....	39
5.4 Krav til systemer.....	40
5.4.1 DP (dynamic positioning systems).....	40
5.4.2 ROV operasjoner.....	40
5.5 Regelverk for løftepersjoner offshore.....	41



5.5.1 Planlegging.....	41
5.5.2 Sikkerhetsfaktorer.....	41
5.6 Tillegg for løfteoperasjoner subsea.....	42
5.6.1 Planlegging.....	42
5.6.2 Sikkerhetsfaktorer.....	42
6. Beregninger	43
6.1 Hydrodynamiske krefter	43
6.2 Beregning hydrodynamikk.....	45
6.3 Styrkeberegning.....	47
7. Konstruksjon.....	49
7.1 Tegninger/skisser.....	49
7.2 Kommentarer	49
8. Bruk av utstyr.....	50
9. Konklusjon	52
10. Kontaktliste	52
11. Litteraturliste	53
12. Ordliste	53
13. Vedlegg	53

1. Innledning

1.1 Innledning

Siden starten av petroleumsaktiviteten for mer enn 30 år siden, er det blitt lagt et nettverk av rørledninger på havbunnen. Disse blir brukt til transport mellom feltene, styring av installasjoner og som eksportledninger for olje og gass. Etter endt produksjon og ved vedlikehold er det ikke en mulighet å la rørene ligge igjen på havbunnen. Derfor må disse rørledningene fjernes.

Per i dag eksisterer det få løftemetoder for løfting av rør under vann. Etter hvert som feltene blir faset ut, vil det på sikt bli en større etterspørsel etter et slike verktøy.

1.2 Formål/målsetning for oppgaven

Formålet med oppgaven er å utvikle et verktøy som kan få opp utrangerte rørledninger på en sikker og effektiv måte. For å komme fram til en god løsning, belyses regelverk og viktige faktorer for løft fra havbunnen. Rapporten tar for seg metoder som allerede eksisterer, og kommer med forslag til helt nye metoder. De metodene som er mest aktuelle velges ut og sammenlignes med hverandre. Et nytt løfteverktøy designes og dimensjoneres.

1.3 DeepOcean

Deep Ocean ble startet i 1999 i samarbeid med Solstad Offshore ASA og Østensjø rederi AS. Selskapet har i dag omtrent 600 ansatte fordelt på 14 DP fartøy, hovdekontoret i Haugesund og avdelingskontorene i UK, Nederland og Mexico.

Deepocean tilbyr undervannstjenester innen olje, gass, energi og prosessindustri over hele verden og er ledende på IMR (Inspection, maintenance and repair)



DeepOceans nye fartøy: "Edda TBN)

Selskapet har hatt en enorm vekst siden oppstarten og har blant annet inngått viktige avtaler med Statoil og Norsk Hydro innen rørinspeksjon, undervannskonstruksjoner og havbunnskartlegging. [5]

2. Bakgrunnshistorikk

2.1 ROV

ROV står for remote operated vehicle, og er en fjernstyrt undervannsfarkost. Fartøyet blir brukt til mange forskjellige undervannsoperasjoner som for eksempel inspeksjon, vedlikehold, kartlegging av havbunn, reparasjoner på undervannsproduksjonssystemer med mer.

Det finnes tre hovedtyper:

- Survey-ROV
- Observasjons-ROV
- Arbeids-ROV.

I forbindelse med rørløft er det nødvendig med to ROV'er. En arbeids ROV og en observasjons ROV.



Arbeids ROV

Arbeids ROV'en er elektrisk drevet og har et hydraulikkaggregat som driver thrusterene og ekstrautstyr som for eksempel kutteverktøy, vannjet osv. Den er utstyrt med manipulatorarmer (som oftest 2 stk) som også blir drevet hydraulisk. Arbeids ROV'en utfører selve arbeidet med å feste løfteanordningen til røret. [9]

Observasjons ROV'en er utstyrt med et videokamera som sender levende bilder til overflaten og noen ganger også med et stillbildekamera. I spesielle tilfeller har den manipulatorarmer. Observasjons ROV'en blir i dette tilfellet brukt som støttefarkost for arbeids ROV'en.

2.2 Generelt om rørledninger



Fig. 2.2.1 Oversikt over rørledninger

Siden starten av oljeeventyret på norsk sokkel for mer enn 30år siden, er det blitt lagt et nettverk av rørledning på havbunnen. Disse blir brukt til transport mellom feltene, til styring av installasjoner og som eksportledninger for olje og gass.

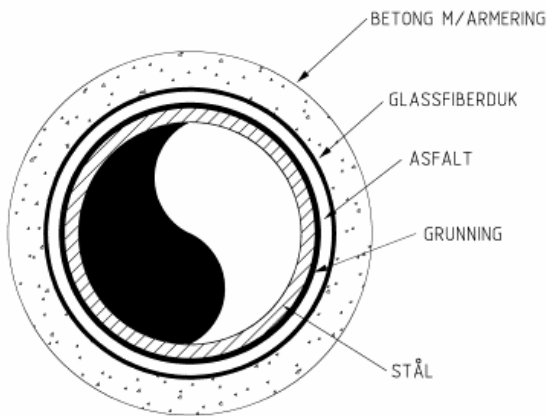
På norsk sokkel er det totalt 11880 km rørledning. (8640km Eksportrørledninger og 3240km Feltinterne ledninger) Dette tilsvarer strekningen Norge – Kina. Etter hvert som feltene fases ut vil fjerning av rørledning bli mer og mer aktuelt. [7]

Oljedirektoratet (OD) forvalter en database (CODAM) som inneholder data om alle rørledningssystemer for utvinning og transport av olje og gass på norsk sokkel. De fleste tallene som er brukt i forbindelse med rørledning kommer fra CODAM rapporten av 1999. [1]

2.2.1 Oppbygging av rørledning

Stive rørledninger

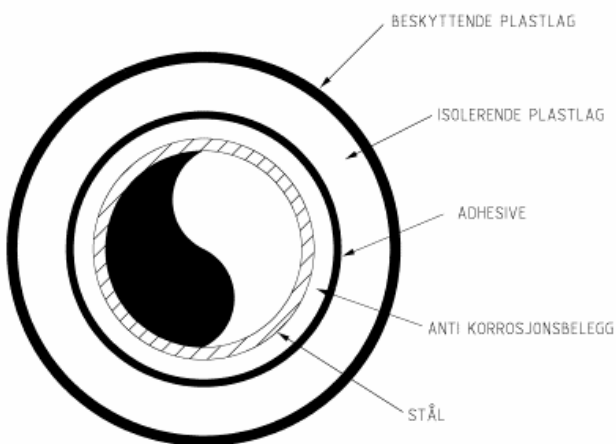
Eksportørledninger



Eksportørledningene frakter prosessert olje, kondensat eller gass fra plattform til prosessanlegg på land. Disse rørene blir også brukt til å frakte gass fra gassterminaler i Norge til mottaksanlegg i utlandet. Disse ledningene har som regel en diameter på over 20". De er normalt belagt med et korrosjonsbeskyttende asfaltbelegg og en kappe av armert betong utenpå. Stålet i eksportørledninger er karbonstål. [2]

Fig. 2.2.2 Typisk tverrsnitt av en eksportørledning

Feltrørledninger



Feltrørledninger frakter uprosessert olje, gass og vann mellom plattformer, produksjonsskip og undervannsbrønner. Feltrørledninger har som regel en diameter < 20". Den kan være tilvirket av karbonstål eller en eller annen form for rustfri stållegering. Disse ledningene kan ha ulike typer belegg for korrosjonsbeskyttelse, vektregulering, støtbeskyttelse og termisk isolasjon. [2]

Fig. 2.2.3 Typisk tverrsnitt av termisk isolert feltrørledning

Fleksible rørledninger

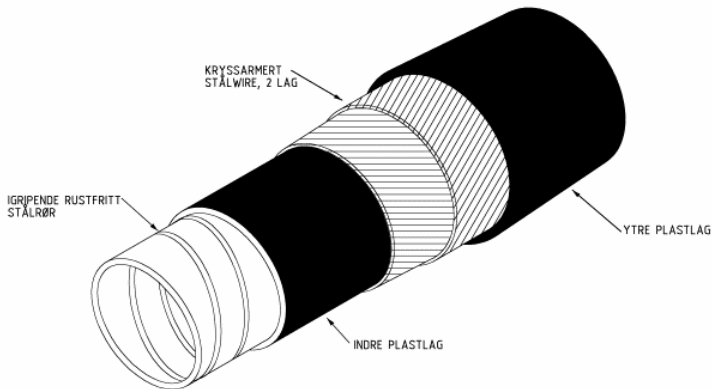


Fig. 2.2.4 Oppbygging av en typisk fleksibel rørledning

Den fleksible rørledningen har samme funksjon som en feltrørledning. På innsiden er det som regel et tvunnet, rustfritt stållag som hindrer røret i å kollapse på grunn av ytre overtrykk. Et plastlag sørger deretter for å holde røret tett. Neste lag er typisk en høyfast, tvunnet ståltråd som sørger for styrke mot indre overtrykk og installasjonslaster. Ytterst er det et lag av plast som beskytter stålarmeringen mot korrosjon og mekanisk skade. [2]

2.2.2 Levetid

Prosjektert levetid for rørledninger og kabler på norsk sokkel kan variere. De store eksportledningene har lengst levetid og den lengste prosjekterte levetiden er fram til år 2050. Disse vil også mest trolig bli optimalisert, og få forlenget levetid dersom det er behov for det.

Hovedgrunnene til at en rørledning blir tatt ut av drift er:

- Nedstenging (utfasing) av felt
- Omlegging av transportsystem og eksporttrasèer
- Utskifting pga. korrosjon eller skader

[2]

Feltrørledningene som i hovedsak har kortere levetid, begynner å representere betydelige lengder. (se fig. 2.2.5 og 2.2.6).

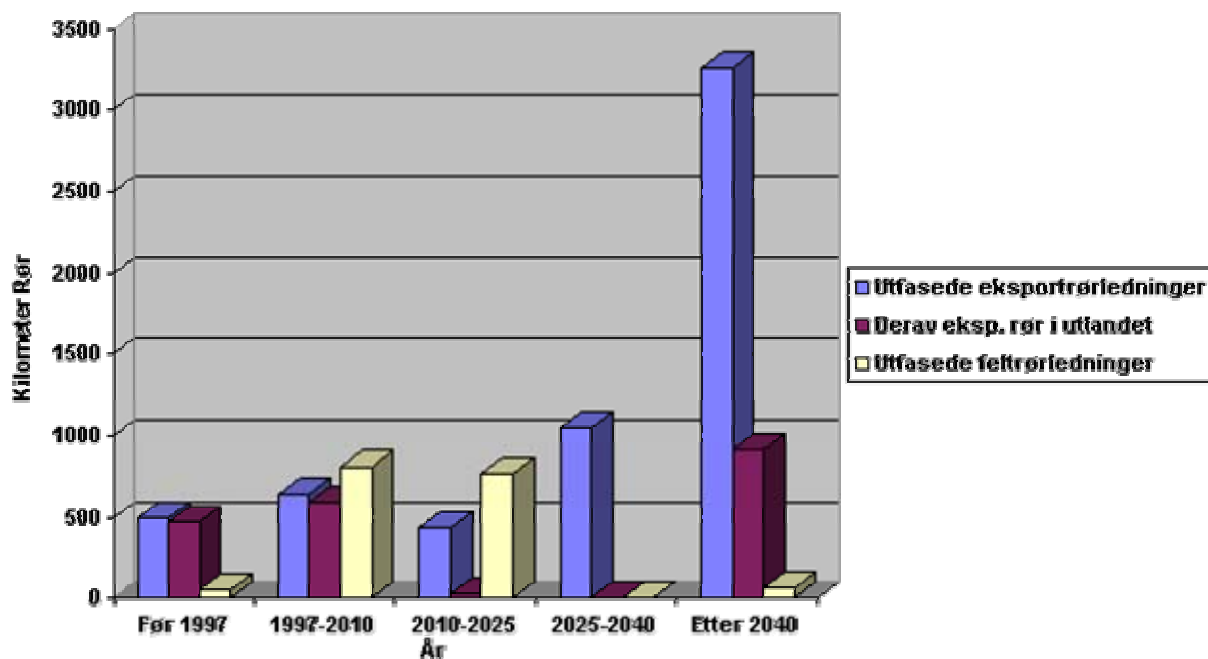


Fig. 2.2.5 Omfang av utfasede rørledninger (tallene er fra CODAM database per juni 1997 og omfatter ikke Åsgard transport, Europipe 2 og Langeled)

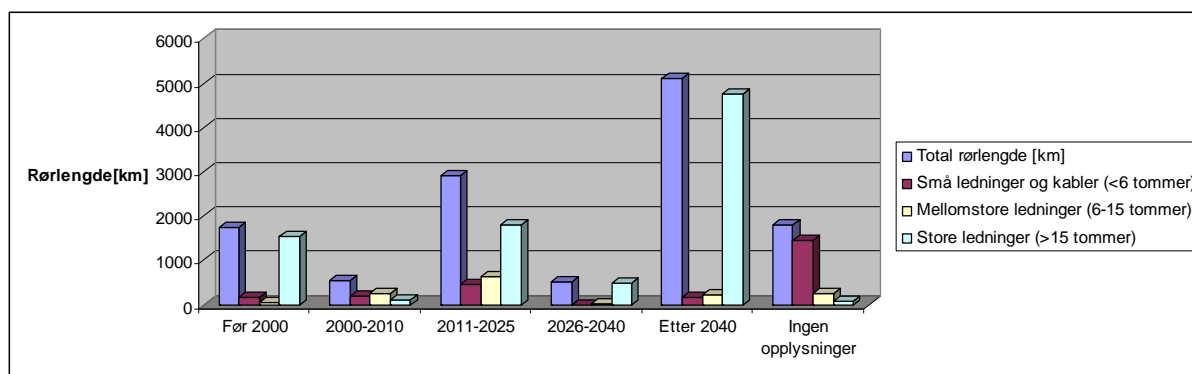


Fig. 2.2.6 Oversikt over nedstenging av norske rørledninger, Norsk og utenlandsk sektor.

En oversikt utarbeidet av oljedirektoratet (1999) viser at ca. 400 km stålrørledninger og ca 20km fleksible rørledninger er tatt ut av drift på grunn av produksjonsopphør eller utfasing av infrastruktur. Ytre diameter varierer mellom 2" og 36". Nedstengte rørledninger utgjør knapt 6% av total antall kilometer rørledning som er installert. Størstedelen av rørledningen som er tatt ut av drift er lokalisert i søre del av Nordsjøen (Ekofisk og Frigg)

Ca.80 prosent av rørledningene som er tatt ut av bruk er nedgravd, mens resterende mengde ligger rett på havbunnen. Rørledningene som er lokalisert i Ekofisk området er hovedsakelig nedgravd med en meters overdekning. [3]

2.2.3 Plassering av rørledning

Rørledningenes plassering på havbunnen varierer mye. Noen kan være nedgravde i en grøft 1.5-2.5m under havbunnen, mens andre kan være plassert direkte på havbunnen. Rørene kan være dekket av sand, grus, matter eller bunnslam, mens andre ikke har overdekning. Størrelsene på rørledningene kan også variere fra noen få tommer til større enn 36”.

Omlag 1/3 av eksportrørledningene er grøftet, tildekket eller steindumpet. Flesteparten av disse rørstrekingene ligger på grunt vann på utenlandsk sokkel. På norsk sokkel er det mest vanlig at eksportrørledningene ligger rett på sjøbunnen.

