

Rapport

Deepwater Horizon-ulykken: Årsaker, lærepointer og forbedrings- tiltak for norsk sokkel

Tinmannsvik, R.K., Albrechtsen, E., Bråtveit, M. (UiB), Carlsen, I.M., Fylling, I. (MARINTEK), Hauge, S., Haugen, S. (NTNU), Hynne, H., Lundteigen, M.A. (NTNU), Moen, B.E. (UiB), Okstad, E., Onshus, T. (NTNU), Sandvik, P.C. (MARINTEK) og Øien, K.



Kilde: Getty Images

Rapport

Deepwater Horizon-ulykken: Årsaker, lærepunkter og forbedringstiltak for norsk sokkel

EMNEORD:
Sikkerhet
Storulykke
Læring etter ulykker

VERSJON

DATO

2011-05-31

FORFATTERE

Tinmannsvik, R.K., Albrechtsen, E., Bråtveit, M. (UiB), Carlsen, I.M., Fylling, I. (MARINTEK), Hauge, S., Haugen, S. (NTNU), Hynne, H., Lundteigen, M.A. (NTNU), Moen, B.E. (UiB), Okstad, E., Onshus, T. (NTNU), Sandvik, P.C. (MARINTEK) og Øien, K.

OPPDRA GSGIVER(E)

Petroleumstilsynet

OPPDRA GSGIVERS REF.

6303-08-2010-999073

PROSJEKTNR

60S104

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

200 + 6 vedlegg

SAMMENDRAG

Rapporten oppsummerer resultatene fra en gjennomgang og systematisering av informasjon fra granskninger etter Deepwater Horizon-ulykken og andre større ulykker i petroleumsvirksomheten. Det er foreslått lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel, både på selskaps-/bransjenivå og myndighetsnivå.

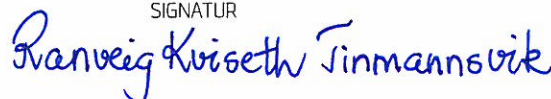
Ulykker av typen utblåsninger, brannkontrollhendelser og ulykker med tap av stabilitet/havarier danner primærgrunnlaget for vurderingene. I tillegg til Deepwater Horizon-ulykken er bl.a. granskninger etter utblåsningen på Montarafeltet utenfor Australia (2009), utblåsningen på Snorre A (2004) og brannkontrollhendelsen på Gullfaks C (2010) gjennomgått.

Rapporten gir en helhetlig vurdering av årsaker og mulige forbedringstiltak, med spesiell vekt på menneskelige og organisatoriske faktorer. Anbefalingene for norsk sokkel bygger på anbefalinger i granskningsrapporter og annen informasjon som var tilgjengelig per 20. april 2011. Innspill fra referansegruppen for prosjektet, Petroleumstilsynet og andre ressurspersoner, samt prosjektgruppens generelle kunnskap om bransjen, er også et viktig grunnlag for anbefalingene.

UTARBEIDET AV

Ranveig Kviseth Tinmannsvik m. fl.

SIGNATUR



KONTROLLERT AV

Knut Øien

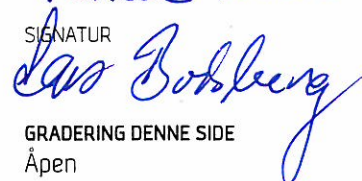
SIGNATUR



GODKJENT AV

Lars Bodsberg

SIGNATUR



RAPPORTNR

SINTEF A19148

ISBN

978-82-14-05088-2

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Forord

Prosjektet er gjennomført i perioden 3. januar til 13. mai 2011. Konklusjonene i rapporten bygger på innhold i granskningsrapporter og annen informasjon som var tilgjengelig per 20. april 2011. Det betyr blant annet at rapporten ferdigstilles uten at resultatene fra to sentrale granskninger av DWH-ulykken er utgitt: Rapporten fra tilsynsmyndighetene BOEMRE/U.S. Coast Guard (endelig rapport forventet i juli 2011), og rapporten fra Chemical Safety Board (CSB) som er forventet i juni 2012. Det vil dermed kunne komme informasjon i ettertid som kan nyansere bildet og skape behov for omprioriteringer av anbefalinger.

Prosjektet er gjennomført av en tverrfaglig prosjektgruppe fra SINTEF, MARINTEK og NTNU. I tillegg har Universitetet i Bergen vært engasjert i forbindelse med en spesialstudie om helseeffekter blant personer som har deltatt i opprydningsarbeid etter oljeutslipp. Deres arbeid er dokumentert i kapittel 12.

En egen referansegruppe for prosjektet ble etablert for å trekke maksimal lærdom av ulykken med Deepwater Horizon. Referansegruppa har bestått av Thorleif Lager, Acona Wellpro; Ole B. Rygg, Add Energy; Per Holand, ExproSoft; Tore Fjågesund, Well Barrier; Per Morten Schiefloe, NTNU og Preben Lindøe, Universitetet i Stavanger. Referansegruppa har bl.a. bidratt til å vurdere helheten i de resultatene som er fremkommet i prosjektet. Vi vil takke for engasjerte diskusjoner og kunnskapsrike bidrag fra referansegruppa.

Videre vil vi takke Petroleumstilsynet for god dialog underveis i prosjektet, og for nyttige synspunkter og kommentarer til de resultatene som er fremkommet.

Vi vil også takke for innspill fra Ingrid B. Utne og Jon Espen Skogdalen, som begge var medlemmer i Deepwater Horizon Study Group ved University of California, Berkeley. I tillegg fortjener mange kolleger ved de samarbeidende institusjonene en stor takk for gode faglige diskusjoner og tilbakemeldinger underveis i prosessen.

Trondheim, 13. mai 2011

Ranveig Kviseth Tinmannsvik

Innholdsfortegnelse

Forord	3
Sammendrag	11
Executive summary	21
1. Innledning	31
1.1 Bakgrunn og formål.....	31
1.2 Metode og tilnæringsmåte.....	32
1.2.1 Tilnærming og vektlegging i prosjektet.....	32
1.2.2 Prosjektgjennomføring.....	32
1.2.3 Organisering av prosjektet.....	36
1.3 Dataunderlag.....	37
1.3.1 Oversikt over referansehendelser.....	37
1.3.2 Oversikt over rapporter.....	38
1.4 Forutsetninger og begrensninger.....	39
1.5 Rapportstruktur.....	39
1.6 Sentrale ord og uttrykk.....	40
2 Ulykken med Deepwater Horizon 20. april 2010	43
2.1 Deepwater Horizon – litt historikk.....	43
2.2 Hendelsesforløpet.....	43
2.3 Aktører involvert i ulykken.....	44
3 Referansehendelser	47
3.1 Utblåsningen på Montara-feltet, 21. august 2009.....	47
3.2 Utblåsningen på Snorre A, 28. november 2004.....	48
3.3 Brønnkontrollhendelsen på Gullfaks C, 19. mai 2010.....	51
3.4 Systemkarakteristika – Deepwater Horizon/Macondo og andre hendelser.....	52
3.5 Andre relevante hendelser.....	53
3.5.1 Utblåsninger.....	53
3.5.2 Høveri.....	53
3.5.3 Brann / eksplosjon.....	53
4 Boring og brønnteknologi	55
4.1 Hovedfunn.....	55
4.2 Årsaksforhold.....	55
4.2.1 Macondo - brønnoperasjon.....	55
4.2.2 Sementering.....	57
4.2.3 Barrieretesting.....	58
4.2.4 Deteksjon av brønnsparke.....	60
4.2.5 BOP feilet.....	60

4.3	Anbefalinger i granskningsrapporter	60
4.4	Lærepunkter for norsk sokkel.....	62
4.4.1	Brønnbarrierene.....	62
4.4.2	Risikostyring og endringer av design og plan underveis.....	67
5	Utblåsningssikring – BOP	69
5.1	Hovedfunn	69
5.2	Årsaksforhold.....	69
5.2.1	BOP design og operasjon	69
5.2.2	BOP vedlikehold, testing og sertifisering.....	72
5.3	Anbefalinger i granskningsrapporter	75
5.4	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel.....	77
5.4.1	Anbefalinger knyttet til BOP design.....	77
5.4.2	Anbefalinger knyttet til BOP ytelseskrav.....	79
5.4.3	Anbefalinger knyttet til BOP operasjon.....	80
5.4.4	Anbefalinger knyttet til BOP vedlikehold.....	80
6	Prosessintegritet.....	81
6.1	Hovedfunn	81
6.2	Årsaksforhold.....	81
6.2.1	Avledersystemet.....	81
6.2.2	Brann- og gassdeteksjonssystemet.....	82
6.2.3	Ventilasjonssystemet	82
6.2.4	Antennelse og eksplosjon.....	82
6.2.5	Beskyttelse mot brann- og eksplosjonslaster	83
6.3	Anbefalinger i granskningsrapporter	83
6.4	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel.....	85
6.4.1	Avledersystemet.....	85
6.4.2	Brann- og gassdeteksjonssystemet.....	86
6.4.3	Ventilasjonssystemet	87
6.4.4	Beskyttelse mot brann- og eksplosjonslaster	88
6.4.5	Andre områder	88
7	Stabilitet, flyteevne og ballasting	91
7.1	Hovedfunn	91
7.2	Årsaksforhold.....	92
7.2.1	Ocean Ranger	92
7.2.2	Petrobras P-36.....	93
7.2.3	Aban Pearl.....	93
7.2.4	Jupiter.....	94
7.2.5	Petrobras P-34.....	94
7.2.6	Thunder Horse.....	94
7.2.7	Gjøø.....	95
7.2.8	Deepwater Horizon	96

7.2.9	Oppsummering av årsaksforhold knyttet til stabilitet, flyteevne og ballastering	97
7.3	Kommentarer til utforming, utstyr og posisjonering.....	98
7.4	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel.....	98
7.4.1	Relevante forskrifter.....	98
7.4.2	Kommentarer og tentative forslag til tillegg og presisering i forskriftene.....	99
7.4.3	Hovedanbefalinger.....	101
8	Vedlikeholdsstyring.....	103
8.1	Hovedfunn.....	103
8.2	Årsaksforhold.....	103
8.2.1	Mangelfullt vedlikehold som medvirkende årsak til ulykker.....	103
8.2.2	Status for vedlikehold (deriblant etterslep/utestående vedlikehold).....	103
8.2.3	Risikovurdering av systemer og utstyr.....	104
8.2.4	Bakenforliggende årsaksforhold.....	105
8.3	Anbefalinger i granskningsrapporter.....	105
8.4	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel.....	106
8.4.1	Kontinuerlig fokusering på vedlikehold.....	106
8.4.2	Oppfølging av utestående vedlikehold	107
8.4.3	Risikovurdering av utestående vedlikehold.....	107
9	Beredskap.....	109
9.1	Hovedfunn.....	109
9.2	Faser i beredskap.....	109
9.2.1	Varsling.....	110
9.2.2	Bekjempelse.....	110
9.2.3	Redning.....	114
9.2.4	Evakuering.....	115
9.2.5	Normalisering.....	115
9.3	Anbefalinger i granskningsrapporter.....	116
9.4	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel.....	117
9.4.1	Intervensjonsteknikker ved utblåsning på dypt vann.....	118
9.4.2	Samarbeid myndigheter og operatør ved brønnkontrollhendelser.....	118
9.4.3	Samarbeid operatør og andre industriaktører ved brønnkontrollhendelser.....	119
9.4.4	Innretninger til avlæstningsbrønn.....	119
9.4.5	Operatørens ressurser	119
10	Organisasjon og ledelse.....	121
10.1	Hovedfunn.....	121
10.2	Årsaksforhold.....	121
10.2.1	Lite effektivt lederskap.....	121
10.2.2	Seksjonering av informasjon og mangelfull kommunikasjon	123
10.2.3	Svikt i evnen til å fremskaffe prosedyrer til rett tid	126
10.2.4	Mangelfull opplæring og oppfølging av ansatte	127
10.2.5	Ineffektiv ledelse og tilsyn med kontraktører	129

10.2.6	Mangelfull bruk av teknologi/instrumentering.....	131
10.2.7	Svikt i evnen til å analysere og forstå risiko.....	132
10.3	Anbefalinger i grønskningsrapporter.....	138
10.4	Ulike perspektiver på robuste organisasjoner.....	141
10.5	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel.....	142
10.5.1	Robuste egenskaper i bore- og brønnoperasjoner – balanse mellom etterlevelse av krav og tilpasning til situasjonen.....	142
10.5.2	Kompetanse og arbeidsbelastning for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger...	144
10.5.3	Utfordringer knyttet til bruk av risikoanalyser – behov for nye metoder.....	145
10.5.4	Bruk av perspektiver på storulykker i risikostyring.....	149
10.5.5	Indikatorer for storulykker.....	150
10.5.6	Situasjonsforståelse og reaksjon på signaler.....	151
10.5.7	Informasjonsdeling, samhandling land-hav og nye arbeidsprosesser ("integreerte operasjoner").....	152
10.5.8	Håndtering av målkonflikter.....	153
10.5.9	Erfaringsoverføring og læring etter tidligere hendelser.....	154
11	Økonomiske faktorer som rammebetingelser.....	157
11.1	Hovedfunn.....	157
11.2	Mål og retningslinjer i operatørselskapet.....	158
11.2.1	Omsetning og økonomisk lønnsomhet.....	158
11.2.2	Ulykker og sikkerhet.....	158
11.2.3	Styrer etter det målbare.....	159
11.3	Aktørene i kontraktørhierarkiet.....	160
11.4	Interne styringsutfordringer.....	161
11.4.1	Teoretisk tilnærming - innledning.....	161
11.4.2	Formelle og uformelle institusjoner.....	161
11.4.3	Prinsipal-agentteori.....	162
11.5	Relasjoner mellom operatørselskapet og kontraktørene.....	163
11.5.1	Teoretisk tilnærming - innledning.....	163
11.5.2	Prinsipal-agentteori.....	163
11.5.3	Transaksjonskostnadsteori.....	163
11.5.4	Kontrakter.....	164
11.6	Økonomiske konsekvenser.....	166
11.7	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel.....	166
11.7.1	Anbefalinger – selskapsnivå.....	166
11.7.2	Anbefalinger – myndighetsnivå.....	167
11.7.3	Hovedanbefalinger.....	168
12	Helseeffekter etter håndtering av oljeutslipp.....	169
12.1	Hovedfunn.....	169
12.2	Helseplager blant personell som har deltatt i opprydningsarbeid etter en ulykke.....	169
12.2.1	Metode for utvalg av studier.....	170

12.2.2	Exxon Valdez.....	170
12.2.3	Braer	171
12.2.4	Sea Empress	172
12.2.5	Nakhodka.....	172
12.2.6	Erika	173
12.2.7	Prestige	174
12.2.8	Tasman Spirit	176
12.2.9	Hebei Spirit.....	177
12.2.10	Deepwater Horizon	177
12.3	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel.....	178
12.3.1	Oppsummering av hva som kan forbedres ved slike ulykker.....	178
12.3.2	Hva vi bør gjøre.....	180
13	Oversikt over anbefalinger – norsk sokkel.....	181
14	Hovedkonklusjoner.....	189
	Referanser.....	195
	Vedlegg.....	201

Vedlegg

- Vedlegg 1: Forkortelser
- Vedlegg 2: Generelle utfordringer knyttet til boring
- Vedlegg 3: Metode – tilnæringsmåte
- Vedlegg 4: STEP-diagram – Deepwater Horizon
- Vedlegg 5: Skjematisk beskrivelse av enkelthendelser
- Vedlegg 6: Eksempel på sammenstillingstabell (Del I og II)

Sammendrag

Bakgrunn og formål

20. april 2010 inntraff en olje- og gassutblåsning på den flyttbare boreinnretningen Deepwater Horizon på Macondofeltet, utenfor kysten av Louisiana i Mexicogulfen. Ulykken medførte tap av 11 menneskeliv og et oljeutslipp på nærmere fem millioner fat olje.

Som et resultat av ulykken med Deepwater Horizon, heretter omtalt som *DWH-ulykken*, er flere granskninger og undersøkelser igangsatt. Petroleumstilsynet nedsatte en egen gruppe for oppfølging av ulykken. Som ledd i dette arbeidet har SINTEF utarbeidet denne rapporten. Mandatet vårt har vært å *gjennomgå og systematisere informasjon fra granskninger etter DWH-ulykken og andre større ulykker i petroleumsvirksomheten. Formålet har vært å bidra til læring og forbedring i petroleumsnæringen med henblikk på å redusere muligheten for at en liknende ulykke skal skje på norsk sokkel.*

Læring og anbefalinger

Lærepunkter – norsk sokkel

Et spørsmål en ofte stiller seg etter ulykker som Deepwater Horizon, er hvordan så mye kunne gå galt på én gang. Eller sagt på en annen måte; hvordan er det mulig at så mange sikkerhetsbarrierer svikter samtidig? Svaret på dette er ikke enkelt, men to viktige forhold som henger tett sammen er; *hvordan ha kontroll med barrierene og hvordan håndtere økende grad av kompleksitet.*

Bore- og brønnoperasjoner skiller seg fra andre operasjoner på en innretning ved at sikkerhetsutfordringene er langt mer dynamiske og endrer seg i forhold til ulike faser av en brønns livsløp. Derfor er det en krevende oppgave å ha kontroll med barrierene i alle faser av brønnens levetid, modifikasjoner og endringer innbefattet. Vi bør i denne sammenheng stille oss en rekke kontrollspørsmål. Har vi gode nok styrings-systemer for å ha kontroll med barrierene gjennom brønnens levetid? Er barrierene knyttet til bore- og brønnoperasjoner gode nok? Setter vi strenge nok krav til ytelse på barrierer? Oppfyller barrierene regelverkets krav om uavhengighet?

Når en studerer hvorfor barrierer under bore- og brønnoperasjoner svikter, ser en at *økende grad av kompleksitet* i mange tilfeller er en fellesnevner. Noen stikkord er; en lang rekke involverte aktører skal samhandle, det skjer hyppige omorganiseringer og nye arbeidsprosesser hos disse aktørene, og den teknologiske utviklingen drives raskt fremover av dypere brønner og mer komplekse reservoarer. Det er derfor ikke uten grunn at boring langt til havs og i vanskelige reservoarer av flere blir omtalt som en *kontinuerlig problemløsningsprosess*, hvor nye uventede situasjoner oppstår og må håndteres der og da. En slik økende grad av kompleksitet setter også nye krav til sikkerhetsfaget. Flere har funnet grunn til å spørre om sikkerhetstenkningen har klart å holde tritt med utviklingen forøvrig. Vi mener det er behov for et sikkerhetsmessig løft innenfor allerede eksisterende sikkerhetstenkning. Videre er det behov for nytenkning spesielt i forhold til å håndtere det uventede – det som vil kunne skje, men som vi ikke har tenkt på og som vi dermed ikke er forberedt på. *Vi må altså bli bedre til å samhandle og ta beslutninger under økende grad av kompleksitet og usikkerhet.*

Operative beslutninger som er kritiske for å ivareta brønnintegritet, fattes ofte under krevende rammebetingelser. Beslutningstakere vil ofte stå overfor målkonflikter mellom produksjonskrav og sikkerhet. I mange tilfelle kan beslutningstakere oppleve at de har lite tid til å ta beslutninger, eksempelvis på grunn av

høy arbeidsbelastning, planer som må endres i siste øyeblikk, eller fordi det oppstår en avvikssituasjon hvor operasjonene stanser inntil en beslutning om videre arbeid er tatt. Granskningsrapportene som er gjennomgått, viser også at kompetansen til beslutningstakerne er en kritisk faktor for å ivareta brønnintegritet. Dette dreier seg ikke bare om kunnskapene til den enkelte beslutningstaker, men også mulighet og evne til å mobilisere kompetanse fra andre i forbindelse med kritiske beslutninger.

Anbefalinger for industrien

Basert på en gjennomgang av granskningsrapporter fra DWH-ulykken og andre relevante hendelser, anbefaler SINTEF industrien på norsk sokkel å iverksette følgende tiltak (ikke i prioritert rekkefølge):

1. Oppdatere NORSOK D-010 "Well integrity in drilling and well operations" med hensyn til sement som primærbarriere, samt bruk av ny teknologi.
 - **Hvorfor:** Svikt i sementbarrieren og mangel på tilstrekkelig kvalifisering var en viktig direkte årsak både til DWH-ulykken og Montara-ulykken. Mangler i forhold til bruk av ny teknologi (for eksempel trykbalansert boring) var medvirkende årsak til Gullfaks C-hendelsen.
 - **Hvordan:** NORSOK D-010 bør oppdateres med hensyn på forbedrede rutiner for planlegging, blanding, pumping og kvalifisering av sement som primærbarriere. Metode for plassering og kvalifisering av sement som primærbarriere bør beskrives bedre. Videre bør standarden oppdateres i forhold til bruk av ny teknologi.
 - **Hva ønskes oppnådd:** Forbedret beste praksis vil øke forståelsen for kritikaliteten av sement som primærbarriere og øke sannsynligheten for god og sikker sementhåndtering. Beskrivelse av beste praksis vedrørende ny teknologi vil øke sannsynligheten for sikker bruk av ny teknologi.
2. Øke forståelsen for en helhetlig strategi for barrierestyling, herunder anvendelse av prinsippet om to uavhengige og testede brønnbarrierer, samt overvåkning av disse.
 - **Hvorfor:** Sannsynligheten for effektivt å kunne aktivere en sekundærbarriere er tidskritisk. Det er derfor viktig å oppdage tegn på en unormal situasjon så tidlig som mulig. Mangelfull overvåkning var sentrale faktorer både på Deepwater Horizon, Snorre A og Gullfaks C.
 - **Hvordan:** Ta i bruk eller utvikle operasjonelle verktøy (for eksempel brønnbarriereskisser) som kan gi aktørene enkle visuelle midler, med beskrivelse av overvåkningsmetode for hvert enkelt definert barriereelement.
 - **Hva ønskes oppnådd:** Være i stand til å aktivere sekundærbarrieren tidligst mulig ved svikt i primærbarrieren.
3. Vurdere hvorvidt dagens utblåsningssikring (BOP) med singel kutteventil (BSR) og tilhørende begrensninger er tilstrekkelig, ved at selskapene gjennomgår sine bore- og brønnoperasjoner.
 - **Hvorfor:** Dagens løsning har operasjonelle begrensninger blant annet knyttet til kutting av rørskjøter. Det er uklart på hvilken måte industrien vurderer disse begrensningene opp mot kritikaliteten av hver enkelt bore- og brønnoperasjon.
 - **Hvordan:** Vurdere kritikalitet av bore- og brønnoperasjoner knyttet til blant annet vanddybde, plassering av BOP, kompleksitet av reservoar, sårbarhet av område, osv.
 - **Hva ønskes oppnådd:** Høyere pålitelighet av BOP og redusert risiko knyttet til kritiske bore- og brønnoperasjoner.
4. Vurdere om det er behov for nye krav og retningslinjer for design og operasjon av avledersystemet for å minimere sjansen for at systemet kan feilopereres i en nødssituasjon.
 - **Hvorfor:** Ved svikt i BOP og utblåsning opppe på innretningen, fremstår avledersystemet som en "siste skanse" for å redusere mengden av antennebare hydrokarboner. Muligheten for å feiloperere dette systemet bør derfor minimeres.

- *Hvordan:* Gjennomgå dagens systemer og oppdatere gjeldende standarder til å reflektere beste praksis på området. Generelt bør det være slik at når avledersystemet aktiveres, er det kun mulig å lede brønnstrømmen over bord.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Redusere sannsynligheten for antennelse av en utblåsning oppe på innretningen.
5. Gjennomgå instruksjoner som sikrer vanntetting, samt praksis for periodisk testing av dører/passasjer gjennom dekk og skott som forutsettes vanntette.
- *Hvorfor:* Vann på avveie er hovedårsak til registrerte havarier.
 - *Hvordan:* Fastlegge interne rutiner som sikrer integritet, inklusive for eksempel månedlig kontroll og rapportering.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Forhindre uønsket vanninntrengning og tap av stabilitet.
6. Følge opp boreentreprenørens progresjon i forhold til arbeid med utestående vedlikehold regelmessig.
- *Hvorfor:* En erfaring fra Deepwater Horizon var at operatørselskapet aktivt og systematisk måtte følge opp det utestående vedlikeholdet sammen med boreentreprenøren for å få ned omfanget, noe som viser viktigheten av aktiv oppfølging fra operatørselskapet sin side.
 - *Hvordan:* Regelmessige (eksempelvis ukentlige) møter mellom operatørselskap og boreentreprenør for gjennomgang av status og planer for utestående vedlikehold.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Kontroll med omfanget av det utestående vedlikeholdet, spesielt for sikkerhetskritisk utstyr.
7. Vurdere å utvikle forbedrede løsninger for å håndtere ulike typer utblåsninger.
- *Hvorfor:* DWH-ulykken viste at når BOP ikke virker – heller ikke gjennom ROV-intervensjon (Remote Operated Vehicle) – har man ikke mange alternativer ut over boring av en avlastningsbrønn, noe som igjen er svært tidkrevende. Industrien (eksempelvis i regi av OLF/Rederiforbundet) bør vurdere å utvikle andre mulige løsninger før neste ulykke, slik at dette ikke kun gjennomføres som prøving og feiling underveis i ulykken.
 - *Hvordan:* Lære av, og bidra til den utvikling som har funnet sted underveis og etter DWH-ulykken, herunder utstyr slik som en brønnstengningsenhet. Arbeidet bør omfatte både metoder, utstyr, kompetanse, trening og øvelse.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Raskere kontroll med en utblåsning.
8. Forbedre organisasjonens og den enkeltes årvåkenhet og evne til å oppdage tidlige signaler på at en situasjon er i ferd med å komme ut av kontroll.
- *Hvorfor:* Overvåkning og forståelse av faresignaler er viktig for å kunne oppdage at en situasjon er i ferd med å komme ut av kontroll, og dermed kunne håndtere denne før en alvorlig hendelse inntreffer. Både overvåkning og forståelse av faresignaler var mangelfull i perioden før første eksplosjon på Deepwater Horizon.
 - *Hvordan:* FoU-aktiviteter basert på følgende generelle anbefalinger: Skape bevissthet om hva som er risikofylt i normale operasjoner, fremme skepsis og evne til å stille spørsmål ved risikofylte forhold og vurdere teknologiske løsninger som kan bedre evnen til å oppdage tidlige faresignaler og feil.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Forbedret årvåkenhet og evne til å oppdage og reagere på tidlige signaler.
9. Legge til rette for økt kompetanse og en bedre arbeidssituasjon for personell som tar sikkerhets-kritiske beslutninger i bore- og brønnoperasjoner.
- *Hvorfor:* Ulike granskninger har avdekket behov for strukturert kompetansebygging og forbedring av arbeidssituasjonen for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger, både

- på individ- og gruppenivå. I DWH-ulykken bidro mangelfull kompetanse og en krevende arbeidssituasjon til en kjede av feilvurderinger og unnlater.
- *Hvordan:* Videreutvikle krav til opplæring og trening, foreta en gjennomgang av arbeidssituasjonen for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger (for eksempel borer og boreledelsen), samt gjennomgå hele organisasjonsstrukturen i forhold til dagens bore- og brønnoperasjoner.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Legge til rette for at personell i sikkerhetskritiske funksjoner har nødvendig kompetanse og en arbeidssituasjon som gjør at de kan utøve sine funksjoner på en forsvarlig måte.
10. Legge til rette for bedre informasjonsflyt og samhandling mellom ulike aktører, samt sikre støtte fra landbaserte eksperter i forbindelse med sikkerhetskritiske beslutninger og oppgaver i utførelsesfasen.
- *Hvorfor:* Svikt i informasjonsflyt er medvirkende årsak til de fleste storulykker. Dette var også tilfellet for Deepwater Horizon, Montara, Snorre A og Gullfaks C.
 - *Hvordan:* Sikre at offshorepersonell har tilstrekkelig bestillerkompetanse og kommunikasjon med de rette fagmiljøene; utvikle og ta i bruk verktøy for å validere flyt av informasjon og sikre riktig fortolkning av informasjon; FoU-aktiviteter for å utvikle kunnskap om hvordan nye IKT-baserte arbeidsprosesser påvirker storulykkesrisiko.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Sikre et godt beslutningsunderlag for sikkerhetskritiske beslutninger gjennom god informasjonsflyt og samhandling mellom aktører.
11. Utvikle nye metoder og verktøy for risikovurderinger som på en bedre måte enn i dag kan gi operativt personell støtte i daglige beslutninger.
- *Hvorfor:* Dagens metoder er til dels for statiske, for omfattende eller tar ikke tilstrekkelig hensyn til storulykkesrisiko. Den enkeltes behov for beslutningsstøtte i en kompleks og dynamisk hverdag bør i større grad styre utviklingen av fremtidige metoder.
 - *Hvordan:* FoU-satsing for å utvikle brukertilpassede metoder for risikovurdering og beslutningsstøtte. Metodene bør blant annet fokusere på økt bevissthet rundt tilstanden til barrierene, avhengigheter og koblinger mellom disse, og effekten av endringer under bore- og brønnoperasjoner.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Enkle og brukervennlige metoder for risikovurdering som bidrar til å gi operativt personell bedre innsikt i, og forståelse for effektene av ulike beslutninger.
12. Videreutvikle strategier for sikkerhetsledelse som både ivaretar etterlevelse av krav, og evnen til å kunne håndtere forutsette og uforutsette situasjoner.
- *Hvorfor:* Omfang og variasjon av krevende situasjoner som kan oppstå ved bore- og brønnoperasjoner, er stort. Det kreves ulike strategier for å kontrollere dette. Utvikling, innføring og etterlevelse av krav er én tilnærming, men det er også behov for å gjøre organisasjoner bedre i stand til å tilpasse seg forutsette og uforutsette situasjoner, slik at normalisering kan skje så raskt som mulig.
 - *Hvordan:* FoU-aktiviteter for å avdekke hvilke kritiske elementer (handlinger, prosesser og ressurser) som må være tilstede for å tilpasse seg endringer i forutsetninger og belastninger i bore- og brønnoperasjoner, samt håndtere situasjoner som oppstår underveis.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Identifisere hvilke handlinger og prosesser som skaper robuste bore- og brønnoperasjoner, samt aktuelle ledelsesstrategier for slike operasjoner (for eksempel opplæring/kompetansebygging, organisering, kommunikasjon, risikostyring og overvåking).

13. Legge til rette for systematisk erfaringsoverføring og læring fra hendelser i ulike bransjer (globalt).
 - *Hvorfor:* Granskninger etter ulykker og uønskede hendelser viser at de samme bakenforliggende årsaksfaktorene gjentar seg, og bransjen får kritikk for manglende erfaringsoverføring og læring.
 - *Hvordan:* Næringen bør etablere en læringsenhet – internt eller eksternt – med ansvar for gjennomgang av hendelser og formidling av lærepunkter til næringen og myndighetene. I tillegg til å lære av det som har gått galt, er det viktig å lære av vellykket gjenvinning av situasjoner som var i ferd med å komme ut av kontroll. Man kan dra nytte av erfaringer fra et liknende initiativ i fransk kjernekraftindustri.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Bedre bransjens evne til å omsette kunnskap om årsaker til uønskede hendelser og vellykket gjenvinning til effektive tiltak i egen organisasjon ("lære å lære").

Anbefalinger for myndighetene

Basert på det samme underlagsmaterialet, anser SINTEF følgende anbefalinger som viktigst for norske myndigheter (ikke i prioritert rekkefølge):

1. Vurdere å kreve økt redundans i BOP, som for eksempel dobbel kutteventil (BSR) eller singel kutteventil som fungerer i alle tenkelige scenarier for spesielt kritiske operasjoner.
 - *Hvorfor:* Dagens løsning har operasjonelle begrensninger blant annet knyttet til kutting av rørskjøter.
 - *Hvordan:* Basert på type operasjon (flyttbar versus bunnfast, kompleksitet, sårbarhet av område, osv.), vurdere behovet for strengere krav til BOP i regelverket.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Redusere risikoen knyttet til kritiske bore- og brønnoperasjoner.
2. Styrke oppfølgingen av, og verifisere at selskapene setter ytelseskrav (blant annet pålitelighetskrav) til sentrale sikkerhetsbarrierer knyttet til bore- og brønnoperasjoner, samt påse at disse kravene følges opp i drift.
 - *Hvorfor:* Regelverket krever allerede at sikkerhetskritisk utstyr skal ha ytelseskrav, og at disse skal følges opp i drift, men dette er ikke konsekvent gjennomført hos selskapene.
 - *Hvordan:* Gjennom tilsyn verifisere at selskapene setter ytelseskrav, og at disse følges opp. Herunder, se spesielt på systemene for deteksjon av brønnsпарк, avledersystemet, behandlingssystemet for borevæske og BOP.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Sikre forsvarlig integritet til barrierene i drift.
3. Gjennomgå stabilitetsforskriften med sikte på å sikre vanntetting ombord.
 - *Hvorfor:* Systemfeil og feiloperasjon er gjennomgående årsaker til stabilitetshendelser.
 - *Hvordan:* Krav til intern loggføring ved åpning av dører, luker, osv. med varighet som overskrider fastlagt grense, krav til periodisk kontroll og rapportering.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Forhindre uønsket vanninntrengning og tap av stabilitet.
4. Opprettholde kontinuerlig fokusering på vedlikehold gjennom tilsyn og dialog med næringen.
 - *Hvorfor:* Mangelfullt vedlikehold er en gjenganger som medvirkende årsak til storulykker. På norsk sokkel er det mange innretninger som forlenger levetiden etter en periode med styrt avvikling og redusert vedlikehold. Dermed har de opparbeidet et betydelig omfang av utestående vedlikehold.
 - *Hvordan:* Føre tilsyn med selskapenes vedlikeholdsstyring, herunder kontroll med utestående vedlikehold, samt bidra gjennom dialogbasert videreutvikling av vedlikeholdsstyring på norsk sokkel.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Bedre vedlikeholdsstyring generelt og forsvarlig (risikovurdert) omfang av utestående vedlikehold spesielt.

5. Sørge for nødvendig kompetanse vedrørende brønnkontrolltiltak, slik at myndighetene kan følge opp beslutningsprosessene i selskapene ved brønnhendelser av nasjonalt omfang fra starten av.
 - *Hvorfor:* Erfaringen fra DWH-ulykken var at myndighetene ble kritisert for ikke å bidra aktivt nok underveis i håndteringen av den løpske brønnen. Noen av brønnkontrolltiltakene kunne gjort vondt verre, og krevde godkjenning fra myndighetene. Dette forutsetter at myndighetene besitter nødvendig kompetanse.
 - *Hvordan:* Ved erfaringsoverføring av utprøvde brønnkontrolltiltak fra DWH-ulykken og andre relevante hendelser, samt å stimulere til forskning og utvikling på området.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Rask og forsvarlig kontroll med en utblåsning.

Grunnlaget for anbefalingene

Hva skjedde på Deepwater Horizon?

20. april 2010 var boreinnretningen Deepwater Horizon i ferd med å avslutte sitt arbeid på oljebrønnen Macondo - 79 kilometer utenfor kysten av Louisiana i Mexicogulven. Litt før klokka ni om kvelden begynte imidlertid brønnen å komme ut av kontroll, og omtrent 45 minutter seinere strømmet borevæske med store mengder olje og gass opp på boredekket. En overlevende beskrev dette i ettertid som om "et godstog passerte der han befant seg, at dype drønn kom i stadig økende tempo, og at hele innretningen ristet". Ytterligere sju-åtte minutter seinere kom én kraftig eksplosjon, deretter en ny kraftig eksplosjon, etterfulgt av branner og flere eksplosjoner. Resultatet var som kjent tragisk.

Elleve mennesker av et mannskap på 126 omkom. Innretningen brant i ett og et halvt døgn før den sank, og i 87 dager strømmet olje ut fra brønnen på havbunnen på 1.500 meters dyp. Det største oljeutslippet i amerikansk historie var et faktum – om lag 20 ganger større enn etter grunnstøtingen av Exxon Valdez utenfor Alaska i 1989.

Hvordan ble utblåsningen håndtert og stoppet?

Ombord på Deepwater Horizon var det et inferno av flammer hvor de overlevende raskt måtte gi opp å få kontroll over utblåsningen. De evakuerte via livbåter, flåte og ved å hoppe i vannet, og ble tatt ombord i beredskapsfartøyet Damon Bankston som lå ved innretningen. Kystvakten kom relativt raskt til området, og etter hvert ble hele beredskaps- og myndighetsapparatet mobilisert.

Da alvoret og omfanget ség innover det amerikanske folk, ble ulykken hovedoppslag i nyhetene i ukene som fulgte. Landets ledelse med President Obama i spissen involverte seg etter hvert direkte i ledelsen av arbeidet med å stoppe utblåsningen og samle opp oljen. Spesielt innenriksminister Salazar og energiminister Chu ble involvert.

Utblåsningen på havbunnen skjedde gjennom en utblåsningssikring (Blowout Preventer, BOP) som nettopp skal forhindre utblåsning, men som ikke klarte å stenge brønnen. I en slik situasjon hadde man ikke noen raske løsninger for å få stoppet brønnstrømmen. Den "vanlige" metoden er å bore en avlastningsbrønn. For dype brønner kan dette ta måneder. I mellomtiden ble en rekke innovative løsninger utviklet og prøvd ut. Til slutt lyktes det å få stoppet brønnstrømmen med en spesiallaget BOP satt opp på den ordinære BOPen. Da var det gått 87 dager siden utblåsningen startet, og nærmere fem millioner fat olje hadde strømmet ut i Mexicogulven.

Etter at utblåsningen var stanset, presset man oljen og gassen i brønnen tilbake i reservoaret med tung borevæske etterfulgt av sement. Endelig forsegling ble fullført etter at avlastningsbrønnen nådde Macondo-brønnen og sement var pumpet inn. Admiral Allen erklærte at brønnen var død 19. september, 152 dager etter utblåsningen.

Hvorfor skjedde ulykken på Deepwater Horizon?

Dype brønner og operasjoner på ultradypt vann (> 1.500 m) stiller store krav til planlegging og operasjon. Kompliserte operasjoner krever god samhandling mellom aktørene, men det var ingen eksepsjonelle forhold i undergrunnen ved Macondo eller omstendigheter knyttet til vandyp eller værforhold som ikke var håndterbare. Godt kvalifiserte og internasjonalt ledende selskaper var involvert, og disse hadde god erfaring i å gjennomføre liknende operasjoner. Bore- og brønnoperasjonen burde derfor ha blitt gjennomført med gode og sikre marginer. Dog begynte BPs sikkerhetsrykte å bli noe frynsete etter flere andre store ulykker (blant annet raffineriulykken i Texas City i 2005 og rørledningslekkasjen i Prudhoe Bay i Alaska i 2006).

DWH-ulykken skjedde ikke på grunn av en enkelt feilvurdering eller en enkelt teknisk feil, men på grunn av en kjede av hendelser, beslutninger, feilvurderinger og unnlatelser som demonstrerer en systemsvikt.

Viktige direkte årsaker

Viktige direkte årsaker til ulykken var:

1. Sementen rundt produksjonsfôringsrøret og i bunnen av brønnen forhindret ikke innstrømning fra reservoaret
2. Mannskapet misforsto resultatene av den negative trykktesten og oppfattet brønnen som tett
3. Mannskapet reagerte ikke på innstrømningen av olje og gass i brønnen før det nådde stigerøret
4. Mannskapet sendte brønnstrømmen til separator for borevæske i stedet for gjennom avledersystemet direkte over bord
5. Brann- og gassdeteksjonssystemet / ventilasjonssystemet forhindret ikke antennelse
6. BOPen stengte ikke for den kraftige brønnstrømmen, og nødfunksjonene virket heller ikke

For at hullet som bores ikke skal rase sammen, og for å hindre at olje og gass skal strømme inn ukontrollert, fores hullet med stålrør – fôringsrør – som festes til veggen med sement. Det fylles også sement i bunnen av hullet for å unngå at olje og gass strømmer inn nedenfra. Men, *sementen rundt produksjonsfôringsrøret og i bunnen av brønnen forhindret ikke innstrømning fra reservoaret*. Olje og gass strømmet gjennom sementen og opp gjennom fôringsrørene. For å teste om brønnen, og dermed også sementen var tett, ble det gjennomført en såkalt negativ trykktest ved å fjerne borevæske og dermed skape undertrykk – negativt trykk – i brønnen. Dersom olje og gass strømmet inn i brønnen, ville det være et tegn på at noe var galt. Det som imidlertid gikk galt på Macondo var at *mannskapet misforsto resultatene av den negative trykktesten*. Trykktesten indikerte innstrømning av olje og gass (et såkalt brønnspark eller ”kick”), men mannskapet vurderte brønnen som tett.

Olje og gass hadde startet å strømme inn i brønnen, og *mannskapet reagerte ikke på innstrømningen før brønnstrømmen hadde passert utblåsningssikringen – BOPen – på havbunnen og startet sin ferd opp gjennom stigerøret til innretningen*. Indikasjoner på innstrømning var merkbar omtrent i 45 minutter før mannskapet reagerte. Når de endelig reagerte, forsøkte de å stenge BOPen på havbunnen og *sendte brønnstrømmen til separator for borevæske i stedet for gjennom avledersystemet direkte over bord*.

Separator for borevæske hadde imidlertid ikke kapasitet til å ta imot alt som kom opp fra brønnen, og gassen spredde seg derfor raskt videre gjennom lufteventiler og ut over innretningen. Her kom den i kontakt med en rekke mulige antennelseskilder, først på boredekket og deretter i motorrommene. *Brann- og gassdeteksjonssystemet kunne ikke forhindre antennelse* av den eksplosive gasskyen, delvis på grunn av lekkasjens omfang, men også fordi utstyr var koblet ut og/eller var defekt. Manuell aksjon med å stenge ventilasjonen til motorrommene ble heller ikke gjennomført, verken fra borekabin eller fra broa. *BOPen klarte ikke å stenge for den kraftige brønnstrømmen og utblåsningen fortsatte. Etter eksplosjonene virket heller ikke nødfunksjonene til BOPen og kutteventilen forseglede ikke brønnen*. Årsaken til dette er fremdeles uklar, men en sentral teori er at borestrengen var langt ute av senter, og delvis utenfor kutteflatene til kutteventilen.

Viktige bakenforliggende årsaker

Viktige bakenforliggende årsaker til ulykken var:

1. Lite effektivt lederskap
2. Seksjonering av informasjon og mangelfull kommunikasjon
3. Svikt i evnen til å fremskaffe prosedyrer til rett tid
4. Mangelfull opplæring og oppfølging av ansatte
5. Ineffektiv ledelse og tilsyn med kontraktører
6. Mangelfull bruk av teknologi/instrumentering
7. Svikt i evnen til å analysere og forstå risiko
8. Fokus på tid og kostnader fremfor kontroll med storulykkesrisiko

De fleste feilene på Deepwater Horizon kan ifølge Presidentkommisjonen spores tilbake til underliggende *svikt i ledelse og kommunikasjon*. Eksempelvis var BPs onshore team klar over sementrelaterte risikoer, uten at denne kunnskapen ble kommunisert til de som utførte den negative trykktesten. Og tilsvarende: BPs boretledere kontaktet ikke noen eksperter på land om uregelmessige data i forbindelse med den negative trykktesten.

Sjefsrådgiveren (Chief Counsel) avdekket i sin rapport også en rekke andre mangler av organisatorisk karakter. Det var *svikt i evnen til å fremskaffe prosedyrer til rett tid*, og det var *mangelfull opplæring og oppfølging av ansatte*. Eksempelvis hadde BP og Transocean ingen interne, formelle prosedyrer for å gjennomføre og fortolke resultatene fra den negative trykktesten, og verken BP eller Transocean ga sitt personell formell opplæring i hvordan de skulle gjennomføre eller tolke en negativ trykktest.

Det ble videre avdekket *ineffektiv ledelse og tilsyn med kontraktører*. Selv om BP var klar over at det var usikkerhet knyttet til kvaliteten av Halliburtons testing av sementblandingen, gjorde BP lite for å kompensere for disse svakhetene.

Mangelfull bruk av teknologi/instrumentering ble konstatert ved at utstyr for brønnovervåkning på Deepwater Horizon var utilstrekkelig, samt ved at BP og andre selskap ikke utnyttet informasjon fra skjermbilder og overvåkningsutstyr i tilstrekkelig grad. Dette bidro til at mannskapet ikke oppdaget innstrømningen før det var for sent.

Svikt i evnen til å analysere og forstå risiko gjenspeiles tydelig, og i svært kritiske ordelag, når Presidentkommisjonen konkluderer med at *"de umiddelbare årsakene til Macondo-utblåsningen kan spores til en serie av identifiserbare feil gjort av BP, Halliburton og Transocean som avdekker så systematiske feil i risikostyring at det sår tvil om sikkerhetskulturen i hele industrien"*. BPs styringssystem krevde egne risikoanalyser under planleggingsfasen av brønnen, men ikke under utførelsesfasen. Kritiske beslutninger ble tatt i utførelsesfasen uten formelle risikovurderinger. Samtidig jobbet mannskapet ombord med et tankesett som tilsa at de var klar over de ulike farekildene de stod overfor, men de evnet trolig ikke å se disse i sammenheng, det vil si de hadde en mangelfull risikoforståelse.

BP hadde *fokus på tid og kostnader fremfor kontroll med storulykkesrisiko*. BP tok en rekke beslutninger hvor de prioriterte tids- og kostnadsbesparelser fremfor sikkerhet. På ulykkesdagen var operasjonen 38 dager forsinket i forhold til planen, og var 58 million dollar over budsjett. Dette kan forklare manglende fokus på kvalitetssikring av brønnintegritet. Samme dag som DWH-ulykken skjedde ble mannskapet gratulert av representanter fra ledelsen i BP med sju års drift uten fraværsskader. Granskingen etter Texas City-ulykken i 2005 viste at BP har hatt stort fokus på personsikkerhet, men mindre oppmerksomhet om prosessikkerhet.

Kunne dette skjedd på norsk sokkel?

Enhver ulykke er unik. Dette gjelder også DWH-ulykken, men mange av årsaksforholdene har likhetstrekk med tidligere ulykker og hendelser. Dette gjelder blant annet Montara-ulykken i Australia i 2009, Snorre A-hendelsen i 2004 og Gullfaks C-hendelsen i 2010. De to siste hendelsene er spesielt interessante fordi de

viser at ting kan gå galt også på norsk sokkel, og at små marginer har skilt oss fra svært alvorlige utblåsing-inger.

De direkte årsakene er i mange tilfeller forskjellige, men mange av de bakenforliggende årsakene har vist seg å være gjengangere. Dette gjelder blant annet manglende verifisering av brønnbarrierer, manglende risikovurdering ved endring av planer, samt mangelfull involvering og oppfølging fra ledelsen.

Oljeindustrien er global, og aktører og innretninger beveger seg på tvers av landegrensene, med tilpasninger til nasjonale regelverk der dette kreves. Standardene for design av utstyret har imidlertid i stor grad en felles basis, blant annet fra amerikanske API-standarder. Det er allikevel en del forskjeller, blant annet knyttet til regelverksregime (grad av spesifikke krav i forhold til mer funksjonsbaserte krav) og forskrifter. Det er også forskjeller i standarder ved at man på norsk sokkel har utviklet sine egne NORSOK-standarder, og dermed også visse forskjeller i design. Videre er det forskjeller i praksis og sikkerhetskultur.

All erfaring fra tidligere ulykker forteller oss at to hendelser aldri er helt like. Det er derfor uinteressant å spekulere i hvorvidt nøyaktig samme hendelsesforløp som utspilte seg på Deepwater Horizon i Mexicogulften kunne ha skjedd på norsk sokkel. Det vi kan slå fast, er at vi på norsk sokkel står overfor tilsvarende utfordringer og risikoforhold, og at vi derfor må ta maksimal lærdom av DWH-ulykken for å unngå en tilsvarende hendelse på norsk sokkel.

Behov for et sikkerhetsmessig løft

Presidentkommisjonen ser behov for store endringer både når det gjelder myndighetsutøvelsen overfor oljeindustrien og i oljeindustrien selv. Når det gjelder myndighetene, hevder Presidentkommisjonen at *fundamentale reformer* er nødvendig, både når det gjelder strukturen i de organene som har ansvaret for reguleringen av oljeindustrien og når det gjelder interne beslutningsprosesser i disse organene. Begge deler er ifølge kommisjonen nødvendig for å sikre politisk uavhengighet og teknisk ekspertise, samt få full oppmerksomhet omkring miljøvern hensyn fra de aktuelle myndighetsorganene. Her trekker kommisjonen frem Norge og Storbritannia som gode eksempler.

Når det gjelder oljeindustrien, hevder Presidentkommisjonen at industrien må ta sine egne valg for å *øke sikkerheten dramatisk* i hele industrien. Dette inkluderer mekanismer for selvstyring som utfyller myndighetenes håndheving.

På norsk sokkel må vi – for enhver pris – unngå at vi kommer i forsvarsposisjon. Vi må ikke møte mulighetene for læring etter DWH-ulykken med bortforklaringer om at alt er så mye bedre her hjemme. Da ender det med at vi misbruker en sjelden mulighet til en sikkerhetsmessig satsing og et løft for norsk petroleumsvirksomhet.

SINTEFs oppdrag

DWH-ulykken involverte store, globale aktører i petroleumsbransjen (BP, Transocean og Halliburton) og fikk en enorm medieoppmerksomhet. Dette vil sannsynligvis medføre at ulykken får konsekvenser både for den globale petroleumsvirksomheten og for norsk virksomhet. I Norge gjenspeiles dette blant annet i økt oppmerksomhet om åpning av nordområdene, større oppmerksomhet rundt ulykker og hendelser i norsk petroleumsvirksomhet og krav til et strengere sikkerhetsregime på norsk sokkel.

Petroleumstilsynet nedsatte en egen gruppe for oppfølging av DWH-ulykken og engasjerte SINTEF for å gjøre en systematisk gjennomgang av litteratur og granskninger etter DWH-ulykken og andre større ulykker i petroleumsvirksomheten. Dette for å kunne gi et bedre kunnskapsgrunnlag, et omforent bilde av hvordan storulykker best kan forstås og et bredere perspektiv på DWH-ulykken. Petroleumstilsynet ønsket en helhetlig vurdering av årsaker og mulige forbedringstiltak, men etterspurte i særlig grad vurdering av menneskelige og organisatoriske faktorer. Arbeidet skal bidra til læring og forbedring i petroleumsnæringen for å redusere muligheten for at en liknende ulykke skal skje på norsk sokkel.

Arbeidet er begrenset til en sekundæranalyse av granskningsrapporter og annen tilgjengelig dokumentasjon for utblåsninger, brønnkontrollhendelser og hendelser med tap av stabilitet (havarier). SINTEF har med andre ord ikke gjort en egen granskning og innhenting av data.

DWH-ulykken danner utgangspunktet for prosjektet, og utgjør omlag 80 prosent av dataunderlaget. I tillegg har SINTEF gjort sammenlikninger med en del andre sentrale hendelser fra petroleumsvirksomheten, blant annet utblåsningen på Montara-feltet utenfor Australia i august 2009, utblåsningen på Snorre A i november 2004 og brønnkontrollhendelsen på Gullfaks C i mai 2010.

Prosjektet er begrenset til forhold som berører Petroleumstilsynets ansvarsområde. Lærepunkter og anbefalinger som gjelder opprydningsfasen, det vil si Klima- og forurensningsdirektoratets og Kystverkets ansvarsområde, er ikke en del av prosjektet.

Konklusjonene i rapporten bygger på innhold i granskningsrapporter og annen informasjon som var tilgjengelig per 20. april 2011. Det betyr blant annet at rapporten ferdigstilles uten at resultatene fra to sentrale granskninger av DWH-ulykken er utgitt: Rapport fra tilsynsmyndighetene BOEMRE/U.S. Coast Guard (endelig rapport forventet i juli 2011), og rapporten fra Chemical Safety Board (CSB) (forventet i juni 2012).

SINTEF har gjennomgått og kategorisert 134 anbefalinger i granskningsrapporter fra DWH-ulykken. I tillegg kommer anbefalinger fra granskninger av Montara-utblåsningen, Snorre A-utblåsningen og brønnkontrollhendelsen på Gullfaks C. Flesteparten av anbefalingene er innenfor temaene organisasjon og ledelse, samt boring og brønnteologi. Disse anbefalingene, sammen med innspill fra referansegruppa, Petroleumstilsynet og andre ressurspersoner, samt prosjektgruppens generelle kunnskap om bransjen, danner grunnlag for anbefalinger for norsk sokkel. For forbedringstiltak innenfor området organisasjon og ledelse, er også ulike perspektiver på storulykker og robuste organisasjoner blitt benyttet i vurderingen.

Executive summary

Background and objective

On April 20, 2010, an uncontrolled blowout of oil and gas occurred on the Deepwater Horizon drilling rig, in the Gulf of Mexico off the Louisiana coast. The accident caused the loss of 11 lives and the resulting environmental oil spill has been estimated to almost 5 million barrels.

As a response to the Deepwater Horizon accident, hereafter referred to as the *DWH accident*, a number of investigations and studies have been carried out, some of them still ongoing. The Petroleum Safety Authority (PSA) Norway appointed a separate group for follow-up of the accident. The present report has been prepared by SINTEF as part of this work. Our mandate has been to “*review and systematise information from Deepwater Horizon investigation reports and from other major accidents in the petroleum industry. The main purpose has been to contribute towards lessons learned and provide recommendations for the industry in order to reduce the likelihood of a similar accident to occur in the Norwegian petroleum activity.*”

Lessons learned and recommendations

Lessons learned – Norwegian petroleum industry

When experiencing accidents like Deepwater Horizon, an obvious question is how could so much go wrong at the same time? Or said in another way; *how could so many safety barriers possibly fail simultaneously?* Answering this question is not straightforward, but two important aspects which are closely related are; *how to maintain control of the barriers* and *how to manage an increasing degree of complexity.*

Drilling and well operations differ from many other offshore operations by the dynamic nature of the safety challenges and the large number of different operations throughout the various phases of the well’s lifecycle. It is therefore challenging to maintain overview and control with all the barriers throughout the various lifecycle phases, including modifications and other changes. A number of control questions should therefore be asked. Are the specific barriers related to drilling and well operations generally adequate? Are our safety management systems appropriate to ensure control of the barriers through the entire lifetime of the well? Do the barriers fulfil the regulatory requirement concerning functional independence? And what about the performance requirements – are they strict enough?

When studying why barriers related to drilling and well operations fail, increasing *degree of complexity* is often found to be a common characteristic. This can be exemplified by; a large number of involved actors must interact, frequent reorganisations and new work processes, rapid technological advances in terms of deeper wells and more complex reservoirs. Hence, it is no wonder that offshore drilling into complex reservoirs is often referred to as *a continuous process of problem-solving* where new and unexpected situations arise and must be managed on the spot. This increasing complexity results in new demands on how we think about safety and it has been questioned whether safety research has failed to keep pace with the otherwise rapid technological development. It is therefore our opinion that a joint effort is required to initiate new advances within the safety research discipline. Furthermore, we need innovative thinking concerning how to cope with the unexpected – i.e. situations that can occur, but has not been considered or planned for. *Hence, we need to improve our capabilities to interact and make decisions in an environment of increasing degree of complexity and uncertainty.*

Operational decisions that are critical to maintain well integrity are often subject to challenging framework conditions and decision makers are frequently faced with conflicting interests between production and safety. Time pressure may be another disturbing factor, e.g. due to heavy workload, last minute changes of plans, or situations where operation is suspended until a decision is made. The investigation reports further reveal that the competence of the decision makers is a crucial aspect in order to maintain well integrity, not only related to individual skills, but also the ability of the decision maker to mobilise competent personnel when making critical decisions.

Recommendations for the industry

Based on the investigation reports from the DWH accident and other relevant accidents and incidents, SINTEF recommends to implement the following measures in the Norwegian petroleum activity (not in prioritised order):

1. Update NORSOK D-010 "Well integrity in drilling and well operations" with respect to the cement as a primary barrier, and the use of new technology.
 - *Why:* Failure of the cement barrier and the lack of adequate qualification was an important direct cause of the DWH accident and Montara accident. Shortcomings in relation to application of new technology (such as "managed pressure drilling") were a contributing cause to the Gullfaks C incident.
 - *How:* NORSOK D-010 should be updated in terms of improved procedures for planning, mixing, pumping and qualification of cement as a primary barrier. The method of placement and qualification of cement as a primary barrier should be better described. Moreover, the standard should be updated based on existing new technologies.
 - *Objective:* An improved best practice will increase understanding of the criticality of cement as the primary barrier and increase the likelihood of successful cementing. Description of best practices regarding new technologies will increase the likelihood of safe applications.
2. Improve the understanding of a comprehensive strategy for barrier control, including the application of the principle of two independent and tested well barriers, and the monitoring of these.
 - *Why:* The likelihood of effectively activating the secondary barrier is time critical. It is therefore important to detect warnings of an abnormal situation as soon as possible. Inadequate monitoring was a key factor leading up to the DWH accident, as well as the Snorre A and Gullfaks C incidents.
 - *How:* Adopt or develop operational tools (e.g. well barrier schematics) that can provide the different actors with simple visual aids, including descriptions of monitoring methods for each defined barrier element.
 - *Objective:* To enable activation of the secondary barrier as early as possible following a failure in the primary barrier.
3. By considering drilling operations on an individual basis, evaluate whether the present blowout preventers (BOP) design with single blind shear ram (BSR), is acceptable.
 - *Why:* The present BOP design impose some operational limitations such as lack of ability to cut through tool joints. It is not clear how the industry evaluate these limitations with respect to the criticality of individual operation.
 - *How:* Evaluate the criticality of drilling and well operations taking into consideration aspects such as water depth, location of BOP, complexity of reservoir, vulnerability of area, etc.
 - *Objective:* Increased reliability of BOP and reduced risk related to critical drilling and well operations.

4. Consider the need for new requirements and guidelines on design and operation of the diverter system in order to minimise the likelihood of mal-operation.
 - *Why:* In case of BOP failure and a topside blowout, the diverter system appears as the "last line of defence" with respect to reducing the amount of flammable hydrocarbons on the rig. The possibility of mal-operating the system therefore needs to be minimised.
 - *How:* Review today's systems and update relevant standards to reflect best available technology (BAT). In general, when activating the diverter system it should only be possible to route the flow overboard.
 - *Objective:* Reduce the likelihood of igniting a topside blowout.
5. Review safety instructions to ensure water tightening, as well as instructions for testing of doors and other passages through deck and bulkheads that are assumed to be watertight.
 - *Why:* Unintentional flooding of compartments is the main cause for disasters due to stability loss.
 - *How:* Establish company routines that insure integrity, including e.g. monthly control and reporting.
 - *Objective:* Reduce risk of stability loss.
6. Follow-up on a regular basis the drilling contractors' progression in managing the maintenance backlog.
 - *Why:* On Deepwater Horizon the operating company had to follow-up the drilling contractor's management of the maintenance backlog actively and systematically in order to reduce the backlog. This demonstrates the importance of active involvement by the operating company.
 - *How:* Regular (for instance weekly) meetings between the operating company and the drilling contractor to review status and plans for managing the maintenance backlog.
 - *Objective:* Control of the extent of maintenance backlog, particularly on safety critical equipment.
7. Consider developing improved methods for managing different types of blowouts.
 - *Why:* The DWH accident illustrates that upon BOP failure there are not many alternatives to drilling of a relief well, which is a very time-consuming endeavour. The industry should consider developing other possible solutions before a new accident occurs. Such a development should not only take place as trial and error during an accident.
 - *How:* Learn from, and contribute to the development that has taken place during and after the DWH accident, including development of equipment such as a well-capping device. The work should include methods, equipment, competence, training and exercises.
 - *Objective:* Faster control of a blowout.
8. Improve organisational and individual awareness and abilities to detect early warnings on lack of control.
 - *Why:* Monitoring and interpretation of danger signals are important means to detect lack of control and thus make it possible to handle situations before serious incidents occur. Both monitoring and interpretation of danger signals was inadequate in the period before the first explosion on the Deepwater Horizon.
 - *How:* R&D-activities based on the following general recommendations: create awareness of risky situations in normal operations; encourage scepticism and the ability to ask critical questions; and evaluate technological solutions that make faster detection of danger signals and errors possible.
 - *Objective:* Improved awareness and ability to detect and react to early warnings on lack of control.

9. Facilitate improved competency and a better working situation for personnel who make safety critical decisions in drilling and well operations.
 - *Why:* Different accident investigations have identified needs for structured competency building and improvement of the working situation for personnel who make safety critical decisions in drilling and well operations. Inadequate competency and a demanding working situation contributed to a series of failures and misjudgements at the DWH accident.
 - *How:* Develop requirements for training and education for personnel who make safety critical decisions in drilling and well operations. Review the working situation for this group of personnel, including the organisational structure for today's drilling and well operations.
 - *Objective:* Ensure that personnel in safety critical functions have adequate competency and a working situation that enables them to perform their functions in a safe manner.

10. Improve the flow of information and the collaboration between different actors; secure support from onshore experts in safety critical decisions and operational tasks.
 - *Why:* Breakdown in the flow of information is a contributing factor to most major accidents, including blowouts at Deepwater Horizon, Montara, Snorre A and Gullfaks C.
 - *How:* Ensure that offshore personnel maintain adequate communication with the correct onshore teams and are aware of their own information needs; develop and implement tools for validation of flow of information and secure adequate interpretation of information; R&D-activities to generate knowledge on how new ICT-based working processes influence major accident risk.
 - *Objective:* Ensure adequate decision support during safety critical situations by flow of information and collaboration between actors.

11. Develop new methods and tools for risk evaluation, which, in a better manner than today, can support operational personnel in everyday decisions.
 - *Why:* Today's methods are too static, too comprehensive or do not focus sufficiently on the risk for major accidents. The individual need for decision support in a complex and dynamic working-day environment should to a larger degree govern the development of future methods.
 - *How:* R&D-initiative to develop user friendly methods for risk evaluation and decision making support. The methods should among other things, focus on increased awareness related to the state of the safety barriers, dependencies and connections between the barriers, and the effect of changes during drilling and well operations.
 - *Objective:* Develop simple and user friendly methods that support operational personnel in terms of better insight and understanding of the consequences from various decisions.

12. Develop safety management strategies that both ensure compliance to requirements, as well as resilient abilities to adapt to changes, to both handle anticipated and unanticipated situations.
 - *Why:* In drilling and well operations a wide range of demanding situations can occur. Different strategies are required to deal with this variability. One approach constitutes development, implementation and compliance to requirements. However, there is also a need to make organisations resilient so that they can adapt to different situations quickly and thus bounce back and normalise the situation.
 - *How:* R&D-activities to identify which critical elements (actions, processes and resources) that must be in place to adapt to changes in assumptions and situations in drilling and well operations, including unexpected situations that may occur during operation.
 - *Objective:* Identify actions and processes that create resilient drilling and well operations, including management strategies for such operations (e.g. training; communication, risk management and monitoring).

13. Facilitate the systematic exchange of experience and learning from incidents in various industries (globally).
 - *Why:* Investigations of accidents and incidents often show repeating underlying causes, and the industry is being criticized for lack of experience transfer and learning from incidents.
 - *How:* The industry should establish a “learning unit” - internally or externally - with responsibility for reviewing accidents and incidents, and for dissemination of lessons learned to the industry and authorities. In addition to learning from what went wrong, it is important to learn from the successful recovery of situations that were about to get out of control. One can take advantage of experiences from a similar initiative in the French nuclear industry.
 - *Objective:* Improve the industry’s ability to apply knowledge about the causes of adverse events and successful recovery, in order to implement effective measures in their own organisation (“learning to learn”).

Recommendations for the authorities

SINTEF considers the following recommendations as being most important for the Norwegian authorities (not in prioritised order):

1. For critical operations, consider to require increased redundancy of BOPs, as for example double blind shear ram (BSR) or single BSR that works in all conceivable scenarios.
 - *Why:* Today’s design has operational limitations e.g. related to cutting of tool joints.
 - *How:* Depending on the type of operation (topside or subsea BOP, complexity of reservoir, vulnerability of area, etc.) consider the need for stricter BOP requirements through regulations.
 - *Objective:* Reduce the risk related to critical drilling and well operations.
2. Ensure and follow-up that the companies have implemented performance requirements (including reliability requirements) for critical safety functions related to drilling and well operations, and verify that these requirements are followed-up during operation.
 - *Why:* Regulations already state that performance requirements for safety critical equipment shall be stipulated and followed-up during operation, but this is not consequently implemented by the companies.
 - *How:* Through supervision verify that the companies (1) stipulate performance requirements and (2) follow-up these requirements. In particular, consider systems for kick detection, diverter system, mud treatment system and BOP.
 - *Objective:* Ensure required integrity of barriers during drilling and well operations.
3. Revise the Stability Code, to ensure integrity of water tight compartments.
 - *Why:* System errors and operational errors are main causes for incidents of stability loss.
 - *How:* Requirements to internal log documentation when watertight doors etc. need to remain open longer than a defined maximum duration. Requirements to periodical control and reporting.
 - *Objective:* Reduce risk of stability loss.
4. Maintain continuous focus on maintenance management through audits and dialogue with the industry.
 - *Why:* Inadequate maintenance is a recurring contributing cause of major accidents. Many installations on the Norwegian Continental Shelf extend their lifetime after a period of controlled phase out and reduced maintenance. As a result, they have built up a substantial amount of backlog.

- **How:** Auditing the companies' maintenance management, including management of maintenance backlog. Contribute in further development of maintenance management on the Norwegian Continental Shelf, through dialogue with the industry.
 - **Objective:** Improved maintenance management in general, and justifiable (risk based) amount of backlog in particular.
5. Provide for necessary competence regarding well control methods, to enable the authorities to follow-up the decision processes in the companies on well control accidents of national significance.
- **Why:** During the DWH accident the authorities were criticized for not contributing actively in controlling the runaway well. Some of the well control attempts could have made the situation worse, and required approval by the authorities. A competent authority is a prerequisite for such approvals.
 - **How:** By the exchange of experience on well control measures attempted during the DWH accident, and by stimulating research and development in this field.
 - **Objective:** Fast and proper control of a blowout.

Basis for recommendations

What happened on Deepwater Horizon?

On April 20, 2010, the Deepwater Horizon drilling rig was about to complete its work on the Macondo exploratory oil well - 79 kilometre off the Louisiana coast in the Gulf of Mexico. Around 9 pm the well however started to get out of control, and some 45 minutes later large amounts of drilling mud, oil and gas was sprayed onto the drill floor. This was later described by one of the survivors: *“as a freight train coming through my bedroom and then there was a thumping sound that consecutively got much faster and with each thump, I felt the rig actually shake”*. A few minutes later the first explosion occurred, then another huge explosion, followed by fires and more explosions.

Of the 126 people onboard Deepwater Horizon, eleven crew members died. The rig burned for one and a half day before sinking, and for another 87 days oil blew out from the well at the seabed some 1.500 meter below sea level. The largest oil spill in U.S. history was a fact – about 20 times larger than the oil spill from *Exxon Valdez* when it ran aground off the coast of Alaska in 1989.

Blowout response

On the rig an inferno of heat, smoke and flames developed, and the surviving crew members soon abandoned any efforts to control the event. They evacuated using lifeboats, a life raft and by jumping overboard, and were taken onboard the supply vessel Damon B. Bankston, which was located alongside Deepwater Horizon. The U.S. Coast Guard entered the scene fairly quickly and various vessels and aircrafts were mobilised to search for missing personnel and to reduce the consequences of the fire.

As the seriousness and extent of the event became apparent to the American people, the accident became breaking news in the weeks to follow. The U.S. Government and President Obama engaged themselves in stopping the blowout and collecting the oil. In particular, Secretary of Interior Ken Salazar and Secretary of Energy Steven Chu got directly involved.

On the seabed the well blew out through the blowout preventer (BOP) which was installed to stop a blowout, but failed to do so. In such a situation there are no quick-fixes to shut in the well and stop the flow. The only “proven” method is to drill a relief well, which for deep wells can take several months. Meanwhile a number of innovative solutions were attempted, developed more or less on the spot. Finally, one succeeded to stop the well flow by using a purpose made “BOP capping stack” on top of the ordinary BOP. 87 days had then elapsed since the blowout started and almost 5 millions barrels of oil had gushed into the Gulf of Mexico.

In mid-September, when the first relief well intercepted the Macondo well, BP was able to pump in cement and permanently seal the reservoir. On September 19, 152 days after the blowout, Admiral Allen could announce that the well was effectively dead.

Why did the accident on Deepwater Horizon occur?

Deep wells and operations in ultra-deepwater areas (> 1.500 m) require extensive planning and preparations. Further, the complex operations require that the various actors interact effectively. However, there were no conditions at Macondo, related to the underground, water-depth or the environment that were too exceptional to manage. Well qualified and internationally leading companies were involved and had previous experience from similar prospects. Therefore, the drilling and well operations should have been carried out safely. However, BPs safety reputation had become somewhat frayed as a result of accidents such as the Texas City refinery explosion in 2005 and the Prudhoe Bay pipeline leak in 2006.

The DWH accident did not happen as a result of one crucial misstep or a single technical failure, but as a result of a series of events, decisions, misjudgements and omissions that reveal a systemic breakdown.

Important direct causes

Important *direct causes* of the DWH accident:

1. The cement outside the production casing and at the bottom of the well (at the “shoe track”) did not prevent influx from the reservoir
2. The crew misinterpreted the result of the negative pressure test and considered the well as being properly sealed
3. The crew did not respond to the influx of oil and gas before hydrocarbons had entered the riser
4. The crew routed the hydrocarbons to the mud gas separator instead of diverting it overboard
5. The fire and gas system did not prevent ignition
6. The BOP did not isolate the wellbore and the emergency methods available for operating the BOP also failed

In order to avoid collapse of the wellbore and prevent uncontrolled influx of oil and gas, the wellbore is reinforced with pipes of steel – casing – which are anchored with cement on the outside. Cement is also used at the bottom of the well to avoid influx of oil and gas from below. However, *the cement outside the production casing and at the bottom of the well (at the “shoe track”) did not prevent influx from the reservoir*. Oil and gas escaped through the cement and up through the casing. In order to test the integrity of the well including the bottom-hole cement, a “negative pressure test” was conducted by displacing drilling mud, thereby creating under pressure – negative pressure – in the well. Influx of hydrocarbons would then be an indication of something wrong. However, *the crew misinterpreted the result of the negative pressure test*. The test indicated influx of oil and gas (i.e. a “kick”) but the crew considered the well as being properly sealed.

Oil and gas had started flowing into the well, but *the crew did not respond to the influx* before hydrocarbons were already above the subsea BOP and expanding up through the drilling riser towards the rig. Indications of influx were detectable some 45 minutes before the crew responded. When finally doing so, they attempted to close the BOP and then *routed the hydrocarbons to the mud gas separator instead of diverting it overboard*.

However, the mud gas separator had insufficient capacity to handle the large flow from the well, and the gas quickly overwhelmed the separator and escaped through gas vent lines, discharging onto the rig. Here, it encountered a number of potential ignition sources, first on the drill floor and subsequently in the engine rooms. *The fire and gas system did not prevent ignition* of the flammable gas cloud, partly due to the size of the gas cloud, but also since equipment were bypassed and/or defective. Manual action in terms of closing ventilation inlets to the main engine rooms were not taken, neither from the driller’s control panel nor the

bridge. The BOP did not isolate the well and the blowout continued. After the explosion *the emergency methods available for operating the BOP also failed*. The cause of BOP failure is not finally concluded, but a main theory is that the drill pipe was elastically buckled within the wellbore and was partly outside the shearing blade surfaces of the blind shear ram.

Important underlying causes

Important *underlying causes* of the accident:

1. Ineffective leadership
2. Compartmentalisation of information and deficient communication
3. Failure to provide timely procedures
4. Poor training and supervision of employees
5. Ineffective management and oversight of contractors
6. Inadequate use of technology/instrumentation
7. Failure to appropriately analyse and appreciate risk
8. Focus on time and costs rather than control of major accident risks

Most of the events and missteps related to the Deepwater Horizon disaster can, according to the President Commission, be traced back to an overarching *failure of management and communication*. As an example the BP's onshore team was aware of the cementing-related risks, but did not emphasise them to the individuals conducting the negative pressure test. Correspondingly, BP's drilling supervisor did not contact onshore experts regarding the dubious results from the negative pressure test.

The report from the Chief Council further identifies a number of managerial deficiencies including *failure to provide timely procedures* and *poor training and supervision of contractors*. As an example neither BP nor Transocean had any internal, formal procedures on how to carry out and interpret the results from the negative pressure test, and they did not provide any formal training on how to properly conduct and interpret a negative pressure test.

The report further points to *ineffective management and oversight of contractors*. Although BP was aware of uncertainties related to how Halliburton conducted their cement tests, they did not sufficiently compensate these weaknesses.

Inadequate use of technology/instrumentation was also identified. Well monitoring equipment on the Deepwater Horizon was inadequate, and neither did BP nor the other companies utilise the information from available data displays and monitoring equipment adequately. This contributed towards the crew's failure to timely detect the kick.

Failure to appropriately analyse and appreciate risk is clearly expressed when the President Commission concludes that "*the immediate causes of the Macondo well blowout can be traced to a series of identifiable mistakes made by BP, Halliburton, and Transocean that reveal such systematic failures in risk management that they place in doubt the safety culture of the entire industry*". BP's management system required separate risk analyses to be conducted during the planning phase of the well, but not during the execution phase. Critical decisions were therefore made during the execution phase without any formal risk evaluations. At the same time the crew was working with a mindset that they were aware of all the hazards, whereas in fact they were probably not capable of keeping oversight of the hazards, i.e. they had an inadequate risk perception.

BP *focused on time and costs rather than control of major accident risks*. BP made a number of decisions with the priority of time and cost savings over safety. By the time of the blowout the operation was 38 days delayed and an estimated \$58 million above budget. This may explain the lack of focus on assuring well integrity. On the day of the accident the crew on Deepwater Horizon was congratulated by representatives

from BP management for achieving seven years of drilling without any “lost time incidents”. The investigation of the Texas City explosion in 2005 revealed that BP has had a strong focus on personal safety, but less attention to process safety.

Could this have happened in the Norwegian petroleum activity?

Every accident is unique, as is also the case for the Macondo blowout. However, many of the causal factors have similarities to previous accidents and incidents. This applies for the Montara accident in Australia in 2009, the Snorre A incident in 2004 and the Gullfaks C incident in 2010. The two latter events are of particular interest since they exemplify that things can go wrong also on the Norwegian sector, and only narrow margins saved us from major blowouts.

The direct causes of accidents often differ, but many of the underlying causes are identified as recurring problems. Examples of such problems are inadequate verification of the well barriers, failure to perform risk evaluation during changes and modifications, and lack of involvement and follow-up by management.

The oil industry is global, and various actors and facilities move between countries, adapting to national regulations if required. However, the design standards very often have a common basis, e.g. represented by the American API-standards. There are however a number of differences, related to for example type of regulatory regime (balance between prescriptive requirements and functional requirements) and regulations. There are also differences between standards since the Norwegian petroleum industry has developed their own NORSOK standards. Furthermore, there are differences with respect to operational practice and safety culture.

Comprehensive experience from previous accidents has taught us that two events are never identical. It is therefore somewhat futile to question whether the same course of events that took place on Deepwater Horizon could have happened in the Norwegian petroleum activity. We can, however, conclude that our own offshore industry generally faces the same challenges and the same hazards, and we therefore need to maximise lessons learned from the DWH accident in order to avoid similar accidents in the Norwegian petroleum activity.

Major safety improvements are required

The President Commission identifies the need for major changes both with respect to how the petroleum industry is being regulated by authorities, as well as changes within the industry itself. Concerning the authorities, the President Commission claims that *fundamental reforms* are necessary, both concerning the structure of the bodies that are responsible for regulating the industry, as well as internal decision making processes within these bodies themselves. According to the Commission this is necessary to assure the independence and technical expertise of government institutions, and to receive full attention on environmental concerns from these institutions. As examples the President Commission here mentions Norway and U.K.

Concerning the petroleum industry itself, the President Commission challenges the industry to find measures and make decisions to *increase the safety level dramatically*. This includes the implementation of self-policing mechanisms that supplement governmental enforcement.

In Norway we must – by any means – avoid taking a defensive position by claiming that everything is much better here. Rather we should seize this opportunity to learn from the DWH accident. If we do, this may initiate a major effort for improving safety also in the Norwegian petroleum activity.

SINTEF's assignment

The DWH accident involved some major, global actors (BP, Transocean and Halliburton) and the media attention and coverage have been massive. As a result, the accident is likely to affect both the global and the Norwegian petroleum industry. In Norway, this is reflected by the increased attention given to operations in

the northern areas, increased focus on accidents and incidents in the Norwegian petroleum activity and the demands for a more stringent safety regime also in the Norwegian petroleum sector.

The Petroleum Safety Authority (PSA) Norway appointed a separate group for follow-up of the DWH accident, and assigned SINTEF to conduct a systematic review of literature and investigation reports from this accident and other major accidents in the petroleum industry. The objective has been to provide a better knowledge base, to give a foundation for understanding major accidents in general, and to broaden the perspective on the DWH accident. The PSA wanted an overall consideration of causal factors and potential areas of improvement and particularly requested an evaluation of human and organisational factors. This work shall contribute towards lessons learned and improvements in order to prevent similar accidents in the Norwegian petroleum industry.

The work has been limited to analysing investigation reports and other available documentation from blowouts, well incidents and incidents involving loss of stability. Hence, SINTEF has not performed a separate investigation and data collection.

The DWH accident is the fundament of this project and constitutes approximately 80 % of the documentation reviewed. In addition, SINTEF has made comparisons with some other important accidents and incidents in the petroleum industry, including the Montara blowout off the coast of Australia in August 2009, the Snorre A blowout in November 2004 and the Gullfaks C well incident in May 2010.

The project is limited by areas being under PSA's regulatory responsibility. Lessons learned and recommendations related to the clean-up phase, being under the responsibility of the Climate and Pollution Agency and The Norwegian Coastal Administration, are not a part of this project.

Conclusions in this report are based on the content of the investigation reports and other information available as of April 20, 2011. Hence, the report has been finalised without the results from the BOEMRE/U.S. Coast Guard joint investigation report (expected by July 2011), and the report from the Chemical Safety Board (CSB) (expected by June 2012).

SINTEF has reviewed and categorised a total of 134 recommendations from Deepwater Horizon investigation reports. In addition, recommendations from the Montara blowout, the Snorre A blowout and the well incident at Gullfaks C have been considered. A majority of the recommendations are related to management and organisation, as well as drilling and well technology. These recommendations, together with input from the Project Reference Group, PSA personnel, other experts and the project group's general knowledge about the industry, constitute the basis for the recommendations to the Norwegian petroleum activity. Within the discipline of management and organisation, different perspectives on major accidents and resilient organisations have also been applied in recommending improvements.

1. Innledning

1.1 Bakgrunn og formål

Den 20. april 2010 inntraff en olje- og gassutblåsning på den flyttbare boreinnretningen Deepwater Horizon på Macondofeltet, utenfor kysten av Louisiana i Mexicogulven. Ulykken medførte tap av 11 menneskeliv og et oljeutslipp på nærmere fem millioner fat olje. Utslippsmengden er usikker; Presidentkommisjonens rapport sier ca. 4,9 millioner fat olje. President Obama erklærte ulykken for den største miljøkatastrofen som USA noensinne hadde stått ovenfor (DWH-7, s. 173).

Som et resultat av DWH-ulykken, er det igangsatt flere granskninger og undersøkelser som har til hensikt å fremskaffe fakta om hendelsesforløpet, de direkte og bakenforliggende årsakene til ulykken, samt anbefale tiltak for å unngå at en slik ulykke skal skje igjen.

Det at ulykken involverte store, globale aktører i petroleumsbransjen (BP, Transocean og Halliburton), sammen med en enorm medieoppmerksomhet i etterkant, vil sannsynligvis medføre at hendelsen får konsekvenser både for den globale petroleumsvirksomheten, og for norsk virksomhet. I Norge gjenspeiles dette blant annet i økt oppmerksomhet om åpning av nordområdene, større oppmerksomhet rundt ulykker og hendelser i norsk petroleumsvirksomhet og krav til et strengere sikkerhetsregime på norsk sokkel.

I etterkant av hendelsen i Mexicogulven nedsatte Petroleumstilsynet en egen gruppe for videre oppfølging av hendelsen. Det overordnede målet er å systematisere og vurdere erfaringer og granskninger etter ulykken, slik at disse kan bidra til *læring og forbedring på norsk sokkel*. Gruppen skal vurdere årsakene til ulykken opp mot krav i norsk regelverk, for på den måten å identifisere områder for forbedring. Informasjonen fra ulykken skal også vurderes i forhold til eventuelle tiltak overfor aktørene i norsk petroleumsvirksomhet. Gruppens arbeid skal bidra til å gi et mest mulig realistisk bilde av hendelsen knyttet opp til norske forhold, trekke ut lærepunkter fra den, og på bakgrunn av dette iverksette tiltak for å redusere sannsynligheten for at en slik ulykke skjer på norsk sokkel.

For å få best mulig utbytte av den informasjonen som blir avdekket om ulykken, ble SINTEF engasjert for å *bidra til systematisering og vurdering av den tilgjengelige informasjonen*. Dette for å kunne gi et bedre kunnskapsgrunnlag, et omforent bilde av hvordan storulykker best kan forstås og å få et bredere perspektiv på DWH-ulykken.

Det overordnede formålet med prosjektet er en *gjennomgang og systematisering av informasjon fra granskninger etter DWH-ulykken og andre større ulykker i petroleumsvirksomheten*. Prosjektet skal gjennom dette arbeidet bidra til *læring og forbedring i petroleumsnæringen for å redusere muligheten for at en liknende ulykke skjer på norsk sokkel*.

Arbeidet skal munne ut i forslag til forbedringstiltak som myndighetene og selskapene i petroleumsvirksomheten kan arbeide videre med for å redusere risiko for liknende ulykker på norsk sokkel.

Prosjektet er forankret i Petroleumstilsynets fire hovedprioriteringer for 2010 og 2011: Tekniske og operasjonelle barrierer, forebygge skader på miljøet, ledelse og storulykke, og risikoutsatte grupper¹, og vil følgelig bidra til måloppnåelse for disse.

¹ www.ptil.no/nyheter/ptils-hovedprioriteringer-for-2010-article6516-24.html

1.2 Metode og tilnæringsmåte

1.2.1 Tilnærming og vektlegging i prosjektet

Tverrfaglig tilnærming

Ulike teknologiske løsninger setter rammer for hvordan vi som mennesker tolker og forstår ulike situasjoner, hvordan vi kommuniserer, samhandler og organiserer arbeidsprosesser. Organisatoriske aspekter gir på den annen side viktige føringer for hva som gis oppmerksomhet og prioriteres i det daglige. Prosjektet har en tverrfaglig tilnærming ved at vi gjør en samlet vurdering av menneskelige, tekniske og organisatoriske faktorer, både i systematiseringen av årsaker og forklaringsfaktorer for ulykkene, og ved identifisering av lærepunkter og forslag til forbedringstiltak for norsk sokkel.

Vi dekker både direkte og bakenforliggende årsaker til ulykkene, det vil si at vi retter oppmerksomheten mot styring av storulykkesrisiko både på operasjonelt nivå og hvordan selskapenes prioriteringer og tilpasning til skiftende rammebetingelser påvirker aktiviteten på operasjonelt nivå. I komplekse operatør- og leverandørkjeder vil det være slik at noen er viktigere premissgivere enn andre. Aktører på overordnet nivå legger ofte viktige føringer for handlingsrommet til aktører på et lavere nivå til å foreta hensiktsmessige prioriteringer.

Komparativ tilnærming

I prosjektet har SINTEF gjort en systematisk gjennomgang og vurdering av litteratur og gransking av storulykker generelt og DWH-ulykken spesielt. For å kunne forstå DWH-ulykken, og for å få et bredere perspektiv på det som skjedde, er det valgt en komparativ tilnærming. Det er gjort sammenlikninger med en del andre hendelser fra petroleumsvirksomheten. Disse er i det følgende omtalt som *referansehendelser*. En oversikt over referansehendelser er gitt i kapittel 1.3.1. Hensikten er å få undersøkt nærmere hvilke likhetstrekk man ser, og hva som skiller ulykkene fra hverandre – både med tanke på hva som utløste dem og hva man kan lære av dem.

Vektlegging og prioritering

I samråd med Petroleumstilsynets prosjektgruppe er det gjort følgende vektlegging og prioritering fra SINTEFs side:

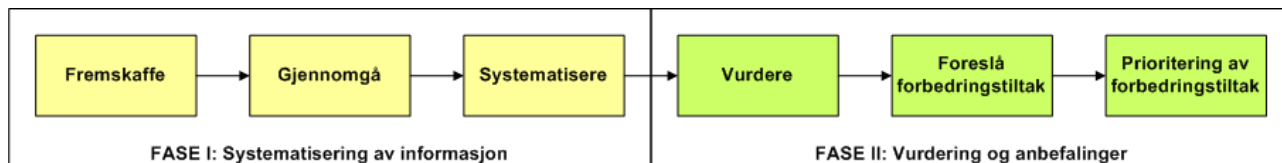
- *Hvilke typer storulykker som omfattes av studien:* De ulykkene og rapportene som danner primærgrunnlaget for vurderingene i prosjektet er ulykker av typen utblåsninger, brønnkontrollhendelser og ulykker med tap av stabilitet/havarier. SINTEFs vurderinger og anbefalinger vil dermed være mest representative for denne typen hendelser.
- *DWH-ulykken versus andre ulykker:* DWH-ulykken danner utgangspunktet for prosjektet, og utgjør omlag 80 % av dataunderlaget for studien, jmfør kapittel 1.3. Dette gjenspeiles også i tidsbruken knyttet til systematisering, vurdering og identifisering av lærepunkter og forslag til forbedringstiltak. Referanseulykkene utgjør til sammen ca. 20 % av dataunderlaget.
- *Balansen mellom Menneske – Teknologi – Organisasjon:* Petroleumstilsynet ønsket en helhetlig vurdering av årsaker og mulige forbedringstiltak, men etterspurte i særlig grad vurdering av menneskelige og organisatoriske faktorer.

1.2.2 Prosjektgjennomføring

En oversikt over den metodiske tilnærmingen i prosjektet er vist i Vedlegg 3. Aktiviteter og gangen i analysen er gjengitt i Figur 1.1.

Arbeidet med prosjektet har vært to-delt:

- Fase I: Gjennomgang av rapporter og systematisering av informasjon.
 Fase II: Vurdering av årsaker og anbefalinger fra granskningsrapporter, samt identifisering av lærepointer og mulige forbedringstiltak på norsk sokkel.



Figur 1.1 Oversikt over aktiviteter i prosjektet.

Fremskaffe

Fremskaffelse av dataunderlag, samt prioritering av hendelser for videre gjennomgang og vurdering. De fleste rapportene, både fra ulike granskninger av DWH-ulykken og fra referansehendelsene, ble fremskaffet av Petroleumstilsynet. Referansehendelsene var fra Petroleumstilsynet sin side inndelt i tre prioritetsgrupper; A, B og C (jamfør kapittel 1.3.1). Vi ble bedt om først og fremst å vektlegge hendelsene i gruppe A, dernest hendelsene i gruppe B. De øvrige hendelsene (Prioritetsgruppe C) ble vurdert som relevante ut fra følgende kriterier:

- relevans i forhold til DWH-ulykken
- hendelsens aktualitet i forhold til antall år siden den inntraff
- tilgang på informasjon og dokumentasjon
- relevans i forhold til allerede pågående eller avsluttet arbeid i SINTEF

Underveis i prosjektet er det foretatt ytterligere litteratursøk og innhenting av rapporter, utredninger og granskninger etter brønnskrollhendelser og hendelser med tap av stabilitet.

Gjennomgå

Innholdet i granskningsrapporter og annen litteratur ble fordelt blant medlemmene i prosjektgruppa ut fra temaområde og medlemmenes fagkompetanse. For å ivareta helheten og oversikt over de viktigste funnene i granskningene, ble i tillegg sammendrag av rapporter og andre sentrale dokumenter gjennomgått av alle fagansvarlige i prosjektgruppa.

Systematisere

Systematiseringen av informasjon fra granskningsrapportene ble gjennomført i to trinn: 1) Skjematisk beskrivelse av enkelthendelser, og 2) Sammenstillingstabeller for direkte og bakenforliggende årsaksfaktorer.

Skjematisk beskrivelse av enkelthendelser

DWH-ulykken og referansehendelsene er beskrevet etter en felles mal, jamfør Vedlegg 5: Skjematisk beskrivelse av enkelthendelser. Informasjonen omfatter:

- Del A: *Generell informasjon om ulykken* (ulykkestype og alvorlighet, sted, tidspunkt, systembeskrivelse, inklusive relevant historikk, aktiviteter og involverte parter, og ytre forhold/omstendigheter).
- Del B: *Ulykkesbeskrivelse* (beskrivelse av ulykken, systemer og prosesser involvert, og tidslinje for viktige hendelser).
- Del C: *Årsaker* (initierende hendelse og direkte årsaker, bakenforliggende årsaker – MTO – menneske, teknologi og organisasjon).

- Del D: *Læringspunkter og tiltak* (de viktigste læringspunkter og anbefalinger).
- Del E: *Referanser* (offisielle rapporter og andre relevante kilder).

I tillegg er det utarbeidet et STEP-diagram for DWH-ulykken i Vedlegg 4. STEP-diagrammet viser samspillet mellom sentrale aktører på Deepwater Horizon i et tidsrom fra 10. april til og med ulykkesdagen 20. april 2010.

Sammenstillingstabeller for direkte og bakenforliggende årsaker

Systematisering av informasjon fra de ulike granskningsrapportene ble videre gjennomført ved utfylling av sammenstillingstabeller for det enkelte fagområde:

- Boring og brønnteologi
- Prosessintegritet
- Stabilitet, flyteevne og ballastering
- Vedlikeholdsstyring
- Beredskap
- Organisasjon og ledelse/ HMS-styring

Informasjonen fra ulike granskningsrapporter fra DWH-ulykken og relevante referansehendelser (primært i prioritetsgruppe A) ble systematisert med referanse til hvilken rapport informasjonen var hentet fra. Informasjonen ble systematisert i forhold til ulike tema. Som eksempel ble fagområdet "Prosessintegritet" inndelt i følgende tema: 1) Deteksjon av brønnsparke, 2) Ruting av flow/ avledersystemet, 3) Gassdeteksjonssystemet, 4) Antennelse, 5) Luftinntak til hovedmaskineri og 6) "Blåskjerm".

I tillegg til systematisering i forhold til tema, ble det innledningsvis i tabellene gitt en oppsummering av hovedfunn fra gjennomgangen av årsaksfaktorer knyttet til de gjennomgåtte hendelsene. Se eksempel på sammenstillingstabell i Vedlegg 6 (del I).

Vurdere

Etter at systematiseringen av informasjon var gjennomført, startet arbeidet med å vurdere årsaker og anbefalinger fra granskningsrapporter, samt identifisere lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel (Fase II).

Det ble laget *en oversiktstabell over alle anbefalingene* fra de ulike granskningene av DWH-ulykken, jamfør oversikt over rapporter i kapittel 1.3.2. Totalt er 157 tiltak foreslått. Hvis vi tar ut de 26 anbefalingene som gjelder oppryddingsfasen (Klifs og Kystverkets ansvarsområde), gjenstår 131 anbefalinger. I tillegg har vi tatt med tre anbefalinger om "Stabilitet, flyteevne og ballastering" fra rapporten fra U.S. Coast Guard (DWH-11). Det totale antall anbefalinger fra granskninger etter DWH-ulykken blir da 134. I tillegg kommer anbefalinger fra granskning av referansehendelser prioritert A (Montara, Snorre A og Gullfaks C).

De 134 anbefalingene fra granskningene av DWH-ulykken som berører Petroleumstilsynets ansvarsområde, fordeler seg slik på de ulike fagområdene, jamfør Tabell 1.1.

Summen av antall anbefalinger i tabellen er større enn totalt antall anbefalinger (134) fordi hvert tiltak kan berøre flere fagområder. Blant annet er anbefalinger knyttet til BOP klassifisert både under "boring og brønnteologi", "prosessintegritet", "vedlikeholdsstyring" og "organisasjon og ledelse".

Tabell 1.1 Granskninger av DWH-ulykken - antall anbefalinger per fagområde.

Fagområde	Antall anbefalinger
Boring og brønnteologi	70
Prosessintegritet	30
Stabilitet, flyteevne og ballastering	3
Vedlikeholdsstyring	18
Beredskap	7
Organisasjon og ledelse/ HMS-styring	74

Fordelingen av anbefalinger kan forstås på to måter. For det første kan det være en indikasjon på hvor man kan finne de faktiske årsakene til ulykken. Dernest kan det være en indikasjon på hvor fokuset har vært i de gjennomførte granskningene. Når resultatene fra de gjenstående granskningene foreligger (blant den felles granskningen fra tilsynsmyndighetene BOEMRE²/US Coast Guard og Chemical Safety Board), vil denne fordelingen mellom fagområdene kunne endre seg.

Foreslå forbedringstiltak

Anbefalingene fra granskningsrapportene etter DWH-ulykken og referansehendelsene er videre vurdert i forhold til:

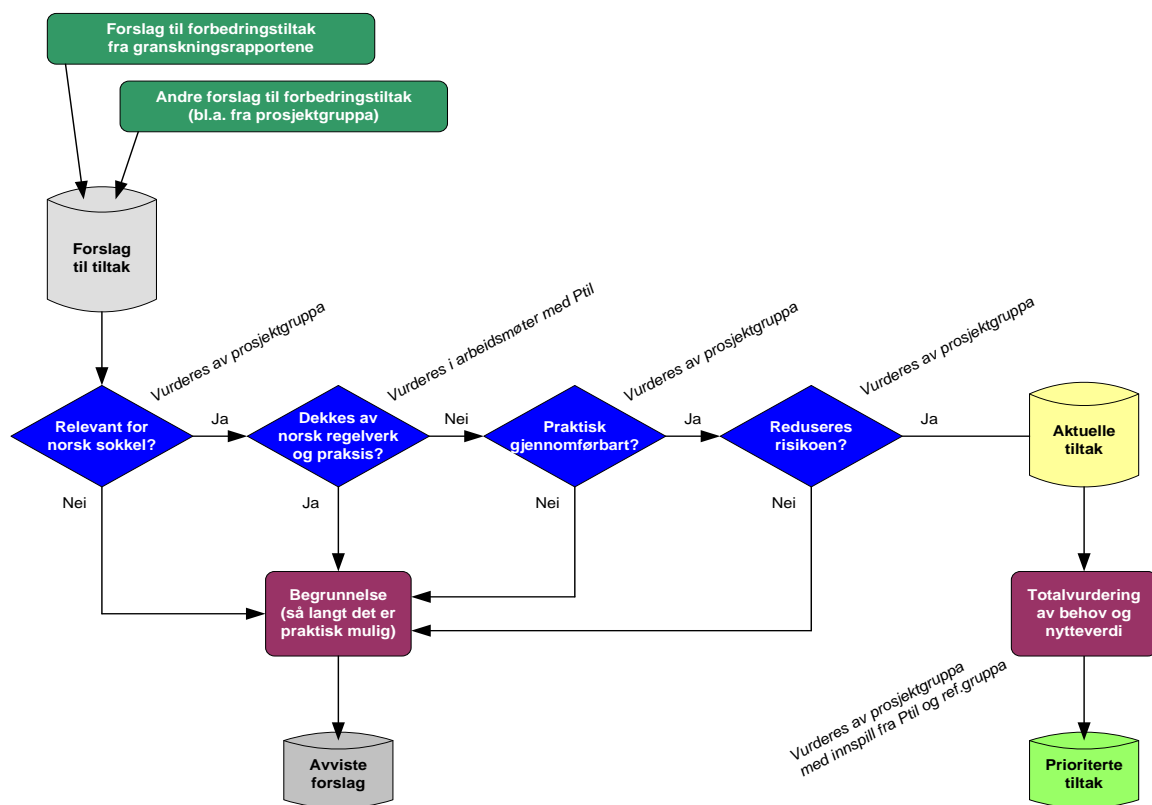
- relevans for norske forhold, og
- hvilke aktører anbefalingen retter seg mot (politiske myndigheter, tilsynsmyndigheter, operatørselskap, boreentreprenører, serviceselskap/leverandører, bransjeorganisasjoner, o.l.).

Den enkelte anbefaling er i neste omgang basis for vurdering av lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel. Resultatene av denne vurderingen er dokumentert i oppsummeringstabeller som vist i Vedlegg 6 (del II), og er utgangspunkt for anbefalinger/forbedringstiltak for norsk sokkel slik de er beskrevet i kapitlene 4-11.

Prioritere mulige forbedringstiltak

Proessen med vurdering og prioritering av mulige forbedringstiltak er illustrert i Figur 1.2. Det må understrekes at forbedringstiltakene er foreslått ut fra den informasjonen som var tilgjengelig per 20. april 2011. Det vil kunne komme informasjon i ettertid som kan nyansere bildet og skape behov for omprioriteringer, jmfør kapittel 1.4.

² BOEMRE: Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement.



Figur 1.2 Vurdering og prioritering av mulige forbedringstiltak.

Aktuelle tiltak må være relevante for norsk sokkel og ikke allerede være dekket av norsk regelverk og praksis. Andre kriterier er at tiltakene er praktisk gjennomførbare og at de reduserer risikoen.

Anbefalingene er strukturert i henhold til relevante fagområder. Dessuten er anbefalinger knyttet til utblåsningssikring (BOP, Blowout Preventer) skilt ut som eget tema.

1.2.3 Organisering av prosjektet

Arbeidet er gjennomført av en tverrfaglig prosjektgruppe, sammensatt av forskere fra følgende miljøer:

- SINTEF Teknologi og samfunn
- SINTEF Petroleumsforskning
- MARINTEK
- NTNU, Institutt for produksjons- og kvalitetsteknikk
- NTNU, Institutt for teknisk kybernetikk
- Universitetet i Bergen, Institutt for samfunnsmedisinske fag

Totalt har 15 forskere bidratt i arbeidet med denne rapporten. Arbeidet er gjennomført i nær dialog med Petroleumstilsynets interne prosjektgruppe.

En egen referansegruppe for prosjektet ble etablert for å trekke maksimal lærdom av DWH-ulykken. Referansegruppa har bidratt med spesialkompetanse innenfor flere aktuelle tema og har også bidratt til å *vurdere helheten i de resultatene som har fremkommet i prosjektet.*

Referansegruppa har hatt følgende sammensetning:

- Thorleif Lager, Acona Wellpro
- Ole B. Rygg, Add Energy
- Per Holand, ExproSoft
- Tore Fjågesund, Well Barrier
- Per Morten Schiefloe, NTNU, Institutt for sosiologi og statsvitenskap
- Preben Lindøe, Universitetet i Stavanger

1.3 Dataunderlag

Det primære datagrunnlaget for analysen er rapporter etter granskninger av DWH-ulykken. I tillegg inngår rapporter, utredninger og forskningslitteratur knyttet til risiko for utblåsninger/brønnkontrollhendelser og hendelser med tap av stabilitet/havarier mer generelt.

1.3.1 Oversikt over referansehendelser

I tillegg til gjennomgang og analyse av DWH-ulykken er et antall referansehendelser også vurdert. Opprinnelig foreslo Petroleumstilsynet 12 referansehendelser. To hendelser ble tatt ut av denne listen på grunn av manglende informasjon (Blowout Amexindo, Mexico, 2007 og Blowout, Rødehavet, 2007). Underveis i prosjektet er to andre hendelser kommet til (Gjøa, 2010 og Petrobras P-34, 2002), slik at vi fortsatt opererer med 12 referansehendelser.

Petroleumstilsynet delte referansehendelsene inn i tre prioritetsgrupper, etter hvor relevant de ble vurdert for prosjektet. De to stabilitetshendelsene som er påført listen i etterkant, er tatt inn under prioritet C.

Prioritet A:

- a) Utblåsning, Montarafeltet utenfor Australia med West Atlas, 2009
- b) Utblåsning, Snorre A, 2004
- c) Brønnkontrollhendelse, Gullfaks C, 2010

Prioritet B:

- d) Eksplosjon, Texas City, USA, 2005
- e) Havari, Petrobras P-36, Brasil, 2001
- f) Havari, Aban Pearl, Venezuela, 2010
- g) Delvis havari, Thunder Horse, Mexicogulfen, 2005

Prioritet C:

- h) Havari, Typhoon TLP, Mexicogulfen, 2005
- i) Stabilitetshendelse, Gjøa, Stord, 2010
- j) Stabilitetshendelse, Petrobras P-34, Brasil, 2002
- k) Blowout, Ensco 51, Mexicogulfen, 2001
- l) Blowout, Ixtoc, Mexicogulfen, 1979

En beskrivelse av referansehendelsene er gitt i Vedlegg 5. I rapporten er det referert til ytterligere noen hendelser, uten at de er med i oversikten over referansehendelser.

1.3.2 Oversikt over rapporter

Nedenfor gis en oversikt over rapporter som utgjør det primære datagrunnlaget for vurdering av årsaker, anbefalinger og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel. Granskningsrapporter som bygger på første-håndsinformasjon er vektlagt mer enn rapporter som bygger på informasjon innsamlet fra andre, spesielt når det gjelder å identifisere årsaksforhold og konkrete anbefalinger i rapportene. Det betyr at det for DWH-ulykken er lagt mest vekt på rapportene fra Department of the Interior, Presidentkommisjonens rapport, Chief Counsel's rapport, DNV sin rapport om Blowout Preventer (BOP), samt BP sin interne granskningsrapport. Andre rapporter, blant annet rapportene fra Deepwater Horizon Study Group (DHSG) har vært et nyttig underlag i forbindelse med identifisering av lærepunkter og mulige forbedringstiltak på norsk sokkel.

Rapporter – Deepwater Horizon:

Oversikten over rapporter er kronologisk i forhold til når rapportene ble utgitt, med ett unntak: Arbeidsrapportene (Progress Report 1, 2 og 3) fra DHSG er referert samlet (med utgangspunkt i tidspunktet for når siste arbeidsrapport ble utgitt). Sluttrapporten fra DHSG er plassert der den kronologisk hører hjemme.

- DWH-1: Department of the Interior: Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf (“Salazar-rapporten”; 27.05.10).
- DWH-2: BP: Deepwater Horizon. Accident Investigation Report (08.09.10).
- DWH-3: National Academy of Engineering and National Research Council: Interim Report on Causes of the Deepwater Horizon Oil Rig Blowout and Ways to Prevent Such Events (16.11.10).
- DWH-4: DHSG: Failures of the Deepwater Horizon Semi-Submersible Drilling Unit (18.05.10).
- DWH-5: DHSG: Progress Report 2. Deepwater Horizon Study Group (15.07.10).
- DWH-6: DHSG: Progress Report 3. The Macondo Blowout. Deepwater Horizon Study Group (05.12.10).
- DWH-7: National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling: Deepwater. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. Report to the President (“Presidentkommisjonens rapport”; 11.01.11).
- DWH-8: Chief Counsel's Report 2011 (tilleggsrapport til “Presidentkommisjonens rapport”) (17.02.11).
- DWH-9: DHSG: Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout (01.03.11).
- DWH-10: Det Norske Veritas: Final Report for United States Department of the Interior. Forensic Examination of Deepwater Horizon Blowout Preventer (20.03.11).
- DWH-11: U.S. Coast Guard: Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Mobile Offshore Drilling Unit Deepwater Horizon in the Gulf of Mexico, April 20 – 22, 2010 (offentliggjort 22.04.11³).
- DWH-UK: UK Deepwater Drilling—Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill (16.01.11).

Rapporter – Referansehendelser prioritet A:

- Report of the Montara Commission of Inquiry (17.06.10).
- Petroleumstilsynet: Granskning av gassutblåsning på Snorre A, brønn 34/7-P31 A 28.11.2004 (udatert).
- Statoil/Studio Apertura: Årsaksanalyse etter Snorre A-hendelsen 28.11.2004 (31.10.05).
- Petroleumstilsynet: Tilsynsaktivitet med Statoils planlegging av brønn 34/10-C-06A (*Gullfaks C*) (udatert; tilsyn utført i oktober 2010).
- Statoil: Intern granskningsrapport. Brønnehendelse på *Gullfaks C* (04.11.10).

³ På grunn av sen utgivelsesdato i forhold til ferdigstilling av denne rapporten, inngår U.S. Coast Guard-rapporten i begrenset grad som underlag for konklusjoner og anbefalinger i rapporten.

- Petroleumstilsynet: Kommentarer til Statoils granskningsrapport etter hendelse med tap av brønnkontroll på *Gullfaks C* 19.5.2010. (Brev av 19.11.2010).

1.4 Forutsetninger og begrensninger

Arbeidet er gjennomført i løpet av perioden fra 3. januar til 13. mai 2011. Konklusjonene i rapporten bygger på innhold i granskningsrapporter og annen informasjon som var tilgjengelig per 20. april 2011. Det betyr blant annet at rapporten ferdigstilles uten at resultatene fra to sentrale granskninger av DWH-ulykken er utgitt:

- Rapport fra felles granskning fra tilsynsmyndighetene BOEMRE/U.S. Coast Guard er forventet i juli 2011 (en delrapport fra U.S. Coast Guard ble offentliggjort 22.04.11).
- Rapport fra Chemical Safety Board (CSB) (forventet juni 2012).

Prosjektet er gjennomført som en sekundæranalyse av resultatene fra tidligere granskninger og tilgjengelig dokumentasjon for hendelser knyttet til risiko for utblåsninger/brønnkontrollhendelser og hendelser med tap av stabilitet. Det er med andre ord ikke gjort en egen granskning og innhenting av data.

Analysen er begrenset til forhold som berører Petroleumstilsynets ansvarsområde. Lærepunkter og anbefalinger som gjelder opprydningsfasen, det vil si Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif) og Kystverket sitt ansvarsområde, er ikke en del av analysen.

Arbeidet i prosjektet har vært utført i nær dialog med Petroleumstilsynets interne prosjektgruppe. På grunn av en kort og intensiv prosjektperiode, samt store dokumentmengder for gjennomgang, systematisering og analyse, ble vi enig med Petroleumstilsynet om følgende arbeidsfordeling: SINTEF skulle fokusere på faglig velbegrunnede anbefalinger til lærepunkter og mulige forbedringstiltak ut fra faktabasert kunnskap i rapportene. Petroleumstilsynet skulle vurdere anbefalinger knyttet til regulering.

1.5 Rapportstruktur

De tre første kapitlene er innledende kapitler med beskrivelse av bakgrunn og målsetning for prosjektet, metode og tilnæringsmåte og en kort beskrivelse av DWH-ulykken og referansehendelsene.

I kapitlene 4-11 gis en beskrivelse av årsaksfaktorer, anbefalinger i rapporter og identifisering av lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel. Disse kapitlene er strukturert innenfor følgende fag/-temaområder:

- Boring og brønnteologi (kapittel 4)
- Utblåsningssikring – BOP (kapittel 5)
- Prosessintegritet (kapittel 6)
- Stabilitet, flyteevne og ballasting (kapittel 7)
- Vedlikeholdsstyring (kapittel 8)
- Beredskap (kapittel 9)
- Organisasjon og ledelse (kapittel 10)
- Økonomiske faktorer som rammebetingelser (kapittel 11)

Grunnen til at utblåsningssikringen – BOP er trukket ut som eget kapittel er at BOP representerer en tverrfaglig utfordring, og berører fagområdene boring og brønnteologi, prosessintegritet og vedlikeholdsstyring. For å unngå gjentakelser og at vurderingene rundt BOP ble spredt på flere kapitler, valgte vi å samle dette i et eget kapittel.

Kapitlene er oppbygd etter en felles mal:

1. Beskrivelse av hovedfunn når det gjelder årsaksforhold for DWH-ulykken og eventuelt andre relevante hendelser.
2. Beskrivelse av direkte og bakenforliggende årsaksforhold.
3. Relevante anbefalinger fra DWH-ulykken og prioritet A-hendelser
4. Beskrivelse av lærepunkter og mulige forbedringstiltak i forhold til:
 - a. Petroleumsstilsynets regelverk/tilsyn, eventuelt i Sjøfartsdirektoratets forskrifter (gjelder spesielt stabilitet/ flyteevne), og
 - b. Områder for forbedring hos industrien (egne krav/ praksis).

Kapittel 12 om helseeffekter etter håndtering av oljeutslipp har en annen struktur i og med at Petroleumsstilsynet i dette kapitlet ønsket en generell kunnskapsstatus i forhold til helseeffekter blant personell som har deltatt i opprydningsarbeid etter oljeutslipp. Det er i dette kapitlet valgt å se på data knyttet til utslipp fra skip fordi det foreligger lite publisert materiale knyttet til innretninger og personell på innretninger. Faglige problemstillinger er i stor grad sammenfallende og data fra skipsfart har stor relevans i forhold til aktuelle scenarier for innretninger.

Rapporten avsluttes med en samlet oversikt over anbefalinger for norsk sokkel i kapittel 13 og hovedkonklusjoner i kapittel 14, der et utvalg sentrale lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel er foreslått på henholdsvis selskaps-/bransjenivå og myndighetsnivå.

1.6 Sentrale ord og uttrykk

I dette delkapitlet defineres en del sentrale ord og uttrykk som går igjen i rapporten. Hvis ikke presisert nærmere er definisjonene hentet fra Petroleumsstilsynets nettsider (<http://www.ptil.no/ord-og-uttrykk/-category38.html>).

Barrierer⁴

En barriere kan betraktes som en funksjon som forhindrer et konkret hendelsesforløp i å inntreffe, eller som påvirker et hendelsesforløp i en tilsiktet retning ved å begrense skader og/eller tap.

Med funksjon menes oppgaven eller rollen til barrieren. Eksempler på typiske barrierefunksjoner er: forhindre lekkasje, begrense lekkasjemengde, forhindre antenning.

For å realisere en barrierefunksjon må det være på plass tekniske, operasjonelle og organisatoriske barriereelementer. Summen av tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold er avgjørende for om barrierene fungerer og er effektive til enhver tid. Personellet, utstyret eller systemene som utfører eller ivaretar en barrierefunksjon kalles barriereelementer.

Borestreng

Stålrør mellom borekronen og drivenheten på boreinnretningen. Strengen består av rørlengder som er skrudd sammen. Hver lengde er vanligvis rundt 10 meter. Røret roterer og er også ledningsrør for det tilførte bore-slammet under boreoperasjonen.

Borevæske

Væske som brukes til å smøre og kjøle borekronen, forhindre at veggene i brønnen kollapser, holde strømmen av olje eller gass under kontroll og transportere grunnmassene til overflaten. Væsken som brukes, er en blanding av vann eller olje, leire og kjemikalier.

⁴ Denne definisjonen er hentet fra <http://www.ptil.no/barrierer/om-barrierer-article7657-615.html>

Brønn

Hull som bores for å finne eller avgrense en petroleumsforekomst og/eller for å produsere petroleum eller vann til injeksjonsformål, injisere gass, vann eller annet medium, eller kartlegge eller overvåke brønnparametere. En brønn kan bestå av en eller flere brønnbaner og kan ha ett eller flere endepunkt.

Brønnbarrierer

I denne rapporten brukt om de tekniske barriereelementene som skal forhindre utilsiktet innstrømning av formasjonsfluid i brønnen ("brønnsparke" – se under) og utstrømning til det ytre miljøet ("utblåsning" – se under).⁵

Brønnsparke

Med brønnsparke menes innstrømning av formasjonsfluid i brønnen, hvor en får trykkoppbygging ved stengt BOP, etter positiv strømningssekk.

Entreprenør

I denne rapporten brukt om selskap som utfører arbeid på oppdrag fra et operatørselskap (se under). For eksempel var Transocean boreentreprenør på oppdrag fra BP.

Flyttbar innretning

Innretning som er registrert i et nasjonalt skipsregister (flagget innretning) og dermed må følge et maritimt driftskonsept inkludert klassing, for eksempel boreinnretning og brønnintervensjonsinnretning.

Operatørselskap (operatør)

Selskap som har rett til å lete etter olje og gass i en blokk og bygge ut et felt for produksjon ved et kommersielt funn. Operatøren opptrer gjerne på vegne av et partnerskap av selskaper.

Ringrom (annulus)

Rommet mellom de ulike fôringsrørene som beskytter en petroleumsbrønn fra berggrunnen, mellom fôringsrør og produksjonsrør og mellom borestrengen og fôringsrør.

Storulykke

En akutt hendelse, for eksempel et større utslipp, en brann eller eksplosjon, som umiddelbart eller seinere medfører flere alvorlige personskader og/eller tap av menneskeliv, alvorlig skade på miljøet og/eller tap av større økonomiske verdier.

Utblåsning

Med utblåsning menes formasjonsfluid som strømmer ut av brønnen eller mellom formasjonslagene etter at alle definerte tekniske brønnbarrierer eller operasjon av disse har sviktet.

⁵ Definisjonen er basert på § 48 i Petroleumstilsynets innretningsforskrift.

2 Ulykken med Deepwater Horizon 20. april 2010

2.1 Deepwater Horizon – litt historikk

Deepwater Horizon var en 5^{te} generasjons mobil offshore boreinnretning (MODU) av en halvt nedsenkbar type (Semi). Den hadde en tonnasje på ca 33.000 tonn (GT) og et mannskap på 126. Innretningen var dynamisk posisjonert og hadde en oppgraderbar kapasitet til å bore på ultradypt vann (> 1.500 m) med havdyp på ca. 3.000 meter (10.000 fot). Den kunne bore brønner med totalt dyp på ca 10.000 meter (30.000 fot). Den var utstyrt med en "Cameron Type TL 18 ¾ inch 15.000 psi" utblåsningsventil og "21 inch OD marine riser" (stigerør).



Figur 2.1 Boreinnretningen Deepwater Horizon (Foto: Transocean / Rigzone).

Deepwater Horizon var bygd i Sør-Korea i 2001 og var eid og operert av Transocean. Den var på kontrakt for BP frem mot 2013 med en dagrate på ca. 500.000 dollar. Med tilhørende tjenester kostet innretningen ca. 1 million dollar om dagen i drift.

Etter en oppgradering i 2002 med et såkalt "e-drill" system for overvåking av bore- og brønnoperasjonen kunne sanntidsdata overføres til land for operasjonell støtte. I september 2009 boret innretningen historiens dypeste oljebrønn ned til et vertikalt dyp (TVD) på 10.683 meter (35.050 fot) ved et vanddyp på 1.259 meter (4.132 fot) på Tiber-feltet i Mexicogulven.

2.2 Hendelsesforløpet

I Mexicogulven hadde dypvannsriggeren Deepwater Horizon en utblåsning med påfølgende eksplosjoner og brann på kvelden den 20. april 2010. Innretningen sank to dager seinere. Utblåsningen skjedde under forberedelse til en midlertidig forlating av Macondo-brønnen. Planen var at innretningen skulle gå videre til neste planlagte brønn i området etter at operasjonen på Macondo var ferdig. En annen og billigere innretning skulle så ankomme Macondo for å ferdigstille og klargjøre brønnen for produksjon. Hendelsen førte til tap av 11 menneskeliv, tap av boreinnretning og et utslipp på nærmere fem millioner fat olje til sjø. Etter flere forsøk ble brønnen plugget fra toppen (ved havbunnen), og seinere ble to avlastningsbrønner boret for trykkavlastning via bunnen av brønnen. Ingen lekkasje utenfor føringsrørene ble observert etter at dette arbeidet var over. Se STEP-diagram i Vedlegg 4 for en skjematisk beskrivelse av hendelsesforløpet.

Da Macondo-brønnen nærmet seg planlagt dybde, boret man seg ut av trykkmarginen og oppsprekking av formasjonen inntraff ved 18.193 fot. Planlagt brønnndybde var først satt til 20.200 fot. BP besluttet etter denne brønnhendelsen å bore forsiktig videre ned til 18.360 fot. Brønnlogger viste at man her hadde nådd et oljereservoar av tilstrekkelig størrelse for produksjon. Etter flere vurderinger ble det besluttet å sette et langt føringsrør som produksjonsføringsrør fra havbunnen og ned til reservoaret. Denne løsningen var utfordrende i forhold til den etterfølgende sementeringsjobben. Etter sementering av produksjonsføringsrør skulle

brønnen klargjøres for midlertidig forlating. Etter denne operasjonen skulle man koble av BOP og riser ved brønnhodet og Deepwater Horizon ville forlate feltet.

BPs prosedyre for midlertidig forlating av Macondo-brønnen innebar å erstatte borevæsken i stigerøret med sjøvann før setting av en øvre sementplugg. Under denne operasjonen ville BOPen stå åpen og sementpluggen i bunnen av brønnen være den eneste fysiske barrieren mellom reservoaret og innretningen. Manglende overtrykk over sementen fra borevæsken stilte dermed store krav til integriteten av sementen (både i ringrom og sementsko). Under operasjonen med å fortrenge borevæsken fra stigerøret fikk operatørene ombord flere indikasjoner på at noe var galt. Trykkmålere viste unormale verdier, men det ble ikke gjort noen visuell sjekk av borevæskevolum eller forsøk på å stenge inn brønnen som følge av dette. Det var hektisk aktivitet ombord på dette tidspunktet.

Først etter at borevæsken veltet ut over boredekket ble det fastslått at et brønnspark ("kick") var på gang, og det ble tatt umiddelbar aksjon. Brønnstrømmen ble ledet til separatoren for borevæske, og en av ringromsventilene på BOPen ble trolig stengt. Utblåsningen var imidlertid kommet så langt at gass allerede var over BOPen i stigerøret og ekspanderte raskt på vei opp mot innretningen. Separatoren for borevæske hadde ikke kapasitet til å håndtere mengdene som kom opp og gass spredde seg fort på innretningen. Få minutter etter at borevæsken hadde kommet opp på dekket inntraff den første eksplosjonen, og det oppsto brann. Etter gjentatte eksplosjoner ble BOP-systemene og innretningens nødfrakoblingssystem (EDS) mellom stigerør og BOP aktivert. Lampene på BOP-panelet bekreftet funksjon, men ingenting skjedde og innretningen ble aldri frakoblet. Den automatiske dødmannsfunksjonen som skulle aktivere BOP sin kutteventil virket heller ikke. Branner raste og innretningen ble evakuert umiddelbart. Innretningen sank i havet to døgn seinere. Olje strømmet ukontrollert ut av borehullet før lekkasjen ble stoppet 87 dager seinere.

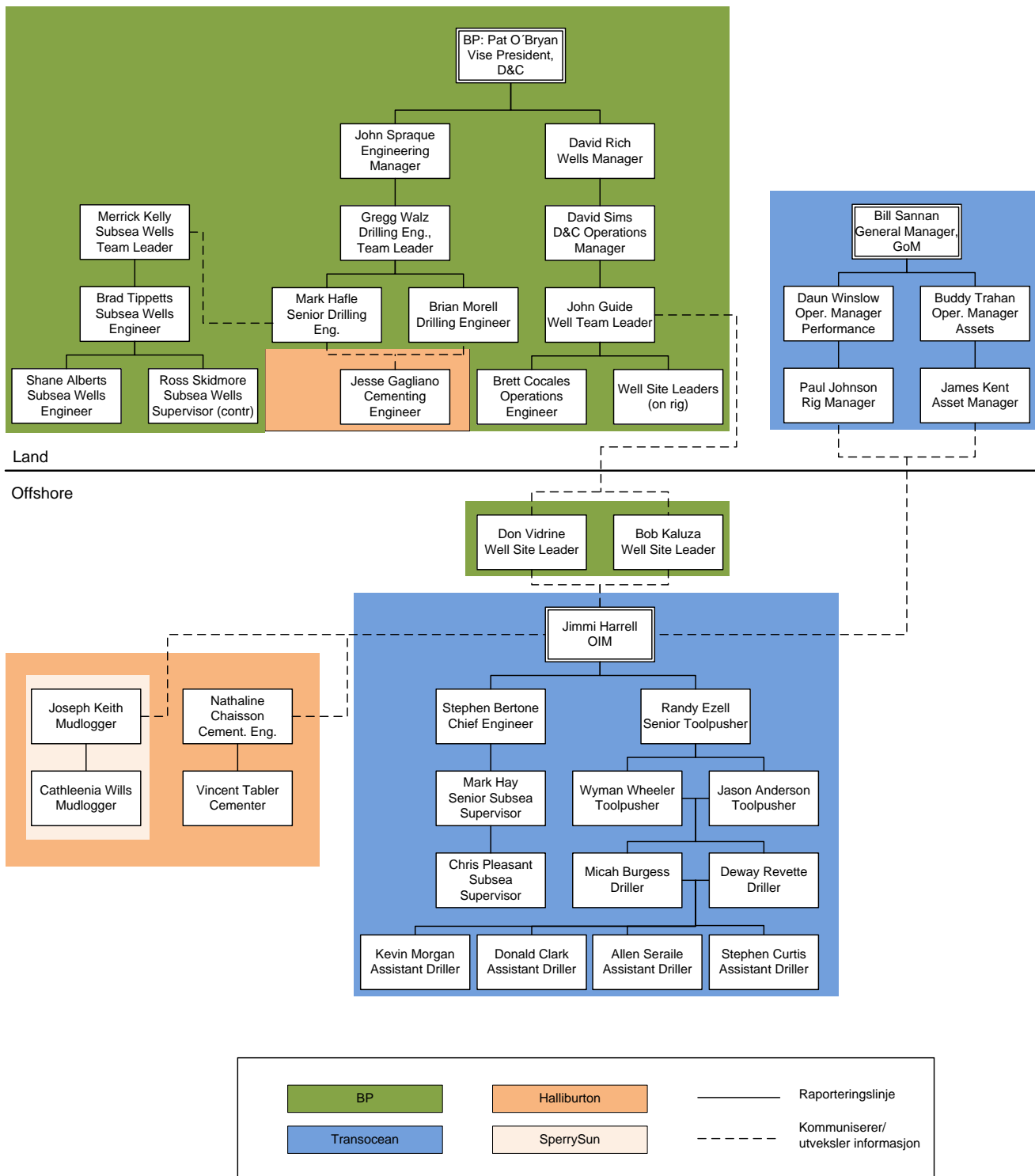
2.3 Aktører involvert i ulykken

Beskrivelsene av aktørene involvert i DWH-ulykken er basert på sluttrapporten fra Deepwater Horizon Study Group (DWH-9, s.103). Informasjon om organisasjonstilhørighet, ansvar og roller for de involverte hovedaktørene under selve hendelsen er hovedsaklig hentet fra (DWH-8, s. 31), og gjengitt i Figur 2.2 nedenfor.

BP hadde kjøpt rettighetene til å bore i blokk 252 i Mexicogulven og var derfor rettmessig operatør for alle aktiviteter på denne blokken. BP var også ansvarlig for innhenting av seismiske data, noe som benyttes for vurdering av olje og gassforekomstene, samt av geologien i feltet. BP designet Macondo-brønnen, og meldte inn detaljerte planer over de planlagte operasjonene til myndighetene (MMS – Minerals Management Service). Dette for å få de nødvendige tillatelsene for å gjennomføre operasjonene ute. Når planene ble godkjent, og tillatelsene gitt, var BP som hovedentreprenør å regne, i den forstand at de var ansvarlig for å leie inn og kontrollere arbeidet til ulike kontraktører som skulle gjennomføre selve bore- og brønnoperasjonen og komplettere brønnen. Seniorpersonell fra BP var (tilfeldigvis) til stede på innretningen under hendelsen.

Transocean ble valgt av BP som boreentreprenør, og de eide innretningen Deepwater Horizon. Personell for drifting og vedlikehold av innretningen var ansatt i dette selskapet. Transocean hadde et overordnet ansvar for operasjonene og aktivitetene ombord og gjennomførte boreaktivitetene basert på boreplanene levert av BP. Som operatør, holdt BP retten til å godkjenne og kontrollere arbeidet som ble utført på BPs vegne av Transocean. Ansvaret for utførelsen og ledelsen av selve arbeidet lå imidlertid hos Transocean.

Halliburton var sementeringskontraktør som utførte ingeniørtjenester, produserte materialer, foretok testing, blanding og pumping av sement. Hensikten med sementering av fôringsrør er å forsegle brønnen slik at hydrokarboner ikke kan strømme inn mellom fôringsrør og formasjonsvegg, eller bunnen for så å stige til overflaten. Når sement er på plass, er borevæske ikke lenger nødvendig for å kontrollere reservoartrykket. Halliburton ga råd om design, modellering, testing, og plassering av sement underveis i operasjonen.



Figur 2.2 Oversikt over ulike aktører involvert i DWH-ulykken (basert på DWH-8, s. 31).

Sperry-Sun, som er et datterselskap av Halliburton, leverte loggeutstyr for borevæske og stilte med personell for å bistå borer med brønnovervåking og logging av borevæske på Macondo. Brønnovervåking innebar å observere trykksvingninger i brønnen, endring i oppsamlingskar for borevæske på innretningen (eng. "pit"), samt eventuelle avvik i volumstrøm til og fra brønnen.

Schlumberger er et serviceselskap som leverer et mangfold av tjenester. På Macondo leverte de hovedsaklig brønnloggingstjenester. Brønnlogging gjøres for å måle egenskaper til formasjonen og reservoaret. Viktige parametre er formasjonstrykk og temperatur, samt andre brønnrelaterte dimensjoner. I tillegg kan logging fremskaffe informasjon om formasjonens resistivitet, ledningsevne, samt soniske egenskaper. BP bestilte brønnlogging av Schlumberger for å evaluere sementeringen av produksjonsfôringsrøret.

MI-Swaco er et datterselskap av Schlumberger og var innleid for å blande riktig borevæske (egenvekt og tilsetninger) for Macondo-brønnen. Selskapet stilte med personell (mudingeniør) for å utføre ingeniør-tjenester og føre tilsyn med borevæskeoperasjoner ombord. Borevæske brukes til å kontrollere brønntrykket og for å holde mot trykket i formasjonen/reservoaret under boring og andre tyngre brønnoperasjoner. Hovedhensikten er å unngå innstrømming (brønnsparke) i brønnen og at hydrokarboner strømmer ukontrollert opp på innretningen. MI-Swaco overvåket egenskaper ved borevæsken som kom i retur fra brønnen og spesifiserte egenvekt og tilsetningsstoffer i borevæsken man pumpet ned. MI-Swaco rapporterte kontinuerlig til BP om forholdene i brønnen og effektiviteten av borevæsken underveis. Selve operasjonen ble utført av Transocean, men mudingeniør fra MI Swaco var på innretningen og overvåket håndteringen av borevæsken.

Weatherford er en Houston-basert leverandør av brønnkomponenter. Selskapet leverte komponenter som satt i produksjonsfôringsrøret på Macondo. Dette inkluderte øvre tilbakeslagsventil ("float collar"), og senteringsverktøy. Weatherford bidro også med personell og nødvendig utstyr for installering av fôringsrør og tilhørende komponenter. Fôringsrør ("casing") er store rør som installeres i åpent hull på en teleskopisk måte. Hovedformålet er å holde brønnen oppe og å sikre integriteten til den ferdige brønnen. Fôringsrøret er en del av primærbarrieren mot reservoartrykket når brønnen er i en produksjonsfase, men også hvis brønnen forlades midlertidig før en kompletteringsinnretning kommer og ferdigstiller denne. Fôringsrørprogram for Macondo-brønnen ble utarbeidet av BP.

Cameron er et Houston-basert selskap som produserer boreutstyr og elementer for brønnkonstruksjon. Cameron produserte BOPen på Deepwater Horizon.

DrilQuip er en Houston-basert leverandør av brønnutstyr. Selskapet leverte utstyr til brønnhodet på Macondo. En tekniker fra selskapet ledet installeringen og spesifiserte vedlikehold av utstyret som inkluderte "casing hanger", tetningsenheter, og "lockdown sleeve" komponenter.

Oceaneering ble innleid for ROV-operasjoner (Remote Operated Vehicle). Selskapet leverte ROV-utstyr og nødvendig personell for å operere ROVen. Typiske ROV-oppgaver er å inspisere, vedlikeholde og delvis operere subsea utstyr som benyttes under operasjon (for eksempel BOP). For operasjoner på dypt vann er det ikke mulig å benytte dykkere og ROV er da et nødvendig hjelpemiddel.

3 Referansehendelser

3.1 Utblåsningen på Montara-feltet, 21. august 2009

Hendelsen innebar en ukontrollert utblåsning av olje og gass på brønnhodeplattformen på Montara-feltet i Timorsjøen nordvest av Australia. Plattformen var bunnfast på 77 meters havdyp, og boreinnretningen West Atlas lå inntil brønnhodeplattformen. Det tok 10 uker å stoppe utblåsningen, og da gjennom boring av en avlastningsbrønn (drepebrønn). Den ukontrollerte strømmen av olje og gass startet den 21. august 2009, og innretningen tok fyr den 1. november 2009. Utblåsningen ble stoppet, og brannen slukket den 3. november 2009. (MON-1).

Underveis i boreprosessen for brønn H1 ble det søkt om, og innvilget en endring i boreprogrammet for å gjøre et sidesteg i brønnen for å bedre eksponere reservoaret. I mars 2009 ble brønnen boret til en total lengde på 3.796 meter og med en vertikal dybde på 2.654 meter målt fra boredekket. Ca. 700 meter av brønnen i reservoaret var nær horisontal.

Den 6. og 12. mars 2009 ble det søkt om, og innvilget en løsning for midlertidig plugging av brønnen med bruk av blant annet lavtrykks korrosjonsdeksel (pressure containing anti-corrosion caps - PCCCs). Disse ble planlagt brukt for både 9 5/8" og 13 3/8" føringsrør. PCCC skulle brukes som sekundærbarriereelementer i stedet for en grunt satt sementplugg. Å bruke PCCC som barriereelement ble aldri risikovurdert. En slik bruk var heller ikke noe PCCC var konstruert for. PCCC for 13 3/8" ble imidlertid aldri installert. Leverandøren av PCCC dekslene, GE Oil & Gas forklarte seinere under granskningen at PCCC dekslene ikke var ment brukt som trykkbarrierer, og de hadde heller ikke kjennskap til om de kunne testes for dette formålet.

Det oppsto problemer under sementering av siste føringsrør for å etablere en mekanisk primærbarriere. En antatt svikt i en tilbakeslagsventil, som skulle hindre tilbakestrømning av sement, medførte at man fikk retur av sement i brønnen. Sementen var blitt pumpet ned, deretter 9,25 fat med fortrenningsvæske for å trykke opp brønnen til 4.000 psi. Da trykket ble redusert, medførte det at 16,5 fat væske kom i retur. Dette ble rapportert fra innretningen og det ble gitt beskjed fra land om å pumpe returvæsken ned i brønnen igjen, og så stenge igjen for å holde trykket oppe til sementen herdet. Dette er ikke anbefalt industripraksis på grunn av faren for å forurense sementen og å forårsake en svekket sementsko i bunnen ("wet shoe"). Integritet av den sementerte føringsrørskoene som en brønnbarriere, er dermed ikke oppnådd.

Etter å ha ventet til sementen var herdet, så man ikke noe mer retur av sement. PTTEPAA sin brønnkonstruksjonsstandard krevde 100 meter sement i ringrommet utenfor 9 5/8" over reservoaret. Det ble planlagt med sement kun 69 meter over reservoaret som ville medført 199 fat sement. Kun 132 fat ble brukt. Dette medførte at sementen i ringrommet kun kom opp 61 meter *under* toppen av reservoaret. Den sementerte skoene ble heller ikke forskriftsmessig testet eller logget før boreinnretningen forlot feltet i april 2009 for å utføre operasjoner på andre oljefelter.

Som sekundærbarriere ble sjøvann med inhibitor brukt i brønnen. Dette utgjorde en tetthet på 1,02 sg⁶. Trykkdata tatt fra bunnen av brønnen viste et trykk som tilsvarte 1,035 sg. Med sikkerhetsfaktor burde derfor kompletteringsvæsken i brønnen ha hatt en tetthet >1,05 sg og ikke 1,02 sg som sjøvannet hadde. Dette medførte at sjøvannet ikke kunne balansere trykket i brønnen.

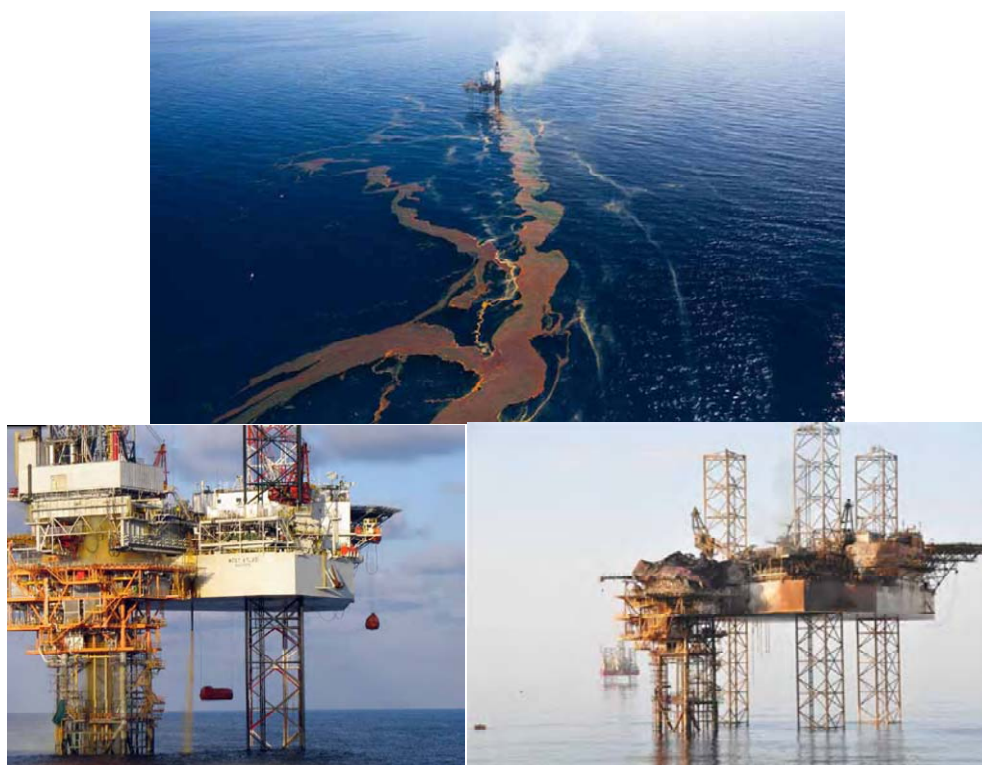
Utblåsningen skjedde da brønnen skulle klargjøres for komplettering. Boreinnretningen kom tilbake 19. august 2009 for å slutføre brønnoperasjonene på Montara-feltet. Etter tilkobling til produksjonsplattformen ble det oppdaget rust på gjengene øverst i 13 3/8" føringsrøret, da dette hadde stått ubeskyttet. Korrosjonsdekket på 9 5/8" røret måtte også fjernes for å kunne komme til med rensutstyr. Boretårnet ble dermed flyttet over til et par av de andre brønnene for annet arbeid i påvente av rengjøringen. H1 brønnen hadde

⁶ Sg (specific gravity) er et mål som angir relativ tetthet sammenliknet med vann.

ingen BOP påkoblet i mellomtiden. Beskyttelseslokket var heller ikke blitt satt tilbake på plass før ulykken skjedde.

Klokken 05:30 den 21. august 2009 tok brønnen et brønnsparke på 40-60 fat. Dette så ut til å stoppe opp, men kl. 07:23 tok brønnen et nytt brønnsparke som medførte at man besluttet å evakuere alle 69 ombord. Dette medførte imidlertid ingen antennelse på innretningen. Det ble pga. eksplosjonsfaren, ikke gjort forsøk på å drepe brønnen fra toppen, men en avlastningsbrønn ble i stedet forberedt og boret fra innretningen West Triton - eid og operert av SeaDrill Ltd. Antennelse og eksplosjon skjedde seinere, under ferdigstilling av denne og når det ble pumpet tung borevæske ned i brønnen. Eksplosjonen skyldtes sannsynligvis at gass og sement ble trengt ut av borehullet og antent av en gnist da sementfragmenter traff noe metall på innretningen. Brannen pågikk i to dager før brønnen endelig ble drept og brannen slukket. Den flyttbare innretningen over brønnen totalhavarete.

Ingen liv gikk tapt, men utslippet av olje og gass var betydelig. På ulike tidspunkt dekket et oljeflak et areal på 90.000 km². Det er uklart hvor mye olje som slapp ut totalt, men et anslag på 29.600 fat i løpet av de 74 dagene er gjort. Nedenfor er noen bilder som viser utslippet til sjø og skadene på brønnhodeplattformen etter brannen (MON-1). Se nærmere beskrivelse av brønnoperasjonen på Montara i kapittel 4.4.1, samt i Vedlegg 5, s.15.



Figur 3.1 Brønnhodeplattform og boreinnretning like ved, samt utslipp til sjø fra Montara (Kilde: MON-1).

3.2 Utblåsningen på Snorre A, 28. november 2004

Hendelsen på Snorre A innebar en gassutblåsning på havbunnen med påfølgende gass under innretningen. I etterkant ble strømningsraten estimert av Statoil til 20-30 kg/s. Undersøkelser av sjøbunnen etter hendelsen avdekket flere store kratre ved brønnrammen og ved ett av festeankrene for Snorre A plattformen. Produk-

sjon av olje og injeksjon av gass/vann var fremdeles ikke på normalt nivå tre måneder etter hendelsen. Personer kom ikke fysisk til skade under hendelsen. Hendelsen hadde storulykkespotensial (potensial for brann, havari og langvarig utblåsning fra flere brønner). Innsatsen fra gjenværende personell på Snorre A var avgjørende for at hendelsen ikke ble mer omfattende (SNA-1).

Brønn P-31 ble opprinnelig boret som en observasjonsbrønn i 1994. Hensikten var da å samle geologiske data for å optimalisere brønnbanen til brønnens horisontalseksjon. Sidesteget P-31A ble boret og komplettert i første halvår 1995. Denne brønnen var planlagt som en produksjonsbrønn, men ble tidlig i 1996 konvertert til injeksjonsbrønn for vekselvis injeksjon av gass eller vann (WAG). Brønnen ble imidlertid i hovedsak brukt som gassinjektor frem til innstengingen i desember 2003.

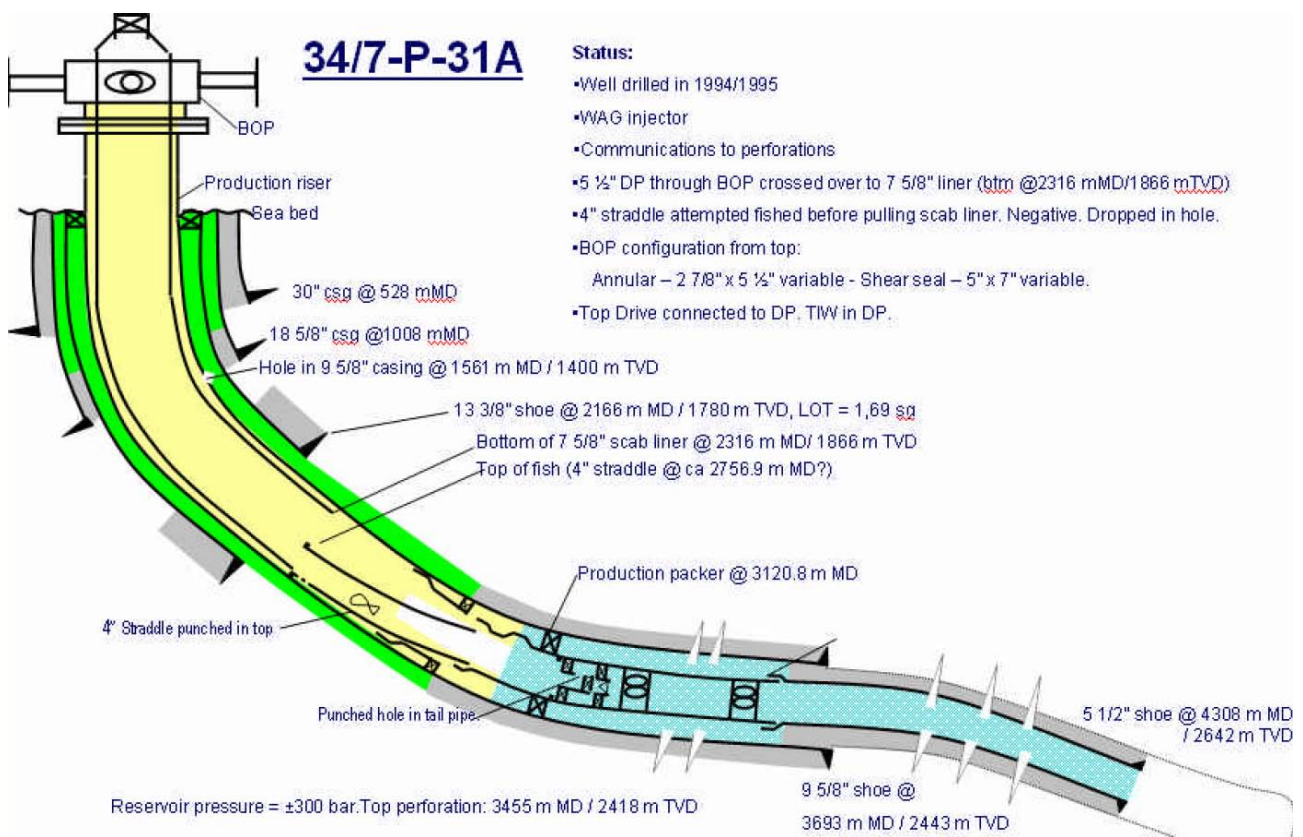
Under boring av P-31 i 1994 oppsto det problemer ved kjøring av 13 3/8" føringsrør i 16" brønnseksjon. Føringsrøret måtte kuttes og et nytt brønnspor ble sidestegboret før observasjonsbrønnen ble ferdigstilt. Føringsrørene med større dimensjon ovenfor det nevnte 13 3/8" føringsrøret, skulle gjenbrukes i den nye brønnen P-31A. Under sementering av 5 1/2" forlengelsesrør i sidesteget P-31A i 1995, satte borestrengen seg fast. Dette førte til en langvarig fiske- og utfresingsoperasjon, som igjen resulterte i omfattende føringsrørslitasje i 9 5/8" føringsrøret. Etter påfølgende opprensning viste logging/trykktesting at det var spylt 2-3 hull med høytrykkvaskeverktøy på 1.561 m MD (se Figur 3.2).

En scab-liner med ukonvensjonell diameter (7 5/8") og en lengde på 2.578 m ble installert for å tette hullene i 9 5/8" føringsrør samt for å styrke integriteten på store deler av røret. Brønnen ble deretter trykktestet til 255 bar. Dette var en nedgradering av trykkspesifikasjonen til denne brønnseksjonen fra opprinnelig 345 bar. Etter trykktesten ble brønnen komplettert med 5 1/2" produksjonsrør. Brønnen ble startet opp i mai 1995.

I forbindelse med en brønnekampanje i regi av Norsk Hydro i juni 2001, ble det målt omfattende korrosjon i produksjonsrøret. I tillegg ble det konstatert lekkasje mellom produksjonsrøret og ringrommet. For å styrke integriteten ble det derfor satt en ny overlappsforing ("straddle"), i nederste del av produksjonsrøret. I desember 2003 ble det igjen observert lekkasje mellom produksjonsrør og ringrommet. Påfølgende trykktesting medførte oppsprekking av 9 5/8" føringsrør ("casing burst"). Dette ble konstatert etter at trykket gikk til 194 bar og deretter falt til 94 bar. Statoil besluttet derfor å stenge inn brønnen. Lekkasje punkt og alvorlighet av lekkasjen har ikke blitt analysert. Under innstengningen ble brønnbarrierer etablert med blant annet en plugg rett ovenfor reservoarseksjonen og brønnen ble fylt med saltlake (SNA-1).

Brønnoperasjonen som skulle utføres på brønn P-31 A i 2004 kalles slissegjenvinning ("slot recovery"). Dette er en forberedende operasjon som skal klargjøre for boring av et seinere sidesteg. Operasjonen ble i hovedsak planlagt 2. halvår 2004. Under trekking av en 7 5/8" scab-liner ble det trukket gass inn i brønnen. Dette utløste den ukontrollerte utblåsningen (SNA-2). Siden scab-liner ble trukket gjennom BOPen hadde man ikke mulighet for å lukke denne. Gassen trengte gjennom skader i 9 5/8" føringsrør på 1.561 m dybde og gjennom en skade i 13 3/8" føringsrør på 510 m dybde målt fra boredekk, og strømmet deretter opp på utsiden av føringsrøret til havbunnen. Resultatet ble en gassutblåsning på havbunnen med påfølgende gass under innretningen. Da man klarte å få kontroll med brønnen, stod man igjen med 8-10 m³ sjøvann blandet med vektmateriale i tankene. Skip med borevæske kunne ikke komme til plattformen pga. eksplosjonsfare.

Ved ugunstig vær kunne det ha dannet seg en gassky med potensial til å komme i kontakt med en tennkilde på innretningen. Dette kunne ha ført til antennelse av gass, en vedvarende brann og mulig eskalering av brannforløp til stigerør. Konsekvensen av hendelsen inkluderte kostnader relatert til utsatt produksjon, omfattende og tidkrevende arbeid i forbindelse med sikring av brønnen, normalisering og oppstart av innretningen. Hendelsen medførte også tapt omdømme for selskapet. Se nærmere beskrivelse av brønnoperasjonen på Snorre A i kapittel 4.4.1, samt i Vedlegg 5, s. 29.



Figur 3.2 Skisse av brønn 34/7-P-31A (Kilde: Petroleumstilsynet, SNA-1, s. 11)



Figur 3.3 Snorre A-plattformen (Kilde: Statoil).

3.3 Brønnkontrollhendelsen på Gullfaks C, 19. mai 2010

Hendelsen på Gullfaks C innebar tap av brønnkontroll med gassutslipp på plattformen og et potensial for undergrunnsutblåsning (GFC-1). Brønnoperasjonen som skulle utføres på brønn C-06A, var slissegjenvinning av en produksjonsbrønn til et leteprospekt. Gullfaksfeltet har små trykkmarginer mellom poretrykk og oppsprekkingstrykk, noe som vanskeliggjør boring på feltet. Utsiktet injeksjon av vann i øvre Shetland kalk, lekkasje fra reservoaret via dårlig sementerte føringsrør og sprekkesystemer utenfor brønner har økt borekompleksiteten ytterligere (GFC-2, s. 16).

Planlegging av brønn C-06A på Gullfaks A begynte i 2008. Det opprinnelige brønnløpet ble plagget tilbake sent på høsten 2009 og boreaktiviteten i sidesteget ble påbegynt i desember 2009. På bakgrunn av målt styrke i formasjonen valgte Statoil å bore siste del av brønnen ved hjelp av såkalt trykkbalansert boreteknologi (MPD). Statoil opplevde flere hendelser med ustabilitet under boring av brønnen, og fikk til slutt en hendelse med tap av brønnkontroll den 19.5.2010.

Den 24. november 2009 ble det gjennomført USIT⁷-logg av 13 3/8" føringsrør og sement, for å kontrollere integriteten etter at C-06 var tilbakepluggert (21. november). Testen ble gjennomført bl.a. for å undersøke tidligere påviste obstruksjoner i føringsrøret mellom 1.420 og 1.430 m MD. Rapporten fra dette arbeidet viser 14 % generell slitasje i hele føringsrøret, variabel sementkvalitet bak 13 3/8" føringsrør, dislokasjon av loggeverktøy mellom 1.420 og 1.430 m MD og mulig større slitasje i dette området.

Under den videre operasjonen med å bore et nytt brønnløp oppstod det brønnspråk og tap av borevæske. Trykkprognosene måtte oppdateres og det medførte at den virkelige trykkmarginen ble liten. Det ble besluttet å bruke trykkbalansert boring i fortsettelsen av arbeidet. I forbindelse med MPD vil man ha felles barriereelementer om den statiske vekten av borevæsken er lavere enn poretrykket. Det vil si, man har ikke lenger to uavhengige barrierer, primær og sekundær, men én barriere. Det er derfor krav om at man skal ha gjennomført risikovurdering av dette, samt funnet kompensierende tiltak for å ha en sikkerhet like god som ved to uavhengige barrierer. Det ble ikke gjennomført noen risikoanalyse i forhold til å bruke trykkbalansert boring.

Den 19. mai 2010 medførte hull i 13 3/8" føringsrør at sementskoen ved 20" føringsrøret sprakk opp med påfølgende tap av borevæske til formasjon. Føringsrøret var et felles barriereelement, og lekkasjen medførte at begge brønnbarrierene ble brutt. Tap av baktrykk medførte innstrømning fra det eksponerte reservoaret inn i brønnen, inntil det oppsto en avpakking av løsmasser eller borekaks ved 9 5/8" sko. Denne avpakkingen begrenset videre innstrømning av hydrokarboner til brønnen. Både mannskapet på innretningen og landorganisasjonen hadde problemer med å forstå og håndtere den komplekse hendelsen det første døgnet (GFC-1). Normaliseringsarbeidet pågikk i nesten to måneder før brønnbarrierene var gjenopprettet. Se nærmere beskrivelse av brønnoperasjonen på Gullfaks C i kapittel 4.4.1, samt i Vedlegg 5, s. 41.

⁷ USIT: Ultrasonic Imager Tool.



Figur 3.4 Gullfaks C-plattformen (Foto: Øyvind Hagen/ Statoil).

3.4 Systemkarakteristika – Deepwater Horizon/Macondo og andre hendelser

Det har blitt hevdet at boring på dypt vann var medvirkende årsak til DWH-ulykken. Sett i forhold til hovedfunnene, er ikke dypt vann hovedproblemet. Dypt vann kan riktignok vanskeliggjøre håndtering av en utblåsning og begrense størrelsen på utslippet. På den andre siden har utblåsninger på grunt vann vist at det her er store utfordringer med at gass kommer opp til plattformen. Gass som sprer seg på innretningen, hindrer skip i å komme til for å bistå med for eksempel mer borevæske for å drepe brønnen. Dette var eksempelvis tilfellet på Snorre A.

I Tabell 3.1 er systemkarakteristika for DWH/Macondo og referansehendelsene satt opp. Som vi ser er det stor variasjon mellom hendelsene. Det som kan sies generelt, er at for letebrønner kan utfordringen være at undergrunnen kan være dårlig forstått i forhold til trykk og styrke på formasjonen. For slissegjenvinning kan informasjon om brønnekvaliteten også være dårlig tilgjengelig eller forstått.

Tabell 3.1 Systemkarakteristika for DWH/Macondo og referansehendelsene.

	DWH/Macondo	Montara	Snorre A	Gullfaks C
Operasjon	Letebrønnboring som skulle brukes som produksjonsbrønn, midlertidig forlating	Komplettering for produksjon av midlertidig forlatt brønn	Slissegjenvinning av nedstengt injeksjonsbrønn	Slissegjenvinning av produksjonsbrønn, leteprospekt
Havdyp	1.544 m havdyp	77 m havdyp	300-350 m havdyp	130-220 m havdyp
Trykk	818 bar	272 bar	~300 bar	~300 bar
Innretning	Flyttbar	Oppjekkbar	Strekkstagsplattform	Bunnfast
Brønn	5.596 m TVD	2.654 m TVD	2.443 m TVD	1.740 m TVD
Hydrokarbon	Lett olje	Oljelag med gasskappe	Olje	Lett olje

3.5 Andre relevante hendelser

3.5.1 Utblåsninger

Ixtoc, Mexicogulfen, 1979

En utblåsning inntraff under leteboring fra den halvt nedsenkbare plattformen SEDCO 135, 3. juni 1979. Tidligere hadde tap av sirkulasjon på Ixtocbrønnen medført behov for å trekke borestreng og å sette en sementplugg. Den 3. juni begynte imidlertid brønnen å strømme ukontrollert. Alle forsøk på å få kontroll med brønnen mislyktes. Etter 10-15 minutter antente gassen og brann startet på innretningen. Evakuering ble beordret og ingen kom til skade. Under brannen falt deler av boreutstyret, inklusive boretårn, av innretningen og ned på undervanns BOP og skadet denne. Innretningen ble totalskadet av brannen, men ble etter hvert tauet vekk fra den brennende brønnen. Hendelsen innebar et betydelig oljeutslipp som ble bekreftet stoppet først etter 281 dager (Valladares m.fl., 1981). Se nærmere beskrivelse av hendelsen i Vedlegg 5, s. 103.

Ensco 51, Mexicogulfen, 2001

Hendelsen inntraff 1. mars 2001 under setting av 10-3/4" føringsrør og innfesting av denne i brønnhodet. Gass ble registrert fra +10 ventil på fundamentføringsrøret ("conductor"). Ved forsøk på å stoppe den økende gasslekkasjen antente denne og medførte brann og omfattende ødeleggelser på innretningen. Brønndreping var etter hvert vellykket og ingen ble skadet i ulykken (Basey m.fl., 2001). Se nærmere beskrivelse av hendelsen i Vedlegg 5, s. 95.

3.5.2 Havari

De fleste av hendelsene som har medført havari, eller at innretning har kantret og sunket i havet, har direkte årsak i feiloperering, eller feil på ballastsystemer. Dette i kombinasjon med andre hendelser på innretningen, eller ekstreme værforhold, har bidratt til hendelsene. Det vises ellers til kapittel 7 hvor følgende havarihendelser er beskrevet mer i detalj:

Ocean Ranger:	Havari (New Foundland, 1982)
Petrobras P-36:	Havari (Brasil, 2001)
Aban Pearl:	Havari (Venezuela, 2010)
Jupiter:	Havari (Mexico 2011)
Petrobras P-34:	Stabilitet gjenopprettet, etter krenkning 34 grader (Brasil, 2002)
Thunder Horse:	Stabilitet gjenopprettet, etter krenkning 21 grader (Mexicogulfen, 2005)
Gjøa:	Stabilitet gjenopprettet, etter krenkning 3 grader (Stord, 2010)

Se nærmere beskrivelse av hendelsene i Vedlegg 5.

3.5.3 Brann / eksplosjon

Texas City, USA, 2005

Hendelsen i Texas City var en eksplosjon og brann ved et oljeraffineri. Ulykken skjedde under oppstart av en isomeriseringsenhet (ISOM) etter en vedlikeholdsstopp på raffineriet. Bare personell fra BP var involvert i denne oppstartsprosessen. Innleide fra andre selskaper jobbet med vedlikeholdsaktiviteter. De 15 omkomne, og mange av de alvorlige skadde, var innleide entreprenørarbeidere.

Ulykken inntraff som følge av at raffineritårnet (et destillasjonstårn) ble overfylt med væske. Trykkavlastningsenheter åpnet, noe som resulterte i at brennbar væske strømmet mot en trykkavlastningstank som

ikke var utstyrt med fakkell. Brennbar væske antente etter hvert og medførte eksplosjoner og etterfølgende brann. Alle dødsfallene inntraff i eller ved kontorene som lå i nærheten av trykkavlastingstanken.

BP Texas City er en av de verste industrielle katastrofene i nyere amerikansk historie. I tillegg til å kreve 15 menneskeliv og skade 180, resulterte hendelsen i økonomisk tap som oversteg 1,5 milliarder dollar. Eksplosjonene og brannen medførte at 43.000 mennesker måtte holde seg innendørs i lengre tid. Hus ble skadet så langt som en trekvart kilometer unna raffineriet (CSB, 2007). Se nærmere beskrivelse av hendelsen i Vedlegg 5, s. 59.

4 Boring og brønnteknologi

Boring og brønnteknologi tar for seg beslutningsprosesser knyttet til valg av løsninger ved planlegging av brønnoperasjonene, samt forberedelse og gjennomføring av operasjonene. En tar utgangspunkt i hendelsen på Macondo og ser på fellestrekk med hendelsene på Montara, Gullfaks C og Snorre A. Ut fra dette trekkes lærepunkter for norsk sokkel.

4.1 Hovedfunn

Hovedfunn fra DWH-ulykken er som følger:

1. En kjede av feilvurderinger, feilhandlinger og tekniske feil førte til utblåsningen
2. Flere av valgene av løsninger ble gjort ut fra risiko for videre oppsprekking av formasjonen da man boret seg ut av trykkmarginen før oppnådd brønndyp
3. Verifikasjon av sementblanding og kvalitetslogging av sementbarriere ble ikke utført
4. Det ble gjort feilvurderinger av resultatene fra trykktestene
5. Man klarte ikke å oppdage at formasjonsvæske trengte inn i brønnen på tross av at loggedata viste at det var tilfellet
6. Avledersystemet klarte ikke å avlede gassen (se kapittel 6)
7. Kutteventilen (Blind Shear Ram, BSR) i BOPen klarte ikke å forsegle brønnen

Hovedfunn fra sammenstilling med referansehendelser, fellestrekk:

1. Brønnbarrierene ikke forstått/testet
2. Mangelfull verifisering (testing/logging) av barriereytelser
3. Manglende etterlevelse av styrende dokumenter
4. Manglende kompetanse/forståelse av krav
5. Risikovurdering er mangelfull/ikke utført
6. Mangel på bruk av "peer-review/peer-assist" av planer og risikovurderinger
7. Manglende bruk av fagmiljø
8. Manglende risikovurdering knyttet til valg av teknologiske løsninger
9. Endring av planer nødvendig i mange tilfeller, men helheten blir ikke vurdert
10. Oppfattet ikke signaler på hva som var i ferd med å skje i brønnen

4.2 Årsaksforhold

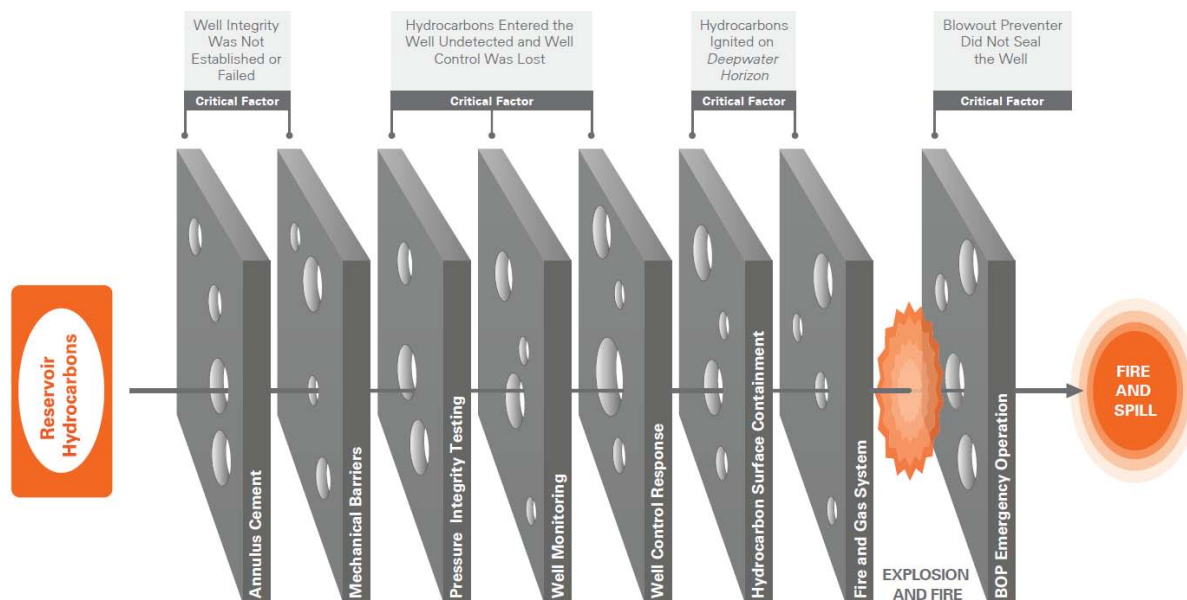
Årsakene til ulykken kan knyttes til brudd på sju barrierer frem til utblåsningen skjedde, samt at BOPen ikke klarte å forsegle brønnen i etterkant, se Figur 4.1. Beskrivelsene av hva som skjedde er i hovedsak basert på granskningsrapporten fra Presidentkommisjonen (DWH-7) og Chief Counsel's rapport (DWH-8).

4.2.1 Macondo - brønnoperasjon

Macondo er et dypvannsfelt med en vanndybde på ca. 1.500 m, og reservoaret med et reservoartrykk på rundt 800 bar ligger ca. 4.500 m under havbunnen. Macondo-brønnen var en letebrønn som skulle brukes som produksjonsbrønn etter påvisning av hydrokarboner.

Under boring av Macondo boret man seg ut av trykkmarginen og frakturerte formasjonen ved 18.193 fot (5.545 m), altså før man nådde den planlagte endelige brønndybden på 20.200 fot (6.156 m). BP besluttet å bore videre til 18.360 fot før boringen ble stoppet av sikkerhetsmessige vurderinger. Brønnlogger visste at man her hadde nådd et oljereservoar av tilstrekkelig størrelse for produksjon. Etter flere vurderinger på land besluttet BP å sette et langt føringsrør fra havbunnen og ned gjennom reservoaret. Denne løsningen var utfordrende i forhold til å utføre sementering for isolasjon av reservoaret. Den alternative løsningen med

bruk av et kort forlengelsesrør ("liner") ville ha vært fordelaktig i forhold til sementering, men er mer kompleks, og ville potensielt vært mer utsatt for lekkasjer i løpet av brønnens levetid som produksjonsbrønn.



Figur 4.1 BP sin oversikt over barrierer som ble brutt og som bidro til ulykken (Kilde: DWH-2, s. 32).

BP's originale brønnedesign inkluderte bruk av 16 eller flere sentreringsverktøy koblet langs det lange føringsrøret for å sikre en god sementering i bunnen av brønnen. Bare seks av disse ble til slutt brukt på grunn av mangel på ønsket type, samt at BP vurderte dette til å være tilstrekkelig. Før sementering ble det erfart problemer med å åpne tilbakeslagsventiler i bunnen av føringsrøret, og over fem ganger beregnet trykk ble påført. Det ble så observert et mye lavere sirkuleringsstrykk (340 psi) enn beregnet (570 psi). Det ble uttrykt bekymring for dette (DWH-8, s. 89), men det ble konkludert med feil på trykksensoren. På grunn av frykt for videre oppsprekking av formasjonen ble brønnrensing ved sirkulering av brønnvæske kraftig redusert, og man valgte en veldig lav pumpehastighet for plassering av sementen, samt lavt sementvolum totalt. Dette øker faren for at det dannes hulrom og kanaler i sementen. Bruk av skumsement var en sentral teknologi for å redusere vekt og dermed trykket på formasjonen. De første testene viste at sementen ville være ustabil under de rådende reservoarforhold og at nitrogen dermed kunne føre til uønskede kanaler i sementen. Resultatet av den endelige laboratorietesten kunne antyde en stabil sement (DWH-7, s. 102). Denne ble imidlertid først gjort kjent for BP etter at sementoperasjonen i brønnen var gjennomført (DWH-8, s. 118).

Etter en tilbakestrømningstest ble det konkludert med at sementen var i orden. Basert på dette ble logging av sementkvaliteten avlyst. Videre ble det gjort en trykktest ved å trykke opp brønnen. Denne testen viste ingen lekkasje i føringsrøret. Den videre trykktesting, hvor trykket tas ned i brønnen (negativ trykktest), viste imidlertid avvik. Testen ble repetert ved bruk av en annen sensor og brønnen ble konkludert med å være tett, selv om den første og primære sensoren viste avvik. Dette ble bortforklart, og er sammen med manglende sementlogging, en av de viktigste feilene som ble gjort når man til slutt konkluderte med oppnådd brønnintegritet.

BP sin prosedyre for midlertidig plugging og forlating av brønnen inkluderte å erstatte borevæske i stigerøret med sjøvann før setting av øvre sementplugg. Under denne operasjonen ville BOPen stå åpen og sementpluggen i bunnen av brønnen ville være den eneste fysiske barrieren mellom reservoaret og innretningen. Manglende overtrykk over sementen fra borevæske stilte dermed store krav til integritet av

sementen. Sentralt i dette står påliteligheten av den negative trykktesten og monitorering av sementoperasjonen.

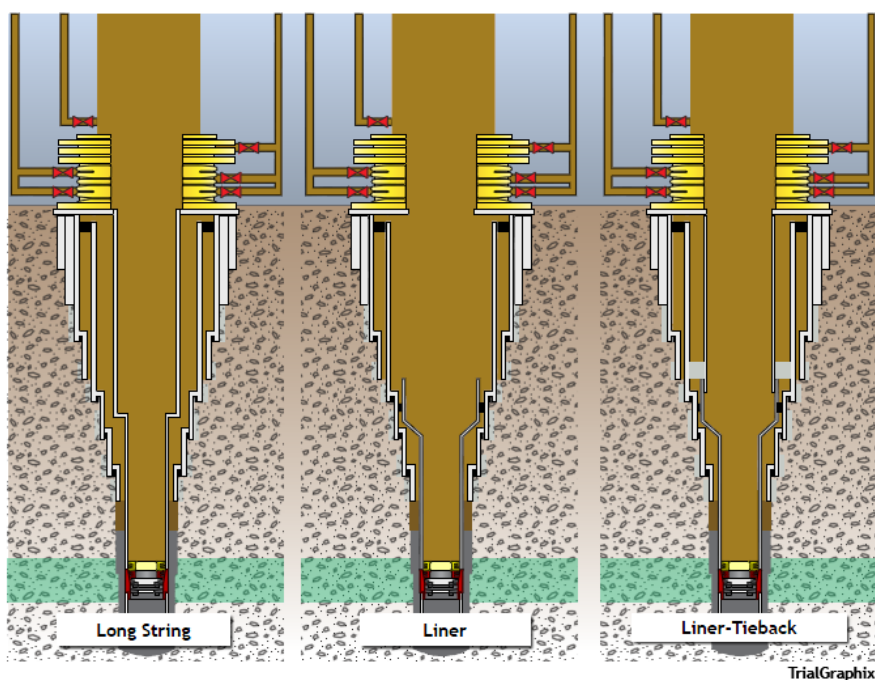
Under operasjon med å fortrenge borevæske fra fôringsrør og stigerør fikk operatørene ombord etter hvert flere indikasjoner på at noe var galt i brønnen. Trykkmålere viste unormale verdier og det var hektisk aktivitet ombord, men det ble ikke gjort noen visuell sjekk av borevæskedivolum eller forsøk på å stenge inn brønnen. Først etter at borevæske veltet ut over boredekket ble det notert at et brønnsparke var på gang, og det ble tatt umiddelbar aksjon. På dette tidspunktet hadde allerede gass og væske fra reservoaret nådd opp i stigerøret over BOPen, og ble forsøkt avledet via avledersystemet ("diverter system") til separator for borevæske og gass. Separatoren hadde ikke kapasitet til å håndtere mengden, og førte til spredning av gass over innretningen. Gassen ble antent nesten umiddelbart med to kraftige eksplosjoner. Frakobling av stigerøret fra BOP som kunne hindre videre tilstrømming av gass ble ikke aktivert/fungerte ikke. Dermed var det ikke mulig å forhindre katastrofen.

4.2.2 Sementering

4.2.2.1 Langt fôringsrør (versus bruk av kortere forlengelsesrør)

I forbindelse med Macondo-brønnen ble det gjort en avveining mellom det å bruke et kortere forlengelsesrør ("liner"), noe som ville medført en enklere sementeringsjobb, og alternativet som er et langt fôringsrør ("long string") opp til brønnehodet. Det siste ville være mindre utfordrende i forhold til å ivareta brønnintegritet i brønnens levetid. Brønnen var en letebrønn som skulle brukes som produksjonsbrønn i og med at et drivbart reservoar ble påvist. Det ble til slutt bestemt å bruke *et langt fôringsrør* selv om dette ville medføre en mer komplisert sementeringsjobb. Se Figur 4.2.

Langt fôringsrør ble valgt.



Figur 4.2 Mulige løsninger langt fôringsrør (Long string), forlengelsesrør (Liner), forlengelsesrør-tieback (Liner-tieback) (Kilde: DWH-8, s. 58).

4.2.2.2 Antall sentreringsverktøy på fôringsrøret

Opprinnelig design inkluderte 16 sentreringsverktøy på fôringsrøret. Halliburtons beregninger anbefalte 21. Sentreringsverktøy sørger for at fôringsrøret er sentrert slik at man får samme ringromstykkelse rundt hele fôringsrøret. Dette gir bedre sementering da strømmingen rundt røret blir lik og en risikerer ikke at fôringsrøret blir liggende inntil fôringsrøret/formasjonen utenfor, med mangelfull sementering og mulighet for lekkasjekanaler som mulig resultat. BP fikk kun tak i seks sentreringsverktøy av ønsket type. Ytterligere 15 ble kjøpt inn, men de var av en type som ikke var ønsket, da de *kunne* medføre problemer ved kjøring av fôringsrøret ned i brønnen (DWH-8, s. 84).

Det ble besluttet at en kun skulle bruke seks sentreringsverktøy, mot de 16 som BP opprinnelig hadde planlagt, og de 21 som var anbefalt av Halliburton.

4.2.2.3 Testing av skumsement

Skumsement ble valgt da denne er lett og ville medføre mindre fare for oppsprekking av formasjonen og tap av sement til formasjonen under sementeringsjobben. Utfordringen med skumsement er imidlertid at den har en gassfase. Dersom sementblandingen er ustabil under de rådende forhold nede i brønnen, kan man risikere at gassfasen danner kanaler i sementen, i stedet for å danne distribuerte bobler. Halliburton gjorde derfor tester av sementblandinger ved betingelsene som var i brønnen. De første testene viste ustabil sement. Den siste testen som kunne indikere at sementsammensetningen var stabil, ble først ferdig etter at sementprogrammet var gjennomført i brønnen.

Skumsement ble brukt selv om den ikke syntes å være tilstrekkelig kvalifisert.

4.2.2.4 Brønnrensing og sementeringshastighet

På grunn av frykt for videre oppsprekking av formasjonen ble brønnrensing ved sirkulering av borevæske kraftig redusert. Dette øker faren for at det dannes hulrom og kanaler i sementen, da borevæske kan blandes med sementen. I tillegg valgte man en veldig lav sementeringsrate, samt et mindre sementvolum. Dette gir også store utfordringer for å få god sementkvalitet og å hindre at kanaler og hulrom dannes.

Det ble utført begrenset brønnrens. Det ble også brukt lite sementvolum og en lav sementrate.

4.2.3 Barrieretesting

4.2.3.1 Tilbakestrømningstest av sement

Etter sementeringen åpnet man opp for tilbakestrømning av sement for å teste om pluggen holdt. Returen av sement oversteg beregnet mengde med ca. 10 %. Dette ble ansett for å være innen feilmarginen. Det som synes å ha vært oppfatningen i de etterfølgende handlingene, var at sementpluggen var i orden.

Resultatet av tilbakestrømningstesten ble vurdert som bekreftelse på at sementjobben var en suksess.

4.2.3.2 Sementevaluering (logging)

Man valgte ikke å gjennomføre logging av sement og fôringsrør etter sementeringsjobben. Dette til tross for alle utfordringene og valgene som var gjort, samt at sementbarrieren mot reservoaret ville være det eneste som holdt tilbake reservoartrykket i den videre planlagte operasjonen. Dette på grunn av at prosedyren for midlertidig plugging og forlating av brønnen tilsa at hele borevæskekolonnen i stigerøret skulle erstattes med sjøvann, før en ytterligere sementplugg skulle settes.

Planlagt sementevaluering ble ikke gjennomført.

4.2.3.3 Positiv trykktesting

Det ble utført en positiv trykktest hvor kutteventilen (BSR) i BOP lukkes etter at borestrengen er trukket ut. Man trykker så opp volumet mellom BSR og ”viper”-pluggen på toppen av øvre tilbakeslagsventil (”float collar”) i bunnen av fôringsrøret. Trykket ble først økt med 250 psi og holdt i fem minutter. Etterpå ble en ny test gjort hvor trykket ble økt med 2.700 psi og holdt i 30 minutter. Denne testen verifiserer at selve fôringsrøret og pakningen i brønnhodet (”seal assembly”) er tett, men verifiserer ikke integriteten til sementen i bunnen og på utsiden av fôringsrøret.

Testen var i orden.

4.2.3.4 Negativ trykktesting

Gjennom en negativ trykktest verifiseres integriteten av brønnhodet, fôringsrør, pakninger og sement i bunnen av fôringsrøret. Denne trykktesten er den eneste metoden for å verifisere sementintegriteten i bunnen av brønnen. Prinsippet er at man reduserer trykket i brønnen ved å erstatte borevæske med sjøvann. Borestrengen står nede i brønnen for å pumpe inn en skillevæske (”spacer”) og deretter sjøvann. Når ringromsventilen i BOP stenges, vil trykket i brønnen være lavere enn poretrykket i formasjonen og en kan teste om det er lekkasje inn i fôringsrøret gjennom sementpluggen. Det ble utført to tester. Det første problemet var at man ikke klarte å blø av overtrykket i borestrengen ned til 0 psi etter at BOPen var stengt. Trykket gikk opp til 1.400 psi etter at man stengte alle ventiler. Det ble også observert at nivået i stigerøret hadde falt. Ringromsventilen i BOPen ble da stengt med større kraft for å hindre at skillevæske og borevæske fra stigrøret lakk ned i brønnen mens overtrykket ble blødd av. Skillevæsken ble ikke presset ut av brønnen før man stengte BOPen med større kraft, ifølge (DWH-8, s. 155). Skillevæsken som BP hadde brukt, bestod av to ”tapt-sirkulasjons-væsker”. Dette er kjemikalier som er beregnet for å tette sprekker i formasjonen for å unngå tap av borevæske og dermed overbalanse i brønnen. Slik tapt-sirkulasjons-væske er uvanlig å bruke til dette formålet, og BP ble advart om at væsken kunne tette igjen dyser og rør (DWH-8, s. 151).

Når man nå blødde ned trykket, kom man til 0 psi, men trykket bygde seg opp igjen til 773 psi før man igjen begynte å blø av. Dette er en klar indikasjon på at det var en lekkasje. I tillegg var volumene som en måtte blø av langt over det en skulle forvente, 15 fat mot forventet 3-4 fat, ifølge (DWH-8, s. 155). Imidlertid hadde ingen regnet på dette og det bidro derfor til et manglende beslutningsunderlag. Det ble besluttet å kjøre en ny test hvor man benyttet ”kill line”. Borestrengtrykket var stadig 1.400 psi, mens ”kill line” nå viste 0 psi. Det kan ha vært på grunn av skillevæske eller borevæske i 3 1/16" linja som blokkerte den og hindret strømming, ifølge (DWH-8, s. 159). Det at borestrengen fortsatt hadde et trykk på 1.400 psi, ble bortforklart med en ”blæreeffekt”, og det ble konkludert med at sementen holdt. Blæreeffekten ble beskrevet som at borevæsken over ringromsventilen i BOPen utøvde et trykk på ringrommet som forplantet seg og medførte at man fikk et forhøyet trykk i brønnen (DWH-8, s. 157). Det er i etterkant ikke funnet informasjon som underbygger denne teorien, jfr. (DWH-2, DWH-7 og DWH-8, s. 157). Teorien ville heller ikke kunne ha forklart volumet av væske som ble blødd av, eller trykket på 1.400 psi (100 bar) som ble observert.

Det ble konkludert med at sementpluggen var i orden, selv om testene ikke viste det.

4.2.4 Deteksjon av brønnsparck

Etter at man hadde gjort seg ferdig med trykktestene skulle man etter planen fortrenge resterende borevæske i stigerøret med sjøvann. Denne fremgangsmåten ble valgt på grunn av at operasjonen med å sette den andre sementpluggen i brønnen, med fordel kunne gjennomføres med lavere tetthet og viskositet på væsken i brønnen.

Ettersom man nå hadde slått seg til ro med at sementpluggen i bunnen holdt, fortsatte man å fortrenge borevæsken i stigerøret med sjøvann. Operasjonen ble utført uten volumkontroll av væsken som kom ut av brønnen. Operasjonen betegnes som kritisk da brønnen vil komme i underbalanse når borevæske blir erstattet med sjøvann. Man kunne da få innstrømning av hydrokarboner i brønnen, eller et brønnsparck, hvis sementpluggen i bunnen ikke holdt som barriere. Dette var da også identifisert som en av de største farene i BPs risikoanalyse av denne operasjonen. Likevel klarte man ikke i løpet av 45 minutter å oppdage at det foregikk innstrømning av hydrokarboner fra reservoaret. Det var først da borevæske sprutet ut på dekket at man ble klar over dette. Dataloggen fra boredekket (Hitec logge-dataene) gikk tapt da innretningen sank, så hvorfor mannskapet ikke oppdaget at man hadde et brønnsparck, er vanskelig å forklare. Ser man på Sperry-Sun sine loggedata alene, var en kilde til feiltolkning at borevæske ble ledet rundt til forskjellige kamre på innretningen, noe som medførte at strømningsmetret til Sperry-Sun ikke viste riktig rate, eller til tider ikke viste noen rate i det hele tatt. Det er dog indikasjoner på at noe var på gang i Sperry-Sun dataene når man ser på dem i ettertid. Dette burde vært fanget opp, men det er mulig at de som kun hadde tilgang til disse dataene, ikke stolte på dataene de fikk, da strømningsmålingene ikke alltid viste reelle verdier.

Brønnsparck pågikk i omtrent 45 minutter uten at offshore- eller onshorepersonell oppdaget det, selv om dataene indikerte at et brønnsparck var på gang.

4.2.5 BOP feilet

BOPen er den siste skansen (sekundærbarriere) man har for å hindre en utblåsning. I DWH-ulykken klarte ikke denne å stenge og forsegle, og dermed stoppe videre utblåsning. Dette er beskrevet separat i kapittel 5, som omhandler BOP.

4.3 Anbefalinger i granskningsrapporter

Tabell 4.1 gir en oversikt over sentrale anbefalinger i granskningsrapportene etter DWH-ulykken. De direkte årsakene til ulykken kan knyttes til svikt i brønnbarrierer og i funksjonene til sikkerhetssystemene.

Tabell 4.1 Anbefalinger for boring og brønnteknologi.

Anbefalinger i granskningsrapporter – boring og brønnteknologi		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
4.1	Etablere retningslinjer for brønnkontrollprosedyrer.	DWH-1, s. 23
4.2	Etablere nye prosedyrer for væskefortrengning fra brønnen.	DWH-1, s. 23
4.3	Etablere nye krav til design av føringsrør og sement: To uavhengige og testede barrierer.	DWH-1, s. 23
4.4	Utrede formelle opplæringskrav for føringsrør- og sementoperasjoner.	DWH-1, s. 24
4.5	Etablere nye prosedyrer for installasjon av føringsrør.	DWH-1, s. 24
4.6	Utvikle tilleggskrav eller retningslinjer for installering av føringsrør.	DWH-1, s. 24
4.7	Håndheve strengere praksis for primærsementering.	DWH-1, s. 24
4.8	Utvikle tilleggskrav eller retningslinjer for vurdering av sementintegritet.	DWH-1, s. 25
4.9	Studere innovativ intervensjon av løpske brønner, responsteknikker og -planlegging.	DWH-1, s. 25

Anbefalinger i granskningsrapporter – boring og brønnteknologi		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
4.10	Departementet vil vedta Safety Case-krav for boreoperasjoner fra flyttbare innretninger på sokkelen (OCS).	DWH-1, s. 27
4.11	Ferdigstille en regel (forskrift) som vil kreve at operatører utvikler et robust styringssystem for sikkerhet og miljø for offshore boreoperasjoner.	DWH-1, s. 28
4.12	Utrede tilleggskrav til sikkerhetsopplæring og sertifisering.	DWH-1, s. 28
4.13	Oppdatere og klargjøre nåværende praksis med hensyn til retningslinjer for sementering og tilhørende tekniske metoder (ETPs – Engineering Technical Practices).	DWH-2, s. 182
4.14	Oppdatere relevante tekniske metoder for å inkludere krav i BPA-D-003 Manual for rørdesign og boring- og brønnoperasjonspraksis (DWOP): Installering av låsemekanismen til opphenging av føringsrør.	DWH-2, s. 182
4.15	Gjennomgå og oppdatere ETP GP 10-45 Arbeid under trykk, for å inkludere negativ trykktest.	DWH-2, s. 182
4.16	Klargjøre og forsterke standarder for rapportering og granskning av brønnintegritetshendelser.	DWH-2, s. 183
4.17	Foreslå for API utvikling av en anbefalt praksis for design og testing av skumsement for høytrykks-høytemperatur bruk.	DWH-2, s. 183
4.18	Gjennomgå og vurdere overensstemmelse, strenghet og effektivitet av gjeldende praksis for risikostyring og endringsledelse innenfor boring og komplettering.	DWH-2, s. 183
4.19	Revurdere og forsterke den nåværende rollen til TA (Technical Authority – teknisk ansvarlig) på området sementering og soneisolering. Sikre tilstrekkelig TA dekning for understøttelse av alle bore- og kompletteringsoperasjoner globalt.	DWH-2, s. 183
4.20	Forsterke kompetanseprogram innen boring og komplettering for å gi dybdekunnskap til personell i viktige drifts- og lederposisjoner, og utvide eksisterende kunnskap og profesjonalitet i styring av bore- og brønnoperasjoner på dypt vann.	DWH-2, s. 183
4.21	Utvikle et videregående opplæringsprogram innenfor brønnkontroll på dypt vann som supplerer nåværende industri og myndighetspålagt opplæring.	DWH-2, s. 184
4.22	Utvikle proaktive og reaktive indikatorer innenfor boring og komplettering for brønnintegritet, brønnkontroll og sikkerhetskritisk utstyr på boreinnretninger.	DWH-2, s. 184
4.23	Kreve at boreentreprenører implementerer et reviderbart integritetsovervåkningssystem som kontinuerlig vurderer og forbedrer integritetsytelsen til brønnkontrollutstyr målt opp mot et sett av etablerte proaktive og reaktive indikatorer.	DWH-2, s. 184
4.24	Gjennomgå og verifisere at en effektiv prosedyre og et revisjonssystem for endringsledelse er på plass og blir dokumentert og fulgt, og er gjenstand for tredjeparts verifikasjon og sertifisering.	DWH-5, s. 15
4.25	Gjennomgå hensiktsmessigheten av mannskapstrening og erfaring, inkludert ledelsespersonell fra kontraktør og eier, tilhørende hver innretning.	DWH-5, s. 15
4.26	Gjennomgå fremgangsmåte og prosedyrer for utføring av samtidig vedlikeholds- og reparasjonsarbeid under boreoperasjoner; sikre at hensiktsmessige prosedyrer for rutinemessig og ikke-rutinemessig vedlikehold og sikker jobbanalyse er på plass og blir fulgt.	DWH-5, s. 15

4.4 Lærepunkter for norsk sokkel

Anbefalingene i foregående delkapittel, sammen med innspill fra referansegruppa, Petroleumstilsynet og andre ressurspersoner, samt prosjektgruppens generelle kunnskap om bransjen, danner grunnlag for lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel. En kan først konstatere at det som i alle hendelsene fremstår som en direkte årsak, er at brønnbarrieren(e) ikke er tilstrekkelig verifisert eller kvalifisert.

4.4.1 Brønnbarrierene

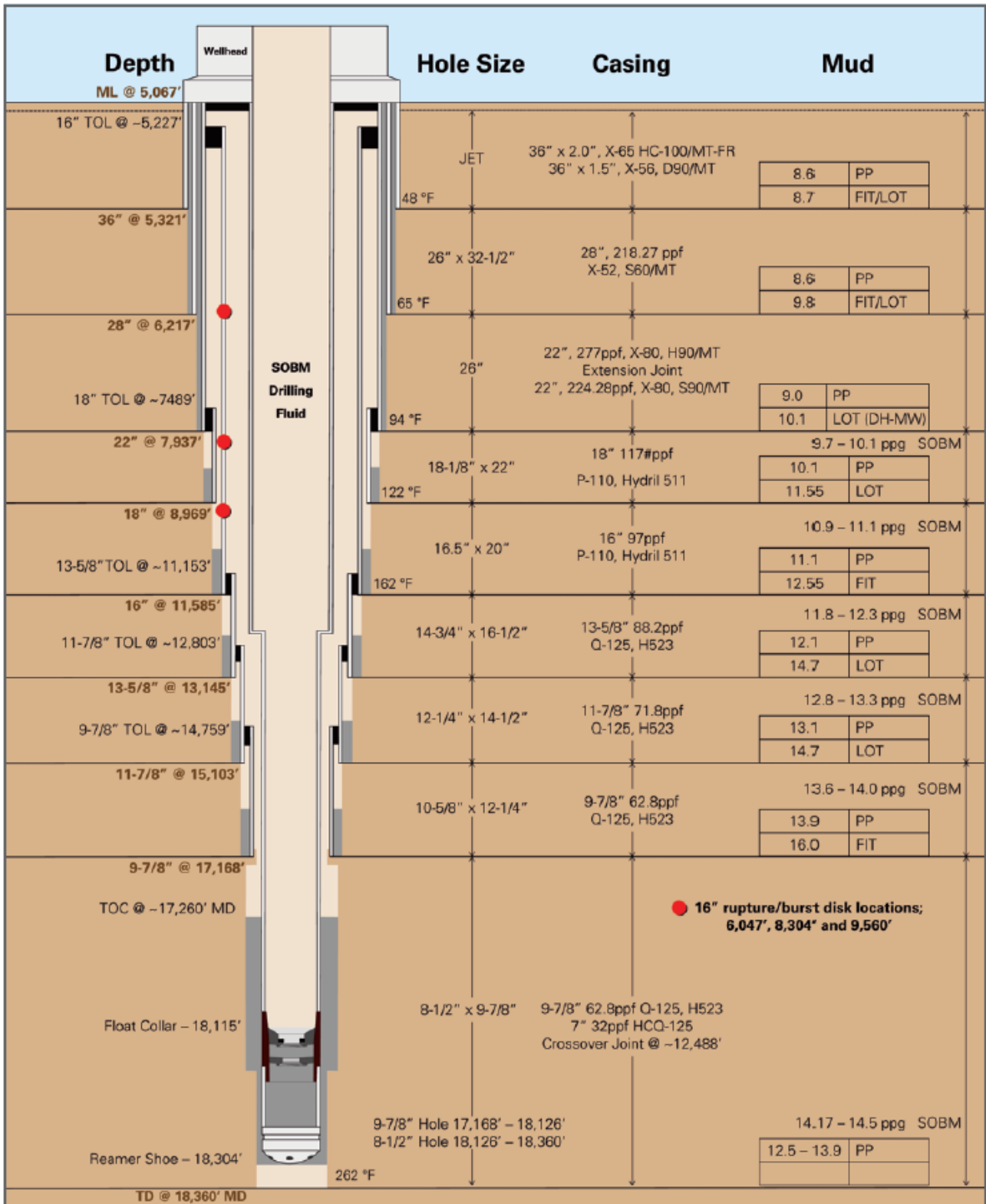
Et fellestrekk for alle hendelsene er manglende forståelse av ytelse og integritet til brønnbarrierene. Dette kan sies å være den direkte årsaken til ulykkene, og er noe som industrien trenger å fokusere på. Det kan være at man ikke har fulgt interne eller eksterne prosedyrer og retningslinjer i gjennomføringen av operasjonen, eller at man velger ikke å logge eller teste barrierene tilstrekkelig. Det kan også være at en barriere forringes under operasjon mer eller raskere enn forventet. I forhold til det siste punktet bør man se på de simuleringsverktøy som industrien bruker for slitasje.

Macondo

I Macondo-brønnen ble det satt en sementplugg i bunnen som en barriere mot reservoaret. Det som ble gjort etterpå for å verifisere at pluggen holdt, var først å åpne opp og sjekke tilbakestrømmingen av sement.

Mengden sement oversteg forventet mengde med 10 %, men det ble anslått at det var innen feilmarginen. Denne tilbakestrømningstesten ble gjort rett etter at sementjobben var ferdig (DWH-1). Det var ønskelig å se om tilbakeslagsventilene holdt. Basert på dette ble det bestemt at logging av sementkvaliteten ikke var nødvendig og en fikk dermed ikke svar på hvor god sementeringen var. Dette var en klar feilvurdering med tanke på at 1) vasking av brønnen var gjort i begrenset grad (kan medføre at sementen blir kontaminert av borevæske), 2) det ble brukt skumsement (kan medføre at nitrogen lager kanaler i sementen), og 3) det ble brukt et lite sementvolum.

Etter dette gjennomførte man en positiv trykktest av brønnen og en negativ trykktest av sementpluggen i brønnen. Resultatene ga grunn til å mistenke at pluggen ikke holdt tett, testprosedyren ble endret og en fikk et annet resultat. Selv ut i fra dette resultatet, kunne man forstått at det var lekkasje inn i brønnen, men det ble bortforklart. Se skisse av Macondo-brønnen i Figur 4.3.

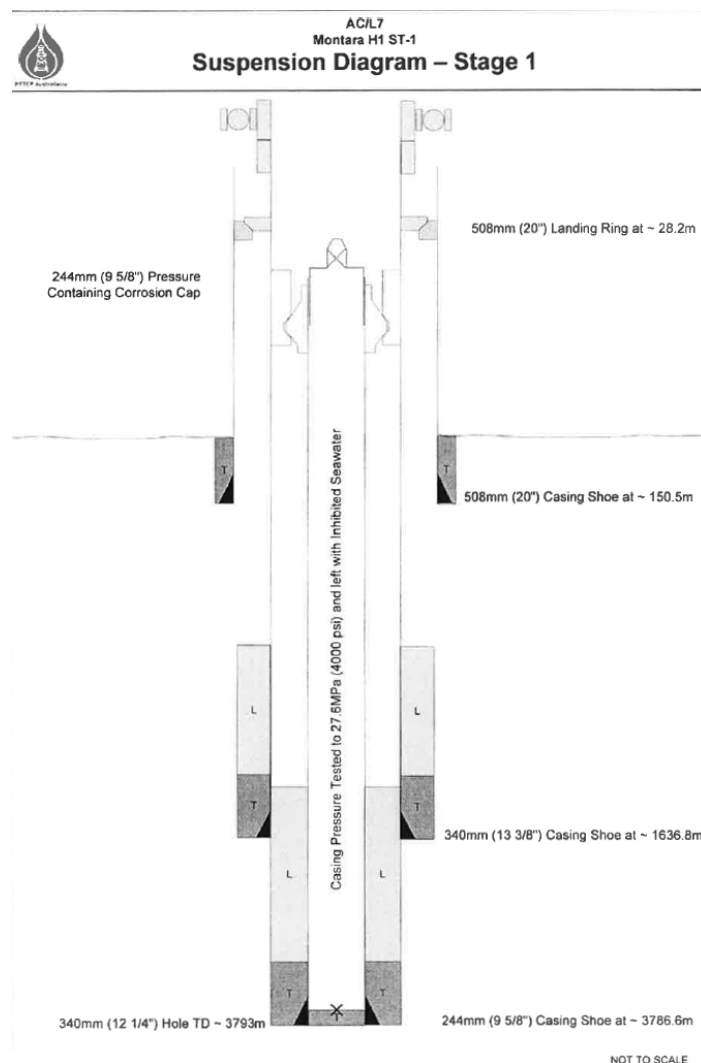


Figur 4.3 Skisse av Macondo-brønnen (Kilde: DWH-2, s. 19).

Montara

I Montara-hendelsen ble ikke barrierene verifisert verken før eller etter installasjonen. Sementen som skulle isolere reservoaret fra brønnen ble ikke testet eller logget. Man registrerte kun at man ikke tok retur - det vil si først tok man retur på 16,5 fat, etter at man tok ned trykket fra 4.000 psi. Det ser ikke ut til at man forstod at dette betydde at sementpluggen ikke holdt. Returen på 16,5 fat ble mot all praksis trykket ned i brønnen igjen og har sannsynligvis medført at sementpluggen fikk en forringet kvalitet, da borevæske og sement lett blandes ved en slik operasjon. Etter at sementen hadde blitt herdet, gjorde man ikke en ny trykktest. De involverte i konstruksjonen av brønnen trodde at man hadde gjort tilstrekkelig testing av pluggen. Toppen av sementen i ringrommet var heller ikke 100 meter *over* toppen av reservoaret, men 61 meter *under* toppen av reservoaret. Det andre problemet var at vektvæsken som ble brukt i brønnen (inhibert sjøvann) ikke hadde tilstrekkelig tyngde mot det trykket som reservoaret utøvde, så sekundærbarrieren holdt heller ikke. I stedet for å sette en grunn sementplugg, valgte man å bruke PCCC. Dette ble ikke risikovurdert eller kvalifisert. PCCC er ikke beregnet som barriereelement. Det var planlagt at man brukte et PCCC lokk på 13 3/8" og et på 9 5/8", men kun 9 5/8" korrosjonsdeksel ble installert.

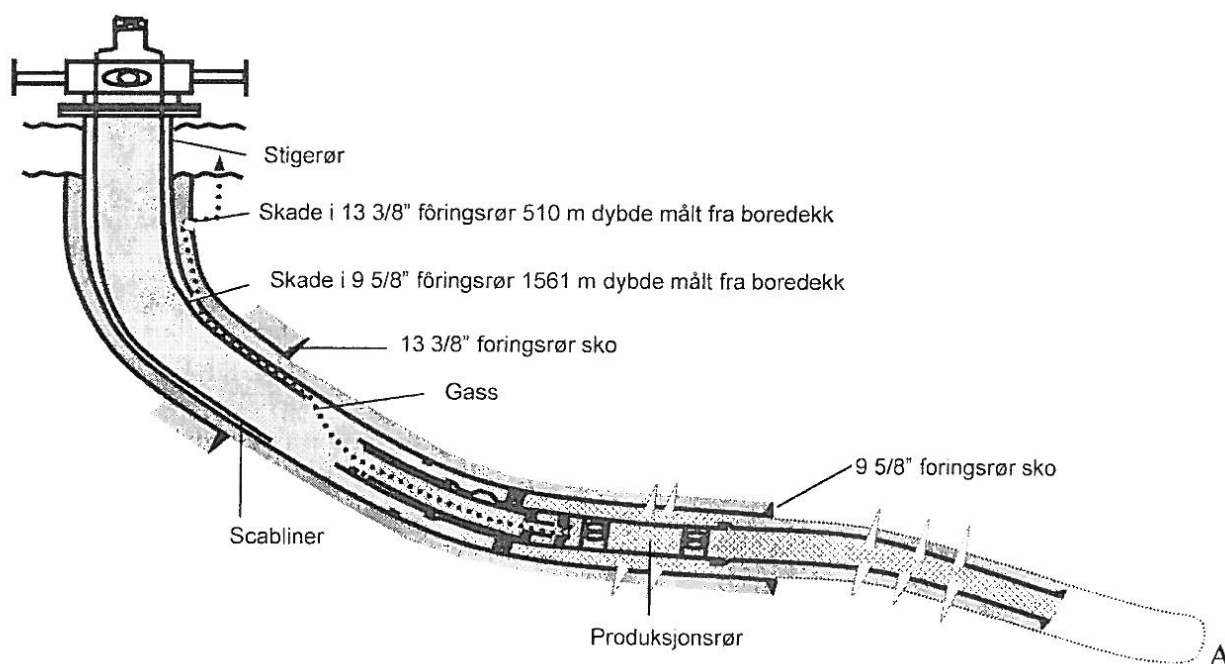
Når man så kom tilbake til brønnen for å komplettere den, ble korrosjonsdekselet fjernet, mens man holdt på med en annen brønn. Ingen BOP var installert. Utblåsningen skjedde på grunn av at verken primær- eller sekundærbarrieren i brønnen fungerte. Se skisse av Montara-brønnen i Figur 4.4.



Figur 4.4 Skisse av Montara-brønnen (Kilde: MON-1, s. 212).

Snorre A

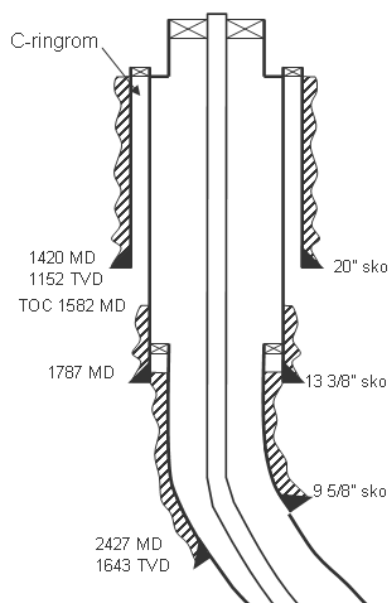
For Snorre A-hendelsen var problemet som i Gullfaks C, at barrierene var fra en gammel brønn. Den opprinnelige Snorre A-brønnen hadde hatt flere hendelser og problemer med barrierene. 9 5/8" føringsrøret hadde flere ganger hatt lekkasjer, samt oppsprekking på grunn av trykktesting. En 7 5/8" scab-liner samt en 4" straddler i 5" produksjonsrøret var installert for å gjenopprette barrieren og tette hullene som hadde oppstått. Da 9 5/8" føringsrøret sprakk på grunn av trykktesten, falt trykket fra 194 bar til 94 bar. Det vil si at 13 3/8" føringsrøret da ikke var verifisert for høyere trykk enn 94 bar. Likevel endret man opprinnelig plan og åpnet opp for reservoartrykk i brønnen før en trakk scab-lineren. Dette medførte at man fikk trykk på 13 3/8" føringsrøret. Denne barrieren holdt heller ikke, og en fikk tap av borevæske til formasjonen på rundt 500 m, samtidig som en tok brønnsparke fra brønnen. Se skisse av Snorre A-brønnen i Figur 4.5.



Figur 4.5 Skisse av Snorre A-brønnen (Kilde: SNA-2).

Gullfaks C

13 3/8" føringsrøret ble logget på grunn av tidligere indikasjoner på svekkelse. Det ble oppdaget en slitasje på 14 % ved rundt 1.400 m. Det nye sidesteget ble så boret. Underveis oppstod det tap av borevæske og brønnsparke så trykkprognosene måtte oppdateres. Det medførte at man valgte å bore trykbalansert (MPD). Et kritisk forhold ved MPD-operasjoner er at en her vil ha felles barriereelementer, dvs. ikke uavhengige primær- og sekundærbarrierer. Det er gitt mulighet for å benytte MPD under forutsetning av at det gjennomføres risikoanalyser, og at tiltak identifiseres og utføres for å få ned risikoen til et nivå tilsvarende med to barrierer. Dette ble ikke gjort på Gullfaks C. Følgelig ble 13 3/8" føringsrøret et felles barriereelement under videre operasjon. Problemet oppstod da det gikk hull i 13 3/8" føringsrøret og borevæske lakk ut i formasjonen og man måtte håndtere et brønnsparke. 20" skoen sprakk opp og en tapte borevæske til formasjonen. Det som hindret hendelsen fra å eskalere, var at løsmasse og borekaks avpakket 9 5/8" skoen som hindret videre innstrømning fra reservoaret (GFC-2). Se skisse av Gullfaks C-brønnen i Figur 4.6.



Figur 4.6 Skisse av Gullfaks C-06A brønnen (Kilde: GFC-2).

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Oppdatere NORSOK D-010 "Well integrity in drilling and well operations" med hensyn til sement som primærbarriere, samt bruk av ny teknologi.
 - Svikt i sementbarrieren og mangel på tilstrekkelig kvalifisering var en viktig direkte årsak både til DWH-ulykken og Montara-ulykken. Mangler i forhold til bruk av ny teknologi (for eksempel trykbalansert boring) var medvirkende årsak til Gullfaks C-hendelsen.
 - NORSOK D-010 bør oppdateres med hensyn på forbedrede rutiner for planlegging, blanding, pumping og kvalifisering av sement som primærbarriere. Metode for plassering og kvalifisering av sement som primærbarriere, bør beskrives bedre. Videre bør standarden oppdateres i forhold til bruk av ny teknologi.

- Øke forståelsen for en helhetlig strategi for barrierestyling, herunder anvendelse av prinsippet om to uavhengige og testede brønnbarrierer, samt overvåkning av disse.
 - Sannsynligheten for effektivt å kunne aktivere en sekundærbarriere er tidskritisk. Det er derfor viktig å oppdage tegn på en unormal situasjon så tidlig som mulig. Mangelfull overvåkning var sentrale faktorer både på Deepwater Horizon, Snorre A og Gullfaks C.
 - Det foreslås å ta i bruk eller utvikle operasjonelle verktøy (for eksempel brønnbarriere-skisser) som kan gi aktørene enkle visuelle midler, med beskrivelse av overvåkningsmetode for hvert enkelt definert barriereelement.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Gjennomgang av retningslinjene og praksis for testing/logging og dokumentering av barriereytelser.
 - Særlig gjelder dette for slissegjenvinning på norsk sokkel, da man går inn i gammel brønn-infrastruktur. Erfaring har vist at dokumentasjon kan være mangelfull og ytelsen til barrierene kan være usikker på grunn av svekkelse over tid.

4.4.2 Risikostyring og endringer av design og plan underveis

Fellestrekk for hendelsene er at risikovurderinger av brønnedesign og bore- og brønnoperasjon har vært mangelfull, eller på enkelte områder totalt fraværende. Det som ser ut til å være et tilbakevendende tema, er at man ikke klarer å se helheten i risikoen. I dag bruker man lange risikoregistre med enkeltvurderinger. Det som ikke kommer frem i et slikt system, er samspillet mellom forskjellige operasjoner og hvilken endring i risiko den ene operasjonen vil medføre på andre operasjoner. Det virker som man ikke klarer se hvordan endringer påvirker helheten.

Det foreligger heller ikke gode rutiner for å gjennomføre kollegagjennomgang ("peer-assist" eller "peer-review") av risikovurderingene før godkjenning. Selskapene bør ha klare krav og prosedyrer som sikrer at dette gjennomføres.

Et annet forhold som går igjen, er at man gjør endringer i design/operasjonsplaner underveis, og at man ikke nødvendigvis vurderer dette i lys av hele planen. På Snorre A valgte man å endre på planen og åpnet opp for reservoartrykk mot brønnen, da dette på et gitt tidspunkt i operasjonen ville forenkle operasjonen. Helheten ble imidlertid ikke vurdert godt nok med hensyn til hvordan dette påvirket barrieresituasjonen i brønnen. På Gullfaks C ble det også gjort endring i opprinnelig plan og brukt trykktbalansert boring uten at dette ble tilstrekkelig risikovurdert og analysert. Dette medførte at man kun hadde én svekket fellesbarriere i brønnen. På Macondo valgte man å endre på sementeringen på grunn av at man hadde for lite formasjonsstyrke. Det som i ettertid fremstår som påfallende, er at man ikke så at alle endringene som ble gjort, ville medføre en økt risiko for at sementen ikke ville isolere reservoaret. Selv etter at man fikk testresultater som viste at det var tydelige problemer, bortforklarte man det og var sikre på at sementpluggen ville holde.

Et helt sentralt spørsmål er hvorvidt de risikoanalysemetoder som brukes i dag, er gode nok. Det synes å være et behov for forbedring av risikoanalysemetodene da mangelfull/fraværende risikovurdering er et funn som gjøres i de fleste granskninger, og som er en av de bakenforliggende årsakene til at ulykker skjer. Dagens bruk av risikoregistre gir ikke en oversikt over hvilke avhengighetsforhold det er mellom forskjellige deler av en operasjon, og de til enhver tid gjeldende barrierer og deres ytelse. Fokus må først og fremst være å underbygge at en slik metodikk blir tatt i bruk. Se for øvrig kapitlene 10.2.7 og 10.5.3.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Dagens risikovurderinger og analyser av brønnedesign og bore- og brønnoperasjon bør forbedres.
 - Gjentatte hendelser kan knyttes til dårlige eller mangelfulle risikovurderinger. Dette gjelder for hendelsene både på Deepwater Horizon, Gullfaks C, Snorre A.
 - Det bør utvikles en systematisk og praktisk metodikk/prosedyre (f.eks. en sjekkliste) som kan demonstrere hvordan endringer i planer vil innvirke på helheten (særlig i forhold til brønnbarrierene).
- Påse at de involverte i design, planlegging og gjennomføring av brønnoperasjoner er klar over hvilke interne og eksterne krav og retningslinjer som gjelder, slik at kravene er forstått og etterlevs.
 - Gjentatte hendelser kan knyttes til dårlig eller mangelfull forståelse eller etterlevelse av eksterne eller interne krav. Eksempel: Gullfaks C og Snorre A.
 - Det bør gjøres en gjennomgang og vurdering av prosedyrer for godkjenning av planer/endringer i forbindelse med brønnedesign og bore- og brønnoperasjoner.

5 Utblåsningssikring – BOP

Utblåsningssikringen eller BOP er en stor sammenstilling av ulike ventiler, utstyr for kutting og tetninger som plasseres på toppen av brønnhodet og som fungerer som en sekundær barriere mot utblåsning dersom vekten av borevæsken ikke lenger kontrollerer trykket i brønnen. På Deepwater Horizon var denne utblåsningssikringen plassert på havbunnen.

Til tross for at svikt i BOP ikke var noen utløsende årsak til DWH-ulykken, var det en viktig forutsetning for det katastrofale utfallet av hendelsen. Utblåsningssikringen er derfor diskutert i de fleste granskningsrapportene, og opplysningene som fremkommer er ikke alltid entydig. Det arbeides fremdeles intenst med å gjennomføre BOP undersøkelser og analyser, så konklusjoner og resultater som refereres i dette kapitlet må derfor ses på som status per april 2011.

5.1 Hovedfunn

Sanntidsdata og vitneutsagn tyder på at omtrent samtidig som en fikk borevæske og brønnstrøm opp på dekk forsøkte mannskapet å stenge en av BOP ringromsventilene og noen minutter seinere forsøkte en trolig også å stenge en "Variable Bore Ram" (VBR). Dette er normalt måten man først forsøker å stanse en ukontrollert strømning på. Disse aksjonene ble imidlertid tatt for seint siden det allerede var gass i stigerøret og kreftene fra den strømmende brønnen var voldsomme (DWH-2, s. 46 og DWH-7, s. 114).

Når eksplosjonene inntraff enda noen minutter seinere forsøkte man å aktivere nødfrakoblingssystemet (Emergency Disconnect System - EDS). Dette fungerte imidlertid ikke og kutteventilen (Blind Shear Ram - BSR) forseglet ikke brønnen, (DWH-2, s. 44 og 47). Undersøkelser av utblåsningssikringen utført av Det Norske Veritas (DWH-10) konkluderer med at BSR, som skulle ha kuttet borestrengen og dermed stengt brønnen, ikke kunne ha fungert fordi en del av borestrengen, som var "fanget" mellom øvre ringromsventil og øvre VBR, var bøyd og delvis blokkerte for mekanismen, (DWH-10, s. 4).

5.2 Årsaksforhold

Ifølge DNV sine undersøkelser (DWH-10) sviktet BOP primært fordi borestrengen var stuket og bøyd, og dermed stod usentrert i forhold til skjæreflatene til kutteventilen. Kutteventilen fungerte derfor ikke som forutsatt. Det er videre sannsynliggjort at aktivering av dødmannsfunksjonen trolig var forhindret på grunn av lavt batterinivå (og ingen initieringskapasitet) i back-up systemet i en av kontrollmodulene samt feil i en solenoidventil i den andre kontrollmodulen.

Det bør i denne sammenheng legges til at *dersom DNV sin konklusjon om borestrengen er riktig*, ville verken dødmannsfunksjonen eller andre funksjoner som aktiverer kutteventilen ført til fullstendig lukking så lenge funksjonen ble utløst *etter* at utblåsning gjennom BOPen hadde startet. Kun dersom kutteventilen hadde blitt aktivert *før* utblåsningen, og før en forsøkte å stenge øvre ringromsventil, hvorpå borestrengen ble stuket og bøyd, ville ventilen muligens kunnet lukke og stengt brønnen.

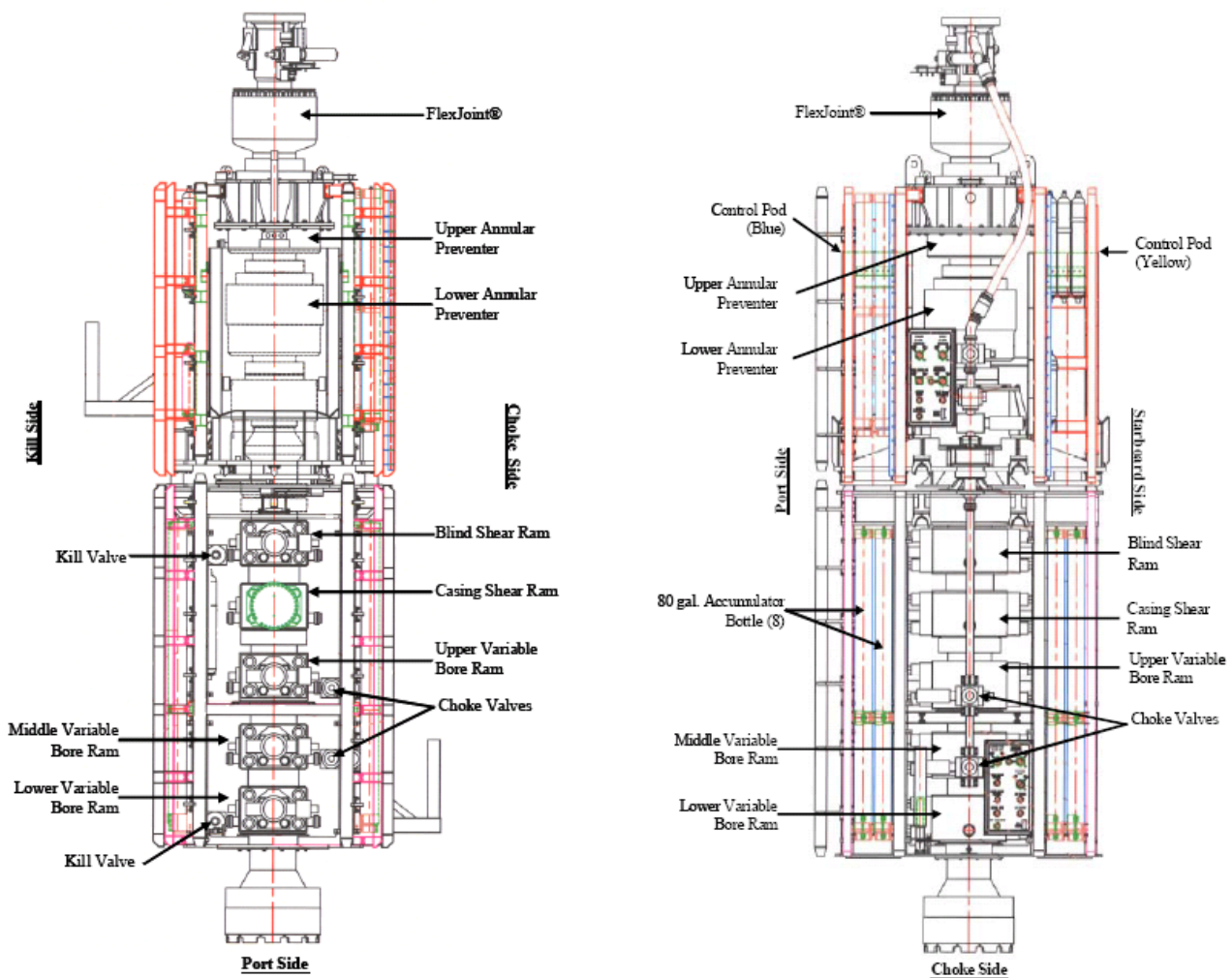
I det videre ser vi på forhold knyttet til BOP design, operasjon, vedlikehold, testing og sertifisering, inkludert forhold omtalt i granskningsrapportene som ikke direkte medvirket til at BOP sviktet på Macondo, men som allikevel kan gi nyttig lærdom.

5.2.1 BOP design og operasjon

BOPen på Deepwater Horizon er vist på Figur 5.1 under. Den besto av følgende systemer/komponenter, (DWH-10, s. 2):

- En “Lower Marine Riser Package” (LMRP) som inkluderer to ringromsventiler (“annular preventers”) og to kontrollmoduler (“control pods”):
 - De to kontrollmodulene mottar signaler fra kontrollpanelene som er plassert oppe på innretningen. Disse signalene aktiverer forskjellige solenoide-/pilotventiler i kontrollmodulene som igjen aktiverer ulike hydrauliske kretser og mekaniske komponenter i BOP.
- Den nedre delen av BOP på Deepwater Horizon, som inneholder totalt 5 sett med ventiler (“rams”). Dette inkluderer ”Blind Shear rams” (BSR), ”Casing Shear rams” (CSR), ”Upper Variable Bore rams” (VBR), ”Middle VBR” og ”Lower VBR”. LMRP er plassert på toppen av nedre del av BOPen.

I situasjoner med potensial for tap av brønnkontroll kan de ulike ventilene benyttes for å gjenvinne kontroll med brønnen. Det er imidlertid verdt å merke seg at det bare er kutteventilen (BSR) som er designet for å kutte borestrengen dersom denne er i hullet (noe som var tilfelle under utblåsningene på Deepwater Horizon) og forsegle brønnen. I motsetning til CSR, vil kutteventilen bli låst i lukket posisjon slik at den ikke er avhengig av hydraulikksystemet for å holde stengt etter aktivering.



Figur 5.1 Deepwater Horizon BOP sett fra to perspektiver (DWH-10, s. 15 og 16).

Kutteventilen (BSR) kunne aktiveres på fem forskjellige måter (DWH-10, s. 16):

- Fra et av de to kontrollpanelene oppe på innretningen
- Som en del av nødfrakoblingssekvensen som også aktiveres fra et av de to kontrollpanelene oppe på innretningen
- Som en del av “dødmannsfunksjonen” (AMF). Denne funksjonen skal aktivere BSR ved tap av kontakt (kraft, hydraulikk og kommunikasjon) mellom innretningens kontrollpaneler og kontrollmoduler på BOPen.
- Via “Autoshear” funksjonen dersom innretningen driver av lokasjon uten at EDS er aktivert
- Via ROV intervensjon gjennom et eget ”hot stab” panel på BOP

Det bør bemerkes at alle disse stengefunksjonene, bortsett fra ved ROV intervensjon, er avhengig av at minst en av de to kontrollmodulene fungerer for at kutteventilen skal kunne stenges.

Det synes i ettertid som at den eneste mekanismen for å stenge kutteventilen (BSR) som ble forsøkt aktivert fra innretningen var nødfrakobling (EDS), men innretningen forble tilkoblet borestrengen og BSR stengte heller ikke strømmen. Dersom den første eksplosjonen ødela kontrollinjer til BOP, kan dette ha vært årsaken til at EDS ikke ble aktivert (DWH-7, s. 114, DWH-2, s. 47).

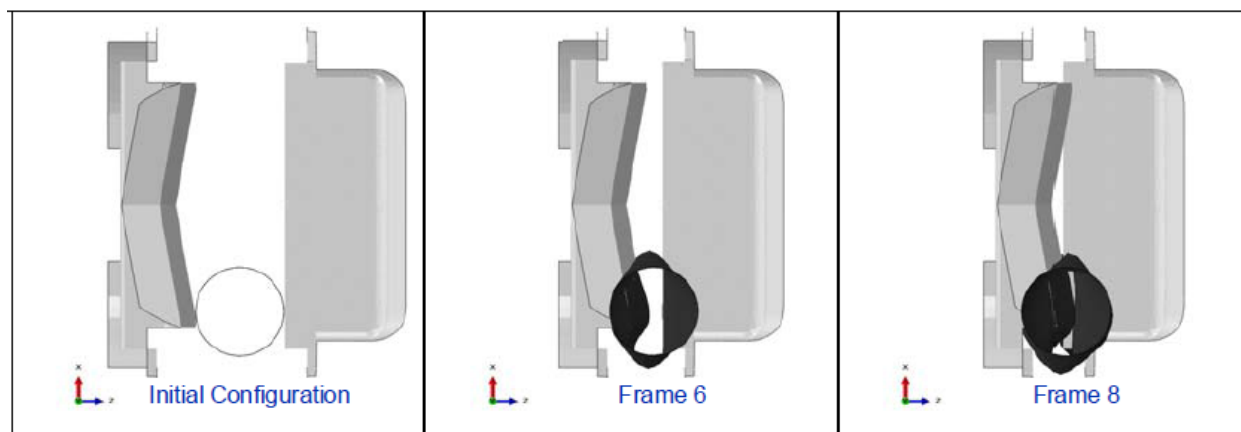
Ved tap av kraft, kommunikasjon og hydraulikk skulle BOP altså uansett automatisk ha stengt av seg selv (DWH-7, s. 115), men dødmannsfunksjonen fungerte imidlertid heller ikke. Rett etter at BOP ble tatt til overflaten og testet, ble det avdekket at batteriet i den blå kontrollmodulen var dårlig og at det i den gule kontrollmodulen var en solenoidventil som trolig hadde feilet, (DWH-2, s. 47). Laboratorieundersøkelser og tester gjort av DNV i ettertid, slår fast at spenninga i 27V batteriet i den blå modulen var for lavt til å ha kunnet aktivere solenoiden for BSR. Testing av funksjonaliteten for BSR solenoiden i den gule modulen ga imidlertid ikke entydige resultater (DWH-10, s. 3-4).

DNV sine undersøkelser konkluderer⁸ med følgende sannsynlige hendelsesforløp (DWH-10, s. 4):

- Like før eksplosjonen forsøkte mannskapet å stenge øvre ringromsventil og deretter øvre VBR
- En rørskjøt på borestrengen var plassert mellom disse ventilene og ble pga. trykket fra brønnen skjøvet oppover til den traff den stengte ringromsventilen (se Figur 5.1).
- Dette stoppet videre vertikal bevegelse av borestrengen fra øvre ringromsventil og oppover og introduserte et øvre fast utbøyingspunkt.
- Pga kreftene fra brønnstrømmen ble den delen av borestrengen som var låst mellom øvre ringromsventil og øvre VBR presset ytterligere oppover nedenifra, noe som medførte en bøyning/krumning på denne rørdelen.
- Rørdelen ble bøyd så mye at når BSR ble stengt og skulle kutte borestrengen, var borestrengen delvis utenfor kutteflaten til BSR (se Figur 5.2). Dette medførte at BSR ikke stengte skikkelig.
- Det konkluderes med at bøyning/krumning av borestrengen trolig inntraff så tidlig (etter at ringromsventil og øvre VBR var stengt) at uansett på hvilken måte BSR hadde blitt aktivert ville denne neppe ha forsegleet brønnen.
- Det synes i ettertid som mest sannsynlig at BSR ble aktivert først den 22. april med ROV (på samme dag som innretningen sank), men DNV kan ikke utelukke at dødmannsfunksjonen også kan ha forsøkt å stenge BSR.

DNV konkluderer altså med at siden ringromsventilen og øvre VBR ble stengt så seint (og først), medførte de voldsomme kreftene fra den strømmende brønnen at delen av borestrengen mellom disse ventilene ble deformert og bøyd og forhindret kutteventilen fra å fungere. Hvorvidt kutteventilen overhodet ble aktivert før ROV intervensjon er imidlertid usikkert.

⁸ Det bør presiseres at DNV sine konklusjoner er til dels omstridt og basert på datasimuleringer (se blant annet: http://www.nola.com/news/gulf-oil-spill/index.ssf/2011/04/uncertainties_emerge_in_bop_ex.html). Endelige konklusjoner om hvorfor BOP feilet kan derfor ennå ikke dras.



Figur 5.2 Usentrert borestreng delvis utenfor kuttflaten til BSR (DWH-10, s. 162).

5.2.2 BOP vedlikehold, testing og sertifisering

Revisjonen i september 2009, som granskningsteamet til BP gjennomførte på slutten av innretningens periode for 10-års vedlikehold og inspeksjon, identifiserte 31 funn relatert til vedlikehold av brønnkontrollsystemet. Av disse var 6 funn relatert til BOP vedlikehold, og samtlige var fortsatt utestående i desember 2009 (DWH-2, s. 167).

Tre av fire ledelsesfunn fra Chief Council's rapport vedrørende BOP er knyttet til vedlikehold: (1) MMS godkjente testing av DWH BOP med lavere trykk enn påkrevd i regelverket (uten at eventuelt negative effekter av å teste med lavere trykk enn påkrevd er nærmere beskrevet i rapporten), (2) Transoceans praksis med å ødelegge testrapportene etter ferdigstilling av brønn skapte et unødig informasjonsgap som undergravde BOP vedlikeholdet, og (3) kritisk BOP utstyr hadde ikke blitt resertifisert siden 2000, på tross av regelverkskrav til MMS og anbefalinger fra leverandør og API (DWH-8, s. 217).

Mange vitnesbyrd har blitt fremført under MBI⁹-høringene angående vedlikeholds- og inspeksjonsprosedyrer, hvor det er uttalt bekymring angående godheten av testene (slik som bruk av spesielle testkonfigurasjoner kontra operasjonell konfigurasjon, lavtrykkstester for BSR, osv.) og fremgangsmåten brukt for forebyggende vedlikehold og resertifisering (DWH-3, s. 12).

5.2.2.1 BOP vedlikehold generelt

Svakheter og unøyaktigheter

Basert på funn fra revisjoner og gjennomgang av vedlikeholdsdata, fant BPs granskningsteam potensielle svakheter i vedlikeholdsstyringssystemet for BOPen. For eksempel ble en uoriginal del som kan knyttes til den feilede solenoidventil 103 i gult kontrollpanel, funnet (DWH-2, s. 11 og s. 48).

BOP-vedlikeholdsdata var ikke nøyaktig rapportert i vedlikeholdsstyringssystemet. Eksempler er at det ble rapportert utført vedlikehold når BOP var subsea og dermed utilgjengelig for vedlikehold, og at det ikke var sporbar registrering for spesifikke komponenter. Dessuten ble det avdekket at subsea vedlikeholdspersonell registrerte vedlikehold av brønnkontrollrelatert utstyr manuelt på separate regneark og i daglig loggbok i stedet for i Transoceans vedlikeholdsstyringssystem (RMS-II). Denne praksisen gjorde det vanskelig å spore BOP vedlikeholdet (DWH-2, s. 48 og s. 167).

⁹ MBI: Marine Board Inquiry.

BOP resertifisering

Resertifisering av BOP innebærer fullstendig demontering og inspeksjon av utstyret. Dette er viktig fordi det tillater undersøkelse av individuelle komponenter for slitasje og korrosjon. Dette kan ta 90 dager eller lengre. Et gunstig tidspunkt er ved 5-års inspeksjon ved verft. Deepwater Horizon hadde ikke hatt verftsopphold siden idriftsettelse. MMS henviser til API som igjen krever demontering og inspeksjon hvert tredje til femte år, som er i tråd med leverandøren Camerons retningslinjer. Det var velkjent blant mannskapet på innretningen og BPs ledelse på land at BOPen på Deepwater Horizon ikke var i overensstemmelse med sertifiseringskrav. I henhold til en vurdering fra april 2010 var enkelte BOP deler sist sertifisert 13. desember 2000, nesten 10 år tidligere (DWH-8, s. 216). En Transocean riggtilstandsvurdering fant dessuten at innretningens avledersystem ikke hadde blitt sertifisert siden 5. juli 2000 (DWH-8, s. 216).

Transocean begrunner manglende resertifisering av BOP med at de benytter tilstandsbasert vedlikehold, og at det da ikke er behov for å demontere og inspisere utstyret hvert 3-5 år. Dette nærmest latterliggjøres i rapporten til Chief Council ved henvisning til at mannskapet foretar nødvendig utskifting dersom de "*føler at utstyret begynner å slites*". Chief Council's team mener tilstandsbasert vedlikehold er villedende siden det overprøver leverandørens anbefalinger, APIs anbefalinger og MMS regelverk og de stiller generelt spørsmål ved ethvert vedlikeholdsregime som kan undergrave den mekaniske integriteten til BOP (DWH-8, s. 216).

Batteri

I 2004 sendte BOP-produsenten Cameron ut en melding der de anbefalte årlig utskifting av batteripakkene, alternativt utskifting etter 33 aktiveringer i inneværende år. Tilgjengelige vedlikeholdsdata fra 2001 til 2010 indikerer at batteripakken i BOP kontrollmodulene ble skiftet ut med en lavere frekvens enn anbefalt av leverandør (DWH-2, s. 154 og s. 167). BOP på Deepwater Horizon hadde tre kontrollmoduler, hvorav to til en hver tid var i bruk. Én modul ble referert til som "blå", en var "gul" og den siste "hvite" fungerte som back-up oppe på innretningen. For to av de tre kontrollmodulene gikk det 3 år mellom utskifting, og for den siste gikk det mellom 1-3 år mellom hver utskifting (DWH-8, s. 211).

5.2.2.2 Feil

Lekkasjer

Lekkasjer i hydraulikksystemet kan bidra til at kontrollmodulene mister den kraften som er nødvendig for å aktivere kritiske komponenter slik som kutteventilen. Lekkasjer kan oppdages i forbindelse med testing/vedlikehold eller de kan oppdages i forbindelse med operasjon av BOP. Lekkasjer oppdaget under overflatetesting bør generelt repareres før sjøsetting. Dersom mannskapet oppdager en lekkasje etter sjøsetting, må de ta stilling til om lekkasjen er kritisk og krever umiddelbar reparasjon. Det er imidlertid få retningslinjer i industrien i forhold til hva som er en hensiktsmessig respons til mindre lekkasjer (DWH-8, s. 213-215).

Granskningsteamet til BP fremskaffet informasjon om flere lekkasjer i hydraulisk kontrollsystemet til BOPen som de mener kan ha vært tilstede i forkant av ulykken. Den første ble rapportert 23. februar 2010. Tre lekkasjer ble oppdaget under ROV intervensjon etter ulykken. Nok en lekkasje ble oppdaget i en BOP akkumulator og den siste ble nevnt av en senior undervannsingeniør under en høring (23.-27. august 2010). Kun for én av lekkasjene konkluderes det imidlertid med at den kunne ha forhindret kutteventilen (BSR) i å fungere (DWH-2, s. 169-170).

Andre feil (batteripakke og solenoidventil)

Som diskutert tidligere i kapitlet, skulle BOPens dødmannsfunksjon (AMF) ha utløst kutteventilen (BSR), men funksjonen feilet. Testing av dødmannsfunksjonen etter ulykken viste lav batterispenning i en kontrollmodul og defekt solenoidventil i den andre modulen. Selv om det er for tidlig å fastslå dette nå, kan disse feilene ha skyldtes mangelfullt eller feilaktig vedlikehold.

5.2.2.3 Testing

En gjennomgang av daglige borerapporter og daglige subsea rapporter gjennomført av Transocean indikerte tilsynelatende at funksjonstesting og trykktesting av BOP i perioden den var installert på Macondo var i overensstemmelse med aktuelle krav og standarder. Disse standardene inkluderer overflatetester før installering subsea, tester ved installering subsea, og etterfølgende ukentlige (funksjons-) og to-ukentlige (trykk-) tester. Disse testene ble imidlertid utført med kutteventilens (BSR) sin lavtrykks stengefunksjon. Ingen av disse testkravene inkluderer testing av kutteventilens (BSR) høytrykks stengefunksjon (DWH-2, s. 171).

Det ble gjennomført seks dager med forberedende vedlikehold og testing av BOP når DWH ankom lokasjonen (DWH-2, s. 22). Med unntak av at mannskapet funksjonstestet og spenningsatte begge kontrollpanelene på overflaten i februar 2010 før BOP ble sjøsatt (DWH-8, s. 210), er det lite beskrivelse i rapportene av hva som eksakt ble gjort disse seks dagene.

Det amerikanske regelverket krever hyppig overvåkning og testing av BOP kutteventil (BSR) både på overflaten og subsea. Dette inkluderer testing av kutteventilen på overflaten før installering og subsea trykktesting etter installering. BOP ble inspisert nærmest daglig med ROV. I likhet med positiv trykktest var det også andre trykktester av kutteventilen som viste at ventilen var i stand til å lukke og tette/ holde inne trykk. Den positive trykktesten er imidlertid ikke utvetydig, fordi mannskapet brukte et lavtrykks hydraulikksystem under den positive trykktesten, mens et høytrykks hydraulikksystem ville blitt brukt ved aktivering under en utblåsning (DWH-8, s. 206).

Regelverket stiller også krav til trykk som BOP skal testes med, men BP søkte om tillatelse til, og fikk innvilget tillatelse fra MMS om å redusere testtrykkene. For eksempel kutteventilen (BSR) som ble testet til 15.000 psi i starten ble etter hvert testet med trykk helt ned i 914 psi. Trolig gjorde BP dette for å redusere ventilslitasje. De lavere trykkene ble uansett godkjent av MMS og er konsistent med industripraksis. Det slås imidlertid fast i Chief Council's rapport at flere av testene på Macondo ikke var egnet til å demonstrere hvorvidt BOP var i stand til å holde på trykk tilsvarende et "worst-case" scenario (DWH-8, s. 206).

Transoceans operasjonsfilosofi krevde at alle BOP back-up nødfunksjoner (definert som EDS, AMF, autoskjæring, ROV intervensjon og ethvert annet kontrollsystem slik som akustisk, hvis tilgjengelig) skulle testes på overflaten før BOP ble sjøsatt. Gjennomgangen som BPs granskningsteam gjorde av diverse rapporter og historikk kunne imidlertid ikke påvise at det hadde blitt gjennomført funksjonstesting av AMF eller ROV intervensjonssystemene (DWH-2, s. 171).

MMS hadde aldri krevd at noen av back-up systemene (dødmann, autoskjæring og ROV intervensjon) skulle testes selv om en rapport de fikk gjennomført i 2003 sa at disse systemene "*sannsynligvis burde få like stor oppmerksomhet for å verifisere funksjon*" som resten av BOPen (DWH-5, s. 7).

Automatisk kuttefunksjon skal utløses dersom innretningen kommer ut av posisjon. Transoceans filosofi krever at mannskapet overflatetester denne funksjonen før installering av BOP, og mannskapet på DWH gjennomførte en slik test 31. januar 2010. Den 22. april kl. 07:30, i forbindelse med ulykken, forsøkte beredskapsmannskap å bruke en ROV til å aktivere utløsningsmekanismen for den automatiske kuttefunksjonen direkte. Bevegelse ble rapportert og det er mulig at kutteventilen lukket, men den stoppet som kjent ikke strømmen av olje og gass fra brønnen (DWH-8, s. 212, DWH-10, s. 5).

5.2.2.4 Modifikasjoner

Det var i alt gjennomført 19 kjente modifikasjoner på BOPen og dens kontrollsystemer, hvorav noen hadde en potensiell negativ effekt. Én modifikasjon gjaldt fjerning av opphengingsmuligheten til BOP kontrollmodulene (gul og blå). Denne modifikasjonen resulterte i at stigerør og LMRP måtte hentes opp for å reparere eller vedlikeholde kontrollmodulene (for eksempel mulighet for å bytte batteri eller reparere solenoidventil), med økt nedetid som resultat (DWH-2, s. 172).

Noen av modifikasjonene var ikke dokumentert og resulterte i problemer og forsinkelser under ROV intervensjon (DWH-2, s. 172). Dette er nok en av grunnene til at man ser behov for å ha bedre kontroll med modifikasjoner og at det i Salazar-rapporten foreslås at operatørene skal verifisere at alle modifikasjoner og oppgraderinger er godkjent av myndighetene før BOP tas i bruk på nye flytende bore- og brønnoperasjoner (DWH-1, s. 19).

Et generelt forhold som det kan være verdt å se nærmere på er modifikasjoner av BOP som gjøres for å tilpasse det som i utgangspunktet er et sikkerhetssystem til i større grad å fungere som et hjelpesystem for trykktesting av BOP (som for eksempel å bygge om / snu nederste ram til test-ram).

5.2.2.5 Feildiagnostisering

BP-rapporten inneholder en lengre beskrivelse av diagnosemulighetene for BOP kontrollsystemet, og at selvdiagnostikk vil ha vært i stand til å identifisere noen av de beskrevne feilene, blant annet feil i solenoideventilen. Det fremgår imidlertid ikke hvilke av feilene som faktisk ble oppdaget eller ikke ble oppdaget av diagnosesystemet og rapportert i hendelsesloggen (DWH-2, s. 173).

5.3 Anbefalinger i granskningsrapporter

For BOP er det i alt 35 relevante anbefalinger. Åtte av disse er hentet fra Salazar-rapporten (DWH-1), ti fra BP-rapporten (DWH-2), ni fra Deepwater Horizon Study Group sin andre fremdriftsrapport (DWH-5) og åtte fra DNV sin BOP undersøkelsesrapport (DWH-10). En oversikt er gitt i Tabell 5.1.

Tabell 5.1 Anbefalinger for utblåsningssikring - BOP.

Anbefalinger i granskningsrapporter – utblåsningssikring – BOP		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
5.1	Pålegge umiddelbar resertifisering av alt BOP utstyr brukt i nye flytende boreoperasjoner.	DWH-1, s. 19
5.2	Pålegge verifikasjon av kompatibilitet for BOP utstyr for hver flytende innretning og hver ny brønn.	DWH-1, s. 20
5.3	Utvikle formelle sertifiseringskrav for BOP utstyr.	DWH-1, s. 20
5.4	Utvikle nye krav til redundans av kutteventil (Blind Shear Ram - BSR).	DWH-1, s. 20
5.5	Utvikle krav og retningslinjer til sekundære kontrollsystemer.	DWH-1, s. 20
5.6	Utvikle nye krav til driftsegenskaper til ROV.	DWH-1, s. 21
5.7	Utvikle nye testkrav for testing av ROV og BOP ytelser.	DWH-1, s. 21
5.8	Utvikle nye inspeksjonsprosedyrer og rapporteringskrav.	DWH-1, s. 22
5.9	Etablere intern ekspertise hos BP på områdene BOP og BOP kontrollsystemer ved å opprette en ekspertgruppe, inkludert en teknisk områdeansvarlig som skal gi uavhengig forsikring om integriteten til boreentreprenørers BOP og BOP kontrollsystemer.	DWH-2, s. 184
5.10	Forespørre IADC om å gjennomgå og vurdere behovet for å utvikle et program for formell sertifisering av subsea ingeniører som er ansvarlig for vedlikehold og modifikasjon av dypvanns BOPer og kontrollsystemer.	DWH-2, s. 184
5.11	Etablere proaktive og reaktive indikatorer innenfor boring og komplettering for brønnintegritet, brønnkontroll og sikkerhetskritisk utstyr på innretningen, som inkluderer, men ikke er begrenset til utestående planlagt kritisk vedlikehold på BOP systemer.	DWH-2, s. 184
5.12	Etablere minimumsnivå for redundans og pålitelighet av BPs BOP systemer. Kreve at boreentreprenører implementerer en reviderbar risikostyringsprosess for å sikre at deres BOP systemer opereres over disse minimumsnivåene.	DWH-2, s. 186

Anbefalinger i granskningsrapporter – utblåsningssikring – BOP		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
5.13	Styrke BPs minimumskrav til boreentreprenørers testing av BOP inklusive nødsystemer.	DWH-2, s. 186
5.14	Styrke BPs minimumskrav til boreentreprenørers vedlikeholdsstyringssystemer for BOP.	DWH-2, s. 186
5.15	Definere BPs minimumskrav for boreentreprenørers endringsledelse av subsea BOPer.	DWH-2, s. 186
5.16	Utvikle en klar plan for ROV intervensjon (uavhengig av riggbasert ROV) som del av BOP beredskapsoperasjoner i hver av BPs driftsområder, inklusive alle nødløsninger for å kutte borestreng og tette borehullet.	DWH-2, s. 186
5.17	Kreve at boreentreprenørene implementerer en kvalifikasjonsprosess for å verifisere at skjærekapasiteten til kutteventilen (BSR) er i samsvar med variasjonene i veggtykkelse, materialstyrke og hardhet til borestrenger som lagres på innretningen.	DWH-2, s. 186
5.18	Inkludere testing og verifikasjon av samsvar med krav 7.12-7.17 i riggrevisjonsprosessen.	DWH-2, s. 186
5.19	Fokusere på spesifikke brønner – brønner eller prospekt som bl.a. har: BOPer som ikke har bevist gjennom testing og dokumentasjon at de er effektive for de borestrenger som benyttes på innretningen; modifisert og/eller reparert deres BOPer, men ikke har testet fullstendig disse modifikasjonene; BOPer hvor borestrengen som skal benyttes, ikke har blitt testet med det samme mottrykk fra væskesøylen som forventes på borestedet; ikke-testet eller problematisk nødfrakoplingsystem som ikke består av beste og sikreste tilgjengelige teknologi.	DWH-5, s. 13
5.20	For disse utvalgte brønnene, implementere umiddelbare forebyggende tiltak for å redusere den identifiserte risikoen gjennom bruk av egnede ingeniørmessige og administrative kontrolltiltak i de tilfeller hvor risikoen ikke kan fjernes på annen måte.	DWH-5, s. 14
5.21	Sikre at alle BOPer har tilstrekkelig innebygd redundans til å eliminere enkeltfeil i både kontrollsystemer og funksjonselementer, slik som to sett av kutteventiler (Blind Shear Rams).	DWH-5, s. 15
5.22	Sikre at redundante designegenskaper er fullt ut operativ til enhver tid (for eksempel redundante kontrollmoduler (pods)) under operasjon av innretning eller plattform.	DWH-5, s. 15
5.23	Alle lekkasjer, reparasjoner og modifikasjoner av BOPer må utføres, ferdigstilles og testes med operasjonen nedstengt og brønnene sikret.	DWH-5, s. 15
5.24	BOP testing må være omfattende, inklusive kontroll av lekkasjer ved ROV tilkoplingspunkt, slik at hele drifts- og kontrollsystemet er fullstendig gjennomgått og verifisert.	DWH-5, s. 15
5.25	Verifisere at den installerte BOP er egnet for borestreng og føringsrør som benyttes eller er planlagt benyttet for brønnen. Kutteevnen må prøves og demonstreres ved en uavhengig tredjepartssertifisering.	DWH-5, s. 15
5.26	Sikre at alle BOPer har en egnet utrustning i samsvar med beste tilgjengelige teknologi, inklusive trådløs nødfrakopling (EDS).	DWH-5, s. 15
5.27	Verifisere at alle BOP tegninger, hydrauliskskjema og rørledningsskjema, og kontrollsløyfeskjema er korrekte og oppdaterte for det installerte utstyret.	DWH-5, s. 15
5.28	Elastisk utbøyning av borestrengen var en direkte årsak til at BSR ikke fungerte og kunne forsegle brønnen. Det anbefales derfor at industrien foretar undersøkelser og studier av forhold som i forbindelse med tap av brønnskontroll kan gi deformasjoner/utbøyninger av borestrengen og som i neste omgang kan medføre at BSR ikke fungerer.	DWH-10, s. 6
5.29	Det faktum at borestrengen ikke var sentrert i BOP, medvirket til at BSR ikke var i stand til å kutte strengen og forsegle brønnen. Det anbefales derfor at industrien foretar undersøkelser og studier av BSR sin evne til å fullføre sin tiltenkte funksjon i de tilfeller hvor en har rørdeler som ikke er sentrert i BOP.	DWH-10, s. 6
5.30	Tidspunktet for stengning av øvre ringromsventil og øvre VBR bidro til at borestrengen ble gjenstand for utbøyning. Det anbefales derfor at industrien ser nærmere på prosedyrer og rutiner for hvordan BOP opereres og rekkefølge på stengning av kritiske ventiler og hvordan dette eventuelt kan resultere i uønskede effekter på BOP ytelse.	DWH-10, s. 6

Anbefalinger i granskningsrapporter – utblåsnings sikring – BOP		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
5.31	Laboratorietesting av BOP funksjonalitet indikerer at back-up komponenter i kontrollsystemet ikke fungerte som de skulle. Det anbefales derfor at industrien gjennomgår og eventuelt reviderer sine prosedyrer for periodisk testing og verifikasjon av back-up kontrollsystemene for BOP for å sikre god tilgjengelighet gjennom hele operasjonen.	DWH-10, s. 6
5.32	Testing av BOP funksjonalitet antyder at ikke alle back-up kontrollsystemene hadde innebygd redundans. Industrien anbefales derfor å gjøre en grundig gjennomgang av feil og/eller hendelser som kan medføre tap av flere funksjoner/systemer (fellefeil).	DWH-10, s. 6
5.33	Forsøk på å stenge BOP ved hjelp av ROV avslørte at det var umulig å bestemme status på en rekke BOP komponenter. Det anbefales at industrien ser nærmere på krav til lokal status-tilbakemelding fra BOP komponenter for å effektivisere eventuell ROV intervensjon.	DWH-10, s. 6
5.34	Forsøket på å stenge BOP ved hjelp av ROV avslørte manglende effektivitet sammenliknet med aktivisering fra det ordinære kontrollsystemet. Industrien anbefales å se nærmere på hvordan effektiviteten av ROV intervensjon kan forbedres.	DWH-10, s. 7
5.35	En gjennomgang av industristandarder indikerer at de ikke inneholder funksjonskrav for back-up kontrollsystemer (f.eks. til responstid) sammenliknet med primært kontrollsystem. Industrien anbefales derfor å gjennomgå og revidere krav til back-up kontrollsystemene slik at disse er på nivå med kravene til de primære kontrollsystemene.	DWH-10, s. 7

5.4 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel

Anbefalingene i foregående delkapittel, sammen med innspill fra referansegruppa, Petroleumstilsynet og andre ressurspersoner, samt prosjektgruppens generelle kunnskap om bransjen, danner grunnlag for lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel.

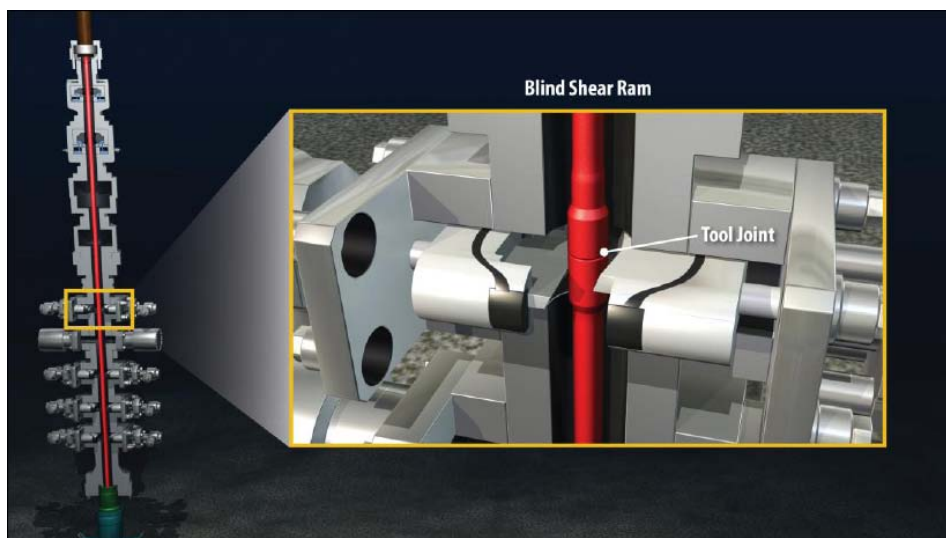
5.4.1 Anbefalinger knyttet til BOP design

BOPen virker ikke i alle situasjoner på grunn av mangelfull design av BSR

Dersom borestrengen må kuttes og det tilfeldigvis er slik at en rørskjøt eller noe annet utstyr akkurat befinner seg ved kutteventilen (BSR), så klarer ikke ventilen å kutte strengen og tette borehullet. Dette er illustrert i Figur 5.3.

Det er en designmessig svakhet at et sikkerhetssystem kun skal virke under gitte forutsetninger, og ikke under situasjoner som vil inntreffe relativt ofte (omtrent 10 % av borestrengen vil bestå av skjøter). Det kan innføres og benyttes prosedyrer som sier at borestrengen skal heves eller senkes slik at en skjøt ikke befinner seg akkurat ved BSR når den kutter, men dette er ikke tilfredsstillende i en nødssituasjon med tidspress.

Videre antyder DNV sine undersøkelser (DWH-10) at BSR ikke fungerte skikkelig når borestrengen var ute av senter i forhold til BOP (uavhengig av rørskjøt eller ikke). En bør derfor se nærmere på hvorvidt det er designmessige tiltak som kan gjennomføres for å bøte på dette.



Figur 5.3 Rørskjøt kan forhindre kutting med kutteventil (DWH-8, s. 205).

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Det anbefales at selskapene gjennomgår sine bore- og brønnoperasjoner for å vurdere hvorvidt dagens BOP-løsninger med singel kutteventil (BSR) med tilhørende begrensninger er tilstrekkelig.
- Det har blitt foreslått å kreve doble kutteventiler (BSR), med en gitt avstand i mellom, for å unngå den situasjonen som er vist i Figur 5.3. Dette, eller en enkel kutteventil som fungerer under alle mulige forhold, er aktuelle tiltak, som også bør vurderes på norsk sokkel.
- Industrien bør tilstrebe at tilviste standarder i regelverket blir oppdatert på basis av anbefalinger gitt etter DWH-ulykken.
- At BSR ikke fungerte på grunn av elastisk utbøyning av borestrengen ved tap av brønnkontroll er et lite kjent fenomen som bransjen må se nærmere på.
- Gjennomfør strukturert gjennomgang av feil (av type FMECA) der en klassifiserer BOP-relaterte feil og verifiserer i hvilken grad og når ulike typer feil vil bli detektert.
- Gjennomgå brukergrensesnitt for å verifisere at det gir ønsket beslutningsstøtte i ulike kritiske situasjoner som krever aktivering av BOP. Herunder, se på muligheten for økt diagnose-funksjonalitet for å oppdage feil på BOP utstyr.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- Myndighetene bør vurdere å kreve økt redundans i BOP, som for eksempel dobbel BSR eller singel BSR som fungerer i alle tenkelige scenarioer for spesielt kritiske operasjoner.
- I tillegg, eller som et alternativ, bør myndighetene vurdere å kreve en dokumentert analyse for hvordan man gjennom teknisk design vil kunne håndtere kjente farlige hendelser og utstyrsfeil.
- Myndighetene bør tilstrebe at maskinforskriften også skal gjelde for flyttbare innretninger (harmonisering av regelverkskrav til utblåsningssikringer; inkludert intervensjons og havbunns BOPer).

Avhengighet mellom styrings- og sikkerhetsfunksjoner

Tradisjonelt har oljeindustrien praktisert et veldefinert skille mellom sikkerhetssystemene og styrings-systemene (her referert til som kontrollsystemene). Dette skillet er mindre tydelig for bore- og brønn-intervensjonssystemer hvor samme utstyret gjerne brukes for normal brønnkontroll samt i nødssituasjoner.

BOPen brukes – og modifiseres – for å være et hjelpesystem for trykktesting av BOP, noe som kan gå på bekostning av BOPen som sikkerhetssystem. Eksempelvis bygget man på DWH om nederste ”bore-ram” til en ”test-ram” slik at denne bare kunne holde på trykk som kom ovenfra (DWH-2, s. 172). Det var helt

sikkert flere gode operasjonelle argumenter for at dette ble gjort, men i en nødssituasjon betyr det uansett at man har en noe svekket barriere i forhold til å stoppe brønnstrømmen.

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- En bør se nærmere på hvordan prinsippet i regelverket om uavhengighet mellom sikkerhetskritiske funksjoner og funksjoner for styring kan implementeres for BOP. En mulighet er å etablere prosedyrer og systemer som håndterer BOP som et sikkerhetskritisk system og som er basert på prinsipper tilsvarende som i IEC 61508.

5.4.2 Anbefalinger knyttet til BOP ytelseskrav

Det er uklart hvilke ytelseskrav som settes til BOPer

Styringsforskriftens § 5 om barrierer krever at det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta, samt hvilke krav til ytelse som er satt til barrierene. Ytelse kan blant annet være kapasitet, pålitelighet, tilgjengelighet, effektivitet, evne til å motstå laster, integritet og robusthet.

Basert på erfaringer fra andre SINTEF-prosjekter¹⁰ kan det synes som om sikkerhetsbarrierer knyttet til boring og brønn ofte har forholdsvis detaljerte funksjonelle krav, mens pålitelighetskrav (hvor god skal barrierene egentlig være) er mangelfulle. OLF 070 inneholder noen slike krav, men disse er også mangelfulle og blir i begrenset grad implementert. Det er dessuten sjelden slik at konkrete pålitelighetskrav til BOP reflekterer kritikaliteten av operasjonen eller sårbarheten av det området som en faktisk opererer i.

Forskrifter og standarder (som IEC 61508, IEC 61511, OLF 070¹¹, osv.) fokuserer på behovet for å følge opp påliteligheten av barrierene i drift. For produksjonssystemer er dette relativt veletablert og datainnsamling foretas mer eller mindre systematisk av selskapene. I forhold til boring og brønnintervensjon foregår det mye og utstrakt verifikasjon av utstyret, men det synes som om innsamling av feildata i liten grad er systematisert. Dette medfører at det i neste omgang blir utfordrende å verifisere den operasjonelle påliteligheten av BOP-systemene.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Selskapene bør etablere tydelige ytelseskrav inkludert pålitelighetskrav til BOP. Bakgrunnen for ytelseskravene må dokumenteres i forhold til anerkjente standarder på området, slik som OLF 070 eller IEC 61508.
- Det bør gjøres systematiske analyser med basis i de samme standardene for å identifisere hvilke konsekvenser ytelseskravene vil ha for valg av teknisk design, vedlikehold, og modifikasjonskontroll samt oppfølging av kravene i drift.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- Myndighetene bør vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene har etablert ytelseskrav til barrierene, deriblant BOP, i henhold til styringsforskriftens § 5 og om disse kravene følges opp.

¹⁰ Det er i PDS prosjektet utarbeidet rapporter som vurderer dagens krav til disse barrierene (www.sintef.no/pds)

¹¹ IEC 61508 ("Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic (E/E/PE) safety related systems") og IEC 61511 ("Functional safety - safety instrumented systems for the process industry sector") er sentrale standarder for spesifisering, design og operasjon av instrumenterte sikkerhetssystemer. OLF 070 ("Application of IEC 61508 and IEC 61511 in the Norwegian Petroleum Industry") beskriver hvordan disse standardene kan implementeres i norsk petroleumsindustri.

5.4.3 Anbefalinger knyttet til BOP operasjon

Det må foreligge klare og tydelige prosedyrer for operasjon av BOP i en nødssituasjon

Granskninger av DWH-ulykken viser at diverse brønnkontrollaksjoner ble tatt for sent eller feilaktig. Blant annet konkluderer DNV rapporten (DWH-10, s. 178) med at timing og sekvens av stengning av øvre ringromsventil og øvre VBR bidro til at delen av borestrengen mellom disse ventilene ble bøyd og derfor ikke lot seg kutte skikkelig.

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Bransjen bør se nærmere på sine prosedyrer for stengning av ulike ventiler i BOP i nødssituasjoner og det bør gjennomføres trening og øvelser knyttet til hvordan BOP skal opereres i slike tilfeller.

5.4.4 Anbefalinger knyttet til BOP vedlikehold

Back-up systemer på BOP fungerte ikke på grunn av mangelfullt vedlikehold

BOPens dødmannsfunksjon (AMF) skulle ha utløst kutteventilen (BSR), men funksjonen feilet. Testing av dødmannsfunksjonen etter ulykken viste lav batterispenning i en kontrollmodul og defekt solenoidventil i den andre modulen. Selv om det er for tidlig å fastslå dette nå, kan disse feilene ha skyldtes mangelfullt vedlikehold. Anbefalingen nedenfor er knyttet til anbefaling 5.5 i Tabell 5.1.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Bransjen bør sørge for at alternative aktiveringssystem for havbunns-BOP blir forsvarlig testet og vedlikeholdt, inklusive etterlevelse av eksisterende krav i regelverk.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Myndighetene bør verifisere/etablere klare krav til alternative aktiveringssystem for havbunns-BOP. Dette inkluderer krav til dokumentering av testing, vedlikehold og modifikasjon.

Mangler ved vedlikehold, testing og sertifisering ble avdekket

Disse er diskutert i kapittel 5.2.2, og anbefalingene nedenfor er blant annet knyttet til anbefalingene 5.8 og 5.13 i Tabell 5.1.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Operatøren bør kreve at boreentreprenør demonstrerer at deres testprosedyrer møter eller overgår operatørens egne minimumskrav for BOP-testing, inklusive back-up systemer.
- Operatøren bør kreve at boreentreprenøren gjennomfører interne revisjoner og rapporterer samsvar med egne prosedyrer for testing av BOP, inklusive back-up systemer.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Myndighetene bør vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene fører historikk over alle BOP-relaterte feil og at disse blir registrert, klassifisert med hensyn på kritikalitet, og gjort gjenstand for årsaksanalyse og retting. Selskapene må sikre at historikk ivaretas selv om utstyret flyttes mellom ulike innretninger og ulike eiere.
- Myndighetene bør vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene dokumenterer alle tester og resultater av disse, både før, under og etter operasjon.
- Myndighetene bør vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene har egne rutiner for å initiere, analysere og verifisere endringer i forbindelse med BOP.

6 Prosessintegritet

Med ”prosessintegritet” tenker vi her primært på sikkerhetssystemene på innretningen og hvordan design og operasjon av disse systemene eventuelt påvirket hendelsesforløpet på DWH. Blant annet diskuteres avledersystemet, gassdeteksjonssystemet, ventilasjonssystemet og tennkildeutkobling.

6.1 Hovedfunn

Da borevæske og brønnstrøm en gang mellom kl. 21:40 og 21:43 sprutet utover boredekket på Deepwater Horizon var situasjon allerede svært alvorlig ombord. Den videre utviklingen av hendelsen ble imidlertid påvirket av hvordan sikkerhetssystemene var designet og hvordan disse ble operert.

BP peker i sin egen granskningsrapport (DWH-2) på to barrierebrudd som er direkte knyttet til sikkerhetssystemene på innretningen: (1) hydrokarboner som kom opp gjennom stigerør ble ledet til separator for borevæske og deretter utover innretningen istedenfor overbord, og (2) brann- og gassdeteksjonssystemet forhindret ikke antennelse.

Hvorvidt riktig operasjon og/eller en annen design av avledersystemet eller brann- og gassdeteksjonssystemet kunne ha forhindret antennelse og eksplosjon er usikkert, men det ville uansett ha medført forsinket antennelse og dermed gitt mannskapet på innretningen bedre tid til å reagere.

6.2 Årsaksforhold

Årsaker og forklaringsfaktorer relatert til prosessintegritet er strukturert i fem tema basert på hva som er fokusert på i granskningsrapportene samt SINTEFs egne vurderinger. Spesifikke forhold knyttet til BOP er skilt ut som egne tema og diskutert i kapittel 5. Temaene som er nærmere diskutert er:

1. Avledersystemet
2. Brann- og gassdeteksjonssystemet
3. Ventilasjonssystemet
4. Antennelse og eksplosjon
5. Beskyttelse mot brann- og eksplosjonslaster

6.2.1 Avledersystemet

Transoceans egen brønnkontrollhåndbok advarte mot at dersom en får store mengder gass over BOPen vil denne utvide seg dramatisk og på sin vei oppover føre med seg store mengder borevæske ved høye rater (DWH-8, s. 194). I slike situasjoner er avledersystemet, som på Deepwater Horizon var plassert like under boredekk, siste barriere i forhold til å unngå hydrokarboner på dekk og lede gass bort fra potensielle tennkilder.

Da borevæske og brønnstrøm begynte å strømme fra boredekket aktiverte mannskapet avledersystemet. Dette systemet var designet slik at en hadde to valg; Enten å lede strømmen til separator for borevæske eller kjøre strømmen overbord (styrbord eller babord). Da avledersystemet ble aktivert synes det som ventiler var i en slik posisjon at strømmen ble sendt til separator for borevæske. Denne tanken hadde altfor lav kapasitet til å ta imot alt som kom opp fra brønnen og ble derfor raskt overfylt og gassen spredde seg videre gjennom lufteventiler (vent) og ut over innretningen (DWH-8, s. 196, DWH-2, s. 11 og DWH-7, s. 121-122). Da dette skjedde, var det lite vind i området og derfor verst tenkelige betingelser i forhold til akkumulering av en eksplosiv gassky.

I ettertid er det åpenbart at brønnstrømmen burde vært ledet overbord istedenfor til separator for borevæske. Når en nærmere 70 meter høy søyle av borevæske sprutet opp fra boredekk burde dette ha fortalt mannskapet

at å sende strømmen overbord var eneste farbare vei (DWH-8, s. 199). På grunn av stille vær og usikkerhet knyttet til hvordan avledersystemet ville taklet de store strømningsratene, er det uklart hvorvidt riktig operasjon av dette systemet kunne forhindre en antennelse, men det ville høyst sannsynlig ha utsatt en antennelse og eksplosjon og kunne dermed begrenset konsekvensene av hendelsen (DWH-8, s. 200).

6.2.2 Brann- og gassdeteksjonssystemet

BP foretok selv en gjennomgang av gassdeteksjons- og ventilasjonssystemet ombord på Deepwater Horizon i forbindelse med sin egen granskning av hendelsen. Det var 27 gassdetektorer plassert rundt på innretningen. I tilfelle deteksjon var 14 av detektorene kun koblet opp mot en alarm som mannskapet måtte ta eventuell manuell aksjon på. De øvrige 13 detektorene ga automatisk aksjon som i hovedsak medførte stengning av brannspjeld og stopp av vifter for å hindre gassspredning gjennom ventilasjonssystemet (DWH-2, s. 131). Slik det er beskrevet i BPs egen granskningsrapport var isolering av tennkilder i stor grad manuell (DWH-2, s. 137).

Det sies generelt lite i granskningsrapportene om hvilke deler av gassdeteksjonssystemet på innretningen som fungerte som det skulle under hendelsen. I foreløpig rapport fra U.S. Coast Guard (DWH-11, s. 20) vises det til en revisjon utført i september 2009 hvor flere detektorer ikke fungerte og hvor det ble avdekket at mannskapet hadde mangelfull kunnskap om brann- og gassdeteksjonssystemet. Rapporten sier videre at flere gassdetektorer var koblet ut under hendelsen på grunn av problemer med falske alarmer (DWH-11, s. 20). Dette kan i neste omgang ha medført at aksjoner som skulle inntreffe automatisk, på grunn av utkoblinger ikke gjorde det og at manglende alarmer ga mannskapet dårligere tid til å evakuere (DWH-3, s. 13). Vitneutsagn tyder dessuten på at generell alarm var satt i manuell, dvs. at en person på brua måtte aktivere denne for at alarmen skulle høres overalt på innretningen (DWH-8, s. 339). Det hevdes videre at det ikke fantes gode prosedyrer for å følge opp status på detektorer og alarmer på innretningen, (DWH-3, s. 13) og at Transocean ikke hadde gjennomført øvelser i hvordan en skulle respondere på gassalarmer (DWH-8, s. 237 og DWH-11, s. 20-21).

Uavhengig av utkoblede og eventuelt defekte detektorer, er det i ettertid slått fast at en mottok en rekke gassalarmer i hovedkontrollrommet, blant annet fra detektorer plassert i luftinntak til motorrom (se under). Disse alarmene medførte imidlertid ikke at mannskapet manuelt stengte ned ventilasjon til generatorrom eller stoppet hovedmaskineri, og det var heller ingen automatisk aksjon på dette (DWH-11, s. xi).

6.2.3 Ventilasjonssystemet

Hvert motorrom hadde én inntaksvifte for felles forbrenningsluft og kjøleluft og én eksosvifte. I tillegg var det installert brannspjeld på inntaksluft og eksosluft. Det var plassert gassdetektorer ved luftinntak til alle motorrom, men disse detektorene hadde ingen assosiert automatisk aksjon for å forhindre gassspredning inn i rommene. BP konkluderer derfor med at gass kan ha kommet inn i motorrommene (DWH-2, s. 132) og at antennelse kan ha skjedd her (se også kapittel 6.2.4).

I designfilosofien for sikkerhetssystemene på DWH ble det sagt at borer og boresjef skulle kontrollere gasshendelser fra panel i borekabinen. BP konkluderer i sin egen granskning med at verken borer eller boresjef synes å ha stengt ned ventilasjonen til motorrommene, men trolig fokuserte på å forsøke å kontrollere brønnen (DWH-2, s. 132).

6.2.4 Antennelse og eksplosjon

Gassspredningsberegninger utført av BP viser at en antennbar gass sky innhyllet store områder på innretningen, også ikke-klassifiserte områder. Det kan derfor ha vært flere potensielle tennkilder (DWH-2, s. 138). Som diskutert over synes det som om gass kan ha kommet inn i motorrommene. Hovedmaskineri var designet slik at det skulle stenge ned automatisk ved rusing (eng. "overspeed control"). Ifølge vitneutsagn og

BPs egen granskning, virker det som at minst en av hovedmotorene ikke stengte ned, men ruste kraftig forut for den første eksplosjonen. Dette kan derfor ha vært en mulig tennkilde (DWH-3, s. 13 og DWH-2, s. 139).

Det sies forøvrig i BPs egen granskningsrapport at bare noen få sekunder etter at en mistet hovedkraft kom den første eksplosjonen etterfulgt bare omtrent 10 sekund seinere av eksplosjon nummer to med påfølgende brann. Noen minutter seinere forsøkte en å aktivere nødfrakobling som imidlertid mislyktes. Stigerøret forble derfor tilkoblet innretningen og fortsatte og føde brannene på innretningen (DWH-2, s. 29).

I den foreløpige rapporten fra U.S. Coast Guard (DWH-11) gis det et litt annet bilde av dette hendelsesforløpet. Det konkluderes her med at den første eksplosjonen skjedde på boredekket og at eksplosjon nummer to inntraff like etterpå og trolig oppsto i et av motorrommene. Sannsynlig tennkilde for den første eksplosjonen antas å være defekt elektrisk utstyr på boredekket, mens antennelse i motorrommet som sagt kan ha skyldtes rusing av en av motorene og/eller elektrisk utstyr (DWH-11, s. x).

6.2.5 Beskyttelse mot brann- og eksplosjonslaster

De fleste granskningsrapportene sier lite om hvordan innretningen var designet i forhold til å tåle brann- og eksplosjonslaster. Det er imidlertid klart at eksplosjonene var så kraftig at også folk som opphold seg i boligkvarteret ble skadet (DWH-2, s. 137).

I U.S. Coast Guard sin foreløpige rapport (DWH-11) er dette temaet noe mer utdypende behandlet. Det konkluderes her med at innretningen, som var bygget i henhold til internasjonal IMO-MODU kode, ikke var designet for å motstå de eksplosjonslaster den ble påført (DWH-11, s. xii). Deepwater Horizon var generelt designet med A-klasse skiller, som ikke vil mottstå større hydrokarbonbranner og som gir svært begrenset beskyttelse mot høye eksplosjonstrykk (DWH-11, s. 22).

DWH-11 konkluderer videre med at alle de 11 omkomne antas å ha oppholdt seg i boreområdene (på boredekket, i borekabinen, i pumperom, osv.) da første eksplosjon inntraff. Disse områdene var enten ubeskyttet eller hadde A-klasse skiller som altså ga lite beskyttelse mot varmelaster og trykket fra eksplosjonene (DWH-11, s. 23).

I forhold til beskyttelse av vitale sikkerhetssystemer, blir det i DWH-11 pekt på at en rekke systemer ble satt ut av funksjon i forbindelse med eksplosjonene og påfølgende branner på innretningen. En mistet blant annet all kraft inkludert nødkraft, noe som medførte at en ikke fikk startet brannvannspumpene. Det konkluderes derfor i rapporten med at brann- og eksplosjonsbeskyttelse av kritisk sikkerhetsutstyr var utilstrekkelig (DWH-11, s. 23).

6.3 Anbefalinger i granskningsrapporter

Det er relativt få anbefalinger knyttet direkte til fagområdet ”prosessintegritet”. En rekke anbefalinger fokuserer på design og operasjon av BOP og er derfor diskutert i forrige kapittel. Tabell 6.1 under oppsummerer øvrige anbefalinger som kan knyttes opp mot sikkerhetssystemene på innretningen. De fire første er hentet fra BP-rapporten (DWH-2), de to neste er hentet fra ”Deepwater Horizon Study Group” sin tredje fremdriftsrapport (DWH-6) mens de fire siste er basert på oppsummeringsrapporten til ”Study Group” (DWH-9), som i Vedlegg E anbefaler BAST (”Best Available and Safest Technologies”) for blant annet avledersystemet.

Tabell 6.1 Anbefalinger for prosessintegritet.

Anbefalinger i granskningsrapporter – prosessintegritet		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
6.1	Etablere måleindikatorer ¹² for brønnintegritet, brønnkontroll og sikkerhetskritisk utstyr på innretningen (inkludert, men ikke begrenset til BOP).	DWH-2, s. 184
6.2	Det anbefales videre at boreentreprenør etablerer et etterprøvbart system som på kontinuerlig basis måler integriteten på sentrale barrierer ved hjelp av disse indikatorene.	DWH-2, s. 184
6.3	Det skal gjennomføres "Hazard and operability reviews" (HAZOP) for sikkerhetssystemer ombord (inkludert gass- og væskesystemer) for alle BP-eide og kontraherte boreinnretninger.	DWH-2, s. 185
6.4	I HAZOP gjennomgangen skal det inkluderes en studie av alle systemers hydrokarbon avluftningspunkter for å vurdere egnethet av plassering og design.	DWH-2, s. 185
6.5	Forskning/utvikling og investeringer knyttet til å utvikle ny, sikrere og billigere teknologi.	DWH-6, s. 179
6.6	Standardisering og kvalifisering av sikkerhetsutstyr og systemer.	DWH-6, s. 179
6.7	Det skal være separate væske/gass separatorer for utløp fra avledersystemet og fra strupe- og drepemanifold.	DWH-9, s. 122
6.8	Initielt valg for ruting av strømmen fra avledersystem skal alltid være overbord uavhengig av hvilken væsketype som brukes, helt inntil det kan bekreftes at strømmen fra brønnen helt sikkert kan håndteres av væske/gass separator.	DWH-9, s. 123
6.9	Kontroll/målingene på utløpet fra begge væske/gass separatorer skal testes i forbindelse med annen hver BOP test, tilsvarende omtrent en gang i måneden.	DWH-9, s. 123
6.10	Flere detaljerte anbefalinger knyttet til design (blant annet minimum anbefalte trykklasser) for utstyret som inngår i avledersystemet.	DWH-9, s. 123

Det bør bemerkes at den foreløpige rapporten fra U.S. Coast Guard (DWH-11) inneholder flere anbefalinger knyttet til fagområdet "prosessintegritet". Siden denne rapporten ble publisert så tett innpå fristen for SINTEFs rapport, har det imidlertid ikke vært tid til å innarbeide alle disse anbefalingene i dette kapitlet. Sentrale anbefalinger fra DWH-11 inkluderer blant annet:

- Bedre merking og oppfølging av elektrisk utstyr i klassifiserte områder.
- Bedre retningslinjer for design og layout av gassdeteksjonssystemet.
- Se nærmere på anbefalte automatiske og manuelle aksjoner som følge av gassdeteksjon i vitale områder.
- Kreve at ventilasjonsinntak til motorrom plasseres så lang som mulig bort fra klassifiserte områder og at deres innbyrdes separasjon er så god som mulig.
- Kreve at det utføres eksplosjonsanalyser for å sikre at fysiske skiller mot boligkvarter, rømningsveier og mønstringsområder er tilstrekkelig.
- Oppdatere IMO-MODU koden til å kreve at:
 - minst én brannvannspumpe har separat krafttilførsel (av type dieseldrevet)
 - det installeres et fast deluge system på boredekket som automatisk utløses i tilfelle gassdeteksjon
 - de fysiske skillene mellom boreområder, tilstøtende boligkvarter og rom som inneholder vitalt sikkerhetsutstyr designes for å motstå hydrokarbonbranner.

Det henvises forøvrig til rapporten fra U.S. Coast Guard (DWH-11) for flere detaljer.

¹² Det refereres til både såkalte "leading and lagging indicators", noe som betyr at indikatorene både skal kunne brukes proaktivt og til å måle resultater i etterkant (reaktivt).

6.4 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel

Anbefalingene i foregående delkapittel, sammen med innspill fra referansegruppa, Petroleumstilsynet og andre ressurspersoner, samt prosjektgruppens generelle kunnskap om bransjen, danner grunnlag for lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel.

6.4.1 Avledersystemet

Omtrent alle granskningsrapportene slår fast at mannskapet burde ledet brønnstrømmen overbord istedenfor til separator for borevæske. Bortsett fra i Vedlegg E i Study Group sin oppsummeringsrapport (se punkt 6.7 – 6.10 i tabellen over) er det imidlertid få detaljerte anbefalinger knyttet til design og operasjon av dette systemet.

Som omtalt i kapittel 6.2.1 var avledersystemet ombord på Deepwater Horizon designet på en slik måte at man hadde to alternativ i forhold til hvor brønnstrømmen kunne ledes da systemet ble aktivert. Som det fremgår av Figur 6.1 ville brønnstrømmen, avhengig av posisjonen på angitte ventiler, bli ledet enten til separator for borevæske (MGS - Mud Gas Separator) eller den ville bli ledet overbord. Med andre ord var det en mulighet for å sette ventiler i feil posisjon og/eller feilvurdere situasjonen og dermed overfylle separator for borevæske slik som det skjedde på Deepwater Horizon.

Årsaken til at avledersystemet ble feiloperert er derfor nært knyttet opp mot design av systemet og det faktum at det var en fysisk kobling mellom overbordlinja og linja til separator for borevæske. Med andre ord var det en sammenblanding av sikkerhetsfunksjonen ”*lede væske/brønnstrøm/gass bort fra riggen*” som skulle brukes i helt spesielle nødssituasjoner og funksjonen ”*lede væske/brønnstrøm/gass til separator for borevæske*” som skulle brukes når mer begrensede mengder borevæske og brønnstrøm kom opp gjennom stigerøret.

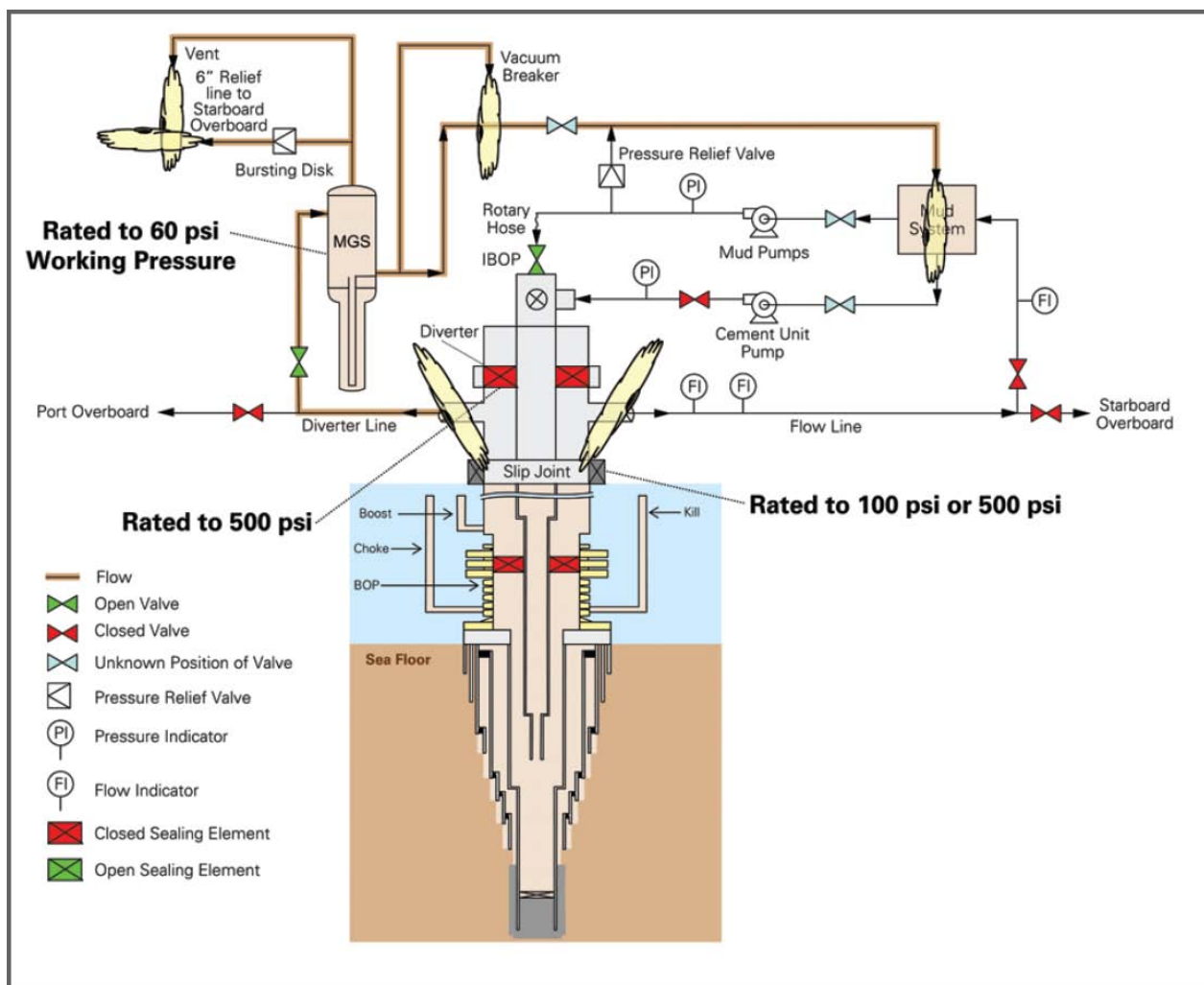
Et opplagt læringspunkt er derfor å gå systematisk gjennom disse systemene på flyttbare boreinnretninger som brukes på norsk sokkel og identifisere hvorvidt tilsvarende design er i bruk også her. Det har blitt hevdet at det på flyttbare boreinnretninger som opererer på norsk sokkel, ikke er en tilsvarende kobling mellom væskebehandlingssystemet og avledersystemet, men dette er ikke spesifisert i relevante standarder slik som NORSOK D-001 og D-010 og bør derfor verifiseres.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Foreta en operasjonell gjennomgang (à la HAZOP) av avledersystemet på alle selskapets boreinnretninger for å minimere sjansen for at systemet kan feilopereres i en nødssituasjon. Generelt bør det være slik at når en først aktiverer avledersystemet er det kun mulig å lede strømmen overbord.
- Foreta en tilsvarende gjennomgang av alle systemers hydrokarbonavlftningspunkter (”vents”) for å vurdere egnethet av plassering og design.
- Foreta periodisk testing av kritiske komponenter i avledersystemet.
- Etablere en beste praksis for design, operasjon og testing av avledersystemet og implementer dette i relevante NORSOK standarder slik som D-001 og/eller D-010.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene har kontroll med design, testing og operasjon av avledersystemet.



Figur 6.1 Utvalgt utstyr ombord på Deepwater Horizon, fra (DWH-2, s. 121).

6.4.2 Brønn- og gassdeteksjonssystemet

Det er i gjennomgåtte granskningsrapporter ikke funnet spesifikke anbefalinger knyttet til gassdeteksjonssystemet i form av foreslåtte designendringer eller operasjonelle tiltak. I U.S. Coast Guard rapporten (DWH-11) etterlyses det imidlertid bedre retningslinjer for design og layout av gassdeteksjonssystemet og det anbefales å se nærmere på anbefalte automatiske og manuelle aksjoner som følge av gassdeteksjon i vitale områder.

For flyttbare innretninger som skal brukes på norsk sokkel vil Sjøfartsdirektoratets brannforskrift gjelde¹³, alternativt innretningsforskriften til Petroleumstilsynet som henviser til NORSOK S-001 eller for flyttbare innretninger alternativt til DNV-OS-D301. I begge tilfeller inneholder disse en forholdsvis detaljert beskrivelse av plassering og layout av brann- og gassdetektorer.

Basert på de erfaringer som en gjorde seg i forbindelse med DWH-ulykken er det imidlertid gitt noen anbefalinger.

¹³ Enten som krav (registrert i Norge), eller som norm, ref. rammeforskriften § 3.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Foreta en gjennomgang av nedstengingsfilosofien på alle selskapets flyttbare innretninger for å verifisere hvorvidt fordelingen mellom manuelle og automatiske aksjoner fra B&G-systemet er dokumentert og begrunnet.
- Verifisere at innretningene har et system for logging av utkoblinger/overbroinger/inhibiteringer og at en generelt har kontroll med omfanget av dette.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Vurdere behov for tilsyn for å verifisere at boreentreprenør har kontroll med utkoblinger av B&G givere og alarmer.
- Vurdere regelverksendring vedrørende krav om at det skal gjøres vurderinger knyttet til hensiktsmessigheten av manuell utkobling i forhold til å redusere konsekvenser ved hydrokarbonlekkasjer.

6.4.3 Ventilasjonssystemet

Som diskutert tidligere i kapitlet ble det i DWH-11 anbefalt at ventilasjonsinntak til motorrom plasseres så lang som mulig bort fra klassifiserte områder og at deres innbyrdes separasjon er så god som mulig. Dette henger sammen med at en på Deepwater Horizon opplevde tap av kraft fra alle generatorene inkludert nødkraft.

I Sjøfartsdirektoratets sin forskrift om sikringstiltak mot brann og eksplosjon § 26, er det krav om at kjøleluft for maskinrom og forbrenningsluft for dieselmotorer skal være separat. Hensikten er at ved utilsiktet hydrokarbongassutslipp kan motorer fortsette å fungere selv om en stenger ventilasjonen for selve maskinrommet hvor det er mange tennkilder. På Deepwater Horizon var det tilsynelatende felles inntak, det vil si at forbrenningsluft ble tatt fra rommet. En kunne derfor ikke stenge luftinntak uten tap av hovedkraft (som er kritisk på en DP-innretning).

Det kan være verdt å se nærmere på hvorvidt Sjøfartsdirektoratets krav om at kjøleluft for maskinrom og forbrenningsluft for dieselmotorer skal være separat er konsistent gjennomført. Videre er det verdt å vurdere hvordan dette er knyttet opp mot ulike nedstengningsnivåer.

Det er også grunn til å se nærmere på hvorvidt gjeldende forskrifter og standarder inneholder tilstrekkelig strenge krav knyttet til innbyrdes separasjon mellom luftinntak til de ulike generatorrommene. Det bør herunder bemerkes at Sjøfartsdirektoratets krav om separat kjøle- og forbrenningsluft og automatisk nedstengning av luftinntak til motorrom ved gassdeteksjon, i utgangspunktet gir en bedre beskyttelse mot tap av kraft fra samtlige generatorer enn det som var tilfelle på Deepwater Horizon.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Foreta en gjennomgang av selskapets flyttbare innretninger for å verifisere at Sjøfartsdirektoratets krav om separat kjøleluft for maskinrom og forbrenningsluft for dieselmotorer er implementert.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Gjennomgå gjeldende forskrifter og standarder og foreta en vurdering av hvorvidt disse inneholder tilstrekkelig strenge krav knyttet til innbyrdes separasjon mellom luftinntak til de ulike generatorrommene.

6.4.4 Beskyttelse mot brann- og eksplosjonslaster

Som diskutert i kapittel 6.2.5 var Deepwater Horizon designet med A-klasse skiller som gir svært begrenset beskyttelse mot høye eksplosjonstrykk.

Dersom en ser på norsk regelverk finner en at Petroleumstilsynets innretningsforskrift inneholder krav om H-60 skille for yttervegger som vender mot prosess- eller boreområde og kan eksponeres for brann fra disse. Sjøfartsdirektoratets brannforskrift inneholder ikke eksplisitte krav om H-skiller, men krever at det skal utføres risikovurderinger/beregninger for å vurdere behovet for slike skiller mot boligkvarter og kontrollstasjoner. Sammenliknet med IMO-MODU kode som Deepwater Horizon var designet i henhold til, er derfor norske krav strengere.

Uavhengig av dette, kan det uansett være verdt å se nærmere på hvorvidt rigger som opererer på norsk sokkel har foretatt vurderinger og kan dokumentere hvilke brann- og eksplosjonslaster de er designet for.

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Verifisere at selskapets flyttbare innretninger har definert dimensjonerende brann- og eksplosjonslaster, at disse kan dokumenteres og at de er gjenspeilet i design av fysiske skiller.

6.4.5 Andre områder

Fra granskningsrapportene, blant annet DWH-2 og DWH-11, fremgår det at gasskyen som oppsto i forbindelse med Macondo utbåsningsen omhylltet hele innretningen og derfor kom i kontakt med en rekke ikke-klassifiserte områder og utstyr. Områdeklassifiseringstegningene som er gjengitt i de samme referansene viser samtidig at omfanget av de klassifiserte områdene var svært begrenset og at eksplosjonsbeskyttet (Ex) utstyr derfor trolig var begrenset. Samtidig fremgår det av DWH-11 at vedlikeholdet av Ex-utstyr var mangelfullt.

SINTEF har ikke gjort noen egen vurdering av hvorvidt dagens krav til områdeklassifisering, Ex-klassing av utstyr og vedlikehold av slikt utstyr er tilstrekkelig. Det er imidlertid verdt å se nærmere på dette i lys av DWH-ulykken.

Det sies i BP sin egen granskningsrapport (DWH-2, s. 139) hvor en diskuterer sikkerhetssystemene på innretningen at *”det var stor grad av tillit til manuell/menneskelig inngripen ved aktivering av sikkerhetssystemene på Deepwater Horizon, som inkluderte brønnkontrollaksjoner. Påliteligheten av systemene var derfor begrenset av enkeltindividenes evne til å reagere i stressede situasjoner”*.

På grunn av at så mange funksjoner på en boreinnretning er manuelle – sammenliknet med en produksjonsplattform hvor de fleste nedstengingsfunksjoner som kreves i en nødssituasjon er automatiske – er det viktig at mannskapet ombord på boreinnretninger er godt trent i å foreta de rette valgene i en nødssituasjon. Det er derfor viktig å fokusere på trening og opplæring i forhold til krisehåndtering. Dette gjelder ikke bare i forhold til mønstring og evakuering, men også i forhold til hvordan de til dels manuelle sikkerhetssystemene skal opereres i en nødssituasjon.

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Foreta en generell gjennomgang av selskapets flyttbare innretninger for å verifisere tilstanden av elektrisk anlegg og utstyr. Herunder:
 - Filosofi for områdeklassifisering
 - Omfang og vedlikehold av Ex-utstyr
 - Filosofi for isolering av elektrisk utstyr ved brann- og gassdeteksjon

- Sikre at mannskapet på selskapets flytende innretninger er tilstrekkelig trent i å håndtere krisesituasjoner, herunder foreta øvelser i hvordan kritiske sikkerhetssystemer skal opereres i en nødssituasjon.
- Vurdere egnetheten av standarder for områdeklassifisering i forhold til større lekkasjer av hydrokarboner.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Vurdere behov for tilsyn for å verifisere at boreentreprenør foretar jevnlige øvelser i hvordan kritiske sikkerhetssystemer skal opereres i en nødssituasjon.

7 Stabilitet, flyteevne og ballastering

7.1 Hovedfunn

Deepwater Horizon var en halvt nedsenkbar boreinnretning med dynamisk posisjonering (DP) ved hjelp av thrustere. Når det gjelder stabilitet og flyteevne, er halvt nedsenkbare plattformer mer følsomme enn skip for vanninntrengning og forskyvning av masse (for eksempel av vann) ombord.

Utblåsningen med påfølgende brann er trolig ikke utløsende årsak til at innretningen seinere sank. Det foreligger ikke detaljert angivelse av grunnen til havariet. Den mest sannsynlige årsak er fylling med brannvann eller olje fra utblåsningen, muligens i kombinasjon med åpne dører eller luker som var ment å skulle sikre stabilitet, ved vann- og værtetting. Lederen av granskningskomiteen ved National Academy of Engineering and National Research Council, Professor Donald Winter, uttrykte det nærmest håpløse i å slukke brannen. Videre: "Fire hoses probably helped sink the rig"¹⁴. U.S. Coast Guards granskningsrapport (DWH-11) bekrefter denne mulighet, se kapittel 7.2.8. Havariet skjedde i pent vær, med bølgehøyde under en halv meter.

Følgende andre ulykker og hendelser med svikt eller reduksjon i stabilitet og flyteevne er studert:

Ocean Ranger	-	Havari (New Foundland, 1982)
Petrobras P-36	-	Havari (Brasil, 2001)
Aban Pearl	-	Havari (Venezuela, 2010)
Jupiter		Havari (Mexicogulfen, 2011)
Petrobras P-34	-	Stabilitet gjenopprettet, etter kregning 34 grader (Brasil, 2002)
Thunder Horse	-	Stabilitet gjenopprettet, etter kregning 21 grader (Mexicogulfen, 2005)
Gjøa	-	Stabilitet gjenopprettet, etter kregning 3 grader (Stord, 2010)

Fra disse ulykker eller hendelser, kan en merke seg følgende:

- Kollisjon har ikke vært initierende årsak i noen av tilfellene.
- Bortsett fra Ocean Ranger, er ikke dårlig vær utløsende årsak til kregning eller redusert stabilitet. I ett annet tilfelle kan høye bølger ha bidratt noe til økt kregning.
- De fleste av uhellene har startet ved funksjonsfeil i ballastsystemet, enten elektrisk feil eller annen feil under drift eller systemvedlikehold.
- Åpne dører, luker og gjennomføringer som forutsettes vanntette, fremstår som viktigste årsak til videre utvikling mot havari.

Årsaksforhold og et utvalg av anbefalingene fra granskninger etter disse hendelsene beskrives kort i det følgende. En mer detaljert beskrivelse av enkelte hendelser finnes i Vedlegg 5.

Ulykker og hendelser med strekkstagplattformer (Typhoon, Snorre A) har vært gjennomgått, men blir ikke videre diskutert her. Sikkerhetsproblemene ved disse er ikke primært knyttet til stabilitet, men til funksjon av konstruksjonselementer i forankringen.

¹⁴ Ref. gjesteforelesning ved NTNU, Trondheim, 6. april 2011.

7.2 Årsaksforhold

7.2.1 Ocean Ranger

Ocean Ranger var en halvt nedsenkbar boreplattform, eid av ODECO, som i februar 1982 drev boring utenfor Newfoundland, for Mobil Exploration (OR-1).

I en storm slo høye bølger inn en lysventil i ballastkontrollrommet som var plassert i en søyle, under hoveddekk. Elektrisk feil på grunn av sjøvann i kontrollrommet, samt manglende kunnskap om ballastkontrollsystemet (der i tillegg ventiler ikke var merket) førte til at innretningen tok inn vann. Eskalerende inntak og forskyvning av sjøvann og manuell operasjon av ballastsystemet av utrent personell, samt uheldig plassering av pumper, gjorde det etter hvert umulig å lense vannfylte seksjoner. Innretningen sank etter at kjettingkassene fyltes med vann.

Den amerikanske granskningskommisjonen (OR-1) ga en rekke anbefalinger til forbedring av livbåter og andre redningsmidler (livvester og bekledning), som er tatt inn i internasjonalt regelverk (SOLAS¹⁵, IMO MODU), og i norsk regelverk. I tillegg ble det anbefalt krav til beredskapsfartøy på feltet. De forøvrig mest relevante anbefalinger fra granskningsrapporten er gitt i Tabell 7.1.

Den kanadiske granskningskommisjonen (OR-2) fastslo at innretningen ble frakoblet brønnen før stormen, men den ble ikke deballastert til sikkerhets-dyppgang. Videre ble ikke den lavtliggende lysventil i ballastkontrollrommet (9,3 m over middel vannivå) lukket med blindventil. (OR-2) beskriver detaljert om virkninger av elektriske feil i ballast- og lense-systemet på grunn av sjøvann. Inntil en sjøvannsventil åpnet seg som følge av forsøk på å utbedre feilene og innstrømmende sjøvann ga økt krenkning forover, viste de nærmest impliserte svært liten risikoforståelse. Feilaktig åpning av en ventil førte til at ballastvann fra en aktre tank rant til forre tank og derved økte krenkningen. Det er også påpekt at mangel på reserveoppdrift og vanntetting i dekkskonstruksjonen var siste ledd i årsakskjeden til at innretningen sank.

Enkelte av de etter vår oppfatning mest aktuelle og relevante anbefalingene i rapportene, er gitt i Tabell 7.1.

Tabell 7.1 Anbefalinger for stabilitet, flyteevne og ballastering, Ocean Ranger.

Anbefalinger i granskningsrapporter – stabilitet, flyteevne og ballastering	
Nr.	Beskrivelse
7.1	Ansvarshavende må sørge for at innretningen med dens sikkerhetskritiske systemer kan opereres under normale og nødssituasjoner. Krav blant annet til klare og forståelige manualer. Krav til forsvarlig opplæring for alle stillinger ombord (OR-1).
7.2	Krav til vanntett inndeling må tilpasses boreplattformer (OR-1).
7.3	Ubemannede områder som kan vannfylles, må forsynes med alarm, og lensemulighet (OR-1). Kjettingkasser må ha alarm ved vannfylling, og må kunne lense (OR-2).
7.4	Bare vanntette/værtette volumer må tas med i statisk beregning av opprettende moment. Ved utilstrekkelig værtetting må dynamisk krengevinkel på grunn av fylling i en design bølge-kondisjon beregnes, enten ved datasimulering eller modellforsøk. (OR-2)

¹⁵ SOLAS: Safety of Life at Sea.

7.2.2 Petrobras P-36

P-36 var en halvt nedsenkbar produksjonsplattform, operert av Petrobras, i Campos-bassenget utenfor Brasil. Ved ombygging fra boreplattform var ekstra oppdriftskamre arrangert på yttersiden av hver av de fire søylene for å øke dekkslastkapasiteten (P36-1).

En tank skulle tømmes for oljeblandet vann. Væsken ble feilaktig pumpet forbi en åpen eller halvt lukket ventil til en tank der lufterøret var blindet av. Tanken sprengtes og en 8" sjøvannsledning ble brutt. Antenning førte til eksplosjon som muliggjorde spredning av innstrømmende vann til nye volumer. En rekke dører og luker for vanntett inndeling stod åpne for vedlikeholdsarbeid, hvilket ga fylling av ytterligere volumer, også et av de monterte oppdriftskamrene. Forsøk på stabilisering viste seg mislykket, og innretningen sank i mars 2001.

Anbefalingene som er vurdert å ha mest allmenn relevans for stabilitet og flyteevne, er gitt i Tabell 7.2.

Tabell 7.2 anbefalinger for stabilitet, flyteevne og ballastering, Petrobras P-36.

Anbefalinger i granskningsrapport – stabilitet, flyteevne og ballastering	
Nr.	Beskrivelse
7.5	Ikke plasser tanker som inngår i prosessaktiviteter i søyler eller pongtonger.
7.6	Bedre definisjon av ansvarsforhold ved operasjon, vedlikehold, overvåkning av produksjonsområdet og stabilitetskontroll. Redusere ledelsens byråkratiske oppgaver og styrke deres fokus på operasjonelle aktiviteter som krever særlig og personlig inngripen.
7.7	Dyktiggjøre mannskapet til å håndtere den komplekse teknologien ombord.
7.8	Strukturere vedlikeholdsaktiviteter. Innføre system for løpende dokumentasjon av status. Styrke selskapets vedlikeholdsteam og sikre kvalifikasjonsnivå for bortsatte oppgaver (outsourcing).
7.9	Innføre systematisk identifikasjon av mulig risiko og trene mannskapet i å oppdage, vurdere og kontrollere situasjoner som kan medføre risiko. Oppgradere beredskapsrutiner.
7.10	Gjennomgå spesifikasjon av systemdesign når det gjelder bruk av alternative systemer for stabilisering i tilfelle av skade, samt krav til kontrollsystem, pumper og ventiler.
7.11	Røngere alarmer etter kritikalitet, unngå overflod av informasjon i kontrollrommet, spesielt i nødssituasjoner.

7.2.3 Aban Pearl

Aban Pearl var en halvt nedsenkbar Aker H3 boreplattform, ombygd for å foreta produksjonsboring. Innretningen ble operert av Petroleos de Venezuela SA, utenfor det østlige Venezuela. Plattformen sank under første oppdrag etter ombyggingen, i mai 2010.

Ingen andre opplysninger om årsakene til ulykken foreligger, enn at innretningen i rolig vær tok inn vann, krenget og sank, etter at alle ombord var evakuert og brønner sikret. Under slep til feltet noe tidligere, fikk innretningen også uønsket krenkning og måtte søke assistanse. Ettersom innretningen hadde DNV-klasse, anser vi lekkasje gjennom sprekker i skrog for lite sannsynlig. En mer realistisk forklaring er feil i og/eller feiloperasjon av ballastsystemet. Åpne dører og luker i forutsetningsvis vanntette skiller er etter vårt skjønn mest sannsynlige direkte årsak til eskalering mot havari.

Kilder i Aker og DNV har opplyst at en kraftig vanninnstrømning i en pongtong, større enn kapasiteten til ballastpumpene, førte til black-out i det elektriske systemet. Vanninnstrømningen førte til at plattformen fikk slagside og etter hvert sank.

7.2.4 Jupiter

Jupiter var en halvt nedsenkbar plattform, benyttet som flotell. Enheten eies av Cotemar og ble leid av Pemex som opererte i Mexicogulfen. Ifølge de første nyhetene på internett fikk innretningen den 12. april 2011 stor vanninntrengning på grunn av problemer med en ventil. Etter forgjeves forsøk på oppretting, sank innretningen på 38 meters dyp (deler av innretningen er fortsatt over vann). Alle 713 ombordværende personer ble evakuert i tide. Opplysningene er foreløpig sparsomme. Hendelsen, både når det gjelder antatt årsak og forløp, likner på havariet av Aban Pearl.

7.2.5 Petrobras P-34

P-34 er et produksjonsskip, konvertert fra et tankskip. Deplasementet er ca. 62.000 tonn. Skipet opereres av Petrobras, utenfor Brasil. Hendelsen fant sted i oktober 2002.

Etter unormale svingninger i hovedstrømtilførselen og feil i batteriladere, oppsto det feil i styringslogikk for ventiloperasjon i ballastsystemet på grunn av strømløse posisjonsgivere (P34-1). Styringsenheten var ikke feiltolerant, hvilket videre førte til uønsket åpning av ventiler og fylling av babord ballastanker. Stabiliteten ble gjenopprettet i løpet av de neste tre dagene.

Tabell 7.3 Anbefalinger i granskningsrapport, Petrobras P-34.

Anbefalinger i granskningsrapport – stabilitet, flyteevne og ballastering	
Nr.	Beskrivelse
7.12	Gjennomgå det elektriske systemet ombord og betjeningsinstrukser for systemet. Identifisere kritiske komponenter.
7.13	Sjekke givere og kontrollsystem for olje- og ballastanker, funksjon og kalibrering.
7.14	Forbedre trening av operatører og vedlikeholdsmannskap, for utførelse av kritiske oppgaver.
7.15	Utnytte erfaringer fra P-34 til andre enheter.

7.2.6 Thunder Horse

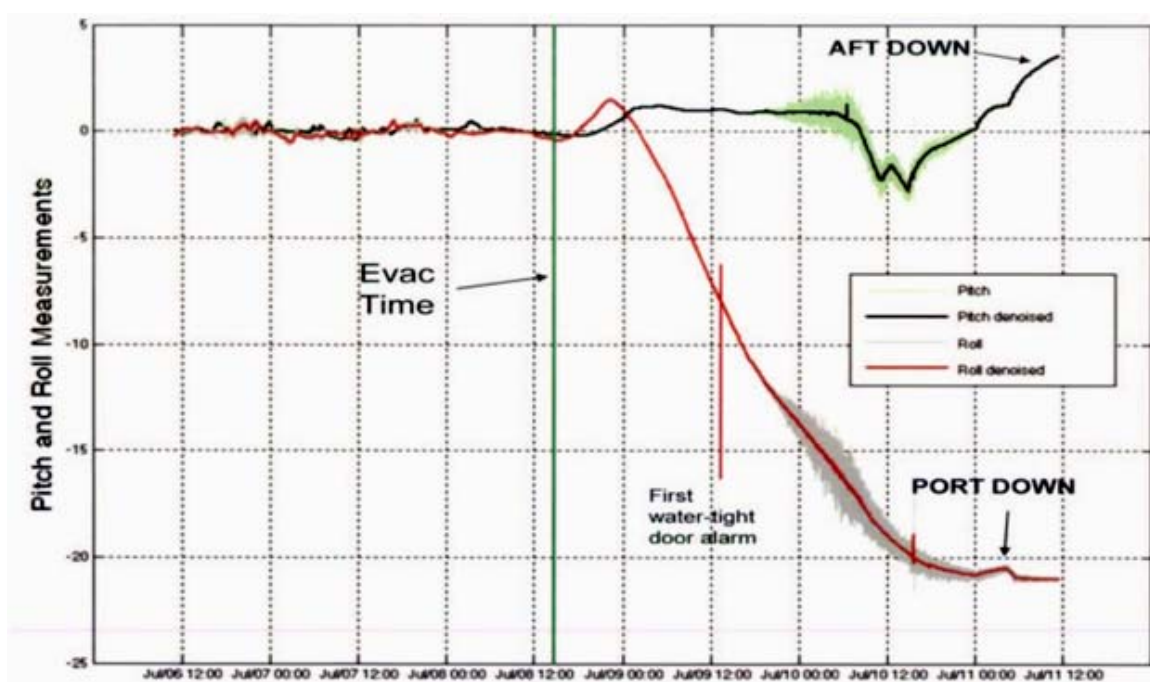
Thunder Horse er en halvt nedsenkbar produksjonsplattform, operert av BP i Mexicogulfen. Arbeid for ferdigstilling pågikk da innretningen ble evakuert på grunn av varsel om orkanen Dennis, juli 2005. Plattformen var ikke strømløs (TH-1).

Krengningen startet før orkanen, og kan ikke ha vært forårsaket av vind eller bølger. Innledningsvis fikk innretningen en krengning på to grader til styrbord. Så førte en feil i det hydrauliske kontrollsystemet til åpning av ventiler i ballast- og lensesystemet, hvilket ga en økende krengning mot babord (se Figur 7.1, 8. juli, kl. 22). Manglende eller feilmonterte skottgjennomføringer, samt feilmonterte ventiler bidro til ukontrollert forflytning av vann, uavhengig av orkanen (figuren viser økte bølgebevegelser i tidsrommet 9. juli kl. 20 til 11. juli kl. 04). Restoppdrift i dekk og overbygg har mest sannsynlig begrenset krengningen (se avtagende gradient i rull utover 19 grader), selv om det ble rapportert vanninntrengning også i dette området, blant annet gjennom ventilasjonsåpninger og lufterør.

Det lyktes for redningspersonell å rette opp innretningen.

Tabell 7.4 Anbefalinger i granskningsrapport, Thunder Horse (TH-1).

Anbefalinger i granskningsrapport – stabilitet, flyteevne og ballastering	
Nr.	Beskrivelse
7.16	Sikre at alle vann- og værtette barrierer fungerer etter hensikten, inklusive montering av gjennomføringer.
7.17	Gjennomføre HAZOP-analyse av hydraulisk system, samt lense- og ballastsystemet.
7.18	Muliggjøre fjernstyrt ballastkontroll (ettersom innretningen evakueres ved orkanvarsel).
7.19	Etablere planer for kritiske operasjoner og stormsikring før evakuering.



Figur 7.1 Målte stampe- og rullevinkler (inklusive dynamikk), Thunder Horse (TH-1).

7.2.7 Gjòa

Gjòa er en halvt nedsenkbar produksjonsplattform, som under hendelsen i 2010 lå ved kai for utrustning, for Statoil.

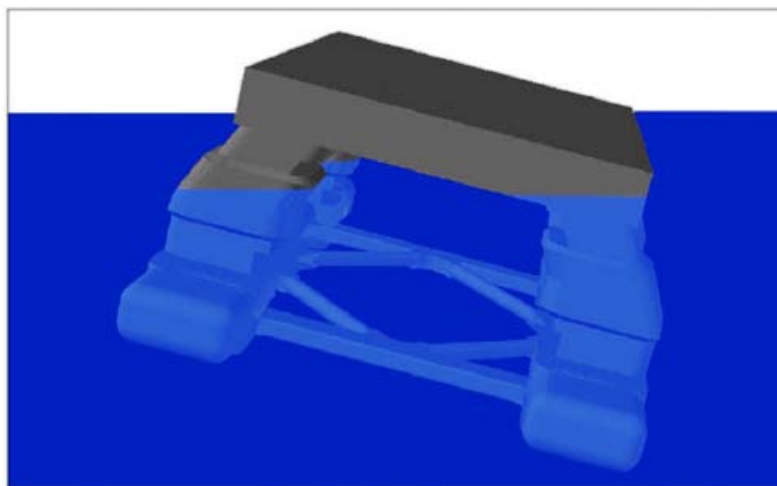
En kortslutning og programfeil førte til at kontrollenheten feilaktig åpnet flere ventiler i en kvadrant av plattformen, hvilket ga utilsiktet, men ikke kritisk helning på 3 grader. Oppretting ble utført ved manuell ballastering (GJ-1).

Tabell 7.5 Anbefalinger i granskningsrapport, Gjoa (GJ-1).

Anbefalinger i granskningsrapport - stabilitet, flyteevne og ballastering	
Nr.	Beskrivelse
7.20	Strømforsyning og sikringsinnstillinger må sikre at feil ikke forplanter seg til spenningsbortfall på, og feilfunksjon av annet utstyr. Når strømforsyning gjenopprettes, må systemet tilbake-stilles automatisk.
7.21	Ballastprosedyren må inkludere bruk av manuell nødstopp, og ballastoperatrene må briefes bedre når det gjelder nødavstengning. Operatørene må kjenne til alle detaljer av ballastsystemet, og må kunne operere det " i blinde" uten noen form for automatikk.

7.2.8 Deepwater Horizon

U.S. Coast Guard (USCG) har analysert utvikling av krengevinkler og deplasement på grunnlag av fotografier og fartydata (DWH-11, Appendiks L). Konklusjonen er at forskyvning av masser ombord (ballast, dekkslast) ikke alene kunne gi den observerte utvikling, og at fylling utenfra (høyst sannsynlig brannvann) dermed måtte være hovedårsaken. Anslått økning i deplasementet frem til like før havariet var 2.300 tonn, hvorav 800 tonn i løpet av de siste 4 timer og 22 minutter. Figur 7.2 viser innretningen med 15 grader helning til styrbord og med akterlig trim på 5 grader.



Figur 7.2 Beregningsmodell av Deepwater Horizon - status per 22. april 2010 kl. 10:34, like før havariet (DWH-11, Appendix L).

USCG fastslår i sin granskningsrapport (DWH-11) at Deepwater Horizon på vesentlige punkter ikke tilfredsstilte IMOs sikkerhetskrav til mobile offshore boreinnretninger (MODU). Kritikken rettes både til Transocean og til flaggstaten (Marshall-yene). DNV anklages for ettergivenhet ved ikke å kreve øyeblikkelig retting av observerte, til dels alvorlige og/eller gjentatte avvik. USCG kritiserer Transocean for manglende data for deplasement og tyngdepunkt. Uten disse opplysningene er det ikke mulig å antyde hvor de ekstra 2.300 tonn har havnet. Det er heller ikke mulig å fastslå eksakt hvorfor og hvordan innretningen mistet stabilitet og sank. Observerte mangler forøvrig som er særlig relevant for flyteevne og stabilitet:

- Det var ikke etablert et tilfredsstillende system for sikkerhetsstyrings ombord, hvilket resulterte i uklare ansvarsforhold og redsel for å rapportere forhold med mulig risiko
- Vedlikehold var ikke tilfredsstillende
- Vanntette dører kunne enten ikke opereres, eller status-indikatorer ga feilsignal
- Vanntette luker trengte utskifting

Tabell 7.6 Anbefalinger i granskningsrapport, Deepwater Horizon (DWH-11).

Anbefalinger i granskningsrapport – stabilitet, flyteevne og ballastering	
Nr.	Beskrivelse
7.22	Det bør innføres forskriftskrav om at daglig lastinformasjon sendes til en spesielt utpekt person i landorganisasjonen.
7.23	Det bør innføres forskriftskrav om et kontinuerlig bemannet operasjonssenter på land for overvåkning av operasjonen og beredskapskommunikasjon ved ulykker.
7.24	Forskrifter bør oppdateres med krav til at halvt nedsenkbare innretninger kartlegger og oppdaterer vektsdata hvert femte år, i henhold til krav i IMO MODU.

7.2.9 Oppsummering av årsaksforhold knyttet til stabilitet, flyteevne og ballastering

I tabellen nedenfor vises en kort oppsummering av viktige årsaksforhold ved initiering og utvikling av ulykker og hendelser knyttet til stabilitet. For enkelte hendelser der opplysninger mangler, er våre antakelser markert med spørsmålstegn. Gjennomgående årsaksforhold er feil i ballastsystem, manglende vanntetting, samt besetningens manglende kunnskap om operasjon av systemet under kritiske forhold.

Tabell 7.7 Oversikt over årsaksforhold relevant for flyteevne og stabilitet.

Forhold	Innretning	Kommentær
Ikke opprettholdt integritet ved vedlikeholdsarbeid (Ombygget)	Petrobras P-36 Aban Pearl (?)	Vanntettende luker og dører stod åpne for tilkomst, vedlikehold. (Opplysninger mangler)
Mangel på risikovurdering ved vedlikeholdsarbeid	Petrobras P-36	Avblinding av lufterør til tank, uventet tilbakestrømning til forseglet tank, som sprengtes.
Manglende forståelse for ballast-system, feilaksjoner	Petrobras P-36 Ocean Ranger	Eskalerende fylling av ballasttanker. Ballastsystem ukjent for plattformsjef.
Ikke-detektert feil	Thunder Horse	Innretningen evakuert før orkanen Dennis. Ikke 'dødt skip'.
Feil forflytning av vann på ikke ferdigstilt innretning	Thunder Horse Gjøa	Feilmonterte eller ikke monterte gjennomføringer som skulle være vanntette. Kortslutning under systemarbeid ved kai. Feil logikk i styresystem.
Feil aksjon av sjøvanns/-ballastsystem på grunn av elektrisk svikt, eventuelt feil av annen årsak	Petrobras P-34 Gjøa Thunder Horse Aban Pearl (?) Jupiter (?)	Strømløs posisjons giver. Elektrisk kortslutning. Feilaksjon av hydraulisk ventilkontroll. (Ukjent) (Ukjent)
Initierende skade på grunn av dårlig vær	Ocean Ranger	Uheldig plassert ballast-kontrollrom. Vindu i ballast-kontrollrom slått inn.
Initiert skade eller eskalering på grunn av feil behandling av brennbar væske	Deepwater Horizon Petrobras P-36	Utstrømmende gass ledet til senter av innretningen i stedet for ut til siden. Hyppig og feil bruk av dreneringstanker til oljeblandet vann.
Fylling og stabilitetstap, med brannvann/olje, muligens kombinert med manglende vanntetting	Deepwater Horizon	Feil i gjennomføringer og i kontroll av vanntette dører oppdaget ved tidligere inspeksjon. Ikke rettet opp.

7.3 Kommentarer til utforming, utstyr og posisjonering

Med ett unntak (produksjonsskipet Petrobras P-34) er alle de studerte enhetene av typen halvt nedsenkbare plattformer ("semi"). Deepwater Horizon var, som de fleste dypvanns boreinnretninger, boreskip og enkelte floteller, dynamisk posisjonert ved hjelp av thrustere. Produksjonsplattformer og boreinnretninger for mindre havdyp er forankret, oftest med fra 8 til 16 liner.

USCG har i (DWH-11, Appendiks I) en juridisk vurdering av DP-opererte innretninger, og en sammenlikning med forankrede innretninger. Ettersom fremdriftsmaskineriet er i gang kontinuerlig (om enn i en stasjonær kontrollmodus), hevdes det at en DP-styrt innretning ikke kan betraktes som 'på posisjon' på samme måte som en forankret innretning, og dermed bør ulike regelkrav, for eksempel til bemanning, komme til anvendelse. En nærliggende konklusjon kan etter vår oppfatning være at kapteinen bør gis mer eksplisitt ansvar for marin sikkerhet, med tilhørende myndighet, enn tilfellet synes å ha vært på Deepwater Horizon.

For forankrede innretninger kreves det mulighet for nødutløsning av ankerliner, og de har dermed ved bortfall av strøm (black-out) mulighet for å flytte seg vekk fra en utblåsning. Faren ved en nødutløsning er blant annet gnistdannelser som kan antenne olje/gass ved en utblåsning. En DP-operert innretning har ikke samme mulighet for å fjerne seg ved black-out. Imidlertid, ifølge norske krav skal det være eget luftinntak til forbrenningsluft til hovedmotorer, slik at ved gass ombord, skal maskinrom-ventilasjon stenges og motorer fortsatt gå. Innretningen skal dermed kunne kjøres av brønn-posisjon. Deepwater Horizon hadde ikke separat tilførsel av ventilasjonsluft og forbrenningsluft.

På grunn av lite vannlinjeareal, er de halvt nedsenkbare plattformene mer følsomme for nedlasting enn et skip. En økning av massen på 2 % gir typisk en meter økt dypgang. Tilsvarende tall for et produksjonsskip er 20-30 cm, altså en faktor 3-5 lavere. Kravet til stivhet mot krenkning (i forhold til total masse) er derimot omtrent den samme som for skip. For en semi krever dette en løpende, nøyaktig kontroll av lastfordeling og tyngdepunkt, og justering med ballast. Kapasitet for variabel dekkslast på nye plattformer for dypvanns-boring er typisk 15-17 % av total masse (dvs. deplasement). Som nevnt var vektøkningen av Deepwater Horizon på grunn av vannfylling like før kantring ca. 2.300 tonn, ifølge beregninger utført av USCG (DWH-11). Dette tilsvarer 4,4 % av deplasementet.

7.4 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel

Opplysninger fra granskning av ovennevnte ulykker og hendelser, sammen med innspill fra referansegruppa, Petroleumstilsynet og andre ressurspersoner, samt prosjektgruppens generelle kunnskap om bransjen, danner grunnlag for lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel. Disse er behandlet i de neste kapitlene.

7.4.1 Relevante forskrifter

For operasjon av flyttbare innretninger og produksjonsinnretninger på norsk sokkel, kreves det at utstyr og organisasjon er i samsvar med Petroleumstilsynets forskrifter. Samsvarserklæring utstedes av norske myndigheter, etter søknad.

Sjøfartsdirektoratets forskrifter nevnt i det følgende gjelder for flyttbare innretninger som er i, eller skal meldes inn i, Norsk Skipsregister uavhengig av hvor i verden de brukes (se diskusjon under). De mest aktuelle av Sjøfartsdirektoratets forskrifter er nevnt nedenfor. På norsk sokkel viser Petroleumstilsynet til de som er merket "(P)".

- FOR 1991-12-20 nr 878: Forskrift om stabilitet, vanntett oppdeling og vanntette / værtette lukningsmidler på flyttbare innretninger (P).

- FOR 1991-12-20 nr 879: Forskrift om ballastsystem på flyttbare innretninger (P).
- FOR 2009-07-10 nr 998: Forskrift om posisjonerings- og ankringsystemer på flyttbare innretninger (ankringsforskriften 09) (P).
- FOR 2008-03-14 nr 306: Forskrift om sikkerhetsstyringssystem på norske skip og flyttbare innretninger.
- FOR 1993-12-22 nr 1239: Forskrift om risikoanalyse for flyttbare innretninger.
- FOR 2003-05-09 nr 687: Forskrift om kvalifikasjonskrav og sertifikatrettigheter for personell på norske skip, fiske- og fangstfartøy og flyttbare innretninger. (Veiledningen til aktivitetsforskriften viser til denne. Petroleumstilsynet krever ikke sertifikat, men en kompetanse tilsvarende det som kreves for sertifikat).

7.4.2 Kommentarer og tentative forslag til tillegg og presisering i forskriftene

I henhold til styringsforskriften forutsettes det at plattformsjef er øverste myndighet på produksjonsplattformer. På boreinnretninger uten egen plattformsjef og på kranfartøy, er det kapteinen som har øverste myndighet ombord. Kapteinen, eventuelt maritimt ansvarlig, vil ha ansvaret for den maritime siden av sikkerheten, herunder stabilitet og flyteevne.

Maritim sikkerhet og boresikkerhet vil være avhengig av plattformsjefens kunnskap om og anerkjennelse av de to kompetanseområdene, og han vil kunne påvirkes av signaler fra landorganisasjonen.

Det er grunn til å anta at maritim kompetanse og tradisjon ombord står sterkere i Norge enn i en del andre land, på grunn av våre sterke tradisjoner innen sjøfart. Det kunne imidlertid være nyttig å få kartlagt hvordan stillingen til, og samspillet mellom de enkelte organisasjonsenhetene ombord fungerer, ikke minst med tanke på uvante og kritiske situasjoner.

Sjøfartsdirektoratets "Forskrift om sikkerhetsstyringssystem på norske skip og flyttbare innretninger" krever at det utarbeides en total oversikt over utstyr og tekniske systemer som kan forårsake farlige situasjoner i tilfelle plutselig svikt, og at det lages instruksjoner om hvordan risikohendelser skal hindres i å eskalere til alvorlige ulykker. Styringsforskriften har noe mer generiske og mindre eksplisitte formuleringer.

Manglende informasjon om sikkerhetskritiske systemer kan redusere verdien av risikoanalyser. Det må påhvile leverandøren ansvar for å lage robuste systemer, og særlig å gi god informasjon om mulige feilmodi. En feilmodi- og effektanalyse (FMEA), eventuelt styrket med integritetssimulering, bør kunne kreves. Det tenkes her i første rekke på datasimulatorer av typen HIL ("hardware-in-the-loop").

Innretningsforskriftens § 63 krever at "Flytende innretninger skal ha systemer for å kunne holde posisjonen til enhver tid og eventuelt kunne fjerne seg fra posisjonen i en fare- og ulykkessituasjon".

En DP-styrt innretning kan ikke fjerne seg ved black-out. De norske kravene om separat tilførsel av luft til forbrenning og maskinromsventilasjon ville gi bedre sikkerhet mot black-out enn systemet man hadde på Deepwater Horizon.

Aktivitetsforskriftens § 21 stiller krav til at personellet til enhver tid har den kompetanse som er nødvendig for å kunne utføre aktivitetene i henhold til HMS-lovgivningen. I tillegg skal personellet kunne håndtere fare- og ulykkessituasjoner. I henhold til Sjøfartsdirektoratets forskrift om kvalifikasjonskrav er nøkkelstillinger (blant annet kaptein, dekksoffiser og stabilitetssjef) sertifikatpliktige. Petroleumstilsynet krever ikke sertifikat, men tilsvarende kvalifikasjoner.

Vi antar at hurtige aksjoner for å sikre eller rette opp stabilitet i kritiske situasjoner etter skade eller systemfeil på halvt nedsenkbare innretninger, krever grundigere forståelse av stabilitet og kjennskap

til systemet enn det som kreves ved rutinemessig skifte fra operasjonstilstand til sikkerhetstilstand. Forutsatt at unormale stabilitetshendelser gis en grundig behandling (eventuelt med praktisk trening) i stabilitetssjef-kurs, vil gjeldende krav trolig sikre at ansvarlige har adekvate kvalifikasjoner. Trening med (HIL) systemsimulator kan med fordel benyttes i stabilitetssjef-kurs.

Stabilitetsforskriften angir krav til stabilitet ved forflytning, i operasjons- og sikkerhetstilstand, samt i temporær tilstand mellom disse. Her henvises til detaljerte grensekurver, som er essensielt de samme som DNV-krav (DNV, 2010) og ABS-krav (ABS, 2008), selv om formuleringene kan avvike noe. Sjøfartsdirektoratet krever tilleggsoppdrift i dekk, noe DNV og ABS ikke gjør.

Kriteriekurvene er ikke vurdert i detalj, men en overordnet gjennomgang gir oss ikke grunnlag for å anta at grensekurvene gir utilstrekkelig sikkerhet. I reglene er det tenkt mest på ytre skade ved kollisjon, mens årsaken til de studerte hendelsene og ulykkene har vært indre feiltilstander. Reserveoppdrift i dekk berget "Thunder Horse" fra havari.

Beregningsmessig bør man bare kunne ta hensyn til forankringssystemets ugunstige virkning på stabiliteten, og betrakte eventuelle positive bidrag som en ekstra sikkerhetsmargin. Dette fordi positive bidrag vil forsvinne ved linebrudd og nødutløsning. (Enkelte dypvannsinnetninger kan muligens ha marginal stabilitet i dårlig vær hvis de frakobler ankersystemet, eksempel: Dypvanns produksjonsplattformen "Blind Faith").

Ettersom stabilitetssvikt har vist seg ofte å skyldes feil i ballastsystemet og/eller mangler i vanntett inndeling, er det særlig viktig at det finnes et nødstoppsystem som er uavhengig av ballastkontrollsystemet, og som er lett tilgjengelig i en kritisk situasjon.

Selv om kravene til vann- og værtetting er oppfylt for statisk likevektstilstand, kan bølger og bevegelse av innretningen gi vanninntrengning. Krav til værtetting over nivået der vanntetting kreves (stabilitetsforskriftens § 21 og § 46) kan delvis ivareta dette. Likevel bør spørsmålet om innvirkning av dynamikk vurderes. Spesielt bør åpning for lufterør fra tanker ligge høyere enn angitte krav. I Appendix 1 til ABS nevnes overskylling på grunn av bølger og dynamikk, og det gis (ikke intuitive) formler for å estimere høyder. Bevegelsen av en halvt nedsenkbar plattform følger som kjent ikke bølgeoverflaten. Dette er illustrert i Figur 7.1, der kurvene for rulle- og stampebevegelsen under orkanen Dennis er antydnet.

Det bør være sterke restriksjoner angående tiltak som bryter vanntette skiller. For vanntette dører kreves indikator, alarm og mulighet for fjernstyrt lukking. Det bør kreves at unntaksvis åpning av andre tilkomstmuligheter (luker, mannhull) avtales med og godkjennes av maritimt ansvarlig, og eventuelt loggføres. Vanntette adkomståpninger er sikkerhetskritiske, og bør testes jevnlig. DNV-kravene til vanntetting av dører, luker og mannhull er etter vår mening adekvate.

Ved operasjon i områder der ising kan påregnes, bør det stilles krav som sikrer tilfredsstillende stabilitet. Muligheter for avising, samt reduksjon av tillatt dekkslast er mulige tiltak.

Brannvann kan tilføres i store mengder fra skip, ved brann ombord. Feilutløsning av sprinkleranlegg vil gi økt toppvekt, som halvt nedsenkbare plattformer er særlig følsomme for. Drenering av brannvann er ikke nevnt eksplisitt i forskriftene, men krav til drenering av værutsatte områder kan gi en viss sikkerhet mot stabilitetstap fra brannvann.

Forskrift om ballastsystem stiller i § 8: Krav om analyse: "Det skal utføres analyse av ballastsystemets evne til å fungere i henhold til kravene i denne forskrift".

Analyse av et system som har fjernstyring og automatikk vil ikke nødvendigvis avdekke robusthet mot feil. Krav til simulering, med introduisering av enkeltfeil, vil kunne teste redundans og systemintegritet. Analysen må inkludere ballastsystemets samspill med øvrige systemer som påvirker lastfordelingen ombord. Eventuelt behov for funksjons-koordinering, for eksempel med systemet for borevæskehåndtering, bør uttrykkes i Stabilitetsforskriften.

Ventiler og pumper i ballast- og lenseystem er sikkerhetskritiske, og bør testes i planlagte intervaller. Bransjen bør gjennomgå gjeldende testprosedyrer og eventuelt foreta revisjoner.

7.4.3 Hovedanbefalinger

Følgende anbefalinger er en syntese av diskusjonen i foregående kapittel:

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Vann på avveie er hovedårsak til havari. Næringen anbefales derfor å gjennomgå operasjonsinstrukser som sikrer integritet samt instruksjoner for periodisk testing av dører/passasjer gjennom dekk og skott som forutsettes vanntette.
- Simulorteknikk med introduksjon av feiltilstander bør tas i bruk, både for å dokumentere et ballastsystems integritet og robusthet mot feil, og i opplæring av operatører.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Stabilitetsforskriften bør gjennomgås på bakgrunn av at systemfeil og feiloperasjon er gjennomgående årsaker til stabilitetshendelser. Krav til intern loggføring ved åpning med varighet som overskrider fastlagt grense bør vurderes, samt krav til periodisk kontroll og rapportering.
- Plassering av åpninger i lufterør til tanker bør revurderes, med tanke på mulig overskylling i høye bølger.

8 Vedlikeholdsstyring

8.1 Hovedfunn

Mangelfullt vedlikehold som medvirkende årsak til DWH-ulykken er i hovedsak knyttet til BOP (vedlikehold, testing, feil, osv.), men vedlikeholdsstatus generelt nevnes også i noen grad i de ulike granskningsrapportene.

Mest kritisk er nok feil i BOP (solenoidventil og batteripakke) som trolig resulterte i at dødmannssystemet ikke fungerte. Videre stilles det kritiske spørsmål til manglende sertifisering (eller re-sertifisering) av BOP på tross av krav i regelverk, som igjen kan være påvirket av at innretningen ikke hadde vært i tørrdøkk siden den ble bygd i 2001. Dette kan igjen skyldes kontraktsforhold/riggrater. Det stilles også spørsmål rundt forhold ved testingen av BOP, blant annet at dette er gjort ved lavere trykk enn det amerikanske regelverket tilsier (og godkjent av MMS).

Utestående vedlikehold avdekket under en revisjon i september 2009 er trukket frem i flere rapporter, men synes å være arbeidet systematisk med av både BP og Transocean, slik at det i rapporten til Chief Counsel konkluderes med at *“med unntak av potensielle BOP vedlikeholdsforhold, så har ikke Chief Counsel’s team funnet noen grunn til å anta at vedlikeholdsproblemer har bidratt til utblåsningen”*.

8.2 Årsaksforhold

Årsaker og forklaringsfaktorer relatert til vedlikeholdsstyring generelt er strukturert i fire tema i henhold til hva som er fokusert på i granskningsrapportene, samt forhold etterspurt av Petroleumstilsynet. Spesifikke forhold knyttet til BOP er beskrevet i kapittel 5.

De fire forholdene er:

1. Mangelfullt vedlikehold som medvirkende årsak til ulykker
2. Status for vedlikehold (deriblant etterslep/utestående vedlikehold)
3. Risikovurdering av systemer og utstyr
4. Bakenforliggende årsaksforhold

8.2.1 Mangelfullt vedlikehold som medvirkende årsak til ulykker

Vedlikehold som mulig medvirkende årsak til DWH-ulykken omtales som nevnt i hovedsak i tilknytning til tilstanden til BOP. Det er imidlertid ikke første gang at vedlikehold har vært medvirkende årsak til BP-hendelser.

Presidentkommisjonens rapport trekker frem fire tidligere BP-hendelser, og det viser seg at vedlikehold har vært medvirkende årsak i samtlige tilfeller. I Grangemouth i 2000 *“feilet BP i å ivareta lovpålagt kontroll og vedlikehold av prosesser og systemer”*; ved en gasslekkasje på Forties Alpha plattformen i Nordsjøen i 2003 *“innrømmet BP å ha brutt loven ved å la rørledninger korrodere”*; i Texas City i 2005 omkom 15 personer blant annet som følge av kostnadskutt *“selv om mye av raffineriets infrastruktur og prosessutstyr var dårlig vedlikeholdt”* (inklusive kritisk måleutstyr som bidro til overfylling); og i Prudhoe Bay, Alaska, i 2006 lakk 800.000 liter olje ut på tundraen (uoppdaget i fem dager) fordi *“rørledningene var dårlig vedlikeholdt og innsisert”* (DWH-7, s. 218-222).

8.2.2 Status for vedlikehold (deriblant etterslep/utestående vedlikehold)

Desto mer vedlikehold på kritisk utstyr som er utestående, desto større er sjansen for at noe av det kritiske utstyret er i feiltilstand eller ikke virker når det er bruk for det. Dette gjelder generelt.

Mannskapet på Deepwater Horizon gjennomførte mer enn 550 forebyggende vedlikeholdsjobber hver måned og hadde brukt mer enn 30.000 arbeidstimer på vedlikehold i de 10 månedene før eksplosjonen. På mange måter så Deepwater Horizon ut til å bli drevet godt. De mottok blant annet sikkerhetsutmerkelse. Det er allikevel mulig at dårlig vedlikehold bidro til tekniske feil. I henhold til e-poster internt hos BP før ulykken hevdes det at innretningen *“begynner å bli gammel og at vedlikeholdet ikke har vært godt nok”* (DWH-8, s. 221).

I september 2009 gjennomførte et BP-team en riggrevisjon på DWH hvor et av funnene var at *“utestående vedlikehold over 30 dager ble vurdert som urimelig stort, totalt 390 jobber og 3545 manntimer. Mange av de utestående rutinejobbene hadde høy prioritet”* (DWH-2, s. 167). Seks av funnene var relatert til BOP vedlikehold, og samtlige var fortsatt utestående i desember 2009 (DWH-8, s. 167). BP og Transocean økte kommunikasjonen og samarbeidet om å følge opp implementeringen av de utestående anbefalingene fra september 2009 revisjonen. De hadde ukentlige møter, og 30. mars 2010 var 63 av 70 anbefalinger gjennomført, noe BP berømmet Transocean for. Ytterligere 26 forhold var under utførelse, men ble ikke vurdert som sikkerhetskritisk (DWH-8, s. 223).

Med unntak av potensielle BOP vedlikeholdsforhold, så har ikke Chief Council's team funnet noen grunn til å anta at vedlikeholdsproblemer har bidratt til utblåsningen (DWH-8, s. 224).

Vedlikeholdsstyringssystemet

Et nytt vedlikeholdsstyringssystem (RMS¹⁶-II) ble installert på DWH i september 2009, og denne installeringen var fortsatt pågående, og hadde sine problemer og utfordringer. Blant annet ble det hevdet i en vurdering gjennomført av Transocean selv i april 2010 at vedlikeholdssystemet ikke var forstått av mannskapet (DWH-8, s. 222).

BPs granskningsteam var ikke i stand til å gjennomføre en komplett gjennomgang av vedlikeholdshistorikken til BOPen før installering på Macondo. Selv om dette ble forespurt så leverte ikke Transocean alle daglige vedlikeholdsrapporter for vedlikeholdsperioden mellom opphenting av BOP fra forrige brønn og utplassering på Macondo. BPs granskningsteam kunne ikke fastsette basert på tilgjengelige vedlikeholdsrapporter eksakt når AMF batteriene sist var skiftet (DWH-2, s. 169). Granskningsteamet (til BP) kunne ikke fastsette hvorfor lekkasjene ikke var nevnt i Transoceans IADC eller ROV daglige rapporter (DWH-2, s. 172). I hvert fall to av de tre lekkasjene som ble oppdaget etter eksplosjonen var ikke listet i daglige bore-rapporter (DWH-8, s. 214).

Transocean ødela testdataene etter at hver brønn var ferdigstilt, og begrenset dermed tilgjengelig vedlikeholdsinformasjon (DWH-8, s. 210). SINTEF anser at det å bevare og bruke vedlikeholdshistorikk er sentralt for å kunne lære av sine feil.

8.2.3 Risikovurdering av systemer og utstyr

Mangelfull risikovurdering av systemer og utstyr var en viktig medvirkende årsak til Texas City-ulykken, fordi instrumentene som feilet – og dermed ikke ga operatørene informasjon om overfylling – var ikke inkludert i listen over kritisk utstyr (CSB, 2007, s. 133). Dette resulterte i at viktige instrumenter hadde vært i feiltilstand over lengre tid, også på det tidspunkt ulykken inntraff, og dermed bidro til ulykken.

Risikovurdering av systemer og utstyr med tanke på vedlikehold er ikke diskutert i granskningsrapportene for Deepwater Horizon. Hovedfokus når det gjelder spesifikt utstyr har vært BOP, og det er åpenbart at dette er kritisk utstyr. Problemet her har ikke vært mangelfull risikovurdering av utstyret som sådan.

¹⁶ RMS: Rig Management System.

Risikovurdering av utestående vedlikehold, og utsettelse av tester og sertifisering, er imidlertid en annen sak. Etter SINTEFs vurdering kan det tyde på at risikovurdering av dette har vært mangelfullt.

8.2.4 Bakenforliggende årsaksforhold

Kostnadskutt, kontraktsforhold, manglende opphold i tørrdokk og prioritering av boring fremfor vedlikehold har blitt nevnt som mulige bakenforliggende årsaker til mangelfullt vedlikehold.

Kostnadskutt og utsatt vedlikehold har blitt foreslått som bakenforliggende årsaker ikke bare til DWH-ulykken, men også til Texas City raffinerieksplasjonen i 2005 og rørledningsoljeutslippet i Alaska i 2006 (DWH-6, s. 28).

Kontrakten mellom BP og Transocean spesifiserer at nedstengning av boreinnretningen for å gjennomføre visse typer av vedlikehold resulterer i finansielle konsekvenser. BP betalte 533.495 dollar i daglig rate, men BP var ikke forpliktet til å betale for mer enn 24 timer per måned for visse typer av utstyrsvedlikehold. Noen av mannskapet uttrykte bekymring for at boring ble prioritert foran planlagt vedlikehold. DWH hadde aldri vært i tørrdokk for reparasjon siden den ble bygd. BP og Transocean er uenig om finansielle vurderinger har påvirket denne beslutningen. BP mener Transocean insisterte på å få betalt daglig rate under reparasjon, og derfor ikke ville ha boreinnretningen i tørrdokk (DWH-8, s. 222).

Samtidig ble det hevdet at BP og Transocean hadde felles interesse av å holde Horizon i stand. Blant annet samarbeidet de om å sørge for at nødvendige reparasjoner ble gjennomført etter revisjoner og inspeksjoner (blant annet fra myndighetene), (DWH-8, s. 223).

Noen typer vedlikehold kan kun gjennomføres ved innretningsforflytning eller i tørrdokk. I en undersøkelse gjennomført av Lloyd's Register i mars 2010 uttrykte noen av mannskapet bekymring for at mangel på opphold i tørrdokk kunne undergrave påliteligheten til utstyret. Vedlikeholdsavdelingen så frem til et planlagt besøk ved tørrdokk i 2011. Mangel på opphold i tørrdokk kan også ha ført til forsømmelse med BOP-sertifisering. Ifølge en vitneforklaring hadde Transocean planlagt å forlenge tørrdokkoppholdet på grunn av antall reparasjoner som var nødvendig. Chief Council's team etterspurte en liste over reparasjoner planlagt for tørrdokkoppholdet, men var ikke i stand til å få denne fra Transocean (DWH-8, s. 222-223).

8.3 Anbefalinger i granskningsrapporter

For vedlikeholdsstyring er det i alt 16 relevante anbefalinger. Fem av disse er hentet fra Salazar-rapporten (DWH-1), fem fra BP-rapporten (DWH-2), fem fra Deepwater Horizon Study Group sin andre fremdriftsrapport (DWH-5) og én fra UK-rapporten (DWH-UK). Hele 13 av disse anbefalingene er imidlertid rettet mot BOP (beskrevet i kapittel 5), og kun tre gjelder vedlikeholdsstyring mer generelt. Disse tre er vist i Tabell 8.1.

Tabell 8.1 Anbefalinger for vedlikeholdsstyring.

Anbefalinger i granskningsrapporter - vedlikeholdsstyring		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
8.1	Sikre at et omfattende mekanisk integritetsprogram er på plass og fungerer, med påkrevde inspeksjoner, tester og vedlikeholdsregistreringer gjennomført i henhold til sikkerhetsstyringsstandarder.	DWH-5, s. 15
8.2	Gjennomgå fremgangsmåte og prosedyrer for utføring av samtidig vedlikeholds- og reparasjonsarbeid under boreoperasjoner; sikre at hensiktsmessige prosedyrer for rutinemessig og ikke-rutinemessig vedlikehold og jobbsikkerhetsanalyse er på plass og blir fulgt.	DWH-5, s. 15
8.3	Staten må sikre at det britiske offshore inspeksjonsregimet er slik at det ikke tillater at enkle feil – slik som batteri med mangelfull lading – forblir uoppdaget.	DWH-UK, s. 17

8.4 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel

Anbefalingene i foregående delkapittel, sammen med innspill fra referansegruppa, Petroleumstilsynet og andre ressurspersoner, samt prosjektgruppens generelle kunnskap om bransjen, danner grunnlag for lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel.

En hovedlæring fra DWH-ulykken når det gjelder vedlikehold er at mangelfullt vedlikehold som medvirkende årsak ikke er unikt for Deepwater Horizon. Presidentkommisjonens rapport trekker frem fire tidligere BP hendelser, og i samtlige har mangelfullt vedlikehold vært medvirkende årsak (se kapittel 8.2.1).

Når det gjelder mulige forbedringstiltak for norsk sokkel har vi valgt å fokusere på tre tema:

1. Kontinuerlig fokusering på vedlikehold
2. Oppfølging av utestående vedlikehold
3. Risikovurdering av utestående vedlikehold

8.4.1 Kontinuerlig fokusering på vedlikehold

Mangelfullt vedlikehold er en gjenganger som medvirkende årsak til storulykker. Mye av årsaken er at vedlikehold ikke får nødvendig oppmerksomhet i organisasjonen, spesielt fra toppledelsen. På samme måte som sikkerhetsarbeid er noe man aldri blir ferdig med, så må vedlikehold fokuseres på kontinuerlig. Spesielt utfordrende er latente feil i sikkerhetssystemer som kun avdekkes ved test eller reelt behov, slik som batteriene og solenoidventilen i kontrollmodulene til BOPen.

Heller ikke på norsk sokkel har situasjonen vært tilfredsstillende. Petroleumstilsynet økte fokuseringen på vedlikeholdsområdet fra om lag 2004, gjennomførte en rekke tilsyn i perioden 2006-2008 og konkluderte i en rapport fra 2008 (Øien og Schjølberg, 2008a) med at *”oppfølgingen av vedlikeholdsstyringen krever en helt annen fokusering og innsats enn hva som er tilfellet i dag. Det ser ut som om behovet for forbedring er så omfattende at næringen bør ta et felles løft for å møte de utfordringene som er avdekket av Petroleumstilsynet”*. Mange aldrende innretninger på norsk sokkel gjør ikke situasjonen enklere (Øien og Schjølberg, 2009; Meland m.fl., 2008).

En forutsetning for forbedring er at man har et vedlikeholdsprogram som fungerer (anbefaling 8.1 og 8.3 i Tabell 8.1), at man er i stand til å identifisere og synliggjøre utilfredsstillende forhold – kontinuerlig, og at denne informasjonen etterspørres av toppledelsen.

På norsk sokkel har sikkerhetskritiske forhold (herunder vedlikehold) blitt identifisert og synliggjort gjennom RNNP-prosjektet, samt at enkelte selskap har etablert og tatt i bruk storulykkesindikatorer. Det siste har også skjedd under påtrykk fra Petroleumstilsynet i deres arbeid med ledelse og storulykkesrisiko, som har vært en hovedprioritering i flere år. Her grep man fatt i lærepunkter fra Texas City-ulykken, som var at indikatorer for fraværsskader (personskadestatistikk) er direkte misvisende som sikkerhetsindikatorer for storulykker, og at informasjon om storulykkesrisikoen ikke var etterspurt av toppledelsen og styret.

Oppfølging av en enkelt innretning krever imidlertid både hyppigere oppdatering og til dels andre indikatorer enn det som benyttes i RNNP. Dette gjelder spesielt for boreinnretninger som har relativt kortvarige operasjonsfaser. Se også kapittel 10.5.5.

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Etablere indikatorer for storulykkesrisiko, inklusive vedlikehold, for boreinnretninger som presenteres for toppledelsen og styret regelmessig.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- Myndighetene bør følge opp at alle selskap etablerer indikatorer for storulykkesrisiko for boreinnretninger, og at dette benyttes aktivt av toppledelsen i selskapene.
- Myndighetene bør opprettholde sin kontinuerlige fokusering på vedlikehold gjennom tilsyn og dialog med næringen.

8.4.2 Oppfølging av utestående vedlikehold

Et viktig lærepunkt fra DWH-ulykken var at BP som operatør måtte aktivt og systematisk følge opp det utestående vedlikeholdet sammen med eier av innretningen (Transocean) for å få dette ned på et tilfredsstillende nivå (se kapittel 8.2.2). Dette viser viktigheten av aktiv oppfølging fra operatørselskapet sin side.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Operatørselskapene bør følge opp boreentreprenørens progresjon i forhold til arbeid med utestående vedlikehold regelmessig.
- Operatørselskapene bør se nærmere på de krav (og muligheter) de stiller til vedlikehold i riggkontraktene. Gis det tilstrekkelig muligheter og insentiver til eksempelvis å holde utestående vedlikehold på et sikkerhetsmessig godt nivå?

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Myndighetene bør vurdere behovet for økt fokusering på operatørselskapenes oppfølging av utestående vedlikehold på boreinnretninger.

8.4.3 Risikovurdering av utestående vedlikehold

Et annet lærepunkt fra DWH-ulykken var at selv om et utstyr (som BOP) er klassifisert som sikkerhetskritisk, og at dette igjen skal ligge til grunn for prioritering av vedlikehold, så vil det i perioder være utestående vedlikehold (samt etterslep av forebyggende vedlikehold, mangelfull/manglende testing, ikke gjennomført re-sertifisering, osv.) også for dette sikkerhetskritiske utstyret.

Det som da er viktig er risikovurdering av det utestående vedlikeholdet. Dette er spesielt viktig når det ikke er klare krav til hva som kan aksepteres av feil før det må stenges ned, slik det er i luftfart og kjernekraft.

Selv om det er satt kriterier for når et utestående vedlikehold skal avviksbehandles, så er det et spørsmål om det aksepteres avvik, og eventuelt hvor mange avvik, uten at bore- og brønnoperasjonen stanses. Er det ikke klare kriterier for dette så må det risikovurderes.

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Operatørselskapene og boreentreprenørene bør utarbeide prosedyrer for risikovurdering av utestående vedlikehold, eventuelt utarbeide klare kriterier for når det er uakseptabelt å fortsette med normal drift.

9 Beredskap

9.1 Hovedfunn

Redning og evakuering av mannskapet ble gjennomført selv om det var kaos og tilløp til panikk, og noen valgte å hoppe i vannet i stedet for å vente på låring av livbåter. En vesentlig årsak til at det gikk bra var at det var gode værforhold (0,2 m bølgehøyde og 22 °C i vannet)¹⁷, og at beredskapsfartøyet (Damon Bankston) var på plass og gjorde sin forventede del av redningsarbeidet. Dog fikk man ikke foretatt fullstendig optelling før etter at de overlevende var tatt ombord i beredskapsfartøyet.

De skadde ble tatt hånd om og fløyet med helikopter til sykehus på land, men de øvrige overlevende som var sterkt traumatisert av ulykken opplevde det som svært smertefullt å bli værende ved den brennende innretningen. Coast Guard hadde beordret beredskapsfartøyet om å bli liggende på ulykkesstedet.

Håndteringen og bekjempelsen av brønnkontrollsituasjonen ombord på innretningen var utilstrekkelig, både når det gjaldt bruk av utblåsningssikring (BOP) og avledersystemet. Når nødfrakobling (EDS) ble forsøkt – etter eksplosjonen – var det for sent, trolig fordi kommunikasjonen med BOP var mistet i eksplosjonen.

Bekjempelsen etter at innretningen var forlatt var omfattende, både i tid og kostnader. Hele åtte tiltak ble forsøkt, og mest skuffende var det at man ikke evnet å aktivere BOP via ROV (Remotely Operated Vehicle – fjernstyrt undervannsfartøy), som var det første tiltaket man iverksatte. Det eneste tiltaket som inngikk i beredskapsplanen var boring av avlastningsbrønn, noe som også ble igangsatt relativt raskt, men det er et tidkrevende tiltak å gjennomføre. I mellomtiden forsøkte man seg på flere nye metoder som ble utviklet der og da, men noen av disse mislyktes fordi man hadde alt for lavt estimat for utslippsraten.

Arbeidet med brønnkontroll ble i første fase organisert og ledet av BP, fordi myndighetene ikke hadde nok kompetanse og innsikt, men mot slutten involverte myndighetene seg mer og mer i beslutningene rundt tiltakene. De brakte også andre industriaktører sterkere inn i arbeidet.

9.2 Faser i beredskap

Beredskap er ikke en årsaksfaktor eller forklaringsfaktor til ulykken slik de fleste andre temaene i rapporten er. For beredskap har vi sett på håndteringen av ulykken i de ulike fasene av beredskap, og dette kapitlet er strukturert i henhold til fasene, dvs.:

1. Varsling
2. Bekjempelse
3. Redning
4. Evakuering
5. Normalisering

Varsling dekker alarm og varsling til mannskapet på innretningen og beredskapsfartøyet, samt nødmelding ("mayday"), og foregikk i et veldig kort tidsrom, som vi skal komme tilbake til. *Bekjempelse* derimot foregikk helt fra man først innså at man hadde en brønnkontrollsituasjon og til brønnen var drept. Dette er den mest omfattende og utfordrende fasen i beredskapsarbeidet på Macondo. *Redning* foregikk primært ombord på innretningen inntil man hadde evakuert, men også i noen grad ved at mannskap fra beredskapsfartøyet reddet personell fra innretningen fra sjøen eller livbåtene og redningsflåten. Coast Guard deltok riktignok i søk, men alle overlevende var allerede reddet, og de fant verken levende eller døde i sitt søk. *Evakueringen* foregikk også i et forholdsvis kort tidsrom fra første livbåt ble låret til siste person hoppet i sjøen og alle var tatt opp i beredskapsfartøyet. *Normaliseringen* vil normalt strekke seg over lang tid, men

¹⁷ DWH-11, s. F-1.

det vi har fokusert på her er ivaretagelsen av de overlevende fra de blir tatt opp i beredskapsfartøyet og til de ankommer havnen i Port Fourchon i Louisiana. Hva som skjer med mannskapet etter dette er ikke beskrevet i granskningsrapportene.

Fasene er altså av veldig varierende varighet, og foregår delvis parallelt (overlapper hverandre).

Oljevernberedskapen er ikke dekket i denne rapporten.

9.2.1 Varsling

Varslingsfasen foregikk i et svært kort tidsrom fordi borepersonellet sannsynligvis ikke oppfattet at de hadde en brønnkontrollsituasjon (brønnsparke – ”kick”) før borevæske sprutet opp på dekk.

Borepersonellet varslet da at de hadde en brønnkontrollsituasjon, men uten at det ble utløst noen alarm. Samtidig – ombord på beredskapsfartøyet Bankston – oppdaget man at det regnet borevæske ned på fartøyet. Kaptein Alwin J. Landry som var på broen varslet i fra om dette til broen på Deepwater Horizon, og fikk da beskjed om å trekke seg 500 meter unna (DWH-7, s. 12).

Like etter smalt det, og først etter dette ble det varslet over PA¹⁸-anlegget ”*Brann. Brann. Brann.*” DP-operatør Andrea Fleytas utløste generell alarm som varslet ”*Meld dere til mønstringsplass og livbåter.*” Mannskapet hørte videre ”*Dette er ikke en øvelse. Dette er ikke en øvelse.*” Også den andre DP-operatøren på broa, Yancy Keplinger ropte over PA-anlegget ”*DETTE ER IKKE EN ØVELSE!*” Fleytas innså da at det ikke var sendt nødvarsel, og sendte ut dette. Over radio kunne man høre ”*Mayday, Mayday, Mayday, dette er Deepwater Horizon, vi er i brann*” (DWH-7, s. 9-10).

Generell alarm ble ikke utløst umiddelbart etter de første gassalarmene, fordi automatisk alarm var overbroet (koblet ut) og fordi DP-operatør Fleytas opplevde at ”det var mye å forholde seg til”. Alarmen måtte utløses manuelt fordi den hadde blitt overbroet for å unngå å vekke mannskap midt på natten som følge av falske alarmer! Etter at alarmen var utløst var det mange som ikke hørte alarmen men mønstret spontant på grunn av eksplosjonene (Skogdalen m.fl., 2011, s. 7-8).

Evakueringen startet nokså umiddelbart etter at generell alarm var utløst, og som vi skal komme tilbake til var mannskapet svært utålmodig med å få satt livbåtene på vannet. Heller ikke de som var ansvarlig for varslingen ventet lenge med å evakuere, men de ventet så lenge at de enten måtte bruke en flåte (Fleytas), eller de måtte hoppe i sjøen (Kaptein Kuchta og Keplinger) – livbåtene var allerede på vannet (DWH-7, s. 16).

9.2.2 Bekjempelse

Bekjempelsesfasen ble svært omfattende og langvarig på Macondo, og det kan være naturlig å skille mellom (1) det man forsøkte å utrette mens man ennå var ombord på innretningen eller umiddelbart etterpå ombord på beredskapsfartøyet, (2) brannbekjempelsen utført av andre fartøy som kom til ulykkesstedet, og (3) de brønnkontrolltiltakene som ble iverksatt etter at beredskapsfartøyet hadde forlatt ulykkesstedet og frem til brønnen var drept.

I tillegg vil vi se på forhold rundt organiseringen av bekjempelsen spesielt.

¹⁸ PA: Public Address.

Bekjempelse fra innretning og beredskapsfartøy

Borepersonellet har sannsynligvis forsøkt å stenge BOP like før eksplosjonen. De har forsøkt å aktivere nedre eller øvre ”annular preventer” kl. 21:41 og enten aktivert en ”variable bore ram” eller strammet (økt trykket til) ”annular preventer” ca. kl. 21:46. Dette er en vanlig respons på en normal ”kick”, men dette var ikke en normal ”kick”.

De kunne valgt å aktivere kutteventilen (Blind Shear Ram – BSR), men det er ingenting som tyder på at de gjorde det før eksplosjonen kl. 21:49. Samtidig er det mye som tyder på at de har fulgt Transoceans prosedyrer ved ikke å stenge BSR, fordi prosedyrene ikke gir spesifikke retningslinjer for bruk av BSR, men angir at BSR kan brukes ”*kun i eksepsjonelle tilfeller*” (DWH-8, s. 197), som en i ettertid imidlertid må si at dette var.

Brønnstrømmen ble ledet til separatoren for borevæske, og ikke gjennom avledersystemets utløp over sidene på innretningen. Separatoren var ikke dimensjonert for å håndtere så store mengder med borevæske og hydrokarboner. Se kapittel 6 for nærmere beskrivelse av avledersystemet.

Etter eksplosjonen forsøkte man å aktivere BSR gjennom nødfrakopling (EDS) fra broen. Etter litt diskusjon frem og tilbake om hvorvidt subseingeniør Christopher Pleasant hadde lov til å utløse EDS uten godkjenning fra platformsjefen (Harrell), så utløste Pleasant EDS – etter at Harrell hadde godkjent dette (han hadde tilfeldigvis klart å ta seg frem til broa). Panelet indikerte at EDS var aktivert (DWH-7, s. 13).

Eksplosjonen hadde høyst sannsynlig ødelagt de elektriske og hydrauliske forbindelsene mellom innretningen og BOPen – til begge kontrollmodulene (”poddene”; gul og blå), noe som trolig førte til at EDS ikke virket. Eksplosjonen gjorde også at man mistet strøm, vann og nødgenerator, inklusive motorkraft til DP-systemet som holder innretningen i posisjon (DWH-7, s. 10 og 13). Sjefsingeniør Stephen Bertone ba kaptein Kuchta om lov til å gå til nødgeneratorrommet for å forsøke å starte nødgeneratoren manuelt. Han antok at EDS hadde virket, at BOPen hadde koblet stigerøret og innretningen fra brønnen, og at det kun var gjenværende hydrokarboner i stigerøret som måtte brenne opp. Deretter ville de ha behov for strøm og brannpumper (DWH-7, s. 14).

Bertone gikk til nødgeneratorrommet, satte generatoren fra automatisk til manuell, resatte og trykte på startknappen, men ingenting skjedde. Han prøvde flere ganger, og forsøkte også med andre løsninger (blant annet forskjellige batterier), men ingenting virket (DWH-7, s. 15).

Dette var det siste bekjempelsesforsøket som ble utført fra innretningen. Etter at alle overlevende var evakuert og tatt opp i beredskapsfartøyet, gikk noen av lederne (deriblant kaptein Kuchta) til broa for å bistå i arbeidet med blant annet å finne ut ”*hvem som hadde brannbekjempelseskapasitet*” (DWH-7, s. 17).

En time etter at beredskapsfartøyet hadde forlatt ulykkesstedet passerte de innretningen Ocean Endeavor, hvor noen av mannskapet fra Deepwater Horizon hoppet av for å dra tilbake til ulykkesstedet for å forsøke å aktivere BOP ved hjelp av ROV, med såkalt ”hot stab”. En av disse var subseingeniør Chris Pleasant som hadde forsøkt å utløse EDS fra broa på Deepwater Horizon (DWH-7, s. 19).

Brannbekjempelse

Brannbekjempelse startet så snart fartøy med vannkanoner i området ankom den brennende innretningen som respons på mayday-varselet. Kl. 01:30 den 21. april måtte de trekke seg unna, fordi innretningen fikk slagside og roterte som følge av mer sekundære eksplosjoner (DWH-7, s. 17).

Transocean hyrte inn et bergingsselskap – Smit Salvage Americas – til å berge innretningen. Dette lyktes ikke – den 22. april kl. 10:22 sank innretningen, ett og et halvt døgn etter den første eksplosjonen (DWH-7, s. 130).

Brønnkontrolltiltak etter at beredskapsfartøy har forlatt Macondo

En rekke brønnkontrolltiltak ble iverksatt for å forsøke å drepe brønnen. Det skulle vise seg at hele 8 tiltak ble forsøkt fra 21. april, dagen etter eksplosjonen, før man lyktes med å drepe brønnen 4. august (etter å ha lyktes med å stenge brønnen 15. juli), tre og en halv måned etter at ulykken inntraff.

Tiltakene var som følger:

- | | |
|--|------------------------|
| 1. BOP aktivering med ROV – ”hot stab” | 21. april – 5. mai |
| 2. Avlastningsbrønn | 2. mai – 19. september |
| 3. Kuppel – ”containment dome” | 6. mai – 8. mai |
| 4. ”Riser Insertion Tube Tool” | 16. mai – 25. mai |
| 5. ”Top kill” og ”junk shot” | 26. mai – 28. mai |
| 6. ”Top hat” | 3. juni – 9. juli |
| 7. ”Capping stack” | 12. juli – 15. juli |
| 8. ”Static kill” | 3. august – 4. august |

1. BOP aktivering med ROV – ”hot stab”

Allerede kl. 18:00 den 21. april, før innretningen sank, ble det gjort forsøk med å stenge BOP ved hjelp av ROV (Remotely Operated Vehicle). De første forsøkene fokuserte primært på å stenge kutteventilen (BSR), og det så en stund ut til at man hadde lyktes, men det viste seg etter hvert at man ikke klarte å stenge BOP via ROV (DWH-7, s. 131). Arbeidet med å stenge BOP ble forsinket blant annet fordi Transocean hadde modifisert BOP-styringen, uten at dette var skikkelig dokumentert slik at for eksempel ”hot stab” for stengning av en BOP-ram plutselig var koblet mot en test-ram (DWH-7, s. 137). Arbeidet fortsatte frem til 5. mai, og 7. mai oppgir BP at alle muligheter for å stenge BOP er oppbrukt (DWH-7, s. 138).

2. Avlastningsbrønn

Boring av avlastningsbrønn for å avskjære Macondo-brønnen og pumpe inn sement var det eneste brønnkontrolltiltaket nevnt i BPs opprinnelige planer for håndtering av en subsea-utblåsning, og også industri og myndighetsekspertene karakteriserte dette som den eneste sannsynlige og aksepterte løsningen, selv om dette kunne ta mer enn tre måneder. BP startet søket etter tilgjengelige boreinnretninger om morgenen den 21. april, og sikret seg to innretninger. To avlastningsbrønner ble boret. En ble igangsatt 2. mai og en back-up brønn påbegynt 17. mai 2010 etter krav fra innenriksminister Ken Salazar (DWH-7, s. 132).

3. Kuppel – ”containment dome”

Det ble forsøkt plassert en stor kuppel/kofferdam (”containment dome”) over den største lekkasjen fra det ødelagte stigerøret som lå på havbunnen. Den 98 tonn tunge kuppelen ble senket fra skipet Discoverer Enterprise om ettermiddagen den 6. mai 2010. Dette forsøket mislyktes på grunn av mer eller mindre momentan hydrattdannelse (blant annet på grunn av en mye større strømning enn da antatt) som blokkerte røret som skulle brukes for å lede oljen opp til Discoverer Enterprise. Etter tre forsøk ga BP opp 8. mai (DWH-7, s. 145).

4. ”Riser Insertion Tube Tool”

BP fortsatte, og en liten uke seinere – den 16. mai – var de i stand til å ta i bruk et nytt oppsamlingsverktøy, et såkalt ”riser insertion tube tool”. Dette var et rør på 4 tommer i diameter som passet i enden på stigerøret og ledet olje og gass opp til Discoverer Enterprise. Dette verktøyet, som var BPs første effektive hjelpemiddel, samlet ca. 22.000 fat olje i de 9 dagene det var i bruk, men det stoppet ikke lekkasjen (DWH-7, s. 146).

5. "Top kill" og "junk shot"

Neste forsøk var såkalt "topp kill / junk shot", det vil si pumping av tung borevæske gjennom toppen av brønnen (inn via kill og choke lines på toppen av BOPen) forberedt av "junk" (blant annet deler av gummidekk og golfballer pumpet inn via kill og choke lines i bunnen av BOPen) som skulle feste seg/henge seg fast i BOPen for å redusere strømming ut. Dette ble igangsatt 26. mai og tre forsøk ble gjort uten at dette stoppet utstrømningen, trolig fordi strømningsraten var større enn man antok på det tidspunkt (DWH-7, s. 149).

6. "Top hat"

Seinere ble det utviklet et "top hat" system som var mer vellykket. Den delen av stigerøret som fortsatt hang fast i BOPen ble kuttet og et oppsamlingsystem – en "top hat" – ble plassert oppå. Første system var på plass 3. juni; dette samlet opptil 15.000 fat/dag med bruk av Discoverer Enterprise. Rett etter ble et system som samlet opp olje via BOP sin "kill line" installert. Her ble fartøyet Q4000 benyttet. Disse to oppsamlings-systemene til sammen samlet opp inntil 25.000 fat/dag som fremdeles var for lite (DWH-7, s. 159).

7. "Capping stack"

En "capping stack" var i prinsippet en mindre versjon av en BOP, som ble plassert oppå den eksisterende BOPen. Dette ga muligheter for å stenge brønnen. Det var imidlertid bekymring knyttet til hvorvidt brønnen ville tåle å bli stengt inne, eller om oljen ville strømme ut av brønnen og inn i undergrunnen. BP fikk derfor først (den 9. juli) kun tillatelse til å montere "capping stack", men ikke stenge den. Den ekstremt kompliserte operasjonen forløp uten problemer, og BP var ferdig med installeringen den 12. juli. Tillatelse til stengning ble gitt under betingelse av at påfølgende brønnintegritetstester var tilfredsstillende. Stengning ble foretatt kl. 14:25 den 15. juli, og for første gang på 87 dager stoppet oljen å strømme ut i Mexicogulften (DWH-7, s. 164).

8. "Static kill"

Den 19. juli foreslo BP å drepe brønnen med såkalt "static kill", det vil si skyve oljen og gassen i brønnen tilbake i reservoaret på samme måte som ved "top kill". Også denne gang ved å pumpe tung borevæske inn i brønnen fra toppen, men på grunn av at utstrømningen var stoppet (oljen og gassen statisk) så krevdes betydelig lavere pumperate enn ved "topp kill" (også kalt "dynamic kill"). Myndighetene godkjente planene den 2. august, og den 3. august var "static kill" vellykket gjennomført. Den 4. august ble borevæske etterfulgt av sement, og den 8. august rapporterte Admiral Allen at sementen hadde blitt trykktestet og at den holdt (DWH-7, s. 167).

Den første avlastningsbrønnen nådde Macondo-brønnen i midten av september, slik at BP fikk pumpet inn sement og permanent stengt reservoaret. Den 19. september, 152 dager etter utblåsningen, erklærte Admiral Allen at "*Macondo 252-brønnen er faktisk død*" (DWH-7, s. 169).

Organiseringen av bekjempelse

Bekjempelsen i første fase fra innretningen og beredskapsfartøyet ble styrt av BP og Transocean. I tillegg til kapteinen og plattformsjefen og andre fra ledelsen på innretningen var det tilfeldigvis fire ledere fra land ombord (to fra BP og to fra Transocean). Også noen av disse, som ikke ble skadet i den første eksplosjonen, deltok i organiseringen av bekjempelsesarbeidet.

Transocean hyret et bergingsselskap til brannbekjempelse og berging av innretningen, men det hersket forvirring rundt hvorvidt det var Transocean, Coast Guard, bergingsselskapet eller noen andre som ledet arbeidet med brannbekjempelse (DWH-7, s. 130).

Arbeidet med brønnkontrolltiltakene var det BP som var hovedansvarlig for. De forhørte seg også med andre aktører i industrien for råd, men for det meste kun om konkrete avgrensede forhold. De ble seinere kritisert for ikke å ha benyttet kompetansen fra andre industriaktører i større grad. Myndighetene presset igjennom gjennomførelsen av store industrikonferanser, men BP var kritisk til dette fordi de mente at konkurrentene deres hadde interessekonflikter. Etter et møte hvor konkurrentene aggressivt utfordret BPs planer, nektet BP å fortsette sin deltakelse i disse konferansene (DWH-7, s. 162).

Myndighetene på sin side kom sent inn i den direkte involveringen med brønnbekjempelsen hvor MMS hadde ansvaret (mens Coast Guard hadde ansvaret for det som foregikk på overflaten). Dette skyldtes at MMS hadde manglende ressurser og kompetanse. En MMS ansatt hevdet at BP, og industrien mer generelt, *”hadde ti ganger den ekspertisen som MMS kunne fremskaffe om det komplekse problemet med utslippsoppsamling på dypt vann”* (DWH-7, s. 135).

På grunn av alvorligheten av ulykken, og voldsomt medietrykk, ble imidlertid myndighetene involvert fra øverste hold med President Obama i spissen. Spesielt innenriksminister Ken Salazar og energiminister Steven Chu ble direkte involvert. Energiminister Chu, som var tidligere Nobelprisvinner i fysikk, ble av President Obama bedt om å etablere en gruppe med embetsmenn og vitenskapsmenn for å arbeide sammen med BP om brønnkontroll (DWH-7, s. 148).

Det tok imidlertid noe tid før denne gruppen hadde opparbeidet seg nok innsikt i utfordringene BP stod overfor, slik at de aktivt kunne bidra, men det feilslåtte forsøket med ”topp kill” 28. mai markerte et vendepunkt. Etter dette involverte vitenskapsgruppen seg langt mer i overvåkingen av BPs arbeid med brønnkontroll (DWH-7, s. 158).

Ikke alle var like begeistret for denne involveringen. En av BPs direktører (Tooms) mente at myndighetenes vitenskapelige rådgivere unødig forsinket arbeidet, og han argumenterte med at vitenskapsmenn vurderer risiko annerledes enn ingeniører, og at BP hadde ekspertisen i å styre risiko (DWH-7, s. 161).

9.2.3 Redning

Redningsarbeidet ombord på innretningen er svært fragmentarisk beskrevet i granskningsrapportene. Det er vanskelig å se at det har vært organisert et systematisk søk og redningsarbeid ombord, men opplevelsen til enkeltpersoner viser at noen fra mannskapet har sett igjennom kontorer, korridorer, oppholdsrom, osv. etter skadde personer. De brukte lykter fordi det i de fleste tilfellene var stupmørkt i rommene der vegger og tak hadde kollapset (DWH-7, s. 11), men i noen korridorer var det nødbelysning (DWH-7, s. 9). I alle fall ble to personer fraktet på bære til livbåter/flåter (DWH-7, s. 7 og 11).

Mange av mannskapet var i sjokk, og situasjonen ved mønstringsplassene ved livbåtene var preget av kaos og panikk (DWH-7, s. 12). Noen av lederne forsøkte å foreta en optelling, noe som var vanskelig i kaoset, også fordi enkelte av mannskapet heller ville hoppe i sjøen enn å vente på at livbåtene skulle settes på vannet (DWH-7, s. 12-13).

Beredskapsfartøyet satte redningsbåt (Fast Rescue Craft – FSR) på vannet for å plukke opp personer de hadde sett hoppe i sjøen. Med selvlysende redningsvester og lyskastere fra beredskapsfartøyet – og blikk stille hav – var det enkelt og holde øye med samt plukke opp disse. FSR-mannskapet hjalp også med å taue en flåte til beredskapsfartøyet (DWH-7, s. 16).

Coast Guard gjennomførte søk og redning etter at alle overlevende hadde blitt evakuert til beredskapsfartøyet. Det systematiske søket resulterte ikke i at man fant flere av mannskapet, verken døde eller levende (DWH-7, s. 19). Coast Guard avsluttet søket etter de 11 savnede 23. april (DWH-7, s. 131).

9.2.4 Evakuering

Evakueringen foregikk med to konvensjonelle livbåter (101 personer), én flåte (sju personer), samt at sju personer hoppet i sjøen og ble plukket opp av redningsbåt (FSR) fra beredskapsfartøyet (DWH-11, s. 49-50, 56). Evakueringen ble gjennomført under gode værforhold (0,2 m bølgehøyde og 22 °C i vannet)¹⁹. Dog var det noen utfordringer, blant annet uklare ansvarsforhold, kaos og utålmodighet ved livbåtstasjonene; usikkerhet om egen livbåtstasjon; manglende optelling; låring før alle var ankommet stasjonene; flåte som ble hengene fast; og manglende årer.

Hvem som var ansvarlig leder ombord på Deepwater Horizon avhang av hvorvidt innretningen var under forflytning, om den var fast på brønnlokasjon, eller om det var en beredskapssituasjon. I det første og det siste tilfellet var det kapteinen som var ansvarlig, mens det under en bore- og brønnoperasjon er plattformsjefen som er ansvarlig. Innretningen var ikke under forflytning, den lå fortsatt fast til brønnen, og skulle sånn sett vært under kommando av plattformsjefen, men beredskapssituasjonen tilsa at kapteinen hadde kommandoen. Dermed hadde kapteinen ansvaret for beslutningen om å evakuere innretningen, men vitneutsagn tyder på at dette ikke var klart forstått. Det er også uklart eksakt når beslutning om evakuering ble tatt, og av hvem (Skogdalen m.fl., 2011, s. 9-10).

Mannskapet samlet seg ved livbåtene på babord side for å evakuere. Situasjonen var kaotisk og folk ropte og skrek, og etter hvert som de entret livbåtene ventet de utålmodig på at livbåtene skulle låres. Folk ropte *"slipp båten, slipp båten"* og *"vi må dra! Vi må dra!"* før alle hadde entret den aktuelle livbåten (DWH-7, s. 12).

Begge livbåtene hadde forlatt Deepwater Horizon før alle hadde kommet til mønstringsplassene. Disse måtte da gjøre klar en flåte. Under klargjøringen viste det seg at flåten hang fast i et tau fordi en sjakkell ikke lot seg åpne. De ropte etter en kniv for å kutte tauet, men ingen hadde kniv. Ingen lommekniver var tillatt ombord. De fant til slutt et verktøy de kunne bruke for å få opp sjakkelen, slik at flåten omsider – i rykk og napp – kunne senkes. Vel nede på vannet oppdaget de at årene manglet, slik at flere måtte hoppe i vannet og svømme mens de dro flåten vekk fra innretningen (DWH-7, s. 16).

Men, det var ikke slutt med det. Etter en stund stoppet flåten og de oppdaget at fanglinen hang fast og var stram, en av svømmerne – Stephen Bertone – så redningsbåten og ropte til dem at de trengte en kniv. Når båten nærmet seg svømte kaptein Kuchta bort og hentet en stor sammenleggbar lommekniv, svømte tilbake, og kuttet linen (DWH-7, s. 16).

Kaptein Kuchta hadde for øvrig, sammen med DP-operatør Yancy Keplinger, hoppet fra innretningen fra over 30 meter. De landet nær flåten og svømte bort til den (DWH-7, s. 16).

Et tau ble festet i flåten slik at redningsbåten kunne taue den til beredskapsfartøyet. En av de skadde – boresjef Wyman Wheeler – ble lagt på båre i redningsbåten og forsiktig løftet opp med kran til dekket på beredskapsfartøyet. Kl. 23:45 var alle livbåtene og flåtene tomme (DWH-7, s. 16).

9.2.5 Normalisering

Med begge livbåtene og redningsflåten festet til beredskapsfartøyet og alle evakuerte trygt ombord kunne Deepwater Horizon lederne endelig forsøke å få oversikt over antall overlevende og antall savnede. Det hadde vært 126 personer ombord når utblåsningen inntraff. I forvirringen var det ingen inntil nå som hadde full oversikt, men de fra boredekket var i påfallende grad savnet. Kl. 23:30 hadde lederne foretatt endelig optelling, og det var 11 som var savnet (DWH-7, s.17).

¹⁹ DWH-11, s. F-1.

Det traumatiserte mannskapet, halvt påkledd, opprevet, eller gjennomvåt etter å ha vært i sjøen, fylte den 260 fot store Bankston's salong, bysse, og deler av hoveddekket inklusive ei midlertidig sykestue. Noen lå i køyene. Mannskapet på beredskapsfartøyet fant frem det de hadde av tørre klær og sko og ga til de overlevende (DWH-7, s. 17).

Når det første Coast Guard helikopteret ankom kl. 23:22²⁰, like før livbåtene og flåten var tømt, startet transporten av sårede til sykehus på fastlandet. I alt 16 skadde ble fraktet i helikopter til land (DWH-7, s. 17). Stemningen ombord på Bankston var dystert. Mannskapet ble nektet å ringe hjem før man hadde full oversikt over situasjonen (DWH-7, s. 17).

De overlevende satt på båten i sjokk og så på brannen som herjet med uforminsket styrke på innretningen. Mannskapet ønsket inderlig at de kunne få dra hjem, men som den største båten i området ble Bankston beordret av Coast Guard til å bli værende mens søk og redningsoperasjonen påløp. Å sitte der time etter time å se på den voldsomme brannen med alle dens kaskader av mindre eksplosjoner var *"noe av det mest smertefulle vi noensinne kunne ha gjort"*, uttalte Randy Ezell. *"Å bli værende på ulykkesstedet og se innretningen brenne. De karene som var ombord der var vår familie. Det ville være som å se dine barn eller dine brødre og søstre tilintetgjøres på den måten. Og det – det påførte mentale arr i mange folks hoder som aldri vil gå bort. Jeg ønsker vi hadde kunnet, som et minimum, flyttet oss fra ulykkesområdet eller noe som gjorde at vi ikke bare måtte sitte der å se på i mange timer. Det var ekstremt smertefullt."* (DWH-7, s. 17, 19).

Ikke før kl. 08:13 den 21. april, når mange båter hadde ankommet åstedet, fikk Bankston tillatelse til å gå med sine 99 overlevende mot Port Fourchon i Louisiana (DWH-7, s. 19).

Én time etter at Bankston hadde forlatt ulykkesstedet stoppet den ved innretningen Ocean Endevoar for å ta ombord to sykepleiere. Kl. 14:09 den 21. april la Bankston til ved den gigantiske Matterhorn produksjonsinnretning for å ta ombord mer forsyning: tobakk, vann, og kjeledresser. Det var fortsatt nesten 12 timer igjen av turen inn til Port Fourchon (DWH-7, s. 19).

Representanter fra Coast Guard og MMS gikk også ombord. De ønsket å samle inn informasjon mens hukommelsen ennå var fersk. Kl. 18:35 den 21. april startet de med intervjuene, og ba hver enkelt av mannskapet om å skrive en vitneforklaring om hendelsene de hadde erfart som ledet opp til ulykken og dernest når de forlot innretningen (DWH-7, s. 19).

Kl. 01:27 den 22. april, 27 timer etter at mannskapet hadde flyktet fra den eksploderte Deepwater Horizon, la Bankston til kai i Port Fourchon. De utmattede menn og kvinner gikk på land. Oppstilt foran dem var et bord med stabler av skjema omgitt av uniformerte myndighetsrepresentanter og selskapsledere. Bakom der stod en lang rad av mobile toaletter. Etter hvert som mannskapet gikk frem fikk han eller hun utdelt en liten plastkopp. I henhold til regelverket skulle de alle avgi urinprøve for testing av medikamenter. Granskningen av DWH-ulykken hadde begynt (DWH-7, s. 19).

9.3 Anbefalinger i granskningsrapporter

For beredskap er det i alt 11 relevante anbefalinger. To av disse er hentet fra Salazar-rapporten (DWH-1), én fra BP-rapporten (DWH-2), fire fra Montara-hendelsen (MON-1) og fire fra Gullfaks C hendelsen (GFC-2). En oversikt er gitt i Tabell 9.1.

²⁰ Kl. 23:10, jamfør DWH-11, s. 47.

Tabell 9.1 Anbefalinger for beredskap.

Anbefalinger i granskningsrapporter – beredskap		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
9.1	Øke statens muligheter til å håndtere løpske brønner.	DWH-1, s. 25
9.2	Studere innovativ intervensjon av løpske brønner, responsmetoder og responsplanlegging.	DWH-1, s. 25
9.3*	Utvikle en klar plan for ROV-intervensjon (uavhengig av riggbasert ROV) som del av BOP beredskapsoperasjoner i hver av BPs driftsområder, inklusive alle nødløsninger for å kutte borestreng og tette borehullet.	DWH-2, s. 186
9.4	Samarbeid mellom operatør og myndighet i brønnkontrolloperasjoner, spesielt vurderinger av alternative løsninger.	MON-1, s. 367
9.5	Myndigheter med autoritet til å pålegge operatører til å bruke en bestemt innretning for brønnkontrolloperasjoner dersom denne er den beste tilgjengelige løsningen. Økonomisk kompensasjon til operatør som bidrar med innretning, fra operatøren hvor brønnkontrollhendelse har oppstått. Det anbefales at dette blir en del av lisensavtaler.	MON-1, s. 367
9.6	Myndighetskrav om at operatører skal fastslå tilgjengelighet på innretning for boring av avlastningsbrønn før oppstart av boreoperasjoner.	MON-1, s. 367
9.7	Myndigheter utvikler policy for å engasjere operatører til å bidra med eksperter for drøfting av alle muligheter for brønnkontroll ved utblåsning.	MON-1, s. 367
9.8*	Dokumentere at BOP "shear-ram" kan kutte borestreng.	GFC-2, s. 46
9.9	Gjennomgå prosedyre for kommunikasjon og mønstringsinstruks med 2. linje beredskap.	GFC-2, s. 46
9.10	Oppdatere plan for avlastningsbrønner på Gullfaks.	GFC-2, s. 48
9.11	Gjennomgå, samt oppdatere rutiner for etablering av døgnkontinuerlige vaktlag.	GFC-2, s. 48

* Forhold knyttet til BOP er behandlet samlet i kapittel 5.

9.4 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel

Anbefalingene i foregående delkapittel, sammen med innspill fra referansegruppa, Petroleumstilsynet og andre ressurspersoner, samt prosjektgruppens generelle kunnskap om bransjen, danner grunnlag for lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel.

De aller fleste lærepunktene fra DWH (og andre hendelser som Montara og Gullfaks C) er knyttet til bekjempelsesfasen²¹. Varslingen ser ut til å ha forløpt relativt greit, med unntak av at automatisk generell alarm var overbroet og at det tok noe tid før denne ble utløst manuelt, mens redning er lite/fragmentert beskrevet i granskningsrapportene.

Fra evakueringen er det et lærepunkt at panikk og kaos ved en så alvorlig situasjon som mannskapet ombord på DWH befant seg i gjorde det nærmest umulig å foreta en optelling. Det var også en læring at mange nærmest banale ting gikk galt under evakueringen (flåte hang fast i tau ved senking; flåte manglet årer; flåte hang fast i fangline), forhold man ikke forventer skal skje, men som heldigvis ikke ble kritisk hovedsakelig på grunn av de gode værforholdene – blant annet blick stilt hav.

Et spesielt forhold var den delte kommandostrukturen på innretningen mellom kaptein og plattformsjef, som skapte uklarhet om hvem som hadde kommandoen under utblåsningen, og dermed ansvaret for å lede arbeidet med bekjempelse, redning og evakuering. Selv om dette ikke er direkte relevant for norsk sokkel, så leder det til spørsmålet om hvordan den videre kommandostrukturen er dersom en eller flere ikke er i stand til, eller tilgjengelig til å utøve denne funksjonen. Hvor lenge skal man vente på at en beslutning tas, for

²¹ For hendelser hvor utblåsning er stanset og det arbeides med å sikre brønnen, slik som Gullfaks C, betegnes denne fasen som normaliseringsfasen.

eksempel om evakuering? Ved Piper Alpha-ulykken mistet man verdifull tid mens man ventet på en beslutning om evakuering, uten at man visste at flesteparten i kontrollrommet hadde mistet livet i eksplosjonen (Skogdalen m.fl., 2011, s. 14).

Fra normaliseringen kan det trekkes lærdom av måten man "behandlet" de overlevende på, de som ikke var skadet og ble fraktet med helikopter til land. For disse tok det 27 timer før de satte bena på land, inkludert overværelse av nedbrenningen av innretningen deres i time etter time.

Når det gjelder mulige forbedringstiltak for norsk sokkel har vi valgt å fokusere på bekjempelsesfasen, og noen utvalgte lærepunkter og forslag til tiltak. Temaene er:

1. Intervensjonsteknikker ved utblåsning på dypt vann
2. Samarbeid myndigheter og operatør ved brønnkontrollhendelser
3. Samarbeid operatør og andre industriaktører ved brønnkontrollhendelser
4. Innretninger til avlastningsbrønn
5. Operatørens ressurser

9.4.1 Intervensjonsteknikker ved utblåsning på dypt vann

DWH-ulykken viste med all tydelighet at når BOP ikke virker – heller ikke gjennom ROV-intervensjon – så har man ikke mange "verktøy i verktøykassa" som alternativer til boring av avlastningsbrønn – en prosess som er så tidkrevende at det er uholdbart og bare vente på at denne skal bli ferdig. Det var uholdbart i Mexicogulften i sommermånedene i 2010, og vil være ennå mer uholdbart i fremtiden, fordi man har skaffet seg læring gjennom den prøvingen og feilingen som ble gjort i forsøket på å drepe Macondo, og fordi det vil være mindre aksept blant allmennheten for en ny tilsvarende langvarig utblåsning.

Det er heller ikke holdbart at myndighetene ikke har kompetanse til å bidra i beslutninger knyttet til håndtering av brønnkontrollsituasjoner, før det har gått flere måneder, slik tilfellet var for Macondo.

Disse forholdene ligger til grunn for anbefalingene 9.1 og 9.2 i Tabell 9.1, og er hentet fra Salazar-rapporten (DWH-1).

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Industrien (OLF/NR) bør vurdere å utvikle forbedrede løsninger for å håndtere ulike typer av utblåsninger. Arbeidet bør omfatte både metoder, utstyr, kompetanse, trening og øvelse.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Petroleumstilsynet bør sørge for å inneha nødvendig kompetanse vedrørende brønnkontrolltiltak, herunder erfaringsoverføring fra DWH-ulykken og andre relevante hendelser, slik at myndighetene kan delta i beslutningsprosessene ved brønnehendelser av nasjonalt omfang fra starten av.

9.4.2 Samarbeid myndigheter og operatør ved brønnkontrollhendelser

Montara-hendelsen viste at det var behov for bedre samarbeid mellom myndighetene og operatør, og resulterte i anbefalinger til tiltak i denne retning (anbefaling 9.4 i Tabell 9.1). Erfaringen fra DWH-ulykken var den samme. Det tok lang tid før myndighetene bidro aktivt i beslutningsprosessene.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Samarbeidet mellom myndigheter og operatør ved brønnkontrollhendelser bør være godt forberedt og formalisert, slik at myndighetene kan delta i beslutningsprosessene ved brønnehendelser av nasjonalt omfang fra starten av.

9.4.3 Samarbeid operatør og andre industriaktører ved brønnkontrollhendelser

Erfaringene etter Montara-hendelsen viste at det var behov for at myndighetene legger til rette for og stiller krav til operatørene om samarbeid med andre operatører ved brønnkontrollhendelser (anbefaling 9.7 i Tabell 9.1). Tilsvarende erfaring har man etter DWH-ulykken (se kapittel 9.2.2).

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Myndighetene må sørge for at kunnskapen fra en samlet bransje blir benyttet ved langvarige brønnkontrollhendelser.

9.4.4 Innretninger til avlastningsbrønn

Erfaringene etter Montara-hendelsen viste at tid kan gå tapt i letingen etter ”ledig” innretning for boring av avlastningsbrønn, og at det kan være behov for at myndighetene griper inn (anbefaling 9.5 i Tabell 9.1). Det ble videre foreslått etter Montara-hendelsen at myndighetene bør kreve at operatører skal fastslå tilgjengeligheten av innretning(-er) for boring av avlastningsbrønn før oppstart av bore- og brønnoperasjoner (anbefaling 9.6 i Tabell 9.1).

Erfaringen fra DWH-ulykken er at BP raskt igangsatte letingen etter aktuelle innretninger for boring av avlastningsbrønnene, og at det ikke var noen kritikk til at dette tok for lang tid.

Dette bør uansett ikke kun avhenge av ”velvillighet” fra operatør sin side. Tilgjengeligheten av aktuelle innretninger bør undersøkes før bore- og brønnoperasjoner startes og inngå i søknad om samtykke til boring, samt i bro-dokumentet mellom operatør og innretningeier.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Operatører må undersøke tilgjengeligheten av aktuelle innretninger for boring av avlastningsbrønn før oppstart av bore- og brønnoperasjoner.
- Bransjen (OLF/NR) bør utrede en hensiktsmessig avtaleform mellom ansvarlig operatør og den eller de operatører som har aktuelle innretninger under kontrakt.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Myndighetene bør kreve at operatører skal fastslå tilgjengeligheten av aktuelle innretninger for boring av avlastningsbrønn før oppstart av bore- og brønnoperasjoner.

9.4.5 Operatørens ressurser

Erfaringen fra DWH-ulykken er at den svært utfordrende situasjonen ble håndtert godt av en ressurssterk operatør. Dette ble påpekt av flere som har fulgt håndteringen av brønnkontrollsituasjonen tett og som deltok på referansegruppemøtet 1. mars 2011. BP hadde både kompetanse og økonomiske ressurser, men hva med mindre ressurssterke operatører? Hvordan skal man sikre at håndteringen av en alvorlig og langvarig brønnkontrollsituasjon ikke avhenger av ressursene til en enkelt operatør? Skal det stilles krav til ressurser, reservefond, erfaring, osv., og skal det stilles ekstra krav ved boring i spesielle områder (dypt vann, nord-områdene, osv.)?

Anbefaling – myndighets-/bransjenivå:

- Myndighetene bør vurdere hvordan man kan sikre håndteringen av en alvorlig langvarig brønnkontrollsituasjon slik at ikke ressurser og kompetanse til en enkelt operatør blir en begrensende faktor.

10 Organisasjon og ledelse

10.1 Hovedfunn

Den teknologiske utviklingen har medført at offshore boret teknologi og operasjoner er så komplisert at arbeidet utføres av et team med spesialister; operatører – kontraktører – leverandører som igjen resulterer i en kompleks organisering, og som i tilfellet med DWH-ulykken også hadde særlige utfordringer knyttet til dypt vann og spesielle reservoarforhold. For at en bore- og brønnoperasjon, som i utgangspunktet er en kontinuerlig endringsprosess skal lykkes, kreves det god ledelse og god kommunikasjon mellom aktørene (innad i selskap og på tvers). Det kreves også at mannskap på innretningen og landorganisasjon har de nødvendige prosedyrene, får den opplæringen som trengt, og får nødvendig støtte i form av både teknologi og ekspertise. Dette inkluderer kompetanse til å forstå risiko, samt utføre risikovurderinger.

De fleste feilene på DWH kan spores tilbake til underliggende *svikt i ledelse og kommunikasjon*, men granskningene av utblåsningen på DWH har også avdekket svikt i øvrige forutsetninger for en vellykket bore- og brønnoperasjon. Det var svikt i evnen til å fremskaffe prosedyrer til rett tid; dårlig opplæring; mangelfull bruk av teknologi for å øke situasjonsforståelsen, og det var grunnleggende svikt i evnen til å vurdere og å forstå risiko. Da man endelig forsto situasjonen, var det for sent.

10.2 Årsaksforhold

Beskrivelsen av årsaksforholdene til DWH-ulykken som er knyttet til organisasjon og ledelse baserer seg hovedsakelig på de granskningsrapportene som er primærkilder, dvs. Salazar-rapporten (DWH-1), BP-rapporten (DWH-2), Presidentkommisjonens rapport (DWH-7) og Chief Counsel's rapport (DWH-8). Særlig viktig er Chief Counsel's rapport fordi den gir den grundigste beskrivelsen av organisasjon og ledelsesforhold. Strukturen i dette kapitlet er også i stor grad basert på Chief Counsel's rapport (DWH-8, s. 225), hvor hovedtemaene er:

1. Lite effektivt lederskap
2. Seksjonering av informasjon og mangelfull kommunikasjon
3. Svikt i evnen til å fremskaffe prosedyrer til rett tid
4. Mangelfull opplæring og oppfølging av ansatte
5. Ineffektiv ledelse og tilsyn med kontraktører
6. Mangelfull bruk av teknologi/instrumentering
7. Svikt i evnen til å analysere og forstå risiko

Chief Counsel's rapport konkluderer med at *"bedre ledelse ville ha identifisert risikoene på Macondo og forhindre de tekniske feilene som førte til utblåsningen"* (DWH-8, s. 225).

I et MTO-perspektiv er det viktig å ta med teknologi som "muliggjør" for å håndtere risiko. Her ser vi spesielt på teknologi for å fremskaffe hensiktsmessig informasjon, og bruken av denne informasjonen.

Teknologi i form av fysiske barrierer diskuteres andre steder i rapporten.

10.2.1 Lite effektivt lederskap

10.2.1.1 Svikt i ledelse

"Det som mennene og kvinnene som jobbet på Macondo manglet – og som enhver boreoperasjon krever – var en kultur av lederskapsansvar" (DWH-8, executive summary).

Den vesentligste feilen på DWH – og den klare bakenforliggende årsaken til utblåsningen – var svikt i ledelsen. De fleste feil kan spores tilbake til underliggende svikt i ledelse og kommunikasjon. Bedre håndtering av beslutningsprosesser innad i BP og andre selskaper, bedre kommunikasjon innenfor, og mellom BP og selskapets kontraktører/leverandører, og effektiv opplæring av nøkkelpersonell innenfor teknisk avdeling og på innretningen ville ha forhindre DWH-ulykken (DWH-7, s. 122).

Det skjedde på tross av at BP fremhevet betydningen av lederskap i driftsstyringssystemet (OMS), hvor det etterspørres ”driftsledere som er kompetente, som utøver synlig, besluttsom og systematisk ledelse, og som er respektert av organisasjonen de leder”. BP forventer også at ”driftsledere skaper og understøtter tydelig delegering og ansvarliggjøring”. Dette var ofte ikke tilfelle på DWH (DWH-8, s. 225).

Likhetstrekk med Montara og Snorre A

Også ved andre hendelser har svakheter i ledelse blitt påpekt. For *Montara*-hendelsen ble strukturen med direktelinje fra operatøren (PTTEPAA) til toppledelsen i Thailand sett på som uheldig, fordi den førte til for dårlig oppmerksomhet rundt styring, kompetanse, kvalitet av boreplaner og samhandling med kontraktører. Toppledelsens styring av sikkerhet var mangelfull (MON-1). For *Snorre A*-hendelsen ble det pekt på varierende deltakelse fra ledelsen i planlegging og oppfølging av daglig arbeid (SNA-2).

10.2.1.2 Uklare ansvars- og myndighetsforhold

”Vi kan ikke slåss om hver eneste beslutning... Jeg vil overlate brønnen til deg i morgen tidlig og da kan du gjøre hva du vil”. (E-post fra leder i BPs tekniske avdeling til leder i brønnavdelingen for Macondo i mars 2010; DWH-8, s. 226).

Chief Counsel’s granskningsgruppe observerte konflikter mellom ledere og forvirring om hvem som var ansvarlig for kritiske beslutninger (DWH-8, s. 225), og dette så ikke ut til å bli noe bedre etter en reorganisering. I begynnelsen av april 2010 utførte BP en større reorganisering av undersøkelsesenheten, inkludert BPs Macondo-team – midt i en kritisk fase av brønnoperasjonen – ved å etablere separate rapporteringsstrukturer for teknisk avdeling og driftsavdelingen. Tidligere var de organisert som et prosjekt hvor teknisk avdeling og driftsavdelingen rapporterte til samme leder. I tillegg til den strukturelle endringen i organisering flyttet BP nøkkelpersonell, blant annet ble enkeltpersoner forfremmet til nye roller, mens andre uten erfaring fra Macondo kom inn i teamet. Omorganisering skapte forsinkelser og distraksjoner, samt tydelige gnisninger mellom lederne for teknisk avdeling og driftsavdelingen (DWH-8, s. 226-7).

Måten BP håndterte ansvar og myndighet på skapte forvirring i Macondo-prosjektet, blant annet var det uklart for BP-teamet hvem som var ansvarlig for god praksis knyttet til sikkerhet. En av BPs boreingeniører uttalte etter utblåsningen at han ikke hadde noen ide om hvem som var ansvarlig for å sikre overensstemmelse med BPs standarder for sikkerhet i boring (DWH-8, s. 227).

Eksempelvis var det tilsynelatende ingen i Macondo-teamet som trakk frem den relevante tekniske praksisen (ETP – Engineering Technical Practice) for soneisolering, som krevde formell risikovurdering av sementbarrierene, en vurdering som kunne ha ført til at teamet hadde gjennomført en sementevalueringslogg. Det ser også ut til å ha vært forvirring om hvem som var ansvarlig for å sikre hensiktsmessigheten av utformingen av sementblandingen, fastsettelse av risiko i forbindelse med endringer i driftsplanene, og vurdering av kompetansen til personell utpekt til å gjennomføre den negative trykktesten (DWH-8, s. 227).

10.2.2 Seksjonering av informasjon og mangelfull kommunikasjon

10.2.2.1 Mangelfull informasjonsdeling

”Mangelfull kommunikasjon og overdreven seksjonering av informasjon bidro til Macondo-utblåsningen” (DWH-8, s. 227).

Informasjon som kunne bidratt til at hendelsen hadde vært unngått har vært tilgjengelig i enkelte miljøer, men har ikke vært delt mellom aktører – ”siloeing”/seksjonering av informasjon (DWH-7, s. 123). Dette gjelder både internt i, og mellom organisasjoner. Et eksempel på dette er at BPs onshore-team var klar over sementrelaterte risikoer, og at disse ble vurdert til å være spesielt høye for denne operasjonen. Likevel ble ikke denne kunnskapen kommunisert til verken de som utførte den negative trykktesten (inkludert egne boreledere), eller til de som overvåket brønnen for brønnsparke i forbindelse med fortrenkning av borevæske i stigerøret (personell fra Transocean og Sperry Drilling). Dersom kjennskap til denne høye risikoen hadde blitt kommunisert til disse aktørene, ville sannsynligvis deres årvåkenhet for sementeringsfeil og unormale trykk ha økt. Personell som overvåket brønnen for brønnsparke, ble heller ikke involvert i diskusjoner om å redusere risikoen for sementeringsfeil (DWH-8, s. 228).

”BPs onshore team burde, og kunne med enkelhet, varslet borelederne og riggmansskapet om at sementfeil på Macondo kunne være mer sannsynlig enn normalt og instruert dem til å være ekstra årvåken med hensyn til unormale trykkavlesninger” (DWH-8, s. 228).

Et tilsvarende eksempel finnes ved kommunikasjon mellom Halliburton og BP i forbindelse med sementeringen. Personell fra Halliburton var kjent med risikofaktorer i forbindelse med sementeringen, men kommuniserte ikke dette godt nok til BP. Halliburtons modelleringsrapporter om sementeringen presenterer informasjon om prediksjon av kanaldannelse og gasstrømning på en uklar og unødvendig teknisk måte (DWH-8, s. 108).

Sementblandingen ble testet i laboratorium av Halliburton ved tre anledninger (februar, mars og rett før siste sementeringsjobb i april). Testen i februar viste at sementblandingen var ustabil, men dette ble ikke kommunisert til BP. Testen i mars viste også at blandingen var ustabil, men i mindre grad enn testen fra februar. Rapport sendt til BP fra Halliburton viste for ”det trenede øye” at sementblandingen var ustabil, men det er ingen dokumentasjon på at BP undersøkte skumstabilitetsdataene i rapporten nærmere. Halliburton utførte en ny test i april rett før siste sementeringsjobb, hvor BP hadde informert Halliburton om temperatur og trykk i brønnen. En første test i april viste nok en gang ustabil sementblanding, men ingenting tyder på at dette ble kommunisert til BP. Halliburton kjørte da en ny test den 18. april med dobbel så lang herdetid. Testen tok 48 timer, og viste en stabil sementblanding. Det er uklart om Halliburton hadde resultatene klare (og hadde formidlet resultatene til BP) da pumping av sement startet. Halliburton sendte over resultatet fra siste test til BP 26. april, seks dager etter utblåsningen (DWH-7, s. 101-2).

BP informerte ikke sine kontraktører i forbindelse med beslutningen om ikke å bruke ekstra senteringsverktøy. Weatherford (leverandør av senteringsverktøyene) oppdaget dette på egen hånd, men de uttrykte ingen bekymring overfor BP, siden de var en tredjepart som ”gjør det som selskapsmannen forlanger” (DWH-8, s. 105). På samme måte oppdaget Halliburtons ingeniør ved en tilfældighet at BP hadde valgt å bruke bare seks senteringsverktøy i stedet for 21, som Halliburton hadde anbefalt. Halliburton uttrykte bekymring om dette i en e-post til BP, men fikk aldri svar på henvendelsen (DWH-8, s. 106).

Likhetstrekk med Montara og Snorre A

Tilsvarende vanskeligheter med å komme med faglige innsigelser og kritiske spørsmål finnes i tiden før utblåsningen på *Snorre A* i 2004. Klima for dette var ikke det beste på SNA, det gjaldt også forholdet mellom hav og land. SNA var kulturelt sett ikke integrert i Statoil, dermed var SNA på kritiske kompetanseområder relativt alene fordi fagmiljøet var lite og kontakt med øvrige fagmiljøer i Statoil var begrenset (SNA-2).

Også ved utblåsningen på *Montara* var det en systematisk svikt i kommunikasjonen mellom operatørselskapet (PTTEPAA) og boreentreprenøren (Atlas), spesielt på innretningen, men også mellom innretningen og landorganisasjonen i begge selskaper (MON-1). Informasjonsflyt mellom innretning og landorganisasjon, mellom natt- og dagskift, mellom "offline" og "online" drift, og i forbindelse med milepæler var mangelfull (MON-1).

Forholdet mellom operatør (PTTEPAA) og boreentreprenør (Atlas) burde vært mer formalisert med gjensidig godkjenning av viktige beslutninger om sikkerhet, brønnintegritet og miljø. For de to kritiske prosedyrene, sementeringsarbeidet og fjerning av 9 5/8" PCCC, ble beslutningene tatt av nøkkelpersoner i PTTEPAA. Atlas-personell var ikke involvert i beslutningene. Granskningsrapporten tydeliggjør at Atlas-personell likevel burde ha oppdaget disse manglene, spesielt i forhold til sementeringsjobben (MON-1).

10.2.2.2 Mangelfull bruk av eksperter i beslutninger

"BP benyttet ikke alltid sine interne tekniske eksperter effektivt" (DWH-8, s. 228).

En egen sementeringsekspert ble for eksempel spurt om å hjelpe til med å redesigne sementeringsjobben for å adressere bekymringer om ekvivalent sirkulerings tetthet (ECD – Equivalent Circulating Density) og dermed muliggjøre bruk av langt føringsrør som produksjonsføringsrør ("long string production casing"), i stedet for et kort føringsrør ("liner"). Eksperten ble da bare spurt om hans generelle oppfatning om egnetheten til skumsementen. Det ble antatt at eksperten hadde gjort en kritisk gjennomgang av sementeringsprogrammet, men han ble likevel ikke rådspurt etter 14. april og så heller ikke noen testresultater av sementen før utblåsningen. Tilsvarende ble ikke kompletteringsingeniører kontaktet før beslutningen om langt eller kort føringsrør ble tatt (DWH-8, s. 228-9).

BPs boreledere kontaktet ikke noen eksperter onshore om uregelmessige data i forbindelse med den negative trykktesten (DWH-7, s. 124).

Likhetstrekk med Snorre A og Gullfaks C

Gullfaks C-hendelsen viser at det har vært liten involvering av etablerte fagmiljø i Statoil i planlegging og operasjonell oppfølging av MPD-operasjonen (Managed Pressure Drilling – trykklansert boring). Det var blant annet ikke utført "peer review" før MPD-operasjonen startet. Det har også vært antydninger om at samarbeidsklimaet mellom fagmiljøet i Statoil og Gullfaks sin B&B organisasjon ikke har vært bra. Dette er også gjenspeilet i mangelfull involvering av fagmiljøer i risikovurderinger (GFC-1, GFC-2).

Tilsvarende har ikke ekspertgrupper vært involvert i risikovurderinger eller opplæring i bruk av prosedyrer i tiden før gassutblåsningen på *Snorre A* (SNA-2).

10.2.2.3 Mangelfull samhandling mellom land og innretning

"BPs ledelse kan skylde seg selv for ikke å ha klargjort overfor sine boreledere at de må ringe tilbake til land når de blir konfrontert med uventede resultater av kritiske tester" (DWH-8, s. 230).

Punktene over om mangelfull informasjonsdeling og mangelfull bruk av eksperter handler i stor grad om forholdet mellom grupper offshore og på land. BP hadde ikke tilfredsstillende retningslinjer for når offshore-personell skulle kontakte personell på land (DWH-8, s. 229).

Det ser ikke ut til at borelederne noen gang kontaktet BPs landorganisasjon for å diskutere at de ikke klarte å blø av trykket i borestrengen under den negative trykktesten. De ba heller ikke om råd fra Sims og O'Bryan, som hadde teknisk ekspertise og som var på innretningen under den negative trykktesten. I stedet godtok de en forklaring fra Transoceans boresjef om en såkalt "blæreeffekt" (DWH-8, s. 229).

Likhetstrekk med Longford og Snorre A

Bruk av ekspertise på land er spesielt viktig i forbindelse med Integreerte Operasjoner (IO), hvor flytting av ekspertise til land er ”maksimert”, men dette krever også gjenværende kompetanse offshore ”til å vite når de har et problem”. Dette var et sentralt punkt i *Longford*-ulykken i Australia i 1998, hvor ekspertisen hadde blitt sentralisert, men som ikke ble kontaktet når de burde blitt rådspurt, fordi man ikke visste at man hadde et problem (Hopkins, 2000).

I etterkant av gassutblåsningen på *Snorre A* i 2004, viser intervjuer med involverte at kommunikasjon og samhandling mellom land og hav ikke har vært god nok, blant annet på grunn av at landorganisasjonen hadde mangelfull forståelse for forholdene offshore. Planlegging av brønnoperasjoner på *Snorre A* i tiden før utblåsningen var en sak for landorganisasjonen, med lite involvering av offshorepersonell (SNA-2). I forbindelse med unormale signaler fra brønnen den dagen hendelsen skjedde (28. november 2004), hadde imidlertid boreleder kontinuerlig kontakt med boreoperasjonsleder på land (SNA-1).

10.2.2.4 Mangelfull erfaringsoverføring og læring etter tidligere hendelser

”Ikke vær tilfreds selv om reservoaret har blitt isolert og testet for innstrømning. Forbli fokusert på brønnkontroll og oppretthold gode brønnkontrollprosedyrer” (DWH-8, s. 231; advarsel utarbeidet av Transocean i april 2010 etter relevant hendelse i Nordsjøen i 2009, men som ikke ble formidlet til DWH eller BP).

I årene før DWH-ulykken var BP involvert i flere større ulykker i Nord- og Mellom-Amerika: Texas City (eksplosjon og brann på raffineri i 2005), Thunder Horse (krenkning av halvt nedsenkbar plattform under orkanen Dennis i 2005) og Prudhoe Bay, Alaska (stort oljeutslipp etter langvarig lekkasje på rørledning i 2006). Flere rapporter peker på manglende læring fra disse ulykkene (DWH-7; DWH-6:C; DWH-5, s. 9).

BP og Transocean kommuniserte ikke erfaringer fra andre brønner, selv om det kunne ha hjulpet beslutningstakerne på Deepwater Horizon (DWH-8, s. 228). Som eksempel trekkes det frem at Transocean ikke kommuniserte godt nok, verken internt eller til BP, om en nestenulykke i Nordsjøen 23. desember 2009. Transocean formidlet ikke dette globalt, og hevdet i ettertid av DWH-utblåsningen at hendelsen i Nordsjøen ikke var relevant for det som hendte i Mexicogulven. Chief Counsel’s granskningsgruppe mener derimot at forskjellene var kosmetiske og hevder at dersom mannskapet hadde blitt informert og trent i forhold til erfaringene fra hendelsen i Nordsjøen, så kunne hendelsen på DWH ha utviklet seg på en helt annen måte (DWH-8, s. 232).

Likhetstrekk med Snorre A og Gullfaks C

Også for hendelsene på norsk sokkel, *Snorre A* og *Gullfaks C*, har manglende erfaringsoverføring og læring vært en forklaringsfaktor. Det var manglende læring fra tidligere hendelser på *Snorre A*. Fra september 2004 frem til hendelsen i slutten av november samme år, opplevde SNA fire alvorlige hendelser (to brønnhendelser). I samme periode hadde det vært flere mindre alvorlige brønnhendelser (SNA-1, SNA-2). En av de to bore- og brønnhendelsene på brønn P02 har mange likhetstrekk med hendelsen i brønn P-31A i forbindelse med mangelfull forståelse av risiko og mangelfull risikovurdering (SNA-2).

Tilsvarende var det for *Gullfaks C*-hendelsen mangelfull erfaringsoverføring fra tidligere brønner på *Gullfaksfeltet* og tidligere trykklanserte operasjoner, blant annet fordi informasjonen var spredd på ulike steder. I desember 2009 var det en hendelse med tap av brønnkontroll i samme brønn (C-01). Denne ble dybdeanalysert, men bare et fåtall av de som var knyttet til operasjonell planlegging av brønnen, var kjent med anbefalingene i rapporten. I Petroleumstilsynets granskning av *Gullfaks C* fremgår det flere utfordringer relatert til oppfølging og læring av hendelser i Statoil UPN (Undersøkelse og Produksjon Norge); i planleggingen, kvalitet og presisjon i arbeidsutførelse, risikoforståelse, etterlevelse og lederskap. Dette gjelder også for større hendelser som på *Snorre A* i 2004, oljelekkasjen i skaffet på *Statfjord A* i 2008 og hendelsene med injeksjon av borekaks i 2007-2010 (GFC-1).

Manglende erfaringsoverføring er også en gjenganger for andre typer hendelser på norsk sokkel. Sommeren 2009 kolliderte brønnsimuleringsfartøyet Big Orange XVIII med en innretning på Ekofisk-området. Granskingen av denne hendelsen viser at man ikke hadde lært av en tilsvarende hendelse i juni 2005 da Ocean Carrier kolliderte med en bro på Ekofisk-området (Status og signaler 2010-2011, s. 31).

10.2.3 Svikt i evnen til å fremskaffe prosedyrer til rett tid

”Det var simpelthen ingen grunn til at BP ikke kunne ha stoppet operasjonene midlertidig, slik at planlegging kunne ha hentet seg inn” [og sluppet å levere prosedyrer i siste liten] (DWH-8, s. 235).

BP sørget ikke for at egne boreledere og mannskapet på innretningen fikk klare og detaljerte prosedyrer, og at prosedyrene var tilgjengelige til rett tid. I stedet hadde BPs Macondo-team på land et svare strev med å utarbeide prosedyrer, og å holde tritt med operasjonene på innretningen. Det mest opplagte eksemplet er prosedyren for midlertidig forlating av brønnen, som ble endret gjentatte ganger i løpet av de siste åtte dagene før ulykken. For Chief Counsel’s granskningsgruppe var det uklart hvorfor ikke prosedyren hadde blitt gjennomgått tidligere i prosessen. I stedet ventet BPs Macondo-team til siste liten (DWH-8, s. 232).

Et annet eksempel gjelder den negative trykktesten. BP og Transocean hadde ingen interne, formelle prosedyrer for å gjennomføre og fortolke resultatene fra den negative trykktesten. Det fantes heller ingen myndighetsregulering (MMS), eller bransjestandard for hvordan en negativ trykktest skulle utføres (DWH-7, s. 119). Det burde være klare retningslinjer for i hvilke situasjoner personell på innretningen burde kontakte eksperter på land. Gitt viktigheten av den negative trykktesten, burde det være et krav om at ansatte på innretningen skulle kontakte land, uansett om resultatene viste avvik eller ikke. BP har tilsynelatende nå innført en slik policy (DWH-8, s. 230).

Andre eksempler på mangelfulle prosedyrer som er nevnt i granskningsrapportene er:

- Transoceans innstengningsprosedyre adresserte ikke håndtering av en krisesituasjon med høy brønnstrøm etter at brønnkontroll var tapt (DWH-2, s. 44).
- Feilaktige driftsprosedyrer: Forhastet lossing av borevæske (vektmateriale ikke tilgjengelig ved kritisk tidspunkt (DWH-5, s. 4).

Mangelfull etterlevelse av prosedyrer har også blitt avdekket; manglende logging av sementbinding, ikke fullført (bottoms-up) sirkuleringsprosedyrer, fulgte ikke aksepterte brønnkompletteringsprosedyrer, manglende respons på indikatorer som antydte problemer, svikt i å vedlikeholde EDS-systemer (nødfrakoblings-systemer) og mangelfull testing og aktivering av BOP (DWH-5, s. 5).

Likhetstrekk med Montara og Snorre A

Etter *Montara*-ulykken ble det avdekket at operatørens (PTTEPAAs) standarder for brønndesign var tve-tydige og åpnet for ulike fortolkninger. Både operatørens egne ansatte og kontraktører tolket aspekter i standardene forskjellig (MON-1).

For *Snorre A*-ulykken ble det påpekt manglende etterlevelse av styrende dokumentasjon i alle faser av operasjonen, spesielt i forbindelse med planlegging (SNA-1, SNA-2). Dette skyldtes varierende kjennskap til styrende dokumentasjon, omfattende/kompleks og lite tilgjengelig dokumentasjon, lite tid til å sette seg inn i dokumentasjon og varierende grad av opplæring (SNA-2).

10.2.4 Mangelfull opplæring og oppfølging av ansatte

10.2.4.1 Dårlig styring av bemanningsressurser

”BP gjorde en dårlig jobb med arbeidsledelse og stillingsansettelser på Macondo” (DWH-8, s. 235).

Arbeidsledelse og kontroll

En junior boreingeniør ble overlatt mye av ansvaret for både å designe brønnen, sementeringsprogrammet og prosedyren for midlertidig forlating for Macondo. Chief Counsel’s granskningsgruppe fant lite bevis for at senior boreingeniør i samme avdeling kontrollerte arbeidet de siste ukene før utblåsningen. Det kan synes som om ingen av BPs ingeniører på land kontrollerte prosedyren for midlertidig plugging og forlating av Macondo (DWH-8, s. 235-6).

Det var betydelige svakheter ved veiledning og oppfølging på Deepwater Horizon. I noen tilfeller var det enkeltpersoner som tok kritiske beslutninger og gjennomførte kritiske aktiviteter uten å bli kontrollert – verken av arbeidsledere eller andre selskap (DWH-8, s. 235).

Erstatning av personer i nøkkelstillinger

BP håndterte den midlertidige erstatningen av boreleder på Deepwater Horizon dårlig. Den faste borelederen trengte en midlertidig erstatter for å gjennomføre et obligatorisk kurs i brønnkontroll på land. BP kunne søkt om dispensasjon slik at den erfarne borelederen kunne blitt ombord i den kritiske fasen av bore- og brønnoperasjonen. I stedet hentet BP inn en annen boreleder, tilsynelatende uten å sjekke om han var kvalifisert til oppgavene han skulle settes til på Deepwater Horizon. BPs interne retningslinjer krever i et slikt tilfelle at en slik endring følger prosedyren for endringsledelse (MOC – Management of Change). Konsekvensene av bemanningsendringene ble ikke vurdert i henhold til endringsprosedyren, til tross for at den nye borelederen ikke hadde vært boreleder på Deepwater Horizon tidligere, ikke kjente historien til Macondo-brønnen, og heller ikke hadde en erfaren skiftavløser ombord. Skiftavløseren hadde selv ikke vært på Deepwater Horizon i mer enn noen få måneder (DWH-8, s. 236).

10.2.4.2 Mangelfull opplæring

”Det var mangelfull opplæring av personell både hos BP og Transocean” (DWH-8, s. 236).

Mangelfull opplæring i situasjoner utenom primæraktiviteten (boring)

Verken BP eller Transocean ga sitt personell formell opplæring i hvordan de skulle gjennomføre eller tolke en negativ trykktest, noe som er et symptom på en mer omfattende uoppmerksomhet ved avslutning av en brønn, og ved aktiviteter som ikke er direkte relatert til boring. Dette innbefatter prosedyre for midlertidig plugging og forlating (”temporary abandonment”) av brønnen (DWH-8, s. 236).

Dette fenomenet er ikke begrenset til Transocean eller BP. I likhet med Macondo inntraff *Montara*-utblåsningen etter at sementen til produksjonsføringsrøret hadde blitt pumpet. Det kan synes som om oppmerksomheten reduseres når man nærmer seg slutten av brønnprogrammet, og man begynner å tenke på neste jobb (DWH-8, s. 236-7). Dette er også en av forklaringene på at signaler om brønnsparke ikke ble oppdaget i tiden før utblåsningen, jamfør kapittel 10.2.4.3 om dårlig situasjonsforståelse.

Manglende opplæring i krisehåndtering

Transocean ga ikke tilstrekkelig opplæring til mannskapet om hvordan de skulle håndtere en kritisk brønnkontrollsituasjon, slik som en alvorlig utblåsning. Transocean gjennomførte jevnlig brønnkontrolløvelser, men ingen av disse fokuserte spesifikt på krisesituasjoner – hvordan oppdage en kritisk situasjon, og hva man da skal gjøre umiddelbart. I øvelsene trente man på utsirkulering av mer rutinemessige ”kick” (brønnsparke) (DWH-8, s. 237).

Dette inkluderte opplæring av DP-operatør (DPO), og hvordan denne skal reagere i krisesituasjoner. Som omtalt i kapittel 9 om beredskap, utløste ikke DPO generell alarm umiddelbart, og det ble heller ikke gitt beskjed til maskinrommet om å slå av generatorene etter at gassalarmen var utløst (for å hindre rusing av motorer og antennelse av gassen). DPO hadde ikke fått opplæring eller simulatorentrening i hvordan en slik krisesituasjon skulle håndteres og heller ikke opplæring i at maskinrommet skulle varsles ved gassalarm (DWH-8, s. 237).

Mangelfull opplæring gjør ansatte sårbar for feil når de står overfor hendelser som ligger utenfor deres ekspertise og erfaring (DWH-8, s. 236). ”Det er ubetinget nødvendig at selskap trener og øver for krisesituasjoner, nettopp fordi de inntreffer så sjelden” (DWH-8, s. 237).

10.2.4.3 Dårlig situasjonsforståelse og systemkunnskap

Allerede kl. 21:01 på ulykkesdagen kom de første signalene på uregelmessigheter i brønnovervåkning på Deepwater Horizon. I perioden frem til eksplosjonen kl. 21:49 er det flere signaler på uregelmessigheter og brønnsparke på skjermbilde som presenterer ulike brønndata. I ett tilfelle stoppes operasjonen for å studere en uregelmessighet, men heller ikke da oppdages tegn på brønnsparke (DWH-8, s. 177-82). Hvorfor oppdager ikke boremannskapet og mudlogger signaler om brønnsparke?

- Personell fra BP, Transocean og Sperry Drilling var ikke årvåkne nok i forhold til muligheten for tap av brønnkontroll i endelig fortrenngning av borevæske (DWH-8, s. 185). Det er flere årsaker til dette: 1) brønnsparke er vanligvis ikke forbundet med den midlertidige forlatingsfasen; 2) tiltro til barrierer – spesielt testede barrierer – kan skape en overdrevet tillit til brønnens samlede sikkerhet; 3) for aktiviteter på slutten av en brønnaktivitet er man ofte tilbøyelig til å være så raske som mulig og kan dermed tape fokus. Til sammen skaper disse faktorene en redusert årvåkenhet mot uregelmessigheter i data, forsinkete reaksjoner og svikt i å utføre rutinemessig overvåkning.
- Det antydes også at Transocean-personell på innretningen ikke hadde nok erfaring og trening i å tolke uregelmessige trykk i negativ trykktest. Dette kan også medføre at samme personell heller ikke hadde nok trening i å tolke uregelmessigheter i data i den endelige fortrenngningsfasen (DWH-8, s. 185).
- Det ble utført samtidige operasjoner som hindret overvåkning og tolking av data (DWH-8, s. 186).
- Det var mangelfull kommunikasjon om risikoforhold mellom BP og Transocean både før og under den endelige fortrenngningsfasen. Dersom BP, Transocean og Sperry Drilling hadde informert hverandre om risiko rundt boreaktivitetene hadde det trolig økt bevisstheten om risikoen og dermed skapt økt årvåkenhet om brønnovervåkingen.
- Brønnovervåkningssystemet på Deepwater Horizon var ikke godt nok. Skjermvisningen var avhengig av at riktig person så på riktig data til riktig tid, og at vedkommende forstod og tolket data riktig (DWH-8, s. 241), jamfør kapittel 10.2.6 om teknologi.
- Personell ombord måtte utføre grunnleggende kalkulasjoner for hånd i stedet for å ha automatiserte systemer, for eksempel netto strømming fra brønnen (DWH-8, s. 241).
- Sensorer og instrumentering for detektering av brønnsparke har vært mangelfulle (DWH-8, s. 241).

Likhetstrekk med Montara, Snorre A og Gullfaks C - situasjonsforståelse

På *Snorre A* var det flere tidlige signaler om at ikke alt var som det skulle være i brønnen i dagene før hendelsen og på selve ulykkesdagen: Ikke observert forventet U-tube effekt, swabbing og trykktap. Mannskapet ombord er klar over disse problemene, og overvåker og analyserer situasjonen (SNA-1, s. 16-18).

I forbindelse med *Gullfaks C*-hendelsen, var det i ukene før hendelsen (22.-29. april og 10.-18. mai) oppstått trykkøkning i C-ringrom, uten at dette hadde blitt fanget opp av de involverte. I forbindelse med skifte av

PCD²²-pakningselement den 22. og 24. april oppstod det underbalanse i brønnen. Til tross for at det er krav om overbalanse i brønnen til enhver tid, fortsatte MPD-operasjonen uten at det ble innført tilstrekkelige kompenserende tiltak. Den 30. april fikk man et brønnsparke da borestrengen skulle trekkes ut av hullet. Brønnsparket ble etterfulgt av en brønnkontrollsituasjon som varte frem til neste dag. Bore- og brønnoperasjonen fortsatte da brønnkontrollsituasjonen var håndtert, men uten at det ble innført tilstrekkelige kompenserende tiltak (GFC-2, s. 25).

Som en følge av en feilaktig tolkning av negativ trykktest har man fått en falsk følelse av trygghet om at barrieren har vært på plass. Det tilsvarende var tilfellet på *Montara*. Mannskapet hadde feil forståelse av barrierene – de trodde at væske i fôringsrøret var overbalansert i forhold til poretrykket (eventuelt reservoartrykket) og at væsken derfor fungerte som en ekstra barriere. Det ble ikke utført testing og verifikasjon av noen barrierer før avslutning av operasjon. Tilsvarende så ikke mannskapet problemene ved sementering av 9 5/8" fôringsrør-sko. Dermed hadde mannskapet feiltolket barrierene etter at operasjonen var avsluttet (MON-1).

Også i forbindelse med *Snorre A*-hendelsen er det feil forståelse av status på barrierene. De fleste intervjuede som var involvert i planleggingen av brønn P31A var kjent med hullet i 9 5/8" fôringsrøret. Ingen av informantene vurderte hullet som kritisk eller risikofyllt for operasjonen. Og ingen så eller vurderte muligheten for at væske/gass kunne strømme gjennom 13 3/8" fôringsrøret og videre opp under plattformen. Feilet trykktest i desember 2003 ble kun vurdert som en bekreftelse på hull i 9 5/8" fôringsrøret og ikke som skade/svakhet på 13 3/8" fôringsrøret (SNA-2).

Likhetstrekk med Montara og Gullfaks C - systemkunnskap

For involvert personell på Deepwater Horizon (både BP og Transocean) har kompetansen om utførelse og tolkning av negativ trykktest vært mangelfull. Tilsvarende har det vært mangelfull kunnskap og kompetanse blant riggpersonell om henholdsvis "batch drilling" og trykkbalansert boring i *Montara*-utblåsningen og *Gullfaks C*-hendelsen. På *Montara* hadde seniorpersonell liten erfaring i "batch"-operasjoner. Dermed var det ingen forståelse for implikasjonene av slike operasjoner (MON-1). På *Gullfaks C* har den involverte organisasjonen samlet sett hatt mangelfull kunnskap knyttet til MPD (GFC-2), og flere personer med operasjonell erfaring fra MPD/MPO operasjoner offshore på *Gullfaks* var ikke med i planlegging av brønn C-06 (GFC-1).

10.2.5 Ineffektiv ledelse og tilsyn med kontraktører

"Mens forholdet operatør – kontraktør – underleverandør kan være fordelaktig på mange måter, så skaper det også potensial for feilkommunikasjon og misforståelser" (DWH-8, s. 238).

En gang i tiden så eide operatørselskapene sine egne innretninger og mannskapet var ansatt direkte av operatørselskapene. Økonomisk press og økt kompleksitet av offshoreteknologi har drevet industrien vekk fra det systemet. Moderne offshore oljeboring krever nå en laginnsats mellom en operatør og mange spesialiserte kontraktører og underleverandører. Dette var også tilfellet på Deepwater Horizon. Kun en håndfull av de 126 personene ombord på innretningen arbeidet for BP. Resten arbeidet for en av et dusin kontraktører og underleverandører (DWH-8, s. 237-8).

En av de sentrale aktørene – Halliburton – nektet å gi innsyn i interne dokumenter i forbindelse med Chief Counsel's granskning, noe som medfører at denne granskningen ikke har kunnet gi et fullstendig bilde av Halliburtons rolle i ulykken (DWH-8, s. 225, 240).

²² PCD: Pressure Control Device.

10.2.5.1 Mangelfullt tilsyn med kontraktører

”BP utøvde ved flere anledninger ikke tilstrekkelig ledelse og tilsyn med sine Macondo kontraktører” (DWH-8, s. 238).

Selv om BP var klar over at Halliburtons mann i Macondo-teamet som var ansvarlig for å foreta tester av sementblandingen, ikke gjorde en god nok jobb, gjorde BP lite for å kompensere for disse svakhetene. BP ba om at Halliburtons mann skulle erstattes, men intensiverte ikke overvåkingen i mellomtiden. BP burde i det minste ha sørget for at deres interne eksperter eller seniorpersonell fra Halliburton dobbelsjekket sementplanene og designet av skumsementen. De insisterte ikke på at testresultatene fra 18. april ble levert i rett tid, og heller ikke at resultatene ble gjennomgått før Halliburton fikk tillatelse til å fullføre den siste sementpumpingen på Macondo. BP gikk ikke engang igjennom testresultatene fra 10. februar 2010, som de hadde mottatt (DWH-8, s. 238).

10.2.5.2 Overdreven ettergivenhet overfor operatør

”Som tredjepart så gjør du som selskapsmannen forlanger” (Weatherford teknikker; DWH-8, s. 239).

Mange av BPs kontraktører var urimelig ettergivende i forhold til BPs beslutninger. I flere tilfeller uttrykte kontraktørene private reservasjoner mot planene og prosedyrene på Macondo, men de kommuniserte ikke tydelig til BP at det var bedre måter å gjøre ting på (DWH-8, s. 239).

Eksempelvis burde Halliburton alarmert BP om potensielle problemer med sementeringsjobben, men i stedet begravde de analysene i svært tekniske rapporter (inkludert laboratorietester og datamodeller) uten å trekke BPs oppmerksomhet mot betydningen av visse data. Halliburton påpekte aldri at BPs plan innebar et lite totalt sementvolum, at BP brukte en relativt lav strømningsrate, eller argumenterte for at BP burde gjennomføre en sementbindingslogg. Halliburtons sementingeniør for Macondo hevdet at dette ikke var Halliburtons rolle. De anbefalte ikke å gjennomføre sementlogg, og uansett så hadde han ikke blitt spurt. På tross av kunnskap om alle disse problemene så pumpet Halliburton sementen og rapporterte at jobben hadde blitt pumpet som planlagt (DWH-8, s. 239).

Halliburton argumenterte med at deres jobb bare var å gjøre som operatøren sa og pumpe jobben slik de fikk beskjed om. Dersom Halliburtons holdning er at operatøren bestemmer alle sider av en jobb, så burde Halliburton ha fremlagt all informasjon som operatøren trengte for å utøve en slik myndighet på en ansvarlig måte (DWH-8, s. 239).

10.2.5.3 Uklarheter om ekspertise og ansvar

”BP og Transocean har kranglet siden utblåsningen angående Transoceans kompetanse til å tolke data fra negativ trykktest” (DWH-8, s. 240).

Uansett hva den formelle fordelingen av ansvar var eller burde være, mente BPs personell helt klart at Transoceans mannskap ikke bare var kompetente til å tolke testresultatene, men også at de var erfarne og verdt å lytte til. Etter boreledere i BP sin oppfatning mente også Transoceans mannskap ombord at de var kompetente til å tolke den (DWH-8, s. 240).

BPs boreledere har tilsynelatende akseptert en usannsynlig forklaring på resultatene av den negative trykktesten fra Transoceans personell. Dette skyldtes delvis BPs mangelfulle opplæring av boreledere, men også at Transoceans personell var erfarne og at BPs boreledere derfor mente de kunne stole på dem. De godtok derfor boresjefens forklaring om den såkalte ”blæreeffekten”. Men, selv om BPs forventninger til Transoceans kunnskap og erfaring kan rettfærdiggjøres, så tok BP feil (DWH-8, s. 240).

10.2.6 Mangelfull bruk av teknologi/instrumentering

”Dypvannsoperatører anvender usedvanlig sofistikert teknologi for å bore brønner, men BP og dens kontraktører hadde verken utviklet eller installert tilsvarende sofistikert teknologi til beskyttelse mot en utblåsning” (DWH-8, s. 241).

10.2.6.1 Manglende informasjon via skjermbilder, sensorer og instrumenter

”Utstyr for brønnovervåkning på Deepwater Horizon var utilstrekkelig” (DWH-8, s. 241).

Informasjon fra skjermbilder avhang ikke bare av at riktig person så på riktige data til riktig tid, men også at personen forsto og tolket informasjonen korrekt. Mange av signalene på brønnsark kan ha blitt oversett dersom personellet var distraheret eller ikke var helt oppmerksomme (DWH-8, s. 241).

Riggmannskapet kunne hatt nytte av systemer som benytter automatisk alarm, tilsvarende som i luftfart, for å fange oppmerksomhet om mulige indikasjoner på brønnsark. Slike system burde også informere mudloggere om kritiske hendelser. På Deepwater Horizon var mudloggere avhengig av direkte kommunikasjon eller gjetning for å forstå hva som hendte andre steder på innretningen (DWH-8, s. 241).

Chief Counsel’s granskningsgruppe var overrasket over å oppdage at riggmansskapet måtte utføre grunnleggende beregninger i forbindelse med brønnovervåkning for hånd. Granskningsgruppen var også overrasket over utilstrekkeligheten til sensorer og instrumenter for å detektere brønnsark på Deepwater Horizon. Eksempelvis ble det etterlyst mer bruk av kamera, og det var heller ikke utstyr dedikert for å identifisere hydrokarboner i borehullet under aktiviteter utenom boring. Slike sensorer kunne bli utviklet og installert i BOP eller på brønnehodet for å detektere gass eller andre hydrokarboner før de kom inn i stigerøret (DWH-8, s. 241).

10.2.6.2 Mangelfull utnyttelse av eksisterende data og utstyr

”BP og andre selskap utnyttet ikke informasjon fra skjermbilder og overvåkningsutstyr de hadde i tilstrekkelig grad” (DWH-8, s. 241)

BP betalte Sperry Drilling for å samle og sende sanntidsdata fra blant annet boring til land. Før utblåsningen hadde BP store konferanserom i hovedkvarteret i Houston dedikert til hver sin brønn i Mexicogulfen. Rommet for Macondo hadde en rekke monitører som viste Sperry-Sun sanntidsdata. Onshore-teamet hadde også fjerntilgang til dataene over internett, men BP hadde ingen policy som krevde fulltids eller deltids overvåkning fra land (DWH-8, s. 241).

BP hadde planer om å innføre et støttesystem som integrerte sanntids bore- og loggedata for borevæske, presentert på en brukervennlig måte via skjermbilder, og som samtidig sendte informasjonen til en boreingeniør eller spesialist på land som kunne gi sanntidsstøtte til innretningen. Dette systemet (ERA – Efficient Reservoir Access) skal sikre at *”rett informasjon er på rett plass til rett tid”* (DWH-8, s. 241-2).

Dette viste at BP verdsatte å ha et ekstra sett øyne på land – med ingeniørkompetanse – som overvåket brønndata og ga støtte til riggpersonellet. På tross av dette brukte ikke BP den sanntids boreinformasjon som de allerede hadde på plass. I stedet stolte de på at borelederne på innretningen varslet teamet på land når og hvis de hadde noen spørsmål. BP forklarte dette med at det var vanskelig for personell onshore å forstå betydningen av informasjonen uten å vite hva som skjedde på innretningen. Denne forklaringen samsvarer imidlertid ikke med selve fundamentet for å utvikle ERA systemet (DWH-8, s. 242).

10.2.7 Svikt i evnen til å analysere og forstå risiko

Presidentkommisjonen konkluderer med at ”de umiddelbare årsakene til Macondo-utblåsningen kan spores til en serie av identifiserbare feil gjort av BP, Halliburton og Transocean som avdekker så systematiske feil i risikostyring at det sår tvil om sikkerhetskulturen i hele industrien”(DWH-7, s. vii).

Videre konkluderer de med at ”undersøkelse og produksjon av energi på dypt vann, spesielt i grenseland i forhold til erfaring, involverer risiko som verken industri eller myndigheter har vært tilstrekkelig forberedt på, men som de både kan og må være forberedt på i fremtiden” (DWH-7, s. vii).

10.2.7.1 Mangelfull risikoforståelse

”Når vi gikk grundigere inn i prosessikkerhetshendelsene ble det klart at storulykkesrisiko knyttet til prosessikkerhet ikke er fullt ut forstått blant teknisk personell eller driftspersonell. Mangelfull forståelse fører til at man ikke fanger opp signaler forut for hendelser og respons etter hendelser, som begge øker potensialet for og alvorligheten av hendelser relatert til prosessikkerhet” (BP intern gjennomgang 2008; DWH-8, s. 244).

”Riggmannskap vet ikke alltid hva de ikke vet. Frontlinjepersonell arbeider potensielt med et tankesett hvor de tror de er klar over alle farene, når det er svært sannsynlig at de ikke er det” (Lloyd’s Register revisjon av Transocean i 2010; DWH-8, s. 244).

En kartlegging²³ av sikkerhetsledelse og sikkerhetskultur hos riggansatte i Transocean (gjennomført noen uker før ulykken), indikerte at mannskapet jobbet med et tankesett som tilsa at de var klar over alle farekilder de stod overfor, mens de trolig ikke evnet å ha denne oversikten (DWH-7, s. 224).

Etter hendelsen med tapt sirkulasjon i den hydrokarbonførende sonen fokuserte BPs Macondo-team på land nesten utelukkende på å unngå videre tapt sirkulasjon, og hadde ikke lenger oppmerksomheten rettet mot det mer generelle målet om effektiv isolering av den hydrokarbonførende sonen, (selv om de burde forstå risikoen ved ikke å fokusere på dette hovedmålet). Teamet designet en sementjobb som reduserte risikoen for tapt sirkulasjon, men økte risikoen for sementfeil. Det primære kriteriet som teamet brukte for å vurdere om sementjobben var en suksess, var om det hadde vært noe tapt sirkulasjon (tapt retur). Når de ikke så dette, sendte de mannskapet til Schlumberger hjem (DWH-8, s. 244).

Transoceans mannskap ser ut til å ha konkludert for tidlig med at risikoen hadde avtatt etter den negative trykktesten. Med en gang testen var erklært en suksess har tilsynelatende både borer og boresjef lagt bekymringene om testen bak seg, i stedet for å øke årvåkenheten. De stengte ikke brønnen umiddelbart etter at de observerte unormale trykkregistreringer; de oppdaterte ikke mudlogger om alle endringer i returtanker og ser ikke ut til å ha overvåket registreringene nøyere i hans fravær (DWH-8, s. 244).

Etter brønnsparke 8. mars 2010 på Deepwater Horizon spurte BPs boreoperasjonsleder Transoceans riggsjef om å vurdere hvordan de kunne forbedre riggmannskapets risikoforståelse. Riggsjefen svarte: ”Jeg tenkte på dette en hel del i går og ba om innspill fra innretningen og ingen av oss kunne komme på noe som vi ikke allerede gjør ... Du kan fortelle dem hva farene er, men inntil de blir kjent med å identifisere dem selv, så følger de bare det du sier ... Kanskje trenger vi et nytt perspektiv på faregjenkjennelse fra noen utenfor industrien” (DWH-8, s. 244).

²³ Kartleggingen ble gjennomført på oppdrag fra Transocean og omfattet flere hundre intervjuer med ansatte på fire rigger, samt ansatte på land. Kartleggingen på Deepwater Horizon ble gjennomført i perioden 12.-16. mars 2010 (DWH-7, s. 224).

Likhetstrekk med Montara og Snorre A

For *Montara* var det tilsvarende mangelfull risikoforståelse som for *Macondo*. Mannskapet hadde feil oppfattelse av barrierene – de trodde at væske i føringsrør var overbalansert i forhold til poretrykket (eventuelt reservoartrykket) og at væsken derfor fungerte som en ekstra barriere. Det ble ikke gjennomført noen testing eller verifikasjon av noen barrierer før avslutning av operasjonen. Riggpersonalet så heller ikke problemene rundt sementering av 9 5/8" føringsrør-sko. Dermed hadde de feil bilde av risikoen etter at operasjonen var avsluttet (MON-1).

På *Snorre A* var det høy risikotoleranse. Det var lave sikkerhetsmarginer ved etterprøving og kritisk gjennomgang av potensielt risikofylte operasjoner. De fleste intervjuede involvert i planlegging av brønn P31A var kjent med hullet i 9 5/8" føringsrøret. Ingen av informantene vurderte hullet som kritisk eller risikofylt for operasjonen. Ingen så eller vurderte muligheten for at væske/gass kunne strømme gjennom 13 3/8" føringsrøret og videre opp under plattformen. Feilet trykktest i desember 2003 ble kun vurdert som en bekreftelse på hull i 9 5/8" føringsrøret og ikke som skade/svakhet på 13 3/8" føringsrøret (SNA-2).

10.2.7.2 Mangelfull risikovurdering

"Selskapene som var involvert i Macondo sviktet i å analysere risiko skapt av viktige beslutninger eller å utvikle planer for å begrense risiko. Dette ser ut til å ha påvirket beslutningene i den siste måneden på Macondo i favør av kostnads- og tidsbesparelser mens risikoen for en utblåsning økte" (DWH-8, s. 242).

Mangelfulle risikovurderinger hos operatør

BP vurderte i utvinningsplaner, søknad til MMS og oljevernplaner datert 2009 konsekvensene av en utblåsning som "ikke-signifikante". Sannsynligheter og konsekvenser av enkeltfeil og multiple feil var systematisk underestimert. Som en følge av dette var heller ikke preventive tiltak og beredskapsplaner gode nok (DWH-6:F).

På tross av flere endringer over de ni dagene før utblåsningen, så gjennomførte ikke *Macondo*-teamet noen formelle analyser av den risikoen som prosedyrene for midlertidig forlating av brønnen skapte. De spurte aldri eksperter om "visdommen" i å plassere en overflate sementplugg 3.000 fot under nivået for borevæsken. De ga heller ikke riggpersonellet en liste over potensielle risikoer knyttet til planen eller instruksjoner for å begrense risikoene (DWH-8, s. 242).

BPs styringssystem forhindret ikke en slik ad hoc beslutningstaking. Det krevde relativt robuste risikoanalyser og risikobegrensning under planleggingsfasen av brønnen, men ikke under utførelsesfasen. Nesten hver eneste beslutning som Chief Counsel's granskingsgruppe identifiserte som potensielt kunne ha bidratt til utblåsningen, ble tatt i utførelsesfasen (DWH-8, s. 243).

Når et prosjekt går fra en fase til neste, som fra definisjonsfasen til utførelsesfasen, gjennomføres det omfattende "peer review" prosesser av planene. Dette utføres av et flerfaglig eksternt team som ser på hvordan balansen mellom risiko og nytte er håndtert. Men det er ingen slike gjennomganger underveis i utførelsesfasen. Beslutningen om og i hvilken grad formelle risikoanalyser skal gjennomføres, er i stor grad overlatt til *Macondo*-teamet – spesielt til boreoperasjonsleder (DWH-8, s. 243).

BPs prosess for endringsledelse (MOC), som blant annet pålegger bruk av risikoanalyser, fortsetter å gjelde for beslutningstaking også i utførelsesfasen. Men denne prosessen gjelder kun for beslutninger om å avvike fra de brønnplanene som er godkjent i definisjonsfasen. Den gjelder ikke for boreprosedyrer, slik som prosedyrer for midlertidig forlating av brønnen (DWH-8, s. 243).

Etter at *Deepwater Horizon* overtok boringen på *Macondo* i februar 2010, har BP benyttet MOC i kun tre tilfeller: 1) endring fra 16" til 13 5/8" føringsrør; 2) endring av total dybde; 3) endring av produksjonsføringsrør fra kort rør ("liner") til langt rør ("long string"). Ingen av de andre nøkkelbeslutningene slik som

sentreringsverktøy, sementdesign, prosedyrer for midlertidig forlating av brønnen, eller samtidige operasjoner gikk gjennom MOC-prosessen (DWH-8, s. 243). Se for øvrig kapittel 10.2.7.3 om endringsledelse.

BP var klar over at de hadde problemer med sin prosess for risikovurdering. I 2008 avdekket de selv at det var behov for forbedring i forhold til risikovurderinger i Mexicogulven. Det ble blant annet påpekt ”behov for sterkere storulykkesforståelse” og at ”risikovurderingsprosessene/resultatene ikke var integrert”. I 2010 innførte BP en mer robust risikovurderingsprosedyre, men denne var ikke tatt i bruk på Macondo (DWH-8, s. 244).

Problemene med risikovurderingsprosessen hadde flere konsekvenser for Macondo: 1) Beslutningstakerne unngikk systematisk å identifisere de risikoene som deres prosedyrer skapte; 2) Fraværet av formelle risikovurderinger muliggjorde både sene og forhastede beslutninger; 3) Mangel på grundige risikovurderinger gjorde at beslutningstakere løste problemer isolert i stedet for å vurdere den totale effekten som deres løsninger kunne ha på resten av prosjektet. Eksempelvis designet man sementjobben for å redusere risikoen for tapt sirkulasjon, men økte risikoen for sementfeil (DWH-8, s. 244).

BP's granskningsteam fant ikke bevis eller dokumentasjon på at en formell risikovurdering av sementbarrieren var foretatt (DWH-2, s. 36). I henhold til BP's beste praksis (ETP²⁴ GP 10-60) skulle dette ha vært gjennomført.

Mangelfulle risikovurderinger hos entreprenør

Transoceans mannskap ser ikke ut til å ha gjennomført noen risikoanalyse eller å ha etablert planer for risiko-reducerende tiltak i tilknytning til gjennomføringen av samtidige operasjoner under fortrengningen av væske i stigerøret etter den negative trykktesten. Interne gjennomganger utført av Transocean viser at de ikke trodde at mannskapet kunne identifisere og redusere all risiko selv (DWH-8, s. 244).

Likhetstrekk med Montara, Snorre A og Gullfaks C (operatør og entreprenør)

For *Montara* var risiko ikke identifisert i de tilfeller de skulle vært det, og ikke vurdert godt nok når de var identifisert. Det fantes ingen plan for hvordan operatøren (PTTEPAA) skulle adressere risiko som påvirket brønnintegritet under boring, opphenging (suspension) og gjeninntreden (re-entry) i *Montara*-brønnen. Det var ingen formell identifikasjon av farer og vurdering av risiko i forbindelse med endring i installasjonen av PCCC, som skulle fungere som sekundærbarrierer (MON-1).

For *Snorre A* var det manglende forståelse og utførelse av risikovurderinger, spesielt i planleggingsfasen. Det var nedprioritering av risikogjennomganger og manglende forståelse av risiko. En risikogjennomgang (peer assist) av hele boreprogrammet var planlagt 12. november, men ble først flyttet og seinere avlyst på grunn av møtekollisjon og påfølgende nedprioritering. Systematiske risikovurderinger har vært en utfordring i en organisasjon preget av lite planstyrt arbeidsform, og ekspertgrupper har ikke blitt benyttet godt nok i risikovurderinger (SNA-1, SNA-2).

Samlet risiko var ikke tatt i betraktning i planlegging av trekking av scab-liner, og det var mangelfull risikovurdering i forbindelse med swabbing. To HAZOPer for deler av programmet ble godkjent etter at programmet var utført, og uten gjennomgang/kontroll. Det er også uklart om personell på SNA var involvert i, og klar over resultatene av HAZOPene (SNA-1).

For *Gullfaks C* var det mangelfulle risikovurderinger før beslutning og under gjennomføring av MPD-operasjon (GFC-2). Gjennomførte risikovurderinger/-analyser gjenspeilet ikke brønnens vanskelighetsgrad og risikokategori, og det var ikke gjort vurderinger av behov for ulike typer analyser. Det var heller ikke tilstrekkelig involvering av personell med kompetanse i risikoanalyse og personell med kompetanse i MPD

²⁴ ETP: Engineering Technical Practice.

(GFC-1, GFC-2). Det var mangelfulle risikovurderinger knyttet til bruk av fôringsrør som felles barriereelement (GFC-2).

Risikostyring på Gullfaks C var ikke utført i henhold til egne krav, og det var manglende dokumentasjon. Betingelser, forutsetninger og avgrensinger som var lagt til grunn og oppdatering av analyse ved endringer i disse var manglende (GFC-1).

10.2.7.3 Mangelfull endringsledelse (Management of Change)

BP gjorde mye godt arbeid i planleggingsfasen av operasjonene på Deepwater Horizon. Det var da planene skulle settes ut i livet på innretningen at man manglet prosedyrer og praksis for hvordan man skulle håndtere endringer fra opprinnelige planer. En aktivitet som boring av dype brønner i komplekse reservoarer vil arte seg som en kontinuering problemløsning. Med mange aktører og samhandlingsrelasjoner involvert, vil det være ekstra viktig å ha gode rutiner for hvordan man håndterer endringer.

Forhold som var kritikkverdig og som ble skjebnesvangert for Deepwater Horizon, var mangel på formelle konsekvensvurderinger og risikovurderinger ved avvik fra planene. BPs ledelse adresserte ikke risiko ved de seneste endringer i brønndesign og prosedyrer. BP hadde ikke gode nok kontrollmekanismer for at sikkerheten knyttet til viktige beslutninger i månedene frem til utblåsningen var ivarettatt. Mens de opprinnelige planene for brønndesign, og også tidlige endringer i design (i definisjonsfasen) ble styrt av en Management of Change (MOC)-prosess, var tilsvarende rutiner fraværende ved endringer i boreprosedyrer i ukene og dagene før planene skulle settes ut i livet. Slike beslutninger synes å ha blitt gjort av BP Macondo-teamet på ad hoc-basis uten noen formelle risikoanalyser eller interne ekspertvurderinger. Dette synes å ha vært en viktig bakenforliggende årsak for utblåsningen. (DWH-7, s. 122; DWH-8, s. 243).

Like før ulykken den 20. april var det mange "i siste liten"- beslutninger og endringer i forhold til prosedyrer for midlertidig forlating av brønnen. Det finnes ingen dokumentasjon på at det ble gjennomført noen formelle risikovurderinger eller en formell endringsprosess i den sammenheng (DWH-7, s. 104).

BP fulgte heller ikke sine interne retningslinjer om å benytte en MOC-prosedyre da de erstattet en erfaren boreleder på Deepwater Horizon med en boreleder som ikke tidligere hadde vært på innretningen. Dette ble gjort i den kritiske avslutningsfasen av bore- og brønnoperasjonen. Den andre borelederen ombord var også ganske uerfaren i og med at han bare hadde vært ombord i noen få måneder. Retningslinjene tilsier at MOC skal gjennomføres når det er en overføring eller tap av personell med spesifikk kunnskap eller erfaring fra et prosjekt (DWH-8, s. 236).

Det var også manglende dokumentasjon og informasjon om modifikasjoner/endringer knyttet til BOP (DWH-5, s. 6).

Likhetstrekk med Snorre A, Gullfaks C og Texas City

Manglende rutiner og praksis har også vært et gjentakende problem og en medvirkende årsaksfaktor ved flere andre hendelser. Ved *Snorre A*-hendelsen ble det gjort endringer i forhold til de opprinnelige planene. Dette inkluderte ikke vurdering av konsekvenser på barrierene for ulike deloperasjoner i forhold til endring i prosessen (SNA-2). Tilsvarende problemstilling ser vi også i hendelsen på *Gullfaks C*, der vurdering av endring i boremetode fra trykkbalansert boring (MPD) til konvensjonell boring, samt beslutning og involvering av personell var mangelfullt dokumentert og ikke avviksbehandlet i endringsloggen (GFC-1,2). Endringsloggen (Change Log) var ikke oppdatert med hensyn til hvilke endringer som var gjort for kjøring av 10 3/4" Tie Back og endring fra konvensjonell boring til trykkbalansert boring i 8 1/2" seksjonen (GFC-1). Også ved hendelsen i *Texas City* fikk operatørene lov til å gjøre endringer i prosessen uten skikkelig styring og gjennomføring av en endringsanalyse (CSB, s. 76).

10.2.7.4 Forhold som favoriserer tids- og kostnadsbesparelser

”Å balansere behovet for å adressere risiko med behovet for å styre kostnader er en konstant kamp for operatørene”. ”På enhver boreinnretning – uansett hvem som er operatør – så er tid penger” (DWH-8, s. 242, 245).

BP og Transocean hadde ikke egnede prosedyrer på plass for å ta tilstrekkelig hensyn til risiko eller for å vurdere den totale effekten av beslutninger som tilsynelatende bare berørte én del av brønnprosjektet. Et forståelig resultat av dette var at kostnadspress drev beslutningstakingen og tillot fjerning av operasjonell redundans ved at det ble betraktet som ineffektivitet (DWH-8, s. 242).

I fravær av et sterkere fokus på risikovurderinger og prosessikkerhet i utførelsesfasen, så tippet både tekniske og operasjonelle beslutninger i retning kostnads- og tidsbesparelser. Risikoregisteret er et godt eksempel. Selv om registeret var ment som en hjelp til å identifisere potensielle problemer med brønnen og konsekvensene av farene, så inkluderte det ikke sikkerhet som et element. Risikoregisteret fokuserte utelukkende på effekten risikoene kunne ha på tid og kostnad. Og det er ingen indikasjon på at Macondo-teamet benyttet risikoregisteret etter at de var kommet i utførelsesfasen (DWH-8, s. 245).

En serie av risikofylte beslutninger gjorde at man beveget seg i små steg mot en ulykke (DWH-6:F, DWH-7; DWH-8), se Tabell 10.1. Mange av disse beslutningene sparte også tid (DWH-8, s. 245) og penger (DWH-7, s. 125). Felles for beslutningene er at produktivitet og kostnadsbesparelser (tid og penger) ble prioritert på bekostning av sikkerhet (DWH-7), slik det også ble i Texas City i 2005 og Alaska North Slope Spill i 2006 (DWH-6). BPs kostnader for å leie Deepwater Horizon var høye (DWH-8, s. 245). Videre hadde boreprosjektet tatt lengre tid og kostet mer enn opprinnelig estimert, derfor ønsket man å komplettere brønnen for tidlig produksjon (kostnadsbesparelser) (DWH-6:F).

Det ligger i selskapers natur at det blir tatt beslutninger i retning av mest mulig effektivitet, men på Deepwater Horizon ble det ikke gjort vurderinger av sikkerhetseffekter av mange slike beslutninger (DWH-8, s. 245). BP manglet rutiner for å sikre seg at løsninger som ble valgt for å spare tid og penger, var like sikre som de opprinnelige løsningene (DWH-7, s. 125).

I årene frem mot DWH-ulykken var det nedbemanninger og nedskjæringer i BP, samt fokus på å gjøre jobben ”raskere og billigere”. Ifølge en avisartikkel det refereres til, ble det innført bonussystem som var forbundet med hvor mye en ansatt kunne spare (DWH-6:C).

I løpet av boringen hadde BPs Macondo-team (onshore) daglige samtaler om hvor lang tid ulike oppgaver ville ta. Den aktuelle tiden det tok ble rapportert og utførelsen delt med riggmannskapet. Detaljerte regneark over riggtid og kostnader ved hver aktivitet ble benyttet (DWH-8, s. 246-7). Macondo lå svært dårlig an i forhold til effektivitetsindikatorer for boring: Blant de 10 % dårligste når det gjaldt ”antall dager per 10.000 fot boret”, og også når det gjaldt indikatoren ”ikke-produktiv tid”. BP måtte innhente tillatelse fra de andre lisenseierne for å kunne fortsette boringen (DWH-8, s. 247). BP hadde stort fokus på å få ned boretiden; selskapet utfordret sine ingeniører til å utføre oppgavene ”raskere enn det som var gjort tidligere” – og være ”den beste av de beste”. BP hadde generelt bonusordninger til sine ledere som var styrt av boreeffektivitet, og Macondo-teamet var spesielt kjent for å fokusere på kostnader og ytelse i sine personlige evalueringer. Mange av lederne hadde boreeffektivitet som sin personlige målsetning for året 2010. ”Hver dollar teller” ble et slagord og hadde førsteprioritet i perioden med mindre etterspørsel etter olje i 2008 (DWH-8, s. 248).

Tabell 10.1 Eksempler på beslutninger på Deepwater Horizon som økte risikoen og som samtidig kunne være tidsbesparende (DWH-7, s. 125).

Beslutning	Var det tilgjengelig et mindre risikofyllt alternativ?	Spørte man tid ved å velge dette alternativet?	Beslutningstaker
Ventet ikke på flere sentreringsverktøy av foretrukket design	Ja	Spørte tid	BP - land
Ventet ikke på resultatene fra stabilitetstestene av skumsementen og/eller redesignet sementblandingen	Ja	Spørte tid	Halliburton (og muligens BP) - land
Utførte ikke sementevaluering (logging)	Ja	Spørte tid	BP - land
Brukte skillevæske laget av rester fra materiale for tapt sirkulasjon for å unngå deponeringsproblemer	Ja	Spørte tid	BP - land
Erstattet borevæske fra stigerøret før de satte overflate sementplugg	Ja	Uklart	BP - land
Satte overflate sementplugg 3.000 fot under nivået for borevæske i sjøvann	Ja	Uklart	BP - land (godkjent av MMS)
Installerte ikke ekstra fysiske barrierer under gjennomføring av prosedyren for midlertidig forlating	Ja	Spørte tid	BP - land
Utførte ikke videre testing av brønnintegritet (Diagnostics) til tross for problemer og uforklarlige resultater fra den negative trykktesten	Ja	Spørte tid	BP (og muligens Transocean) - på innretningen
Omgikk lagertanker og utførte samtidige operasjoner under arbeid med væskefortrengning	Ja	Spørte tid	Transocean (og muligens BP) - på innretningen

BP la også vekt på sikkerhet i sine ytelsesmål, og de hadde sine Golden Rules of Safety. Men BPs tilnærming var sterkest i forhold til personsikkerhet, heller enn prosessikkerhetsrisiko for hendelser med lav sannsynlighet og store konsekvenser, slik som en utblåsning. Indikatorer som ble benyttet var fraværsskader og sikkerhetsmøter. Det er ikke klart om og i hvilken grad BP har eller vurderer sikkerhetsmål (indikatorer) knyttet til boreprosedyrer og brønndesign. (DWH-8, s. 249).

BPs jag etter å bedre effektiviteten medførte en tendens til å behandle redundans som ineffektivitet. Aktiviteter som medførte ekstra kostnader, og som ikke umiddelbart bidro til å sikre brønnen, kunne da bli vurdert som ikke forsvarlig (DWH-8, s. 248).

Likhetstrekk med Montara og Snorre A

Også for utblåsningen på *Montara* pekes det på at effektivitet har blitt prioritert foran sikkerhet. Operatørselskapet på *Montara*-brønnen (PTTEPAA) synes å ha hatt en rådende filosofi om å få "utført jobben uten forsinkelse". For eksempel var det mer beleilig å sette BOP på H1-brønnen i stedet for å installere 13 3/8" PCCC som var et myndighetskrav (MON-1).

Det er også eksempler på målkonflikter ved *Snorre A*-utblåsningen, blant annet (Rosness m.fl., 2010):

- *Snorre A* var i årene før utblåsningen blitt en "pengeskapende maskin", som skapte redusert langsiktig planlegging og utsatt preventivt vedlikehold (SNA-2).
- Boreentreprenøren på *Snorre A* var betalt for effektiv operasjonstid, noe som gjorde det vanskeligere for kontraktørpersonell å gi uttrykk for bekymringer om sikkerhet og pålitelighet (Wackers, 2006).

- Beslutningen om å starte slissegjenvinningen uten et siste 'risk review' møte, reflekterer en byttehandel mellom sikkerhet og optimal utnytting av boreinnretningen.
- Ifølge Wackers (2006) var beslutningen om slissegjenvinningen, til tross for kompleksiteten av brønnen, del av en strategi for å forbedre og optimalisere produktiviteten på Snorre A.

10.3 Anbefalinger i granskningsrapporter

En oversikt over relevante anbefalinger er gjengitt i Tabell 10.2. Disse er i hovedsak hentet fra Salazar-rapporten (DWH-1), BPs interne granskningsrapport (DWH-2), Presidentkommisjonens rapport (DWH-7) og fra Chief Counsel's rapport (DWH-8). I tillegg kommer anbefalinger etter granskninger av ulykkene på Montara, Snorre A og Gullfaks C. Tre av anbefalingene fra DHSG er gjengitt i tabellen nedenfor. Forøvrig er anbefalingene fra DHSG benyttet som underlag i våre vurderinger av lærepunkter og mulige forbedrings-tiltak for norsk sokkel. Etter avtale med Petroleumstilsynet, er anbefalinger som direkte berører regulerings-strategi, ikke tatt med i denne vurderingen.

Tabell 10.2 Anbefalinger for organisasjon og ledelse.

Anbefalinger i granskningsrapporter – organisasjon og ledelse		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
Lederskap		
10.1	Vurdere å styrke teknisk bistand fra land på området sementering og tetting/barrierer mot hydrokarbonførende lag. Sørg for tilstrekkelig teknisk støtte fra landorganisasjon for alle globale operasjoner i selskapet innenfor boring og komplettering.	DWH-2, s. 183
10.2	Planlagte tiltak for å redusere tidsbruk og oppnå kostnadsbesparelser, og som påvirker forhold ved brønnkontroll, bør underlegges strenge risikovurderinger.	MON-1, s. 353
Kommunikasjon		
10.3	Endre skiftplan til boreleder og boresjef på Gullfaks C. Samtidig som brønnkontrollhendelsen på C-06 AT5 oppsto, hadde både boreleder og boresjef skiftbytte. Dette er en uheldig praksis og det anbefales derfor å endre skiftplan for boreleder og boresjef slik at de ikke har skiftbytte på samme dag.	GFC-2, s. 46
10.4	Tydeliggjøre krav til involvering av Statoils fagmiljø. I forbindelse med planlegging og gjennomføring av operasjonene på C-06 AT5 var det mangelfull involvering av fagmiljø i TNE inklusive SSC. Disse fagmiljøene ivaretar en viktig funksjon relatert til å ivareta QA/QC funksjonen i Statoil sine bore- og brønnoperasjoner, og det anbefales derfor å tydeliggjøre krav til involvering av disse miljøene.	GFC-2, s. 47
10.5	Gjennomgå praksis for klassifisering av hendelser. Med bakgrunn i klassifisering av alvorlighet og oppfølging av hendelsen på Gullfaks C den 23.12.2009 og hendelsen på Gullfaks B den 30.09.2007, er granskningsgruppen av den oppfatning at disse hendelsene ikke ble klassifisert og fulgt opp riktig. Det anbefales derfor å gjennomgå rutiner og praksis for klassifisering av hendelser relatert til B&B virksomheten, slik at disse hendelsene får riktig fokus og oppfølging.	GFC-2, s. 48
10.6	I SNA-1, foreslås følgende forbedringspunkter: Klassifisering av hendelser. Utsagn fra intervjuer og rapport etter hendelse på samme brønn den 21.11.2004 " Utsiktet utstrømning av gass/-diesel RUH ²⁵ 28 3229 " viser at denne hendelsen ble klassifisert som rød, men at klassifiseringen ble utfordret av ledelsen på land. Hendelsen ble først nedgradert, men likevel gransket som rød og seinere anbefalt oppgradert av Statoils egen granskningsgruppe. Landledelsens utfordring av klassifisering av hendelser, kan gi uheldige utslag.	SNA-1, s. 37
10.7	Informere tilsynsmyndighet: Operatørselskap har plikt til å informere tilsynsmyndighet om planer som innebærer å fjerne en barriere, selv om de mener at brønnintegritet ikke påvirkes negativt av dette. Operatørselskap skal også informere tilsynsmyndighet om problemer knyttet til etablering av barrierer.	MON-1, s. 352-3

²⁵ RUH: Rapport om uønsket hendelse.

Anbefalinger i granskningsrapporter – organisasjon og ledelse		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
10.8	Samarbeid mellom operatørselskap og riggkontraktører. Relevant personell fra operatørselskap og riggkontraktører bør møtes ansikt til ansikt for å bli enige om, samt dokumentere forhold ved brønnkontroll og tiltak før oppstart av boreoperasjoner.	MON-1, s. 358
10.9	Informasjonsdeling mellom aktører. Relevant informasjon med hensyn til brønnkontroll må fanges opp og formidles internt, samt mellom operatørselskap og riggkontraktører (også til relevante tredjeparts kontraktører), dette på en måte som sikrer at riktig personell til enhver tid er informert.	MON-1, s. 358
10.10	All kommunikasjon mellom offshorepersonell på innretning og land som kan knyttes til forhold ved brønnkontroll, bør dokumenteres innen rimelig tid.	MON-1, s. 358
10.11	Overvåke/kontrollere kunnskap høstet fra operativ erfaring i lag med kunnskap hos inspektører ute og fremme organisatorisk læring fra avvik, nestenulykker og ulykker.	DWH-6, s. 179
10.12	Rapportering. Operatørselskap og riggkontraktører bør samarbeide om systemer og etablere en kultur som fokuserer på forhold som har med brønnkontroll å gjøre. Vil for eksempel ytelsesbonuser eller belønninger stimulere eller redusere rapportering av uheldige forhold? Eksisterer systemer som muliggjør anonym rapportering av forhold av betydning for brønnkontroll? Hvilke ordninger beskytter varslere?	MON-1, s. 360
Prosedyrer		
10.13	Regelverket bør kreve at operatører utvikler et robust HMS-system for offshore bore- og brønnoperasjoner.	DWH-1, s. 28
10.14	Samordne krav og beste praksis for MPD-operasjoner på Gullfaks. Krav i APDS og beste praksis for Gullfaks sine MPD-operasjoner kan være vanskelig å finne frem i, blant annet hva som er gjeldende for Gullfaks MPD og hva som er gyldig fra UBO prosjektet.	GFC-2, s. 46
10.15	Utføre verifikasjon av APDS krav relatert til MPD-operasjoner og implementere nødvendige endringer. Behov for å ta en grundig gjennomgang av MPD-kravene i APDS og samle kravene slik at det blir enklere for brukere å finne frem.	GFC-2, s. 47
10.16	Foreta en snarlig gjennomgang av kvaliteten på tjenester levert av serviceselskaper innen sementering. Bekreft at tilstrekkelig oversikt og kontrollmekanismer er på plass blant serviceselskapene og i BPs organisasjon.	DWH-2, s. 185
10.17	Utvikle et system for rapportering, analyse og kommunikasjon av nestenulykker, i samsvar med "Federal Aviation's Aviation Safety Reporting System" innen luftfart.	DWH-5, s. 22
10.18	Forbedre BPs prosess for gjennomføring av tilsyn med hensikt å lukke avvik og verifisere funn og tiltak på tvers av BP-eide og BP-innleide innretninger.	DWH-2, s. 184
Ansatte		
10.19	I SNA-1, foreslås følgende forbedringspunkter: Stillingsbeskrivelser, krav. Relatert til styrende dokumentasjon er det uklart hvordan Statoil belyser ansvar og plasserer krav til kompetanse hos personell i forskjellige stillinger. Statoil skal ha et system som klart nok viser kobling mellom stipulerte krav til stillinger og ansvaret som styrende dokumentasjon definerer for stillingen. Statoil skal sikre at personell bestandig er klar over sitt ansvar og har nødvendig kompetanse for å utføre sikre arbeidsoperasjoner.	SNA-1, s. 38
10.20	Utvikle et bransjeomspennende rapporteringssystem for varslere (Whistle blower).	DWH-6, s. 180
10.21	Utrede krav til formell opplæring av personell som setter føringsrør og gjennomfører sementeringsoperasjoner.	DWH-1, s. 24
10.22	Utrede tilleggskrav til sikkerhetsopplæring og sertifisering.	DWH-1, s. 28
10.23	Styrke kompetansebyggingen med hensikt å øke yteevnen til sentralt personell i viktige operasjoner og lederstillinger. Forsterke eksisterende kunnskap og ferdigheter av betydning for håndtering av dypvannsboring og brønnoperasjoner.	DWH-2, s. 183
10.24	Utvikle et avansert opplæringsprogram innen brønnkontroll tilpasset dypt vann som supplement til nåværende opplæringsprogram. Bygg inn erfaringer fra DWH-ulykken i dette arbeidet.	DWH-2, s. 184

Anbefalinger i granskningsrapporter – organisasjon og ledelse		
Nr.	Beskrivelse	Referanse
10.25	Opplæring i brønnkontroll bør være obligatorisk for nøkkelpersonell som kan bli involvert i brønnkontrolloperasjoner (herunder riggpersoneell og støttepersonell på land). Eksisterende opplæringsprogrammer bør gjennomgås av industrien, tilsynsmyndigheter og opplæringsinstanser med bakgrunn i brønnkontrollulykker som har skjedd (i Australia og resten av verden).	MON-1, s. 359
10.26	Opplæring/kompetanse: Operatørselskap og riggkontraktører (og tredjepartsleverandører som er involvert i brønnkontrolloperasjoner) må konkret vurdere, samt dokumentere type og omfang av kunnskap/kompetanse for relevant personell i forhold til brønnkontroll (herunder kjennskap til regelverkskrav og prosedyrer). Opplæringsbehov, og muligheter til å få dette gjennomført bør kartlegges.	MON-1, s. 359
Kontraktører		
10.27	Kreve at boreentreprenører innfører overvåkningssystemer for kontinuerlig vurdering av integriteten av brønnkontrollutstyr, dette for å forbedre ytelsen i forhold til et sett av etablerte "leading" og "lagging" (proaktive og reaktive) indikatorer.	DWH-2, s. 184
Teknologi		
10.28	Personell på innretninger vil ha fordel av et system med automatiske alarmer, lik de som brukes i cockpit på fly, for å skape oppmerksomhet om potensielle indikasjoner på brønnsparke.	DWH-8, s. 241
Risiko		
10.29	Gjennomgå, samt vurdere konsistensen, omfanget og effektiviteten av eksisterende risikostyring og styring av endringsprosesser slik det praktiseres blant aktørene innen boring og komplettering.	DWH-2, s. 183
10.30	Etablere "leading" og "lagging" (proaktive og reaktive) indikatorer for brønnintegritet og brønnkontroll, samt for sikkerhetskritisk utstyr på innretningen.	DWH-2, s. 184
10.31	Tydeliggjøring av krav til risikostyring i brønntilvirkningsprosessen, slik at det legges bedre til rette for etterlevelse.	GFC-2, s. 46
10.32	Vurderinger i forkant av boreoperasjon skal innbefatte en risikovurdering av verst tenkelige utblåsingsscenario.	MON-1, s. 352
10.33	Bruken av / typen av barrierer (inkludert eventuelle endringsforslag i forbindelse med dette) må være gjenstand for konsultasjon mellom operatørselskap og riggkontraktører før operasjon. Risikovurderinger bør gjennomføres, deretter godkjennes og dokumenteres skriftlig før operasjon igangsettes. En felles skriftlig bekreftelse om hensiktsmessigheten av bruken av bestemte barrierer bør foreligge før operasjonen starter. Senior onshorepersonell for berørte aktører bør involveres i dette.	MON-1, s. 353
10.34	Fjerning av en barriere må være gjenstand for konsultasjoner mellom operatørselskap og boreentreprenør før denne fjernes. Risikovurderinger bør gjennomføres, deretter godkjennes og dokumenteres skriftlig før igangsetting av operasjon. En felles skriftlig bekreftelse om hensiktsmessigheten av å fjerne barrieren bør foreligge før operasjonen starter. Senior onshorepersonell for berørte aktører bør involveres i dette.	MON-1, s. 353
10.35	Definere BPs minimumskrav til boreentreprenørenes styring av endringer (MOC) for subseab BOP.	DWH-2, s. 186

Et rammeverk for å kunne identifisere gode forbedringstiltak for å unngå storulykker er omtalt i kapittel 10.4, mens lærepunkter og mulige forbedringstiltak er behandlet i kapittel 10.5.

10.4 Ulike perspektiver på robuste organisasjoner

DWH-ulykken er et resultat av flere feilhandlinger og -beslutninger utført på operativt nivå. Menneskelig atferd er sjelden årsaken til ulykker, men en konsekvens av organisatorisk kontekst enkeltindivider opptrer i (Reason, 1997). For å hindre at enkeltfeil og driftsforstyrrelser fører til alvorlige ulykker er robuste ("resiliente") systemer en viktig premisse. Resiliens²⁶ handler om et systems iboende egenskaper til å tilpasse seg før, under og etter endringer og forstyrrelser, slik at systemet kan opprettholde funksjon både under forventede og uforutsette situasjoner (Hollnagel, 2011). *For enkelthets skyld har vi i det følgende kalt denne egenskapen for "robusthet"*.

Det er ulike bidrag som i kombinasjon skaper robuste organisasjoner, dvs. skaper sosiotekniske systemer med iboende egenskaper til å tilpasse seg ventede og uforutsette forhold på en måte som gjør at systemet kan opprettholde sin funksjon.

Ulike perspektiver på storulykker og robuste organisasjoner etterspør ulike løsninger. Rosness m.fl. (2010) sammenfatter seks ulike perspektiver på robuste organisasjoner:

Energi-barriere perspektivet. Ulykker kan unngås ved at man forhindrer, avskjærer eller demper feil og avvik som kan føre til alvorlige hendelser (energimengder på avveie), og/eller man kontrollerer konsekvensene av hendelsene.

Normalulykke perspektivet (Normal Accident Theory – NAT). Ulykker er unngåelige i (sosiotekniske) systemer som kombinerer høy interaktiv kompleksitet med tette koplinger, fordi disse krever to diametralt forskjellige organisasjonsprinsipper. Slike "normale" ulykker kan bare unngås hvis man lager systemer som ikke kombinerer disse egenskapene.

High Reliability Organization (HRO)²⁷ perspektivet prøver å forklare hvordan organisasjoner som opererer risikofylte systemer, likevel unngår at ulykker inntreffer. HRO-teorien er basert på grundige studier av organisasjoner (for eksempel hangarskip) som faktisk har demonstrert en overraskende kapasitet og evne til å håndtere komplekse teknologier uten at store ulykker inntreffer (LaPorte og Consolini, 1991). Sentrale elementer i dette perspektivet er organisatorisk redundans²⁸, evnen til å skifte operasjonsmodus i takt med skiftende krav til ytelse, herunder kriser og "mindfulness" (som vi kan kalle oppmerksomhet/ forsiktighet/ "tett-på").

Informasjonsflytterspektivet flytter oppmerksomheten fra den fysiske og sosiotekniske prosessen til kvaliteten på de funksjonene som skal følge med og oppdage unormale forhold. Perspektivet sørger for at relevant informasjon og kunnskap er tilgjengelig i enhver kritisk situasjon, og understøtter organisatorisk fleksibilitet (Turner og Pidgeon, 1997). Aktørene må ikke bare ha tilgang til informasjon, de må også være i stand til å *tolke* den på riktig måte og *forstå* implikasjonene.

Målkonfliktperspektivet setter sikkerhet inn i en mer praktisk og realistisk ledelseskontekst med kryssende hensyn og målkonflikter, men peker også på at de som er i den "skarpe" enden (operatører), og de som er i den "butte" enden (ledelse), kan ha ulikt grunnlag for å forstå den situasjonen man er oppe i (Rasmussen, 1996).

²⁶ Det engelske ordet 'resilience' er mye brukt i internasjonal litteratur om sikkerhet. Det mangler imidlertid en god norsk oversettelse. Hollnagel (2011) definerer 'resilience' som "the intrinsic ability of a system to adjust its functioning prior to, during, or following changes and disturbances, so that it can sustain required operations under both expected and unexpected conditions". I mangelen på et godt norsk ord velger vi å bruke begrepet *robusthet*. Andre norske ord som forklarer det engelske ordet 'resilience', men som ikke treffer 100 % er: Smidighet, fleksibilitet, motstandsdyktighet og motstandsevne.

²⁷ På norsk benyttes gjerne betegnelsen *høypålitelige organisasjoner*.

²⁸ Organisatorisk redundans innebærer at organisasjonen er mer pålitelig enn enkeltpersoner. Organisatorisk redundans skapes ved at folk rådfører seg med hverandre, stiller kritiske spørsmål og korrigerer hverandre.

Resilience Engineering perspektivet er delvis dannet gjennom å kombinere deler av perspektivene presentert ovenfor, men også gjennom å bygge videre på dem. Den tradisjonelle tilnærmingen til sikkerhet med å bygge barrierer i forhold til kjente hendelsesforløp, har klare begrensninger når man står overfor komplekse organisasjoner i kontinuerlig endring. Derfor må det i tillegg bygges robuste organisasjoner som har evnen til å oppdage og tilpasse seg ulike variasjoner i systemet og omgivelsene uten vedvarende driftsforstyrrelser (Hollnagel m.fl., 2006). Hollnagel (2011) opererer med fire robuste egenskaper for å skape robuste organisasjoner: 1) Evnen til å reagere på forutsette og uforutsette feil og forstyrrelser; 2) Evnen til å overvåke hva som foregår; 3) Evnen til å forutse mulige fremtidige trusler og muligheter; og 4) Evnen til å lære av feil og suksesser. Viktige premisser for disse robuste (resiliente) egenskapene er grunnleggende kvaliteter som kunnskap, kompetanse, ressurser og tid (Hollnagel m.fl., 2006).

10.5 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel

Anbefalingene i kapittel 10.3, sammen med innspill fra referansegruppa, Petroleumstilsynet og andre ressurspersoner, samt prosjektgruppens generelle kunnskap om bransjen, danner grunnlag for lærepunkter og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel. Mange av anbefalingene i dette kapitlet er generelle forbedringstiltak som må tilpasses den aktuelle situasjon og operasjonaliseres.

Diskusjonen og anbefalingene omhandler følgende tema:

1. Robuste egenskaper i bore- og brønnoperasjoner - balanse mellom etterlevelse av krav og tilpasning til situasjonen
2. Kompetanse og arbeidsbelastning for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger
3. Utfordringer knyttet til bruk av risikoanalyser – behov for nye metoder
4. Bruk av perspektiver på storulykker i risikostyring
5. Indikatorer for storulykker
6. Situasjonsforståelse og reaksjon på signaler
7. Informasjonsdeling, samhandling land-hav og nye arbeidsprosesser (“integreerte operasjoner”)
8. Håndtering av målkonflikter
9. Erfaringsoverføring og læring etter tidligere hendelser

10.5.1 Robuste egenskaper i bore- og brønnoperasjoner – balanse mellom etterlevelse av krav og tilpasning til situasjonen

I hendelsene studert i denne rapporten har manglende etterlevelse av prosedyrer og krav vært en sentral årsaksfaktor. Intervjuer av Snorre A-personell i Schiefloe m.fl. (SNA-2), viser at årsakene til manglende etterlevelse er forklart ved varierende kjennskap til styrende dokumentasjon; omfattende/kompleks dokumentasjon; lite tilgjengelig; ikke tid til å sette seg inn i dokumentasjon; og varierende grad av opplæring. For Snorre A-utblåsningen klarte man til tross for dette å håndtere den kritiske operasjonen som oppstod. Evnen til å håndtere situasjonen er tilskrevet lang erfaring og høy grad av lokal kunnskap om plattformen blant personellet ombord, lang fartstid og godt arbeidsmessig felleskap på Snorre A, samt evne til enkel, fleksibel og rask handling ved behov. Ingen av disse egenskapene er synliggjort som krav i styrende dokumentasjon. Evnen til å tilpasse seg feil og driftsforstyrrelser uten å skape alvorlige ulykker, er et viktig aspekt ved robuste (eng. ”resilient”) organisasjoner. Denne evnen vil til dels være avhengig av gode prosedyrer og etterlevelse av styrende dokumentasjon (spesielt for forventede situasjoner). På grunn av at systemer vil ha en iboende variabilitet med hensyn til f.eks. omgivelser, belastninger, menneskelige faktorer vil det være umulig å forutse og beskrive alt som kan gå galt (Hollnagel m.fl., 2006). Det må derfor skapes robuste egenskaper i organisasjoner som gjør det mulig å tilpasse seg kombinasjoner av variabilitet i systemet og i omgivelsene som et komplementært tillegg til krav og standarder.

Sikker boring handler om å kunne håndtere dynamiske trykkforhold i brønnen og raskt kunne stenge inne hydrokarboner når ustabile brønnforhold oppstår. I bore- og brønnoperasjoner er omfang og variasjon av

krevede situasjoner stort. Det er større usikkerhet relatert til mulige utfall i bore- og brønnoperasjoner, sammenliknet med mange andre tekniske/ingeniørmessige aktiviteter. Det betyr at det er vanskelig å beskrive krav og prosedyrer for å kontrollere alle mulige utfall i bore- og brønnoperasjoner. På grunn av denne iboende variabiliteten er det behov for å legge til rette for robuste egenskaper i boreorganisasjonen for raskt å kunne tilpasse seg både forutsette og uforutsette situasjoner. På den måten kan man normalisere situasjonen uten at det skapes driftsforstyrrelser.

Dette innebærer ikke at utvikling og etterlevelse av krav er en feil tilnærming. I denne forbindelse er det pekt på som nyttig å trekke lærdom fra kjernekraft- og luftfartssektoren (DWH-7). I kjernekraftsektoren skjer alvorlige hendelser sjelden, samtidig opereres det under relativt stabile forhold, sammenliknet med dynamiske og usikre forhold i en bore- og brønnoperasjon. Når det gjelder luftfart, kan det være læring relatert til standardisering av arbeidsprosesser på operativt nivå, dvs. i cockpit og på boredekk. I luftfart har man entydige krav å forholde seg til, uavhengig av type fly og reiserute. På tilsvarende måte kan standardiserte krav i bore- og brønnoperasjoner gjøre det lettere for borecrew å forholde seg til etterlevelse av krav på forskjellige innretninger. Men også for luftfart er det behov for å ha robuste egenskaper til å håndtere uforutsette situasjoner. Et eksempel på dette er nødlandingen på Hudson River i januar 2009. Kort tid etter "take off" mistet flyet motorkraft som en følge av kollisjon med fugler. Kapteinen foretok valg som gikk utenfor normale krav for å tilpasse seg situasjonen og dermed foreta en nødlanding på Hudson River. Eksemplet illustrerer viktigheten av å ha fleksibilitet og evne til å tilpasse seg situasjoner raskt, når man ikke har krav og prosedyrer tilgjengelig for situasjonen.

Å løse sikkerhetsproblemer med flere og bedre prosedyrer gjør at man reduserer handlingsrommet for å tilpasse seg situasjoner fleksibelt og raskt (Reason, 1997). For bore- og brønnoperasjoner gjør det store utfallsrommet at det ofte inntreffer situasjoner/ hendelser som avviker fra de forutsetningene som ligger i prosedyrene. Dermed må man gjennom en omfattende avviksbehandling for å kunne iverksette alternative aksjoner i en presset situasjon. Strukturert kompetansebygging både for enkeltpersoner og organisasjoner (grupper) blir sentralt. Breddekompetanse som gjenspeiler det usikre utfallsrommet i bore- og brønnoperasjoner er viktig, noe som gjør at organisering og kommunikasjon på tvers blir helt sentralt.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Videreutvikle strategier for sikkerhetsledelse som både ivaretar etterlevelse av krav, og evnen til å kunne håndtere forutsette og uforutsette situasjoner.
 - Omfang og variasjon av krevende situasjoner som kan oppstå ved bore- og brønnoperasjoner, er stort. Det kreves ulike strategier for å kontrollere dette. Utvikling, innføring og etterlevelse av krav er én tilnærming, men det er også behov for å gjøre organisasjoner bedre i stand til å tilpasse seg til forutsette og uforutsette situasjoner for å kunne normalisere situasjonen så raskt som mulig. Dette stiller store krav til kapasitet og kontinuitet blant personellet.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter for å avdekke hvilke kritiske elementer (handlinger, prosesser og ressurser) som må være tilstede for å tilpasse seg endringer i forutsetninger og belastninger i bore- og brønnoperasjoner, samt håndtere situasjoner som oppstår underveis.

10.5.1.1 Hvordan utvikle robuste organisasjoner for å unngå ulykker i bore- og brønnoperasjoner?

Evne til etterlevelse, tilpasning, årvåkenhet og forutanelse kan forklares av den organisatoriske konteksten personell står ovenfor. Hvordan kan det utvikles robuste organisatoriske egenskaper for å unngå fremtidige ulykker?

Hollnagel (2011) hevder at evnen til å kunne reagere på både forutsette og uforutsette situasjoner er avhengig av et balansert samspill mellom evnen til å overvåke hva som foregår i nåtid, forutse fremtidige utviklinger og lære av tidligere hendelser og suksesser. Disse robuste egenskapene krever spesiell kompetanse både hos

den enkelte, på gruppenivå og på organisasjonsnivå. Andersen og Albrechtsen (2011) har gjort en gjennomgang av DWH-ulykken og Snorre A-hendelsen, og har studert hvordan egenskaper knyttet til robuste (resiliente) organisasjoner har påvirket hendelsesforløpet. De to hendelsene viser at mangelfull evne til å forutse, lære, overvåke og reagere, er tett forbundet med hverandre. Begge hendelsene viser at organisasjonene har en tilfredsstillende evne til å reagere *etter* at hendelsen har skjedd (reaktiv handlingsevne), men mangler evne til å reagere på tydelige signaler om at en farlig situasjon er i ferd med å utvikle seg (proaktiv handlingsevne). For begge ulykkene er perioden etter utblåsningen preget av tilpasning til situasjonen og bruk av tilgjengelige ressurser.

Det er imidlertid klare mangler når det gjelder evne til å overvåke nåsituasjonen, lære av fortiden samt å kunne forutse fremtidig utvikling. Disse egenskapene ville kunne ha generert en tidligere reaksjon, og dermed kunne en utblåsning vært unngått. Med bakgrunn i denne gjennomgangen konkluderer Andersen og Albrechtsen (2011) med anbefalinger for å bedre boreorganisasjonens evne til å tilpasse seg feil og driftsforstyrrelser, med en balanse mellom grunnleggende kvaliteter for robuste organisasjoner. Med bakgrunn i disse anbefalingene, teori beskrevet i kapittel 10.4 og årsaksforhold til DWH-ulykken beskrevet i kapittel 10.2, foreslås følgende lærepunkter for å skape en robust organisering av bore- og brønnoperasjoner:

- Utvikle strategier for sikkerhetsledelse som ivaretar en balanse mellom etterlevelse av krav og evnen til å tilpasse seg endringer for å håndtere både forutsette og uforutsette situasjoner (som bl.a. betyr en operasjonalisering av punktene under). Dette er omhandlet i kapittel 10.5.1.
- Forbedre kompetansen, samt legge arbeidssituasjonen til rette for å tilpasse seg det usikre og dynamiske utfallsrommet i bore- og brønnoperasjoner. Dette er omhandlet i kapittel 10.5.2.
- Forbedre metoder for operasjonelle risikovurderinger for å styrke evnen til å forutse fremtidige utviklinger. Dette er omhandlet i kapittel 10.5.3.
- Fremme bruk av ulike perspektiver på robuste organisasjoner i operasjonell risikostyring. Dette er omhandlet i kapittel 10.5.4.
- Ta i bruk proaktive prosessikkerhetsindikatorer for å kunne overvåke forhold som kan bli en fare for sikkerheten i nærmeste fremtid. Indikatorene må også inkludere egenskaper ved robuste organisasjoner. Dette er omhandlet i kapittel 10.5.5.
- Forbedre evnen til årvåkenhet og til å oppdage tidlige signaler på at en situasjon er i ferd med å komme ut av kontroll. Dette er omhandlet i kapittel 10.5.6.
- Involvere landorganisasjonen for bedre støtte ved f.eks. kritiske beslutninger og ved overvåkning og tolkning av data. Dette er omhandlet i kapittel 10.5.7.
- Forbedre systemer for informasjonsdeling mellom distribuerte aktører for bedre beslutningsstøtte og evne til å forutse fremtidige situasjoner. Dette er omhandlet i kapittel 10.5.7.
- Håndtere målkonflikter mellom effektivitet og sikkerhet. Dette er omhandlet i kapittel 10.5.8.
- Forbedre evnen til å lære av tidligere hendelser og suksesser. Dette er omhandlet i kapittel 10.5.9.

Disse punktene gjenspeiler også strukturen i kapittel 10.5 om lærepunkter fra DWH-ulykken og andre relevante hendelser.

10.5.2 Kompetanse og arbeidsbelastning for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger

Et problem på DWH var at det ble tatt en rekke beslutninger med alvorlige sikkerhetsmessige konsekvenser uten at dette ble fanget opp på en tilfredsstillende måte. Et eksempel er beslutninger knyttet til den negative trykktesten. Borelederne fra BP har i dette tilfellet ikke reagert på boresjefens feilvurdering og feilbeslutning, fordi de ikke var trent i å gjennomføre og å tolke en negativ trykktest. En av borelederne hadde kun én ukes erfaring på DWH.

Granskningsrapportene fra DWH-ulykken viser til mangelfull opplæring av personell både hos BP og Transocean, bl.a. i tolkning av negativ trykktest og i forbindelse med krisehåndteringen. I DWH-8 (s. 237) pekes det på at det er "... nødvendig at selskap trener og øver for krisesituasjoner nettopp fordi de inntreffer så sjelden" (DWH-8, s. 237). Trening på å være forberedt på det uventede behandles nærmere i kapittel 10.5.1 hvor balansen mellom etterlevelse av krav og tilpasninger til situasjoner er diskutert.

OLF sitt prosjekt²⁹ etter DWH-ulykken foreslår tre anbefalinger angående kompetanseutvikling: 1) Etablere minimumskrav til teknisk utdanning og kompetansevurdering for nøkkelpersonell og ledere involvert i dypvannsboring og brønnoperasjoner; 2) Utvikle og iverksette høyere brønnkontrollutdanning for dypvannsboring og ytterligere krav til eksisterende utdanningsstandarder og sertifikat innen brønnkontroll; 3) Utvikle og iverksette trenings- og kvalifikasjonsprosesser for personell ansvarlig for operasjoner, vedlikehold og modifikasjoner på undervannsbrønnsystemer. Disse er i samsvar med anbefalinger etter DWH-ulykken og Montara-ulykken (anbefaling nr. 12, 23-25 i kapittel 10.3).

En studie utført av DNV på oppdrag for Petroleumstilsynet (Jærnes m.fl., 2005) om borers arbeidssituasjon på norsk sokkel viser at boreledelsen (boreleder og boresjef) oppleves generelt som lite synlige og delaktige i det operasjonelle arbeidet. Administrative oppgaver tar en stor del av arbeidsdagen. Begrenset tilstedeværelse og operasjonell deltakelse kan skape redusert oversikt over bore- og brønnoperasjonen, redusert kjennskap til daglige utfordringer og manglende forståelse for brønnforhold og redusert kjennskap til utstyr som anvendes.

Samme studie viser at den mentale arbeidsbelastningen til en borer i perioder er på grensen av hva som er forsvarlig. Dette som følge av den informasjonsmengde de må forholde seg til, antall arbeidsoppgaver, utforming av arbeidsplass og pågang fra annet personell som har behov for informasjon. Disse faktorene kan også være mulige forklaringsfaktorer til manglende reaksjon på signaler om brønnsparke i de knappe 45 minuttene før borevæske veltet opp på Deepwater Horizon.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Legge til rette for økt kompetanse og en bedre arbeidssituasjon for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger i bore- og brønnoperasjoner.
 - Videreutvikle krav til opplæring og trening: Gjennomgå og videreutvikle krav til utdanningsstandarder, sertifikater, treningsprosesser og kvalifikasjonsprosesser for personell involvert i brønnoperasjoner og brønnkontroll; trening på sjeldne og tenkte scenarier; og bruk av simulatorer for mer realistisk trening.
 - Foreta en gjennomgang av arbeidssituasjonen for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger (for eksempel borer og boreledelsen), samt gjennomgå hele organisasjonsstrukturen i forhold til dagens bore- og brønnoperasjoner.

10.5.3 Utfordringer knyttet til bruk av risikoanalyser – behov for nye metoder

I granskningsrapportene er det flere steder påpekt at man ikke har gjort gode nok risikovurderinger, eller ikke gjort risikovurderinger overhodet i forbindelse med enkeltbeslutninger som kan ha sikkerhetsmessige konsekvenser. Noen eksempler:

- I forbindelse med DWH-ulykken er det påpekt at endringer i svært liten grad ble risikovurdert og at mange beslutninger knyttet til gjennomføringen av operasjonen ikke ble formelt vurdert med tanke på om de ville påvirke risiko. I flere tilfeller var fokus primært rettet mot å redusere sannsynligheten for tapt sirkulasjon i brønnen, i stedet for at man hadde et mer helhetlig syn som balanserte tapt sirkulasjon mot muligheten for dårlig sementering.
- I forbindelse med Gullfaks C-hendelsen viser granskningsrapportene at det var utilstrekkelige risikovurderinger både i planleggingsfasen og under selve MPD-operasjonen. Spesielt pekes det på at

²⁹ <http://www.olf.no/no/Var-virksomhet/HMS-og-Drift/Deepwater-Horizon/>

kompleksiteten i brønnen ikke ble reflektert i valg av risikoanalytisk tilnærming. I simuleringer ble det for eksempel identifisert muligheter for tap av sirkulasjon. Dette ble også diskutert i arbeidsmøter uten at det eksplisitt ble foretatt noen risikovurdering, eller dokumentert i risikoregisteret som er det viktigste oppfølgingsystemet operativt. Et annet forhold som ikke ble underlagt risikovurdering, var alle endringene før selve bore- og brønnoperasjonen startet. Mange kritiske endringer ble ikke dokumentert i endringsloggen, og heller ikke underlagt noen form for risikovurdering.

Generelt kan sviktende risikovurderinger/-analyser inntreffe på følgende måter:

- *Man har vurdert risiko*, men likevel konkludert på en måte som har, eller kan ha bidratt til å øke sannsynligheten for at en hendelse kan inntreffe. Dette kan ha to årsaker: 1) Man har vurdert risiko, men har hatt fokus på andre hendelser enn det som til sist viste seg å inntreffe (eksempelvis fokus på tap av sirkulasjon kontra mulighet for dårligere sementering). 2) Man har vurdert risiko, men vurdert den til å være så lav at den er akseptabel.
- *Man har ikke vurdert risiko*, noe som også kan skyldes to forhold: 1) Sikkerhet er nedprioritert, og man har derfor valgt ikke å gjennomføre analyser (for eksempel ikke gjennomført “peer review” av boreprogrammet på Snorre A). 2) Man har vurdert risikoen til å være så lav at risikoanalyse ikke har vært nødvendig (inkludert at man ikke har innsett at beslutningen har hatt betydning for risiko).
- *Man har ikke vurdert helheten*. Det er foretatt en serie beslutninger som alle har, eller kan ha påvirket risiko. Delvis er disse risikovurdert, men helheten i beslutningene er ikke fanget opp av noen. Dette har gitt muligheter for “drift towards failure”, uten at noen har sett at risikoen har økt sakte men sikkert.

10.5.3.1 Dagens status - risikoanalyser

Risikoanalysene som utføres for offshoreinnretninger og -operasjoner kan deles i to hovedgrupper: Den første gruppen omfatter de overordnede *totalrisikoanalysene* som gjennomføres for alle innretninger, inklusive boreinnretninger. Disse gir et totalbilde av storulykkesrisikoen og benyttes blant annet for å vurdere om akseptkriteriene til risiko er oppfylt.

Den andre gruppen er *operative analyser* som utføres for å adressere spesifikke operasjoner, enkeltstående beslutninger, mindre modifikasjoner, arbeidsoperasjoner etc. Denne gruppen består av en rekke forskjellige analyser, som for eksempel matriseanalyser som brukes i ulike sammenhenger, HAZOP, SJA, osv. Fellestrekk for disse analysene er at de vanligvis utføres isolert fra de overordnede analysene, og har fokus på avgrensede problemstillinger og beslutninger.

De analysene som ble gjort, eller som skulle ha vært gjort, i forbindelse med operasjonene på Deepwater Horizon hører alle hjemme i den siste kategorien.

Totalrisikoanalysene baserer seg i stor grad på prinsipper utviklet for konsept sikkerhetsvurderinger helt tilbake til 1980, hvor fokuset var på sikrere design. Dette var, og er fremdeles et viktig og verdifullt bidrag til sikkerhet på norsk sokkel og har ført til sikrere løsninger som i større grad er i stand til å tåle konsekvensene av alvorlige hendelser.

En svakhet med disse ”designanalysene” er for lite fokus på årsakene til storulykker og modellering av disse. Det finnes noen unntak, blant annet i forhold til kollisjon med passerende skip, men ellers er disse analysene i stor grad basert på at man tar historiske data for hvor ofte hendelser (lekkasjer, utblåsninger) skjer, kombinerer det med et aktivitetsnivå eller en utstyrsmengde, og benytter dette som et estimat på frekvens for hendelsene.

Det er behov for mer “operasjonelle risikoanalyser”, både ved en videreutvikling av årsaksmodellering knyttet til totalrisikoanalysene og utvikling av nye operative analysemetoder med fokus på barrierene.

10.5.3.2 Behov for videreutvikling av årsaksmodellering i dagens risikoanalyser

Det har de siste 5-10 årene blitt utviklet metoder som kan benyttes for bedre å modellere årsaker til lekkasjer (BORA³⁰, OMT). Disse metodene modellerer arbeidsprosesser som kan medføre uønskede hendelser (for eksempel lekkasjer), operasjonelle barrierer og påvirkende faktorer som blant annet ledelse og kompetanse. Det er med andre ord utviklet modeller, men disse er foreløpig ikke utviklet langt nok til at de er tatt i bruk i industrien.

Det er viktig å se *totalrisikoanalysene* i sammenheng med *operative analyser* som gjøres i forkant av spesifikke arbeidsoperasjoner. De operative risikoanalysene har som hovedformål å avdekke farer og kritiske forhold relevant for en gitt situasjon, for deretter å fastsette hva dette representerer av risiko. For å fastsette risiko knyttet til et konkret forhold, kan man ofte benytte totalrisikoanalysen som støtte. For eksempel når man i Gullfaks C-hendelsen identifiserte at tap av sirkulasjon var et problem, kunne man i prinsippet sett de mulige konsekvensene (utblåsning) av en slik situasjon fra totalrisikoanalysen, men på grunn av manglende årsaksmodellering er det ikke mulig å se hvorvidt sannsynligheten for utblåsning har økt.

Totalrisikoanalysen kan også ta inn over seg operative forhold. Totalrisikoanalysen vil ikke kunne foreta en eksplisitt fareidentifikasjon i konkrete situasjoner, men den kan peke på, og inkludere i risikofastsettingen en rekke faktorer av betydning. BORA og OMT representerer tilnærminger hvor risikopåvirkende faktorer (RIFer) benyttes til å synliggjøre forhold av betydning. Eksempler på RIFer i Gullfaks C-situasjonen er (i) endringsledelse, (ii) bruk av risikoregister som aktivt styringsverktøy, (iii) omfang av operative risikoanalyser, (iv) kompetanseledelse, og (v) bruk av "early warning" systemer slik som aktiv bruk av seismikk-data. Diskusjonen ovenfor indikerer hvordan man i større grad kan se totalrisikoanalysen i sammenheng med de operative risikoanalysene for å synliggjøre årsaker til at de initierende hendelsene i totalrisikoanalysene faktisk inntreffer.

En effekt av dette er at man får bedre verktøy for å ta beslutninger ved større endringer. Koblingen mellom enkeltbeslutninger og det "store risikobildet" blir tydeligere og det er lettere å se hvilken effekt enkelte beslutninger har på totalrisikoen. Dette vil også gjøre det enklere å se en kjede av beslutninger i sammenheng, fordi man kan se hvordan effekten av beslutninger akkumuleres i risikobildet.

En anbefaling er derfor at modellering av årsaker til hendelser bør utføres på en langt mer detaljert måte enn man gjør i dag. Dagens praksis for totalrisikoanalyser er at generiske tall benyttes for initierende hendelser i scenariomodelleringen uten at det vurderes årsaken til at slike hendelser inntreffer, eller hvilke faktorer som påvirker dette. BORA og OMT er per i dag ikke utviklet langt nok til at de er egnet til operativt bruk, til det er de for arbeidskrevene, men de peker likevel ut en mulig retning mot hvordan årsaksanalysen kan styrkes.

Et argument mot å benytte disse metodene har vært at det krever mye ressurser. I dag brukes en stor del av ressursene for oppdatering av risikoanalyser på CFD³¹-modellering av branner og eksplosjoner. Ved store ombygginger er dette relevant å gjøre, men nytteverdien kan være begrenset i drift fordi det sjelden er aktuelt å gjøre store ombygginger for å forsterke utstyr og konstruksjoner. Her anbefales at man i større grad benytter disse ressursene på å modellere årsakene til at hendelser skjer. Dette begrenser den totale ressursbruken og gir et langt bedre grunnlag for å identifisere tiltak som kan *forhindre* hendelser, ikke bare *beskytte* dersom hendelsene inntreffer.

³⁰ BORA: Barrier and Operational Risk Analysis.

³¹ CFD: Computational Fluid Dynamics.

Bedre årsaksanalyser vil også kunne medføre flere andre fordeler:

- Analysene vil kunne modellere arbeidsprosesser og beslutninger som potensielt kan føre til storulykker. Dette er de prosessene som man i dag utfører enkeltstående analyser og vurderinger av, og disse analysene kan da knyttes bedre opp mot en helhet.
- En slik kobling vil kunne bidra til å gi en oversikt over hvordan ulike beslutninger og ulike trinn i arbeidsprosessen påvirker risiko, noe som kan gjøre det mulig å se helheten på en annen måte enn i dag.
- Modelleringen vil også bidra til å øke bevisstheten rundt hva som faktisk bidrar til risiko, fordi det tydeliggjøres i risikoanalysen og fordi det blir mulig å se hvordan endringer i beslutninger og arbeidsprosesser endrer risikobildet.
- Man kan få mer målrettede tiltak rettet mot å forhindre hendelser, og vise hvilken effekt disse har. Satt litt på spissen er de fleste kvantitative risikoanalyser i dag utført slik at det eneste tiltaket som kan bidra til å redusere lekkasjefrekvensen, er å fjerne utstyr. Samtidig viser ulike studier at kun mellom halvparten og en fjerdedel av erfarte hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel skyldes tekniske forhold³².

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Forbedre årsaksmodelleringen i dagens risikoanalyser.
 - For innretninger i drift bør en ta i bruk analysemetoder som i større grad modellerer årsaker til hendelser.
 - Etablere en tettere sammenheng mellom overordnede totalrisikoanalyser og operative risikoanalyser.

10.5.3.3 Behov for utvikling av nye operasjonelle metoder med fokus på barrierer

Metodene diskutert i forrige avsnitt gir forbedret innsikt i årsaksbildet og kan benyttes til å vurdere effekten av større endringer og beslutninger. Metodene er imidlertid forholdsvis ressurskrevende og vil derfor ha begrenset nytteverdi for å vurdere operasjonelle beslutninger i en dag til dag sammenheng.

Som diskutert over utføres det per i dag analyser av typen HAZOP og SJA³³ knyttet direkte til spesifikke operasjoner. Spesielt SJA er mye brukt i drift for å vurdere risikoen knyttet til ulike arbeidsoperasjoner. En innvending mot SJA er imidlertid at den kan ha et begrenset fokus på storulykkesrisiko, noe som blant annet er påpekt i et større tilsyn utført av Petroleumstilsynet³⁴.

Det er derfor et stort behov for en omfattende FoU-satsing med den hensikt å utvikle en eller flere nye metoder/verktøy som kan brukes til å gi et bedre grunnlag for å analysere, vurdere og styre storulykkesrisikoen i driftsfasen for en innretning.

En slik satsing bør i første omgang kartlegge og synliggjøre begrensningene som ligger i dagens analyser. I denne sammenheng utgjør nevnte tilsyn utført av Petroleumstilsynet en god basis. Derne bør satsingen kartlegge i mer detalj i hvilke omgivelser og sammenhenger forbedret analysemetodikk er nødvendig. Som nevnt tidligere i avsnittet, peker en rekke granskningsrapporter på "behovet for bedre risikovurderinger" uten at det er tilstrekkelig presisert i hvilke sammenhenger og hvordan dette konkret skal utføres.

³² Se blant annet kapittel 9 i RNNP 2010 hovedrapport.

³³ HAZOP: Hazard and Operability Study. SJA: Sikker jobbanalyse.

³⁴ Se "Rapport etter tilsyn med gjennomføring, oppfølging og bruk av risikovurderinger i drift og i forbindelse med mindre modifikasjoner". Se:

<http://www.ptil.no/nyheter/analyse-og-vurderinger-av-risiko-et-sentralt-element-for-sikker-virksomhet-article6895-24.html>, og http://www.ptil.no/getfile.php/Tilsyn%20p%C3%A5%20nettet/tilsynrapporter%20pdf/tilsynsrapport_risikoanalyser.pdf

Et spørsmål en ofte stiller seg etter store ulykker som Deepwater Horizon, er hvordan så mye kunne gå galt på én gang? Tilsvarende kan en spørre seg *hvordan sikre at man til enhver tid har kontroll med barrierene?* Et mulig metodisk utgangspunkt for en større FoU-satsing kan derfor være å utvikle metoder/ verktøy som bidrar til nettopp dette og som setter fokus på bevissthet rundt tilstanden til barrierene.

Det bør bemerkes at utfordringene vi har skissert i dette avsnittet gjelder generelt, og ikke bare for bore- og brønnoperasjoner. Det er imidlertid slik at disse operasjonene skiller seg fra produksjon ved at sikkerhetsbarrierene er langt mer dynamiske og endrer seg i forhold til ulike faser av en brønns livsløp. Behovet for å fokusere på kontroll med barrierene er derfor spesielt stort i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Utvikle nye metoder og verktøy for risikovurderinger, som på en bedre måte enn i dag kan gi operativt personell støtte i daglige beslutninger.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter for å utvikle brukertilpassede metoder for risikovurdering og beslutningsstøtte. Metodene bør blant annet fokusere på økt bevissthet rundt tilstanden til barrierene, avhengigheter og koblinger mellom disse, og effekten av endringer under bore- og brønnoperasjoner. *Noen sentrale spørsmål* som bør vektlegges i utviklingen av en slik ny metodikk er:
 - Hvilke behov for beslutningsstøtte har ulike mannskap i ulike operasjonelle sammenhenger og omgivelser?
 - Har mannskapet til en hver tid tilgang på nødvendig informasjon om barrierene?
 - Hvordan kan nye/forbedrede analysemetoder bidra til større bevissthet rundt tilstanden til barrierene?
 - Hvordan kan nye metoder og verktøy bidra til å synliggjøre sammenhenger og koblinger mellom ulike barrierer? Det er i denne sammenheng behov for verktøy som på en bedre måte kan identifisere endringer og/eller svekkelser av én barriere og dernest vurdere hvordan og hvorvidt dette også kan påvirke de øvrige barrierene.
 - Og ikke minst; hvordan kan nye metoder og verktøy fange opp dynamikken som kjennetegner en operativ hverdag – noe som er en av hovedårsakene til at dagens relativt statiske ”designrelaterte analyser” ikke er tilstrekkelige.

10.5.4 Bruk av perspektiver på storulykker i risikostyring

De forskjellige perspektivene på storulykker beskrevet i kapittel 10.4 åpner for ny kunnskap om organisasjoners evne til å unngå, samt til å tilpasse seg enkeltfeil og driftforstyrrelser slik at alvorlige ulykker ikke inntreffer. Perspektivene gir innsikt i *hvorfor det kan gå galt* og ikke minst, *hvorfor det som oftest går bra*. Denne type innsikt kan brukes til å utvikle nye risikoanalytiske metoder som tar hensyn til egenskaper ved robuste organisasjoner. Samtidig representerer perspektivene - og perspektivering som metode - en mulighet til å tenke nytt rundt operasjonell risikostyring.

Mens for eksempel totalrisikoanalysene først og fremst gir beslutningsstøtte i designfasen, handler operasjonell risikostyring primært om å ta strategiske og operative valg mellom ulike alternativer, og om å verifisere de antagelsene som ligger til grunn underveis. Operasjonell risikostyring handler vel så mye om å oppdage noe underveis som ikke er identifisert på forhånd, eller å oppdage at forutsetningene for valgene ikke er til stede, eller er mangelfulle. Perspektivering kan her bli et viktig bidrag. Perspektivering handler blant annet om:

- Organisering av oppmerksomhet rundt risiko (hva ser man etter og hvilken forforståelse ligger til grunn). Ulike aktører legger ulike perspektiver til grunn i sin fortolkning av risiko.
- Selve tolkningen av risikorelaterte forhold i en kontekst der beslutninger fattes.
- Evnen til å reorganisere oppmerksomhet rundt risiko når nye forhold oppdages.

Å bruke perspektivene gir ny innsikt i risikostyring og gjør også at man har flere risikoreducerende strategier å velge i. Et eksempel er i denne forbindelse overlevering av boreplan i en kontraktør-operatør relasjon. Boreplanen fra operatøren kan for eksempel være basert utelukkende på et barrieresperspektiv, og ikke gi noen føringer for å oppdage for eksempel misforståelser underveis (relatert til informasjonsflytsperspektivet) eller antatt evne til å løse problemer som oppstår som følge av dette (for eksempel relatert til Resilience Engineering-perspektivet). Planen inneholder dermed en innebygget organisering av oppmerksomhet rundt risiko (også hva som organiseres bort), og det er fare for at den som skal utføre planen, stilltiende må akseptere denne.

Et annet eksempel på mulig bruk av perspektiver er relatert til mangelfulle risikovurderinger ved endringer av planer for bore- og brønnoperasjoner, som er et av de sentrale årsaksforholdene det pekes på i kapittel 10.2.7.3. Dette er spesielt relatert til endringer som gjøres på et sent tidspunkt som kan skje under sterkt tidspress, samtidig som de sikkerhetsmessige konsekvensene kan være alvorlige (for eksempel endring av barrierestatus under deler av den planlagte operasjonen). Forbedrede verktøy og tilnærminger for operasjonelle risikovurderinger og barrierевurderinger er en tilnærming for å løse utfordringer relatert til endringsledelse. Å ta i bruk perspektiver på storulykker i en operativ kontekst kan imidlertid gi andre forslag til løsninger. For eksempel vil man i et HRO-perspektiv (se kapittel 10.4) kunne studere hvordan organisasjoner rekonfigurerer seg ved endring i boreplan. I beredskapssituasjoner økes individuell og felles årvåkenhet, og i slike situasjoner gjøres det ofte gode vurderinger og beslutninger til tross for en stressende situasjon. Kan erfaringer fra vellykket håndtering av beredskapssituasjoner brukes til å forbedre beslutningsprosesser knyttet til endringer i boreplaner? Hvordan mobilisere best egnede ressurser for å gjøre gode risikovurderinger ved endringer?

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Utvikle og anvende ulike perspektiver på storulykker og robuste organisasjoner i operasjonell risikostyring.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter som operasjonaliserer ulike perspektiver på storulykker og robuste organisasjoner i operasjonell risikostyring. Herunder å vurdere hvordan en slik tilnærming styrker og komplementerer dagens praksis for risikostyring. *Eksempler på tema:*
 - Metoder/organisasjonsmodeller for organisering av oppmerksomhet og fortolkning av risikorelaterte forhold.
 - Metoder for å vurdere innvirkning av robuste organisatoriske egenskaper på risiko, samt eventuelt skjerpene risikoforhold knyttet til den underliggende kompleksiteten i dagens petroleumsvirksomhet.
 - Legge til rette for rekonfigurering av organisasjonen og mobilisering av ressurser ved endringer av planer for bore- og brønnoperasjoner i siste øyeblikk.

10.5.5 Indikatorer for storulykker

Etter store ulykker har man ofte konkludert med at dette var “en ulykke som ventet på å skje”. I dette ligger det implisitt en antagelse om at det burde ha vært mulig å forutse ulykken på forhånd, dersom vi hadde hatt, eller sett de riktige signalene. Hendelsesforløpet i DWH-ulykken indikerer også at det burde ha vært mulig å fange opp signaler som kunne ha ført til andre valg, og dermed kunne ha bidratt til at man unngikk ulykken.

De fleste store virksomheter har etablert HMS-indikatorer, oftest i form av antall fraværsskader, antall “gule”/“røde” hendelser, o.l. Deepwater Horizon hadde slike indikatorer og feiret sju år uten hendelser med fraværsskader samme dag som ulykken skjedde. Denne typen indikatorer vil imidlertid typisk si lite om hvordan tilstanden er i forhold til storulykkesrisiko. Det har vært en utbredt misforståelse siden Heinrich publiserte “Industrial Accident Prevention” i 1931 og “isfjellteorien” ble født, at det er et lovmessig forhold mellom mindre og mer alvorlige ulykker. Denne misforståelsen har medført en tro på at innsats rettet mot å redusere antall personskader også vil redusere risikoen for storulykker.

Det har de siste årene vært argumentert for behovet for mer proaktive ("leading") indikatorer, i stedet for kun reaktive ("lagging") indikatorer³⁵. Poenget med dette er først og fremst at man ønsker tidlige signaler om at en ulykke kan skje, i stedet for at man må vente til ulykken og konsekvensene av ulykken er et faktum. I et slikt perspektiv vil indikatorer som måler antall skader, antall dødsfall, osv. være reaktive, mens indikatorer som måler forhold som påvirker sannsynligheten for at skadene/dødsfallene skjer, er proaktive. Se også kapittel 8.4.1.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Utvikle proaktive indikatorer for storulykker.
 - Utvikle bevissthet om at man ikke forebygger storulykker ved å ha gode systemer og rutiner for å unngå enkeltulykker/arbeidsulykker.
 - Det anbefales at man utvikler nye proaktive indikatorer som kan brukes på selskaps- og innretningsnivå, og som dekker et bredere spekter av påvirkende faktorer enn det man har i dag, for eksempel robuste organisatoriske egenskaper.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Videreutvikle RNNP ved å dekke menneskelige og organisatoriske forhold som påvirker storulykkesrisiko på en bedre måte enn det man gjør i dag, og dermed få et mer proaktivt fokus.

10.5.6 Situasjonsforståelse og reaksjon på signaler

Ett av de sentrale spørsmålene etter DWH-ulykken er hvorfor det gikk om lag 45 minutter uten noen reaksjon på signaler om unormale forhold i brønnen. Utfordringene rundt reaksjon på signaler og beslutninger, er relevante i forhold til ett av perspektivene på storulykker som er omtalt i kapittel 10.4: Teorien om HRO (High Reliability Organizations). I denne sammenheng vises det til to forhold som kan redusere storulykkesrisikoen: 1) Organisatorisk redundans, og 2) Evne til årvåkenhet.

Organisatorisk redundans skapes av kulturelle og strukturelle dimensjoner.

Strukturell organisatorisk redundans skapes gjennom (Rosness m.fl., 2000):

- Legge til rette for direkte observasjon av hverandres arbeid, overlappende kompetanse og overlappende oppgaver og ansvarsområder.
- Legge til rette for vetomakt, spesielt i situasjoner hvor stans er sikrere enn handling.
- Ha tilstrekkelig med mangfold og kvalitet i kommunikasjonskanaler. Rike kommunikasjonskanaler er mer pålitelige i komplekse systemer.

Kulturell organisatorisk redundans skapes gjennom:

- Ha evne og vilje til å dele informasjon, overveie beslutninger, gi tilbakemeldinger og gripe inn for å stanse feilhandlinger.

Weick og Sutcliffe (2001) har følgende forslag til å fremme *årvåkenhet* og forutanelse for å oppdage uventede forhold, blant annet:

- Tydeliggjøre fokus på uventede forhold, motbevise forventinger om pålitelighet i alle situasjoner.
- Skape bevissthet om sårbarhet. Hva er risikofylt i arbeidshverdagen? Folk må bekymre seg over sårbarhet, siden dette skaper mulighet for læring, få aksept for at selv om systemet er forstått, kan det feile.
- Oppmuntre alternative referanserammer for å forstå risikoforhold. Styrke fantasien.
- Presentere feil som muligheter for læring og dypere forståelse. Studere feil, og se etter løsninger og fokusere på å håndtere problemer, fremfor å fokusere på de som var ansvarlig for problemene.
- Fremme atferd som søker tilbakemelding, dele informasjon, spørre etter hjelp og snakke om feil.

³⁵ For eksempel spesialnummer om prosessikkerhetsindikatorer i Safety Science, vol.47, issue 4, 2009.

- Kommunisere og fremme skepsis; oppsøke dårlige nyheter.
- Ønske usikkerhet velkommen.

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Forbedre organisasjonens og den enkeltes årvåkenhet og evne til å oppdage tidlige signaler på at en situasjon er i ferd med å komme ut av kontroll.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter basert på følgende generelle anbefalinger: Skape bevissthet om hva som er risikofylt i normale operasjoner; vurdere teknologiske løsninger som kan bedre evnen til å oppdage tidlige faresignaler og feil; legge til rette for organisatorisk redundans gjennom bl.a. direkte observasjon av hverandres arbeid og overlappende kompetanse; fremme skepsis og evne til å stille spørsmål ved risikofylte forhold.

10.5.7 Informasjonsdeling, samhandling land-hav og nye arbeidsprosesser ("integreerte operasjoner")

Kapittel 10.2.2 viser at det ikke har vært god nok flyt av informasjon i, og mellom involverte aktører i tiden før hendelsene på Deepwater Horizon, Snorre A, Gullfaks C og Montara. Forholdene samsvarer med sammenbrudd i informasjonsflyt og informasjonsflytperspektivet. Dette perspektivet er basert på Barry Turners teori om menneskeskapt katastrofer, "man-made disasters" (Turner, 1978; Turner og Pidgeon, 1997; Pidgeon og O'Leary, 2000). Teorien er basert på analyse av 84 rapporter om ulykker, og viser at feil informasjon om farekilder og feiltolkning av denne informasjonen, samt misoppfatninger mellom individer og grupper, ofte er medvirkende årsaker til ulykker. I etterpåklokskapens lys er det derfor ingen overraskelse at svikt i informasjonsflyt og forståelse av informasjon hos, og i skjæringspunktet mellom aktører er en viktig årsaksfaktor i hendelser beskrevet i denne rapporten. Turner er ikke så opptatt av direkte årsaker, men sammenbrudd i flyt og tolkning av informasjon som er koblet til fysiske prosesser. Teorien om menneskeskapt katastrofer er derfor mest opptatt av prosessen som leder frem til ulykkene.

For å forbedre informasjonsflyt og dermed skape en mer robust organisasjon, forelås følgende risikoreduserende strategier fra informasjonsflytperspektivet som er aktuelle etter Deepwater Horizon, Snorre A, Gullfaks C og Montara (Rosness m.fl., 2010):

- Sterkt fokus på innsamling, tolkning og spredning av informasjon om farekilder, samt arbeide aktivt med å finne ut det vi *ikke* vet.
- Bygge kulturer med "requisite imagination" [situasjonsbetinget forestillingsevne] (Westrum, 1993, s. 402): "... to make use of information, observations or ideas wherever they exist within the system, without regard for the location or status of the person or group having such information, observations or ideas". Dette innebærer at organisasjonen aktivt søker etter signaler på fare og deler kunnskap på tvers av organisatoriske grenser.

For å overvåke storulykkesrisiko foreslår Rosness m.fl. (2010) å vurdere organisasjoners reaksjoner på faresignaler, som eksempelvis:

- Hvordan reagerer organisasjonen på bekymringer og advarsler fra interne og eksterne?
- Hvordan behandles folk som varsler om bekymringer (varslere - whistleblowers)?
- Hvilke tiltak er besluttet og implementert som svar på hendelser og ulykker? (Ingen? Kosmetiske endringer? Klandre offeret? Endre ledelsespraksis?)

For norsk sokkel er det naturlig å se på årsakene til sammenbrudd i informasjonsflyt i lys av nye IKT-baserte arbeidsprosesser, som har blitt implementert og er under utvikling på norsk sokkel. Denne utviklingen har gjort storulykkesperspektivet på informasjonsflyt og teorien om "Man-made disasters" enda mer aktuell. På norsk sokkel har man de siste årene stått ovenfor en utvikling med innføring av ny teknologi og nye arbeidsprosesser. Det er antatt at bruk av IKT gjør det mulig å gjennomføre beslutningsprosesser med bedre kvalitet, ved at man har tilgang på et mer omfattende beslutningsunderlag, for eksempel i form av

sanntidsdata, tilgang til eksperter og lettere tilgang til mer informasjon. Sentralt her er lettere deling av informasjon og bedre samhandling på tvers av geografiske grenser, organisasjoner og disipliner.

Denne utviklingen har vært kalt ”integreerte operasjoner” (IO) av enkelte aktører på norsk sokkel, men har også andre benevnelser som Intelligent fields, Smart field, Field of the future og iField. Det er ulike definisjoner av begrepet. Et eksempel er IO-senterets³⁶ definisjon: ”integrering av mennesker, arbeidsprosesser og teknologi for å gjøre smartere beslutninger og bedre utførelse. Dette er mulig gjort med bruk av sanntidsdata, samhandlingsteknologi og ekspertise på tvers av disipliner, organisasjoner og geografiske grenser”.

Årsaksforholdene for ulykkene på Deepwater Horizon, Snorre A, Gullfaks C og Montara beskrevet i kapittel 10.2.2 kan relateres til ulike IO-konsepter, f.eks. mangelfull deling av informasjon mellom interne og eksterne aktører; mangelfull involvering av eksperter i risikoanalyser og som støtte for beslutninger; og dårlig samhandling og kommunikasjon mellom land og innretning. Granskningene av Gullfaks C og Snorre A tyder på utfordringer i samhandling mellom land og hav, spesielt med hensyn til involvering av ekspertise, men også at det er mangelfull forståelse av forholdene offshore blant landpersonell. En intervjuundersøkelse av Øien og Schjølberg (2008b) viser at vedlikeholdskontraktører på norsk sokkel opplever at innføring av ny samhandlingsteknologi ikke har gitt dem mer tilgang til data og informasjon fra operatører.

I en studie om hvordan innføring av nye IKT-baserte arbeidsprosesser påvirker storulykkesrisikoen, viser Grøtan og Albrechtsen (2008) en rekke muligheter og utfordringer, blant annet relatert til deling av informasjon og fare for stor informasjonsmengde og etterspørsel etter informasjon på operativt nivå. Rapporten viser også til utfordringer med hensyn til situasjonsforståelse, lokal offshorekunnskap, og faglig autoritet i forbindelse med samhandling mellom distribuerte aktører.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Legge til rette for bedre informasjonsflyt og samhandling mellom ulike aktører, samt sikre støtte fra landbaserte eksperter i forbindelse med sikkerhetskritiske beslutninger og oppgaver i utførelsesfasen.
 - Sikre at offshorepersonell har tilstrekkelig bestillerkompetanse og kommunikasjon med de rette fagmiljøene
 - Utvikle og ta i bruk verktøy for å validere flyt av informasjon og sikre riktig fortolkning av informasjon
 - FoU-aktiviteter for å utvikle kunnskap om hvordan nye IKT-baserte arbeidsprosesser (”Integreerte operasjoner”) påvirker storulykkesrisiko.

10.5.8 Håndtering av målkonflikter

De beslutninger som er beskrevet i kapittel 10.2.7 (Tabell 10.1) er eksempler på situasjoner der man kan ha prioritert tids- og kostnadsbesparelser fremfor sikkerhet. Dette samsvarer med målkonflikt-perspektivet på storulykker, slik det er omtalt i kapittel 10.4. Likhetene med Rasmussens (1997) migrasjonsmodell er tydelige: Vandring med små steg mot grensen for uakseptabel ulykkesrisiko på grunn av press om effektivitet og ønske om en enklest mulig arbeidssituasjon. Målkonflikter mellom sikkerhet, arbeidspress og effektivitet skaper en ”byttehandel” mellom sikkerhet, effektivitet og hva som er en bekvem måte å utføre arbeidsoppgavene på. Spesielt må man være på vakt dersom flere aktører gjør slik byttehandel, uten at man har full forståelse og oversikt over hvilken virkning det vil ha for andre aktører. En viktig faktor er i hvilken utstrekning aktørene er i stand til å identifisere grensene for akseptabel risiko.

I forbindelse med målkonflikter beskriver Rosness m.fl. (2010) følgende risikoreduserende strategier:

³⁶ www.ntnu.no/iocenter

- Bevisstgjøring om hvordan bransjen forholder seg til målkonflikter, for eksempel kostnadsutt som besluttes på overordnet nivå. Hvem er involvert i diskusjoner om konsekvenser for det operative miljø? ”Oppsøker” beslutningstakere effekten av egne beslutninger – før og etter at beslutninger fattes? Er involverte aktører klar over når grensen for uakseptabel risiko nærmer seg. Har erfaringene fra storulykker (for eksempel Texas City) påvirket praksisen på dette området?
- Bevisstgjøring om hvilke krefter som presser beslutningstaking mot grensen for sikker ytelse, og hvordan slike krefter kan motvirkes for eksempel ved å følge opp resultatmål for sikkerhet på lik linje med økonomi.
- Kommunisere målkonflikter mellom økonomi og sikkerhet tydelig, med henvisning til konkrete beslutninger man kan stå overfor. De som befinner seg på operativt nivå, kan bli satt i et dilemma hvor ledere sier at sikkerhet har prioritet, mens de stilltiende kommuniserer det motsatte gjennom planlegging, oppfølging, ressursfordeling og egen atferd.

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Øke bevisstheten rundt målkonflikter.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter for å utvikle praktiske råd knyttet til eksempelvis: Identifisere operasjonelle forhold som skal reguleres på en entydig måte, slik at beslutninger ikke overlates til forhandlinger lavt ned i organisasjonen; identifisere og videreformidle god praksis innen norsk petroleumsvirksomhet og enkelte andre bransjer, f.eks. luftfart.

10.5.9 Erfaringsoverføring og læring etter tidligere hendelser

Manglende erfaringsoverføring og læring etter hendelser har vært nevnt som medvirkende årsak til både DWH-ulykken og flere andre hendelser (jamfør kapittel 10.2.2.4). Med begrepet ”læring” mener vi i denne sammenheng *identifiserte endringer i atferd, organisasjon/ledelse eller teknologi som kan spores tilbake til en uønsket hendelse/ulykke*. Læring er altså noe mer enn å rapportere og granske hendelser. Det viktigste, og kanskje det vanskeligste, er å iverksette tiltak og skape endring i etterkant av en ulykke. En kartlegging av læring og oppfølging av uønskede hendelser hos vedlikeholdsentreprenører i petroleumsvirksomheten viser et stort forbedringspotensial i forhold til å iverksette tiltak og å lære etter en ulykke (Tinmannsvik og Øien, 2010). Implementering og evaluering av tiltak ses på som en utfordrende prosess, og læring som tema er lite kommunisert og etterspurt.

Selskapene hevder videre at de lærer mer av egne hendelser, enn av andres hendelser. Når det gjelder metoder og praksis for ulykkesgranskning, er det et betydelig forbedringspotensial når det gjelder å avdekke bakenforliggende årsaker til uønskede hendelser. De organisatoriske faktorene som nevnes i rapportene, er i stor grad av strukturell karakter (prosedyrer, roller og ansvar), mens faktorer knyttet til kulturelle forhold (ledelse, rammebetingelser) i mindre grad blir tydeliggjort.

En analyse av et utvalg av 20 hendelsesrapporter fra forskjellige selskaper innen norsk petroleumsvirksomhet (Thunem m.fl., 2009) viser 10 generelle kategorier av organisatoriske faktorer som ofte nevnes i granskningsrapportene: Kompetanse, erfaring og kunnskap; prosedyrer og styrende dokumenter; risikovurderinger – forståelse og etterlevelse; kommunikasjon; målkonflikt; arbeidsrutiner; vedlikehold; ansvar og roller; ledelsesfunksjon; og design. Gjennomgangen av Deepwater Horizon, Snorre A, Gullfaks C og Montara viser at de samme hovedkategoriene av organisatoriske faktorer går igjen i disse.

Presidentkommisjonens rapport (DWH-7) hevder at det er mye å lære på tvers av bransjer. Spesielt blir kjernekraftindustrien nevnt som en viktig kilde til erfaringsoverføring og læring. Læring på tvers av bransjer er blant annet satt i system av EDF (Électricité de France)³⁷ i Frankrike, der man har opprettet en egen stilling (”Risk Monitor”) med formål å overvåke hva som skjer av ulykker/uønskede hendelser globalt, gjennomgå relevante hendelser, identifisere lærepointer og sørge for å formidle disse til hele konsernet.

³⁷ EDF; www.edf.com/the-edf-group-42667.html.

I tillegg til å lære av de store, sjeldne ulykkene, vil læringen i det daglige, ved å dele erfaringene fra en vanskelig arbeidsoperasjon, eller en arbeidsoppgave man har lyktes spesielt godt med, være sentralt i forbedringsarbeidet. Det er også mye å lære av å diskutere krav og beste praksis, og å få synliggjort de ”stille avvikene”. Dette vil øke bevisstheten for hvilken risiko man utsetter seg selv og andre for, ved ikke å følge den planlagte måten å utføre jobben på (Tinmannsvik, 2008).

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Legge til rette for systematisk erfaringsoverføring og læring fra hendelser i ulike bransjer (globalt).
 - Næringen bør etablere en læringsenhet – internt eller eksternt – med ansvar for gjennomgang av hendelser og formidling av lærepunkter til næringen og myndighetene. I tillegg til å lære av det som har gått galt, er det viktig å lære av vellykket gjenvinning av situasjoner som var i ferd med å komme ut av kontroll. Man kan dra nytte av erfaringer fra et liknende initiativ i fransk kjernekraftindustri.
 - Ta i bruk ulike perspektiver på storulykker og robuste organisasjoner for å granske hendelser med utgangspunkt i ulike forståelsesrammer, og dermed få bedre innsikt i, og et bredere grunnlag for å foreslå forbedringstiltak.

11 Økonomiske faktorer som rammebetingelser

11.1 Hovedfunn

I dette kapitlet om økonomiske faktorer som rammebetingelser er det analyser og drøftelser vedrørende styringsutfordringer for operatørselskap, samt angående relasjoner mellom operatørselskap og kontraktørene. For å gjøre teksten aktuell og forhåpentligvis lettere tilgjengelig er DWH-ulykken brukt som case i hele kapitlet. Det er analyser og drøftelser rundt denne ulykken ved bruk av teorier innenfor skoleretningen ny institusjonell økonomi. Transaksjonskostnadsteori og prinsipal-agentteori er her de mest sentrale, i tillegg til mer generell kontraktsteori.

Eksemplet ved bruk av denne storulykken er forsøkt gjort på en slik måte at det kan generaliseres og benyttes som bakgrunn til forbedringer på norsk sokkel. I det siste underkapitlet er det nettopp anbefalinger til forbedringer på norsk sokkel som følge av drøftelsene av DWH-ulykken. Nedenfor er hovedfunn inndelt i økonomisk lønnsomhet, bedriftsstørrelse og mange aktører.

Økonomisk lønnsomhet

CEO Tony Hayward lovte noen måneder etter han tok over i 2007 å lukke profittgapet på US\$ 18 mrd., sammenliknet med Shell. Det betydde å kutte kostnader, og 5.000 personer mistet jobben i den prosessen. Innen 2010 var BP mer profitabel enn Shell, så kostnadskuttene virket. Etter fusjonen med Amoco ble Texas City Oil Refinery lagt under det nye selskapet BP i 1999. Texas City var da 71 år gammelt, og det hadde i flere år vært manglende vedlikehold. BP forlangte imidlertid 25 % kostnadskutt i Texas City.

Disse to eksemplene indikerer at BP var så opptatt av økonomisk lønnsomhet at det gikk på bekostning av sikkerhet. Altså den klassiske målkonflikten mellom kostnadseffektivitet og sikkerhet. 20. april (ulykkesdagen) var Deepwater Horizon 38 dager forsinket i forhold til planen, og var US\$ 58 mill. over budsjett (DWH-8, s. 247). BPs fokus på økonomisk lønnsomhet og de store overskridelsene ved Deepwater Horizon frem til ulykkesdagen er trolig en medvirkende årsak til storulykken.

Bedriftsstørrelse

Et stort selskap som har vært raskt voksende kan få alvorlige styringsproblemer. Styringssystemet kan bli utsatt for store utfordringer, og det kan oppstå mange subkulturer i forskjellige avdelinger og på ulike geografiske steder. BP fusjonerte med Amoco i 1998, og de kjøpte Arco og Castrol i 2000. Disse utvidelsene førte til at BP doblet sin omsetning, og bare Exxon og Shell var større olje- og gasselskap. Transocean fusjonerte med GlobalSantaFe i 2007. At de to største oljeboringsselskap i verden gikk sammen til ett, førte naturlig nok til at det nye selskapet Transocean ble verdens største. Halliburton er en av verdens største selskap innenfor sine tjenester til olje- og gasssektoren. Det er et amerikansk selskap med 58.000 ansatte i 80 land, og omsetningen i 2010 var US\$ 18 mrd. De tre mest sentrale selskapene i DWH-ulykken er følgelig svært store, noe som kan gi seg utslag i manglende styring og kontroll på enkelte områder.

Fra 2004 til 2007 var Transocean ledende dypvannsselskap hva angår kvalitet og generell tilfredsstillelse (overall satisfaction) ifølge en større undersøkelse (Casselman, 2010). I samme undersøkelse for årene 2008 og 2009 ble Transocean rangert sist vedrørende kvalitet og nest sist for generell tilfredsstillelse. Dette tyder på at Transocean fikk problemer med kvalitet og renommé etter fusjonen i 2007. I 2009 foreslo the federal Occupational Safety and Health Administration (OSHA) en rekordhøy bot for BP på grunn av alvorlige brudd på sikkerheten ved Texas City. BP hadde totalt 829 brudd på sikkerheten ved oljeraffineri i USA fra 2007 til 2010, mens resten av oljeindustrien hadde 33 til sammen. BP var da det største olje- og gasselskapet i USA (Elkind, 2011).

Mange aktører

På oljeplattformer er det vanlig at operatøren eller eieren av innretningen leier inn andre aktører for å utføre ulike arbeidsoppgaver. Det gir tildels betydelige utfordringer i relasjonsforhold dem i mellom hva angår

kvalitet, sikkerhet og ansvarsforhold. Dette kan spesielt gjelde i relasjoner mellom personell med spesialkompetanse og personell med mer generell kompetanse. I forbindelse med prosedyre for midlertidig forlating av brønnen var kontroll- og oppfølgingsrutiner fra BP sin side vedrørende de spesialiserte tjenestene fra Halliburton og Transocean, svært mangelfulle.

Ifølge prinsipal- agentteorien er det kontraktøren som er den med størst risikoaversjon (McMillan, 1992), og følgelig fra et teoretisk synspunkt bør mesteparten av risikoen veltes over på for eksempel Transocean. Hovedutfordringen med å følge denne anbefalingen er at operatørselskapene er langt bedre økonomisk rustet til å bære risikoen enn hva som er tilfelle for oljeboringsselskapene. En annen løsning er å fokusere på minimalisering av risikopremie (Osmundsen, udatert), noe som innebærer at den med lavest risikoaversjon tar risikoen. Det vil i de fleste tilfeller være operatørselskapene. At det er vanlig praksis at den med lavere risikoaversjon sitter med ansvaret, kan være uheldig for sikkerheten.

11.2 Mål og retningslinjer i operatørselskapet

11.2.1 Omsetning og økonomisk lønnsomhet

BP valgte å fusjonere med Amoco i 1998, og de kjøpte Arco og Castrol i 2000. Disse utvidelsene førte til at BP doblet sin omsetning, og bare Exxon og Shell var større olje- og gasselskap. BP ble etter hvert størst i USA. Omsetningen til BP har siden 2005 ligget på ca. US\$ 250 mrd., noe som tilsvarer det norske statsbudsjettet for 2011. Antall ansatte i BP har ligget på rundt 95.000 de siste fem årene.

I John Browne sin tid, som var CEO i BP i perioden 1995-2007, måtte alle 250 ledere signere årlige prestasjonskontrakter. Det var relativt tøffe produktivitets- og profittkrav, og hver enkelt var personlig ansvarlig for resultatene de oppnådde. John Mogford, en av lederne til Browne, sa at John Browne aldri så bakover. Browne så kontinuerlig fremover på nye muligheter, og helst skulle de være større enn de forrige.

CEO Tony Hayward lofte noen måneder etter han tok over i 2007 å lukke profittgapet på US\$ 18 mrd. sammenliknet med Shell. Det betydde å kutte kostnader, og 5.000 personer mistet jobben i den prosessen. Innen 2010 var BP mer profitabel enn Shell, så kostnadskuttene virket.

11.2.2 Ulykker og sikkerhet

Etter fusjonen med Amoco ble Texas City Oil Refinery lagt under det nye selskapet BP i 1999. Texas City var da 71 år gammelt, og det hadde i flere år vært manglende vedlikehold. BP forlangte imidlertid 25 % kostnadskutt i Texas City. Fra 1975 til 2005 var det 23 alvorlige ulykker ved dette raffineriet. Det var tre ulykker i 2004, og ulykken i mars 2005 krevde 15 menneskeliv og 180 ble skadet.

I 2005 var plattformen Thunder Horse nær ved å synke i en orkan. Ulykken skjedde på grunn av feil i ballastsystemet. Se nærmere omtale av denne ulykken i kapittel 7.2.6.

Rust i BPs rørledning ved Prudhoe Bay i Alaska førte i 2006 til 267.000 gallon oljelekkasje. I 2006 ble det oppdaget mer rust i rørledningene til BP i Alaska. Styreformann Malone for BP USA stengte halve oljeproduksjonen i Prudhoe Bay for å erstatte flere kilometer med rørledning. Seinere CEO Hayward var ifølge enkelte medieoppslag kritisk til dette, mens daværende CEO Browne støttet beslutningen om stengning og installering av nye rør (Elkind m.fl., 2011).

I 2009 foreslo OSHA en rekordhøy bot for BP på grunn av alvorlige brudd på sikkerheten ved Texas City. BP hadde totalt 829 brudd på sikkerheten ved oljeraffineri i USA fra 2007 til 2010, mens resten av oljeindustrien hadde 33 til sammen. BP burde kanskje også i større grad ha "benchmarket" seg på sikkerhet i forhold til andre oljeselskap, på samme måte som de gjorde på lønnsomhet i forhold til Shell.

BP var ifølge flere kilder, blant annet Baker-rapporten (Baker Panel Report, 2007), rimelig godt fokusert på personsikkerhet, mens de var mindre opptatt av prosessikkerhet som er nødvendig for å unngå storulykker. Samme dag som Deepwater Horizon eksploderte ble mannskapet gratulert av representanter fra ledelsen i BP og Transocean med sju år uten hendelser med fraværsskader. CEO Tony Hayward involverte seg mer i sikkerhet enn forgjengeren John Browne. Hayward var formann for BPs sikkerhetskomité, og han hadde sin egen sikkerhetsrådgiver. Tony Hayward innførte Operating Management Plan som fokuserte mer på prosessikkerhet. Planen var ferdig i januar 2010, altså tre måneder før DWH-ulykken. Ifølge Elkind m.fl. (2011) var planen mangelfull med hensyn til effektive rutiner for å ta operative beslutninger.

Den 20. april (ulykkesdagen) var Deepwater Horizon 38 dager forsinket i sitt borearbeid og US\$ 58 mill. etter budsjett (DWH-8, s. 247), innenfor et budsjett på US\$ 96,1 mill. På ulykkesdagen skulle leteborebrønnen midlertidig plugges og forlates, til den igjen skulle åpnes for produksjon. Det var arbeid knyttet til denne operasjonen som skulle få fatale følger.

I granskningsrapportene er det flere momenter som nevnes som bidragende årsaker til DWH-ulykken. I dette kapitlet er analysene og drøftelsene konsentrert rundt følgende tre forhold (se forøvrig Tabell 10.1):

- 21 sentreringsverktøy var behovet for utforing slik at sementen kunne bli en god forsegling av brønnen. På plattformen var det bare seks sentreringsverktøy. De bestilte flere, men de fikk feil type. For å unngå nye forsinkelser og ytterligere kostnadsoverskridelser mente BP at de seks de hadde var tilstrekkelig, noe Halliburton mente var risikofylt.
- Etter at sementarbeidet var ferdig skulle det gjennomføres evalueringstester (logging) av eksperter fra Schlumberger. De ble fløyet ut til innretningen, men sendt hjem uten å foreta testene.
- Det er vanlig praksis at det gjennomføres en negativ trykktest for å sjekke om olje og gass siver inn i brønnen. I motsetning til ExxonMobil hadde BP ikke etablerte prosedyrer for slike tester, og det ble derfor en mangelfull test.

Det tas sikte på at analysene og drøftelsene ved bruk av disse eksemplene kan illustrere noen generelle utfordringer knyttet til økonomiske faktorer som rammebetingelser.

11.2.3 Styrer etter det målbare

Lover, regler, retningslinjer, etikk, insentivsystem og liknende utgjør det institusjonelle i et selskap. For å analysere og drøfte dette institusjonelle er det gunstig med en inndeling i formelle institusjoner og uformelle institusjoner (North, 2005). Det formelle er vedtatte lover, regler og retningslinjer, mens det uformelle omhandler normer og moral som påvirker for eksempel arbeidsinnsats, lojalitet og tillit. I så store bedrifter som BP kan det være store utfordringer og problemer innenfor det institusjonelle. Hvordan få de ulike enheter i forskjellige land til å følge virksomhetens strategi?

Det enkleste er å styre etter det som kan måles, så som kvantitative parametre (konkrete tall) og indikatorer som kan tallfestes. Ved bruk av moderne økonomistyringssystem er det ikke så vanskelig å styre etter økonomisk lønnsomhet, og følgelig kommer det ofte i fokus. Konkurransen hva angår investorer og etterspurt arbeidskraft, samt at høy fortjeneste gir rom for fornyelser, oppgraderinger og utvidelser, er imidlertid hovedårsakene til at lønnsomhet står sentralt i styringen av en stor bedrift.

I forbindelse med sikkerhet er det mindre ressurskrevende å fokusere på det som er lettere å måle og som det kan knyttes tall til. Personsikkerhet kan ofte tallfestes og måles, mens prosessikkerhet kan være vanskeligere å konkretisere og å gjøre lett målbart. Når prosessikkerheten skal måles, må det benyttes kvalitative mål i tillegg til de kvantitative. De kvalitative målene kan gjøres mer kvantitative ved bruk av tallfestede konkrete indikatorer for aktiviteter og tiltak innen prosessikkerheten. Det kan hevdes at det koster mindre ressurser å styre etter personsikkerhet enn prosessikkerhet/storulykkesrisiko, og at det er mer ressurskrevende å benytte indikatorer for aktiviteter og tiltak fra prosessikkerhetsstyringen.

Granskningsrapporter og medieoppslag påpeker som nevnt, at BP var god på personsikkerhet, men langt svakere på prosessikkerhet. En forklaring på det kan være som allerede antydnet, at det er enklere styringsmessig, mens en annen forklaring kan være at prosessikkerhet er mer kostbart enn personsikkerhet.

Baker-rapporten og andre kilder viser til at BP var spesielt opptatt av kostnadseffektivitet. I perioder gjennomførte de store kostnadsreduksjoner i selskapet generelt, og i Texas City spesielt. Da BP tok over Texas City, var det kanskje nødvendig med oppjusteringer og kvalitetsforbedringer, snarere enn kostnadskutt. Raffineriet hadde flere hendelser som burde ha sendt et signal, men pga lønnsomhetskrav ble disse oversett. Det er ikke uvanlig med målkonflikter mellom kostnadseffektivitet og sikkerhet.

Sterk fokus fra konsernledelsen i BP på økonomisk lønnsomhet og personsikkerhet medførte at disse faktorene ble svært viktige i den administrative styringen av selskapet og følgelig sentrale element innenfor begrepet formelle institusjoner. Dette kan ha ført til mindre ressurser til rådighet for å redusere risiko for storulykker, og den ble følgelig mindre vektlagt. De fleste innen selskapet vil rette seg etter de retningslinjer konsernledelsen legger stor vekt på, spesielt når de er lett målbare. I de områder hovedledelsen synes å være mindre opptatt av, og som heller ikke måles i særlig grad, kan det som kalles uformelle institusjoner bli dominerende. Dermed kan lokale normer og moral gjøre at selskapet kan bli svært forskjellig på flere områder, ikke bare i ulike land, men også bedriftsenheter imellom. Prosessikkerheten kan følgelig være bra der hvor den lokale ledelsen og de ansatte er opptatt av dette, og dårligere der de ikke er spesielt fokusert på storulykkesrisiko. Den store vektleggingen på kostnadseffektivitet av BP sin ledelse vil imidlertid trolig virke hemmende på prosessikkerheten, også i de enheter de mener den er viktig.

I strategisammenheng blir det hevdet at det er vanskelig for konsernledelsen å styre etter mer enn 25 måleindikatorer. I retninger innenfor intellektuell kapital, er det fire perspektiv med seks indikatorer for hver (Roos, m.fl. 2005). Økonomiperspektivet er selvfølgelig ett, kundeperspektivet et annet, et tredje er interne arbeidsprosesser, og arbeidsmiljø er et fjerde. Prosessikkerhet kan gå inn i flere av perspektivene, noe det også gjør for svært mange selskap. En annen tilnærming, som benyttes av enkelte selskap, er å opprette et eget sikkerhetsperspektiv med sine egne måleindikatorer. Ansvarlige, aktiviteter og rutiner må da knyttes opp til indikatorene for perspektivet. At prosessikkerhet inngår i de fleste områder i styringssystemet, kan føre til at forebygging av storulykke blir en del av bedriftskulturen, og at alle blir bevisstgjorte innenfor temaet. Et eget sikkerhetsperspektiv vil på den annen side trolig gjøre forebygging av storulykke mer tydelig og følgelig enklere oppfølgingsmessig.

11.3 Aktørene i kontraktørhierarkiet

Transocean fusjonerte med GlobalSantaFe i 2007. At de to største oljeboringsselskap i verden gikk sammen til ett, førte naturlig nok til at det nye selskapet Transocean ble verdens største. Den totale beholdningen ifølge balanseregnskapet til Transocean økte fra US\$ 11,5 mrd. i 2005 til US\$ 23 mrd. i 2007. Det er for tiden ca. 18.000 ansatte i selskapet, og de er representert i flere land i alle verdensdeler. Selskapet hadde hovedkontor i Sveits fra 2008 og i Cayman Islands årene før det.

Fra 2004 til 2007 var Transocean ledende dypvannsselskap hva angår kvalitet og generell tilfredsstillelse (overall satisfaction) ifølge en undersøkelse foretatt av Energy Point Research (Casselman, 2010). I samme undersøkelse for årene 2008 og 2009 ble Transocean rangert sist vedrørende kvalitet, og nest sist for generell tilfredsstillelse. Dette tyder på at Transocean fikk utfordringer knyttet til kvalitetsstyringen da selskapet ble dobbelt så stort etter fusjonen i 2007. Problemer med kvalitet kan i neste omgang gi seg utslag i dårligere renommé. Det er ikke uvanlig med styringsproblemer i store selskap som har vokst fort (Williamson, O. 1985). Styringssystem må oppgraderes og fornyes, og det tar tid å få nye store administrasjonssystem til å fungere på en god måte.

I september 2009 gjennomførte BP en revisjon av Deepwater Horizon. De avdekket nesten 400 tilfeller av utestående vedlikehold, blant annet av BOPen som ikke klarte å stenge brønnen som forventet ulykkesdagen.

Se nærmere omtale i kapittel 8.2.2. Dette avdekker at både BP og Transocean var klar over mange svakheter innen sikkerheten, men at de likevel anså det som riktig å fortsette. På bakgrunn av tilgjengelige granskningsrapporter, er det rimelig å anta at et sterkt lønnsomhetsfokus, kombinert med undervurdering av sannsynligheten for, og de økonomiske konsekvensene av en storulykke, kan ha bidratt til at sikkerheten ble nedprioritert.

Halliburton er ett av verdens største selskap i olje- og gassektoren hva angår ekspertise innen boring, logging, konsulenttjenester, produksjonsrådgiving og tjenester knyttet til borevæske. Det er et amerikansk selskap med 58.000 ansatte i 80 land, og omsetningen i 2010 var US\$ 18 mrd. Normalt tar ikke Halliburton miljømessig risiko, og de har en klausul med begrenset ansvar i sine kontrakter.

11.4 Interne styringsutfordringer

11.4.1 Teoretisk tilnærming - innledning

De tre sentrale selskapene i DWH-ulykken, BP, Transocean og Halliburton, er alle svært store. Omsetningsmessig er BP som nevnt like stor som budsjettet til den norske stat. BP og Transocean har dessuten vokst betraktelig gjennom fusjoner og oppkjøp. Alle tre selskapene er representert i svært mange land. Så store selskap som har vokst temmelig fort kan få problemer med effektiv administrasjon, og det kan oppstå noe som kalles styringssvikt. Det belyses i teoriretningen Public Choice og i forskjellig ledelseslitteratur som i f.eks. Weston m.fl. (1998).

Formelle og uformelle institusjoner er en aktuell teori også her. En annen relevant teori som kan benyttes, er prinsipal- agent teori (Hynne, 2007). Prinsipal- agentteori fokuserer på forholdet mellom den som eier ressursene (prinsipal) og den som forvalter ressursene på eierens vegne (agent). Teorien passer derfor godt til å analysere relasjonen eiere av en bedrift og ledelsen av bedriften, samt forholdet mellom konsernledelse og de forskjellige divisjoner.

11.4.2 Formelle og uformelle institusjoner

Det ble tidligere antydnet at det er en stor utfordring for et stort globalt konsern å få iverksatt hovedledelsens visjoner og strategier i de forskjellige enheter i de ulike land. Avklarte kommandolinjer, gode informasjonsstrukturer og effektive oppfølgingssystem i det som benevnes formelle institusjoner, er avgjørende for om ledelsen lykkes i få sine verdier til å gjennomsyre hele konsernet.

Med den nye lederen Tony Hayward i BP ble det mer fokus på prosessikkerhet og storulykkesrisiko, og den var nedfelt i planer bare noen måneder før DWH-ulykken. Disse planene var derfor i mindre grad iverksatt før ulykken inntraff. Rimelig nok tar det noe tid å få økt vektlegging på forebygging av storulykke i et stort internasjonalt konsern, og dess mindre godt de formelle strukturer fungerer, dess vanskeligere er det med gjennomføringen av nye strategiske satsinger. Større fokus på storulykkesrisiko kan som nevnt oppnås ved å innføre et eget sikkerhetsperspektiv i det formelle styringssystemet (Roos, 2005). Videre er det avgjørende at de forskjellige enheter i et konsern skjønner at konsernledelsen mener alvor med sin nye fokus på prosessikkerhet.

Hvis det er mulig å måle og kontrollere det endelige resultat, er det å foretrekke for de formelle institusjoner i et selskap. Resultatmåling ved forebygging av storulykke er derimot ikke tilstrekkelig. Nestenulykker og storulykker er svært god dokumentasjon på at prosessikkerheten er for dårlig, men det må selvfølgelig avdekkes før de alvorlige hendelser inntreffer. Da må det følgelig fokuseres på de aktiviteter og prosesser som må gjennomføres for å unngå en ulykke. Det innebærer å spesifisere forskjellige kravspesifikasjoner og kontrollmekanismer som må innfris for aktuelle aktiviteter og prosesser for å ivareta prosessikkerheten.

Det synes som om prosessstyring og kontroll av aktiviteter ble forsøkt gjennomført i forbindelse med den midlertidige forlating av brønnen. Det viste seg imidlertid at kravspesifikasjoner som ikke ble innfridd, ikke ble fulgt opp på en tilfredsstillende måte. For få sentreringsverktøy ble ikke tatt alvorlig, evalueringstesting (logging) av sementarbeidet ble ikke gjennomført, og at den negative trykktesten ble gjort på en mangelfull måte ble ikke fulgt opp.

Når måling og kontroll av aktiviteter og prosesser gir et lite tilfredsstillende resultat, må det forefinnes bestemte rutiner og beslutningsprosesser som gjennomføres for å rette på problemene. Granskninger etter ulykken viser at mekanismer for å sjekke om nødvendige sikkerhetsbeslutninger ble tatt og gjennomført på Deepwater Horizon, fungerte svært dårlig. Denne delen av de formelle institusjoner var følgelig ikke bra nok.

Uformelle institusjoner omhandler blant annet arbeidsmoral, lojalitet og forpliktelser. En god bedriftskultur innen prosessikkerhet er derfor også påvirket av de mer uformelle sider i en virksomhet. De ansattes holdninger kan det være vanskelig å påvirke i en positiv retning. Det er ikke uvanlig at nye initiativ fra hovedledelsen i en bedrift blir møtt med uttalelser at vi står den av, for det går sikkert over. Spesielt kan det være slike holdninger hvis ansatte i bedriften har erfaringer med at nye signaler og strategier fra ledelsen sjelden blir fulgt opp med konkrete handlinger. Ved fusjoner og oppkjøp kan det være flere forskjellige bedriftskulturer og mange subkulturer. I noen oppkjøpte bedrifter kan de være vant til at nye initiativ fra ledelsen sjelden blir iverksatt.

I enkelte virksomheter kan uformelle strukturer bli så omfattende og inngrodd at det oppstår en "ukultur". Det kan for eksempel være at det er sosialt akseptert blant de ansatte å bry seg lite om prosessikkerhet, og at de som er mer opptatt av det, tildels blir mobbet. Måter å rette opp slike uheldige holdninger på er å innføre insentivsystemer som premierer god sikkerhet, i tillegg til sanksjoner når sikkerheten er dårlig ivaretatt. Det kan hevdes at insentiver og sanksjoner vedrørende prosessikkerhet var mangelfull på Deepwater Horizon, for alle de tre involverte selskapene.

11.4.3 Prinsipal-agentteori

Prinsipal- agentteori er som allerede antydnet, godt egnet til å analysere forholdet mellom konsernledelse og de enkelte bedriftsenheter, og da er det aktuelt å se på forholdet mellom de ansatte på Deepwater Horizon og konsernledelsen for henholdsvis BP, Transocean og Halliburton. Asymmetrisk informasjon står sentralt i prinsipal-agentteorien (Hagen, 1992). Den går ut på at agenten skjuler informasjon om kvalitet og kostnader til prinsipalen. De på boreinnretningen kan altså gjennomføre oppgaver på en måte som ikke fullt ut følger de retningslinjer som forventes fra konsernledelsen sin side til de forskjellige bedriftene. De på innretningen kan enten la være å informere om lavere kvalitet på arbeidet, eller de kan prøve å informere om at kvaliteten er bedre enn den virkelig er.

Hvis det ikke hadde blitt noen ulykke, ville konsernledelsen i de respektive selskapene trolig aldri fått vite at arbeidet med midlertidig forlating av brønnen ikke ble gjort forskriftsmessig. At de nevnte oppgavene ikke ble gjort på en tilfredsstillende måte ga lavere kostnader og dermed bedre lønnsomhet, noe spesielt ledelsen av BP var svært opptatt av. Kostnader ved inspeksjon og kostnader ved å rette opp det som ikke innfridde kvalitetskravene ble følgelig BP spart for. Skjult informasjon fra agent til prinsipal gir seg ofte utslag i noe som kalles agentkostnader. Skjult informasjon i dette tilfelle førte altså i første omgang til lavere kostnader, men den skjulte informasjonen førte i neste omgang til en storulykke som ga BP enorme ekstra kostnader. De nevnte interne feil ved prosedyre for midlertidig forlating av brønnen resulterte med andre ord etter hvert til svært høye agentkostnader.

11.5 Relasjoner mellom operatørselskapet og kontraktørene

11.5.1 Teoretisk tilnærming - innledning

Til å analysere forholdet mellom BP og kontraktørene Transocean og Halliburton er det hensiktsmessig igjen å benytte prinsipal- agentteorien, samt transaksjonskostnadsteori (Rao, 2003). BP er kunden til både Transocean og Halliburton, eller sagt på en annen måte så er BP oppdragsgiver og de to andre selskapene oppdragtakere. Det vil med andre ord si at BP er prinsipalen, mens Transocean og Halliburton er agentene. Til slutt i dette kapitlet er det noen betraktninger og drøftelser om kontrakter og risikodeling.

11.5.2 Prinsipal-agentteori

Prinsipal-agentteorien er ikke bare opptatt av skjult informasjon, men også skjulte handlinger. Et mye brukt eksempel på det siste er at en lege kan gi inntrykk av å undersøke en pasient mye grundigere enn hva som er tilfelle. Det er ofte svært vanskelig for pasienten å avsløre legens manglende innsats, på grunn av legens overlegne kunnskap på området. Forskjell i kunnskapsnivå mellom prinsipal og agent kan altså føre til skjulte handlinger.

På grunn av manglende spesialkompetanse kan det være vanskelig for operatørselskapet å vurdere kvaliteten av det arbeidet som gjennomføres av kontraktørene. For å rette på dette misforholdet hadde BP bestilt Schlumberger til å gjennomføre evalueringstester (logging) av sementarbeidet, men disse testene ble altså aldri gjort. De innsparte midlene ved ikke å benytte Schlumberger var svært små sammenliknet med kostnadene forbundet med ulykken.

11.5.3 Transaksjonskostnadsteori

Transaksjonskostnadsteorien analyserer forholdet mellom to aktører ved å ta utgangspunkt i faktorene frekvens, spesialiseringsgrad, usikkerhet og opportuniste (det motsatte av tillit) (Williamson, 1985). Aktørene i en relasjon kan for eksempel være kunde og produsent eller oppdragsgiver og oppdragstaker. I denne sammenheng er som nevnt BP oppdragsgiver, mens Halliburton og Transocean er oppdragstakere. Dess mer det er av de nevnte fire faktorene, dess høyere vil transaksjonskostnadene være. Det innebærer at høy frekvens i leveransene mellom aktørene, høy spesialisering av leveransen, stor usikkerhet forbundet med leveransen og lav tillit mellom aktørene, vil gi høye transaksjonskostnader (Hynne, 1998).

Det betyr at kostnadene med å administrere relasjonen kan bli svært høy, det vil si betydelige transaksjonskostnader som koordinerings-, kontroll-, oppfølgings-, kvalitets- og konsekvenskostnader (Dybvig, 2006). Disse transaksjonskostnadene kan det gjøres et forsøk på å redusere gjennom gode kontrakter mellom aktørene, effektiv kontraktoppfølging og god koordinering av forholdet mellom aktørene. Hvis koordinering, kontroll og oppfølging fungerer dårlig, kan det gi alvorlige negative konsekvenser.

Frekvens i transaksjonskostnadsteorien beskriver hyppighet i leveransene mellom aktørene. Dess større frekvens, dess høyere kan altså transaksjonskostnadene være. Forklaringen er at det er en større utfordring å sikre kvalitet og riktig leveringstidspunkt ved hyppige leveranser enn ved bare en eller noen få, og dermed kan administrasjonskostnadene bli betydelige. Spesialiseringsgrad omhandler hvor skreddersydd tjenesten eller produktet er. Dess mer skreddersøm, dess større spesifisering av arbeidet og tettere oppfølging er nødvendig, og administrasjonskostnadene kan følgelig bli høye. Usikkerhet kan som nevnt også gi seg utslag i høyere transaksjonskostnader ved at hendelser som ikke skal skje, likevel inntreffer. En aktør som ikke er til å stole på kan gi ekstra kostnader ved at ulike oppgaver ikke gjennomføres som forventet. Opportuniste kan følgelig også føre til høyere transaksjonskostnader.

Spesialiseringsgraden i det arbeidet Halliburton og Transocean gjorde i forbindelse med den midlertidige forlatingen av brønnen, må sies å være betydelig, noe som er en indikasjon på at transaksjonskostnadene kan

være høye. For å begrense høye transaksjonskostnader, må det inngås meget gode kontrakter mellom partene for å definere spesialiseringen av oppgaven, avklare ansvarsforhold, samt for å innføre gode kontroll- og oppfølgingsrutiner. I forbindelse med prosedyre for midlertidig forlating av brønnen var kontroll- og oppfølgingsrutiner fra BP sin side vedrørende de spesialiserte tjenestene fra Halliburton og Transocean, svært mangelfulle. Det tyder på at administrasjonskostnadene forbundet med kontroll og oppfølging burde vært høyere for å unngå ulykken, noe som innebærer at transaksjonskostnadene til BP var for lave i dette tilfelle. At det ble en storulykke, førte likevel til at transaksjonskostnadene ble enorme.

Diskusjonen mellom noen av de involverte bedriftene etter DWH-ulykken tyder på at ansvarsforholdet på plattformen ikke var godt nok avklart. Transaksjonskostnadene i ettertid kunne altså vært redusert ved at ansvarsforholdet hadde vært klart definert kontraktsmessig i god tid før arbeidet ble utført. Det ville imidlertid ha ført til høyere kostnader ved forebygging, men transaksjonskostnadene som følge av krangelen aktørene i mellom etter ulykken, er trolig langt høyere.

Usikkerheten eller risikoen viste seg å være stor, noe som også tilsier høyere transaksjonskostnader. Risikoen ble imidlertid ikke tatt alvorlig nok, og følgelig var kostnader ved forebygging og kontroll av usikkerheten ikke høye nok. Transaksjonskostnadene var med andre ord også her for lave. Bedre og mer omfattende tiltak for å redusere risikoen ville ha gitt høyere transaksjonskostnader i første omgang, men da ville kanskje også ulykken vært unngått og de totale endelige transaksjonskostnadene ville ha blitt svært mye lavere.

Frekvensen av leveranser av tjenester fra Transocean til BP må sies å være svært høy ved at den er kontinuerlig under hele kontraktperioden for bruk av Deepwater Horizon. Det indikerer at gode detaljerte kontrakter må benyttes for å begrense transaksjonskostnadene. I tilfeller hvor en kontraktør leverer sjeldne tjenester til operatørselskapet, er det mindre behov for et tett forhold mellom operatørselskapet og tjenesteleverandøren. De to andre indikatorene spesialiseringsgrad og usikkerhet tilsier imidlertid at detaljert formalisert kontrakt mellom disse to selskapene likevel er nødvendig for å redusere transaksjonskostnadene.

I forholdet mellom Transocean og BP er det høy frekvens, høy spesialiseringsgrad, tildels stor usikkerhet og opportuniste kan forekomme. Det siste kan forklares med at skjult informasjon og skjulte handlinger fra Transocean sin side ovenfor BP ikke kan utelukkes. Høy poengskår på alle fire faktorer tilsier at forholdet mellom Transocean og BP bør være tett og formalisert for å unngå for høye transaksjonskostnader. Følgelig er formelle kontrakter nødvendig, men neppe tilstrekkelig. I tillegg bør det også opprettes effektive relasjonskontrakter dem i mellom.

Det var selvfølgelig et juridisk formalisert forhold mellom BP og Transocean og mellom BP og Halliburton, men det var likevel svært mangelfull oppfølging av for dårlige tjenester fra de to aktørene. Det kan blant annet forklares med at BP dermed reduserte sine kostnader ved kontroll og følgelig oppnådde lavere transaksjonskostnader. Effektive relasjonskontrakter hadde trolig begrenset manglende oppfølging av sikkerhetsrutiner.

11.5.4 Kontrakter

Formelle og juridiske relasjoner mellom kontraktparter kan på den ene enden av skalaen være kontrakt for samtidig levering (spot contract) og på den andre enden av skalaen kan det være integrasjon mellom partene. I mellom kan det være varierende grad av integrasjon og samarbeid ved bruk av både juridiske formell kontrakter (explicit contracts) og relasjonskontrakter (implicit contracts) (Osmundsen, udatert).

Formelle kontrakter er juridisk fundert og kan følgelig etterprøves av en tredjepart som ofte kan være rettsystemet. Relasjonskontrakter bygger på tillit og forpliktelser knyttet til bestemte målsettinger (Beuve og Saussier, 2008). For langsiktige forretningsavtaler er det gode muligheter for å utvikle tillit og forpliktelser mellom partene, og følgelig kan det benyttes relasjonskontrakter. Eksempler på det kan være leveringsbetingelser hva angår tidspunkt, volum og kvalitet. Kontrakter av denne typen kan imidlertid

vanskelig kontrolleres av en offentlig institusjon, og det må i stedet opprettes et eget privat oppfølgingssystem og retningslinjer. Forskjellige kvalitetsstandarder følges opp av bedriftene selv og for eksempel av DNV. Hvis det er et stort behov for å koordinere forholdet mellom oppdragsgiver og oppdragstaker, kan det følgelig være hensiktsmessig med relasjonskontrakter.

Hva angår forebygging av storulykke, er relasjonskontrakter ikke tilstrekkelig. Formelle regler og retningslinjer må forefinnes så offentlige tilsyn har noe konkret å kontrollere. Offentlig vedtatte regler og retningslinjer kan sies å være en formell kontrakt mellom myndigheter og den aktuelle organisasjon eller individ. Relasjonskontrakter kan også gi viktige bidrag til økt sikkerhet. Det kan være retningslinjer i en bedrift og mellom bedrifter som følges opp og kontrolleres av bestemte avdelinger eller stillingskategorier, eller bedriftene kan nedsette egne komiteer med det som formål å følge opp sikkerheten. Det kan stimuleres til slike relasjonskontrakter fra myndighetshold.

I relasjonskontrakter eller kanskje aller helst i de juridisk formelle kontrakter, kan det inngå elementer som kontroll og overvåkning på plattformene ved hjelp av teknologiske hjelpemidler. Det kan være ulike former for overvåkningskamera, og tekniske systemer som sikrer at enkelte aktiviteter gjøres på en bestemt måte. Det siste kan komme innunder begrepet "poka yoke", og med det menes tekniske foranstaltninger som forsikrer at det er umulig å gjøre feil.

Det er nødvendig å kontraktfeste fordeling av risiko mellom oppdragsgiver og oppdragstaker (kontraktøren). Slike avtaler forelå helt sikkert mellom BP, og henholdsvis Transocean og Halliburton. Ifølge prinsipal-agentteorien er det kontraktøren som er den med størst risikoaversjon, og fra et teoretisk synspunkt er det riktig at mesteparten av risikoen veltes over på kontraktøren som for eksempel Transocean. BP har lavere risikoaversjon fordi de kan fordele risikoen på mange innretninger på flere oljefelt rundt omkring i verden. Dessuten forutsettes det i prinsipal-agentteorien at det er oppdragstaker, eller kontraktør som sitter inne med mesteparten av informasjonen om produksjonsforhold, og er derfor den som er best i stand til å forstå og håndtere risikoen. Hovedutfordringen med å følge denne anbefalingen fra prinsipal-agentteorien er at operatørselskapene er langt bedre rustet til å bære risikoen enn hva som er tilfelle for boreentreprenørene. BP har en bedre økonomisk bæreevne til å tåle en storulykke enn Transocean. En måte å løse det på er at operatørselskapet betaler kontraktøren en betydelig risikopremie for å ta risikoen, noe som sikkert også tildels gjøres i mange tilfeller.

En annen løsning er å fokusere på minimalisering av risikopremie, noe som innebærer at den med lavest risikoaversjon tar risikoen. Det vil i de fleste tilfeller være operatørselskapene, og følgelig BP i dette tilfellet. De er vant til å ta ansvaret for risikoen, og derfor har de opparbeidet seg høy kompetanse innefor risikostyring. Ulempen er at de med lavere risikoaversjon tar mindre forhåndsregler for å minimalisere risikoen enn de med høyere risikoaversjon.

Det kan sies å være optimale insentiver for kontraktør til høy produktivitet og kostnadseffektiv produksjon ved fastpriskontrakt, fordi det gir høyere profitt som kontraktør får beholde selv. Ved en fastpris-kontrakt er imidlertid all risikoen lagt på Transocean og Halliburton ved at det ikke er åpnet for muligheter for høyere pris underveis for å dekke uforutsette kostnader. BP overtar imidlertid noe av risikoen ved en kostpluss-priskontrakt, fordi prisen da øker i takt med økningen i ikke-kontrollerbare kostnader.

Det er selvfølgelig også mulig med en fordeling av risiko mellom operatørselskap og kontraktør ved å benytte en vederlagsform som ligger i mellom fastpris-kontrakt og en kostpluss-priskontrakt, noe som kalles målsumkontrakter. Det innebærer at en prosentandel av en kostnadsøkning skal dekkes av BP gjennom en prisøkning, og det resterende av henholdsvis Transocean eller Halliburton ved at prisøkningen er lavere enn kostnadsøkningen.

Ved inngåelse av en fastpris-kontrakt vil følgelig operatørselskapet være sikret en mer effektiv produksjon fra kontraktøren sin side, men samtidig må sannsynligvis operatørselskapet betale ekstra for oppdraget ved

en slik kontrakt for å overtale kontraktøren til å ta risiko. En kostpluss-priskontrakt vil derimot i utgangspunktet bli billigere fra operatørselskapet sitt synspunkt, på grunn av at det ikke blir nødvendig å betale en risikopremie. På den annen side kan den bli dyrere på sikt ved at kontraktøren har mindre incentiver til kostnadseffektiv produksjon. For å motvirke lavere kostnadseffektivitet ved kostpluss-priskontrakt kan det innføres bedre informasjon og kontrollmekanismer fra operatørselskapet sin side. At operatørselskapene med mindre risikoaversjon har ansvaret for risikoen i stedet for oljeboringselskapene, som har større risikoaversjon, må følges tett opp fra myndighetene for å minske potensielt uheldige konsekvenser for sikkerheten.

11.6 Økonomiske konsekvenser

BP brukte US\$ 2 mrd. for å stenge brønnen på havbunnen. Miljøskadene kan komme opp i US\$ 40 mrd., dvs. 10 ganger mer enn Exxon sin store ulykke i Alaska. Forventet kostnad for en ulykke er kostnaden for ulykken multiplisert med sannsynligheten for at ulykken kan inntreffe. En undersøkelse i California viser at det kan skje en utblåsning i 1 av 10.000 aktive oljebrønner per år, dvs. en sannsynlighet på 0,01 %. Forventet direkte kostnad for en storulykke som Deepwater Horizon blir da US\$ 0,2 mill., og inklusive miljøskader blir forventet kostnad US\$ 4,2 mill. Dette tilsier at et oljeselskap kan bruke opptil US\$ 4,2 mill. i utgifter på en oljeplattform per år for å unngå en storulykke av typen Deepwater Horizon. Kvalitets-, kontroll- og oppfølgingskostnader i denne størrelsesorden er likevel langt unna konsekvenskostnader for en storulykke på flere titalls milliarder dollar.

I juni, to måneder etter ulykken, fikk BP problemer med likviditeten. De trengte US\$ 10 mrd. for å dekke sine kortsiktige forpliktelser. Det viste seg at det var umulig for BP å oppdrive 10 mrd. i arbeidskapital. De utsatte kvartalsvise dividende utbetalinger i resten av 2010, og de fikk overtalt president Obama til å proklamere at BP er et solid selskap. BP hadde tross alt US\$ 6 mrd. i profitt første kvartal 2010. Etter hvert fikk BP tilgang til nødvendig kapital for å bedre likviditeten.

Det viser at mindre oljeselskap sannsynligvis ville ha gått konkurs hvis de hadde blitt utsatt for en ulykke på størrelse med Deepwater Horizon. Hvis kontraktøren satt med risikoen, ville den ha gått over ende som følge av en storulykke som dette. De fleste oljeselskap på norsk sokkel ville hatt store problemer med å dekke kostnadene av en storulykke som Deepwater Horizon. Et selskap som går konkurs kan vanskelig rydde opp etter seg på en tilfredsstillende måte.

11.7 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel

Et helt sentralt moment i dette kapitlet er styringssvikt, og bakgrunnen for det er at dette gjerne kan oppstå i svært store bedrifter og når mange bedrifter knyttes opp til hverandre gjennom tilstøtende oppgaver. Olje- og gasssektoren kjennetegnes ved at den består av svært store selskap, og på oljeplattformene er det vanlig at personell er ansatt i flere forskjellige firmaer. Utfordringer i store selskap og i relasjoner mellom bedrifter, er følgelig også utfordringer for olje- og gasssektoren.

11.7.1 Anbefalinger – selskapsnivå

Styringssvikt i store selskap kan begrenses gjennom ulike tilnærminger og tiltak, noe som nevnes punktvis nedenfor. En del selskap har sikkert innført flere av disse momentene, men for mange av dem er det trolig rom for forbedringer, og at de kan videreutvikles til å fungere på en bedre måte.

- Resultatstyring så langt det er mulig, fordi det er enklere å måle resultater.
- Ved prosessikkerhet må det styres ved hjelp av aktiviteter og tiltak.
- Aktiviteter og tiltak må kunne kontrolleres og følges opp både hva angår effektivitet og kvalitet, noe som kan gjøres ved bruk av indikatorer.

- Det kan legges opp til at prosessikkerhet er et perspektiv i styringssystemet med sine egne aktiviteter og måleindikatorer.
- Arbeidsmoral, lojalitet og motivasjon må påvirkes gjennom gode insentivsystem og effektive opplegg for sanksjoner. De kan være konkrete og nedskrevne, eller mindre tydelige, men bevisst inkludert på ulike måter i bedriftskulturen.

Styringssvikt i relasjonene mellom de forskjellige selskap på selve oljeplattformen kan reduseres ved ulike tiltak. De nevnes også punktvis, og disse momentene nedenfor viser at det legges vekt på formelle kontrakter og relasjonskontrakter. Alle selskapene regulerer sine relasjoner gjennom formelle kontrakter, og mange benytter sikkert i tillegg relasjonskontrakter. Det som er utfordrende er å inkludere prosessikkerhet i begge kontraktsformene slik at den kan følges opp på en effektiv måte i det administrative styringssystemet.

- Kontraktøren kan skjule informasjon om produktivitet. I tillegg til formelle kontrakter kan det begrenses ved bruk av gode og effektive relasjonskontrakter. I begge kontraktsformene legges det inn insentiver og sanksjoner for å oppmuntre til ønskede prosesser og rutiner.
- Kontraktøren kan gi inntrykk av at jobben gjøres grundigere enn hva som er tilfelle. Også her er begge kontraktsformer til stor hjelp. Gode kontrollmekanismer og oppfølgingsrutiner må bygges inn.
- Ved høy spesialiseringsgrad av oppdraget er det behov for et svært tett samarbeid mellom kontraktør og operatørselskapet. Relasjonskontrakt er her spesielt godt egnet, og mer hensiktsmessig å benytte dess lengre samarbeidsforholdet har vart.
- Ved hyppig eller kontinuerlig leveranse er det også behov for et tett forhold mellom kontraktør og operatørselskap. Relasjonskontrakt er også her å anbefale, særlig hvis begge kontraktpartene har godt renommé.
- Operatørselskapet kan med fordel legge mer risiko over på kontraktøren, men da må det tas høyde for en betydelig risikopremie inkludert i kontraktprisen, og det må benyttes kostpluss-priskontrakter.

11.7.2 Anbefalinger – myndighetsnivå

Fra myndighetshold kan aktuelle bedrifter betraktes som en funksjon av kontrakter. Det innebærer at et operatørselskap eller en kontraktør består av formelle kontrakter, relasjonskontrakter, regler, retningslinjer og muntlige avtaler. Det er med andre ord kontrakter, regler og retningslinjer som gjør at en bedrift ikke splittes opp i flere små bedrifter eller smuldrer helt opp. Myndighetenes oppgave er da å se til at bedrifter administreres og koordineres på en samfunnstjenlig måte. I denne sammenheng skal Petroleumstilsynet påse at bedrifter på norsk sokkel styres på en måte slik at storulykker unngås.

Tidlig i dette kapitlet ble det vist til at operatørselskapets sterke fokus på økonomisk lønnsomhet kan være en medvirkende årsak til ulykken i Mexicogulften, noe som indikerer en målkonflikt mellom kostnads-effektivitet og sikkerhet. Myndighetenes rolle er å opprette lover og regler som følges opp på en slik måte at sikkerhet ikke taper mot lønnsomhetsperspektivet.

Gjennomgangen i dette kapitlet viste til at det kan oppstå skjult informasjon og skjulte handlinger hva angår kvalitet og sikkerhet både innen et stort selskap og mellom bedrifter. Dette kan reduseres ved å gjøre viktig informasjon og kritiske handlinger tydeligere og helst målbare. Aktiviteter og tiltak som er avgjørende for prosessikkerheten må være svært eksplisitte og synlige i det formelle styringssystemet og i alle aktuelle formelle kontrakter. Det kan gjerne være et eget prosessikkerhetsperspektiv med aktiviteter og indikatorer i konsernledelsens styringssystem, som brytes ned på de aktuelle områder av selskapet. I de formelle kontrakter mellom operatørselskap og kontraktør kan det være egne paragrafer for prosessikkerhet. Begge disse momentene er sikkert i mange tilfeller allerede innført. Dess mer utviklet de er og dess bedre de fungerer, desto enklere vil kontroll og oppfølging bli både fra bedriftens side og fra Petroleumstilsynet.

De teoretiske drøftelsene kom frem til at kontraktøren (boreentreprenøren) har større risikoaversjon enn operatørselskapet. Kontraktøren er imidlertid dårligere økonomisk rustet til å dekke kostnadene ved en

eventuell ulykke. Det vanlige er at operatørselskapet tar risikoen. Det krever ekstra oppmerksomhet fra myndighetshold når den med mindre risikoaversjon sitter med ansvaret. Både strengere regler og mer tilsyn er trolig nødvendig når den med størst risikoaversjon ikke tar risikoen.

De mer uformelle sider ved en bedrift i forbindelse med sikkerhet ble også drøftet i dette kapitlet, så som holdninger, lojalitet og arbeidsmoral. Dette aspektet kan bli tatt vare på ved ulike insentivsystemer og mulige sanksjoner. Noe av dette kan også inngå i relasjonskontrakter mellom bedrifter. Dette ble kalt uformelle institusjoner i dette kapitlet. Petroleumstilsynet bør også ha gode rutiner for tilsyn med ulike sider av bedriftskulturens innvirkning på prosessikkerheten.

11.7.3 Hovedanbefalinger

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Ved høy spesialiseringsgrad av oppdraget er det behov for et svært tett samarbeid mellom kontraktør og operatørselskapet. Relasjonskontrakt er her spesielt godt egnet, og mer hensiktsmessig å benytte dess lengre samarbeidsforholdet har vart.
- Ved hyppig eller kontinuerlig leveranse er det også behov for et tett forhold mellom kontraktør og operatørselskap. Relasjonskontrakt er også her å anbefale, særlig hvis begge kontraktpartene har godt renommé.
- Operatørselskapet kan med fordel legge mer risiko over på kontraktøren, men da må det tas høyde for en betydelig risikopremie inkludert i kontraktprisen, og det må benyttes kostpluss-priskontrakter.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- De teoretiske drøftelser tilsier at kontraktøren (boreentreprenøren) har større risikoaversjon enn operatørselskapet. Kontraktøren er imidlertid dårligere økonomisk rustet til å dekke kostnadene ved en eventuell ulykke. Det vanlige er at operatørselskapet tar risikoen. Det krever ekstra oppmerksomhet fra myndighetshold når den med mindre risikoaversjon sitter med ansvaret. Både strengere regler og mer tilsyn er trolig nødvendig når den med størst risikoaversjon ikke tar risikoen.

12 Helseeffekter etter håndtering av oljeutslipp

12.1 Hovedfunn

De studiene som er utført etter ulykker som har medført oljeutslipp, beskriver selve eksponeringen for oljen og oljeproduktene dårlig. Helseundersøkelsene som er utført har mange svakheter, men likevel viser de at mange som deltar i opprydningsarbeid får akutte symptomer som hodepine og luftveisirritasjoner mens de arbeider med oljen. Videre får mange psykiske plager, som også ser ut til å kunne vare en tid etter at opprydningsarbeidet er avsluttet. Dette forekommer både der personer har blitt drept og alvorlig skadet i ulykken, og der slike alvorlige personskader ikke har skjedd.

Langtidseffekter er ikke klart dokumentert, men det er utført få slike studier. Oppfølgingsstudier av for eksempel kreftforekomst i utsatte grupper er ikke utført, til tross for at mange bekymrer seg for krefttrisikoen. Det er utført noen få studier av genskader blant de oljeeksponerte, men resultatene er usikre. Det er derfor fortsatt uklart om visse, spesielt eksponerte grupper, har fått varige helseplager etter slike ulykker. Hver ulykke av denne typen er unik og krever sin spesielle risikovurdering.

Det er behov for å skaffe rask oversikt over eksponeringen og å identifisere konsekvenser for helse, samt å iverksette forebyggende tiltak for de som deltar i opprydningsarbeid. Det er nødvendig å lage en nasjonal plan for dette som kan brukes hvis slike ulykker skulle skje igjen.

12.2 Helseplager blant personell som har deltatt i opprydningsarbeid etter en ulykke

Som et resultat av DWH-ulykken i Mexicogulfen 20.april 2010, er det satt i gang flere granskninger og undersøkelser som har til hensikt å skaffe frem fakta om hendelsesforløpet og årsaker, slik at man kan lære av ulykken. Hensikten er å forhindre at slike ulykker skjer igjen. Samtidig må man være forberedt på at slike ulykker kan skje, og man bør være godt forberedt hvis noe slikt hender en gang til. I denne sammenheng er det av interesse å se på forhold som angår arbeidsmiljø og sikkerhet for de som opplever en slik ulykke. Det er av interesse å studere hvilke konsekvenser slike ulykker har hatt for helsen til arbeidstakere som har oppholdt seg på disse arbeidsplassene. Både de som normalt hørte til arbeidsplassen og de som kom til for å delta i opprydningsarbeidet, er grupper som potensielt kan ha blitt utsatt for uheldige påvirkninger i ulykkes- og forurensningssituasjonen.

Teoretisk sett vil olje og oljeprodukter kunne tas opp i menneskekroppen via innånding av damp fra disse stoffene, og/eller via hudkontakt. Enhver påvirkning på helsen er avhengig av dosen; hvor mye man eksponeres i et gitt tidsrom. Med kunnskap fra laboratorieforsøk og eksponeringer på arbeidsplasser vet man at teoretisk sett kan slik kjemisk eksponering føre til:

- a) Akutte symptomer og plager: Eksponering for olje og oljeprodukter fører sjelden til alvorlige, livstruende forgiftninger, men kan gi plager i form av kvalme, uvelhet og hodepine. Disse plagene kan komme mens man eksponeres for stoffene, og går raskt vekk når man kommer i frisk luft. Alvorlige forgiftninger med effekter på indre organer som lever og nyre kan forekomme, men krever svært høye eksponeringsnivå.
- b) Langtids-symptomer og -plager: Eksponering for olje og oljeprodukter kan medføre at man blir utsatt for kreftfremkallende stoffer (for eksempel benzen og PAH³⁸-forbindelser), som mange år etter eksponering, kan gi kreftsykdom. Eksponeringen kan også gi hudplager i form av for eksempel eksem. Eksem er mest vanlig etter lengre perioder med hudkontakt med slike stoffer. Det er mulig å utvikle lungesykdom på grunn av oljetåke/oljedamp, men dette er også sjeldent forekommende.

I tillegg til skadeeffekter av de kjemiske substansene, kan oljekatastrofer oppleves som svært belastende, og gi stress-symptomer og stress-reaksjoner hos dem som opplever hendelsene. I dette kapitlet gis det en

³⁸ PAH: Polyaromatiske hydrokarboner.

oversikt over kunnskapsstatus av konsekvenser for arbeidstakeres helse etter forurensningskatastrofer der oljeutslipp har vært hovedproblemet.

12.2.1 Metode for utvalg av studier

Vi har søkt i den medisinske databasen “Pubmed” for å finne publikasjoner som angår temaet, og brukt søkeordene “oil spill”, “oil” kombinert med “health” og “human”. Denne databasen inkluderer internasjonale tidsskriftsartikler, og vi oppsummerer fra artikler som har gjennomgått en kvalitetssikring i form av tidsskriftenes refereetjeneste. Det finnes et par unntak, der informasjon kun er gitt i rapporter som ikke har kjent kvalitetssikring, men det står i så fall i referanselisten.

Vi har valgt å beskrive de åtte største og mest kjente ulykkene med skip som involverer oljeutslipp (Tabell 12.1), og som har publikasjoner om helseeffekter blant opprydningsarbeidere eller beboere relatert til disse hendelsene. Vi har ikke funnet slike publikasjoner som har vært relatert til oljeutslipp fra oljeplattformer, med unntak av Deepwater Horizon. Imidlertid mener vi at kunnskapen fra skipsulykkene er relevante for problemstillingen også dersom utslippet skulle komme fra en plattform. For DWH-ulykken foreligger lite dokumentasjon ennå, men vi har valgt å ta med denne og beskriver de undersøkelsene som er planlagt.

Tabell 12.1 Større oljeutslipp der det finnes studier av helsen til arbeidstakere som ble berørt.

Kilde for oljeutslipp	Årstall	Sted	Oljeutslipp i tonn
Exxon Valdez	1989	Alaska	37.000
Braer	1993	Shetland	85.000
Sea Empress	1996	UK	72.000
Nakhoda	1997	Japan	> 6.000
Erika	1999	Frankrike	20.000
Prestige	2002	Spania	63.000
Tasman spirit	2003	Pakistan	37.000
Hebei spirit	2007	Korea	10.500
Deepwater Horizon	2010	USA	> 600.000

12.2.2 Exxon Valdez

Beskrivelse

Exxon Valdez var et tankskip som gikk på grunn ved Prince William Sound's Bligh Reef, Alaska i 1989. Elleve kommuner i denne kystregionen ble berørt.

Eksponeringsdata

Ingen målinger av eksponering i innåndingsluft for deltagerne ble utført. Deltagerne i populasjonsstudien ble kategorisert i tre eksponeringsgrupper basert på selvrapportert nærhet til oljeforurensningen.

Metoder

Palinkas et al., 1993: Personer som deltok i opprydningen av oljesølet, 599 menn og kvinner, ble undersøkt ett år etter ulykken. Det ble etablert en kontrollgruppe av 162 ueksponerte. Alle svarte på spørreskjema.

Palinkas et al., 2004: De samme data ble analysert på nytt 14 år seinere, for å se om det var forskjell i resultatene angående posttraumatisk stressyndrom (PTSD) med hensyn til etnisitet.

Akutte helseeffekter

Akutte helseeffekter ble ikke undersøkt. Ingen døde eller alvorlig skadet i selve ulykken.

Helseeffekter etter tid

Etter ett år hadde de høyest eksponerte høyere skåre på depresjonsskala, skala for angst og skala for PTSD enn de lavest eksponerte. Flere kvinner enn menn var deprimeret. Befolkningen som bodde nær strendene og som hadde deltatt i opprydningen, hadde høyere forekomst av PTSD. Det var forskjell i svarene mellom de innfødte fra Alaska og Euro-Amerikanere, selv om begge etniske grupper rapporterte flere symptomer på PTSD enn kontrollgruppen. Studien som ble utført 14 år etter ulykken, viser at kulturbakgrunnen bestemmer mye med hensyn til hvordan man besvarer spørsmål i spørreskjema om PTSD.

12.2.3 Braer

Beskrivelse

Oljetankeren MV Braer gikk på grunn på Garth's Ness på sørvest Shetland den 5. januar 1993. I løpet av de neste seks dagene lekket lasten ut, dvs. 85.000 tonn olje fra Gullfaks-feltet.

Eksponeringsdata

Fordampingssegenskapene til oljen og ekstreme værforhold gjorde at forurensningskomponenter ble blåst innover land nord og øst for vraket, og ga eksponering i form av damp og aerosoler til jord, avlinger, bygninger, dyr og menneske. Miljømålinger av damp, aerosoler og nedfall startet 10. januar. Hydrokarboner ble målt i offentlig drikkevann, i jord og i grønnsaker. Den høyeste konsentrasjonen av luftbårne hydrokarboner ved bebyggelse ble målt 11. januar (dagen vraket brøt sammen og mest olje lekket ut) ved det nærmest huset (6,33 ppm), med korresponderende benzen-konsentrasjon på 0,074 ppm. Tilsvarende målinger viste henholdsvis 0,264 ppm og 0,023 ppm den 10. januar og 0,066 ppm og 0,018 ppm den 12. januar.

Metoder

Campbell et al., 1993: Dette er en befolkningsstudie som inkluderer 420 (svarprosent 66, gjennomsnittsalder 39 år) beboere med permanent boligadresse innenfor en radius på 4,5 km fra ulykkesstedet, og tilstedeværelse innen dette område på et eller annet tidspunkt fra og med 5. januar 1993. Med assistanse av den lokale helsetjenesten ble deltakerne invitert til et prosjektkontor, eller de ble besøkt hjemme. Et område 95 km nord for ulykkesstedet ble benyttet som kontrollområde. To hundre personer ble valgt tilfeldig ut og matchet med hensyn til kjønn og alder, og utgjorde en kontrollgruppe. Av 140 tilgjengelige kontroller møtte 92 (svarprosent 66, gjennomsnittsalder 38 år). Informasjon om helseeffekter ble hentet inn ved bruk av et spørreskjema, en lungefunksjonsundersøkelse, blod- og urinprøver.

Campbell et al., 1994: I juni 1993 fikk deltakerne (>16 år) et utvidet spørreskjema, det ble gjort lungefunksjonsundersøkelse og tatt blod- og urinprøver. Det møtte 344 (80 %) eksponerte og 92 (84 %) kontroller fra den første undersøkelsen (Campbell et al., 1993).

Crum, 1993: Lungefunksjonsundersøkelse ble utført blant barn (5-12 år) med bosted mindre enn 5 km fra Braer-forliset.

Cole et al., 1997: Blodprøver ble tatt fra 26 frivillige personer i forurenset område i januar 1993 innen 10 dager etter ulykken, samt av ikke-eksponerte kontroller med bosted 72 km fra ulykkesstedet.

Akutte helseeffekter

Campbell et al., 1993: De vanligste helseproblemene som ble rapportert for dag 1 og 2 etter ulykken var hodepine (eksponert 32 % versus kontroll 8 %), irritasjon i svelg 37 % versus 8 %) og sviende øyne (28 % versus 5 %). Det ble ikke funnet signifikante forskjeller mellom eksponerte og kontroller for noen biologiske parameter, verken på lungene, blod, nyrer eller lever.

Crum, 1993: Lungefunksjonsverdiene var innenfor normalverdiene på begge tidspunkter, og det ble ikke funnet reduksjon i lungefunksjon i løpet av studieperioden, heller ikke blant barna som hadde astma.

Cole et al., 1997: Det ble ikke funnet noen indikasjon på genskade på noe tidspunkt i blodprøver tatt i perioden januar til desember 1993.

Helseeffekter etter tid

Campbell et al., 1994: Blant eksponerte i befolkningen rapporterte 25 (7 %) dårlig helse, sammenliknet med ingen i kontrollgruppen. Signifikant flere i eksponert gruppe mente at helsen deres hadde blitt dårligere etter ulykken (16 % vs. 3 %). Sammenligning av symptomer blant eksponerte i juni 1993 med symptomer like etter ulykken i januar 1993, viste mer trøtthet og feber i juni enn i januar, men mindre irritasjon i svelg, hud og øyne, samt mindre hodepine. Kontrollgruppen hadde små endringer. En større andel av de eksponerte rapporterte en generell svakhetsfølelse sammenliknet med kontroller på et eller annet tidspunkt etter ulykken. En tredjedel mente dette hadde sammenheng med ulykken. Skåre for generell helse i spørreskjemaet, spesielt for somatiske symptomer, angst og søvnløshet, var signifikant høyere blant eksponerte enn i kontrollgruppen.

12.2.4 Sea Empress

Beskrivelse

Tankeren Sea Empress med 130.000 tonn lett råolje grunnstøtte ved inngangen til havnen ved Milford Haven i sørvest Wales den 15. februar 1996. I løpet av de neste ukene lekket det ut anslagsvis 72.000 tonn råolje og 360 tonn tung brenselolje til sjøen og førte til forurensinger langs 200 km av kystlinjen.

Eksponeringsdata

Ingen eksponeringsdata er funnet. Befolkningen i kystbyene klaget på sterk lukt og ulike symptomer.

Metoder

Lyons et al., 1999: Spørreskjemaundersøkelse blant menn og kvinner (18-65 år) ble utført sju uker etter forliset. Eksponert gruppe (n=539, gjennomsnittsalder 40 år, svarprosent 68) bestod av innbyggerne i 4 kystbyer i det mest forurensede området, mens kontrollgruppen (n=550, gjennomsnittsalder 40 år, svarprosent 70 %) var innbyggere fra to byer på den ueksponerte nordlige kysten.

Gallacher et al., 2007: Spørreskjemaundersøkelse blant 1089 kvinner og menn (18-65 år) fra allmennlege-register i seks byer i vest Wales; fire byer i eksponert område (n=539) og to byer i kontrollområde (n=550).

Akutte helseeffekter

Lyons et al., 1999: Beboere i eksponert område hadde høyere fire-ukers forekomst (etter ulykken) enn kontrollene av hodepine (38 % vs. 14 %), såre øyne (20 % vs. 6 %) og sår hals (32 % vs. 12 %). Det ble her justert for alder, kjønn, røyking, angstskåre, og tro på helseskade etter ulykken. Bosted i eksponert område var klart assosiert med høyere skåre på angst og depresjon og dårligere mental helse.

Gallacher et al., 2007: Det var en sammenheng mellom oppfattet risiko (fremtidig helse, økonomiske forhold og lokalmiljø) i forbindelse med ulykken og økt angst og ikke-toksikologiske symptom. Fysisk eksponering (bosted i eksponert/ikke-eksponert område) var bare relatert til toksikologisk relaterte symptomer. Forfatterne konkluderte med at psykologisk eksponering var en adskillig mer sensitiv markør for helseeffekt enn fysisk eksponering med hensyn til psykologiske utfall.

12.2.5 Nakhodka

Beskrivelse

Nakhodka var et russisk tankskip med "heavy oil" som sank like ved Oki Island, Japan, og oljen lekket ut i løpet av få dager, 2.-3. januar 1997. Det ble straks startet opprydning, men arbeidet ble vanskelig på grunn av dårlig vær. Det bodde 1.041 personer i Anto, der utslippet var størst.

Eksponeringsdata

Det var fokus på at oljen kunne inneholde PAH-forbindelser, og det ble tatt en rekke prøver av sand, vann og sjødyr (Hayakawa et al., 2006) der slike forbindelser ble påvist. Luftprøver ble tatt 15. januar, og viste høye

nivåer av en rekke forskjellige hydrokarbonforbindelser (Morita et al., 1999). Butan: 500 ppm; *n*-pentan: 300 ppm; benzen: 10 ppm; *n*-oktan: 300 ppm; etylbenzen: 100 ppm; xylen: 100 ppm. Høyeste støvpartikkeltall angis til 0,088 mg/m³. Hydrogensulfid ble målt, men var i lavere nivå enn deteksjonsgrensen (0,001 ppm). Oljetåke ble målt daglig på et av de berørte stedene, og var hele tiden lavere enn 0,005 mg/m³. Det er ikke beskrevet hvordan prøvene ble tatt, hvor lang oppsamlingstiden var eller hvordan de ble analysert.

Metoder

Morita et al., 1999: Menn og kvinner (n=282) som bodde på kysten av Japan der ulykken skjedde og som hadde deltatt i opprydning av olje, ble intervjuet av sykepleiere som besøkte dem hjemme. Det ble også tatt urinprøver av deltagerne.

Akutte helseeffekter

Morita et al., 1999: Fire personer døde av hjerteattakk eller hjerneslag i løpet av opprydningsaksjonen. Beboerne klaget over ryggsmertor og smerter i leggene (35 % av mennene; 38 % av kvinnene, hodepine (9 % av mennene; 28 % av kvinnene) øyesymptomer (21 % av mennene; 36 % av kvinnene), hudplager (6 % av mennene; 17 % av kvinnene) og sår hals (13 % av mennene; 21 % av kvinnene). Kvinner hadde mere plager enn menn, og de som hadde deltatt i opprydningsaksjonene hadde mer symptomer enn de andre. Tre personer hadde forhøyet hippur syre (metabolitt for toluen). Disse tre ble undersøkt igjen i mai 1997 og hadde da normale verdier.

12.2.6 Erika

Beskrivelse

Erika var et tankskip fra Malta som gikk på grunn ved nord-vest kysten av Bretagne i Frankrike i 1999, lastet med forskjellige typer oljeprodukter og brennstoff. Utslipet berørte en kystlinje på 400-500 kilometer.

Eksponeringsdata

Baars, 2002: Oljen besto i hovedsak av tunge fyringsoljer. Sammensetningen av oljen er beskrevet, og oljen ble analysert med hensyn til innhold av aromatiske hydrokarbonforbindelser, deriblant polyaromatiske hydrokarboner (PAH).

Dor et al., 2003: To luftprøver ble tatt mens man vasket forurensete beskyttelsesklær, og disse to prøvene viste nærvær av to PAH-forbindelser i luften rundt vaskingen. Nivåene var lave: Benzo[a]pyrene 0,023 og 0,033 µg/m³; naftalen 0,62 og 0,68 µg/m³. Andre luftmålinger ble ikke utført, men PAH ble målt i sand og vann på de berørte strendene

Metoder

Schvoerer et al., 2003: 3669 personer som var med i opprydningen (948 frivillige og 517 profesjonelle) ble intervjuet om skader og helseproblemer. Det ble brukt et spørreskjema for å innhente svarene. Denne rapporten er på fransk, og ikke publisert i tidsskrift.

Akutte helseeffekter

Schvoerer et al., 2003: 7.5 % hadde fått en mindre skade eller sår i løpet av opprydningsjobben, og mer enn halvparten hadde opplevd symptomer i form av ryggsmertor, migrene, utslett på hud, øyeplager, luftveisplager eller kvalme.

Helseeffekter etter tid

Slike helseplager er ikke undersøkt, men det ble utført risikovurderinger etter denne ulykken. Baars (2002) vurderte situasjonen slik at ulykken kunne gi en økt risiko for hudplager og tumorutvikling hos de som deltok i opprydningen og ikke brukte hansker, men at risikoen var liten på grunn av kort kontakt med oljeproduktene. Dor et al. (2003) vurderte særlig om ulykken kunne gi økt risiko for kreft på grunn av PAH i oljen, da PAH ble påvist i sanden. De konkluderte med at risikoen ville bli liten for barn og badende som seinere skulle oppholde seg på stranden etter opprydningen.

12.2.7 Prestige

Beskrivelse

Oljetankeren Prestige forliste utenfor kysten av Galicia i nordvest Spania i november 2002. Oljeutslippet bestod av mer enn 67.000 tonn tung fyringsolje. Lekkaskjen startet 13. november, skipet ble tauet ut fra kysten og sank på 3.500 meter 19. november. Mer enn 300.000 frivillige deltok i opprensningen. Det var generelt en mangel på verneutstyr.

Eksponeringsdata

Oljeutslippet inneholdt aromatiske hydrokarboner (50 %) som benzen, toluen, etylbenzen, xylen og PAH, svovelforbindelser og metaller som sink, kadmium og bly og i mindre mengder nikkel, aluminium og vanadium. Oljen hadde høy viskositet og fordampet relativt lite. Det ble antatt høyeste nivå av løsemidler i luft de første ukene, men eksponeringsmålinger over tid er ikke tilgjengelig for å verifisere dette.

Metoder

Suarez et al., 2005: Et tilfeldig utvalg av 799 menn og kvinner som deltok i opprensningen ble inndelt i grupper etter type personell (betalte arbeidere, frivillige, fuglevaskere og sjømenn/fiskere) og i grupper etter antall dager med opprydningsarbeid (≤ 5 dager, > 5 dager). Data ble hentet inn retrospektivt med strukturert telefonintervju i juni 2003.

Spørreskjemaet var basert på det som ble benyttet i Frankrike etter Erika-utslippet.

Pérez-Cadahia et al., 2007: Eksponert gruppe: 68 kvinner og menn (25 frivillige til strandoppydning, 20 innleide manuelle arbeidere til strandoppydning og 23 innleide høytrykksspylere). Kontrollgruppe: 42 ikke-eksponerte personer. De svarte på spørreskjema og tok blodprøver.

Pérez-Cadahia et al., 2008a: Eksponert gruppe: 219 kvinner og menn (59 frivillige til strandoppydning, 53 innleide manuelle arbeidere til strandoppydning og 47 innleide høytrykksspylere). Kontrollgruppe: 60 ikke-eksponerte personer. Blodprøver ble tatt i mars og mai 2003.

Pérez-Cadahia et al., 2008b: Undersøkte 179 personer som deltok i opprydningsarbeidet (snitt 32 år, 49 % kvinner): 60 frivillige, 59 innleide manuelle arbeidere og 60 innleide som brukte høytrykksspyler). Blodprøve ble tatt i mars og mai 2003. Ingen kontrollgruppe.

Zock et al., 2007: Data ble hentet inn fra 6780 fiskere (svarprosent 76 %) fra 38 kooperativer ved hjelp av spørreskjema i perioden januar 2004 til februar 2005. Spørsmål om opprydningsarbeid var basert på spørsmål fra Nakhodka-studien eller laget *ad hoc*.

Rodriguez-Trigo et al., 2010: Lokale fiskere som deltok i opprydningsarbeid og var høyt eksponert ($n=501$ deltakere, gjennomsnittsalder 45 år, 51 % kvinner, totalt 1119 invitert) ble sammenliknet med fiskere som ikke var eksponert/ikke deltok i opprydningsarbeidet ($n=177$, totalt 577 invitert). Undersøkelsene ble utført to år etter oljeutslippet, det vil si i tidsrommet september 2004 til februar 2005. Prosjektteamet reiste fra landsby til landsby og gjennomførte intervju og tok blodprøver og prøver fra luftveiene. Spørreskjemaet om luftveissymptomer og deltagelse i opprydningsaktiviteter var det samme som ble brukt av Zock et al. (2007).

Carrasco et al., 2007: 2700 innbyggere (18-60 år) fra sju kyst og sju innlandsbyer i Galicia ble valgt ut tilfeldig og gruppert med hensyn til to eksponeringskriterier: a) eksponert bosted – kyst versus innland b) individuell/personlig eksponering; ikke, litt eller mye avhengig av i hvor stor grad de hadde blitt eksponert i forbindelse med opprydningen. De svarte på spørreskjema via et hjemme-intervju nesten 1,5 år etter ulykken.

Sabucedo et al., 2010: 926 innbyggere (18-65 år) fra kystområdet som var påvirket av oljesølet. Spørreskjema ble fylt ut ca. ett år etter ulykken via intervju.

Carrasco et al., 2006: 133 fiskere/sjømenn, 135 fuglevaskere, 266 frivillige og 265 innleide/betalte arbeidere ble valgt ut tilfeldig til telefonintervju i juni 2003.

Akutte helseeffekter

Suarez et al., 2005: Forekomst av akutte symptomer var høyest blant sjømenn/fiskere; sår hals/respirasjons-symptomer (15 %) og hodepine (28 %). Symptomene var hyppigst rapportert blant de som hadde arbeidet lengre enn 20 dager i de mest forurensede områdene med flere typer opprydningsaktiviteter. Sjømennene/-fiskerne arbeidet spesielt med å fjerne oljesøl fra sjøen og håndtering av flytende barrierer. Det var generelt en lav andel av opprydningsarbeiderne som rapporterte akutte symptomer. Det var en sammenheng mellom plagsom lukt og hodepine samt irritasjon i hals og luftveier. Hudirritasjoner ble rapportert i liten grad (varierte mellom 0-5 %), trolig på grunn av bruk av hansker og dresser. Det ble ikke identifisert alvorlige helseskader blant noen grupper. Fuglevaskere rapporterte mest lesjoner (19 %).

Pérez-Cadahia et al., 2007: Eksponering i de tre gruppene varierte for TVOC³⁹ (20-450 µg/m³), BTEX⁴⁰ (10-200 µg/m³) og benzen (2-120 µg/m³), med høyest målte verdier for frivillige som imidlertid arbeidet bare 5 dager, mens de andre arbeidet 3-4 måneder. Gruppen som hadde drevet med høytrykksspyling var lavest eksponert for hydrokarboner. Det ble funnet forhøyede blodverdier av aluminium og nikkel i høytrykksspylegruppen og bly blant manuelle arbeidere. Høytrykksspylegruppen hadde tegn til skade på genmateriale og endringer i hormonstatus. Tegn på genskade var influert av blant annet alder, kjønn og røyking og dette tydet på at det ikke var olje-eksponeringen som hadde medført endringene. Det ble antydnet at tilsetningsstoffer i oljen (xenobiotics) medvirket til disse endringene, men det er uklart hvilke stoffer dette i så fall skulle vært.

Pérez-Cadahia et al., 2008a: Dette er en fortsettelse av *Pérez-Cadahia et al., 2007*, men med større grupper. Resultatene viste at endringene i genmaterialet var relatert til lengden av eksponering for oljesølet, og var influert av blant annet alder.

Pérez-Cadahia et al., 2008b: Det ble sett på sammenhenger mellom tungmetaller, hormoner og genotoksiske parametre. Det var en invers sammenheng mellom metalleksponering og hormonet kortisol etter justering for alder, kjønn og røyking.

Carrasco et al., 2006: Graden av informasjon om forebyggende tiltak på forhånd hadde sammenheng med bruk av verneutstyr. De som ikke mottok slik informasjon hadde økt risiko for kløende øyne, kvalme, oppkast og svimmelhet og symptomer fra svelg og luftveier. Sjømennene/fiskerne som var mest eksponert for oljen var minst informert, og hadde den høyeste forekomsten av symptomer.

Helseeffekter etter tid

Zock et al., 2007: Forekomsten av symptomer fra øvre og nedre luftveier var høyere hos de som hadde deltatt sammenliknet med de som ikke hadde deltatt i opprenskingsarbeidet. Forekomsten for minst ett symptom fra nedre luftveier var 33,4 % blant menn og 33,7 % blant kvinner etter justering for alder og røyking. Tilsvarende for nesesyntomer var 30 % blant både menn og kvinner. Risiko for symptom økte med graden av eksponering, det vil si økende deltakelse i opprydningsaktiviteter. Det ble funnet en klar trend for økning i symptomer med antall dager med opprydning, antall timer per dag med slikt arbeid og med antall ulike opprydningsaktiviteter. Mer enn halvparten av opprydningsarbeiderne benyttet aldri eller bare noen ganger maske, og disse hadde mer symptomer fra nedre luftveier. Arbeidsoppgaver som var relatert til mer symptomer, var opprensning av sjø og strender, transport av olje og rengjøring av båter, klær og støvler. Relasjonen mellom opprydningsarbeid og symptomer ble mindre klart med økende tid siden sist eksponering, men symptomene var klart økt også når det hadde gått mer enn 20 måneder siden siste eksponering. Angst og tro på at oljesølet hadde hatt innvirkning på helsen ble rapportert av henholdsvis 20 % og 8 %. Det ble konkludert med at deltakelse i opprydningsarbeid kan resultere i respirasjonssymptomer som varer ett til to år etter eksponering. Det anbefales at det fokuseres på å øke forståelsen blant opprydningsarbeidere for tilfredsstillende yrkeshygiene tiltak og mulige kroniske respirasjonseffekter ved fremtidige oljelekkasjer. Det anbefales av forfatterne at de som eksponeres regelmessig for olje bør følges opp med helseundersøkelser for å avdekke mulige langtidsvirkninger.

³⁹ TVOC: Total Volatile Organic Compound.

⁴⁰ BTEX: Forkortelse for fire stoffer som finnes i petroleumprodukter: Benzene, toluene, ethylbenzene og xylene.

Rodriguez-Trigo et al., 2010: En tredjedel av de eksponerte brukte maske ofte eller alltid. Eksponerte hadde større risiko for symptomer fra nedre luftveier enn ikke-eksponerte (27 % versus 21 %). Lungefunksjonen var ikke forskjellig i gruppene. Det konkluderes i artikkelen med at opprydningsarbeid av et stort oljesøl var assosiert med vedvarende symptomer fra respirasjonssystemet, økt nivå av markører for luftveisskade og kromosomendringer. Forfatterne peker på at den kliniske betydningen av endringene av markører for luftveisskade i utåndingsluft og kromosomendringene er usikker.

Carrasco et al., 2007: Innbyggerne i kystbyene hadde lett redusert skåre for mental helse, målt med spørreskjema. Det var en tendens til at total skåre for livskvalitetsmålet fysisk funksjon var forbedret med økende eksponering.

Sabucedo et al., 2010: Personer med høyest grad av eksponering eller som bodde nærmest oljesølet hadde dårligere mental helse enn de med lavere grad av eksponering eller bodde lengre borte. Blant de eksponerte hadde kvinner og fiskere høyere skåre på et mål for forskjellige kroppslige plager, som tyder på at disse gruppene lider mest av konsekvensene av en slik ulykke.

12.2.8 Tasman Spirit

Beskrivelse

Tasman Spirit var et gresk tankskip som fraktet råolje og gikk på grunn nær Karachi i Pakistan i 2003. Ulykken skjedde 27. juli, og skipet brakk i to 13.-14. august og mye av oljen rant ut da. Det var to episoder seinere, den siste 29. august, som førte til ytterligere oljelekkasje fra skipsrestene. Omtrent 150 boliger langs kystlinjen ble berørt av utslippet.

Eksponeringsdata

Det nevnes i en artikkel (Meo et al., 2009) at det ble målt “flyktige organiske forbindelser” (VOC) i luften nær en restaurant ved kysten i nivå 44-179 ppm. Det er ikke angitt hvordan dette ble målt eller av hvem.

Metoder

Janjua et al., 2006: Et forskerteam gikk rundt og intervjuet personer om symptomer (ja/nei) på grunn av oljen, ved bruk av et selvlaget spørreskjema. Dette skjedde tre dager etter siste oljeutslipp fra skipet. De valgte ut 216 personer som bodde langs stranden, noen av disse hadde deltatt i opprydning av olje. De intervjuet også to kontrollgrupper av ueksponerte personer som bodde 2 km og 20 km unna, til sammen 83 og 101 personer.

Meo et al., 2009: En annen forskergruppe intervjuet 50 menn, ikke-røykere, som hadde deltatt i opprydning av olje, og etablerte en kontrollgruppe bestående av 50 ueksponerte. Intervjuene ble utført kort tid etter hendelsen, men det er ikke nøyaktig angitt når. Lungefunksjonen til tju menn som hadde deltatt i opprydningen av olje, ble undersøkt både kort tid etter ulykken og et år seinere (Meo et al., 2008). Resultatene ble sammenliknet med en kontrollgruppe bestående av 31 ueksponerte. En tredje forskergruppe undersøkte 100 personer som arbeidet eller bodde nær stranden, med blodprøver en måned etter ulykken (Khurshid et al., 2008).

Akutte helseeffekter

Janjua et al., 2006 rapporterte at symptomer fra øyne, luftveier, hud og nervesystem forekom i større grad i den eksponerte gruppen enn i kontrollgruppene. Det var antydning til at kontrollgruppen som bodde lengst unna hadde færre symptomer enn de andre gruppene. Symptomene er ikke angitt som prosent, men i forskjellige skårer.

Meo et al., 2009 rapporterte kort tid etter ulykken (ikke angitt nøyaktig) høyere forekomst av luftveissymptomer (38 % hadde hoste), øyesymptomer (32 %), kvalme (24 %) og hodepine (28 %) blant de eksponerte, sammenliknet med kontrollgruppen. Tilsvarende prosentall for kontrollgruppen var 6 %, 2 %, 4 % og 4 %.

Khurshid et al., 2008 rapporterte lett økt antall lymfocytter og eosinofile celler i blodet til de eksponerte, samt forhøyete leverprøver (SGPT) hos noen av arbeidstakerne. De angir ingen verdier og de hadde ingen kontrollgruppe.

Helseeffekter etter tid

Meo et al., 2008 viste at de eksponerte hadde redusert lungefunksjon (reduert FVC og FEV₁) sammenliknet med kontrollgruppen etter ulykken, men at disse funnene var borte ett år etter ulykken.

12.2.9 Hebei Spirit

Beskrivelse

Oljetankskipet Hebei Spirit kolliderte med en kranlekter utenfor sørvestkysten av Sør-Korea i desember 2007. Skipet inneholdt tre typer olje: Iransk tung olje, olje fra Upper Zakum og eksportolje fra Kuwait. Det var mye vind og store bølger, og omtrent 200.000 personer deltok i opprydningen for å fjerne olje fra kystområdene.

Eksponeringsdata

Ingen.

Metoder

Mellom sju og fjorten dager etter ulykken ble det utført en spørreundersøkelse blant 965 personer som bodde i området og som var med i opprydningen. Personene ble intervjuet med tilsvarende spørsmål som ble brukt i ulykkene Erika og Prestige. Det ble ikke etablert noen kontrollgruppe.

Akutte helseeffekter

Forekomst av en rekke symptomer beskrives. Ryggplager: 37 %, hudsymptomer/skader 5 %, hodepine 29 %, svimmelhet og kvalme 28 %, øyesymptomer 18 % og luftveisplager 41 %. Hudkontakt med olje var assosiert med hudsymptomer/skader.

Helseeffekter etter tid

Det er utført en studie omtrent et år etter ulykken, der 156 deltagere fra ulykken med Hebei Spirit sammenliknes med 219 deltagere i en annen type ulykke, det vil si de ble rammet av en tyfon (Chung og Kim, 2010). Deltagerne ble oppsøkt av forskere og bedt om å fylle ut et spørreskjema, og fikk eventuelt hjelp til dette. Et skjema laget av forsker Colarossi ble brukt, Patient Health Questionnaire, som omhandlet fysisk helse, depresjon, angst og PTSD. De som var med i oljeopprydningen hadde dårligere resultater enn tyfongruppen på så godt som alle symptomer og plager de ble spurt om, både fysiske helseplager og psykiske helseplager.

12.2.10 Deepwater Horizon

Beskrivelse

Råoljeutslipp etter eksplosjon på Deepwater Horizon i Mexicogulfen den 20.april 2010. Utslippet fortsatte til midten av juli samme år, og var totalt på mer enn 600.000 tonn over en periode på 87 dager. Dette nådde mer enn 960 km av kystlinjen i Florida, Alabama, Louisiana og Texas. Det ble også benyttet 8 millioner liter dispergerende kjemikalier i opprenskingsarbeidet.

Eksponeringsdata

Oljeutslippet og kjemikalierne som ble benyttet inneholdt forurensinger med potensielt alvorlige helseeffekter. US Environmental Protection Agency (EPA) satte opp stasjoner for å måle ulike komponenter i luft: flyktige organiske forbindelser (VOC), partikler, hydrogensulfid og naftalen. Centers for Disease Control and Prevention (CDC) vurderte målingene og konkluderte med at konsentrasjonen av noen av forurensingene

kan forårsake forbigående irritasjon av øye, nese og svelg, kvalme og hodepine, men at konsentrasjonene trolig ikke var høye nok til å gi langtidsskader (Solomon og Janssen, 2010). Det blir imidlertid stilt flere kritiske spørsmål til kvaliteten og vurderingene av luftmålingene som har blitt utført (Rotkin-Ellmann et al., 2010). Ellers medførte lokale temperaturer en risiko for varmestress som kan forverres ved å benytte verneklær og masker.

Metoder

Grattan et al., 2011: Studien inkluderte 71 frivillige voksne med permanent adresse i Franklin County som var indirekte berørt av oljesølet, det vil si at sølet ikke nådde kystlinjen deres men hadde innvirkning på deres arbeid; fiske, rekreasjon/turisme og liknende. Deltakere som var direkte eksponert for oljesølet, det vil si der oljen nådde kystlinjen ble rekruttert fra Baldwin, Alabama (n=23). Deltagerne besvarte spørreskjema.

Institute of Medicine, 2010: "The Gulf Long Term Follow-Up Study"⁴¹ er startet opp etter DWH-ulykken. National Institute of Environmental Health Sciences (NIEHS)⁴² leder prosjektet som ble startet opp ca. 10 måneder etter selve utslippet (28. februar 2011). Studien vil sammenlikne helsen til opprenskingsarbeidere med andre som ikke utførte slikt arbeid, og omfatter ca. 55.000 personer over 18 år. Studien er startet med et telefonintervju. Omtrent halvparten av de inviterte vil så velges ut til hjemmebesøk for et nytt intervju, blodprøve, urinprøve, husstøvprøver og noen målinger som lungefunksjon og blodtrykksundersøkelse. Disse vil videre motta et spørreskjema hvert andre år for å følge opp endringer i helsen. Deltakerne vil også knyttes til kreftregister og andre vitale register. Resultater fra GuLF STUDY foreligger ennå ikke.

Helseeffekter

Grattan et al., 2011: Det var ingen forskjell mellom gruppene med indirekte eller direkte kontakt med oljesølet med hensyn til psykiske plager. Beboerne i begge områder viste klinisk signifikant depresjon og angst. Deltakere med økonomisk tap (uansett gruppe) hadde mer psykiske plager enn de som ikke hadde slikt tap.

12.3 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel

Det er bred enighet om at hver ulykke av denne typen er unik og krever sin spesielle risikovurdering (Savitz, 2010). Det er behov for å skaffe oversikt over eksponeringen og å identifisere konsekvenser for helse. De studiene som er utført beskriver eksponeringen dårlig. Undersøkelsene som er utført har mange svakheter, men likevel viser de at mange som deltar i opprydningsarbeid får akutte plager mens de arbeider med oljen. Videre får mange psykiske plager, som også ser ut til å kunne vare en tid etter at opprydningsarbeidet er avsluttet. Langtidseffekter er ikke klart dokumentert, men det er ikke gjort mange slike studier. Det er fortsatt usikkert om visse, spesielt eksponerte grupper har fått varige helseplager etter slike ulykker (Aguilera, 2010). Oppfølgingsstudier av kreftforekomst i utsatte grupper er ikke utført, til tross for at mange bekymrer seg for kreftrisikoen (Bosch, 2003).

12.3.1 Oppsummering av hva som kan forbedres ved slike ulykker

Store grupper deltar og blir redde og bekymret

Når oljeutslipp skjer plutselig i forbindelse med ulykker, synes det som om befolkningen i nærheten av dette blir svært hjelpsomme og motiverte med hensyn til å hjelpe, slik at forurensningen av kysten kan reduseres mest mulig. Dette fører ofte til at svært mange personer deltar i opprydningsarbeid, det er snakk om tusenvis for noen av disse ulykkene. Felles for de fleste ulykkene er at mange får akutte symptomer under arbeid med å rense opp olje, og at de blir redde for å pådra seg en alvorlig sykdom. I mange av studiene beskrives også at ikke alle hjelpere og deltagere har hatt nødvendig verneutstyr (Solomon, 2010). Det er åpenbart at dersom

⁴¹ GuLF STUDY: <http://nihgulfstudy.org/index.html>

⁴² NIEHS: <http://www.niehs.nih.gov/>

deltagere i slik opprydning har god bekledning og hansker, så unngås hudeksponering. Videre vil beskyttelsesbriller redusere øyesymptomer, og åndedrettsvern redusere opptak av kjemiske stoffer.

Anbefaling – selskaps-/myndighetsnivå:

- Personer som deltar i opprydningsarbeid må raskt få nødvendig verneutstyr og informasjon om risiko ved eksponering av olje/oljeprodukter, slik at utstyret blir brukt.

Helseundersøkelser er lite planlagt

Bekymringene som oppstår under opprydningsarbeid har ført til at studier startes opp for å undersøke hvor stort og alvorlig problemet er. Slike undersøkelser må utføres raskt, både av hensyn til psykisk og fysisk helse. Tidsfaktoren er årsak til at flere av studiene ikke har tilfredsstillende kvalitet siden det ikke har vært tid til planlegging. Det ligger i sakens natur at studiene som har blitt utført ikke har vært planlagt. Ingen har stått klar og ventet på en ulykke, med egnet oppsett for en befolkningsundersøkelse. Studiene har svakheter vedrørende:

- Hvem som undersøkes (uklare utvelgelsesmetoder)
- Hvem de eksponerte skal sammenliknes med. Kontrollgrupper av ueksponerte er nødvendig i slike studier, hvis de skal kunne tolkes.
- Hvordan undersøkelsen har foregått; hvem som utfører denne og hvordan. Det er viktig å vite rammene for undersøkelsene for å kunne tolke svarene. Er for eksempel intervjuene utført av personer med taushetsplikt?
- Hva undersøkelsen har bestått av; for eksempel hva slags spørsmål som har blitt stilt
- Det er nødvendig å bruke egnede standardiserte spørreskjema, for å kunne konkludere etter undersøkelsen. Store kulturelle forskjeller i verden gjør at man neppe kan bruke samme skjema for alle land i verden, men det burde vært bedre instrumenter tilgjengelig for å få dette til på en god måte. Videre er det nødvendig å inkludere både fysisk og psykisk helse i slike undersøkelser.

Mange studier har skjedd relativt raskt etter ulykkene, men noen har blitt utført en god stund etterpå. Det vil være viktig å utføre oppfølgingsstudier for å sikre seg at ikke langtidseffekter har oppstått. Det er nødvendig å kunne gjøre en bred helseundersøkelse som involverer flere sider av helsen.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Ethvert land, også Norge, bør ha en klar plan for hvordan en slik ulykke skal følges opp med hensyn til helseundersøkelser og forebyggende helsearbeid.

Eksponeringsforholdene er uklare

Felles for alle ulykkene er at man har hatt meget liten informasjon om den reelle eksponeringen i luften. Det er viktig å utføre målinger og vurderinger av eksponeringen, slik at man vet hvilke helseeffekter man skal lete etter. En god målestrategi vil kunne gi gode svar som kan brukes i en risikovurdering. Resultatene vil også kunne berolige befolkningen, dersom nivåene som måles er lave, eller hvis luften ikke inneholder stoffer vi vet er skadelige.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Man bør ha en plan om hvordan eksponeringsvurderinger og målinger skal utføres når en slik ulykke skjer, og dette bør kunne startes opp raskt.

12.3.2 Hva vi bør gjøre

Temaet er nylig omtalt i en oversiktsartikkel fra USA (Goldstein, 2011). Det bør foreligge en nasjonal plan for hva man skal gjøre hvis det skjer en ulykke der det forekommer oljeforurensning.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Forhold som bør avklares med hensyn til en slik nasjonal plan:
 - Når skal en slik plan settes i verk, ved hvilken størrelse og lokasjon av ulykken?
 - Hvem skal ha ansvar og ta ledelsen?
 - Hvem sørger for informasjon til og beskyttelse av de som deltar i redning/opprydning for å redusere eksponering?
 - Hvordan utføres rask måling av eksponering i luft?
 - Hvordan utføres rask vurdering av behov for helseundersøkelse, både fysisk og psykisk helse og eventuelt hvem skal utføre denne? Hvordan skal en slik undersøkelse utføres (utvalg og innhold), og hvordan skal deltagere der det avdekkes sykdom følges opp?
 - Forskere bør være involvert i slike undersøkelser, slik at de utføres med best mulig kvalitet.

13 Oversikt over anbefalinger – norsk sokkel

I dette kapitlet er det gitt en punktvis og summarisk beskrivelse av alle anbefalingene som er foreslått i kapitlene 4 til 12. Anbefalingene er gjengitt for det enkelte fagområde, og de er inndelt i forhold til om tiltaket retter seg mot henholdsvis selskaps-/bransjenivå eller myndighetsnivå. For nærmere diskusjon om bakgrunn og begrunnelse for de enkelte anbefalingene, henvises til kapitlene for de enkelte fagområder.

Boring og brønnteknologi

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Oppdatere NORSOK D-010 "Well integrity in drilling and well operations" med hensyn til sement som primærbarriere, samt bruk av ny teknologi.
 - NORSOK D-010 bør oppdateres med hensyn på forbedrede rutiner for planlegging, blanding, pumping og kvalifisering av sement som primærbarriere. Metode for plassering og kvalifisering av sement som primærbarriere, bør beskrives bedre. Videre bør standarden oppdateres i forhold til bruk av ny teknologi.
- Øke forståelsen for en helhetlig strategi for barrierestyling, herunder anvendelse av prinsippet om to uavhengige og testede brønnbarrierer, samt overvåking av disse.
 - Det foreslås å ta i bruk eller utvikle operasjonelle verktøy (for eksempel brønnbarriere-skisser) som kan gi aktørene enkle visuelle midler, med beskrivelse av overvåkningsmetode for hvert enkelt definert barriereelement.
- Dagens risikovurderinger og analyser av brønn-design og bore- og brønnoperasjon bør forbedres.
 - Det bør utvikles en systematisk og praktisk metodikk/prosedyre (f.eks. en sjekklister) som kan demonstrere hvordan endringer i planer vil innvirke på helheten (særlig i forhold til brønnbarrierene).
- Påse at de involverte i design, planlegging og gjennomføring av brønnoperasjoner er klar over hvilke interne og eksterne krav og retningslinjer som gjelder, slik at kravene er forstått og etterlevet.
 - Det bør gjøres en gjennomgang og vurdering av prosedyrer for godkjenning av planer/endringer i forbindelse med brønn-design og bore- og brønnoperasjoner.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Gjennomgang av retningslinjene og praksis for testing/logging og dokumentering av barrieretester.
 - Særlig gjelder dette for slissegjenvinning på norsk sokkel, da man går inn i gammel brønn-infrastruktur. Erfaring har vist at dokumentasjon kan være mangelfull og ytelsen til barrierene kan være usikker på grunn av svekkelse over tid.

Utblåsnings sikring - BOP

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Det anbefales at selskapene gjennomgår sine bore- og brønnoperasjoner for å vurdere hvorvidt dagens BOP-løsninger med singel kutteventil (BSR) med tilhørende begrensninger er tilstrekkelig.
- Det har blitt foreslått å kreve doble kutteventiler (BSR), med en gitt avstand i mellom, for å unngå den situasjonen som er vist i Figur 5.3. Dette, eller en enkel kutteventil som fungerer under alle mulige forhold, er aktuelle tiltak, som også bør vurderes på norsk sokkel.
- Industrien bør tilstrebe at tilviste standarder i regelverket blir oppdatert på basis av anbefalinger gitt etter DWH-ulykken.
- At BSR ikke fungerte på grunn av elastisk utbøyning av borestrengen ved tap av brønnkontroll er et lite kjent fenomen som bransjen må se nærmere på.

- Gjennomfør strukturert gjennomgang av feil (av type FMECA) der en klassifiserer BOP-relaterte feil og verifiserer i hvilken grad og når ulike typer feil vil bli detektert.
- Gjennomgå brukergrensesnitt for å verifisere at det gir ønsket beslutningsstøtte i ulike kritiske situasjoner som krever aktivering av BOP. Herunder, se på muligheten for økt diagnose-funksjonalitet for å oppdage feil på BOP utstyr.
- En bør se nærmere på hvordan prinsippet i regelverket om uavhengighet mellom sikkerhetskritiske funksjoner og funksjoner for styring kan implementeres for BOP. En mulighet er å etablere prosedyrer og systemer som håndterer BOP som et sikkerhetskritisk system og som er basert på prinsipper tilsvarende som i IEC 61508.
- Selskapene bør etablere tydelige ytelseskrav inkludert pålitelighetskrav til BOP. Bakgrunnen for ytelseskravene må dokumenteres i forhold til anerkjente standarder på området, slik som OLF 070 eller IEC 61508.
- Det bør gjøres systematiske analyser med basis i de samme standardene for å identifisere hvilke konsekvenser ytelseskravene vil ha for valg av teknisk design, vedlikehold, og modifikasjonskontroll samt oppfølging av kravene i drift.
- Bransjen bør se nærmere på sine prosedyrer for stengning av ulike ventiler i BOP i nødssituasjoner og det bør gjennomføres trening og øvelser knyttet til hvordan BOP skal opereres i slike tilfeller.
- Bransjen bør sørge for at alternative aktiveringssystemer for havbunns-BOP blir forsvarlig testet og vedlikeholdt, inklusive etterlevelse av eksisterende krav i regelverk.
- Operatøren bør kreve at boreentreprenør demonstrerer at deres testprosedyrer møter eller overgår operatørens egne minimumskrav for BOP-testing, inklusive back-up systemer.
- Operatøren bør kreve at boreentreprenøren gjennomfører interne revisjoner og rapporterer samsvar med egne prosedyrer for testing av BOP, inklusive back-up systemer.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- Myndighetene bør vurdere å kreve økt redundans i BOP, som for eksempel dobbel BSR eller singel BSR som fungerer i alle tenkelige scenarioer for spesielt kritiske operasjoner.
- I tillegg, eller som et alternativ, bør myndighetene vurdere å kreve en dokumentert analyse for hvordan man gjennom teknisk design vil kunne håndtere kjente farlige hendelser og utstyrsfeil.
- Myndighetene bør tilstrebe at maskinforskriften også skal gjelde for flyttbare innretninger (harmonisering av regelverkskrav til utblåsningssikringer; inkludert intervensjons og havbunns BOPer).
- Myndighetene bør vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene har etablert ytelseskrav til barrierene, deriblant BOP, i henhold til styringsforskriftens § 5 og om disse kravene følges opp.
- Myndighetene bør verifisere/etablere klare krav til alternative aktiveringssystemer for havbunns-BOP. Dette inkluderer krav til dokumentering av testing, vedlikehold og modifikasjon.
- Myndighetene bør vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene fører historikk over alle BOP-relaterte feil og at disse blir registrert, klassifisert med hensyn på kritikalitet, og gjort gjenstand for årsaksanalyse og retting. Selskapene må sikre at historikk ivaretas selv om utstyret flyttes mellom ulike innretninger og ulike eiere.
- Myndighetene bør vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene dokumenterer alle tester og resultater av disse, både før, under og etter operasjon.
- Myndighetene bør vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene har egne rutiner for å initiere, analysere og verifisere endringer i forbindelse med BOP.

Prosessintegritet

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Foreta en operasjonell gjennomgang (å la HAZOP) av avledersystemet på alle selskapets boreinnretninger for å minimere sjansen for at systemet kan feilopereres i en nødssituasjon. Generelt bør det være slik at når en først aktiverer avledesystemet er det kun mulig å lede strømmen overbord.
- Foreta en tilsvarende gjennomgang av alle systemers hydrokarbonavlftningspunkter ("vents") for å vurdere egnethet av plassering og design.
- Foreta periodisk testing av kritiske komponenter i avledersystemet.
- Etablere en beste praksis for design, operasjon og testing av avledersystemet og implementer dette i relevante NORSOK standarder slik som D-001 og/eller D-010.
- Foreta en gjennomgang av nedstengingsfilosofien på alle selskapets flyttbare innretninger for å verifisere hvorvidt fordelingen mellom manuelle og automatiske aksjoner fra B&G-systemet er dokumentert og begrunnet.
- Verifisere at innretningene har et system for logging av utkoblinger/overbroinger/inhibiteringer og at en generelt har kontroll med omfanget av dette.
- Foreta en gjennomgang av selskapets flyttbare innretninger for å verifisere at Sjøfartsdirektoratets krav om separat kjøleluft for maskinrom og forbrenningsluft for dieselmotorer er implementert.
- Verifisere at selskapets flyttbare innretninger har definert dimensjonerende brann- og eksplosjonslaster, at disse kan dokumenteres og at de er gjenspeilet i design av fysiske skiller.
- Foreta en generell gjennomgang av selskapets flyttbare innretninger for å verifisere tilstanden av elektrisk anlegg og utstyr. Herunder:
 - Filosofi for områdeklassifisering
 - Omfang og vedlikehold av Ex-utstyr
 - Filosofi for isolering av elektrisk utstyr ved brann- og gassdeteksjon
- Sikre at mannskapet på selskapets flytende innretninger er tilstrekkelig trent i å håndtere krisesituasjoner, herunder foreta øvelser i hvordan kritiske sikkerhetssystemer skal opereres i en nødssituasjon.
- Vurdere egnetheten av standarder for områdeklassifisering i forhold til større lekkasjer av hydrokarboner.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- Vurdere behov for tilsyn for å verifisere at selskapene har kontroll med design, testing og operasjon av avledersystemet.
- Vurdere behov for tilsyn for å verifisere at boreentreprenør har kontroll med utkoblinger av B&G givere og alarmer.
- Vurdere regelverksendring vedrørende krav om at det skal gjøres vurderinger knyttet til hensiktsmessigheten av manuell utkopling i forhold til å redusere konsekvenser ved hydrokarbonlekkasjer.
- Gjennomgå gjeldende forskrifter og standarder og foreta en vurdering av hvorvidt disse inneholder tilstrekkelig strenge krav knyttet til innbyrdes separasjon mellom luftinntak til de ulike generatorrommene.
- Vurdere behov for tilsyn for å verifisere at boreentreprenør foretar jevnlig øvelser i hvordan kritiske sikkerhetssystemer skal opereres i en nødssituasjon.

Stabilitet, flyteevne og ballastering:

Anbefaling – selskaps-/bransjenivå:

- Vann på avveie er hovedårsak til havari. Næringen anbefales derfor å gjennomgå operasjonsinstrukser som sikrer integritet samt instruksjoner for periodisk testing av dører/passasjer gjennom dekk og skott som forutsettes vanntette.
- Simulorteknikk med introduksjon av feiltilstander bør tas i bruk, både for å dokumentere et ballastsystems integritet og robusthet mot feil, og i opplæring av operatører.

Anbefaling – myndighetsnivå:

- Stabilitetsforskriften bør gjennomgås på bakgrunn av at systemfeil og feiloperasjon er gjennomgående årsaker til stabilitetshendelser. Krav til intern loggføring ved åpning med varighet som overskrider fastlagt grense bør vurderes, samt krav til periodisk kontroll og rapportering.
- Plassering av åpninger i lufterør til tanker bør revurderes, med tanke på mulig overskylling i høye bølger.

Vedlikeholdsstyring

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Etablere indikatorer for storulykkesrisiko, inklusive vedlikehold, for boreinnretninger som presenteres for toppladelsen og styret regelmessig.
- Operatørselskapene bør følge opp boreentreprenørenes progresjon i forhold til arbeid med utestående vedlikehold regelmessig.
- Operatørselskapene bør se nærmere på de krav (og muligheter) de stiller til vedlikehold i riggkontraktene. Gis det tilstrekkelig muligheter og insentiver til eksempelvis å holde utestående vedlikehold på et sikkerhetsmessig godt nivå?
- Operatørselskapene og boreentreprenørene bør utarbeide prosedyrer for risikovurdering av utestående vedlikehold, eventuelt utarbeide klare kriterier for når det er uakseptabelt å fortsette med normal drift.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- Myndighetene bør følge opp at alle selskap etablerer indikatorer for storulykkesrisiko for boreinnretninger, og at dette benyttes aktivt av toppladelsen i selskapene.
- Myndighetene bør opprettholde sin kontinuerlige fokusering på vedlikehold gjennom tilsyn og dialog med næringen.
- Myndighetene bør vurdere behovet for økt fokusering på operatørselskapenes oppfølging av utestående vedlikehold på boreinnretninger.

Beredskap

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Industrien (OLF/NR) bør vurdere å utvikle forbedrede løsninger for å håndtere ulike typer av utblåsninger. Arbeidet bør omfatte både metoder, utstyr, kompetanse, trening og øvelse.
- Operatører må undersøke tilgjengeligheten av aktuelle innretninger for boring av avlastningsbrønn før oppstart av bore- og brønnoperasjoner.
- Bransjen (OLF/NR) bør utrede en hensiktsmessig avtaleform mellom ansvarlig operatør og den eller de operatører som har aktuelle innretninger under kontrakt.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- Petroleumstilsynet bør sørge for å inneha nødvendig kompetanse vedrørende brønnkontrolltiltak, herunder erfaringsoverføring fra DWH-ulykken og andre relevante hendelser, slik at myndighetene kan delta i beslutningsprosessene ved brønnhendelser av nasjonalt omfang fra starten av.
- Samarbeidet mellom myndigheter og operatør ved brønnkontrollhendelser bør være godt forberedt og formalisert, slik at myndighetene kan delta i beslutningsprosessene ved brønnhendelser av nasjonalt omfang fra starten av.
- Myndighetene må sørge for at kunnskapen fra en samlet bransje blir benyttet ved langvarige brønnkontrollhendelser.
- Myndighetene bør kreve at operatører skal fastslå tilgjengeligheten av aktuelle innretninger for boring av avlastningsbrønn før oppstart av bore- og brønnoperasjoner.
- Myndighetene bør vurdere hvordan man kan sikre håndteringen av en alvorlig langvarig brønnkontrollsituasjon slik at ikke ressurser og kompetanse til en enkelt operatør blir en begrensende faktor.

Organisasjon og ledelse

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Videreutvikle strategier for sikkerhetsledelse som både ivaretar etterlevelse av krav, og evnen til å håndtere forutsette og uforutsette situasjoner.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter for å avdekke hvilke kritiske elementer (handlinger, prosesser og ressurser) som må være tilstede for å tilpasse seg endringer i forutsetninger og belastninger i bore- og brønnoperasjoner, samt håndtere situasjoner som oppstår underveis.
- Legge til rette for økt kompetanse og en bedre arbeidssituasjon for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger i bore- og brønnoperasjoner.
 - Videreutvikle krav til opplæring og trening: Gjennomgå og videreutvikle krav til utdannelsesstandarder, sertifikater, treningsprosesser og kvalifikasjonsprosesser for personell involvert i brønnoperasjoner og brønnkontroll; trening på sjeldne og tenkte scenarier; og bruk av simulatorer for mer realistisk trening.
 - Foreta en gjennomgang av arbeidssituasjonen for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger (for eksempel borer og boreledelsen), samt gjennomgå hele organisasjonsstrukturen i forhold til dagens bore- og brønnoperasjoner.
- Forbedre årsaksmodelleringen i dagens risikoanalyser.
 - For innretninger i drift bør en ta i bruk analysemetoder som i større grad modellerer årsaker til hendelser.
 - Etablere en tettere sammenheng mellom overordnede totalrisikoanalyser og operative risikoanalyser.
- Utvikle nye metoder og verktøy for risikovurderinger, som på en bedre måte enn i dag kan gi operativt personell støtte i daglige beslutninger.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter for å utvikle brukertilpassede metoder for risikovurdering og beslutningsstøtte. Metodene bør blant annet fokusere på økt bevissthet rundt tilstanden til barrierene, avhengigheter og koblinger mellom disse, og effekten av endringer under bore- og brønnoperasjoner.

- Utvikle og anvende ulike perspektiver på storulykker og robuste organisasjoner i operasjonell risikostyring.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter som operasjonaliserer ulike perspektiver på storulykker og robuste organisasjoner i operasjonell risikostyring. Herunder å vurdere hvordan en slik tilnærming styrker og komplementerer dagens praksis for risikostyring.
- Utvikle proaktive indikatorer for storulykker.
 - Utvikle bevissthet om at man ikke forebygger storulykker ved å ha gode systemer og rutiner for å unngå enkeltulykker/arbeidsulykker.
 - Det anbefales at man utvikler nye proaktive indikatorer som kan brukes på selskaps- og innretningsnivå, og som dekker et bredere spekter av påvirkende faktorer enn det man har i dag, for eksempel robuste organisatoriske egenskaper.
- Forbedre organisasjonens og den enkeltes årvåkenhet og evne til å oppdage tidlige signaler på at en situasjon er i ferd med å komme ut av kontroll.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter basert på følgende generelle anbefalinger: Skape bevissthet om hva som er risikofyllt i normale operasjoner; vurdere teknologiske løsninger som kan bedre evnen til å oppdage tidlige faresignaler og feil; legge til rette for organisatorisk redundans gjennom bl.a. direkte observasjon av hverandres arbeid og overlappende kompetanse; fremme skepsis og evne til å stille spørsmål ved risikofylte forhold.
- Legge til rette for bedre informasjonsflyt og samhandling mellom ulike aktører, samt sikre støtte fra landbaserte eksperter i forbindelse med sikkerhetskritiske beslutninger og oppgaver i utførelsesfasen.
 - Sikre at offshorepersonell har tilstrekkelig bestillerkompetanse og kommunikasjon med de rette fagmiljøene
 - Utvikle og ta i bruk verktøy for å validere flyt av informasjon og sikre riktig fortolkning av informasjon
 - FoU-aktiviteter for å utvikle kunnskap om hvordan nye IKT-baserte arbeidsprosesser ("Integrerte operasjoner") påvirker storulykkesrisiko.
- Øke bevisstheten rundt målkonflikter.
 - Det foreslås FoU-aktiviteter for å utvikle praktiske råd knyttet til eksempelvis: Identifisere operasjonelle forhold som skal reguleres på en entydig måte, slik at beslutninger ikke overlates til forhandlinger lavt ned i organisasjonen; identifisere og videreformidle god praksis innen norsk petroleumsvirksomhet og enkelte andre bransjer, f.eks. luftfart.
- Legge til rette for systematisk erfaringsoverføring og læring fra hendelser i ulike bransjer (globalt).
 - Næringen bør etablere en læringsenhet – internt eller eksternt – med ansvar for gjennomgang av hendelser og formidling av lærepunkter til næringen og myndighetene. I tillegg til å lære av det som har gått galt, er det viktig å lære av vellykket gjenvinning av situasjoner som var i ferd med å komme ut av kontroll. Man kan dra nytte av erfaringer fra et liknende initiativ i fransk kjernekraftindustri.
 - Ta i bruk ulike perspektiver på storulykker og robuste organisasjoner for å granske hendelser med utgangspunkt i ulike forståelsesrammer, og dermed få bedre innsikt i, og et bredere grunnlag for å foreslå forbedringstiltak.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- Videreutvikle RNNP ved å dekke menneskelige og organisatoriske forhold som påvirker storulykkesrisiko på en bedre måte enn det man gjør i dag, og dermed få et mer proaktivt fokus.

Økonomiske faktorer som rammebetingelser

Anbefalinger – selskaps-/bransjenivå:

- Ved høy spesialiseringsgrad av oppdraget er det behov for et svært tett samarbeid mellom kontraktør og operatørselskapet. Relasjonskontrakt er her spesielt godt egnet, og mer hensiktsmessig å benytte dess lengre samarbeidsforholdet har vart.
- Ved hyppig eller kontinuerlig leveranse er det også behov for et tett forhold mellom kontraktør og operatørselskap. Relasjonskontrakt er også her å anbefale, særlig hvis begge kontraktpartene har godt renommé.
- Operatørselskapet kan med fordel legge mer risiko over på kontraktøren, men da må det tas høyde for en betydelig risikopremie inkludert i kontraktprisen, og det må benyttes kostpluss-priskontrakter.

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- De teoretiske drøftelser tilsier at kontraktøren (boreentreprenøren) har større risikoaversjon enn operatørselskapet. Kontraktøren er imidlertid dårligere økonomisk rustet til å dekke kostnadene ved en eventuell ulykke. Det vanlige er at operatørselskapet tar risikoen. Det krever ekstra oppmerksomhet fra myndighetshold når den med mindre risikoaversjon sitter med ansvaret. Både strengere regler og mer tilsyn er trolig nødvendig når den med størst risikoaversjon ikke tar risikoen.

Helseeffekter etter håndtering av oljeutslipp

Anbefaling – selskapsnivå:

- Personer som deltar i opprydningsarbeid må raskt få nødvendig verneutstyr og informasjon om risiko ved eksponering av olje/oljeprodukter, slik at utstyret blir brukt (gjelder også myndighetsnivå).

Anbefalinger – myndighetsnivå:

- Ethvert land, også Norge, bør ha en klar plan for hvordan en slik ulykke skal følges opp med hensyn til helseundersøkelser og forebyggende helsearbeid.
- Man bør ha en plan om hvordan eksponeringsvurderinger og målinger skal utføres når en slik ulykke skjer, og dette bør kunne startes opp raskt.
- Det bør foreligge en nasjonal plan for hva man skal gjøre hvis det skjer en ulykke der det forekommer oljeforurensning. Forhold som bør avklares:
 - Når skal en slik plan settes i verk, ved hvilken størrelse og lokalisasjon av ulykken?
 - Hvem skal ha ansvar og ta ledelsen?
 - Hvem sørger for informasjon til og beskyttelse av de som deltar i redning/opprydning for å redusere eksponering?
 - Hvordan utføres rask måling av eksponering i luft?
 - Hvordan utføres rask vurdering av behov for helseundersøkelse, både fysisk og psykisk helse og eventuelt hvem skal utføre denne? Hvordan skal en slik undersøkelse utføres (utvalg og innhold), og hvordan skal deltagere der det avdekkes sykdom følges opp?
 - Forskere bør være involvert i slike undersøkelser, slik at de utføres med best mulig kvalitet.

14 Hovedkonklusjoner

Hvorfor skjedde ulykken på Deepwater Horizon?

En rekke granskningsutvalg og -kommisjoner har forsøkt å svare på dette og fremdeles er det flere uavklarte spørsmål og pågående undersøkelser. SINTEF har forsøkt å systematisere de svarene som er gitt så langt. Noe av underlaget er en rapport om umiddelbare tiltak fra innenriksdepartementet som kom bare en måned etter ulykken (Salazar-rapporten), BPs granskningsrapport fra september 2010, Presidentkommisjonens rapport fra januar 2011, sjefsrådgiveren (til Presidentkommisjonen) sin rapport fra februar 2011 og DNVs rapport fra mars 2011 om utblåsningssikringen. Ennå gjenstår viktige rapporter fra blant annet den felles granskningen fra tilsynsmyndighetene (BOEMRE/U.S. Coast Guard) og fra Chemical Safety Board (CSB).

Dype brønner og operasjoner på ultradypt vann (> 1.500 m) stiller store krav til planlegging og operasjon. Kompliserte operasjoner krever god samhandling mellom aktørene, men det var ingen eksepsjonelle forhold i undergrunnen ved Macondo eller omstendigheter knyttet til vandyp eller værforhold som ikke var håndterbare. Godt kvalifiserte og internasjonalt ledende selskaper var involvert, og disse hadde god erfaring i å gjennomføre liknende operasjoner. Bore- og brønnoperasjonen burde derfor ha blitt gjennomført med gode og sikre marginer. Dog begynte BPs sikkerhetsrykte å bli noe frynsete etter flere andre store ulykker (blant annet raffineriulykken i Texas City i 2005 og rørledningslekkasjen i Prudhoe Bay i Alaska i 2006).

DWH-ulykken skjedde ikke på grunn av en enkelt feilvurdering eller en enkelt teknisk feil, men på grunn av en kjede av hendelser, beslutninger, feilvurderinger og unnlaterelser som demonstrerer en systemsvikt.

Viktige direkte årsaker

Viktige direkte årsaker til ulykken var:

1. Sementen rundt produksjonsfôringsrøret og i bunnen av brønnen forhindret ikke innstrømning fra reservoaret
2. Mannskapet misforsto resultatene av den negative trykktesten og oppfattet brønnen som tett
3. Mannskapet reagerte ikke på innstrømningen av olje og gass i brønnen før det nådde stigerøret
4. Mannskapet sendte brønnstrømmen til separator for borevæske i stedet for gjennom avledersystemet direkte over bord
5. Brann- og gassdeteksjonssystemet / ventilasjonssystemet forhindret ikke antennelse
6. BOPen stengte ikke for den kraftige brønnstrømmen, og nødfunksjonene virket heller ikke

Viktige bakenforliggende årsaker

Viktige bakenforliggende årsaker til ulykken var:

1. Lite effektivt lederskap
2. Seksjonering av informasjon og mangelfull kommunikasjon
3. Svikt i evnen til å fremskaffe prosedyrer til rett tid
4. Mangelfull opplæring og oppfølging av ansatte
5. Ineffektiv ledelse og tilsyn med kontraktører
6. Mangelfull bruk av teknologi/instrumentering
7. Svikt i evnen til å analysere og forstå risiko
8. Fokus på tid og kostnader fremfor kontroll med storulykkesrisiko

Kunne dette skjedd på norsk sokkel?

Enhver ulykke er unik. Dette gjelder også DWH-ulykken, men mange av årsaksforholdene har likhetstrekk med tidligere ulykker og hendelser. Dette gjelder blant annet Montara-ulykken i Australia i 2009, Snorre A-hendelsen i 2004 og Gullfaks C-hendelsen i 2010. De to siste hendelsene er spesielt interessante fordi de viser at ting kan gå galt også på norsk sokkel, og at små marginer har skilt oss fra svært alvorlige utblåsninger.

De direkte årsakene er i mange tilfeller forskjellige, men mange av de bakenforliggende årsakene har vist seg å være gjengangere. Dette gjelder blant annet manglende verifisering av brønnbarrierer, manglende risikovurdering ved endring av planer, samt mangelfull involvering og oppfølging fra ledelsen.

Oljeindustrien er global, og aktører og innretninger beveger seg på tvers av landegrensene, med tilpasninger til nasjonale regelverk der dette kreves. Standardene for design av utstyret har imidlertid i stor grad en felles basis, blant annet fra amerikanske API-standarder. Det er allikevel en del forskjeller, blant annet knyttet til regelverksregime (grad av spesifikke krav i forhold til mer funksjonsbaserte krav) og forskrifter. Det er også forskjeller i standarder ved at man på norsk sokkel har utviklet sine egne NORSOK-standarder, og dermed også visse forskjeller i design. Videre er det forskjeller i praksis og sikkerhetskultur.

All erfaring fra tidligere ulykker forteller oss at to hendelser aldri er helt like. Det er derfor uinteressant å spekulere i hvorvidt nøyaktig samme hendelsesforløp som utspilte seg på Deepwater Horizon i Mexicogulfen kunne ha skjedd på norsk sokkel. Det vi kan slå fast, er at vi på norsk sokkel står overfor tilsvarende utfordringer og risikoforhold, og at vi derfor må ta maksimal lærdom av DWH-ulykken for å unngå en tilsvarende hendelse på norsk sokkel.

Behov for et sikkerhetsmessig løft

Presidentkommisjonen ser behov for store endringer både når det gjelder myndighetsutøvelsen overfor oljeindustrien og i oljeindustrien selv. Når det gjelder myndighetene, hevder Presidentkommisjonen at *fundamentale reformer* er nødvendig, både når det gjelder strukturen i de organene som har ansvaret for reguleringen av oljeindustrien og når det gjelder interne beslutningsprosesser i disse organene. Begge deler er ifølge kommisjonen nødvendig for å sikre politisk uavhengighet og teknisk ekspertise, samt få full oppmerksomhet omkring miljøvern hensyn fra de aktuelle myndighetsorganene. Her trekker kommisjonen frem Norge og Storbritannia som gode eksempler.

Når det gjelder oljeindustrien, hevder Presidentkommisjonen at industrien må ta sine egne valg for å *øke sikkerheten dramatisk* i hele industrien. Dette inkluderer mekanismer for selvstyring som utfyller myndighetenes håndheving.

På norsk sokkel må vi – for enhver pris – unngå at vi kommer i forsvarsposisjon. Vi må ikke møte mulighetene for læring etter DWH-ulykken med bortforklaringer om at alt er så mye bedre her hjemme. Da ender det med at vi misbruker en sjelden mulighet til en sikkerhetsmessig satsing og et løft for norsk petroleumsvirksomhet.

Anbefalinger - norsk sokkel

Basert på en gjennomgang av granskningsrapporter fra DWH-ulykken og andre relevante hendelser, har SINTEF følgende anbefalinger for norsk sokkel (ikke i prioritert rekkefølge):

Anbefalinger for industrien

1. Oppdatere NORSOK D-010 "Well integrity in drilling and well operations" med hensyn til sement som primærbarriere, samt bruk av ny teknologi.
 - **Hvorfor:** Svikt i sementbarrieren og mangel på tilstrekkelig kvalifisering var en viktig direkte årsak både til DWH-ulykken og Montara-ulykken. Mangler i forhold til bruk av ny teknologi (for eksempel trykbalansert boring) var medvirkende årsak til Gullfaks C-hendelsen.
 - **Hvordan:** NORSOK D-010 bør oppdateres med hensyn på forbedrede rutiner for planlegging, blanding, pumping og kvalifisering av sement som primærbarriere. Metode for plassering og kvalifisering av sement som primærbarriere bør beskrives bedre. Videre bør standarden oppdateres i forhold til bruk av ny teknologi.

- *Hva ønskes oppnådd:* Forbedret beste praksis vil øke forståelsen for kritikaliteten av sement som primærbarriere og øke sannsynligheten for god og sikker sementhåndtering. Beskrivelse av beste praksis vedrørende ny teknologi vil øke sannsynligheten for sikker bruk av ny teknologi.
2. Øke forståelsen for en helhetlig strategi for barrierestyring, herunder anvendelse av prinsippet om to uavhengige og testede brønnbarrierer, samt overvåkning av disse.
 - *Hvorfor:* Sannsynligheten for effektivt å kunne aktivere en sekundærbarriere er tidskritisk. Det er derfor viktig å oppdage tegn på en unormal situasjon så tidlig som mulig. Mangelfull overvåkning var sentrale faktorer både på Deepwater Horizon, Snorre A og Gullfaks C.
 - *Hvordan:* Ta i bruk eller utvikle operasjonelle verktøy (for eksempel brønnbarriereskisser) som kan gi aktørene enkle visuelle midler, med beskrivelse av overvåkningsmetode for hvert enkelt definert barriereelement.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Være i stand til å aktivere sekundærbarrieren tidligst mulig ved svikt i primærbarrieren.
 3. Vurdere hvorvidt dagens utblåsningssikring (BOP) med singel kutteventil (BSR) og tilhørende begrensninger er tilstrekkelig, ved at selskapene gjennomgår sine bore- og brønnoperasjoner.
 - *Hvorfor:* Dagens løsning har operasjonelle begrensninger blant annet knyttet til kutting av rørskjøter. Det er uklart på hvilken måte industrien vurderer disse begrensningene opp mot kritikaliteten av hver enkelt bore- og brønnoperasjon.
 - *Hvordan:* Vurdere kritikalitet av bore- og brønnoperasjoner knyttet til blant annet vanddybde, plassering av BOP, kompleksitet av reservoar, sårbarhet av område, osv.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Høyere pålitelighet av BOP og redusert risiko knyttet til kritiske bore- og brønnoperasjoner.
 4. Vurdere om det er behov for nye krav og retningslinjer for design og operasjon av avledersystemet for å minimere sjansen for at systemet kan feilopereres i en nødssituasjon.
 - *Hvorfor:* Ved svikt i BOP og utblåsning oppe på innretningen, fremstår avledersystemet som en ”siste skanse” for å redusere mengden av antennbare hydrokarboner. Muligheten for å feiloperere dette systemet bør derfor minimeres.
 - *Hvordan:* Gjennomgå dagens systemer og oppdatere gjeldende standarder til å reflektere beste praksis på området. Generelt bør det være slik at når avledersystemet aktiveres, er det kun mulig å lede brønnstrømmen over bord.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Redusere sannsynligheten for antennelse av en utblåsning oppe på innretningen.
 5. Gjennomgå instruksjoner som sikrer vanntetting, samt praksis for periodisk testing av dører/passasjer gjennom dekk og skott som forutsettes vanntette.
 - *Hvorfor:* Vann på avveie er hovedårsak til registrerte havarier.
 - *Hvordan:* Fastlegge interne rutiner som sikrer integritet, inklusive for eksempel månedlig kontroll og rapportering.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Forhindre uønsket vanninntrengning og tap av stabilitet.
 6. Følge opp boreentreprenørens progresjon i forhold til arbeid med utestående vedlikehold regelmessig.
 - *Hvorfor:* En erfaring fra Deepwater Horizon var at operatørselskapet aktivt og systematisk måtte følge opp det utestående vedlikeholdet sammen med boreentreprenøren for å få ned omfanget, noe som viser viktigheten av aktiv oppfølging fra operatørselskapet sin side.
 - *Hvordan:* Regelmessige (eksempelvis ukentlige) møter mellom operatørselskap og boreentreprenør for gjennomgang av status og planer for utestående vedlikehold.

- *Hva ønskes oppnådd:* Kontroll med omfanget av det utestående vedlikeholdet, spesielt for sikkerhetskritisk utstyr.
7. Vurderer å utvikle forbedrede løsninger for å håndtere ulike typer utblåsninger.
 - *Hvorfor:* DWH-ulykken viste at når BOP ikke virker – heller ikke gjennom ROV-intervensjon (Remote Operated Vehicle) – har man ikke mange alternativer ut over boring av en avlastningsbrønn, noe som igjen er svært tidkrevende. Industrien (eksempelvis i regi av OLF/Rederiforbundet) bør vurdere å utvikle andre mulige løsninger før neste ulykke, slik at dette ikke kun gjennomføres som prøving og feiling underveis i ulykken.
 - *Hvordan:* Lære av, og bidra til den utvikling som har funnet sted underveis og etter DWH-ulykken, herunder utstyr slik som en brønnstengningsenhet. Arbeidet bør omfatte både metoder, utstyr, kompetanse, trening og øvelse.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Raskere kontroll med en utblåsning.
 8. Forbedre organisasjonens og den enkeltes årvåkenhet og evne til å oppdage tidlige signaler på at en situasjon er i ferd med å komme ut av kontroll.
 - *Hvorfor:* Overvåking og forståelse av faresignaler er viktig for å kunne oppdage at en situasjon er i ferd med å komme ut av kontroll, og dermed kunne håndtere denne før en alvorlig hendelse inntreffer. Både overvåking og forståelse av faresignaler var mangelfull i perioden før første eksplosjon på Deepwater Horizon.
 - *Hvordan:* FoU-aktiviteter basert på følgende generelle anbefalinger: Skape bevissthet om hva som er risikofylt i normale operasjoner, fremme skepsis og evne til å stille spørsmål ved risikofylte forhold og vurdere teknologiske løsninger som kan bedre evnen til å oppdage tidlige faresignaler og feil.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Forbedret årvåkenhet og evne til å oppdage og reagere på tidlige signaler.
 9. Legge til rette for økt kompetanse og en bedre arbeidssituasjon for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger i bore- og brønnoperasjoner.
 - *Hvorfor:* Ulike granskninger har avdekket behov for strukturert kompetansebygging og forbedring av arbeidssituasjonen for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger, både på individ- og gruppenivå. I DWH-ulykken bidro mangelfull kompetanse og en krevende arbeidssituasjon til en kjede av feilvurderinger og unnlaterelser.
 - *Hvordan:* Videreutvikle krav til opplæring og trening, foreta en gjennomgang av arbeidssituasjonen for personell som tar sikkerhetskritiske beslutninger (for eksempel borer og boreledelsen), samt gjennomgå hele organisasjonsstrukturen i forhold til dagens bore- og brønnoperasjoner.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Legge til rette for at personell i sikkerhetskritiske funksjoner har nødvendig kompetanse og en arbeidssituasjon som gjør at de kan utøve sine funksjoner på en forsvarlig måte.
 10. Legge til rette for bedre informasjonsflyt og samhandling mellom ulike aktører, samt sikre støtte fra landbaserte eksperter i forbindelse med sikkerhetskritiske beslutninger og oppgaver i utførelsesfasen.
 - *Hvorfor:* Svikt i informasjonsflyt er medvirkende årsak til de fleste storulykker. Dette var også tilfellet for Deepwater Horizon, Montara, Snorre A og Gullfaks C.
 - *Hvordan:* Sikre at offshorepersonell har tilstrekkelig bestillerkompetanse og kommunikasjon med de rette fagmiljøene; utvikle og ta i bruk verktøy for å validere flyt av informasjon og sikre riktig fortolkning av informasjon; FoU-aktiviteter for å utvikle kunnskap om hvordan nye IKT-baserte arbeidsprosesser påvirker storulykkesrisiko.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Sikre et godt beslutningsunderlag for sikkerhetskritiske beslutninger gjennom god informasjonsflyt og samhandling mellom aktører.

11. Utvikle nye metoder og verktøy for risikovurderinger som på en bedre måte enn i dag kan gi operativt personell støtte i daglige beslutninger.
 - *Hvorfor:* Dagens metoder er til dels for statiske, for omfattende eller tar ikke tilstrekkelig hensyn til storulykkesrisiko. Den enkeltes behov for beslutningsstøtte i en kompleks og dynamisk hverdag bør i større grad styre utviklingen av fremtidige metoder.
 - *Hvordan:* FoU-satsing for å utvikle brukertilpassede metoder for risikovurdering og beslutningsstøtte. Metodene bør blant annet fokusere på økt bevissthet rundt tilstanden til barrierene, avhengigheter og koblinger mellom disse, og effekten av endringer under bore- og brønnoperasjoner.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Enkle og brukervennlige metoder for risikovurdering som bidrar til å gi operativt personell bedre innsikt i, og forståelse for effektene av ulike beslutninger.

12. Videreutvikle strategier for sikkerhetsledelse som både ivaretar etterlevelse av krav, og evnen til å kunne håndtere forutsette og uforutsette situasjoner.
 - *Hvorfor:* Omfang og variasjon av krevende situasjoner som kan oppstå ved bore- og brønnoperasjoner, er stort. Det kreves ulike strategier for å kontrollere dette. Utvikling, innføring og etterlevelse av krav er én tilnærming, men det er også behov for å gjøre organisasjoner bedre i stand til å tilpasse seg forutsette og uforutsette situasjoner, slik at normalisering kan skje så raskt som mulig.
 - *Hvordan:* FoU-aktiviteter for å avdekke hvilke kritiske elementer (handlinger, prosesser og ressurser) som må være tilstede for å tilpasse seg endringer i forutsetninger og belastninger i bore- og brønnoperasjoner, samt håndtere situasjoner som oppstår underveis.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Identifisere hvilke handlinger og prosesser som skaper robuste bore- og brønnoperasjoner, samt aktuelle ledelsesstrategier for slike operasjoner (for eksempel opplæring/kompetansebygging, organisering, kommunikasjon, risikostyring og overvåking).

13. Legge til rette for systematisk erfaringsoverføring og læring fra hendelser i ulike bransjer (globalt).
 - *Hvorfor:* Granskninger etter ulykker og uønskede hendelser viser at de samme bakenforliggende årsaksfaktorene gjentar seg, og bransjen får kritikk for manglende erfaringsoverføring og læring.
 - *Hvordan:* Næringen bør etablere en læringsenhet – internt eller eksternt – med ansvar for gjennomgang av hendelser og formidling av lærepunkter til næringen og myndighetene. I tillegg til å lære av det som har gått galt, er det viktig å lære av vellykket gjenvinning av situasjoner som var i ferd med å komme ut av kontroll. Man kan dra nytte av erfaringer fra et liknende initiativ i fransk kjernekraftindustri.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Bedre bransjens evne til å omsette kunnskap om årsaker til uønskede hendelser og vellykket gjenvinning til effektive tiltak i egen organisasjon ("lære å lære").

Anbefalinger for myndighetene

1. Vurdere å kreve økt redundans i BOP, som for eksempel dobbel kutteventil (BSR) eller singel kutteventil som fungerer i alle tenkelige scenarier for spesielt kritiske operasjoner.
 - *Hvorfor:* Dagens løsning har operasjonelle begrensninger blant annet knyttet til kutting av rørskjøter.
 - *Hvordan:* Basert på type operasjon (flyttbar versus bunnfast, kompleksitet, sårbarhet av område, osv.), vurdere behovet for strengere krav til BOP i regelverket.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Redusere risikoen knyttet til kritiske bore- og brønnoperasjoner.

2. Styrke oppfølgingen av, og verifisere at selskapene setter ytelseskrav (blant annet pålitelighetskrav) til sentrale sikkerhetsbarrierer knyttet til bore- og brønnoperasjoner, samt påse at disse kravene følges opp i drift.

- *Hvorfor:* Regelverket krever allerede at sikkerhetskritisk utstyr skal ha ytelseskrav, og at disse skal følges opp i drift, men dette er ikke konsekvent gjennomført hos selskapene.
 - *Hvordan:* Gjennom tilsyn verifisere at selskapene setter ytelseskrav, og at disse følges opp. Herunder, se spesielt på systemene for deteksjon av brønnsпарк, avledersystemet, behandlingssystemet for borevæske og BOP.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Sikre forsvarlig integritet til barrierene i drift.
3. Gjennomgå stabilitetsforskriften med sikte på å sikre vanntetting ombord.
- *Hvorfor:* Systemfeil og feiloperasjon er gjennomgående årsaker til stabilitetshendelser.
 - *Hvordan:* Krav til intern loggføring ved åpning av dører, luker, osv. med varighet som overskrider fastlagt grense, krav til periodisk kontroll og rapportering.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Forhindre uønsket vanninntrengning og tap av stabilitet.
4. Opprettholde kontinuerlig fokusering på vedlikehold gjennom tilsyn og dialog med næringen.
- *Hvorfor:* Mangelfullt vedlikehold er en gjenganger som medvirkende årsak til storulykker. På norsk sokkel er det mange innretninger som forlenger levetiden etter en periode med styrt avvikling og redusert vedlikehold. Dermed har de opparbeidet et betydelig omfang av utestående vedlikehold.
 - *Hvordan:* Føre tilsyn med selskapenes vedlikeholdsstyring, herunder kontroll med utestående vedlikehold, samt bidra gjennom dialogbasert videreutvikling av vedlikeholdsstyring på norsk sokkel.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Bedre vedlikeholdsstyring generelt og forsvarlig (risikovurdert) omfang av utestående vedlikehold spesielt.
5. Sørge for nødvendig kompetanse vedrørende brønnkontrolltiltak, slik at myndighetene kan følge opp beslutningsprosessene i selskapene ved brønnhendelser av nasjonalt omfang fra starten av.
- *Hvorfor:* Erfaringen fra DWH-ulykken var at myndighetene ble kritisert for ikke å bidra aktivt nok underveis i håndteringen av den løpske brønnen. Noen av brønnkontrolltiltakene kunne gjort vondt verre, og krevde godkjenning fra myndighetene. Dette forutsetter at myndighetene besitter nødvendig kompetanse.
 - *Hvordan:* Ved erfaringsoverføring av utprøvde brønnkontrolltiltak fra DWH-ulykken og andre relevante hendelser, samt å stimulere til forskning og utvikling på området.
 - *Hva ønskes oppnådd:* Rask og forsvarlig kontroll med en utblåsning.

Referanser

Rapporter - Deepwater Horizon:

Referanselisten er kronologisk iht. når rapportene ble utgitt, med ett unntak: Arbeidsrapportene (Progress Report 1, 2 og 3) fra DHSG er referert samlet (med utgangspunkt i tidspunktet for når siste arbeidsrapport ble utgitt). Sluttrapporten fra DHSG er plassert der den kronologisk hører hjemme.

- (DWH-1) Department of the Interior: Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf (“Salazar-rapporten”; 27.05.10).
- (DWH-2) BP: Deepwater Horizon. Accident Investigation Report (08.09.10).
- (DWH-3) National Academy of Engineering and National Research Council: Interim Report on Causes of the Deepwater Horizon Oil Rig Blowout and Ways to Prevent Such Events (16.11.10).
- (DWH-4) DHSG: Failures of the Deepwater Horizon Semi-Submersible Drilling Unit (18.05.10).
- (DWH -5) DHSG: Progress Report 2. Deepwater Horizon Study Group (15.07.10).
- (DWH-6) DHSG: Progress Report 3. The Macondo Blowout. Deepwater Horizon Study Group (05.12.10).
- (DWH-7) National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling: Deepwater. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. Report to the President (“Presidentkommisjonens rapport”; 11.01.11).
- (DWH-8) Chief Counsel’s Report 2011 (tilleggsrapport til “Presidentkommisjonens rapport”) (17.02.11).
- (DWH-9) DHSG: Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout (01.03.11).
- (DWH-10) Det Norske Veritas: Final Report for United States Department of the Interior. Forensic Examination of Deepwater Horizon Blowout Preventer (20.03.11).
- (DWH-11) U.S. Coast Guard: Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Mobile Offshore Drilling Unit Deepwater Horizon in the Gulf of Mexico, April 20 – 22, 2010 (offentliggjort 22.04.11⁴³).
- (DWH-UK) UK Deepwater Drilling—Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill (16.01.11).

Rapporter - referansehendelser:

- (MON-1) Report of the Montara Commission of Inquiry (17.06.10).
- (GFC-1) Petroleumstilsynet: Tilsynsaktivitet med Statoils planlegging av brønn 34/10-C-06A (Gullfaks C) (ikke datert; tilsyn utført i oktober 2010).

⁴³ På grunn av sen utgivelsesdato i forhold til ferdigstilling av denne rapporten, inngår U.S. Coast Guard-rapporten i begrenset grad som underlag for konklusjoner og anbefalinger i rapporten.

- (GFC-2) Statoil: Intern granskningsrapport. Brønnehendelse på Gullfaks C (04.11.10).
- (GFC-3) Petroleumstilsynet, 2010. Kommentarer til Statoils granskningsrapport etter hendelse med tap av brønnkontroll på Gullfaks C 19.5.2010. [Brev av 19.11.2010](#).
- (GJ-1) Aker Solutions: Granskning av Gjøa Semi krenghendelse 03.03.2010 (15.03.10).
- (OR-1) Mobile Offshore Drilling Unit (MODU) Ocean Ranger, O.N. 615641, Capsizing and Sinking in the Atlantic Ocean, on 15 February 1982 with multiple Loss of Life - U.S. Coast Guard Marine Board of Investigation Report and Commandant's Action". Report NO. USGC, 16732/0001 HQS 82.
- (OR-2) Report One: The Loss of the Semisubmersible Drill Rig Ocean Ranger and its Crew: Royal Commission on the Ocean Ranger Marine Disaster, St.John's, Newfoundland, August 1984. Minister of Supply and Services, Canada.
- (P 34-1) Inquiry Commission P-34 Listing - Final Report. Petrobras, Rio de Janeiro, 25th November 2002.
- (P 36-1) Casualty of Platform "P-36" - 20 March 2001 - Investigation Report Platform P-36, Explosion and Sinking. ANP/DPC Investigation Commission.
- (SNA-1) Petroleumstilsynet: Granskning av gassutblåsning på Snorre A, brønn 34/7-P31 A 28.11.2004 (ikke datert).
- (SNA-2) Statoil/Studio Apertura: Årsaksanalyse etter Snorre A-hendelsen 28.11.2004 (31.10.05).
- (TH-1) United States Department of the Interior, Minerals Management Service - Gulf of Mexico Region Accident Investigation Report, 01-Jan-2007.

Andre referanser

Merk: For referanser til kunnskapsstatus om helseeffekter (kapittel 12), se egen liste nedenfor.

- ABS, 2008. American Bureau of Shipping: ABS Rules for Building and Classing Mobile Offshore Drilling Units. Part 3, Ch. 3: "Subdivision and Stability".
- Andersen, S., Albrechtsen, E., 2011. Resilience Abilities in Recent Blowouts in the Petroleum Industry. In Proceedings of Resilience Engineering Symposium IV.
- Baker Panel Report, 2007. The Report of the BP U.S. Refineries independent safety review panel. January 2007.
- Basey, T., McCarroll, J., Rinaudo, M., Stewart, B., 2001. Investigation of Blowout and Fire Eugene Island Block 284, March 1, 2001. U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, New Orleans. OCS Report MMS 2001-084.
- Beuve, J., Saussier, S., 2008. Formal and Informal Contracting in Interfirms Relationships. University of Paris South & University of Paris Sorbonne.
- Casselmann, B., 2010. Rig Owner Had Rising Tally of Accidents. The Wall Street Journal, 10 May 2010.
- CSB, 2007. US Chemical Safety and Hazard Investigation Board. Investigation Report. Refinery Explosion and Fire. BP Texas City, March 23, 2005. Report no. 2005-04-I-TX.
- DNV, 2010. Det Norske Veritas: DNV Offshore Standard DNV-OS-C301: "Stability and Watertight Integrity", October 2010.
- Dybvig, G., 2006. Kvalitetskostnader. Notat fra Petroleumstilsynet.

- Elkind, P., Whitford, D., 2011. BP: An Accident Waiting to Happen. *Fortune* nr. 2, 24.01.11.
- Grøtan, T.O., Albrechtsen, E., 2008. Risikokartlegging og analyse av Integreerte Operasjoner (IO) med fokus på å synliggjøre kritiske MTO aspekter. SINTEF rapport A7085.
- Hagen, K.P., 1992. Prinsippal-agentteori. Artikkel i *Offentlig Politikk og Private Incitament*. Tano Forlag.
- Hollnagel, E., Woods, D.D., Leveson, N. (eds.), 2006. *Resilience Engineering. Concepts and Precepts*. Ashgate, Aldershot.
- Hollnagel, E., 2011. Epilogue: RAG – The Resilience Analysis Grid. In: Hollnagel, E., Paries, J., Woods, D.D., Wreathall, J. (red.): *Resilience Engineering in Practice: A Guidebook*. Ashgate.
- Hopkins, A., 2000. *Lessons from Longford: The Esso Gas Plant Explosion*. Sydney: CCH.
- Hynne, H., m.fl., 1998. Gjennomføringsmodeller og kontraktstrategier. SINTEF-rapport, STF38 A98610.
- Hynne, H., 2007. Optimal arbeidsdeling mellom aktører i en verdikjede for gasstransport. *Magma* nr. 4.
- Jærnes m.fl., 2005. Human Factors i bore- og brønnoperasjoner. DNV-rapport nr. 2005-4029.
- LaPorte, T.R., Consolini, P.M., 1991. Working in Practice but not in Theory. *Theoretical Challenges of "High-Reliability Organizations"*. *Journal of Public Administration Research and Theory*, 1(1), 19-48.
- McMillan, J., 1992. *Games, Strategies, & Managers*. Oxford University press.
- Meland, O., Schjølberg, P., Øien, K., 2008. Vedlikehold for aldrende innretninger – en utredning. SINTEF-rapport A11701, Trondheim.
- North, D., 2005. *Understanding the Process of Economic Change*. Princeton University Press.
- Osmundsen, P. (udatert). Optimal organisational and contractual design for petroleum projects. Notat til Petroleumstilsynet. Universitetet i Stavanger.
- Petroleumstilsynet, 2010/2011. Sikkerhet, status & signaler.
- Pidgeon, N., O'Leary, M. 2000. Man-made disasters: why technology and organizations (sometimes) fail. *Safety Science*, 34, 15-30.
- Rao, P.K., 2003. *The Economics of Transaction Costs*. Palgrave Macmillan.
- Rasmussen, J., 1997. Risk Management in a Dynamic Society. A Modelling Problem. *Safety Science*, 27 (2/3), pp. 183-213.
- Reason, J., 1997. *Managing the Risks of Organizational Accidents*. Ashgate.
- Roos, G. m.fl., 2005. *Managing Intellectual Capital in Practice*. Butterworth-Heinemann.
- Rosness, R., Håkonsen, G., Steiro, T., Tinmannsvik, R.K., 2000. The vulnerable robustness of High Reliability Organisations: A case study report from an offshore oil production platform. Paper presented at the 18th ESReDA seminar Risk Management and Human Reliability in Social Context. Karlstad, Sweden, June 15-16, 2000.
- Rosness, R., Grøtan, T.O., Guttormsen, G., Herrera, I.A., Steiro, T., Størseth, F., Tinmannsvik, R.K., Wærø, I., 2010. *Organisational Accidents and Resilient Organisations: Six Perspectives. Revision 2*. SINTEF-rapport A17034, Trondheim.
- Skogdalen, J.E., Khorsandi, J., Vinnem, J.E., 2011. Looking Back and Forward – Evacuation, Escape and Rescue (EER) from the Deepwater Horizon Rig. Deepwater Horizon Study Group Working Paper – January 2011.
- Thunem, A.P.-J., Kaarstad, M., Thunem, H.P.-J., 2009. Vurdering av organisatoriske faktorer og tiltak i ulykkesgranskning. IFE-rapport IFE/HR/F-2009/1406.
- Tinmannsvik, R.K., 2008. "Stille avvik" – trussel eller mulighet? I Tinmannsvik, R.K. (red.): *Robust arbeidspraksis. Hvorfor skjer det ikke flere ulykker på sokkelen?* Tapir Akademisk Forlag, Trondheim.
- Tinmannsvik, R.K., Øien, K., 2010. Kartlegging av læring og oppfølging av uønskede hendelser hos vedlikeholdsentreprenørene – særlig med tanke på forebygging av storulykker. SINTEF-rapport A16717, Trondheim.
- Turner, B. A. 1978. *Man-made disasters*. London: Wykeham Science Press.
- Turner, B. A., Pidgeon, N. F. 1997. *Man-made disasters*. 2nd Edition. London: Butterworth-Heinemann.
- Valladares, M., Acuna R., A., 1981. Ixtoc No. 1 Blowout, Control of the Well and of the Oil Spill 3 June 1979. *Inst. Mexicano del Petroleo*.

- Wackers, G., 2006. Vulnerability and robustness in a complex technological system: Loss of control and recovery in the 2004 Snorre A gas blow-out. Working paper no. 42/2006. Oslo: Center of Technology, Innovation and Culture, University of Oslo.
- Weick, K.E., Sutcliffe, K.M., 2001. *Managing the Unexpected*. San Francisco: Jossey-Bass.
- Weston, J.F. m.fl., 1998. *Takeovers, Restructuring, and Corporate Governance*. Prentice Hall.
- Westrum, R., 1993. Cultures with Requisite Imagination. In: Wise, J.A., Hopkin, V.D., Stager, P. (eds). *Verification and Validation of Complex Systems: Human Factors Issues*. Berlin: Springer, 401-416.
- Williamson, O., 1985. *The Economic Institutions of Capitalism*. The Free Press, Macmillian.
- Øien, K., Schjølberg, P., 2008a. Vedlikehold som virkemiddel for å forebygge storulykker – Vedlikeholdstatus og utfordringer. SINTEF-rapport A8222, Trondheim.
- Øien, K., Schjølberg, P., 2008b. Kartlegging av bruken av integrerte operasjoner i vedlikeholdsstyring. SINTEF-rapport A8224, Trondheim.
- Øien, K., Schjølberg, P., 2009. Kartlegging av konsekvensene for vedlikeholdsstyring av aldring og levetidsforlengelse. SINTEF-rapport A12843, Trondheim.

Referanser – kunnskapsstatus om helseeffekter etter håndtering av oljeutslipp (kapittel 12):

- Aguilera F, Méndez J, Pásaro E, Laffon B. Review of the effects of exposure to spilled oils on human health. *Appl Tox* 2010; 30:291-301.
- Baars B-J. The wreckage of the oil tanker 'Erika' – human health risk assessment of beach cleaning, sunbathing and swimming. *Tox Letters* 2002; 128:55-68.
- Bosch X. Exposure to oil spill has detrimental effect on clean-up workers' health. *Lancet* 2003; 361:147.
- Campbell D, Cox D, Crum J, Foster K, Christie P, Brewster D. Initial effects of the grounding of the tanker Braer on health in Shetland. *BMJ* 1993;307:1251–1255.
- Campbell D, Cox D, Crum J, Foster K, Rilley A. 1994. Later effects of grounding of tanker Braer on health in Shetland. *BMJ* 1994; 309:773–774.
- Carrasco J, Lope V, Pérez-Gómez B, Aragonés N, Suárez B, López-Abente G, Rodríguez-Artalejo F, Pollán M. Association between health information, use of protective devices and occurrence of acute health problems in the Prestige oil spill clean-up in Asturias and Cantabria (Spain): a cross-sectional study. *BMC Public Health* 2006; 6:1–9.
- Carrasco J, Pérez-Gómez B, García-Mendizábal M, Lope V, Aragonés N, Forjaz M, Guellar-Castillón P, López-Abente G, Rodríguez-Artalejo F, Pollán M. Health-related quality of life and mental health in the medium-term aftermath of the Prestige oil spill in Galicia (Spain): a cross-sectional study. *BMC Public Health* 2007; 7:245–256.
- Chung S, Kim E. Physical and mental health of disaster victims: A comparative study on typhoon and oil spill disaster. *J Prev Med and Publ Health* 2010;43:387-395.
- Cole J, Beare D, Waugh A, Capulas E, Aldridge K, Arlett C, Green M, Crum J, Cox D, Garner R, Dingley K, Martin E, Podmore K, Heydon R, Farmer P. Biomonitoring of possible human exposure to environmental genotoxic chemicals: Lessons from a study following the wreck of the oil tanker Braer. *Environ. Mol. Mutagen.* 1997; 30:97–111.
- Crum J. Peak expiratory flow rate in schoolchildren living close to Braer oil spill. *BMJ* 1993; 307:23.
- Dor F, Bonnard R, Gourier-Frery C, Cicoletta A, Dujardin R, Zmirou D. health risk assessment after decontamination of the beaches polluted by the wrecked ERIKA tanker. *Risk Analysis* 2003; 23: 1199-1208.
- Gallacher J, Bronstoring K, Palmer S, Fone D, Lyons R. Symptomatology attributable to psychological exposure to a chemical incident: a natural experiment. *J. Epidemiol Commun. Hlth* 2007; 61:506–512.
- Goldstein BD, Osofsky HJ, Lichtveld MY. The Gulf Oil Spill. *New Eng J Med* 2011; 364:1334-48. Grattan LM, Roberts S, Mahan WT Jr, McLaughlin PK, Otwell WS, Morris JG Jr. The Early Psychological Impacts of the Deepwater Horizon Oil Spill on Florida and Alabama Communities. *Environ Health Perspect.* 2011; Feb 9. (Epub ahead of print).

- Hayakawa K, Nomura M, Nakagawa T, Oguri S, Kawanishi T, Toriba A, Kizu R, Sakaguchi T, Tamiya E. Damage to and recovery of coastlines polluted with C-heavy oil spill from the Nakhodka. *Water Research* 2006; 40:981-989.
- Institute of Medicine, 2010: Research priorities for assessing health effects from the Gulf of Mexico oil spill.
- Janjua NZ, Kasi PM, Nawaz H, Farooqui SZ, Khuwaja UB, ul-Hassan N, Jafri SN, Lutfi SA, Kadir MM, Sathiakumar N. Acute health effects of the Tasman Spirit oil spill on residents of Karachi, Pakistan. *BMC Public Health* 2006; 6:1-11.
- Khurshid R, Sheikh MA, Iqbal S. Health of people working/living in the vicinity of an oil-polluted beach near Karachi, Pakistan. *Eastern Mediterranean Health J* 2008; 14:1-4.
- Lyons R, Temple J, Evans D, Fone D, Palmer R. Acute health effects of the Sea Empress oil spill. *J. Epidemiol. Commun. Hlth* 1999; 53:306-310.
- Meo SA, Al-Drees AM. Meo IMU, Al-Saadi MM, Azeem AM. Lung function in subjects exposed to crude oil spill into sea water. *Marine Pollution Bulletin* 2008; 56:88-94.
- Meo SA, Al-Drees AM, Rasheed S, meo IM, Al-Saadi MM, Ghani HA, Alkandari JR. Health complaints among subjects involved in oil cleanup operations during oil spillage from a Greek tanker "Tasman Spirit". *Int J Occ Med Environ Health* 2009; 22:143-148.
- Morita A, Kusaka Y, Deguchi Y, Moriuchi A, Nakanaga Y, Iki M, Miyazaki S, Kawahara K. Acute Health Problems among the People Engaged in the Cleanup of the Nakhodka Oil Spill. *Environ Res* 1999; 81:185-194.
- Palinkas LA, Petterson JS, Russell J, Downs MA. Community patterns of psychiatric disorders after the Exxon Valdez oil spill. *Am J Psychiatry* 1993; 150:1617-1523.
- Palinkas LA, Petterson JS, Russell J, Downs MA. Ethnic differences in symptoms of post-traumatic stress after the Exxon Valdez oil spill. *Prehospital and Disaster Medicine* 2004; 19:102-112.
- Pérez-Cadahía B, Lafuente A, Cabaleiro T, Pásaro E, Méndez J, Laffon B. Initial study on the effects of Prestige oil on human health. *Environ. Int.* 2007; 33:176-185.
- Pérez-Cadahía B, Laffon B, Valdíglesias V, Pásaro E, Méndez J. Cytogenetic effects induced by Prestige oil on human populations: The role of polymorphisms in genes involved in metabolism and DNA repair. *Mutat. Res.* 2008a; 653:117-123.
- Pérez-Cadahía B, Laffon B, Porta M, Lafuente A, Cabaleiro T, López T, Caride A, Pumarega J, Romero A, Pásaro E, Méndez J. Relationship between blood concentrations of heavy metals and cytogenetic and endocrine parameters among subjects involved in cleaning coastal areas affected by the 'Prestige' tanker oil spill. *Chemosphere* 2008b; 71:447-455.
- Rodríguez-Trigo G, Zock JP, Pozo-Rodríguez F, Gómez FP, Monyarch G, Bouso L, Coll MD, Vereá H, Antó JM, Fuster C, Barberà JA; SEPAR-Prestige Study Group. Health changes in fishermen 2 years after clean-up of the Prestige oil spill. *Ann Intern Med.* 2010; 153:489-98.
- Rotkin-Ellman M, Navarro KM, Solomon GM. Gulf oil spill air quality monitoring: lessons learned to improve emergency response. *Environ Sci Technol.* 2010; 44:8365-6.
- Savitz DA, Engel LS. Lessons for study of the health effects of oil spills. *Ann Int Med* 2010; 153: 540-541.
- Schvoerer C, Gourier-Frery C, Ledrans M, Germonneau P, Derrien J, Prat M, Mansotte F, Guillaumot P, Tual F, Vieuxbled J, Marzin M. Epidemiological study on short term health alterations in people participating in the cleanup of places contaminated by Erika oil. *Fransk rapport, Cellule Inter régionale d'Epidemiologie Ouest, Institute de Veille Sanitaire, 2009.*
- Suarez B, Lope V, Perez-Gomez B, Aragones N, Rodriguez-Artalejo F, Marques F, Guzman A, Vilorio L J, Carrasco J M, Martin-Moreno J M, Lopeze-Abente G, Pollan M. Acute health problems among subjects involved in the cleanup operation following the Prestige oil spill in Asturias and Cantabria (Spain). *Environ. Res.* 2005; 99:413-424.
- Sabucedo JM, Arce C, Senra C, Seoane G, Vázquez I. Symptomatic profile and health-related quality of life of persons affected by the Prestige catastrophe. *Disasters* 2010; 34:809-20.
- Solomon GM, Janssen S. Health effects of the Gulf oil spill. *JAMA* 2010; 304:1118-9.
- Sun MS, Jo II, Song HG. Acute health problems related to the operation mounted to clean the Hebei Spirit oil spill in Taean, Korea. *Marine Pollution Bulletin* 2010; 60: 51-57.

Zock JP, Rodriguez-Trigo G, Pozo-Rodriguez F, Barbera JA, Bouso L, Torralba Y, Anto JM, Gomez FP, Fuster C, Vereza HS, SEPAR-Prestige Study Group. Prolonged respiratory symptoms in clean-up workers of the Prestige oil spill. *Am. J. Resp. Crit. Care* 2007; 176:610-616.

Vedlegg

- Vedlegg 1: Forkortelser
- Vedlegg 2: Generelle utfordringer knyttet til boring
- Vedlegg 3: Metode – tilnæringsmåte
- Vedlegg 4: STEP-diagram – Deepwater Horizon
- Vedlegg 5: Skjematisk beskrivelse av enkelthendelser
- Vedlegg 6: Eksempel på sammenstillingstabell (Del I og II)

Vedlegg 1: Forkortelser

Liste over forkortelser

ABS	American Bureau of Shipping
AMF	Automatic Mode Function (dødmannsfunksjonen)
API	American Petroleum Institute
BAST	Best Available and Safest Technologies
BOEMRE	Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement
B&G	Brann & Gass
BOP	Blowout Preventer (utblåsningssikring)
BORA	Barrier and Operational Risk Analysis
BSR	Blind Shear Ram (kutteventil)
BTEX	Forkortelse for fire stoffer som finnes i petroleumsprodukter: Benzene, toluene, ethylbenzene og xylene
CDC	Centers for Disease Control and Prevention
CEO	Chief Executive Officer
CFD	Computational Fluid Dynamics
CSB	U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board
CSR	Casing Shear Ram
DHSG	Deepwater Horizon Study Group
DNA	Deoksyribonukleinsyre
DNV	Det Norske Veritas
DP	Dynamisk posisjonering
DPO	DP-operatør (Dynamisk posisjonering)
DWH	Deepwater Horizon
DWOP	Drilling and Well Operations Practice
ECD	Equivalent Circulating Density
EDF	Electricité de France
EDS	Emergency Disconnect System (nødfrakoblingssystem)
EPA	Environmental Protection Agency
ERA	Efficient Reservoir Access
ETP	Engineering Technical Practices
FMEA	Failure Modes and Effects Analysis (Feilmodi- og feileffektanalyse)
FMECA	Failure Modes, Effects and Criticality Analysis
FoU	Forskning og utvikling
GFC	Gullfaks C
GT	Gross Tonnage (bruttotonnasje)
HAZOP	Hazard and Operability
HC	Hydrocarbon
HIL	Hardware in-the loop
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
HPHT	High-Pressure High-Temperature
HRO	High Reliability Organization
IADC	International Association of Drilling Contractors
ICT	Information and Communication Technology
IEC	International Electrotechnical Commission
IKT	Informasjons- og kommunikasjonsteknologi
IMO	International Maritime Organization
IO	Integrerte operasjoner
ISOM	Isomerization
Klif	Klima- og forurensningsdirektoratet

LMRP	Lower Marine Riser Package
MBI	Marine Board Inquiry
MD	Målt dybde
MGS	Mud Gas Separator
MMS	Minerals Management Service (USA)
MOC	Management of Change
MODU	Mobil Offshore Drilling Unit
MON	Montara
MPD	Managed Pressure Drilling (trykkbalansert boring)
MPO	Managed Pressure Operations (trykkbalanserte operasjoner)
NAT	Normal Accident Theory
NORSOK	Norsk sokkels konkurranseposisjon
NTNU	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
OCS	Outer Continental Shelf
OD	Oljedirektoratet
OIM	Offshore Installation Manager
OLF	Oljeindustriens Landsforening
OMS	Operating Management System
OMT	Organisasjon – Menneske – Teknologi
OS	Offshore Standarder
OSHA	Occupational Safety and Health Administration
PA	Public Address
PAH	Poly-aromatiske hydrokarboner
PCCC	Pressure containing anti-corrosion caps
PCD	Pressure Control Device
PDS	Pålitelighet og tilgjengelighet av datamaskinbaserte sikringssystemer
PP/FG	Pore Pressure/ Fracture Gradients
PSA	The Petroleum Safety Authority
PTSD	Posttraumatisk stresssyndrom
PTTEPAA	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd.
QA/QC	Quality Assurance/Quality Control
R&D	Research & Development
RIF	Risk Influencing Factor (risikopåvirkende faktor)
RMS	Rig Management System
RNNP	Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet
ROV	Remotely Operated Vehicle
RUH	Rapport om uønsket hendelse
SJA	Sikker jobbanalyse
SG	Specific Gravity
SNA	Snorre A
SOLAS	Safety of Life at Sea
STEP	Sequentially Timed Events Plotting
TA	Technical Authority
TVD	True Vertical Depth
TVOC	Total Volatile Organic Compound
UiB	Universitetet i Bergen
UPN	Undersøkelse og produksjon Norge
USCG	U.S. Coast Guard
USIT	Ultrasonic Imager Tool
VBR	Variable Bore Ram
VOC	Volatile Organic Compound
WAG	Water and Gas

Vedlegg 2: Generelle utfordringer knyttet til boring

Generelle utfordringer knyttet til boring

SINTEF har i en årrekke vært involvert i studier og teknologiprojekter med formål å både beskrive utfordringer og å finne løsninger for mer effektive operasjoner i forbindelse med boring til havs. Noen generelle betraktninger basert på våre erfaringer knyttet til dette er beskrevet i dette kapitlet.

Strekke grenser

Den globale etterspørselen etter hydrokarboner gjør at oljeselskapene leter stadig dypere og i mer komplekse geologiske strukturer. Dypere brønner med høye formasjonstrykk og temperaturer (HPHT) kombineres ofte med operasjoner på dypere vann og under krevende klimatiske forhold. Dype sedimenter er vanskelig å kartlegge og selv med avansert seismikk er det vanskelig å kunne ”se” dypt ned i undergrunnen, spesielt under salt. Oljevirkosomhet langt til havs og i arktiske strøk gir også logistikkmessige utfordringer og operasjoner her kombineres ofte med strenge miljøkrav. Figur 1 viser verdens mest aktuelle dypvannsområder.



Figur 1 Verdens dypvannsområder (Illustrasjon: SINTEF).

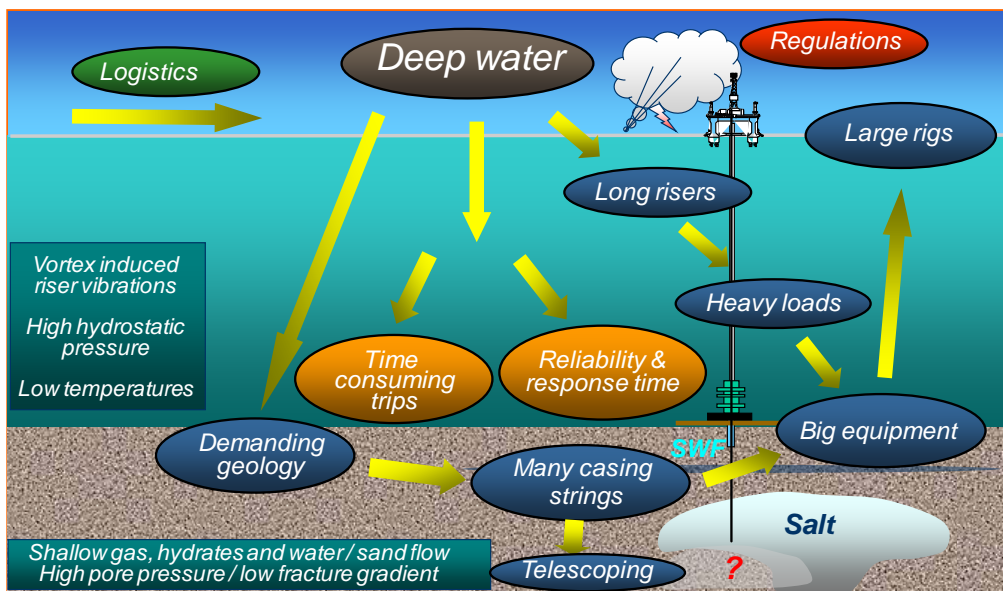
Norsk sokkel har vært ledende på offshore feltutvikling og spesielt har dette vært knyttet til undervannsteknologi med forskning og leverandørindustri i verdensklasse. Norskehavet har vært viktig i denne sammenhengen med undervannskompletterte brønner og flytende produksjon. Ormen Lange feltet (800 – 1.200 m) har vært en viktig teknologidriver for dypere vann med havbunnsprosessering og rørtransport direkte til land.

Større vanddyb og krevende meteorologiske og oseanografiske forhold

Oljevirkosomhet på ultradypt vann (> 1.500 m) skjer først og fremst i Mexico-gulven, Brasil og Vest-Afrika, ofte omtalt som det gyldne triangel. Spesielt har Mexico-gulven spilt en viktig rolle med mulige prospekter ned mot 3.000 m, men det er også mye fokus på det som nå skjer i Brasil.

Det er til dels store regionale forskjeller når det gjelder meteorologiske og oseanografiske forhold. På norsk sokkel kan det være dårlig vær med høye bølger i store deler av året og med sterke strømforhold. Mexico-gulven har en spesiell utfordring knyttet til orkaner og vanskelige strømforhold, mens Vest-Afrika og Brasil har stort sett gode og stabile klimatiske forhold. Utfordringer innen boring på dypt vann kan illustreres som i Figur 2 under.

Myndighetenes involvering er spesielt viktig i forbindelse med oppfølging av sikkerhet og miljømessige forhold. Samspillet og ansvarsforhold mellom de forskjellige aktørene, altså mellom operatør, bore-entreprenør og tjenesteleverandører står også sentralt i dette.



Figur 2 utfordringer ved boring på dypt vann (Illustrasjon: SINTEF).

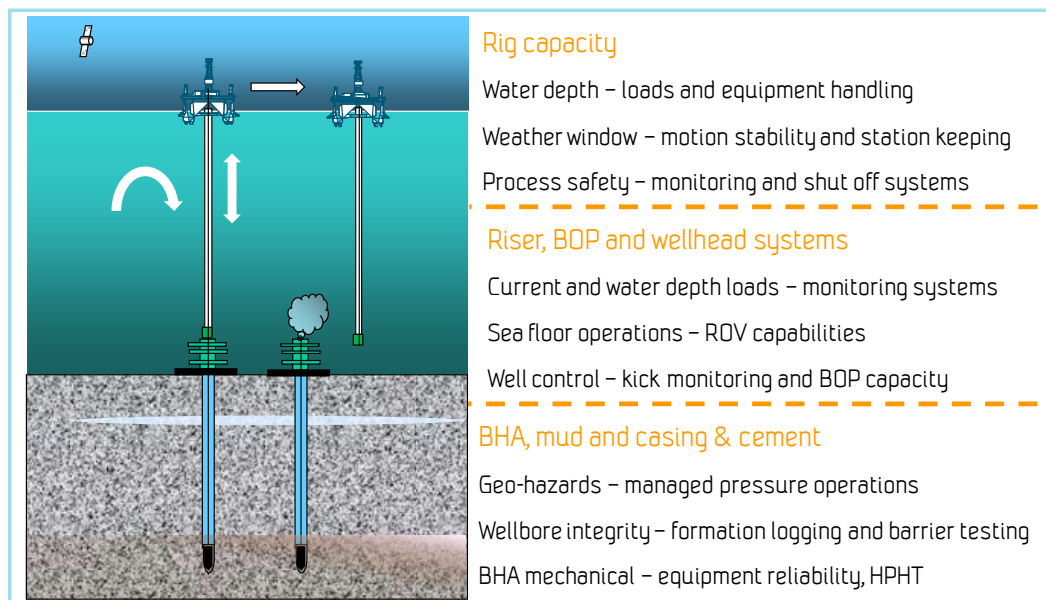
Dypere brønner og mer komplekse reservoarer

Effektive operasjoner gjennom den dype vannsøylen stiller store krav til boreinnretninger og utstyr. I tillegg kommer utfordringer knyttet til fjernstyrte operasjoner på havbunnen og krevende geologiske forhold i undergrunnen. Ved behov for mange føringsrør i brønnen fås en teleskopisk effekt slik at man kan ende opp med et for lite borehull til å kunne nå reservoaret med et produksjonsrør. Store laster og tungt utstyr gjør at dette med pålitelighet og responstid står sentralt. Alt dette summeres til krav om og bruk av store og avanserte innretninger. Halvt nedsenkbare innretninger (semi) brukes ofte for bedre stabilitet, mens boreskip kan ta større laster og gir logistikkmessige fordeler. Boreinnretninger kan være oppankret eller dynamisk posisjonert ved hjelp av propeller og satellittbaserte posisjoneringssystemer. Dette gir forskjellige perspektiver i forhold til miljømessige hensyn med utslipp av avgasser, men også sikkerhet hvis man raskt må forlate borelokasjonen. Industrien har lenge arbeidet aktivt med forskjellige løsninger for å kunne omgå vannsøylen for bedre effektivitet og bruk av mindre boreinnretninger. Et eksempel er bruk av pumper på havbunnen for retur av borevæske uten bruk av stigerør.

Figur 3 nedenfor illustrerer forhold knyttet til kapasitet av boreinnretninger med operasjoner i vannsøylen, på havbunnen og i undergrunnen.

Sikker boring handler om å kunne håndtere dynamiske trykkforhold i brønnen og raskt å kunne kapsle inn hydrokarboner når ustabile brønnforhold oppstår. Riggbevegelser som ikke kompenseres, vil forplante seg ned i borehullet gjennom borestrengen og vil kunne medføre stabilitetsproblemer i borehullet. Ved frakobling av stigerøret ved BOPen mister man en tilsvarende søyle av borevæske og dermed kunne risikere tap av hydrostatisk overtrykk i brønnen. Dette kompenseres med en tilsvarende økning i vekt av borevæske og omtales som å bore med stigerørsmargin. Dette er en sentral utfordring ved boring på dypt vann.

Under boring danner vekten av tung borevæske som sirkuleres i brønnen, en primærbarriere gjennom et hydrostatisk trykk. Utblåsningsventilen (BOP), føringsrør med sement og selve formasjonen danner mekaniske sekundærbarrierer. I siste instans må BOPen kunne lukke raskt og effektivt for å hindre en ukontrollert utblåsning (blow out). BOPen har flere typer avstengningsventiler og med forskjellige funksjoner. Den viktigste er en såkalt kutte- og stengeventil (blind shear ram). Denne både kutter rør som stikker ned i brønnen og stenger brønnen inne slik at hydrokarboner ikke kan strømme fritt til overflaten.



Figur 3 Riggkapasitet og sikker bore- og brønnoperasjon (Illustrasjon: SINTEF).

Forskjellige ventiler på BOPen gjør at man etterpå både kan sirkulere ut trykk og gjenvinne hydrostatisk kontroll gjennom å pumpe inn tung borevæske. En spesiell kritisk situasjon kan oppstå hvis gass når stigerøret over BOPen før denne stenger. En kraftig ekspansjon av gassen vil da skje med mulig antennelse på innretningen. I en slik situasjon er det viktig at gassen håndteres riktig på innretningen og ledes over bord. I det verst tenkelige tilfelle med eksplosjon med videre utblåsning og brann er funksjon av innretningens sikkerhetsutstyr viktig med både automatisk aktivering av BOP og frakobling av boreinnretningen. En viktig funksjon for BOPens kutteventil er å kunne kutte gjennom forskjellige typer brønnstrenger, eventuelt å kunne kutte på flere steder for å unngå å måtte kutte gjennom kraftige sammenkoblinger eller brønnverktøy. Et kritisk tema er også funksjonstesting, og i dette ligger blant annet det å kunne komme over fra komponent- til full systemtesting under realistiske forhold.

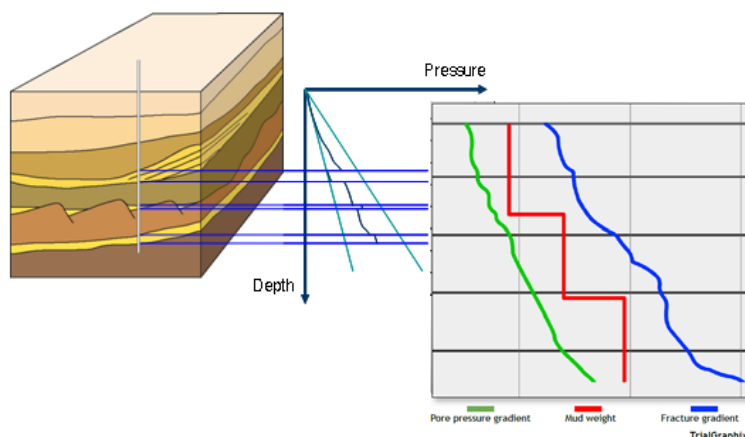
Olje- og gassfelter med høye trykk og temperaturer (HPHT) gir spesielle utfordringer, og borevæske og utstyr må kjøles ned. HPHT-feltet Victoria er i forkant av standard brønn- og reservoaroperasjoner med reservoar-trykk på 800 bar og temperatur helt oppe i 200°C.

Boring med små trykkmarginer

Å ha kontroll på poretrykk og formasjonens oppsprekkingstrykk (PP / FG) under boring er en stor utfordring. Figur 4 illustrerer hvordan trykkene utvikler seg i undergrunnen og hvordan vekten av borevæsken må ligge innenfor disse marginene. Borer man seg ut av disse trykkmarginene må man sette et føringsrør for å unngå en ustabil brønnsituasjon.

Det å bringe en brønn over i fra hydrostatisk til mekanisk kontroll er en spesielt kritisk operasjon. Dette inkluderer sirkulering av brønnvæsker for rengjøring og innpumping av sement. Inn- og uttrekking av brønnstrenger og utstyr skaper pumpeeffekter i brønnen. Sementplugg og brønnpakninger er teknologier som må

være godt kvalifisert og som også må funksjonstestes ved bruk. Svake formasjoner og små trykkmarginer kan gjøre det nødvendig å bruke spesialsement, som for eksempel skumsement med bruk av nitrogen, for å redusere vekt og unngå fare for oppsprekking under sementoperasjonen. På grunn av mulig ustabilitet av denne sementen og dannelse av hulrom og kanaler er en gjennomgående kvalifisering og trykktesting nødvendig. Bruk av sentreringsverktøy r på føringsrør skal sikre en god og jevn innpumping av sement på utsiden av føringsrøret. Logging av sementkvalitet er en indirekte test, mens en godt gjennomført trykktesting gir svar på brønnens trykkintegritet. Høyavviksbrønner gir spesielle utfordringer knyttet til dannelse av mulige kanaler i sementen.



Figur 4 Trykkmarginer som funksjon av brønddyb (Illustrasjon: SINTEF / TrialGraphics).

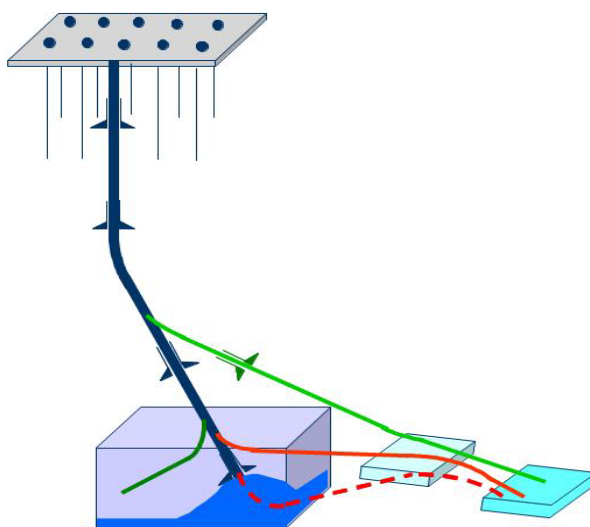
Det er en trend i industrien mot å konvertere kostbare letebrønner til produksjonsbrønner ved påviste funn av hydrokarboner. Ferdigstillelse etter avsluttet bore- og brønnoperasjon skjer da som regel med en annen og mindre kostbar innretning. Det er da viktig med en robust brønnedesign for dette og med en god prosedyre for midlertidig forlating av slike brønner. Også permanent plugging og forlating av brønner (PA) trenger mer oppmerksomhet etter hvert som oljefelter stenges ned.

Brønnintervensjoner

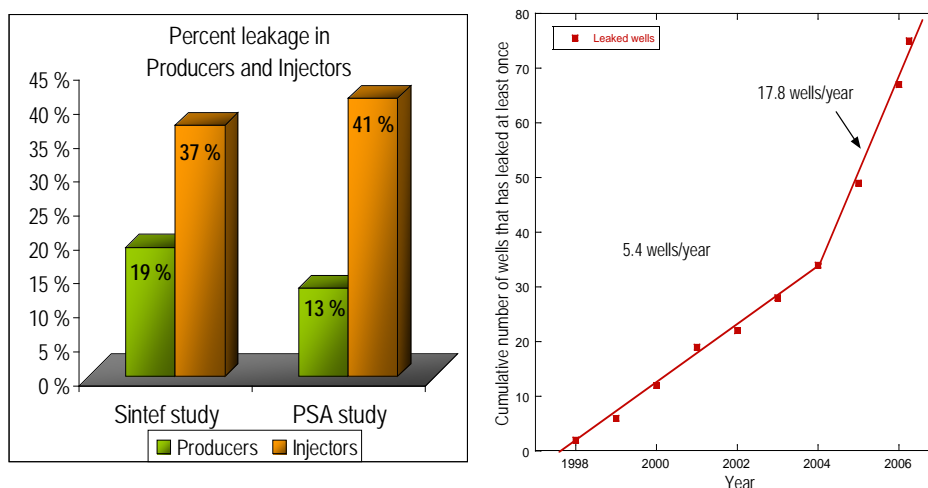
Utvinningsgraden for et undervannsoperert felt kan være 20 % poeng lavere sammenliknet med et plattformoperert felt. Dette skyldes i hovedsak vanskeligere brønntilgjengelighet og medfører både lavere datadekning under produksjon og brønnvedlikehold. En tung brønnintervensjon som for eksempel å trekke produksjonsrør, vil kreve en kraftig innretning og denne operasjonen må da konkurrere med boring av nye brønner. Økt utvinningsgrad gjennom utfyllende boring og gjenbruk av eksisterende brønninfrastruktur kan være kostnadseffektivt, men slike operasjoner forutsetter at brønnintegriteten er god på kandidatbrønnene. Under produksjon vil reservoartrykket synke og det kan være problematisk å gå inn i reservoaret med nye brønner. Et populært og nytt verktøy for dette er trykklanserte operasjoner (MPO). Dette gjør det mulig å manipulere brønntrykket under boring ved bruk av sensorer og ventiler for kontroll av baktrykket under boring. En kritisk problemstilling ved slike operasjoner er felles barriereelementer. Figur 5 skisserer en situasjon med gjenbruk av brønnsliiser og eksisterende brønninfrastruktur. Disse operasjonene er i dag kun aktuelle i forbindelse med plattformdrift.

Opprettholdelse av brønnintegritet

Det å forlengende en brønns levetid med opprettholdt brønnintegritet er en stor utfordring. Mål om lengst mulig platåproduksjon medfører behov for flere brønnintervensjoner for reservoarstimulering og annet vedlikehold. Det er da viktig å sjekke opprinnelige designkriterier og å sørge for en god dokumentasjon av brønnens status. Injeksjon av kalde brønnvæsker for stimulering kan gi store temperatureffekter på varme produksjonsrør med mulig lekkasjer i gjenger og enda mer fatale feil hvis teleskopledd er blitt låst over tid. Et økende antall gamle brønner og mer komplekse brønnoperasjoner gir en utfordring i forhold til å holde brønnene i produksjon uten problemer. Figur 6 viser resultater fra brønnintegritetsstudier og en ser at injeksjonsbrønner har en tendens til å lekke mye mer enn produksjonsbrønner. En økende hyppighet av rapporterte brønnlekkasjer kan tilskrives større oppmerksomhet og bedre rapporteringsrutiner.



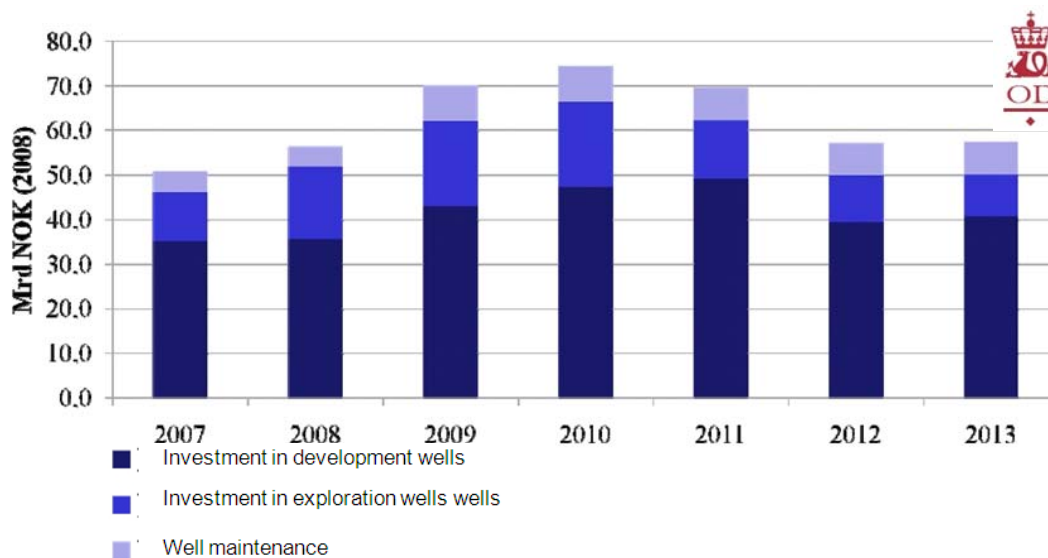
Figur 5 Eksempel på gjenbruk av en brønn for å nå nye brønnmål (Illustrasjon: SINTEF).



Figur 6 Frekvens av rapporterte brønnlekkasjer (Illustrasjon: SINTEF).

Investeringer, kostnader og verdiskapning fra boring

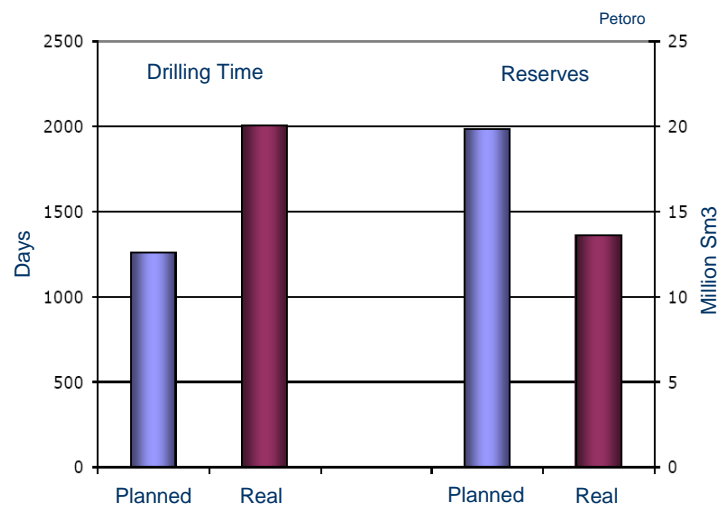
Bore- og brønnkostnader representerer en stadig økende andel av investeringskostnadene innen offshore olje- og gassvirksomhet. Ifølge OD så ble det investert litt over 130 milliarder i petroleumsnæringen i 2010, og dette ventes å øke til 150 milliarder i 2011. Som illustrert under i Figur 7 så investeres det i størrelsesorden 75 milliarder kroner årlig i boring og brønnvedlikehold. Dette er ca 60 % av den totale investeringen knyttet til feltutvikling og drift. Investeringer knyttet til brønnvedlikehold for økt oljeutvinning og plugging av brønner for permanent forlating forventes å øke i årene fremover.



Figur 7 Investeringnivå i brønner på norsk sokkel (Illustrasjon: OD).

En letebrønn på dypt vann kan koste i størrelsesorden 1,5 milliarder kroner og funnsannsynligheten er i gjennomsnitt under 50 %. En undervanns produksjonsbrønn koster anslagsvis 800 millioner. Kapital-kostnadene med en undervannsutbygging er lavere enn for plattformdrift, men operasjonskostnadene er til dels langt høyere.

Brønnkostnadene er enorme, men dette må også sees i sammenheng med gevinstpotensialet. Den gjennomsnittlige utvinningsgraden på norsk sokkel er ca. 54 % og 1 % poeng økning kan omregnes til 100-150 millioner i nettoverdi. 2 % poeng økt oljeutvinning på verdensbasis vil kunne dekke et års forbruk av olje. Nye brønner gir det absolutt største bidraget til økt oljeutvinning, men er samtidig også kostnadsdrivende. Dagraten for en dypvannsrigg er i størrelsesorden 500.000 dollar og oppover og med tilhørende tjenester koster en bore- og brønnoperasjon i størrelsesorden 1 million dollar om dagen, eller ca. 5 - 6 millioner kroner. Tiden det tar å bore en brønn er en kritisk faktor og som vist i Figur 8 i en illustrasjon fra Petoro, er det et motsetningsforhold mellom boretid og økte reserver. Dette gir klare føringer i forhold til å måtte kunne effektivisere bore- og brønnoperasjoner og å utvikle mer presise lete- og integrerte reservoarverktøy.



Figur 8 Gap i boretid og nye reserver (Illustrasjon: Petoro).

Vedlegg 3: Metode – tilnæringsmåte

Vedlagt som eget dokument.

Vedlegg 4: STEP-diagram – Deepwater Horizon

Vedlagt som eget dokument.

Vedlegg 5: Skjematisk beskrivelse av enkelthendelser

Vedlagt som eget dokument.

Vedlegg 6: Eksempel på sammenstillingstabell (Del I og II)

Vedlagt som eget dokument.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no