



HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

Rørbevegelse på havbunnen



Hovedprosjekt utført ved
Høgskolen Stord/Haugesund – Studie for ingeniørfag

Maskin, Energi- og Prosessteknikk

Av: Erling Wahlberg
Andreas Hausken Sørensen

Kand.nr.

62

Kand.nr.

55

HOVEDPROSJEKT

Studentenes navn: Erling Wahlberg
Andreas Hausken Sørensen

Linje & studieretning Maskin – Energi og Prosessteknikk

Oppgavens tittel: *Rørbevegelse på havbunnen*

Oppgavetekst:

Oppgaven omhandler bevegelse av olje- og gassrørledninger på havbunnen. Det er både interne og eksterne faktorer som vil påvirke en rørledning til å bevege seg. Viktige faktorer er innvendig trykk og temperatur i røret, men også undersjøiske havstrømmer, seismisk/vulkansk aktivitet m.m.

Hovedmål:

- Se på årsakene til bevegelsen, og kartlegge behovet for registrering av denne. Dette innebærer å undersøke eksisterende kunnskap og teknologi, og i hvilken grad disse bevegelsene kan belaste kvaliteten/levetiden på røret.
- Designe et ROV-vennlig måleverktøy for registrering av rørbevegelse. Verktøyet skal være en ren mekanisk innretning. Det må kunne tåle installasjon og håndtering fra ROV, samt kunne motstå påvirkning over tid fra miljøet på havbunnen.

Endelig oppgave gitt: 3. mars 2005

Innleveringsfrist: Fredag 6. mai 2005 kl. 12.00

Intern veileder Eyvind Rossebø – HSH, Tlf 52702669

Ekstern veileder Alvin Mølstre – DeepOcean AS, Tlf 52700423

**Godkjent av
studieansvarlig:**

Dato:

Forord

Denne rapporten er utarbeidet i forbindelse med Hovedfagsprosjekt, som avslutter den 3. årige ingeniørutdanning innen Maskin – prosess-/energiteknikk ved Høgskolen Stord/Haugesund. Formålet er at vi skal få prøve ut kunnskapene vi har tilegnet oss gjennom studiet, på en reell problemstilling. I denne oppgaven har vi blant annet fått mye nytte av fag som *Undervannsteknologi, Statikk og Fasthetslære* og *DAK-tegning*.

Rapporten er utført på oppdrag fra DeepOcean AS i Haugesund, men vi har forsøkt å legge til rette rapporten slik at også utenforstående uten fagrelatert kunnskap skal få utbytte av den.

Vi vil gjerne rette en stor takk til personer som har tatt seg tid til å hjelpe oss med veiledning og faglig kompetanse i prosjektet:

- Alvin Mølstre, Deep Ocean, Ekstern veileder
- Eyvind Rossebø, HSH – Intern veileder

- Mads Bårdsen, Deep Ocean
- Andreas Aune, Statoil Kårstø
- Steinar Stene, Reinertsen Engineering
- Kjell M. Lund, Statoil Pipeline Technology, Stavanger
- Pål Foss, Reinertsen Engineering
- Jens Chr. Lindaas, HSH og Imenco

Haugesund, 6. mai 2005

Erling Wahlberg

Andreas H. Sørensen

Sammendrag

I Nordsjøen ligger flere tusen kilometer med olje og gassledninger, disse kan bevege seg av ulike årsaker. Forskjellige driftstrykk og temperaturer, samt miljø og naturkrefter spiller inn. Det finnes oljefelt som er mer utsatt for bevegelse enn andre. Åsgard og Gullfaks er eksempler på felt der transportrør er designet for å ta opp termisk ekspansjon ved å bevege seg horisontalt.

Rapporten har to målsettinger:

- Den første er å se på årsakene til bevegelsen, og kartlegge behovet for registrering av denne. Dette innebærer å undersøke eksisterende kunnskap og teknologi, og i hvilken grad disse bevegelsene kan belaste kvaliteten/levetiden på røret.
- Den andre målsettingen er å designe et ROV-vennlig måleverktøy for registrering av rørbevegelse. Verktøyet skal være en ren mekanisk innretning. Det må kunne tåle håndtering fra ROV, samt kunne motstå påvirkning over tid fra miljøet på havbunnen.

I vår søk etter informasjon rundt problemstillingen, benyttet vi i første rekke internett for å finne eksisterende kunnskap om bevegelse av rørledninger på havbunnen. Vi har funnet stoff i forskjellige foredrag holdt av både norske og engelske ingeniører. Ulike kompendier utført tidlig på 80-tallet om beregninger av utbuling er også brukt. (Vi har kontaktet flere personer som arbeider med undervannsteknologi angående målemetoder og hvordan det verktøyet som vi har kommet frem til vil være nyttig)

I rapporten presenteres ulike typer bevegelser og årsaker. Termisk ekspansjon, som forårsaker en aksiell spenning som følge av temperaturendring i røret, er den viktigste faktoren for større bevegelser av rørledninger. Bevegelse kan opptre både som vertikalt løft, og horisontalt forflytning. Temperaturendring skjer ved nedstengning av produksjon på et felt, men kan og skje ved endring i temperatur i det strømmende mediet. I tilfeller der rørledningen er i fritt spenn over havbunnen, er den utsatt for utmatting på grunn av strømningsindusert vibrasjon.

En rørlednings tilstand og posisjon måles med ulike typer utstyr en gang i året. Mye brukt er hydroakustikk (sonar) enten med ROV eller overflatefartøy som "flyr" over rørledningen. Sammenligning av måleresultatene fra hver inspeksjon avgjør en eventuell bevegelse.

Verktøyet som vi har designet skal være installert på havbunnen. Det skal måle bevegelsen kontinuerlig. I motsetning til eksisterende målemetoder i dag vil denne kunne måle bevegelsen hele tiden, og dermed få med seg eventuelle forandringer som en ikke får med seg når en kun måler en gang i året. Designet i rapporten er begrenset til presentasjon av ideen, uten styreberegninger.

Dagens målemetoder har den fordelen at de kan kartlegge store områder ved ett survey, og en mekanisk måleenhet installert på havbunnen vil derfor ikke kunne erstatte de eksisterende metodene. Et slikt verktøy vi har designet i denne rapporten, vil kunne ha noe for seg i som en ekstra måling i tillegg til de eksisterende. Verktøyet kan også være nyttig i spesielle tilfeller hvor operasjonskriterier av en eller annen grunn ble annerledes enn forutsatt. Dersom måledataene skal ha gode nok beregningsgrunnlag bør vårt måleverktøy tilleggsutrustes med komponenter som kan registrere bevegelsene mer nøyaktig med hensyn på tiden. På den måten kan de målte bevegelsene i ettertid sammenlignes med driftsforhold, slik det gjøres i metodene som benyttes i dag.

Innhold

1.	Innledning.....	8
1.1.	Bakgrunn og formål for prosjektet.....	8
1.2.	Målsetting for oppgaven.....	8
2.	Rørledninger på norsk sokkel (>1999).....	9
2.1.	Oversikt over norske rørledninger.....	9
2.1.1.	Eksportørledninger.....	9
2.1.2.	Feltrørledninger.....	11
2.2.	Oppbygningen av en rørledning.....	11
2.2.1.	Materialtyper.....	11
2.2.2.	Betongkappe.....	12
2.2.3.	Korrosjonsbeskyttelse.....	12
2.3.	Levetid på rørledninger.....	12
3.	Krefter på en rørledning.....	13
3.1.	Styrkeforhold.....	14
3.2.	Innvendig trykk.....	14
3.3.	Strømning.....	15
3.3.1.	Tidevann.....	16
3.3.2.	Modellering av strømning.....	16
3.3.3.	Dypvannsstrømning på Ormen Lange feltet.....	17
4.	Termisk buling av rørledninger.....	18
4.1.	Betingelser for termisk buling.....	18
4.2.	Mekanikken bak termisk buling.....	19
4.3.	Utvikling av buler over tid.....	22
4.4.	Konstruksjonsløsninger mot bevegelse.....	24
4.5.	Aksiell krypning.....	25
4.6.	Torsjon – "Twist buckling".....	26
4.7.	Utsatte rør "varme soner".....	26
5.	Frispenn.....	26
5.1.	Statiske påkjenninger.....	26
5.2.	Dynamiske påkjenninger.....	28
6.	Bunnforhold i Nordsjøen.....	30
6.1.	Bunntyper.....	30
6.2.	Dynamiske sedimenter.....	31
6.3.	Seismisk aktivitet.....	32
6.4.	Undervannsskred.....	32
7.	Inspeksjon av rørbevegelse.....	34
7.1.	Ulike hjelpemidler.....	34
7.2.	Sonar og ekkolodd.....	35
7.2.1.	Sidesøkende sonar.....	35
7.2.2.	Multistråle ekkolodd – Bildeanalyse.....	36
7.3.	GeoPig®.....	37
7.4.	Avstandsmåling fra fast punkt.....	38
7.5.	Inspeksjon av tildekket rørledning.....	39
7.6.	Akselerator.....	39
7.7.	Behandling av målte data.....	40

8.	Vurdering av ny målemetode	41
8.1.	Beregning av forventet bevegelse	41
8.2.	Geometrisk metode	42
8.3.	Utregning med aksielle krefter	44
9.	Kriterier for undervannsinstallasjon	49
9.1.	Beskyttende struktur	49
9.2.	Korrosjon	50
9.3.	Underlag	51
9.4.	Hydrostatisk trykk	51
9.5.	Marin begroing	52
10.	Dynamisk måleverktøy	52
10.1.	Overføring via "wire"	53
10.2.	Kabinett med telleverk	54
10.3.	Connector	56
10.4.	Overføring via tannstang	56
10.5.	Beskyttende overbygg	57
10.6.	Resterende utfordringer	58
11.	Diskusjon	59
12.	Konklusjon	Feil! Bokmerke er ikke definert.
13.	Litteratur	61
14.	Vedlegg	63

Figurliste

Figur 2.1 Rørledninger og kabler i Nordsjøen og Norskehavet	9
Figur 2.2 Liggetilstand for rørledninger	10
Figur 2.3 Eksportørledninger fordelt på dimensjon og transportert medium	10
Figur 2.4 Feltrørledninger fordelt på type og transportmedium	11
Figur 3.1 Ringknekking ved utvendig trykk	13
Figur 3.2 Trinnvis framstilling av tunell-erosjon	15
Figur 3.3 Golfstrømmen	17
Figur 4.1 Vertikal buling/utknekking på rørledning	20
Figur 4.2 Horisontal buling/utknekking på rørledning	20
Figur 4.3 Rørledning som blir holdt tilbake mot termisk forlengelse.	21
Figur 4.4 Delvis avlastet rørledning etter økt temperatur og ekspansjon.	22
Figur 4.5 Plot av termisk ekspansjon og friksjonskoeffisient	23
Figur 4.6 Følsomhet for imperfeksjon i rør og virkning på bule.	24
Figur 4.7 Karakteristikk for "Twist buckling"	26
Figur 5.1 Frispenn	27
Figur 5.2 Oppbygning under fritt spenn	28
Figur 5.3 Periodisk virvelavløsning	29
Figur 6.1 Norskerenna	30
Figur 6.2 Prosentandel lengde av rørledninger på ulike underlag	31
Figur 6.3 Rørledning delvis begravd av "sandbølger"	31
Figur 6.4 Storegga - rasområdet	32
Figur 7.1 Surveyfartøy direkte utstyrt med sonar.	34
Figur 7.2 "Tow-Fish" utstyrt med "sidescan" sonar.	34
Figur 7.3 Konvensjonell ROV utstyrt med multistråle ekkolodd.	35
Figur 7.4 Sonarsystem.	35
Figur 7.5 Sonarbilde av rørledning utsatt for horisontal bevegelse.	36
Figur 7.6 "Ubehandlet" snittbilde ved hjelp av ekkolodd	37
Figur 7.7 CalScan Smart Pig - Pipetronix Inc.	37
Figur 7.8 Skisse av rørledning i "sikksakk-lay" og referansepunkt	38
Figur 7.9 "Super Mohawk Pipetracker Skid"	39
Figur 7.10 "2H Subsea Data Logger"	39
Figur 7.11 Datalogger montert på rør	39
Figur 7.12 KP-diagram, Åsgard Transport	40
Figur 8.1 Skisse av utbøyning ved lengdeendring	42
Figur 8.2 Innsatt trekant i utbøyning	42
Figur 8.3 Rettvinklet trekant	42
Figur 8.4, Modell for klassisk perfekt buling	45
Figur 9.1 Trålpose og fartøy	50
Figur 9.2 Eksempel på trålvennlig installasjon	50
Figur 10.1 Måleenhet med trommel, høyre side	53
Figur 10.2 Registrering av vertikalløft	54
Figur 10.3 Måleenhet med trommel, venstre side	54
Figur 10.4 Prinsippskisse av telleverk	55
Figur 10.5 Prinsippskisse av connector og montering	56
Figur 10.6 Bruk av tannstang	56
Figur 10.7 Måleenhet med overbygg	57

1. Innledning

På norsk sokkel ligger omlag 6-7000 km rørledning som brukes til transport av olje og gass. For det meste er rørledningene helt eller delvis eksponert, og bare en mindre del er nedgravd. For å forebygge ulykker er det nødvendig å undersøke rørledningene med jevne mellomrom.

Rørledninger på havbunnen blir noen steder forsøkt grøftet ned, og/eller dekket til med stein for å holde røret på plass. En annen viktig grunn er for å beskytte røret mot gjenstander som kan skade røret, eksempelvis fiskeriutstyr, anker, skipsvrak o.l.

Men også lange strekk med rør ligger åpent på havbunnen. Disse rørledningene har logisk nok lettere for å bevege seg, når de blir påvirket av ulike typer krefter. Det er bevegelsen i disse tilfellene vi vil se nærmere på.

Rørbevegelse på havbunnen har flere årsaker, men de viktigste er temperatur- og trykkendringer i røret. I tilfeller der man har frie spenn på rør, spiller også strømminger i vannet en viktig rolle.

1.1. Bakgrunn og formål for prosjektet

Bakgrunn for prosjektet er at Deep Ocean ønsket en undersøkelse av muligheten for installere et mekanisk verktøy som kan registrere eventuelle bevegelser. Bevegelsene har ulike karakterer og årsaker, som gjør at det er nødvendig å kartlegge disse for å gjøre seg kjent med hva som kan forventes.

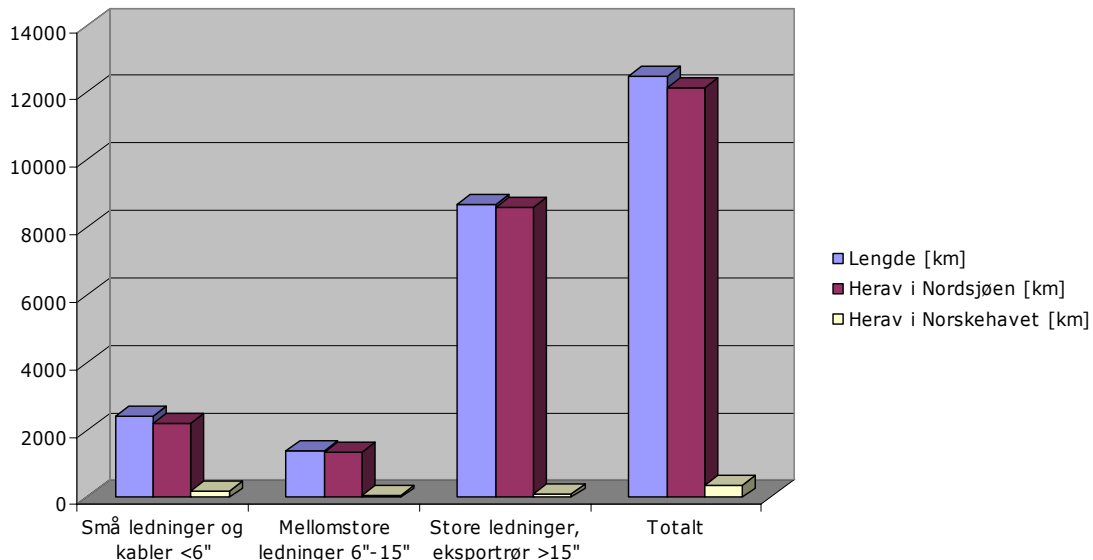
1.2. Målsetting for oppgaven

Vår målsetting blir, som det går fram av oppgaveteksten, kartlegging av typer bevegelser og årsaker. I tillegg skal vi designe et verktøy, og i den forbindelse vil vi benytte tegneprogrammet *Inventor 9*, for best mulig visualisering av ideen.

Design av nytt verktøy vil bli vektlagt med tanke på visualisering av idè. Det er så mange faktorer som spiller inn på beregning av selve konstruksjonen, at beregninger vil begrense seg til forventet rørbevegelse under realistisk antatte forhold. Vi vil og se på aktuelle hensyn som må tas ved installasjon i omgivelser under vann.

2. Rørledninger på norsk sokkel (>1999)

Totalt finnes det om lag 12.500 km norske rørledninger og kabler i Nordsjøen. Av dette er 2384 km små ledninger og kabler, og 1435 km er mellomstore rørledninger med diameter på 6"-15". Størstedelen av rørene i Nordsjøen, hele 8719 km, har en diameter på over 15", hvorav eksportrørene utgjør størsteparten. Tallene er framkommet ved en gjennomgang av ODs CODAM-database pr. september 1999.



Figur 2.1 Rørledninger og kabler i Nordsjøen og Norskehavet (Oljedirektoratet)

2.1. Oversikt over norske rørledninger

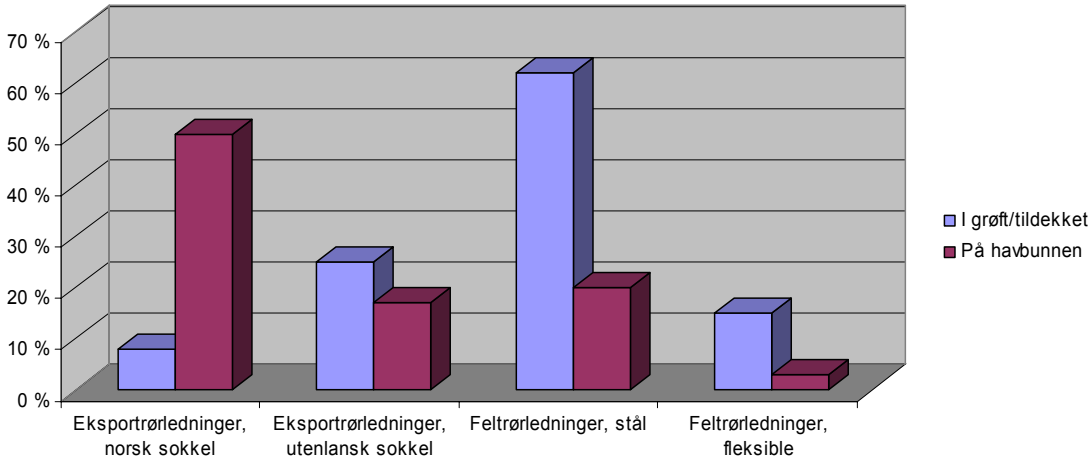
Oljedirektoratet (OD) forvalter en database - CODAM - som inneholder data om alle rørledningssystemer for utvinning og transport av olje og gass på norsk sokkel, samt transport fra Norge til Storbritannia og kontinentet. I tillegg omfatter den alle typer kabler i forbindelse med petroleumsvirksomheten til havs. Databasen er gjenstand for kontinuerlig oppdatering.

Det er om lag 9300 kilometer rørledninger knyttet til utvinning og transport av olje og gass. Disse fordeles med vel 7400 kilometer eksportrørledninger, hvorav gasseksportrørledningene utgjør majoriteten, og knapt 1900 kilometer feltrørledninger (feltinterne rørledninger og mindre rørledninger mellom nærliggende felt). I tillegg kommer om lag 1850 kilometer kabel. Omlag 6200 kilometer befinner seg i norsk sektor, og de resterende 3100 kilometerne er de deler av eksportrørledningene som befinner seg i utenlandske sektorer.

2.1.1. Eksportrørledninger

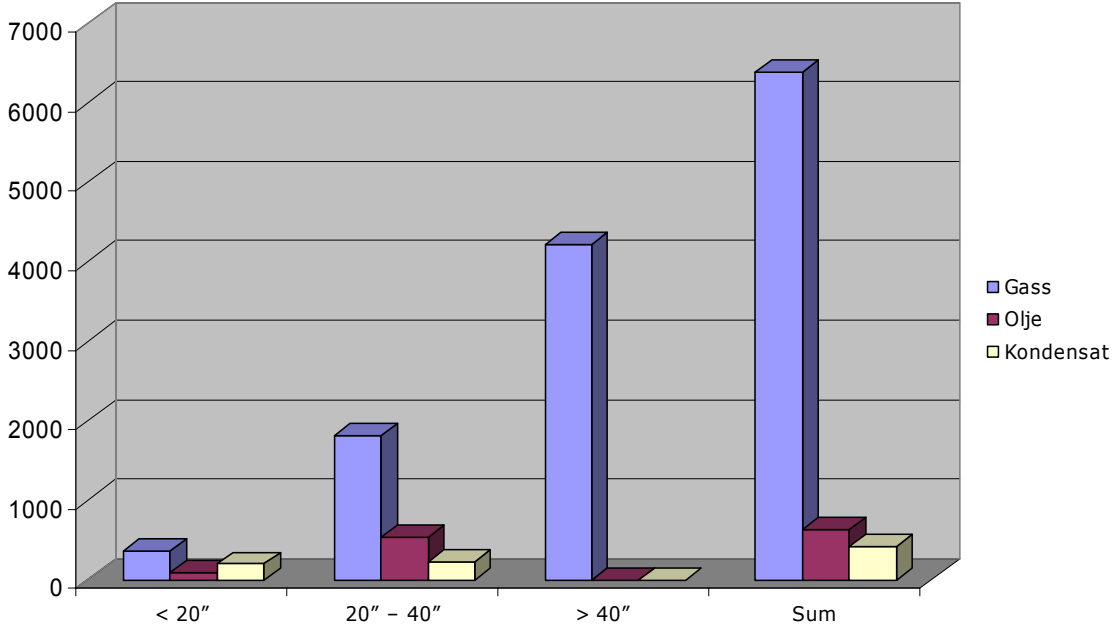
Figur 2.2 viser liggetilstand for eksport- og feltrørledninger som er lagt fra 1975 til og med 1999. For 1999 er Jotun Gass Eksport, Europipe II, Troll Oljerør II og Åsgard Transport inkludert.

dert. Figuren viser at omlag 1/3 av eksportrørledningene er grøftet, tildekket eller steindumpet. Det vesentlige av disse rørledningene ligger på grunt vann på utenlandsk sokkel.



Figur 2.2 Liggetilstand for rørledninger (Oljedirektoratet)

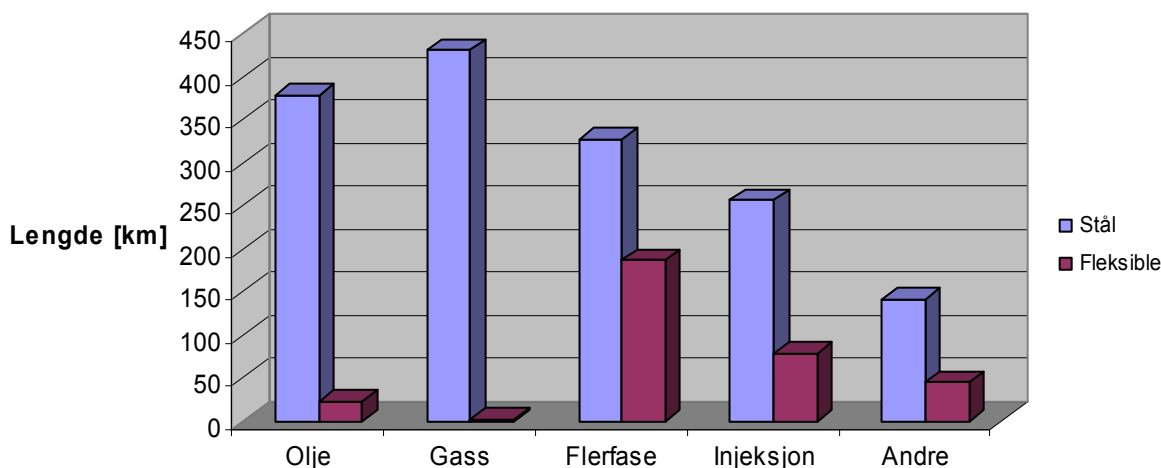
Figur 2.3 viser fordelingen av eksportrørledninger mellom dimensjoner og transportert medium.