Liggetilstand	Eksportrørledninger			Feltrørledninger			Kabler
	Norsk sokkel	Utenlandsk sokkel	Sum	Stål	Fleksible	Sum	
I grøft, tildekket mv	8%	25%	33%	62%	15%	77%	90%
På sjøbunnen	50%	17%	67%	20%	3%	23%	10%
Sum	58%	42%	100%	82%	18%	100%	100%

Tabell 2.2.3 Liggetilstand for rørledninger og kabler

[1]

2.3 Hiv kompensering

Hiv er når fartøyet får bevegelse i horisontal retning. Disse bevegelsene gjør det vanskelig å utføre et kontrollert løft, dessuten kan hiv bevegelsen i kranens bomtipp kan være vesentlig større enn i fartøyet, spesielt dersom kranen arbeider utover skutesiden. I en regulær bølge vil et fartøy bevege seg med samme frekvens/periode som bølgen, og det er mulig å finne et mønster for bølgene. De fleste kraner som jobber med undervannsløft har hiv kompensering. Disse kan kjøres i to kompenseringsmodi:

Det ene er kraftstyrt modus, som kalles konstant strekk (CT), hvor lastens bevegelse for eksempel er gitt av at den står på havbunnen. Da ønskes det minst mulig endring i wirestrekket, uansett hvor stor bevegelsen er.

Det andre moduset er posisjonsstyrt modus, hivkompensering (HC), som gjør det mulig å kontrollere posisjon og landingshastighet til lasten i forhold til havbunnen. Det tillates da variasjoner i wirestrekket.

Det finnes to hovedtyper HC:

- Passive systemer som bare utnytter kranens dynamiske egenskaper til å minimere de påførte hiv bevegelsene.
- Aktive systemer (AHC) har komplette reguleringssystemer med sensorer, tilbakeføringssløyfer og korreksjonspådrag. Sensorer registrerer bevegelse i styrelinjer eller MRU (Motion Reference Unit). Akselerasjon i wire registreres, og bevegelse fremkommer ved å integrere 2 ganger.

Kraner med god AHC kan fjerne så mye som 95 prosent av kranens hiv.

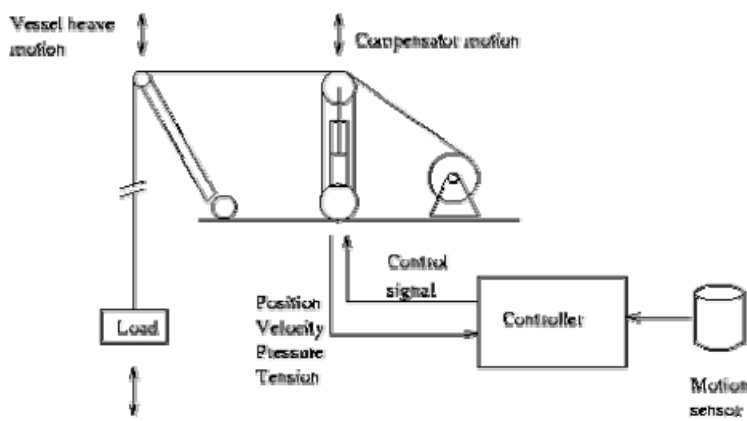


Fig. 2.3.1 Eksempel på hiv kompensering [6],[8],[15]

2.4 Fartøy

Overflatefartøyene spiller en stor rolle i forbindelse med subsea operasjoner. De kan ha en fremtredende rolle ved installasjons-/løfteoperasjoner, eller de kan være støttefartøy ved dykke- og ROV-operasjoner.

Det stilles svært forskjellige krav til fartøyene avhengig av hvilken jobb som skal gjøres. Først må det tas hensyn til:

- Hva som skal gjøres
- Hvordan utføre jobben
- Hvilket utstyr/verktøy kreves for jobben

Så må det settes opp krav til fartøyet:

- DP-klasse
- Dekksareal
- Lastekapasitet/Stabilitet
- Krane
- Moonpool
- Bevegelseskarakteristikk og evne til å operere i dårlig vær
- Lugarkapasitet
- Maks. Størrelse på fartøy (tilkomstmulighet)
- Hastighet ved transit
- Dykkeutstyr
- Spesialverktøy for ROV
- Helikopterdekk

[6]



Edda Freya som brukes av DeepOcean

2.4.1 Dynamisk posisjonering (DP)

Dynamisk posisjonering er en metode for å holde skip og halvt nedsenkbare rigger i samme posisjon med hjelp av fartøyets propeller i stedet for å bruke anker. DP krever en egen datamaskin som samler data om bølgenes virkning på skroget, hvilken retning fartøyet peker i, om vind, og nåværende posisjon. Datamaskinen sender så ut kommandoer til roret og propellene på fartøyet. Svært avansert kybernetikk benyttes for å forutse endringer før de faktisk skjer for å forhåndskompensere for endringer i miljøet rundt fartøyet for å sikre en rolig operasjon. Å regulere inn skroget og propellene er en krevende jobb, og dersom denne innfasingen gjøres dårlig vil ikke fartøyet kunne holde posisjonen.

Sjøfartsdirektoratet (NMD) opererer med tre forskjellige utstyrsklasser for DP-systemer:

Utstyrsklasse 1:

Ingen krav til redundans. Det vil si at en enkel feil kan være nok til at fartøyet mister posisjonen.

Utstyrsklasse 2:

En enkelt feil i aktive komponenter som for eksempel thruster, generator, motor osv. skal ikke kunne gi tap av posisjon.

Utstyrsklasse 3:

En enkelt feil i aktive og passive komponenter (kabelgater, elektronikk osv) skal ikke kunne gi tap av posisjon.

Fysisk atskillelse av systemer og brannbeskyttelse kommer i tillegg til dette.

Redundante systemer:

Det finnes andre systemer som kan overta funksjonen ved svikt i primærsystemet.

[6],[9]

2.5 Planlegging/forarbeid

Med fjerning menes opptak av rørledninger og kabler med sikte på gjenbruk, gjenvinning eller deponering.

Før et rør kan fjernes må det utføres diverse undersøkelser for å fastsette nøyaktige data og planer for fjerningen. Det som fastsettes er i stor grad det samme som for et leggeoppdrag, men vi må i tillegg ta hensyn til:

2.5.1 Tilstanden til røret

Røret som skal tas opp kan være svekket av korrosjon og andre skader. Det er derfor veldig viktig å undersøke tilstanden på røret for å fastslå at det tåler strekk og bøyekrefter det blir utsatt for under fjerningsprosessen.

For å undersøke tilstanden til rørledningen er følgende metoder mest brukt:

- "Pigging" (Plugg som sendes innvendig gjennom røret, utstyrt med måleinstrument som undersøker veggtykkelse og eventuelle skader)
- Måling av rør på utsiden (En ROV bruker ultralydutstyr for å undersøke røret)

De fleste stive rør har betongbelegg, dersom dette faller av risikerer vi at røret mistes (avhengig av løftemetode). Betongbiter kan også falle av og gjøre skade. Derfor må det utvendige betonglaget undersøkes. Dette gjøres ved å ta prøver av røret, utsette det for bøyetest eller ved visuell inspeksjon.

Det er vanskelig å fastslå tilstanden på fleksible rør, og en viss risiko for brudd under fjerning er ikke til å unngå. [2]

2.5.2 Inspeksjon

For å fastlegge nøyaktig hvordan røret ligger, evt. Overdekning og om det ligger obstruksjoner i veien (for eksempel rørkryssninger, stein, miner etc) blir vi nødt til å foreta en inspeksjon.

Inspeksjonen foretas av en (observasjons) ROV med utstyr for:

- Sporing av rør
- Inspeksjon av havbunnens beskaffenhet.
- Undersøkelse av hvor stor overdekning røret har

[2]

2.5.3 Oppgraving av rør

Dersom røret som skal fjernes er nedgravd, må i noen tilfeller noe eller all overdekning fjernes. Overdekningen kan være:

- Tilbakefylt (mekanisk eller naturlig) sjøbunnsmateriale
- Stein eller grus
- Madrasser av betong eller bitumen
- Ulike typer beskyttelseshetter av stål betong eller glassfiber

Stein og grus blir vanligvis etterlatt på havbunnen, mens matter og beskyttelseshetter blir tatt opp.

Når et rør skal dras ut av bunnslammet vil det oppstå sugekrefter, og disse kreftene påfører løfteutstyr, løftekranen og selve røret ekstra belastning. Dersom overdekningen ikke er for tykk og tung, er det mulig å dra rørledningen rett ut av havbunnen. I slike tilfeller er det en fordel med en viss hiv i fartøyet, slik at rørledningen gradvis kan arbeide seg ut av overdekningen. Dette vil være veldig kostnadsbesparende, siden vi slipper å fjerne overdekningen.

Vi har valgt å se på to typer utstyr for fjerning av overdekning:

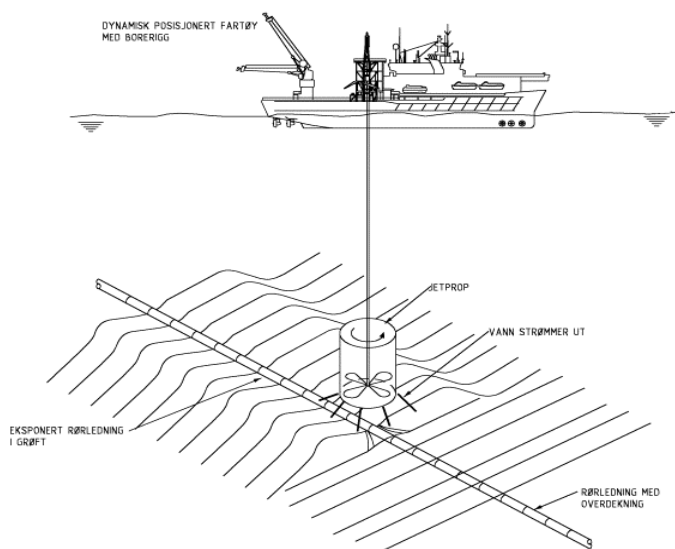
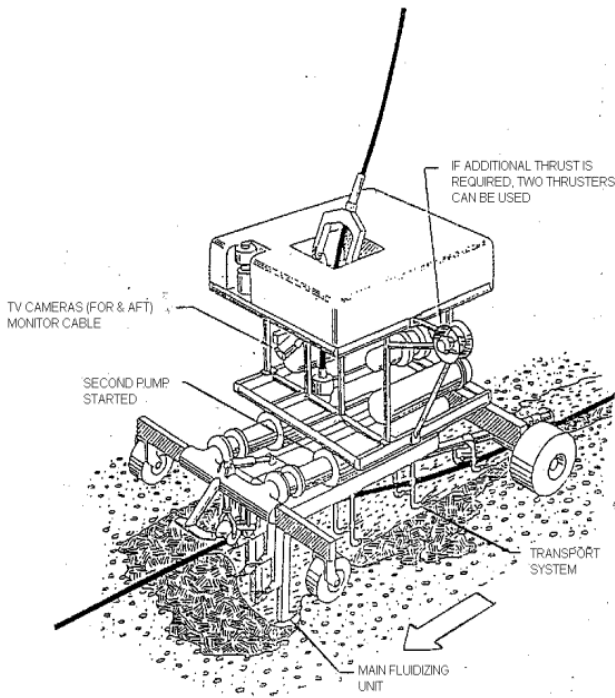


Fig.2.5.1 JetProp

Jet Prop er i prinsippet en stor vifte som blir drevet av høytrykks vanddyser ytterst på bladene. Denne vifta blåser overdekningen bort. Den blir blant annet brukt til å fjerne steinlag på rørledninger, spyle ut grøfter for rørledninger og avdekke rørledningsseksjoner helt ned til fire meter. Den henger i wire fra overflatefartøyet og plasseres like over sjøbunnen. Metoden er veldig rask og har stor kapasitet. Ulempen er at den forårsaker dårlig sikt pga. oppvirvling av bunnslam, og det er vanskelig å få blåst bort materialet i riktig retning. Denne metoden blir brukt mest brukt når hastighet er prioritert.

SPIM er en fjernstyrt beltegående farkost, som har robotarmer utstyrt med kraftige pumper. Pumpene suger overdekning bort, uten å for mye oppvirvling av bunnslam som forstyrrer sikten. SPIM har flere krafte robotarmer som kan gjøre andre oppgaver samtidig (eks. kutting av rør, montering av løfte feste etc) [2]



Capjet bruker spyle/sugeteknikk for å fjerne stein og sjøbunnsedimenter. Den har eget fremdriftssystem som styres via kraft og kontrollkabel fra overflaten. Denne maskinen er egentlig laget for å lage grøfter for kabler og fleksible rørledninger ved fluidisering av masser gjennom høytrykksspyling. Capjeten kan, ved å montere en del ekstrastyr fjerne sjøbunnsedimenter og steindump fra rørledninger med en hastighet på ca.40-50 m/time, dersom overdekningen består av kun bunnsedimenter kan en oppnå en hastighet opp mot 200m/time. Hastigheten varierer med type overdekning og grøftens dybde og bredde. Til nå er dette utstyret kun benyttet i liten målestokk der masser må fjernes for å inspisere og eventuelt fjerne skadede kabler og fleksible rørledninger.

Fig 2.5.2 Capjet - Høytrykks kutte, spyle og sugemaskin

Utstyr:

- DP fartøy
- Jet Prop, SPIM eller Capjet
- Mini ubåt for inspeksjon og kontroll

Prosedyre:

- Jet Prop, SPIM eller Capjet heises ned i sjøen
- Observasjons ROV heises i sjøen
- Fjerning av overdekning starter
- Jet Prop, SPIM eller Capjet heises tilbake til fartøy

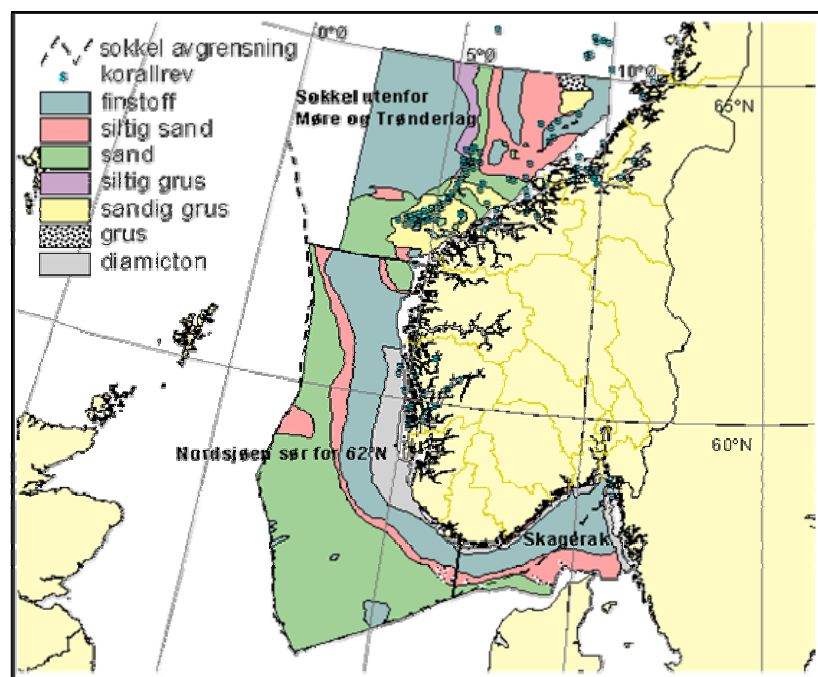
[2]

2.6 Bunnsedimenter og rørenes beliggenhet

Den norske delen av Nordsjøen er dominert av relativt grunne og flate områder med ca.100 meters dyp utenfor norskerenna. I norskerenna finner vi områder med 300 – 400 meters dyp.

Område	Havdybde	Bunnforhold
Ekofisk	<100m	Hovedsakelig sand
Sleipner	100-125m	Fin sand
Oseberg	100-200m	Sand og silt
Tampen	120-360m	Sand og silt
Haltenbanken	Ca.240-360m [10]	Stein, grus, silt og leire

Tabell 2.6.1



Bunnforholdene på norsk sokkel kan variere veldig mye, helt fra grus/stein til lettflytende silt.

(Diamicton er morenemateriale med stor spredning i partikkelstørrelse.)

Fig 2.6.1 Bunntyper på norsk sokkel sør for 65°N basert på data fra Statoil, Havforskningsinstituttet m fl. (DNV 1999)

Habitat	Rørledninger	Kabler
Bløtbunn:	20 %	18 %
- Finstoff	12 %	22 %
- Siltig sand	55 %	41 %
- Sand		
Hardbunn:	2 %	0 %
- Grus	2 %	5 %
- Stein/fjell	9 %	14 %
- Diamicton	< 1 %	< 1 %
- Korallrev		

Tabellen viser at den vesentlige delen av rørledninger og kabler ligger på bløtbunnshabitater, og dessuten at en betydelig andel ligger på områder der sedimentet har sterkt varierende partikkelstørrelse (diamicton).

Tabell 2.6.2 (DNV 1999)

[1]

2.7 Løfting av rør ut av bunnsedimentene

Ved løfting av rør ut av havbunnen må vi ta hensyn til flere faktorer som f.eks:

- Bunnsedimenttype

Bunnsedimentene har forskjellige egenskaper. Det er lettere å dra et rør ut av løs og lett silt med høy viskositet, enn et kompakt materiale.

- Utdragningstid og drenering

Når et rør skal løftes ut av "mud'en" er det avhengig av å få utlignet vakuemet som oppstår under rørledningen pga løftet. Det er kanskje en fordel å dele opp løftet i flere sekvenser, slik at vakuemet blir utlignet. I noen tilfeller blir også fartøyets hivbevegelse brukt for å røre ut av sedimentene.

- Løftevinkel

Det er en stor fordel å løfte røret i kun den ene enden, fordi det vil bli bedre drenering → mindre oppbygging av vakuum under røret.

Kreftene som virker fra bunnsedimentene gis ved:

$$Q_{td} = Q_d + Q_s$$

Der:

Q_d = Drenert motstand forårsaket av friksjon fra omliggende sediment

Q_s = Sugekraft fra bunnsedimentene pga vakuum under røret

[11]

2.8 Kutteutstyr



Det er viktig å ha en god kuttemetode for å kunne dele rørledninger og kabler opp i biter. Dersom selve kuttingen ligger på kritisk linje i opptaksprosessen vil hvert minutt spart i kuttetid bety minsket kostnad. For lange rørledninger med mange kutt kan det derfor ligge store besparelser i en rask og sikker kutteprosess.

I dag eksistere det flere typer utstyr for sikker kutting av rørledninger og kabler. Utfordringen er å få til en rask metode som samtidig er sikker.

Man må benytte en "kald" kuttemetode dersom det er fare for antennbare petroleumsrester i røret eller kablet. En "kald" metode vil si en metode som ikke skaper gnister eller utvikler nok varme til å antenne petroleumsrestene.

Utstyr for "kalde" kuttemetoder:

- Hydraulisk knivkutter. Egnet til å kutte kabler, fleksible rørledninger og stive rørledninger med små dimensjoner. Det er en stor og tung maskin som må være permanent plassert på ett sted. Denne metoden kutter som en stor saks og er utviklet for kutting over vann.
- Hydraulisk rørkutter med sirkulerende skjærehode rundt rørdiameteren. Egner seg til å kutte stålrør uten belegg. Denne metoden kan benyttes dersom finkutt er nødvendig (for eksempel ved sveising). Tidkrevende, men sikker ved grovkutt. Metoden blir benyttet både over og under vann.
- Høytrykks vannjet (evt. tilsatt slipemasse). Kan kutte gjennom belegg dersom det ikke er for tykt. Gir et fint kutt. Egner seg for stive rørledninger i alle størrelser. Metoden blir benyttet både over og under vann.
- Diamantkutter. Kutteverktøy med elastisk blad/tråd som kan kutte gjennom stive rør med belegg. Bladet kan fort sette seg fast dersom de avsagde flatene klemmes mot hverandre. Egner seg for stive rør. Benyttet både over og under vann.

Utstyr for "varme" kuttemetoder:

- Gasskjærebrenner. Smelter seg gjennom stål. Egner seg for stive rør. Belegg må fjernes. Rask metode. Metoden benyttes over vann.
- "Elektrisk" skjærebrenner. Smelter seg gjennom stål. Egner seg for stive rør. Belegg må fjernes. Rask metode. Metoden benyttes over vann.
- Termisk lanse. Smelter seg gjennom stål. Rask metode for stål. Benyttes over vann.
- Vinkelsliper. Skjærer og sliper seg gjennom stål og betong. Dersom det er plastbelegg på røret gjør denne metoden mindre egnet siden belegget da hefter seg fast i kutteskiven. Blir benyttet over vann.

Hvilken metode som egner seg best ved opptak av kabler og rørledninger varierer for hvert tilfelle.

[2]

3. Løftemetoder

3.1 Metoder for opptak av rørledninger

Generelt

Det finnes i dag mange metoder for opptak og flytting av rørledninger og kabler. Det kan være metoder for reversert legging eller andre løsninger. Før opptaket kan utføres må rørledningen inspiseres og klargjøres for opptak. Dette kan innebære:

- Kartlegge grad av nedgravning og tildekking
- Kontrollere om rørledningen har skader som kan være begrensende på opptaksmetoden
- Fjerne hindringer som ligger i veien for opptak
- Plassere/montere løfteredskap på røret
- Tømme og rengjøre rørledning for innhold og erstatte med vann

Reversert legging:

- S-legging (standard leggefartøy)
- J-legging
- Kveilemetoden

Andre metoder:

- Kutte opp rørledningen i seksjoner og heise dem opp på fartøy eller lekter [2]

3.1.1 Opptak ved reversert S-leggemetode

S-leggemetoden benyttes ved installasjon av betongbelagte, stive rørledninger. Dette er den mest vanlige metoden for rørledninger med diameter over 12-16". For mindre rør ($\leq 16''$), uten betongbelegg, fleksible rør og kabler benyttes kveilemetoden fordi den som regel er mye rimeligere.

Kjennetegnet på S-legging er S-formen røret danner mellom leggefartøyet og sjøbunnen. Røret trekkes av leggefartøyet over en rampe med justerbar radius. Fra rampen og ned til havbunnen henger røret i en strekt kabelkonfigurasjon. Den største forskjellen mellom legging og opptak med denne metoden er at en oppe på fartøyet kutter røret opp i seksjoner og stabler dem bort for videre transport, i stedet for å sveise, inspisere og påføre belegg i feltskjøtene.

Fordeler:

- Opptak kan foregå i en kontinuerlig operasjon
- Egnert for betongbelagte rør
- Mange fartøyer tilgjengelige som kan utføre jobben
- Det finnes erfaring, metode og utstyr som er i bruk i dag
- Metoden kan gjøres skånsom for belegg, som betong, dersom kvaliteten på belegget er en viktig faktor etter opptak

Ulemper:

- Rørledningen må i de fleste tilfeller tømmes for vann
- Metoden er ikke egnert for grunnere områder enn ca 20m
- Kostbar metode siden S-leggefartøyene er dyre
- En effektiv metode for kutting av store rør på fartøyet finnes ikke
- Nødvendig med kontroll av operasjonen for å unngå buling og for å overholde belastningsbegrensninger på rørledningen.

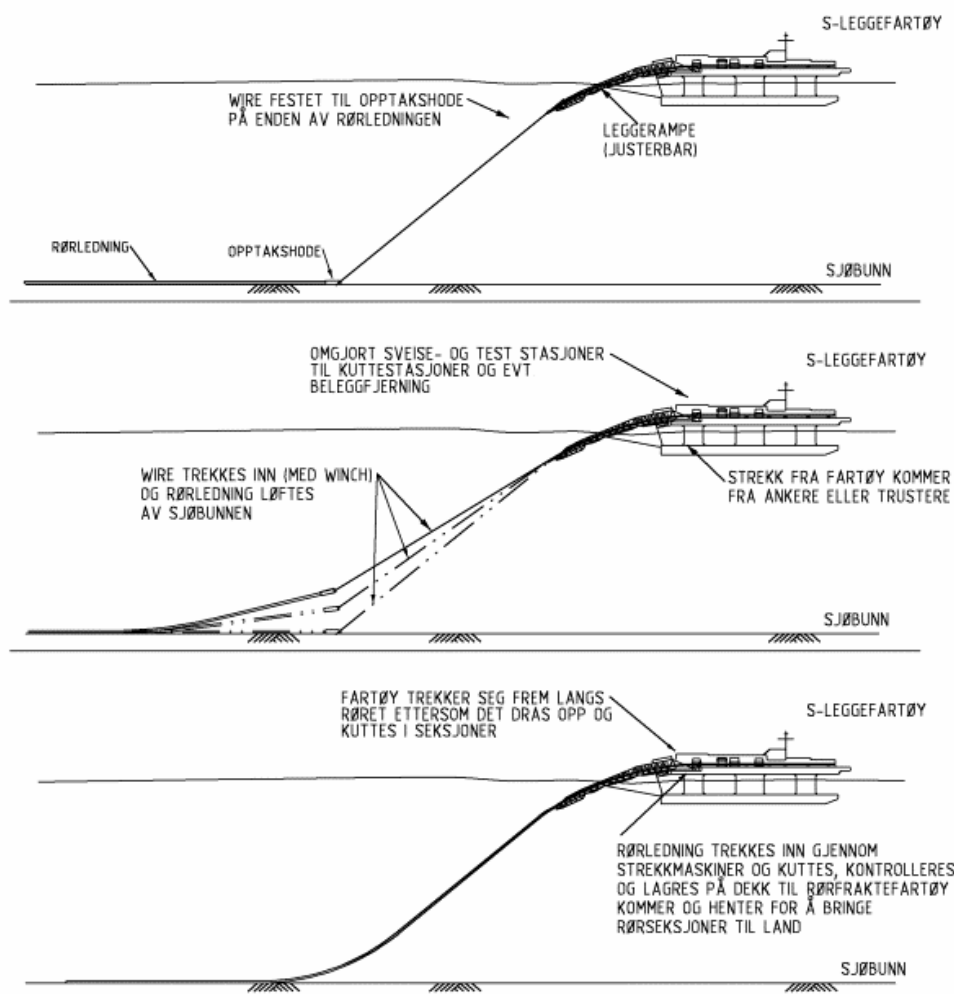


Fig 3.1.1 Opptak ved reversert S-legging [2]

3.1.2 Opptak ved reversert J-leggemetode

J-leggemetoden benyttes ved installasjon av stive rørledninger på store dyp. Kjennetegnet på J-legging er J-formen røret har når det henger tilnærmet vertikalt i en ramme på leggefartøyet, så fritt mot sjøbunnen til det bøyer av mot horisontalen når røret møter sjøbunnen.

Metoden er dårlig egnet for opptak av store, betongbelagte rørledninger som finnes på norsk sokkel. Dette er fordi vanddypet ikke er stort nok og røret vil bule og knekke pga. for liten radius og for lite strekk i røret ved havbunnen. Metoden kan derimot være egnet for stive rør, fleksible rør og kabler med små dimensjoner der vanligvis kveilemetoden benyttes ved legging. Tilting av rampen til en mer horisontal konfigurasjon kan gjøre opptak av større rørledninger mulig. Man kan også muliggjøre opptak av større eksportørledninger dersom betongbelegget ikke er viktig for kvaliteten til det fjernede røret.

Denne opptaksmetoden foregår ved at en utfører operasjonene i omvendt rekkefølge enn ved legging. Forskjellen fra legging er at man kan kutte røret opp i seksjoner på fartøyet, og stable dem bort for videre transport.

Fordeler:

- Opptak kan foregå i en kontinuerlig operasjon
- Godt egnet for store dyp og rør med liten diameter
- Godt egnet for lange rørledninger siden opptaksfartøyet ikke trenger kapasitet til å lagre hele lengden. Rørlengdene kan overføres til transportfartøy/lekter mens opptak foregår.
- Det finnes erfaring, metode og utstyr som er i bruk i dag, selv om denne erfaringen ikke er gjort i Nordsjøen.
- Det finnes flere fartøyer som kan utføre slike jobber.

Ulemper:

- Metoden er kun egnet for store dyp, noe som gjør den mindre aktuell for rørledninger på norsk sokkel i dag.
- Relativt langsom metode sammenlignet med S-leggemetoden og kveilemetoden.
- Rørledningen må i de fleste tilfeller tømmes for vann
- Nødvendig med kontroll av operasjonen for å unngå buling og for å overholde belastningsbegrensninger på rørledningen.

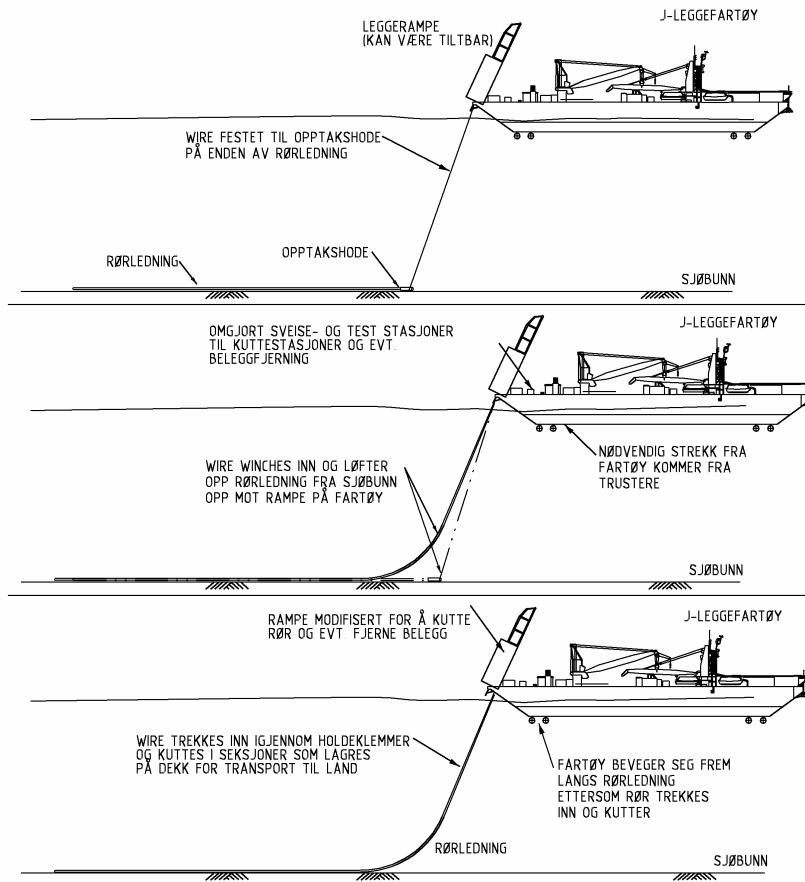


Fig 3.1.2 Opptak ved reversert J-legging [2]

3.1.3 Opptak ved å kveile opp på trommel

Dette er en metode som egner seg best for fleksible rørledninger, kabler og stive rør med diameter <math><16''</math> uten betongbelegg.

Kjennetegnet på kveilemetoden er at man drar rørledningen eller kabelen rett opp på en motorisert trommel. Stive rørledninger går gjennom en rampe med klammer som retter ut røret ved legging og sørger for riktig utgangsvinkel ned i sjøen. Dette er ikke nødvendig for kabler og fleksible rørledninger. Rampen kan derfor forenkles slik at den kun fører ledningen med kontrollert krumming og vinkel over båtripen. For at ledningene skal bli lagt i rett posisjon på trommelen behøves også en posisjonerings- eller føringsrulle.

Fordeler:

- Rask og relativt rimelig opptaksmetoden for mindre rørledninger og kabler.
- Kvaliteten ved opptak kan sikres.
- Det finnes erfaring, metode og utstyr som er i bruk i dag
- Det finnes flere fartøyer som kan utføre slike jobber.
- Avhengig av disponeringsløsning vil normale begrensninger som værforhold og tillatte spennings- og tøyningkontroller kunne revurderes slik at røret kan tas opp hurtigere enn for en sammenlignbar installasjonsprosess. Dette vil muliggjøre bruk av rimeligere og mindre avanserte fartøyer enn ved installasjon av rørene.

