

# Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Rapport etter granskning av utslipp av hydrokarboner på brønnramme S på Åsgard A – 10.3.2017	Aktivitetsnummer 001094029
Gradering	
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig
<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig	
Sammendrag	
<p>I forbindelse med planlagt aktivitet på brønn S-4 på havbunnsramme S tilknyttet Åsgard A oppsto det 10.03.2017 en lekkasje. Brønnen var på hendelsestidspunktet frakoplet og blindflens var installert på tilknytningspunkt mot manifold. Lekkasjen oppsto da blindflensen ble fjernet. Isoleringsventil fra rørledning på manifold mot brønn S-4 var ikke stengt og det strømmet gass og kondensat til sjø. Produserende brønner mot rørledning ble stengt og lekkasjen fortsatte inntil trykket i rørledningen ble likt trykket på havbunnen, noe som tok ca. 20 minutter. Utslipet er av Statoil estimert til ca. 31 tonn gass og 1,6 tonn kondensat. Det ble observert gass beskrevet som «yr eller lett regn» på havoverflaten. Ingen personer kom til skade i hendelsen. Den 14.03.2017 besluttet vi å granske hendelsen.</p> <p>Granskningen har identifisert fem avvik relatert til barrierer, risikovurderinger, grensesnitt, kravdokumenter og kjennskap til styrende dokumentasjon. I tillegg er det identifisert et forbedringspunkt relatert til oppfølging.</p>	
Involverte	
Hovedgruppe T-1	Godkjent av / dato Kjell M Auflem / 1.9.2017
Deltakere i granskingsgruppen Eirik Duesten, Siv A. Eeg, Jorun Bjørvik og Johnny Gundersen	Granskingsleder Johnny Gundersen

## Innhold

<b>1</b>	<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>INNLEDNING</b> .....	<b>6</b>
2.1	GRANSKNINGSGRUPPENS SAMMENSETNING:.....	6
2.2	MANDATET FOR GRANSKINGEN: .....	6
2.3	BEGREPSFORKLARING .....	7
2.3.1	<i>Forkortelser</i> .....	7
2.3.2	<i>Definisjoner</i> .....	7
<b>3</b>	<b>BAKGRUNN</b> .....	<b>8</b>
3.1	BESKRIVELSE AV GRENSESNIITT OG SAMHANDLING .....	8
3.1.1	<i>Overlevering av brønnansvar</i> .....	8
3.1.2	<i>Planlegging av arbeid på brønnen</i> .....	9
3.1.3	<i>Faste møter og annen samhandling</i> .....	9
3.2	BESKRIVELSE AV HAVBUNNSSYSTEMET .....	9
3.2.1	<i>Manifold isoleringsventil (Branch valve – 41/42)</i> .....	11
3.2.2	<i>Manifold endeflens</i> .....	12
3.2.3	<i>Blindflens</i> .....	13
3.3	DOKUMENTER .....	13
3.3.1	<i>Styrende dokumenter</i> .....	13
3.3.2	<i>Operasjonsdokumenter</i> .....	14
<b>4</b>	<b>HENDESEFORLØP</b> .....	<b>16</b>
<b>5</b>	<b>ÅRSAKER OG DRØFTINGER</b> .....	<b>20</b>
5.1	DIREKTE ÅRSAK .....	20
5.2	BAKENFORLIGGENDE ÅRSAKER.....	20
5.2.1	<i>Barrierer</i> .....	20
5.2.2	<i>Risikovurderinger og håndtering av usikkerhet</i> .....	21
5.2.3	<i>Ansvar</i> .....	21
5.2.4	<i>Oppfølging av operasjon</i> .....	22
5.2.5	<i>Kravdokumentasjon</i> .....	22
5.2.6	<i>Design av blindflens</i> .....	23
<b>6</b>	<b>HENDESENS POTENSIAL</b> .....	<b>24</b>
<b>7</b>	<b>OBSERVASJONER</b> .....	<b>25</b>
7.1	AVVIK .....	25
7.1.1	<i>Barrierer</i> .....	25
7.1.2	<i>Risikovurderinger</i> .....	25
7.1.3	<i>Ansvar</i> .....	26
7.1.4	<i>Kjennskap til styrende dokumentasjon</i> .....	26
7.1.5	<i>Kravdokumenter</i> .....	27
7.2	FORBEDRINGSPUNKT .....	27
7.2.1	<i>Oppfølging</i> .....	27
7.3	BARRIERER SOM HAR FUNGERT:.....	27
<b>8</b>	<b>ANDRE KOMMENTARER</b> .....	<b>29</b>
8.1	TILGJENGELIGE DATA FOR GRANSKNING.....	29
8.2	ERFARINGER FRA ANDRE INNRETNINGER.....	29
<b>9</b>	<b>DISKUSJON OMKRING USIKKERHETER</b> .....	<b>30</b>
9.1	ENDRING AV VENTILPOSISJON .....	30
9.2	TESTING AV VENTIL 42.....	30
<b>10</b>	<b>VURDERING AV STATOIL SIN GRANSKING ETTER HENDELSEN</b> .....	<b>31</b>

11	GASSFAREANALYSE, UNDERVANNS GASSLEKKASJE PÅ DEEPSEA BERGEN .....	31
12	KILDER .....	32
13	VEDLEGG.....	32

### Figuroversikt

Figur 1 - Bilde av gasslekkasje (Kilde: Statoil) .....	4
Figur 2 - Grensesnitt og samhandling .....	8
Figur 3 - Havbunnsramme (Kilde: Statoil) .....	9
Figur 4 - Prinsippskisse relevante deler av havbunnssystemet .....	10
Figur 5 - Isoleringsventil (Kilde: Statoil).....	11
Figur 6 - Indikatorer isoleringsventil 42 (Kilde: Statoil) .....	11
Figur 7 - Mulige posisjoner for indikatorer .....	12
Figur 8 - Manifold endeflens (Kilde: Statoil) .....	13
Figur 9 - Blindflens (Kilde: Statoil).....	13
Figur 10 - Hendelsesforløp .....	16

### Tabelloversikt

Tabell 1- Oversikt over trykk i rørledningene relatert til hendelsesforløpet .....	19
--	----

## 1 Sammendrag

I oktober 2016 ble det startet en aktivitet med boring av et nytt sidesteg til brønn S-4 på havbunnsramme S tilknyttet Åsgard A. Brønnen ble koplet fra og juletreet ble trukket. En blindflens ble montert på manifolden. Det oppsto problem i forbindelse med komplettering av brønnen og den ble midlertidig forlatt og levert tilbake til Åsgard drift. I mars 2017 skulle aktiviteten på S-4 fullføres med Deepsea Bergen (DSB) og i forbindelse med fjerning av blindflensen, oppstod det 10.03.2017 en lekkasje.



*Figur 1 - Bilde av gasslekkasje (Kilde: Statoil)*

Ved innledende aktivitet for fjerning av blindflensen, ble det ikke oppdaget noen lekkasjer. Blindflensen ble derfor skrudd helt opp og fjernoperert undervannsfarkost (ROV) ble benyttet for å løfte den av. Klokket 20:07 ble blindflens blåst av endeflensen slik at gass og kondensat strømmet fritt ut til sjøen.

DSB kontaktet kontrollrommet på Åsgard A og de to brønnene som produserte på rammen ble stengt ned klokken 20:14. Mønstringsalarm på DSB ble aktivert, og personell mønstret. Det ble observert gass i sjøen under deksåpningen (moonpool), men ingen av gassensorene i området ga alarm. DSB ble trukket 75 m av brønnrammen. Fjernoperert undervannsfartøy (ROV) fortsatte å observere utstrømningen på brønnrammen og klokken 20:27 ble det rapportert at lekkasjen hadde stoppet. Mønstringen ble avsluttet klokken 20:50.

Hver enkelt brønn på S-rammen kan isoleres fra havbunnsmanifolden med en enkelt isoleringsventil. Granskningen har vist at den direkte årsaken til gasslekkasjen fra havbunnsramme S var at isoleringsventilen sto i åpen posisjon da blindflensen ble tatt av.

Underveis i granskingen har det kommet fram at det ikke har vært gjennomført aktiviteter for å sikre isoleringsventilen som en barriere mot sjø. Det er flere bakenforliggende årsaker til at det ikke ble oppdaget at isoleringsventilen var åpen før blindflens ble tatt av, og til at denne ventilen ikke ble testet og sikret som en barriere. Gjennom arbeidet med granskningen, har vi identifisert fem avvik relatert til:

1. Barrierer - Det var ikke etablert barriere for å hindre utslipp til sjø ved arbeid på havbunnsrammen.
2. Risikovurderinger - I forbindelse med planlegging og gjennomføring av operasjonene på brønn S-4, var viktige bidragsyttere til risiko og endring av risiko ikke identifisert og behandlet.
3. Ansvar - Ansvar for testing av isoleringsventiler var ikke entydig definert og samordnet i forbindelse med de pågående operasjonene
4. Kjennskap til styrende dokumentasjon - Krav til barrierer i styrende dokumentasjon for arbeid på brønnsrammen var i liten grad kjent for involvert personell
5. Kravdokumenter - Relevante krav i styrende dokumenter angående isoleringsventiler blir ikke belyst i de operasjonelle prosedyrene

I tillegg har vi identifisert ett forbedringspunkt:

1. Oppfølging - Oppfølgingen fra ledelsen har ikke bidratt til å identifisere tekniske, operasjonelle eller organisatoriske svakheter, feil og mangler.

I følge beregninger gjennomført av Statoil, ble det sluppet ut ca. 31 tonn gass og 1,6 tonn kondensat. Hendelsen kunne ved andre betingelser gitt antennbar gass om bord på DSB.

## 2 Innledning

I forbindelse med planlagt aktivitet på brønn S-4 på havbunnsramme S tilknyttet Åsgard A oppsto det 10.03.2017 en lekkasje. Brønnen var på hendelsestidspunktet frakoplet og blindflens var installert på tilknytningspunkt mot manifold. Lekkasjen oppsto da blindflensen ble fjernet. Isoleringsventilen fra rørledningen mot brønn S-4 var ikke stengt og det strømmet gass og kondensat til sjø. Produserende brønner mot rørledning ble stengt. Lekkasjen fortsatte inntil trykket i rørledningen ble likt trykket på havbunnen, noe som tok ca. 20 minutter. Utslippet er av Statoil estimert til ca. 31 tonn gass og 1,6 tonn kondensat. Det ble observert gass beskrevet som «yr eller lett regn» på havoverflaten. Ingen personer kom til skade i hendelsen. Den 14.03.2017 besluttet vi å granske hendelsen.

### 2.1 Granskningsgruppens sammensetning:

Johnny Gundersen	- Boring & brønn, granskingsleder
Siv Adelheid Eeg	- Boring & brønn
Eirik Duesten	- Konstruksjonssikkerhet
Jorun Bjørvik	- Prosessintegritet

Granskingen er gjennomført i form av et innledende møte og intervjuer på land med sentrale personer i planleggingen og gjennomføringen av operasjonene forut for hendelsen. I vår gransking har vi fått tilgang til dokumenter fra Statoil. Disse er opplistet i vedlegg A. For vurdering av potensielle konsekvenser har vi benyttet analyse utført av Statoil.

### 2.2 Mandatet for granskingen:

- a. *Klarlegge hendelsens omfang og forløp, med vektlegging av sikkerhetsmessige, arbeidsmiljømessige og beredskapsmessige forhold.*
- b. *Vurdere faktiske og potensiell konsekvens*
  1. *Påført skade på menneske, materiell og miljø.*
  2. *Hendelsens potensial for skade på menneske, materiell og miljø.*
- c. *Vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker, med vektlegging av både menneskelige, tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold (MTO), i et barrieresperspektiv.*
- d. *Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter / uklarheter.*
- e. *Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk (og interne krav)*
- f. *Drøfte barrierer som har fungert. (Det vil si barrierer som har bidratt til å hindre en faresituasjon i å utvikle seg til en ulykke, eller barrierer som har redusert konsekvensene av en ulykke.)*
- g. *Vurdere aktørens egen granskingsrapport (vår vurdering formidles i møte eller per brev)*
- h. *Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av virkemidler) i henhold til mal.*
- i. *Anbefale - og bidra i - videre oppfølging*

## 2.3 Begrepsforklaring

### 2.3.1 Forkortelser

B&B	Boring og brønn drift nord i Statoil
BOP (Blow Out Preventer)	Utblåsingssikring
D&V	Drift og vedlikehold enhet i Statoil
DOP (Detailed Operation Procedure)	Detaljert operasjonsprosedyre for brønnoperasjoner
DSB	Deepsea Bergen
FCM (Flow Control Modul)	Strømningskontrollmodul
HPC (High Pressure Cap)	Blindflens
MTO	Menneskelige, tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold
ROV	Fjernoperert undervannsfartøy
SENC	Songa Encourage
PMW	Produksjonshovedventil (Masterventil)
PWV	Vingventil
WOCS – Workover Control System	Kontrollsystem for aktuell brønn blir styrt fra annet sted enn vanlig innretning.

### 2.3.2 Definisjoner

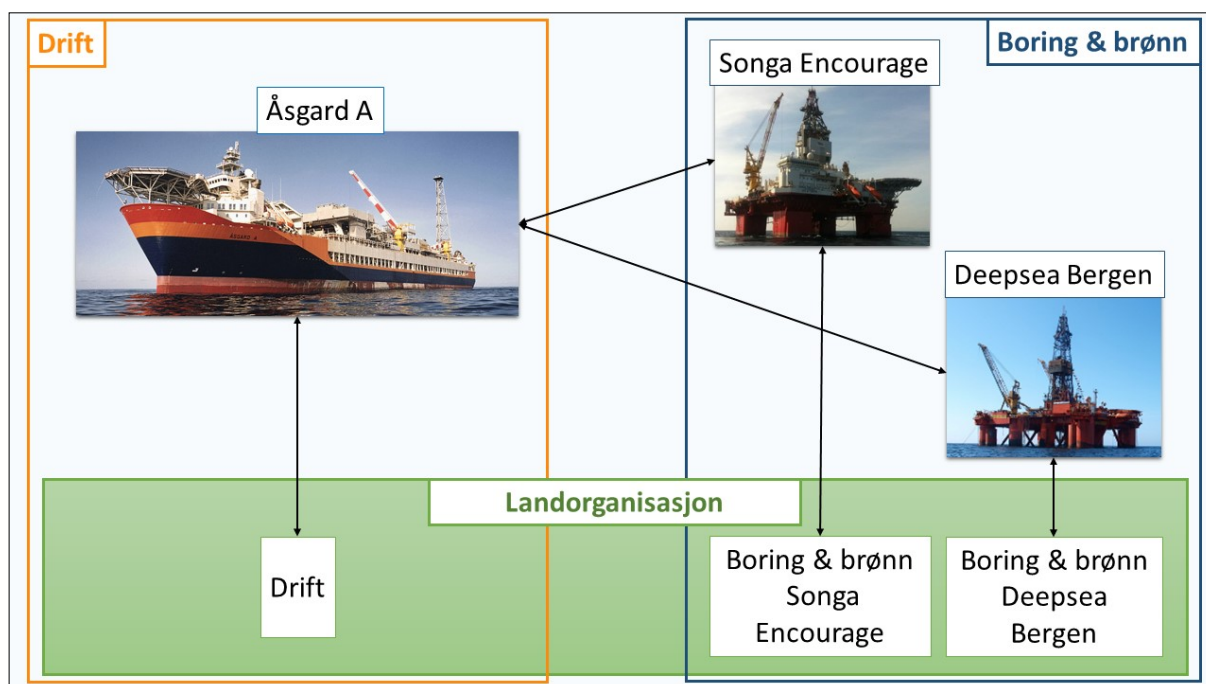
Uthevet tekst er den som er brukt i rapporten.

Flowline	Produksjonslinje for hydrokarboner
Handover document	Overleveringsdokument fra Drift til B&B eller fra B&B til drift
<b>Juletre</b>	Ventiltre på brønnehodet
<b>Manifold</b>	Samlerør for produksjon (samlestokk)
Manifold Hub	<b>Endeflens</b> på samlerøret
Metanol linjen	Linje for injisering av metanol i brønnstrøm
Moonpool	Åpning i dekk til sjø på DSB og SENC for tilgang til brønn
Template	Ramme på havbunnen med bla brønnene ( <b>Brønnramme</b> )
Umbilical	<b>Kontrollkabel</b> /Fødelinje for kjemikalier, hydraulikk, strøm og kommunikasjon

### 3 Bakgrunn

#### 3.1 Beskrivelse av grensesnitt og samhandling

Utgangspunktet for den pågående operasjonen er at havbunnsbrønnen S-4 skal stenges slik at det kan bores en ny brønn ut av den opprinnelige brønnen (sidesteget). I forbindelse med denne aktiviteten er mange aktører involvert. I figuren under vises samhandling og grensesnitt mellom aktørene. Songa Ecourage (SENC) starter operasjonen med boring av sidesteget i oktober 2016 samtidig med at de ferdigstilte arbeidet på S-3. På grunn av tekniske problemer med S-4 må de avslutte boringen og stenge inne brønnen. SENC forlater S-4 i desember 2016. Deepsea Bergen (DSB) blir ferdig med arbeidet sitt på en annen brønn tidligere enn opprinnelig planlagt og det besluttes at DSB skal seile til Åsgard og fullføre sidesteget i mars 2017.



Figur 2 - Grensesnitt og samhandling

##### 3.1.1 Overlevering av brønnansvar

Åsgard A stenger brønn S-4 og utarbeider dokumentasjon for overlevering av brønnansvar inkludert dokumentert brønnstatus til SENC. Status for de to isoleringsventilene på manifolden ses på skjermdump som er vedlagt i dokumentet. Det holdes et overleveringsmøte og overleveringsdokumentet signeres av begge parter. SENC arbeider på brønnen og kontakter drift ved behov.

SENC får problemer med innstallering av utstyr i brønnen og må stoppe arbeidet midlertidig. De sikrer brønnen og overfører brønnansvaret til Åsgard A. I den forbindelse utarbeider SENC dokumentasjon for overlevering av brønnansvar inkludert dokumentert brønnstatus til Åsgard A. Det avholdes et overleveringsmøte og overleveringsdokumentet signeres av begge parter.

DSB skal fullføre arbeidet med brønnen. Åsgard A har ikke utført arbeid på brønnen i mellomtiden (kun fått overlevert brønnen for overvåking) og overleverer brønnansvaret til DSB. Åsgard A gjør noen endringer på overleveringsdokumentasjonen som de mottok fra



SENC og leverer dokumentet til DSB. I overleveringsdokumentet refereres det til SENC sin overleveringsdokumentasjon. Status for isoleringsventiler på manifolden er omhandlet i dokumentet i en egen tabell. DSB har ikke SENC sin dokumentasjon for overlevering av brønnansvar tilgjengelig ombord. Det holdes et overleveringsmøte og overleveringsdokumentet signeres av begge parter.

### 3.1.2 Planlegging av arbeid på brønnen

Arbeidet som skal gjøres på brønnen planlegges på land av boring & brønn for drift nord (B&B). De utarbeider et aktivitetsprogram, samt detaljerte operasjonsprosedyrer (DOP) for hver operasjon som skal utføres på boreinnretningen. Planleggingsgruppen er sammensatt av personell som arbeider opp mot en bestemt boreinnretning. I planleggingsgruppen er det representanter fra Statoil, rigg- og service-selskaper.

Hele brønnen planlegges gjennomført med Songa Encourage (SENC) og det utarbeides operasjonsprosedyrer for alle operasjonene før oppstart av aktivitet i oktober 2016. Etter at SENC må avbryte operasjonene og Deepsea Bergen (DSB) overtar, blir de samme operasjonsprosedyrene benyttet for operasjonene her. I tillegg blir det utarbeidet et tillegg til det opprinnelige arbeidsprogrammet for SENC for operasjonene med DSB.

### 3.1.3 Faste møter og annen samhandling

Drift: Det er faste morgenmøter mellom drift Åsgard A og driftsorganisasjonen på land.  
Boring & brønn: Det er faste morgenmøter mellom Statoil boreleder og boreentreprenør på boreinnretningen og mellom boreleder og boreoperasjonsleder på land.

Det avholdes ikke faste møter mellom driftsorganisasjonen på land og B&B, men det er kommunikasjon på e-post og telefon ved behov.

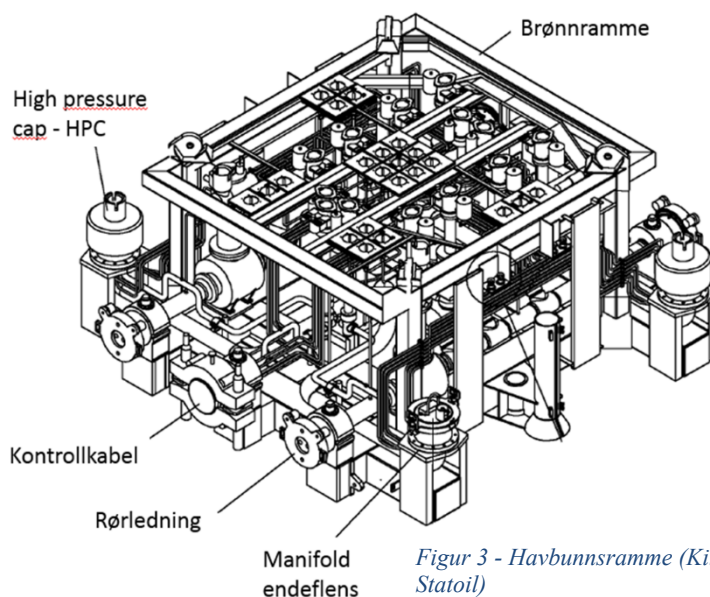
Det har ikke vært erfaringsoverføring mellom de to boreinnretningene som har arbeidet på brønnen. Det ble ikke laget noe dokument for erfaringsoverføring mellom planleggingsgruppene.

## 3.2 Beskrivelse av havbunnsystemet

I dette kapittelet er det gitt en kort beskrivelse av komponenter i havbunnsystemet som er relevant for hendelsen.

Brønnrammen er grensesnittet mellom produksjonsrørledningen(e) og brønnen(e).

