



# NOU

NORGES OFFENTLIGE UTREDNINGER

*FAUSKE BIBLIOTEK*

## West Vanguard-rapporten

NOU 1986: 16



# NOU

## Norges offentlige utredninger 1986

Seriens redaksjon:

**FORVALTNINGSTJENESTENE  
TRYKNINGSKONTORET**

---

1. Norsk romvirksomhet.  
*Industridepartementet*
2. Innstilling til ny ekteskapslov del 1.  
*Justis- og politidepartementet*
3. Foreløpig grunnlag for inntektsoppgjørene 1986.  
*Forbruker- og administrasjonsdepartementet*
4. Samordning i helse- og sosialtjenesten.  
*Sosialdepartementet*
5. Konkurransen på finansmarkedet.  
*Finansdepartementet*
6. Erstatning til fiskerne for ulemper ved petroleumsvirksomheten.  
*Olje- og energidepartementet*
7. Forslag til endringer i kommuneinndelingen for byområdene Horten, Tønsberg og Larvik i Vestfold fylke.  
*Kommunal- og arbeidsdepartementet*
8. Flyktningers tilpasning til det norske samfunn.  
*Sosialdepartementet*
9. Beskatning av utlendinger som investerer i norsk skipsfartsvirksomhet.  
*Finans- og tolldepartementet*
10. Sikkerhet i fiskeflåten.  
*Handelsdepartementet*
11. Folketrygdens forhold til helsetjenestene og andre ordninger.  
*Sosialdepartementet*
12. Datateknikk og samfunnets sårbarhet.  
*Forbruker- og administrasjonsdepartementet*
13. Ny landsplan for nasjonalparker.  
*Miljøverndepartementet*
14. Om grunnlaget for inntektsoppgjørene 1986.  
*Forbruker- og administrasjonsdepartementet*
15. Dokumentasjon, vern, vidareføring og atterreising av gamle handverk.  
*Kirke- og undervisningsdepartementet*
16. Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard 6. oktober 1985  
*Justisdepartementet*



NORGES OFFENTLIGE UTREDNINGER

---

NOU 1986:16

# **Ukontrollert utblåsing på boreplatt- formen West Vanguard 6. oktober 1985.**

---

**Rapport fra granskingskommisjonen oppnevnt av  
Justisdepartementet 8. oktober 1985.**

**Avgitt til Justisdepartementet  
14. mars 1986.**

---



**UNIVERSITETSFORLAGET A/S**  
**OSLO — BERGEN — STAVANGER — TROMSØ**

(12) 338.2778/363.123/627.98

ISSN 0333-2306  
ISBN 82-00-71041-6

---

Grøndahl & Søn Trykkeri, Oslo 1986

*Til Det kongelige justis- og politidepartement*

I medhold av petroleumsløven av 22. mars 1985 § 52 nedsatte Justisdepartementet 8. oktober 1985 en undersøkelseskommissjon for å granske ulykken med den flyttbare boreplattformen West Vanguard på Haltenbanken 6. oktober 1985.

Undersøkelseskommissjonen legger med dette frem sin rapport. Rapporten er enstemmig.

Trondheim, 14. mars 1986

*Odd Nørstebø*  
formann

*Paul T. Klavenes*

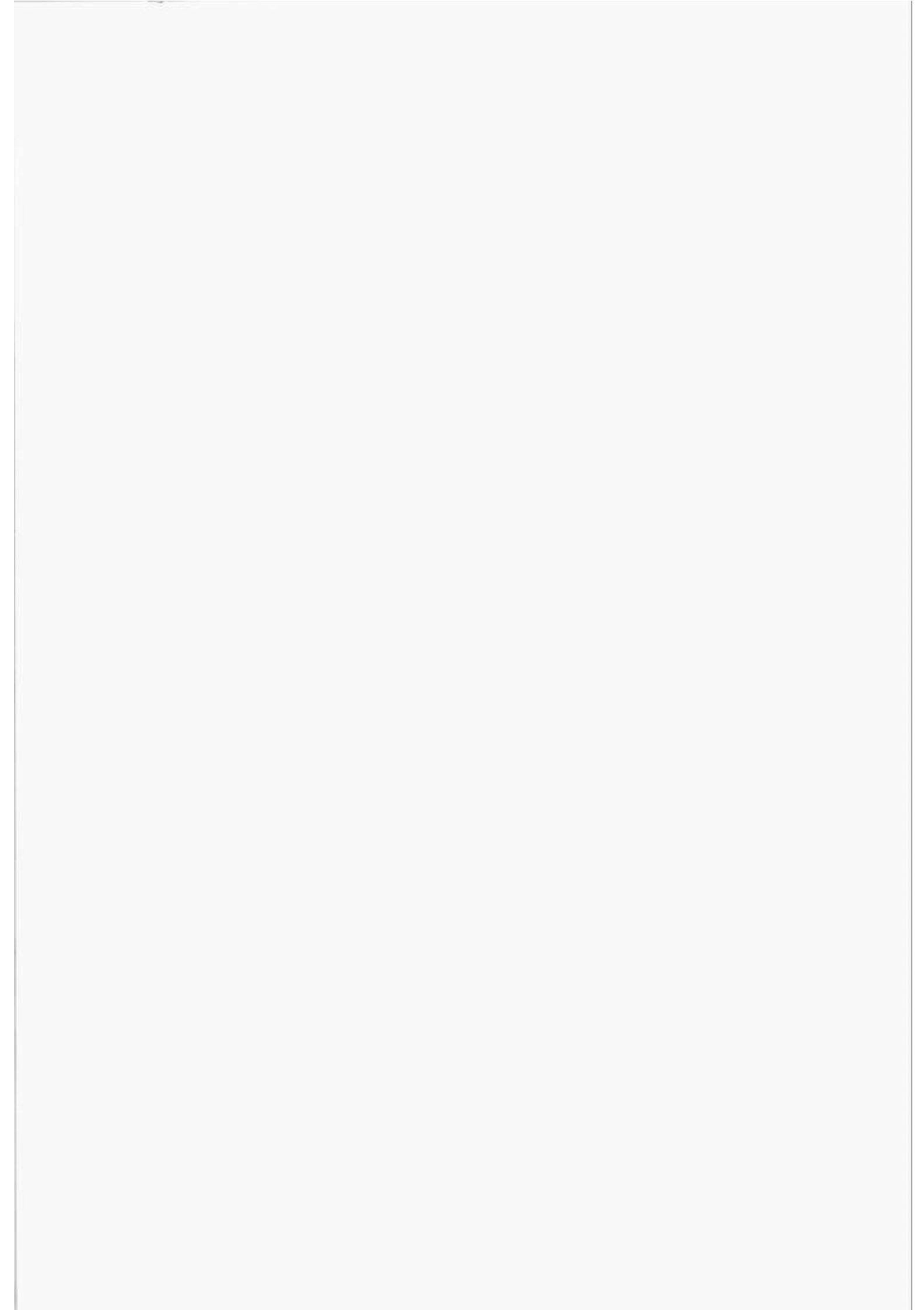
*Håkon Bjønness*

*Jon Kleppe*

*Tor Fjelldal*

---

Solveig Hanger  
sekretær



## INNHold

		Side		Side
<b>0.</b>	<b>Sammendrag</b> .....	7		
<b>1.</b>	<b>Innledning</b> .....	10		
1.1.	Kommisjonens oppnevning .....	10		
1.2.	Kommisjonens arbeid .....	10		
1.3.	Kommisjonens uttalelse til Oljedirektoratet 4.11.1985 .....	13		
1.4.	Opplegget for rapporten .....	13		
<b>2.</b>	<b>Plattformen, de involverte selskaper, borestedet m.v.</b> .....	14		
2.1.	Boreplattformen West Vanguard .....	14		
2.2.	Rederiet .....	14		
2.3.	Operatøren .....	16		
2.4.	Borestedet – brønnen 6407/6-2 .....	16		
2.5.	Værforhold .....	16		
2.6.	Serviceselskaper m.v. ....	16		
2.7.	Personell ombord .....	19		
2.8.	Myndigheter .....	19		
<b>3.</b>	<b>Lover og regelverk</b> .....	20		
3.1.	Generelle bestemmelser .....	20		
3.2.	Konstruksjon, utstyr, boring .....	21		
3.3.	Arbeidstid – arbeidervern .....	21		
3.4.	Bemanning, kvalifikasjoner, sertifikater for personell .....	22		
3.5.	Selskapenes regelverk .....	22		
<b>4.</b>	<b>Kvalifikasjoner hos personellet</b> .....	23		
<b>5.</b>	<b>Hendelsesforløp og skadebeskrivelse</b> ..	27		
5.1.	Hendelsesforløpet .....	27		
5.2.	Skadebeskrivelse .....	33		
<b>6.</b>	<b>Grunn gass og operasjonelle problemer knyttet til denne</b> .....	34		
6.1.	Grunn gass .....	34		
6.2.	Omfanget av grunn-gass-forekomster ..	34		
6.3.	Risiko for grunn-gass-utblåsing .....	34		
6.4.	Operasjonelle problemer .....	34		
6.5.	Konklusjon .....	36		
<b>7.</b>	<b>Kommisjonens vurderinger</b> .....	37		
7.1.	<i>Boringen</i> .....	37		
7.1.1.	Boringens forløp .....	37		
7.1.2.	Vurdering av boringen .....	41		
7.2.	Brønnprogrammet for 6407/6-2 .....	52		
7.2.1.	Generelt .....	52		
7.2.2.	Brønnprogrammets deler .....	52		
7.2.3.	Utarbeidingen av brønnprogrammet .....	53		
7.2.3.1.	Ansvarsforhold .....	53		
7.2.3.2.	Borestedsundersøkelsen .....	53		
7.2.3.3.	Grunn gass .....	54		
7.2.3.4.	Poretrykksinformasjon .....	54		
7.2.3.5.	Saksgangen ved utarbeiding av brønnprogrammet .....	54		
7.2.3.6.	Organiseringen av brønnprogrammet .....	55		
7.3.	<i>Boreutstyret</i> .....	55		
7.3.1.	Beskrivelse av boreutstyret .....	55		
7.3.2.	Vurdering av boreutstyret .....	55		
7.3.2.1.	Borestrengen .....	55		
7.3.2.2.	Marin returledning .....	56		
7.3.2.3.	Gassavledningssystemet .....	58		
7.3.2.4.	Måleutstyr/instrumentering .....	58		
7.4.	<i>Nødutløsning av ankere</i> .....	59		
7.5.	<i>Alarmsystemer – kommunikasjonssystemer</i> .....	60		
7.5.1.	Alarmsystemer .....	60		
7.5.2.	Kommunikasjonssystemer .....	60		
7.5.2.1.	Kommunikasjonsproblemene: ..	60		
	– I boreområdet .....			
	– Bro/kontrollrom – bro/boredekk ..			
	– Standbybåt/livbåter .....			
7.5.2.2.	Bedre kommunikasjonssystemer .....	61		
7.6.	<i>Boreplattformen for øvrig</i> .....	61		
7.6.1.	Ventilasjon .....	61		
7.6.2.	Kontrollrommets plassering .....	61		
7.6.3.	Redningsutstyr – rømningsveier .....	61		
7.7.	<i>Gass på/ved boreplattformen, eksplosjonene, brannen</i> .....	61		
7.8.	<i>Boreplattformens stabilitet</i> .....	62		
7.8.1.	Slagsiden .....	62		
7.8.2.	Innvirkning fra gass i sjøen .....	64		
7.9.	<i>Evakuering m.v.</i> .....	64		
7.9.1.	Evakuering og redningsoperasjon .....	64		
7.9.2.	Varsling, samband med land, redningsapparat .....	65		
7.9.3.	Søk etter savnet person .....	65		
7.10.	<i>Ansvarsforhold – organisatoriske forhold – arbeidsmiljø</i> .....	66		
7.10.1.	Ansvarsforhold – organisatoriske forhold .....	66		
7.10.2.	Arbeidsmiljø .....	67		
7.11.	<i>Sikkerhetsorganisering – sikkerhetsopplæring</i> .....	67		
7.11.1.	Operatørens sikkerhetsorganisering .....	68		
7.11.2.	Boreentreprenørens sikkerhetsorganisering .....	68		
7.11.3.	Boretilknyttet utdanning .....	68		
7.11.4.	Undervisning i brønnkontroll .....	69		
7.12.	<i>Vurdering av lover, forskrifter og regelverk</i> .....	69		
7.12.1.	Offentlig regelverk .....	69		
7.12.2.	Selskapenes regelverk .....	70		
7.13.	<i>Tilsynsmyndighetenes rolle</i> .....	70		
7.13.1.	Oljedirektoratet – tilsynsordningen generelt .....	70		
7.13.2.	Boretillatelsen .....	71		
7.13.3.	Samtykket til leteboring .....	71		
7.13.4.	Systemrevisjoner .....	71		
7.13.5.	Oljedirektoratet/Sjøfartsdirektoratet ..	71		
7.13.6.	Oppfølging .....	72		
7.14.	<i>Tiltak som bør vurderes på grunnlag av ulykken</i> .....	72		
7.14.1.	Forståelse av grunn-gass-problemet .....	72		
7.14.2.	Planlegging av brønnen .....	73		
7.14.3.	Boreprosedyrer og boreutstyr .....	73		
7.14.4.	Flytting av en boreplattform i en nødsituasjon .....	73		
7.14.5.	Evakuering av mannskap i en nødsituasjon .....	74		
7.14.6.	Branntekniske tiltak .....	74		
7.14.7.	Tiltak av tilsynsmyndighetene .....	74		

	Side		Side
Vedlegg:			
A. Sakkyndigerklæringer avgitt av:		5. MARTINEK/SINTEF (plattformens forflytning) .....	194
1. SINTEF/Norges Brann tekniske Laboratorium .....	75	6. VERITAS Bodø (ankervinsj nr. 3) ...	196
2. professor Åge Ø. Waløen (maskinteknisk) .....	103	7. Sjøskipskontrollen Kristiansund (ballasttank PT 17) .....	199
3. professor Helge Nørstrud (strømningsteknisk) .....	149	8. IKU/SERES (seismikk og geologisk tolkning) .....	201
4. professor A.L. Podio (brønnens dynamiske oppførsel) .....	174	B. Kommissjonens protokoll med vitneforklaringer, ikke trykket.	



## SAMMENDRAG

Søndag den 6.10.1985 kl. 2300 skjedde en ukontrollert utblåsning av gass på den flyttbare boreplattformen «West Vanguard», som drev leteboring på blokk 6407/6 på Haltenbanken.

Det var en såkalt *grunn-gass-utblåsning*, som inntraff under ordinær boreoperasjon og før man var kommet så langt at utblåsningsventil var montert.

Plattformens gassavledningsutstyr tålte ikke påkjenningen av den oppstrømmende gassen med sand og andre faste partikler, og gassen strømmet ut over plattformen og ble antent. Eksplosjon og brann forvoldte meget store skader. Plattformen ble hurtig evakuert. Av de 80 ombordværende ble 79 reddet. De materielle skader på plattformen beløp seg til flere hundre millioner kroner.

Eier av plattformen er KS A/S Smedvig Drilling Co II. Rettighetshavere til blokk 6407/6 er Statoil, Mobil og Britoil. Statoil var operatør.

I medhold av § 52 i den nye petroleumsloven av 22.3.1985 nedsatte Justisdepartementet den 8.10.1985 en undersøkelseskommisjon på 5 medlemmer, som har bestått av:

lagdommer Odd Nørstebø, Trondheim, formann,  
professor Jon Kleppe, Trondheim,  
plattformsjef Håkon Bjønness, Sandefjord,  
seksjonsleder Paul T. Klavenes, Stavanger,  
forbundssekretær Tor Fjellidal, Eidsvåg.

Kommisjonen fikk i oppdrag å bringe ulykkens hendelsesforløp og årsak på det rene, herunder om gjeldende offentlige og interne regler og prosedyrer var fulgt og også om disse er tilfredsstillende.

Kommisjonen kom i arbeid i Kristiansund dagen etter oppnevningen. Den foretok sin første befaring ombord i «West Vanguard» den 14.10.1985.

I alt 27 personer har vært innkalt til å gi forklaring for kommisjonen, noen flere ganger. Politiets etterforskningsmateriale – inklusive de mange politiforklaringer – har vært

stilt til disposisjon for kommisjonen. Det foreligger et stort fotomateriale, samt en del videoopptak. Politiet har sikret logger og deler av boreutstyret og annet utstyr fra plattformen som kommisjonen har villet undergi granskning. Fra Statoil og Smedvig er innhentet borchåndbøker og annet internt regelverk m.v.

Fordi ukontrollert utblåsning med eksplosjon og brann er det man frykter mest under leteboring, og da man i dette tilfelle tross de store ødeleggelser har tilgjengelig både vitner, automatisk utskrevne logger og det utstyr som ikke tålte påkjenningen, er det av viktighet at man nyttiggjør seg erfaringene for å forebygge liknende hendelser. Kommisjonen har iverksatt forholdsvis omfattende undersøkelser ved spesielt oppnevnte sakkyndige.

En boreplattform er en stor og særdeles komplisert innretning og det vil være en mengde utstyr, enheter, prosedyrer o.s.v. som influeres av eller influerer på et ulykkesforløp. Kommisjonen har påpekt at en rapport som denne rimeligvis vil beskjefte seg lite med forhold som har virket tilfredsstillende og etter sin hensikt.

Utblåsningen var en ren gassutblåsning uten forurensning i sjøen.

Kommisjonen kom tidlig til at ulykken først og fremst påkaller oppmerksomhet på boreoperasjonen forut for utblåsningen, samt på funksjonsdyktigheten av det – for så vidt tradisjonelle og forskriftspålagte – gassavledningssystemet som «West Vanguard» hadde.

Med hensyn til gassavledningsutstyret og bruken av dette fant kommisjonen grunn til å gjøre en henvendelse til Oljedirektoratet den 4.11.1985. Kommisjonen uttalte at direktoratet burde vurdere eventuelle forholdsregler og tiltak som kunne iverksettes på norsk sokkel straks.

Kommisjonen har ansett «West Vanguard» som en nyere, godt utstyrt og godt vedlikeholdt boreplattform med et boremannskap som fylte forskriftenes kvalifikasjons- og sertifikatkrav og var alminnelig godt kvalifisert.

Kommisjonen mener å ha brakt årsaksforholdet til utblåsningen på det rene.

Boringen gikk normalt inntil man litt før kl. 2100 boret inn i en tynn gassholdig sandformasjon på dybde 263 m under havbunnen.

Denne sandsonen var ikke påvist ved borestedsundersøkelsen. Denne undersøkelsen hadde angitt en sandson ca. 60 m dypere som mulig gassførende, men også påpekt – blant annet ut fra erfaringer ellers på Haltenbanken – at man generelt måtte være forberedt på å møte grunn gass.

Borepersonellet sirkulerte ut gassen som de fikk inn i brønnen og fortsatte boringen. De hadde en ny sekvens med økende gassmåling og utsirkulering. Den neste gassøkningen var utblåsningen. Etterprøvinger av boredataene viser at borepersonellet iallfall kl. 2215 hadde sterke indikasjoner på at man kunne være i ferd med å miste brønnkontrollen. Det man på dette tidspunkt måtte ha gjort, var å øke slamvekten for å holde tilbake gassinnstrømmingen i brønnen.

Det var flere uheldige omstendigheter til stede, blant annet feil rapportering, delvis sviktende tillit til måleinstrumentene, visse mangler ved brønnprogrammet og overdreven engstelse for å gå opp i slamvekt. Kommisjonen vurderer er likevel at det har skortet på de boreansvarliges forståelse av utviklingen av en grunn-gassutblåsning, og at de har undervurdert faresignalene. Kommisjonen har ellers påvist at det ble gjort enkelte avvik fra selskapenes interne boreprosedyrer. Kommisjonen gir uttrykk for at brønnprogrammets forskjellige deler kunne vært bedre samordnet. Det er også påpekt visse mangler i det. Statoils boreoperasjonsledelse på land kjente ikke alle deler av brønnprogrammet fullt ut og synes som følge av dette ikke å ha forberedt sine medarbeidere offshore grundig nok på de spesielle problemer de måtte forvente å møte på Haltenbanken.

Som nevnt mener kommisjonen at ulykken har avdekket at det tradisjonelle gassavledningsutstyret – slik det finnes på samtlige rigger på norsk sokkel i dag – hverken har kapasitet eller styrke til å fylle den funksjon som det tillegges. Undersøkelser bekrefter at det vil ha bare noen få minutters levetid.

Boreforskriftene for topphulls boring bør endres slik at de ikke som nå ordinært påbyr bruk av gassavledningssystem. Man må helt unngå å ta en grunn-gass-utstrømming opp på

plattformen. Kommisjonen gir uttrykk for at Oljedirektoratet burde ha viet forholdet mer oppmerksomhet etter at man på norsk sokkel høsten 1984 hadde et meget farlig og svært parallelt tilfelle til hendelsen på «West Vanguard», men da uten å få den oppstrømmende gassen antent.

Kommisjonen behandler i eget avsnitt nødutløsningsutstyret for ankerkjettingene. For en rask forflytting fra brønnen utløste plattformsjefen utrausingsmekanismen for de 4 ankerne akter. På ankervinsj nr. 3 virket ikke mekanismen og ankerkjettingen ble ikke frigjort. Retningen på denne ankerlinen var imidlertid slik at dette fikk forholdsvis liten betydning, og plattformen ble trukket ut i periferien av gassoppstrømmingen. Feilen er funnet å ligge i en elektronisk styreenhet. Kommisjonen mener at det bør satses på utvikling av sikrere systemer for å få plattformer raskere og lengre unna utblåsningsstedet enn man her var i stand til.

Det er ved beregninger sannsynliggjort at borestrengen, som fortsatt var i hullet, ikke ble revet av ved forflytningen av plattformen. Dette kan ha ført til at den marine returledning fortsatte å føre gass opp på plattformen i timene etter de første eksplosjonene. Dette kan ha økt brann- og eksplosjonsskade- ne.

Slagsiden som plattformen fikk ved utblåsningen, skyldes sannsynligvis mest en uønsket fylling av en ballasttank. Det er antatt at overoppheting av hydraulikkledning gjennom brannområde har åpnet ventilen i tanken.

Kommisjonen har forholdsvis lite å bemerke til evakueringen og redningsoperasjonen.

Tilsynsmyndighetenes kontrollvirksomhet har man heller ikke noe vesentlig å bemerke til.

Bortsett fra forskriftsbestemmelsene om gassavledningsutstyr og bruken av dette, samt enkelte punkter i selskapenes borehåndbøker, har kommisjonen lite å innvende til regelverket.

Til slutt i rapporten er nevnt tiltak som bør vurderes på grunnlag av ulykken. Blant disse er:

- bedre opplæring og dermed forståelse av grunn-gass-problemet hos borepersonell,
- bedre koordinering ved planleggingen av en brønn,
- bedre måleutstyr og videreutvikling av

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

anordninger til å møte en grunn-gass-utstrømming,

- endring av regelverket for bruk av gassavledningsutstyr ved topphullsboring,

- endre beredskapsprosedyrene slik at evakuering ordinært iverksettes så snart gassavledningssystem av tradisjonell type settes i funksjon,

- bedre de brannforebyggende tiltak på en plattform, så som å plassere luftinntak til maskinrom der det er mindre sjanse for å få inn gass,

- bedre rømningsvegene,

- samle på sikkert sted alle paneler for frakobling,

- videreutvikle anordninger for en hurtig forflytning av plattformen.

Blant de sakkyndiguttalelser som følger som vedlegg til rapporten nevnes de brann-tekniske og materialtekniske undersøkelser og videre den spesielle rapport om resultatet av de simuleringer av grunn-gass-utblåsnin-ger som kommisjonen har foranlediget.

Kommisjonens rapport er enstemmig.

## KAPITTEL 1

**Innledning****1.1 KOMMISJONENS OPPNEVNING.**

Om kvelden søndag den 6.10.1985 skjedde en ukontrollert gassutblåsing under leteboring på Haltenbanken. Gassen kom opp på boreplattformen, som var West Vanguard, eksploderte og forårsaket stor brann.

Av de 80 ombordværende ble 79 reddet. Plattformen ble slept til land med omfattende skader, men kan repareres.

Ulykken inntraff i en tidlig fase av boringen av brønn 6407/6-2, fig. 1. Man var kommet ned til en dybde på 523 m av en planlagt brønndybde på 4150 m. Det dreier seg således om grunn gass.

Rettighetshavere på blokken er Den norske stats oljeselskap A/S (Statoil) med 50 %, Mobil med 40 % og Britoil med 10 %.

Operatør var Statoil, mens KS A/S Smedvig Drilling Co II, Stavanger, er eier av West Vanguard. De fleste ombord var ansatt hos A/S Smedvig Drilling Co.

Med hjemmel i § 52 i petroleumsloven av 22.3.1985 nr. 11 oppnevnte Justis- og politidepartementet den 8.10.1985 en undersøkelseskommisjon i anledning ulykken.

Kommisjonens mandat ble formulert slik:

«Undersøkelseskommisjonen skal søke å bringe ulykkens hendelsesforløp og årsak på det rene, herunder hvorvidt gjeldende offentlige regler og interne regler og prosedyrer er fulgt, og vurdere om disse har vært tilfredsstillende.»

Som medlemmer av kommisjonen ble oppnevnt:

1. lagdommer Odd Nørstebø, Trondheim, formann,
2. professor Jon Kleppe, Institutt for petr.tekn. og anv. geofysikk, NTH, Trondheim,
3. plattformsjef Håkon Bjønness, Sandefjord,
4. seksjonsleder for boreing. tjenester Paul T. Klavenes, Stavanger,
5. oljesekretær Jan T. Strømme, LO, Oslo.

Jan T. Strømme ba seg fritatt under henvisning til at han var varamann til Oljedirektoratets styre. I hans sted ble den 9.10. 1985 oppnevnt

5. forbundssekretær Tor Fjellidal, Norsk Olje og petrokjemisk fagforbund (NOPEF), Eidsvåg.

Med Justisdepartementets samtykke har forsker Gunder Homstvedt, Institutt for petr.tekn. og anv. geofysikk, NTH, deltatt i kommisjonsarbeidet som assistent for professor Kleppe. Sekretær for kommisjonen har vært Solveig Hanger, Trondheim.

**1.2 KOMMISJONENS ARBEID.**

Formannen og deler av kommisjonen begynte sitt arbeid den 9.10. 1985 og hele kommisjonen kom sammen i Kristiansund den neste dag.

På grunn av sikkerhetsrisikoen fikk ikke kommisjonen gjort sin første inspeksjon ombord på riggen før den 14.10.1985. Riggen var da slept inn i smult farvann ved Hitra. Det var fortsatt branner ombord og slagside. Forut for kommisjonen hadde bare politiet vært ombord og da i ettersøkingøyemed. Kommisjonen har gjort ytterligere inspeksjoner etter at riggen den 24.10. 1985 var brakt til Freifjorden innenfor Kristiansund.

Kommisjonen så det som viktig å komme hurtig i gang med sine undersøkelser. Den gjorde herunder den erfaring at i de første dagene bød det på vanskeligheter å få kontakt med personer både hos operatøren Statoil, boreselskapet og Oljedirektoratet som kunne gi ønsket informasjon og utbedte opplysninger. I beredskapsplaner bør derfor inngå at det ved større ulykker straks utpekes en person til å ha myndighetskontakt med granskningskommisjon og også politiet.

Kommisjonen har samarbeidet med Sjøfartsinspektøren i Trondheim og med Nordmøre politikammer. Etter kgl. res. av 27.6.1980 om den stedlige inndeling av kontinentalsokkelvirksomheten hører etterforskningen i saken under Nordmøre politikammer, som har hatt assistanse fra blant annet Stavanger politikammer. Politiets etterforskningsmateriale har vært stilt til disposisjon for kommisjonen, overensstemmende med uttalelse av Riksadvokaten i brev 8.10.1985.

Politimesteren i Nordmøre har sikret logger, deler av innretninger på riggen og annet bevismateriale som kommisjonen har hatt bruk for. Politiet har vært med under kommi-

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

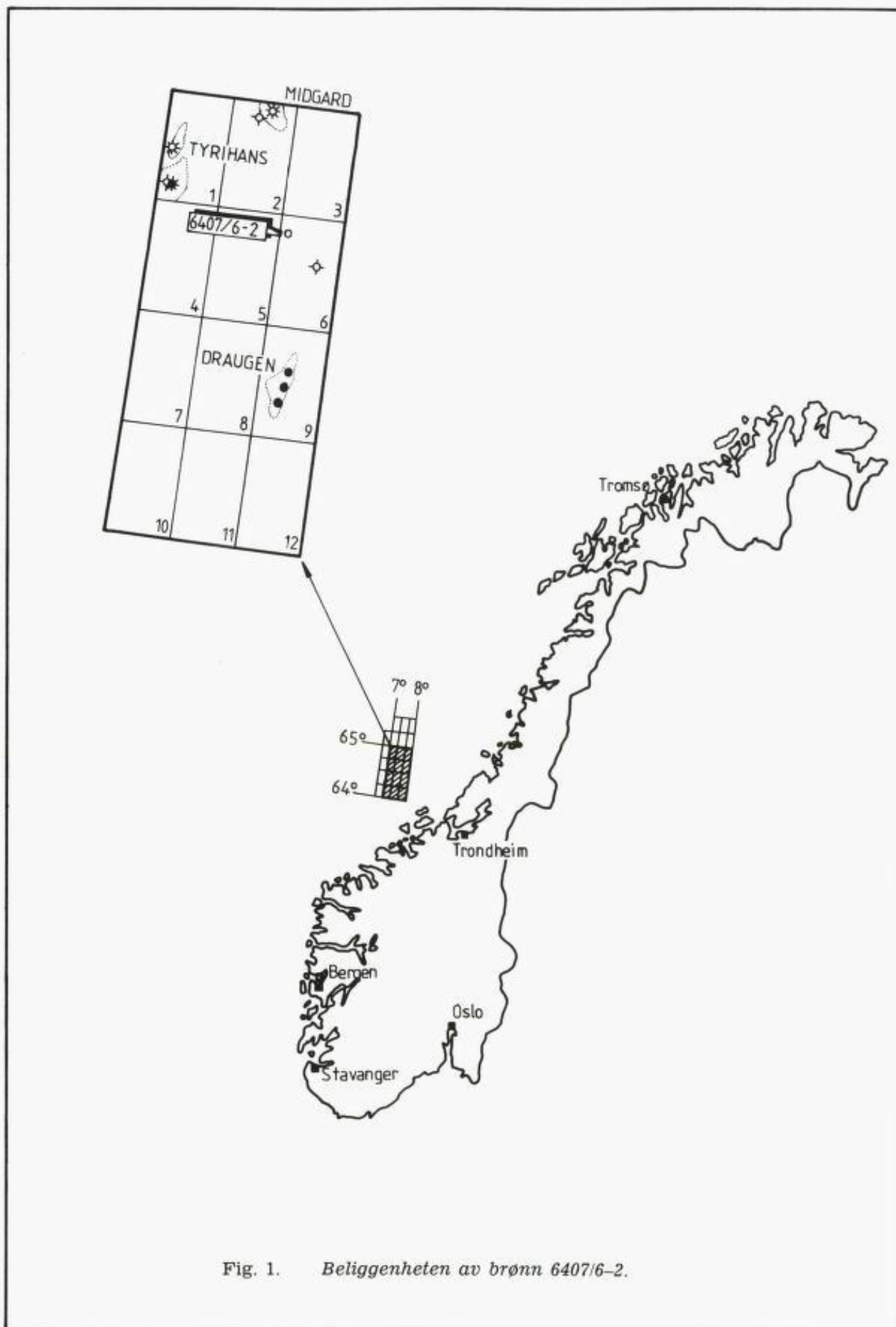


Fig. 1. Beliggenheten av brønn 6407/6-2.

sjonens inspeksjoner og granskninger og har samtidig foretatt all detaljfotografering som kommisjonen har ønsket. Det foreligger et stort fotomateriale.

Fra Statoil har kommisjonen fått kopier av videoopptak som blant annet viser den marine returledning før og under bergingsarbeidet, likeledes inspeksjonene av brønnhodet og gassutstrømmingen.

Kommisjonen har fått anledning til å se en søsterrigg til West Vanguard i virksomhet på Haltenbanken.

I alt 27 personer har vært innkalt til å gi forklaringer direkte for kommisjonen, noen av dem 2 ganger. Innkalt har vært de personer som foresto boreoperasjonen da ulykken skjedde, annet nøkkelpersonell fra riggen, et verneombud, personell fra Statoils og Smedvigs driftsorganisasjoner på land, fra riggens standbybåt «Black Ice» og fra Oljedirektoratet.

Politiet har tatt forklaringer fra langt flere av dem som var ombord – forklaringer som kommisjonen har fått gjøre seg kjent med, men som ikke har utløst behov for ytterligere forklaring direkte til kommisjonen.

De som har gitt forklaring har forklart seg som vitner. Forklaringene er protokollert, opplest og bekreftet med forsikringer. Varslet til kommisjonens møter der det er avgitt forklaringer har vært Statoil, Smedvig, underentreprenørene Norsk Petroleum Services A/S og Promud A/S, assurandørene, Oljedirektoratet, Sjøfartsinspektøren i Trondheim og politimesteren i Nordmøre. Representanter for Statoil og politiet har vært til stede ved forklaringene, delvis også en representant for Smedvig og delvis sjøfartsinspektøren.

De protokollerte forklaringer – ca. 100 sider – er tilstillet de interesserte parter og de instanser som er varslet til møtene. Dette skjedde samlet først etter at alle kommisjonens forklaringer var innhentet. For å få best mulig klarlagt hendelsesforløpet og ulykkesårsaken, så kommisjonen nødvendigheten av å få umiddelbare forklaringer og har ved å motta forklaringene for lukkede dører og ved henstillinger til vitnene ment å unngå at de skulle bli kjent med hverandres forklaringer før de hadde gitt sin endelige forklaring.

Kommisjonen har søkt å følge de saksbehandlingsregler som er angitt i forskriftene av 15.12.1980 for undersøkelseskommisjoner etter sjøfartsloven, jfr. det som er sagt i petroleumslovens § 52, siste ledd.

Fra Statoil, Smedvig, Sjøfartsdirektoratet og Oljedirektoratet har kommisjonen innhentet dokumenter som gjelder riggen West Vanguard – dens historie, konstruksjon, tekniske

spesifikasjoner og utstyr –, videre brønnen 6407/6-2 med Statoils brønnprogram og forarbeidene til dette, operatørens og rederiets forskjellige håndbøker om sikkerhet, kvalitetssikring, boremanualer og prosedyrer for brønnkontroll. Videre har kommisjonen hatt loggene fra Hovedredningssentralen på Sola og Nordmøre politikammer. Sjøfartsdirektoratet og Oljedirektoratet har samlet og overlevert de mange forskrifter som gjelder.

Det tok lang tid før kommisjonen fikk på land fra riggen alle de deler som ble utsett til nærmere granskning og undersøkelse. De siste deler ble demontert og levert av Smedvig den 25.11.1985.

Kommisjonen har hatt orienterende møter med politimesteren i Nordmøre, med Sjøfartsinspektøren og med Statoil, Smedvig og Oljedirektoratet. I møtene med Statoil, Smedvig og Oljedirektoratet i januar 1986 ble disse gjort kjent med kommisjonens foreløpige oppfatning om årsaksforholdet, samtidig som kommisjonen ble orientert om deres interne utredninger.

Kommisjonen har nyttet sakkyndig bistand på flere områder:

1. årsaksforhold ved utvikling av brannen og eksplosjonen – SINTEF/Norges Branntekniske Laboratorium
2. maskin- og materialteknisk undersøkelse og vurdering – professor *Åge Ø. Waløen*, Institutt for maskinkonstruksjon, NTH.
3. strømningsteknisk vurdering av gassutblåsningen – professor *Helge Nørstrud*, Institutt for hydro- og gasodynamikk, NTH.
4. simulering og vurdering av brønnens dynamiske oppførsel. – professor *A. L. Podio*, University of Texas.
5. beregning av plattformens forflytning etter utrausing av ankerkjetting – MARINTEK/SINTEF.
6. undersøkelse av nødutløsningssystemet for ankervinsj nr. 3 – VERITAS, Bodø.
7. undersøkelse vedrørende fylling av ballasttank PT 17 – Skipskontrollen, Kristiansund.
8. borestedsundersøkelsen på 6407/6-2. – IKU A/S og SERES A/S.

De sakkyndige utredninger følger som trykte vedlegg til kommisjonens rapport.

Fotomaterialet og kommisjonens protokoll med vitneforklaringer følger rapporten som utrykte vedlegg.

### 1.3 KOMMISSJONENS UTTALELSE TIL OLJEDIREKTORATET 4.11.1985.

Det fremkom tidlig under kommisjonens arbeid at man på forskjellig hold ikke hadde den rette forståelse for funksjonen og levetiden av gassavledningsutstyr av den type som West Vanguard hadde.

Kommisjonen skrev derfor sålydende brev til Oljedirektoratet, datert 4.11.1985:

«Kommisjonens foreløpige undersøkelser tyder på at det gassavledningssystemet for grunne gasslommer som ble benyttet på West Vanguard ikke har tilstrekkelig kapasitet eller styrke for å kunne avlede en gassutblåsing av slikt omfang som her fant sted. Man har bragt i erfaring at lignende avledningssystemer har sviktet også tidligere på norsk sokkel.

Kommisjonen finner det derfor riktig allerede på dette tidlige tidspunkt av sitt arbeid å rette søkelyset på dette utstyret og den funksjon det er tenkt å ha. Oljedirektoratet bør vurdere eventuelle tiltak som kan iverksettes umiddelbart. Særlig bør man vurdere prosedyren for bruk av slikt utstyr – herunder tidspunktet for når frakobling av den marine returledning bør skje –, da avledningsutstyr av denne type ikke kan forventes å motstå påkjenningene ved en ukontrollert utblåsing i mer enn noen få minutter.

Kopi av dette brev sendes Justisdepartementet som kommisjonens oppdragsgiver (ref. 8343/85 A-O). Justisdepartementet forutsettes å orientere Kommunal- og arbeidsdepartementet og Olje- og energidepartementet i den utstrekning det ansees nødvendig.»

Oljedirektoratet har etter det som er opplyst senere hatt møter med operatører og med selskaper som utfører boring på norsk sokkel for å drøfte metoder for påvisning av grunn gass og utstyr og prosedyrer for sikring mot grunn-gass-utblåsninger.

### 1.4 OPPLEGGET FOR RAPPORTEN.

Slik saken ligger an har kommisjonen lagt stor vekt på å få klarlagt årsaken til at man mistet kontrollen over brønnen, på selve utviklingen av gassutblåsningen og på å vurdere om utblåsningen kan tilbakeføres til boretekniske feil og svakheter, eventuelt til manglende aktsomhet ved boreoperasjonen. Først og fremst må det være viktig at man kan nyttiggjøre seg erfaringene fra West Vanguard-ulykken til å minske risikoen for at nye ukon-

trollerte grunn-gass-utblåsninger kommer i gang.

Blant de forhold som har påkalt mest interesse når utblåsningen først var et faktum, er funksjonsdyktigheten av det gassavledningsutstyr som man har, brannforløpet og gjennomføringen av evakueringen og redningsarbeidet. Ulykken gir foranledning til å gå inn på forhold vedrørende forflytningen av plattformen bort fra gassoppstrømmingen (rømming av borestedet) og flere andre forhold av sikkerhets- og beredskapsmessig betydning.

Til slutt i sin rapport vil kommisjonen nevne tiltak som den mener bør vurderes på bakgrunn av ulykken.

Kommisjonen viser til at en boreplattform er en stor og særdeles komplisert innretning og at det vil være en mengde utstyr, enheter, prosedyrer o.s.v. som influeres av eller influerer på et ulykkesforløp. Det understrekes at en rapport som denne rimeligvis vil beskjefte seg lite med forhold som har virket tilfredsstillende og etter sin hensikt.

Ukontrollert utblåsing med eksplosjon og brann er noe av det man frykter mest. Det bores på norsk sokkel årlig rundt 45 brønner av flyttbare plattformer. Selv om vi har hatt svært få utblåsninger og tilløp til ukontrollerte utblåsninger, er risikomomentet stort. Det er på verdensbasis antatt at 1 av 3 utblåsninger fører til antennelse. Hverken under Bravo-utblåsningen i 1977 eller utblåsningen på plattformen Treasure Seeker i 1984 fikk man antennelse.

Denne ulykken med antennelse av grunn-gass-utblåsing er den første av sitt slag på norsk sokkel.

Det er oppfatningen at man var svært nær ved at ulykken kunne fått et langt større omfang. Mindre gunstige værforhold – kanskje bare en annen vindretning – kunne vært nok.

Ut fra denne betraktning er det at kommisjonen har funnet det berettiget å iverksette forholdsvis mange og omfattende sakkyndige undersøkelser, jfr. oversikten foran på s. 12. Undersøkelsene bør bidra til at man får trukket maksimal lærdom av ulykken.

Kommisjonen har søkt å skrive rapporten uten å gå mer i detaljer om teknisk utstyr og forhold enn det som er nødvendig for dens konklusjoner. For ytterligere detaljer henvises til utredningene fra de sakkyndige på de forskjellige spesialområder.

## KAPITTEL 2

**Plattformen, de involverte selskaper, borestedet m.v.****2.1 BOREPLATTFORMEN  
«WEST VANGUARD».**

West Vanguard med kjennetegn LFSQ er en halvt nedsenkbar (semisubmersible) boreplattform av type Bingo 3000, klasse +A1A DnV. Største bemanning 100 personer. Den ble levert fra Trosvik Verksted A/S i Brevik den 30.9.1982. Den var prosjektert av A/S Smedvig Drilling Co. og bygget for også å kunne operere i nordlige farvatn.

Plattformen er bygget over to 100 m lange/10,5 m brede pontonger med tre søyler på hver pontong. Høyden opp til hoveddekket er 36 m og dekkets bredde 75 m. Største dyptgående under boreoperasjoner er angitt til 23,5 m. Hver pontong er forsynt med elektrisk drevet propell.

Plattformen har (fig. 2.1):

**hoveddekk**

- med bl.a. maskinrom, kontrollrom, verksteder, rørdekk, boreslamtanker og lagere for bl.a. komponenter til boreslam, borehusets kjellerdekk med blant annet plass for sikkerhetsventil (BOP) og brønnehodekopling.

**øvre dekk**

- med bl.a. rom for sikting/rensing av boreslam, kraner, ventilasjonsanlegg, laboratorier og diverse måleenheter (Exlog og NPS-containere), ankerspill og livbåtstasjon.

**boredekk**

- med boreutstyr, kontrollpaneler m.v.
- boligkvarter
- i 3 dekk lengst frem på hoveddekk
- kommandobro
- over boligkvarter
- helikopterdekk
- på styrbord side av kommandobro.

Fig. 2.1. viser oversiktstegninger over plattformen og over dens hoveddekk.

Oversiktstegninger over øvre dekk og boredekk finnes på s. 77.

Det var foretatt en del forbedringer og modifikasjoner siden plattformen var ny. Blant annet var montert varmeenheter og

varmekabler og borehuset innkledd for vinterisering. Dette ble fullført i januar 1985. Rørhåndteringen var delvis mekanisert.

West Vanguard har operert så langt nord som på Trænabanken og Tromsøflaket.

Den skal ikke tidligere har vært utsatt for uhell som er av interesse i saken.

Hovedsertifikatet hadde gyldighet til 28.9.1987 – for operasjon «ubegrenset opp til islinjen».

Det er opplyst at plattformen teknisk, utstyrsmessig og vedlikeholdsmessig holdt god standard. Dette er overensstemmende med det inntrykk kommisjonen har kunnet danne seg.

Kommisjonen har hos Sjøfartsdirektoratet og Oljedirektoratet fått tilgang til arkivmateriale som viser tidligere og også utestående pålegg som er gitt rederiet. Ingen av de utestående påleggene kan sees å gjelde noe som fikk betydning ved ulykken.

Sjøfartsdirektoratet hadde planlagt besiktigelse ombord den 15.10.1985. Siste tilsynsbesøk – som gjaldt redning, brann, og sikkerhetsutstyr – foretok Sjøfartsdirektoratet 29.5.1985. Siste inspeksjon ombord fra Oljedirektoratet var 6.1.1984.

West Vanguard har helt siden den var ny boret for Statoil. Kontrakten var 5-årig, men kontraktstiden er senere forkortet med 1 år.

**2.2 REDERIET.**

A/S Smedvig Drilling Co. er en del av Smedvig-gruppen, med sete i Stavanger. Selskapet ble etablert i 1972. Som boreentreprenør er det en av de største i Norge.

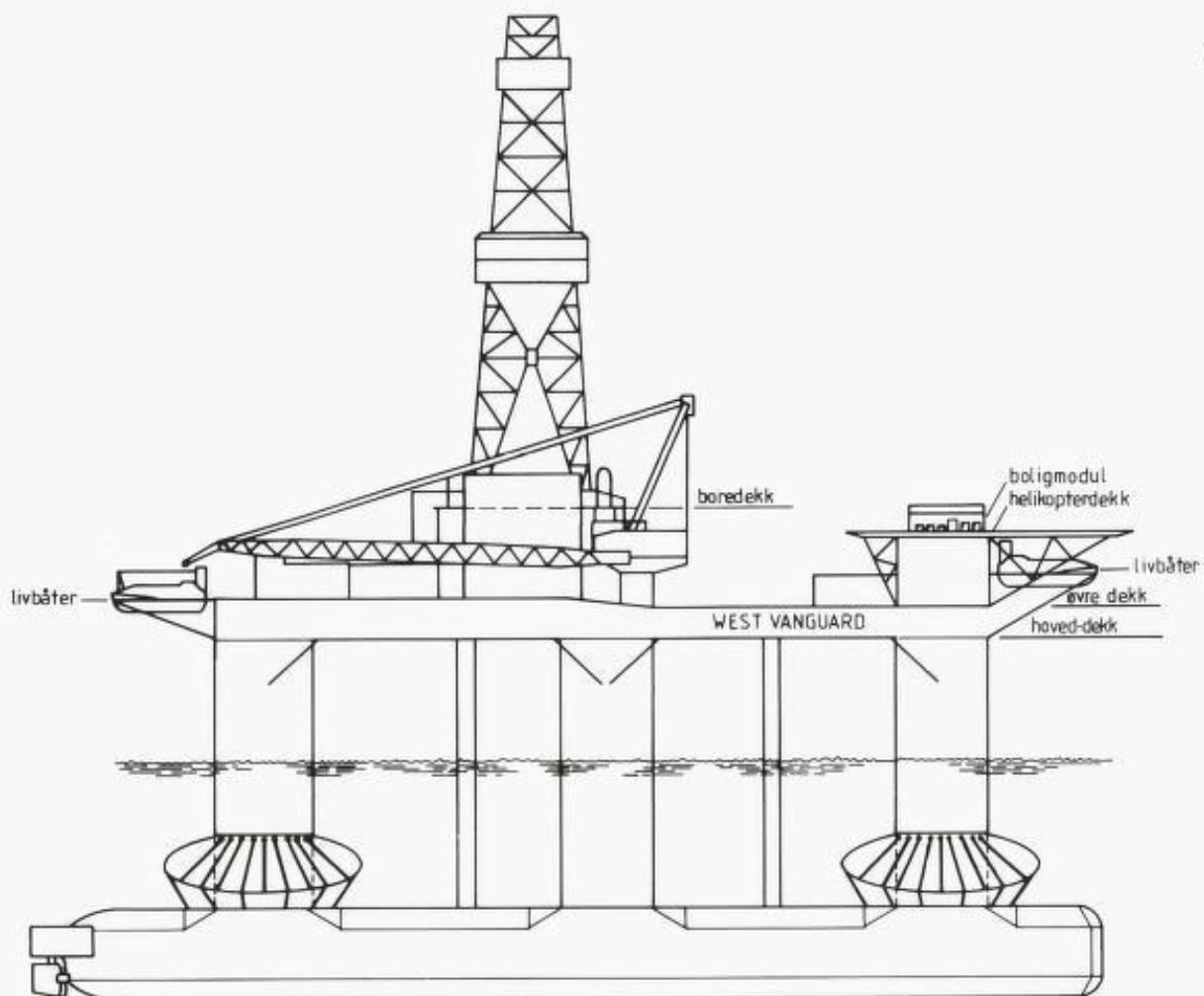
Smedvig eier 2 flyttbare boreplattformer – «West Venture» fra 1973 og «West Vanguard» fra 1982. I juni 1986 blir en tredje plattform, bore/produksjonsplattformen «West Vision», ferdig.

Smedvig driver både på norsk og britisk sokkel, og opererer idag alene eller gjennom datterselskaper 10 rigger, hvorav 5 på faste installasjoner.

Smedviggruppen eier og opererer også skip i gassfart og forsyningskip.

Antall ansatte i Norge er ca. 650.





PLAN OVER HOVED-DEKK

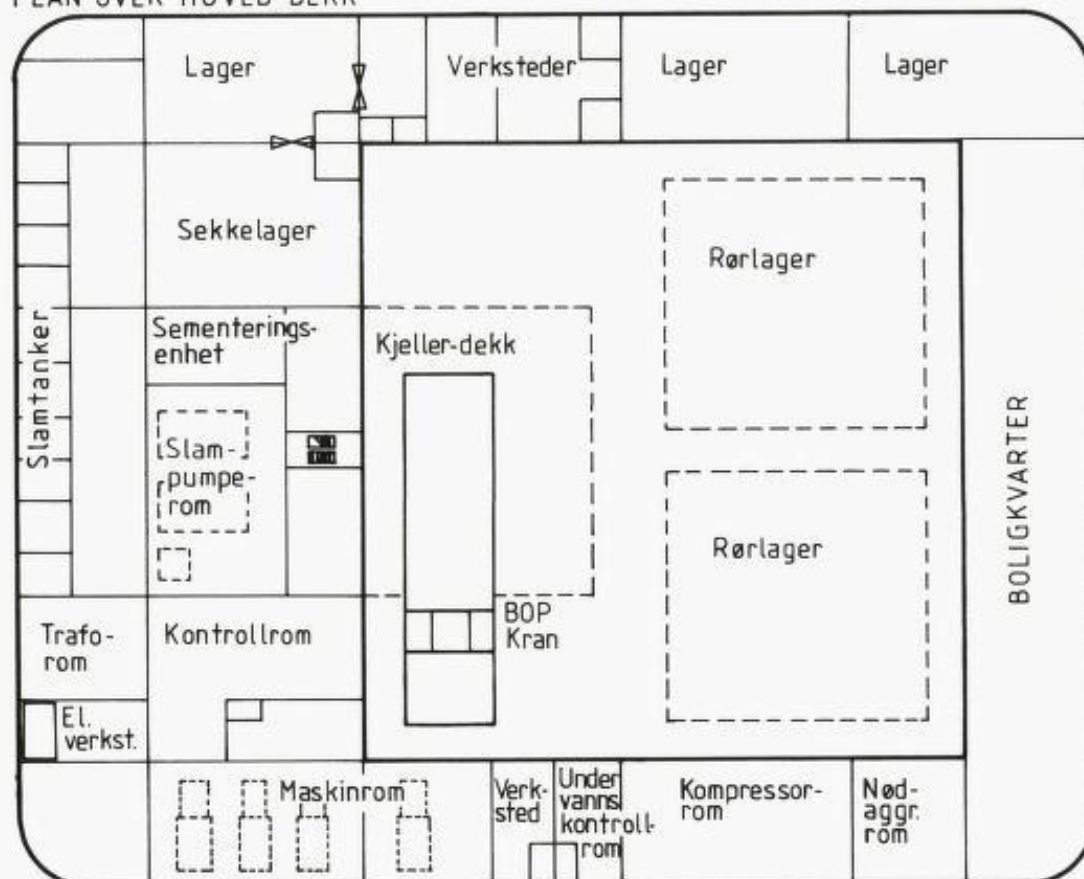


Fig. 2.1. Oversiktstegninger over West Vanguard og over dens hoveddekk.

For borevirksomheten har Smedvig baser både i Dusavik ved Stavanger, i Bergen og i Harstad.

Det var driftskontoret i Harstad som på landsiden var ansvarlig for West Vanguard under boringen på Haltenbanken. Kontoret der er forholdsvis lite med driftssjef og 7-8 ansatte. Driftssjefen sto i daglig kontakt med hovedkontoret og plattformen, også under bortreise.

Operasjonssjefen ved hovedkontoret har en stab der 6-8 personer arbeider med boretekniske saker. Sikkerhetsspørsmål behandles av selskapets sikkerhetssjef.

### 2.3 OPERATØR.

Som operatør ved leteboring er Statoil langt det største selskap på norsk sokkel. Ifølge statistikken forestår selskapet for tiden boringen av omlag 1/3 av samtlige lete- og avgrensningsbrønner på sokkelen. Selskapet har blant annet leiet 5 boreplattformer i langtidskontrakter. Det er operatør for omlag 25 konsesjoner.

Antall ansatte i Statoilkonsernet i Norge er ca. 5.000.

Boringen av brønn 6407/6-2 ble planlagt og ledet av basekontoret i Harstad, der Statoil både har leteavdeling og boreavdeling. Boreavdelingen er ledet av en boreoperasjonsleder som har 10-12 ansatte under seg og leteavdelingen tilsvarende ledet av en letesjef med ca. 40 ansatte under seg. I planleggingen for den aktuelle brønnen var leteavdelingen i Bergen også involvert.

Sentralt hører boringen under undersøkelses- og produksjonsdivisjonen.

Arbeidet var lagt opp slik at det var daglig kontakt og rapportering mellom boreoperasjonslederen i Harstad og Statoils folk ombord på West Vanguard, likeledes mellom Harstadkontoret og operasjonsledelsen sentralt i Stavanger. I stor utstrekning hadde operasjonsledelsen i Harstad fullmakt til å ta avgjørelsene for den daglige drift.

### 2.4 BORESTEDET – BRØNNEN 6407/6-2.

Den brønnen som ble boret ligger nord for Draugenfeltet på Haltenbanken utenfor Trøndelagskysten og har betegnelsen 6407/6-2 Beta.

Beliggenheten er vist foran i fig. 1.

Brønnens posisjon: 64° 42' 30,3" N og 7° 40' 32,1" E.

Avstand inn til kysten: ca. 120 km.

Vanndybde: 221 m.

Planlagt boredybde: 4150 m.

Fremlagt boreprogram og søkt boretillatelse: 9.8.1985.

Boretillatelse utstedt: 24.9.1985.

Start boring: 4.10.1985.

6407/6-2 var den første boring West Vanguard skulle foreta på Haltenbanken.

Statoil hadde tidligere forestått 7 boringer på Haltenbanken. Således var brønn 6407/6-1 Alfa – i en avstand av 12 km – boret i oktober 1984 av plattformen Zapata Ugland.

I alt er boret 30 brønner på Haltenbanken fra 1982.

### 2.5 VÆRFORHOLD den 6.10.1985.

Oppholdsvær.

Sørøstlig bris – ca. 145° /10-15 knop.

Moderat strøm mot sørøst.

Bølgehøyde 1 m.

Rimelig temperatur etter årstiden, ca. 9° C i luften, ca. 9° C i sjøen.

### 2.6 SERVICESELSKAPER M.V.

Følgende serviceselskaper eller underentreprenører hadde folk ombord:

Norsk Petroleum Services A/S (NPS)

– slamlogging

Promud A/S

– slamtjeneste

Exploration Logging Norge A/S (Exlog)

– LUB-logging (MWD)

Schlumberger Inland Services inc.

– formasjonslogging

B. J. Hughes B.V.

– sementering

Scan Dive A/S

– dykking

Geoteam A/S

– navigasjon/posisjonering

SAS Service Partner

– forpleining

Standbybåt var M/S «Black Ice», fra rederi Standby Supply Nor A/S, Harstad.

Forsikringsansvaret for West Vanguard er delt på en rekke selskaper. Christiansand Skibsassuranceforening opptrer på vegne av disse.

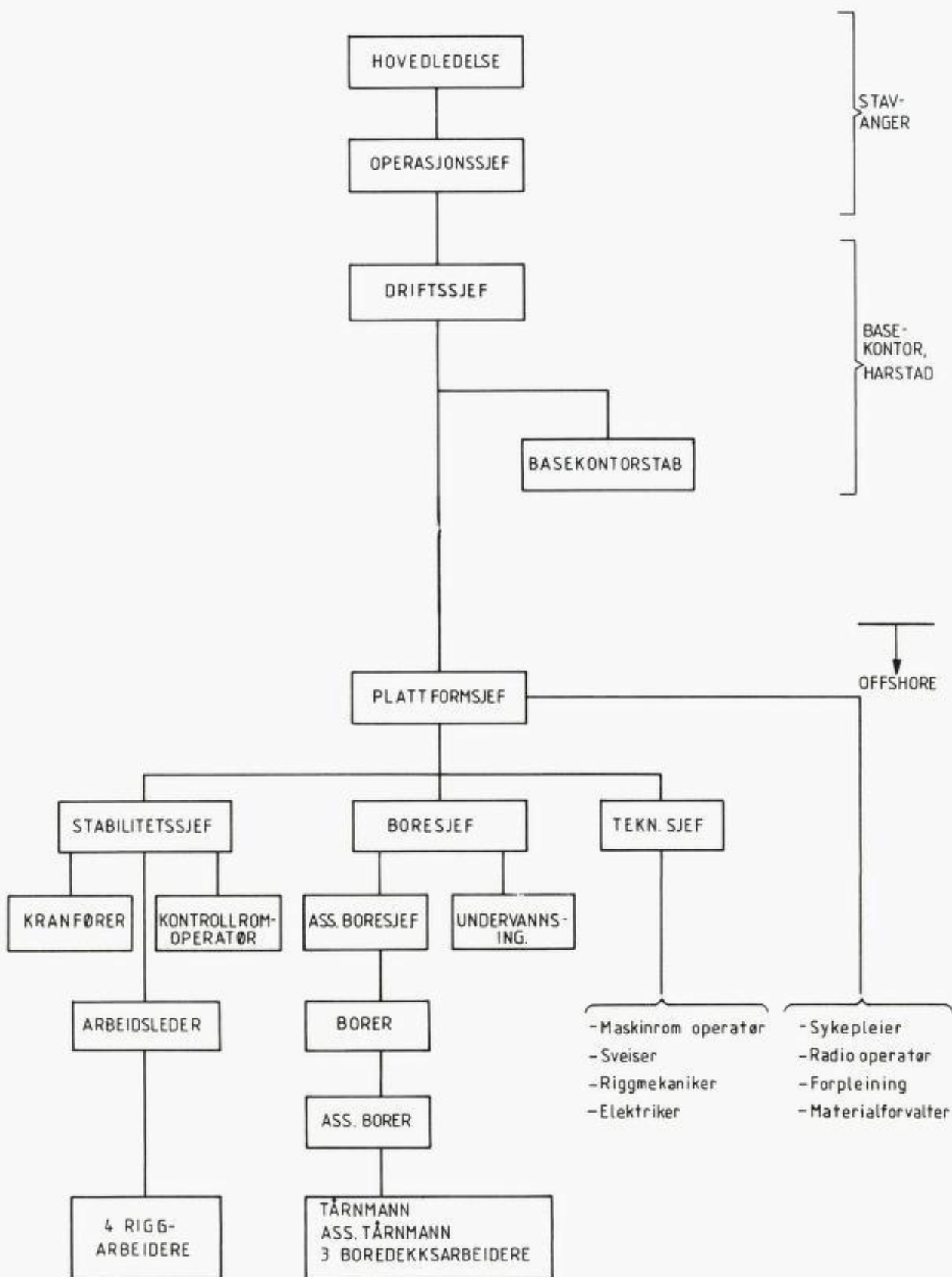


Fig. 2.2. Smedvig Drillings organisasjonsplan i utsnitt.

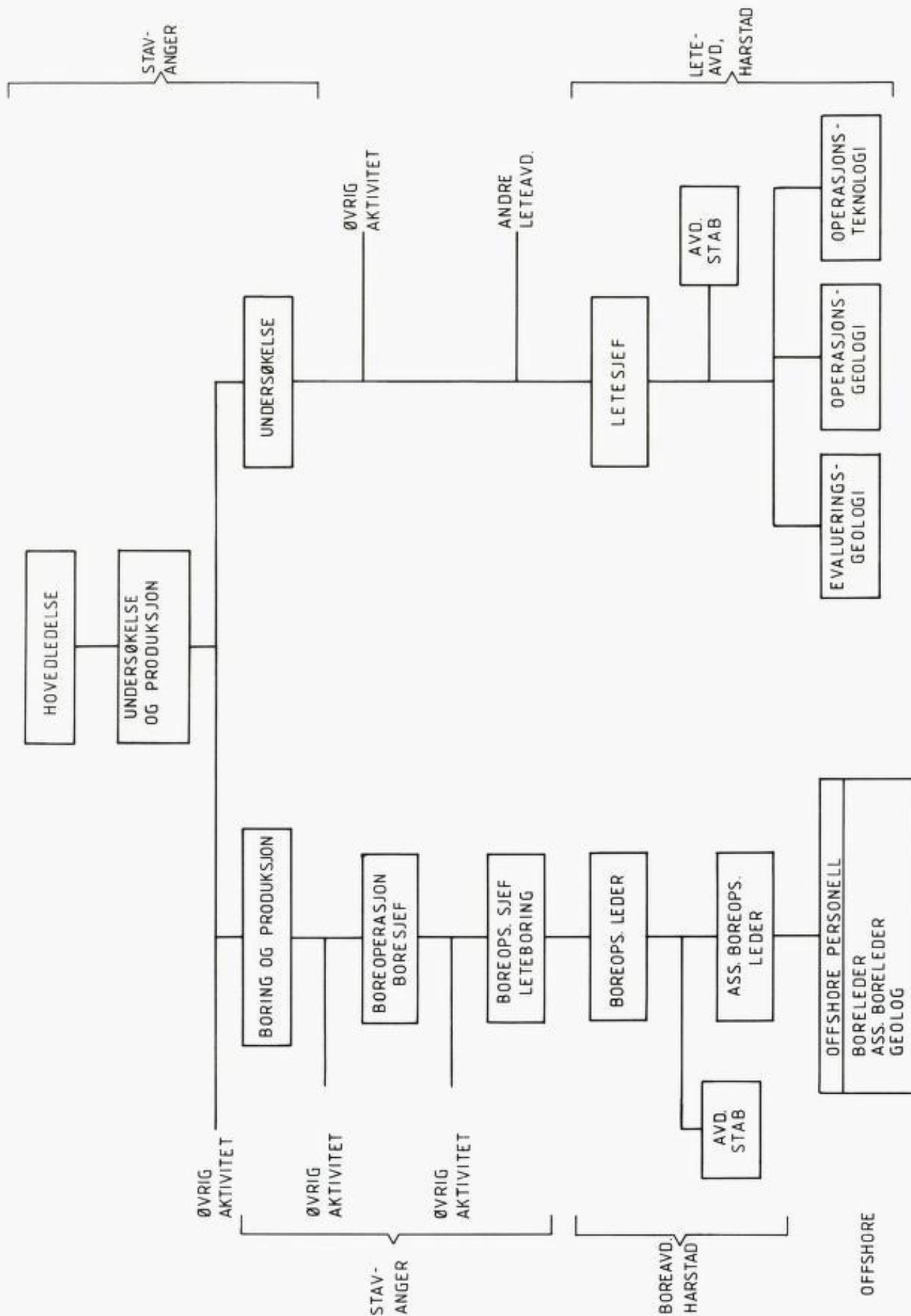


Fig. 2.3. Statoils organisasjonsplan i utsnitt.

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

## 2.7 PERSONELL OMBORD.

	antall:
Smedvig:	48
Statoil:	5
Norsk Petroleum Services A/S:	5
Promud A/S:	2
Exploration Logging Norge A/S:	3
Schlumberger Inland Services INC:	3
B. J. Hughes B.V.:	2
Scan Dive A/S:	4
Geoteam A/S:	1
SAS Service Partner:	7
	<u>80</u>

Av de 80 var 3 kvinner. Det var 10 utenlandske statsborgere (britiske og fra USA).

## 2.8. MYNDIGHETER.

Kontroll- og tilsynsmyndigheter for West Vanguard under den aktuelle operasjon var Oljedirektoratet og Sjøfartsdirektoratet – sistnevnte for så vidt gjaldt de maritime forhold.

I tillegg kommer at Helsedirektoratet er tillagt tilsynsansvar for hygieniske forhold og helse, Statens forurensningstilsyn tilsynsansvar for forurensninger og Justisdepartementet tilsynsansvar for offentlig redningstjeneste. Ytterligere kommer Teledirektoratet, Luftfartsverket, Direktoratet for Sjømenn, Norges Vassdrags- og elektrisitetsvesen, Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern og Statens institutt for strålehygiene inn i bildet.

De myndigheter som har vært involvert i det arbeid og de undersøkelser som har foregått etter ulykken – herunder bergingen av plattformen – har vært Oljedirektoratet, Sjøfartsdirektoratet og politimesteren i Nordmøre.

## KAPITTEL 3

## Lover og regelverk.

For borevirksomheten på kontinentalsokkelen foreligger et komplisert og meget omfattende regelverk med direkte betydning for sikkerheten. Regelverket har vært og er under stadig endring. Så sent som 1. juli 1985 ble iverksatt vesentlige endringer i sikkerhetslovgivningen.

En flyttbar boreplattform som West Vanguard omfattes av sjødyktighetsloven av 9.6.1903, slik at deler av sjøfartslovgivningen her kommer inn ved siden av sokkelovgivningen.

Kommisjonen ser behov for å nevne de deler av regelverket som særlig er aktuelt når det gjelder sikkerhetsspørsmålene ved ulykken den 6.10.1985 og grunn-gass-utblåsninger:

## 3.1 GENERELLE BESTEMMELSER.

Den nye *petroleumsloven* av 22.3.1985 ble satt i kraft den 1.7.1985. Loven har i § 45 flg. bestemmelser om sikkerheten ved petroleumsvirksomhet og om ansvaret for sikkerheten. Loven har ikke detaljbestemmelser om sikkerhetskrav, men gir Kongen fullmakt til å fastsette forskrifter. Det er rettighetshaveren og gjennom ham den operatør som har den daglige ledelse av virksomheten som har hovedansvaret for at regelverket følges og for å ivareta hensynet til sikkerheten for personell, innretning og miljø. I loven er bestemt at forskrifter gitt i medhold av loven av 1963 fortsatt gjelder med mindre annet blir bestemt. Blant de forskrifter som ble opphevet er de tidligere sikkerhetsforskrifter av 3.10.1975 og 9.7.1976.

*Forskrift av 14.6.1985 til petroleumsloven* – inneholder utfyllende bestemmelser av alminnelig og formell art, så som om undersøkelser og utvinningstillatelser, avgifter, saksbehandling, rapporteringsplikt. (Kgl. res.)

*Forskrift av 28.6.1985 om sikkerhet m.v. til den nye petroleumsloven* – setter generelle krav til sikkerhetsnivået, plikt til internkontroll, krav til dokumentasjon for at sikkerhetsregler er oppfylt m.v. Forskriften legger opp til en overgang til funksjonskrav istedetfor de-

taljkraft. Etter forskriftens § 9 må det innhentes samtykke til å drive leteboring. Dette er et hovedsamtykke som omfatter bruk av vedkommende boreinnretning, samt de operasjonelle og beredskapsmessige forhold knyttet til virksomheten. Kommunal- og arbeidsdepartementet er gitt ansvaret for vurderingen av sikkerheten, til å treffe enkeltvedtak og også å utferdige nødvendige forskrifter. Departementet eller den etat som bemyndiges er tilsynsmyndighet. (Kgl. res.)

*Ifølge forskrift av 28.6.1985 om ordningen med tilsynet med sikkerheten – har Oljedirektoratet fått delegert tilsynet og det overordnede kontrollansvar. I utøvelsen av tilsynet skal det samarbeides med Sjøfartsdirektoratet, Direktoratet for brann og eksplosjonsvern og en rekke tilsynsmyndigheter. Tilsynet med flyttbare plattformer så langt dette skal skje ut fra regelverk med hjemmel i sjøfartslovgivningen ligger fortsatt hos Sjøfartsdirektoratet. Det kreves maritime sertifikater, og Sjøfartsdirektoratets kontrollordning gjelder blant annet bemanningen, kvalifikasjonskrav for besetningen (også borepersonellet) og plattformenes innretning og utstyr. (Kgl. res.)*

*Forskrift av 28.6.1985 om rettighetshavers internkontroll* – pålegger rettighetshaver å etablere et internkontrollsystem for å sikre at lover som har anvendelse i petroleumsvirksomheten og bestemmelser gitt i medhold av lover blir fulgt, ikke bare i egen organisasjon, men også hos leide boreselskaper og kontraktører. Det stilles krav til rettighetshaver om å dokumentere et formalisert internt kontrollsystem for å iaktta at regelverket blir fulgt og virksomheten planlagt, organisert og utført på forsvarlig måte. Det kreves interne sikkerhetsopplegg, beredskapsplaner, regler for ansvarsstyring m.v. I forbindelse med søknad om samtykke til leteboring skal Oljedirektoratet sendes en beskrivelse av rettighetshaverens internkontrollsystem. Myndighetenes tilsyn med sikkerheten utføres i hovedsak ved å vurdere det enkelte selskaps system for internkontroll. Forskriften av 28.6.1985 avløser tidligere forskrift av 15.5.1981. (Kgl. res.)

*Forskrift av 28.6.1985 om reders internkontrollplikt for flyttbare innretninger* – etablerer et tilsvarende kontrollsystem for så vidt gjelder å følge regelverket og oppfylle krav og pålegg som er gitt i medhold av sjøfartslovgivningen. Forskriften om internkontrollplikt for redere er ny og rederiene var gitt frist til 1.1.1986 med å sende Sjøfartsdirektoratet beskrivelse av sitt kontrollsystem. (Sjøfartsdirektoratet).

### 3.2. KONSTRUKSJON, UTSTYR, BORING.

I forskrifts form foreligger konkrete og utførlige bestemmelser om boreplattformers konstruksjon, styrke, stabilitet, innredning, installasjoner, boreutstyr og boreprosedyrer m.v. De viktigste forskriftene i relasjon til den aktuelle sak er:

*Forskrift av 10.9.1973 for flyttbare boreplattformer med innretning og utstyr* – inneholder spesifiserte krav til blant annet stabilitet, brannsikring, redningsutstyr, og alarm- og interkommunikasjonssystemer. (Sjøfartsdirektoratet).

*Forskrift av 5.5.1975 om bygging og drift av flyttbare boreplattformer* – inneholder regler om anmeldelse av nybygg, besiktigelse, sertifikater fra Sjøfartsdirektoratet m.v., samt generelle påbud om at plattformen skal drives overensstemmende med det regelverk som til enhver tid gjelder. (Sjøfartsdirektoratet).

*Forskrift av 23.9.1981 for boring* – setter detaljerte krav til boreutstyr, til standarder og materialer, til jevnlig testing av sikringsinnretninger, til istandbringelse av operasjonsmanualer og beredskapsplaner, til bruk av hjelpefartøyer, til innholdet av boreprogrammet, og i det hele utførlige krav til gjennomføringen av en boreoperasjon. I § 4 står bestemmelsen om at boring ikke må påbegynnes før det foreligger boretillatelse for vedkommende brønn fra Oljedirektoratet. (Oljedirektoratet).

Det er aktuelt å vise til at det i boreforskriftens pkt. 2.6. finnes bestemmelser om sikringsventiler og avledningssystemer. Det kreves avledningssystemer som er bestemt slik:

«pkt. 2.6.1.1: Avledningssystem med element som sikrer stengning med borestrengen i hullet. Videre 2 avledningsrør hver på minst 305 mm diameter. Rørene skal fortrinnsvis føres ut på motsatte sider av plattformen.»  
og

«pkt. 2.6.2. Avledningssystemets styringsopplegg.

Avledningssystemet skal være utstyrt med kontroll som kan opereres manuelt fra et sted nær boreplassen og skal være plassert lett tilgjengelig for den som utfører boringen. Styringsopplegget skal være utstyrt med forrigling slik at ventil i det avledningsrør som fører ut på le side åpnes før elementet i avledningssystemet lukker rundt boreutstyret.»

Videre nevnes at det i pkt. 2.10.2.5. og 2.10.2.9. er oppgitt de standarder som aksepteres for sikringsventiler og marin returledning.

I pkt. 4.2.2. er angitt hva et boreprogram for en konkret boring skal angi. Av særlig interesse er at det stilles krav om:

«pkt. 4.2.2.10: program for anvendelse av boreveske.

pkt. 4.2.2.16.1: en vurdering av mulige grunne gasslommer i det aktuelle borehull basert på seismiske data og erfaringer fra nærliggende borehull.

pkt. 4.2.2.17.1: en oppsummering av antatte boretekniske problemer som kan oppstå i forbindelse med boring av hullet samt planlagte forholdsregler i denne forbindelse.»

I pkt. 4.5. om gjennomføring av boreoperasjoner stiller forskriften krav om marin returledning slik:

«pkt. 4.5.2.1: Åpningsrør skal settes til en slik dybde under havbunnen at løs masse stabiliseres og stabilt hull sikres under innledende boreoperasjon. Åpningsrøret skal sementeres i sin fulle lengde. Før boring ut av åpningsrør, skal det være installert en marin returledning og et avledningssystem. For oppjekkable boreplattformer betraktes åpningsrøret som marin returledning.»

I pkt. 1.4 er en generell bestemmelse om at Oljedirektoratet kan tillate fravik av forskriften dersom spesielle grunner gjør dette nødvendig eller rimelig.

*Forskrift av 23.9.1981 for boretekniske installasjoner og utstyr på flyttbare boreplattformer* – fastslår at gjeldende forskrifter for boreutstyr og boring, jfr. den foregående forskrift, kommer til anvendelse på slike innretninger. (Oljedirektoratet).

*Forskrift av 3.2.1982 om redningsutstyr m.v. på borefartøy og andre flyttbare innretninger* – setter utførlige krav til redningsmidlene, deres kvalitet og kapasitet. (Sjøfartsdirektoratet).

### 3.3. ARBEIDSTID – ARBEIDERVERN.

Arbeidsmiljøloven gjelder ikke for mønstret personell på flyttbar boreplattform. Deres arbeidsmiljø dekkes av sjøfarts- og sjømannslovgivningen med tilhørende forskrifter.

*Forskrift av 19.8.1977 om arbeidstiden på norske boreplattformer og andre flyttbare innretninger* – gir blant annet adgang til skiftplaner hvoretter den alminnelige arbeidstid kan være inntil 12 t i døgnet, dog ikke over 42 t i gjennomsnitt i uken over en periode på høyst 12 uker og ikke over 36 t i gjennomsnitt i uken over en periode på høyst 1 år. (Kgl. res.)

*Forskrift av 31.1.1978 om anordninger på og under dekk og for vernetiltak på borefartøyer* – stiller en rekke krav for sikring av arbeidsplassene, om adkomstveger, rekkverk, skjerming av maskiner, ventilasjon, lys, personlig verneutstyr o.s.v. (Sjøfartsdirektoratet).

### 3.4. BEMANNING, KVALIFIKASJONER, SERTIFIKATER FOR PERSONELL.

*Forskrift av 11.12.1981 om sertifikat for personell til borefartøy* – stiller krav om at følgende mønstret personell er sertifikatpliktig: plattformsjef, kontrollromsoperatør, stabilitetssjef, maskinromsoperatør, teknisk assistent, teknisk sjef, borer, boresjef, kranfører. Forskriften har regler om de kvalifikasjoner som kreves, både til teoretisk og praktisk opplæring. Det foreligger også en egen forskrift om kvalifikasjonskrav (forskrift av 23.3.1982, se nedenfor). Sertifikatenes gyldighetstid er 5 år. De utstedes av Sjøfartsdirektoratet, som bruker Oljedirektoratet som rådgiver når det gjelder borer- og boresjefs sertifikater. (Kgl. res.)

*Forskrift av 23.3.1982 om kvalifikasjonskrav for besetning på norske borefartøy* – inneholder detaljerte regler om de krav til opplæring og praksis som blant annet stilles til borepersonellet – herunder også til boredekksmann, tårnmann, ass. borer og undervannsutstyrsingeniør. (Sjøfartsdirektoratet).

*Forskrift av 23.3.1982 om bemanning av norske borefartøy* – har regler om bemanningens størrelse og sammensetning og om ansvarsforhold, også mellom de enkelte kategorier borepersonell. (Sjøfartsdirektoratet).

*Forskrift av 22.2.1983 om kvalifikasjoner for borepersonell* – får anvendelse på personell som ikke dekkes av tilsvarende forskrift gitt i

medhold av sjøfartslovgivningen (jfr. forskriften av 23.3.1982 ovenfor). Forskriften vil gjelde for ikke mønstret personell så som rettighets-haverens eller operatørselskapets boreleder og ass. boreleder. Det gjelder ikke sertifikatplikt for disse, men i forskriftens § 9 stilles krav som innebærer at de hvert år skal gjennomgå eksaminasjon og sertifiseringsprøve i trykkkontroll ved anerkjent opplæringsinstitusjon. Forskriften har stillingsbeskrivelse og kompetansekrav som vil gjelde for operatørs boreledere.

I *veiledning* til forskriften, utgitt 22.2.1983, er opplyst innhold og varighet av kurs for borepersonell. Kravene her og Sjøfartsdirektoratets opplæringskrav er harmonisert. I veiledningen er detaljert nevnt de kunnskaper og praktiske prosedyrer som skal prøves ved de årlige trykkkontrollprøver. (Oljedirektoratet).

### 3.5. SELSKAPENES REGELVERK.

Både operatør og boreselskapet er pliktige til å istandbringe håndbøker og manualer som gjelder sikkerhet og beredskap, kvalitetssikring, boreoperasjoner, prosedyrer for brønnkontroll, nødprosedyrer ved tapt brønnkontroll m.v. Håndbøker og manualer fremlegges for kontrollorganene – som vesentlig er Sjøfartsdirektoratet eller Oljedirektoratet – og i en viss utstrekning er også fastsatt i forskrifter at vedkommende direktorats godkjenning kreves. Dette gjelder f.eks. beredskapsplaner for nødsituasjoner som setter besetning eller boreplattform i fare. Granskningskommisjonen har fått fremlagt av Statoil og Smedvig de deler av selskapenes regelverk som den har ansett av betydning for sine vurderinger. Den viktigste av denne dokumentasjon med tanke på ulykken er:

1. Statoils brønnprogram for brønn 6407/6-2.
2. Statoils beredskapsplan for leteboring.
3. Statoils sikkerhetshåndbok, del 6: Beredskap.
4. Statoils kvalitetssikringshåndbok for boring.
5. Statoils «Floating Drilling BOP Manual».
6. Statoils «Floating Drilling Operation Manual».
7. Smedvigs beredskapsplan for West Vanguard.
8. Smedvigs West Vanguard Operation Manual, delene 0-1-2-3.



## KAPITTEL 4

**Kvalifikasjoner hos personellet**

(Bare personell som har størst interesse i forbindelse med ulykken.)

Person	Arbeidsgiver	Utdanning	Praksis
<b>OMBORD PÅ WEST VANGUARD:</b>			
Boreleder, 39 år	Statoil	Borekurs I og II Stavanger maskinistskole 1973 og i Holland 1975. 1 år boresjefutdanning Rogaland Distriktshøyskole 1979, kurs III. Diverse kurs. Siste BOP-kurs august 1985.	Offshore siden 1967 – som tårnmann, borer, ass. boresjef 1977, boresjef 1979, basesjef, ansatt i Statoil (fra mai 1985) som boreleder. Gjeldende boresjefsertifikat utstedt 29.6.83.
Ass. boreleder, (senior rådgiver) 44 år, amerikansk statsborger	Statoil. (utlånt fra Triton)	High School, en lang rekke borekurs i USA og Holland, BOP-kurs i Louisiana juni 1985.	Arbeidet i oljeboring siden 1959, borer 1959–67, boreleder og rådgiver fra 1967 offshore og onshore (USA, Egypt, Vest-Afrika, Sør-Amerika, Norge), fra 1980 senior rådgiver i Triton Engineering med arbeidssted Midtøsten 1980–81 og i Norge (Statoil) fra 1981.
Borehullsgeolog, 30 år	Statoil	Realfag Oslo Universitet, cand. scient. sedimentologi 1984.	Borehullsgeolog fra august 1983, ansatt i Statoil 23.9.1985.
Plattform-sjef, 40 år	Smedvig	Styrmannseksamen 1966, skipsførereksamen 1977, plattform-sjefkurs 1981, diverse kurs.	2. og 1. styrmann 1966–76, kontrollromsoperatør 1977 og gått gradene til plattform-sjef. Ansatt i Smedvig 1982, vært på West Vanguard siden den var ny høsten 1982 og hatt stillingen som dens plattform-sjef siden mai 1984.
Boresjef, 42 år	Smedvig	Borekurs I og II Stavanger maskinistskole 1973 og 1975, 1 år boresjefutdanning Rogaland DH 1981. Diverse kurser. Siste BOP-kurs november 1984.	Offshore siden 1970 – som boredekksmann, tårnmann, ass. borer 1974, borer 1975, ass. boresjef 1978, boresjef fra mars 1982. Vært boresjef på West Vanguard siden den var ny høsten 1982. Ansatt i Smedvig fra 1973 med 1/2 års avbrudd i 1982. Gjeldende boresjefsertifikat utstedt 20.9.1982.
Stabilitets-sjef, 48 år	Smedvig	Styrmannsutdanning 1953. 1/2 års stabilitetssjefkurs 1983.	Styrmann 1953–82 (på supplybåt hos Smedvig 1977–82), kontrollromsoperatør på Smedvigs West Venture fra 1982, kom på West Vanguard som vikar 1 uke før ulykken.

Person	Arbeidsgiver	Utdanning	Praksis
Teknisk sjef 52 år	Smedvig	Maskinsjefeksamen 1966, teknisk sjef kurs 1982 (15 uker), diverse kurs.	Maskinsjef i sjøfart til 1975, teknisk sjef på plattformer fra 1975, ansatt i Smedvig 1982 og vært teknisk sjef på West Vanguard siden den var ny høsten 1982.
Ass. boresjef, 26 år	Smedvig	Borekurs I, II og III h.h.v. 1979, 1980 og 1984. Siste BOP-kurs september 1985.	Offshore siden 1978 som boredekksmann, tårnmann, ass. borer fra 1980, borer fra 1982, ansatt hos Smedvig fra august 1985 som ass. boresjef. Gjeldende boresjefsattest utstedt 20.8.1985.
Borer, 33 år	Smedvig	Borekurs I og II (1981). Siste BOP-kurs november 1984.	Offshore siden 1978 som boredekksmann, tårnmann, ass. borer fra 1982, midlertidig borer fra august 1985. Ansatt i Smedvig fra 1980, vært på West Vanguard siden plattformen var ny høsten 1982. Gjeldende borerattest utstedt 12.8.1983.
Ass. borer, 32 år	Smedvig	Boredekksmannkurs, tårnmannkurs, borekurs II 1984.	Offshore siden 1980 som hjelpearbeider, boredekksmann, tårnmann. Midlertidig ass. borer fra 20.8.1985. Ansatt hos Smedvig siden 1980, på West Vanguard siden januar 1983.
Tårnmann, 28 år	Smedvig	1-årig kurs i oljeproduksjonsteknikk 1976, 2-årig boreteknisk linje ved Stavanger maskinist-skole 1982. Kranførerkurs.	Offshore siden 1978 som kranfører, boredekksmann og tårnmann. Nåværende stilling siden mars 1984. Hele tiden ansatt hos Smedvig, på West Vanguard siden plattformen var ny.
Ass. tårnmann, 24 år	Smedvig	Boredekksmannkurs, tårnmannkurs.	Offshore siden 1978 som hjelpearbeider, boredekksmann og ass. tårnmann siden mars 1984. Ansatt hos Smedvig siden 1981, på West Vanguard siden plattformen var ny.
Boredekksmann, 28 år	Smedvig	Boredekksmannkurs, tårnmannkurs, også andre kurs.	Offshore siden 1981 som hjelpearbeider og boredekksmann (1982). Hele tiden ansatt hos Smedvig, på West Vanguard fra desember 1982. Verneombud.
Boredekksmann, 27 år	Smedvig	Sveiseutdanning, kystskipperkurs, boredekksmannkurs, tårnmannkurs, også andre kurs.	Offshore siden 1982 som hjelpearbeider og boredekksmann (1984). Hele tiden på West Vanguard.
Boredekksmann, 26 år	Smedvig	Artium 1977, studert Rogaland DH.	Hjelpearbeider West Vanguard fra 1982 og boredekksmann fra 1984.

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

Person	Arbeidsgiver	Utdanning	Praksis
Undervannsutstyrsingeniør, 44 år	Smedvig	Kurs ved PTI og STI 1980–82, og en rekke spesialkurs.	Ca. 20 års praksis offshore som motormann, teknisk ass. m.v. Ansatt i Smedvig fra 1973, vært på West Vanguard siden den var ny høsten 1982, nåværende stilling siden mai 1984.
Undervannsutstyrsingeniør, 40 år	Smedvig	Maskinisteksamen 1978, hydraulikkurs 1985, diverse kurs.	I sjøfart fra 1966, på Smedvigs supplybåt som 1. maskinist fra 1977, vært på West Vanguard siden den var ny høsten 1982 som teknisk ass. og undervannsutstyrsingeniør under opplæring og fra august 1985 i nåværende stilling.
Kontrollromsoperatør, 48 år	Smedvig	Maskinistskole 1958, diverse kurs for offshorevirksomhet.	Utenriks sjøfart 1953–70, platearbeider 1971–77, maskinromsoperatør og kontrollromsoperatør siden 1977, ansatt i Smedvig i 1982 og kontrollromsoperatør på West Vanguard siden den var ny høsten 1982.
Kontrollromsoperatør, 38 år	Smedvig	Styrmannsutdannelse 1976, diverse kurs for offshorevirksomhet.	Utenriks sjøfart til 1976, kontrollromsoperatør fra 1976, ansatt i Smedvig i 1982 og vært på West Vanguard siden den var ny høsten 1982.
Boreslamsingeniør, 38 år	Promud A/S	Artium, maskinlinjen ved ingeniørhøgskole, diverse kurs.	Offshore siden 1977 som hjelpearbeider og boredekksarbeider. Begynte i 1981 opplæring som boreslamingeniør hos Promud. Tidligere vært 2 år ombord i West Vanguard, så på 4–5 andre rigger, og kom ombord igjen på denne turen.
Boreingeniør (ADT), 30 år, britisk statsborger	Norsk Petroleum Services A/S	Utdannet ved universitetet i Oxford (fysikk 3 år)	Arbeidet i oljeboring siden 1978 i Nigeria og Norge. Ansatt i NPS i 1981, arbeidet på West Vanguard siden den var ny høsten 1982.
<b>PÅ LAND:</b> Boreoperasjonsleder, 42 år	Statoil	Studert realfag Bergen i 2 år, boredekksmannkurs 1973, petroleumslinjen ved Rogaland DH 1975–78.	Arbeidet i bransjen siden 1973, først på landbase, så boredekksmann og tårnmann, ansatt i Statoil som petro.-ing. i 1978, ass. boreleder og boreleder på plattform 1979–82, ass. boreoperasjonsleder Stavanger, Bergen og Harstad 1983 og boreoperasjonsleder Harstad 1984.

Person	Arbeidsgiver	Utdanning	Praksis
Boreoperasjonsingeniør, 28 år	Statoil	Petroleumslinjen ved Rogaland DH 1977-80.	Arbeidet offshore som roughneck i ferier 1977-80. Ansatt i Statoil som ingeniør i 1980. Boreoperasjonsingeniør i Stavanger fra 1982, i Harstad fra 1983.
Operasjonsgeolog, 26 år, britisk statsborger	Statoil	Geologutdanning fra universitetet i Manchester (B. Science) 1980.	Arbeidet offshore siden 1980, først som mudlogger i britisk selskap, ansatt i Statoil som borehullsgeolog i 1981, fra juni 1984 som operasjonsgeolog ved Let. Bergen.
Driftssjef, 39 år	Smedvig	Maskinistutdanning, maskingeniør fra Gøteborg 1968, borekurs ved Stavanger maskinistiskole 1977, diverse kurs i Norge, USA, England og Skottland.	I offshorevirksomhet siden 1969, også arbeidet som roughneck og tårnmann, deretter deltatt i oppfølging av plattformbygging bl.a. i USA, ansatt i Statoil 1977-80 som ass. boreleder og boreleder på plattform. 1980-83 borer, og boreleder og operasjonsleder i andre selskaper, fra mars 1983 ansatt i Smedvig og driftssjef for West Vanguard med base Harstad. Gjeldende boresjefsattest utstedt 12.10.1982.

## KAPITTEL 5

**Hendelsesforløpet og skadebeskrivelse.****5.1. HENDELSESFORLØPET.**

Kommisjonen har her foretatt sammenstilling av de forklaringer som er avgitt til kommisjonen, politiforklaringer, loggutskrifter, fotografier og videoopptak, sin observasjon av skader m.v.

Det er å merke at forklaringene fra dem som var ombord ikke alltid er fullt overensstemmende når det gjelder hendelsene og tidsforløpet etter at situasjonen ble kritisk. Dette har naturlige årsaker.

Ytterligere opplysninger om selve boringens forløp vil man finne under pkt. 7.1.1. nedenfor.

I korte trekk gir kommisjonen slik beskrivelse av hendelsesforløpet:

West Vanguard ankom borestedet *torsdag 3.10.1985 kl. 18.30* fra Tromsøflaket.

Plattformen var ferdig oppankret *fredag 4.10.1985 kl. 11.45*. Ankringen gikk etter planen, dog med en ubetydelig justering p.g.a. et flyvrak og fornyet setting av anker nr. 2 etter strekkprøve. Ankerkjettinglengder (utlagt) ca. 1.500 m.

Forut for borestart ble mulighetene av å treffe på grunn gass og de prosedyrer som skulle følges i en kritisk situasjon drøftet med borepersonellet.

Borestart *kl. 13.30* på 221 m vandyp med 17 1/2" borekrone (uten stigerør). Boring i henhold til boreprogrammet. Ingen særlige problemer. 17 1/2" pilothull boret til 323 m (målt fra riggen), deretter utvidet dette til 36" og satt 30" foringsrør ned til 318 m og foretatt sementering.

Gjort klart for videre boring med stigerør. Testet brønnehodekopling og gassavledningssystem og kontrollert dets ventiler.

*Søndag 6.10.1985 kl. 12* livbåtøvelse og brannøvelse.

*Kl. 1200* gikk nytt boremannskap på vakt. Det skulle stå til *kl. 24.00*. Dette var det ordinært oppsatte boremannskapet med ass. boresjef, borer, 1 boreassistent, 2 tårnmenn og 3 boredekksmenn.

Fra *kl. 1300* videre boring av 12 1/4" pilothull. Ingen særlige problemer. Boring i bløt leire med innslag av silt og sand.

Boringen passerte 400 m *kl. 17.00*.

Statoils senior boreleder gikk av vakt *kl. 1800*, ass. boreleder (senior rådgiver) overtok.

Boringen passerte 475 m *kl. 19.30*.

Boring og rørskjøting uten særlige problemer – de siste rørskjøtinger *kl. 20.10* (486 m), *kl. 20.30* (496 m) og *kl. 20.50* (505 m).

*Kl. 20.58* ved dyp 506 m økte borehastigheten drastisk (drillbreak). Man antok at det var boret inn i et sandlag. Boringen ble stanset og brønnen ble sirkulert i ca. 35-40 min. Gasstopp målt til 92 enheter *kl. 21.35*. Statoils ass. boreleder på vakt kom på boredekk straks etter drill-break. Både Statoils senior boreleder og Smedvigs boresjef – som begge var oppe, enten på sine kontorer i boligkvarteret eller på boredekk – var orientert om at man hadde drill-break. Også de bedømte situasjonen stabil, og gikk senere til ro.

Etter bestemmelse av Statoils ass. boreleder fortsatte boringen *kl. 21.37*.

Nytt rørskiift på 514 m *kl. 21.48*.

Fra *kl. 22.09* økte gassmålingen igjen raskt og gikk *kl. 22.18* ved 516 m opp i en topp på 550 enheter. Boringen var da stanset og boreslammet ble sirkulert til bunnen opp. Gassmålingen kom i løpet av ca. 1/2 times sirkulasjon ned til ca. 80 enheter. Brønnen ble imidlertid også nå vurdert stabil – blant annet med henvisning til at gasslesningen gikk ned.

Ved den høye gassmålingen var sendt varsel om gassfare og blant annet trådte sveiseforbud i kraft.

Boringen ble fortsatt *kl. 22.41*. Statoils ass. boreleder tok avgjørelsen. Han gikk deretter for å spise.

Boringen ble stanset igjen *kl. 22.52* ved 523 m for rørskiift.

Ved sammenkobling av rør litt før *kl. 23.00* fikk man kraftig returstrøm av slam og gass. I sikterommet ble strømmingen snart så voldsom at det var umulig å oppholde seg der.

Smedvigs ass. boresjef koblet inn gassavledningssystemet, d.v.s. åpnet for at slamretur og gass skulle følge avledningssystemet til le side og ikke komme til sikterom. Samtidig ble pumping med tungt slam igangsatt og beskjedd gitt om deretter å kjøre på full pumpeeffekt med resten av ordinært slam og deretter med sjøvann. Man observerte for noen sekunder at støyen fra gasstrømmen avtok. I kontrollrom-

met var gassalarm gått på, både med lys- og lydsignal. Operatør varslet om gassalarm over intercomanlegget og stengte luftinntak.

Plattformsjef, Statoils boreleder og Smedvigs boresjef ble purret ca. kl. 23.00.

Det ble straks gitt ordre over alle høytalere på plattformen om å gå til livbåter nr. 1 og 2 (livbåtene på forsiden av boligkvarteret). Etter ordre slo telegrafisten alarm til standbyskipet – som lå på bare 100 m avstand – og ba den gå på lo side. Allerede noen minutter på forhånd hadde skipsføreren der både hørt og sett at utblåsningen var i gang. Alarm ble videre slått til Hovedredningssentralen om at man hadde ukontrollert utblåsning og at plattformen ville bli evakuert. Ørland radio og Hovedredningssentralen har loggført meldingen kl. 23.10.

Utblåsningen økte raskt i intensitet. Støyen var så sterk at det utenfor boligseksjonen ikke var mulig å kommunisere hverken direkte, ved telefon eller VHF. Støynivået er sammenliknet med støy fra flere jetmotorer. Ut fra enden av styrbord gassavledningsrør sto en stråle av gass, slam og sand på 30-40 m.

I kjellerdekkområdet var det sprut av gass,

slam og sand. Spruten ble rapportert delvis å komme opp fra teleskopleddet, men kom antakelig mest fra bendene i gassavledningsrørene som det i løpet av få minutter ble slipt hull i.

Smedvigs ass. boresjef fikk hjelp av undervannsutstyrsingeniørene til å øke trykket på pakningene på teleskopleddet og mente å observere at spruten derfra avtok, men bare for en stund.

Etter å ha tatt på seg pustemaske, gikk ass. boresjef ut på kjellerdekk for å være klar til å utløse brønnehodekoplingen. Det kunne bare gjøres med en hendel, på trommelen for styreledningen til brønnehodekoplingen. Det var nå vanskelig å oppholde seg på kjellerdekk, også på grunn av dårlig sikt og støv og sprut fra de allerede oppståtte og økende lekkasjer og skader på rørsystemene. Det er for øvrig fremkommet at hendelen – til noen forundring – var sikret mot utilsiktet utløsning ved en taustump. Fra mannskapet er det fremholdt at de hadde kniver til å kutte tauet med og det er forsikret at tauet ikke forsinker frigjøringen av brønnehodekoplingen og dermed stigerøret.



Styrbord side av boretårn.

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

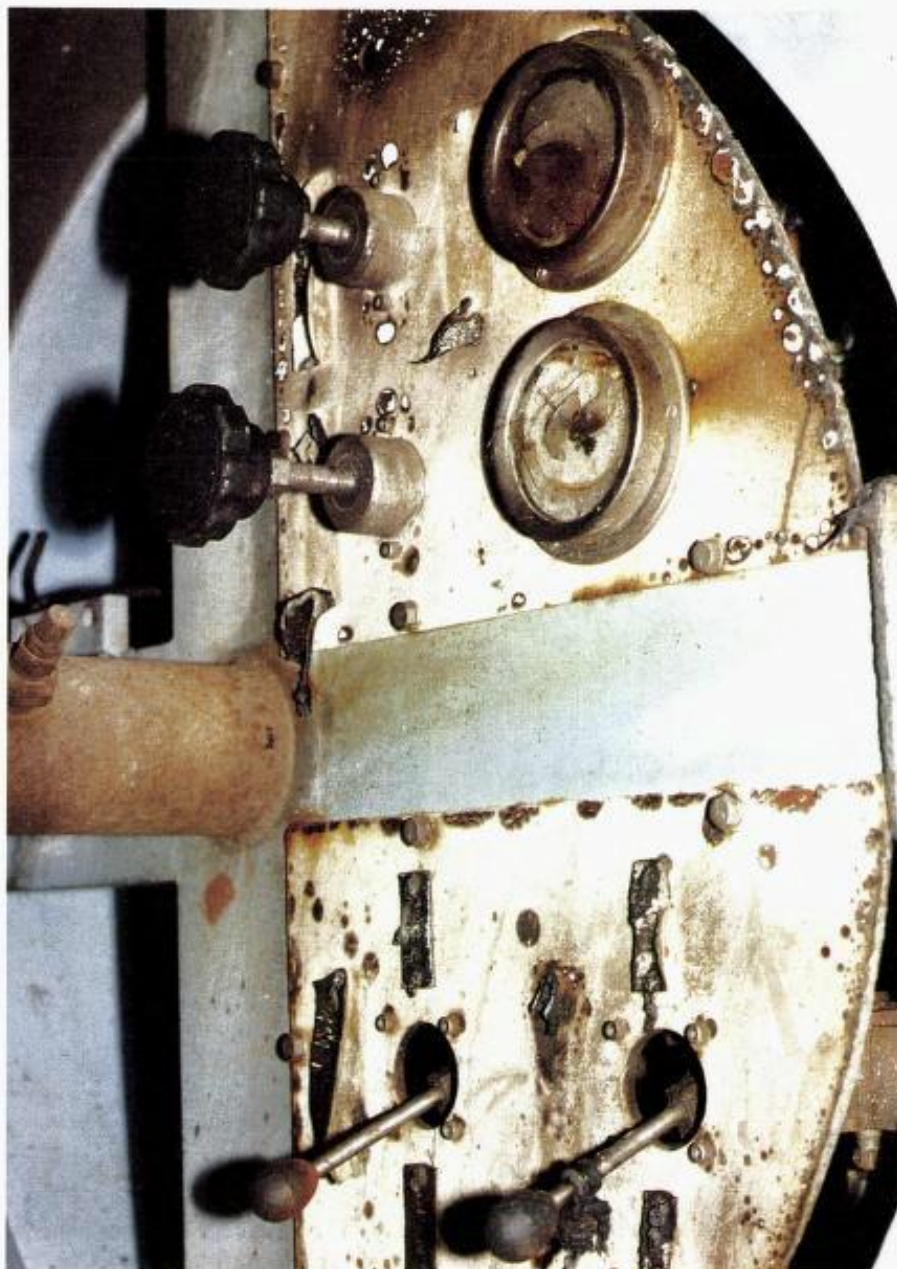
Fra broen, der boreledelsen da var, ble det ca. kl. 23.15 gitt beskjed om å utløse brønnhodekopligen, en beskjed som ble formidlet ved at en av boremannskapet løp over til kjellerdekk. Det var en undervannsutstyringen som så sammen med ass. boresjef sannsynligvis nå utløste hendelen. Statoils ass.boreleder – som har forklart at også han ga ordre om utløsning – forsøkte å observere om stigerøret kom opp, men kunne ikke se at det skjedde. Han forsøkte også forgjeves å få bekreftet utløsningen med undervannskamera. Man hadde erfaring for at utløsningsmekanismen hadde en virketid på et par minutter.

Smedvigs ass. boresjef hadde gitt ordre om å starte overrislingsanlegget på boredekket.

Boremannskapet og undervannsutstyringen hadde nå rømt kjellerdekkområdet.

Også operatøren i kontrollrommet hadde rømt dette. Flere av dem oppholdt seg i eller ved subseakontrollrommet da gassen eksploderte, sannsynligvis først i kjellerdekkområdet. De hadde vært der 4-5 min. etter aktiveringen av brønnhodekopligen. Den boredeksarbeider som er savnet, gikk trolig ut av subseakontrollrommet like før eksplosjonen. De øvrige brukte innendørs rømningsveg til boligkvarteret og livbåtene. Flere registrerte at nødgeneratoren startet idet de løp gjennom nødgeneratorrommet.

Statoils ass. boreleder og en av boremannskapet sjekket at det ikke var noen igjen i boreseksjonen som ikke hadde rømt. Vedkommende fra boremannskapet var ennå på veg tilbake til boligkvarteret da det eksploderte, men hadde beskyttelse av noen containere



Styrepanel for  
brønnhodekopligen.

bak boretårnet og løp deretter fremover på babord side mens han verget seg mot varmen.

Ekspløsjonen tidfestes til litt før kl. 23.20. Den var meget kraftig. Det ble observert en flammesopp omkring boretårnet og utover rørdetket. Hvor antennelsen av gassen skjedde, vet man ikke. Branner omkring boretårnet startet umiddelbart og fikk stort omfang. Nye eksplosjoner ble registrert.

Ved den første eksplosjonen ble en av mannskapet noe varmepåvirket i ansiktet, mens en annen ble kastet 5-6 m bakover. Hans redningsdrakt ble varmeskadet. Begge sto ubeskyttet oppe på boligkvarteret.

Noen få minutter før eksplosjonen var det gitt ordre til at alle skulle gå i livbåtene og man var i ferd med å utføre ordren. De fleste hadde tatt på seg overlevelsesdrakter.

Bare sekunder etter den første eksplosjonen aktiverte plattformsjefen utløsningsmekanismen for de 4 ankerne akter (nr. 3-4-5-6), slik at strekket fra de forrere ankerne skulle trekke plattformen unna brønnen og gassoppstrømningen. Av hensyn til gnistdannelser hadde han ikke villet rause ankerne tidligere. Han observerte ikke at anker nr. 3 ikke rauset ut.

Livbåt nr. 2 med 30 personer ombord ble låret idet det eksploderte. Livbåt nr. 1 ble låret straks deretter.

Sjekking av personell-liste ble forsøkt, men ikke gjennomført på grunn av støy og utviklingen av eksplosjon og brann. I livbåt 1 var det 45 personer inne og 2 på taket under låringen. De 2 valgte å være på taket, de ble tatt inn etter låringen. Det synes ikke som om



Borerens operasjonspanel.



Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

man hadde fått ordre fra broen om å låre livbåtene. Selve låringene og kjøring av livbåtene bort fra plattformen og fareområdet med brennende gass gikk uten større problemer.

Plattformsjefen og stabilitetssjefen – som hans nestkommanderende – gikk ikke i livbåtene, men klatret ned på søylene forut og svømte i overlevelsedrakter til de ble tatt opp av standby-båten. Svømmingen var en stor påkjenning, antakelig på grunn av gassen. Stabilitetssjefen fikk vann inn i sin drakt.

Standby-båten begynte straks å søke med lyskastere etter flere overlevende i sjøen. Den hadde VHF-kontakt med livbåtene, men fikk den første tid ikke visshet om det var 1 eller 3 personer som var savnet.

De som var ombord i livbåt 2 ble tatt om-

bord i standby-båten (mandag 7.10.85) kl. 00.45 og de på livbåt 1 kl. 01.15. Under de gode værforholdene gikk dette greit. En person kollapset etter å ha blitt reddet. Ellers bare småskader.

Flere har forklart at de observerte gassoppstrømming i sjøen før plattformen ble rømt, sterkest under akterdelen på plattformen, men også midt under. Plattformsjefen mener å ha observert gassbobler i sjøen ned for forreste søyle babord da han klatret ned søylen.

Fra standby-båten og livbåter ble observert et brennende gassteppe på sjøen bak og delvis rundt plattformen, men ikke foran. Redningsarbeidet var ikke hemmet av brannene på sjøen. Det ble tidlig observert skader på plattformens styrbord side som bare er forenlige med at maskinrommet da hadde eksplodert. Platt-



*Fra maskinrom.*

formsiden var revet opp, vann fosset ut av brannledninger, flammebommen hang ned og styrbord kranbom var falt ned.

Da ankerne ble rauset, ble plattformen trukket forover og ført også noe ned forut. Nokså snart deretter – betegnet som forbausende fort – fikk plattformen slagside babord akterut. Denne slagsiden – anslått til 10-12° – beholdt den helt til den var slept til land.

Det viste seg for øvrig at uttrausingsmekanismen på anker nr. 3 hadde sviktet. Peilingen på ankerline nr. 3 var slik at dette ga forholdsvis lite utslag. Den reelle forflytning er anslått til omkring 80 m.

Flammene på sjøen ble observert frem til kl. 07.00. Også brannene ombord avtok etterhvert, men blusset opp av og til. Stikkflammer var det i flere dager. I sekkelageret ulmet det i et par-tre uker. Første dag ca. kl. 18.00 ble det observert en eksplosjon som godt kan være kommet fra gassdannelse i sekkelageret.

Allerede tidlig på natten kom skip til for assistanse med leting m.v. – i alt 7-8 skip. Luftforsvarets redningshelikopter fra Ørlandet var på stedet fra ca. kl. 00.30. Lege ble firt ned på standby-båten kl. 02.05.

Kl. 03.00 ble standby-båten beordret til å gå til Trondheim med de reddede. Ankom Trondheim kl. 16.00, der alle ble kjørt til Regionsykehuset for kontroll og vegledning med tanke på psykiske ettervirkninger. En del nøkkelpersonell ble avhørt av politiet bl.a. for å få opplysninger omkring den savnede. Nesten alle nådde sine hjemsteder samme kveld, delvis ved oppsetting av charterfly.

På ulykkesstedet ble sikkerhetssone opprettet, med 2850 m avstand på sjøen og høyde 3000 fot. Gassholdig område ble bedømt til 4 x plattformens areal. Bistand til vakthold m.v. ble gitt av Kystvakten.

Etter ankerrausingen ble plattformen liggende med aktre babord pontong i kanten av gassoppstrømmingen. Plattformen ble svingt unna gassoppstrømmingen tirsdag 8.10. om ettermiddagen og trukket på avstand fra gassoppstrømmingen onsdag 9.10.

Brannslukningsfartøy ankom mandag 7.10. om kvelden. Det er loggført at det var i aksjon torsdag 10.10. om morgenen.

Det var lys i boligkvarteret til torsdag og nødstrømgeneratoren må ha vært i gang til da.



Maskinrom utsprengt.

Politiet gikk ombord i plattformen torsdag den 10.10. og på nytt lørdag 12.10. Den savnede ble ikke funnet ombord.

Det var i 5-6 dager en uforminset gassoppstrømming med en gassrose på 100-150 m i diameter. Sjøen var utenfor dette preget av oppstrømmingen i et område på 300-400 m i diameter. Oppstrømmingen har fortsatt, om enn i redusert omfang. Den har vært kontinuerlig overvåket av Statoil. Noe tiltak for å stanse utstrømmingen har ikke vært gjort. Det er en ren gassutstrømming, ingen olje. Mengden av utstrømmet gass foreligger det ingen beregning over.

Plattformen ble tatt under slep til innenfor Fjellværøya ved Hitra torsdag kveld den 10.10. og ankom der den 14.10. Slagsiden ble rettet opp og stigerøret med brønnhodekoplingen berget før videre slep til Freifjorden utenfor Kristiansund, der plattformen ankom 24.10.

Statens aksjonsutvalg ved ulykker som fører til eller volder fare for omfattende oljeforurensning eller store materielle skader – AKU – var etablert i Stavanger fra ulykkesnatten til tirsdag 8.10.1985 om morgenen.

## 5.2. SKADEBESKRIVELSE.

West Vanguard fikk meget store eksplosjons- og brannskader. De er lokalisert til akre del, – til boretårnet og området og rommene omkring dette. Delvis er rom og containere helt utbrent. Eksplosjonstrykket har sprengt ut eller deformert skott og tak, vrent og brettet sammen brannsikre og boltede dører. Rør er slitt av mange steder. Det er iøynefallende at det har vært mange kabelbranner.

Bilder med eksempler på skader er vist på de foregående sider.

På *boredekket* er alt utbrent. Platekledningen på boretårnet er delvis revet opp og slått løs.

På *øvre dekk* er det oppbulinger av selve dekket. Containere er utbrent, veltet. NPS-containerer er totalt utbrent, brannbeskyttende innvendige plater pulverisert. Ventilasjonsskanal til maskinrommet ble sprengt åpen, vifte-

hus eksplosjonsskadet. Borelamlaboratoriet fikk skadet ventilasjonsanlegget.

Sikterom ble oversprøytet av slam og sand som kom delvis gjennom åpen ventil i retur-slamrøret og seinere fra hull i bend i gassavledningsrøret og deretter laget 30 cm stort hull i skottet inn til sikterommet. Tank med helikopterdrivstoff veltet ned, men ikke antent. Styrbord kranbom falt ned på rordekket.

På *hoveddekket* er skadene størst og aller størst i maskinrommet og nærmeste område. Flere steder er skott sprengt ut og dørk og tak utbulet. I selve maskinrommet er 4 store generatorer utbrent, ytterveggen sprengt ut slik at det er fri sikt inn i rommet på plattformens styrbord side. Også dørk og tak helt deformert. Kontrollrom ved siden av maskinrom er helt utbrent og eksplosjonsskadet. Installasjonene nedbrent. Også i traforom er dørkplateene smeltet. Slampumperom og slamtanker har forholdsvis få brann- og eksplosjonsskader. Mest har det gått ut over dører og elektriske kabler. Sekke- og sementlager er totalskadet av langvarig brann, likeså rom for maling, verksteder m.v. I kjellerdekkområdet er lite skader, men en del brannskader på kabler og ledninger. Det gjelder også BOP-enheten. Ellers stor tilsøling av slam og sand på kjellerdekk. Mantis brant opp. På rordekket noen mindre brannskader på treverk (trevegg til beskyttelse for borerør). Flammebommen styrbord er falt ned.

*Boligseksjonen* fikk ingen særlig påkjenning eller skader utover varmepåvirkning på malingen utvendig.

En del redningsutstyr ble skadet ved at plast/glassfiber smeltet av varmepåvirkning, også på stor avstand. Mannoverbordbåt direkte brannskadet. Plast lysarmatur smeltet, likeså plast overbygning over satelittantenne.

På pontonger, søyler og stag er ikke under kommisjonens befaringer iaktatt skader. Det er heller ikke rapport om slike etter at plattformen kom på verksted. Slagsiden hadde formentlig sin årsak i at en ventil i ballasttank åpnet seg.

En mer detaljert beskrivelse av skadene, finnes i utredningen fra SINTEF/Norges Branntekniske Laboratorium, se s. 75.

## KAPITTEL 6

**Grunn gass og operasjonelle problemer knyttet til denne.****6.1 GRUNN GASS.**

Grunn gass defineres som gass man påtreffer i gruntliggende sandlommer. Dette kan være sandlinser eller tynne lag – vanligvis under 4 m i tykkelse – som ligger i den øvre del av borehullet. Man snakker gjerne om grunn gass ned til et dyp av ca. 1000 m, mens typiske dyp er 200-600 m under havbunnen. Sannsynligheten for å treffe på oljeførende lag på så grunne dyp er liten på norsk sokkel.

Det som karakteriserer disse sandlagene er at de er svært ukonsoliderte og er preget av høy porøsitet og permeabilitet. Vanligvis er slike gasslommer av begrenset utstrekning. Det kan imidlertid tenkes at flere lommer kan ha en innbyrdes kommunikasjon og derved øke volumet av gass som finnes i lommen. Det er lite trolig at slike gasslommer har noe vesentlig overtrykk i forhold til det hydrostatisk trykket som vil forefinnes på stedet. Dette skyldes først og fremst at formasjonsstyrken er så lav at den ikke kan holde inne et vesentlig overtrykk.

**6.2 OMFANGET AV GRUNN-GASS-FOREKOMSTER.**

Det er vanskelig å anslå noe sikkert om omfanget av grunn-gass-forekomster på norsk sokkel. Data rapportert til Oljedirektoratet fram til 1982 viser 20 tilfeller av forekomster av grunn gass. Etter dette kommer en rekke brønner på blokk 34/10 (Gullfaksfeltet) som også inneholdt grunn gass. Man kjenner også til flere senere forekomster av grunn gass på Haltenbanken og ytterligere forekomster i andre områder på norsk sokkel. Videre vet man at det er boret gjennom grunn-gass-forekomster uten at dette er registrert under boringen. Det kan således konkluderes med at grunn-gass-forekomster er et relativt vanlig fenomen.

**6.3 RISIKO FOR GRUNN-GASS-UTBLÅSNING.**

En oversikt – Worldwide Offshore Accident Databank – utarbeidet av Veritec, hvor man ekskluderer alle utblåsninger hvor dyb-

den er ukjent, indikerer at 33 % av alle utblåsningene er grunn-gass-utblåsninger (dyp mindre enn 1.000 m). Hvis vi ser på konsekvensene av disse utblåsningene viser det seg at 54 % av grunn-gass-utblåsningene resulterer i total eller svært alvorlig skade på rigg og utstyr. Tilsvarende tall for de gjenværende utblåsningene er bare 27 %. Oversikten forteller intet om personskader.

Tilgjengelige data om 27 grunn-gass-utblåsninger i Mexicogulven i tidsrommet 1959 – 1984\*) gir noen flere detaljer: Av disse tilfellene skjedde 8 (30 %) som utblåsning under boring, 13 (48 %) skjedde ved «swabbing» eller «tripping» og 6 (22 %) skjedde ved operasjoner i tilknytning til sementering av foringsrør.

Omfanget av grunn-gass-utblåsninger på norsk sokkel er svært ufullstendig rapportert, men til og med november 1985 er det til Oljedirektoratet rapportert 7 tilfeller av slike utblåsninger. Dette representerer neppe noe fullstendig bilde, idet en kan gå ut fra at mindre alvorlige tilfeller ikke er rapportert.

I 1979 ble gjort en utredning om risikoen for utblåsninger ved petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, NOU 1979:8 «Risiko for utblåsning på norsk kontinentalsokkel». Utredningen går på sannsynligheten for utblåsninger av ulike arter og ved ulike operasjoner.

Det er grunn til å nevne at man så sent som for vel 1 år siden hadde en meget farlig grunn-gass-utblåsning på boreplattformen Treasure Seeker under letevirksomhet på blokk 16/4 (øst for Sleipnerfeltet). Tilfellet var svært parallelt med det som har hendt på West Vanguard, men man unngikk å få gassen antent, og utblåsningen stanset av seg selv etter 20 minutter.

**6.4 OPERASJONELLE PROBLEMER.**

Det faktum at gassen påtreffes på et grunt dyp er årsaken til at dette er et så alvorlig operasjonelt problem. Styrken av de formasjo-

\*) Shallow Gas Events, Gulf of Mexico OCS Region, OCS Report MMS 84-0029, July 1984, US Dept. of the Interior/Minerals Management Service.

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

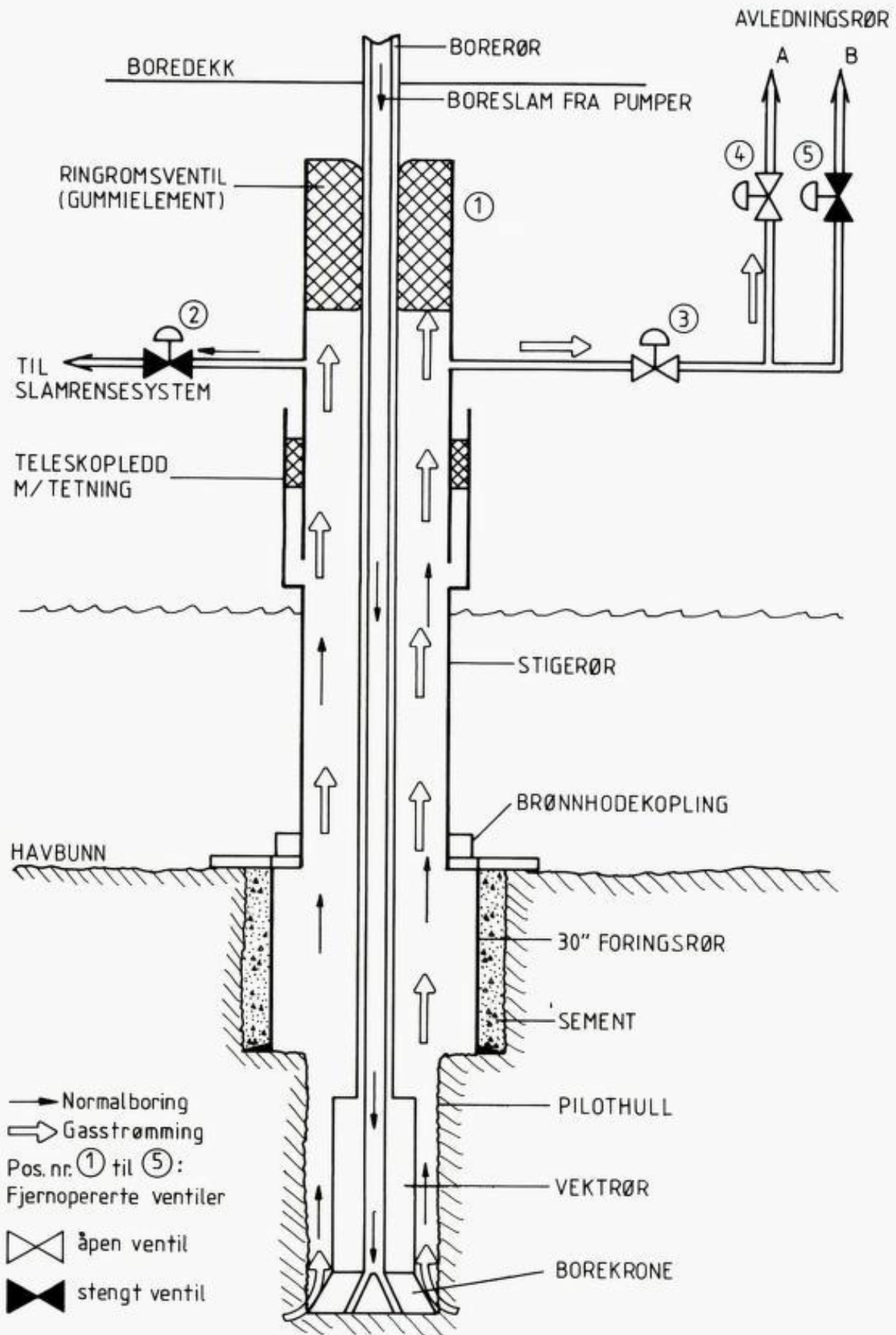


Fig. 6. Prinsippskisse av brønnen og avledningssystemet.

ner som ligger over grunn-gass-lommen er som regel så svak at de ikke er i stand til å motstå særlig høye trykk. Det har derfor ikke vært vanlig å installere sikkerhetsventilen på sjøbunnen ved boring av topphullet. Formasjonen vil ikke være i stand til å holde det innstengningstrykket som er nødvendig. Det er derfor vanlig praksis å bygge brønnstabiliseringen på slamvektrykket alene.

I tilfelle en ustabil situasjon skulle oppstå, har man hovedsaklig basert seg på at volumet på gasslommen var så vidt lite at dette kunne avledes gjennom et såkalt avledningssystem (divertersystem) samtidig med at borevæske pumpes i maksimal rate inn i brønnen gjennom borestrengen. En prinsippskisse av et slikt system er vist på figur 6. Det består av en ringromspakning som tetter mot borestrengen under rotasjonsboret. Ved å stenge returledningen til slamrommet, og åpne for et avledningsrør som går ut over riggsiden, er man så istand til å lede den utstrømmende gassen bort fra riggen.

Av de 27 grunn-gass-utblåsninger som er registrert fra Mexicogulfen, skjedde 18 med avledningssystem installert:

I 7 av de 18 tilfellene lyktes man å avlede utblåsningen gjennom et slikt avledningssystem. I de resterende 11 av tilfellene sviktet avledningssystemet. I 9 av disse tilfellene igjen brøt avledningssystemet sammen på grunn av for høyt trykk og/ eller strømningsrate eller som resultat av mekanisk svikt i ventilene i avledningssystemet. I de to resterende tilfellene fikk man utblåsning på utsiden av det foringsrør som var satt.

## 6.5 KONKLUSJON.

Det må således kunne konkluderes på basis av den viten man har med at grunn gass representerer et av de alvorligste operasjonelle problemer innen olje- og gassboring i dag. Dette sammen med den hendelsen som denne rapporten omhandler, burde tilsi en vesentlig innsats vedrørende utstyr og prosedyrer for å redusere risikoen ved boring av toppseksjonen i fremtidens olje- og gassbrønner.

## KAPITTEL 7

**Kommisjonens vurderinger.****7.1. BORINGEN****7.1.1 Boringens forløp.**

Boreoperasjonene på West Vanguard forløp som normalt frem til litt før kl. 2100 den 6.10.85. Man hadde til da fulgt boreprogrammet og hadde fått satt og sementert 30" foringsrør ned til 75 m under havbunnen, og montert stigerør fra brønnhodet på havbunnen til plattformens slamsystem og gassavledningssystem. Etter at dette var gjort, boret man videre et pilothull med 12 1/4" borekrone. En prinsippskisse av brønn og utstyr er vist i fig. 6. I henhold til boreprogrammet skulle pilothullet bores ned til en målt dybde på 1235 m, hvoretter hulldiameteren skulle økes til 26". Deretter skulle 20" foringsrør settes, og utblåsningsventil installeres på havbunnen.

Hendelsesforløpet for boringen av pilothullet skal beskrives i detalj fra en dybde på litt mer enn 500 m (målt fra boredekk) og ned til den dybde som var nådd da utblåsningen skjedde, 523 m. Beskrivelsen er basert på vitneavhørene som er foretatt av det impliserte personell på plattformen, samt på grunnlag av de registreringer som ble gjort av loggeutstyret ombord og som ikke ble ødelagt av eksplosjonene og brannen. Tidsforløpet er basert på loggene.

Kommisjonen har ingen grunn til å tvile på at registreringene i loggene har vanlig pålitelighet og er overensstemmende med det som den faste rigginstrumenteringen viste. Exlogs loggskriver er i behold og er søkt kontrollert. Man hadde også gjennom NPS' og Exlogs registreringer to uavhengige målinger av enkelte parametre («Kelly»-høyde, pumpetrykk og pumperate). For øvrig er de vurderinger som er gjort i det følgende ikke avhengig av de målte verdiers absolutte størrelse.

Loggene er reproduserte for det aktuelle tidsrommet i fig. 7.1 – 7.5. For oversiktens skyld er noen av de mest sentrale delene av hendelsesforløpet satt opp i tabellform i tabellene 7.1 – 7.3. Det gjøres oppmerksom på at pga. en feil i utstyret måtte Exlog's operatører taste inn dybde og borerate (ROP) manuelt basert på NPS' data. Dermed oppsto en tidsforsinkelse for disse parametrene. Dette gjelder kun fig. 7.4.

NPS' data var direkte tilgjengelig på boredekk via egen monitor.

Boringen ble stoppet for rørskjøting på en dybde av 505,2 m kl. 2048. Bakgrunnsgassen hadde for siste rørlengde ligget rundt 30 enheter, og økningen i slamvolumet var registrert til ca. 5 m<sup>3</sup>/t. Økningen i slamvolumet hadde sammenheng med tilsats av sjøvann til slamtankene. Utskriftene viser også at det på slutten av skjøtingen ble dumpet ca. 8 m<sup>3</sup> slam og borekaks. Dette er en rutineoperasjon som utføres etter behov ved passende mellomrom. Boringen tok til igjen kl. 2056. Etter å ha boret mindre enn én meter, opplevet man ca. kl. 2058 en såkalt «drill-break», dvs. at boret nærmest falt 2-3 m ned. Dette indikerte at man hadde boret inn i en svært løs formasjon, muligens en sandsone, som igjen kunne inneholde gass. Boringen ble straks stoppet, og man lot slampumpene gå mens man løftet og senket borestrengen flere ganger for å sirkulere ut eventuell gass. Etter vel 20 minutter med sirkulasjon begynte gassinholdet i slammet å stige, og en topp på 92 enheter gass ble nådd kl. 2135. Gassinholdet gikk deretter ned og boringen ble satt i gang igjen litt før kl. 2137, mens gassavlesningen var ca. 80 enheter. Mens boringen pågikk ble gassinholdet ytterligere redusert, og var kommet ned i mindre enn 30 enheter ved neste rørskjøting. Gassloggen i fig. 7.3 viser at gassinholdet i slammet synes å stige igjen like før boringen stoppes for skjøting like før kl. 2148. Økningen i slamvolumet for denne boreperioden lå rundt 6 – 8 m<sup>3</sup>/t. Gjennom vitneavhørene er det blitt opplyst at det i forbindelse med «drill-break» ble meldt tapt 3 m<sup>3</sup> slam. Dette kan ikke gjenfinnes på slamloggen. Trolig er dette et resultat av en feilavlesning som ble gjort ombord. Som det fremgår av slamvolumloggen ble måleskalaen nullstilt ca. kl. 2135. Dette måtte gjøres med jevne mellomrom på grunn av sjøvannstilsetningen.

På dette tidspunkt – før kl. 2200 – har man også registreringene fra LUBloggene, som ligger 3-4 m over borekronen. (Se fig. 7.2). Gammaloggen og resistivitetsloggen indikerer klart at intervallet hvor man hadde «drill-break» inneholder sand og er gassholdig. Geologen ombord har dessuten analysert det for-

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

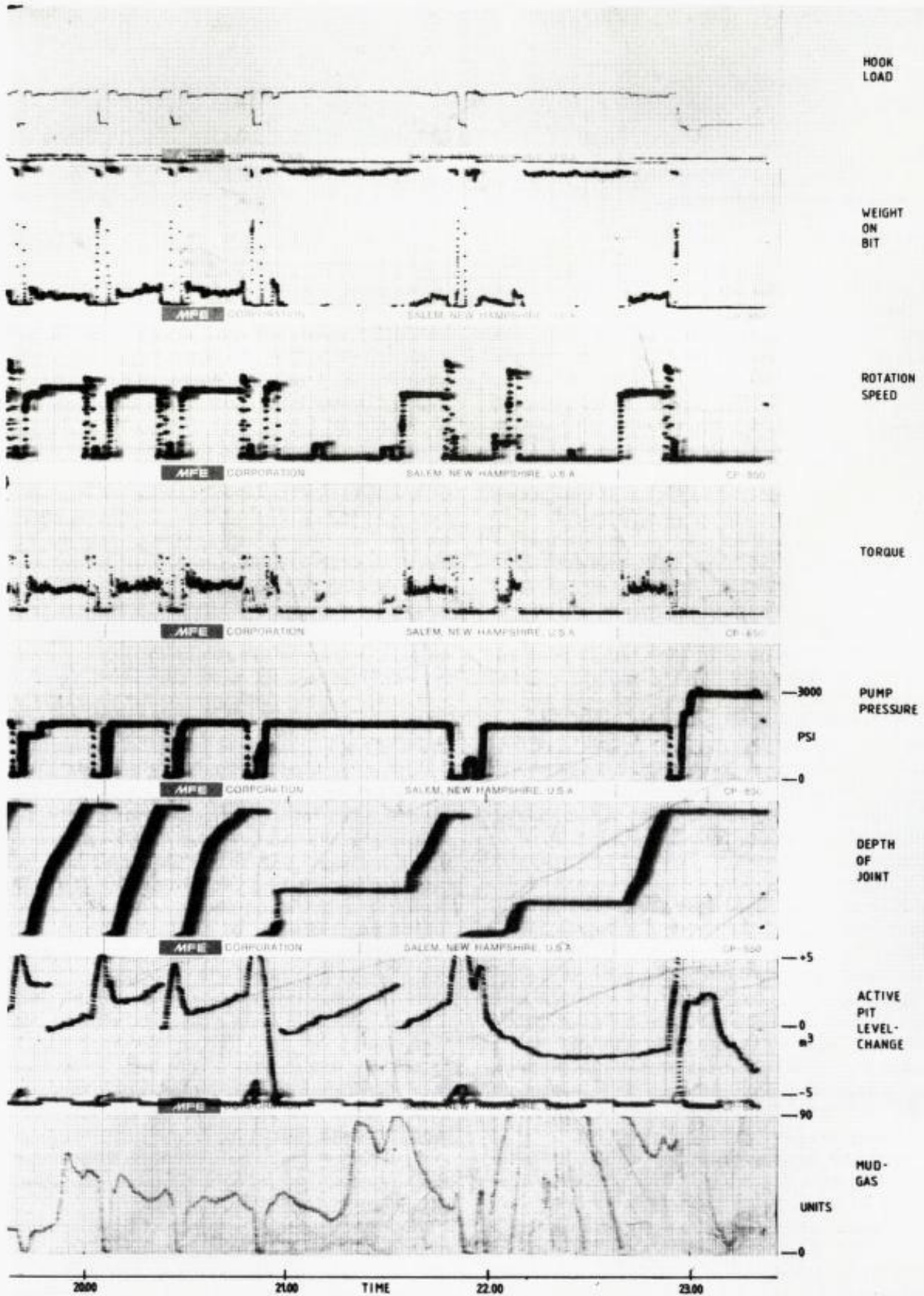


Fig. 7.1. Exlogs analog-registrering.



Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

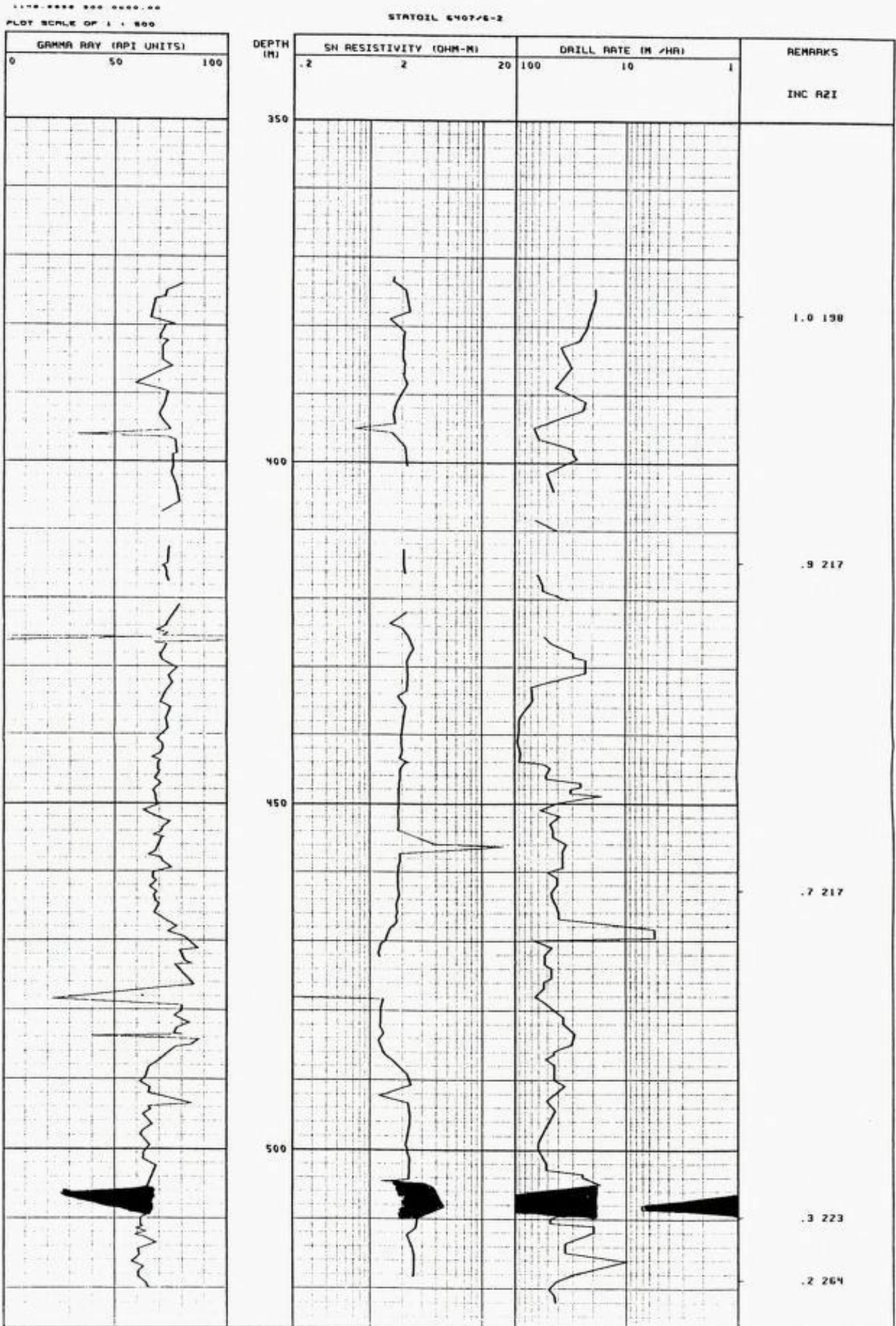


Fig. 7.2. Ezlogs LUB-målinger.

masjonsmaterialet som ble brakt til overflaten i løpet av sirkulasjonen, og opplyser at dette består av ca. 25 % sand for det aktuelle intervallet. Disse informasjonene, sammen med alle andre sentrale data, har i henhold til vitneavhørene vært tilgjengelige for det ansvarlige borepersonellet.

Gjennom vitneavhørene har man fått opplyst fra operatørens operasjonsleder i Harstad at Statoil har klare retningslinjer for endring av settedybder for 20" foringsrør i gitte situasjoner. Om et sandlag er boret igjennom, evt. en «drill-break» har funnet sted, og LUB-målingene eller andre logger viser at det er en sandsoner tykkere enn 1 m som inneholder gass, så skal man vurdere å sette 20" forings-

rør over denne gassonen. Man hadde her helt klart en slik situasjon, uten at en vurdering av settedybde for 20" foringsrør ble foretatt.

Slampumpene ble slått av kl. 2150 og ble slått på igjen etter at skjøtingen var ferdig litt før kl. 2155. I forbindelse med at det skulle foretas en retningsmåling (survey), ble pumpene slått av igjen etter vel 2 min. og deretter påslått kl. 2159. Retningsmålingen og dataoverføringen for denne var ferdig kl. 2202, og boringen tok til etter at ca. 2 m<sup>3</sup> slam og borekaks var dumpet fra tankene. Gassregistreringen har i mellomtiden begynt å stige igjen, og var ved boringens start på ca. 80 enheter. Gassinnholdet fortsetter å stige, og etter å ha boret 2-3 m, stoppes boringen kl. 2209 da målingen utgjør ca. 160 enheter. Sirkulering av slam mens borestrengen løftes og senkes tok til umiddelbart, og det oppsto en meget sterk økning i gassinnholdet. En målt gass-topp på ca. 550 enheter ble nådd kl. 2218, og målingen gikk så tilbake. Analysen av det ut-sirkulerte formasjonsmaterialet tilsa ca. 50 % sandinnhold. Statoils ass. boreleder diskuterte situasjonen med geologen og det øvrige borepersonell, og de kom frem til at gassen måtte komme fra intervallet hvor «drill-break» hadde skjedd. Situasjonen ble vurdert som stabil, og ass. boreleder ga ordre om å bore videre. Boringen tok til kl. 2241, og gassregistreringen var på det tidspunkt nede i 80 enheter. Boringen fortsatte inntil det var nødvendig med ny rørforlenging ved 523 m litt før kl. 2252. Gassavlesningen var i denne perioden rundt 60-80 enheter.

Som nevnt ovenfor så viser registreringen av slamvolum i tankene at før skjøtingen ved 513,9 m steg volumet med 5 - 6 m<sup>3</sup>/t. Dette var å anse som normalt i betraktning av tilsetningen av sjøvann til tankene og det kontinuerlige utslippet av slam og kaks. I tillegg ble borekaks fra boringen tilført slamm. Hovedmengden av borekaks ble fjernet fra slammkontinuerlig gjennom slamrensesystemet. Resten av kaks og fast materiale ble dumpet med jevne mellomrom.

Gjennom vitneavhørene har kommisjonen fått opplyst at sjøvannsinntaket på dette tidspunkt ble redusert fra 10 - 15 m<sup>3</sup>/t til rundt 5 m<sup>3</sup>/t. Denne opplysningen er høyst usikker. Om den likevel benyttes sammen med loggregistreringen av slamvolumet til å beregne tapt slamvolum i løpet av siste sirkulasjonsperiode, så utgjør dette ca. 3 m<sup>3</sup>. Fra borestart, ca. kl. 2241, steg igjen slamvolumet med ca. 2 m<sup>3</sup>/t.

Litt før kl. 2252 ble boringen stanset for ny rørskjøting. Borestrengen ble løftet og pumpene slått av. Gjennom vitneavhørene er det opplyst at mens man arbeidet med å kople på

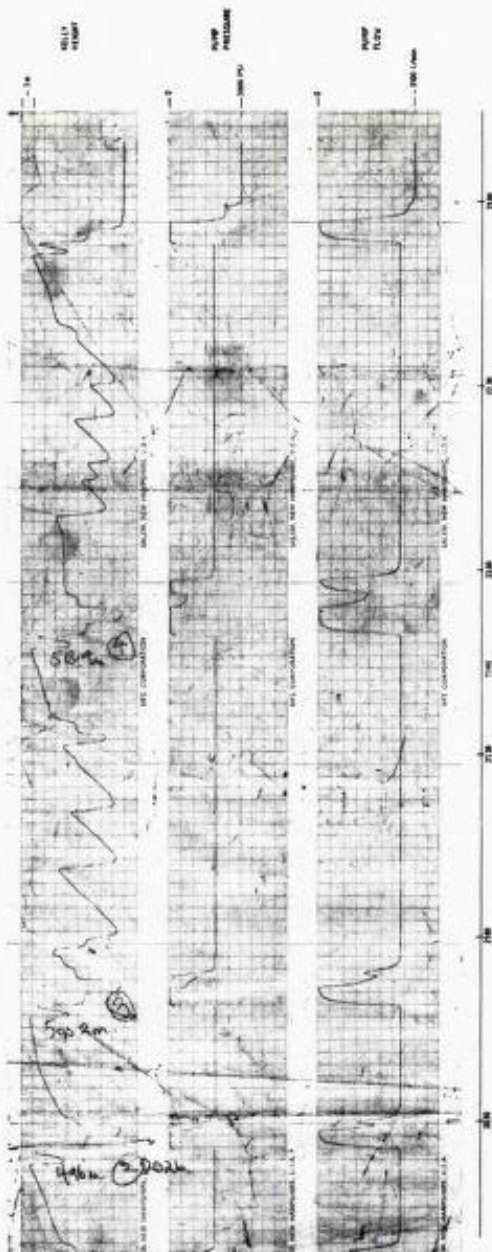


Fig. 7.3. NPS' analog-registrering.

en ny lengde, begynner slam å strømme opp røret. Samtidig meldte NPS-ingeniøren at returledningen for slam strømte i sterkt økende grad. Smedvigs ass. boresjef koplet straks inn gassavledningssystemet. Loggene viser at pumping av tungt slam tok til kl. 2257, først til et normalt pumpetrykk på 2.300 psi, men etter ca. 2,5 min. ble hastigheten øket slik at det maksimale pumpetrykk på ca. 3.000 psi ble nådd kl. 2300. I henhold til vitneforklaringene skjedde denne økningen etter ordre fra Statoils ass. boreleder da han kom tilbake på boredekk.

Slamnivå-registreringen viser at slamvolumet begynte å øke kraftig allerede kl. 2253. Den første økningen på ca. 4 m<sup>3</sup> frem til kl. 2255 er dog normal i forbindelse med rørskjøting. Deretter er økningen unormal, og i løpet av de neste 4 min. ble en økning på ca. 9 m<sup>3</sup> registrert. Denne økningen startet like etter at borestrengen var hengt opp i slipset. Etter at gassavledningssystemet ble innkoplet, viser loggen at nivået i slamtankene falt fra kl. 2307 til kl. 2320. I dette tidsrommet ble returslammet delvis ledet overbord, samtidig som tyngre slam ble overført mellom slamtankene og sjøvann ble pumpet inn i systemet. Det er derfor ikke mulig å gi en pålitelig tolkning av den registrerte endringen eksakt.

Statoils ass. boreleder hadde gitt beskjed om at når de 93 m<sup>3</sup> av ferdigblandet tungt boreslam (1.23 sg) var brukt opp, skulle pumpingen fortsette med vanlig boreslam (1.08 sg) for så til slutt å gå over til å pumpe sjøvann ned i brønnen.

Loggregistreringene opphører kl. 2313 (Exlog) og kl. 2320 (NPS).

### 7.1.2 Vurdering av boringen.

Borepersonellet var på forhånd gjort oppmerksom på faren for å treffe på grunn gass i området. Dette skulle tilsi at man utførte boringen med ekstra stor varsomhet.

Fra boreoperasjonsledelsen i Harstad var det imidlertid ikke gitt andre instruksjoner til borelederne på riggen enn det som er vanlig for ethvert område der grunn gass kan forventes. Etter kommisjonens mening burde man her gjort spesielt oppmerksom på at andre brønner på Haltenbanken var observert å ha et formasjonstrykk i disse grunne gasslagene noe over det normalt hydrostatiske. Slik instruksjon var ikke gitt. