



HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

## Kapasitetsøking på eksisterende kjølesystem



Bacheloroppgave utført ved

Høgskolen Stord/Haugesund – Avd. Haugesund – Ingeniørfag

---

Studieretning: Maskin, Energi- og Prosessteknikk

Av: Cecilie Tveita Tingvoll  
Morten Hope

Kand.nr. 68  
Kand.nr. 33

---

Haugesund

Våren 2010

# BACHELOROPPGAVE

**Studentenes navn:** Morten Hope  
Cecilie Tveita Tingvoll

---

**Linje & studieretning** Maskin, Prosess- og energiteknikk

**Oppgavens tittel:** Kapasitetsøking på eksisterende kjølesystem

## Oppgavetekst:

*Aibel har fått i oppdrag å forbedre kapasiteten til kjølesystemet i boligmodulen på en eldre plattform. Eksisterende kjølekapasitet er utilstrekkelig. Kjølevannsystemet ble installert for omtrent 20 år siden, det er derfor stor sannsynlighet for innvendig korrosjon og innsnevring i rørene.*

*Det skal utføres:*

- *Identifisering av problemer på eksisterende system*
- *Identifisering av kjølebehovet*
- *Materialvalg og begrunnelse for dette*
- *Dimensjons- og trykkfallsberegning av rør*
- *Design av rørlinje og anbefaling av ny rørtrasé*
- *Vurdering og valg av filter i rørsystemet*

*Oppgaven blir utført i henhold til Aibel sine retningslinjer samt NORSOK standard.*

**Endelig oppgave gitt:** Fredag 5. mars 2010

**Innleveringsfrist:** Fredag 7. mai 2010 kl. 12.00

**Intern veileder** Ståle Bright Pettersen - HSH, tlf: 52 70 26 66

**Ekstern veileder** Kjell-Frode Hansen - Aibel, tlf: 85 26 83 69

**Godkjent av  
studieansvarlig:  
Dato:**

*Monika Metallinou*  
*22/4 -10*



HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

Høgskolen Stord/Haugesund  
Studie for ingeniørfag  
Bjørnsonsgt. 45  
5528 HAUGESUND  
Tlf. nr. 52 70 26 00  
Faks nr. 52 70 26 01

Oppgavens tittel Kapasitetsøking på eksisterende kjølesystem		Rapportnummer <i>(Fylles ikke ut)</i>
Utført av Cecilie Tveita Tingvoll og Morten Hope		
Linje Maskin	Studieretning Energi- og Prosessteknikk	
Gradering Åpen	Innlevert dato 07. 05. 2010	Veiledere Ståle Bright Pettersen Kjell-Frode Hansen, Aibel

#### Ekstrakt

I forbindelse med Aibel sine vedlikeholdskontrakter på en rekke plattformer, har Aibel besluttet å gi oss i oppgave å forbedre kjølekapasiteten på et eksisterende kjølesystem på en gammel plattform.

Vi kom frem til et forslag som hovedsaklig går ut på å bytte ut mesteparten av kjølevannslinjen både tur og retur. Vi har designet ny rørtrasé som vi har laget ISO tegninger til. Vi opererer i et korrosivt og kaldt miljø, med både varmt og kaldt sjøvann. Dette har stilt en del ekstra krav til materialvalg, så vi har foretatt en del beregninger som gir grunnlag for vårt valg.

Med denne rapporten presenterer vi et detaljert forslag til en løsning som vil bidra til å unngå kapasitetsproblemer på dette kjølesystemet i fremtiden.

## Forord

Bachelor oppgaven er hovedoppgaven som avslutter 3 års høyskole utdanning. Oppgaven tilsvarer 15 studiepoeng og går over et semester. Som en oppsummering av oppgaven blir det utarbeidet en prosjektrapport. Oppgaven blir vanligvis utført i samarbeid med en bedrift.

Vi ville gjerne skrive vår oppgave for et firma som utførte arbeid på offshore installasjoner. Dette fordi vi begge ønsker en framtidig karriere innen dette feltet, og vi ser at vi kan på denne måten sanke verdifulle erfaringer som kan komme oss til gode senere. I vårt tilfelle så har Cecilie hatt sommerjobb hos Aibel, så vi ønsket å nytte de erfaringene hun har tilegnet seg ved å skrive en oppgave her. Aibel var svært positive, og tildelte oss en typisk ingeniør oppgave som vi mente var både interessant og relevant.

Vi har hatt en begrensning ved at kunden til Aibel ønsket å være anonym. Det betyr at navnet på plattformen og kunden ikke vil bli nevnt i denne rapporten. Men vi ser ikke på det som noe problem da dette på ingen måte er relevant for oppgavens innhold.

Arbeidet med oppgaven har vært krevende, men svært interessant og lærerik. Vi har fått et godt innblikk i hvordan å tenke som en ingeniør, og ikke minst ta fornuftige ingeniørmessige vurderinger og avgjørelser. I tillegg har vi fått nyttet flere av fagene vi har hatt på skolen, der i blant statikk og fasthetslære, material og tilvirkning, strømningslære og termodynamikk.

I forbindelse med oppgaven ønsker vi å takke ekstern veileder Kjell-Frode Hansen, og alle andre behjelpelige i Aibel for tålmodighet og god hjelp gjennom denne perioden.

Vi vil i tillegg takke intern veileder Ståle Bright Pettersen for gode råd ved rapportskrivning og andre viktige avgjørelser underveis.

Haugesund 05.05.10

Cecilie T. Tingvoll  
Cecilie Tveita Tingvoll

Morten Hope  
Morten Hope





# Innholdsfortegnelse

## Innhold

Forord.....	i
Figurliste.....	iv
Sammendrag.....	vi
Kapittel 1. Innledning.....	1
1.1 Om Aibel.....	1
1.2 Bakgrunn for oppgaven.....	2
1.3 Formål.....	2
1.4 Avgrensinger.....	2
1.5 Problemer med eksisterende system.....	2
1.6 Løsning.....	2
Kapittel 2. Design.....	3
2.1 Designpremisser.....	3
2.2 Tegninger.....	3
2.2.1 P&ID.....	3
2.2.2 Plot plan.....	3
2.2.3 Isometriske tegninger.....	3
2.3 Rørtrasé.....	4
2.3.1 Alternative løsninger.....	4
<i>Alt. 3</i> Valgt løsning.....	4
2.4 Rivebeskrivelse.....	5
2.4.1 Preservering av eksisterende rør.....	5
Kapittel 3. Beregninger.....	6
3.1 Systemopplysninger.....	6
3.2 Trykktapsberegning.....	6
3.3 Temperaturendringsberegninger.....	9
3.3.1 Temperaturendring i rør.....	9
3.3.2 Temperatur endring gjennom varmeveksler.....	12
3.4 Rørstøtte beregninger.....	13
3.4.1 Rørstøtte beregninger.....	13
3.4.2 Vindberegninger på rørstøttene.....	14
Kapittel 4. Rørsupportering.....	15
4.1 Valg av rørstøtte.....	15



Kapittel 5. Komponenter .....	16
5.1 Valg av rør og rørdeler.....	16
5.1.1 Flenser .....	16
5.2 Ventiler .....	16
5.2.1 Spjeld ventil ( <i>butterfly</i> ) .....	16
5.2.2 Reguleringsventil .....	17
5.3 Filter.....	17
5.3.1 Teknisk spesifikasjon.....	18
5.3.2 Design av filteret.....	18
6.1 Kriterier for materialvalg.....	20
6.2 Materialer .....	20
6.2.1 GRE .....	20
6.2.2 Cu-Ni 90-10 .....	20
6.2.3 Titan .....	21
6.2.4 6Mo.....	21
Pris per meter: 900,- kr.....	21
6.2.5 25Cr duplex .....	21
Kapittel 7. Isolasjonsspool .....	22
Kapittel 8. Isolasjon.....	23
Kapittel 10. Konklusjon .....	26
Referanser .....	I
Vedleggsliste .....	II

## Figurliste

- **Figur 1:**  
Foto: Cecilie T. Tingvoll
- **Figur 2:**  
[http://www.ikm.no/modules/module\\_123/proxy.asp?iDepartmentId=9&D=2&C=47&l=50](http://www.ikm.no/modules/module_123/proxy.asp?iDepartmentId=9&D=2&C=47&l=50) Bildet viser *hydrojetting*.
- **Figur 3:**  
Tegnet i inventar 2010, 3D modell av rørsko.
- **Figur 4:**  
[http://imgghost.indiamart.com/data/B/Z/MY-1390230/raised-face-flanges\\_10749766\\_250x250.jpg](http://imgghost.indiamart.com/data/B/Z/MY-1390230/raised-face-flanges_10749766_250x250.jpg)
- **Figur 5:**  
<http://174.123.135.195/uploads05/51/D/Butterfly-Valve69783576.jpg>
- **Figur 6:**  
<http://www.hellanstrainer.com/Dstrainer.htm>
- **Figur 7:**  
Tegnet i inventar 2010, visere isolasjonsspoolen ved *tie-in 1*
- **Figur 8:**  
Tegnet i Inventor 2009, viser oppbygning av frostbeskyttelse



## Ordliste:

<i>Aircondition</i>	Klimakontroll
<i>Piping and Instrumentation Diagram</i>	Rør og instrument diagram
<i>Supporter</i>	Støtter til t.d rør og stålkonstruksjoner
<i>Elevasjoner</i>	Forhøyning, høydekoordinat
<i>Rutingen</i>	Rørtrasé, rørledningens plassering
<i>Bend</i>	Rørbøy
<i>Hydrojetting</i>	Vannspyling ved høyt trykk i t.d rør
<i>Reduser</i>	Innsnevret del på rør for å minske dimensjon
<i>Ekspander</i>	Rør del som øker rørets dimensjon
<i>Shape/drag</i>	Legemets form og påkjenningen
<i>Pipe</i>	Rør
<i>Pipe Support Work Instruction</i>	Rør støtte arbeid instruksjon
<i>Clamped shoe for alloy steel</i>	Forsterket sko for legert stål
<i>Bolted guide for lines supported on shoes</i>	Boltet fører for linjer støttet på sko
<i>Raised Face</i>	Oppbygd flate på flens (pakningsflate)
<i>Strainer</i>	Filter
<i>Inline Flow body dual screen Hand operated</i>	Innvendig strøm med dobbel filter, manuell
<i>GRP Glass Reinforced Plastic</i>	Glass forsterket plastikk
<i>GRE Glass Reinforced Epoxy</i>	Glass forsterket epoxy
<i>Fluidet</i>	Fellesbenevning for gass og væske
<i>Spool</i>	Sammensatte rør og/eller rørdeler
<i>Offshore</i>	Ut i havet
<i>Engineering</i>	Ingeniørarbeid

## Sammendrag

I forbindelse med Aibel sine vedlikeholdskontrakter på en rekke plattformer, har Aibel besluttet å gi oss i oppgave å forbedre kjølekapasiteten på et eksisterende kjølesystem på en gammel plattform.

Selve kjølesystemet fungerer som det skal. Derfor har vi måtte anta at problemet er rørlinjen som tilfører sjøvann til kjølesystemet. Linjen er 2,5" Cu-Ni rør som er gamle og sannsynligvis grodde og korroderte innvendig. Rørene går fra innfestningspunktet på kjellerdekket, og hele veien opp til toppdekket like under helikopterdekk. Returlinjen går ned under kjellerdekket og ned langs plattform foten, for å dumpe varmt sjøvann som kommer fra varmeveksleren i kjølesystemet.

Etter en del diskusjoner internt, i tillegg til rådføring med veiledere, kom vi frem til en egnet løsning. Løsningen går hovedsaklig ut på å bytte ut mesteparten av linjen både tur og retur. Vi har designet ny rørtrasé som vi har laget ISO tegninger til.

Vi opererer i et korrosivt og kaldt miljø, med både varmt og kaldt sjøvann. Dette har stilt en del ekstra krav til materialvalg, så vi har foretatt beregninger som gir grunnlag for vårt valg. Valget er i tillegg begrunnet ut i fra kundens ønske, estimert levetid og pris. Vi har også måtte legge inn tiltak for å unngå at sjøvannet fryser i rørene.

De største utfordringer har vært å beregne strømningshastighetene og trykktap i linjen.

Verktøyene vi har benyttet til design er AutoCad og Inventor.

Med denne rapporten presenterer vi et detaljert forslag til en løsning som kan bidra til å unngå kapasitetsproblemer på dette kjølesystemet i fremtiden.

## Kapittel 1. Innledning

### 1.1 Om Aibel

Aibel AS er et av de største norske oljeserviceselskap som prosjekterer, bygger, vedlikeholder og modifiserer olje- og gass- produksjonsanlegg.

De har gjennom årene opparbeidet seg høy kompetanse ved å tilby sine kunder tjenester for å oppnå økt olje- og gassproduksjon.

Aibel arbeider på nye og eksisterende felt og anlegg, offshore og på land, på faste og flytende installasjoner. Det er et flernasjonalt firma med over 7000 ansatte i 10 land. I Norge er det omtrent 4000 ansatte etablert på 7 avdelinger rundt i hele landet. Aibel har som mål å bli en verdensledende anerkjent bedrift innen olje & gass service og moderne teknologi. Organisasjonen er bygd opp under de ulike prosjektene. Per i dag er det 27 pågående prosjekt av ulike omfang [1].

Avdelingen i Haugesund er den nest største i Norge. Her sitter ingeniører, planleggere, tilretteleggere, innkjøpere for å nevne noen. Fabrikasjonsverkstedet er lokalisert i Haugesund. Dette er et moderne verksted med mye avansert teknologisk utstyr for fabrikasjon.



Figur 1



## 1.2 Bakgrunn for oppgaven

Vi har fått i oppdrag av Aibel å forbedre kapasiteten på et kjølevannsystem på en eldre plattform. Det er mottatt flere rapporter fra kunde om at serveringsdisker i kantinen blir for varme og *aircondition* i boligkvarteret er for dårlig.

## 1.3 Formål

Oppgaven går ut på å identifisere årsaken til at kjølesystemet ikke har tilstrekkelig kapasitet, og komme frem til en løsning for å få tilfredstilt kjølebehovet.

Videre skal materialvalg begrunnes og filter velges. Det blir sett nærmere på plassering av rørene, og om det kan gjøres på en bedre måte enn eksisterende rørtrasé. I tillegg skal rapporten omhandle rørstøtting på de nye rørene.

## 1.4 Avgrensinger

- Vi skal ikke gjøre noe med selve kjølesystemet, dette fungerer som det skal.
- Det nye rørsystemet har ikke blitt 3D modellert, dette fordi vi ikke har hatt tilgang til egnet 3D modelleringsverktøy. En lisens på et slikt program ville ha kostet Aibel mellom 3000-4000,- NOK pr. måned [3].
- Oppgaven er avgrenset ved innfestningspunkt 1 som vist på P&ID. Vi følger linjen opp til innfestningspunkt 2 ved Mollier sitt kjølesystem, og går videre ut fra innfestningspunkt 3. [A,B]

## 1.5 Problemer med eksisterende system

Problemet med kjølesystemet i dag er at kjølesystemets varmeveksler ikke klarer å transportere bort nok varme. Aibel skal ikke gjøre noe med selve kjølesystemet da det som tidligere nevnt fungerer som det skal. Antar at varmeveksleren/kondenseren er blitt regelmessig vedlikeholdt og fungerer som den skal. Problemet må derfor skyldes at varmeveksleren får tilført for lite vann, som igjen kommer av for liten innvendig diameter på rørsystemet som transporterer kjølevann til og fra varmeveksleren. Dette kan skyldes flere faktorer som f.eks. innvendig korrosjon (som har ført til en innsnevring av diameteren), marin begroing og avleiringer.

De eksisterende rørene er i svært dårlig forfatning, og det er blitt rapportert om lekkasjer flere steder. Rørene bør derfor også byttes uavhengig av kapasitetsproblemet.

## 1.6 Løsning

Løsningen på problemet blir å erstatte de gamle rørene som frakter kjølevann til og fra kjølesystemets varmeveksler, med nye rør. I tillegg legger vi inn noen faktorer for å begrense marin begroing og korrosjon.

## Kapittel 2. Design

### 2.1 Designpremisser

Konstruksjon av rørlinjene skal være i henhold til Norsok standard P-001, i tillegg til Aibel sine rettningslinjer [Y]. Alle rør skal også legges slik at krav til minimumshøyde, og klaring for operasjon, inspeksjon, vedlikehold og demontering opprettholdes.

Rørsystemet består i dag hovedsakelig av 2,5" rør. Pga. at denne rørdimensjonen er fjernet fra NORSOK standarden skal det nye rørsystemet bestå av 3" rør.

### 2.2 Tegninger

#### 2.2.1 P&ID

P&ID (*Piping and Instrumentation Diagram*) er en skjematisk fremstilling av rør, utstyr og instrumentering innen prosessenheter på for eksempel en plattform. P&ID tegninger tar ikke hensyn til avstander eller lengder på rør eller mellom utstyr. Den viser derimot linjenummer, utstyr, dimensjoner, strømningsretninger, og alt som trengs for å styre en prosess. [A,B]

#### 2.2.2 Plotplan

En plot plan er en arkitekt tegning i skala med et koordinatsystem. Den viser plassering av byggverk eller andre konstruksjoner, og utstyrets oppsett med dimensjoner og avstander. Med utgangspunkt i plattformens plotplaner er avstandene beregnet, og grunnlaget for isometriske tegninger dannet. [C,D]

#### 2.2.3 Isometriske tegninger

På grunnlag av plot plan og P&ID er det laget isometriske tegninger av de nye rørlinjene.

En isometrisk tegning viser to sider av et objekt, i tillegg til topp eller bunn. Alle vertikale linjer tegnes vertikalt. Alle horisontale linjer tegnes med 30° vinkel i forhold til horisonten [14]. Isometriske tegninger trenger ikke å være tegnet i målestokk.

Her er rørlinjens vandring gjennom alle etasjene på plattformen fremstilt med ventiler, filtere, innfestningspunkter og *supportere*. Tegningene blir primært brukt som arbeidsbeskrivelse for fabrikasjon og installasjon. I tillegg blir den brukt som dokumentasjon for material, trykktesting og sveising, samt at de gjerne blir arkivert for fremtidig produksjon. [E,F,G,H,I]

De isometriske tegningene våre inneholder følgende:

- Linjenummer
- Systemnummer
- Max trykk og temperatur

- Beskrivelse og nummerering av deler som ligg på linjen
- *Supporter* med nummerering
- Prosjekt nummer
- Behov for varmekabler
- Behov for isolasjon
- Malingskoder
- *Elevasjoner*
- Grensesnitt
- Rørlengder
- Materiell type
- Dato for når tegningene ble produsert, og signatur av hvem som har tegnet.

## 2.3 Rørtrasé

*Rutingen* av linjen er gjort ved å lage isometriske tegninger ved hjelp av P&ID og plotplan av plattformen.

### 2.3.1 Alternative løsninger

#### **Alt. 1**

Å bygge ny linje ute på sørsiden av boligmodulen var en aktuell plan. Det ville vært enkelt å rute linjen ved at det ikke er noe utstyr eller lignende i veien. Rørene ville blitt fabrikkert med svært få *bend* og lite deler. Jobben ville hatt en høy sikkerhetsrisiko ved at klatrere måtte ha bygget et stort stillas på utsiden av boligmodulen. Et så stort stillas er både kostbart og tidskrevende. Det ville også medført at båter måtte ha ligget og overvåket arbeiderne, noe som ville blitt en meget kostbar affære. I tillegg ville rørlinjen måtte tåle store påkjenninger på grunn av vær- og vindkrefter.

#### **Alt. 2**

Rørtraséen går per idag gjennom alle etasjene i boligmodulen. Dette alternativet går ut på å bytte ut linjen like for like, men det ville vært en uhensiktsmessig løsning. Deler av boligmodulen måtte i perioder ha blitt nedstengt pga. at gulver av betong må hugges, og det hadde blitt åpning i tak/gulv i alle etasjer. Dette hadde tatt tid og det er allerede begrenset kapasitet på lugarene. En midlertidig avstenging av boligmodulen ville blitt en kostbar løsning ved at kunden måtte ha begrenset antall arbeidere ombord, noe som igjen hadde gått ut over produksjonen.

#### **Alt. 3 Valgt løsning**

På nordsiden av boligmodulen er det en avstand på omtrent en meter som skiller boligmodulen fra resten av modulene til plattformen. Det er en sjakt med vegger på alle sider, men uten tak. Det trengst altså ikke å tas hensyn til vind, i tillegg til at det er tryggere, billigere og lettere å bygge stillas her. Det er ingen hindringer på veien gjennom sjakten, med unntak av noen ristplattformer.

Turlinjen vil derfor gå gjennom nordveggen nede på første arbeidsdekket ved innfestningspunktet, og opp gjennom hele sjakten til toppen, like under helikopterdekket der kjølesystemet står plassert. Returlinjen vil ta samme veien ned, parallellt med tur linjen. Vannet skal dumpes til sjøen og fortsetter derfor videre ned til kjellerdekket, og deretter omtrent 5 meter ned langs plattformfoten.

## 2.4 Rivebeskrivelse

Eksisterende rørlinje som blir igjen i boligmodulen vil bli stengt ned og preservert. Den skal kappes der røret tar opp unødig plass, men vil ellers bli stående slik den er idag.

### 2.4.1 Preservering av eksisterende rør

Preservering vil si at man fysisk tildekker produktet, eller at man tar i bruk preserveringsmidler i flytende form, voks, spray, tabletter, pulver eller smurning. Årsaken til at dette gjøres er for å beskytte produktet mot å forfalle over tid. En unngår verditap og opprettholder kvaliteten. [2]

I dette tilfellet må marin begroing og korrosjon fjernes fra rørene.

En mulighet er å rengjøre rørene ved hjelp av "hydrojetting", som er spyling med ferskvann under svært høyt trykk. Rørene her har så liten dimensjon at de sannsynligvis ikke er mulig å hydrojette. I tillegg er rørene gamle og rustne, og vil sannsynligvis ikke tåle vanntrykket på 1000 bar. Det vil også bli en del vannsøl ved at rørene må splittes opp, noe som ikke er ønskelig i boligkvarteret. Den beste løsningen blir å sirkulere kjemikalier gjennom rørsystemet. Her slipper en å splitte opp rørene, i tillegg til et betydelig lavere trykk. Kjemikaliene kan også lage hull i rørene dersom de er i særs dårlig forfatning, men i dette tilfellet vil de tåle det.

Etter rengjøring dekkes rørene til slik at ingen legemer kan komme inn, men det er lufting for å unngå gassdannelse over tid. [15]



Figur 2

## Kapittel 3. Beregninger

### 3.1 Systemopplysninger

Det skal skiftes rør til og fra kjøleenheten. Vi har ikke ansvar for å vedlikeholde eller bytte selve kondenseren i kjøleenheten. Det er også en liten del av rørsystemet i 6. etasje rett før kondenseren som ikke skal byttes. Må derfor anta at dette ikke er gjengrodd og korrodert, og at alt fungerer som det skal. Har fått oppgitt av senior ingeniør Kjell-Frode Hansen [3] at kondenser og gjenværene rørbit (med tilhørende ventiler, *redusere* og *ekspandere*), kan betraktes som en rett rørstrekning på 100 m når systemets trykktap skal beregnes.

Har vært i kontakt med senior kuldeteknikkingeniør Ronny Svensson [4] via e-post, og fått oppgitt at kjølevannsbehovet til varmeveksleren/kondensatoren er 38 m<sup>3</sup>/h ved 10 °C. Ved lavere temperaturer vil kjølevannsbehovet bli noe redusert. Fikk også oppgitt at kondensatorytelsen er ca. 450 kW, dette vil si at kondensatoren overfører 450 kW varmeenergi til kjølevannet.

### 3.2 Trykktapsberegning

På grunn av at det er valgt ny rørtrasé, ny ventil og nytt filter, må det utføres trykktapsberegninger for å sjekke om varmeveksleren vil bli tilført tilstrekkelig mengde kjølevann.

Kjølevannet blir dumpet direkte til sjø og utløpet ligger ca. 16 m under tilknytningspunktet. Trykket ut av ventilen som rørsystemet er tilknyttet er 11,3 barg. Ut fra dette har vi at:

$$p_1 = 11,3 \text{ barg}$$

$$p_2 = 0 \text{ barg}$$

$$h_1 = 0 \text{ m}$$

$$h_2 = -16 \text{ m}$$

Andre kjente opplysninger:

$$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$\nu = 1,306 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\varepsilon = 0,05 \text{ mm}$$

$$D = 82,8 \text{ mm}$$

Ekvivalent lengde filter:  $250 \cdot D$  [5] [Ø]

Ekvivalent lengde *bend*:  $14 \cdot D$  [6] [Æ]

Ekvivalent lengde ventiler:  $45 \cdot D$  [6] [Æ]

Ekvivalent lengde kondenser og gjenværende rørbit: 100 m [3]

Maksimal mengde kjølevann som teoretisk kan gå gjennom rørsystemet har blitt beregnet ut fra følgende formler:

Bernoullis ligning med tapsledd:

$$h_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} = h_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + h_t$$

For turbulent strømning er tapsleddet  $h_t$  gitt ved formelen:

$$h_t = \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{f \cdot L_e}{D}$$

( $L_e$  er lengde av rør pluss ekvivalent lengde som følge av ventiler, *bend* osv.)

Haalands ligning:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 \cdot \ln \left[ \left( \frac{\varepsilon}{D} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{Re} \right]$$

Hastighet og friksjonsfaktor er ukjent. Ønsker å finne hastigheten for å kunne fastslå om volumstrømmen gjennom varmeveksleren er tilstrekkelig.

$$h_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} = h_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + h_{t,1}$$

Setter  $h_1$  og  $p_2$  lik 0. Pga lik diameter i begge ender er  $v_1^2 = v_2^2$ , stryker derfor disse på begge sider og sitter igjen med:

$$\frac{p_1}{\rho g} = h_2 + h_{t,1}$$

$$h_{t,1} = \frac{p_1}{\rho g} - h_2$$



Ekvivalent lengdetap for turbulent strømning:

$$h_{t,2} = \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{f \cdot L_e}{D}$$

Haalands ligning snudd med hensyn på friksjonsfaktoren:

$$f = \frac{1}{\left(-1,8 \cdot \ln \left[ \left( \frac{\varepsilon}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{Re} \right] \right)^2}$$

Setter inn for Re:

$$Re = \frac{Dv}{\nu}$$

↓

$$f = \frac{1}{\left(-1,8 \cdot \ln \left[ \left( \frac{\varepsilon}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{\frac{Dv}{\nu}} \right] \right)^2}$$

Setter inn for  $f$  i uttrykket  $h_{t,2}$ :

$$h_{t,2} = \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{L_e}{\left(-1,8 \cdot \ln \left[ \left( \frac{\varepsilon}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{\frac{Dv}{\nu}} \right] \right)^2 \cdot D}$$

Har sett opp to uavhengige uttrykk for  $h_t$ , kan nå finne hastigheten ved å sette opp ligningen:

$$\Delta h_t = h_{t,2} - h_{t,1}$$

↓

$$\Delta h_t = \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{L_e}{\left(-1,8 \cdot \ln \left[ \left( \frac{\varepsilon}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{\frac{Dv}{\nu}} \right] \right)^2 \cdot D} - \frac{p_1}{\rho g} - h_2$$

Siden  $h_{t,1}$  og  $h_{t,2}$  er det samme tapet må  $\Delta h_t$  være lik 0, dermed kan hastigheten finnes ved endre verdi for  $v$  inntil  $\Delta h_t \approx 0$ .

Til dette har det blitt benyttet Microsoft Excel og funksjonen Problemløseren/"Solver" [Z].

Når  $\Delta h_t \approx 0$  så er hastigheten ca. 15,8 m/s, som igjen gir en volumstrøm på ca. 307 m<sup>3</sup>/h.

Volumstrømmen finnes ved:

$$Q = A \cdot v = \frac{\pi D^2}{4} \cdot v = \frac{\pi(0,0828 \text{ m})^2}{4} \cdot 15,8 \text{ m/s} = 0,085 \text{ m}^3/\text{s} = \underline{\underline{307 \text{ m}^3/\text{h}}}$$

Kjølevannsbehovet på 38 m<sup>3</sup>/h kan dermed oppfylles med god margin.

Væskehastigheten gjennom rørsystemet bør holdes så lav som mulig for å unngå vibrasjoner, støy og erosjon[5].

Minste væskehastighet systemet kan ha:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{\frac{38 \text{ m}^3/\text{s}}{3600 \text{ h/s}}}{\frac{\pi \cdot (0,0828 \text{ m})^2}{4}} = \underline{\underline{1,96 \text{ m/s}}}$$

Ved å strupe vannstrømmen ned til 2 m/s vil kondensatoren få tilstrekkelig med kjølevann, samtidig som eventuell erosjon, støy og vibrasjon vil holdes på et minimum.

### 3.3 Temperaturendringsberegninger

#### 3.3.1 Temperaturendring i rør

Beregner temperaturøkningen i vannet på vei fra tilkoblingsventilen og opp til varmeveksleren.

Må finne ut om vanntemperaturen inn på varmeveksleren vil overskride 10 °C ved en vannhastighet på 2 m/s. Overskrider temperaturen 10 °C må vannhastigheten økes. Antar at vannet som kommer fra tilkoblingsventilen til en hver tid vil være under 7 °C [3].

For å beregne temperaturøkningen betraktes turlinjen som en lang, tynn sylinder fylt med vann, og hastigheten vannet har gjennom røret blir betraktet som eksponeringstid for varmestrøm gjennom sylinderveggen. Ved en rørlengde på 39,5 m og en hastighet på 2 m/s blir eksponeringstiden 19,8 s.

Eksponeringstid:

$$t = \frac{39,5 \text{ m}}{2 \text{ m/s}} = \underline{\underline{19,8 \text{ s}}}$$

Varmestrøm gjennom røret kan beregnes fra følgende formler:

$$\phi = \frac{\Delta T}{R_{tot}}$$

$$R = \frac{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}{2\pi L\lambda}$$

$r_1$  : Indre radius

$r_2$  : Ytre radius

L : Rørlengde

$\lambda$  : Termisk konduktivitet

R : Varmeledningsmotstand

$\phi$  : Varmestrøm

$\Delta T$  : Temperaturforskjell over rør/isolasjon

Ved beregning av varmemstrøm gjennom isolasjon og rør er det blitt valgt å se bort fra aluminiumsfolie, dampspærre og metallkapsel. Har i tillegg valgt å se bort fra mellomrommet mellom skumglasskålene og røret.

Beregner først motstanden gjennom de forskjellige lagene:

Rør:

$$\lambda_{Rustfritt\ stål\ v/20\ ^\circ C} = 17,3\ W/mK\ [6]$$

$$r_1 = 41,40\ mm$$

$$r_2 = 44,45\ mm$$

$$R_{rør} = \frac{\ln\left(\frac{44,45}{41,40}\right)}{2\pi \cdot 39,5m \cdot 17,3W/mK} = \underline{1,66 \cdot 10^{-5}\ K/W}$$

Skumglass:

$$\lambda_{Skumglass\ v/20\ ^\circ C} = 0,042\ W/mK\ [V]$$

$$r_1 = 50,80\ mm$$

$$r_2 = 96,80\ mm$$

$$R_{skumglass} = \frac{\ln\left(\frac{96,80}{50,80}\right)}{2\pi \cdot 39,5m \cdot 0,042 W/mK} = \underline{0,0619 K/W}$$

Mineralull:

Må interpolere for å finne termisk konduktivitet ved 20 °C.

$$\lambda_{Mineralull \ v/20 \ ^\circ C} = \frac{\lambda_{50 \ ^\circ C} - \lambda_0 \ ^\circ C}{T_2 - T_1} (T - T_1) + \lambda_0 \ ^\circ C$$

$$\lambda_{Mineralull \ v/20 \ ^\circ C} = \frac{(0,038 - 0,033)W/mK}{(50 - 0)K} (20 - 0)K + 0,033 W/mK = \underline{0,035 W/mK}$$

$$\lambda_{Mineralull \ v/20 \ ^\circ C} = 0,035 W/mK [V]$$

$$r_1 = 96,80 \text{ mm}$$

$$r_2 = 121,80 \text{ mm}$$

$$R_{mineralull} = \frac{\ln\left(\frac{121,80}{96,80}\right)}{2\pi \cdot 39,5m \cdot 0,035 W/mK} = \underline{0,0264 K/W}$$

Motstand gjennom isolasjon og rør:

$$R_{tot} = (1,66 \cdot 10^{-5} + 0,0281 + 0,0619)K/W = \underline{0,0883 K/W}$$

Maksimal lufttemperatur i området hvor plattformen befinner seg antas å være 22 °C.

Varmestrøm gjennom rør:

$$\phi = \frac{\Delta T}{R_{tot}} = \frac{(22 - 7) K}{0,0883 K/W} = \underline{169,9 W}$$

Temperaturøkningen finnes nå ved formelen:

$$Q = mc_p \Delta T$$

↓

$$\Delta T = \frac{Q}{mc_p}$$

Varme energi:

$$Q = 166,8 \text{ J/s} \cdot 19,8 \text{ s} = \underline{\underline{3364,0 \text{ J}}}$$

Masse av vann:

Rørlengde : 39,5 m

Rørdiameter : 85,85 mm

$\rho_{\text{vann}}$  : 1000 kg/m<sup>3</sup>

$$V = L \cdot A = L \cdot \frac{\pi D^2}{4} = 39,5 \text{ m} \cdot \frac{\pi (0,08585)^2}{4} = \underline{\underline{0,229 \text{ m}^3}}$$

$$m = 0,229 \text{ m}^3 \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 = \underline{\underline{229 \text{ kg}}}$$

Temperaturøkning:

$$\Delta T = \frac{3364,0 \text{ J}}{229 \text{ kg} \cdot 4180 \text{ J/kgK}} = \underline{\underline{3,51 \cdot 10^{-3} \text{ K}}}$$

Der er altså tilnærmet ingen temperaturøkning i vannet på vei oppover røret. En vannhastighet på 2 m/s vil dermed være tilstrekkelig så lenge temperaturen inn på varmeveksleren er under 10 °C.

### 3.3.2 Temperatur endring gjennom varmeveksler

For å finne temperatur endring gjennom varmeveksleren benyttes formelen:

$$\dot{W} = \dot{m} C_p \Delta T$$

$\dot{W}$  : Energimengde som blir overført til kjølevannet

$\dot{m}$  : Kilogram kjølevann per sekund

$C_p$  : Spesifikk varmekapasitet for vann

$\Delta T$  : Temperaturendring gjennom varmeveksler

Mengde kjølevann:

$$\dot{m} = \frac{38 \text{ m}^3/\text{h}}{3600\text{s/h}} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 = \underline{\underline{10,56 \text{ kg/s}}}$$

Temperatur endring gjennom varmeveksler:

$$\Delta T = \frac{\dot{W}}{\dot{m}c_p} = \frac{450\,000 \text{ W}}{4180 \text{ J/kgK} \cdot 10,56 \text{ kg/s}} = \underline{\underline{10,2 \text{ }^\circ\text{C}}}$$

Temperatur ut av varmeveksleren:

$$\Delta T = T_2 - T_1$$

↓

$$T_2 = \Delta T + T_1 = (10,2 + 7) \text{ }^\circ\text{C} = \underline{\underline{17,2 \text{ }^\circ\text{C}}}$$

## 3.4 Rørstøtte beregninger

### 3.4.1 Rørstøtte beregninger

Fritt rørs spenn mellom rørstøttene bestemmes ved beregninger eller ved tabeller. Tabellene er ofte prosjektspesifikke.

I henhold til vedlagt typisk tabell [K], skal det være maks 5,1 meter mellom hver rørstøtte. Derfor blir det her lagt inn 5 meter. Ser i tabell [K] at for 3" rør med væske og isolasjon er vekten 140 N/m.

Regner ut vekt per rørstøtte:

$$5 \text{ m} \cdot 140 \text{ N/m} = 700\text{N per rørstøtte}$$

Etter samtale med Aibel sin *support* ingeniør Vidar Vihovde [7], er det sagt at beregninger på struktur ikke er nødvendig når lasten per rørstøtte er under 2 kN, og geometrien på rørstøtten er enkel og forutsigbar. Det vil si at rørstøtten ikke har en komplisert form, som små krefter kan gjør store utslag på. På rørstøtter med laster mellom 2 kN og 10 kN brukes tabeller og kurver for tillatte laster og/eller eksisterende kalkulasjoner.



### 3.4.2 Vindberegninger på rørstøttene

De siste 5 meterne på returlinjen går ned langs plattformfoten. Det må derfor tas hensyn til vind for å være sikker på at rørstøttene er sterke nok. Vi gjør beregninger for å finne kreftene som virker per meter rør pga. vind. Formelen som er benyttet er oppgitt av Aibel sin supportingeniør Vidar Vihovde [7].

Formel for vindkrefter:

$$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot D \cdot C$$

- $C$  : Shape/drag koeffisient (Reynolds tall) = 0,7
- $\rho$  : Massetetthet for luft = 1,225 kg/m<sup>3</sup>
- $v$  : Vindhastighet (prosjekt spesifikk) = 32 m/s
- $D$  : Ytre diameter på rør inkl. isolasjon = 0,244 m

Øst, vest, sør, nord -retning:

$$F = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot (32 \text{ m/s})^2 \cdot 0,244 \text{ m} \cdot 0,7 = \underline{107 \text{ N/m}}$$

$$5 \text{ m} \cdot 107 \text{ N} = \underline{536 \text{ N}}$$

Vindkreftene i opp- og nedretning antas å være så små at de blir neglisjert.

Vi legger dermed sammen vindkreftene med kraften som virker fra før på *supporten*:

$$F_{totalt} = 700 \text{ N} + 536 \text{ N} = \underline{\underline{1236 \text{ N per support}}}$$

Ser at lasten på en typisk support på denne linjen er under 2 kN. Det vil på grunnlag av dette ikke bli utført struktur beregninger.

## Kapittel 4. Rørsupportering

Rørsupport er de innretningene som forbinder rørene til omgivelsene. Supportene sine oppgaver er kort fortalt å bære vekten av rørene, kontrollere bevegelse i rørene, samt å overføre belastningen fra rørene til strukturen rundt.

### 4.1 Valg av rørstøtte

Valgte standard deler i henhold til Aibel Standard [L,M]

- *Clamped shoe for alloy steel Type SH-07-080* s. 23 HD
- *Bolted guide for lines supported on shoes LG-07-A* s.44 RS,LG,HD

HD:	<i>Hold down</i>	Røret blir holdt nede, tar opp krefter i vertikalretning
RS:	<i>Rest</i>	Røret hviler på supporten, tar opp krefter i vertikalretning
LG:	<i>Line guide</i>	Tar opp krefter sideveis på røret, horisontalplan
LS:	<i>Line stop</i>	Tar opp krefter i aksial retning, horisontalplan

Rørskoen skal være malt karbonstål. Det er i tillegg en gummipakning på overflaten som fungerer som isolasjonsbarriere mellom rørstøtte og rør.

Rørskoen som er hyllevare blir montert på selve *supporten*, som er skreddersydd for strukturen den skal festes på.



Figur 3

## Kapittel 5. Komponenter

### 5.1 Valg av rør og rørdeler

De ulike delene er valgt på bakgrunn av NORSOK Standard i tillegg til Aibels egne anbefalinger.

#### 5.1.1 Flenser

I henhold til Aibel sine retningslinjer [J] kan det på lave trykklasser brukes såkalte *Raised Face* (RF) flenser.

Det betyr at overflaten på flensen er glatt, og det er ingen spor til forseglingsringer.



Figur 4

### 5.2 Ventiler

#### 5.2.1 Spjeldventil (*butterfly*)

Denne ventilen er valgt i henhold til Aibel sine retningslinjer [J] fordi den er gunstig til raskt å stenge vannstrømmen, og den er et rimelig alternativ.

Spjeld ventilen har i tillegg forholdsvis lav vekt og den tar liten plass.

Den består av veldig få komponenter som gjør vedlikeholdet enkelt. Ventilen må fortsatt tas ut av linjen under vedlikehold.

Dette er ikke den mest pålitelige ventilen, den kan lekket noe i stengt tilstand, men med tanke på pris og andre praktiske hensyn så har dette liten betydning. Sjøvannet er kaldt og det er ikke et farlig eller helsemessig skadelig medium, derfor faller valget på denne ventilen.



Figur 5

### 5.2.2 Reguleringsventil

Det vil ikke bli installert reguleringsventil på det nye rørsystemet, da rørdelen i 6. etasje som ikke skal byttes, allerede har en reguleringsventil. Selve kjølesystemet har også en egen reguleringsventil for å regulere strømningsraten gjennom kondenseren.

### 5.3 Filter

For å fjerne flest mulig partikler fra vannet før det går i kjølesystemet, installeres det et filter av typen DH Hellan *Strainer* [8][N]. Dette filteret er spesiallaget for å holde rørene rene for organiske partikler som kommer fra sjøvannet, og groing av blåskjell.

Den er manuell styrt og har to roterbare filterer styrt av hvert sitt ratt. Det er en skrape til hvert filter, så det enkelt kan fjernes eventuelle organiske partikler fra overflaten i det filteret roterer.

Filteret vil plasseres like ved innfestningen på turlinjen. Vannet blir dermed rensset i en tidlig fase. Dette reduserer fare for groing i røret betraktelig.

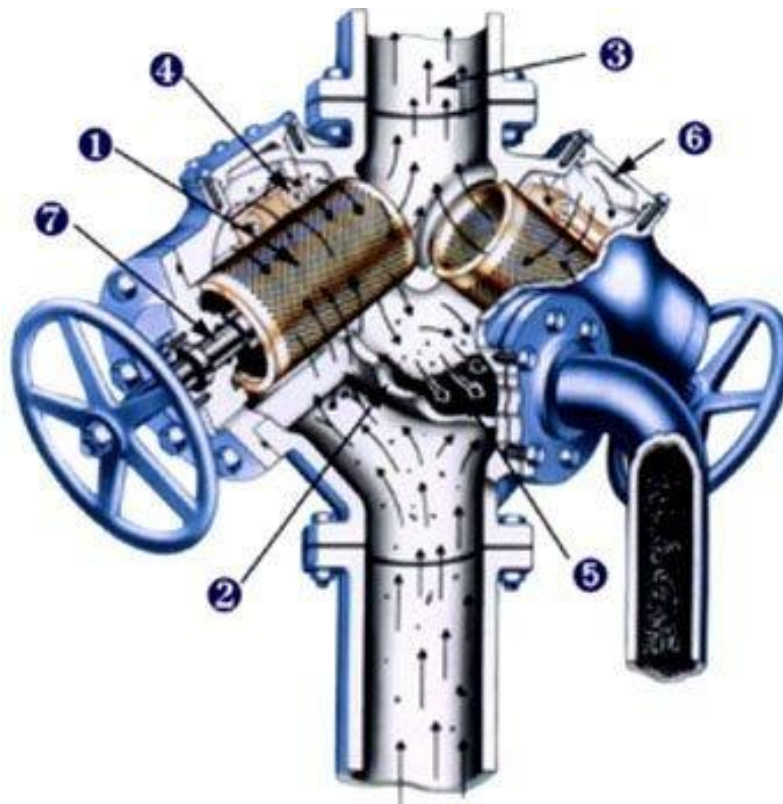
### 5.3.1 Teknisk spesifikasjon

En beskrivelse av minimumskravene som blir satt til produsenten før leveranse av filteret er nødvendig.

- Rørspesifikasjon: AD10 25Cr Duplex
- Inngang 3", 150 lbs
- Flenstype RF (*raised face*) som betyr at flenseflaten er flat og glatt.
- Type: *Inline Flow body dual screen Hand operated*
- Filterelementet er i AD10 25Cr Duplex
- Filtering: 2000 micron (Ø2,0mm)
- Filteret skal brukes i et sjøvannssystem
- CE merking er et krav i henhold til PED 97/23/ER

[8][N]

### 5.3.2 Design av filteret



Figur 6



1. Her passerer vannet gjennom filteret
2. En avbøyningsribbe beskytter silen mot store objekter.
3. Renset vann renner ut av filteret og videre i røret.
4. Her kan filteret roteres for å skrapes rent.
5. Smuss blir samlet i en smussbeholder som regelmessig blir spylt ren.
6. Stor O-ring forseglar inspeksjonsport der en kan inspisere filteret.
7. O-ring som holder filterenheten tett, samtidig som den tillater rotasjon av filteret.

<http://www.hellanstrainer.com/unique.htm#1>



## Kapittel 6. Materialvalg

### 6.1 Kriterier for materialvalg

I henhold til NORSOK standard M-001 må det benyttes 6Mo, 25Cr duplex, titan, Cu-Ni 90-10 eller GRP (*Glass Reinforced Plastic*).

Ved offshore installasjoner benyttes GRE (*Glass Reinforced Epoxy*) i stedet for GRP pga. brannsikkerhet[3].

Turlinjen inn på varmeveksleren fører sjøvann med en temperatur på 5-7 °C [3]. Ser ut fra beregningene i kapittel 3.2.3 at temperaturendringen gjennom varmeveksleren er på 10,2 °C, temperaturen vil altså maksimalt være 17,2 °C i turlinjen.

Ved valg av materiale er det tatt hensyn til:

- Kundens ønske
- Kostnad
- At rørene skal ha en estimert levetid på 20 år

(Materialprisene er hentet ut fra tidligere bestillinger som Aibel har foretatt, og er per meter med 3" rør.)

### 6.2 Materialer

#### 6.2.1 GRE

For å hindre at sjøvannet fryser inne i rørene vil det bli benyttet isolering med varmekabel. Metallurg Sveinung Sønderland [9] har opplyst om at det ikke kan benyttes varmekabel på GRE- rør, dette gjør at valg av dette materialet er utelukket. GRE- rør er i tillegg svært kostbare og tar stor plass.

Pris per meter er omtrent det samme som for titan [3].

#### 6.2.2 Cu-Ni 90-10

Cu-Ni 90-10 stiller strenge krav til hastighetsregulering av kjølevannet. *Fluidet* som går gjennom rør av denne typen bør i følge NORSOK [Q] ikke ha en hastighet på over 3 m/s. Har også fått opplyst av metallurg Sveinung Sønderland [9] at hvis det blir benyttet CuNi- rør i forbindelse med transport av sjøvann, bør sjøvannet ha en minimumshastighet på 1 m/s.

Til tross for at materialet krever at vannhastigheten holder seg innenfor et snevert område, går det frem av beregningene i kapittel 3 at det i dette tilfellet er aktuelt å bruke Cu-Ni 90-10.

En fordel med å benytte Cu-Ni 90-10 er at de gamle rørene som i dag fører kjølevann opp til varmeveksleren består av dette materialet. Det ville dermed ikke vært nødvendig med *isolasjonsspool*.

Bakdel med Cu-Ni 90-10 er dårlig tilgjengelighet, i tillegg til at det er over dobbelt så dyrt som 25Cr duplex.

Pris per meter: 857,- kr

### 6.2.3 Titan

Titanlegeringer blir regnet for å være immune mot korrosjon i saltvannsmiljø [S]. Den høye prisen gjør imidlertid at det er ønskelig å bruke billigere alternativ hvis dette er mulig.

Pris per meter: 1900,- kr

### 6.2.4 6Mo

Har gode korrosjonsegenskaper i saltvannsmiljø ved temperaturer under 20 °C [T]. Er dermed aktuelt å bruke pga. maks. temperaturen i rørsystemet er 17,2 °C. Materialet er dyrt i forhold til 25Cr duplex og det er dårlig tilgjengelighet.

Pris per meter: 900,- kr

### 6.2.5 25Cr duplex

25Cr duplex har samme korrosjonsegenskaper i saltvannsmiljø som 6Mo. Materialet har litt høyere flytegrense og styrke enn 6Mo, men siden rørene ikke skal utsettes for belastninger som er kritiske for verken 6Mo eller 25Cr duplex, så er dette av liten betydning [U]. 25Cr duplex er det metallet som det er best tilgjengelighet på, i tillegg til at det er det billigste alternativet.

Pris per meter: 400,- kr

## 6.3 Valg av material

Materialvalget faller på 25Cr duplex, både fordi dette er det mest prisgunstige alternativet, og fordi kunden har gode erfaringer med dette materialet.

Pga. lavt trykk i systemet (maks. 11,3 bar) er det valgt å bruke 150 Lbs rør.

Se vedlegg nr. J for teknisk data om 25Cr duplex

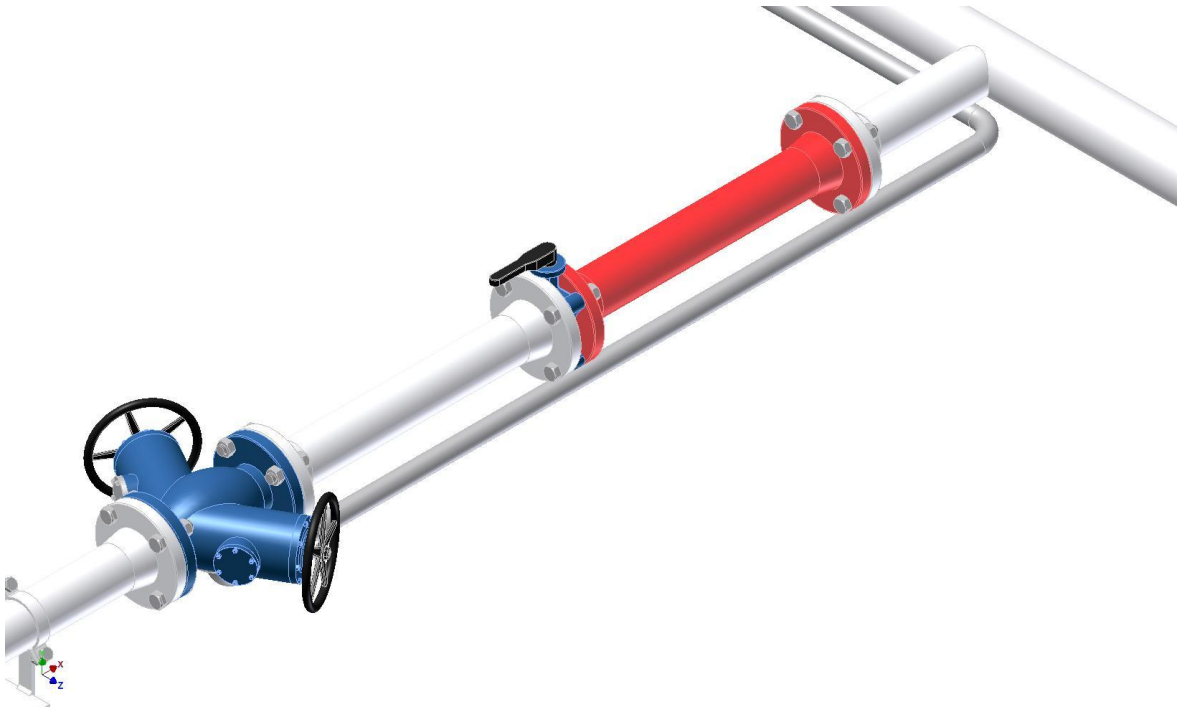
## Kapittel 7. Isolasjonsspool

Ved innfestningspunktet og ved utgangen fra kondenseren, blir det en overgang mellom CuNi og 25Cr Duplex. Metallisk kontakt mellom to materialer med ulik edelhet kan føre til galvanisk korrosjon når man har en væske med ledningsevne i rørene. For å unngå dette benyttes en isolasjonsspool, denne lages av det edleste materialet og males innvendig. I vårt tilfelle er der 25Cr duplex som er edlest. Dersom det kommer en liten skade i malingen, vil ikke det medføre korrosjon på CuNi, da arealet av katode (25Cr duplex) er mye mindre enn arealet av anoden (Cu-Ni). Dersom Cu-Ni hadde blitt malt og fått en liten skade i malingen, ville korrosjonen lettere blitt initiert i skadeområdet, da det blir stort katodeareal og lite anodeareal.

Det vil bli laget en liten 25Cr duplex *spool* med flens i begge ender. En tommelfinger regel er at lengden på *spoolen* skal være minimum 10 x diameteren. Det vil si 30" eller 76,2 cm lang. Malingen som egner seg til dette er en fenol epoxy, typisk tykkelse er 2 x 125µm. [X] Med en enkel grafittpakning i mellom, kan Cu-Ni flensen boltes sammen med 25Cr Duplex flensen.

En annen løsning kunne vært å plassere en *GRE-spool* mellom de ulike rørene, men blant annet på grunn av at vi har en varmekabel på røret ville dette uansett vært uaktuelt.

*Spoolene* vil bli laget på land, og sendt offshore når de er klare til å boltes sammen.



Figur 7

Viser isolasjonsspoolen ved *tie-in 1*. Spoolen er indikert med rød farge på figuren over.

## Kapittel 8. Isolasjon

Siden rørsystemet er utendørs og transporterer sjøvann, er det behov for frostbeskyttelse. Væsketemperaturen inne i rørsystemet skal holdes 5 °C over fryse/størkne- punktet til den aktuelle væsken [10][R].

Sjøvann har et litt lavere frysepunkt enn ferskvann. Frysepunktet for sjøvann er avhengig av saltinnhold, og ved et saltinnhold på 35 g/l er frysepunktet -1,92 °C[11]. For å være på den sikre siden velger vi likevel å betrakte sjøvannet som ferskvann, og temperaturen inne i rørsystemet skal derfor ikke komme under 5 °C.

Isoleringen skal utføres i henhold til NORSOK standard R-004, og kommer inn under isolasjonsklasse 4 som er frostbeskyttelse. Har fått opplyst av metallurgene Kristin Huseland [11] og Brit Sæverud [12] at hvis sjøvannet inne i rørsystemet er under 20 °C, skal det benyttes varmekabel. For å få plass til varmekabelen uten å måtte frese spor til den, velger vi heller å bruke 3,5" celleglasskåler. Isolasjonsingeniør Roar Skeisvoll [13] har informert om at dette er gunstigere siden det freste sporet ville ha svekket strukturen i celleglasskålene, som også i utgangspunktet er ganske skjøre. Han anbefaler samtidig å bruke celleglass med en minimums tykkelse på 40 mm, selv om tillat minstetykkelse i følge NORSOK standard R-004 er 30 mm [V]. Dette er også for lettere å unngå skade på isolasjonen. Ser ut fra tabell med oversikt over tigjengelige celleglassdimensjoner at det må velges skumglass med en veggtykkelse på 46 mm [X].

Frostbeskyttelsen vil dermed bestå av varmekabel på undersiden innerst mot røret, plastbelagt aluminiumsfolie rundt rør og varmekabel, skumglass på utsiden av aluminiumsfolien. Rundt skumglasset skal det være en dampsperre (består som regel av plastbelagt aluminiumsfolie), utenpå dampsperran skal det være mineralull (hensikten med mineralullen er å hindre at popnaglene som metallkapslet blir festet med skal sette hull i dampsperran[V]) og ytterst skal det være en metallkapsel som skal beskytte isolasjonen.



Figur 8

Figuren viser oppbygning av isolasjonen.

#### A.6 Coating system no. 6

Application (if not specified under others)	Surface preparation	Coating system	NDFT µm
Un-insulated stainless steel when painting is required.  Aluminium when painting is required.	Sweep blasting with non-metallic and chloride free grit to obtain anchor profile of approximately 25 µm to 45 µm.	1 coat epoxy primer:  1 coat two component epoxy:  <u>1 coat topcoat:</u>	50  100  <u>75</u>
Galvanised steel.	Cleaning with alkaline detergent followed by hosing with fresh water.	MDFT (µm) of complete coating system:	225
Insulated stainless steel piping and vessels at temperatures < 120 °C.	Sweep blasting with non-metallic and chloride free grit to obtain anchor profile of approximately 25 µm to 45 µm.	2 coats immersion grade epoxy <u>phenolic</u> :  MDFT(µm) of complete coating system:	<u>2 x 125</u>  250
General notes: 1. Coatings for stainless steel shall not contain metallic zinc. 2. 6Mo and 25Cr duplex stainless steel valves may be left uncoated. When such valves are welded into the piping system, the coating shall cover the weld zone and an additional 40 mm of the valve. 3. When coating stainless steel with operating temperatures above 120 °C, 30 µm (NDFT) of a high temperature modified silicone paint suitable for the operating temperatures shall be used. 4. Aluminium handrails located in living quarter shall be anodised.			

Før isolering må rørene overflatebehandles i henhold til NORSOK Standard M-501, tabell A.6 side 18 [W].

## Kapittel 9. Kostnads estimering

Vi har utarbeidet tabeller med de totale kostnadene for jobben.

I tabellene er det tatt hensyn til:

- Materialkostnader
- Antall timer i *engineering* for alle disipliner
- Antall timer for riving av eksisterende system
- Antall timer for fabrikasjon
- Antall timer for installasjon

Timene er utarbeidet ved hjelp av Aibel sine retningslinjer og erfaringer.

Materialkostnadene er hentet fra de ulike leverandørene.

<b>KOSTNADS ESTIMAT</b>		
	Timer	Kostnad
Engineering	3 079,96	2 677 783,00
Prefabrikasjon	149,20	63 720,00
Installasjon	1 059,60	488 109,00
Riving offshore	200,31	92 142,60
Kost, losji, helikopter osv.		1 298 000,00
Materiell		345 760,00
<b>Totalt</b>	<b>4 489,07</b>	<b>kr 4 965 514,60</b>

Materiell	Kostnad
Strainer 1 stk	kr 60 000
Rør 110,5 m	kr 44 200
Flens 44 stk	kr 35 200
Ventil 1 stk	kr 43 000
Bend 15 stk	kr 30 000
Rørsko 26 stk	kr 52 000
Varmekabel med tilbehør	kr 35 360
Div. inst.material	kr 20 000
Isolasjonsmateriell	kr 35 000
<b>Totalt</b>	<b>kr 345 760</b>

Vi ser at materialkostnadene bare er en liten del av totalkostnadene. Valg av annet material ville derfor hatt forholdsvis liten innvirkning på totalkostnaden av jobben. Et argument for å benytte et annet material kan være at kunden ønsker å standardisere, og velger derfor å benytte et dyrere eller mindre egnet alternativ med bakgrunn i dette.

## Kapittel 10. Konklusjon

Rørledningen vår er designet i henhold til gjeldende regler og forskrifter. Det er estimert en levetid på omtrent 20 år. Rørledningen befinner seg i et kaldt og korrosivt miljø, det er i den forbindelse gjort en del tiltak for å unngå korrosjon, marin begroing og frossent vann i rørene.

Materialvalget er tatt med hensyn på kundens ønske, pris og tilgjengelighet. Som vi kan se ut fra beregningene, kunne vi i teorien benyttet Cu-Ni rør (samme material som eksisterende rørledning). Vi kunne nøyd oss med kun å bytte ut rørene til en litt større dimensjon siden 2,5" ikke lenger eksisterer i NORSOK. Men med hensynene vi skulle ta så er 25Cr duplex det mest hensiktsmessige valget. I tillegg har vi laget isolasjonsspooler for å unngå galvanisk korrosjon ved materialskiftet. For at vannet i rørene ikke skal fryse, har vi isolert hele rørledningen og lagt på varmekabel.

For å oppnå den estimerte levetiden uten omfattende vedlikeholdsarbeid, er filteret et viktig element. Det er plassert like ved innfestningspunkt 1 og sørger for at kjølevannet blir rensert i en tidlig fase. Dette skal hindre marin begroing, avleiringer og lignende i rørledningen. Rutingen er forenklet i størst mulig grad ved å velge en rute der det ikke er behov for å ta hensyn til vær og vind krefter, stor risiko ved installering og store fysiske hindringer på veien. Dette har vært avgjørende for å holde nede prisnivået på jobben.

Hadde vi hatt mer tid, og vi hadde fått de nødvendige lisensene, hadde vi 3D modellert jobben i PDMS.

Med denne rapporten har vi forfattet en løsning som vi tror kan bidra til å unngå kapasitetsproblemer på dette kjølesystemet i fremtiden.

## Referanser

1. [www.aibel.com](http://www.aibel.com)
2. [http://www.ikm.no/modules/module\\_123/proxy.asp?D=2&C=47&I=45&mid=111&DepartmentId=9](http://www.ikm.no/modules/module_123/proxy.asp?D=2&C=47&I=45&mid=111&DepartmentId=9)
3. Kjell-Frode Hansen, Senior Ingeniør, Aibel AS
4. Ronny Svensson, Senior Kuldeteknikk Ingeniør, Mollier AS vedlegg 16
5. Asbjørn Lie, Kompendiet Strømning i rør og ventiler, Statoil ASA, Trykktap i strainer er plukket ut fra figur 17-4 s. 23
6. Svein Erik Pedersen, Jan Gustavsen, Svein Kaasa og Oddmund Olsen, Teknisk formelsamling, 7. utgave, 7 opplag, Gyldendal, 2008
7. Vidar Vihovde, Senior Support Ingeniør, Aibel AS
8. <http://www.hellanstrainer.com/Dstrainer.htm> [N]
9. Sveinung Sønderland, Metallurg, Aibel AS
10. [http://www.snl.no/is/vann\\_i\\_fast\\_form](http://www.snl.no/is/vann_i_fast_form)
11. Kristin Huseland, Metallurg, Aibel AS
12. Brit Sæverud, Metallurg, Aibel AS
13. Roar Skeisvoll, Isolasjons Ingeniør, Aibel AS
14. <http://www.matematikk.net/emne/perspektiv.php#sec6>
15. Tom Mæland IKM Testing AS



## Vedleggsliste

<A>	P&ID	01
<B>	P&ID	02
<C>	Plot Plan	FSDS-25-PL-00056_12
<D>	Plot Plan	FSDS-25-PL-00057_9
<E>	ISO	Tur 01
<F>	ISO	Tur 02
<G>	ISO	Retur 01
<H>	ISO	Retur 02
<I>	ISO	Retur 03
<J>	TCD	Rør og ventil spesifikasjon
<K>	Datablad	Aibel Standard, Span chart for stainless steel
<L>	Datablad	Aibel Standard, Clamped Shoe
<M>	Datablad	Aibel Standard, Guide Lines
<N>	Datablad	Hellan Strainer Drawing
<O>	NORSOK	M-630 MDS D51
<P>	NORSOK	M-630 MDS D54
<Q>	NORSOK	P-001 4.3.2 Minimum design temperatur
<R>	NORSOK	P-001 Table 2.Recommended maximum velocities
<S>	NORSOK	M-001 Titan
<T>	NORSOK	M-001 Table 6
<U>	NORSOK	M-001 5.5.3 Sea water systems
<V>	NORSOK	R-004 N 5.2 Celleglass, 5.3 Mineralull
<W>	NORSOK	M-501 Surface preparation and protective coating Table A.6
<X>	PSH	Cellular glass, pipe shells
<Y>	Design	Rør design



HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

<Z> Excel

<Æ> Excel

<Ø> Kompendie

Beregninger excel

Crane pressure drop calculations

Strømning i rør og ventiler figur 17-4 s. 23

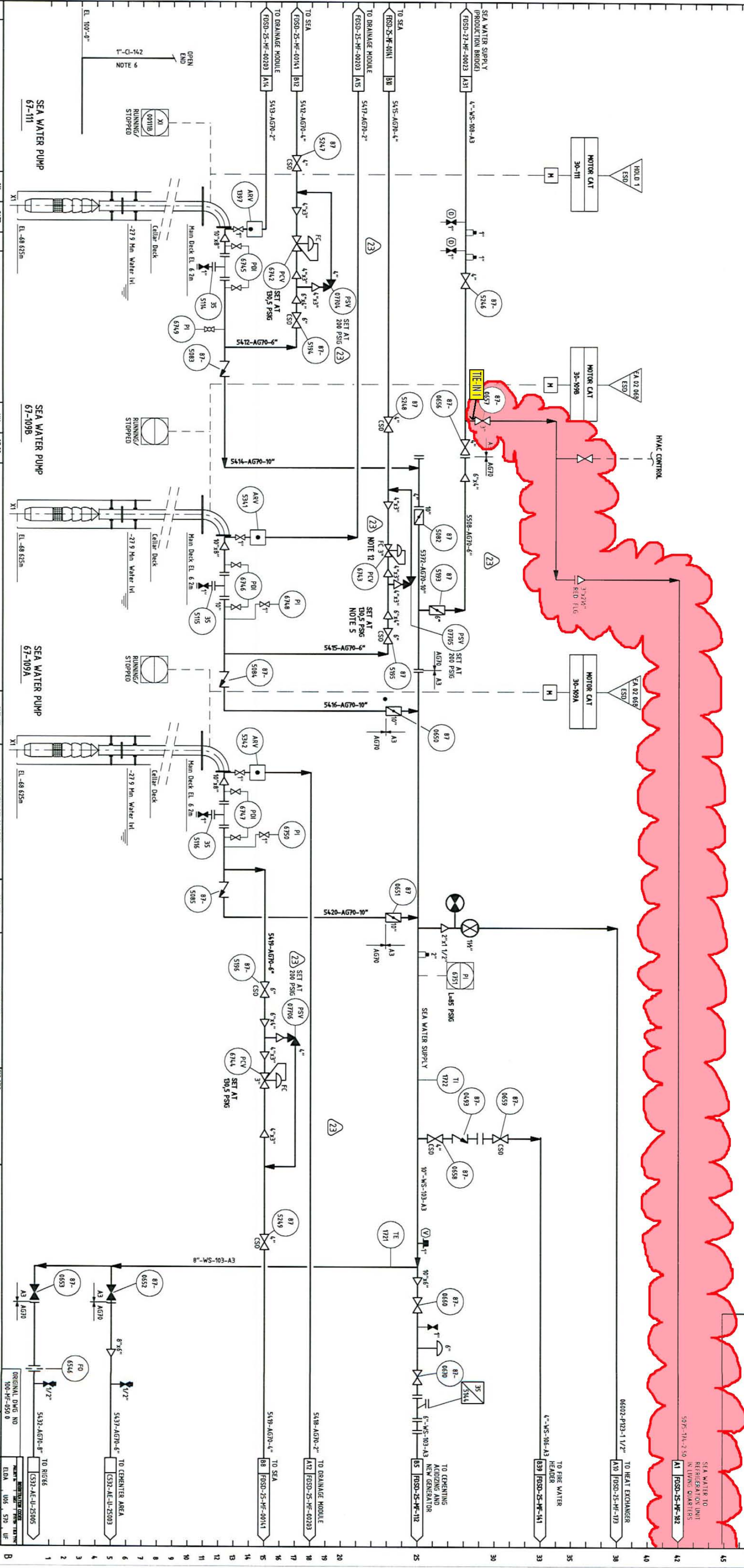
aibel®



ITEM NUMBER	35-109 A/B & 35-110
SERVICE	BATH TYPE STRAINER
FLOW CAPACITY	m <sup>3</sup> /h
PRESSURE DROP	2.5 P.S.I.

PUMP	CENTRIFUGAL 67-109A/B & 67-111
SERVICE	SEA WATER PUMPS
CAPACITY	405 m <sup>3</sup> /h
ACT. DRIVER HP	473
SUCT. PRESS. PSIG @	-
DIFF. PRESS. PSIG @	9'
MATTS	CASET SHIRT SIPHER DUPLEX
SP GR.	1.03 AT F60
INSULATION/INSUL	N
INSUL. PRINT NO.	THK N
HEAD (FT)	16.72
HPH AVAIL. FT H2O	3500
RPM PUMP/DRIVER	3500
DRIVER ITEM NO.	30-109 A/B

- NOTE:
1. 1.5KW DYNASEAL 350 BALL VALVE FLANGED 150 WHT HOLLOW LING OF FEP (FLUOROPOLYETHYLENE PROPYLENE)
  2. ARYS 5341/5342 & 1397 ARE SUPPLIED BY PUMP VENDOR
  3. ON DRILLERS PANELS IN RIGS 10 & 32
  4. RUNNING FLOW IS VIBRATING CONTRACTORS MODULE TO MIDBALL OUTFALL
  5. PRESSURE INSTRUMENTS & CONNECTIONS TO BE INSULATED ONLY
  6. HIGH DENSITY POLYETHYLENE TUBING TO 85 3884 CLASS D
  7. NEW PUMPS REPLACING THE EXISTING 67-109A/B & 67-111
  8. DELETED
  9. ORIFICE PLATE TO ALLOW FOR 50 m<sup>3</sup>/h
  10. DELETED
  11. ISOLATION VALVES 87-4650/4651/5082 TO BE IN OPEN POSITION WHEN STARTING UP PUMPS
  12. DELETED



NO	REVISION	BY	DATE	DESCRIPTION	CHK NO	DESCRIPTION	FOR ADRS	PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY
16	AS-BUILT	AL	07/08	AS-BUILT			3 K23 FEB 91	MECHANICAL FLOWSHEET
20	AS BUILT	DA	06/08	REVISED AS NOTICATED				SEA WATER PUMPING AND DISTRIBUTION
21	AS BUILT	DA	07/08	AS BUILT				NORTH SEA

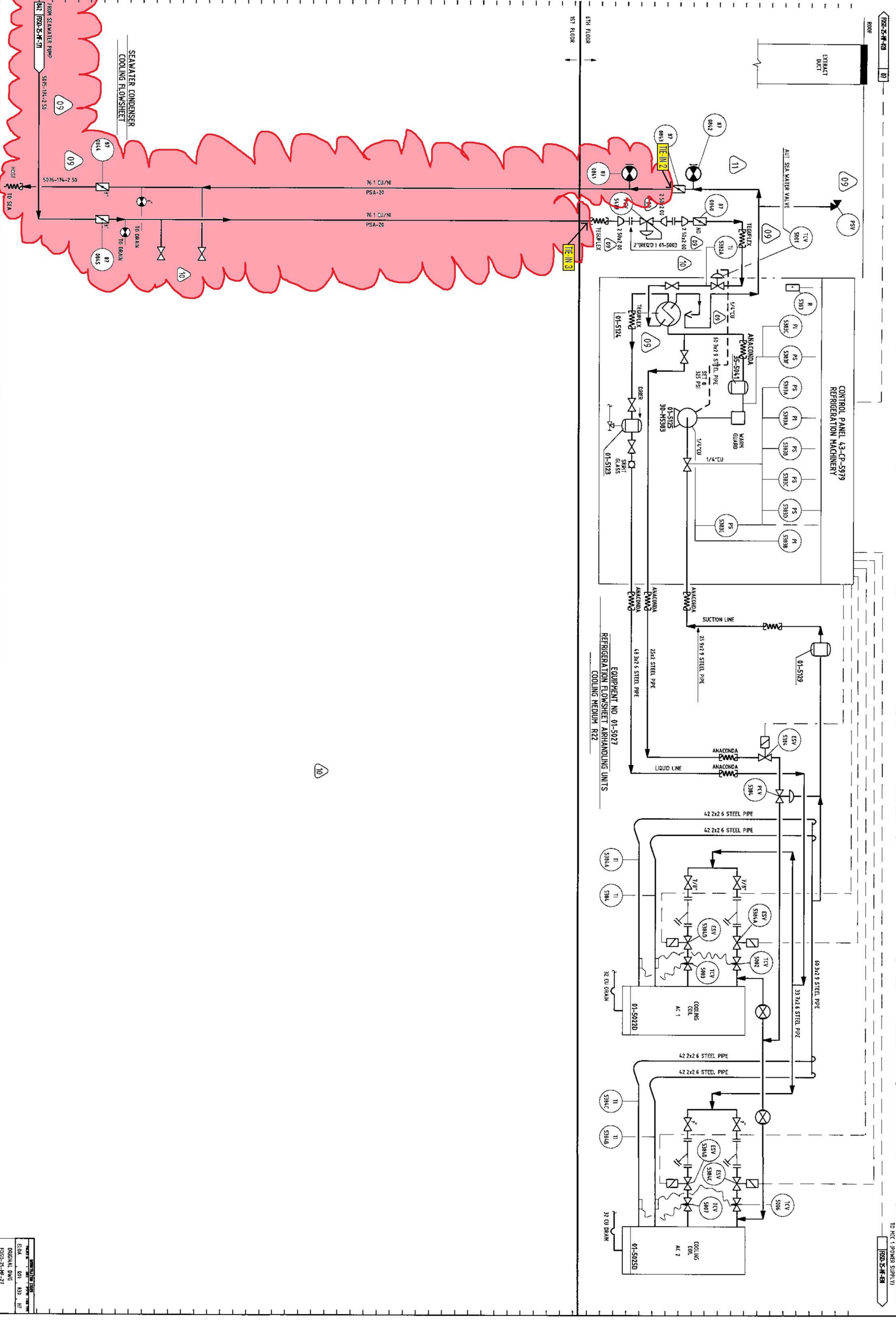
PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY  
STAVANGER - NORWAY

MECHANICAL FLOWSHEET  
SEA WATER PUMPING AND DISTRIBUTION  
NORTH SEA

ELDISK 277A

SCALE: 1:100  
REV: 23  
NO: MF-00171





NO.	REVISION	BY	DATE	AS BUILT	DESCRIPTION
08	AS BUILT	TH	01.04.05	5	REVISED AS INDICATED
09	AS BUILT	HH	05.05.05	6	AS BUILT
10	AS BUILT	PP	02.06.07	7	REVISED AS INDICATED

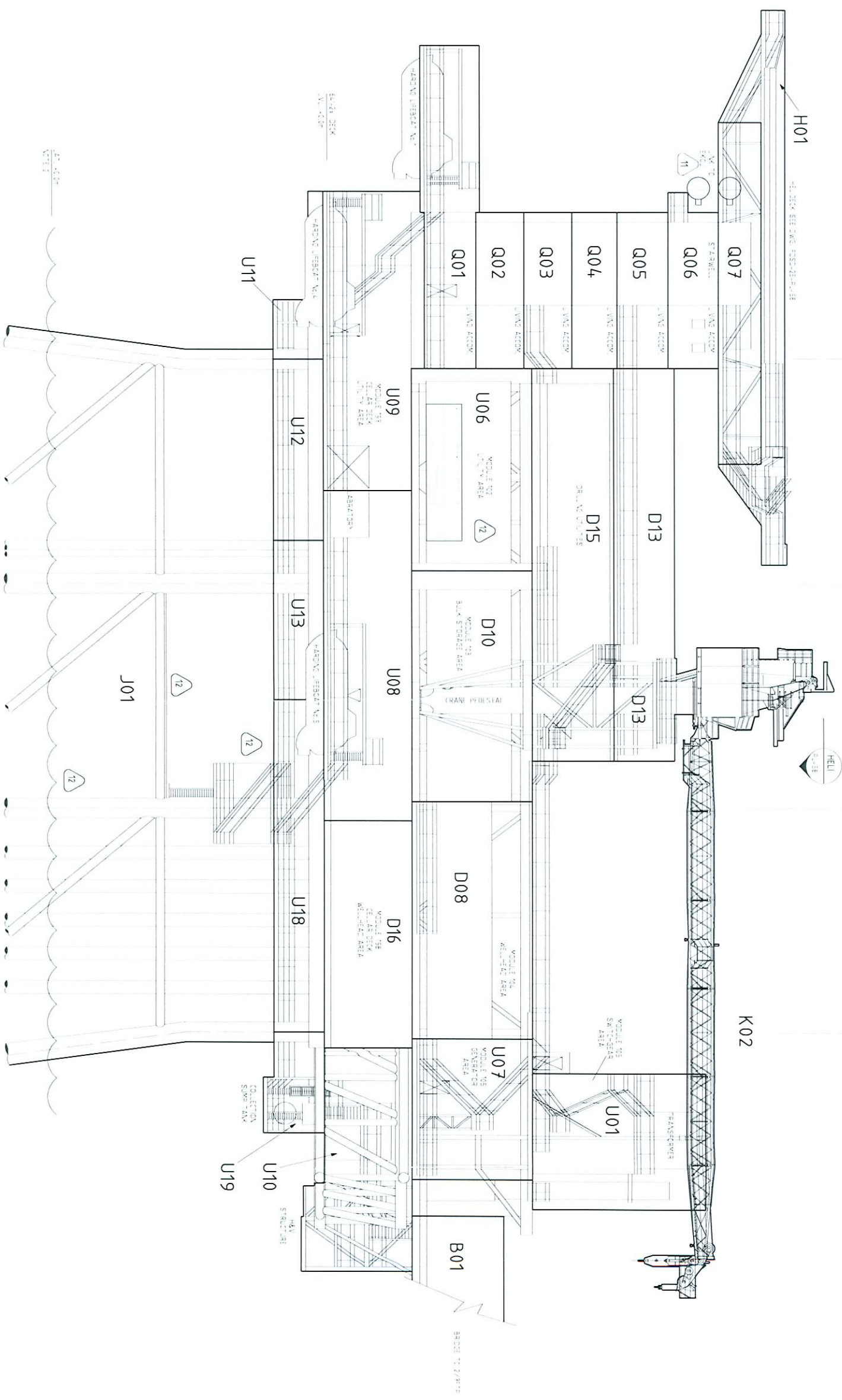
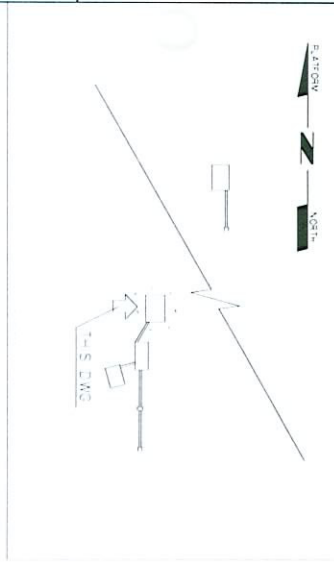
NO.	REVISION	BY	DATE	AS BUILT	DESCRIPTION
01	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
02	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
03	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
04	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
05	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
06	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
07	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06

NO.	REVISION	BY	DATE	AS BUILT	DESCRIPTION
01	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
02	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
03	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
04	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
05	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
06	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06
07	AS BUILT	MC	30.03.06	MC	30.03.06

ROOM SEAWATER PUMP  
 SEAWATER CONDENSER  
 COOLING FLOWSHEET  
 CONTROL PANEL 43-CP-5979  
 REFRIGERATION MACHINERY  
 EQUIPMENT NO. 01-5027  
 REFRIGERATION FLOWSHEET ARRANGING UNITS  
 COOLING MEDIUM R22  
 ROOM 507





NOTES:  
 1. ALL LEVELS INDICATED ON THIS DWG ARE GIVEN IN METERS ABOVE THE DATUM DEMO LEVEL.  
 2. SUBSTANCE INFORMATION ON FEES 05

REV. NO.	DATE	BY	CHKD	DESCRIPTION
11	05/11/2011	AS	MS	AS BUILT
12	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
3	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER

NO.	DATE	BY	CHKD	DESCRIPTION
4	05/11/2011	AS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
5	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
6	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
10	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER

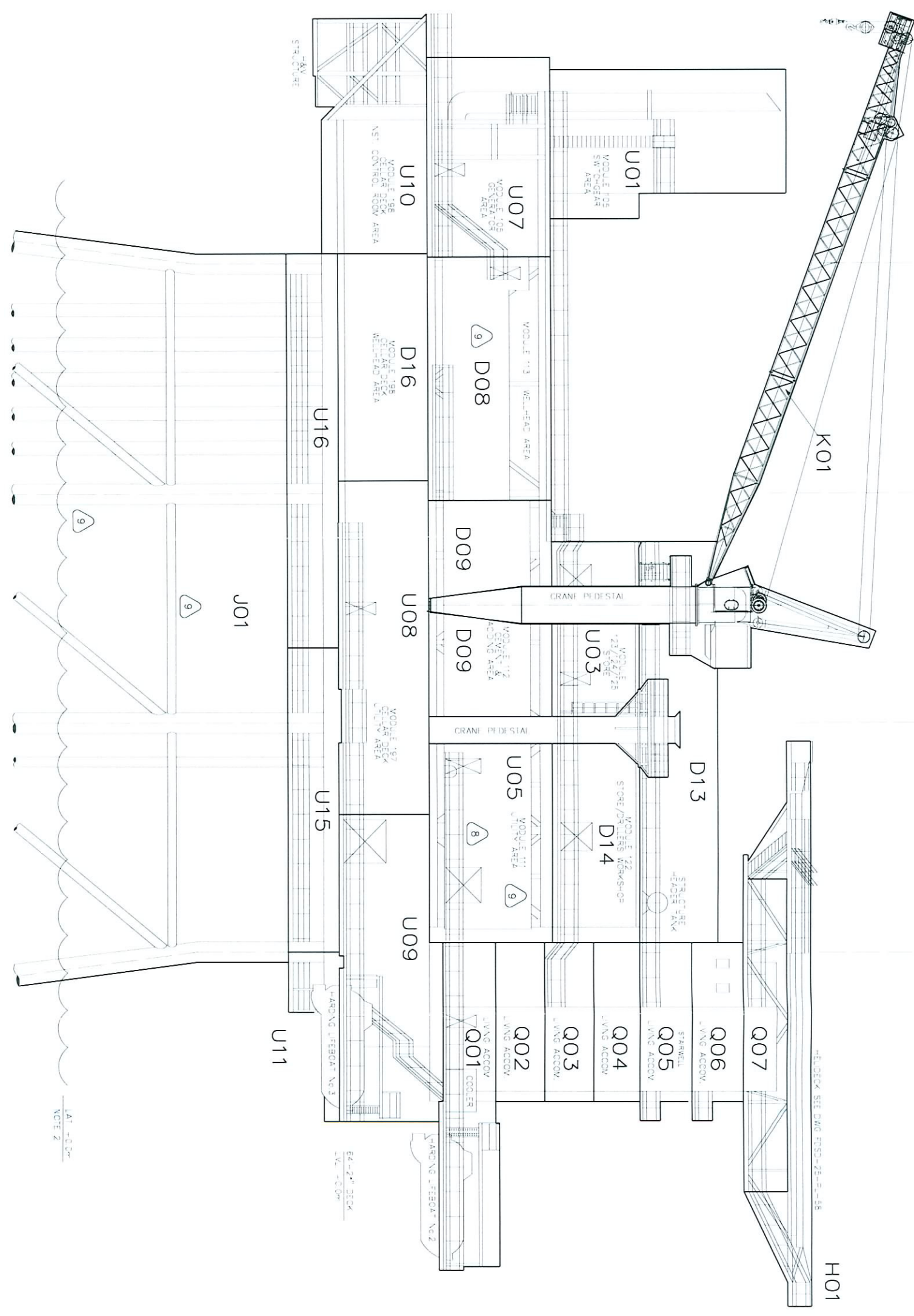
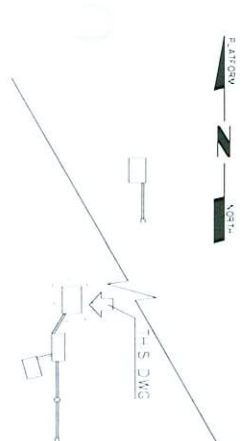
  

NO.	DATE	BY	CHKD	DESCRIPTION
1	05/11/2011	AS	MS	AS BUILT
2	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
3	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
4	05/11/2011	AS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
5	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
6	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
7	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
8	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
9	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
10	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
11	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
12	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
13	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
14	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
15	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
16	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
17	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
18	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
19	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
20	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
21	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
22	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
23	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
24	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
25	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
26	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
27	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
28	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
29	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
30	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
31	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
32	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
33	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
34	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
35	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
36	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
37	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
38	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
39	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
40	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
41	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
42	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
43	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
44	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
45	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
46	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
47	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
48	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
49	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER
50	05/11/2011	MS	MS	REVISION AS BUILT TO VINE RECEIVER

AREA CODE/EQUIPMENT PLOT PLAN  
 WEST FACE ELEVATION  
 PL-00056-12



NOTES  
 1. ALL LEVELS INDICATED ON THIS DWG ARE GIVEN IN FEET ABOVE THE CELLAR DECK LEVEL.  
 2. SUBSIDENCE INFORMATION FEE 02



- AREA CODES  
 FOR DESCRIPTION OF AREA AND FACILITY  
 U01 = EAST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U02 = WEST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U03 = EAST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U04 = WEST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U05 = EAST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U06 = WEST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U07 = EAST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U08 = WEST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U09 = EAST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U10 = WEST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U11 = EAST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U12 = WEST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U13 = EAST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U14 = WEST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U15 = EAST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78  
 U16 = WEST SHALE SHAKER ROOM MODULE 78

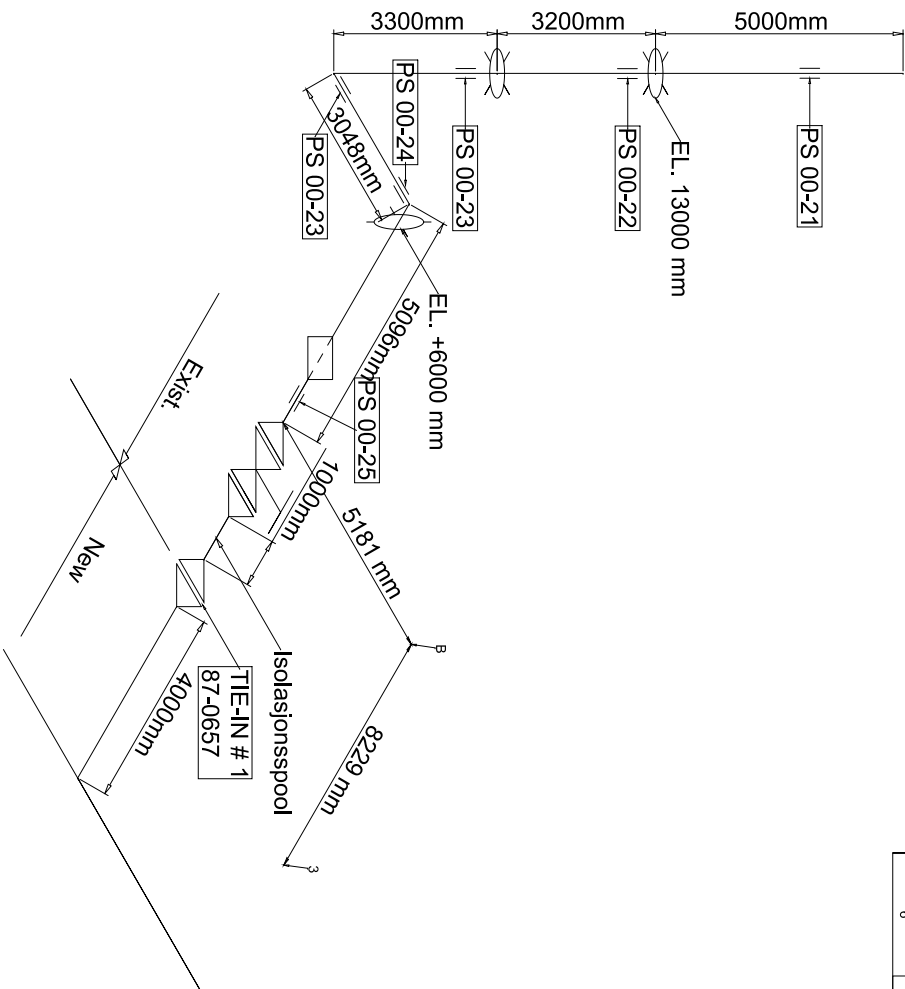
REV	DATE	BY	CHKD	APPD	DESCRIPTION
1	01/10/07	SM	SM	SM	ISSUED FOR PERMIT
2	01/10/07	SM	SM	SM	REVISED AS PER COMMENTS
3	01/10/07	SM	SM	SM	REVISED AS PER COMMENTS
4	01/10/07	SM	SM	SM	REVISED AS PER COMMENTS
5	01/10/07	SM	SM	SM	REVISED AS PER COMMENTS
6	01/10/07	SM	SM	SM	REVISED AS PER COMMENTS
7	01/10/07	SM	SM	SM	REVISED AS PER COMMENTS

NO	DWG NO	DESCRIPTION REF DRAWINGS	DWG NO	DESCRIPTION	FOR BIDS	FOR APPR	FOR CONST
1	101-101-10	GENERAL LAYOUT	101-101-10	GENERAL LAYOUT	101-101-10	101-101-10	101-101-10
2	101-101-20	FOUNDATION PLAN	101-101-20	FOUNDATION PLAN	101-101-20	101-101-20	101-101-20
3	101-101-30	STRUCTURAL FRAME PLAN	101-101-30	STRUCTURAL FRAME PLAN	101-101-30	101-101-30	101-101-30
4	101-101-40	ELECTRICAL PLAN	101-101-40	ELECTRICAL PLAN	101-101-40	101-101-40	101-101-40
5	101-101-50	MECHANICAL PLAN	101-101-50	MECHANICAL PLAN	101-101-50	101-101-50	101-101-50
6	101-101-60	PLUMBING PLAN	101-101-60	PLUMBING PLAN	101-101-60	101-101-60	101-101-60
7	101-101-70	PAVING PLAN	101-101-70	PAVING PLAN	101-101-70	101-101-70	101-101-70
8	101-101-80	LANDSCAPE PLAN	101-101-80	LANDSCAPE PLAN	101-101-80	101-101-80	101-101-80
9	101-101-90	GENERAL NOTES	101-101-90	GENERAL NOTES	101-101-90	101-101-90	101-101-90

SCALE: 1:150	DATE: 01/10/07
PROJECT: FSD-25	DWG NO: PL-00057_9
DRAWN BY: SM	CHECKED BY: SM
DATE: 01/10/07	DATE: 01/10/07

N

CONT. ON  
LINE NO:00001-AD10-3"  
SHEET 002



FABRICATION MATERIALS

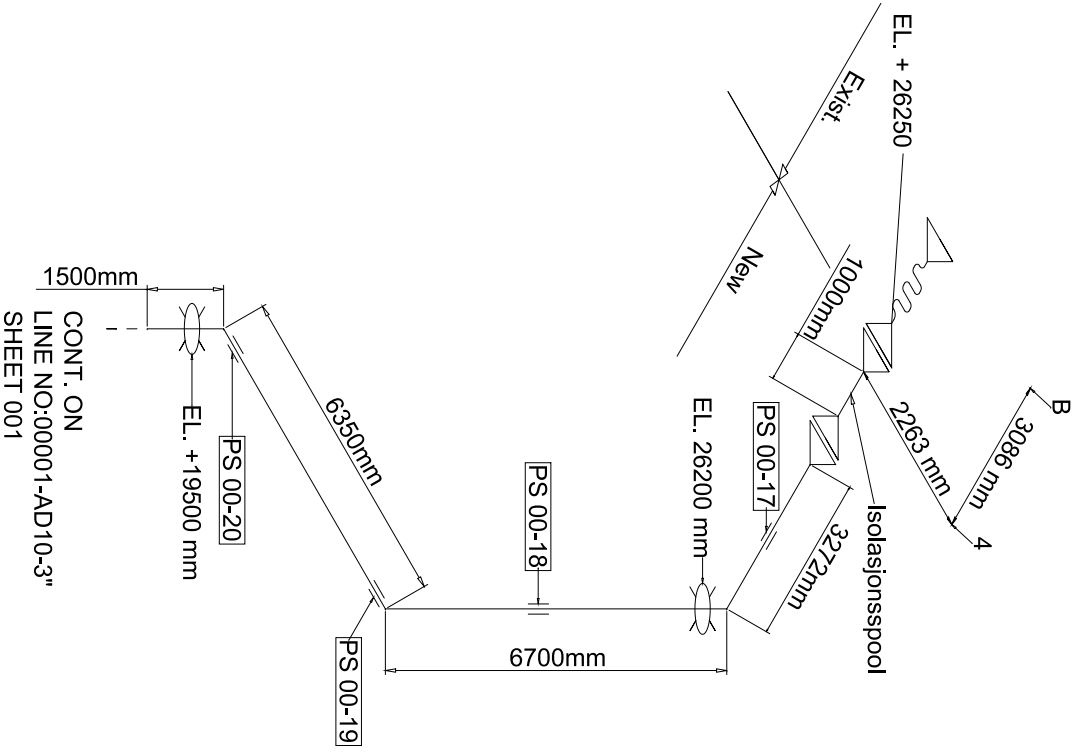
PT NO	QTY	COMPONENT DESCRIPTION
1	19,8 m	Pipe ASME B3619 AD10
2	2	Bend 90 deg ASME B3610 AD10
3	1	Butterfly 3" BUADZOR AD10
4	9	RF Flange AD10
5	6	Pipe support
6	1	DH Heilan Strainer 3"

AIBEL

DESIGN ISO  
LINE NO: 00001-AD10-3"

HOT OIL F.	FLUID CODE	STRESS ID	PIPE CLASS	HEAT TRACE	PAINT CODE	DATE	SIGN	MAX TEMP.	MAX PRESS.	PROJ. NR	AREA	SYST	SHEET	REV
NA			AD10	YES	NA	6/2-2010	Morten Hope/ Cecilie Tingvoll	17,2 °C	11,3 BARG	****	****	830	01	01

N



CONT. ON  
LINE NO:00001-AD10-3"  
SHEET 001

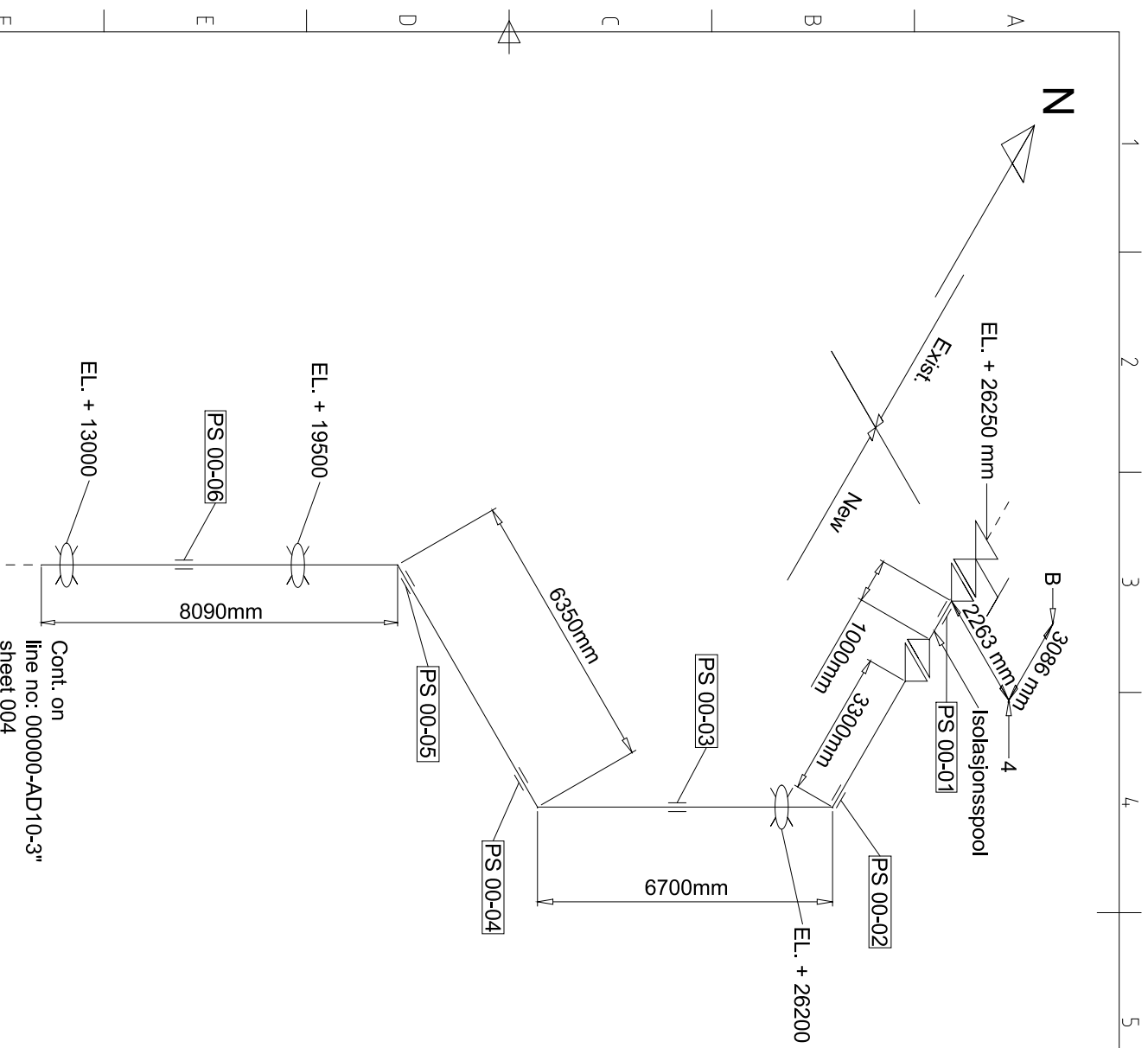
FABRICATION MATERIALS	
PT NO	COMPONENT DESCRIPTION
1	Pipe ASME B3619 AD10
2	Bend 90 deg ASME B3610 AD10
3	RF Flange AD10
4	Pipe support

HOT OIL F.	FLUID CODE	STRESS ID	PIPE CLASS	HEAT TRACE	PAINT CODE	DATE	SIGN	MAX TEMP.
NA			AD10	YES	NA	6/2-2010	Morten Hope/ Cecilie Tingvoll	17,2 °C

<b>AIBEL</b>		<b>DESIGN ISO</b>	
LINE NO: 00001-AD10-3"		LINE NO: 00001-AD10-3"	
MAX PRESS. 11,3 BARG	PROJ. NR *****	AREA *****	SYST 830
			SHEET 02
			REV 01



FABRICATION MATERIALS		
PT NO	QYT	COMPONENT DESCRIPTION
1	27.4 m	Pipe ASME B3619 AD10
2	3	Bend 90 deg ASME B3610 AD10
3	11	Rf Flange AD10
4	6	Pipe support

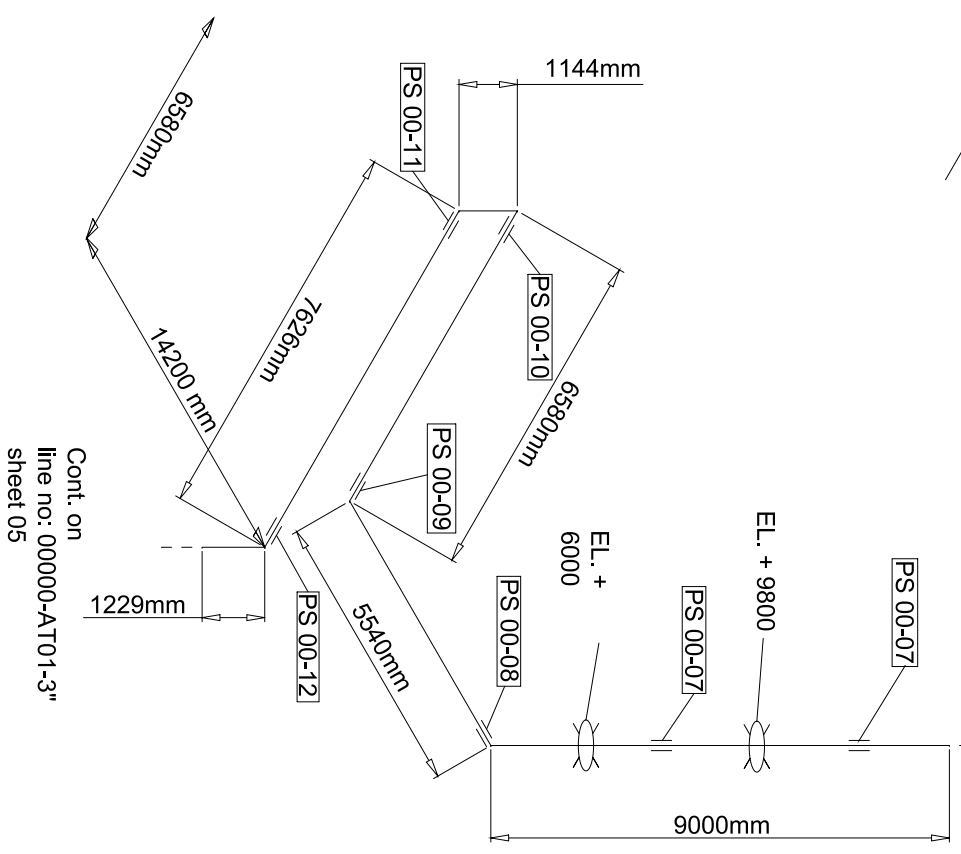


Cont. on  
line no.: 000000-AD10-3"  
sheet 004

HOT OIL F.	FLUID CODE	STRESS ID	PIPE CLASS	HEAT TRACE	PAINT CODE	DATE	SIGN	MAX TEMP.	MAX PRESS.	PROJ. NR	AREA	SYST	SHEET	REV
NA			AD10	YES	NA	6/2-2010	Morten Hope/ Cecilie Tingvoll	17,2 °C	11,3 BARG	****	****	830	03	01

<b>AIBEL</b>	<b>DESIGN ISO</b>
<b>LINE NO: 00001-AD10-3"</b>	

N



Cont. on  
line no: 00000-AD10-3"  
sheet 03

FABRICATION MATERIALS	
PT NO	COMPONENT DESCRIPTION
1	Pipe ASME B3619 AD10
2	Band 90 deg ASME B3610 AD10
3	RF Flange AD10
4	Pipe support

HOT OIL F.	FLUID CODE	STRESS ID	PIPE CLASS	HEAT TRACE	PAINT CODE	DATE	SIGN	MAX TEMP.
NA			AD10	YES	NA	6/2-2010	Morten Hope/ Cecilie Tingvoll	17,2 °C

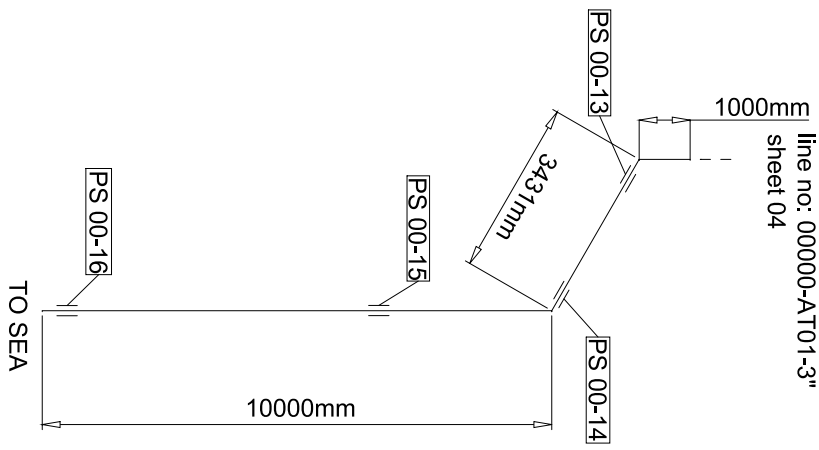
AIBEL		DESIGN ISO	
MAX PRESS.	PROJ. NR	AREA	SYST
11,3 BARG	****	****	830
			SHEET
			04
			REV
			01

LINE NO: 00001-AD10-3"

Cont. on  
line no: 00000-AT01-3"  
sheet 05

FABRICATION MATERIALS	
PT NO	COMPONENT DESCRIPTION
1	Pipe ASME B3619 AD10
2	Bend 90 deg ASME B3610 AD10
3	RF Flange AD10
4	Pipe support

Cont. on  
line no: 00000-AT01-3"  
sheet 04



HOT OIL F.	FLUID CODE	STRESS ID	PIPE CLASS	HEAT TRACE	PAINT CODE	DATE	SIGN	MAX TEMP.
NA			AD10	YES	NA	6/2-2010	Morten Hope/ Cecilie Tingvoll	17,2 °C

**AIBEL** DESIGN ISO  
LINE NO: 00001-AD10-3"

MAX PRESS.	PROJ. NR	AREA	SYST	SHEET	REV
11,3 BARG	****	****	830	05	01

Title <b>Piping and Valve Specification</b>	Doc.no. <b>5060</b>	Operator	Sec.no. <b>3</b>			
<b>Piping Class Sheet: AD10 150 lb</b>	Project	Rev.no. <b>04</b>	Rev.date <b>01.09.2008</b>	Page: Of:	<b>1</b>	<b>2</b>

DESIGN CODE: <b>ASME B31.3 a)</b>	Corr. Allow: <b>0.0 mm</b>	Material Selection : <b>TCD 4650</b>
-----------------------------------	----------------------------	--------------------------------------

Maximum Design Pressure:	Barg	20.0	20.0	19.5	17.7	16.6													
At Temperature:	°C	-46	38	50	100	130													

**PIPE SIZE AND WALL THICKNESS**

Nom.Size(in)	0.5	0.75	1	1.5	2	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20	24	30	36							
Dia.(mm)	21.3	26.7	33.4	48.3	60.3	88.9	114.3	168.3	219.1	273.1	323.9	355.6	406.4	457.2	508.0	609.6	762.0	914.0							
Wall th.(mm)	2.77	2.87	3.38	3.68	2.77	3.05	3.05	3.40	3.76	4.19	4.57	4.78	4.78	4.78	5.54	6.35	7.92	7.92							
Schedule	40S										10S										10				

WALL THICKNESS UNDER TOLERANCES: -12.5 % c)

LONGITUDINAL WELD EFFICIENCY: 1.0

ELEMENT NAME	DIMENSION STANDARDS	NOM. SIZE FROM TO incl incl		TYPE	MATERIAL NAME	MDS	EDS
PIPE	ASME B36.19 ASME B36.19/10	0.5 10	8 36	Seamless, PE Welded, BE	A790 UNS S32760 A928 UNS S32760	D51 D52	
BENDING	Made from pipe						NBE1
FITTINGS	ASME B16.9	0.5	36		A815 S32760	D53	EFI1
BRANCHES	Olets, lightweight ASME B16.9		As fittings		A182 S32760 A815 S32760	D54 D53	EBR2/ NOL1 EBR2
PIPE NIPPLE	ASTM A733	0.5	1.5	Sch 160 BOE/TOE Bev to match sch 40S	A790 S32760	D51	EPI1
REINFORCED NIPOFLANGE	Drilled to ASME B16.5	1	2	150lb RF WN	A182 S32760	D54	EBR2/ NOL1
FLANGES	ASME B16.5 MSS SP-44 Desflex Compact flange e)	0.5 30 10	24 36 24	150lb RF WN 150lb RF WN 300lb WN type	A182 S32760 A182 S32760 A182 S32760	D54 D54 D54	NAF1 NAF1 NAF1
FLG. BLIND	ASME B16.5 MSS SP-44 Desflex Compact flange blind e)	0.5 30 10	24 36 24	150lb RF 150lb RF 300lb	A182 S32760 A182 S32760 A182 S32760	D54 D54 D54	NAF1 NAF1 NAF1
ORIF.FLANGES	ASME B16.36	1	24	300lb RF WN	A182 S32760	D54	NAF1
RED. THR'D FLANGE	ASME B16.5 d)	0.75	2	150lb RF NPT (F)	A182 S32760	D54	NAF1/ EPI1
LINE BLINDS	Spect bl. Spade/spacer Desflex Comp. flg. spade/spacer e)	0.5 14 10	12 36 24	150lb FF 150lb FF 300lb	A240 S32760 A240 S32760 A240 S32760	D55 D55 D55	NLB1 NLB1 NLB1
BOLTING	ASME B16.5  For Desflex Compact flange e)	0.5 0.5 0.5 0.5 10 10	36 36 36 36 24 24	Stud bolts galv. Hex. nuts galv. Stud bolts Hex. Nuts Stud bolts galv. Spher.hex. nuts galv.	A320 L7 A 194 7 A276 S32760 A276 S32760 A320 L7 A194 7	C100 C100 D57X D57X C100 C100	NBO1 NBO1 NBO1 f) NBO1 f) NBO1 NBO1
GASKET	ASME B16.20  For Desflex Compact flange e)			4.5 mm thk. SPW 316L w/Exp. Graphite int/ext. ring 316L SS Seal ring	A182 F55 A182 S32760	D54 D54	EGA1 EPI1
PLUGS	ASME B16.11	0.5	1	Hex. head	A182 S32760	D54	EPI1
SAFETY BLEED PLUG		0.5	0.75	NPT (M)	B446 N06625 Annealed	d)	EFI4/ EPI1

NOTES: See page 2.

Title <b>Piping and Valve Specification</b>		Doc.no. <b>5060</b>	Operator	Sec.no. <b>3</b>		
Piping Class Sheet: <b>AD10</b> <b>150 lb</b>		Project		Rev.no. <b>04</b>	Rev.date <b>01.09.2008</b>	Page: Of: <b>2 2</b>

VALVE OR EQUIPMENT TYPE	VSM	NOMINAL SIZE		VDS	REMARKS
		FROM	TO		
		incl	incl		
GATE		0.5	1.5	GTRD01B	BW
		0.5	2	GTAD00R	RF
		2	36	GTAD10R	RF
		2	36	GTAD30R	RB, Through conduit slab, RF
		2	36	GTAD40R	FB, Through conduit slab, RF
		2	36	GTAD70R	Through conduit, Double expanding, RF
BUTTERFLY		3	36	BUAD20R	Wafer, RF
		3	36	BUAD30R	Wafer, Metal seated, RF
		12	36	BUAD80R	Metal seated, RF
GLOBE		0.5	1.5	GBDD01B	BW
		0.5	2	GBAD00R	RF
		2	24	GBAD10R	RF
		2	24	GBAD12R	RF
CHECK		0.5	1.5	CHDD01B	BW
		0.5	2	CHAD00R	RF
		2	36	CHAD50R	Wafer, Dual disc, RF
		2	36	CHAD90R	Non-slam, RF
BALL		0.5	10	BLAD00R	RB, RF
		0.5	8	BLAD10R	FB, RF
		2	36	BLAD30R	RB, RF
		2	36	BLAD40R	FB, RF
		4	36	BLAD50R	RB, Metal seated, RF
		4	36	BLAD60R	FB, Metal seated, RF
MODULAR		0.5	2	CBAD20D	SB, DB&B, RF/TE
		0.5	4	CBAD00R	RB, DB&B, RF
		0.5	4	CBAD10R	FB, DB&B, RF
		0.5	2	CBAD70D	SB, Metal seat, DB&B, RF/TE
		0.5	2	CBAD90D	SB, DB&B, RF/TE

- NOTES:
- Manufacturer of the piping components shall perform a conformity assessment fulfilling PED (97/23/EC) category III.
  - This piping class is generally suitable for sour service according to NACE MR-01-075.
  - The tolerance is used for design and is not part of the purchase specification when deviating from the individual piping item.
  - ASME B16.5 NPT threaded flanges shall only be used complete with safety bleed plug as described in Piping Detail Standard, Doc. no. KE-P-T-008
  - Use of Desflex Compact flanges shall be accepted by COMPANY and to be used only when modifying existing piping systems with Desflex compact flanges on EKOX and EKOJ ASME flanges shall be used for new and for modification projects.
  - To be used on continuous flow seawater cooling supply lines, or on other normally cold lines where water can condense.  
The final selection to be done by the COPSAS TAG material engineer and the project process engineer.



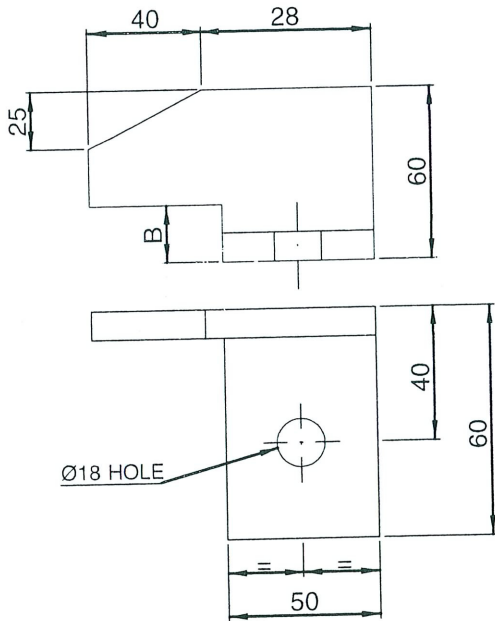
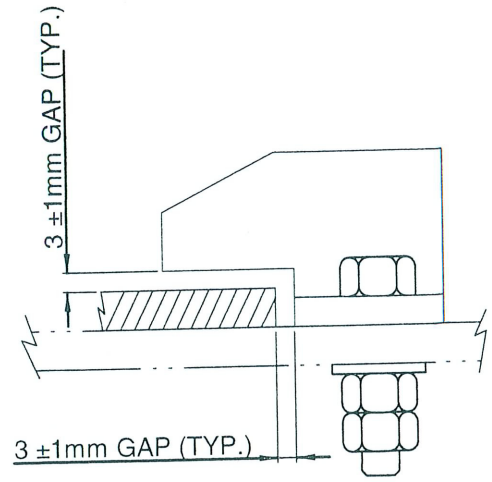
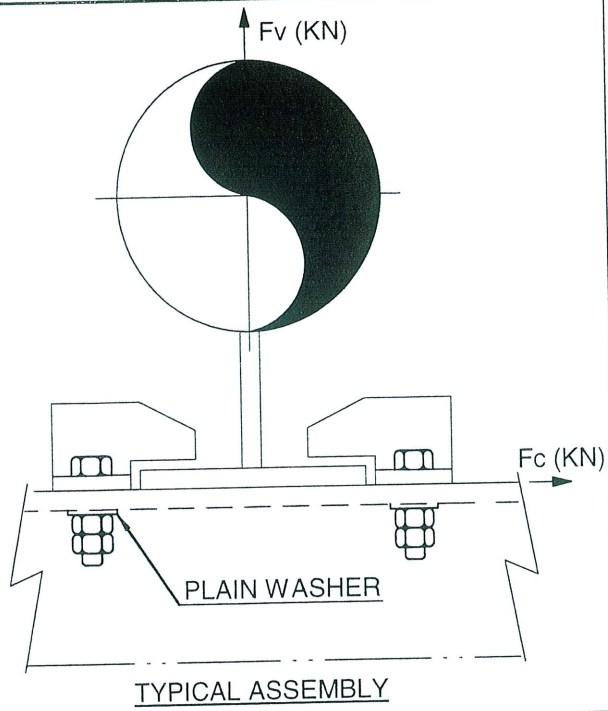
**SPAN CHART FOR STAINLESS STEEL LINES \ ALLOY STEEL LINES**

NOMINAL PIPE SIZE (IN)	PIPE SIZE	SCH/W THK	PIPE ONLY		PIPE&LIQUID		PIPE + LIQUID + INSULATION		PIPE + VAPOUR + INSULATION	
			SPAN (M)	WEIGHT (N/M)	SPAN (M)	WEIGHT (N/M)	SPAN (M)	WEIGHT (N/M)	SPAN (M)	WEIGHT (N/M)
NPS 1	DN 25	10S	3,7	21	3,5	27	3,2	41	3,3	36
		50S	3,7	25	3,5	31	3,2	45	3,3	40
		80S	3,6	32	3,5	37	3,2	51	3,3	47
NPS 1 1/2	DN 40	10S	4,5	32	4,1	46	3,8	62	4,1	49
		40S	4,5	41	4,2	54	3,9	70	4,1	58
		80S	4,4	55	4,2	66	4,0	82	4,1	72
NPS 2	DN 50	10S	5,1	40	4,6	63	4,3	82	4,6	59
		40S	5,1	54	4,7	76	4,4	94	4,7	74
		80S	5,0	75	4,7	93	4,5	112	4,7	94
NPS 3	DN 80	10S	6,2	64	5,4	117	5,1	140	5,7	89
		40S	6,1	114	5,6	160	5,4	184	5,8	138
		80S	6,1	153	5,7	195	5,6	218	5,9	178
NPS 4	DN 100	10S	7,1	83	5,9	173	5,7	201	6,6	113
		40S	7,0	161	6,3	241	6,2	269	6,7	191
		80S	6,9	225	6,5	298	6,3	325	6,7	255
NPS 6	DN 150	10S	8,6	139	6,9	340	6,7	377	8,1	182
		40S	8,5	238	7,5	466	7,4	503	8,2	326
		80S	8,4	428	7,8	593	7,7	630	8,2	471
NPS 8	DN 200	10S	9,9	202	7,7	547	7,5	593	9,3	258
		40S	9,8	428	8,5	745	8,4	790	9,5	483
		80S	9,7	649	8,8	938	8,7	983	9,5	703
		20	10,7	337	9,1	665	8,9	710	10,3	329
		100	10,5	762	9,8	1037	9,7	1083	10,4	816
NPS 10	DN 250	10S	11,0	279	8,4	819	8,3	874	10,4	350
		40S	10,9	607	9,4	1106	9,3	1160	10,6	677
		80S	10,9	818	9,7	1290	9,6	1345	10,6	887
		20	12,0	422	9,8	944	9,7	1000	11,6	493
NPS 12	DN 300	10S	12,0	363	9,1	1126	8,9	1189	11,4	450
		40S	11,9	739	10,1	1455	10,0	1518	11,6	824
		80S	11,9	978	10,4	1664	10,3	1727	11,6	1062
		30	13,1	656	10,9	1383	10,7	1446	12,7	741
NPS 14	DN 350	5S	12,6	348	9,1	1279	9,0	1348	11,9	445
		10S	12,6	417	9,4	1339	9,3	1408	12,0	513
		30	13,7	814	11,4	1687	11,3	1755	13,3	909
NPS 16	DN 400	5S	13,5	418	9,6	1638	9,5	1716	12,7	532
		10S	13,5	477	9,8	1690	9,7	1767	12,8	591
		3	14,7	933	12,0	2089	11,9	2167	14,3	1045
NPS 18	DN 450	5S	14,3	471	9,9	2023	9,8	2109	13,4	603
		10S	14,3	537	10,2	2081	10,1	2169	13,5	670
		30	15,5	1396	13,0	2832	12,9	2918	15,2	1525
NPS 20	DN 500	5S	15,1	598	10,5	2512	10,4	2606	14,2	750
		10S	15,1	684	10,8	2587	10,7	2682	14,3	836
		30	16,4	1557	13,5	3351	13,4	3446	16,0	1703
NPS 24	DN 600	5S	16,5	823	11,4	3587	11,3	3699	15,7	1018
		10S	16,5	956	11,8	3704	11,7	3816	15,8	1150
		30	18,0	1877	14,5	4510	14,4	4622	17,6	2068
NPS 28	DN 700	30	19,2	5056	16,9	8400	16,8	8648	18,9	5403
NPS 40	DN 1000	7,9	23,4	1971	13,8	9864	13,6	10209	21,9	2547

**NOTE**

These spans are based on pipe containing fluid with specific gravity of 1.0 with temperature as specified in piping specification and maximum material stress 30MPa or maximum deflection 7mm. 20 Mpa for CuNi pipes.  
(when stress is the

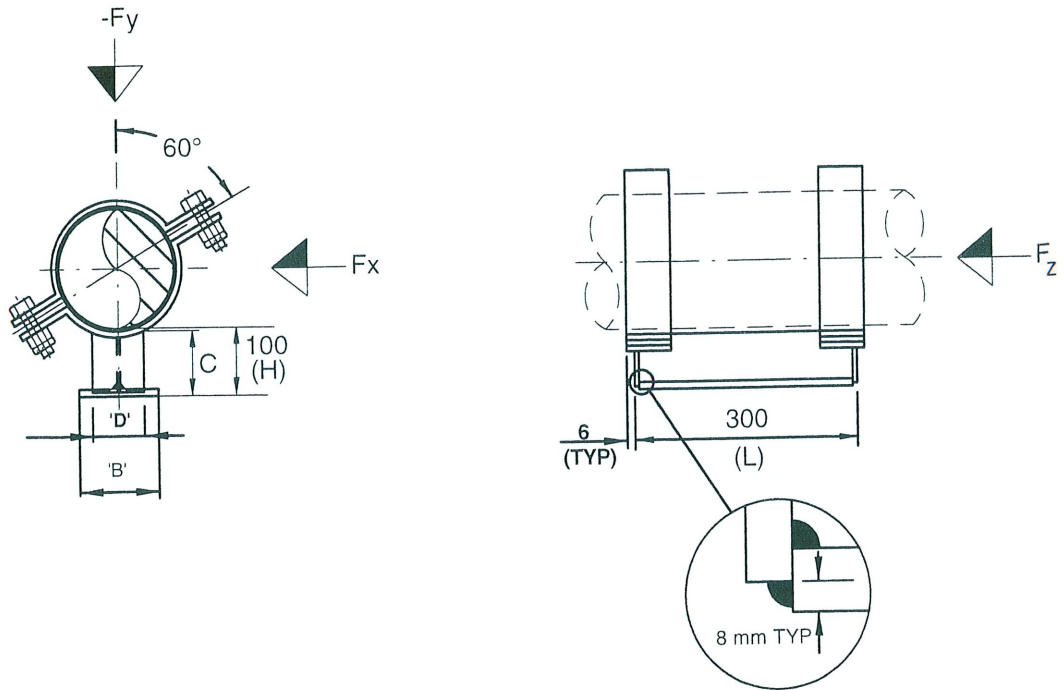
Typical span chart for alloy steel lines



TYPE	SHOE THK.	B	DIM. HOLE	SECTION	BOLTING
LG-B7-A	10	12	Ø13	L60 x 6	M12 x 60

Typical bolted lineguide / hold down  
for shoe. 10 mm shoe thk.





ADD 50mm TO DIM. H WHEN PIPE INSULATION > 75 THICK

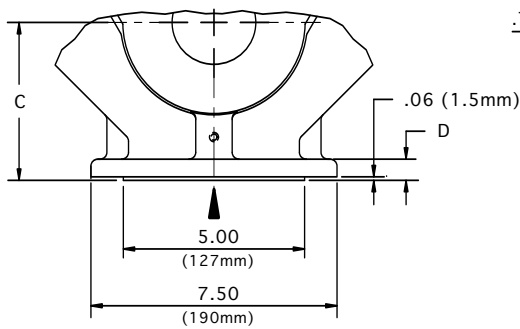
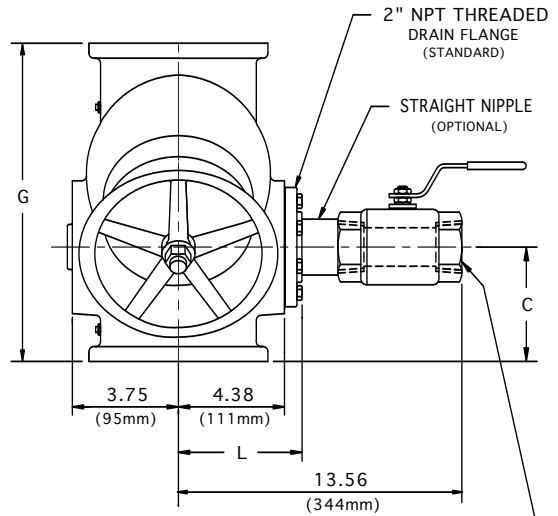
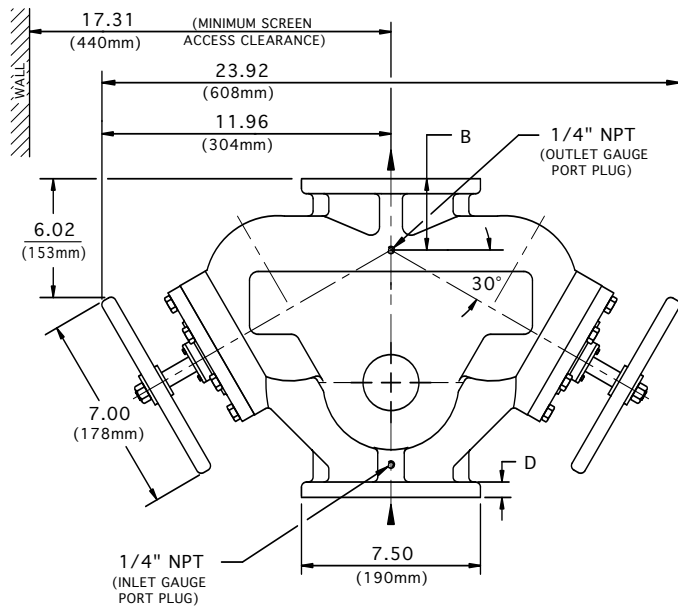
LINE SIZE		SHOE MADE FROM PLATES		DIMENSION			CLAMP TYPE	No	WEIGHT(kg)		
mm	in.	BASE PL.	WEB PL.	C	B	D			SHOE	CLAMP	TOTAL
DN50	2"	288x100x10	288x82x8	86	100	30x6 thk	CL-C2	2	4.2	1.1	5.3
DN80	3"	288x100x10	288x82x8	85	100	30x6 thk	CL-C2	2	4.2	1.4	5.6
DN100	4"	288x110x10	288x82x8	88	110	50x6 thk	CL-C2	2	4.4	2.7	7.1
DN125	5"	288x110x10	288x82x8	87	110	50x6 thk	CL-C2	2	4.3	3.2	7.5
DN150	6"	284x110x10	284x77x8	86	110	60x8 thk	CL-C2	2	4.6	6.0	10.6

Typical clamped shoe for 50 -150 mm lines

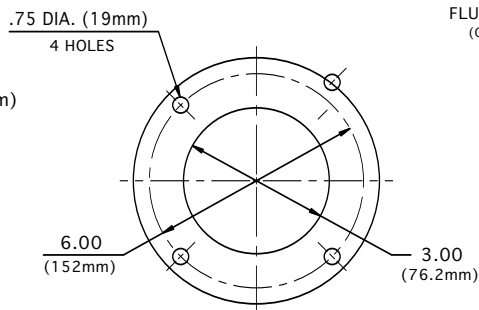


# 3" MANUAL STRAINER

## In-Line Flow Type DH



FOR ANSI FLANGE CLASS 150



TOP & BOTTOM FLANGES

FLANGE SIZE		B	C	D	G	L	APPROX. WEIGHT
ANSI class 125 Cast Iron & Ductile Iron	INCH	1.88	4.75	.75	13.00	5.45	135 Lb
	MM	48	121	19	330	138	61 Kg
ANSI class 150 Cast Steel	INCH	2.06	4.94	.94	13.38	5.58	145 Lb
	MM	52	125	24	340	142	66 Kg
75 ND 10 DIN 2501	FLANGE DRILLING (NUMBER AND SIZE OF HOLES AND BOLT CIRCLE) IS IN ACCORDANCE WITH D.I.N. STANDARDS.  ALL OTHER APPLICABLE DIMENSIONS ARE IN ACCORDANCE WITH ANSI STANDARDS ABOVE.						
75 ND 16 DIN 2501							

THESE DIMENSIONS ARE FOR REFERENCE ONLY. FOR INSTALLATION PURPOSES, REQUEST CERTIFIED DRAWINGS.

<b>MATERIAL DATA SHEET</b>		<b>MDS D51</b>		<b>Rev. 3</b>
<b>TYPE OF MATERIAL:</b> Ferritic / Austenitic Stainless Steel, Type 25Cr duplex				Page 1 of 2
<b>PRODUCT</b>	<b>STANDARD</b>	<b>GRADE</b>	<b>ACCEPT. CLASS</b>	<b>SUPL. REQ.</b>
Seamless pipes	ASTM A 790	UNS S 32550 UNS S 32750 UNS S 32760	-	-
<b>1. SCOPE</b>	This MDS specifies the selected options in the referred standard and additional requirements which shall be added or supersede the corresponding requirements in the referred standard. This MDS is based on the mechanical properties of UNS S 32750.			
<b>2. QUALIFICATION</b>	Manufacturers of product to this MDS shall comply with the requirement of NORSOK Standard M-650.			
<b>3. STEEL MAKING</b>	The steel melt shall be refined with AOD or equivalent.			
<b>4. HEAT TREATMENT</b>	The pipes shall be solution annealed followed by water quenching.			
<b>5. CHEMICAL COMPOSITION</b>	PRE = % Cr + 3.3 % Mo + 16 % N $\geq$ 40.0			
<b>6. TENSILE TESTING</b>	R <sub>p0.2</sub> $\geq$ 550 MPa; R <sub>m</sub> $\geq$ 800 MPa; A <sub>5</sub> $\geq$ 25%			
<b>7. HARDNESS</b>	The harness shall be max. 32 HRC (or alternatively 301 HB or 330 HV 10).			
<b>8. IMPACT TESTING</b>	Charpy V-notch testing according to ASTM A 370 at - 46 °C is required for thickness $\geq$ 6 mm. The minimum absorbed energy shall be 45 J average / 35 J single. Reduction factors for sub-size specimens shall be: 7.5 mm - 5/6 and 5 mm - 2/3.			
<b>9. CORROSION TEST</b>	Corrosion test according to ASTM G 48 Method A is required. Test temperature shall be 50 °C and the exposure time 24 hours. The specimen shall have the internal and external surfaces in the as-delivered condition (including pickling). Cut edges shall be prepared according to ASTM G 48, and the whole specimen shall be pickled (20 % HNO <sub>3</sub> + 5 % HF, 60 °C, 5 minute). The test shall expose the external and internal surfaces and a cross section surface in full wall thickness. The acceptance criteria are: - No pitting 20 X magnification. - The weight loss shall be less than 4.0 g/m <sup>2</sup> .			
<b>10. MICROGRAPHIC EXAMINATION</b>	The micrographic examination shall cover the near surfaces and mid-thickness region of the pipe. The ferrite content shall be determined according to ASTM E 562 or equivalent and shall be within 35-55 %. The microstructure, as examined at 400 X magnification on a suitably etched specimen, shall be free from intermetallic phases and precipitates.			
<b>11. EXTENT OF TESTING</b>	Charpy V-notch impact, microstructure, hardness, corrosion and tensile testing shall be carried out for each lot as defined in the referred standard. For batch furnace charges the specified tests shall be carried out for each heat treatment charge.			
<b>12. TEST SAMPLING</b>	Samples for production testing shall realistically reflect the properties in the actual components.			
<b>13. SURFACE FINISH</b>	White pickled.			
<b>14. REPAIR OF DEFECTS</b>	Weld repair is not acceptable.			

<b>MATERIAL DATA SHEET</b>		<b>MDS D51</b>		<b>Rev. 3</b>
<b>TYPE OF MATERIAL:</b> Ferritic / Austenitic Stainless Steel, Type 25Cr duplex				Page 2 of 2
<b>PRODUCT</b>	<b>STANDARD</b>	<b>GRADE</b>	<b>ACCEPT. CLASS</b>	<b>SUPPL. REQ.</b>
Seamless pipes	ASTM A 790	UNS S 32550 UNS S 32750 UNS S 32760	-	-
<i>15. MARKING</i>	The component shall be marked to ensure full traceability to melt and heat treatment lot.			
<i>16. CERTIFICATION</i>	Certification shall affirm compliance with the specification and shall be according to EN 10204 Type 3.1B provided the manufacturer has a quality assurance system certified by a competent body established within the EC, and having undergone a specific assessment for materials. Heat treatment temperature, soaking time and cooling medium should be stated in the certificate.			

<b>MATERIAL DATA SHEET</b>		<b>MDS D54</b>		<b>Rev. 3</b>
<b>TYPE OF MATERIAL:</b> Ferritic/Austenitic Stainless Steel, Type 25Cr duplex				Page 1 of 2
<b>PRODUCT</b>	<b>STANDARD</b>	<b>GRADE</b>	<b>ACCEPT. CLASS</b>	<b>SUPPL. REQ.</b>
Forgings	ASTM A 182	F61 - UNS S 32550 F53 - UNS S 32750 F55 - UNS S 32760	-	S56
<b>1. SCOPE</b>	<p>This MDS specifies the selected options in the referred standard and additional requirements which shall be added or supersede the corresponding requirements in the referred standard.</p> <p>This MDS is intended for forgings with maximum section thickness of 200 mm. For larger thickness special agreements shall be made in each case.</p>			
<b>2. QUALIFICATION</b>	Manufacturers of product to this MDS shall comply with the requirement of NORSOK Standard M-650.			
<b>3. STEEL MAKING</b>	The steel melt shall be refined with AOD or equivalent.			
<b>4. MANUFACTURING PROCESS</b>	<p>The component shall be quenched in water after forging.</p> <p>The Hot Isostatic Pressed (HIP) process is an acceptable alternative to forging.</p>			
<b>5. HEAT TREATMENT</b>	Solution annealing followed by water quenching.			
<b>6. CHEMICAL COMPOSITION</b>	PRE = % Cr + 3.3 % Mo + 16 % N $\geq$ 40.0.			
<b>7. TENSILE TESTING</b>	R <sub>p0.2</sub> $\geq$ 550 MPa; R <sub>m</sub> $\geq$ 800 MPa; A $\geq$ 25 %. For thickness > 50 mm, the tensile properties shall be R <sub>p0.2</sub> $\geq$ 515 MPa; R <sub>m</sub> $\geq$ 730 MPa; A $\geq$ 25 % or as agreed with Purchaser.			
<b>8. HARDNESS</b>	The hardness shall be maximum 32 HRC (or alternatively 301 HB or 330 HV10).			
<b>9. IMPACT TESTING</b>	Charpy V-notch testing according to ASTM A 370 at -46 °C is required for the thickness $\geq$ 6 mm (thickness at the weld neck). The minimum absorbed energy shall satisfy 45 J average / 35 J single. Reduction factors for subsize specimens shall be: 7.5 mm - 5/6 and 5 mm - 2/3.			
<b>10. MICROGRAPHIC EXAMINATION</b>	The micrographic examination shall be carried out at the same area as location of specimens for mechanical testing. The area shall be minimum 10 x 10 mm. The ferrite content shall be determined according to ASTM E 562 or equivalent and shall be within 35 -55 %. The microstructure, as examined at 400 X magnification on a suitably etched specimen, shall be free from intermetallic phases and precipitates.			
<b>11. CORROSION TEST</b>	<p>Corrosion test according to ASTM G 48, Method A is required. Test temperature shall be 50 °C and the exposure time 24 hours. The corrosion test specimen shall be at the same location as those for mechanical testing. Cut edges shall be prepared according to ASTM G 48 and pickled (20 % HNO<sub>3</sub> + 5 % HF, 60 °C, 5 Minute). The acceptance criteria are:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- No pitting at 20 X magnification.</li> <li>- The weight loss shall be less than 4.0 g/m<sup>2</sup>.</li> </ul>			

<b>MATERIAL DATA SHEET</b>		<b>MDS D54</b>		<b>Rev. 3</b>
<b>TYPE OF MATERIAL:</b> Ferritic/Austenitic Stainless Steel, Type 25Cr duplex				Page 2 of 2
<b>PRODUCT</b>	<b>STANDARD</b>	<b>GRADE</b>	<b>ACCEPT. CLASS</b>	<b>SUPPL. REQ.</b>
Forgings	ASTM A 182	F61 - UNS S 32550 F53 - UNS S 32750 F55 - UNS S 32760	-	S56
<b>12. EXTENT OF TESTING</b>	One set of impact, tensile, hardness, corrosion testing and microstructure examination shall be carried out for each heat and heat treatment load. The testing shall be carried out on the component with heaviest wall thickness within the load. A test lot shall not exceed 2000 kg for forgings with as forged weight $\leq$ 50 kg, and 5000 kg for forgings with as forged weight $>$ 50 kg.			
<b>13. TEST SAMPLING</b>	<p>Samples for production testing shall realistically reflect the properties in the actual components.</p> <p>Test samples shall be from prolongations on actual component. Sacrificial forgings shall be used for die-forged components. However, special agreements may be made for die-forged components with as forged weight exceeding 50 kg. Integrated test blocks shall be used for HIP.</p> <p>Test location and orientation shall be:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ For forgings having maximum section thickness, <math>T \leq 50</math> mm, the test specimens shall be taken at mid thickness and its mid length shall be at least 50 mm from any second surface.</li> <li>▪ For forgings having maximum section thickness, <math>T &gt; 50</math> mm, the test specimen shall be taken at least <math>\frac{1}{4} T</math> from the nearest surface and at least T or 100 mm, whichever is less, from any second surface.</li> </ul> <p>Sketches shall be established showing type, size and location of test samples and extraction of test specimens.</p>			
<b>14. NON DESTRUCTIVE TESTING</b>	<p>Supplementary requirement of ASTM A 961 S56, liquid penetrant testing, shall apply to 10 % of forgings (from the lot as defined for mechanical testing) above NPS 2. The testing shall be carried out after final machining and pickling. The acceptance criteria shall be ASME VIII, Div. 1, Appendix 8.</p> <p>NDT operator qualification shall be approved by a 3<sup>rd</sup> party organization recognized by an EC member state.</p>			
<b>15. SURFACE FINISH</b>	Finished products shall be white pickled, including machined surfaces.			
<b>16. REPAIR OF DEFECTS</b>	Weld repair is not acceptable.			
<b>17. MARKING</b>	The component shall be marked to ensure full traceability to melt and heat treatment lot.			
<b>18. CERTIFICATION</b>	<p>Certification shall affirm compliance with the specification and shall be according to EN 10204 Type 3.1B provided the manufacturer has a quality assurance system certified by a competent body established within the EC, and having undergone a specific assessment for materials.</p> <p>Heat treatment temperature, soaking time and cooling medium should be stated in the certificate.</p>			

For seawater return systems the maximum operating temperature shall be calculated at the minimum seawater flow. Minimum seawater flow is calculated at lowest seawater supply temperature and heat exchanger without fouling.

#### 4.3.1.3 Compressor systems

The maximum operating temperature on a compressor discharge shall be determined as follows:

- when a compressor curve is not available: as 15 °C above the predicted design point temperature to allow for lower efficiency and higher pressure ratio at compressor surge conditions;
- when compressor curves are available: as the temperature at surge conditions and maximum compressor speed for normal and start up cases.

The following shall be used to determine the maximum design temperature:

- add 15 °C to the maximum operating temperature to allow for margins in the compressor curves, and for wear and tear giving lower efficiency over time;
- add 10 °C as an additional margin.

#### 4.3.1.4 Compressor suction scrubber

Compressor suction scrubber maximum design temperatures shall be the higher of the following:

- maximum operating temperature at the compressor suction in the event of cooling medium failure, the maximum operating temperature can be limited by a high temperature shutdown function on the compressor suction or discharge;
- maximum recycle temperature (maximum discharge (temperature trip) minus temperature drop across anti-surge valve) in the event of cooling medium failure;
- maximum temperature due to settle out conditions;
- operating temperature plus a margin as defined in 4.3.1.1.

#### 4.3.1.5 Heat exchangers

For all heat exchangers, both sides shall have the same maximum design temperature determined by the hottest of the fluids on either side. For upset conditions, overpressure of connected piping at resulting upset temperature may be acceptable if permitted by relevant piping design code, see 4.2.

#### 4.3.2 Minimum design temperature

The minimum design temperature determines the requirements to the low temperature characteristics of the material, and shall be the more stringent of the following:

- minimum operating temperature (obtained during normal operation, start-up, shutdown or process upsets) with a margin of 5 °C;
- minimum ambient temperature, the lowest temperature should be based on available weather data, and safety factors should be selected based on the quality of such weather data;
- minimum temperature occurring during depressurising with a margin of 5 °C, the temperature calculations shall as a minimum include heat transfer between fluid and vessel, and the most conservative starting conditions for depressurising shall be used including the following considerations as a minimum:
  - cool down to minimum ambient temperature after shut-in at PSV set pressure and corresponding temperature (including reduction in pressure during cool down);
  - conditions during a start-up operation following a depressurisation;
  - minimum operating temperature and maximum operating pressure.

The minimum design temperature may be limited by initiating depressurisation at a higher temperature than the minimum ambient temperature. If implemented, this shall be subject to project owner approval, and be addressed in documentation for operation.

The minimum design temperature may be limited by delaying start-up (to heat the system prior to start-up). If implemented, this shall be subject to project owner approval, and be addressed in documentation for operation.

**Table 2 – Recommended maximum velocities for sizing of liquid lines**

Fluid	Maximum velocities (m/s)			
	CS	SS/Titanium	CuNi <sup>c</sup>	GRP
Liquids	6	<sup>b</sup>	3	6
Liquids with sand <sup>d</sup>	5	7	NA	6
Liquids with large quantities of mud or silt <sup>d</sup>	4	4	NA	NA
Untreated seawater <sup>a</sup>	3	7	3	6
Deoxygenated seawater	6	<sup>b</sup>	3	6

<sup>a</sup> For pipe less than DN 200 (8 in), see BS MA-18 for maximum velocity limitations.  
<sup>b</sup> For stainless steels and titanium the maximum velocity is limited by system design (available pressure drop/reaction forces). 7 m/s may be used as a typical starting value for sizing.  
<sup>c</sup> Minimum velocity for CuNi is 1,0 m/s.  
<sup>d</sup> Minimum velocity for liquids with sand should be in accordance with ISO 13703.

When the service is intermittent, the velocity can be increased to 10 m/s. For CuNi the maximum velocity is 6 m/s to 10 m/s depending duration and frequency of operation.

### 6.2.2 Centrifugal pump suction and discharge lines

The suction piping shall be sized based on NPSH requirements. Maximum velocity from Table 2 and the following maximum pressure drops should be used:

Sub-cooled liquids: 0,25 bar/100 m (see NOTE)

Boiling liquids: 0,05 bar/100 m

The fluid temperature shall be at least 15 °C below the fluid boiling point temperature to allow sizing based on the criterion for sub-cooled liquids.

The maximum velocity in the discharge piping is given in Table 2. As a guideline, a pressure drop of up to 0,9 bar/100 m may be used.

### 6.2.3 Reciprocation pump suction and discharge lines

For reciprocating pumps, the piping shall be sized based on ISO 13703, 5.3.2.

### 6.2.4 Control valve inlet lines

Control valve inlet lines shall be sized such that single phase liquid is maintained.

### 6.2.5 Liquid flowing by gravity

Lines flowing by gravity includes tank overflows, drains (sanitary, closed and open drains), and other lines where the liquid flows due to gravity forces instead of pressure difference. Generally, for fixed installations, a minimum downward slope of 1:100 shall be used. However, with mud and/or sand, the slope shall be at least 1:50. On floating installations the slopes shall be evaluated according to planned installation trim.

Pipes that are running full, and do not require a minimum downward slope to avoid particle deposition, shall be sized according to the total available static pressure head, and the maximum allowable velocities for liquid lines.

### Near horizontal lines

Near horizontal pipes not running full shall be sized based on the maximum flow capacities as given in Table 3.

Any component permanently exposed to sea water and for which efficient cathodic protection can not be ensured, shall be fabricated in materials immune to corrosion in sea water. Exceptions are components where corrosion can be tolerated. Materials selection should take into account probability for, and consequence of, component failure.

The following materials are regarded as immune to corrosion when submerged in sea water:

- titanium alloys;
- GRP.

Alloy 625 and stainless steels with PRE  $\geq 40$  are borderline cases and should not be used for mechanical connections without cathodic protection when their material temperature exceeds ambient North Sea sea water temperatures. Threaded connections are particularly susceptible to crevice corrosion.

#### **4.3.7 Corrosion protection of closed compartments**

For completely closed seawater filled compartments in carbon steel (e.g. in jacket legs, J-tubes and caissons) no internal corrosion protection is needed.

For compartments with volume to area ratios exceeding  $1 \text{ m}^3/\text{m}^2$  and a possible, but restricted sea water exchange (e.g. subsea installations), treatment with oxygen scavenger can be used as an alternative to cathodic protection. For compartments with volume to area ratios less than  $1 \text{ m}^3/\text{m}^2$ , internal protection may not be necessary. In structural compartments with low water circulation where  $\text{H}_2\text{S}$  can be formed, zinc anodes should be used.

Closed structural compartments which are not filled with water need no internal corrosion protection if the compartments are completely sealed off by welding, or there is a proven gas tight gasket in any manhole or inspection covers.

#### **4.3.8 Insulation, atmospheric exposure**

Insulation shall be avoided to the extent possible, and only be used if required for safety or processing reasons. In wet saliferous atmosphere piping and equipment which have to be insulated shall be coated in accordance with NORSOK M-501.

The requirement for coating under insulation also includes CRAs. Titanium alloys need not be coated even if insulated.

The design of insulation for structures, vessels, equipment, piping systems etc. shall be according to NORSOK R-004 and ensure drainage at low points and access in areas where maintenance and inspection are required. Heat tracing shall to the extent possible be avoided in conjunction with stainless steel materials.

#### **4.3.9 Galvanic corrosion prevention**

Wherever dissimilar metals are coupled together in piping systems, a corrosivity evaluation shall be made. If galvanic corrosion is likely to occur, there are the following methods to mitigate it:

- Apply electrical insulation of dissimilar metals. Possible electrical connection via pipe supports, deck and earthing cables shall be considered.
- Install a distance spool between the dissimilar metals so that they will be separated by at least 10 pipe diameters from each other. The distance spool may be either of a solid electrically non-conducting material (e.g. GRP) or of a metal that is coated internally with an electrically non-conducting material, e.g. rubber. The metal in the distance spool should be the most noble of the dissimilar metals.
- Apply a non-conducting coating on the most noble of the dissimilar metals. The coating shall extend at least 10 pipe diameters into the most noble pipe material.
- Apply corrosion allowance on the less noble metal, e.g. in hydrocarbon systems.
- Install internal sacrificial anodes through access fittings near the interface, e.g. resistor controlled cathodic protection.

At galvanic connections between dissimilar materials without insulation or distance spool, it can be assumed that the local corrosion rate near the interface is approximately 3 times higher than the average corrosion rate, decreasing exponentially away from the interface within a length of 5 pipe diameters. This should be



Materials shall resist general corrosion, localised corrosion in the form of pitting and crevice corrosion and environmental cracking in the form of CSCC and SSC. Limitation guidelines for CRAs in "sour" service are given in Table 7. It is emphasised that H<sub>2</sub>S limits for CRA material categories are difficult to state on a general basis. Specific limits for the material type and grades to be used should be established by testing.

In carbon steel vessels that are clad or overlay welded with austenitic stainless steels or nickel alloys (minimum 3 mm thickness), the backing steel hardness shall be evaluated on an individual basis.

The lower temperature limits for carbon steel imposed by the design code and NORSOK standards requirements shall be adhered to. In special circumstances impact tested steel may be used below these limits. Such cases require individual attention. The maximum design temperature shall be according to the applicable design codes for all types of materials.

Free machining steel grades are not acceptable for pressure retaining purposes.

**Table 6 - Metallic materials for pressure retaining purposes**

Material	Minimum design temp. °C	Impact testing required	Other requirements	NOTES
<b>Carbon and low alloy steel</b>				
235	- 15			1
235 LT	- 46	Yes		
360 LT	- 46	Yes		
3,5 % nickel steel	-101	Yes		
<b>Martensitic stainless steels</b>				2,3
SM13Cr	- 35	Yes		
13Cr	- 10			
13Cr valve trim parts	- 29			
13Cr4Ni	- 46	Yes		
13Cr4Ni double tempered	-100	Yes		
<b>Austenitic stainless steels</b>				
316	-196	Yes	Max. operating temp. 60 °C. Higher temperatures acceptable if full HVAC control, oxygen free environment or used subsea with cathodic protection.	4
6Mo	-196	Yes	6 Mo seawater systems with crevices: Max. operating temp. 20 °C, max. free chlorine 1,5 ppm. Max. operating temperature 120 °C in saliferous environment, see 6.3.4.	4, 11
Superaustenite	-101		Max. operating temperature 120 °C in saliferous environment.	11
<b>Duplex stainless steels</b>				5, 11
22Cr	- 46	Yes	Maximum operating temperature 100 °C if exposed to saliferous atmosphere.	
25Cr	- 46	Yes	Maximum operating temperature 110 °C if exposed to saliferous atmosphere. Probability for cracking should be assessed in systems affected by acidising if sulphide containing scales	

Material	Minimum design temp. °C	Impact testing required	Other requirements	NOTES
			can be formed. Limitations for 25Cr in seawater systems as for 6Mo.	
<b>Nickel base alloys</b>	-200		Crevice corrosion limitation for Alloy 625 in sea water systems as for 6Mo.	
<b>Titanium base alloys</b>				6
Grade 2	-60		Sea water operating temperature limits if crevices are present: Unchlorinated 95 °C, Chlorinated 85 °C, Brine 80 °C.	
Other grades				7
<b>Copper base alloys</b>			Max. velocity, see BS MA 18. For intermittent service max. 10 m/s. Not for stagnant conditions.	8, 10
90-10, 70-30, NiAl bronze, gun metal			Fresh seawater and normally drained systems.	8
Admiralty brass, gun metal, tin bronze			Fresh water normally drained systems.	
<b>Aluminium base alloys</b>	-270			9
NOTES				
<p>1 Carbon steel Type 235 can be used in piping systems with minimum design temperature down to -15 °C for thickness less than 16 mm.</p> <p>2 A corrosivity evaluation shall be carried out if temperature &gt; 90 °C, or chloride concentration &gt; 5 %.</p> <p>3 Impact testing for well completion shall be carried out at -10 °C or the min. design temperature if this is lower. Use of 13Cr at temperatures below -10 °C requires special evaluation.</p> <p>4 For temperatures lower than -101 °C impact testing is required of weld metal at minimum design temperature.</p> <p>5 No threaded connections acceptable in sea water systems.</p> <p>6 Shall not be used for hydrofluoric acid or pure methanol (&gt; 95 %) or exposure to mercury or mercury based chemicals. Titanium shall not be used for submerged applications involving exposure to sea water with cathodic protection unless suitable performance in this service is documented for the relevant operating temperature range.</p> <p>7 Service restrictions shall be documented for other Titanium grades.</p> <p>8 Shall not be exposed to mercury or mercury based chemicals, ammonia and amine compounds.</p> <p>9 Shall not be exposed to mercury or mercury containing chemicals</p> <p>10 Chlorination may not be needed with a sea water system based on 90-10 Cu-Ni.</p> <p>11 If used at higher temperatures, see 6.3.4 for protection against chloride induced stress corrosion cracking. No threaded connections acceptable in seawater systems.</p>				

Table 7 – Guidelines for H<sub>2</sub>S limits for generic CRA classes <sup>a b</sup>

Material	Chloride concentration max. %	Min. allowed in-situ pH	Temperature, max. °C <sup>c</sup>	Partial pressure H <sub>2</sub> S max. bar <sub>a</sub>
<b>Martensitic stainless steels</b>				
13 Cr <sup>d</sup>	5	3,5	90	0,1
<b>Austenitic stainless steels</b>				
316	1 5 5	3,5 3,5 5	120 120 120	0,1 0,01 0,1
6Mo	5 5	3,5 5	150 150	1,0 2,0
<b>Duplex stainless steels</b>				
22Cr	3 1	3,5 3,5	150 150	0,02 0,1
25Cr	5 5	3,5 4,5	150 150	0,1 0,4
<b>Nickel alloys</b>				
625		3,5		5

The piping materials shall be standardised on the following material types as far as practical:

- carbon steel Type 235, Type 235LT, Type 360LT;
- stainless steel Type 316;
- stainless steel Type 22Cr and 25Cr duplex;
- stainless steel Type 6Mo;
- Cu-Ni 90-10;
- titanium;
- GRP.

Other materials shall only be introduced after their performance and availability have been considered.

Cast stainless steel Type 6Mo shall not be used for components to be welded.

Materials selections for process and utility use are given in Table 3 with amendments as given below. A premise for the selections in the table is limitation of number of grades and types for each application.

### 5.5.2 Oil and gas processing

For evaluation of corrosivity in a vessel (i.e. separator or scrubber) and in the liquid carrying piping downstream the vessel, the CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S partial pressure in the gas carrying piping downstream the vessel can be used.

To compensate for the fact that these gases are not at equilibrium with the liquid in each vessel, the corrosion rate found by the prediction model in 4.3.2 shall be increased by 25 % for separators and liquid carrying piping downstream the separators. No compensation is required for gas scrubbers and liquid carrying piping downstream scrubbers.

Pressure rating, maximum/minimum design temperature and size shall be taken into account when selecting materials.

All components which may contact oil well streams shall be resistant against well treating and well stimulating chemicals and other additives.

### 5.5.3 Sea water systems

Sea water corrosion resistant materials shall be used for sea water systems, taking into account that most sea water for process use is chlorinated. Hot dip galvanised carbon steel with corrosion allowance can be used in sea water systems provided it is documented to be cost efficient and replacement is planned for in design if necessary. The galvanising shall be performed on completed spools to avoid welds without galvanising. If galvanised piping is evaluated for use in fire water systems, special measures shall be made to avoid plugging of sprinkler/deluge nozzles.

Important factors for design and operation of stainless steel sea water systems are as follows:

- threaded connections are not acceptable;
- commissioning and start-up of the systems should avoid chlorination the first two weeks.

In chlorinated sea water systems, internal cathodic protection of 6Mo or 25Cr duplex stainless steels may be used for piping and components provided that the operational conditions do not include full or partial draining of the systems. Internal cathodic protection shall not be used to protect complete piping systems in stainless steel type 316, but based on an evaluation in each case piping components in 316 may be internally cathodically protected.

Graphite gaskets shall not be used in sea water piping systems.

For piping downstream heat exchangers it shall be taken into account that relatively high operating temperatures may occur when marine fouling is not present inside the heat exchanger, i.e. initially and after cleaning operations.

**Table 3 - Materials for process and utility use**

	<b>Materials</b>	<b>NOTES</b>
<b>Oil and gas production and processing</b>	Corrosivity evaluations shall be based on 4.3.2 and 5.5.2.	
Wellhead equipment/X-mas trees	13Cr4Ni, Low alloy steel with Alloy 625 weld overlay.	1
Piping and vessels	22Cr duplex, 25Cr duplex, 6Mo, 316, Superaustenite. Carbon steel with internal organic lining.	2
Thick wall vessels	Carbon steel with 316/309 overlay, Alloy 625, Alloy 825 or 904 clad or weld overlay. Carbon steel with internal organic lining.	2
Piping and vessels in low corrosivity systems	Carbon steel.	
Inlet side of compressors	Carbon steel. Carbon steel with CRA weld overlay or solid CRA if required, based upon corrosivity evaluations.	
Piping, vessels for produced water	316, 22Cr duplex, 25Cr duplex, 6Mo, Titanium or GRP.	
<b>Seawater systems and raw seawater injection</b>	See also 5.5.3.	
Wellhead equipment/X-mas trees	Carbon steel with weld overlay according to 4.4	
Vessels	Titanium, GRP, carbon steel with internal rubber lining or organic coating in combination with cathodic protection.	
Piping materials	6Mo, 25 Cr duplex, Titanium, Cu-Ni 90-10, GRP.	3, 4
Piping components	6Mo, 25Cr duplex, Titanium, Alloy 625, Alloy C276, Alloy C22, Cu-Ni 90-10, NiAl bronze.	3, 4, 5, 6
Valves in GRP systems	GRP, Carbon steel with polymeric lining, NiAl bronze.	
Normally drained systems	Copper base alloys, 6Mo, Titanium. Carbon steel for short lifetimes, e.g. 5 years to 10 years.	3
Pumps	25Cr duplex, 6Mo, Titanium,	4, 7
<b>Deaerated seawater injection</b>	See also 5.5.4.	
Wellhead equipment/X-mas trees	Low alloy steel with Alloy 625 weld overlay in sealing surfaces.	
Piping	Carbon steel, GRP.	
Deaeration tower	Carbon steel with internal organic coating, plus cathodic protection in bottom section.	
Pump and valve internals	Provided carbon steel housing: 13Cr4Ni, 316, 22Cr duplex, 25Cr duplex.	7
<b>Produced water and aquifer water injection</b>	316, 22Cr duplex, 6Mo, Titanium, GRP. Wellhead and X-mas trees as for deaerated seawater injection.	
<b>Fresh and potable water</b>	Hot dip galvanised carbon steel, GRP, Polypropylene, 316, Copper base alloys.	8
<b>Drains and sewage</b>		
Open drain	GRP, carbon steel.	
Closed drain without oxygen	316, carbon steel.	
Closed drain with oxygen	22Cr duplex, 25Cr duplex, 6Mo, Titanium, GRP.	
Sewage	GRP, polyethylene.	
<b>Flare systems</b>		
Relief system	316, 6Mo, low temperature carbon steel.	
Burner components	Alloy 800H, Alloy 800HT, Alloy 625. For temperatures below 650 °C: 310.	
Flare boom	Structural steel with thermally sprayed aluminium.	
<b>Dry fuel gas and diesel</b>	Carbon steel.	
Piping	Carbon steel.	
Tanks	Carbon steel, GRP.	9
<b>Lubrication and seal oil</b>	316, 22Cr duplex, 6Mo.	10
<b>Hydraulic fluid</b>	316, carbon steel upstream filters.	10
<b>Instrument air</b>	316, carbon steel upstream filters.	10
<b>Inert gas/plant air piping</b>	Carbon steel, 316.	

Dreneringshullet skal gå gjennom hele isolasjonssystemet og helt inn til røret. Det skal tas nødvendige forholdsregler for å unngå og skade overflatebehandlingen og eventuelle varmekabler på røret.

Merknad For klasse 4 bare for driftstemperaturer lavere enn omgivelsestemperaturer ( $\leq 20$  °C).

Drenering på klasse 5 skal være branntestet.

## 5 Materialer

### 5.1 Generelt

Isolasjonsmaterialer for klasse 1, klasse 2, klasse 3, klasse 4 og klasse 9 skal være celleglass for normale driftstemperaturer opptil 180 °C. For klasse 3 skal isolasjon bare benyttes dersom metallisk avskjerming ikke er praktisk, og der det er en normal driftstemperatur på over 150 °C. Materialer for klasse 5, klasse 6, klasse 7 og klasse 8 skal være celleglass i kombinasjon med mineralull eller AES-ull. For temperaturer over 180 °C kan mineralull eller celleglass benyttes i samsvar med produsentens spesifikasjoner.

All isolasjon skal ha en nøytral pH-verdi.

Isolasjonsmaterialene skal ikke avgi giftige (se IMO Resolusjon MSC. 41 (64)) eller korrosive gasser når de blir eksponert for brann. Ingen asbest eller asbestholdige produkter skal benyttes. Bly eller blyholdige produkter skal ikke benyttes uten at disse er akseptert av Selskapet.

I tørre rom uten sprinklersystem, kan mineralull benyttes på rør og tanker med normal driftstemperatur over 40 °C. Innendørs områder som jevnlig rengjøres med vann eller testing av sjøvannsoverrisling system, betraktes ikke som tørre områder.

For damprør og avgassrør med temperaturer over 180 °C, kan mineralull med rustbestandig mantel benyttes.

Mineralull og AES-ull skal ikke installeres direkte på rustbestandige materialer tilsvarende AISI 316, duplex, 6Mo etc.

### 5.2 Celleglass (CG)

#### 5.2.1 Generelt

CG skal overensstemme med prEN 14305, med reaksjon til brann; klasse A1. I tillegg til krav for alle applikasjoner (se prEN14305, 4.2), skal egenskaper spesifisert i tabell 1 for spesifikke applikasjoner og andre egenskaper, hvis relevant, oppgis:

**Tabell 1 – Egenskaper til applikasjoner**

prEN 14305	Egenskap	Krav
4.3.2	Største ST (+)	Skal alltid oppgis
4.3.3	Minste ST (-)	Skal alltid oppgis
4.3.4	Trykkfasthet	Skal alltid oppgis
4.3.9	Vannabsorbering	WL(p) and WS
4.3.10	Vanndamp transmisjon/motstand	$\mu \geq 40\ 000$
4.3.11	Spormengder av vannopløselige ioner og pH-verdier	CL: Skal alltid oppgis pH: nøytral
D.5	Varmeutvidelseskoeffisient	Skal alltid oppgis

Opgitt varmeledningsevne skal være lik eller bedre enn den verdien som fremgår av tabell 2 og tabell 3.

**Tabell 2 – Celleglass (CG) rørskåler/segmenter for kuldeisolering**

Termisk konduktivitet (varmeledningsevne) $\lambda_D$								
Gjennomsnittstemp. °C	-170	-150	-100	-80	-50	-20	0	20
$\lambda_D$ - W/mK	0,018	0,020	0,025	0,027	0,032	0,034	0,040	0,042

Minste tykkelse opp til DN150 (6") skal være 30 mm. For dimensjoner fra og med DN150 skal isolasjonstykkelsen være minst 40 mm.

**Tabell 3 – Celleglass (CG) rørskåler/segmenter for varmeisolering**

Termisk konduktivitet (varmeledningsevne) $\lambda_D$					
Gjennomsnittstemp. °C	20	50	100	150	200
$\lambda_D$ - W/mK	0,042	0,048	0,058	0,069	0,081

### 5.2.2 Liming

Ved normale driftstemperaturer opp til 140 °C skal det brukes (herdende lim) lim for sammenføring av isolasjonssegmentene til beholder og tank. Utherdet lim skal ha en fleksibilitet som kan absorbere mekaniske og termiske spenninger.

Lim skal ikke benyttes der normal driftstemperatur er høyere enn 140 °C (overflatetemperatur).

Celleglass som limes til beholdere og tanker skal ikke ha anti-friksjonsbelegg.

### 5.2.3 Fabrikkpåført anti-friksjonsbelegg

Anti-friksjonsbelegg skal benyttes for å forhindre at celleglass skader malingsbelegget på underlaget. Anti-friksjonsbelegget skal være helt tørt før montering av isolasjonsblokkene.

Anti-friksjonsbelegget skal være egnet for gjeldende driftstemperatur.

For høye temperaturer (>120 °C - HTAA) skal anti-friksjonsbelegget være av høyfast gipssement med inert mineralfyllstoff og påføres innvendige overflater på isolasjonssegmentene. I tørr tilstand skal belegget danne en hard og slitesterk flate.

For lave temperaturer (<120 °C - LTAA) skal anti-friksjonsbelegget være en-komponent akrylbasert belegg.

Mengde av våt påført anti-friksjonsbelegg skal være 0,75 kg/m<sup>2</sup> for å sikre riktig tykkelse.

### 5.3 Mineralull

Mineralull skal overensstemme med prEN 14303 med reaksjon til brann: klasse A1. Egenskaper spesifisert i tabell 4 skal oppgis:

**Tabell 4 – Egenskaper**

prEN 14303	Egenskaper	Krav
4.3.2	Største ST(+)	Skal alltid oppgis
4.3.4	Vannabsorbering $W_p$	$WS < 1,0 \text{ kg/m}^2$
4.3.6	Spormengder av vannoppløselige ioner og pH-verdien	CL: Skal oppgis pH: nøytral
C.3	Luftstrøms motstand, AF	Skal oppgis dersom nødvendig

Opgitt varmeledningsevne skal være lik eller bedre enn den verdien som fremgår av tabell 5 og tabell 6.

Tabell 5 – Mineralull rørskåler/plater/matter/staver

Termisk konduktivitet (varmeledningsevne) $\lambda_p$								
Gjennomsnittstemp. °C	0	50	100	150	200	250	300	350
$\lambda - W/mK$	0,033	0,038	0,044	0,051	0,061	0,073	0,087	0,103

Tabell 6 – Mineralull nettingmatter (se merknad)

Termisk konduktivitet (varmeledningsevne) $\lambda_p$								
Gjennomsnittstemp. °C	50	100	150	200	250	300	350	400
$\lambda - W/mK$	0,039	0,044	0,051	0,060	0,070	0,081	0,096	0,113

Merknad Netting skal være rustbestandig stål.

#### 5.4 Fleksibelt elastomerisk skum (FEF)

Fleksibelt elastomerisk skum (FEF) skal overensstemme med prEN 14304.

Egenskaper spesifisert i tabell 7 skal oppgis.

Tabell 7 – Egenskaper

prEN14304	Egenskaper	Krav
4.3.2	Største, ST (+)	Skal alltid oppgis
4.3.3	Minste, ST (-)	Skal alltid oppgis
4.3.4	Vannabsorbering, $W_p$	WS
4.3.5	Vanndamp transmisjon/motstand	$\mu \geq 7000$
4.3.6	Spormengder av vannoppløselige ioner og pH-verdier	CL: skal oppgis pH: nøytral

Opgitt varmeledningsevne skal være like eller bedre enn den verdien som fremgår av tabell 8.

Tabell 8 – Fleksibelt elastomerisk skum (FEF) rørskåler og plater for kulde- og varmeisolering

Termisk konduktivitet (varmeledningsevne) $\lambda_D$									
Gjennomsnittstemp. °C	-50	-30	-20	0	10	20	40	70	85
$\lambda - W/mK$	0,031	0,033	0,034	0,036	0,037	0,038	0,040	0,043	0,045

#### 5.5 Alkalisk jordsilikat (AES)

Egenskaper spesifisert i tabell 9 skal oppgis.

Tabell 9 – Egenskaper

Egenskap	Krav	Testmetode
Lengde	Skal alltid oppgis nom. inkl. toleranse	EN 822
Bredde	Skal alltid oppgis nom. inkl. toleranse	EN 822
Tykkelse	Skal alltid oppgis nom. inkl. toleranse	EN 823
Dimensjonsbestandighet	Relative dimensjonsendringer < 1 %	EN 1604
Materialets egenskaper ved brannpåvirkning	Skal alltid oppgis	EN-13501-1
Høyeste driftstemperatur, ST (+)	Skal alltid oppgis	prEN 14706
Varmeledningsevne $\lambda_D$	Fastsatt og verifisert samsvar med NS-EN ISO 13787	EN 12667 eller EN 12939
Strekkfasthet parallell til sideflatene	$\geq 2 \times$ vekt av produkt	EN 1608

**A.6 Coating system no. 6**

Application (if not specified under others)	Surface preparation	Coating system	NDFT µm
Un-insulated stainless steel when painting is required.	Sweep blasting with non-metallic and chloride free grit to obtain anchor profile of approximately 25 µm to 45 µm.	1 coat epoxy primer:	50
Aluminium when painting is required.		1 coat two component epoxy:	100
		<u>1 coat topcoat:</u>	<u>75</u>
Galvanised steel.	Cleaning with alkaline detergent followed by hosing with fresh water.	MDFT (µm) of complete coating system:	225
Insulated stainless steel piping and vessels at temperatures < 120 °C.	Sweep blasting with non-metallic and chloride free grit to obtain anchor profile of approximately 25 µm to 45 µm.	2 coats immersion grade epoxy <u>phenolic</u> :	<u>2 x 125</u>
		MDFT(µm) of complete coating system:	250
General notes:			
1. Coatings for stainless steel shall not contain metallic zinc.			
2. 6Mo and 25Cr duplex stainless steel valves may be left uncoated. When such valves are welded into the piping system, the coating shall cover the weld zone and an additional 40 mm of the valve.			
3. When coating stainless steel with operating temperatures above 120 °C, 30 µm (NDFT) of a high temperature modified silicone paint suitable for the operating temperatures shall be used.			
4. Aluminium handrails located in living quarter shall be anodised.			

**A.7 Coating system no. 7 (shall be pre-qualified)**

Application (if not specified under others)	Surface preparation	Coating system (example)	MDFT µm
Submerged carbon steel and carbon steel in the splash zone.	Cleanliness: ISO 8501-1 Sa 2½ Roughness: ISO 8503 Grade Medium G (50 µm to 85 µm, R <sub>v5</sub> )	Two component epoxy  Minimum number of coats: 2	350
Submerged stainless steel and stainless steel in the splash zone.	Sweep blasting with non-metallic and chloride free grit to obtain anchor profile of approximately 25 µm to 45 µm.	MDFT of complete coating system:	
General notes:			
1. The coating system shall always be used in combination with cathodic protection.			
2. The coating system is aimed at ambient operating temperatures and maximum 50 °C. For higher operating temperatures, a specific evaluation and performance documentation is needed. For temperatures between 50 °C and 100 °C, coating system no. 6 or 9, i.e. 2 coats immersion grade epoxy phenolic, may be considered as adequate.			
3. For the splash zone, corrosion allowance in accordance with applicable regulatory requirements shall always be used in addition to the coating system, see NORSOK M-001.			
4. Anti-fouling may be required.			
5. Piping embedded in concrete shall be corrosion coated at least 300 mm into concrete.			
6. Application using an additional number of coats with lower film thicknesses is acceptable provided each coat is applied and cured in accordance with the coating manufacturer's recommendation and provided all other requirements in this NORSOK standard are fulfilled.			
7. For the splash zone area, the coating system shall also fulfill the pre-qualification requirements for coating system no. 1.			
8. Specialized coating systems with at least two coats, may be selected for particularly exposed areas on installations provided the coating system is pre-qualified in accordance with 10.1, the coating thickness is ≥ 1000 µm NDFT and provided relevant successful field experience is documented.			





## 1. FORMÅL OG OMFANG

Formålet med denne arbeidsinstruksen er å beskrive generelle retningslinjer for rørdesign ved prosjekter utført av Vetco Aibel.

Arbeidsinstruksen dekker design av rør for topsides og landanlegg innen petroleumsindustrien. Arbeidsinstruksen overstyrer ikke krav i kundens spesifikasjoner.

## 2. AKTIVITETSBESKRIVELSE

### 2.1 Prosess

Disiplinleder rør er ansvarlig for at rørdesign utføres i henhold til denne arbeidsinstruksen.

### 2.2 Utførelse av rørdesign

#### 2.2.1 Generelle retningslinjer

- Rørdesign skal være enkelt og oversiktlig.
- Rørdesign skal være økonomisk, dvs. minimum bruk av deler.
- Rør skal kunne supporteres på en enkel måte.
- Rørsystemer skal opprettholde tilstrekkelig fleksibilitet.
- Alle anlegg skal ha egne koordinatsystem i X, Y og Z retning.
- Rør som inneholder trykksatte brennbare væsker eller gasser, som går gjennom non hazardous områder skal være helsveiste uten flenser eller andre lekkasjekilder. Smallbore rør skal legges samlet og dersom hensiktsmessig supporteres fra (eksisterende) stål eller kabelgater.
- Alle rør skal legges slik at krav til minimumshøyde og klaring for operasjon, inspeksjon, vedlikehold og demontering opprettholdes. Det skal også tas hensyn til boltetrekking, plattformer, nødvendig utstyr etc.
- Rør skal ikke være i veien for demontering av utstyr eller andre rør. Blokkventiler skal ikke måtte demonteres for å få andre ting ut.
- Rør med væske skal ikke gå over elektriske installasjoner. Er dette vanskelig skal potensielle lekkasjekilder fjernes.
- Spesiell oppmerksomhet skal rettes mot klaringer for flytting/demontering av pumper, kompressordeksler og aksler, pumpe- og viftemotorer, varmeveksler bundler, kompressor og motorstempler, ventiler, orifice plater og turbine meters.
- Rør skal ikke stenge for mannhull, tilkomståpninger, inspeksjonspunkter, luker, daviter, områder for instrumentuttak, lasteområder og rømnings/tilkomst veier.
- Ta hensyn til god vektfording, muligheter for løfting og minimum hook-up spooler.
- Rør skal ikke kollidere med andre rør, stål eller andre disipliner.



- Flenser eller andre lekkasjekilder på rør som inneholder brennbart eller farlig medium skal ikke plasseres over rømningsveier, tilkomstveier og plattformer.
- Brannvernutstyr skal plasseres slik at krav til nødvendig åpent område overholdes til alle tider. Safety gruppe angir krav til dette og brannvernutstyr. Ventiler på ring main skal kunne opereres fra dekk eller permanente plattformer. Alle ventiler i brannvernssystem bør ha mulighet for å låses i normal operasjonsposisjon.
- En skal aktivt søke informasjon for å unngå kollisjoner og for å ha korrekt informasjon til en hver tid.
- Rør, ventiler, ventilratt, utstyr og annet skal ikke under noen omstendigheter inn i rømningsveier.
- Rør skal ikke legges inn i instrument-, elektro-, eller telecom. rom. Kun brannvann kan legges her dersom det er definert.
- Ved design av rør med høy temperatur og trykk skal en ta spesielt hensyn til fleksibilitet i rørsystemet.
- Supportmulighetene for rør skal alltid tas hensyn til. Designet skal være oversiktlig og praktisk.
- Ta hensyn til eventuelle bevegelser på utstyr slik at nok fleksibilitet designes inn. En skal aldri designe rør direkte mellom to "anker" eller to utstyr.
- Spec. skifter skal være i følge P & ID. Normalt er slike skiller plassert ved ventiler eller flenser. Dersom spec. skifte fører til endringer i trykkklasse skal en passe på at flensene har samme trykk.
- Vær obs på NOTES på P&ID. disse kan inneholde spesielle krav som kan medføre store konsekvenser dersom de ikke blir implementert i design.
- Eventuelle notes på P&ID om slope og høy-lavpunkt skal følges.
- Dersom P&ID gir en ugunstig rekkefølge på brancher kan det være mulig å forandre på dette, men dette må ikke gjøres uten at prosess ansvarlig er konsultert. Muligheten vil være størst der en har en header f.eks. utility, sjøvann, flare o.l. I prosess systemer vil muligheten være mye mindre p.g.a. at prosessen skal fungere.
- Piping Data Sheet (PDS) gir krav til hvordan f.eks. vent/drain, thermowell, trykkmåling, Vesseltrim, utilitystasjoner skal designes.

### 2.2.2 Rørgater

- Der det er mulig skal alle rør legges side ved side over hodehøyde ved hjelp av felles support og BOP elevasjon. Dette for å få økonomi i supportering og oversiktlig design. Rørgater består ofte av flere etasjer/nivå. Ta hensyn til behov for isolasjon. Sjekk supportering sko, doblingsplater o.l., slik at rack elevasjon blir lik for alle rør. Det skal være tilstrekkelig avstand mellom rør og etasjer/nivå til at ting kan monteres/demonteres og repareres. Ta og hensyn til fremtidige linjer.
- Det skal ikke under noen omstendigheter være mindre enn 25 mm (eller Company krav) mellom rør og største utstikk (eks. flens) på naborør. Isolasjon og bevegelse av rør skal da

være inkludert.

- Bestemte elevasjoner for rørgater skal etableres og der det er mulig skal nord/sør rør legges på annen elevasjon enn øst/vest rør.
- Ved retningsforandringer bør elevasjon endres, men en må unngå lommer. Utility headere legges på topp av racker der det er flere nivå.
- Kalde og varme rør skal vanligvis grupperes separat med varme isolerte rør på en høyere elevasjon enn kalde linjer der dette er mulig. Dessuten varme linjer lengst unna der folk normalt ferdes.
- For frost protection kan enkelte varme linjer på broen mellom platformer legges mellom kalde for å unngå heattracing. Prosess må konsulteres angående dette. Det bør og legges inn ekspansjonssløyfer på broen for å ta opp platform bevegelser.
- Der det er nødvendig med ekspansjonslooper bør disse legges samme plass og helst utenfor piperack. (NB! dette kan variere fra selskap til selskap).
- Plassering av små linjer mellom store skal unngås. Spesielt der hvor de store linjene er varme.
- Store tunge rør kan/bør plasseres utenfor piperack eller ved vertikale stålbjelker i piperack der dette er mulig.
- Linjer som skal ha slope som f.eks. flare header og drain plasseres samlet. Routing og support behov bør etableres tidlig for å unngå overraskelser på et senere stadie.
- Det bør spesifiseres hvilke frames som skal dimensjoneres for "line-stop". Dette er meget viktig hvor slugging i rørene er et problem, men også termisk effekt øver store krefter på strukturen - økende størrelse rør og tykkelse på rørveggen.
- Der det er definert behov for future linjer, så skal disse vises.
- Behov for instrumentracks og kabelgater skal tas hensyn til ved design av piperack.
- Multidiplin supportere skal vurderes for optimal layout. Siterun linjer (mindre enn 2") skal grupperes sammen og legges på felles support der dette er mulig.
- På onshore anlegg brukes ofte betong supportere (sleepere) der en er utenfor det område med størst konsentrasjon av rørutstyr.

### 2.2.3 Rør mot utstyr

- Rørsystem mot utstyr skal designes og installeres slik at krefter og moment pga. trykk, termisk ekspansjon, temperatur, dødvekt og operasjonslaster, ikke overstiger tillatte verdier gitt i relevant kode eller utstyrspesifikasjon. I enkelte tilfeller er det nødvendig for rørlayout å ta hensyn til effekter fra plattform "settlement" og dekkdefleksjoner pga. operasjonslaster av utsyr.
- Der hvor rør utsettes for sykliske vibrasjoner, skal stresskalkulasjoner utføres for å sjekke at utmatting ikke vil forekomme (stressberegnes).
- Alt rør som er forbundet med roterende utstyr skal vurderes og evt. gjennom en full termisk og dødvektsanalyse v/hjelp av stressprogram.  
Det foretrekkes at tilstrekkelig fleksibilitet designes inn i rørsystem uten bruk av



- Drain line fra diesel dagtank skal ende slik at utløp er synlig fra drain ventil.
- Lyddempere i inn- og utløpslinjer skal plasseres så nærme motor som mulig.
- Luftinntak skal plasseres i sikkert område min. 3 m fra farlig område i en slik posisjon at inntak av støv, gass, fuktighet begrenses. Eksosutløp skal være i sikkert område men ikke slik at personell eller luftinntak til andre utstyr vil befinne seg i nærheten.
- Luftinntak og eksosutløp skal vurderes i samarbeid med Safety.

### 2.2.3.5 Tanker og tårn

- Nozzle orientering skal etableres med hensyn til prosess krav, vedlikehold og operasjonskrav.
- Nozzler, mannhull, instrument forbindelser o.l. skal orienteres for å unngå konflikt med innmat i utstyr, gangveier, ledere, rør o.l.
- Rør og nozzler med strøm inn i utstyr skal arrangeres slik at strøm ikke er rettet direkte mot interne vegger eller instrument forbindelser. Dette for å unngå slitasje.
- Linjer som forbinder tårn og kontrollventil manifolder på dekk eller lave plattform nivå skal være fleksible nok til å absorbere vertikal ekspansjon og å unngå bruk av fjærsupporter på manifold.
- Alle nozzler skal være flensedede forbindelser. Der det er mulig skal blokkventiler plasseres direkte mot nozzler. Plattformen skal holdes på et minimum, men skal gi tilkomst til det som trenger tilkomst. Tilkomst til ventiler 1,5" og under kan være fra leder.
- Tilbakeslagsventiler, der det er vist på P&ID skal monteres på horisontal posisjon mot blokkventil på nozzle.
- Det bør i tidlig fase vurderes om det er behov for vessel clips for supportering direkte på utstyr. Dette er viktig i type layout der man ikke ønsker store stålkonstruksjoner i umiddelbar nærhet av utstyr, eksempelvis over separatortanker, på tårn, etc.

### 2.2.3.6 Varmevekslere

- Rør skal designes og supporteres slik at spooler som må demonteres holdes på et minimum når deler av utstyret skal demonteres. Behov for midlertidig supportering skal og holdes på minimum.
- Varmeveksler rør skal designes slik at rør ikke hindrer demontering/uttrekk av varmevekslerens komponenter. Vær obs. på bundler. Disse krever stor plass.
- Elevasjon for varmevekslere skal holdes på et minimum, men tilstrekkelig til at linjer som kommer ut i bunn går klar dekket. Drain linje skal som regel installeres i bunnen. Med unntak av der prosesskrav vil styre elevasjon på varmeveksler, skal som regel laveste tillatte B.O.P på største rør fra bunn av varmeveksler styre elevasjonen. Det skal ikke stå mer enn to varmevekslere i høyden dersom det ikke lages tilstrekkelig plass/utstyr til forsvarlig vedlikehold.
- Ventiler skal ikke plasseres på endestykker dersom de hindrer demontering.

- Hvor mulig skal tilbakeslagsventiler plasseres slik at kjølemedium forblir i varmeveksler fordi om tilførsel uteblir. Dersom tilbakeslagsventil ikke skal innstalleres bør rør designes slik at varmeveksler forblir full av væske dersom tilførsel skulle stoppe.
- Strømmen som skal varmes opp bør komme inn i bunn, og strømmen som skal kjøles bør komme inn på toppen.
- I områder der frysing kan forekomme bør det kunne dreneres, eventuelt designes en passende bypass slik at flow i kjølemedium opprettholdes.
- Temperatur og trykkmålere vil vanligvis installeres før og etter varmeveksler. Se P&ID.
- Det skal normalt installeres "removable spools" på inn- og utløpsnozzle på varmevekslere (se P&ID). Dette gjelder for rørlinjer som fører medium som kjøles/varmes.

### 2.2.3.7 Pig launchere/receivere

- Mechanical handling skal tas hensyn til ved plassering av receivere. Følgende kan være aktuelt: løpekatter/løfteører, tilkomst for truck, lagring av "pigger", loggeutstyr, krybbe for pig o.l.
- Pig launchere/receivere skal "slopes" 7DEG
- Elevasjon av receiver holdes på et minimum men bør være høyt nok til at innhold i drainlinje kan observeres f.eks fra seglass. Trykkindikator skal være plassert slik at den kan observeres fra luke.
- Rør skal ha innerdiameter tilpasset pig. 5D-bend er vanlig for riserlinjer.
- Det bør være minimum 2 m rør mellom "bar tee" og ESD-ventil for mulig innsetting av ballong i linje. Denne vil gi dobbel blokk for eventuelle reparasjoner av rør/ventiler ved piglauncher/receiver.

### 2.2.4 Krav til design for bestemte systemer

#### 2.2.4.1 Trykk avlastningssystem

- Innløpsrør til PSV holdes så kort som mulig for å holde trykktap frem til PSV på et minimum.
- PSV'er plasseres i vertikal posisjon og slik at de lett kan monteres/demonteres fra dekk eller plattform.
- Når PSV blåser av til atmosfære må utløp på rør ligge minimum 3000 mm over alt nærliggende utstyr eller plattform/gangvei.  
3-5 mm "weepole" på lavpunkt etter PSV. Sjekk med Safety.
- PSV plasseres på nozzle når vent er til atmosfære.
- PSV plasseres på rør eller på topp av utstyr når utløp er til flare systemet.
- PSV plasseres slik at væske ikke kan samles på lavtrykksside.
- Alle trykkavlastningslinjer designes for å unngå lommer dvs. det skal være fall mot header fra PSV-ventil. Der dette ikke kan unngås bør en automatisk operert drainventil installeres med rør til oppsamlingsplass eller closed drain system.



- Alle kontrollventiler monteres vanligvis i horisontal posisjon med aktuator vertikalt.
- Kontrollventiler skal være lett tilgjengelige fra dekk eller permanente plattformer for å lette operasjon og vedlikehold. Bør være så nærme som mulig det som skal kontrolleres.
- Der fordampning skjer etter kontrollventil, skal ventil plasseres så nærme som mulig endepunkt for å minimalisere trykktap.
- Der kontrollventilen er mindre enn linjestørrelsen, plasseres reduser så nærme ventil som mulig, men vær obs på at bolter skal kunne fjernes etter at ventil og rør er installert.
- Der det er store trykkfall over kontrollventilen kan det ventes høye vibrasjons og støynivå. For å minske støy bør følgende vurderes :
  - unngå brå retningsforandringer nær ventil
  - bruk koniske redusere
  - bruk flow straightener for å unngå turbulens
  - ekstra veggtykkelse for å absorbere vibrasjon
  - akkustisk isolasjon
- Rør rundt kontrollventiler med høye trykktap må nøye kalkuleres for sjekk av korrekt linjestørrelse og stress.

### 2.2.7 Ventiler

- Alle ventiler som skal opereres under normal drift eller nødsituasjoner skal være lett tilgjengelige fra dekknivå eller tilkomstplattform.
- Ventiler som er i bruk kun for vedlikehold, dessuten under 3", samt instrument isolasjonsventiler kan ha tilkomst fra en stige forutsatt at de ikke er mer enn 3000 mm over dekk eller plattform. Derson ventil er over 2" vil kjettingdrift eller extension spindel være godt nok for operering, men hvis mulig foretrekkes ar de er lett tilgjengelige. Sjekk krav til "working enviroment".
- Normal høyde for handwheel vil være ca 1250 mm  $\pm$  300 over dekk.
- Check (tilbakeslags) ventiler skal normalt plasseres horisontalt. Må de plasseres vertikalt må det sjekkes at dette er mulig. De kan ikke plasseres med flow nedover.

### 2.2.8 Utility stasjoner

- består vanligvis av smallbore-linjer av hjelpesystemer i luft, vann, diesel, N<sub>2</sub> og steam.
- Disse er plassert på hensiktsmessige plasser på plattform og PDS (Piping Detail Standard) vil normalt angi ønsket plassering av mediene og ventilplassering.
- I tilknytning til utility stasjon er det vanligvis plassert slangetromler til de nødvendigste mediene, dessuten er rørendene vanligvis slangekobling

### 2.2.9 Flow instrument

- Pass på at det er tilstrekkelig avstand til nærliggende rørlinjer slik at orifice plate og tubing

## Vedlegg Z

Kinematisk viskositet	v	0,000001306 [m <sup>2</sup> /s]
Overflateruhet	ε	0,00005 [m]
Indre diameter	D	0,0828 [m]
Fart	v	15,84077867 [m/s]
Reinoldstallet	Re	1004300,516 []
Friksjonsfaktor	f	0,003366131 []
Væsketetthet	ρ	1000 [kg/m <sup>3</sup> ]
Innløpstrykk	p1	1130000 [Pa]
Utløpstrykk	p2	0 [Pa]
Innløpshøyde	h1	0 [m]
Utløpshøyde	h2	-16 [m]
Rørlengde	L	110,5 [m]
Antall bend	n <sub>b</sub>	15 []
Antall ventiler	n <sub>v</sub>	1 []
Strainer	n <sub>s</sub>	1 []
Sum tap pga. bend, ventiler osv.		141,814 [m]
Ekvivalent høydetap pga rørfriksjon	hl1	131,1885831 [m]
Ekvivalent høydetap pga rørfriksjon	hl2	131,1885831 [m]
Forskjell hl1 og hl2 (skal være ≈ 0)	Δhl	-1,5465E-08 [m]
Volumstrøm	Q	307,0644799 [m <sup>3</sup> /h]

Kinematisk viskositet	v	=1,306*10 <sup>^-6</sup>	[m <sup>2</sup> /s]
Overflateruhet	ε	=0,05*10 <sup>^-3</sup>	[m]
Indre diameter	D	=82,8*10 <sup>^-3</sup>	[m]
Fart	v	15,8407786737318	[m/s]
Reinoldstallet	Re	=C3*C4/C1	[]
Friksjonsfaktor	f	=1/(-1,8*LN((C2/C3/3,7) <sup>^1,11+6,9/C5</sup> ))^2	[]
Væsketetthet	ρ	1000	[kg/m <sup>3</sup> ]
Innløpstrykk	p1	=11,3*10 <sup>^5</sup>	[Pa]
Utløpstrykk	p2	0	[Pa]
Innløpshøyde	h1	0	[m]
Utløpshøyde	h2	-16	[m]
Rørlengde	L	110,5	[m]
Antall bend	n <sub>b</sub>	15	[]
Antall ventiler	n <sub>v</sub>	1	[]
Strainer	n <sub>s</sub>	1	[]
Sum tap pga. bend, ventiler osv.		=14*C3*C13+250*C3*C15+45*C3*C14+100	[m]
Ekvivalent høydetap pga rørfriksjon	hl1	=C10-C11+(C8-C9)/(9,81*C7)	[m]
Ekvivalent høydetap pga rørfriksjon	hl2	=(C6*(C12+C16)*C4 <sup>^2</sup> )/(C3*2*9,81)	[m]
Forskjell hl1 og hl2 (skal være ≈ 0)	Δhl	=C17-C18	[m]
Volumstrøm	Q	=C4*(PI()*C3 <sup>^2</sup> )/4*3600	[m <sup>3</sup> /h]



**Crane 410 Valves & Fittings**

<b>Group</b>	<b>Type</b>	<b>Device</b>	<b>L/D</b>	<b>K</b>
1. Fittings	1.1 Elbow	1.1.1 Long - r/d 1.5	14	-
1. Fittings	1.1 Elbow	1.1.2 Short - r/d 1	20	-
1. Fittings	1.1 Elbow	1.1.3 Standard 90 °	30	-
1. Fittings	1.1 Elbow	1.1.4 Standard 45 °	16	-
1. Fittings	1.2 Tee	1.2.1 Flow Thru Branch	60	-
1. Fittings	1.2 Tee	1.2.2 Flow Thru Run	20	-
1. Fittings	1.3 Entrance	1.3.1 Sharp-Edged	-	0,5
1. Fittings	1.3 Entrance	1.3.2 Inward	-	0,78
1. Fittings	1.3 Entrance	1.3.3 Flush - r/d .02	-	0,28
1. Fittings	1.3 Entrance	1.3.4 Flush - r/d .04	-	0,24
1. Fittings	1.3 Entrance	1.3.5 Flush - r/d .06	-	0,15
1. Fittings	1.3 Entrance	1.3.6 Flush - r/d .1	-	0,09
1. Fittings	1.3 Entrance	1.3.7 Flush - r/d .15+	-	0,04
1. Fittings	1.4 Exit	1.4.1 Projecting	-	1
1. Fittings	1.4 Exit	1.4.2 Sharp-Edged	-	1
1. Fittings	1.4 Exit	1.4.3 Rounded	-	1
1. Fittings	1.5 Reducer	1.5.1 Contraction	-	-
1. Fittings	1.5 Reducer	1.5.2 Enlargement	-	-
2. Valves	2.1 Plug	2.1.1 Valve	18	-
2. Valves	2.2 Butterfly	2.2.1 Valve Ø < 200 mm	45	-
2. Valves	2.2 Butterfly	2.2.2 Valve Ø < 350 mm	35	-
2. Valves	2.2 Butterfly	2.2.3 Valve Ø < 1000 mm	25	-
2. Valves	2.3 Gate	2.3.1 Wedge Disc	8	-
2. Valves	2.3 Gate	2.3.2 Double Disc	8	-
2. Valves	2.3 Gate	2.3.3 Plug Type	8	-
2. Valves	2.3 Gate	2.3.4 Knife	8	-
2. Valves	2.4 Ball	2.4.1 Valve	3	-
2. Valves	2.5 Globe	2.5.1 Valve	340	-
2. Valves	2.5 Globe	2.5.2 Angle -90 °	150	-
2. Valves	2.5 Globe	2.5.3 Inline	55	-

[Skriv inn tekst]

[Skriv inn tekst]

## Vedlegg A

2. Valves	2.5 Globe	2.5.4 Angled	55	-
3. Check Valves	3.1 Swing Check	3.1.1 Angled	100	-
3. Check Valves	3.1 Swing Check	3.1.2 Vertical	50	-
3. Check Valves	3.2 Lift Check	3.2.1 Angled	55	-
3. Check Valves	3.2 Lift Check	3.2.2 Vertical	600	-
3. Check Valves	3.3 Stop Check	3.3.1 Angled	200	-
3. Check Valves	3.3 Stop Check	3.3.2 Globe	400	-
3. Check Valves	3.3 Stop Check	3.3.3 Inline	55	-
3. Check Valves	3.4 Foot	3.4.1 Vertical Disc	420	-
3. Check Valves	3.4 Foot	3.4.2 Hinged Disc	75	-
4. Bends	4.1 Mitre Bend	4.1.1 @ 0 °	2	-
4. Bends	4.1 Mitre Bend	4.1.2 @ 15 °	4	-
4. Bends	4.1 Mitre Bend	4.1.3 @ 30 °	8	-
4. Bends	4.1 Mitre Bend	4.1.4 @ 45 °	15	-
4. Bends	4.1 Mitre Bend	4.1.5 @ 60 °	25	-
4. Bends	4.1 Mitre Bend	4.1.6 @ 75 °	40	-
4. Bends	4.1 Mitre Bend	4.1.7 @ 90 °	60	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.1 r/d 1	20	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.2 r/d 1.5	14	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.3 r/d 2	12	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.4 r/d 3	12	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.5 r/d 4	14	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.6 r/d 6	17	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.7 r/d 8	24	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.8 r/d 10	30	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.9 r/d 12	34	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.10 r/d 14	38	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.11 r/d 16	42	-
4. Bends	4.2 Pipe Bend	4.2.12 r/d 18	50	-

**FIG. 17-4**  
**Equivalent Length  $L_e$  for Valves and Fittings**

Valves (fully open)	Ball valve	Reduced bore 40 mm (1½ in.) and smaller	* 65 D
		Reduced bore 50 mm (2 in.) and larger	45 D
	Gate valve	Standard bore	13 D
		Reduced bore 40 mm (1½ in.) and smaller	65 D
	Globe valve	Straight pattern	340 D
		Y pattern	160 D
		Angle pattern	145 D
Check valve	Swing type	135 D	
	Ball or piston type 40 mm (1½ ) in. and smaller	340 D	
Plug valve	Regular pattern	45 D	
Butterfly valve	150 mm (6 in.) and larger	20 D	
Fittings	Tee-equal	Flow straight-through	20 D
		Flow through side outlet	65 D
	Elbow	90°, R = 1½ D	20 D
		45°, R = 1½ D	16 D
	Bend	90°, R = 4 D	14 D
		90°, R = 5 D	16 D
180°, R = 4 D		25 D	
180°, R = 5 D		28 D	
Miscellaneous	Strainer	Pump suction Y-type and bucket type	250 D
	Nozzle	Suction nozzle vessel/tank	32 D
* D = nominal size in meters			