Brønnramme S består av fire produksjonsbrønner med tilhørende manifold og er lokalisert 11km fra Åsgard A på 300m havdyp. Produksjonen fra S-rammen sendes til Åsgard A via to 10" rørledninger som er knyttet sammen i en U-form og har



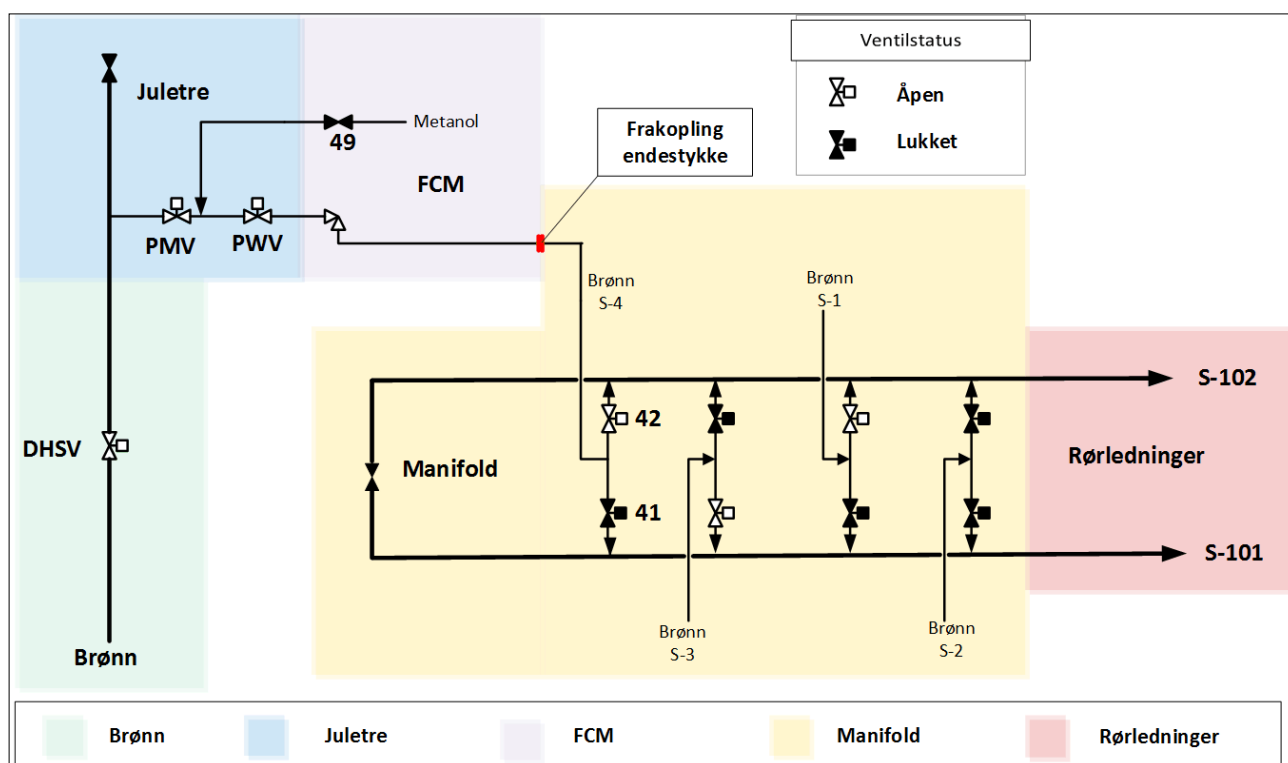
Figur 3 - Havbunnsramme (Kilde: Statoil)

et volum på 590m<sup>3</sup> hver. Alle de fire brønnene kan koples opp mot begge rørledningene og isoleres fra havbunnsrammen med en enkel isoleringsventil.

Under normal drift benyttes isoleringsventilene mot havbunnsrammen til å styre hvilken rørledning den enkelte brønn skal produsere mot. I forbindelse med arbeidsoperasjoner som krever frakopling av strømningskontrollmodulen (FCM) / juletre, fungerer isoleringsventilene som barriere mot utslipp til ytre miljø. Ventil 41 og 42 som vist i *Figur 4 - Prinsippskisse relevante deler av havbunnsystemet* er isoleringsventilene for brønn S4. Isoleringsventilene for de andre brønnene er også indikert på skissen. Ventilene er hydraulisk operert og kan låses i posisjon med fjernoperert undervannsfartøy (ROV). Dette er nærmere beskrevet i kapittel 3.2.1.

Hydraulikk, avleiringshemmer og metanol<sup>1</sup> suppleres til havbunnsrammen via kontrollkabel. Injeksjonspunkt for metanol er plassert mellom produksjonshovedventil (PMV) og vingventil (PWV). I forbindelse med arbeidsoperasjoner som krevet frakopling av strømningskontrollmodulen, stenges isoleringsventil på metanollinjen (49). Denne ventilen kan kun opereres med ROV.

Normalt operasjonstrykk i rørledningen er ca. 80 bar og det er i hovedsak gass med noe kondensat som produseres fra denne brønnrammen. En prinsippskisse av systemet er vist i *Figur 4 - Prinsippskisse relevante deler av havbunnsystemet*.



*Figur 4 - Prinsippskisse relevante deler av havbunnsystemet*

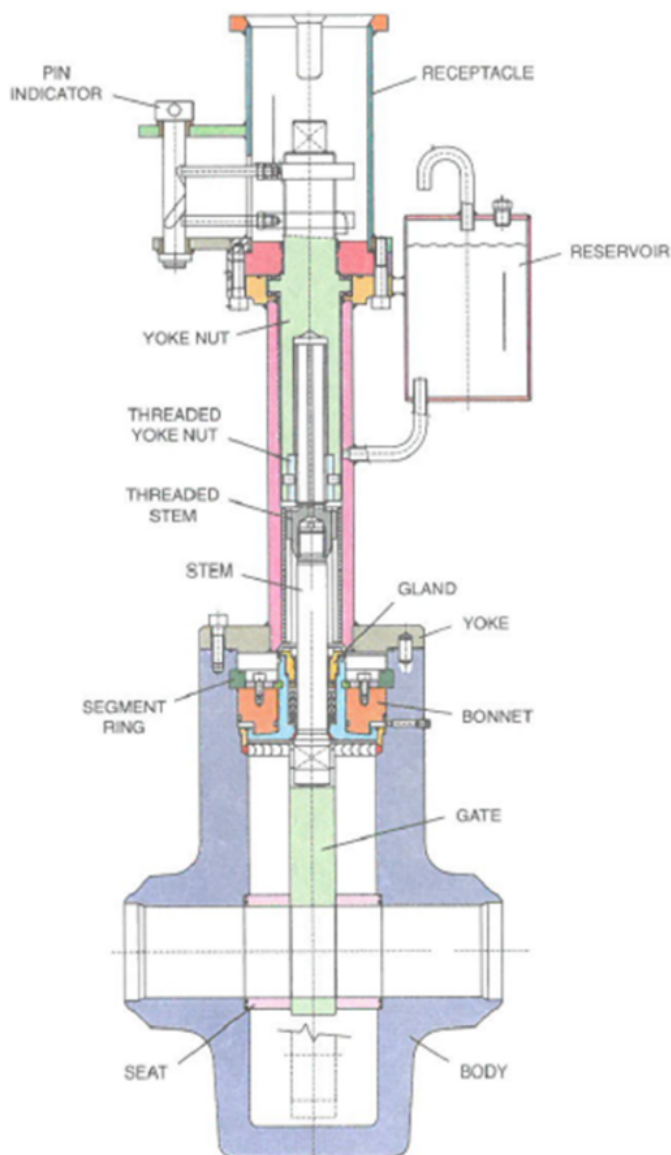
<sup>1</sup> Det benyttes Etanol i stedet for Metanol i aktuell linje nå

### 3.2.1 *Manifold isoleringsventil (Branch valve – 41/42)*

Isoleringsventilen er en 5 1/8" (ca. 13cm) diameter sluseventil og er designet for å motstå potensielle trykk og temperaturer. Ved bruk av isoleringsventilen som en barriere, er det egne krav til testing og sikring av ventil som beskrevet i kapittel 3.3.

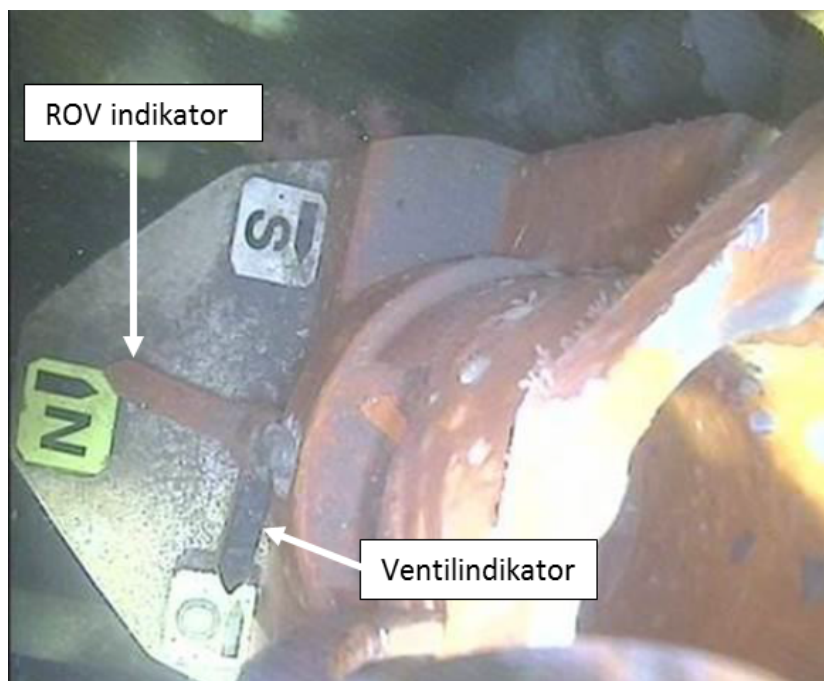
Isoleringsventilen har en aktuator som kan opereres enten ved hjelp av hydraulikk eller ROV. Ved frakopling av strømningskontrollmodul (FCM) vil hydraulikklinjene til aktuatoren bli frakoblet og isolert. Dette medfører at aktuatoren vil få låst hydraulikkvolum på både åpne- og lukkesiden, og det vil ikke være mulig å endre posisjon på ventilen, verken hydraulisk eller med ROV. Denne typen hydraulisk aktuator er lite benyttet på sokkelen.

Oppbyggingen av aktuatoren er slik at ventilen (slusen) kan bevege seg utilsiktet om hydraulikktrykket er avblødd på både åpne og lukkesiden. Om trykket i rørledningen er høyere enn hydrostatisk trykk, kan ventilen bevege seg mot stengt. Om trykket i rørledningen er lavere enn det hydrostatiske trykket, kan ventilen bevege seg mot åpen.

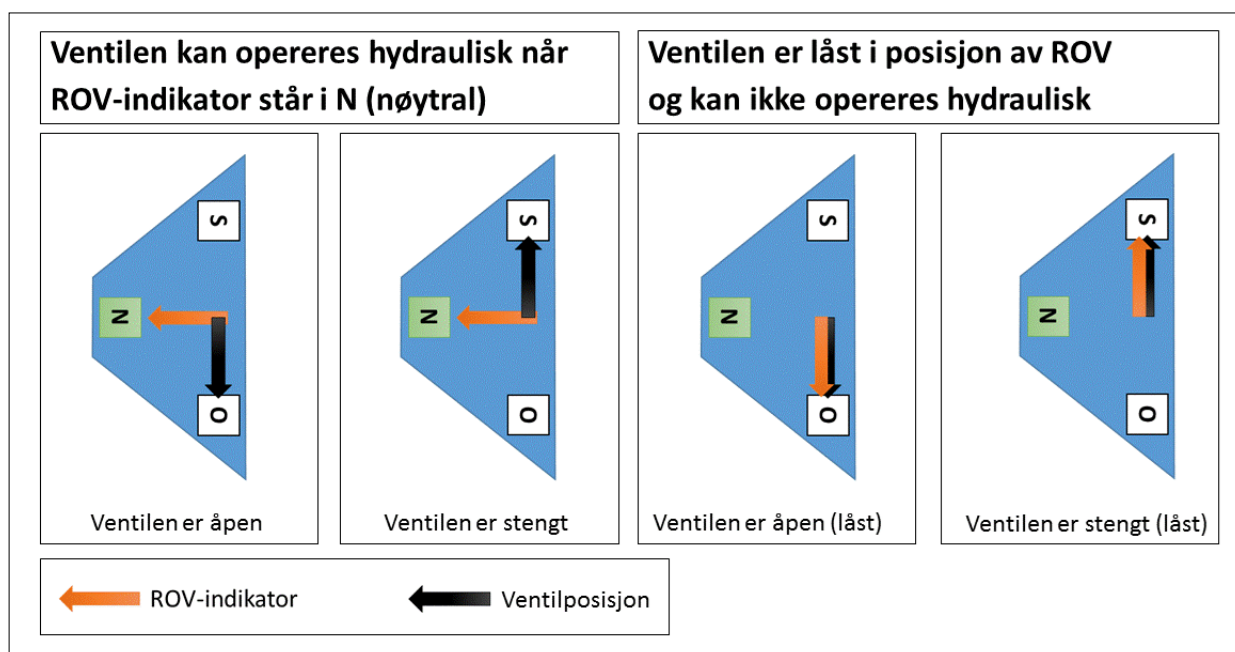


Figur 5 - Isoleringsventil (Kilde: Statoil)

På toppen av aktuatoren er det to indikatorer. En indikator som viser ventilposisjon åpen eller stengt, og en indikator som viser om ventilen er låst i posisjon med ROV. Denne indikatoren kan vise åpen, nøytral eller stengt som vist i *Figur 6 - Indikatorer isoleringsventil 42* (Kilde: Statoil). Dersom ROV-indikatoren, viser åpen eller stengt, er det ikke mulig å endre posisjon på ventilen ved hjelp av hydraulikk. I normal drift er ROV indikatoren alltid i nøytral posisjon, slik at kontrollrommet på Åsgard A kan operere ventilen. Ved arbeid på brønn S-4, ble kabel for kommunikasjon til Åsgard A frakoblet, og en ny kabel (WOCS) ble koblet opp til innretningen (SENC/DSB). I følge Statoil var det lagt inn en sperre i kontrollsystemet som skulle forhindre at isoleringsventilene ble operert via WOCS. Mulige kombinasjoner av ventil og ROV-lås er vist i *Figur 7 - Mulige posisjoner for indikatorer*



*Figur 6 - Indikatorer isoleringsventil 42 (Kilde: Statoil)*

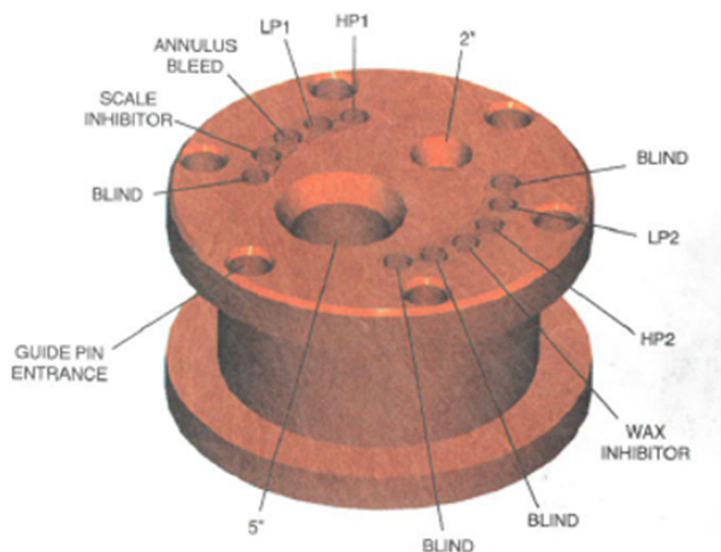


*Figur 7 - Mulige posisjoner for indikatorer*

### 3.2.2 *Manifold endeflens*

I forbindelse med trekking av juletre og/eller modul for strømningskontroll (FCM) vil produksjonsrøret fra isoleringsventil til manifold endeflens være eksponert for sjøvann.

På manifold endeflens er det et 5" hovedrør til produksjon, 2" metanolinjering og 11 små linjer for hydraulikk og andre kjemikalier. Det er en kobling mellom FCM og hver av disse linjene som er samlet i manifold endeflens.



Figur 8 - Manifold endeflens (Kilde: Statoil)

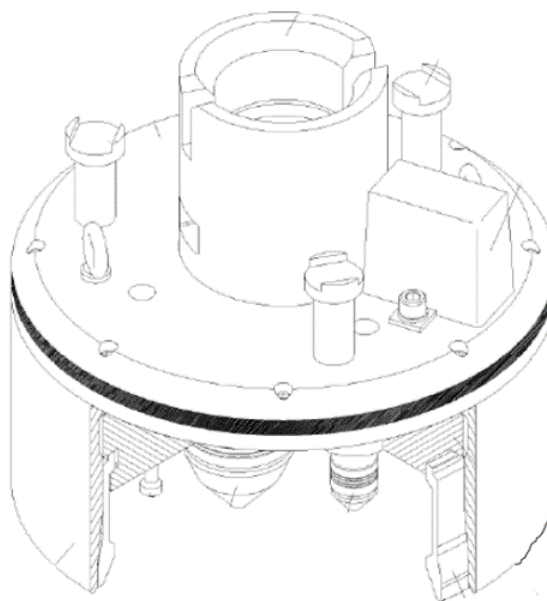
### 3.2.3 *Blindflens*

Blindflens blir satt på manifold endeflens for å være en fysisk barriere mot utslipp fra rørledningen under arbeid på brønnen mens strømningskontrollmodul (FCM) er fjernet.

Blindflens er designet spesielt for den aktuelle manifold endeflens.

Funksjonen til blindflens er å tette rørene til hjelpesystemene og til selve produksjonsrøret mot inntrengning av vann samt å hindre lekkasje til ytre miljø dersom isoleringsventilen ikke holder tett.

Installering og fjerning av blindflens gjøres med et eget verktøy som kobles på fjernoperert undervannsfartøy (ROV).



Figur 9 - Blindflens (Kilde: Statoil)

For brønnramme S, er det ikke mulig å avlese trykk mellom isoleringsventil og endestykket på manifold. Det er heller ikke noen trykkmåler på selve blindflens, noe som medfører at det ikke er mulig å lese trykket under blindflens før denne trekkes. Det er en egen prosedyre for hvordan blindflens skal fjernes for å oppdage en eventuell lekkasje i isoleringsventil før blindflens tas helt av. I tillegg er det en egen linje på blindflens for å kunne blø av eventuelle hydrokarboner under blindflensen. Denne linjen er tynn, noe som muliggjør at små urenheter kan tette den.

### 3.3 Dokumenter

#### 3.3.1 Styrende dokumenter

**TR 3526** beskriver Statoils krav til samtidig boring, brønnoperasjoner og produksjon og gjaldt for de pågående operasjonen ved hendelsen. I vedlegg B er det krav til at operasjonsprogrammet (DOP) skal inneholde krav til lekkasjetesting av relevante isolasjonsventiler på manifolden ved frakopling av brønn fra manifold. I vedlegg B er det også krav til at brønnoverleveringen skal skje i henhold til OM01.07.02 fra Drift til B&B og OM01.07.01 fra B&B til Drift.

**OM101.07.04** beskriver Statoils krav til overlevering av brønnansvar fra B&B til D&V. Dokumentet beskriver hvilke prosesser som skal gjennomføres og hvilken informasjon som skal være i overleveringsdokumentet som utarbeides og signeres i forbindelse med overlevering av brønn fra B&B til Drift. Dokumentet inneholder krav til at både mottaker av brønnansvar (Drift) og at den som gir fra seg brønnansvar skal kontrollere ventiltre- og brønnhodestatus.

**OM101.07.13** beskriver Statoils krav til overlevering av brønnansvar fra D&V til B&B. OM101.07.13 beskriver hvilke prosesser som skal gjennomføres og hvilken informasjon som skal være i overleveringsdokumentet. Det er krav til at brønnbarrierene skal testes før overlevering og at testresultater skal angis i overleveringsdokumentet, men det er ikke tilsvarende krav til ventiler på manifolden. I dokumentet er det krav til at det skal innhentes informasjon om korrekt posisjon for manuelle ventiler på ventiltre/manifold/brønnrammen for overleveringstidspunktet. Denne informasjonen skal innhentes av teknisk systemansvarlig.

**OM105.07.01** beskriver prosessene omkring planlegging, klargjøring og tilbakestilling ved isolering av energi og farlige medium for å kunne utføre sikkert arbeid på systemer og utstyr.

**R-18601** er utarbeidet av Drift og vedlikehold i Statoil (D&V) og beskriver krav til godkjente fysiske barrierer ved arbeid på havbunnsinstallasjoner. Dokumentet angir krav til arbeid på brønnrammen både ved to testede barrierer og ved en enkel testet barriere. Ved arbeid med kun én etablert barriere, skal denne være testet og sikret og det skal være gjennomført risikoanalyser for operasjonen. I tillegg skal eventuelle lekkasjer være evaluert opp mot konsekvenser for anlegg/innretning og det ytre miljøet. I dette dokumentet defineres en sikret ventil som barriere dersom ventilen er testet for intern lekkasje og samtidig låst i stengt posisjon uten mulighet til å bli operert. Eksempel er gitt ved at ventilen kan ha en låsefunksjon som er aktivert med fjernstyrt undervannsfartøy (ROV).

#### 3.3.2 Operasjonsdokumenter

**FMC prosedyre OMM-0012419** beskriver hvordan blindflens skal trekkes for å verifisere at det ikke er lekkasje fra isoleringsventil. Prosedyren gir steg for steg beskrivelse av hvordan blindflens skal skrus av og hvordan og hvor lenge det skal sjekkes for trykk. Punkt 1.1.1 i prosedyren, «Safety Notes», påpeker at viktige forholdsregler er å påse at isoleringsventil (branch valve) på manifold er i stengt posisjon.

**FMC manual OMM-0010580** for operasjon og vedlikehold av 5 1/8" sluseventil gir tekniske data og beskriver oppbygging av denne ventilen som ble benyttet som isoleringsventil på

manifold på S-rammen. Muligheten for at ventilen kan endre posisjon utilsiktet er ikke beskrevet.