Figur 2.3 Eksportrørledninger fordelt på dimensjon og transportert medium (Kilometer)

2.1.2. Feltrørledninger

Feltrørledninger skilles gjerne i to hovedkategorier; stål- og fleksible rørledninger. Figur 2.4 viser fordeling mellom disse og transportert medium. Injeksjonsrørledninger omfatter både gass- og vanninjeksjon. Gruppen "andre" innbefatter metanol-, nitrogen-, service- og testrørledninger. Storparten av feltrørledningene har en diameter mindre enn 14".



Figur 2.4 Feltrørledninger fordelt på type og transportmedium

I underkant av 80 prosent av alle feltrørledningene er grøftet, tildekket eller på annen måte beskyttet, som i figur 2.2. Omlag 600 kilometer er nedgravd eller tildekket inntil 1 meter, mens om lag 750 kilometer er nedgravd eller tildekket mer enn 1 meter. For resterende 100 kilometer er nedgravingsdybde eller tildekking ikke registrert.

2.2. Oppbygningen av en rørledning

De fleste rørledningene har en eller annen form for belegg (primer, asfalt, kulltjære, bitumen, glassfiber, betong). I betongbelegget er det som oftest et stål armeringsnett. For å beskytte stålet mot korrosjon blir det i tillegg til antikorrosjonsbelegg benyttet offeranoder av enten sink- eller aluminiumslegering.

2.2.1. Materialtyper

Basert på en gjennomgang av CODAM-databasen er det funnet at den samlede mengden av rørledninger lagt av selskaper som opererer på Norsk sokkel utgjør ca 4.2 millioner tonn stål. Ulike karbonstållegeringer (X46-X70) er det dominerende materiale (ca 95 %). Resten er Duplex stål (rustfritt stål), og en liten mengde 13 % Cr-legering. I tillegg til dette er det beregnet at mengden av armeringsjern i betongbelegg i norske rørledninger er ca 85.000 tonn, herav 38.000 tonn i utenlandsk sektor.

2.2.2. Betongkappe

Større rørledninger (større enn 20") har som oftest et belegg av betong, dels for å øke vekten og dermed sikre neddykking, dels for å beskytte mot utvendige påkjenninger. Betongen er ofte iblandet jernmalm. Betongbelegget inneholder armering i form av kamstål eller netting. I CODAM-databasen er tykkelsen på betongbelegget oppgitt for en del av rørledningene. Tykkelsen varierer fra 25-100 mm, uten noen klar sammenheng mellom dimensjon av røret og betongbeleggets tykkelse. Det er antatt at antikorrosjonsbelegget mellom stålrøret og betongen er 6 mm tykt og at betongbelegget er 50 mm tykt for alle rør unntatt de minste rør (<100 mm i diameter) Det er videre antatt at betongen har en tetthet på 2.500 kg/m³. På grunnlag av dette er det beregnet at mengden av betongbelegg utgjør ca 4.7 millioner tonn. Dette gjelder "norske" rørledninger i Nordsjøen og Norskehavet. Det er anslått at ca 2 millioner tonn av betongbelegget ligger i utenlandsk sektor.

2.2.3. Korrosjonsbeskyttelse

For de fleste rørledninger benyttes et utvendig korrosjonsbeskyttende belegg som kan bestå av "primer" (grunning) nærmest røret, og utenpå det asfalt, kulltjære eller bitumen, lagt på sammen med en glassfiberduk. For større rørdimensjoner legges betongbelegget utenpå dette.

For å beskytte stålrørene mot korrosjon blir det foruten antikorrosjonsbelegg benyttet offeranoder (katodisk beskyttelse) enten i en sinklegering (Zn) eller en aluminiumslegering (Al). Under drift vil anodematerialet tæres bort (oksideres) mens stålet i rørledningen forblir intakt. Dette gjør sitt til at forholdet stål/anodemateriale i hver enkelt anode over tid vil øke.

2.3. Levetid på rørledninger

Prosjektert brukstid (designlevetid) for rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel kan variere. Den lengste prosjekterte brukstiden er til 2050, og gjelder for en stor del de store eksportørledningene for olje og gass til kontinentet. Brukstiden til disse eksportsystemene kan trolig bli forlenget ved behov.

En oversikt utarbeidet av Oljedirektoratet viser at vel 400 kilometer stålrørledninger og vel 20 kilometer fleksible rørledninger er tatt ut av drift på grunn av produksjonsopphør eller utfasing av infrastruktur. Ytre rørdiameter varierer mellom 2" og 36". I tillegg er knappe 100 kilometer kabel tatt ut av drift. Nedstengte rørledningssystem utgjør knapt 6 % av totalt antall kilometer rørledning som er installert. Majoriteten av rørledningssystemene som er tatt ut av drift er lokalisert i søndre del av Nordsjøen (Ekofisk-området) og i Frigg-området.

Lengste prosjekterte levetid for rørledningene som per i dag er installert er 50 år. For enkelte rørledningssystemer som har vært i drift i opp til 20 år forlenges nå levetiden ut over designlevetid, da feltene viser seg å kunne produsere lenger enn først antatt, og rørledningene fremdeles tilfredsstillende tekniske kravene som stilles. //

Det som er avgjørende for en rørlednings levetid er for det meste minimum tillatt veggtykkelse, utmatting, og produksjonsfeltets beregnede varighet. En rørledning dimensjoneres logisk nok etter forventet produksjonstid, og avgjørende for dette er uttynning i rørveggene på grunn av innvendig korrosjon og erosjon. Rørledning utsatt for utmatting er frie spenn, ref. kapittel 5.

Et tilleggsmoment her er at oljeselskapene opplever å få en lengre produksjonstid enn først antatt, og dermed må rørledninger undersøkes og godkjennes for dette.

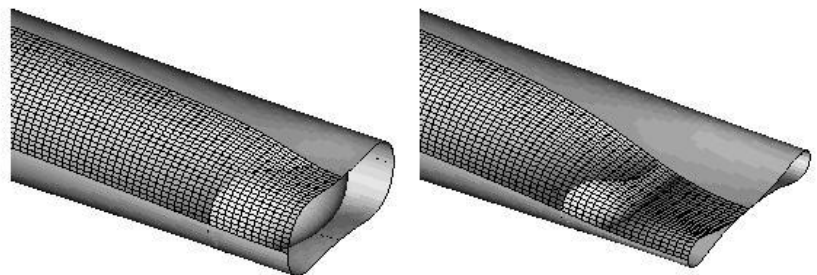
3. Krefter på en rørledning

Foruten påkjenninger direkte fra hovedfunksjonen som transportmiddel, vil en rørledning være påkjent av krefter fra rørets egen masse, så vel som hydromekaniske krefter og konsentrerte krefter fra omgivelsene. For de forskjellige påkjenningsformene vil røret ha virkemåter som er typiske for ulike konstruksjonselementer:

- Innvendig trykk
- Utvendig trykk
- Bøyning
- Aksialt strekk
- Aksialt trykk
- Skjærkrefter
- Torsjon
- Støtpåkjenninger

De fleste påkjenninger vil forekomme i kombinasjoner, og kan dessuten ha dynamisk karakter. Innvendig trykk er en viktig belastning i driftstilstanden. Videre kan restpåkjenninger i røret fra leggingen være tilstede i form av aksialkraft og eventuelt bøyemoment. Frie spenn gir også opphav til krefter i røret.

På dypt vann skaper det utvendige trykket spesielle stabilitetsproblemer for rørtverrsnittet, i forbindelse med såkalt forplantende bule. Forplantende bule foregår ved utvendig trykk og er en knekningsform som har likhetstrekk med ren ringknekning ved utvendig trykk. (Se figur 3.1). Under leggingen er røret mest utsatt for påkjenninger som kan forårsake buler, men også under drift kan slike påkjenninger opptre.



Figur 3.1 Ringknekning ved utvendig trykk

Røret på bunnen vil være utsatt for miljømessige påvirkninger så vel som mekaniske påkjenninger fra menneskelige aktiviteter. De miljømessige påvirkninger som forårsakes av bølger og strøm, flotasjonskrefter for et nedgravd rør, er i stor grad bestemmende for rørets neddykkede vekt. For mekaniske påkjenninger på røret, i hovedsak forårsaket av fiskeriaktivitet.

Røret kan også bli utsatt for andre mer eller mindre tilfeldige påkjenninger på bunnen som kan gi opphav til skader, for eksempel:

- undergraving
- vandrende sandbølger
- seismisk aktivitet
- ras
- sabotasje

Undergraving og vandrende sandbølger er resultatet av påvirkning fra bølger og strøm på bunnsedimentene, og kan føre til dannelse av frie spenn. Denne typen frie spenn kan til en viss grad unngås ved tilstrekkelig dyp nedgraving. Seismisk aktivitet og ras er forhold som man vanskelig kan ta hensyn til under dimensjoneringen på annen måte enn at en prøver å unngå områder med spesiell fare for dette. Undervannsrørledninger vil være et lett mål for sabotasje, og nedgraving vil bare i begrenset grad gi effektiv beskyttelse.

3.1. Styrkeforhold

Rørets evne til å ta opp krefter er for de fleste påkjenningsformer enkelt å beregne ved vanlige metoder. Dette gjelder særlig påkjenninger røret utsettes for under drift, som for eksempel innvendig trykk, temperaturspenninger og bjelkevirkning ved frie spenn. For utvendig trykk og bøyning er det behov for i detalj å kjenne til rørets virkemåte i det plastiske område, utover det elementære styrketeori kan gi. Dette gjelder særlig vurdering av spesielle stabilitetsegenskaper for røret med hensyn til buling, bøyestyrke i overgangssonen mellom elastisk og plastisk område, samt total momentkapasitet med og utvendig trykk. Buleproblemene blir spesielt framtrepende på dypt vann, og kan være avgjørende for valg av vegtykkelse.

3.2. Innvendig trykk

En viktig belastning i driftstilstanden er innvendig trykk i røret. Dette trykket utgjøres av differansen mellom driftstrykket og det utvendige vanntrykket på ethvert sted langs røret. Trykket er størst ved utløpet fra pumpe eller kompressorstasjon og avtar med avstanden til leveringsstasjon. Ved store dybdevariasjoner langs traseen eller ved store trykkfall, kan trykkdifferansen i gassledninger variere fra stort innvendig trykk til utvendig trykk.

Røret er vanligvis fastgodd mot forskyvninger, og det vil da oppstå strekk eller trykkspenninger i akseretningen. Denne spenningen vil tilnærmet kunne uttrykkes:

$$\sigma_y = -\alpha ET + \mu\sigma_x + \sigma_r \quad (\text{Ligning 3.1})$$

α - lineær temperaturutvidelseskoeffisient

T - temperaturforskjell mellom vann og rørmateriale

μ - Poisson's tall

σ_x - ringspenningen ved innvendig trykk

σ_r - restspenning fra legging, som utgjøres av aksialspenning (trykk) pga. utvendig hydrostatisk trykk og aksialspenning pga. horisontalkraft under legging.

Ved transport av olje kan T være av størrelsesorden 50 °C som tilsvarer en temperaturspenning (trykkspenning) på 130 N/mm². σ_r vil på større dyp også være trykkspenning, på 300 m dyp i størrelsesorden 20-30 N/mm². Tverrkontraksjonspenningen $\mu\sigma_t$ vil helt eller delvis kompensere for denne spenningen slik at det ikke er grunn til å vente aksielle trykkpåkjenninger av betydning.

Som dimensjoneringskriterium ved toakset spenningstilstand er det vanlig å bruke Mises flytkriterium:

$$\sigma_j = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2 - \sigma_x \sigma_y + 3\tau_{xy}^2} \quad (\text{Ligning 3.2})$$

For rørberegninger vil skjærspenningen vanligvis være neglisjerbar. /2/

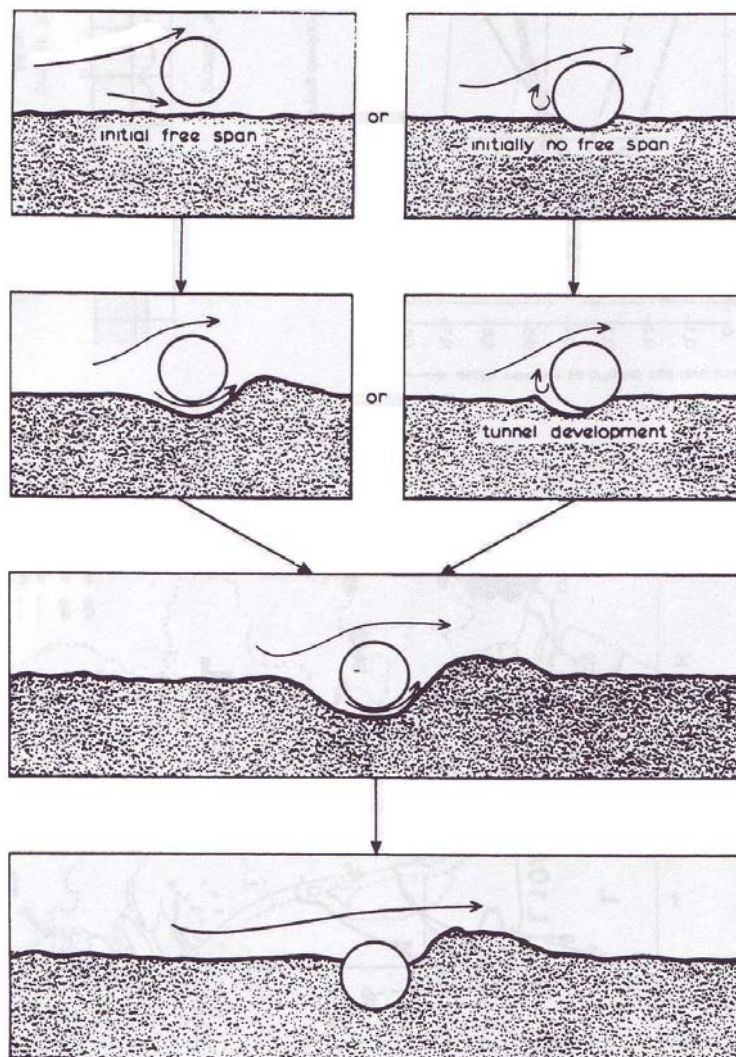
3.3. Strømning

Strømning har betydning for dynamiske bevegelser påført en rørledning og på havbunnen. Enten ved at den induserer vibrasjon eller pendling på et frispenn, eller eroderer havbunnen og skaper eller forverrer et frispenn, eller "graver ned" en rørledning. Erosjon og strømning er to fenomen som har tett sammenheng.

I tillegg til frispenn kan også en rørledning liggende på havbunnen kunne påvirkes direkte av strømning. Dersom den er for lett, vil den kunne gli sideveis under påvirkning av havstrømmer og bølger. På den annen side, om den beregnes for tung, vil konstruksjon og installasjon bli vanskeligere, og det vil kreve mer materiale.

En havstrømning mot en rørledning danner en hydrodynamisk kraft. En høytrykksregion genereres i den nedre delen av oppstrømssiden, og over toppen av rørledningen er hastigheten høyere enn om vannet strømmer fritt. Strømmen deles, og akkurat hvor på rørveggen denne delingen skjer avhenger av hastigheten. Strømningen er noe ustødig nedenfor delingspunktet, og en serie av virvler dannes. En lavtrykksvirvelstrøm danner seg på nedstrømssiden. (Figur 3.2)

Dersom rørledningen ligger litt over havbunnen, vil det oppstå en høyhastighetsstrømning under røret, på grunn av trykkdifferansen mellom oppstrøms- og nedstrømssiden. Hvis havbunnen er av et sediment, vil den høye strømningshastigheten erodere havbunnen og avstanden mellom røret og bunnen vil øke med tiden.



Figur 3.2 Trinnvis framstilling av tunell-erosjon
Illustrerer hvordan en rørledning kan "begrave seg selv"

I begge disse tilfellene vil trykkforskjellene rundt røret danne en hydrodynamisk kraft i horisontal og vertikal retning. Den horisontale kraften, kalles

gjærne "drag", i nedstrømsretning, og den vertikale kraften virker ofte oppover, såkalt "lift". Kreftene kan være vanskelige å beregne i en uforutsigbar strømnng da de vil variere svært mye, spesielt dersom strømnngen skifter retning.

Ut i fra fluiddynamikkteori er en rørlledning en stump gjenstand. Et grensesjikt deles fra toppen på røret når vann strømmet over, og en virvel dannes på nedstrømsiden. Klassisk potensiell teoriberegning er ikke tilstrekkelig for å beskrive denne type strømnng.

Hydrodynamiske krefter blir spesifikt beregnet av teoretiske modeller som inneholder koeffisienter basert på erfaring og eksperimenter. Kreftene i en jevn strømnng er relativt greie å forstå seg på, i motsetning til ujevn, varierende strømnng.

Sikkerhet mot bølgekrefter krever at det er nok motstand mot sidevegs bevegelse i røret til å motstå hydrodynamiske krefter.

3.3.1. Tidevann

Den største komponenten i en delvis jevn strømnng er tidevann. Geografisk spesifiserte opplysninger finnes tilgjengelig for de fleste kystområder, fra grafiske fremstillinger til loggførte data. Statens kartverk Sjø, og Meteorologisk institutt har data logget for store deler av norskekysten. Denne infoen er som regel god nok til å beregne strømnngen skapt av tidevann.

Ikke all "halvjevn" strømnng er tidevannsrelatert. I et relativt grunt farvann som deler av Nordsjøen vil stormflo også kunne innvirke betydelig på vannstanden.

3.3.2. Modellering av strømnng

I de fleste områder finnes det tilgjengelig bølgeadata, enten fra bølgemålere på bøyer, eller på plattformer, eller mindre pålitelige visuelle målinger fra fyrskip eller handelsskip. Denne type data logges av meteorologisk institutt og av oljeselskapene selv, og brukes typisk for å finne bølgehøyde og periode for aktuell årstid.

En bølge påvirker en rørlledning gjennom den svingende strømnngen den skaper, og hastigheten beregnes ut i fra bølgehøyde og periode.

Dette er et problem innen fluiddynamikk. Et antall teoretiske fremgangsmåter finnes: de er ikke i konflikt, men representerer alternative idealismer innhentet i forsøk på å løse matematiske vanskeligheter, og for å oppnå balanse mellom målenøyaktighet og kompleksitet.

Den enkleste fremgangsmåten er Airy bølge teori: En teori for overflatebølger på vann, også kjent som lineær bølge teori. Teorien som forutsetter at bølgekrappheten er liten ($H/\lambda \ll 1$) og at vanddypet er mye større enn bølgehøyden ($d/H \gg 1$), gir følgende uttrykk for overflatehevningen:

$$\eta(x, t) = \frac{H}{2} \cos(\omega t - kx) \quad (\text{Ligning 3.3})$$

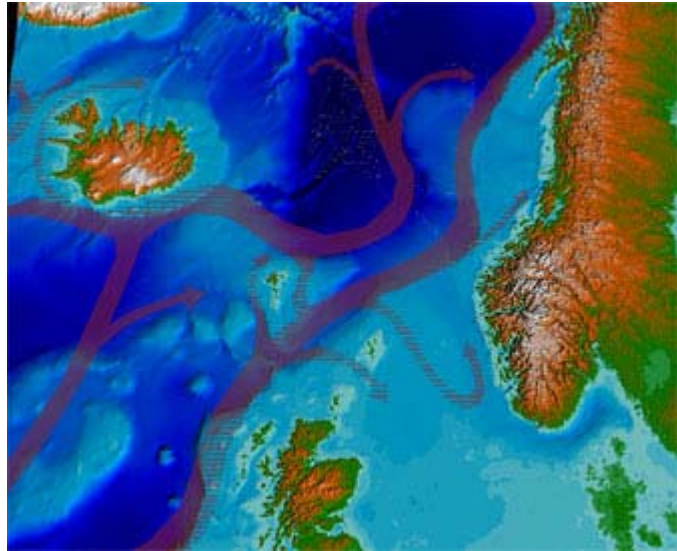
H er bølgehøyden, $k = \frac{2\pi}{\lambda}$ er bølgetallet, og ω er bølgefrequensen. Vannpartiklene beveger seg i lukkede elliptiske baner der halvaksler avtar med dypet, og som har sirkler eller rette linjer som grenseverdier for henholdsvis bølger på dypt ($d/\lambda > 1/2$) og på svært grunt ($d/\lambda \ll 1/2$) vann. /3/

Bølgeindusert strømning er aktuelt ned til rundt 150m vanndyp. På dypere vann enn dette merker man lite til hva som skjer på overflaten.

3.3.3. Dypvannsstrømning på Ormen Lange feltet

Varm nordgående Norsk-Atlantisk strøm, og kald sørgående polarstrøm forårsaker helt spesielle strømnings- og temperaturforhold i Ormen Lange-området. Vannmassene i overflaten og ned til ca. 5-600m dyp består i hovedsak av Atlanterhavsvann transportert nordover av Golfstrømmen.

Fra 5-600m og nedover består vannmassene av kaldt vann fra Grønlandshavet med temperatur ned mot -1 grad Celsius. Grensen mellom disse vannmassene danner et markant grensesjikt som sammen med sokkelskråningen etter Eggaraset til tider kan forårsake store strømhastigheter. Strømforholdene nær bunnen er også påvirket av den svært ujevne havbunnen i området. Strømforholdene stiller store krav til dimensjonering av rørene som skal transportere gassen fra feltet til land, spesielt i områder der den blir liggende i frie spenn på grunn av den ujevne havbunnen. /12/



Figur 3.3 Golfstrømmen som går inn mot land på Møre

4. Termisk buling av rørledninger

Å ta hensyn til termiske bevegelser i undervannsrørledninger er et viktig konstruksjonsvilkår. Historisk sett har man vurdert termiske bevegelser i den frie enden av rørledningen, ved å montere ekspansjonssløyfer mellom rørledningen og den faste installasjonen.

I dette kapitlet ser vi på to fenomener som er spesielt rettet mot utviklingen av undervannsrørledninger. Fenomenene er sammentrekning av rørledningen, og termisk buling.

En viktig faktor som man må ta hensyn til er friksjonen mellom rørledning og havbunn. Denne friksjonsfaktoren er den regulerende faktor når det gjelder buling. Variasjon i friksjonsfaktor kan ha store konsekvenser for langtidsvirkningene til rørledningen. Konstruksjonstiltak som man bør ta hensyn til for å unngå buling er stedvis steintildekking. Stein plasseres på utvalgte steder langs rørledningen. Denne metoden tillater buling mellom steinfyllingssonen. Meningen er å begrense lengden på bulingssonen (små buler).

Men der rørledninger med mindre diameter blir tilkoblet, vil en ekspansjonssløyfe øke systemets installasjonskostnader. Så i slike tilfeller vil det finnes et motiv for å bruke en direkte innkobling uten ekspansjonssløyfe, til tross for at en slik direkte kobling vil resultere i høyere komprimeringskrefter i rørledningen.

Der vi har rørledninger direkte koblet til undervannsbrønnhoder og manifolder, er også temperaturen betydelig høyere enn i de mer tradisjonelle rørledningskonstruksjonene.

Resultatet av disse to faktorene er at røringenieren ofte må vurdere muligheten for buling på bakgrunn av høye komprimeringskrefter i rørledningen. Konstruktøren må ta hensyn til disse faktorene ut i fra hele levetiden på rørledningen.

4.1. Betingelser for termisk buling

Faktorer som er med på å fremskynde termisk buling:

- Stor temperaturendring
- Stor trykkendring
- Liten diameter (liten fleksibel stivhet)

Rørledninger med små indre spenninger kan bule ved lave temperaturendringer. Vertikal buling av rørledningen er begrenset til spesielle metoder, som ikke nødvendigvis er i samsvar med den minste størrelsen for initiering av en bule.

Den delen av rørledningen som er mest utsatt for termisk buling er i rørledningsinnløpet, altså der driftstemperaturen er høyest. De fleste rørledninger har ekspansjonsutstyr ved innløpet, som skal frigjøre de termiske kompresjonskreftene. Seksjonen som er mest utsatt blir forskjøvet fra innløpet til det stedet det er tilstrekkelig friksjon til å stabilisere rørledningen og forhindre aksial bevegelse. Denne distansen er generelt fra 1-10 km, avhengig av rørledningens vekt, driftsforhold, m.m. Ved denne avstanden kan det termiske varmetapet fra rørledningen være tilstrekkelig til å senke rørledningstemperaturen under buletemperatur og dermed eliminere risikoen for buling.

I spesielle tilfeller benytter man seg ikke av fordelene ved å la innløpet ekspandere fritt. Eksempler på slike tilfeller er rørledninger som blir trukket inn til fjernstyrte brønnhoder ved

hjelp av direkte inntrekking eller J-tube uten ekspansjonssløyfe. I slike tilfeller har rørledningen store indre spenninger, og den termiske sammenpressingen er høy over store lengder. På grunn av visse tilfeldigheter sammen med et varmt innløp, kan dette resultere i at den mest utsatte seksjonen beveger seg tilbake til en plassering som ligger nært opp til innløpet hvor temperaturen er høyest. Ved direkte inntrekking er det en vesentlig større risiko for termisk buling.

4.2. Mekanikken bak termisk buling

Rørledninger er utsatt for buling når den innvendige temperaturen overstiger omgivelsestemperaturen, på havbunnen har vannet de fleste steder en jevn temperatur på +4 °C. Temperaturen til rørledningen skyldes det innvendige mediet som strømmer, det være seg gass, olje eller kondensat. Som et resultat av varmen til transportmediet må man foreta tilstrekkelige forhåndsregler slik at rørledningen skal kunne utvides i aksial retning. Hvis man hindrer aksial ekspansjon, vil man risikere kompresjonskrefter høyere enn tillatt, som vil fremskynde buling.

Denne type buling er avhengig av faktorer som:

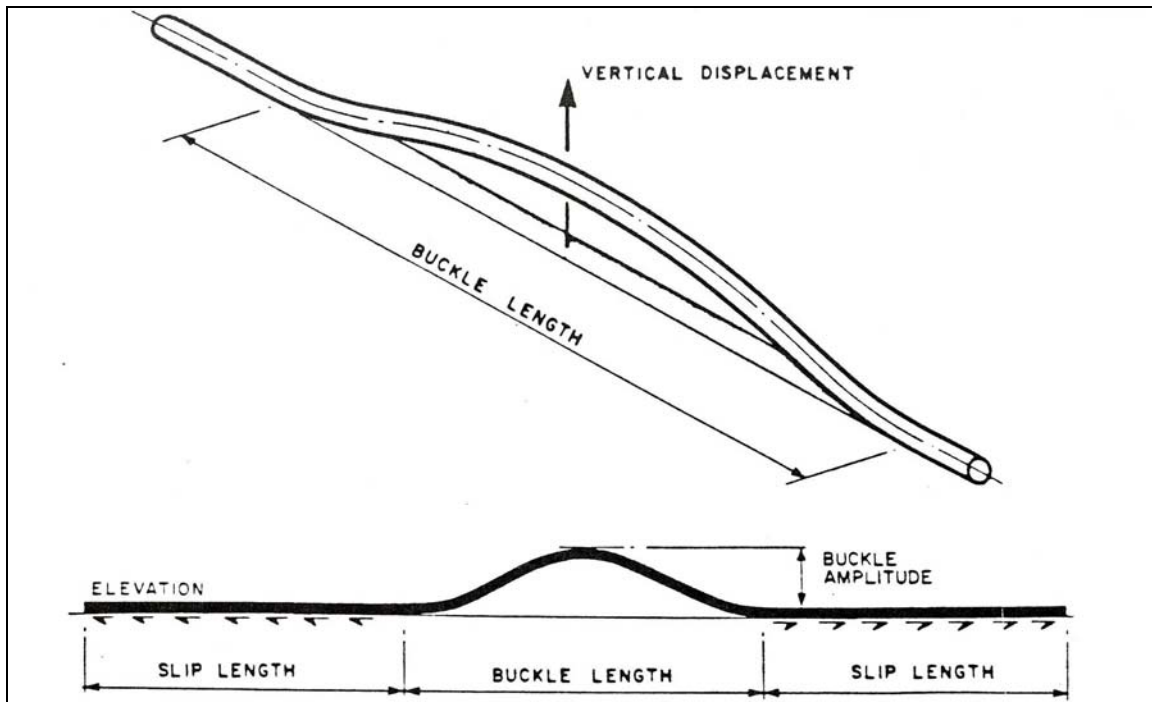
- Rørledningens dimensjoner:
 - Diameter – D/t-rate (Diameter/veggtykkelse)
 - Veggtykkelse
 - Materialets E-modul
 - Utvidelseskoeffisienten
- Rørledningenes friksjonskoeffisient mot havbunnen
- Metoder som skal motvirke buling:
 - Ankre
 - Grøfter
 - Nedgraving/tildekking av rørledningen
 - Plassering på havbunnen i forhold til konturene

Normalt når temperaturen i rørledningen øker vil man få buling ved en kritisk temperatur. Den ubulede rørledningen tilfredsstiller likevektsbetingelsene, men er allikevel ustabil.

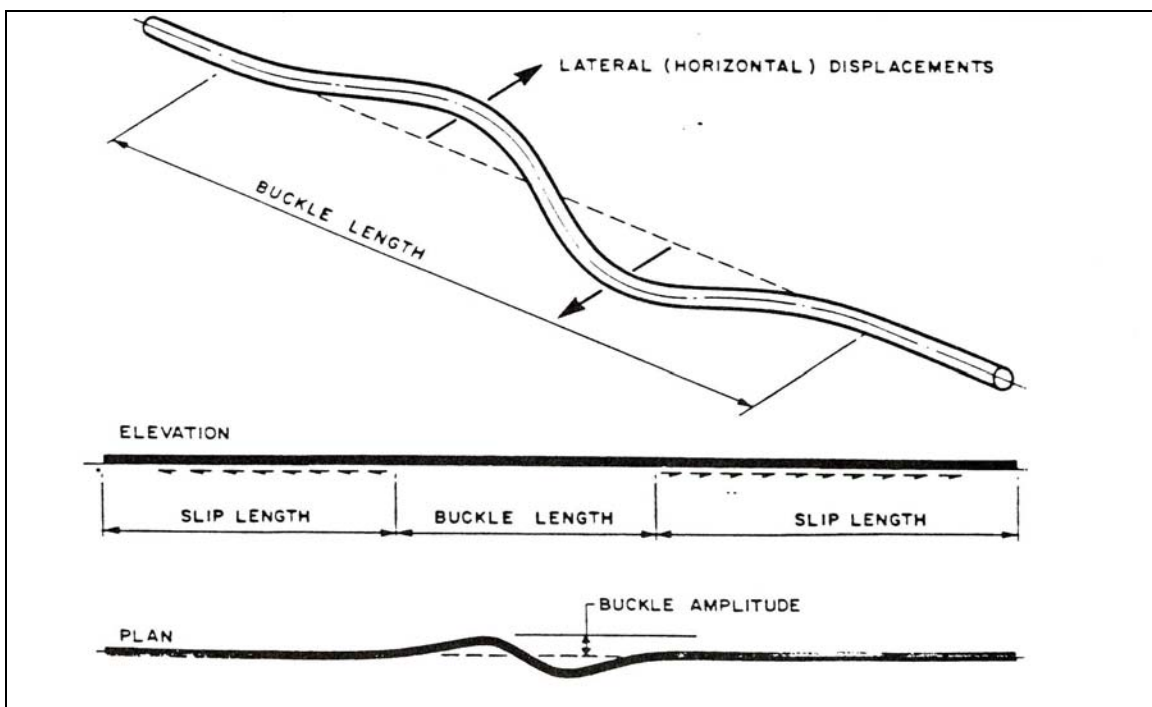
Teorien som anvendes for studier av rørledningenes termiske buling, ble utviklet først og fremst av forskere som undersøkte problemet i forbindelse med helsveiste jernbaneskinner. I den forbindelse er det de aksielle- og sidespenningene som motvirker vertikal og horisontal forflytning, forutsatt at det er relativt fast underlag. Ved innsente undervannsrørledninger har man sørget for at egenvekten og friksjonen mot havbunnen er tilstede ved hjelp av forankring, nedgraving eller steindumping. I lange rørtrasèer uten noen slags form for aksial låsing av rørledningen, kan problemet bli noe mer komplisert. Dette fordi initiering av bulen er avhengig av lokale avvik i rørledningens posisjon.

Studier har vist at det er to fundamentale bulingsmetoder for rørledninger som hviler mot havbunnen:

- Vertikal buling
- Sideveis buling



Figur 4.1 Vertikal buling/utknekking på rørledning



Figur 4.2 Horizontal buling/utknekking på rørledning

Vertikal buling er en oppdrift av rørledningen fra havbunnen. Den ønskede bølgeform for dette tilfellet er en enkel halv bølge, som løfter og øker amplitudeutslaget og bølgelengden. Dette vil gi en økning i temperatur. Kraftene som skal til for å motvirke denne type buling er sammensatt av vekten til rørledningen, stivheten og innholdet i den.

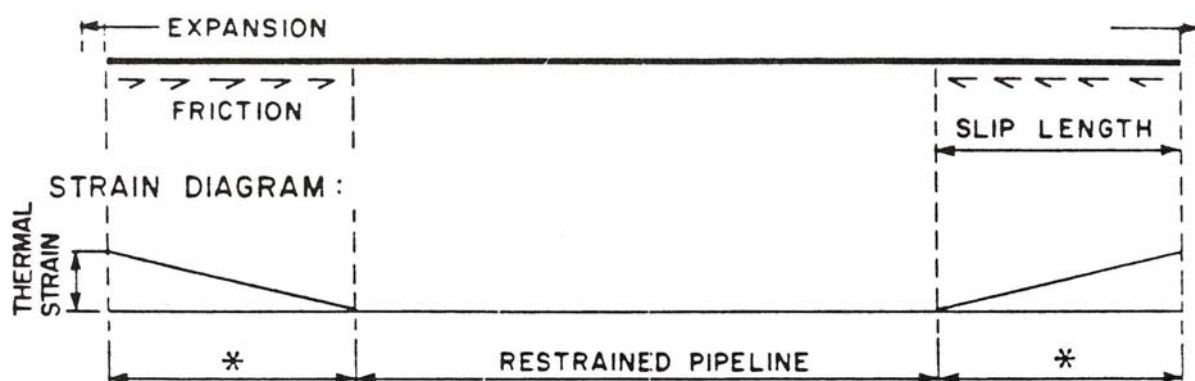
Horisontal buling oppstår som buling ut sidevegs. Den ønskede bølgeformen er en lokalisert usymmetrisk hel bølge. For å motvirke denne type buling er det nødvendig med en tverrfriksjon mellom rørledningen og havbunnen.

Det har vist seg at rørledninger som ligger på havbunnen har kritisk buletemperatur for både horisontal og vertikal buling, den kritiske temperatur for horisontal buling er noe lavere enn for vertikal. Når rørledningen er nedgravd eller på andre måter holdt fast, er det sannsynligheten størst for vertikal buling. Ved slik vertikal buling kan det i tillegg forekomme såkalt "flop-over". Den bulede rørledningen søker da en posisjon etter minste motstands vei, og roterer slik at den bulede profilen blir liggende i horisontalplanet. Etterfulgt av dette forløpet vil det være en mulighet for videre horisontal buling, som vil kunne gi ytterligere temperaturøkning. Ved strømning normalt på røraksen er en slik vertikal buling ekstra utsatt for slik "flop-over".

For å oppnå maksimalt amplitudeutslag, som er definert som den maksimale sidebevegelsen rørledningen kan få, bør man ta med begge buleretningene. Det viser seg at det verste tilfellet for amplitudeutslag forekommer ved vertikal buling, fordi rørledningen da ikke har mulighet til å gå tilbake til sin opprinnelige posisjon.

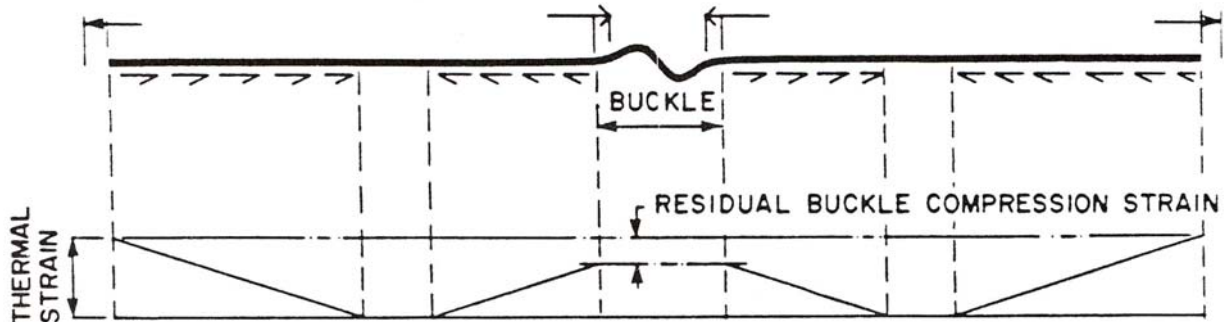
Ved horisontal og vertikal buling trenger man steder hvor forplantningen kan plassere seg. Dette gjøres ved at man har såkalte "slip-lengths" på hver side av den buleutsatte seksjonen. Ekspansjonen av denne "slip-lengden" kan være meget stor i forhold til bulens bølgelengde.

Innsnevringen av rørledningen på grunn av bulen kan bestemmes ved å vurdere spenningen i ledningen på begge sider av bulen. Spenningen som var tilstede før dannelsen av bulen er redusert til restspenninger i bulen. Differansen er friksjonsspenningen som kommer av bevegelsen til rørledningen på hver side av bulen. Omfanget av bevegelsene er beregnet fullstendig ved å summere hele spenningsdiagrammet, som vist på figur 4.3 og figur 4.4 Det er kjent at økningen av hele den totale spenningen kommer av friksjonen mellom ledningen og havbunnen. En lav friksjonskoeffisient gir en lav økning av spenningsverdi og derfor stor utvidelse. Friksjonskoeffisienten må derfor ha en betydningsfull innflytelse på innsnevringen av rørledningen, og derfor er størrelsen på bulingsamplituden et resultat av rørspenningen.



Figur 4.3 Rørledning som blir holdt tilbake mot termisk forlengelse.

Figur 4.3 viser en rett rørledning som blir holdt tilbake og balansert mot lengdeutvidelse av friksjonen mot underlaget. Rørledningen holder en høy aksial spenning, men den har ikke enda nådd buletemperatur.



Figur 4.4 Delvis avlastet rørledning etter økt temperatur og ekspansjon.

Figur 4.4 viser rørledningen som har nådd buletemperatur, det vil si at forlengelseskreftene har overvunnet friksjonskreftene og buling har oppstått. Restspenningene ser man mellom friksjonsretningene.

4.3. Utvikling av buler over tid

I det forrige avsnitt kom vi fram til at friksjonen mellom rørledningen og havbunnen er en regulerende faktor for buling. Variasjoner i friksjonen har derfor en stor effekt på langtidsvirkningene til sårbarheten på ledningen når det gjelder termisk buling.

Årsakene til redusert friksjon kan være:

- Variasjoner i trykk og temperatur
- Variasjoner i bunnforhold og karakteristikk
- Uvær, som medfører at rørledningen beveger seg
- Bevegelser i havbunnen

Ved å overvåke trekraften under uttauing av rørledninger har man funnet at friksjonskoeffisienten ligger mellom 0,8 og 1,2 på en slett havbunn. Over tid vil friksjonen reduseres grunnet punktene nevnt over. Dette vil føre til en gradvis økning av rørledningens ekspansjon. Følsomheten av en varierende friksjonskoeffisient grunnet rørledningens ekspansjon er fastsatt i det følgende eksempelet. Her ser vi altså kun på effekten av høy temperatur.

Parametere:

- Rørdiameter, D : 0,4064m
- Veggtykkelse, t : 0,0159m
- Innstrømningstemperatur, T_{inn} : 70°C
- Inntrekkingstemperatur, T_a : 5°C

- Varmetapskoeffisient, β : $3 \cdot 10^{-4} \text{ m}^{-1}$
- Utvidelseskoeffisient, α : $11,7 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
- E-modul, E : $207 \cdot 10^9 \text{ N/m}^2$
- Vekt i vann, W : 1300 N/m
- Rørets tverrsnittsareal, A : $0,0195 \text{ m}^2$

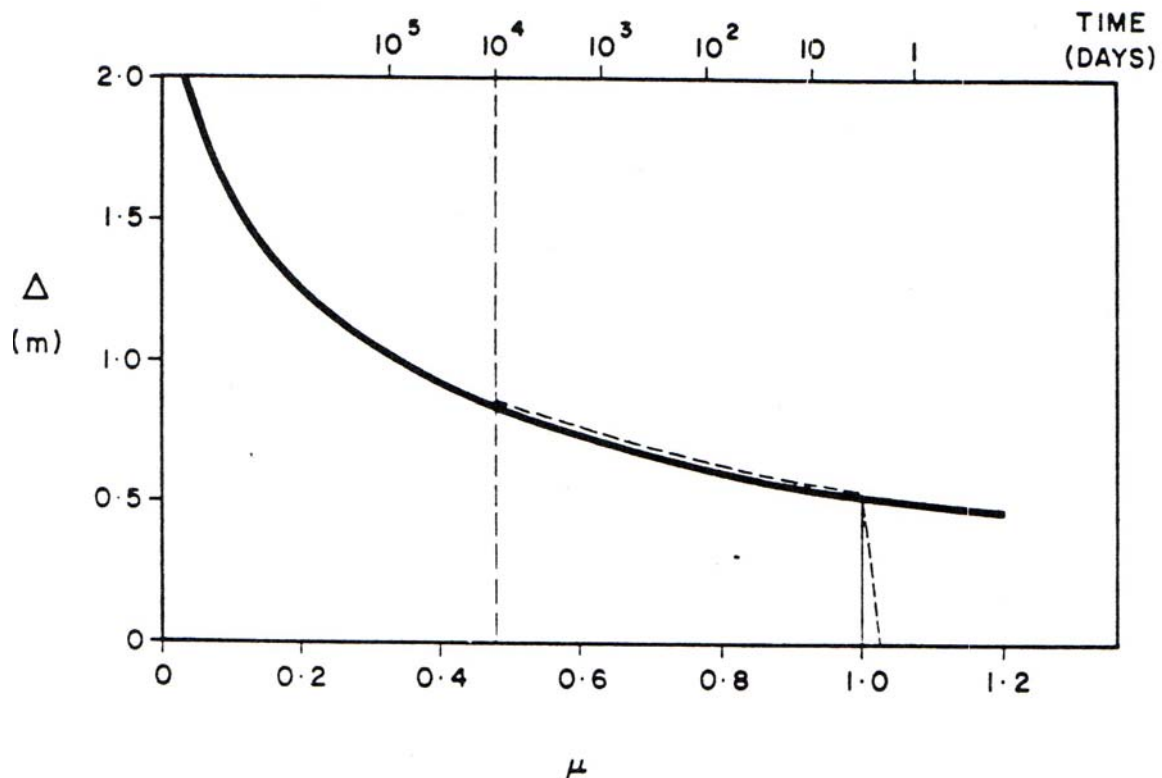
Rørledningens glidelengde L, er gitt ved:

$$L = \alpha \cdot (T_{\text{inn}} - T_a) e^{-\beta \cdot L} \cdot \frac{AE}{\mu W} = 2361 \cdot e^{E-3E-4 \cdot \frac{1}{\mu}} \quad (\text{Ligning 4.1})$$

Ekspansjonen til rørledningen er gitt ved:

$$\Delta L = \alpha \cdot (T_{\text{inn}} - T_a) \cdot \frac{1 - e^{-\beta L}}{\beta} - \frac{\mu W L^2}{2AE} = 2,535 \cdot (1 - e^{-3 \cdot 10^{-4} L}) - 1,61 \cdot 10^{-7} \cdot \mu L^2 \quad (\text{Ligning 4.2})$$

For varierende verdier av friksjonskoeffisienten μ , er ligning (1) integrert for å bestemme den avgjørende glidelengden. Ligning (2) uttrykker rørledningens ekspansjon.



Figur 4.5 Plot av termisk ekspansjon og friksjonskoeffisient

Figur 4.5 beskriver variasjonen til friksjonskoeffisienten gjennom rørledningens levetid. Når den er plassert på havbunnen vil friksjonskoeffisienten være tilnærmet 1,0. Når produksjonen settes i gang, vil utvidelsen fra startpunktet vare over en periode fra 1-2 dager. Utvidelsen som

følger denne perioden, øker i samsvar med den reduserte friksjonskoeffisienten under hele rørledningens levetid.

4.4. Konstruksjonsløsninger mot bevegelse

Det eksisterer forskjellige løsninger for å låse fast en rørledning mot bevegelse. Steindumping er en mye brukt løsning mot å forhindre buling. Men omfattende steinbeskyttelse langs hele rørledningen er svært kostbart, og er stort sett bare brukt på rørledninger mindre enn 14", hovedsakelig for beskyttelse mot tråling.

Et mye brukt alternativ er å låse rørledningen på utvalgte steder der man ønsker at den skal ligge i ro, og for å legge til rette bulesoner mellom låsepunktene. På denne måten tillater man at rørledningen skal kunne ekspandere i kontrollerte områder. Meningen med denne metoden er å begrense bulingssonen ved å innskrenke lengden på rørledningen, slik at rørledningen er i stand til å "oppta" bulingen. På denne måten fremstår det flere små kontrollerte buler mellom steinfyllingene.

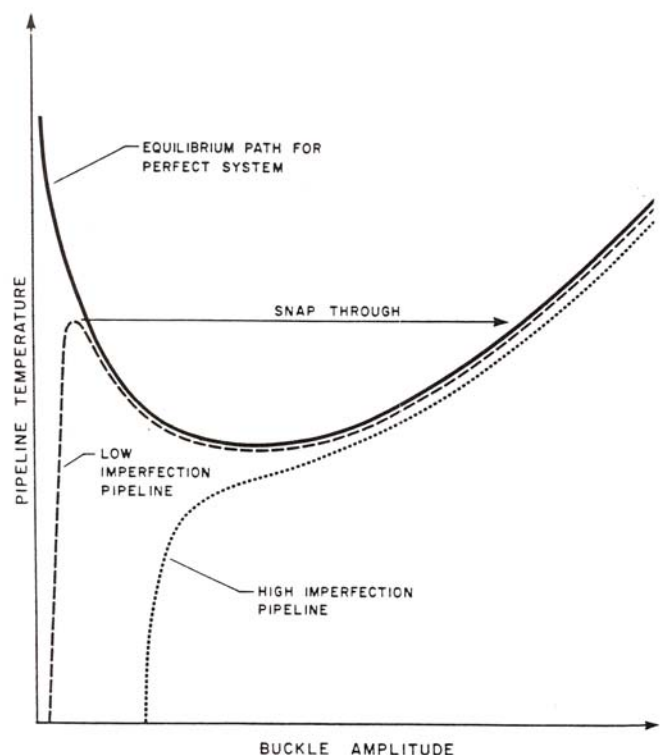
De maksimale utslagene for små buler kan defineres tilstrekkelig, og av dette kan man tillate spenningsbaserte kriterier for å bekrefte rørledningens service vennlighet. Et problem som en trenger å undersøke er om avstanden mellom hver steinfylling er tilfredsstillende, slik at en hindrer situasjoner som medfører buling i "upstream bay" av rørledningen.

Med henblikk på det stadig økende marginale felter under utvikling, er en mulig handlemåte å se bort i fra hele problemet med termisk buling. Rørledningen blir plassert på havbunnen og får lov til å bule seg når:

- Operasjonstemperaturen øker
- Friksjonskoeffisienten er redusert pga. rørets levetid

Hvert år blir det foretatt nøye oppsyn på rørledningene med hensyn på buling og måten den ligger på. Ut fra dette blir det eventuelt lagt ut nye steinfyllinger som skal stoppe/ redusere bulingen på rørledningen. Steinfyllingen blir utført i samband med disse undersøkelsene.

For å gjøre det lettere å forutsi bulingen under den årlige undersøkelsen, er det en fordel å lage feil i rørledningen. Alle rørledninger har noen typiske feil. En typisk feil kan være at røret er ovalt. Disse feilene har ingen stor innflytelse på bulens oppførsel. Figur 4.6 indikerer innflytelsen av store og små feil på et likevektstrasè-diagram. En rørledning med få feil har en uberørt bulingsamplitude selv ved høyere temperaturer i rørledningen. Med en gang en bule starter vil systemet bli ustabil og bulen vil da bryte sammen. Etter at bulen har brutt sammen vil den gå over til en stabil tilstand hvor det er store amplitude



Figur 4.6 Følsomhet for imperfeksjon i rør og virkning på bule.

utslag. Når det gjelder store feil i rørledningen, vil bulene bli tydelig større ved en gradvis økning av temperaturen. Dette gjør at dannelsen av buler er lettere å forutsi.

Feil i rørledningen kan skapes ved å legge rørledningen i en kurve. For dagens leggemetoder er dette ingen kunst. For korte rørledninger legges en enkel kurve og for de lange rørledningene legges den i en karakteristisk s-form.

Andre teknikker som er brukt for termisk buling er forspenning av rørledningen. Termisk buling er et resultat av aksial sammenpressning av rørledningen. Derfor kan sammenpressningen reduseres ved å forspenne ledningen og begynnende buling er forebyggt. En mengde teknikker er til rådighet for å få til en forspenning i rørledningen. Den mest brukte metoden er den hvor en bruker selve leggespenningen under installasjonen. Når man installerer fra et leggefartøy er denne spenningen meget lett å få til. Man sikter da til de store spenningene som er tilgjengelig under legging av små rørledninger.

Andre metoder som er brukt er strekking med ankre, nedsetting av pæler etc. Pælemetoden er mindre brukt da en får overført mindre spenning enn ved et leggefartøy. Denne metoden er derfor begrenset til korte ledninger. Unntaket er om man tilfører store spenninger.

Hensikten med forspenningsteknikken er at man ønsker å opprettholde forspenningen inntil produksjonsstart. Ved de frie rørledningene kan ikke dette oppnås uten forankring av rørledningene. Grunnen til dette er at rørledningene vil trekke seg sammen. Denne delen av rørledningen er mindre utsatt for buling, og tapet av spenningene er derfor av mindre interesse. Forspenning av innspente seksjoner er opprettholdt så lenge spenningen ikke blir redusert. En reduksjon av innspenningene kan komme av variasjoner i friksjonsmotstanden mellom røret og havbunnen. Dette medfører at de frie endene i ledningene vil utvide seg, og at den motsatte enden vil trekke seg sammen.

Forutsatt at friksjonsmotstanden ikke varierer noe særlig, bør motstanden i røret opprettholdes. For å dempe tapet av forspenningen bør endene til rørledningen ankres fast etter installasjon. Dette for å forhindre sammentrekning av rørledningen.

Teknikken for oppspenning av rørledningen ved hjelp av ankre har i hensikt å stabilisere rørledningen under høye strømningsbelastninger. En ser derfor at denne metoden har flere fordeler under drift av rørledninger. /4/

4.5. Aksiell krypning

Aksiell krypning er når rørledningen løfter seg vertikalt, og denne vertikale bulen forflytter seg langs rørledningens lengderetning. Det er trykkspenning på det ene siden av bulen, og strekk på den andre siden. Den første bulen overfører kraft i den retning motstanden er minst, og lager en ny vertikal buling et annet sted langs rørbanen. På denne måten kan en rørledning åle seg aksielt bortover. Et eksempel er Scott feltrør, som har 7 meter aksiell bevegelse.

Betingelser som utløser aksiell krypning:

- Rørledningen må gjennomgå mange oppvarming- og nedkjølingssykluser
- Rørledningen må gå fra å være "lang" til "kort" ved operasjonstemperatur
- Ved oppvarming og nedkjøling må rør/jordsamvirke gå plastisk
- Krever en veldig bratt temperaturgradient ved varm ende under oppvarming
- Krever spesiell jordtype

Det skal store krefter til for å motstå aksiell krypning, dette kan også oppstå på rør som er tilbakefylte. Typisk problem på rørledninger opp i mot 10 km ved 120 °C. Måling av denne type bevegelse er en stor utfordring. /20/

4.6. Torsjon – ”Twist buckling”

Som vi var inne på i avsnitt 4.2 i forbindelse med vertikal buling kan det oppstå et torsjonsmoment i en rørledning ved såkalt ”flop-over”. Etter at røret har løftet seg opp kan det legge seg over på siden. Røret vil prøve å ”vri” seg over på siden, og det blir dannet skjærspenninger og torsjonsmoment. Maksimal skjærspenning finnes ved å bruke formelen

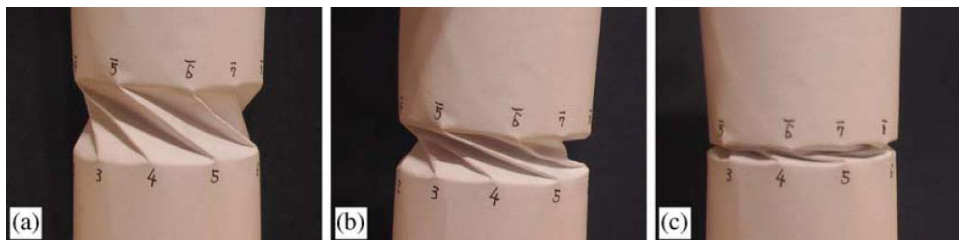
$$\tau_{\max} = \frac{T}{I_p} r \quad (\text{Ligning 4.3})$$

T = Torsjonsmoment

I_p = polart arealmoment

r = største radius til røret

Dersom det oppstår tilstrekkelig store torsjonskrefter kan røret få en så stor vridning at rørveggen deformeres som vist på figur 4.7.



Figur 4.7 Karakteristikk for ”Twist buckling”
Her illustrert med papirrull.

4.7. Utsatte rør ”varme soner”

Man har en såkalt varmsone for transportrørledninger, denne sonen er som regel innenfor 40 kilometers avstand fra produksjonsstedet. Utenfor varmsonen har temperaturen i det strømmende mediet sunket til omgivelsestemperatur, det vil si temperaturen på havbunnen. Da er ikke rørledningen lengre utsatt for bevegelse induert av temperaturendring.

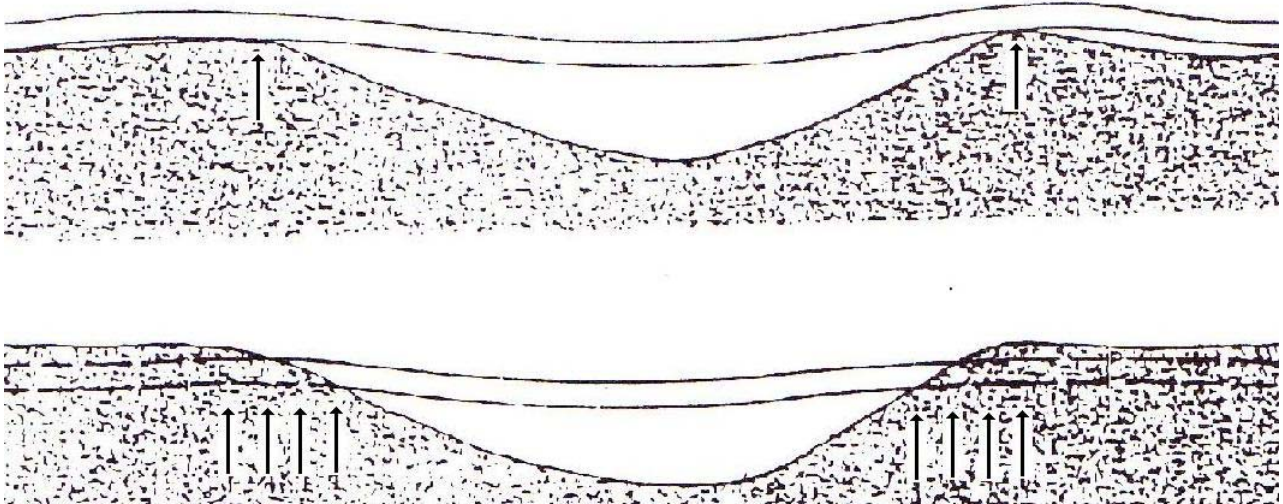
5. Frispenn

En rørledning som ligger på en ujevn havbunn former seg ikke nødvendigvis med profilen til havbunnen. Dersom røret ligger over havbunnen, for eksempel mellom to topper, får man et fritt spenn på røret. Røringeniører har vært bekymret for disse spennene på grunn av strømning som induserer pendling og vibrasjon, og følgelig utmattings-skader påført overbelastning på spennet. I et frispenn er rørledningen i tillegg ekstra sårbarhet i forhold til fiskeutstyr og anker. I områder der det drives trålfiske medfører frie spenn en risiko for fastkjøring av tråldører.

5.1. Statiske påkjenninger

Figur 5.1 viser situasjoner hvor røret henger i fritt spenn. Bøypåkjenningenes størrelse avhenger av rørets vekt og lengden av det frie spennet. Hvor langt spenn som kan aksepteres

ut fra hensynet til statiske påkjenninger avhenger av rørets vekt, materialkvalitet, dimensjoner og opplagringsforhold. Forutsatt at røret har "myk" opplagring ved endene av spennet, dvs. sand eller leire, vil røret tåle en viss plastisk deformasjon uten å få betydelige skader. Dersom røret hviler på bergknauser, kan lastene ved opplagringene medføre redusert momentkapasitet og dermed mindre tillatelig spennlengde.



Figur 5.1 Frispenn

Forutsatt elastisk-plastisk rør og fast innspenning, kan den spennlengden som gir maksimal bøyepåkjenning uten plastiske deformasjoner midt i spennet uttrykkes:

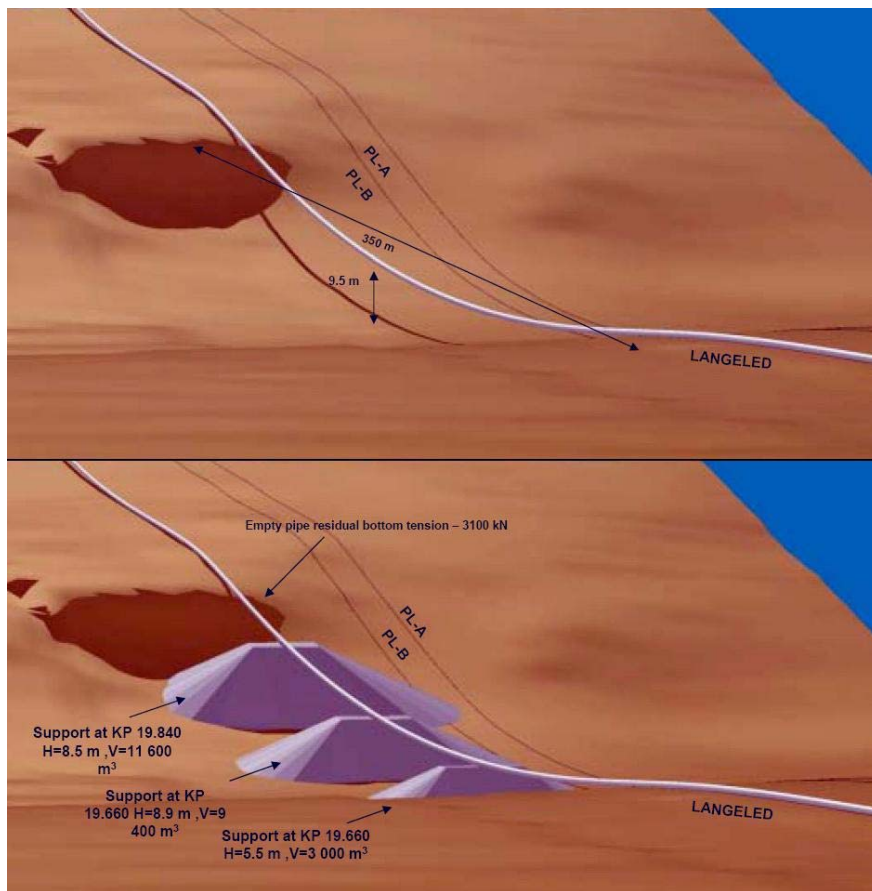
$$l_m \approx 4,2 \sqrt{\frac{t\sigma_f}{\tau}} \quad (\text{Ligning 5.1})$$

Hvor: t er veggtykkelsen i røret
 σ_f er rørmaterialets flytespenning
 τ er rørets romvekt i vann i fylt tilstand

Eksempel:

For veggtykkelse 2 cm, stålkvalitet API X65 og romvekt mellom 10 og 20 kN/m³ gir dette spennlengder på 85-120 meter. Flytning ved opplagerpunktene inntreffer ved $l = 0.85 \cdot l_m$

Det vanskelig å dimensjonere røret for å ta opp krefter ved store frie spenn. Dimensjoneringen vil i dette tilfellet gå ut på å sørge for at store frie spenn unngås, ved hensiktsmessige trasèvalg, og eventuelt forhåndspreparering av bunnen. Med forhåndspreparering menes at en bygger opp under røret med enten stein eller betong. (Figur 5.2)



Figur 5.2 Oppbygning under fritt spenn
Bildet er fra en kostvurdering av steindumping på "Langeled" (Ormen Lange)

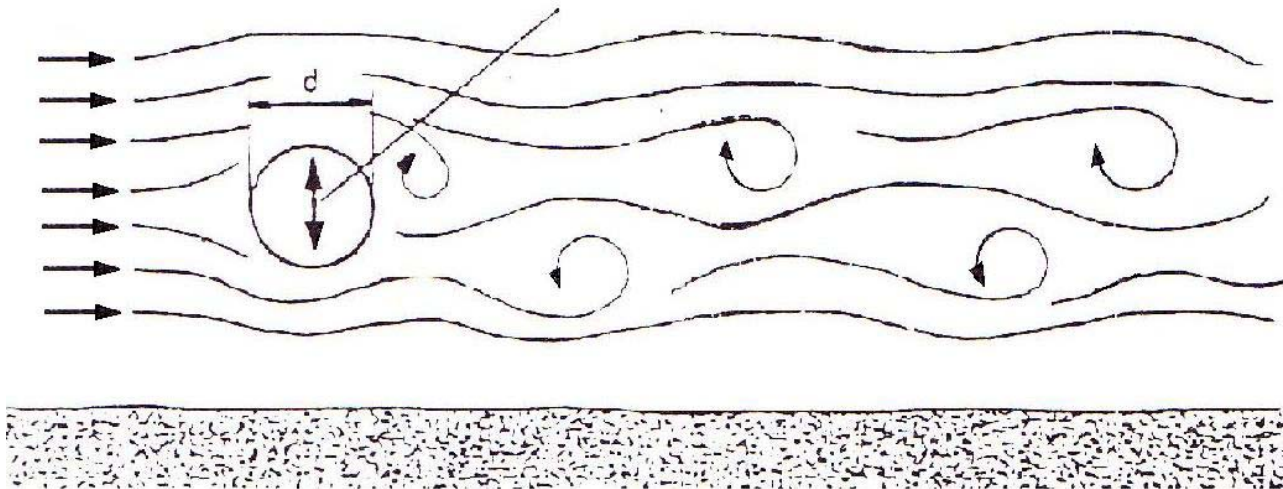
5.2. Dynamiske påkjenninger

Strøm på tvers av et fritt hengende rørs penn kan forårsake svingninger i røret. Dersom eksitasjonsfrekvensen ligger nær egenfrekvens, kan de vekslende bøyepåkjenningene bli så store at det oppstår utmattingskader på røret etter en tid.

Det er to forskjellige forhold som kan generere svingninger i røret:

- Varierende løftekraft
- Periodisk virvelavløsning

Førstnevnte fenomen kan opptre hvor røret henger nær bunnen over en lengre strekning, for eksempel på hardt, nesten flatt underlag, eller hvor røret hviler på bunnen slik at den strøminduserte løftekraften er stor nok til å løfte røret fra bunnen. Løftekraften avtar sterkt med økende avstand mellom røret og bunnen, og er nær null ved en avstand på 20 % av rørdiameteren. Ettersom løftekraften varierer i takt med rørets svingninger kan hvilken som helst svingefrekvens eksiteres. Størrelsen av eksitasjonskraften øker med kvadratet av strømhastigheten og med lengden av jevn høy spalte mellom røret og bunnen. Vanligvis byr ikke dette fenomenet på særlige problemer for normalt konstruerte rør.



Figur 5.3 Periodisk virvelavløsning

Periodisk virvelavløsning (Figur 5.3) gir vertikalkraft på røret som varierer i takt med frekvensen av virvelavløsning. Denne frekvensen kan beregnes etter følgende formel:

$$f_v = \frac{S_v}{d} \quad (\text{Ligning 5.2})$$

Hvor S er en dimensjonsløs faktor, Strouhalstall, som for aktuelle strømhastigheter og rørdiametre vil ligge i området mellom 0,18 og 0,25.

Den laveste egenfrekvensen for et fritt rørspekk kan beregnes som funksjon av spennlengde, opplagringsbetingelser samt vekt og stivhet av røret. Laveste egenfrekvens kan uttrykkes:

$$f_n = \frac{k\pi}{2 * l^2} \sqrt{\frac{EI}{m}} \quad f_n > f_v \quad (\text{Ligning 5.3})$$

Hvor:

- l - spennlengden
- EI - rørets bøyestivhet
- m - masse pr. lengdeenhet av rør og medsvingende vann
- k - faktor som avhenger av innspenningsforholdene:

-For fritt opplagt rør, k = 1,0

-For fast innspenning, k = 2,25

For å unngå resonanssvingninger i røret må lengden av frie spenn begrenses slik at rørets laveste egenfrekvens blir minst 20-30% høyere enn høyeste forventede virvelavløsningsfrekvens.

Tilsvarende for statiske påkjenninger kan det settes en maksimumsgrense for fri spennlengde:

$$l_m^2 = d^2 \frac{k\pi}{2S_v n} \sqrt{\frac{E}{2(d/t)\rho}} \quad (\text{Ligning 5.4})$$

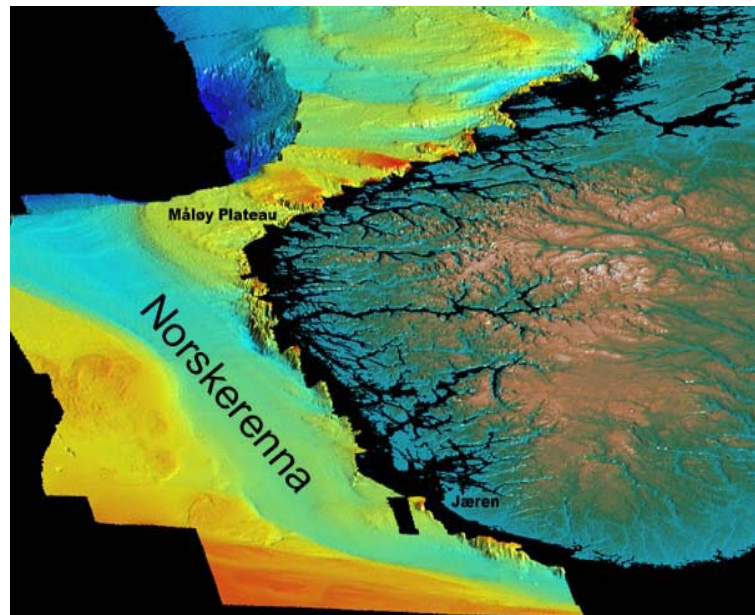
Hvor: ρ er masse av rør, innhold og medsvingende vann pr. volumenhet av røret.
 n er sikkerhetsfaktor for frekvensavstand

Spennlengden er proporsjonal med rørdiameteren og relativt svakt avhengig av rørets veggtykkelse og vekt. /5/

6. Bunnforhold i Nordsjøen

Forholdene på havbunnen har innvirkning på hvordan en rørledning kan oppføre seg på havbunnen. Som vi kom fram til i kapittelet 4 "Termisk buling av rørledninger" er friksjonen mellom rørledningen og bunnen er avgjørende for hvor og hvordan den vil forflytte seg. Vedrørende bule mellom to låste punkter, så viser erfaringen at røret ikke går helt tilbake til utgangspunktet dersom man avlastet røret, på grunn av friksjonen blir det hengende noe igjen. Et annet moment vi har vært inne i forbindelse med underlag er kupert terreng og frie spenn. I de siste nye feltene Ormen Lange og Kristin har man eksempler på "ekstremt" terreng, med utallige planlagte frispenn på rørledningene.

Den norske delen av Nordsjøen er dominert av de relativt grunne og flate områdene med rundt 100 meters dyp utenfor Norskerenna, mens områder med 300-400 meters dyp finnes i Norskerenna inntil norskekysten i nordøst og øst. Det grunne partiet er bredest i de sørlige delene og smalner av nordover. (Se Figur 6.1 og 6.4) Nedenfor beskrives bunnforhold nærmere, basert på en rapport utarbeidet av Det Norske Veritas (DNV 1999).



Figur 6.1 Norskerenna.

6.1. Bunntyper

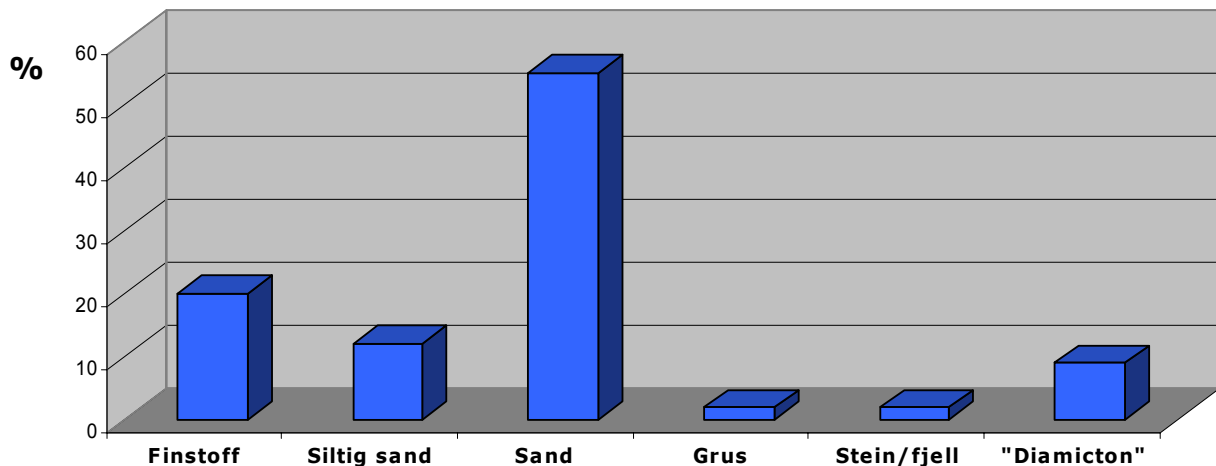
Bunntypene kan grovt deles i hardt substrat og bløtt sediment som begge kan deles videre i flere undertyper. Den økologiske betegnelsen "habitat" beskrives ofte ved sine fysiske egenskaper som i marine miljøer kan være bunntopografi, dybder, hydrografiske forhold (salinitet, temperatur), strømforhold og bunntype.

Eksempler på bunnforhold:

- **Ekofisk-området:** Bunnsubstratet i regionen er hovedsakelig sand og området er forholdsvis grunt (< 100 m).
- **Sleipner-området:** Bunnsubstratet i denne regionen består hovedsakelig av fin sand. Dypet i området varierer noe, men er hovedsakelig 100-125 m.

- **Oseberg-området:** Bunnsubstratet består hovedsakelig av sand med innslag av silt i dypere områder (dypet varierer mellom 100 og 200 m).
- **Tampen-området:** Regionen varierer i dybde (ca. 120 – 360 m) og har derved et mer varierende bunnsubstrat (fra sand til silt). Det fineste sedimentet (høy andel av silt) forekommer på de største dypene.
- **Haltenbank-området:** Berørt område karakteriseres med stort dyp og sediment som i hovedsak består av silt og leire, i enkelte områder er det funnet store forekomster av grus og større stein.

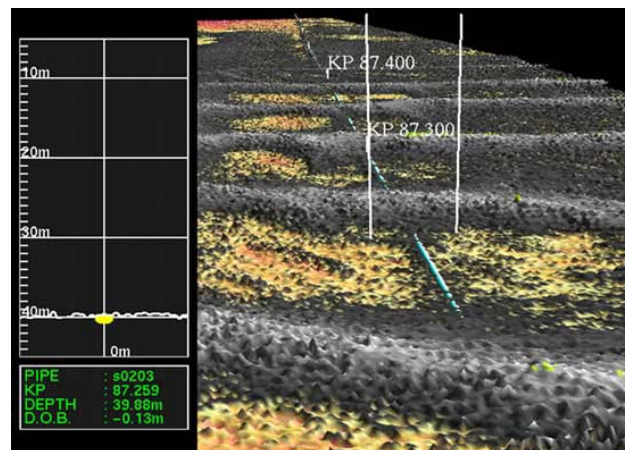
Figur 6.2 presenterer en fordeling av rørledninger på bløt- og hardbunn. Diagrammet viser at det vesentligste av rørledninger ligger innen bløtbunnshabitater, og dessuten med en betydelig andel innen områder hvor sedimentet har sterkt varierende partikkelstørrelse ("Diamicton").



Figur 6.2 Prosentandel lengde av rørledninger på ulike underlag

6.2. Dynamiske sedimenter

Marine, dynamiske havbunnsområder er steder, hvor bunnstrømme kan flytte rundt på sedimentene. Spesielt er dette ved ekstreme vannstandsendringer eller stormsituasjoner som induserer sterk strømning. Strømningen ses tydelig på fossile, let eroderbare sandavleiringer, der det omformes i et karakteristisk mønster dominert av store "sandbølger" ("sand waves" - Figur 6.3). Dannelsen begynner som erosjonsformer på oppstrømssiden og sanden transporteres nedstrøms, hvor der gradvis først dannes mindre sandribber og deretter sandbølger. /18/



Figur 6.3 Rørledning delvis begravd av "sandbølger"

På bløtbunn vil rørledninger etter hvert synke ned i bunnen. Nedsynking vil avhenge av lokale bunnforhold. Erfaringer fra Statpipe viser at rørledninger kan synke om lag $\frac{1}{2}$ diameter i løpet av 3-5 år. I deler av Nordsjøen foregår det en stadig transport av bunnsedimenter som følge av blant annet bølge- og strømforhold. I områder med sterk bunnstrøm kan rørledningenes og kablenes tilstand endres over tid. /1/

Refererer også til tidligere avsnitt i rapporten, 3.3 *Strømning*, der erosjon på grunn av strømning rundt rørledning er beskrevet.

6.3. Seismisk aktivitet

Norge har middels høy seismisk aktivitet i europeisk målestokk, og er det land med flest jordskjelv nord for Alpene. Selv om aktiviteten tilsynelatende er lav, har det forekommet jordskjelv av betydelig styrke.

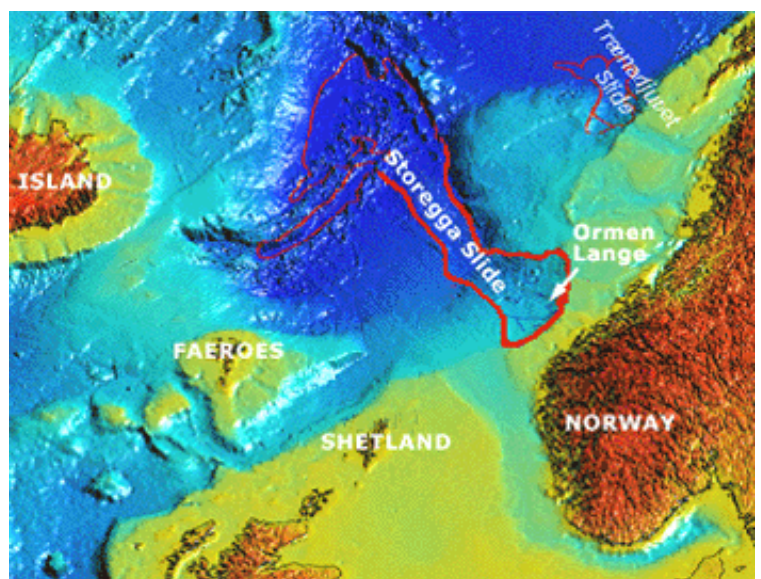
I 1819 inntraff det et skjelv med styrke 5.8-6.0 i Rana i Nordland fylke og i 1904 et skjelv med styrke 5.4 i ytre Oslofjord, som begge forårsaket en del materielle skader. Rett etter at innlandisen smeltet forekom det flere jordskjelv på Nordkalotten med styrke godt over 7, og fremdeles regner en med et visst potensiale for skjelv langt opp på 6-tallet på Richters skala i Norge.

Norsk Nasjonalt Seismisk Nettverk har som hovedoppgave å registrere seismiske hendelser lokalt og globalt, bearbeide data til bruk for seismiske risikoanalyser og for grunnforskning i seismologi. Nettverket produserer den grunnleggende databasen for jordskjelv i Norge og i norske farvann, inklusive en database om følte skjelv som inneholder nedtegninger om jordskjelv i Norge fra 1700-tallet og fram til i dag. NNSN består for tiden av 22 stasjoner på det norske fastland, Bjørnøya, Svalbard og Jan Mayen. Inntil 1984 besto nettet av 8 stasjoner og var 100 % finansiert av UiB. Utvidelsen til 22 stasjoner er i hovedsak finansiert av oljeindustrien på 1980- og 90-tallet. /8/

6.4. Undervannsskred

For ca. 8100 år siden gikk et av verdens største undersjøiske leirras ved Storegga, 100 km nordvest av Mørkekysten. Et område like stort som Island ut raste i Norskehavet. Fjordvannet steg med opptil én meter i minuttet. Langs kysten på Nord-Vestlandet steg vannet med fem til ti meter. Beregninger viser at vannet steg langt mer i fjordene. I ekstreme tilfeller med 40 til 50 meter.

Raset, som gikk på 300-2500 meters dyp, skapte en 10-20 meter høy flodbølge som nådde Norskekysten. Bakkanten av rasområdet er rundt 300 kilometer lang, og skredmassene raste omtrent 800 kilometer ut i dyphavet. Ormen Lange-feltet ligger sentralt i



Figur 6.4 Storegga - rasområdet. Her ser vi også "Norskerenna" som følger rundt kysten

rasgropa etter Storeggaskredet og nær den bratte raskanten med høyde på 200-300 meter opp mot kontinentalsokkelen.

Havdypet på feltet er 800 til 1100 meter og sjøbunnen i området er sterkt kupert - med topper som stikker 30 til 60 meter opp fra bunnen som en følge av raset. Selve reservoaret ligger om lag 2000 meter under havbunnen igjen.

Som operatør har Hydro gjort et omfattende arbeid for å undersøke om det er fare for nye ras. Det er brukt flere hundre millioner kroner og de fremste ekspertene i verden er engasjert for å undersøke denne problematikken. Konklusjonen er at de betingelsene som i sin tid utløste raset ikke er tilstede i dag. De ustabile sedimentene i området forsvant sammen med raset, og det ville kreve en ny istid for at et nytt slikt storskala ras skulle oppstått. /7/

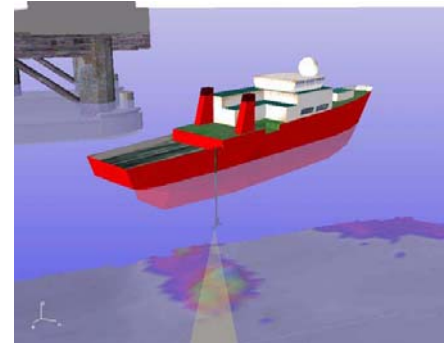
Som en oppsummering av dette avsnittet rundt bunnforhold i Nordsjøen, kan vi si at det som er avgjørende i forhold til rørbevegelse er først og fremst friksjonen mot havbunnen. Typer naturfenomen som ras, seismisk- og vulkansk aktivitet taes hensyn til ved planlegging og installasjon, men de representerer ikke en avgjørende faktor for bevegelse av rørledninger i drift.

7. Inspeksjon av rørbevegelse

For rørledninger utsatt for bevegelse (i varm sone) foretaes det som regel årlige inspeksjoner. Ellers, for hele rørledningsnettets underlagt Statoil har man som en hovedregel at alle rørledninger skal ha vært inspisert minst en gang i løpet av en 4-6 års periode, da mest med hensyn på ytre skader som kan være påført.

Dagens metoder for utvendig inspeksjon faller under begrepet "survey", som innbefatter havbunnskartlegging og rørledningsinspeksjon ved hjelp av ulike typer måleutstyr montert på enten et overflatefartøy, eller en fjernstyrt undervannsfarkost – "ROV".

For inspeksjon av rørbevegelse, benyttes forskjellige typer teknologiske verktøy til å danne et bilde av rørledningen, og havbunnen på hver side av den. På denne måten kan man registrere rørledningens posisjon i forhold til kjente omgivelser på havbunnen. På selve rørledningen registrerer man dens posisjon med koordinater for senterlinjen, som registreres langs aksene x, y og z. Ved inspeksjonene registreres også klokkeslett, slik at inspeksjonsdata senere kan sammenlignes med produksjonsforhold ved inspeksjonen.

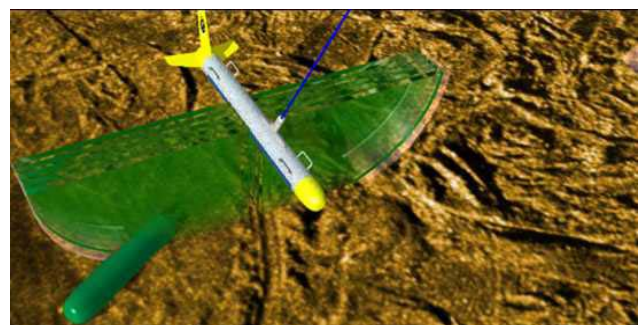


Figur 7.1 Surveyfartøy direkte utstyrt med sonar.

7.1. Ulike hjelpemidler

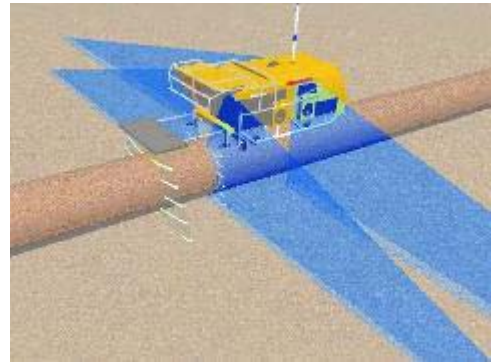
Metoder for å trekke verktøyene over rørledningen er enten å montere utstyret på et overflateverktøy (Figur 7.1), eller å benytte en ROV som opereres fra et overflatefartøy. En ROV kan deles inn i flere undergrupper, de som er aktuelle i denne sammenheng er:

- "Tow-Fish" – Taues etter overflatefartøyet, kursen bestemmes av retningen til overflatefartøyet og dybden ved den lengde tauekabel som mates ut. Måledata sendes til overflatefartøyet gjennom kabelen. (Figur 7.2)
- "Crawler" – farkost med enten hjul eller belter som hviler ned til rørledningen. Hjul/belter sørger for fremdrift for farkosten. Den styres via en kabel ("umbilical") fra overflatefartøy.



Figur 7.2 "Tow-Fish" utstyrt med "sidescan" sonar. Det grønne feltet illustrerer lydbølgene.

- Kabeloperert, frittsvømmende – Representerer majoriteten av ROV'er, har i utgangspunktet nøytral oppdrift, frem- og oppdriften besørget av hydrauliske "thrusterer" (propeller) som mottar kraft gjennom "umbilical" fra overflatefartøy. Er vanligvis også utstyrt med videokameraer, som filmer langs hele rørledningen. (Figur 7.3)



Figur 7.3 Konvensjonell ROV utstyrt med multistråle ekkolodd. Det blå feltet illustrerer lydbølgene.

De første typene teknologi presentert her har fellestrekk med tanke på type data de registrerer.

7.2. Sonar og ekkolodd

Virkemåten til sonar og ekkolodd kan beskrives med høyfrekvent lyd som sendes ut under vann. Ekkoene registreres og gir informasjon om avstand ved hjelp av tiden som går, retning og form til objekter nede i vannet. Høy frekvens gir kort bølgelengde, som betyr mer detaljert ekko. Vanlige frekvenser er fra 28 000 til 200 000 kHz.

Grunnen til at lyd brukes fremfor elektromagnetiske bølger (som i radar), er at elektromagnetiske bølger blir dempet så mye i vann at de ikke kan brukes i dette mediet. Akustiske bølger derimot, fungerer svært godt i vann.

Et ekkolodd virker etter samme prinsipp som en sonar, men i ekkoloddet er lydsignalene kun rettet loddrett nedover.

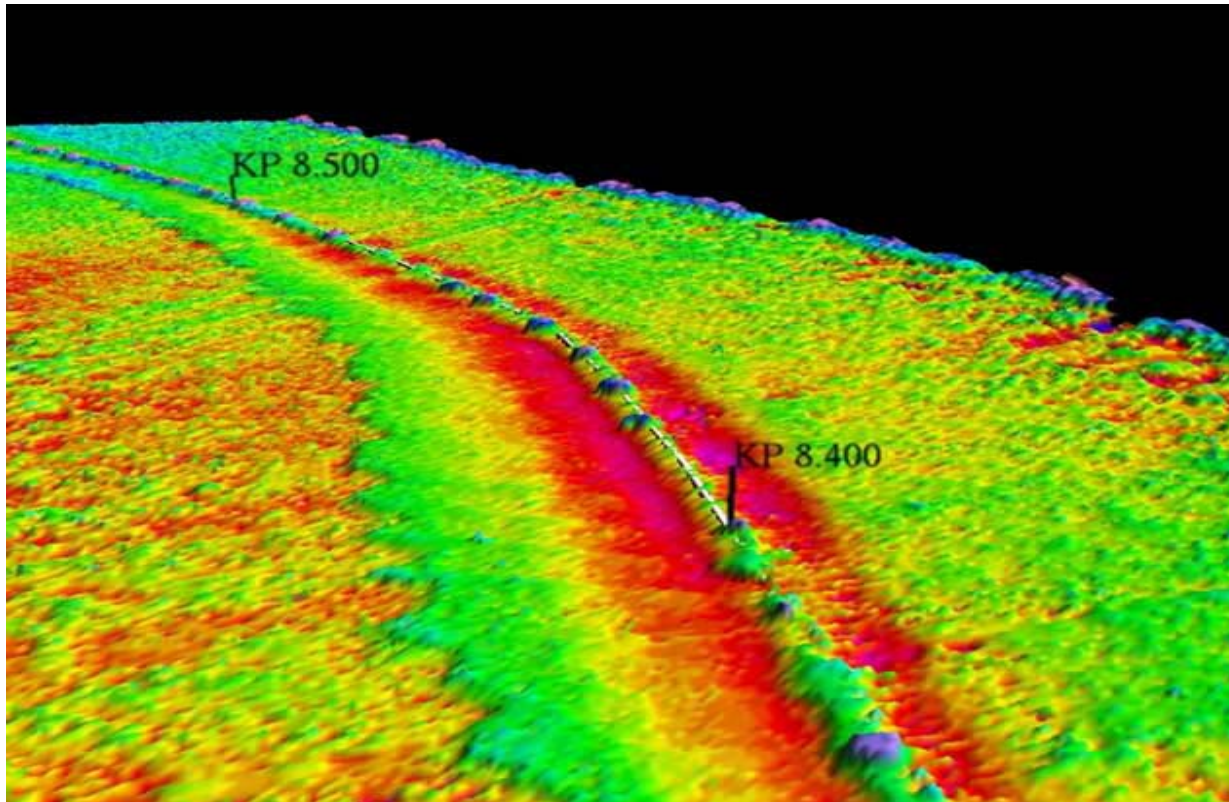


Figur 7.4 Sonarsystem. SVS 3 Beam system sveiper over en rørledning med 60° vinkel.

7.2.1. Sidesøkende sonar

Sidesøkende sonar (Sidescan sonar) er en høyteknisk sonar designet for å "se" sideveis og på skrå nedover i en vinkel på begge sider. Havbunnen og objekter i vannet blir reflektert tilbake og av denne informasjonen dannes et bilde. Ved bruk av denne type system kan store areal av havbunnen registrert raskt og enkelt.

Brukes for eksempel på en "Tow-Fish" i kombinasjon med overflatefartøy utstyrt med multistråle ekkolodd.



Figur 7.5 Sonarbilde av rørledning utsatt for horisontal bevegelse. Bildet viser rørledningen, her utstyrt med lodd for å ta opp aksielle krefter, som har beveget seg frem og tilbake i det røde feltet.

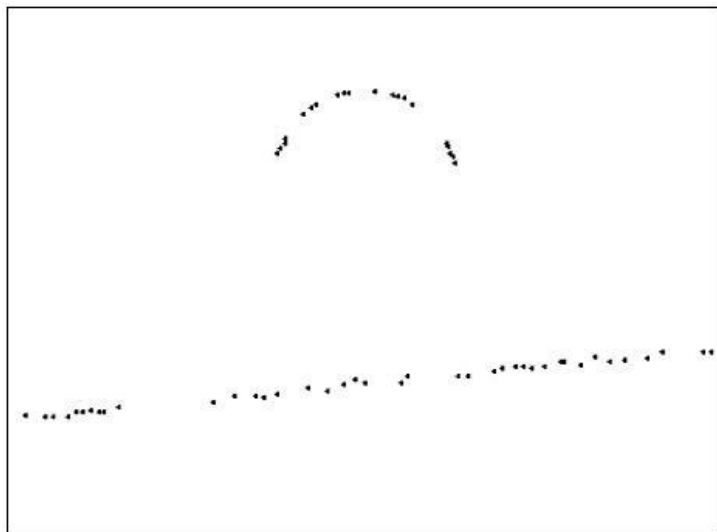
7.2.2. Multistråle ekkolodd – Bildeanalyse

Et enkeltstråle-ekkolodd er den tradisjonelle type ekkolodd, med en enkel lydstråle som sendes og reflekteres. I et multistråle ekkolodd sendes det ut et stort antall lydstråler samtidig på hver side av fartøyet eller farkosten. Et slik ekkolodd kan også fåes med sonarfunksjon som gjengir sonarbilde.

En rørledning inspiseres delvis ved hjelp av ekkolodd som beveges langs røret. Dataene fra ekkoloddet danner grunnlaget for en serie med bilder som beskriver topografien i ulike snitt på tvers av rørets lengderetning. Slike bildeserier er et nyttig hjelpemiddel for å kartlegge hvordan røret ligger i forhold til omgivelsene, og brukes til å detektere frie spenn. Dataanalysen er ikke i sanntid, men samles over en lengre rørstrekning.

Bildeanalysen omhandler automatisk tolkning av ulike former for digitale bilder. Mange av problemene industrien står overfor innen, måling, kvalitetskontroll og sortering, kan løses ved hjelp av bildeanalyse.

Dataene som analyseres etter et rør er inspisert, består av posisjoner hvor lydbølgene fra ekkoloddet har truffet havbunnen, røret eller andre objekter i scenen. Posisjonene kommer fra et sett med snitt på tvers av rørets lengderetning. En sentral oppgave i forbindelse med dataanalysen består i å identifisere hvilken del av et gitt tverrsnitt som tilhører røret, og hvilken del som er havbunn. Når denne oppgaven er løst, er det mulig å beregne hvor dypt røret ligger, samt dybden til havbunnen på begge sider av røret. Resultatet av disse beregningene brukes til å beskrive liggetilstanden til røret.



Figur 7.6 "Ubehandlet" snittbilde ved hjelp av ekkolodd
Illustrasjonen viser posisjoner fra en slakt skrånende havbunn og et rør i fritt spenn.

For å gjenfinne røret i dataene utnytter man at tverrsnittet av røret er sirkulært med kjent diameter. Det er flere forhold som vanskeliggjør gjenfinningen. Blant annet er det en viss måleunøyaktighet. Det forekommer også at segmenter av havbunnsprofilen har tilnærmet samme krumning som tverrsnittet av røret, noe som kan føre til at slike bunnsegmenter forveksles med røret. Det som bidrar til å eliminere slike problemer, er å bruke data fra et sett med flere tværgående snitt for å identifisere røret i et enkelt snitt. Idéen baserer seg på at røret stort sett er noenlunde rett, og dermed er sjansen for at røret skal ta krappe svinger, svært liten. Dersom røret lokaliseres korrekt i noen av snittene, innskrenkes leteområdet for røret i de mellomliggende snittene. /16/

7.3. GeoPig®

En pig er en farkost som kan sendes innvendig i rørledningen. Den skyves gjennom rørledningen ved hjelp av det innvendig strømmende mediet. De brukes til forskjellige formål, som innvendig rensing, eller inspeksjon av røret.

En såkalt Smart Pig er utstyrt med komponenter som gjør at man kan få kartlagt tilstanden til rørledninger. Denne type inspeksjonsfarkost har vært i bruk siden 1965, primært for å inspisere uttynning i rørvegger på grunn av ordinær korrosjon. Inntil nylig har det ikke vært mulig å oppdage defekter som sprekker, avisolering, bulker og posisjon ved pigging.

Den nye generasjonen Smart pig kan man sende gjennom multidiameter rørledninger, bend og ventiler. Man kan registrere nøyaktig posisjon til et hvilken som helst problem, dette også når fluidet fortsatt er i produksjon. Man har som regel halv produksjon/strømningshastighet i rørledningen mens piggingen pågår.



Figur 7.7 CalScan Smart Pig - Pipetronix Inc.

En slik Smart pig benytter forskjellige typer teknologi, magneter ("MFL - Magnetic Flux Leakage") har vært brukt for å kartlegge eventuell korrosjon og uttynning i rørveggene. En annen type teknologi er ultrasoniske sensorer, som oppdager tilstanden til isolasjonen, sprekker, bulker, og lignende. Den er også utstyrt med gyrokompass som registrerer piggens bevegelser langs tre akser. /13/

Et Geopig verktøy formidler altså tredimensjonale geometrisk- og bøyepåkjenningsdata i en enkel passasje gjennom rørledningen. I hjertet av piggen er en måleenhet som er koblet til en prosesseringsenhet som kontinuerlig registrerer senterlinjens posisjon og stilling. Når piggen har vært igjennom rørledningen, har den samlet opp data som beskriver banen og tverrsnitttilstanden langs hele løpet. Dataene kombineres med kjent posisjon til start- og slutt punkt, samt eventuelle referansepunkter underveis som en kjenner posisjonen til, og som er lett gjenkjennbare i piggens bevegelsesmønster. Slik registreres rørledningens stilling, og posisjonen til et eventuelt problem langs rørledningen.

Disse dataene samles deretter i en programvare i forskjellige format som røringenøveren kan benytte til å fastslå posisjonen til rørledningen.

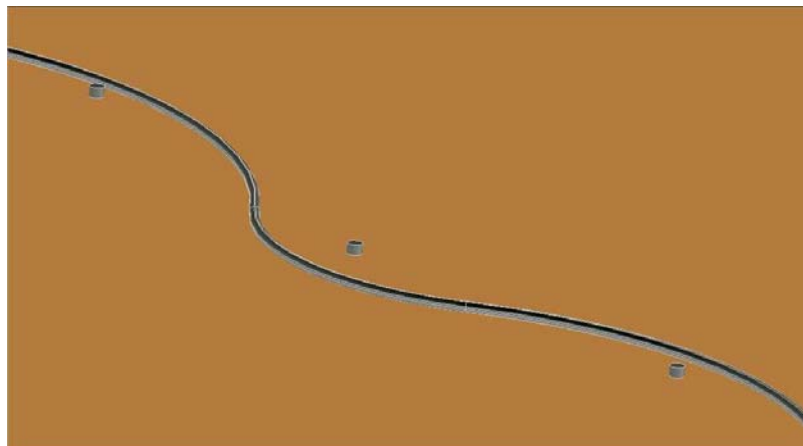
Geopig er mye brukt til å monitorere forflytning i rørledninger, slangeformasjon, beregning av offshore steindumpingkrav, kartlegging av ruter til rørledning, nedsynkning av rør, rensing, rørrinnsetting, deteksjon av feltbend imot fabrikkbend, forhindre buling av nye ledninger, survey, osv.

Informasjonen blir brukt til å lage en modell av rørledningen, som man kan benytte til å beregne belastning og utmatting, eller til å simulere rørledningens respons på forandringer i belastet tilstand.

7.4. Avstandsmåling fra fast punkt

Denne metoden går enkelt ut på å måle avstand normalt på rørledningen fra et fast referansepunkt på havbunnen. Måleredskaperen er en stav med en u-formet anordning i ene enden som hviler rundt rørledningen. I andre enden har staven nummererte nivå som en "tommestokk".

Referansepunktet er en betongsylinder installert på bunnen ved siden av rørledningen, med et innstøpt hvilepunkt for målestaven på toppen. Staven settes ned ved hjelp av en ROV utstyrt med "manipulatorer" ("griparmer" som kan utføre ulike typer arbeid).



Figur 7.8 Skisse av rørledning i "sikk-sakk-lay" og referansepunkt. Viser punktene ved buene. (Karakteristikk og dimensjoner er overdrevet for å visualisere.)

Med denne målemetoden får man registrert horisontal forflytning i forhold til tidligere målinger. Denne metoden er benyttet i områder der rørledninger er designet for å forflytte seg, eksempel på slike områder er Gullfaks (der det er restriksjoner mot å legge stein), Åsgard Transport og

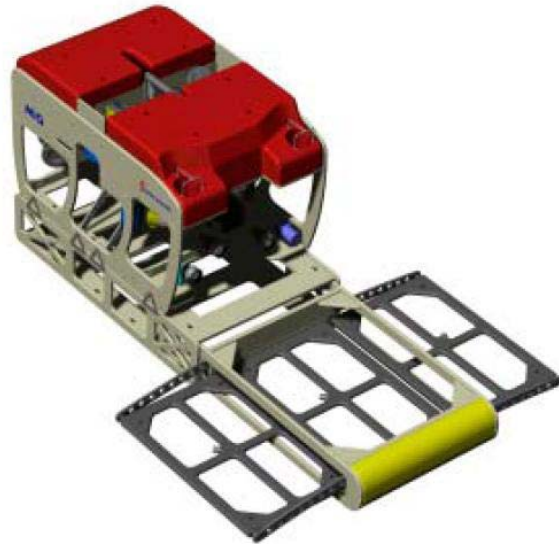
Kvitebjørn, der rørledningen er bevisst lagt i "sikksakk" (slangeformasjon) i varmsonen (Figur 7.8).

7.5. Inspeksjon av tildekket rørledning

Der rørledningen er begravd, brukes en "Sub Bottom Profiler" montert på ROV. Denne benytter lavfrekvente akustiske signaler som trenger ned i havbunnen, og siden stål gir sterkere ekko enn bunnen for øvrig, kan rørledningens dybde bestemmes.

Et annet hjelpemiddel for å følge en nedgravd rørledning er en "Pipe Tracker" (Også ROV). Dette er et avansert "magnetometer" som måler avviket i jordmagnetismen som rørledningen forårsaker.

Etter en "ny-nedgraving" av en rørledning foretas en kartlegging av dens posisjon for å sjekke nedgravingen. /14/



Figur 7.9 "Super Mohawk Pipetracker Skid" "Pipetrackeren" er rammeeheten foran på denne ROV'en.

7.6. Akselerator

En akselerator er en "standalone" data logger med batteridrift og minnekort, som registrerer vibrasjoner. I forbindelse med offshore rørledninger brukes den til overvåking av strømningsinduserte vibrasjoner ("V.I.V.") i "risere" (stigerør) på plattform eller "Topside" produksjonsenhet. Denne enheten er festet på røret og registrerer vibrasjoner med hensyn på tid i utsatte stigerørledninger. Bevegelsesloggeren har en tredimensjonal "akselerometer"-sensorpakke, som kan overføre data akustisk til en ROV. Deretter kan dataene behandles og fra disse tre retningene kan man beregne effekt av utmatting på rørledningen. Vibrasjoner over tid kan redusere levetiden til en rørledning betraktelig. /17/



Figur 7.10 "2H Subsea Data Logger" Denne enheten kan utstyres med forskjellig teknologi, blant annet akselerator.

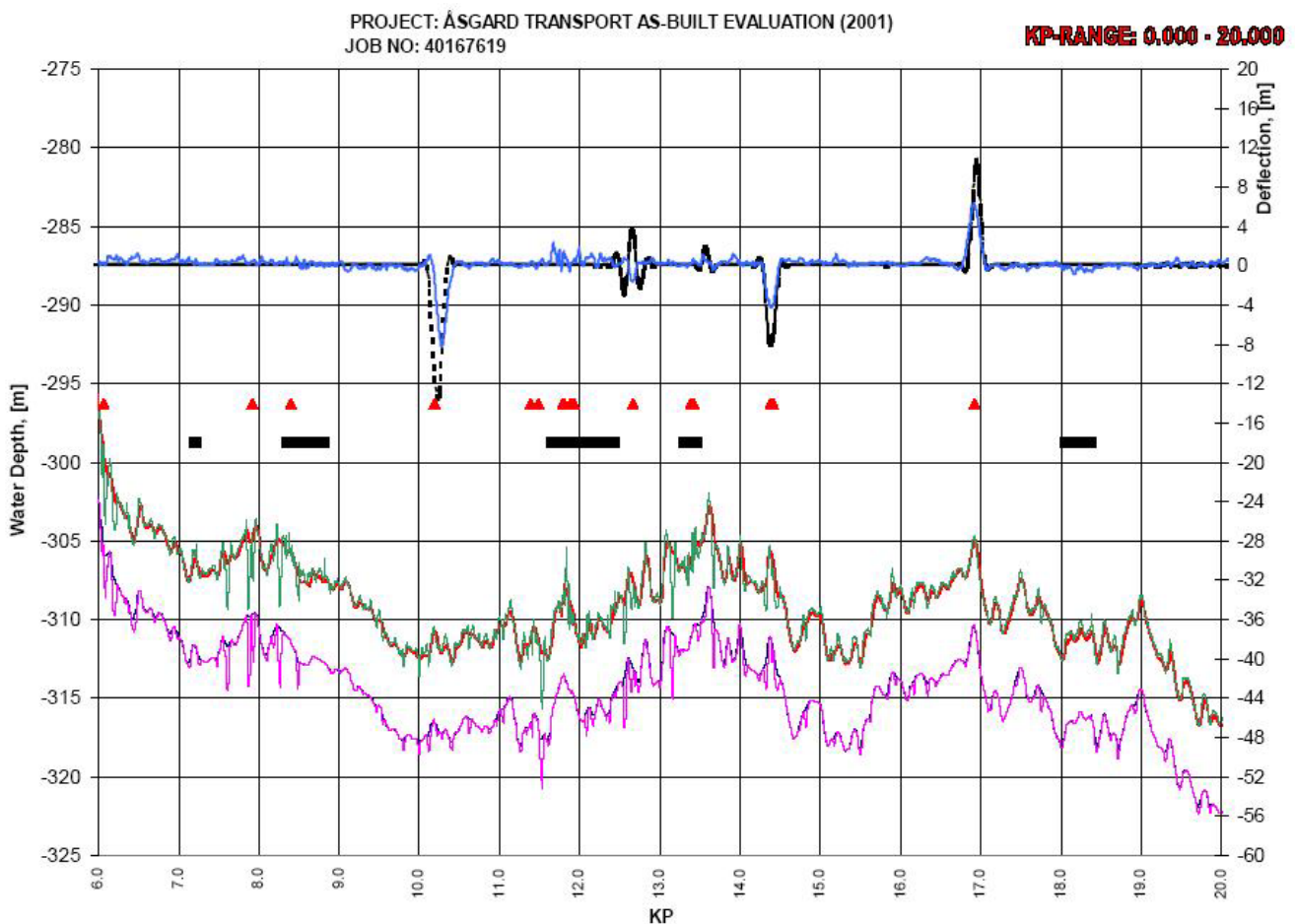


Figur 7.11 Datalogger montert på rør

7.7. Behandling av målte data

Første survey langs en rørtrasè foretaes før produksjon igangsettes, slik at man er kjent med koordinatene til rørledningen før den utsettes for aksielle krefter i oppstartsfasen. Ved neste survey får man sammenligningsdata kombinert med koordinater registrert fra tidligere survey, og forutsatt posisjon i forhold til forut beregnet bevegelse.

Koordinatene settes inn i et såkalt "KP"-diagram (Figur 7.12), der x-linjen (KP) er rørlengde i kilometer langs rørtraséen, og y-linjen er aktuell vanddybde i meter. På denne måten får man oversikt over rørledningens posisjon i forhold til dybde, senterlinjekoordinater, og lengde fra start til slutt. Frie spenn og buler markeres med punkt på diagrammet.



Figur 7.12 KP-diagram, Åsgard Transport
Utsnitt fra KP6 til KP20 [km]

Kommentarer til figur 7.12:

KP-diagrammet i viser dybde fra overflaten på venstre side, og utslag på eventuell bule på høyre side. Den svarte grafen viser beregnete utbulinger på rørledningen ved maksimal produksjonstemperatur, og den blå grafen viser faktiske forhold fra inspeksjonsdata. Inspeksjonene som er gjort på Åsgardlinjen er basert på ROV-inspeksjon med multistråle ekkolodd. De små, skarpe svingningene på inspeksjonsgrafen er forstyrrelser på ekkoloddet, som gir en viss måleunøyaktighet. Grafene viser at de beregnede buleutslagene treffer godt

med de målte utslagene. På samme måte kan man sammenligne inspeksjonsdata og overvåke rørledningens posisjon fra år til år.

De steder hvor det er designet for utknekking, men dette enda ikke har skjedd, kommer av at temperaturen ikke har vært høy nok. Eksempel på dette mellom KP13 og KP14. Designet er basert på en maksimal temperatur på 60 °C, mens reell maksimal produksjonstemperatur foreløpig kun har nådd 50 °C, og dette kun i en kort periode. Designet for røret er basert på maksimal produksjon på 38,5 MSm³/d.

8. Vurdering av ny målemetode

Sett bort fra akseleratoren, deler de eksisterende registreringsmetodene for bevegelse/forflytning i rørledninger flere likheter med tanke på begrensning:

- Rørledningens posisjon kartlegges kun i inspeksjonsøyeblikket
- Data må sammenlignes med tidligere inspeksjoner for å kartlegge bevegelse

De "statiske" metodene som brukes i dag sier lite om hva som skjer med rørledningen mellom inspeksjonene. Til å anta hvordan rørledningen har forflyttet seg analyseres video og bilder ved å se på havbunnen på hver side av røret. På bløt bunn kan man ut i fra det anta hvor langt til hver side rørledningen har beveget seg, men det sier ingenting om hvor mange ganger den hva beveget seg frem og tilbake.

Akseleratoren skiller seg ut ved at den logger bevegelsene, men den begrenser målingen til korte bevegelser med høy svingetid (vibrasjoner). Dette gjør den imidlertid til et perfekt verktøy for å registrere VIV-bevegelser (strømningsinduserte vibrasjoner) i frie spenn.

Som det går frem av denne rapporten, er det termisk ekspansjon som utgjør den vesentlige faktor for større bevegelse av rørledninger på havbunnen. Det er denne bevegelsen vi ønsker å utvikle en ny metode for å registrere, en gjentatt horisontal bevegelse på grunn av endringer i temperatur. Bruksområdet for den nye måleenheten vil derfor være såkalte "Hotpipes", rørledninger som er designet nettopp for at de skal kunne bevege seg. Enheten vil i tillegg ha mulighet til å kunne registrere en eventuell vertikal bevegelse.

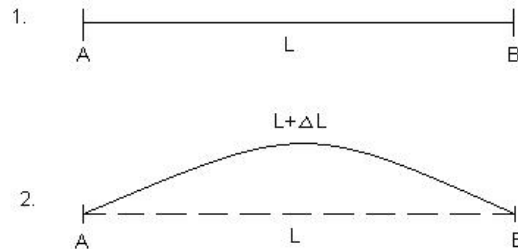
8.1. Beregning av forventet bevegelse

For å få en oversikt over forventet utslag ved termisk ekspansjon er det nødvendig å foreta beregninger. Vi skal se på noen metoder for å beregne amplitude på en rørledning som er aksielt låst i hver ende, og som prøver å ekspandere en gitt lengde.

8.2. Geometrisk metode

En sterkt forenklet metode er denne geometriske beregningen av utbøyning av en linje.

En rørledning er låst mellom to punkter A og B med avstand L (1. – figur 8.1). Her tas det kun hensyn til lengdeendring på grunn av økt temperatur, og ikke trykk. Denne blir utsatt for en temperaturendring, og vil ekspandere i lengderetning, men siden den er aksielt låst i A og B, vil den i stedet ”knekke ut” til en av sidene (2. - figur 8.1)



Figur 8.1 Skisse av utbøyning ved lengdeendring

Den enkleste metoden en kan regne utbøyning på er å bruke Pytagoras. Dette blir en forenkling, da vi bruker avstanden før og etter forlengelsen, og ikke tar hensyn til lengde som går bort til sirkelbuen (Se figur 8.2).

Formel for lengdeutvidelse:

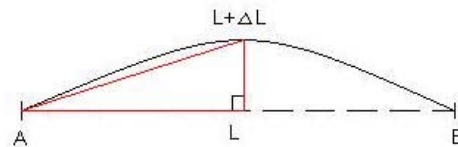
$$\Delta L = \alpha \cdot \Delta T \cdot L_0 \quad (\text{Ligning 8.1})$$

Her er:

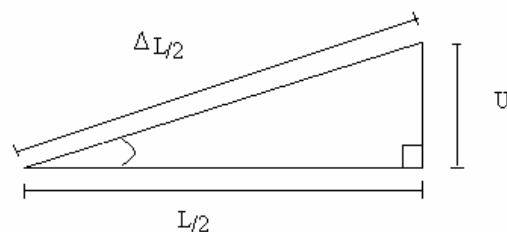
ΔL er forlengelsen
 α er termisk lengdeutvidelseskoeffisient
 L_0 er startlengden

Når forlengelsen er funnet, brukes pytagoras. Deler startlengden og forlengelsen på to slik at en kan sette disse verdiene inn i en rettvinklet trekant, og med hjelp av Pytagoras kan en da finne amplituden til utbøyningen (kateten) (Figur 8.2 og 8.3)

Vi skal i de følgende eksempler se på verdier av lengde og temperatur for stålrør, med termisk lengdeutvidelseskoeffisient
 $\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$



Figur 8.2 Innsatt trekant i utbøyning



Figur 8.3 Rettvinklet trekant

Eksempel 1

Startlengde 100m
Temperaturrendring på 10°C

$$\Delta L = \alpha * \Delta T * L_0 \quad (\text{Ligning 8.1})$$

$$\Delta L = 12 * 10^{-6} \text{°C}^{-1} * 10 \text{°C} * 100 \text{m} = 0,012 \text{m}$$

- Ny lengde etter temperaturrendring:

$$L = L_0 + \Delta L$$

$$L = 100 \text{m} + 0,012 \text{m} = 100,012 \text{m}$$

- Hypotenus: $\frac{L}{2} = \frac{100,012}{2} = 50,006 \text{m}$

- Katet: $\frac{100 \text{m}}{2} = 50 \text{m}$

- Pytagoras: $\text{hypotenus}^2 = \text{katet}^2 + \text{katet}^2$ (Ligning 8.2)

$$\text{katet} = \sqrt{\text{hypotenus}^2 - \text{katet}^2}$$

$$\text{katet} = \sqrt{50,006^2 - 50^2} = 0,77 \text{m}$$

Lengdeutvidelsen gir her en utbøyning på 0,77m

Dersom temperaturrendringen øker vil også utbøyningen bli større.

Hvis vi legger til effekten av innvendig trykk vil forlengelsen bli:

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + \alpha \Delta T \quad (\text{Ligning 8.3})$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L_0} \quad (\text{Ligning 8.4})$$

Kombineres disse får man $\Delta L = \left(\frac{\sigma}{E} + \alpha \Delta T\right) * L_0$ (Ligning 8.5)

I tillegg har vi at spenningen er $\sigma = \frac{r}{2t} p$ (Ligning 8.6)

Dette gir $\Delta L = \left(\frac{r}{2tE} p + \alpha \Delta T\right) * L_0$ (Ligning 8.7)

8.3. Utregning med aksielle krefter

Det å regne ut utbuling av en rørledning som ligger på havbunnen er svært krevende. De metodene som finnes er av en vanskelighetsgrad som er langt utenfor vår kunnskap. Fra internett og foredrag ulike fra ingeniørfirma har vi funnet alt fra 2. til 4.ordens differensiallikninger for å beregne utbulingen. Dette er ekstreme likninger som tar i bruk dataprogrammer for å beregne resultat. /21/

Ved oppstart av produksjon på en "nyinstallert" rørledning, vil det være flere aksielle krefter i rørveggen. Den aksiale kraften i veggen av røret har tre hovedkomponenter:

1. En komprimert tvungen termisk ekspansjonskomponent, for temperaturdifferansen mellom operasjonstemperatur og installasjonstemperatur.
2. En strekkbar "Poisson komponent" for det opererende trykk. Dersom røret ligger fritt til å bevege seg vil det trekke seg sammen på langs pga Poisson effekten, men fordi det blir tvunget langsgående blir det utviklet en langsgående strekkspenning. (Poisson også kalt "tverrkontraksjon")
3. Den resterende spenning forårsaket ved "rørleggeprosessen".

Disse tre komponentene definerer kraften i rørmaterialet, men vi kan også legge til en fjerde komponent.

4. Den langsgående kraften til fluidet, en komprimert kraft lik det interne tverrsnitt multiplisert med differansen mellom det lokale operative trykket og det utvendige trykket.

Alle fire komponenter medvirker til utbuling av rør. Sammen lager de den effektive kraften inne i rørveggen, som gjør at røret vil bøye seg. I de fleste tilfeller kan røret bli idealisert som en tynnvegget sylinder. Den effektive aksielle kraften er da gitt ved:

$$N = \pi R^2 (1 - 2\nu)p + 2\pi R t E \alpha \theta - T \quad (\text{Ligning 8.8})$$

N = effektive aksielle kraften

R = middelradius

t = veggtykkelse

p = trykk

E = Elastisitetsmodul (Young's modul)

T = spenningen som er igjen etter legging, før trykk og temperaturendring

ν = Poisson's forhold

α = termisk lengdeutvidelseskoeffisient

θ = temperaturendring

/3/

En annen litt mindre komplisert måte å finne aksialkraften er å ta utgangspunkt i Hooke's lov og flere formler:

$$\text{Hooke's lov: } \sigma = E\varepsilon \quad (\text{Ligning 8.9})$$

σ er spenningen
 E er elastisitetsmodulen
 ε er tøyningen

Tøyning med hensyn kun på temperatur: $\varepsilon = \alpha \Delta T$ (Ligning 8.10)

α er termisk lengdeutvidelseskoeffisient
 ΔT er temperaturforandringen

Normalspenning over tverrsnittet: $\sigma = \frac{N}{A}$ (Ligning 8.11)

N er aksial kraft
 A er tverrsnittsareal

Setter en tøyningen og normalspenningsformlene inn i Hooke`s lov får man:

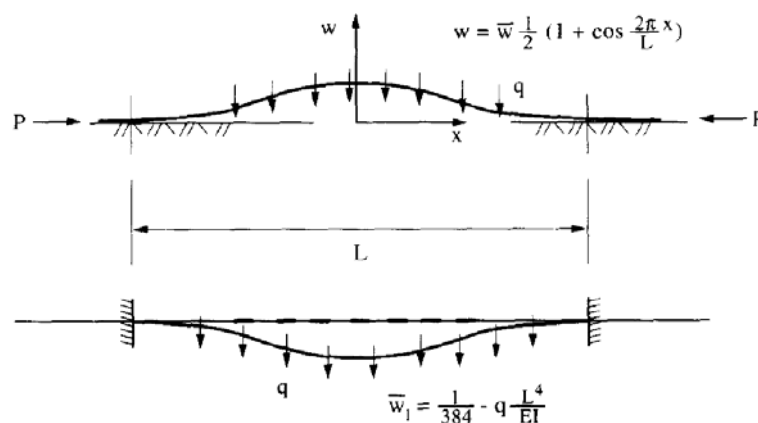
$$\frac{N}{A} = E * \alpha * \Delta T$$

$$N = E * \alpha * \Delta T * A$$

/19/

For å få mest nøyaktig resultat når en skal finne aksialkraften er det klart at flest mulig faktorer som spiller inn skal være med når en gjør beregninger. Vi skal se på en helt rett rørledning med relativ vekt q per lengdeenhet og et helt flatt underlag som røret hviler på. Aksialkraften inn fra siden kalles her P .

Se fig:



Figur 8.4, Modell for klassisk perfekt buling

Formlene som er gitt:

For å finne utbøyningen $w(x)$ har vi først formelen:

$$\bar{w} = \frac{P_c}{P_c - P} * (-\bar{w}_1) \quad (\text{Ligning 8.12})$$

Hvor: \bar{w} er forflytningen relatert til det flate underlaget
 \bar{w}_1 er imperfeksjonen som følge av negativ last

$$\bar{w}_1 = \frac{1}{384} * q \frac{L^4}{EI} \quad (\text{Ligning 8.13})$$

P_c er kritisk kraft også kalt Eulerlasten: $P_c = \frac{4\pi^2 EI}{L^2}$ (Ligning 8.14)

Hvor: I er annet arealmoment
 L er lengden

P er aksialkraften som virker inn på røret.

For å finne utbuling langs akse er formelen gitt ved

$$w(x) = \bar{w} \frac{1}{2} \left(1 + \cos \frac{2\pi x}{L} \right) \quad (\text{Ligning 8.15})$$

Antatte data ut i fra realistiske er forhold gitt nedenfor, der vi presenterer et eksempel for å finne utbulingen til en 36" rørledning:

Antatte data:

- $L = 500\text{m}$
- Friksjonskoeffisient $\mu = 1,2$
- 36" rør med ytre diameter = 0,9144m og tykkelse 0,022m
- Tyngde m på røret er valgt til 406 980 kg når røret er 500 meter langt
- Trykk: 210bar
- $E = 207 * 10^9 \text{ N/m}^2$
- $T = 7\text{MN}$
- $\nu = 0,3$
- $\alpha = 12 * 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
- $\theta = 50^\circ\text{C}$
- $R = \frac{0,9144}{2} + 0,11 = 0,4682\text{m}$

Finner aksialkraften $N = \pi R^2(1 - 2\nu)p + 2\pi R t E \alpha \theta - T$ (Ligning 8.8)

$$N = \pi 0,4682^2 (1 - 2 * 0,3) 210 * 10^5 + 2\pi * 0,4682 * 0,022 * 207 * 10^9 * 12 * 10^{-6} * 50 - 7 * 10^6$$

$$= \underline{6822988\text{N}} = \underline{6,8\text{MN}}$$

Må finne kritisk kraft P_c :

Må da først finne annet arealmoment: $I = \frac{\pi(D_y^4 - D_i^4)}{64}$ (Ligning 8.16)

hvor: $D_y = \text{ytre diameter} = 0,9144\text{m}$
 $D_i = \text{indre diameter} = 0,8704\text{m}$

$$I = \frac{\pi(D_y^4 - D_i^4)}{64} = \frac{\pi(0,9144^4 - 0,8704^4)}{64} = \underline{6,14 * 10^{-3} \text{ m}^4}$$

$$P_c = \frac{4\pi^2 EI}{L^2}$$

$$P_c = \frac{4\pi^2 207 * 10^9 * 6,14 * 10^{-3}}{500^2} = 200705,12\text{N} = \underline{200,7\text{kN}}$$

Må finne \bar{w}_1 og da trenger vi q som er kraft per lengde

$$\bar{w}_1 = \frac{1}{384} * q \frac{L^4}{EI}$$

Først finner en total vekten av røret neddykket i vann:

$$Q = mg - \nabla \rho_{\text{vann}} g \quad (\text{Ligning 8.17})$$

hvor: m er massen til røret
g er tyngdeakselerasjonen $9,81\text{m/s}^2$
 ∇ er volumfortrengning
 $\rho_{\text{vann}} = \text{tetthet} = 1025\text{kg/m}^3$

Volumfortrengningen er volumet av selve røret:

$$\nabla = \pi * r_y^2 * L \quad (\text{Ligning 8.18})$$

$$\nabla = \pi * 0,4572^2 * 500 = \underline{328,35\text{m}^3}$$

Da blir kraften $Q = mg - \nabla \rho_{\text{vann}} g = 406980 * 9,81 - (328,35 * 1025 * 9,81) = \underline{691\text{kN}}$

For å finne kraften q per meter: $q = Q / L = 690832\text{N} / 500\text{m} = \underline{1381,66\text{N/m}}$

Vi kan da sette inn i Croll's formel for utbuling:

$$\bar{w}_1 = \frac{1}{384} * q \frac{L^4}{EI}$$

$$\bar{w}_1 = \frac{1}{384} * 1381,66 \frac{500^4}{207 * 10^9 * 6,14 * 10^{-3}} = \underline{176,9\text{m}}$$

Har i dette eksempelet valgt å ta med friksjonen mellom underlaget og røret. Denne kraften er gitt ved: $F = \mu * Q$

Hvor μ er friksjonskoeffisient
Q er totalvekt på røret i vann

$$F = 1,2 * 690830N = \underline{828996N} = \underline{0,8MN}$$

Total kraft som virker på rørledning er N (aksialkraft), minus vekten av røret i vann multiplisert med friksjonskoeffisienten $P = N - Q * \mu$

$$\text{Total kraft } P = 6,8MN - 0,8MN = 6MN$$

Videre for å finne utbulingsstørrelsen:
$$\bar{u} = \frac{P_c}{P_c - P} * (-\bar{u}_1)$$

Setter inn verdiene ovenfor:
$$\bar{u} = \frac{200705,12}{200705,12 - 6 * 10^6} * (-176,9)m = \underline{6,12m}$$

Etter en har funnet denne verdien kan en sette den inn i formelen:

$$u(x) = \bar{u} \frac{1}{2} \left(1 + \cos \frac{2\pi x}{L} \right)$$

Eksempel når utbøyningen er størst når $x=0$

$$u(0) = 6,12 * \frac{1}{2} \left(1 + \cos \frac{2\pi * 0}{L} \right) = 6,12 * \frac{1}{2} (1 + 1) = \underline{\underline{6,12m}}$$

Eksempel når $x = L/3$

$$u(L/3) = 6,12 * \frac{1}{2} \left(1 + \cos \frac{2\pi * (L/3)}{L} \right) = 6,12 * \frac{1}{2} (1 - 0,5) = 6,12 * 0,25 = \underline{1,53m}$$

Ut ifra dette eksempelet er det gjort ulike antagelser på faktorer som spiller inn. En viktig faktor er den lagrede spenningen etter legging på 7MN. Løsningen i dette eksempelet ble en utbuling på 6,12m, med en innmatningslengde på 500m og temperaturendring på 50° C .

9. Kriterier for undervannsinntallasjon

Installasjon og drift over tid av en undervannsinntretning setter standard for en hel del krav som må oppfylles. Den generelle oppfatning er gjerne at man ikke ønsker å plassere utstyr på havbunnen uten at det er ytterst nødvendig. Havbunnen er et "hardt" miljø, med flere, i denne sammenheng negative faktorer som man må ta hensyn til. Vi skal i dette avsnittet se på nødvendige kriterier som bør oppfylles for å kunne lykkes med en undervannsinntallasjon.

9.1. Beskyttende struktur

Det er strenge krav om overtrålbarehet for rørledninger, kabler og undervannsinntretninger i de "tunge" fiskeriområder i Nordsjøen. Dette krav bør nyanseres i tråd med omfanget og kompleksiteten til rørledninger/kabler og undervannsinntretninger. Dersom fiskeripotensialet for det aktuelle området er begrenset, er det mulig å konstruere en struktur som hekter trålen, i den hensikt for kun å beskytte installasjonen. Denne type struktur krever i tillegg en sikringssone mot fiskeri og oppankring med en radius på 500m. /15/

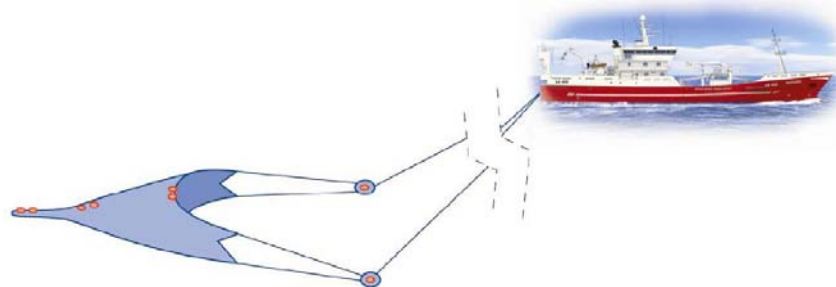
Fisk og annet dyreliv på havbunnen tiltrekkes av undervannsinntallasjoner og rørledninger, og trålfiskere kan derfor spekulere i å trekke trålen langs en rørledning. Dette kan gjøre en installasjon i tilknytning til en rørledning enda mer utfordrende.

Utdrag fra *Forum for konsekvensutredning (KU-Forum)*:

De to saksfeltene nedenfor representerte potensielle konfliktområder mellom petroleumsvirksomheten og fiskeriinteresser. Saksfeltene gjenspeiler de krav hhv. fiskeri-, miljø- og lokaliseringssaker hadde stilt til utbyggingsplaner. Saksfeltene er gjengangere i både i forbindelse med fastsetting av utredningsprogram og som tema i selve KU-dokumentet i utbyggingsaker i perioden 1985 – 97.

- Begrensningssonesaker, det vil si krav fra fiskeriinteressene om at det ikke skal opprettes begrensningssoner (områder med forbud mot oppankring og fiske) over undervannsinntallasjoner. Det er etablert et detaljert regelverk og prosedyrer gjennom soneforskriften. Beslutningene ble foretatt administrativt av Kommunal- og arbeidsdepartementet med konsultasjon av Oljedirektoratet.
- Rørledningssaker, det vil si krav fra fiskeriinteressene om at mulige ulemper for trålvirksomheten som følge av legging og tilstedeværelse av rørledninger, skal minimeres. Sakene om vilkår for rørledninger dreide seg om "tekniske" forhold som overtrålbarehet, nedgraving, sletting av ankermerker, metoder for skjøting av rør, med mer. Sakene var imidlertid ikke detaljregulert av lov eller forskrifter, men etter petroleumslovens målsettinger (om at petroleumsvirksomheten ikke i unødig eller urimelig grad skal vanskeliggjøre eller hindre fiske), samt målsettinger om samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved utbyggingsprosjekter gjaldt begge for disse sakene. Sakene var administrativt forankret i Fiskeridirektoratet. /6/

I soner med trålfiskeri må altså en undervannsinntallasjon tilrettelegges for å kunne motstå kollisjon med en typisk 3-4 tonns tråldør, med en typisk hastighet på 1,5 m/s. Like viktig er det at tråleutstyret kan passere pent over installasjonen, uten at den selv skades, eller at den drar med seg selve installasjonen.

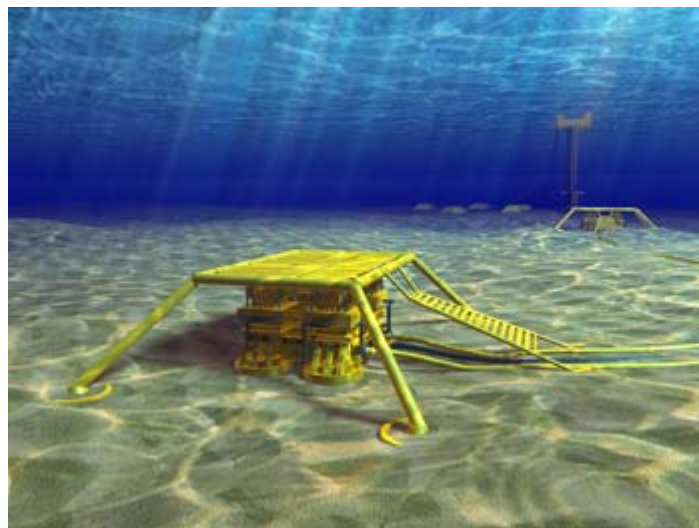


Figur 9.1 Trålpose og fartøy
Tråldørene er de to sirkulære anordningene i vinkelpunktet.

Figur 9.1 viser de tunge tråldørene av stål, som åpner trålposen. En bunntrawl er konstruert med negativ oppdrift, og beveger seg helt ned til havbunnen. /9/

Et typisk design man ofte ser i slike undervannsinstallasjoner, er et slags pyramideformet overbygg med et flatt platå på toppen. Med dette designet kan tråleutstyr som beveger seg langs havbunnen entre installasjonen, uten å hekte seg fast, men gradvis løfte seg opp og passere over installasjonen.

Designmessig er det selvsagt også viktig at man unngår skarpe kanter eller komponenter som stikker ut, samt at installasjonen også må kunne motstå vekten av tråleutstyret, uten å bryte sammen.



Figur 9.2 Eksempel på trålvnlig installasjon
Avbildet er brønninstallasjonen Fram; tilknyttet Troll C.

Ved design mot stor trål er det vanlig å regne med en synkelast lik bruddstyrken til de to "wirene" på trålen. DNV regner her med en synkelast på totalt 100 tonn. /15/

9.2. Korrosjon

Installasjonen må tåle vann, og det korrosive miljøet i sjøvannet. Dette gjelder spesielt for utstyr som installeres på havbunnen over en lengre periode. Korrosjonsbestandighet kan oppnåes ved riktig materialvalg, for eksempel syrefast stål, titan, plast, eller ved katodisk beskyttelse.

Maling eller annen overflatebehandling vil også kunne bremse korrosjonsprosessen. Ofte benyttes det i kombinasjon med katodisk beskyttelse.

Man må også være oppmerksom på galvanisk korrosjon, som opptrer ved ugunstig kombinasjon av materialer som er elektrisk forbundet med hverandre. En ugunstig kombinasjon kan være to forskjellige metaller, som ligger langt fra hverandre på den galvaniske spenningsrekken. Da vil metallet lavest på spenningsrekken opptre som offeranode for det andre metallet.

Ved bruk av plastmaterialer må man være oppmerksom på at enkelte polymere materialer har en tendens til å "svulle" under vann. Det betyr at de øker i volum, og på grunn av vannmolekyler som trenger inn i gitterstrukturen. Et eksempel kan være et nylon glidelager med trange pasninger, det vil over tid i vannet kunne bli vanskelig å bevege. Dette kan direkte hindre den tiltenkte funksjon. /14/

Et tilleggsmoment i forbindelse med korrosjon og materialvalg er også her trålfiske. Dersom en installasjon er stadig gjenstand for overkjøring med tung bunntål, vil overflatebehandlingen på utsatte flater etter hvert bli slitt bort. Disse flatene vil da få en nedsatt korrosjonmotstand.

9.3. Underlag

Med havbunnen som underlag må undersøkelser foretaes på det aktuelle stedet med hensyn til belastninger og andre nødvendige egenskaper:

- Bæreevne gitt av tillatt flatetrykk (Bløt eller fast bunn)
- Bunnsedimentenes skjærfasthet
- Havbunnens topografi og helningsvinkel
- Sediment tykkelse og typer
- Stabilitet mot siging og undergravning (ved strømning)
- Forekomster av stein, kratre og skrapestriper

Ved fundamentering av utstyr brukes:

- **Peling** – Man slår ned stålrør vertikalt som sørger for en stabil forbindelse mellom havbunn og bunnramme/utstyrsenhet.
- **Sugeankre** – er vanligvis en sylindrisk enhet som er åpen under og tett øverst, og hvor det genereres et undertrykk som sørger for at sylinderen "suges" ned i sedimentene.
- **"Mud-mats"** – betyr å utnytte relativt store horisontale flater som fundament, slik at utstyret "flyter" oppå sedimentene. Dette vil i mange sammenhenger ikke bli stabilt nok, særlig sidevegs. Disse mattene utstyres derfor gjerne med vertikale "skjørt" som skjærer seg ned i bunnen.

Grus og sand som virvles opp av strømning kan også innvirke på funksjon på mekanisk utstyr og slitasje på dette. Eksempler på dette kan være kiling/låsing av glidelagre og skader på tetningsflater. /14/

9.4. Hydrostatisk trykk

Utstyret må tåle det hydrostatiske trykket det blir utsatt for på det aktuelle vanddyb. Trykket er gitt av formelen:

$$p_2 = p_1 + \rho gh \quad (\text{Ligning 9.1})$$

Her er: p_1 = Trykket ved overflaten, $1,013 \cdot 10^5 \text{ N/m}^2$

$$\rho = \text{Sjøvannets tetthet, } 1025 \text{ kg/m}^3$$
$$g = \text{Tyngdeaksellerasjonen, } 9,81 \text{ m/s}^2$$
$$h = \text{Det aktuelle vanddyb}$$

En forenklet regnemåte for trykk på et gitt vanddyb er at 10m dybde gir 1 bar overtrykk, 100m dybde gir 10 bar overtrykk, osv. Denne metoden gir også en ekstra sikkerhetsmargin ved økt dybde i forhold til den matematiske formelen over.

Problemet med hydrostatisk trykk og installasjoner er hovedsaklig tetthet mot vanninntrengning i komponenter der man ikke ønsker dette. Eksempelvis en elektronikkboks, der man ønsker et innvendig trykk lik atmosfæretrykket (1,013 bar) for at komponentene skal kunne fungere tilfredsstillende.

Sjøvannet er også et elektrisk ledende medium, som stiller strenge krav til isolasjon på kabler, koblinger og komponenter. En jordfeil som følge av vanninntrengning i en elektrisk kontakt, er et "vanlig" problem i undervannsoperasjoner. /14/

9.5. Marin begroing

Marin begroing er en felles betegnelse på alger (planter) og dyr som vokser på kunstige underlag i sjøen. Begroings-organismer vil variere i størrelse fra mikroskopiske bakterier til store tarearter flere meter lange. Likeledes er det stor variasjon i form og hardhet fra myke, trådformede alger til harde, klumpformede blåskjell og rur. /11/

Bunnstoff eller "antifouling" er en betegnelse på de stoffer som brukes for å behandle skrogene på skip for å hindre at begroing ("fouling") på undervannsskroget. Denne naturlige begroingen kan etter hvert få et så betydelig omfang at det øker skipets motstand gjennom vannet. Slik begroing motvirkes vanligvis ved å male undervannsskroget med bunnstoff. /10/

Så lenge man har dagslys tilstede har man også marin begroing. Dette kan skape problemer med funksjon og tilkomst på en installasjon. Ved ca 100m vanddyb forsvinner dagslyset, og ved 150m dyp regner man med å kunne neglisjere problemer i forbindelse med marin begroing. /14/

10. Dynamisk måleverktøy

I dette kapitlet skal vi presentere ideer for registrering av rørbevegelse ut fra de premisser som er satt i oppgaveteksten. Vi har benyttet tegneprogrammet *Inventor 9* for å visualisere en mulig løsning av den mest aktuelle ideen. Det er forsøkt teoretisk å ta hensyn til at enheten skal kunne håndtere en del av de faktorer kapittel 9 krever. I tillegg er det satt krav om at enheten skal kunne opereres dykkerløst, ved hjelp av ROV.

For at måleenheten skal være rimelig og driftsikker, ble det bestemt forut for prosjektstart at den skulle ha en mekanisk virkemåte. Dette setter en hel del teknologiske begrensninger for måledata som kan registreres. Enheten kunne i en annen sammenheng vært utstyrt med batteripakker og elektronikk for mer nøyaktig måling av tidsaspektet, men våre premisser setter begrensninger for dette.

Ideene presentert her går ut på fast installasjon av en måleenhet på havbunnen, det vil si at den skal kunne stå plassert der i periode på flere år. Den skal kunne måle horisontal og vertikal bevegelse, på en rørledning som i utgangspunktet hviler på havbunnen. Den vil ikke

måle tidsenhet direkte, men indirekte med hensyn på intervallene på ROV-inspeksjonene, avhengig av beregnet aktivitet på det aktuelle røret.

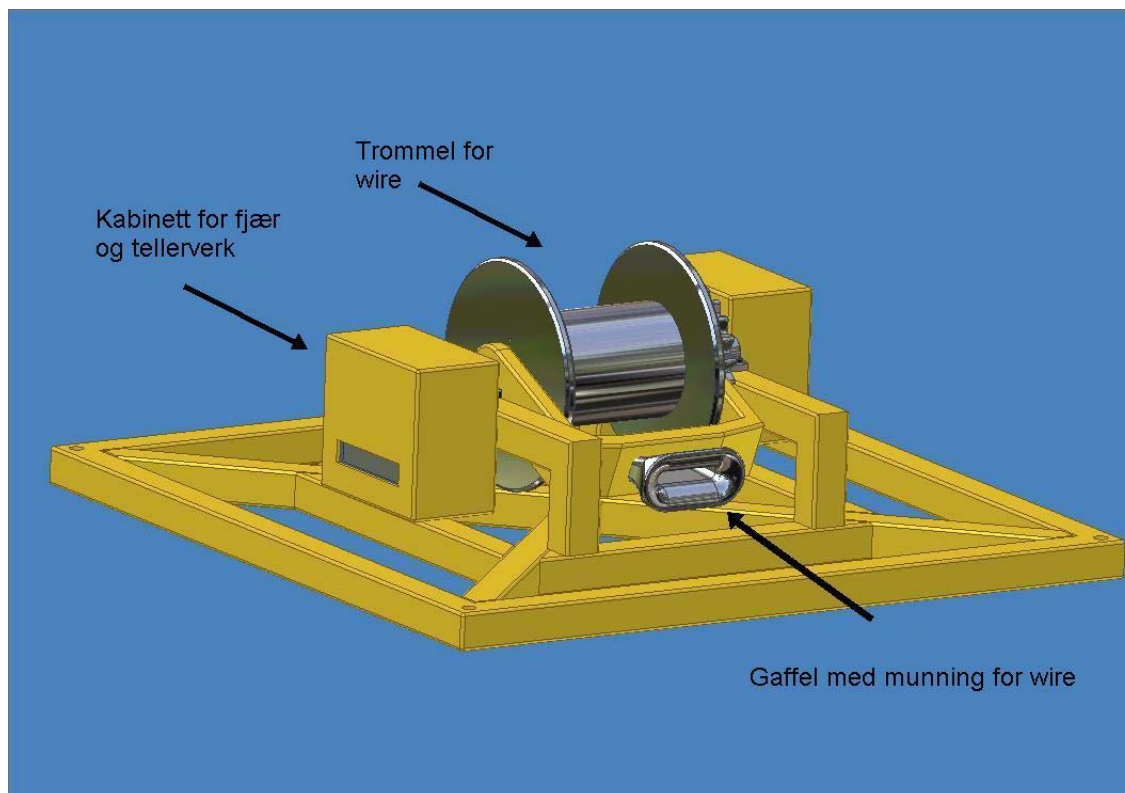
Virkemåten til ideene er å overføre bevegelsen til en enhet installert på havbunnen like ved rørledningen. Bevegelsen blir overført fra rørledningen til enheten og registrert som rotasjon. Enheten må stå i ro på havbunnen, det betyr at den bør festes med peler eller lignende for å sikre målenøyaktighet.

10.1. Overføring via "wire"

Idéen går ut på å koble måleenheten til rørledningen via wire.

Horisontal måledele

Wiren er spolet inn på en trommel på måleenheten, og enden er festet til rørledningen med en spesiell "connector". Trommelen er låst i en aksling, som er opplagret i hver ende. Den ene enden av akslingen går inn i et trykktett kabinett, der den er tilkoblet en fjær. Fjæren holder et visst spenn på akslingen, og dermed også wiren. Dette for at wiren til en skal holdes passe



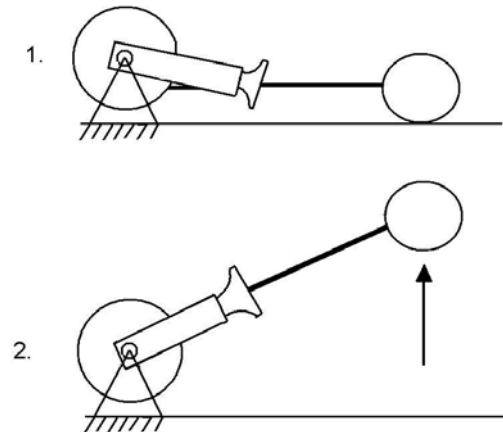
Figur 10.1 Måleenhet med trommel, høyre side

stram, slik at en bevegelse av rørledningen best mulig blir registrert. Dersom rørledningen forflytter seg horisontalt nærmere måleenheten, vil trommelen opprettholde spennet ved at den spoler inn wiren. Dersom rørledningen beveger seg horisontalt bort fra enheten, vil trommelen slippe ut wirelengde, mens den fortsatt opprettholder spennet i wiren. Kraften fra fjæren i trommelen vil ikke påvirke rørledningens bevegelse, da kraften fra rørledningen er mye større enn fjærkraften. En bakdel med wiren er om en trål får tak og tar med seg denne. I tillegg kan den i strømningsutsatte områder påvirkes.

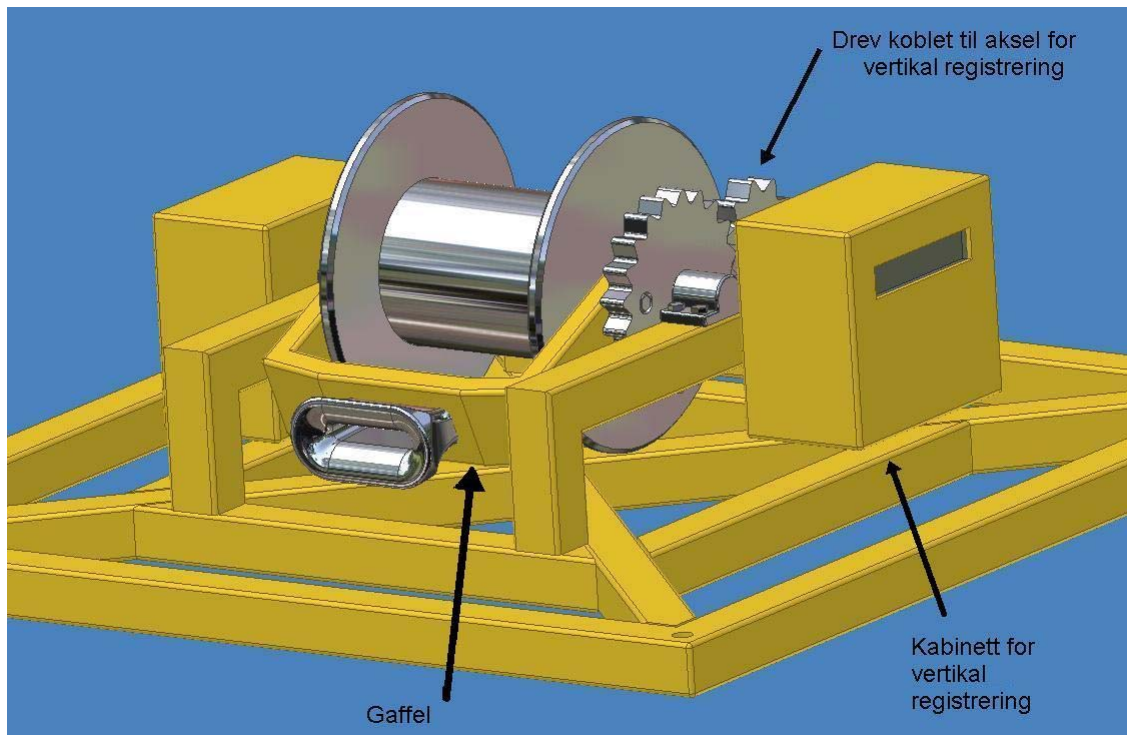
Vertikal måledele

Utenpå trommelen er det montert en "gaffel", med fri opplagring i samme aksel som trommelen, slik at den kan rotere i en begrenset vinkel, uten påvirkning fra trommel. Gaffelen har en munning for wiren, og dersom rørledningen skulle løfte seg fra havbunnen, vil gaffelen følge vinkelen til wiren. Da måleenhet vil bli plassert i en såpass avstand fra rørledningen at de ikke skal risikere å komme i kontakt med hverandre, vil gaffelen rotere innenfor et begrenset vinkelområde.

Gaffelen er på venstre side festet til et drev, som roterer om samme akse som gaffelen og trommelen. Dette drevet overfører bevegelse til et mindre drev som er opplagret i et kabinett på venstre side som inneholder telleverk.



Figur 10.2 Registrering av vertikalløft
Illustrerer hvordan gaffelen følger vinkelen.



Figur 10.3 Måleenhet med trommel, venstre side

I dette kapittelet viser et begrenset antall tegninger av enheten, vi henviser derfor til vedlegg bakerst for flere tegninger av denne.

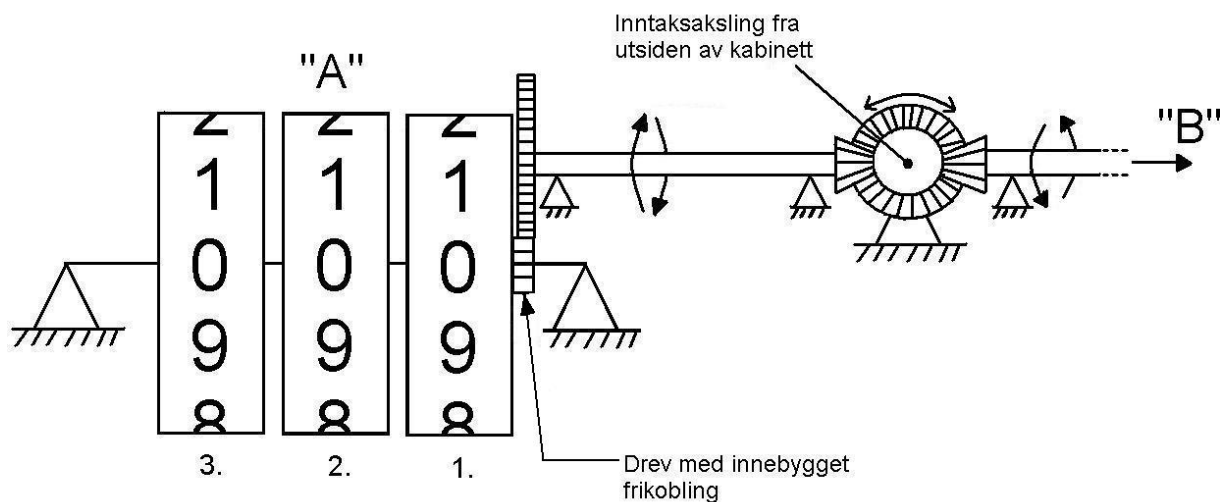
10.2. Kabinett med telleverk

Enden av akslingen går inn via en tetningsring i det trykktette kabinettet, og er videre tilknyttet flere telleverk som loggfører rotasjonen. Registreringskabinettet er i utgangspunktet tiltenkt å være et tett kammer, da den skal inneholde "finere" mekanikk enn måleenheten forøvrig.

Innvendig er den utstyrt med flere telleverk som mekanisk logger rotasjonen ved hjelp av drevoverføringer. Loggingen innebærer et separat telleverk for hver rotasjonsretning.

Alle telleverkene skal logge summen av sine respektive registreringer. I praksis vil det si at om rørledningen beveger seg horisontalt bort fra måleenheten, vil telleverk "A" rotere med bevegelsen, mens telleverk "B" er frikoblet. På samme måte vil telleverk "B" følge rørledningens bevegelse mot måleenheten, mens telleverk "A" er frikoblet.

Figur 10.3 viser metoden for å "telle" rotasjonene. Ut fra inntaksakslingen til kabinettet går to akslinger via koniske drev, en til hver sitt telleverk ("A" eller "B"), disse roterer konsekvent motsatt vei av hverandre. Rotasjonen overføres via drev i andre enden til frikoblingen som ligger innvendig i drevet ved første siferteller på telleverket. Det er her tre "tellesylindere" som viser hvert sitt siffer. Telleverket er en klassisk mekanisk løsning, der sylinder nummer 2. krever en hel omdreining fra sylinder nummer 1. for å flytte seg ett tall opp, og tilsvarende for sylinder 3. og 2.

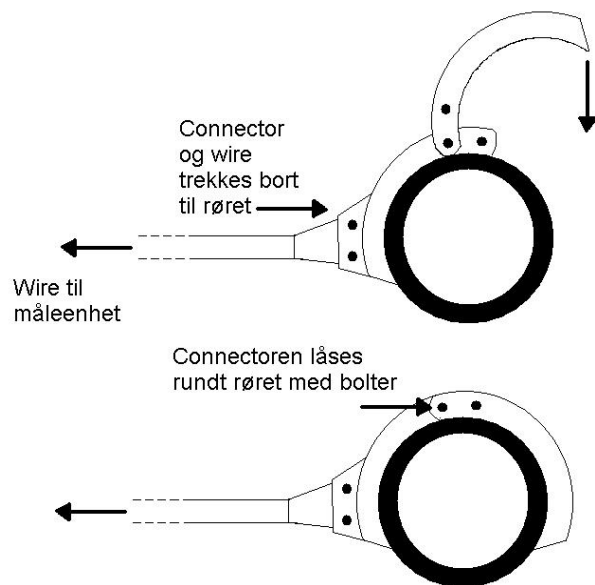


Figur 10.4 Prinsippskisse av telleverk

Prinsippet er det samme for telleverk "B", og kabinettet for vertikal registrering inneholder samme "innmat". Telleverkene er plassert i kabinettet bak et inspeksjonsglass, for at dataene skal kunne leses av ved hjelp av ROV med videokamera.

10.3. Connector

Wiren må festes til rørledningen, og til dette har vi skissert en "connector", som "griper rundt" røret. Connectoren kan installeres som vist på figur 10.5, ved at den er festet til wiren og trekkes bort til rørledningen. Deretter kan den låses med to bolter rundt rørledningen.



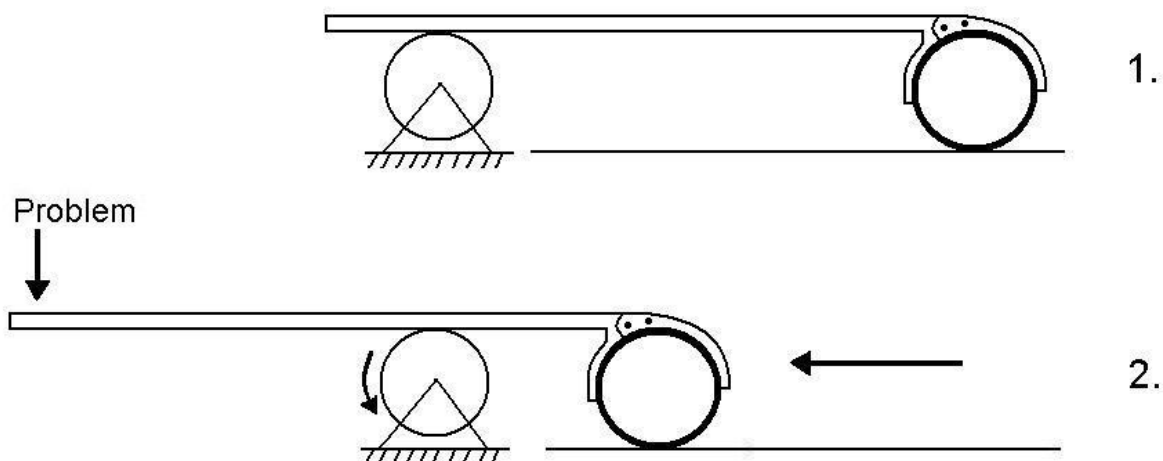
Figur 10.5 Prinsippskisse av connector og montering

10.4. Overføring via tannstang

En annen metode for å overføre bevegelsen er ved bruk av tannstang (figur 10.6) som erstatning for wiren i forrige avsnitt. Her blir også bevegelsen overført til rotasjon, ved å benytte et drev i stedet for trommel. Tannstangen driver tannhjulet, og rotasjonen ved horisontal bevegelse kan registreres ved bruk av registreringskabinett. Det er også mulig å registrere vertikal bevegelse ved bruk av en gaffel med rullehjul mot tannstangen.

Connectoren rundt røret vil måtte kunne ha en "løs" kobling, slik at røret kan bevege seg aksielt uten å dra med seg eller knekke tannstangen.

Denne løsningen er mer komplisert enn metoden med wire. Den krever flere komponenter som drev, festeanordninger for tannstang, og en mer avansert connector. Konstruksjonen vil ha en større dimensjon og omfang av dimensjonering.



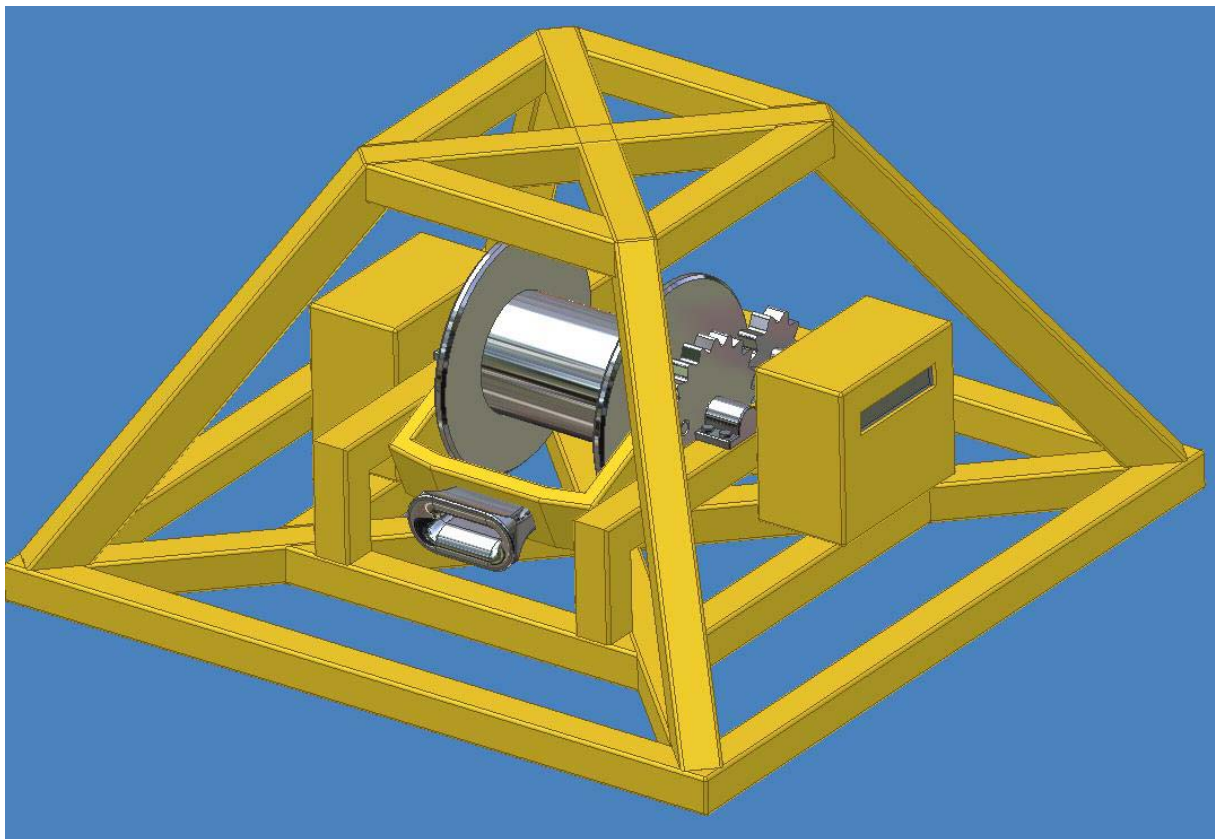
Figur 10.6 Bruk av tannstang

Ved bruk av stiv tannstang dukker det opp et par praktiske problem. Som figur 10.6 viser, stikker enden av tannstanga langt ut bak selve måleenheten. Denne løsningen krever da et omfattende overbygg for beskyttelse. I tillegg, dersom rørledningen løfter seg opp, vil tannstangen på andre siden av måleenheten risikere å komme i kontakt med havbunnen. Denne metoden begrenser seg derfor med tanke på hvor stor horisontal og vertikal bevegelse den kan håndtere.

10.5. Beskyttende overbygg

Som det går fram av kapittel 9.1, krever en undervannsinstallasjon en beskyttende struktur med tanke på overtrålbarehet. Et overbygg må kunne motstå en punktlast på 100 tonn delt på arealet til trålposen. I tillegg vil en beskyttelsesstruktur være en viss sikkerhet mot synkende gjenstander som anker, osv.

En fordel med måleenheten i forhold til konvensjonelt undervanns produksjonsutstyr er at hele enheten kan prefabrikeres i verksted, og installeres på havbunnen som en enhet. Det er svært kostbart å holde et fartøy og undervannsutstyr i drift uten på en installasjon, og mest mulig forarbeid er kostnadsbesparende med tanke på minst mulig arbeid ved selve installasjonen. Figur 10.7 viser overbygg montert på måleenheten.



Figur 10.7 Måleenhet med overbygg

10.6. Resterende utfordringer

En viktig utfordring ved installasjon er å plassere måleenheten på et sted der bulingen er størst, for å sikre at maksimal bevegelse blir registrert. Det er også en god del beregninger som må foretas før endelige dimensjoner og målespesifikasjoner kan fastsettes. Nedenfor er oppsummert noen av de tingene som bør beregnes og dimensjoneres i forhold til enheten.

Faktorer som må tas hensyn til:

- Materialvalg – Styrkeberegninger av det beskyttende overbygget - dimensjonering av materialtykkelse og a-mål i sveiser. Beregninger av styrke og nødvendige egenskaper for bevegelige deler. Hensyn må også tas til korrosjon.
- Beregning av fjærkraft for å opprettholde nødvendig spenn på wire.
- Opplagring og tetning – Velge typer som passer for de aktuelle forhold.
- Bunnforhold – Velge en "template" som passer de forhold det aktuelle bunn sedimentet krever for å oppnå stabilitet, samt en forankring til havbunnen.
- Overføringer – Drevene må målsettes og utvekslinger kalibreres matematisk med hensyn på "aktiviteten" til det aktuelle røret som skal måles, og i forhold til lengdeenhet man ønsker målt på telleverk.
- ROV – Dimensjonering og utarbeiding av praktiske detaljer som "løfteører" og eventuelle "gripepunkt", i forhold til installasjon av enhet.
- Kostnadsberegninger av konstruksjon og installasjon.

11. Diskusjon

Vi har i oppgaven gjennomgått ulike typer bevegelse som kan oppstå i en rørledning på havbunnen. Bevegelser som i hovedsak oppstår er vertikalt og horisontalt oppløft som resultat av ekspansjonskraft. Vertikalt oppløft er en relativt langsom utvikling hvor treghetskrefter kan neglisjeres, mens sideveis utknekkning kan utvikle seg raskt, og treghetskrefter kan ha betydning. Utmattingsskader er normalt ikke problem for transportrør, men derimot plastiske tøyninger. Det er et klart behov for å måle rørbevegelser, da slike målinger forteller mye om tilstand for røret.

Beregningene vi har presentert i denne rapporten er forenklet i forhold til en reell analyse av utbuling, der det tas i bruk differensialligninger med langt flere hensyn.

Det har blitt gjort mange surveyer i de siste årene for verifikasjon av ekspansjon kontrollert design, dette blir gjort av survey fartøy over hele den tempererte delen av en gassrørledning. Dersom en skal konkurrere med denne type verifisering er det kostnad som er det store spørsmålet.

Å instrumentere alle spenn og utslag med måleenheten er urealistisk, men det kunne være en idé at man for eksempel instrumenterte ett utslag for å etterregne eller korrigere den analysemodellen som er benyttet for en rørledning. Erfaringen de senere år er at oljeselskapene ønsker å øke kapasiteten i transportrør og man må etterregne røret. En verifisering av modellen kunne da være "kjekt å ha". Dette er mest interessant for rør utsatt for et større antall nedstengninger, med påfølgende termiske lengdeendringer. Såkalte "Tie-in-spools", som har oppgave å ta opp aksial bevegelse horisontalt før innkobling til produksjonsfelt, er også et aktuelt område for måleenheten.

Når det gjelder utvidet levetid med tanke på mer måleresultat er det også mange andre faktorer som er med på å bestemme levetiden til et felt. Men en kan kanskje redusere veggtykkelse på rør som en følge av at en har bedre kontroll på lastene.

I design av eksponerte rør som kan bevege seg fritt mellom to låsepunkt, vil avstanden mellom låsepunktene variere en del. Typiske lengder ligger i området 1-5 km. Innenfor en slik seksjon vil antall knekkpunkt kunne variere fra 1 og opp til 4-5. Overvåking av 1 bule vil absolutt kunne være interessant for å sammenholde mot design og kalibrering av analysemodeller, men overvåking av alle *potensielle* utknekksonråder innenfor 1 seksjon ville fortalt mye mer når det gjelder samspill/utvikling over tid

Ved dynamisk bevegelse av rør i frispenn som resultat av hydrodynamiske laster er opplagt treghetskrefter av betydning. Det har vært gjort mye arbeid og modellforsøk i forbindelse med frie spenn, da dette er den nye store utfordringen i forbindelse med ekstrem havbunn. Det beregnes utmatting etter guidelines utgitt av DNV, og det kjøres analyser med rør i spenn og med betingelser gitt av leggeanalyser /sjøbunnstopografi. Modellen blir utsatt for strøm og bølgekrefter og man regner ut antall sykler og beregner levetid for røret. Vibrasjoner i frie spenn er en såpass liten og høyfrekvent bevegelse at det ville være svært problematisk å designe et mekanisk verktøy for denne type måling.

Ved dagens ROV survey registreres også sjøbunnen under og på siden av røret. Eventuell forandring av sjøbunnen som funksjon av tid er informasjon som i dag benyttes for evaluering av tilstanden til røret.

12. Konklusjon

Dagens målemetoder har den fordel at de kan kartlegge store områder ved ett survey, og en mekanisk måleenhet installert på havbunnen vil derfor ikke kunne erstatte de eksisterende metodene. Et slikt verktøy vi har designet i denne rapporten, vil kunne ha noe for seg i som en ekstra måling i tillegg til de eksisterende. Verktøyet kan også være nyttig i spesielle tilfeller hvor operasjonskriterier av en eller annen grunn ble annerledes enn forutsatt. Dersom måledataene skal ha gode nok beregningsgrunnlag bør vårt måleverktøy tilleggsutrustes med komponenter som kan registrere bevegelsene mer nøyaktig med hensyn på tiden. På den måten kan de målte bevegelsene i ett tid sammenlignes med driftsforhold, slik det gjøres i metodene som benyttes i dag.

13. Litteratur

1. *Disponering av utrangerte rørledninger og kabler* - Olje- og energidepartementet (Sammenfatningsrapport desember 1999)
2. *NOU 1974 Rørledninger på dypt vann* - Norges offentlige utredninger 1974 (Universitetsforlaget)
3. *Offshore Pipeline Engineering Training Course* - Andrew Palmer and Associates (Kursrapport, Kairo 1999)
4. *Buling av rørledninger* - Rune Thoresen / Kjell Morten Norstrand (Prosjektrapport 1989)
5. *Disponering av rørledninger og kabler* - Jostein Nordland (RC-Consultants)/Lars J. Hem (Aquateam)(Utredningsrapport 1999)
6. *Beslutningsteoretiske perspektiver på Petroleums-Konsekvensutredninger* - Forum for konsekvensutredning/KU-Forum
7. *Storeggaområdet er friskmeldt* - Petter Bryn (Hydro)
8. *Seismiske stasjoner i Norge* - Anders Dahle (NORSAR)
9. *Håndbok for vitenskapelig tråling* - Atle Sangolt (Havforskningsinstituttet - 2004)
10. *Miljøskadelig bunnstoff – TBT* - Norges Rederiforbund
11. *Driftserfaringer av Offshore Stålkonstruksjoner* - Arne Kvitrud/Roger L. Leonhardsen (Oljedirektoratet)
12. *Dyptvann og Strømmer* – Hydro AS (www.ormenlange.com)
13. *Produktinfo/SmartPig* - Emerging Construction Technologies
14. *Undervannsteknologi* – Jens Chr. Lindaas (Kompendium sept. 2000)
15. *Subsea - an overview* – J. Aleksandersen (Kompendium, Høgskolen i Stavanger)
16. *Inspiserer rør med bildeanalyse* – Ragnar Bang Huseby/Norsk Regnesentral (Teknisk Ukeblad)
17. *2H Subsea Standalone Data monitoring System* – Dr. Pei An (6. SUT-Symposium april 2003)
18. *Nordsøen etter istiden* - Jørgen O. Leth (GEUS)
19. *Fasthetslære* – Fridtjof Irgens (Tapir Forlag)
20. *Erfaringer med design av HT-HP rørledninger for termisk buling* – Per Nystrøm/Vetco Grey (Foredrag 2004)
21. *In-Service Buckling of Heated Pipelines* – Roger Hobbs (Journal of transportation engineering – 1984)
22. *A Simplified Model of Upheaval Thermal Buckling of Subsea Pipelines* – James G. A.Croll (Dep. of Civil and Environmental Engineering – 1997)

Formelliste

- 3.1 Spenninger i aksialretning $\sigma_y = -\alpha ET + \mu\sigma_x + \sigma_r$ /2/
- 3.2 Mises flytkriterium $\sigma_j = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2 - \sigma_x\sigma_y + 3\tau_{xy}^2}$ /2/
- 3.3 Overflatehevning $\eta(x, t) = \frac{H}{2} \cos(\omega t - kx)$ /3/
- 4.1 Rørledningens glidelengde med friksjon $L = \alpha \cdot (T_{inn} - T_a) e^{-\beta L} \cdot \frac{AE}{\mu W} = 2361 \cdot e^{E-3E-4 \cdot \frac{1}{\mu}}$ /4/
- 4.2 Ekspansjon $\Delta L = \alpha \cdot (T_{inn} - T_a) \cdot \frac{1 - e^{-\beta L}}{\beta} - \frac{\mu WL^2}{2AE} = 2,535 \cdot (1 - e^{-3 \cdot 10^{-4} L}) - 1,61 \cdot 10^{-7} \cdot \mu L^2$ /4/
- 4.3 Max skjærspenning ved torsjon $\tau_{max} = \frac{T}{I_p} r$ /19/
- 5.1 Spennlengde som gir maksimal bøyepåkjenning $l_m \approx 4,2 \sqrt{\frac{t\sigma_f}{\tau}}$ /5/
- 5.2 Frekvens av virvelavløsning $f_v = \frac{S_v}{d}$ /5/
- 5.3 Laveste egenfrekvens $f_n = \frac{k\pi}{2 * l^2} \sqrt{\frac{EI}{m}}$ $f_n > f_v$ /5/
- 5.4 Maksimumsgrense for fri spennlengde $l_m^2 = d^2 \frac{k\pi}{2S_{vn}} \sqrt{\frac{E}{2(d/t)p}}$ /5/

Formler benyttet i utregninger i oppgaven

- 8.1 Enkel lengdeutvidelse $\Delta L = \alpha * \Delta T * L_0$ /19/
- 8.2 Pytagoras $hypotenus^2 = katet^2 + katet^2$
- 8.3 Spenning ved utvidelse $\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + \alpha \Delta T$ /19/
- 8.4 Lengdeutvidelse $\varepsilon = \frac{\Delta L}{L_0}$ /19/
- 8.5 Lengdeutvidelse med hensyn på spenning $\Delta L = (\frac{\sigma}{E} + \alpha \Delta T) * L_0$ (8.3 og 8.4)
- 8.6 Ringspenning ved trykkbelastning $\sigma = \frac{r}{2t} p$ /19/
- 8.7 Lengdeendring ved påtrykket ringspenning $\Delta L = (\frac{r}{2tE} p + \alpha \Delta T) * L_0$ (8.5 og 8.6)
- 8.8 Aksialkraft med fire komponenter $N = \pi R^2 (1 - 2\nu) p + 2\pi R t E \alpha \theta - T$ /3/
- 8.9 Hooke's lov $\sigma = E\varepsilon$ /19/
- 8.10 Tøyning med hensyn kun på temperatur: $\varepsilon = \alpha \Delta T$ /19/
- 8.11 Normalspenning over tverrsnittet: $\sigma = \frac{N}{A}$ /19/
- 8.12 Utbøyning $\bar{w} = \frac{P_c}{P_c - P} * (-\bar{w}_1)$ /22/

- 8.13 Imperfeksjon ved negativ last $\bar{w}_1 = \frac{1}{384} * q \frac{L^4}{EI}$ /22/
- 8.14 Kritisk kraft, også kalt Eulerlasten: $P_c = \frac{4\pi^2 EI}{L^2}$ /22/
- 8.15 Utbuling langs akse $w(x) = \bar{w} \frac{1}{2} (1 + \cos \frac{2\pi x}{L})$ /22/
- 8.16 Annet arealmoment for rør $I = \frac{\pi(D_y^4 - D_i^4)}{64}$ /19/
- 8.17 Vekt av masse neddykket i vann $Q = mg - \nabla \rho_{\text{vann}} g$ /14/
- 8.18 Volumfortrengningen av rør $\nabla = \pi * r_y^2 * L$ /14/
- 8.19 Friksjonskraften $F = \mu * Q$
- 9.1 Hydrostatisk trykk med hensyn på dybde $p_2 = p_1 + \rho gh$

Termisk lengdeutvidelseskoeffisient for stål = $12 * 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

14. Vedlegg

- 1-6 Bilder av måleenhet med wiresystem
- 7 Maskintegning
- 8 Kalkulering av materiale, beskyttelsesramme
- 9-11 Materialelegenskaper, (Norsk standard)