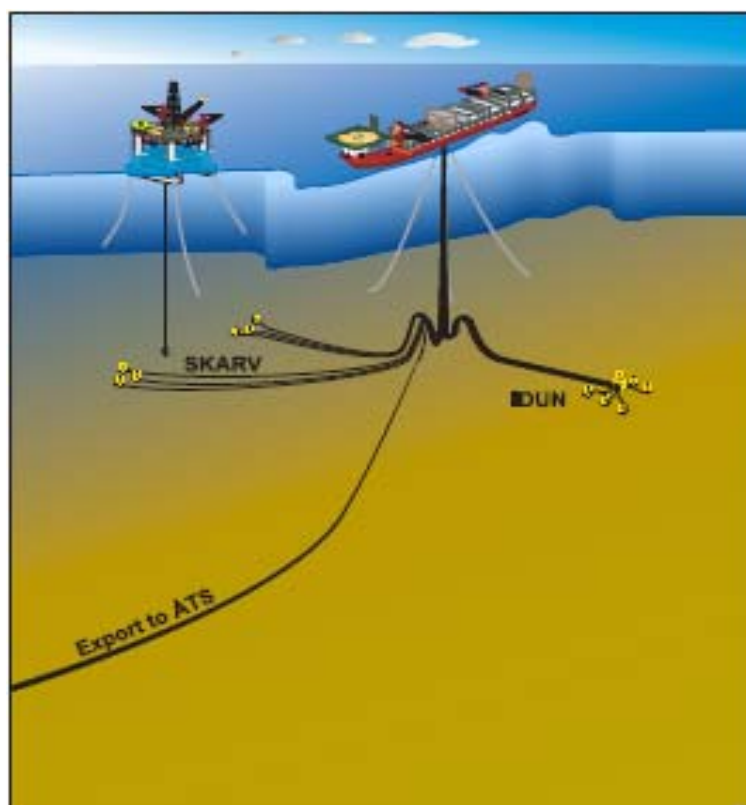




HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

# Evaluering av hydrat hindring på Skarvfeltet



Bacheloroppgave utført ved  
Høgskolen Stord/Haugesund – Studie for ingeniørfag

---

*Maskin, Energi- og Prosessteknikk*

Av: Monica W.Synnevåg  
Bjarne Hopland

Kand.nr. 42  
Kand.nr. 7

---

*Haugesund*

*Våren 2007*



## Forord

Denne oppgaven er en del av avslutningen på en 3-årig ingeniør utdanning innen: Maskin, Prosess & Energiteknikk ved Høgskolen Stord Haugesund. Omfanget av oppgaven er 2x15 studiepoeng, og krever innsikt i fag lært tidligere i studiet.

Siden Norge er en av verdens ledende gassnasjoner, ønsket vi å forbedre vår kunnskap om naturgass. Vi kontaktet BP Norge for muligheten for å skrive en oppgave for de. De var positive til dette, og ønsket at vi skulle se på hydratproblematikken i forbindelse med utbyggingen av Skarv feltet.

Vårt ønske er at oppgaven kan være til nytte for BP i fremtiden. Prosjektet gikk ut på å evaluere ulike metoder for å hindre hydratdannelse.

Vi opplevde at det var vanskelig å få kontakt og informasjon fra flere firma / instanser, men de vi fikk kontakt med var veldig hjelpelige. Vi vil benytte anledningen til å takke våre interne veiledere, Asbjørn Lie og Helene Sæverud for god veiledning når de var til stede. Også en stor takk til vår eksterne veileder, Arild Sunde i BP Norge.



## Innholdsfortegnelse:

<b>1 INNLEDNING</b> .....	<b>6</b>
1.1 TEMA .....	6
1.2 FORMÅL .....	6
1.3 PROBLEMSTILLING .....	6
1.4 AVGRENSINGER / FORUTSETNINGER .....	6
<b>2.1 BESKRIVELSE AV SKARV IDUN</b> .....	<b>7</b>
2.1 INFO OM FELTET .....	7
2.2 <i>Subsea system</i> .....	8
2.3 <i>Topside system</i> .....	10
<b>3 METODE</b> .....	<b>11</b>
3.1 HYDRATER .....	11
3.1.1 <i>Katz og Campbell's teori om hydratdannelse</i> .....	12
3.2 HYDRAT HINDRING.....	13
3.2.1 <i>Fjerning av fritt vann</i> .....	13
3.2.2 <i>Temperatur endring</i> .....	14
3.2.3 <i>Trykk endring</i> .....	14
3.2.4 <i>Kjemikalie tilsetning</i> .....	15
3.2.3 <i>JOULE THOMPSON-EFFEKTEN</i> .....	16
3.3 ASPEN HYSYS 2004.2.....	17
3.3.1 <i>Peng-Robinson metoden</i> .....	17
3.3.2 <i>Inngangsparameter Hysys</i> .....	19
<b>4 RESULTATER</b> .....	<b>21</b>
4.1 HYDRAT FORVENTNING.....	21
4.1.1 <i>Manuell beregning ved bruk av Trell-Campbell metoden</i> .....	21
4.1.2 <i>Aylesning av Katz diagram</i> .....	23
4.1.3 <i>Hsys resultater</i> .....	24
4.1.4 <i>Fritt vann</i> .....	27
4.2 HINDRING AV HYDRATDANNELSE .....	29
4.2.1 <i>Fjerning av fritt vann</i> .....	29
4.2.2 <i>Temperatur endring</i> .....	31
4.2.3 <i>Trykk endring</i> .....	33
4.2.4 <i>Kjemikalie tilsetting</i> .....	33
4.3 KORT SAMMENLIGNING MED ANDRE FELT .....	38
<b>5 DRØFTING</b> .....	<b>39</b>
5.1 FORSLAG FOR BESPARELSE AV METANOL .....	40
<b>6 KONKLUSJON</b> .....	<b>42</b>
<b>7 KILDE-/REFERANSELISTE</b> .....	<b>43</b>
7.1 LITTERATUR.....	43
7.2 INTERNETT .....	43
7.3 BEDRIFTER / PERSONER.....	44
7.4 DOKUMENTER .....	44
<b>8 VEDLEGGSLISTE</b> .....	<b>45</b>



## Liste over figurer, formler og tabeller

### Figurer

Figur 1 : Skarv Idun beliggenhet[27] .....	7
Figur 2 : Oversikt over Skarv Idun feltet [27].....	8
Figur 3 : Produksjonsskipet Skarv[27].....	10
Figur 4 : Byggestein Metanhydrat[14] .....	11
Figur 5 : Ekspansjonskjøling for naturgass[10] .....	16
Figur 6 : Hysys modell for simulering .....	20
Figur 7 : Temperaturforskyvningskurve hydrokarboner [6] .....	21
Figur 8 : Temperaturforskyvning for pentan+[6].....	22
Figur 9 : Katz hydratkurve[4].....	23
Figur 10 : Fasekonvolutt med hydratkurve .....	24
Figur 11 : Temperaturfall i rørledning ved nedstengning .....	25
Figur 12 : Temperaturfall i stigerør ved nedstengning.....	26
Figur 13 : Vanninnhold i karbondioksid[10].....	28
Figur 14 : McKetta diagram[4] .....	28
Figur 15 : Twister prinsippskisse[13] .....	29
Figur 16 : Hydratkurve med twister teknologi [13] .....	29
Figur 17 : Isolert rør[30].....	31
Figur 18 : Temperaturfall ved endret U-verdi på rørledning .....	31
Figur 19 : Forbedret U-verdi på stigerør. ....	32
Figur 20 : Direkte elektrisk varming[30] .....	32
Figur 21 : Metanol forbruk ved oppstart .....	35
Figur 22 : Hydratkurve .....	35
Figur 23 : MEG forbruk oppstart .....	36
Figur 24 : Snøhvit[17] .....	38
Figur 25 : Inhibitorforbruk ved oppstart på volum basis .....	39
Figur 26 : Inhibitorforbruk ved oppstart på massebasis.....	39
Figur 27 : Oversikt prosess.....	41

### Tabeller

Tabell 1 : Brønnsammensetning og molvekt[27] .....	19
Tabell 2 : Skarv A produksjonsdata [27] .....	19
Tabell 3 : Data produksjonsrør [22, 27] .....	20
Tabell 4 : Hydrattemperatur med Trell Campbell metode[6].....	22
Tabell 5 : Twister resultat tørr enfase eksport.....	30
Tabell 6 : Twister resultat tørr flerfase HC .....	30
Tabell 7 : Metanol egenskaper[10].....	34
Tabell 8 : MEG egenskaper[10] .....	36



## Formler

Formel 1 : Temperaturforskyvning for metan[6] .....	12
Formel 2 : Vanninnhold i gassen[6] .....	14
Formel 3 : Hammerschmidts ligning[4] .....	15
Formel 4 : Mengde inhibitor[2].....	15
Formel 5 : Ideell gasslov[8] .....	17
Formel 6 : Van der Waals tilstandsligning[8] .....	17
Formel 7 : Redlich Kwong tilstandsligning[8].....	17
Formel 8 : Peng Robinson tilstandsligning[6].....	18
Formel 9 : Relativtetthet.....	23
Formel 10 : $C_p$ for gass[9] .....	24
Formel 11 : $C_p$ Skarv A[9].....	25
Formel 12 : Temperaturfall i rørledning og stigerør[21].....	25



## Sammendrag

Denne studien omhandler hydratforventinger og hydrathindring på Skarv A. Skarv A er en del av Skarv Idun feltet som er planlagt utbygd i år 2011. Skarv Idun skal bestå av fem undervannsporduksjonssenter, som alle er knyttet opp mot et produksjonsskip.

Prosessdelen som er gjennomgått strekker seg fra undervannsbrønn og opp til produksjonsskip. Tilstandsberegninger ble gjennomført i Hysys, og hydratforventningen bygger på kjente teorier slik som Katz- og Campbells hydrat teori. Det presenteres ulike metoder for hydrathindring, men med hovedvekt på metanol og monoetylglykol.

Oppgaven konkluderer med at bruk av metanol vil være det mest gunstig for Skarv A. For å redusere kostnader presenteres et forslag for besparelse av metanol, forslaget bygger på å utnytte varmen fra reservoaret til å hindre hydratdannelse i rørledningen.

# 1 Innledning

## 1.1 Tema

Det blir stadig produsert mer naturgass i Norge. Produksjonen skjer subsea, med høyere trykk, dypere og ofte med lange rørledninger til prosessbehandlingsanlegg. Dette fremmer hydratdannelse i gassen. Hydrater er is/slush lignede klumper som kan blokkere rørledninger og annet utstyr. Dette kan redusere produksjonen og medføre en høyere sikkerhetsrisiko. For å unngå hydrat dannelse er det tre forskjellige momenter en kan fjerne/endre, disse er høyt trykk, lav temperatur og vann.

Oppgaven går ut på å evaluere metanol, monoetylglykol og andre alternativ for å hindre hydratdannelse på Skarv. Utgangspunkt for oppgaven var tidlig produksjon, og da med høyst trykk.

## 1.2 Formål

Formålet med oppgaven er å gi BP en bedre oversikt, og dermed et bedre beslutningsgrunnlag innen hydratiseringsproblemet for Skarv og fremtidige prosjekter.

## 1.3 Problemstilling

Prosjektet går ut på å evaluere ulike metoder for hydrathindring, og ut i fra dette komme med en anbefaling om hva som bør gjøres.

## 1.4 Avgrensinger / Forutsetninger

På Skarv A er det forventet størst gassproduksjon med de letteste komponentene. Det er fare for hydrater fra alle feltene men for å begrense arbeidsmengden ble det valgt å konsentrere oppgaven om Skarv A. I denne oppgaven ble det kun brukt statisk simulering. I data for komponentene til brønnene bruker vi sammensetningene som er oppgitt fra BP Norge Statement of requirements (SOR). Vi antar at fra C6 og oppover er det normal komponenter.

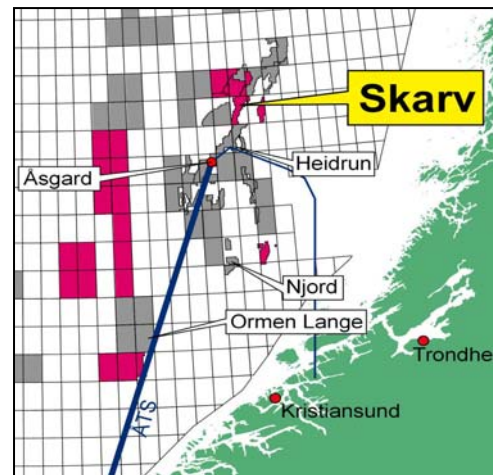
Aker E & T bruker Olga 2000 3-fase men ved Høgskolen Stord Haugesund var det ikke tilgang til Olga, grunnet begrensninger i lisensen til HYSYS. Valgte derfor Beggs and Brill pipe flow correlations for beregninger av rørledning og stigerør.

## 2.1 Beskrivelse av Skarv Idun

### 2.1 Info om feltet

Skarv Idun feltene ligger i Norskehavet 210 km nordvest for Sandnessjøen. Feltet består av Skarv A/B&C, Idun, Tilje og Snadd. Skarv Idun er et kombinert olje og gass felt med 75% gass og 25% kondensat og lett olje. Snadd skal fases inn senere.

Eiere av Skarv/Tilje er BP Norge (30%), Statoil ASA (30%), Norske Shell (25%) og Esso (15%). Eiere av Idun er Statoil ASA (50%), Norske Shell (40%), og Norsk Hydro (10%). Operatør for Skarv/Tilje er BP Norge A/S, og operatør for Idun er Statoil ASA.



Figur 1 : Skarv Idun beliggenhet[27]

Forventet utvinnbare resurser er 18 MSm<sup>3</sup> olje /kondensat, og 46 G Sm<sup>3</sup> gass. Designet levetid er 25 år mens forventet levetid er 20 år. Skarv Idun er under utbygging og planlagt ferdigstilt i 2011.

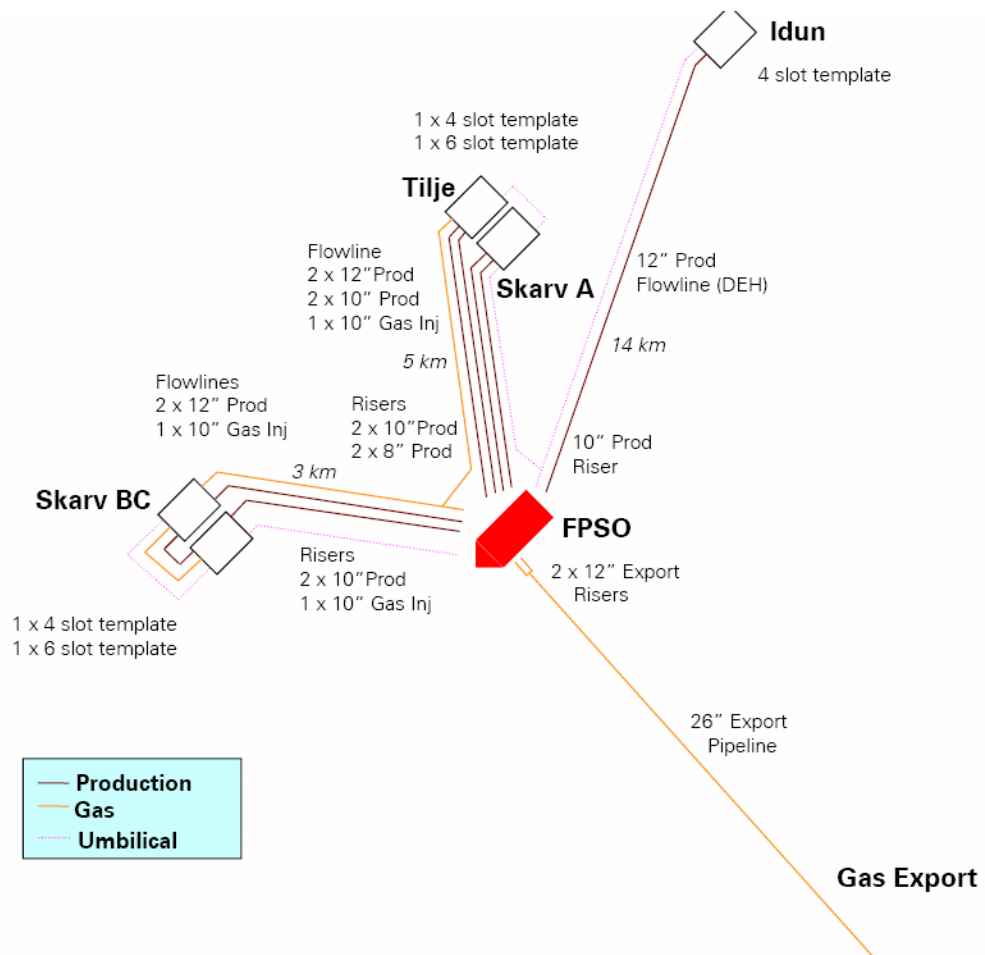
Feltene skal knyttes opp mot et felles produksjonsskip med lagerkapasitet på 0,14 M. Sm<sup>3</sup>. Gassen skal transporteres via Åsgard transportsystem til Kårstø, mens oljen skal transporteres med skytteltankskip.

Det er planlagt fire produksjonssenter med totalt 16 brønner. Reservoartrykk ligger i mellom 360 og 386 bara, og reservoartemperaturen er 135-145 °C.

/ref 1,27, 28/



## 2.2 Subsea system



Figur 2 : Oversikt over Skarv Idun feltet [27]

Den planlagte produksjonen vil bli tatt ut fra Garn, Ile og Tilje formasjonen. Skarv-Idun feltet består av Skarv A, Skarv B&C, Idun og Skarv Tilje. Bildet ovenfor viser feltets oppbygning ovenfra. Feltet består av fem bunnrammer med totalt tolv produksjons- og fire injeksjonsbrønner. Alle undervannskonstruksjonene er overtrålbare, beskyttet mot fallende gjenstander og har katodisk beskyttelse. Det skal benyttes 7 horisontale juletrær på feltet. Ved alle produksjonssentrene, unntatt Skarv Idun, er det planlagt rundpigging. Ved Idun er det planlagt å transportere piggene ut med båt og gå ned med et magasin. En plasserer da et magasin med pigger ved bunnrammen og sender piggene med produksjon opp til produksjonsskipet. Skarv subsea control systemet er multiplexed elektro-hydraulisk PC-basert system. Bunnstrømsrørene har et 3 mm CLAD(Corrosjons belegg) som skal beskytte mot korrosjon. Det er ikke planlagt å bruke korrosjonsinhibitor i tillegg.



Skarv A er et gass/kondensat felt, som består av en bunnramme med ett produksjonssenter med 6 borehull, hvor tre er gassprodusenter og tre er reserve. Skarv Tilje er et oljefelt. Det består av en bunnramme med ett produksjonssenter, med to produksjonsborehull og to gassinjeksjonsborehull. Produksjonsrørene fra Skarv A og Skarv Tilje er 5 km lange og dimensjonen er 2x12,75" og 2x10". Gassinjeksjonsrøret til Skarv Tilje er 1x10". Stigerørene til produksjonsskipet noe mindre, 2x10" for Skarv A og 2x8" for Skarv Tilje.

Skarv B&C er et oljefelt som består av to bunnrammer med hvert sitt produksjonssenter. Produksjonssenter B skal ha to produsenter, en injektor og to i reserve. Produksjonssenter C skal ha tre produsenter, en injektor, og en reserve. Produksjonsrørene fra bunnrammene til produksjonsskipet er 3km lange, og dimensjonen er 2x12". Gassinjeksjonsrøret er 1x10". Stigerørene fra produksjonsrøret til produksjonsskipet er 2x10".

Skarv Idun er et gass/kondensat felt. Her er det en bunnramme med et produksjonssenter, som har to produsenter og to reserve borehull. Skarv Idun har det lengste produksjonsrøret som er 14 km. Dimensjonen for produksjonsrøret er 12" og stigerør opp til produksjonsskipet er 10".

*/ref 27,28,22/*

## 2.3 Topside system

Til høyre vises et bilde av hvordan produksjonsskipet til Skarv er tenkt bygget. Produksjonsskipet vil bli oppankret ved hjelp av 9 ankerlinjer, og posisjonskontrollen blir styrt av fem 360 grader dreibare propeller med variabel hastighet. En kan da ligge med baugen opp mot vinden hele tiden.

Skarv prosessanlegg er designet for å kunne håndtere en oljerate på  $13500 \text{ Sm}^3/\text{døgn}$ , gassrate på  $19 \text{ Sm}^3/\text{døgn}$  og en vannrate på  $3200 \text{ m}^3/\text{døgn}$ .



Figur 3 : Produksjonsskipet Skarv[27]

Brønnstrømmen er planlagt separert i tre trinn i tillegg til en elektrisk utskiller. Oljen lagres på lagertanker før den bunkres. Gassen komprimeres i 4 trinn og tørkes med TEG (trietylenglykol) glykolkontaktor før den videresendes via Åsgard transportrørledning til Kårstø. På eksportgassen er det 2 x12" stigerør ned til en 26" linje som går til Åsgard Transport System.

Det produserte vannet renses til en har maksimum  $15 \text{ mg/l}$  olje igjen i vannet og slippes deretter ut til sjø. Leveringskapasiteten er  $7000 \text{ m}^3/\text{time}$  olje og  $14,2 \text{ M Sm}^3/\text{døgn}$  gass. En kan injisere en gass mengde på  $7,1 \text{ MS m}^3/\text{døgn}$  i reservoaret og  $0,06 \text{ Sm}^3/\text{døgn}$  til gassløft til hver brønn.

I en nedstengningssituasjon er fakkelsystemet dimensjonert slik at en kan blø av prosessanlegget og produksjonsrørene samtidig. Man trenger dermed ingen ingen sekvenser på dette.

/ref 22, 27/

### 3 Metode

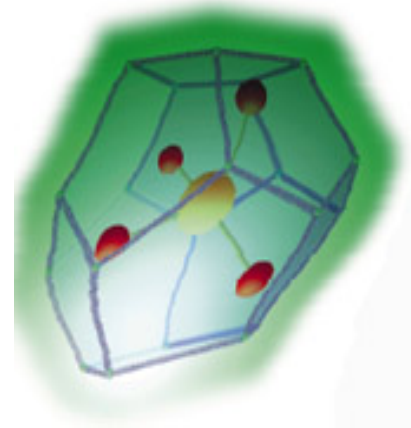
I dette kapittelet blir ulike metoder for hydratdannelser presentert. Metodene som ble benyttet i denne oppgaven er Trekell-Campbell, Katz-teori, Joule Thompsen og Peng Robinsons metode.

#### 3.1 Hydrater

Gasshydrater er krystalliske forbindelser mellom naturgass og vann. Dette ligner på is eller snø og kan danne klumper som kan blokkerer rørledninger og prosesskomponenter. For å danne gasshydrater må følgende være til stede; Gass, fritt vann (ikke oppløst vann eller vanndamp) og trykk og temperatur må være innenfor det termodynamiske stabile området for hydrater. Høyt trykk og lav temperatur fremmer hydratdannelse. Naturgass som danner stabile hydrater er: metan, etan, propan, i-butan, n-butan, karbondioksid og hydrogensulfid. Pentan og større hydrokarboner danner ikke hydrater fordi molekylene er for store til å passe inn i hulrommene som danner hydrater. Gassen på Skarv A inneholder 2,4 mol %  $\text{CO}_2$ . Hydrater dannes når naturgass kommer i kontakt med vann i væskefase under høyt trykk og lav temperatur (20-30) °C.

Hydrater skaper utfordringer under utvinningen av olje og gass, samt transport av gass fra Norge til Europa.

Olje industrien taper årlig millioner av kroner på grunn av gasshydrater, og det brukes mye penger på forskning som kan hindre hydrater. I perioden 1986-1990 ble det rapportert 68 tilfeller av driftsstans relatert til hydrater i Nordsjøen. Hydrater inneholder store mengder naturgass i forhold til volum, 1 kubikkmeter hydrat kan inneholde 160-180  $\text{Sm}^3$  gass.



Figur 4 : Byggestein Metanhydrat[14]

Bildet viser hvordan byggesteinen for metanhydrat ser ut. Den er femkantet med hydrogenbundne vannmolekyler i hvert hjørne og et innesluttet metanmolekyl som stabiliserer strukturen.

De kjemiske formler for de enkelte hydrater er; Metan hydrat:  $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ , Etan hydrat:  $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$ , Propan hydrat:  $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$ , Iso-butan hydrat:  $i\text{-C}_4\text{H}_{10} \cdot 17\text{H}_2\text{O}$  og Karbondioksid hydrat:  $\text{CO}_2 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$

/ref 2,14 /



### 3.1.1 Katz og Campbell's teori om hydratdannelse.

#### Donald L. Katz metoden.

Naturgass og olje oppholder seg i reservoarene i kontakt med vann. Vann kombinert med lavmolekylsvektsgass kan forme hydrater, enda temperaturen er over vannets frysepunkt. I naturgass kan det dannes hydrater i Metan, Etan, Propan, Butan, Nitrogen, Hydrogensulfid og Karbondioksid. Pentan og oppover har for store molekyler til at de passer i hulrommet i hydratat. Katz regnet på hydratformings tilstander ved å bruke dampfaste likevekt konstanter. Han forutsatt da at hydratdannelse kunne bli regnet ut fra empiriske oppdagede dampfaste likevekts konstanter. Ut i fra dette fikk han K verdier som gav hydratdannelse på gassene ovenfor. Katz introduserte i 1942 K-diagrammetoden som er et binær(todelt) system basert på forsøksdata for beregnet hydrat tilstander. Testene han utførte var begrenset opptil 7 MPa trykk. Det ble da laget forskjellige kurver for de forskjellige gassene hvor en lett kunne gå inn i diagrammene å lese av hydratområdet. Det er senere utført mange forskningsforsøk på teorien både teoretiske og eksperimentelle. Studien går ikke inn på hydratdannelse under 0 °C.

#### Trekell-Campbell metoden.

Vann og hydrokarboner er naturlige kompanjonger. Hydrokarbonene er formet i vann miljø og er i likevekt med vannet i reservoar betingelsene. Vann og hydrokarboner er i hovedsaklig ikke blandbare, men deres tynne felles oppløselighet er viktig for hydratdannelse.

Vanninnholdet i gassen bygger på trykk, temperatur og komposisjonen i gassen. Aktuelle metode av beregning tar hensyn til:

- Partiell trykk og partielle flyktighets sammenhenger
- Empiriske data kartlegging av vanninnholdet med hensyn til P og T
- Korreksjon i punkt ovenfor ved tilstedeværelse av hydrogensulfid, nitrogen og karbondioksid
- PVT tilstandslikning

Ut i fra dette laget Trekell-CampBell tabeller for hydratdannelser fra 6,9-41,4 MPa. Metoden viser også at normal butan har liten effekt på hydratdannelse. I denne oppgaven bruker vi denne metoden for manuell beregning for hydrattemperaturen til naturgassen. Metoden bruker metan som referanse tilstand og de fant også ut at korreksjon for CO<sub>2</sub> er neglisjerbar for mesteparten av de testede gassene i trykkområde 6,9-41,4 MPa. H<sub>2</sub>S derimot har en påvirkning på hydrattemperaturen til gassen kommer opptil 27,6 MPa. For å finne ut hvilken korreksjonstabell som skal brukes må en rekne ut forventet temperaturforskyvning for metan. Dette gjøres på følgende måte.

$$\frac{y_{C_{5+}} \cdot 100}{1 - y_{C_1} - y_{C_{5+}}} = T(^{\circ}F)$$

#### **Formel 1 : Temperaturforskyvning for metan[6]**

Bruker her molfraksjonene på gassen [tabell 1] og finner dermed temperaturforskyvningen for metan. Finner da ut hvilken korreksjonstabell som skal brukes. Bruker så molfraksjonen på brønnsammensetningen til å lese av hvilken temperaturforskyvning en får fra de forskjellige komponentene til gassen i tabellen[fig.7] fra etan til normalbutan. For å finne temperaturforskyvningen til C5+ må en lese av i [fig.8]. Deretter må en summere alle

forskyvningstemperaturene, en har da beregnet ut hydratiseringstemperaturen for den aktuelle gassen. Manuell beregning ved bruk av metoden kommer i kapittel 4.1.1.

### McLeod-Campbell metoden

McLeod-Campbell metoden er en metode som gir er reell hydrat dannelse i trykkområdet 41,4 MPa til 69 MPa. Denne teorien er ikke presentert i oppgaven da trykket for Skarv A ikke er så høyt.

/ref 7,6/

## 3.2 Hydrat hindring

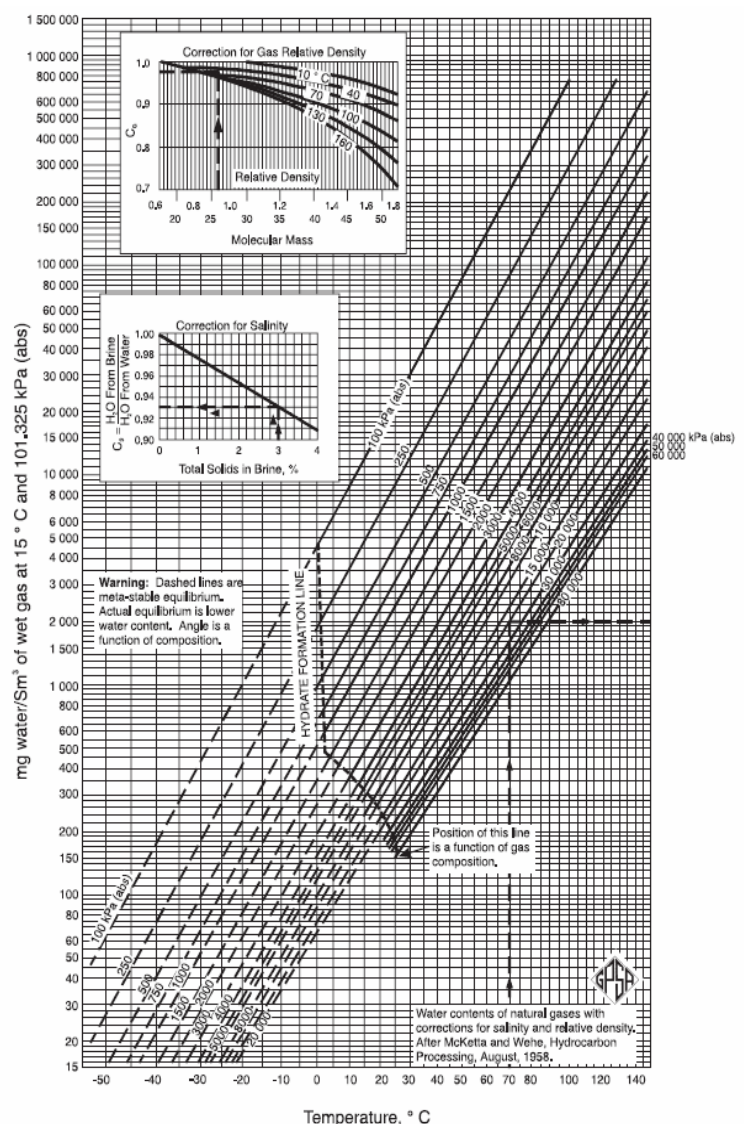
For å forhindre hydratdannelse kan en enten fjerne vannet, tilsette kjemikalier, øke temperaturen eller senke trykket på gassen.

### 3.2.1 Fjerning av fritt vann

På rørledninger på havbunnen er det ikke mulig pr. dags dato å skille ut vannet. Det forskes nå på metoder for å skille ut vannet i brønnen eller etter brønnehodet. Dette vil gjøre prosessene mye enklere og effektive.

I reservoaret er gassen i kontakt med grunnvannet, og ved reservoarforhold vil gassen være mettet med vann.

For å finne ut hvor mye fritt vann en kan løse i naturgassen brukes McKetta diagrammet se figur til høyre. Der kan en lese av hvor mye vann som skilles ut av naturgassen som funksjon av trykk og temperatur. En leser da av hvor mye fritt vann som er i hydrokarbonene i gassen. CO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>S binder mer fritt vann enn hydrokarboner, for å finne ut hvor mye de skiller ut må en lese av i eget diagram for dette[fig.13]. En regner så ut totalmengde av fritt vann som blir felt ut av gassen med formelen på neste side, vanninnhold i forhold til molfraksjonen til gassen.





$$W = W_{HC} \cdot Y_{HC} + W_{CO_2} \cdot Y_{CO_2} + W_{H_2S} \cdot Y_{H_2S}$$

$W_{HC}$  = vanninnhold i hydrokarboner

$W_{CO_2}$  = vanninnhold i karbondioksid

$W_{H_2S}$  = vanninnhold i hydrogen sulfid

$Y_{HC}$  = molfraksjon hydrokarboner

$Y_{CO_2}$  = molfraksjon karbondioksid

$Y_{H_2S}$  = molfraksjon hydrogen sulfid

Formel 2 : Vanninnhold i gassen[6]

/ref 6,10/

### 3.2.2 Temperatur endring

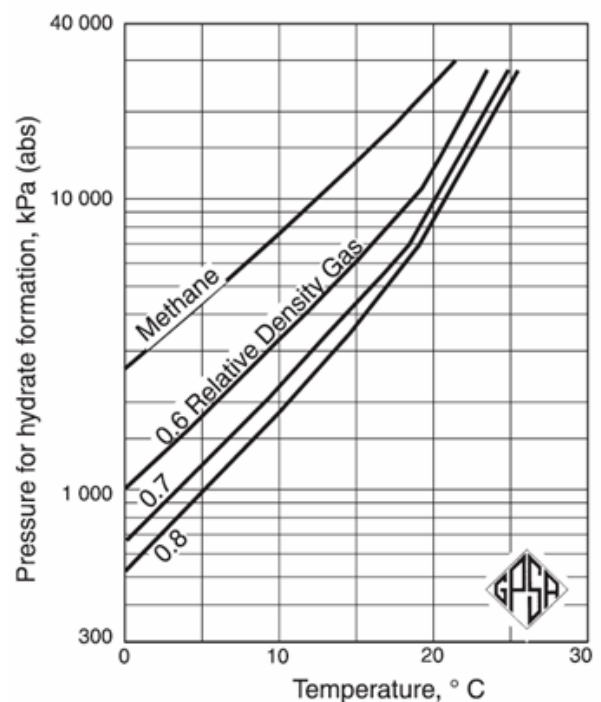
Lav temperatur fremmer hydratdannelse. Figuren til høyre illustrerer hvilken temperatur en må ned i for å danne hydrater for en gitt gass og trykk. Ved å øke temperaturen kan en komme over hydratområdet. Dette kan gjøres ved å øke gjennomstrømming enten ved høyere produksjon eller varm olje resirkulering. Temperaturen kan også økes ved hjelp av elektrisk oppvarming eller å benytte bedre isolering på rørledningen.

/ref 6,10/

### 3.2.3 Trykk endring

Høyt trykk fremmer hydratdannelse. Ved å redusere trykket på naturgassen kan en komme ut av hydratområdet som en ser av figuren til høyre. I praksis er det å senke trykket ikke et alternativ siden det er marginal virkning. Trykkavlastning blir bare benyttet ved nedstegning.

/ref 6,10/





### 3.2.4 Kjemikalie tilsetning

Ved tilsetning av inhibitor i naturgassen forskyver en hydratkurven. Det blir stort sett bare brukt metanol og monoetylglykol som hydratinhibitor. Disse binder seg med det frie vannet og en unngår dermed hydrater. For å beregne inhibitor behovet bruker en Hammerschmidts ligning. Med ligningen finner en vektprosent inhibitor som en trenger for å hindre hydratdannelse i gassen.

$$W_L = \frac{\Delta T \cdot M}{K + \Delta T \cdot M}$$

$\Delta T$  = Temperatur endring [ $^{\circ}\text{C}$ ]  
 $M$  = Molvekt på inhibitor [g/mol]  
 $K$  = Konstant inhibitor  
 $W_L$  = Vekt prosent inhibitor i naturgassen

**Formel 3 : Hammerschmidts ligning[4]**

For å regne ut hvor mye inhibitor som må tilsettes brukes følgende formel:

$$W_L = \frac{m_{\text{Inh}}}{m_{\text{Inh}} + m_w} \Rightarrow m_{\text{inh}} = \frac{W_L}{1 - W_L} \cdot m_w$$

$m_{\text{Inh}}$  = mengde inhibitor  
 $m_w$  = mengde vann  
 $W_L$  = Vekt prosent inhibitor i naturgassen

**Formel 4 : Mengde inhibitor[2]**

/ref 4,6,10/

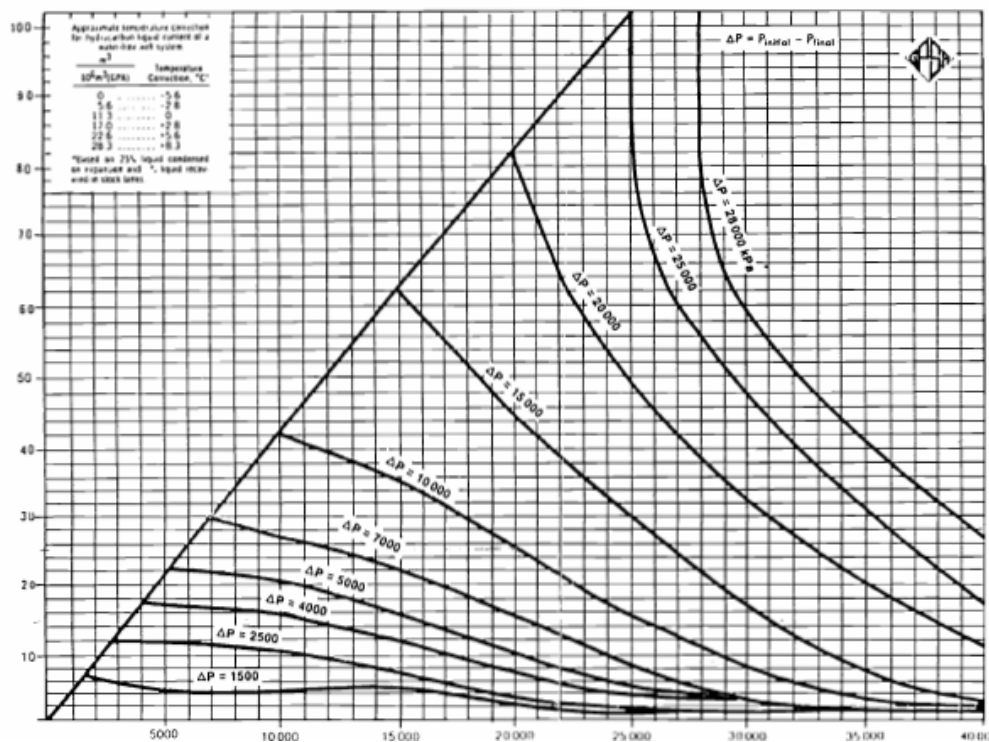


### 3.2.3 Joule Thompson-effekten

Joule Thompson kurven brukes parallelt med Hysys for å sjekke hvilket temperaturfall en kan forvente med ett gitt trykkfall over strupeventilen ved brønnhode. I industrien brukes også en tommelfinger regel ved trykkreduksjon som sier at temperaturen synker 0,5°C. per bar trykkfall.

Joule Thompson-effekten ble oppdaget av J.P.Joule og W.Thompson(Lord Kelvin) i 1853. Temperaturforandring i en gass som følge av at den strømmer gjennom en strupning til et sted ved lavere trykk. Avtar temperaturen kalles effekten positiv i motsatt fall negativ.

I tabellen under kan en finne temperaturfallet for et gitt trykkfall, ved et bestemt inngangstrykk for naturgass.



Figur 5 : Ekspansjonskjøling for naturgass[10]

/ref 15,16,10,25/



### 3.3 Aspen Hysys 2004.2

Aspen Hysys er et prosess simuleringsprogram. Programmet er utviklet av det kanadiske selskapet Hyprotech Ltd. Dette er et kraftig program som brukes til å modulere kjemiske prosesser. Programmet inneholder prosess komponenter som ventiler, pumper, kompressorer, turbiner, rør og så videre. De ulike komponentene kobles sammen til ønsket prosess og en legger inn de spesifikke parameterne for hver komponent. Hysys bruker Peng Robinson's tilstandsligning til prosessimulering, og Ng og Robinson metode for å finne hydratiseringstemperaturen til gassammensetningen.

#### 3.3.1 Peng-Robinson metoden

En tilstandsligning er en ligning som beskriver hvordan trykket i et fluid er avhengig av volum, temperatur og sammensetning.

$$pV = znRT$$

$$p = \text{trykk[pa]}$$

$$V = \text{m}^3$$

$$z = \text{kompresibilitet faktor}$$

$$n = \text{antall mol}$$

$$R = 8,314$$

$$T = \text{Temperatur[K]}$$

**Formel 5 : Ideell gasslov[8]**

Ideell gasslov gjelder bare for gasser ved lave trykk, under 10 bar. Ved ideell gasslov er kompresibilitetsfaktoren lik 1. Det er utviklet mange modifiserte tilstandsligninger for å beskrive reelle gasser. Den mest kjente av de er Van der Waals tilstandsligning.

$$p = \frac{nRT}{V_m - b} - \frac{a}{V_m^2}$$

**Formel 6 : Van der Waals tilstandsligning[8]**

Der  $a = 0,42188 \frac{R^2 T_c^2}{p_c}$  er en empirisk parameter som beskriver de tiltrekkende kreftene

mellom molekylene, og  $b = 0,125 \frac{RT_c}{P_c}$  er en empirisk parameter som uttrykker volumet som

selve molekylet opptar.  $V_m$  er molvolum. I 1949 foreslo Redlich og Kwong, som vises under, en noe modifisert utgave av Van der Waals ligningen.

$$p = \frac{RT}{V_m} - \frac{a(T)}{V_m(V_m + b)} \quad a(T) = \frac{a_0}{\sqrt{T}}$$

**Formel 7 : Redlich Kwong tilstandsligning[8]**



Redlich og Kwong's ligning (RK-ligningen) ble mye benyttet for beregninger av tetthet og termodynamiske data for reelle gasser, men det viste seg at damptrykk beregningene ikke var tilfredsstillende. Det var derfor Giorgio Soaves modifiserte temperaturavhengigheten og innførte en ekstra parameter for a. Dette blir da Soaves Redlich Kwong's ligning (SRK-ligningen).

$$P = \frac{RT}{V_m} - \frac{a(T)}{V_m(V_m + b)}$$

$$a(T) = a_c \left[ 1 + m(1 - \sqrt{T_r}) \right]^2$$

Der  $a_c = 0,42747 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$ ,  $T_r = \frac{T}{T_c}$  og  $b = 0,08664 \frac{RT_c}{P_c}$ , m er den nye parameteren.

En ulempe med SRK-ligningen er at den gir kritisk kompressibilitetsfaktor  $z_c = 0,33$  for alle rene komponenter. Dette var noe høyt, da kritisk kompressibilitetsfaktor for metan er 0,288 og n-Oktan 0,259. På bakgrunn av dette var det at Peng og Robinson foreslo i 1976 en modifisert utgave av SRK-ligningen som gav en  $z_c = 0,307$ . I praktiske beregninger er det normalt en veldig liten forskjell i nøyaktighet. Hovedforskjellen mellom SRK-ligningen og PR-metoden er at SRK-ligningen er mest brukt i Europa, mens PR-metoden brukes mye i Nord-Amerika. Det finnes mange flere modifikasjoner som de enkelte oljeselskapene har utviklet og bruker. I denne oppgave ble Peng Robinson tilstandsligning benyttet for å finne ulike prosess verdiene i rørledningen.

$$P = \frac{RT}{V - b} = \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)}$$

**Formel 8 : Peng Robinson tilstandsligning[6]**

**/Ref 6,8/**



### 3.3.2 Inngangsparameter Hysys

For å kunne simulere i Hysys måtte en legge inn produksjonsdata og dimensjoner for den aktuelle prosess delen. Brønnsammensetningskomponentene fra C1 til C30 ble lagt inn under normal komponenter. Komponentene fra C31 til C50 var ikke forhåndsdefinert i programmet disse ble da lagt som C30. Benyttet deretter normaliseringsfunksjonen i Hysys for å få 100% sammensetning. Dette vil gi en liten feilkilde. Nedenfor vises tabell over brønnsammensetningen og molvekt.

Skarv A				
Produkt	Formel	mol %	Molvekt g/mol	% Molvekt g/mol
Metan	C1	83,094	16,04	13,33
Etan	C2	5,882	30,07	1,77
Propan	C3	2,868	44,1	1,26
i-butan	I-C4	0,382	58,12	0,22
n-butan	N-C4	0,934	58,12	0,54
i-pentan	I-C5	0,285	72,12	0,21
n-pentan	N-C5	0,376	72,12	0,27
hexan	C6	0,426	86,18	0,37
heptan	C7	0,62	100,21	0,62
oktan	C8	0,581	114,23	0,66
	C9	0,335		
	C10	0,206		
	C11	0,164		
	C12	0,132		
	C13	0,105		
	C14	0,081		
	C15	0,063		
	C16C20	0,15		
	C21C30	0,049		
	C31C50	0,004		
	C51p	0		
hydrogensulfid	H2S	0	34,08	
Nitrogen	N2	0,855	28,01	0,38
Karbondioksid	CO2	2,407	44,01	1,06
<b>Total Molvekt</b>				<b>20,69</b>

Tabell 1 : Brønnsammensetning og molvekt[27]

Under vises tabell over forventet produksjon år 2011 (første produksjons år). Disse ble plottet inn i Hysys brønndata.

Største forventet produksjon	Brønnehode trykk	Brønnehode temperatur
551661 kgmol/d	264 bara	118 °C

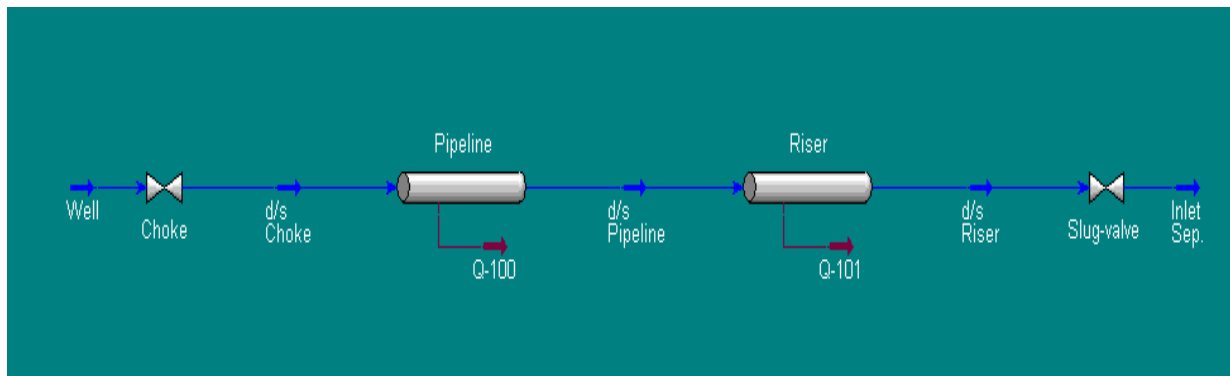
Tabell 2 : Skarv A produksjonsdata [27]

For rørledning og stigerør ble følgende data lagt inn:

	Varmeovergangstall	Høydeendring	Omgivelses temperatur	Di	Dy	Lengde
Pipeline	3 W/m <sup>2</sup> °C	-50 m	3 °C	280mm	323,85mm	5 km
Riser	12 W/ m <sup>2</sup> °C	350 m	10 °C	254mm	298mm	750 m

**Tabell 3 : Data produksjonsrør [22, 27]**

Stigerør og rørledning ble delt inn to prosessdeler da det er stor forskjell på deres inngangsparametre. For produksjonsrørledning ble det benyttet stål med en ruhet på 0,0005mm. Under viser simuleringsmodul i Aspen Hysys.2004.2



**Figur 6 : Hysys modell for simulering**

For å kunne vite om det er fare for hydratdannelse ble det laget en modell i Hysys. Hysys bruker Peng Robinson's tilstandsligning til å beregne de ulike trykk og temperaturene. Hysys bruker Ng og Robinsons metode for å regne ut hydratområdet til sammensetningen. Modellen dekker området fra brønnhode til høytrykks separator på produksjonsskip. Det ble tatt utgangspunkt i høytrykks separator og ikke lavtrykksseparator, for da er mottrykket større og det er dermed større fare for hydrat dannelse.

Det ble simulert med en og to produksjonsrør i drift for å se hvilken produksjonsmengde en må over for å komme ut av hydratområdet. Det ble simulert med produksjonsrater fra 0 % til 100%.

**/ref 22,27,31/**

## 4 Resultater

### 4.1 Hydrat forventning

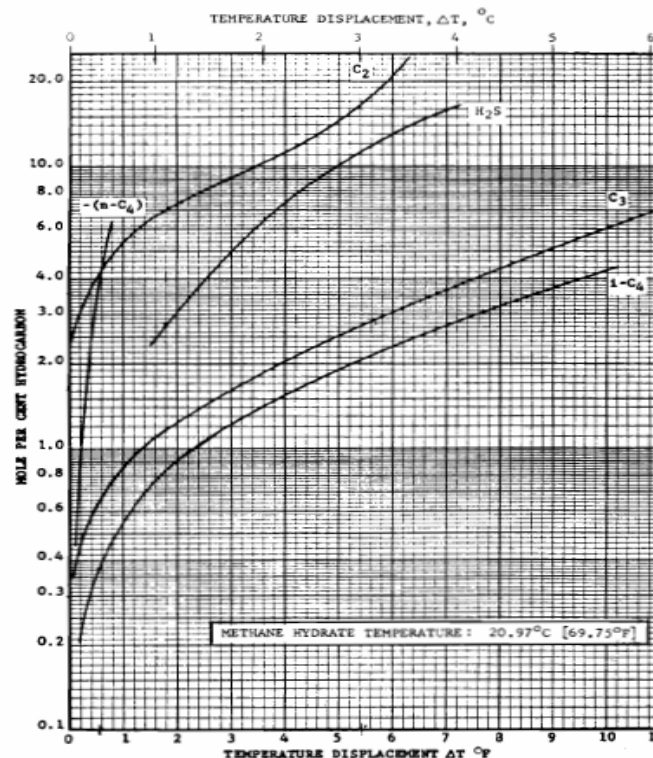
#### 4.1.1 Manuell beregning ved bruk av Trell-Campbell metoden

For å finne hydratiseringstemperatur til brønnstrømmen på Skarv A brukes Trell-Campbell metoden, den kan brukes i trykkområdet 6,9-41,4 MPa. Naturgassen fra Skarv A har et trykk på 26,4 MPa og er dermed i dette området. Metoden bruker metan som referanse.

- Regner først ut hvilken temperaturforskyvning metan gir. Metan gir en temperaturforskyvning på 67,92 °F.

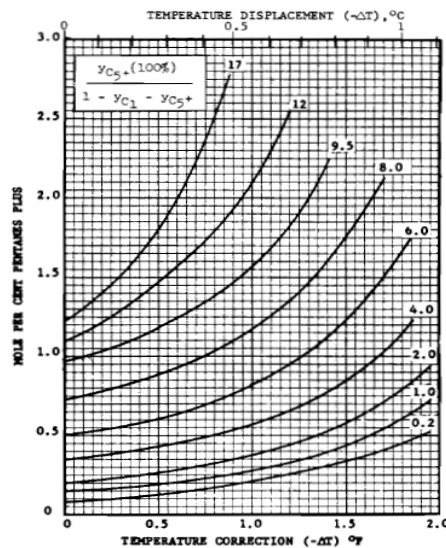
$$\frac{(y_{C_{5+}}) \cdot (100)}{1 - y_{C_1} - y_{C_{5+}}} = T(^{\circ}\text{F}) \Rightarrow \frac{0,0684 \cdot 100}{1 - 0,8309 - 0,0684} = 67,92 \text{ } ^{\circ}\text{F}$$

- Leser så av i kurve for 69,75 °F [fig.7] siden den er nærmest den utregnede temperaturen for å finne temperaturforskyvningen for etan, propan, i-butan og n-butan. Temperaturen blir avlest ved å bruke molfraksjonene til brønnstrømmen på Skarv A i prosent for de ulike komponentene.



Figur 7 : Temperaturforskyvningskurve hydrokarboner [6]

- Leser så av i [fig8] for å finne temperaturforskyvningen for pentan+. I dette tilfelle antar en at korreksjonen for pentan vil bli tilnærmet null siden kurven for 69,75 °F er utenfor området. Kurven går bare til 17 °F og med et pentan+ innhold på 3 %. Skarv A gassen inneholder 6,84 %



Figur 8 : Temperaturforskyvning for pentan+[6]

- Summerer så temperaturforskyvningen for de enkelte komponentene å finne hydrattemperaturen til gassen. Avleste verdier fra fig. 7 og 8 vises nedenfor, og en får da total forskyvningstemperatur på 74,87 °F.

Komponenter	Prosent	Temperatur forskyvning
C <sub>1</sub>	83,094	67,92 °F
C <sub>2</sub>	5,882	1,2 °F
C <sub>3</sub>	2,868	5,4 °F
i-C <sub>4</sub>	0,382	0,55 °F
n-C <sub>4</sub>	0,934	-0,2 °F
C <sub>5</sub> +	6,84	0 °F
Total		74,87 °F

Tabell 4 : Hydrattemperatur med Treuell Campbell metode[6]

Omregning fra fahrenheit til celsius:

$$^{\circ}\text{C} = (74,87^{\circ}\text{F} - 32) \cdot \frac{5}{9} = \underline{\underline{23,81^{\circ}\text{C}}}$$

Brønnsammensetningen vil gi hydrattdannelse fra ca. 24°C.

/ref 6,27/

## 4.1.2 Avlesning av Katz diagram

Alternativt for å finne hydrattemperaturen er å lese av i tabellen som er laget basert på K-verdimetoden av Katz. Denne har en begrensning opptil 7 MPa, men som en ser av avlesningene får en ganske lik hydratiseringstemperatur ved å bruke denne metoden som ved manuell beregning. En må her vite tetthet og trykk på gassen for å lese av kurven. For å finne den relative tettheten på gassen brukes følgende formel.

$$\gamma = \frac{M_{\text{gass}}}{M_{\text{luft}}} = \frac{20,69 \text{ g/mol}}{29 \text{ g/mol}} = 0,71$$

### Formel 9 : Relativtetthet

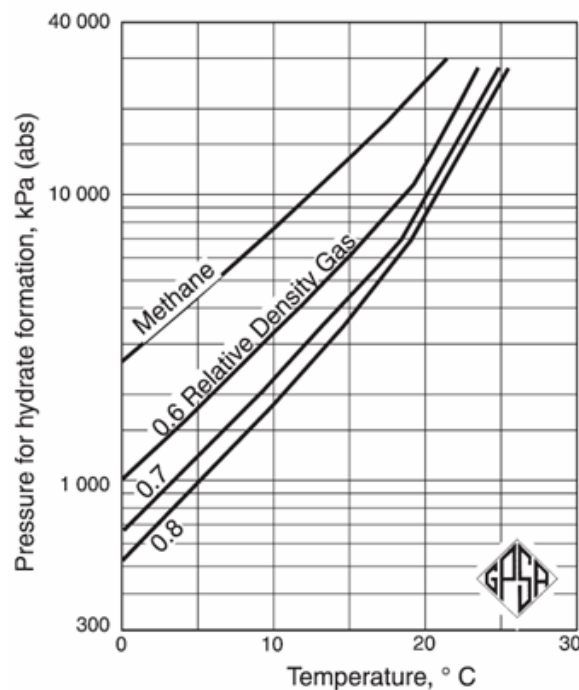
$$M_{\text{gass}} = M_{C_1} \cdot y_{C_1} + M_{C_2} \cdot y_{C_2} + M_{C_3} \cdot y_{C_3} + \dots + M_{C_8} \cdot y_{C_8} + M_{N_2} \cdot y_{N_2} + M_{CO_2} \cdot y_{CO_2}$$

$$M_{\text{gass}} = 20,69 \text{ g/mol}$$

Molfraksjoner og molvekt for de enkelte komponentene i gassen til Skarv A er hentet fra Tabell 1. Molvekt for gassen er beregnet i excel og presenteres også i tabell 1.

Ved å bruke molfraksjonen fra metan til oktan, nitrogen og karbondioksid dekker en 99% av brønnstrømmen. Mulig feil prosent er da på 1 %. Trykket som forventes på Skarv A er 264 bara. Ved avlesning ved tetthet 0,71 og trykk 264 bara finner man at

hydratiseringstemperaturen er ca. 24 °C. Vær oppmerksom på at det er en feil i diagrammet fra GPSA i mellom 10 000 kPa og 20 000 kPa.



Figur 9 : Katz hydratkurve[4]

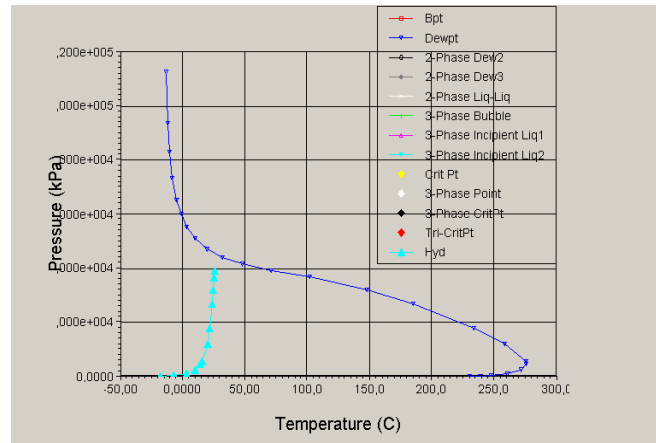


### 4.1.3 Hysys resultater

Til høyre vises fasekonvolutt for Skarv A med hydrat kurve (lyseblå). En ser her at en får dannet hydrater ved ca. 24 °C.

#### Normal drift

Ut fra simuleringer[vedlegg 15] ved forventet normal drift i år 2011 med 2 produksjonsrør vil temperaturen oppstrøms innløpsseparator være på 80,5 °C. En er da 56 °C over hydratområdet, altså det er ingen fare for hydratdannelse.



Figur 10 : Fasekonvolutt med hydratkurve

#### Produksjons nedstengning

Ved en nedstengning vil temperaturen synke grunnet nedkjøling fra omliggende sjøvannet. For å finne temperaturfallet i rørledning og stigerør må en først finne spesifikk varmekapasiteten ( $C_p$ ) til gassen. For å finne  $C_p$  for brønnstrømmen regner en først ut  $C_p$  for hver komponent, fra metan til butan. Grunnen til at de tyngre komponentene ikke tas med i beregningene er at innholdet av disse er så lavt. Metan til butan dekker 93 % av sammensetningen. Bruker temperaturen,  $T=90$  grader C for rørledningen. Bruker deretter formel for varmekapasitet som er vist under.

$$C_p = a + bT + cT^2 + dT^3$$

Formel 10 :  $C_p$  for gass[9]

Metan har en molvekt på 16,4g/mol, og spesifikkvarmekapasitet blir da  $34,41 \cdot 10^{-3} + (5,469 \cdot 10^{-5} \cdot 90) + (0,3661 \cdot 10^{-8} \cdot 90^2) + (-11,0 \cdot 10^{-12} \cdot 90^3) = 0,03925 \text{ kJ / molK}$

$$C_p = \frac{0,03925 \text{ kJ / molK}}{0,0164 \text{ kg / mol}} = 2,3935 / \text{kgK}$$

Videre finnes  $C_p$  for etan med molvekt 30,07g/mol

$$49,37 \cdot 10^{-3} + (13,92 \cdot 10^{-5} \cdot 90) + (-5,816 \cdot 10^{-8} \cdot 90^2) + (7,280 \cdot 10^{-12} \cdot 90^3) = 0,061432 \text{ kJ / molK}$$

$$C_p = \frac{0,061432 \text{ kJ / molK}}{0,03007 \text{ kg / mol}} = 2,0429 / \text{kgK}$$

Deretter for propan. Propan har en molvekt på 44,1g/mol.

$$68,032 \cdot 10^{-3} + (22,59 \cdot 10^{-5} \cdot 90) + (-13,11 \cdot 10^{-8} \cdot 90^2) + (31,71 \cdot 10^{-12} \cdot 90^3) = 0,087303 \text{ kJ / molK}$$

$$C_p = \frac{0,087303 \text{ kJ / molK}}{0,0441 \text{ kg / mol}} = 1,979 \text{ kJ / kgK}$$

Når  $C_p$  regnes ut for butan, brukes bare n-butan med molvekt 58,12g/mol.

$$92,30 \cdot 10^{-3} + (27,88 \cdot 10^{-5} \cdot 90) + (-15,47 \cdot 10^{-8} \cdot 90^2) + (34,98 \cdot 10^{-12} \cdot 90^3) = \underline{0,011616 \text{ kJ/molK}}$$

$$C_p = \frac{0,011616 \text{ kJ/molK}}{0,05812 \text{ kg/mol}} = \underline{1,998 \text{ kJ/kgK}}$$

Kompenserer så  $C_p$  for de enkelte komponentene med molfraksjonene til i brønnstrømmen.

$$C_p = Y_m \cdot C_p + Y_e \cdot C_p + Y_p \cdot C_p + Y_b \cdot C_p$$

**Formel 11 :  $C_p$  Skarv A[9]**

$$(0,830 \cdot 2,32 + 0,058 \cdot 2,042 + 0,028 \cdot 1,979 + 0,013 \cdot 1,998) \text{ kJ/kgK}$$

$$\underline{\underline{C_p = 2,12 \text{ kJ/kgK}}}$$

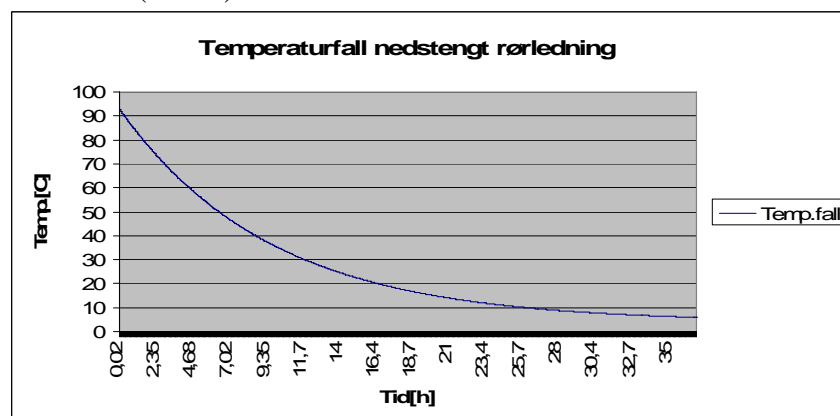
Ved en eventuell nedstengning vil rørledning og stigerør bli kjølt ned av sjøvannet. Bruker da formelen som vises under for å finne temperaturfallet i rørledningen og stigerøret.

$$T_2 = T_u + (T_1 - T_u) \exp\left[\frac{-UA}{\rho V C_p} \Delta t\right]$$

$T_1$  : Temperatur i rørledning ved start [K]  
 $T_2$  : Temperatur i rørledning etter en viss tid [K]  
 $T_u$  : Omgivelses temperatur [K]  
 $U$  : Varmeovergangstall [W/m<sup>2</sup>K]  
 $A$  : Overflateareal [m<sup>2</sup>]  
 $\Delta t$  : Tidsendring [s]  
 $\rho$  : Tetthet [kg/m<sup>3</sup>]  
 $V$  : Volum rørledning [m<sup>3</sup>]  
 $C_p$  : Varmekapasitet [kJ/kgK]

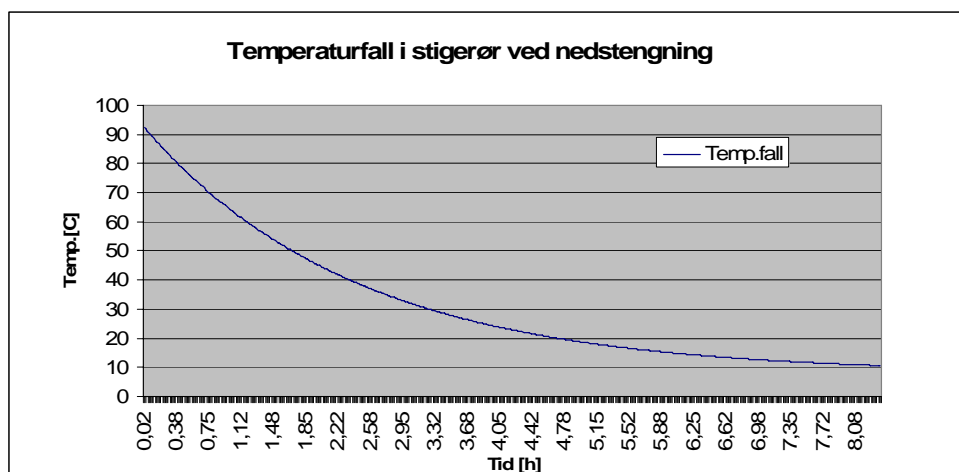
**Formel 12 : Temperaturfall i rørledning og stigerør[21]**

Denne formelen ble benyttet i excel for å finne tiden det tar for brønnstrømmen å komme i hydratområdet. Under vises kurven over temperaturfallet i rørledning, her ser en at en kommer i hydratområde (24 °C) etter ca. 12 timer.



**Figur 11 : Temperaturfall i rørledning ved nedstengning**

Stigerøret har en U-verdi på  $12\text{W}/\text{m}^2\text{K}$ , som er betydelig høyere enn rørledningen som har en U-verdi på  $3\text{W}/\text{m}^2\text{K}$ . Stigerøret vil da bli raskest nedkjølt ned til hydratområde. Figuren under viser at en er i hydratområde ( $24\text{ }^\circ\text{C}$ ) etter ca. 4 timer i stigerøret. For å unngå hydrattdannelse i denne situasjonen må en da iverksette hydratreducerende tiltak før det er gått 4 timer.



Figur 12 : Temperaturfall i stigerør ved nedstengning

### Produksjons oppstart

Ut i fra simuleringene i Hysys ser en at en må over 5 % produksjonsrate, ved bruk av ett produksjonsrør for å være over hydratområdet [vedlegg 5]. Simuleringene som er gjort er statiske det betyr at den produksjonen på 5 % må ha pågått en stund for å komme opp i den rette temperaturen.

### Joule Thompson effekten

Det ble også simulert med å utsette Joule Thompson effekten fra brønn til produksjonsskip for å utsette temperaturfallet. For å sjekke forventet temperaturfall over strupeventilen ble det bruk tommelfinger regel og Joule Thompson diagram. Ved inngangsparameter på 264 bar,  $118\text{ }^\circ\text{C}$  og et trykkfall på 170 bar, viste simuleringen i Hysys at en fikk et temperaturfall på  $24\text{ }^\circ\text{C}$  [vedlegg 15]. Tommelfinger regelen viste at temperaturfallet skulle være  $85\text{ }^\circ\text{C}$ , og avlesning i Joule Thompson diagrammet viste at temperaturfallet skulle være på  $50\text{ }^\circ\text{C}$ . Dette viste at tommelfinger regelen og Joule Thompson metoden er veldig unøyaktige i dette trykkfallområdet. Sjekket metodene ved et lavere trykkfall og fant ut at de da var mye mer nøyaktige. Å utsette Joule Thompson effekten hadde litt effekt da temperaturen har en større innvirkning enn trykket med tanke på hydrattdannelse.

#### 4.1.4 Fritt vann

For å finne forventet fritt vann på Skarv A brukes McKetta diagram[fig.14] og diagram for vanninnhold i karbondioksid[fig.13]. Disse diagrammene er presentert nedenfor utregningene. En leser av vanninnholdet til gassen i diagrammene ved gitt trykk og temperatur. Finner her fritt vann ved normaldrift med 2 produksjonsrør, fritt vann ved oppstart med trykksatt linje og fritt vann ved oppstart avblødd rørledning. Skarv A har 97,5 % hydrokarboner og 2,5 % karbondioksid.

##### Forventet fritt vann ved normal drift med 2 produksjonsrør

Brønn: 118<sup>0</sup> C, 264 bar       $W_{HC} = 10000 \text{ mg/WSm}^3$        $W_{CO_2} = 20000 \text{ mg/WSm}^3$

Stigerør: 80<sup>0</sup> C , 80 bar       $W_{HC} = 5500 \text{ mg/WSm}^3$        $W_{CO_2} = 6000 \text{ mg/WSm}^3$

$$W = W_{HC} \cdot Y_{HC} + W_{CO_2} \cdot Y_{CO_2}$$

$$W = W_1 - W_2$$

$$W_{HC} = \text{vanninnhold i hydrokarboner}$$

$$W_{CO_2} = \text{vanninnhold i karbondioksid}$$

$$Y_{HC} = \text{molfraksjon hydrokarboner}$$

$$Y_{CO_2} = \text{molfraksjon karbondioksid}$$

$$W = ((10000 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,975) + (20000 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,025)) - ((5500 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,975) + (6000 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,025))$$

$$W = \underline{4737,5 \text{ mgw} / \text{Sm}^3}$$

Forventet fritt vann ved normal drift blir da 4737,5mgw / Sm<sup>3</sup>

##### Forventet fritt vann etter nedstengning med trykksatt rørledning og stigerør.( etter 5 timer se fig.12)

Brønn: 118<sup>0</sup> C, 264 bar       $W_{HC} = 10000 \text{ mg/WSm}^3$        $W_{CO_2} = 20000 \text{ mg/WSm}^3$

Stigerør: 20<sup>0</sup> C , 80 bar       $W_{HC} = 325 \text{ mg/WSm}^3$        $W_{CO_2} = 360 \text{ mg/WSm}^3$

$$W = ((10000 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,975) + (20000 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,025)) - ((325 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,975) + (360 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,025))$$

$$W = \underline{9924 \text{ mgw} / \text{Sm}^3}$$

Forventet fritt vann etter nedstengning med trykksatt rørledning og stigerør blir da 9924mgw / Sm<sup>3</sup>

##### Forventet fritt vann ved oppstart avblødd rørledning.

Brønn: 118<sup>0</sup> C, 264 bar       $W_{HC} = 10000 \text{ mg/WSm}^3$        $W_{CO_2} = 20000 \text{ mg/WSm}^3$

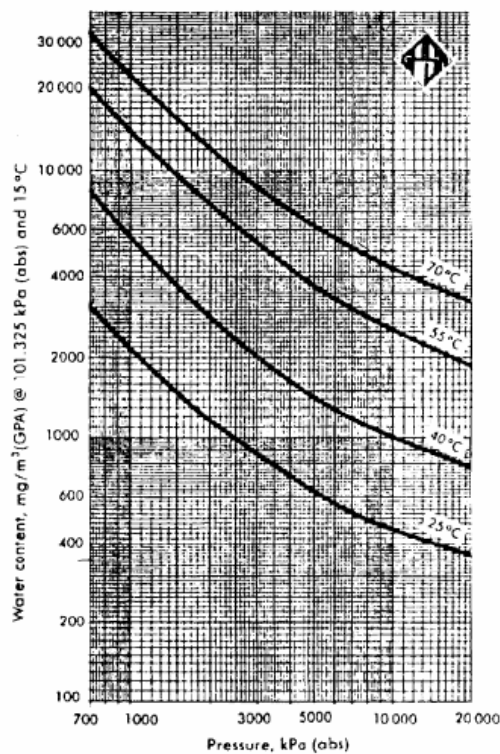
Stigerør: 3<sup>0</sup> C , 1 bar       $W_{HC} = 5000 \text{ mg/WSm}^3$        $W_{CO_2} = 100 \text{ mg/WSm}^3$

$$W = ((10000 \text{mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,975) + (20000 \text{mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,025)) - ((5000 \text{mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,975) + (100 \text{mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,025))$$

$$W = 5372,5 \text{mgw} / \text{Sm}^3$$

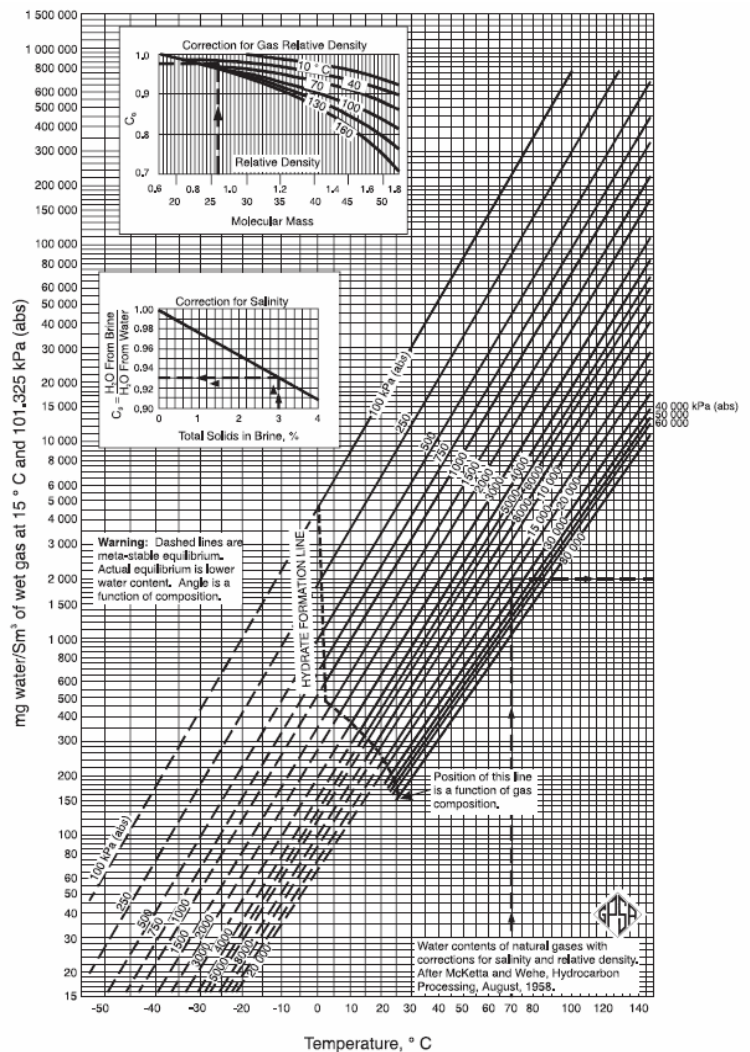
Forventet fritt vann ved avblødd rørledning blir da 5372,5mgw / Sm<sup>3</sup>

/ref 6,10,27/



3. "Effektivt" vassinnhold for CO<sub>2</sub> i vassmetta naturg

Figur 13 : Vanninnhold i karbondioksid[10]



Figur 14 : McKetta diagram[4]

## 4.2 Hindring av hydratdannelse

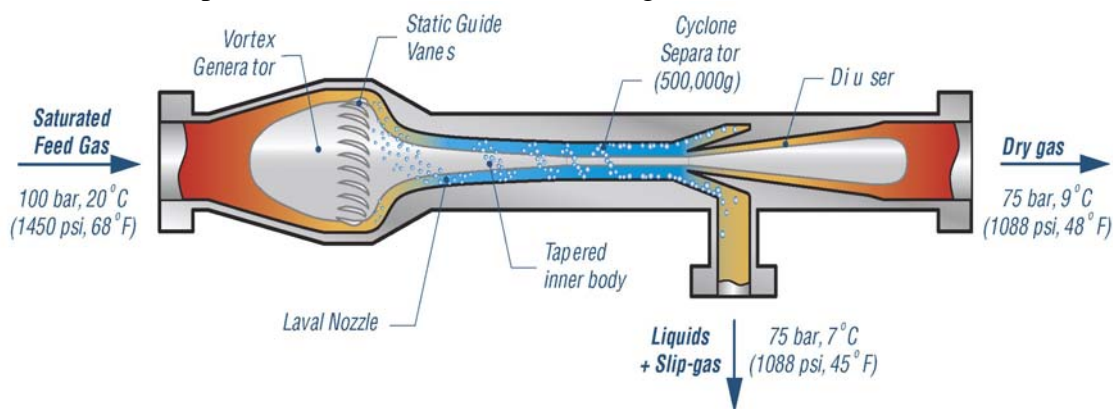
### 4.2.1 Fjerning av fritt vann

Med dagens teknologi er det ikke mulig å separere ut vann fra brønn eller i brønnen. Forskjellige firmaer jobber nå med ulike løsninger for undervannsseparasjon. Presenterer under Twister supersonic separator for fremtidig fjerning av fritt vann. Twister har simulert brønnstrømmen fra Skarv A ved tenkt separator på havbunnen.

#### Twister supersonic separator

Benyttelse av twister teknologien er det alternativet som er mest fremtidsrettet. Separatoren installeres ved bunnrammen og en får skilt ut vannet som er i brønnstrømmen for den sendes i rørledningen. Denne installasjon kan implementeres på Skarv A ved at det planlegges slik at den lett kan kobles på ved et senere tidspunkt. Separatoren kan da bruke de to rørledningene som allerede ligger der. Gass i den ene og væskefase i den andre. En fjerner da til nærmet alt vannet i gassen og slipper da inhibitor. Dette vil også eliminere slug problematikken helt. TwisterBV har laget separatore som separerer ut vann på plattformer og landanlegg. Resultatene fra separatorene er gode. TwisterBV og FMC samarbeider med å teste ut samme prinsippet til å tørke gassen på havbunnen. Pilot prosjektet skal settes ut i løpet av 2007.

Twister er en separator som skal skille ut vannet i gassen etter brønnhodet.

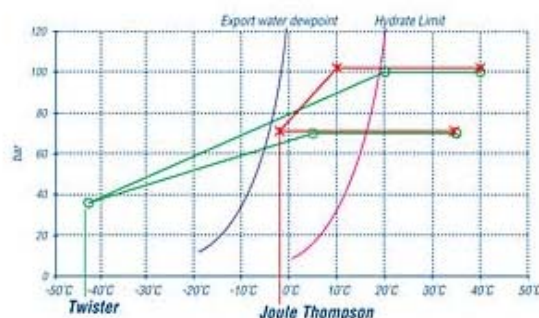


Figur 15 : Twister prinsippskisse[13]

Virkemåte på separatoren.

- Ekspansjon
- Syklon separator gass/væske
- Kompresjon

På kurven til høyre ser en hvordan hydratatskurven blir forskjøvet dersom en får ut vannet rett etter brønnhode.



Figur 16 : Hydratkurve med twister teknologi [13]

/ref 13, 24/



Under viser resultater fra simuleringer gjort av Twister på brønnsammensetningen til Skarv A. Det ble tatt utgangspunkt i laveste forventet brønnhode trykk. I tabell 5 nedenfor vises resultatene for tørr enfase eksport gass. I prøve 2 er vandduggpunktet  $1,7^{\circ}\text{C}$ , ved et trykkfall på 30 %. Det er da ikke fare for hydrater i gassen siden den laveste sjøvannstemperaturen er  $3^{\circ}\text{C}$ . I tabell 6 nedenfor med vises det flerfase eksport. I prøve 3 er at vandduggpunktet  $-0,6^{\circ}\text{C}$ , ved et trykkfall på 35 % denne er da også under sjøvannstemperaturen. Dette medfører at en må over 30-35 % trykkfall ved laveste forventet brønnhode trykk.

#### OPTION 1: DRY SINGLE PHASE EXPORT

Variable / Case	Units	1	2	3	4	5
Pressure <small>Twister inlet</small>	bar	37	37	33	36	39
Pressure <small>Twister outlet</small>	bar	27,4	25,6	21,1	21,3	21,2
Twister Pressure Drop	%	25	30	35	40	45
Temperature <small>Twister inlet</small>	$^{\circ}\text{C}$	18	18	18	18	18
Temperature <small>Export single phase</small>	$^{\circ}\text{C}$	14	14	13	12	11
Water Dew point @ Twister outlet	$^{\circ}\text{C}$	5	1,7	-2,2	-6,1	10,4
HC Dew point @ Twister outlet	$^{\circ}\text{C}$	4,4	0,3	-4,2	-8,6	-14
Water Dew point @ $P_{\text{export}} = 20 \text{ barg}$	$^{\circ}\text{C}$	1,7	-0,7	-	-6,2	10,5
HC Dew point @ $P_{\text{export}} = 20 \text{ barg}$	$^{\circ}\text{C}$	3,3	-1,1	-4,3	-8,9	-14

Tabell 5 : Twister resultat tørr enfase eksport

#### OPTION 2: DRY HC MULTI-PHASE EXPORT

Variable / Case	Units	1	2	3	4	5
Pressure <small>Twister inlet</small>	bar	37	37	37	36	39
Pressure <small>Twister outlet</small>	bar	27,4	25,6	23,7	21,3	21,2
Twister Pressure Drop	%	25	30	35	40	45
Temperature <small>Twister inlet</small>	$^{\circ}\text{C}$	18	18	18	18	18
Temperature <small>Export multi-phase</small>	$^{\circ}\text{C}$	14,2	13,3	12,4	12	11
Water Dew point @ Twister outlet	$^{\circ}\text{C}$	6,9	3,9	-0,6	-2,76	-5,84
Water Dew point @ $P_{\text{export}} = 20 \text{ barg}$	$^{\circ}\text{C}$	3,6	1,5	-2	-2,93	-6,1

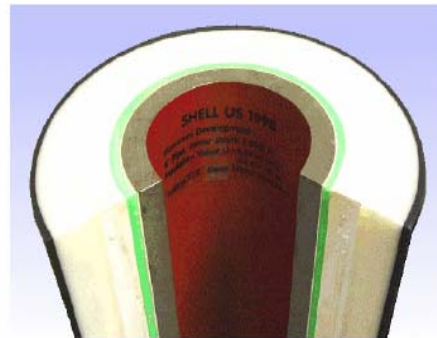
Tabell 6 : Twister resultat tørr flerfase HC

## 4.2.2 Temperatur endring

Ved å øke temperaturen på rørledningen kan en komme ut av hydratområdet. Dette kan gjøres ved å isolere røret bedre, ha en direkte elektrisk oppvarming eller sirkulere varm stabilisert olje.

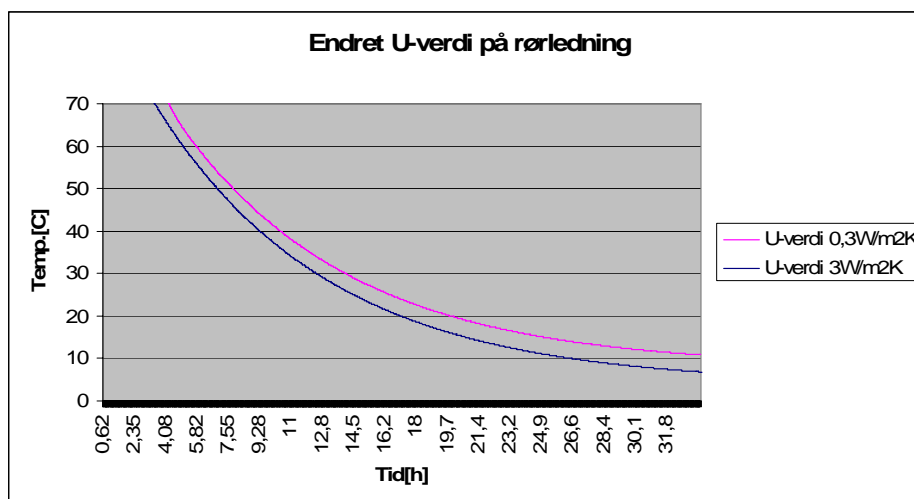
### Isolering

Til høyre vises bilde av et rør i rør system hvor produksjonsrøret blir isolert med flere lag polypropylen. Dette gir både termisk beskyttelse og korrosjons beskyttelse. Logstor kan levere rør med U-verdi fra  $0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$  og oppover. En kan også få to produksjonsrør i samme ytterrør, kalt bundles. U- verdi er varmeovergangstallet som sier hvor mange Watt pr. kvadratmeter Kelvin som blir avgitt. I prosjektet er det planlagt å bruke enkle rør med en U-verdi på  $3 \text{ W/m}^2\text{K}$ .



Figur 17 : Isolert rør[30]

Nedenfor vises figur over rørledningen med to forskjellige varmeovergangstall. Et med den planlagte U-verdien på  $3 \text{ W/m}^2\text{K}$  og et med U-verdi på  $0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ . Dersom en forbedrer rørledningens isolasjon med en U-verdi på  $0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ , vil en forlenge nedstengningstid med ca. to timer før en er inne i hydratområdet ( $24^\circ \text{C}$ ). Figuren er basert på formel 12 fra kapittel 4.1.3.

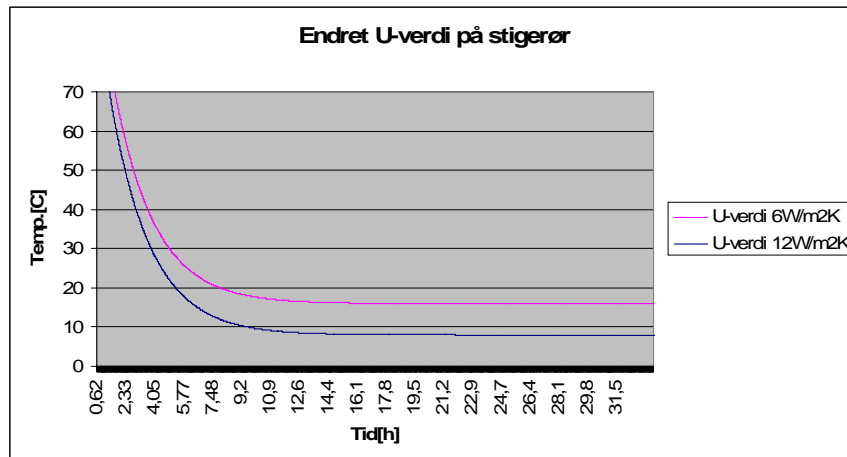


Figur 18 : Temperaturfall ved endret U-verdi på rørledning



Stigerøret er dårligere isolert enn rørledningen og har en planlagt U-verdi på  $12 \text{ W/m}^2\text{K}$ . Figuren nedenfor viser effekten av et bedre isolert stigerør med U-verdi på  $6 \text{ W/m}^2\text{K}$ . En ser da at en kan en forlenge tidsrommet før en er i hydratområdet med ca. 2 timer, fra 4- til 6 timer. Figuren er basert på formel 12 fra kapittel 4.1.3.

/ref 22/

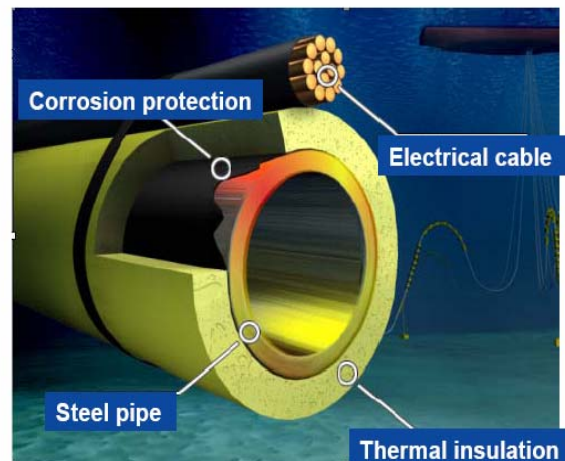


Figur 19 : Forbedret U-verdi på stigerør.

### Direkte elektrisk varming

En kan også fjerne/reducere hydratt dannelse ved å bruke DEH(direkte elektrisk varming) på røret. Spenningen går via en elektrisk kabel ut til enden på røret. Fra røret og inn til produksjonsskipet går spenningen i stålet på røret. Tidligere var det problemer med levetiden på røret grunnet at stålet ble porøst. Det er nå kommet stål kvaliteter som tåler denne belastningen, og det er dermed ingen begrensning på levetid. Ved Idun er det planlagt varme kabler på røret. Aker A&T har beregnet effekt til å være ca 3- 4MW.

/ref 12,22,30/

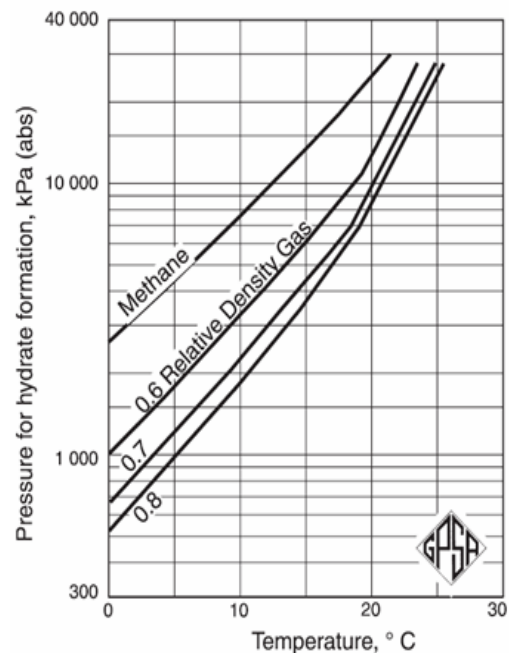


Figur 20 : Direkte elektrisk varming[30]

Ved Skarv A trengs det ikke elektrisk oppvarming ved normal drift. Ved en nedstengning kortere enn 4 timer er det heller ikke behov for oppvarming, men ved en oppstart som varer mer en 4 timer(fig.12) kan elektrisk oppvarming være et alternativ. En ulempe med dette er at en må vente til temperaturen er kommet over hydratiseringstemperaturen før en starter produksjonen. Ved å bruke elektrisk varming på røret, må en ha mye energi, og denne energien kommer fra gassturbiner. Dette medfører økt utslipp av karbondioksid, som igjen fører til økte kostnader i form av avgifter.

### 4.2.3 Trykk endring

For å utnytte trykkreduksjon som hydrathindring må en senke trykket til under 9 bar for å være utenfor hydratområdet. Dette er lest av i Katz diagrammet til høyre, da det er tatt utgangspunkt i sjøtemperaturen på havbunnen som er 3 °C. For å benytte trykkreduksjon som hydrathindring vil en da få Joule Thompson effekt som vil motvirke dette ved å senke temperaturen parallelt ved trykkreduksjonen. Temperatur endring har mye større virkning enn trykkendring, dermed er dette ikke noen god løsning.



### 4.2.4 Kjemikalie tilsetning

#### Metanol

Metanol er en av de to hydratinhibitorer som er mest brukt. Metanol har høy fordampningsevne og dette må en ta hensyn til når en estimerer mengde tilførsel. Metanol har en levetid på 2 år og koster 7,16 NOK pr. kg. Metanol kan brukes til å løse opp pluggen i rørledninger uten å trykkavlaste.

Metanol er meget brannfarlig, og skal lagres som brannfarlig væske. Den er giftig ved innånding, hudkontakt og svelging. Gjentatte eksponering kan gi løsemiddelskader. Metanol er ikke ansett som miljøfarlig, og er klassifisert som grønn hos Statens forurensningstilsyn. Den står på OSPAR PLONOR listen, som er en liste som Oslo Paris konvensjonen har over kjemikalier der det ikke er påvist negativ miljøeffekt.

**/ref 11,vedlegg 18/**

Simuleringer i Hysys viste at det ikke trengs å injiseres metanol under normal drift vist i kapittel 4.1.3. bare under planlagte og uforutsette nedstengning med varighet lengre enn 4 (fig.12) timer grunnet temperaturfall i stigerøret.

**/ref 22,27/**

For å finne vekt % metanol en trenger å injisere i brønnstrømmen trenger en følgende data; hydratiseringstemperaturen til brønnstrømmen, molvekt metanol, konstant for metanol og sjøvannstemperaturen. Hydratiseringstemperaturen er beregnet til 24 °C i kapittel 4.1.1 og de øvrige dataene finnes i tabell 7 på neste side.

$$\text{Hammerschmidts likning : } W_L = \frac{\Delta T \cdot M}{K + \Delta T \cdot M}$$



Produkt	Molvekt	Konstant (F)	Konstant (C)	Tetthet
Metanol	32 kg/kmol	2335	1297	800 kg/m <sup>3</sup>

**Tabell 7 : Metanol egenskaper[10]**

$$W_L = \frac{(24 - 3)C \cdot 32 \text{ kg/kmol}}{1297 + ((24 - 3)C + 32 \text{ kg/kmol})} = 0,341 = 34,1 \text{ WT \% MeOH}$$

Behovet av metanol blir da 34,1 WT %. Regner herved mengde metanol som en trenger ved oppstart med en gjennomstrømning på 0,132 MSm<sup>3</sup>/døgn (1% produksjon). Nedenfor vises avleste vanninnhold hydrokarboner i Mcketta diagram[fig.14] og i CO<sub>2</sub> diagram[fig.13] som blir utfelt i rørledningen. Det er 97,5 % hydrokarboner og 2,5 % karbondioksid i gassen.

$$\text{Brønn: } 118\text{C}, 264 \text{ bar } W_{\text{HC}} = 10000 \text{ mg/WSm}^3 \quad W_{\text{CO}_2} = 20000 \text{ mg/WSm}^3$$

$$\text{Seperator: } 6 \text{ C}, 80 \text{ bar } W_{\text{HC}} = 120 \text{ mg/WSm}^3 \quad W_{\text{CO}_2} = 100 \text{ mg/WSm}^3$$

$$W = W_{\text{HC}} \cdot Y_{\text{HC}} + W_{\text{CO}_2} \cdot Y_{\text{CO}_2}$$

$$W = W_1 - W_2$$

$$W_{\text{HC}} = \text{vanninnhold i hydrokarboner}$$

$$W_{\text{CO}_2} = \text{vanninnhold i karbondioksid}$$

$$Y_{\text{HC}} = \text{molfraksjon hydrokarboner}$$

$$Y_{\text{CO}_2} = \text{molfraksjon karbondioksid}$$

$$W = ((10000 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,975) + (20000 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,025)) - ((120 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,975) + (100 \text{ mgw} / \text{Sm}^3 \cdot 0,025))$$

$$W = \underline{10135 \text{ mgw} / \text{Sm}^3}$$

Ovenfor fant en at totalt utfelt vannmengde er 10135 kg/M<sub>Sm</sub><sup>3</sup>. Det er ikke korrigerert for salt innholdet i brønnstrømmen da dette utgjør en liten effekt. Fant så mengde inhibitor for naturgassen. Utregningen viser vannutfellingen ved 1 % produksjon.

$$10135 \text{ kg} / \text{MSm}^3 \cdot 0,132 \text{ MSm}^3 / \text{d} = \underline{1339 \text{ kg} / \text{d}}$$

$$\text{Mengde inhibitor: } m_{\text{inh}} = \frac{W_L}{1 - W_L} \cdot m_w$$

$$m_{\text{inh}} = \frac{W_L}{1 - W_L} \cdot m_w = \frac{0,341}{1 - 0,341} \cdot 1339 \text{ kg} / \text{d} = \underline{693 \text{ kg} / \text{d}}$$

Innsatt med vektprosent ble metanolemngden 693 kg / d. Metanol har høy fordampningsevne, må derfor korrigeres for dette. Fordampningen leses av i tabell (vedlegg 17) ved 90 bar og 6 grader C.

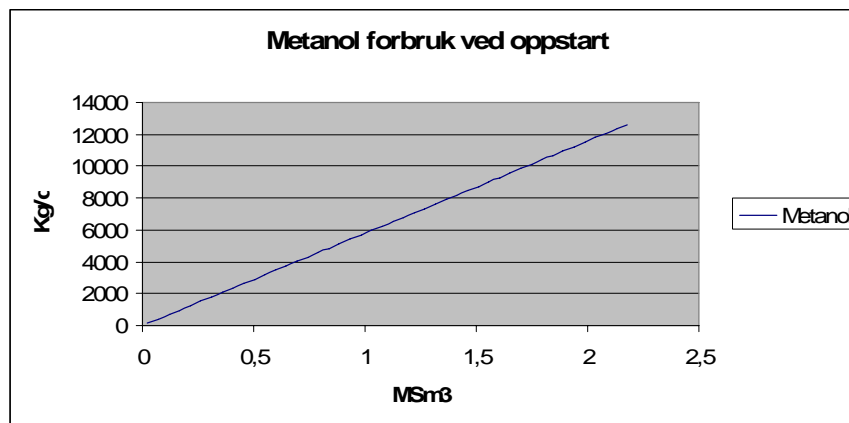


$$\frac{16 \text{ kg Metanol/MSm}^3}{\text{WT\%MeoH}}$$

$$\text{Tilleggsmengde}_{inh} = \frac{16 \text{ kg Metanol/MSm}^3}{\text{WT\%MeoH}} \cdot 34,1 \text{ WT\%MeoH} \cdot 0,132 \text{ MSm}^3/\text{d} = \underline{72 \text{ kg/d}}$$

Tilleggsmengde grunnet metanol fordampning ble 72 kg/d, og totalmengde metanol ved 1% produksjon ble da  $(693+72)\text{kg/d}=\underline{765 \text{ kg/d}}$   
**/ref 6,10/**

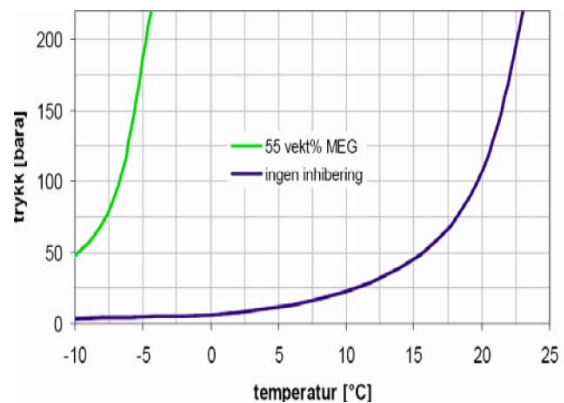
I figuren under er det vist metanol behov i forhold til produksjonsmengde. I disse beregningene ble sjøvannstemperaturen på 3 °C lagt til grunn hele tiden. Tabellen ble laget på grunnlag av beregninger vist ovenfor med en produksjonsrate på 1 %, regnet ut metanol behovet ved økende produksjonsrater i excel.



Figur 21 : Metanol forbruk ved oppstart

### Mono Etylen Glykol

En kan også hindre hydrater ved å injisere monoetylglykol(MEG). På bildet til høyre ser en hvordan en kan forskyve hydratiseringskurven ved å injisere 55 vekt % MEG. MEG har en levetid på 2 år og leveres for 9,24 NOK pr. kg. MEG kan slippes rett til sjø eller regenereres. Størrelse på et eventuelt regenereringsanlegg på Skarv Idun produksjonsskip vil være på (44x30x46)m som er dobbel størrelse enn på Åsgard regenereringsmodul. Vekten på et slik anlegg vil være 1400 tonn og koste ca. 400 Mill NOK.



Figur 22 : Hydratkurve

Det er ikke aktuelt å regenerere MEG på produksjonsskipet på grunn av plassmangel. MEG kan ikke løse opp hydratdannelse, dette kan da bare brukes til forebyggende hydrat hindring. /ref 22,30/

Monoetylenglykol er ikke brannfarlig, og er kun helsefarlig ved svelging. Det er heller ikke ansett som miljøfarlig, og er klassifisert som grønn hos Statens forurensningstilsyn. MEG er også på OSPAR PLONOR listen.

/ref 11,23, vedlegg 19/

Simuleringer i Hysys viste at det ikke trengs å injiseres metanol under normal drift vist i kapittel 4.1.3. bare under planlagte og uforutsette nedstengning med varighet lengre enn 4 timer ( fig. 12) grunnet temperaturfall i stigerøret. Beregnet først vekt % MEG som må tilføres brønnstrømmen ved Hammerschmidts likning og deretter mengde inhibitor som må injiseres.

Produkt	Molvekt	Konstant (F)	Konstant (C)	Tetthet
MEG	62 kg/kmol	2200	1222	1222 kg/m <sup>3</sup>

Tabell 8 : MEG egenskaper[10]

Bruker da Hammerschmidts ligning og regner ut vektprosent MEG en trenger som hydrainhibitor.

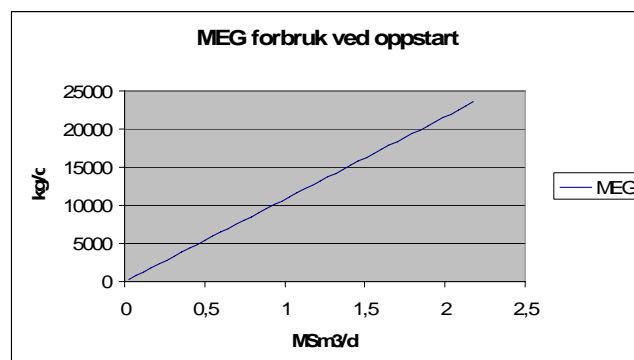
$$W_L = \frac{(24 - 3)C \cdot 62 \text{ kg / kmol}}{1222 + ((24 - 3)C + 62 \text{ kg / kmol})} = 0,516 = 51,6 \text{ WT\% MEG}$$

Vekt % MEG ble da 51,6 WT% . Mengden vann som blir utfelt er den samme som tidligere brukt under utregninger av metanol. Når er bruker samme mengde brønnstrøm 0,132 MSm<sup>3</sup>/døgn(1 %) blir total mengde = 1339 kg/døgn

Regner så ut mengde MEG for brønnstrøm.

$$m_{\text{inh}} = \frac{W_L}{1 - W_L} \cdot m_w = \frac{0,516}{1 - 0,516} \cdot 1339 \text{ kg / d} = \underline{1427 \text{ kg / d}}$$

I figuren til høyre er det vist MEG behov i forhold til produksjonsmengde. I disse beregningene ble sjøvannstemperaturen på 3 grader C lagt til grunn. Tabellen ble laget på grunnlag av beregninger vist ovenfor med en produksjonsrate på 1 %, regnet ut MEG behovet ved økende produksjonsrater i excel.



Figur 23 : MEG forbruk oppstart



### Lav tetthet hydratinhibitor

Lav tetthet hydratinhibitor (LDHI) er ikke godkjent av norske myndigheter. Hver enkelt væske er skreddersydd for hvilke egenskaper den skal ha. De må klassifiseres i hvert tilfelle. De kinetiske inhibitorene er klassifiserte som ”gul”, og brukes i utlandet.

Lav tetthet hydrat inhibitor brukes for å hindre hydrat dannelse under produksjon, og er ikke egnet for oppstart. LDHI er ikke termodynamiske kjemikalier. Doseringen vil være lavere enn termodynamiske kjemikalier. LDHI deles inn i to grupper: KHI (kinetisk inhibitor) og THI (terskel inhibitor).

#### KHI:

KHI kan forlenge levetiden på felter når vann produksjonen øker, siden en ikke trenger så stor mengde KHI. En bruker også mindre korrosjons inhibitor ved å bruke LDHI. Kinetisk inhibitor er også tidsavhengig så en vet ikke etter en oppstart hvor lenge inhibitorene er brukende.

#### THI:

THI gjør at de hydratenekrystallene som blir dannet er små, de blir transportert videre.  
**/ref 3,22/**

Har valgt å ikke gjøre beregninger eller simulering for lav tetthet hydrat inhibitor da dette er stoffer som ikke er brukt i Norge, og som skreddersys for hvert enkelt tilfelle. Ved Skarv A er det bare behov for hydrathindring ved nedstengning. Ettersom lav tetthets hydratinhibitor mister sin inhibitor egenskap over tid, kan dette utelukkes for Skarv A.

### 4.3 Kort sammenligning med andre felt

Verdens største MEG regenereringsanlegg bygges nå på Melkøya utenfor Hammerfest. Det er dimensjonert for å motta en fødestrøm på 49,6 tonn/time, men behandlingskapasiteten er 14,2 tonn/time. Normal strømningsrate vil være på 3-14,2 tonn/time, Belastningen er minst de første årene, og vil øke med større vann produksjon. Dette er et nytt anlegg under bygging så en har ikke erfaringsdata.



Figur 24 : Snøhvit[17]

Hovedformålet med et gjenvinningsanlegg på Melkøya er å motta, regenerere, lagre og reinjisere MEG slik at flerfase-rørledningen fra havbunnsbrønnene til land til en hver tid er beskyttet mot hydratdannelse. I tillegg skal systemet også injisere regenerert MEG diverse steder i LNG-anlegget for å hindre hydrat dannelse i prosessen, typisk oppstrøms på steder med høye trykkfall. Renset regenerert MEG vil bli brukt ved formasjonsvannsgjennomtrengning for å minimere salt utfelling i rørledning, og berørte deler av landanlegget.

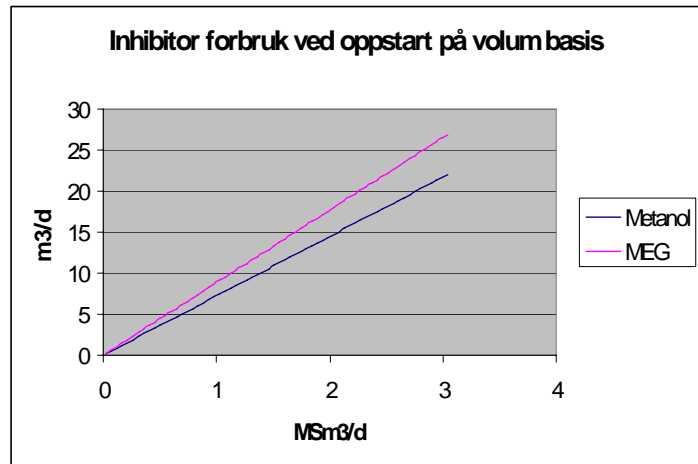
**/ref 26/**

Det brukes metanol på Åsgard A og MEG på Åsgard B, MEG'en skal regenereres på plattformen. Modulen er 700 tonn og  $(22 \times 15 \times 23) \text{ m}^3$ , og kostnaden på modulen er 200 Mill NOK. Samlet forbruk hydrathemmer for Åsgard A/B i 2005 var 1596 tonn for produksjon, og utslippet var 492 tonn. For rørledningen var forbruk 673 tonn og utslippet var 129 tonn. Det kan også nevnes at det skal brukes MEG som skal regenereres på Ormen lange.

**/ref 17,18,19/**

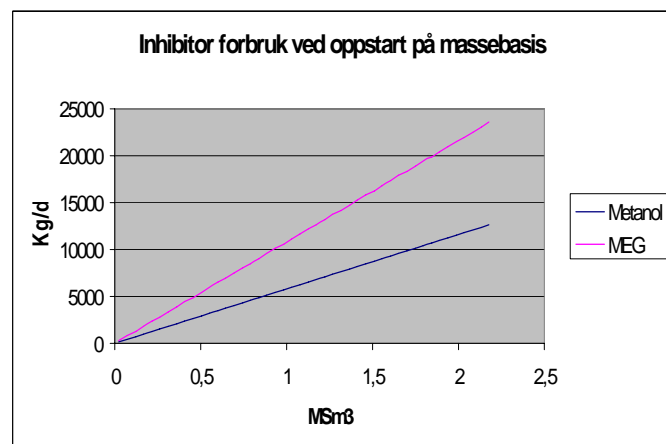
## 5 Drøfting

Dersom man sammenligner metanol- og MEG behov ser man av grafene til høyre at en må ha mer MEG enn metanol både på volum- og massebasis. Prisen på MEG er 29 % dyrere enn metanol. Begge kjemikalierne er klassifisert som grønn. Med tanke på utslipp til miljøet er det ingen forskjell. Metanol er mye mer brannfarlig og det er mye mer giftig ved innånding/hudkontakt og svelgning. Metanol har også lavere fordampningstemperatur. I motsetning til MEG kan metanol løse opp eventuelle plugger som oppstår.



Figur 25 : Inhibitorforbruk ved oppstart på volum basis

Studiene viser at alle nye landanlegg velger MEG som hydrat inhibitor med regenereringsanlegg. Dette fordi at en da har større areal på anlegget disponibelt og at rørledningene er mye lengre. Dess mer mengdebehov dess mer lønnsomt å regenerere. En kunne ha brukt mye mindre mengde av kjemikalier på Skarv A viss en kunne ha regenerert MEG'en. Det er ikke plass til regenereringsanlegg på produksjonsskipet. Behovet av inhibitor på Skarv A er begrenset da det kun er fare for hydrater ved opp- og nedkjøringer. Det viser seg at det er mest økonomisk å bruke metanol på Skarv A, har da ikke tatt hensyn til den merkostnaden som kommer med tanke på brannfaren til metanol.



Figur 26 : Inhibitorforbruk ved oppstart på massebasis

Studien viser da at metanol er mest aktuell som hydrat inhibitor for Skarv A siden det ikke er plass til et regenereringsanlegg på produksjonsskipet. En må ha større mengde MEG og den er dyrere. For da å kunne redusere metanol forbruket ytterligere lanseres det et forslag til løsning i kapittel 5.1.

Lav tetthetshydratinhibitorer bør ikke brukes ved Skarv A, da disse mister sine egenskaper som hydratinhibitor over tid.



På Skarv A er det planlagt å bruke rørledning med en U-verdi på  $3 \text{ W/m}^2\text{K}$  og stigerør med en U-verdi på  $12 \text{ W/m}^2\text{K}$ . Som vist i resultatene i kapittel 4.1.3 ser en at det er stigerøret som er den mest kritiske komponenten mellom brønn og innløpsseparator. For å forlenge nedstengningstiden uten bruk av hydrathemmer kan en forbedre isoleringen på stigerøret.

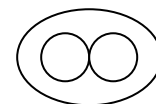
Forsøket med å utsette Joule Thompson effekten fra brønnhode til produksjonsskipet hadde litt effekt, men ikke stor nok effekt at det kan brukes alene. Effekten kan brukes til å korte inn tiden det tar for å varme opp rørledning og riser dersom rørledning og stigerør er trykksatt. Som regel etter en lenger nedstengning er rørledning og stigerør avblødd og da vil Joule Thompson effekten ha en forsterkning på hydratdannelse. Feilprosent var stor ved å bruke tommelfinger regelen og Joule Thompson diagrammet for Skarv A sitt tilfelle.

Ved oppvarming av rørledning må en vente til temperaturen er kommet over hydratiseringstemperaturen. Dette vil forsinke hele oppstarten, og er dermed ingen god løsning. Dette gjelder både for direkt elektrisk varming og ved sirkulasjon av varm olje.

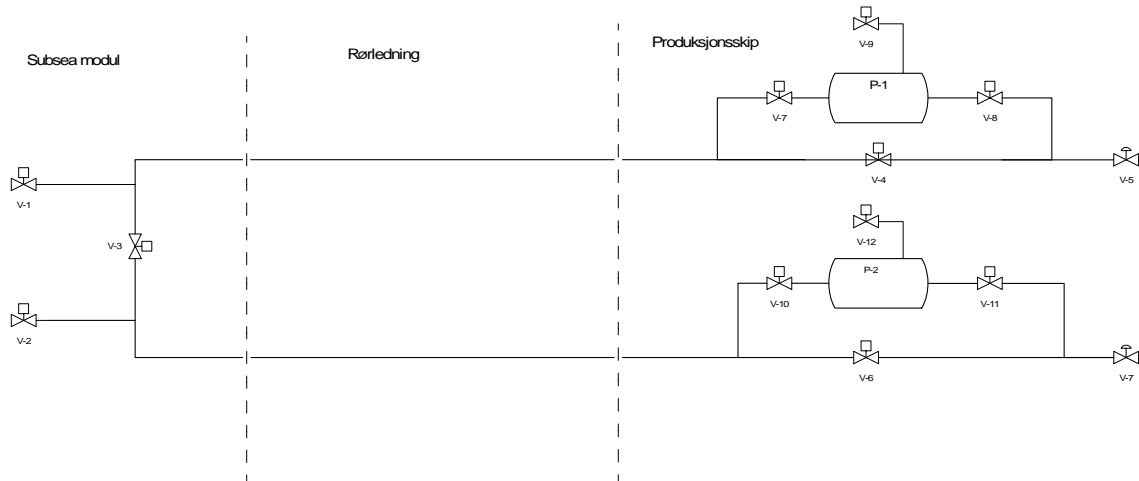
### **5.1 Forslag for besparelse av metanol**

Tanken bak forslaget er å benytte seg av varmen fra brønnstrømmen. I vanlig driftssituasjon er det ene produksjonsrøret fylt med tørr gass(eksport gass) eller stabilisert olje, mens det produseres i det andre. Etter en nedstengning har en dermed et løp klart for produksjon og slipper å dumpe metanol i stigerør. Ved en nedstengning med varighet kortere enn 4 timer (fig.12) er ikke temperaturen kommet ned i hydratområdet og en trenger ikke å skifte produksjonsrørledning.

Men ved oppstart etter en nedstengning med varighet lengre enn 4 timer er det fare for hydrater. For å starte opp produksjonen med minst mulig bruk av metanol flytter en produksjonen til den rørledningen som er fylt med tørr gass. Brønnstrømmen vil nå varme opp den andre rørledningen, siden produksjonsrørene ligger i en felles bundle som vist i figur til høyre. Etter at rørledningen er blitt varmet opp kjøres en pig med tørr gass bakom for å klargjøre dette røret til neste nedstegning.



Metanol behovet som en trenger ved installasjonen er da kun det som skal injiseres i brønnen, og at en har metanol tilgjengelig for dumping i riser ved en eventuell nedstengning til en får fylt det andre røret med tørr gass. Skissen nedenfor viser flyt tegning over prosessen.



**Figur 27 : Oversikt prosess**

Antatte besparelser for Skarv A vil med dette forslaget være redusert metanol forbruk, reduserte leggekostnader og reduserte miljøavgifter. En kan også med dette forslaget starte opp produksjonen tidligere etter en nedstengning uten å ta hensyn til temperaturen i stigerøret og rørledningen. På Skarv A er det 2 stigerør hvor det er planlagt dumpet 20 m<sup>3</sup> i hvert stigerør ved nedstengning. Forventet antall nedstengninger pr. år på Skarv A er 10 stk på 25 år (2stk første år, deretter hver 3.år) men erfaringer fra tilsvarende installasjoner (Åsgard ) viser at det er oftere nedstengninger en dette, spesielt i en oppstartsfase.



---

## 6 Konklusjon

Denne studien konkluderer med at den beste løsningen for hydrathindring for Skarv A er å bruke metanol. For å redusere kostnadene ved utbygging og drift anbefales det at BP jobber videre med forslaget som er presentert i kapittel 5.1. Dette forslaget går ut på å benytte eksportgass eller stabilisert olje, og ha begge produksjonsrørene i samme bundle. Under normal drift produseres det i det ene produksjonsrøret, mens det er lagret eksportgass eller stabilisert olje i det andre produksjonsrøret. Etter en nedstengning med varighet lengre enn 4 timer flyttes produksjonen til det andre røret. Det vil da ikke være noe fritt vann i det røret der det produseres, før den varme brønnstrømmen kommer. Dersom det er dannet hydrater i det røret en produserte i før nedstengningen vil disse tine av varmen fra det produserende røret.

---

## 7 Kilde-/referanseliste

### 7.1 Litteratur

- /1/ BP Norge. Konsekvensutredning Skarv og Idun ( Juli 2006)
- /2/ Guo Ghalambor, Natural gas engineering handbook
- /3/ SPE Production & Facilities August 2002, Application of Low-Dosage Hydrate
- /4/ GPSA
- /5/ Asheim og Hvidsten. Plattformens hovedkomponenter
- /6/ Campbell Petroleum Gas conditioning and processing
- /7/ Donald L.Katz, Robert L.Lee Natural gas engineering
- /8/ Sigurd Skogestad Prosessteknikk
- /9/ Richard M.Felder & Ronald W. Rousseau, Elementary principles of chemical processes
- /10/ Harald Asheim, Petroleumsproduksjon og prosessering på plattformen

### 7.2 Internett

- /11/ [www.sft.no/artikkel\\_34746.aspx](http://www.sft.no/artikkel_34746.aspx)
- /12/ [www.logstor.com](http://www.logstor.com)
- /13/ <http://www.twisterbv.com/>
- /14/ Sintef NTNU  
<http://www.ntnu.no/gemini/1998-04/13.html>
- /15/ Det store Norske leksikon  
<http://www.snl.no/article.html?id=617394&search=Joule%20Thomson>
- /16/ Understand All  
<http://www.understandall.net/perspektiv/pu/pu2002/Pu02va10.htm>
- /17/ Statoils hjemmeside  
[www.statoil.com](http://www.statoil.com)
- /18/ Årsrapport 2005  
<http://www.olf.no/miljo/miljorapporter/?32631.pdf>
- /19/ Hydro hjemmeside  
[http://www.hydro.com/no/our\\_business/oil\\_energy/new\\_projects/ormen\\_lange/index.html](http://www.hydro.com/no/our_business/oil_energy/new_projects/ormen_lange/index.html)
- /20/ Natural Gas Hydrat AS  
<http://www.ntnu.no/pm/06.99/hydrat.html>



---

/21/ <http://www.ipt.ntnu.no/%7Ejsg/undervisning/prosessering/materialer/Note5-TemperaturRoerledningerNedstengt.pdf>

### **7.3 Bedrifter / Personer**

/22/ Aker Kværner E & T	Anne Hærdig	<a href="mailto:anne.hardig@akerkvaerner.com">anne.hardig@akerkvaerner.com</a>
/23/ Clariant	Eugenia Marinou	<a href="mailto:eugenia.marinou@bp.com">eugenia.marinou@bp.com</a>
/24/ Twisterbv	Hugh Epsom	<a href="mailto:hugh.epsom@twisterbv.com">hugh.epsom@twisterbv.com</a>
/25/ HSH	Asbjørn Lie	
/26/ Statoil (snøhvit)	Per Morten Berg	<a href="mailto:pberg@statoil.com">pberg@statoil.com</a>

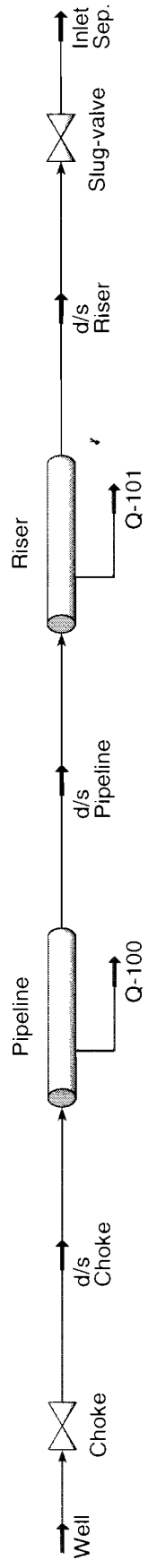
### **7.4 Dokumenter**

- /27/ SKA-BP-Z-0005, Skarv & Idun development, SOR.Statement of requirement
- /28/ Skarv Idun plan for development and operation ( PDO)
- /29/ SKA-AK-P-RA-1009, Main process systems-functional requirements report
- /30/ 2055-0000-AKET-P-0009, Skarv FPSO Concept Study, Flow Assurance Report
- /31/ AspenHYSYS operation guide

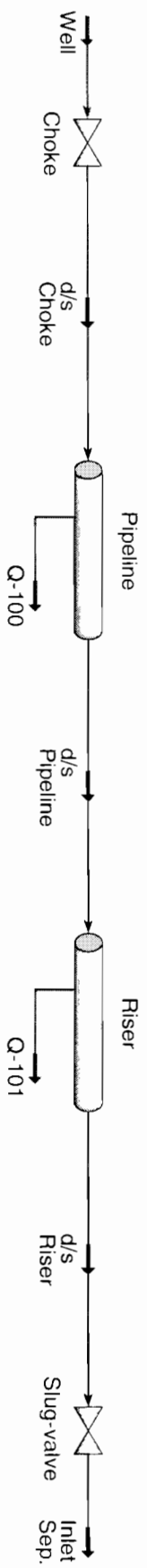


## 8 Vedleggsliste

1. Hysys simulering
2. Hysys simulering
3. Hysys simulering
4. Hysys simulering
5. Hysys simulering
6. Hysys simulering
7. Hysys simulering
8. Hysys simulering
9. Hysys simulering
10. Hysys simulering
11. Hysys simulering
12. Hysys simulering
13. Hysys simulering
14. Hysys simulering
15. Hysys simulering
16. Hysys simulering
17. Kurve metanol fordampning
18. Data ark metanol
19. Data ark monoetylglykol



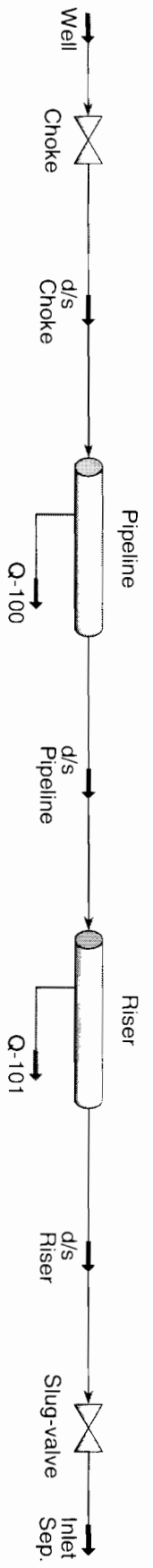
	Streams						
	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9120	0,9175	0,9174		
Temperature	C	118,0	6,092	7,773	5,780		
Pressure	bar_g	263,0	92,99	94,14	84,46	78,99	
Molar Flow	kgmole/h	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	
Mass Flow	kg/h	5250	5250	5250	5250	5250	
Std Ideal Liq Vol Flow	m3/h	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	
Heat Flow	kJ/h	-2,035e+007	-2,035e+007	-2,172e+007	-2,163e+007	-2,163e+007	1,366e+006
Molar Enthalpy	kJ/kgmole	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,443e+004	-9,406e+004	-9,406e+004	-1,018e+005



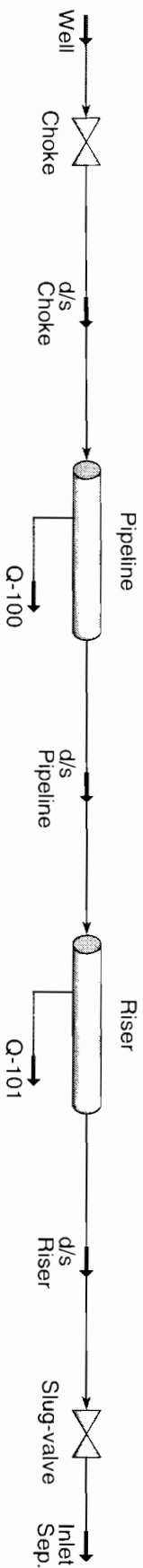
Streams

	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9258	0,9201	0,9201		
Temperature C	118,0	94,14	18,56	10,43	8,149		
Pressure bar_g	263,0	92,99	93,93	85,32	78,99		
Molar Flow kgmole/h	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0		
Mass Flow kg/h	1,050e+004	1,050e+004	1,050e+004	1,050e+004	1,050e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow m3/h	28,09	28,09	28,09	28,09	28,09		
Heat Flow KJ/h	-4,071e+007	-4,071e+007	-4,302e+007	-4,319e+007	-4,319e+007	2,318e+006	1,347e+005
Molar Enthalpy KJ/kgmole	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,352e+004	-9,390e+004	-9,390e+004		

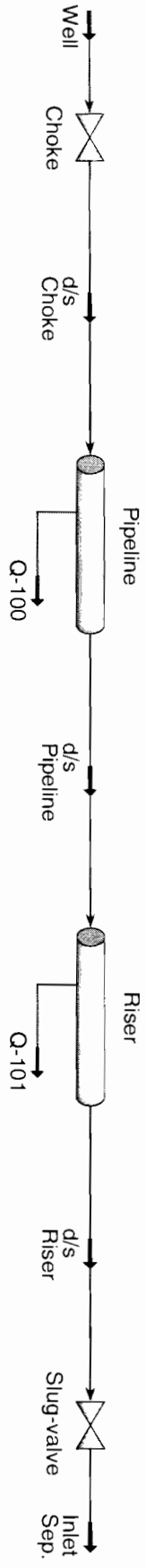




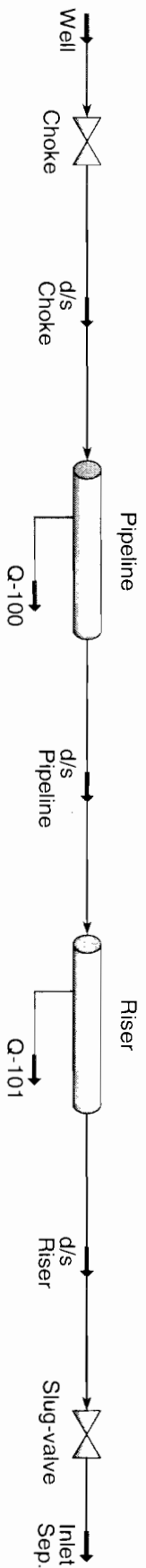
	Streams					
	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9362	0,9267	0,9268	
Temperature	118,0	94,14	30,54	17,02	14,59	
Pressure	263,0	92,99	93,79	85,99	78,99	
Molar Flow	690,0	690,0	690,0	690,0	690,0	
Mass Flow	1,575e+004	1,575e+004	1,575e+004	1,575e+004	1,575e+004	
Std Ideal Liq Vol Flow	42,14	42,14	42,14	42,14	42,14	
Heat Flow	-6,106e+007	-6,106e+007	-6,396e+007	-6,448e+007	-6,448e+007	2,904e+006
Molar Enthalpy	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,269e+004	-9,345e+004	-9,345e+004	4,679e+005



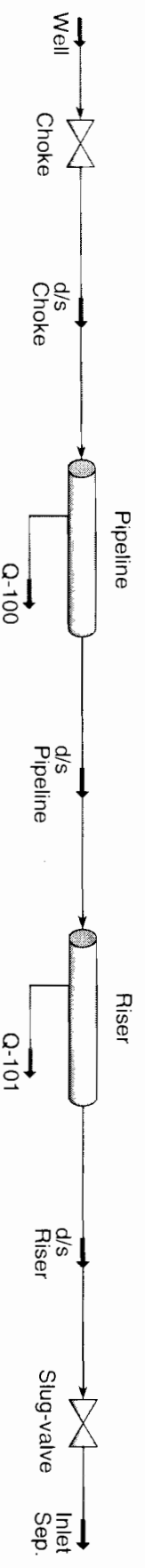
	Streams						
	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9431	0,9329	0,9332		
Temperature	118,0	94,14	39,88	24,10	21,60		
Pressure	263,0	92,99	93,67	86,45	78,99		
Molar Flow	919,0	919,0	919,0	919,0	919,0		
Mass Flow	2,098e+004	2,098e+004	2,098e+004	2,098e+004	2,098e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow	56,12	56,12	56,12	56,12	56,12		
Heat Flow	-8,133e+007	-8,133e+007	-8,460e+007	-8,545e+007	-8,545e+007	3,286e+006	7,684e+005
Molar Enthalpy	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,206e+004	-9,298e+004	-9,298e+004		



	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9479	0,9380	0,9383		
Temperature C	118,0	94,14	47,10	30,58	28,06		
Pressure bar_g	263,0	92,99	93,55	86,76	78,99		
Molar Flow kgmole/h	1149	1149	1149	1149	1149		
Mass Flow kg/h	2,622e+004	2,622e+004	2,622e+004	2,622e+004	2,622e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow m3/h	70,17	70,17	70,17	70,17	70,17		
Heat Flow kJ/h	-1,017e+008	-1,017e+008	-1,052e+008	-1,063e+008	-1,063e+008	3,555e+006	1,021e+006
Molar Enthalpy kJ/kgmole	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,158e+004	-9,255e+004	-9,255e+004		

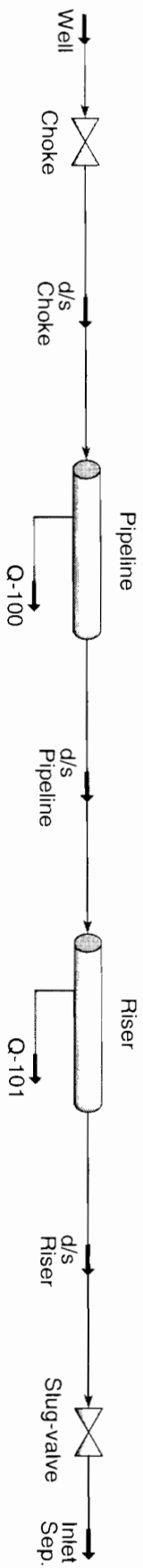


	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9513	0,9420	0,9424		
Temperature C	118,0	94,14	52,73	36,21	33,69		
Pressure bar_g	263,0	92,99	93,47	87,00	78,99		
Molar Flow kgmole/h	1379	1379	1379	1379	1379		
Mass Flow kg/h	3,147e+004	3,147e+004	3,147e+004	3,147e+004	3,147e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow m3/h	84,21	84,21	84,21	84,21	84,21		
Heat Flow kJ/h	-1,220e+008	-1,220e+008	-1,258e+008	-1,271e+008	-1,271e+008	3,752e+006	1,228e+006
Molar Enthalpy kJ/kgmole	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,121e+004	-9,218e+004	-9,218e+004		

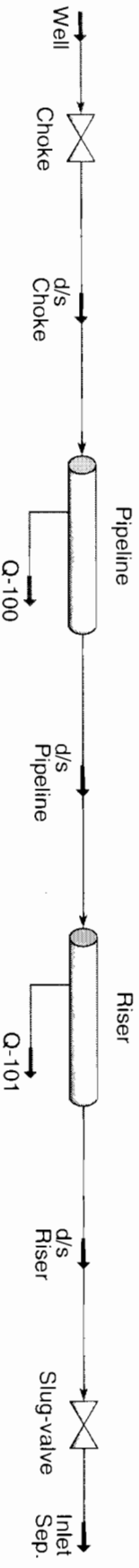


Streams

	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9539	0,9453	0,9456		
Temperature	118,0	94,14	57,19	41,02	38,54		
Pressure	263,0	92,99	93,30	87,07	78,99		
Molar Flow	1609	1609	1609	1609	1609		
Mass Flow	3,672e+004	3,672e+004	3,672e+004	3,672e+004	3,672e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow	98,26	98,26	98,26	98,26	98,26		
Heat Flow	-1,424e+008	-1,424e+008	-1,463e+008	-1,478e+008	-1,478e+008	3,902e+006	1,399e+006
Molar Enthalpy	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,091e+004	-9,186e+004	-9,186e+004		

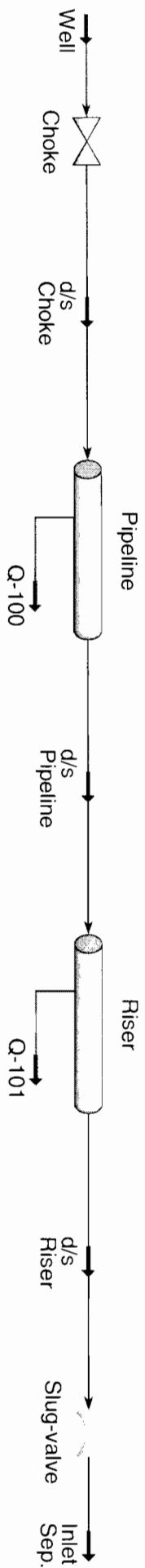


	Streams						
	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9559	0,9479	0,9482		
Temperature	118,0	94,14	60,78	45,13	42,71		
Pressure	263,0	92,99	93,09	87,06	78,99		
Molar Flow	1839	1839	1839	1839	1839		
Mass Flow	4,197e+004	4,197e+004	4,197e+004	4,197e+004	4,197e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow	112,3	112,3	112,3	112,3	112,3		
Heat Flow	-1,627e+008	-1,627e+008	-1,667e+008	-1,684e+008	-1,684e+008	4,020e+006	1,541e+006
Molar Enthalpy	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,067e+004	-9,159e+004	-9,159e+004		



Streams

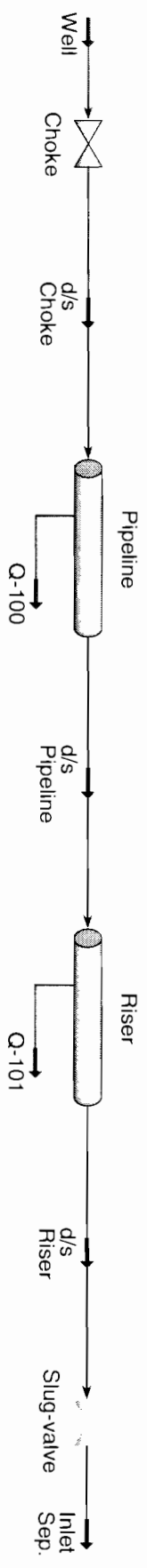
	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9575	0,9500	0,9503		
Temperature	118,0	94,14	63,74	48,66	46,31		
Pressure	263,0	92,99	92,83	86,97	78,99		
Molar Flow	2069	2069	2069	2069	2069		
Mass Flow	4,722e+004	4,722e+004	4,722e+004	4,722e+004	4,722e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow	126,4	126,4	126,4	126,4	126,4		
Heat Flow	-1,831e+008	-1,831e+008	-1,872e+008	-1,890e+008	-1,890e+008	4,114e+006	1,661e+006
Molar Enthalpy	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,047e+004	-9,136e+004	-9,136e+004		



Streams

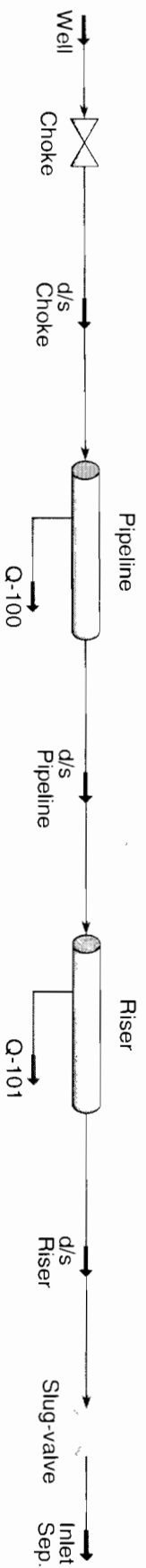
	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9588	0,9528	0,9524		
Temperature C	118,0	94,14	66,20	47,69	49,93		
Pressure bar_g	263,0	92,99	92,55	71,67	78,99		
Molar Flow kgmole/h	2299	2299	2299	2299	2299		
Mass Flow kg/h	5,247e+004	5,247e+004	5,247e+004	5,247e+004	5,247e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow m3/h	140,4	140,4	140,4	140,4	140,4		
Heat Flow kJ/h	-2,035e+008	-2,035e+008	-2,076e+008	-2,095e+008	-2,095e+008	4,192e+006	1,689e+006
Molar Enthalpy kJ/kgmole	-8,850e+004	-8,850e+004	-9,031e+004	-9,112e+004	-9,112e+004		





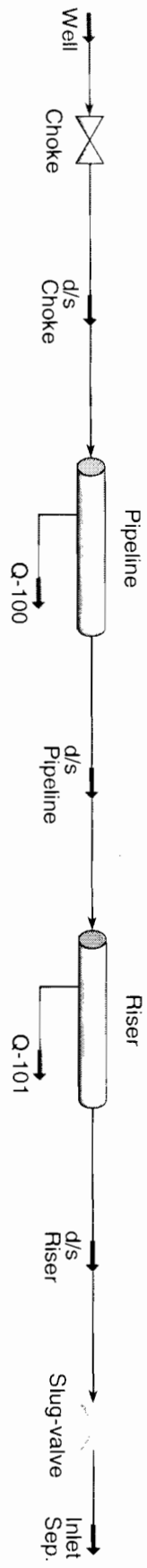
Streams

	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9629	0,9583	0,9580		
Temperature	118,0	94,14	74,07	58,57	60,55		
Pressure	263,0	92,99	91,03	72,12	78,99		
Molar Flow	3448	3448	3448	3448	3448		
Mass Flow	7,870e+004	7,870e+004	7,870e+004	7,870e+004	7,870e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6		
Heat Flow	-3,051e+008	-3,051e+008	-3,095e+008	-3,118e+008	-3,118e+008	4,433e+006	2,034e+006
Molar Enthalpy	-8,850e+004	-8,850e+004	-8,977e+004	-9,044e+004	-9,044e+004		

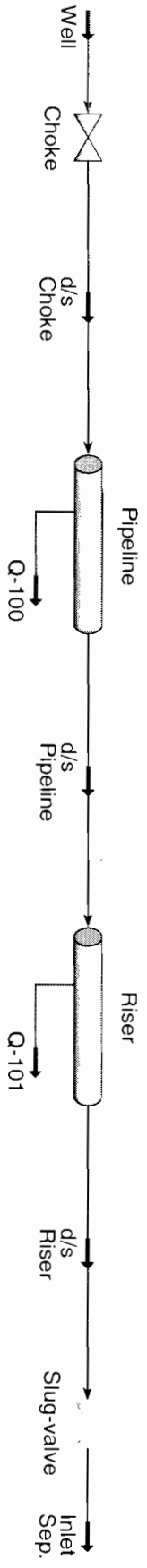


Streams

	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9650	0,9614	0,9610		
Temperature	C 118,0	94,14	78,09	64,62	66,84		
Pressure	bar_g 263,0	92,99	88,85	71,08	78,99		
Molar Flow	kgmole/h 4597	4597	4597	4597	4597		
Mass Flow	kg/h 1,049e+005	1,049e+005	1,049e+005	1,049e+005	1,049e+005		
Std Ideal Liq Vol Flow	m3/h 280,7	280,7	280,7	280,7	280,7		
Heat Flow	KJ/h -4,068e+008	-4,068e+008	-4,113e+008	-4,139e+008	-4,139e+008	4,553e+006	2,218e+006
Molar Enthalpy	KJ/kgmole -8,850e+004	-8,850e+004	-8,948e+004	-9,004e+004	-9,004e+004		

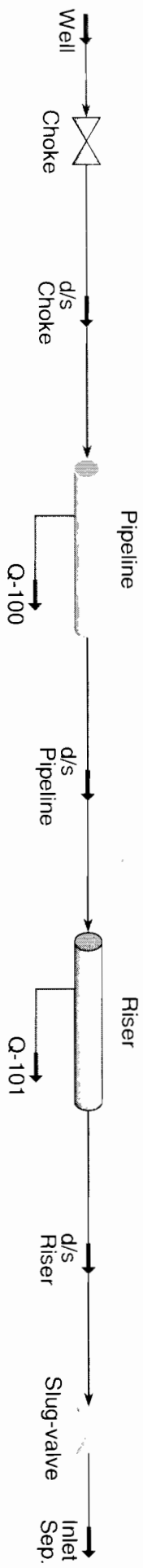


	Streams						
	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9663	0,9634	0,9630		
Temperature	C	118,0	94,14	80,27	68,19	70,98	
Pressure	bar_g	263,0	92,99	85,93	68,93	78,99	
Molar Flow	kgmole/h	5746	5746	5746	5746	5746	
Mass Flow	kg/h	1,311e+005	1,311e+005	1,311e+005	1,311e+005	1,311e+005	
Std Ideal Liq Vol Flow	m3/h	350,9	350,9	350,9	350,9	350,9	
Heat Flow	KJ/h	-5,085e+008	-5,085e+008	-5,131e+008	-5,158e+008	-5,158e+008	
Molar Enthalpy	KJ/kgmole	-8,850e+004	-8,850e+004	-8,929e+004	-8,977e+004	-8,977e+004	
						4,617e+006	
							2,323e+006



Streams

	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9672	0,9647	0,9643		
Temperature C	118,0	94,14	81,31	70,99	73,90		
Pressure bar_g	263,0	92,99	82,05	68,38	78,99		
Molar Flow kgmole/h	6896	6896	6896	6896	6896		
Mass Flow kg/h	1,574e+005	1,574e+005	1,574e+005	1,574e+005	1,574e+005		
Std Ideal Liq Vol Flow m3/h	421,1	421,1	421,1	421,1	421,1		
Heat Flow kJ/h	-6,103e+008	-6,103e+008	-6,148e+008	-6,178e+008	-6,178e+008	4,650e+006	2,391e+006
Molar Enthalpy kJ/kgmole	-8,850e+004	-8,850e+004	-8,916e+004	-8,959e+004	-8,959e+004		



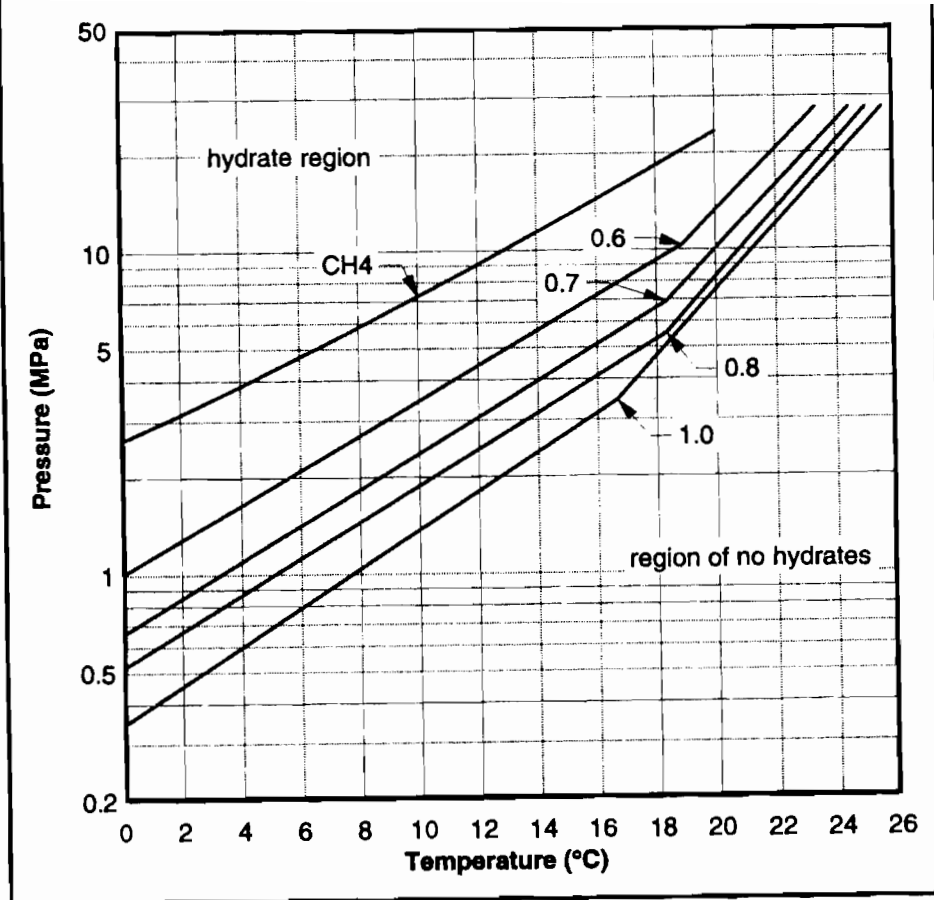
Streams

	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716	0,9703	0,9696	0,9672		
Temperature C	118,0	94,14	77,39	69,87	80,48		
Pressure bar_g	263,0	92,99	52,12	42,86	78,99		
Molar Flow kgmole/h	1,149e+004	1,149e+004	1,149e+004	1,149e+004	1,149e+004		
Mass Flow kg/h	2,623e+005	2,623e+005	2,623e+005	2,623e+005	2,623e+005		
Std Ideal Liq Vol Flow m3/h	701,8	701,8	701,8	701,8	701,8		
Heat Flow kJ/h	-1,017e+009	-1,017e+009	-1,021e+009	-1,025e+009	-1,025e+009	4,585e+006	2,304e+006
Molar Enthalpy kJ/kgmole	-8,850e+004	-8,850e+004	-8,888e+004	-8,916e+004	-8,916e+004		

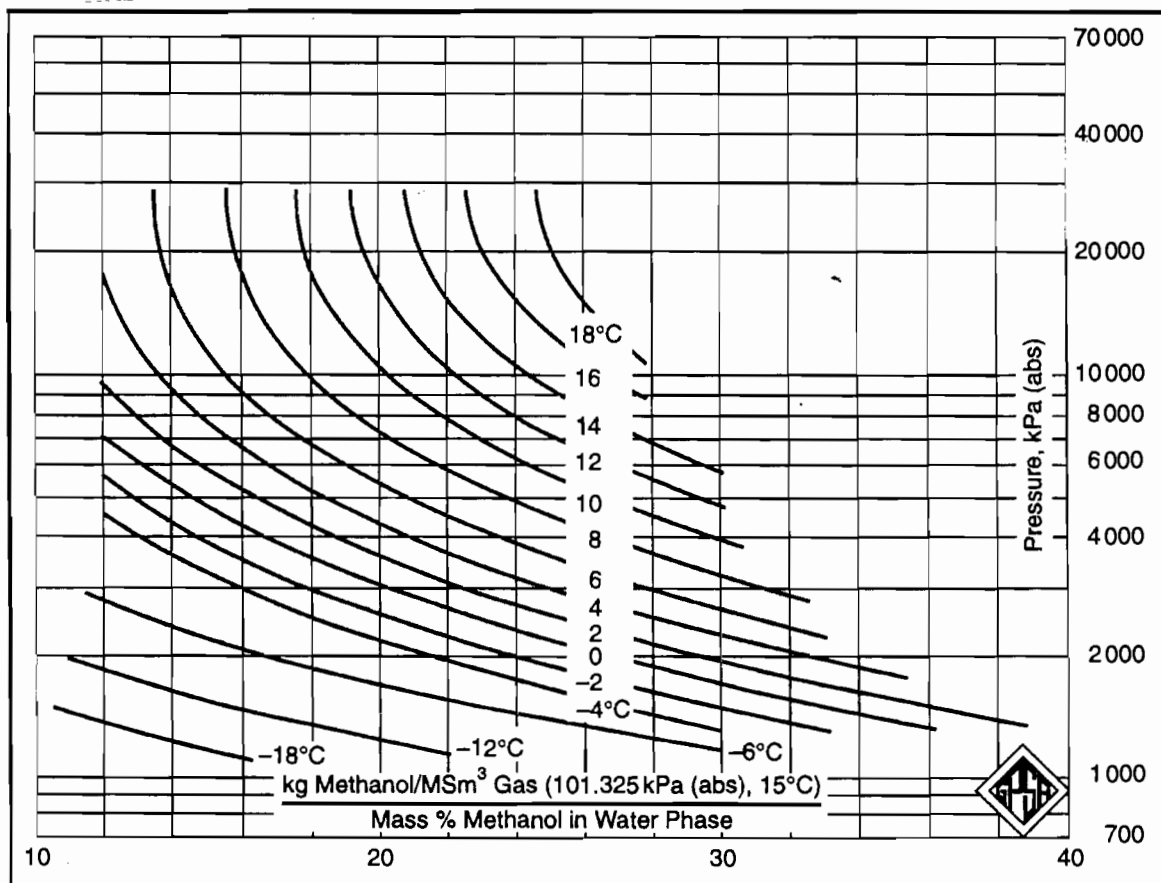


Streams

	Well	d/s Choke	d/s Pipeline	d/s Riser	Inlet Sep.	Q-100	Q-101
Vapour Fraction	0,9951	0,9716					
Temperature	C 118,0	94,14					
Pressure	bar_g 263,0	92,99			78,99		
Molar Flow	kgmole/h 2,299e+004	2,299e+004	2,299e+004	2,299e+004	2,299e+004		
Mass Flow	kg/h 5,246e+005	5,246e+005	5,246e+005	5,246e+005	5,246e+005		
Std Ideal Liq Vol Flow	m3/h 1404	1404	1404	1404	1404		
Heat Flow	kJ/h -2,034e+009	-2,034e+009					
Molar Enthalpy	kJ/kgmole -8,850e+004	-8,850e+004					



**Figure 3-1. Hydrate locus for sweet natural gas using the gas gravity method (SI Units)**



**Figure 5-12. The ratio of methanol vapor to the methanol in the aqueous liquid as a function of pressure and temperature in SI Units. Reprinted**

# HMS-DATABLAD

## METANOL

### 1. IDENTIFIKASJON AV KJEMIKALIET OG ANSVARLIG FIRMA

Handelsnavn	METANOL
Bruksområde	Løsemiddel.
Leverandør	Clariant Norge AS Clariant Oil Services Postboks 2313 Solheimsviken 5858 Bergen Tel: +47-55 38 31 00 Fax: +47-55 38 31 01
Kontaktperson	Karin Eknes
Nødtelefon	Giftinformasjonen, telefon 22 59 13 00

### 2. STOFFBLANDINGERS SAMMENSETNING OG STOFFENES KLASSIFISERING

Navn	EC-nr.	CAS-nr.	Innhold	Symbol	R-setn.
metanol	200-659-6	67-56-1	99-99 %	T ,F	R-11, 23/24/25, 39/23/24/25

Se seksjon 16 for forklaring av risikosekninger

EC-nr.	212-737-7
CAS nr.	67-56-1

### 3. VIKTIGSTE FAREMOMENTER

HELSEFARE: Giftig ved innånding, hudkontakt og svelging. Giftig; fare for alvorlig varig helseskade ved innånding, hudkontakt og svelging. Symptomer; se seksjon 11.  
BRANNFARE: Meget brannfarlig.  
MILJØFARE: Ikke ansett miljøfarlig iht. gjeldende regelverk.

### 4. FØRSTEHJELPSTILTAK

Generelt	Flytt straks den skadede fra eksponeringskilden. Sørg for ro, varme og frisk luft. Ved bevisstløshet løses tettsittende klær. Plasser vedkommende i stabilt sideleie. Sørg for frie luftveier ved å bøye hodet bakover, munnen renses og eventuelle løse tenner fjernes. Ved pustevansker kan øvet personell bistå pasienten ved å gi oksygen. Ved åndedrettsstans gis kunstig åndedrett. Ved hjertestans, hjertekompresjon.
Innånding	Flytt straks den eksponerte til frisk luft. Til sykehus eller lege.
Svelging	Skyll nese, munn og svelg med vann. Ved svelging gi øyeblikkelig rikelig med vann, eventuelt melk å drikke. Om mulig også aktivt kull (kullsuspensjon). Prøv ikke å gi drikke eller fremkalle brekning hvis vedkommende er bevisstløs. Fremkall ikke brekning. Hvis brekning oppstår holdes hodet så lavt at maveinnholdet ikke kommer ned i lungene. Skaff øyeblikkelig legehjelp eller transport til sykehus.
Hud	Vask straks forurenset hud med såpe og vann. Fjern øyeblikkelig gjennomfuktete klær og fortsett å vaske. Kontakt lege hvis irritasjonen vedvarer.
Øyne	Skyll straks øyet med mye vann mens øyelokket løftes. Påse at eventuelle kontaktlinser er fjernet fra øyet før skylling. Fortsett å skylle i minst 15 minutter mens lege kontaktes.

### 5. TILTAK VED BRANNSLUKNING



<b>Brannslukningsmidler</b>	Brann kan slukkes med; Skum, Karbondioksid (CO <sub>2</sub> ), Pulver, Bruk ikke vann, unntatt som vanntåke.
<b>Brannbekjempelse</b>	Flytt beholdere fra brannstedet hvis det er mulig uten risiko. Flammeutsatte beholdere kjøles med vann inntil alle brannsteder er slukket. Vannduşj kan brukes for å spyle bort spill fra utsatt område og for å fortynne spill til ikke-brannfarlig blanding.
<b>Karakteristiske farer</b>	Damper er tyngre enn luft og kan bre seg langs bakken til tennkilder. Fare for dampeksplasjon og giftpredning innendørs, utendørs og i kloakk.
<b>Forbrenningsprodukter</b>	Ved brann eller høy temperatur dannes: Karbonmonoksid (CO), Karbondioksid (CO <sub>2</sub> ),
<b>Vernetiltak ved brann</b>	Brannpersonell som utsettes for forbrenningsgasser/spaltningsprodukter, skal ha lufttilført åndedrettsvern.

## 6. TILTAK VED UTILSIKTET UTSLIPP

<b>Personbeskyttelse</b>	Benytt nødvendig verneutstyr - se seksjon 8. Sørg for god ventilasjon. Unngå hud- og øyekontakt. Unngå innånding av damp.
<b>Miljøbeskyttelse</b>	Forhindre utslipp til avløpssystem, vann eller jord.
<b>Opprenskningsmetoder</b>	Slukk alle tennkilder. Unngå gnister, flammer, røyking og varme. Ventilert godt. Absorber i vulkanaske, jord, sand, tørr jord, kiselgur, mineralullsmatter eller annet passende materiale. Samles i tette beholdere. Spyl rent med vann. Oppsamlet materiale leveres i lukkede og merkede beholdere til godkjent fylling eller mottaksstasjon.

## 7. HÅNDTERING OG OPPBEVARING

<b>Forholdsregler ved bruk</b>	Unngå søl, hud- og øyekontakt. Unngå oppvarming, gnist og åpen ild. Statisk elektrisitet og gnistdannelse skal forhindres. Bruk eksplosjonssikret elektroutstyr. Alt arbeide skal foregå i avtrekkskap. Ventiler godt. Unngå innånding av damper. Bruk godkjent åndedrettsvern dersom luftforurensningen er over akseptabelt nivå. Unngå innånding av aerosoltåke. Unngå innånding av damper. Øyedusj bør finnes på arbeidsplassen.
<b>Forholdsregler ved lagring</b>	Oppbevares på kjølig, tørt og ventilert lager og i lukkede beholdere. Holdes unna varme, gnist og åpen ild. Kan angripe enkelte plaststoffer, gummi og overtrekksmaling. Oppbevares adskilt fra oksiderende materiale. Oppbevares frostfritt i lukket originalemballasje.
<b>Lagringskategori</b>	Lagres som brannfarlig væske.

## 8. EKSPONERINGSKONTROLL OG PERSONLIG VERNEUTSTYR

Navn	CAS nr.	Referanse	Gj.snitt 8t.eksp.	Takverdi	Dato
metanol	67-56-1	AN.	130 mg/m <sup>3</sup> ,H		

**Ingredienskommentar** AN = Norske administrative normer for forurensning i arbeidsatmosfære (Arbeidstilsynets best.nr. 361). 2003

**Verneutstyr**



<b>Prosessforhold</b>	Bruk prosess-kontroll for ikke å overskride 'Administrative normer for forurensning i arbeidsatmosfære'. Etabler stasjon for øyeskylling nær arbeidssted. Konsentrasjonen av luftforurensningene skal holdes så langt under de angitte normene som mulig. Unødig påvirkning skal unngås og forholdene skal være forsvarlige.
<b>Ventilasjon</b>	Sørg for tilstrekkelig generell og lokal avtrekksventilasjon.
<b>Åndedrettsvern</b>	Ved utilstrekkelig ventilasjon må det brukes egnet åndedrettsvern. Gassfilter A (organiske stoffer, brunt). Helmaske med kombinasjonsfilter BRUN A og Partikkelfilter mot meget giftig stoff. For valg av filterklasser, se alltid produsentens anvisning for stoff og filtre. Ved arbeid i trange eller dårlig ventilerte rom må det brukes

	åndedrettsvern med lufttilførsel (eventuelt friskluftmaske).
Håndvern	Bruk vernehansker av: Butylgummi. Eten-vinylalkohol (EVOH). Laminatplast (PVDC). Vitongummi (fluorgummi). PTFE (teflon). Gjennomtrengningstid > 8 timer
Øyevern	Bruk godkjente vernebriller eller ansiktsskjerm.
Verneklær	Bruk verneklær for beskyttelse mot enhver mulig kontakt med væske og mot gjentatt eller langvarig kontakt med damper.
Hygieniske rutiner	Vask straks hud som er blitt våt eller tilsølt. Ta straks av alle klær som er blitt våte eller tilsølt. Vask huden ved slutten av hvert skift og før spising, røyking og bruk av toalett. Bruk hudkrem for å motvirke uttørring av huden.

## 9. FYSISKE OG KJEMISKE EGENSKAPER

Form/konsistens	Væske.		
Farge	Fargeløs.		
Lukt	Karakteristisk. Alkohol.		
Løselighetsbeskrivelse	Oppløselig i vann. Blandbar med: Etanol, Eter, Benzen, Organiske løsemidler (de fleste),		
Kokepunkt (°C, intervall)	65	Trykk:	760mmHg
Smelte/frysepunkt (°C, intervall)	- 94		
Tetthet (g/ml)	0,7961 15C - 0,7637	Temperatur (°C):	
	50C		
Relativ dampetthet (luft=1)	1.11		
Damptrykk	97	Temperatur (°C):	20
Rel. fordampningshastighet	5,90	Referanse:	
Viskositet (intervall)	0,59 cP	Temperatur (°C):	20
Flammepunkt (°C)	10	Metode:	CC-Lukket kopp.
Selvantennelsestemp. (°C)	455		
Ekspløsjongrense (%)	5,5 - 44		

## 10. STABILITET OG REAKTIVITET

Stabilitet	Normalt stabil. Unngå: Varme, gnister, flamme.
Risikoforhold	Unngå kontakt med: Vann. Reduserende stoffer. Oksiderende stoffer. Syreklorider. Syreanhydrider. Alkalimetaller.
Spaltningsprodukter	Ved brann eller høy temperatur dannes: Karbondioksid (CO <sub>2</sub> ), Karbonmonoksid (CO).

## 11. OPPLYSNINGER OM HELSEFARE

Toksisk dose, LD 50	5628 mg/kg (oral-rotte)
Toksisk dose, LD 50 hud	15800 mg/kg (hud kanin)
Toksisk kons., LC 50	85,1 mg/l/4t (inh-rotte)
Helsefare generelt	Eksposering for løsemidler kan forårsake kvalme, hodepine og svimmelhet. Gjentatt, sterk eksponering eller jevnlig ekponering over lang tid for løsemidler, kan gi skader av varig karakter.
Helsefareinformasjon	HELSEFARE GENERELT. Produktet er giftig ved innånding, hudkontakt og svelging. På grunn av metanolinnholdet i produktet, er det fare for alvorlig varig helseskade både ved innånding, hudkontakt og svelging. Gjentatte kraftige eksponeringer eller jevnlig eksponering over lang tid for løsemidler, kan påvirke sentralnervesystemet og gi skader av varig karakter (løsemiddelskade). INNÅNDING. Løsemiddeldampene er skadelige og gir hodepine, kvalme og beruselse. HUDKONTAKT. Giftig ved hudopptak. Irriterende. Alvorlig irriterende ved langvarig eller gjentatt påvirkning. ØYEKONTAKT.

	Irriterende. Sprut eller høye dampkonsentrasjoner kan skade. SVELGING. Farlig ved svelging. Kan gi magesmerter eller brekninger. Kan gi alvorlig indre skade. Kan medføre bevisløshet, blindhet, evt. død.
Opptaksvei	Innånding. Hudabsorpsjon. Svelging.
Medisinsk informasjon	Brekning/ventrikkelskylling kun etter intubering pga. aspirasjonsfare. Symptomatisk behandling. Generell helsekontroll. Nærmere opplysninger: GIFTINFORMASJONSSENTRALEN, telefon 22 59 13 00.
INGREDIENS:	<b>metanol</b>
Toksisk dose, LD 50	5628 mg/kg (oral-rotte)
Toksisk kons., LC 50	64000 ppm/4t (inh-rotte)

## 12. MILJØOPPLYSNINGER

Økotoksisitet	Data om mulige miljøeffekter er ikke funnet. LC50 > 100 mg/l Fisk (Goldorfe)
Mobilitet	Oppløselig i vann.
Bioakkumulasjonspotensial	Ingen bioakkumulering forventet.
Persistens og nedbrytbarhet	Kjemikaliet er lett nedbrytbar. Produktet nedbrytes raskt og er bionedbrytbar i henhold til OECD-retningslinjer.
INGREDIENS:	<b>metanol</b>
LC50, 96 t, Fisk, mg/l	>10000 (L.idus)

## 13. FJERNING AV KJEMIKALTEAVFALL

Behandlingsmetoder	Avfall skal disponeres på en forsvarlig måte og leveres til godkjent behandlings- eller mottaksstasjon. Bekreft avfallsdisponering med kommuneingeniør/miljøsjef/SFT og lokale forskrifter.
Avfallskode	EAK-kode 07 01 04 Andre organiske løsemidler, vaskevæsker og morluter.
Forurenset emballasje	Følg anvisning for destruering av brukt emballasje.

## 14. OPPLYSNINGER OM TRANSPORT

Generelt	Vær oppmerksom på dispensasjon for små mengder (margnr. 2301a).
Transportfareseddel	

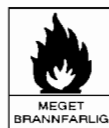


Varenavn, nasj.	METHANOL
VEITRANSPORT (ADR):	
UN-nr.	1230
ADR-klasse	Klasse 3: Brannfarlige væsker. Klasse 6.1: Giftige stoffer.
ADR-emballasjegruppe	II
ADR-farenr.	336 Meget brannfarlig væske, giftig.
JERNBANETRANSPORT (RID):	
RID-klasse	3 + 6.1
RID-emballasjegruppe	IIbn
SJØTRANSPORT (IMDG):	
UN-nr, sjøtransport	1230
IMDG-klasse	3
IMDG-subrisiko	6.1

IMDG-emballasjegruppe	II
EmS-nr.	F-E S-D
Marin forurensning	Nei
<b>FLYTRANSPORT (IATA/ICAO):</b>	
UN-nr. flytransport	1230
IATA/ICAO-klasse	3
Subrisiko	6.1
IATA/ICAO-emballasjegruppe	II

## 15. OPPLYSNINGER OM LOVER OG FORSKRIFTER

### Faresymboler



Inneholder	metanol
Risikosetninger	R-11 Meget brannfarlig. R-23/24/25 Giftig ved innånding, hudkontakt og svelging. R-39/23/24/25 Giftig: fare for alvorlig varig helseskade ved innånding, hudkontakt og svelging.
Sikkerhetssetninger	S-7 Emballasjen skal holdes tett lukket. S-16 Holdes vekk fra antennelseskilder - Røyking forbudt. S-36/37 Bruk egnede verneklær og vernehansker. S-38 Ved utilstrekkelig ventilasjon, må det benyttes egnet åndedrettsvern. S-42 Bruk egnet åndedrettsvern ved utgassing/sprøyting. S-45 Ved uhell eller illebefinnende er omgående legebehandling nødvendig: vis etiketten om mulig. S-210 Bruk trykklufts- eller friskluftsmaske i trange rom.
YL-gruppe	5
YL-tall, m3/l	8500
Referanselister	Forskrifter om klassifisering, merking m.v. av farlige kjemikalier (Statens forurensningstilsyn, Direktoratet for arbeidstilsynet, Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap, Oljedirektoratet, 2002). Norsk stoffliste (Statens forurensningstilsyn, Direktoratet for arbeidstilsynet, Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern, Oljedirektoratet). Administrative normer for forurensning i arbeidsatmosfære (Arbeidstilsynet, best. nr.361). Transport av farlig gods: ADR, RID, IATA, IMDG. Hanskeguiden. Arbeidsmiljøforlaget 2001. Forskrift om gjenvinning og behandling av avfall (avfallsforskriften), 2004.
EC-nr.	212-737-7

## 16. ANDRE OPPLYSNINGER AV BETYDNING FOR HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

Forklaring til R-setninger i seksjon 2	R-11 Meget brannfarlig. R-23/24/25 Giftig ved innånding, hudkontakt og svelging. R-39/23/24/25 Giftig: fare for alvorlig varig helseskade ved innånding, hudkontakt og svelging.
--	---

\* Informasjon som er revidert siden forrige versjon av HMS-databladet

Utarbeidet av	HMS-Logiconsult AS. PB 171 Lilleaker . 0216 Oslo. Informasjonen i HMS-databladet er basert på opplysninger gitt av produsent/importør.
Revisjonsdato	3.2.2005
Revisjonsnr.	2
Databladstatus	28 ATP.

<b>Dato</b>	3.2.2005
<b>Signatur</b>	Fred Jensen
<b>Forbehold om ansvar</b>	Informasjonen utviklet av Clariant Oil Services Norway gjelder kun det spesifikt angitte materiale, og vil ikke være gyldig for slikt materiale benyttet i kombinasjon med annet materiale eller i andre bearbeidede former. Clariant Oil Services Norway har forpliktet seg til å foreta en kvalitetskontroll, og garanterer at informasjonen i dette datablad er i henhold til Clariant Oil Services Norway's beste kunnskap og korrekt og pålitelig fra og med den angitte dato. Det er brukerens eget ansvar å sikre at informasjonen er hensiktsmessig og fullstendig i forhold til brukerens egen særskilte bruk.
<b>Utskriftsdato</b>	2005-02-03

**HMS-Datablad i henhold til 2001/58/EU**  
**Monoetylglykol**

Side 1

Stoffkode: SXR006571  
Versjon : 1 - 1 / NRevisjon: 22.03.2006  
Trykkdato: 26.05.2006**1. Stoff/tilberednings- og firmabetegnelse****Handelsnavn**

Monoetylglykol

**Anvendelse av stoffet / preparatet**Industrisektor: Råstoffer (Basiskjemikalier)  
Anvendelsesområde: Forprodukt**Ansvarlig firma**Clariant Norge AS  
Clariant Oil Services  
Postboks 2313 Solheimsviken  
5858 Bergen  
Telefon-nr. : +47 55\_38 31 00**Nødrep-telefon:** Giftsentralen +47 22 59 13 00**2. Sammensetning/opplysninger om bestanddeler****Kjemisk karakterisering**

1,2-etandiol

**CAS-nummer** 107-21-1  
**INDEX-Nr:** 603-027-00-1  
**EINECS-nummer** 203-473-3**3. Mulige farer**

Farlig ved svelging.

**4. Førstehjelp forholdsregler****Generelle henvisninger**

Tilsølte, våte klær må fjernes straks.

**Etter innånding**

Ved besvær, sørg for legebehandling.

**Etter hudkontakt**

Ved hudkontakt, vask straks med store mengder vann.

**Etter øyekontakt**

Får man stoffet i øynene, skyll straks grundig med store mengder vann og kontakt lege.

**Etter svelging**

Kontakt lege omgående.

**5. Forholdsregler ved brannslukking**

## HMS-Datablad i henhold til 2001/58/EU Monoetylglykol

Side 2

Stoffkode: SXR006571  
Versjon : 1 - 1 / N

Revisjon: 22.03.2006  
Trykkdato: 26.05.2006

### Egnede slukkemidler

spredt vannstråle  
brannslukkingspulver  
kuldiksid  
alkoholbestandig skum

### Spesiell risiko pga. stoffet og dets forbrenningsprodukter

Risikobestemmende røykgass ved brann er: Kullmonoksid ( CO )

### Spesielt verneutstyr ved brannslukning

Bruk omluftuavhengig åndedrettsvern.

## 6. Forholdsregler ved utilsiktet utslipp

### Personrelaterte forsiktighetsforanstaltninger

Bruk egnet personlig verneutrustning.  
Sørg for tilstrekkelig lufting.

### Miljøverntiltak

Må ikke slippes ut i kloakksystem eller vassdrag.

### Metoder for rensing/opptak

Tas opp med væskebindende materiale (f.eks. sand, kiselgur, syrebinder, universalbinder, sagflis).  
Fjernes forskriftsmessig.

## 7. Lagring og håndtering

### Instruks for sikker håndtering

Beholderen åpnes og håndteres forsiktig.  
Sørg for god ventilasjon, eventuelt avsuging ved arbeidsplassen.

### Instruks for brann- og eksplosjonsvern

Ta hensyn til de generelle regler for forebyggende driftsmessig brannvern.

### Samlagringsanvisninger

Må ikke lagres sammen med lut.

## 8. Eksponeringsbegrensning og personlig verneutstyr

### Bestanddelene med arbeidsplassrelaterte, for overvåking

#### ETYLENGLYKOL (STØV)

CAS-nummer 107-21-1

Norge. Administrative normer for forurensing i arbeidsatmosfære

Norge. Eksponerings grenseverdier, data

Revisjon : 1996

Threshold Limit Value (TLV/USA):

Støv

Verdier:

10 mg/m<sup>3</sup>

## HMS-Datablad i henhold til 2001/58/EU Monoetylenglykol

Side 3

Stoffkode: SXR006571  
Versjon : 1 - 1 / N

Revisjon: 22.03.2006  
Trykkdato: 26.05.2006

### 1,2-ETANDIOL (ETYLENGLYKOL (DAMP))

CAS-nummer 107-21-1

Norge. Administrative normer for forurensing i arbeidsatmosfære

Norge. Eksponerings grenseverdier, data

Revisjon : 2001

Hudbetegnelse:

Damp

kan absorberes gjennom huden

### ETYLENGLYKOL (STØV)

CAS-nummer 107-21-1

Norge. Administrative normer for forurensing i arbeidsatmosfære

Norge. Eksponerings grenseverdier, data

Revisjon : 2001

Hudbetegnelse:

Støv

kan absorberes gjennom huden

### 1,2-ETANDIOL (ETYLENGLYKOL (DAMP))

CAS-nummer 107-21-1

Norge. Administrative normer for forurensing i arbeidsatmosfære

Norge. Eksponerings grenseverdier, data

Revisjon : 2001

Maximal grenseverdi (15 min.):

Damp

Verdier:

25 ppm

#### Generelle vernetiltak

Unngå kontakt med øynene og huden.

#### Hygieneforholdsregler

Oppbevares adskilt fra mat-og drikkevarer.

#### Åndedrettsvern

Bruk åndedrettsvern ved utilstrekkelig ventilasjon eller lengere eksponering.

Helmaske etter standard DIN EN 136

Filter A (organiske gasser og damper) etter DIN EN 141

Bruk av filterutstyr forutsetter at omgivelsesatmosfæren

inneholder minst 17 vol.-% oksygen, og at høyst tillatte

gasskonsentrasjon, som regel 0,5 vol.-%, ikke overskrides.

Gjeldende regelverk skal følges, f.eks. EN 136 / 141 / 143 /

371 /372 så vel som nasjonale reguleringer.

#### Vernehansker

For langtidspåvirkning:

Hansker av butylkautsjuk

Minimum gjennombruddstid /hanske 480 min

Minimum tykkelse / hanske: 0,7 mm

For korttidsbelastning (splash protection):

Hansker av nitrilkautsjuk.

Minimum gjennombruddstid /hanske 30 min

Minimum tykkelse / hanske: 0,4 mm



**HMS-Datablad i henhold til 2001/58/EU  
Monoetylglykol**

Side 4

Stoffkode: SXR006571  
Versjon : 1 - 1 / NRevisjon: 22.03.2006  
Trykkdato: 26.05.2006

Slike beskyttelseshansker blir tilbudt av diverse produsenter. Vær oppmerksom på produsentens detaljerte utsagn, spesielt vedrørende minimum tykkelse og minimum gjennombruddstid. Vurder også under hvilke spesielle arbeidsforhold hanskene skal brukes.

Vernebriller

Vernebriller

**9. Fysikalske og kjemiske egenskaper**

<b>Form</b>	flytende
<b>Farge</b>	fargeløs
<b>Lukt</b>	luktfri
<b>Smeltepunkt :</b>	-12 - -11 °C Metode DIN 51583
<b>Koketemperatur :</b>	196 - 199 °C ( 1.013 mbar) Metode DIN 53171
<b>Flammepunkt</b>	ca. 119 °C Metode DIN 51758 (closed cup)
<b>Antenningstemperatur</b>	ca. 410 °C Metode DIN 51794
<b>Brannfremmende egenskaper:</b>	ikke relevant
<b>Selvantennelsestemperatur :</b>	ikke bestemt
<b>Nedre eksplosjonsgrense</b>	3 %(V)
<b>Øvre eksplosjonsgrense</b>	43 %(V) Kilde literature
<b>Fordampningshastighet:</b>	ikke bestemt
<b>Damptrykk</b>	0,1 mbar (20 °C) Metode Beregnet etter Syracuse. 0,053 mbar (20 °C) Kilde literature
<b>Tetthet</b>	ca. 1,11 g/cm <sup>3</sup> (20 °C) Metode DIN 51757
<b>Volumvekt</b>	ikke relevant
<b>Relativ damp tetthet gjeldende luft</b>	ikke bestemt
<b>Løselighet i vann :</b>	(20 °C) blandbar
<b>Løselig i ...</b>	Fett ikke bestemt

**HMS-Datablad i henhold til 2001/58/EU**  
**Monoetylglykol**

Side 5

Stoffkode: SXR006571  
Versjon : 1 - 1 / NRevisjon: 22.03.2006  
Trykkdato: 26.05.2006

<b>pH-verdi</b>	6 - 7,5 (20 °C, 100 g/l) Metode DIN EN 1262
<b>n-oktanol/vann- fordelingskoeffisient :</b>	-1,36
<b>Viskositet (dynamisk) :</b>	ca. 21 mPa.s (20 °C) Metode DIN 51562
<b>Viskositet (kinematisk) :</b>	ikke bestemt
<b>Brenntall</b>	ikke relevant

**10. Stabilitet og reaktivitet**

**Termisk spaltning** > 200 °C  
Metode DSC

**Farlige reaksjoner**  
Reaksjoner med alkalier (lut).

**11. Opplysninger ang. human toksikologi**

<b>Akutt oral toksisitet</b>	LD50 4.000 mg/kg (rotte) Kilde IUCLID
<b>Akutt inhalativ toksisitet</b>	ikke bestemt
<b>Akutt dermal toksisitet</b>	ikke bestemt
<b>Irriterende virkning på huden:</b>	liten irritasjonsvirkning - ikke merkepliktig (kanin) Kilde IUCLID
<b>Irritasjonsvirkning på øye</b>	Liten irritasjonsvirkning - ikke merkepliktig (kaninøye) Kilde IUCLID
<b>Sensibilisering</b>	ikke bestemt
<b>Mutagenitet</b>	Ikke mutagen i Ames-test.
<b>Anmerkning</b>	Damp og tåke fører til irritasjoner/etsninger på øynene og luftveiene. Nyreskader er mulig. Forgiftninger virker på det sentrale nervesystem.

**12. Opplysninger ang. Økotoksikologi**

<b>Biologisk nedbrytbarhet</b>	> 90 % (21 d) godt nedbrytbar Metode modif. storm-test
<b>Fisketoksitet</b>	LC50 > 10 g/l (96 h, Pimephales promelas) Kilde IUCLID

**HMS-Datablad i henhold til 2001/58/EU  
Monoetylglykol**

Side 6

Stoffkode: SXR006571  
Versjon : 1 - 1 / NRevisjon: 22.03.2006  
Trykkdato: 26.05.2006

<b>Dafnitoksisitet</b>	EC50 > 10 g/l (48 h, Daphnia magna) Kilde IUCLID
<b>Algetoksisitet</b>	EC50 > 10 g/l (7 d, Selenastrum capricornutum) Kilde IUCLID
<b>Bakterietoksisitet</b>	EC50 10 g/l (16 h, Pseudomonas putida) Kilde IUCLID
<b>Kjemisk oksygenbehov (CSB)</b>	1.245 mg/g

**Anmerkning**

Ved fagmessig anvendelse ingen forstyrrelser i renseanlegg.

**13. Henvisninger for avfallshåndtering****Produkt**

Tilføres overensstemmende med de lokale myndigheters forskrifter et forbrenningsanlegg for spesialavfall.

**14. Opplysninger ang. transport**

<b>ADR</b>	Ikke farlig gods
<b>ADNR</b>	Ikke farlig gods
<b>RID</b>	Ikke farlig gods
<b>IATA</b>	Ikke farlig gods
<b>IMDG</b>	Ikke farlig gods

**15. Forskrifter****Merking iht. EU-direktiv**Merkepliktig  
EU-merking**Faresymboler**

Xn Helseskadelig

**R-setninger**22 Farlig ved svelging.  
P223 ---**S-setninger**2 Oppbevares utilgjengelig for barn.  
24/25 Unngå kontakt med huden og øynene.**16. Andre opplysninger**

**HMS-Datablad i henhold til 2001/58/EU**  
**Monoetylenglykol**

Side 7

---

Stoffkode: SXR006571  
Versjon : 1 - 1 / N

Revisjon: 22.03.2006  
Trykkdato: 26.05.2006

---

Opplysningene i dette databladet baseres på våre nåværende kunnskap og er ment å beskrive produktet fra et sikkerhetsaspekt. databladet er ikke å betrakte som en kjemisk spesifisering. Det er derfor kundens ansvar å kontrollere at produktet er egnet til kundens spesifikke bruk. Vi tar ingen ansvar for eventuell skade forvoldt ved bruk av denne informasjon. I hvert enkelt tilfelle gjelder våre generelle salgsbetingelser.