Ulemper:

- Uegnet metode for betongbelagte rør og rør med stor diameter.
- Begrenset kapasitet til å lagre lange lengder direkte på trommel.
- Metoden fører til resttøyninger i stålrøret når det kveiles over en trommel med for liten diameter.
- Rørledningen må i de fleste tilfeller tømmes for vann
- Kontroll med operasjonen er nødvendig for å unngå buling av rørledningen og for å begrense tøyningene og dermed også ovaliseringen av rørledningen.

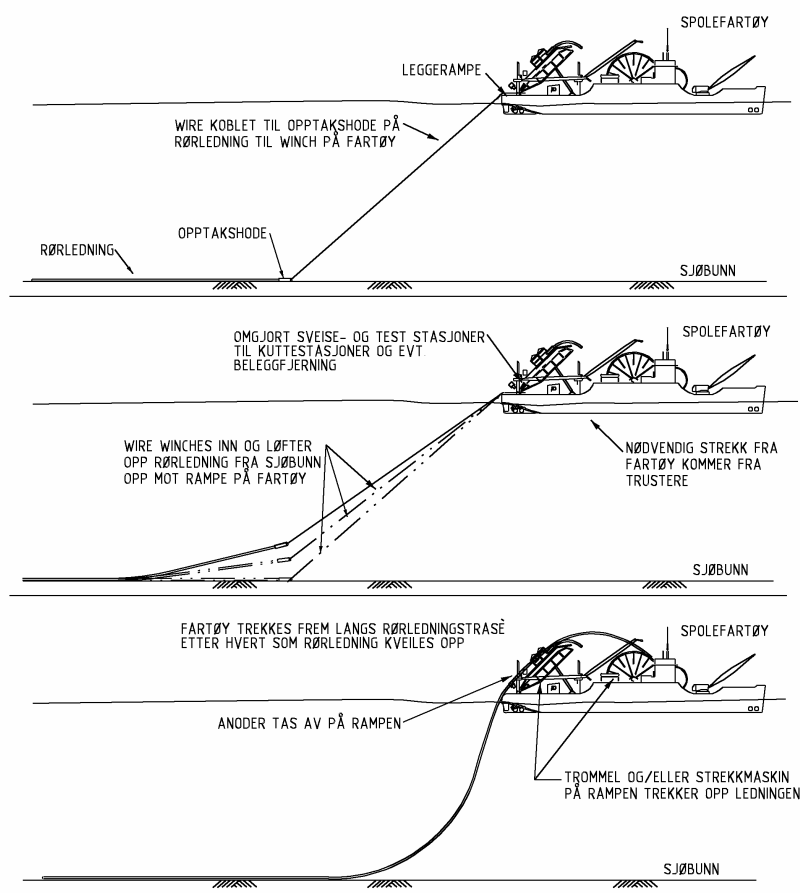


Fig. 3.1.3 Opptak ved kveiling på trommel
[2]

3.1.4 Opptak ved å kutte rørledningen på havbunnen

Denne metoden går ut på å kutte rørledningen i passende lengder for så å løfte seksjonene opp på fartøyet, direkte på en lekter eller annet lagrings- eller fraktofartøy. Kuttingen skjer ved hjelp av fjernstyrt kutteutstyr.

Fordeler:

- Metoden egner seg for alle typer rør og kabler.
- Metoden muliggjør opptak av rør med store skader og liten strukturell reststyrke.
- Stor fleksibilitet.
- Unødvendig å tømme røret for vann.
- Det finnes erfaring, metode og utstyr som er i bruk i dag.
- Det eksisterer mange tilgjengelige fartøy som er egnet til å utføre jobben og de trenger ikke være veldig spesialiserte.
- Kvalitet ved opptak kan sikres om nødvendig, men kun innenfor håndterbare lengder.

Ulemper:

- Tidkrevende.
- Relativt vanskelig metode pga. kutte-, håndterings- og løftearbeidet under vann.
- Relativt værssensitive operasjoner (Mye løfting fra sjøbunnen og over vann)

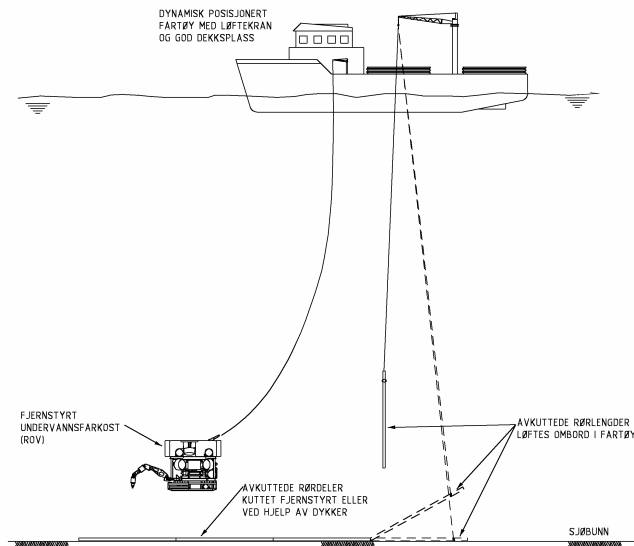


Fig 3.1.4 Optak ved å kutte på sjøbunnen og løfte opp i deler [2]

3.2 Eksisterende løfteverktøy

Ekspanderende plugg

En ekspanderende plugg settes inn i enden av røret. Pluggen ekspanderer og holder røret fast slik at det kan løftes.
(For eksempel Ballgrab, vedlegg B)

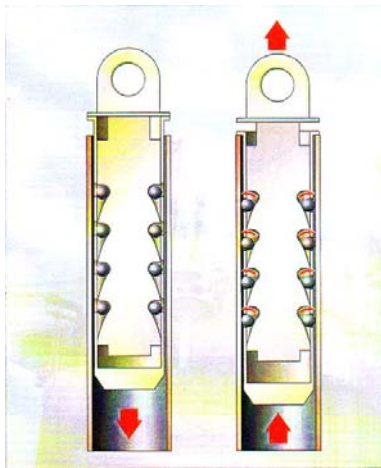


Fig. 3.2.1 Ballgrab

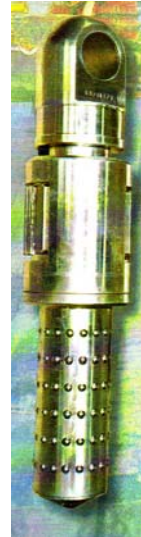


Fig 3.2.2 Ballgrab

Fordeler:

- Rask montering
- Effektiv/fast grep
- Vertikalt løft (liten hydrodynamisk motstand)
- Mekanisk
- DNV godkjent

Ulemper:

- Eget verktøy for hver rørdimensjon.(dersom det ikke er mulighet for foringer)
- Nødvendig med tilgang til fri ende
- Dyrt

Løftekroker

Denne metoden krever tilgang i begge ender. En krok festes i hver rør-ende. Løftekroker er en vanlig løftemetode for rør på land. (F.eks Hydro valseverk)

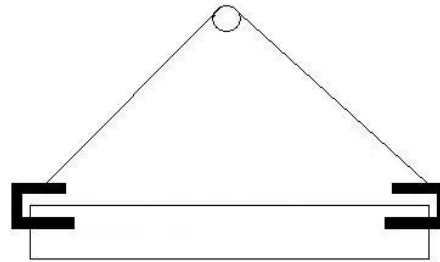


Fig.3.2.3 Løftekroker

Fordeler:

- Lett konstruksjon
- Mekanisk
- Billig

Ulemper:

- Horisontalt løft
- Nødvendig med tilgang i begge ender

Løfteanker

Denne metoden er ikke avhengig av å ha tilgang til den ene eller begge endene. Det bores hull i rørveggen og verktøyet settes i hullet og låses fast. I denne oppgaven tas det utgangspunkt i et løfteanker utviklet av Imenco.

Fordeler:

- Lett tilkomst/ ikke behov for frie ender
- Kan brukes på flere rørdimensjoner
- Mekanisk
- ROV vennlig

Ulemper:

- Det må bores hull til løfteanker
- Begrenset bæreflate/bæreevne
- Avhengig av veggtykkelse
- Betongbelegg vanskeliggjør montering



Fig. 3.2.4 Løfteanker (imenco)

[16]

Chinese finger

Denne metoden er avhengig av tilgang i en ende. Her har vi et vevd nett i sylindermform. Dette tres utenpå røret og vil strammes kraftig når det trekkes i strammestrådene.

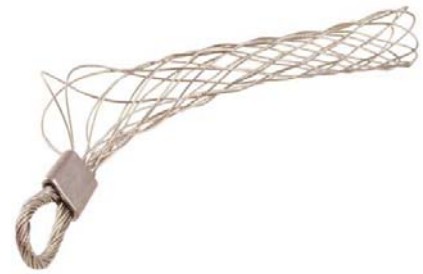


Fig. 3.2.5 Chinese finger

Fordeler:

- Billig
- Vertikalt løft
- Mekanisk

Ulemper:

- Må tres på utsiden av røret (nødvendig med helt fri ende)
- Ikke sertifisert
- Ikke ROV-vennlig subsea

Klyper

Metoden er uavhengig av tilgang til noen ende. Den virker etter samme prinsipp som tømmerklyper.

Klypene strammes når røret løftes opp. Dette kan bli problematisk når det løftes gjennom plaskesonen. En sikrere metode vil derfor være å bruke hydrauliske sylindere som strammer klypene konstant.



Fig. 3.2.6 Klyper

Fordeler:

- Passer til forskjellige rørdimensjoner
- Rask og effektiv (kun en operasjon, ikke boring etc)
- Kan vinkle røret gjennom plaskesonen

Ulemper:

- Nødvendig med hydraulikk (ved innstramming)
- Krever relativt store tilkomstmuligheter

Synålprinsipp

Det bores hull i rørveggen. En stang med kortleddet kjetting (som er festet til en "låseløkke") blir tredd gjennom et hull i rørveggen og tas ut gjennom rør-enden. Stangen tres gjennom "låseløkken" og deretter låses kjettingen.

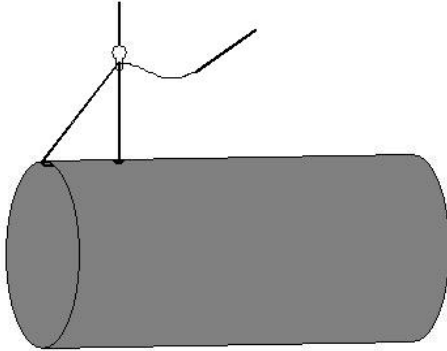


Fig. 3.2.7 Synålprinsipp



Fig. 3.2.8 "Låsøløkke" for kjetting

Fordeler:

- Enkel, billig og rask

Ulemper:

- Tilgang i ende
- Boring av hull

[12],[13]

3.3 Forslag til nye metoder

Oljefilterprinsippet

Dette er en metode inspirert av en oljefiltertang. Denne strammes rundt enden av røret og kan deretter løftes vertikalt. "Filtertangen" blir strammet rundt røret ved hjelp av rotasjonsverktøy på ROV'en.



Fig. 3.3.1 Eksempel på oljefiltertang

Fordeler:

- Mekanisk
- Vertikalt løft

Ulemper:

- Fri tilgang til ende
- Problematisk startpunkt
- Vanskelig å sertifisere

Klave

En klave senkes ned over røret. Det bores hull i begge sider av rørets diameter. Deretter tres en festebolt på hver side, gjennom klaven og hullene i rørveggen. En låseanordning låser boltene fast i klaven. Klaven kan videreutvikles til bruk på flere dimensjoner.

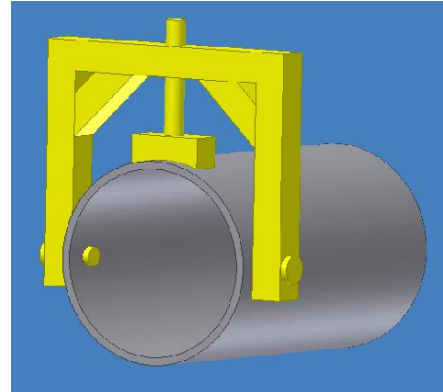


Fig. 3.3.2 Løfteklave

Fordeler:

- Sikker metode
- Enkel konstruksjon
- Mekanisk
- Vertikalt løft
- Trenger ikke fjerne "coating"

Ulemper:

- Flere operasjoner (boring av to hull, montering låsebolter)

Magnet

De fleste stive rørledninger er laget av magnetisk materiale. Det finnes sterke magneter på markedet, og metoden benyttes i økende grad for løfting på land. For å bruke magnet må "coatingen" fjernes ved festing på utsiden ellers kan man feste den på innsiden dersom det lar seg gjøre.

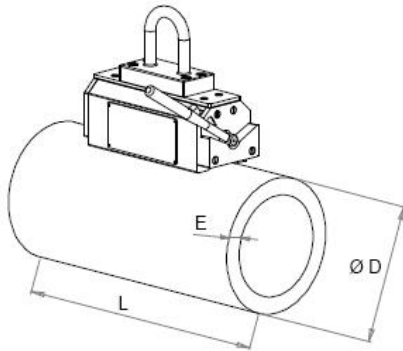


Fig. 3.3.3 Magnet festet på utside av rør

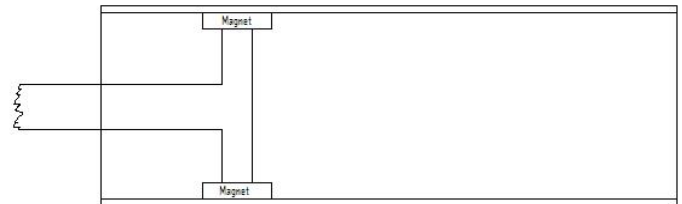


Fig. 3.3.4 Magnetverktøy festet på innside av rør

Ulemper:

- Strøm nødvendig ved hele løfteoperasjonen (ekstra kabel)
- Korrosjon i røret → redusert festeevne
- Evt. fjerning av coating (ved festing på utsiden)
- Marin groing på utside

[17]

4. Utvelgelse

4.1 Krav og ønsker

Krav:

- Mulighet for sertifisering (sikker metode)
Dersom et løfteredskap skal kunne brukes offshore, må det være sertifisert.
- Enkel montering, Lavt tidsforbruk
Leie av fartøy koster omtrent 1 million NOK i døgnet[2], det er derfor et krav at prosessen tar kortest mulig tid.

Ønsker:

- Vertikalt løft i vann
For å minimalisere hydrodynamiske krefter, er det ønskelig med et vertikalt løft.
- Minst mulig dregding
Dregding er en egen prosess, mye dregding → høye utgifter
- Lav pris
- Enklest mulig (minst mulig prosesser og tilleggsutstyr)
Et verktøy som er enkelt å operere, gir lavere tidsforbruk → lavere kostnad
- Helst ikke boring, hydraulikk, strøm
Dette kompliserer arbeidsprosessen.
- Ikke fjerning av coating.
Dette krever en ekstra operasjon
- ROV vennlig (vekt på utstyr, bevegelighet)

	Eksp. Plugg	Løfteåk	Løfteanker	Chinese finger	Klyper	Synål	Oljefilter	Klave	Plateklype	Magnet innside	Magnet utside
Tilgang fra en side	x					x	x		x	x	
Tilgang fra begge sider		x									
Tilgang rundt rørende				x							
Fri tilgang til ende	x			x			x			x	
Tildekket rør			x								
Hydraulikk					x		x		x		
ROV vennlig			x			x		x	x		
Horisontalt løft		x			x						x
Sertifisert	x				x						
Eksisterer (subsea)	x		x	x		x					
Ant. Operasjoner											
Boring			x			x		x			
Fjerne coating				x			x		x		x
Dredging (fullstendig)	x			x			x			x	
Dredging (delvis)		x				x		x	x		x

Denne tabellen viser viktige faktorer det må tas hensyn til ved valg av løfteutstyr.

Tabell 4.1.1 Faktorer som spiller inn ved valg av løfteutstyr

4.2 Valg av løftemetode

4.2.1 Forkasting av metoder

I offshore sammenheng på norsk sokkel er det stort fokus på sikkerhet. Dette er en svært viktig faktor i forbindelse med sertifisering, og det stilles spesielt høye krav til løfteutstyr. Innfestningen skal være fast og sikker gjennom hele løfteoperasjonen, derfor forkastes de metodene som ansees for å være minst sikre:

Chinese finger:

Denne metoden krever et konstant strekk i løftewiren, noe som kan bli problematisk i plaskesonen. Det ansees også om umulig å utføre montering av chinese finger vha. ROV.

Oljefiltermetode:

Er avhengig av at verktøyet strammes før løft, og holdes stramt gjennom hele løfteoperasjonen. Dersom dette svikter vil røret løsne. Det vil også bli problemer med å stramme opp verktøyet pga. manglende mothold/startpunkt.

Plateklype:

Denne metoden krever også, som chinese finger konstant strekk i løftewiren for å holde fast røret. Det er også mulig å bruke et hydraulisk system for å stramme klypen, men det kompliserer verktøyet, og dersom hydraulikken svikter slippes røret.

Magnet:

Store rørledninger har ofte et utvendig betongdekke, og dette må fjernes dersom en magnet skal festes. For å holde fast røret må det brukes en elektromagnet → strømkabler, dersom disse svikter mistes røret. Marin begroing og korrosjon på rørledningen vil også føre til problemer.

4.2.2 Evaluering av metoder

	Maksimum	Eksp.plugg	Løfteanker	Klave	Klyper	Synål
Sikkerhet/pålitelighet	80	60	45	80	75	70
ROV vennlighet/tilpassing/montering	30	20	30	15	25	25
Brukervennlighet	60	35	50	45	50	45
Vertikalt/horizontalt	20	15	10	20	10	15
Tidsforbruk	60	45	50	40	45	45
Kompleksitet av verktøy	30	20	20	25	15	30
Avhengighet av dredging/tilkomst	40	15	35	30	10	20
Total	320	210	240	255	230	250

Tabell 4.2.1

Forklaring til tabellen:

Denne tabellen gir en sammenligning av aktuelt løfteutstyr. Testkriteriene med høyest prioritet får høyest poengsum.

Sikkerhet/pålitelighet (80 poeng):

Denne egenskapen blir høyest prioritert fordi sikkerheten er det viktigste under hele løfteoperasjonen. Tap av rør kan gi store skader på materiell, utstyr og personell.

Brukervennlighet (60 poeng):

Et verktøy skal være lett å bruke, og ikke sette for store krav til brukeren.

Tidsforbruk (60 poeng):

Tidsforbruket spiller en veldig viktig rolle siden dagsraten for leie av fartøy er veldig høy.

Avhengighet av dredging/tilkomst (40 poeng):

Dredging er en egen arbeidsoperasjon som krever ekstra tid → større kostnader.

ROV vennlighet/tilpassing/montering (30 poeng):

Det er viktig at utstyret lett kan håndteres av arbeids ROV`en. Dette gjør at arbeidet går fortere → lavere kostnader.

Kompleksitet av verktøy (30 poeng):

Et ukomplisert verktøy, minsker faren for svikt i systemet

Vertikalt/horizontalt (20 poeng):

Dersom rørledningen blir løftet vertikalt, blir de hydrodynamiske kreftene på røret vesentlig mindre. Et vertikalt løft vil også forenkle løftet gjennom plaskesonen.

Kommentarer til vurdering av verktøy

Ekspanderende plugg:

Denne metoden tilfredsstillter de fleste kriteriene, men den er avhengig av en fullstendig fri rør-ende. I tillegg er den ikke blant de mest brukervennlige.

Klyper:

Denne metoden er veldig sikker (ved bruk av hydraulikk) og brukervennlig, men den får trekk for sin avhengighet av dredging og tilkomst.

Løfteanker:

Denne metoden får en del trekk på sikkerhet og pålitelighet pga. liten bæreflate. Men den tilfredsstillter andre punktene på en bra måte, spesielt dredging/tilkomst og ROV vennlighet.

Synål:

Synål prinsippet er en ganske enkel, rask og sikker metode, men den er avhengig av dredging for å kunne tre kjetting gjennom rør-ende. Det kan også bli nødvendig å lage et noe stort hull.

Klave:

Testens vinner. Veldig sikker metode, og gir et fullstendig vertikalt løft. Det mest negative er at tidsforbruket kan bli noe stort, pga. boring av hull.

5. Regelverk

5.1 Farer ved løft

Kritiske punkt ved arbeidsoperasjon:

Kritisk Aktivitet	Konsekvens	Tiltak
Løfting av rør fra bunn til overflate	Rør kan skade evt, nærliggende undervannsinstallasjoner og utstyr → utslipp av olje og gass.	<ul style="list-style-type: none"> • Løfte røret rett over havbunnen, og dra det bort fra undervannsinstallasjoner og utstyr. • Produksjonsutstyr i faresonen stenges ned, dersom mulig. • Bruke DP-fartøy og hiv kompensering på løftevinsj.
Innfesting av rør til løfteutstyr	Ved dårlig innfestning kan røret mistes.	<ul style="list-style-type: none"> • Løfteutstyr lages slik at svikt i hydraulikk ikke gir svikt i holdegenskaper (fail safe closed design) • Tilkopling blir kontrollert av observasjons ROV før løfting.
Løfting av rør på dekk	Rørløftet kan komme ut av kontroll, og skade personell og utstyr.	<ul style="list-style-type: none"> • Bruke "styreliner" for å kontrollere løftet. • Opprette sikkerhetssoner med fysisk merking for personell
	Betongbelegg kan falle av	
Plassering av rør på dekk	Rør ruller på dekk, pga bevegelse i fartøyet og utsetter mannskap for fare.	<ul style="list-style-type: none"> • Opprette sikkerhetssoner med fysisk merking for personell • Plassere "rørstativer" på dekk

[4]

5.2 Miljøfare

5.2.1 LRA



Bergarter i olje- og gassreservoarer inneholder radioaktivitet.

Ved produksjon av olje og gass kan LRA (Lav Radioaktive Avleiringer) og andre miljøfarlige komponenter som oljerester og tungmetaller felles ut i innsiden av rør og annet produksjonsutstyr. En typisk oppbygging av LRA kan være:

- Sulfat (30-99 vekt%)
- Sand/leire (5-20 vekt%)
- Stål/korrosjonsprodukter (1-10 vekt%)
- Oljekomponenter (1-15 vekt%)
- Tungmetaller (blant annet bly, sink, kadmium)

Fig.5.2.1 Rør med betydelige avleiringer

[14]

5.2.2 Kjemikalier i rørene

I noen tilfeller er de utrangerte rørene fylt opp med vann som er blandet med korrosjonsinhibitorer, biosider eller oksygenfjernere. Dette for å muliggjøre fjerning av tilkoplingsløyfer og at rørledningen forblir på havbunnen i påvente av fjerning. Ved fjerning blir kjemikaliene sluppet ut i sjøen.

[4]

5.2.3 Armering (glassfiber/asbest)

Armeringen som blir brukt som beskyttelsesbelegg på rørledninger, består som oftest av glassfibermaterialer. Enkelte rør som ble lagt før 1980, er det brukt asbest som armering. Asbest ble i lang tid sett på som et anvendelig materiale fordi det bl.a. er veldig isolerende og bestandig mot normal slitasje. Asbest er forbudt i Norge, og det finnes klare retningslinjer hvordan det skal behandles. Asbest er ufarlig på havbunnen, men det vil bli et problem når rørene skal destrueres på land.

[4]

5.2.4 Kvikksølv og kadium

Kvikksølv og kadium er metaller fra rørledninger og anoder som er har en negativ miljøeffekt. Dette utgjør maksimalt 0,02 % og 0,04 % av de totale årlige menneskeskapte tilførslene til Nordsjøen. Kvikksølv fra rørledninger stammer fra offeranoder laget av aluminium som er brukt på ca. 30 kilometer rørledninger som ble installert før 1980. Virkningene på marint miljø ansees for å være svært små.
[1]

5.3 Fjerning av rørledning

5.3.1 Petroleumsloven

Petroleumsloven av 29.November 1996 kapittel 5, handler om avslutning av petroleumsaktiviteten.

Rettighetshaver av rørledningen har ansvar for å lage en avslutningsplan som skal inneholde forslag til disponering av innretningen.

En slik disponering kan bl.a. være videre bruk i petroleumsvirksomheten, annen bruk, hel eller delvis fjerning eller etterlating.

"I vurderingen som legges til grunn, skal det tas hensyn til tekniske, sikkerhetsmessige, miljømessige og økonomiske forhold og hensynet til andre brukere av havet. Rettighetshaver eller eier er ansvarlig for skade eller ulempe som en etterlatt innretning måtte volde dersom det er utvist forsett eller uaktsomhet fra deres side." (§ 5-4) [3]

5.3.2 Internasjonale regler

I følge FN`s havrettskonvensjon av 1982 skal alle innretninger og anlegg som ikke lenger er i bruk fjernes for å trygge sikkerheten for skipsfarten. Ved fjerning skal det også tas hensyn til fiske, vern av marint miljø, og andre staters rettigheter og plikter. (dette gjelder ikke rørledninger, men "våre rør" inneholder farlige stoffer → at det kommer under petroleumsloven) [3]

5.4 Krav til systemer

5.4.1 DP (dynamic positioning systems) § 4.2

Når DP blir brukt for å holde skipet i posisjon, skal det være minst 3 uavhengige DP referans system tilgjengelig. (2 dersom konsekvensene for tap av DP referanssystem er små)

Maksimal utnyttelse av DP systemet i løpet av operasjonen, skal ikke overstige 80 % av total kapasitet. Dersom dette skjer skal fartøyet avbryte arbeidet og settes i stand by/stand off. Fartøyet skal også kunne holde posisjonen, selv om det mister en thruster. [11]

5.4.2 ROV operasjoner § 4.4

Ved planlegging av en "ROV operasjon" bør vi ta hensyn til følgende punkter:

- Wire kutting vha. ROV krever slakk wire
- ROV`ens rekkevidde
- ROV operasjoner på bevegende objekter er sjelden gjennomførbart
- Operasjonen bør ikke være for avhengig av operatørens dyktighet og erfaring
- Komplekse ROV operasjoner bør unngås, men dersom dette ikke er mulig skal det kjøres kvalifikasjonstester i full skala, der "entreprenør" demonstrerer ROV`ens kapasitet i forhold til den planlagte operasjonen
- ROV`ens dykketid, både planlagt og uforutsett, skal bli tatt med i vurderingen ved gjennomgang av værforhold
- Operasjoner som er totalt avhengig av ROV, bør ha to stk uavhengige ROV`er
- ROV`ens thruster kapasitet skal være minst 30 % høyere enn maksimalt nødvendig kapasitet
- Arbeid med ROV og dykkere skal ikke pågå på samme tid
- Dersom nedheising av ROV skal skje ved bølgehøyde >2.5-3 m (for fartøy utstyrt med moonpool kan bølgehøyden være 5-6m) , må det dokumenteres at dette kan gjøres på en sikker måte.
- All dykking og komplekse ROV operasjoner utført av arbeids ROV, skal overvåkers av egen observasjons ROV.

[11]

5.5 Regelverk for løfteoperasjoner offshore

5.5.1 Planlegging

Planlegging av en løfteoperasjon skal være i henhold til regelverket og filosofien som er gitt i punkt 1, kapittel 2 i Rules for Marine Operations.

- Det skal være et eget system for kontinuerlig oppdatering av værmelding
- Operasjonskriterier som f. eks vindstyrke, bølgeførhold, relative bevegelser etc. skal fastslås før løfteoperasjonen starter. (Disse kriteriene skal finnes i en "operasjons manual")
- Det skal foreligge tegninger, kalkulasjoner og prosedyrer for løfteoperasjonen
- Før løfteoperasjonen starter skal vektrapport, sertifikater, testrapporter og klassifiserings dokumenter for utstyr, kraner og fartøy presenteres
- Alt løfteutstyr skal være i forskriftsmessig stand og inspiseres for hvert løft, og det skal bare brukes til oppgaven det er designet for
- Løfteoperasjonen deles opp stegvis, og de mest kritiske belastningene (load cases) for hvert steg skal identifiseres (§2.4)

[11]

5.5.2 Sikkerhetsfaktorer

Offshore løfteoperasjoner er alltid utsatt for dynamiske krefter som f. eks bevegelse i kran og fartøy (se neste kapittel for info om løft i vann). Dette kan uttrykkes ved hjelp av en faktor DAF (dynamic amplification factor). Den skal være utarbeidet på grunnlag av dynamiske analyser.

Static Hook Load	DAF Onshore	DAF Inshore	DAF Offshore
50 - 100t	1.10	1.15	1.30
100-1000t	1.05	1.10	1.20
1000-2500t	1.05	1.05	1.15
> 2500t	1.05	1.05	1.10

Fig. 5.5.1 DAF-faktorer

Vi må også ta hensyn til skew loads (SKL) (§2.3), som er ekstra påført belastning pga. utstyr, fabrikk toleranser og andre usikkerheter. Det er anbefalt å bruke en SKL faktorer under 1.1.

Den totale nominelle sikkerhetsfaktoren for løft (slings) er $\gamma_{sf} = 3.0$ (Eq. 3-3)

For sjaklene gjelder SWL (safe working load), men vi må i tillegg multiplisere med DAF (SWL*DAF)

[11]

5.6 Tillegg for løfteoperasjoner subsea

5.6.1 Planlegging

Ved forberedelse av en undervanns løfteoperasjon må det tas hensyn til følgende parametere (§1.3):

- Vanndybde
- Sikt på bunnen
- Bølge/vind statistikk for området
- Forventet tidsbruk på operasjonen
- Type operasjon
- Hvilket fartøy/utstyr skal brukes
- Tidevann
- Kran kapasitet og spesifikasjoner
- Hydrostatiske og hydrodynamiske krefter
- Innesperret luft
- Vekt på utstyr
- Sugekrefter fra havbunnen
- Topografi på sjøbunnen og type bunnsedimenter

Det skal utarbeides en full beskrivelse av undervannsinstallasjonen, og operasjonen skal beskrives med detaljerte prosedyrer, beregninger og tegninger (§ 1.3.2)

Det skal være detaljert oversikt over hva som kan skje under en løfteoperasjon, og alternativer under løfteoperasjonen, slik at den raskt kan avbrytes ved for eksempel dårlig vær. Ved en operasjon som er 100 % dykkerfri, er det også bra å ha andre alternative metoder klar, dersom det er mulig. (§4.1)
[11]

5.6.2 Sikkerhetsfaktorer

Det må undersøkes hvilke bunnsedimenter/forhold som er i området, og evt. Sugekrefter fra disse, ved en løfteoperasjon (§1.3.3).

Dersom vinsjen ikke har HIV kompensering, blir vi nødt til å ta høyde for kreftene som oppstår i løfteredskap/wire pga bevegelse i kran/skip (§2.2)

Det må også regnes med ekstra hydrodynamiske krefter når det som løftes skal gjennom vann overflaten (plaskesonen) (§2.3)
[11]

6. Beregninger

I beregningene blir det ikke tatt hensyn til hiv bevegelser til fartøyet, siden de aller fleste fartøyene i dag er utstyr med aktiv hiv kompensering.

6.1 Hydrodynamiske krefter

Ved løft under vann må det tas hensyn til hydrodynamikk. Store hydrodynamiske krefter kan komme i tillegg til den statiske kraften representert av vekten av lasten. Faktorer som spiller inn ved et undervannsløft er oppdrift, hydrodynamisk masse (addert masse) og hydrodynamisk dempning (hydrodynamisk drag).

Hydrodynamisk masse

Det kan kreves vesentlig større kraft for å akselerere en last neddykket i vann enn i luft. Det er fordi man må akselerere en del vann foran og bak objektet når lastobjektet akselereres. Nødvendig kraft for å gi det neddykkede objektet en gitt akselerasjon uttrykkes ved:

$$F_1 = M \cdot a$$

Hvor M er den totale dynamiske massen.

For å gi objektet samme akselerasjon i luft:

$$F_0 = m \cdot a$$

Tilleggskraften pga av at objektet er neddykket blir:

$$F_a = F_1 - F_0 = (M - m) \cdot a = m_a \cdot a$$

m_a er den hydrodynamiske massen (addert masse).

Når lasten henger i ro i stille vann, fører ikke den hydrodynamiske massen til noen ekstra kraft i løftewiren ($F_a = 0$).

[6]

Hydrodynamisk dempning

For å føre et objekt med hastighet gjennom vannet kreves det en kraft. Denne kraften kalles strømningsmotstand eller hydrodynamisk drag. Dette er parallelt med luftmotstand. Denne kraften skyldes forhold som:

- Oppstuvningstrykk på forsiden av objektet
- Redusert trykk på baksiden av objektet
- Virvelavløsning (oftest ved skarpe kanter)

Det er vanlig å regne at den hydrodynamiske dragkraften er proporsjonal med kvadratet av strømningshastigheten inn mot objektet. Det brukes en drag-koeffisient for å beregne kreftene. Denne koeffisienten er avhengig av objektets form.

$$F_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_d \cdot A \cdot v^2$$

Hvor:

- c_d =drag-koeffisient
 A =tverrsnittsareal mot strømningsretningen
 v =strømningshastighet

Pga de hydrodynamiske kreftene vil det være stor forskjell på å løfte et rør horisontalt og vertikalt.

[6]

6.2 Beregning hydrodynamikk

26" rør, bruker i dette tilfellet en rørlengde på 30 m.

$$D = 661\text{mm}$$

$$t = 25,4\text{mm}$$

Denne beregningen gjelder for et horisontalt, vannfylt rør.

Stålvolum:

$$\begin{aligned} V &= \pi(r^2 - (r-t)^2) \\ &= \pi((0,3305\text{m})^2 - (0,3305\text{m} - 0,0254\text{m})^2) \cdot 30\text{m} \\ &= \underline{1,52\text{m}^3} \end{aligned}$$

Tørr masse:

$$\begin{aligned} m &= \rho_{\text{stål}} \cdot V \\ &= 7,8 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3 \cdot 1,52\text{m}^3 \\ &= \underline{11856\text{kg}} \end{aligned}$$

Vekt i luft:

$$\begin{aligned} W_0 &= m \cdot g \\ &= 11856\text{kg} \cdot 9,81\text{m/s}^2 \\ &= \underline{116307\text{N}} \end{aligned}$$

Neddykket vekt:

$$\begin{aligned} W &= W_0 - (\rho_{\text{vann}} \cdot g \cdot V) \\ &= 116307 - (1,025 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81\text{m/s}^2 \cdot 1,52\text{m}^3) \\ &= \underline{101023\text{N}} \end{aligned}$$

Hydrodynamisk masse for akselerasjon i vertikal retning:

$$\begin{aligned} m_{a1} &= \rho \cdot \pi \cdot r_y^2 \cdot L \\ &= 1,025 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3 \cdot \pi \cdot (0,3305\text{m})^2 \cdot 30\text{m} \\ &= \underline{10552\text{kg}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} m_{a2} &= \rho \cdot \pi \cdot r_i^2 \cdot L \\ &= 1,025 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3 \cdot \pi \cdot (0,3051\text{m})^2 \cdot 30\text{m} \\ &= \underline{8992\text{kg}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} m_a &= m_{a1} + m_{a2} \\ &= 10552kg + 8992kg \\ &= \underline{19544kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M &= m + m_a \\ &= 11856kg + 19544kg \\ &= \underline{31400kg} \end{aligned}$$

Denne beregningen gjelder for et rør som løftes i vertikal stilling.

Ved denne metoden benyttes formelen for en sirkulær plate.

$$\begin{aligned} m_a &= 0,64 \cdot \rho \cdot \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot R^3 \\ &= \left(0,64 \cdot 1,025 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3 \cdot \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot (0,3305\text{m})^3 \right) - \left(0,64 \cdot 1,025 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3 \cdot \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot (0,3051\text{m})^3 \right) \\ &= \underline{21kg} \end{aligned}$$

En sammenligning av resultatene for horisontalt løft og vertikalt løft viser at den adderte massen blir betraktelig lavere ved et vertikalt løft.

Beregning av kraft pga akselerasjon (addert masse)

$$\begin{aligned} F_a &= M \cdot a \\ &= 31400kg \cdot 0,2\text{m/s}^2 \\ &= \underline{6280N} \end{aligned}$$

Det beregnes i dette tilfellet kun kraften for horisontalt rør siden røret ligger horisontalt på havbunnen.

Beregning av kraft pga hastighet (hydrodynamisk drag)

Vertikalt løft:

$$\begin{aligned} F_d &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_d \cdot A \cdot v^2 \\ &= \frac{1}{2} \cdot 1,025 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3 \cdot 2 \cdot \left(\pi \cdot \left((0,3305\text{m})^2 - (0,3051\text{m})^2 \right) \right) \cdot (0,4\text{m/s})^2 \\ &= \underline{8,3N} \end{aligned}$$

Horisontalt løft:

$$\begin{aligned}
 F_d &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_d \cdot A \cdot v^2 \\
 &= \frac{1}{2} \cdot 1,025 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3 \cdot 1,2 \cdot \left(\frac{\pi \cdot 0,661\text{m} \cdot 30\text{m}}{2} \right) \cdot (0,4\text{m/s})^2 \\
 &= \underline{3065\text{N}}
 \end{aligned}$$

Sammenligning av disse to verdiene viser at det hydrodynamiske draget blir vesentlig mindre ved vertikalt løft enn ved horisontalt løft.

6.3 Styrkeberegning

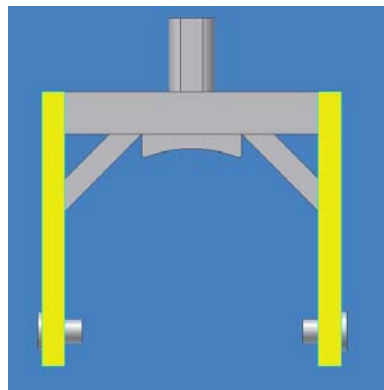
I klaven benyttes stål med flytegrense 355MPa. Dette er en vanlig stål kvalitet og klaven dimensjoneres etter denne flytegrensen.

Styrkeberegning av klave for 26" rørledning (30 tonn)

I beregningene brukes en faktor for utrivning fra bunnsedimentene lik 2 som er en vanlig faktor å bruke. Sikkerhetsfaktor lik 3.

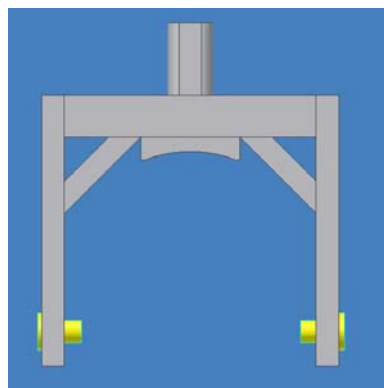
Strek i "bein" (110mm x 60mm):

$$\begin{aligned}
 \sigma &= \frac{F}{A} \\
 \sigma &= \frac{15000\text{kg} \cdot 9,81\text{m/s}^2}{110\text{mm} \cdot 60\text{mm}} \cdot 2 \cdot 3 \\
 \sigma &= \underline{133,8\text{MPa}}
 \end{aligned}$$



Skjærspenning i bolt (Ø60):

$$\begin{aligned}
 \tau &= \frac{F}{A} \\
 \tau &= \frac{15000\text{kg} \cdot 9,81\text{m/s}^2}{\pi \cdot (30\text{mm})^2} \cdot 2 \cdot 3 \\
 \tau &= \underline{312,3\text{MPa}}
 \end{aligned}$$

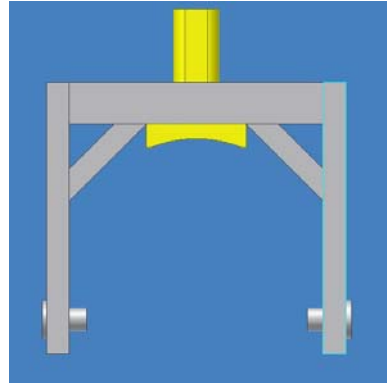


Kritisk snitt ved hull (25mm x 60mm x2):

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

$$\sigma = \frac{15000\text{kg} \cdot 9,81\text{m/s}^2}{60\text{mm} \cdot 25\text{mm} \cdot 2} \cdot 2 \cdot 3$$

$$\sigma = \underline{294,3\text{MPa}}$$



Strekk i avstandsregulator:

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

$$\sigma = \frac{30000\text{kg} \cdot 9,81\text{m/s}^2}{(\pi \cdot (30\text{mm})^2) + (60\text{mm} \cdot 60\text{mm})} \cdot 2 \cdot 3$$

$$\sigma = \underline{275\text{MPa}}$$

Bøyemomentet som oppstår er beregnet i Ansys Workbench (Vedlegg A). Programmet gir et bilde av alle spenningene som oppstår og hvor vi finner maksimum og minimumspennigene. Simuleringen i Ansys viser en maksimumsspenning ved avstandsregulatoren. Denne er ikke reell siden programmet oppfatter den skarpe kanten i hullet som et svært lite areal og simulerer derfor store spenninger.

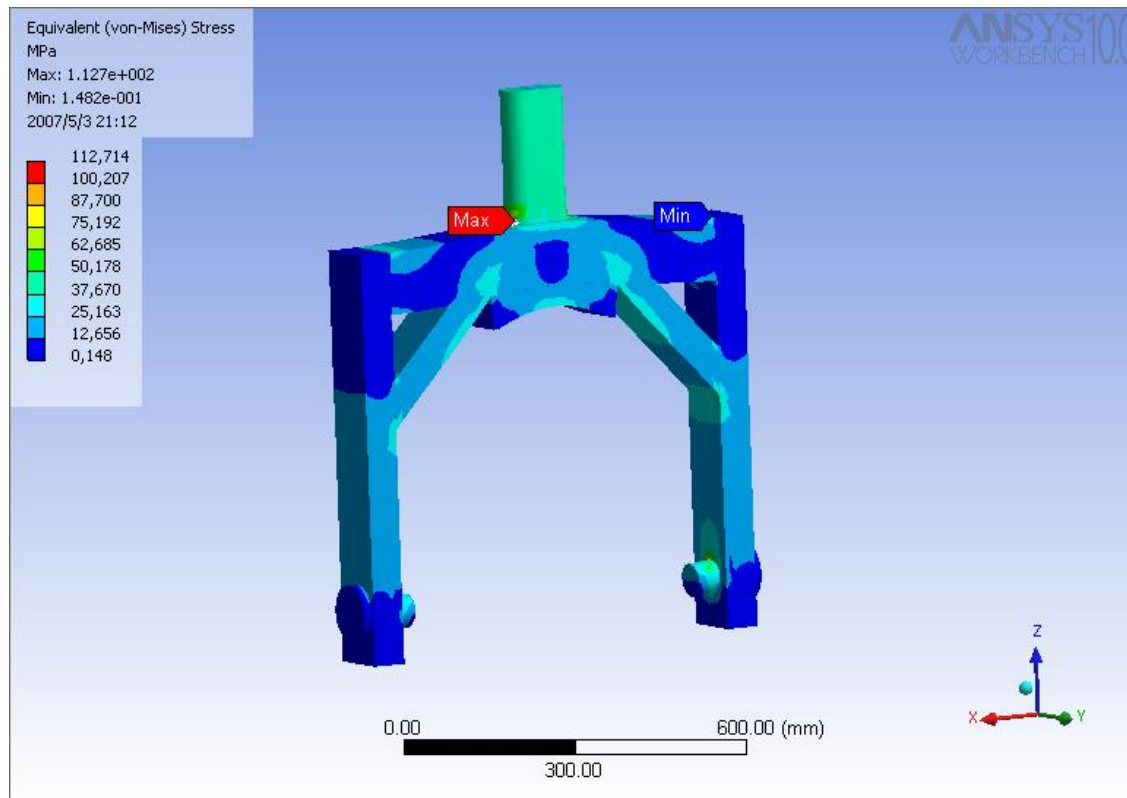


Fig 6.2.1 Spenningsbilde fra Ansys

7. Konstruksjon

7.1 Tegninger/skisser

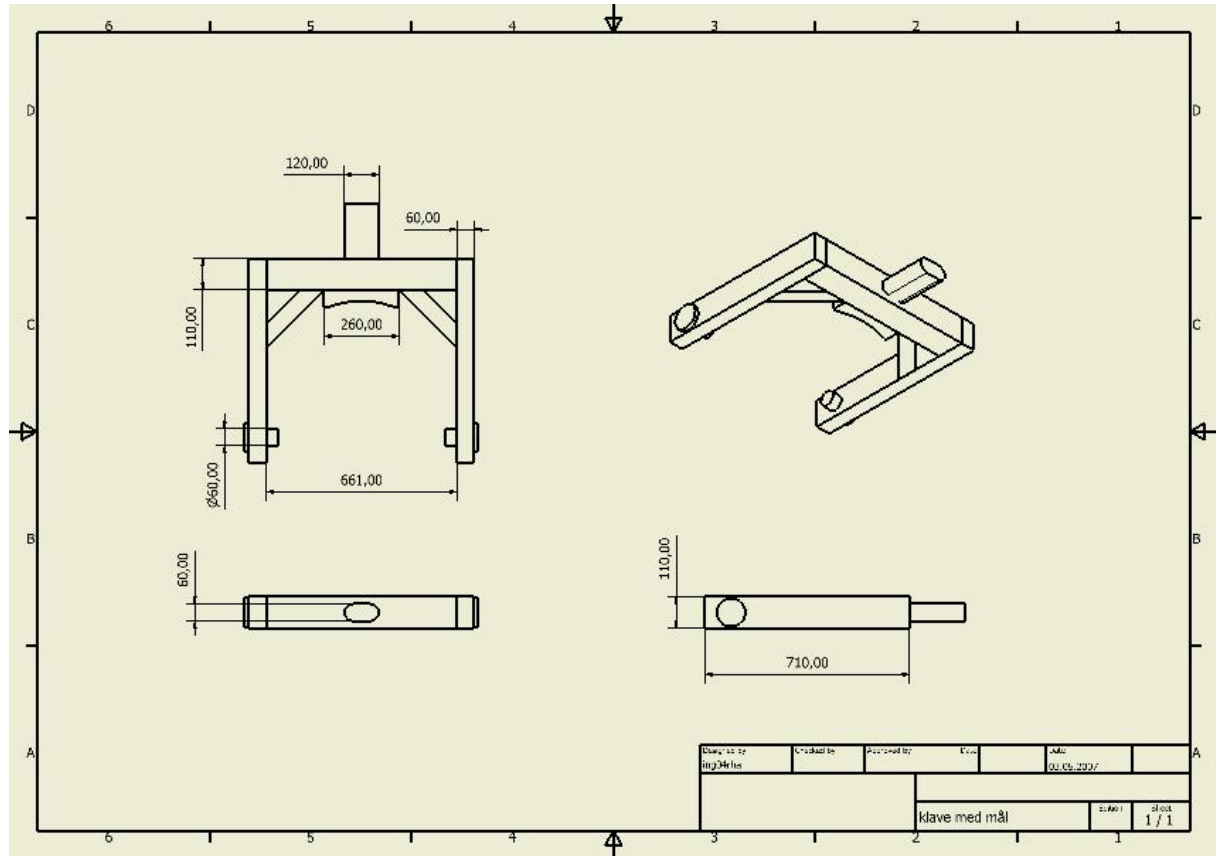
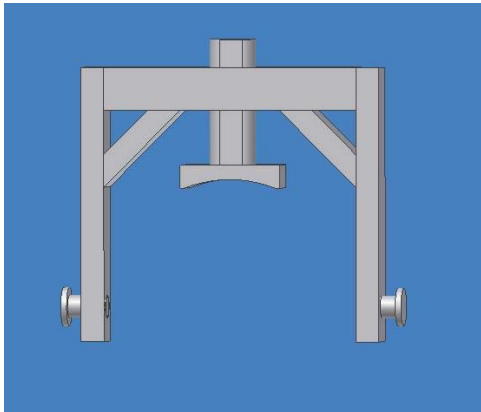


Fig. 7.1.1 Tegning av løfteklave med mål

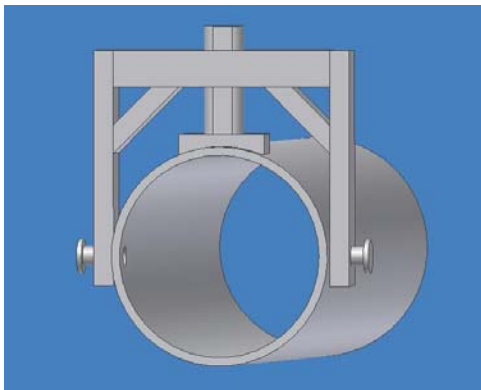
7.2 Kommentarer

Klaven er tilpasset slik at den passer på røret og dimensjonert som vist i beregningene kap.6. Klaven er laget av massivt stål med flytegrense 355MPa.

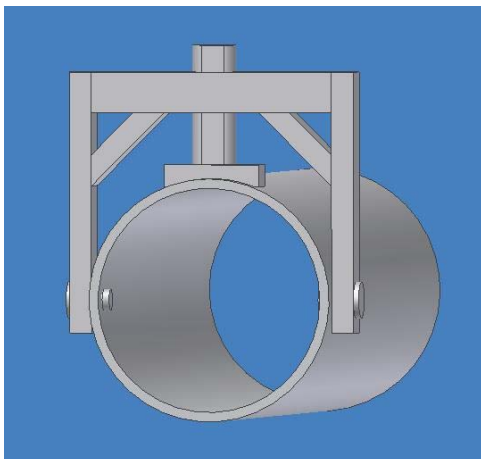
8. Bruk av utstyr



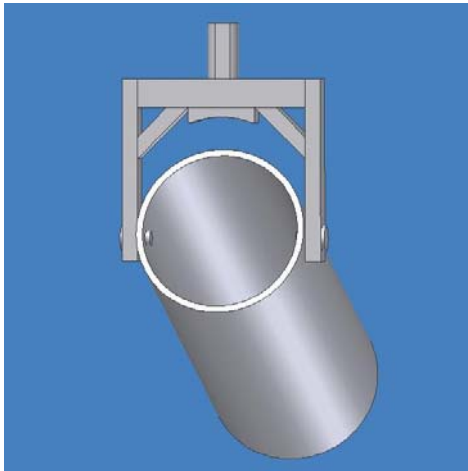
Først senkes klaven ned mot røret, med avstandsregulatoren satt i posisjon for den aktuelle rørdimensjonen. Boltene står klar i hullene på klaven slik at ROV'en enkelt kan montere dem i røret.



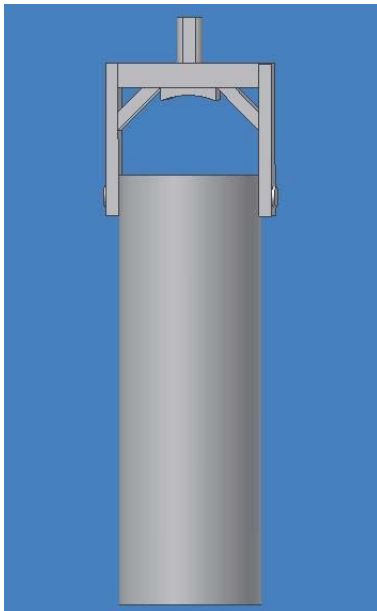
Klaven settes i posisjon på røret ved hjelp av ROV.



Boltene skyves inn i de forhåndsborede hullene på røret og låses fast ved hjelp av en låseanordning på klaven.



Avstandsregulatoren blir frigjort slik at løftet kan starte. Regulatoren går opp og røret rives ut fra bunnsedimentene, klaven vipres over enden av røret og røret løftes mot en vertikal stilling.



Her er røret på vei gjennom vannet. Røret vil være i vertikal stilling helt til det er på overflaten.

9. Konklusjon

Løfteklaven vi designet i oppgaven tilfredsstiller kravene til sikkerhet. Den vil kunne fungere, men den kan med fordel videreutvikles. Klaven kan eventuelt dimensjoneres opp slik at den kan ta opp tunge rør i lengre seksjoner, og på den måten utføre færre løfteoperasjoner. Problemet med denne metoden er at det må forhåndsbores to hull og klaven må komme i posisjon slik at boltene treffer hullene. Dette kan by på problemer selv om det skal kunne fungere bra i teorien. En mulig løsning på dette kan være å bore hullene i røret noe større enn diameteren på boltene, slik at det blir lettere å treffe. En annen løsning vi vurderte var å lage et system som boret og låste røret fast i en operasjon, men det viste seg å bli for komplisert.

10. Kontaktliste

Navn	Firma	Telefon	Mail	Web
Geir Helge Bachmann	DeepOcean	52700435	ghb@deepocean.no	www.deepocean.no
Mads Baardsen	DeepOcean	52700400	mba@deepocean.no	www.deepocean.no
Gaute Vilhemsén	Åkrehamn Trålbøteri	52844527		www.tral.no
Torbjørn Lund	Åkrehamn Trålbøteri	52844565	tlund@tral.no	www.tral.no
Arne Aarvik	Oceaneering	93459609		
Svein Moldskred	Imenco	52864116	sm@imenco.no	
Karl Henrik Mokkelbost	NGI	22023058	karl.henrik.mokkelbost@ngi.no	www.ngi.no

11. Litteraturliste

1. Disponering av utrangerte rørledninger og kabler – OED 1999
2. Metoder for fjerning og opptak av utrangerte rørledninger og kabler og muligheter for gjenbruk – OED 1999
3. Påvirkning av ytre miljø ved fjerning av rørledninger og kabler – OED 1999
4. Virkninger på arbeidsmiljø i tilknytning til fjerning av rørledninger – OED 1999
5. Deepocean.no
6. Undervannsteknologi – Jens Chr. Lindaas 2000
7. www.histos.no/oljemuseet
8. www.dynamica.no
9. www.wikipedia.no
10. www.sft.no
11. Rules for machine operations – DNV
12. Arne Aarvik – Oceaneering
13. Thorbjørn Lund – Åkrehamn Trålbøteri
14. www.lradeponi.no
15. Teknisk Ukeblad
16. Imenco
17. www.magnetic-tools-earthchain.com

12. Ordliste

Kybernetikk – læren om styremekanismer og styringsproblemer

Plaskesone – Kritisk punkt i en løfteoperasjon når objektet løftes gjennom havoverflaten.

Silt – Sørpe

13. Vedlegg

Vedlegg A: Ansys Rapport
Vedlegg B: Ballgrab folder



Project

Project Created

Wednesday, May 02, 2007 at 10:39:49 AM

Project Last Modified

Wednesday, May 02, 2007 at 11:48:10 AM

Report Created

Thursday, May 03, 2007 at 7:55:53 PM

Software Used

[ANSYS 10.0](#)

Database

H:\Inventor\BO\klave siste versjon (1).dsdb

1. Summary

This report documents design and analysis information created and maintained using the ANSYS® engineering software program. Each scenario listed below represents one complete engineering simulation.

Scenario 1

- Based on the Inventor assembly ["H:\Inventor\BO\Assembly3.iam"](#).
 - Considered the effect of [body-to-body contact](#), [structural loads](#) and [structural supports](#).
 - Calculated [structural](#) results.
 - No [convergence criteria](#) defined.
 - No [alert criteria](#) defined.
 - See [Scenario 1](#) below for supporting details and [Appendix A1](#) for corresponding figures.
-

2. Introduction

The ANSYS CAE (Computer-Aided Engineering) software program was used in conjunction with 3D CAD (Computer-Aided Design) solid geometry to simulate the behavior of mechanical bodies under thermal/structural loading conditions. ANSYS automated FEA (Finite Element Analysis) technologies from [ANSYS, Inc.](#) to generate the results listed in this report.

Each scenario presented below represents one complete engineering simulation. The definition of a simulation includes known factors about a design such as material properties per body, contact behavior between bodies (in an assembly), and types and magnitudes of loading conditions. The results of a simulation provide insight into how the bodies may perform and how the design might be improved. Multiple scenarios allow comparison of results given different loading conditions, materials or geometric configurations.

Convergence and alert criteria may be defined for any of the results and can serve as guides for evaluating the quality of calculated results and the acceptability of values in the context of known design requirements.

- *Solution history* provides a means of assessing the quality of results by examining how values change during successive iterations of solution refinement. *Convergence criteria* sets a specific limit on the allowable change in a result between iterations. A result meeting this criteria is said to be "converged".
- *Alert criteria* define "allowable" ranges for result values. Alert ranges typically represent known aspects of the design specification.

All values are presented in the "*Metric (mm, kg, N, °C, s, mV, mA)*" unit system.

Notice

Do not accept or reject a design based solely on the data presented in this report. Evaluate designs by considering this information in conjunction with experimental test data and the practical experience of design engineers and analysts. A quality approach to engineering design usually mandates physical testing as the final means of validating structural integrity to a measured precision.

3. Scenario 1

3.1. "Model"

"Model" obtains geometry from the Inventor assembly "H:\Inventor\BO\Assembly3.iam".

- The bounding box for all positioned bodies in the model measures 811.0 by 110.0 by 925.0 mm along the global x, y and z axes, respectively.
- The model has a total mass of 184.25 kg.
- The model has a total volume of 2.35×10^7 mm³.

Name	Material	Nonlinear Material Effects	Bounding Box(mm)	Mass (kg)	Volume (mm ³)	Nodes	Elements
"bjelke 3:1"	"Structural Steel"	Yes	661.0, 110.0, 110.0	57.23	7.29×10^6	2186	360
"bein2:1"	"Structural Steel"	Yes	60.0, 110.0, 710.0	35.45	4.52×10^6	1612	252
"bein2:2"	"Structural Steel"	Yes	60.0, 110.0, 710.0	35.45	4.52×10^6	1522	234
"forsterkning:1"	"Structural Steel"	Yes	242.42, 110.0, 242.42	11.55	1.47×10^6	2438	450
"forsterkning:2"	"Structural Steel"	Yes	242.42, 110.0, 242.42	11.55	1.47×10^6	2438	450
"bolt:1"	"Structural Steel"	Yes	115.0, 100.0, 100.0	3.14	400,553.06	1284	722
"bolt:2"	"Structural Steel"	Yes	115.0, 100.0, 100.0	3.14	400,553.06	1193	662
"avstandsreg:1"	"Structural Steel"	Yes	260.0, 110.0, 385.0	26.73	3.41×10^6	3541	2085

3.1.1. Contact

- "Contact" uses a tolerance of 0.0 for automatic detection.

Name	Type	Associated Bodies	Scope	Normal Stiffness	Scope Mode	Behavior	Update Stiffness	Formulation	Thermal Conductance	Pinball Region
"Contact Region"	Bonded	"bjelke 3:1" and "bein2:1"	Face, Face	Program Control	Automatic	Symmetric	Never	Pure Penalty	Program Controlled	Program Control

n"				led						led
"Cont act Regio n 2"	Bond ed	"bjelke 3:1" and "bein2:2"	Face , Face	Progra m Control led	Autom atic	Symme tric	Never	Pure Penalty	Program Controlled	Progra m Control led
"Cont act Regio n 3"	Bond ed	"bjelke 3:1" and "forsterkni ng:1"	Face , Face	Progra m Control led	Autom atic	Symme tric	Never	Pure Penalty	Program Controlled	Progra m Control led
"Cont act Regio n 4"	Bond ed	"bjelke 3:1" and "forsterkni ng:2"	Face , Face	Progra m Control led	Autom atic	Symme tric	Never	Pure Penalty	Program Controlled	Progra m Control led
"Cont act Regio n 5"	Bond ed	"bjelke 3:1" and "avstandsr eg:1"	Face , Face	Progra m Control led	Autom atic	Symme tric	Never	Pure Penalty	Program Controlled	Progra m Control led
"Cont act Regio n 6"	Bond ed	"bein2:1" and "forsterkni ng:1"	Face , Face	Progra m Control led	Autom atic	Symme tric	Never	Pure Penalty	Program Controlled	Progra m Control led
"Cont act Regio n 7"	Bond ed	"bein2:1" and "bolt:1"	Face , Face	Progra m Control led	Autom atic	Symme tric	Never	Pure Penalty	Program Controlled	Progra m Control led
"Cont act Regio n 8"	Bond ed	"bein2:2" and "forsterkni ng:2"	Face , Face	Progra m Control led	Autom atic	Symme tric	Never	Pure Penalty	Program Controlled	Progra m Control led
"Cont act Regio n 9"	Bond ed	"bein2:2" and "bolt:2"	Face , Face	Progra m Control led	Autom atic	Symme tric	Never	Pure Penalty	Program Controlled	Progra m Control led

3.1.2. Mesh

- "Mesh", associated with "Model" has an overall relevance of 98.
- "Mesh" contains 16214 nodes and 5215 elements.

No mesh controls specified.

3.2. "Environment"

Simulation Type is set to Static

Analysis Type is set to Static Structural

"Environment" contains all loading conditions defined for "Model" in this scenario.

3.2.1. Structural Loading

Name	Type	Magnitud e	Vector	Reactio n Force	Reactio n Force Vector	Reactio n Moment	Reactio n Moment	Associat ed Bodies
------	------	---------------	--------	--------------------	------------------------------	------------------------	------------------------	-----------------------

							Vector	
"Bearing Load 1"	Bearing Load	147,150.0 N	[0.0 N x, 0.0 N y, -147,150.0 N z]	N/A	N/A	N/A	N/A	"bolt:1"
"Bearing Load 2"	Bearing Load	147,150.0 N	[0.0 N x, 0.0 N y, -147,150.0 N z]	N/A	N/A	N/A	N/A	"bolt:2"

3.2.2. Structural Supports

Name	Type	Reaction Force	Reaction Force Vector	Reaction Moment	Reaction Moment Vector	Associated Bodies
"Frictionless Support"	Frictionless Support	276.18 N	[-276.18 N x, 5.85×10^{12} N y, 0.0 N z]	158,078.88 N·mm	[1.98×10^9 N·mm x, 158,075.91 N·mm y, 968.82 N·mm z]	"bein2:1" and "bein2:2"
"Fixed Support"	Fixed Surface	297,826.91 N	[276.61 N x, -1.13×10^4 N y, 297,826.79 N z]	274,780.53 N·mm	[117,379.91 N·mm x, -248,444.79 N·mm y, -1,217.44 N·mm z]	"avstandsreg:1"

3.3. "Solution"

Solver Type is set to Program Controlled

Weak Springs is set to Program Controlled

Large Deflection is set to Off

"Solution" contains the calculated response for "Model" given loading conditions defined in "Environment".

- Thermal expansion calculations use a constant reference temperature of 22.0 °C for all bodies in "Model". Theoretically, at a uniform temperature of 22.0 °C no strain results from thermal expansion or contraction.

3.3.1. Structural Results

Name	Scope	Minimum	Maximum	Minimum Occurs On	Maximum Occurs On	Alert Criteria
"Maximum Shear Elastic Strain"	All Bodies In "Model"	1.11×10^6 mm/mm	8.1×10^4 mm/mm	bein2:1	bjelke 3:1	None

<i>"Total Deformation"</i>	All Bodies In <i>"Model"</i>	0.0 mm	0.18 mm	avstandsreg: 1	bolt: 1	None
<i>"Equivalent Stress"</i>	All Bodies In <i>"Model"</i>	0.15 MPa	112.71 MPa	bein2: 1	bjelke 3: 1	None

- Convergence tracking not enabled.
-

Appendices

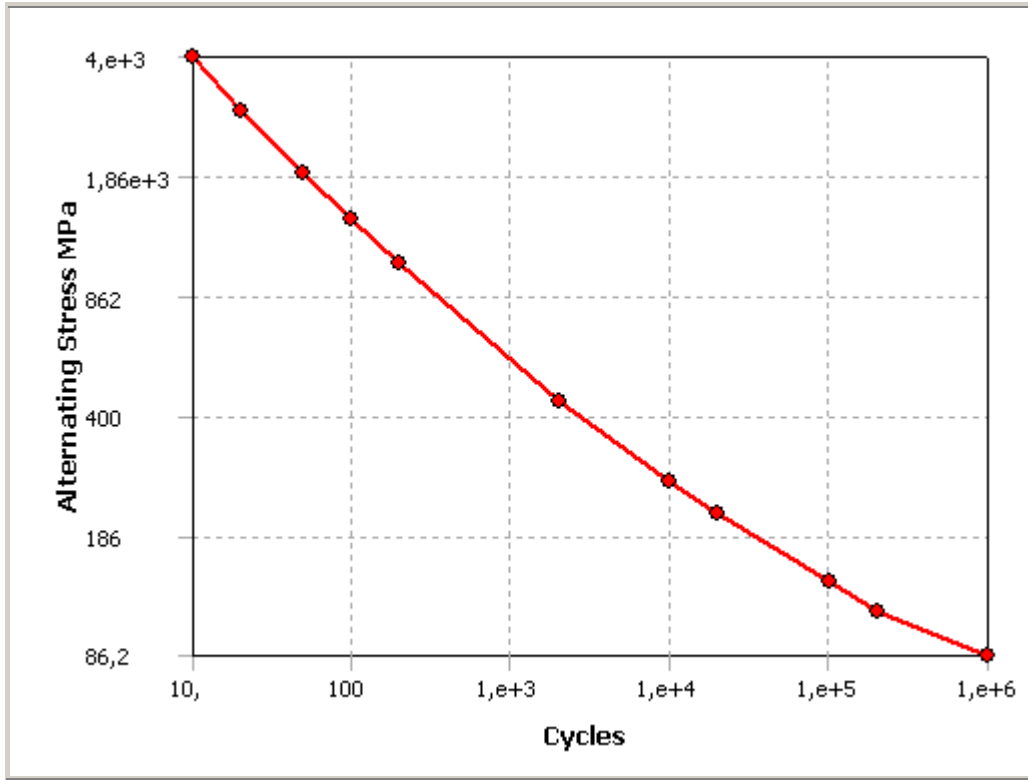
A1. Scenario 1 Figures

No figures to display.

A2. Definition of "Structural Steel"

Name	Value
Compressive Ultimate Strength	0.0 MPa
Compressive Yield Strength	250.0 MPa
Density	7.85×10^{-6} kg/mm ³
Poisson's Ratio	0.3
Tensile Yield Strength	250.0 MPa
Tensile Ultimate Strength	460.0 MPa
Young's Modulus	200,000.0 MPa
Thermal Expansion	1.2×10^{-5} 1/°C
Specific Heat	434.0 J/kg·°C
Thermal Conductivity	0.06 W/mm·°C
Relative Permeability	10,000.0
Resistivity	1.7×10^{-4} Ohm·mm

Table A2.2. Alternating Stress



Mean Value 0.0

Cycles	Alternating Stress
10.0	3,999.0 MPa
20.0	2,827.0 MPa
50.0	1,896.0 MPa
100.0	1,413.0 MPa
200.0	1,069.0 MPa
2,000.0	441.0 MPa
10,000.0	262.0 MPa
20,000.0	214.0 MPa
100,000.0	138.0 MPa
200,000.0	114.0 MPa
1,000,000.0	86.2 MPa

Table A2.4. Strain-Life Parameters

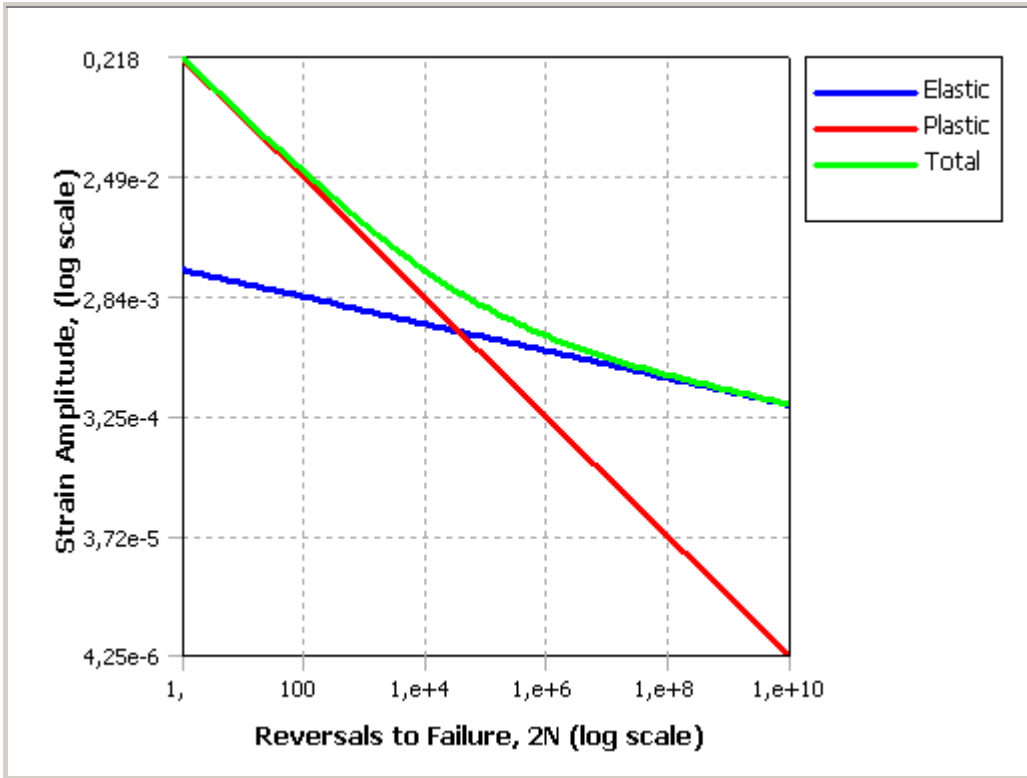


Table A2.5. "Strain-Life Parameters"

Strength Coefficient	920.0 MPa
Strength Exponent	-0.11
Ductility Coefficient	0.21
Ductility Exponent	-0.47
Cyclic Strength Coefficient	1,000.0 MPa
Cyclic Strain Hardening Exponent	0.2

A3. Distributing This Report

The following table lists the files that you need to include for posting this report to an Internet or Intranet web server or for moving this report to a different location. Store all files in the same folder as the HTML page.

This report was originally generated in the folder "C:\Documents and Settings\ing04rha\Programdata\Ansys\v100\".

File Name	Description
"DSReport.htm"	This HTML page.
"StyleSheet.css"	The Cascading Style Sheet used to format the HTML page.
"AnsCompanyLogo.gif"	The ANSYS image displayed at the top of the title page.
"Table0001.png"	Table A2.2. "Alternating Stress" Alternating Stress
"Table0002.png"	Table A2.4. "Strain-Life Parameters" Strain-Life Parameters

The BSW BALLGRAB

- High load capacity, Self Energising Lifting & Handling Tools.
- Fatigue resistant stab-in connectors

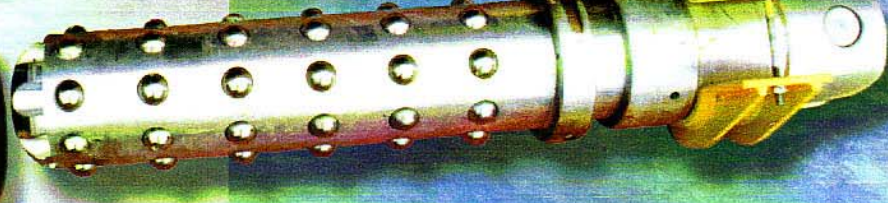
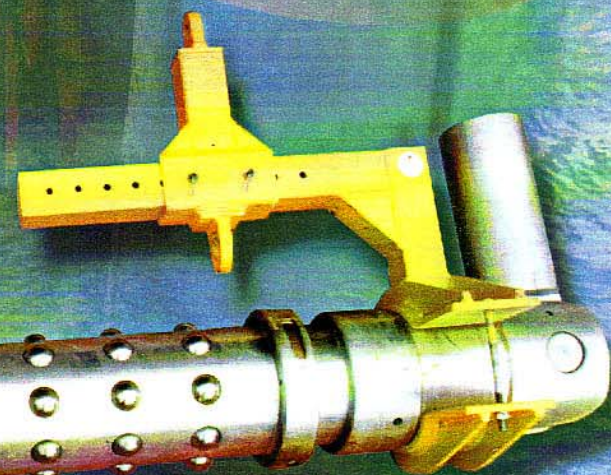
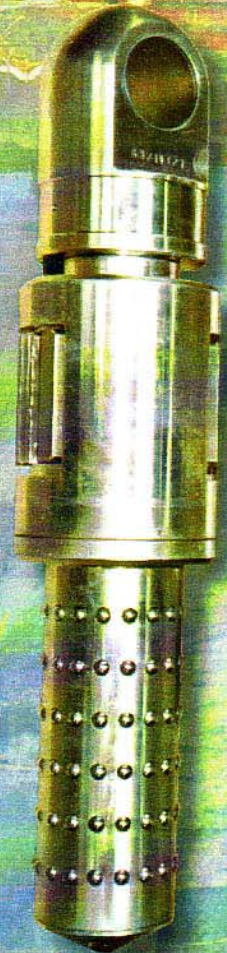
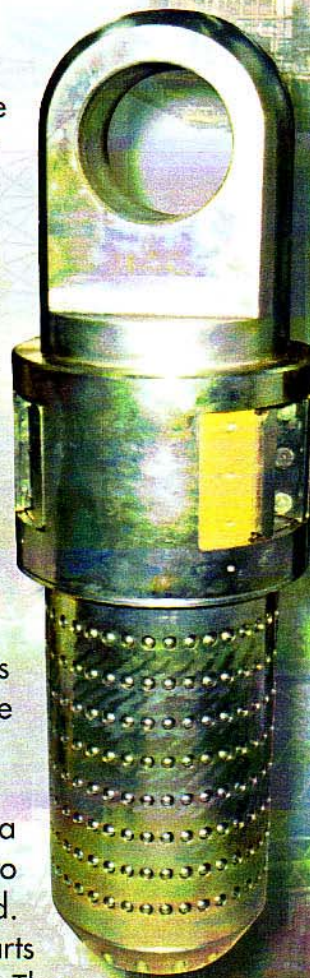
BSW has developed a range of highly innovative and versatile 'Ballgrab' tools based upon our patented Ball and Taper Technology.

'Ballgrab' tools have been supplied, for lifting, tensioning, pulling, mooring, recovery, decommissioning and numerous other applications. The unique, self-activating mechanism allows rapid deployment. The tool is simply guided into position and once engaged, it cannot be released until the load is removed. A simple disengage mechanism allows the tool to be off-load released and recovered for re-use.

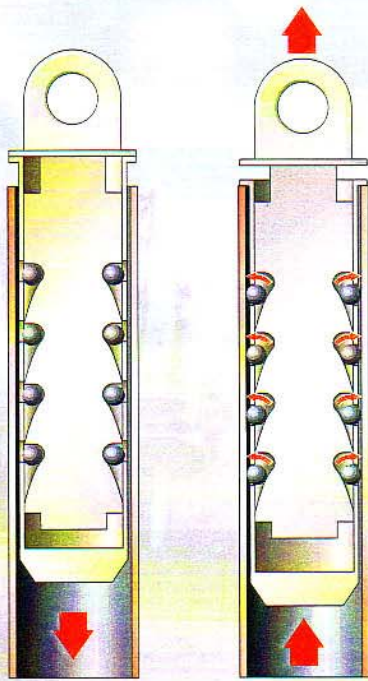
The tool is particularly suited to remote applications in Sub-sea, Nuclear or other areas not available to human intervention.

The 'Ballgrab' works on the simple principle of a ball engaged in a taper. The ball grips the item to be held in direct proportion to the load applied. The ball creates a small concave indent that imparts a benign compressive stress into the pipewall. The depth of ball indentation is controlled by design to be within normal code allowances for surface imperfections or handling damage.

Fatigue tests witnessed by DNV confirm that there is no loss of structural integrity or pressure containment capacity. Crucially, there are no tearing actions or tensile stresses created. The balls are totally dynamic and continuously redistribute load, there is no possibility of local overstressing as can happen with a hydraulically energised tool using jaws or grippers. So good is the load distribution that 'Ballgrab' tools have been used to handle graphite blocks.



THE BALLGRAB PRINCIPLE



The 'Ballgrab' tool has been proven in service and by testing. The technology has been reviewed, tested and approved by DNV and other leading UK certification authorities.

'Ballgrabs' have been successfully deployed in deep water in Brazil using an ROV to recover a 12in pipeline following an incident during pipelaying operations.

The 'Ballgrab' is available in both male and female configurations to suit any size from 8mm ID to 96in OD and any capacity from 50kg to thousands of tonnes.

The tool is ideally suited for pipeline operations where it can be used for the following activities:

- Pipeline tool for recovery and de-commissioning.
- Quick install pulling head for pipe abandonment from the laybarge.
- Pipe handling (particularly for J-lay vertical applications).
- Internal grip for pipeline tensioning system (e.g. Britannia bundle).
- Quick install pulling head for beach pulls (onshore for crossings etc).

With end seal and through connection:

- Temporary end plug to allow a pig run for gauging or de-watering.

The connector has applications wherever high integrity, fatigue resistant stab-in connections are required, particularly where a multiple connect/disconnect operation is planned. These can vary from a simple ROV docking connector to a large high load TLP tendon/tether connector.

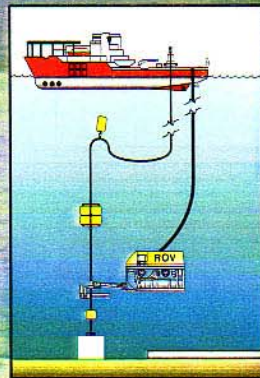
Deepwater Suction Pile Anchor Connectors have been developed to facilitate rapid deployment of polyester mooring ropes to fixed anchor locations. Having a fixed anchor pattern around a template reduces anchor handling costs, survey costs, reduces risks, weather downtime and allows greater flexibility for flowline routings and maintenance access.

BSW

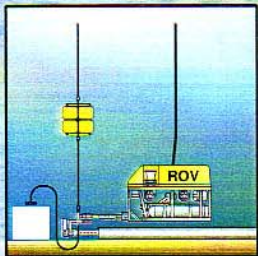
The Engineering Building
Lancaster University
Bailrigg
Lancaster LA1 4YR

Tel: (01524) 382139
Fax: (01524) 841075

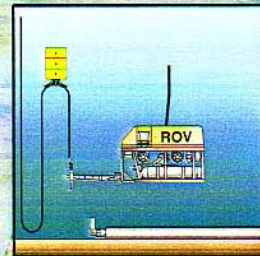
PIPELINE RECOVERY



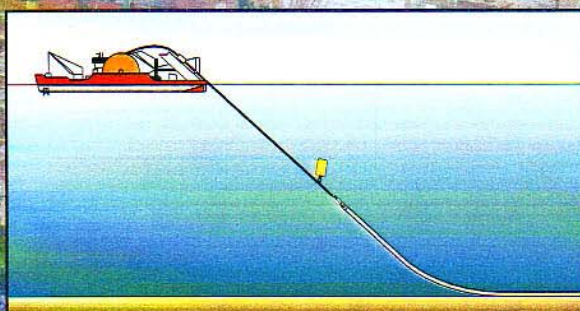
1 Initial deployment



2 Inserting the main A & R pipe tool



3 Deployment of the secondary A & R tool



4 Recover to the surface