#### **Amendment to Activity Program for Completion of Well 6506/12S-4**

Dette tillegget til arbeidsprogrammet for SENC ble utarbeidet for å tilpasse operasjonene til DSB. Dokumentet beskriver blant annet risikovurderinger som er gjennomført for å dokumentere risiko i forbindelse med bruk av en ny boreinnretning.

**DOP (Detailed Operation Procedure)** er Statoils detaljprosedyre som beskriver deloperasjoner og angir hvem som er ansvarlig for å gjennomføre operasjonene. I tillegg beskrives hvilken risiko som kan være til stede. Detaljprogrammene utarbeides av planleggingsgruppen og gjennomgås av operativt personell ute på innretningen. Nedenfor er det gitt en kort beskrivelse av relevante DOPer knyttet til hendelsen.

#### DOP 01 (SENC)

Formålet med denne detaljprosedyren er beskrevet innledningsvis i prosedyren. Her står det at en skal gjøre en inspeksjon av brønnrammen, etablere status av manifoldventilene og å flytte BOP til brønn S-4. Programmet beskriver at boreleder på SENC skal påse at Åsgard A har satt juletre, brønn og manifold til korrekt ventilstatus før overtakelse av brønn S-4. I tillegg står det i punkt to i samme arbeidsprogram at ROV skal sette manifoldventilene (41, 42 og 49) i rett posisjon for operasjon, det vil si i posisjon låst mot utilsiktet operering med ROV.

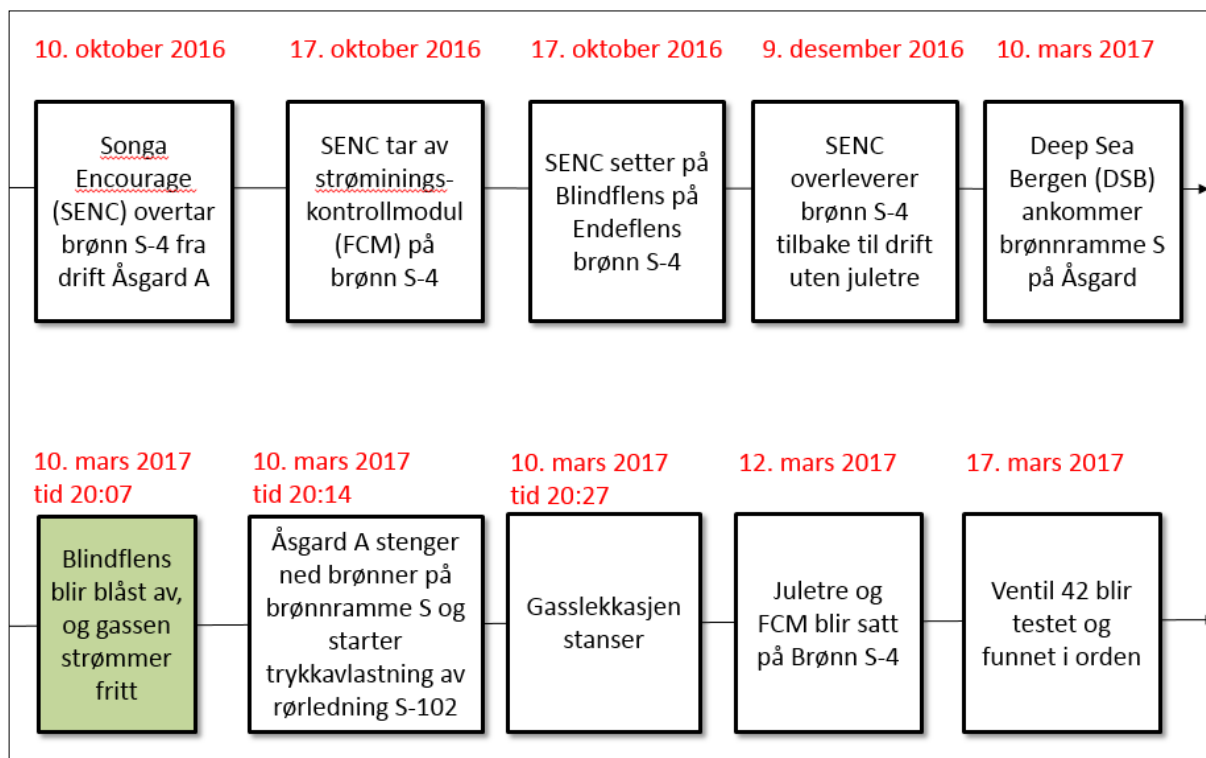
#### DOP 10 (SENC)

Formålet med denne detaljprosedyren er å beskrive hvordan juletreet skal trekkes. Prosedyren beskriver blant annet hvilke forberedelser som skal gjøres før juletreet trekkes. Her angis det at trykk mellom vingventil (PWV) og isoleringsventiler skal bløs av mot brønnen. I tillegg er det angitt at det skal gjøres en endelig bekreftelse av at manifoldventilene er stengt. I DOP 10 er det angitt at det er manifoldventil nummer 31, 32 og 39 (tilhørende brønn S3) som skal sjekkes og ikke 41, 42 og 49.

#### DOP 02 (DSB)

Denne detaljprosedyren beskriver hvordan blindflens skal trekkes, kjøring av juletreet og testing av kobling mot treet. Prosedyren beskriver blant annet at brønnrammen skal inspiseres og at en skal verifisere at ventil 41, 42 og 49 på manifold er stengt. For ventil 42 er det angitt at indikator viser at ventil er i åpen/nøytral posisjon, men at ventil er antatt være stengt.

## 4 Hendelsesforløp



Figur 10 - Hendelsesforløp

### Før operasjon i 2016

I 2014 ble isoleringsventil 42 lekkasjetestet. Testresultatet var like utenfor akseptkriteriet. Det ble skrevet en dispensasjonssøknad internt i Statoil, og jobben med å skifte FCM på brønn S-4 ble gjennomført. Det var ingen notifikasjoner på utstyr tilhørende brønn S-4.

### 9.10.2016

Arbeidsprogrammet (DOP 01) for flytting av BOP fra brønn S-3 til brønn S-4 godkjennes og signeres. Programmet beskriver at boreleder på SENC skal påse at Åsgard A har satt juletre, brønn og manifold til korrekt ventilstatus før overtakelse av brønn S-4. I tillegg står det i punkt to i samme arbeidsprogram at ROV skal sette manifoldventilene (41, 42 og 49) i rett posisjon for operasjon, det vil si i posisjon låst mot utilsiktet operering.

### 9.10.2016

Detaljprogram for trekking av juletreet (DOP 10) godkjennes og signeres. Som en del av denne aktiviteten, skal ventilposisjon for ventiler på manifold endelig bekreftes før juletre trekkes. DOP 10 angir at det er manifoldventil 31, 32 og 39 som skal sjekkes. Dette er ventiler på brønn S-3 og ikke S-4 som en jobber på nå. I forbindelse med gjennomføringen, viser ROV-logg at det er ventiler på S-3 som sjekkes. Pågående aktivitet på S-3 ble ferdigstilt under oppstart av arbeidet på S-4. Vi har fått opplyst av Statoil at ventilbetegnelsene i DOP 10 er feil og at det skal være 41, 42 og 49 på S-4 og at det er disse ventilene som ble sjekket med ROV. ROV logg angir at det var ventil 31, 32 og 39 som ble verifisert.

### 10.10.2016

Brønn S-4 er stengt inn for å bore et nytt brønnløp ut av den opprinnelige brønnen (slot recovery). Boring og brønn Drift Nord (B&B) overtar brønnen fra Drift Åsgard (Drift) og kobler seg på med boreinnretningen Songa Encourage (SENC) for å bore og komplettere et



nytt brønnløp. Det er utarbeidet detaljerte programmer for det planlagte arbeidet og risikovurderinger er gjennomført av relevante operasjoner i forkant.

Det utarbeides et overleveringsdokument før B&B overtar ansvaret for brønnen. Drift skriver i sitt overleveringsdokument datert 10.10.2016 at barrierer er etablert og klar for brønnarbeid, men oversikt over ventiler som er testet eller trykk-kart som viser testen er ikke vedlagt overleveringsdokumentet. Et vedlagt skjermdump fra kontrollrommet på Åsgard A viser at ventil 41 og 42 er stengt. Det har gjennom granskningen ikke vært mulig å få bekreftet hvorfor ventil 42 har endret posisjon i tidsrommet mellom 10.10.2016 og 17.10.2016<sup>2</sup>.

### **17.10.2016**

Modul for strømningskontroll (FCM) og juletreet kobles fra og trekkes. Før frakopling skulle trykket mellom vingventil og juletreet bløs ned i henhold til arbeidsprosedyren (DOP 10). Det blir ikke observert trykk etter avblødning. Etter frakoplingen oppdages det en lekkasje til sjø fra injeksjonslinjen for metanol. Ved utsjekk med fjernoperert undervannsfartøy (ROV), ser en at ventil for metanolinjeksjon (ventil 49) står åpen. Ventil 49 stenges med ROV. Det oppdages også at indikator på ventil 42 viser at ventil står i åpen posisjon og at den ikke er låst mot utilsiktet operasjon. Det gjøres forsøk på å operere ventil 42, men dette blir avsluttet da en får beskjed om at dette kan skade ventilen.

Senere på dagen montres en blindflens på endeflens for manifold for å sikre produksjonslinjen etter at modul for strømningskontroll (FCM) og juletreet er koblet fra. Det er opplyst fra Statoil at produksjonslinjen da har stått åpen 6-8 timer etter frakoplingen uten at en observerer lekkasje.

SENC kobler seg på brønnhodet og starter med tilbakeplugging og sikring av den nederste del av det opprinnelige brønnløpet. Etter at dette arbeidet er ferdig, blir det boret et nytt løp til 6006 meter målt dyp.

### **7.12.2016**

Det oppstår problemer i forbindelse med komplettering av det nye brønnløpet. En beslutter å gå fra brønnen midlertidig forlatt og brønnen leveres tilbake til Åsgard drift.

Det ble gjort en ny ROV-undersøkelse av brønnrammen av blant annet ventil 42. Personell på SENC stilte spørsmål til planleggingslaget på land om posisjon til ventil 42 på brønnrammen og om den virkelig var stengt. Planleggingslaget i land stilte i flere e-poster spørsmål til drift om det kunne være mulig at ventil stod åpen. Svaret fra drift var at en hadde diskutert denne saken tidligere, at det var trykk i rørledning S-102 nå og at det uansett ikke var mulig å operere ventilen med ROV eller teste den på nytt siden juletreet var koblet fra.

Planleggingslaget uttrykker i e-post datert 8.12. at usikkerhet rundt status av ventil 42 skal beskrives tydelig i overleveringsdokumentet fra B&B når brønnen overleveres tilbake til drift. De stiller også igjen spørsmål ved om trykket i rørledning S-102 på tidspunkt for frakopling av juletreet. I svaret fra drift 12.12. vises det blant annet til at de hadde mottatt oversikt (Lotus Notes) fra kontrollrom som viste at de hadde stengt ventilen 11.10.2016. Det viste seg senere at denne oversikten ikke var oppdatert med alle operasjoner som hadde vært utført på ventilen. Drift stilte i e-post datert 12.12. spørsmål tilbake til planleggingslaget om hvordan en skulle håndtere dette videre. Planleggingslaget svarer tilbake at brønnen nå er levert tilbake

---

<sup>2</sup> Det er usikkerhet rundt at ventil 42 har endret posisjon i tidsrommet 10.10 til 17.10.2016. Dette blir nærmere beskrevet i kapittel 8 om usikkerheter.

til drift og at ventilen er hydraulisk låst, men ikke låst mot utilsiktet operering. Basert på e-postkorespondanse, ble det antatt at ventil 42 måtte være stengt.

### 9.12.2016

Senere samme dag signeres overleveringsdokumentet fra B&B til drift. Her angis det at brønnen er midlertidig sikret og at barrierene i brønnen er testet. Trykk-kart som viser dette er tatt med i dokumentet. Det er også angitt at ventil 42 på brønnrammen er antatt å være lukket, men at ventilindikator viser åpen posisjon. Videre står det at ROV-loggen ikke sier noe om at ventilen er stengt. Det er også angitt at det ikke er gjort forsøk på å lukke ventilen siden det ikke er mulig å operere denne etter at juletreet er trukket. I dokumentet blir det videre anbefalt at en antar at ventilen kan være åpen når den skal tas av igjen på et senere tidspunkt.

Overleveringsdokumentet inneholder også en tabell som viser status av manifoldventiler ved overlevering. I denne tabellen er status til ventilene 49, 41 og 42 angitt. Ventil 42 er angitt med (closed) med en kommentar om at indikator viser at ventil er åpen/nøytral, men at ventilen er **antatt** stengt («is **assumed** closed»)

Etter at brønnen er levert tilbake til drift, blir brønnen holdt innestengt frem til mars 2017. På grunn av at boreinnretningen Deepsea Bergen (DSB) får en åpning i sitt arbeidsprogram, blir det besluttet å ferdigstille brønn S-4 med denne innretningen. Det blir utarbeidet et tillegg til det opprinnelige planleggingsdokumentet for SENC for å tilpasse planleggingen til DSB. I tillegg overflyttes noe av det sentrale personellet som var involvert i planlegging av operasjonen med SENC, til DSB-planleggingen. Dette gjelder både ledende boreingeniør, kompletteringsingeniør og Petec personell. I intervjuene kom det frem at det var relativt kort tid til forberedelsene.

### 9.3.2017

DSB ankommer Åsgard feltet og ankrer opp over S-rammen.

### 10.3. 2017

Brønn S-4 overleveres fra drift til B&B. I følge Statoil har brønnen vært «parkert» hos drift og drift leverer brønnen tilbake «as is». I overleveringsdokumentet er det angitt at det ikke var endringer i brønnen fra da den ble overlevert fra B&B til drift i desember 2016. Både innledningsvis i punkt 1.1 og i punkt 1.3 om brønndesign og spesielle forhold refereres det spesifikt til tidligere overleveringsdokument datert 9.12.2016. Avsnittet i punkt 1.3 om usikkerhet omkring status av ventil 42 som var angitt i overleveringsdokument datert 9.12.2016 er ikke tatt med. I tabellen, som angir status av manifoldventilene, er det angitt at ventil 42 er stengt (closed) med en kommentar om at indikator viser at ventil er åpen/nøytral, men at ventilen «is **assumed** closed». I overleveringsdokumentet er det også lagt ved en utskrift fra «Lotus Notes Ventil Database» som skulle vise historikk på operering av ventiler, blant annet 41 og 42. I ettertid har det vist seg at denne ikke er oppdatert og riktig.

Senere samme dag starter DSB arbeidet med å ta av blindflensen i henhold til detaljprosedyren for dette arbeidet (DOP 02 for DSB). ROV kobler seg på blindflensen og skrur åtte omdreininger på lokket for å sjekke om det er gass under. Det kommer noe gass ut som raskt avtar. ROV-operatøren observerer i 30 minutter i henhold til prosedyre.

Gassmengden og varighet er som forventet. Blindflens skrur ytterligere 4 omdreininger og noe mer gass strømmer ut. Observerer så i 15 minutter og skrur 8 nye omdreininger til blindflens skal være skrudd løs. Observerer ingen bobler. Trekker ut ROV og monterer jekk på denne for å jekke av blindflens. I det jekken tar tak, skytes blindflens av og det strømmer gass og kondensat ukontrollert ut av endeflens klokken 20:07. Kontrollrommet på Åsgard A

blir varslet umiddelbart av DSB. Klokken 20:14 er brønnene som produserer på S-rammen stengt ned. Det blir slått generell alarm og personell mønstrer på DSB.

Det blir observert gass på sjø (beskrivelse: ser ut som lett regn/yr) i åpningen i dekk (moonpool), men ingen gassdetektorer på innretningen gir alarm. DSB trekkes 75 meter av brønnen. Gassutstrømningen stopper 20:27. Mønstringen avsluttes 20:50. Avklarende møter (debrief) holdes for mannskap klokken 23:00 og 07:00 dagen etter.

Beregnet sjøvannstrykk ved havbunnsramme S er 34,6 bar. Ved trykk høyere enn 34,6 bar i rørledning vil gass blåse ut av rørledningen om røret har åpen ende mot sjø. Ved lavere trykk vil vann trenge inn i rørledningen, og det vil ikke være mulig å oppdage denne lekkasjen med kamera fra ROV.

Dato	Forklaring	Trykk	Konsekvens
17. oktober 2016 kl. 07:00	Trykket i flowline S-102 før FCM/juletre trekkes:	25 bar	Lekkasje av sjøvann inn i rørledning
17. oktober 2016 kl. 15:00	Trykket i flowline S-102 etter FCM/ juletre er trukket:	30 bar	Lekkasje av sjøvann inn i rørledning
10. mars 2017 kl. 20:08	Trykket i flowline S-102 før blindflens tas av:	82,8 bar	
10. mars 2017 kl. 20:14 til 20:27	Trykkavlastning av flowline S-102	Trykket synker til 34,6 bar	Gasslekkasje (etter hvert fylles røret med sjøvann)

Tabell 1- Oversikt over trykk i rørledningene relatert til hendelsesforløpet

## 5 Årsaker og drøftinger

### 5.1 Direkte årsak

Den direkte årsaken til gasslekkasjen fra havbunnsramme S var at blindflens ble tatt av med åpen isoleringsventil.

### 5.2 Bakenforliggende årsaker

Vår gransking har i tråd med mandatet i hovedsak vært rettet mot planleggingsaktiviteter og grensesnittet mellom drift og B&B knyttet til bruk av isoleringsventilen som barriere. I dette kapitlet er det beskrevet mulige bakenforliggende årsaker til at det ikke ble oppdaget at ventil 42 ikke var stengt før blindflens ble tatt av, og hvorfor isoleringsventiler ikke ble testet som barriereventiler. Underveis i granskingen har det kommet fram at definerte aktiviteter i DOP knyttet til isoleringsventilen som barriere ikke har vært utført. Vi har i denne granskingen ikke sett nærmere på årsakene til at definerte aktiviteter ikke er utført.

#### 5.2.1 Barrierer

Utformingen av havbunnsanlegget er slik at det kun kan etableres én enkel barriere mot produksjonslinjene S-101 og S-102 ved fjerning og montering av blindflens på manifolden.

Statoils styrende dokumentasjon tillater samtidige operasjoner (brønnaktivitet samtidig med produksjon) på havbunnen med én enkel barriere gitt at definerte betingelser som beskrevet i R-18601 er ivaretatt (ref. kapittel 3.3). En slik løsning vil stille ekstra krav til utarbeidelse og etterlevelse av prosedyrer for å sikre at barrieren er intakt. Løsningen benyttet for endeflens gir begrenset mulighet for å oppdage eventuelle lekkasjer.

Overleveringsdokumentet sier ingenting om testing av isoleringsventil, hverken test-trykk, varighet eller ansvarlig for utførelse. Dokumentasjonen viser at ventilen ikke har vært testet som barriere i forkant av at juletreet ble trukket. Informasjon fra intervjuene tyder på at en basert på observasjoner før og etter avblødning, har konkludert med at isoleringsventilen var tett, og en har betraktet denne informasjonen som en barrieretest. Dette blir fremholdt å være etablert praksis for tilsvarende operasjoner i B&B. Ved senere montering og fjerning av blindflensen antok en at isoleringsventilen var stengt. Krav i R-18601 og TR-3526 til testing og låsing av isoleringsventil er således ikke etterlevd i forbindelse med disse operasjonene, og nødvendige barrierer i henhold til kravdokumenter er ikke etablert.

Krav til B&B om å forsikre seg om at Åsgard A hadde satt manifoldventiler i rett posisjon før overtakelsen av brønnansvaret, ble ikke gjennomført i henhold til arbeidsprosedyre (DOP 01). Isoleringsventil 41 og 42 ble heller ikke låst i rett posisjon før trekking av juletreet i henhold til samme arbeidsprosedyre. Selv om det var identifisert usikkerhet i organisasjonen med hensyn til godhet av isoleringsventilen som barriere, ble det ikke foretatt en nærmere utsjekking av dette.

I følge intervjuene, har personell i B&B som var involvert i planlegging og gjennomføring av operasjonene med trekking av blindflens, ikke vært kjent med de generelle kravene til testing i R-18601 som gjaldt for operasjon med én enkel barriere på havbunnsanlegg. Dette dokumentet ble av B&B karakterisert som et dokument som gjaldt kun for drift. Det var også manglende kjennskap til kravene til testing av isoleringsventiler på brønnrammen som gjaldt for trekking av juletre i forbindelse med samtidige operasjoner. Det var heller ikke kjent for

intervjuet personell i B&B eller drift at isoleringsventilene på brønnrammen kunne endre posisjon utilsiktet slik det er beskrevet i kapittel 3.2.1

### **5.2.2 Risikovurderinger og håndtering av usikkerhet**

I forbindelse med arbeid på havbunnsystemer med én enkelt barriere, er det som beskrevet i kapittel 3.3.1 et krav til sikring av ventil i posisjon samt gjennomføring av risikoanalyse for operasjonen inkludert vurdering av potensialet for lekkasje. I tillegg til aktivitetsprogrammet for komplettering av brønnen med DSB, er det lagt ved et risikoregister over identifiserte risikoer med vurdering og iverksatte tiltak. Tiltak som er identifisert knyttet til risiko ved trekking av blindflensen, er test av ventilpar på manifold i løpet av siste måneden og framgangsmåte for kontrollert avblødning gjennom blindflens ved trekking. Den identifiserte risikoen med forslag til risikoreduserende tiltak bærer preg av å være forhåndsdefinert. Tiltakene er ikke vurdert eller signert ut i risikoregisteret. Endringer i operasjon og status av utstyr, som kan medføre andre konsekvenser med tilhørende usikkerhet, ble i liten grad fanget opp.

Det var flere indikasjoner underveis i operasjonen før tilbakelevering av brønn til drift i desember 2016 som ga grunn til usikkerhet rundt reell ventilstatus på manifoldventiler og da i særlig grad ventil 42 samt at krav for bruk av enkel barriere ikke var fulgt opp:

- ROV-inspeksjon viser at ventilene 41 og 42 ikke er sikret i låst posisjon
- ROV-inspeksjon viser at posisjonsindikator for ventil 42 indikerer åpen ventil. Det var ingen kjent historikk på at indikatorene på isoleringsventilene hadde feil eller mangler
- Manglende sikring av ventil 41 og 42 i stengt posisjon samt lekkasje via ventil 49 tyder på at det var deloppgaver i DOP som ikke var gjennomført

Før tilbakelevering av brønn ble det stilt spørsmål knyttet til operasjonstrykk i rørledning ved påmontering av blindflens for å kunne avklare usikkerhet knyttet til ventilposisjon. Operasjonstrykket ble ikke endelig avklart og overleveringsdokumentet inneholdt derfor en anbefaling om å anta at ventil kunne være åpen.

Usikkerhetene knyttet til reell posisjon for ventil 42 samt kjennskap til manglende sikring av ventil 41 og 42 i låst posisjon ble ikke inkludert i risikovurderingene i vedlegget til aktivitetsprogrammet. Risiko for tilstopping av avblødningslinje på blindflens på grunn av urenheter eller hydrat, er heller ikke diskutert/tatt med i vurderingene. Kompenserende tiltak utover vanlig praksis ved fjerning av blindflens ble derfor ikke vurdert. (Det ble nevnt i intervju at trykkavlastning av rørledning kunne vært et kompenserende tiltak, dette var ikke vurdert før operasjonen i mars 2017).

Manglende observasjon av gasslekkasje ved påmontering av blindflens gjorde at det var antatt at ventilene var stengt. I ettertid har det blitt avklart at operasjonstrykket i rørledning S-102 ved påmontering av blindflens var tilstrekkelig lavt til at det ikke ville være noen lekkasje fra rørledning.

### **5.2.3 Ansvar**

I forbindelse med forestående operasjoner med frikobling av strømningsmodul og juletre i oktober 2016 og ved frakopling av blindflens i mars 2017, var isoleringsventilen på manifolden en barriere (den eneste barrieren) og skulle således ha vært testet og deretter sikret

i låst posisjon før jobben startet. Ventilen kan ikke testes eller opereres etter at strømningsmodul (FCM) er koblet fra.

I intervjuene kom det frem at ansvar for testing av barrieren ikke var tydelig plassert eller samordnet og at det var uklart hvem som skulle teste manifoldventilen før demontering av blindflens. Drift mente at B&B skulle gi beskjed til dem ved behov for testing, mens B&B mente at det var drift sitt ansvar å teste disse. I henhold til krav i overleveringsdokumentet, har både B&B og Drift et ansvar for ventilstatus og at nødvendige barrierer er etablert, testet og dokumentert før overlevering av brønnansvar.

Det er vårt inntrykk at det er liten grad av samarbeid og kommunikasjon mellom drift og B&B ved denne typen operasjoner og at det kan være tette «skott» mellom organisasjonene som hindrer bedre kvalitet i planleggingen og gjennomføringen av operasjonene. Bedre kommunikasjon og tettere involvering av driftsenheten i denne fasen, kunne ha avklart usikkerhet omkring behov for barrierer og usikkerhet omkring status av isoleringsventilen. Det kan stilles spørsmål ved om kvaliteten av overleveringsmøter og tidspunktet for disse møtene er optimal. Informasjon som diskuteres i møtene synes å være begrenset og svært generell og det blir ofte kort tid til møtet siden boreinnretningen venter på å starte operasjonene.

#### **5.2.4 Oppfølging av operasjon**

Vi har intervjuet deler av Statoils ledelse for planlegging og gjennomføring av operasjonene i forbindelse med hendelsen. Dette gjelder planleggingsleder, samt boreoperasjonsleder og boreleder på de to boreinnretningene. Vårt inntrykk fra disse intervjuene er at lederne har vært lite «hands on» og har lite kjennskap til- og involvering i sentrale forhold relatert til hendelsen. Dette gjelder eksempelvis usikkerhet omkring status av barrierer, risikovurderinger i forhold til operasjon og barrierer og gjennomføring av detaljoperasjoner. Det er heller ikke dokumentert at de har blitt forespurt om sitt syn på ulike forhold eller at de har stilt spørsmål ved beslutninger eller planer for operasjoner. Intervjuene har avdekket at lederne i liten grad har vært involvert i risikoprosessen eller hatt kommentarer til identifisering og behandling av risikoer. Dette kan skyldes at pågående operasjoner relatert til hendelsen har blitt betraktet som standard operasjoner hvor ledelsen ikke har prioritert å involvere seg. Det blir i intervjuene vist til at lederne har mange oppgaver og at det er utførende personell som har ansvar for å sikre at oppgaver blir gjennomført i henhold til plan. Operasjonen er etter vår oppfatning ingen standard operasjon. To boreinnretninger er involvert i arbeidet, varierende grad av erfaring hos involvert personell, og tekniske utfordringer ved operasjonen tilsier en tett oppfølging fra lederne.

I intervjuene blir det fremholdt at ledelsen stolte på forberedelsene som ble gjort før juletreet ble koblet fra 17.10.2016. Ledelsen mener at de ikke har blitt involvert i tilstrekkelig grad til å kunne forutse utfordringene ved denne operasjonen. Gjennom granskningen er vi blitt gjort kjent med at ledelsen var kopiert på e-postkorespondanse angående usikkerheten i ventilposisjon og trykk i rørledningene.

#### **5.2.5 Kravdokumentasjon**

De styrende dokumentene som er benyttet i forbindelse med planlegging og gjennomføring av operasjonene forut for hendelsen fokuserer i stor grad på brønn og brønnbarrierer. Ventiler på brønnrammen er i liten grad beskrevet i sentrale dokumenter som er mye brukt i B&B. Dette gjelder dokumenter med krav til overlevering av brønnansvar (OM101.07.04 og OM101.07.13) og brønnintegritetsdokumentet TR3507/GL3507. Eksempelvis inneholder

dokumentene kun krav til test og verifikasjon av spesifikke brønnbarrierer og ikke til barrierer ved andre typer operasjoner, som isoleringsventil ved trekking av blindflens. Ved overlevering av brønner fra B&B til drift, er det beskrevet krav til testing av brønnbarrierer, og i beskrivelsen av forventet innhold i overleveringsdokumentet er det kun angitt informasjon relatert til brønnen. Dette gjelder for overlevering av brønnansvar både fra drift til B&B og den andre veien.

Dokumentene som hadde krav til isoleringsventilene som R-18601 og TR3526 var lite kjent i B&B og kravene ble dermed ikke etterlevd. Testing av isoleringsventilene (som barrierer) var ikke beskrevet i detaljprogrammer for de enkelte operasjonene i henhold til krav i TR3526. Eksempelvis var det i detaljprogram for trekking av blindflens ikke identifisert gjeldende barrierer eller angitt krav til testing av disse. Det var ikke etablert en egen prosedyre for trekking av blindflens slik som det var utarbeidet for tilsvarende operasjoner på for eksempel Oseberg.

I TR3526, vedlegg B, vises det til overleveringsdokumenter med feil dokumentreferanse. Dokumentene OM01.07.02 (overlevering av brønn fra Drift til B&B) og OM01.07.01 (overlevering av brønn fra B&B til Drift), som det vises til i TR3526, er byttet ut med henholdsvis OM101.07.13 og OM01.07.04.

### **5.2.6 Design av blindflens**

Blindflensen som ble benyttet i forbindelse med denne hendelsen var av en eldre modell, uten mulighet for å vise om det er trykk på baksiden før demontering. I prosedyren for demontering av blindflens (referanse OMM-0012419) er det beskrevet at en skal skru blindflensen seks omdreininger, for deretter å sjekke om det er noen tegn på lekkasje gjennom avblødningsrøret. Om en oppdager lekkasje som ikke avtar raskt, tyder dette på at isoleringsventil ikke holder tett og en kan skru blindflens på igjen. Videre blir blindflensen skrudd helt fri med totalt 20 omdreininger. Det er utviklet nyere løsninger med mulighet for verifisering av trykk uten å løsne blindflens. Tidligere rapporterte hendelser der avblødningsfunksjonen på blindflensen gikk tett var ikke kjent for de involverte personene.

## **6 Hendelsens potensial**

### **Faktisk konsekvens**

Konsekvensen av hendelsen var at gass og kondensat strømmet ut i havet og atmosfæren. Strøm og vindretning var gunstig slik at gassen i liten grad strømmet inn på DSB.

Basert på tall fra Statoil var utslippet estimert til ca. 31 tonn gass og 1,6 tonn kondensat. I tillegg ble produksjonen fra brønnramme S nedstengt i 28 dager.

### **Potensiell konsekvens**

Det er gjennomført gassfare analyser av Statoil. Analysen viser at ved andre værforhold kunne utslippet gitt antenbar gass i dekkåpningen (moonpool) om bord på DSB. Analysen viser at antenning av gassen ikke ville truet integriteten til innretningen, men at det kunne ha medført dødsfall ved tilstedeværelse av personell i området.



## 7 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i tre kategorier:

- Avvik: I denne kategorien finnes observasjoner hvor Ptil mener det er brudd på regelverket.
- Forbedringspunkt: Knyttet til observasjoner hvor vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.
- Barrierer som har fungert.

### 7.1 Avvik

#### 7.1.1 Barrierer

##### **Avvik:**

Det var ikke etablert barriere for å hindre utslipp til sjø ved arbeid på havbunnsrammen.

##### **Begrunnelse:**

- Isoleringsventil 41 og 42 var ikke testet og sikret i stengt posisjon i henhold til krav i styrende dokumenter, (R-18601 og TR3526)
- Gjeldende arbeidsprogram fra oktober 2016 knyttet til verifisering av isoleringsventiler og låsing av disse i riktig posisjon ble ikke fulgt (DOP 01)
- SENC observerte for trykk på manifoldsiden av juletre, og brukte dette som en test av isoleringsventil. Dette er ikke i henhold til interne krav til en barrieretest
- Ved planlegging og gjennomføring av operasjoner var det mangelfull fokus fra B&B knyttet til behov for barrierer fra manifold mot ytre miljø

##### **Krav:**

Styringsforskriften (SF) §5 bokstav b om barrierer

Innretningsforskriften § 5 bokstav c om utforming av innretninger

#### 7.1.2 Risikovurderinger

##### **Avvik:**

I forbindelse med planlegging og gjennomføring av operasjonene på brønn S-4, var viktige bidragsyttere til risiko og endring av risiko ikke identifisert og behandlet.

##### **Begrunnelse:**

- Usikkerhet omkring status av isoleringsventiler ble ikke tilstrekkelig vektlagt og vurdert ved flere anledninger i planleggingsfasen
- Konsekvens av at ventilen kunne stå åpen var ikke vurdert og kompensierende tiltak var ikke diskutert
- Relevant styrende dokument som inneholder krav til risikovurderinger for arbeid mot en enkel barriere var ikke kjent av involvert personell i B&B (R-18601)
- Tidligere erfaringer med hendelser på blindflens var ikke kjent av de involverte og kunne derfor ikke bli vurdert i risikogjennomgangene
- Det ble ikke tatt hensyn til at isoleringsventiler ikke var låst i stengt posisjon
- Tilstrekkelige kompensierende tiltak ble ikke vurdert med tanke på de usikkerheten rundt status på isolasjonsventilene, eksempelvis avblødning av trykk i rørledning.

##### **Krav:**

Aktivitetsforskriften § 29 om planlegging

### 7.1.3 *Ansvar*

#### **Avvik:**

Ansvar for testing av isoleringsventiler var ikke entydig definert og samordnet i forbindelse med de pågående operasjonene

#### **Begrunnelse:**

- I intervjuene fremkom det at det var begrenset kommunikasjon mellom drift og B&B med hensyn til operasjonene som skulle gjennomføres etter at B&B hadde overtatt brønnen
- R-18601 beskriver ikke hvem som er ansvarlig for testing av isoleringsventiler
- I intervjuene kom det frem at B&B forventet at drift hadde testet alle barriereventiler før overtakelse av brønnen, mens drift på sin side forventet at B&B skulle gi beskjed om hvilke ventiler som skulle testes

#### **Krav:**

Styringsforskriften §6, om styring av helse, miljø og sikkerhet andre ledd  
Styringsforskriften §13 om arbeidsprosesser

### 7.1.4 *Kjennskap til styrende dokumentasjon*

#### **Avvik:**

Krav til barrierer i styrende dokumentasjon for arbeid på brønnrammen var i liten grad kjent for involvert personell

#### **Begrunnelse:**

R-18601 definerer hva som er godkjente barrierer ved arbeid på en havbunnsinnretning. Planleggingen av arbeidsoperasjonene har ikke identifisert hvordan dette skal etableres.

- R-18601 og TR3526 som hadde krav til isoleringsventilene var ikke kjent i planleggingsgruppen
- Kravdokument for overlevering av brønn mellom drift og B&B har kun krav relatert til barrierer mot brønn. Krav til barrierer ved andre typer operasjoner er ikke beskrevet i overleveringsdokumentene
  - o Det er ikke referert til R-18601 i kravdokument for overlevering av brønnansvar i dokumentene OM101.07.04, OM101.07.13 eller TR3526
- Ledelsen har ikke sikret at utførende personell har tilstrekkelig kjennskap til aktuelle styrende dokumenter og at interne krav ble fulgt

#### **Krav:**

Aktivitetsforskriften § 20 om oppstart og drift av innretninger, bokstav b.

### 7.1.5 *Kravdokumenter*

#### **Avvik:**

Relevante krav i styrende dokumenter angående isoleringsventiler blir ikke belyst i de operasjonelle prosedyrene

#### **Begrunnelse:**

- Lekkasjetest av isoleringsventiler er ikke beskrevet i DOP i henhold til krav i TR3526 vedlegg B.2.7.

- Kravdokumenter for overlevering av brønnansvar beskriver ikke hvilke barrierer som skal identifiseres, testes og sikres på manifolden
- Operasjonelle dokumenter beskriver i liten grad krav til barrierer utenom brønnbarrierene

**Krav:**

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer andre ledd

## 7.2 Forbedringspunkt

### 7.2.1 Oppfølging

**Forbedringspunkt:**

Oppfølgingen fra ledelsen har ikke bidratt til å identifisere tekniske, operasjonelle eller organisatoriske svakheter, feil og mangler.

**Begrunnelse:**

I intervjuene av ledende personell på flere nivå kom det frem at de hadde vært lite involvert i planlegging og gjennomføring av operasjonene:

- Identifisering og behandling av risikoer
- Vurdering av konkrete utfordringer, eksempelvis status av barrierer
- Vurdering av kompetanse og kapasitet for organisasjonen i planlegging og gjennomføring av operasjonene
- Påse at utførende personell hadde tilstrekkelig kjennskap til aktuelle styrende dokumenter og at interne krav ble fulgt

**Krav:**

Styringsforskriften § 21 om oppfølging andre ledd

### 7.3 Barrierer som har fungert

- Åsgard A og DSB hadde opprettet kommunikasjon slik at de var klar til å stenge ned om det skulle skje en hendelse
- Da hendelsen skjedde ble brønn S-1 og S-3 stengt inn for å begrense utslippet
- Beredskap etter hendelsen ble gjennomført i henhold til etablerte krav

## **8 Andre kommentarer**

### **8.1 Tilgjengelige data for granskning**

Ved gjennomføring av granskningen har det ved to tilfeller ikke vært mulig å fremskaffe dokumentasjon fra kontrollsystemet på de flyttbare innretningene Songa Encourage (SENC) og Deep Sea Bergen (DSB).

1. Logg fra kontrollsystemet på SENC fra 10.10.2016 til 17.10.2016 for eventuelle operasjoner av isoleringsventil 42 har ikke vært mulig å fremskaffe av Statoil eller Songa.
2. Det var ikke mulig å få avklart om gass detektorer på DSB har registrert gass under hendelsen da historikk for detektorene ikke lagres mer enn 30 dager. Det er blitt bekreftet at ingen gassdetektorer nådde alarmgrensene sine.

For å finne årsak til hendelser, er det viktig at data fra kontrollsystemet er tilgjengelig. Det kan ved flere tilfeller gå en periode fra den initiale hendelsen til selve hendelsen skjer, og det må derfor vurderes om 30 dager er tilstrekkelig for lagring av data fra kontrollsystemet.

### **8.2 Erfaringer fra andre innretninger**

I granskningen fikk vi tilgang på et dokument som ble benyttet for Oseberg (System og operasjonsdokument, S004718Opr) som var gyldig fra 21.3.2017. Kapittel 3.4 i dette dokumentet beskriver hvordan en skal fjerne blindflens på en bunnramme med en barriere mot reservoar og en barriere mot produksjonsanlegg. I dette dokumentet vises det til R-18601 og spesifiserer tiltak i form av at ventilene inn mot produksjonsanlegget skal være testet og definert med test i eget dokument. I tillegg angis det at ventilene i tillegg til å stenges skal låses med ROV for å unngå utilsiktet operasjon. Tilsvarende dokument var ikke etablert for Åsgard.

Ved overlevering av brønnansvar fra Åsgard A til «flerbruksfartøy» for skifte av strømningskontrollmodul (FCM) i 2014 ble det utarbeidet en detaljprosedyre der det blant annet beskrives hvordan risiko skal vurderes ved samtidige aktiviteter og hvordan isoleringsventilene skal testes. Dette dokumentet var ikke kjent av B&B som var ansvarlig for planlegging og gjennomføring av operasjonene på S-4t i oktober 2016 og mars 2017.

## 9 Diskusjon omkring usikkerheter

I dette kapittelet blir usikkerheter som ikke er blitt mulig å verifisere av granskningsgruppen belyst.

### 9.1 Endring av ventilposisjon

Et sentralt forhold ved hendelsen er endring i ventilstatus for ventil 42. Det knytter seg usikkerhet til omstendighetene som har medført at ventilposisjonen har endret seg fra stengt til åpen i perioden 10.10.2016 til 17.10.2016.

Det er ikke mulig å operere isoleringsventilene på manifolden fra Åsgard A etter at en har lagt over kontrollen fra Åsgard A til SENC. I kontrollsystemet på SENC beskriver Statoil at det er lagt inn en sperre slik at det ikke er mulig å operere isoleringsventilene på manifolden. Dette betyr at posisjonen på isoleringsventilene på brønrammen (41 og 42) ikke kan endres fra en kopler fra FCM 17.10.2016 til en kopler tilbake strømningskontrollmodulen FCM 24.03.2017. Det er bekreftet at ventil 41 og 42 var stengt på morgenen 10.10.2016, og at ventil 42 var åpen 9.12.2016. Det er ikke kjent hvordan endringen av ventilposisjon for ventil 42 har skjedd. Logg for alle operasjoner og alarmer fra kontrollrommet på SENC blir automatisk slettet etter 30 dager, og det er derfor ikke mulighet for å verifisere om det er blitt foretatt noen ventiloperasjoner ved tvangskjøring av isoleringsventil 42 i tidsrommet fra morgenen 10.10.2016 til 17.10.2016 mens det teoretisk var mulig å operere aktuell ventil.

Gjennom granskningen er det kommet fram at det er tre mulige årsaker til at ventil 42 har endret posisjon:

- Ved at ventilen ved en feil er blitt operert fra SENC i tidsrommet 10.10 til 17.10 2016
- Ved trykkendring i hydraulikksystemet i forbindelse med operering av andre ventiler, kan isoleringsventil bevege seg.
- Ved avblødd hydraulikktrykk, og lavt trykk i rørledning kan ventilen bevege seg mot åpen posisjon.

Vi har ikke klart å bekrefte eller avkrefte noen av punktene over gjennom intervju eller tilgjengelig dokumentasjon.

### 9.2 Testing av ventil 42

Innledningsvis i granskningen ble det uttrykt at isoleringsventil 42 var testet og at indikator viste feil. Hva som forventes angående test av isoleringsventilene på manifolden er ikke beskrevet i DOP. Hva som ble gjort av B&B for å teste ventilene i oktober 2016 er ikke blitt beskrevet for granskningsgruppen. Det er også uklart hvorvidt B&B anser egen observasjon av trykk (innstrømningstest) til å være barrieretest for isoleringsventilene på manifolden.

Statoil har i ettertid lekkasjetestet ventilen som tilfredsstilte et akseptkriterium på 2% over 10 minutter. I tillegg ble ventilen kjørt og det ble observert at indikator gikk i korrekt posisjon (nøytral stengt).

## **10 Vurdering av Statoil sin gransking etter hendelsen**

Statoil har gjennomført gransking av hendelsen. Beskrivelse av hendelsesforløpet, direkte og bakenforliggende årsaker knyttet til tekniske årsaker og styrende dokumentasjon er i hovedsak i overensstemmelse med våre funn. Anbefalte forbedringsforslag for å sikre kjennskap og etterlevelse av krav til etablering av barrierer ved denne type samtidig operasjon synes å være godt definert og begrunnet.

Ledelsesoppfølging knyttet til gjennomføring av operasjonene er i begrenset grad vurdert i rapporten.

## **11 Gassfareanalyse, undervanns gasslekkasje på Deepsea Bergen**

Statoils simuleringer har vist at det verst tenkelige scenariet ville være om undervanns gasslekkasjen skjedde når det var vindstille. Analysen konkluderer med at en eventuelt antennelse av lekkasjen trolig hadde resultert i en brann under innretningen (Lower deck) og en eksplosjon i det delvis innelukkede volumet over åpningen i dekket (moonpool). Eksplosjonstrykket i det delvis innelukkede volumet er estimert til å kunne medføre lokale eksplosjonsskader, men ikke true integriteten til boretårnet eller innretningen for øvrig. Eventuell tilstedeværelse av personell i disse områdene, riggens ytre område mot sjø og moonpool-området, må antas å kunne bli eksponert for laster med potensielt dødelig utfall.

Vi har ingen kommentarer til de forutsetninger og antakelser som er benyttet i analysen, eller de resultater som fremkommer.

## 12 Kilder

### Kilder til bildene av installasjonene

Åsgard A:

<http://www.skipsmagasinet.no/nc/forsiden/nyhet/artikkel/gass-kondensatfunn-nord-for-aasgard/> (dato: 18.4.2017)

Deepsea Bergen:

<http://www.odfjelldrilling.com/> (dato: 18.4.2017)

Songa Encourage

<http://www.songaoffshore.com/Pages/Rigs.aspx> (dato: 18.4.2017)

## 13 Vedlegg

Vedlegg A: Oversikt over intervjuet personell og deltagere i møter

Vedlegg B: Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen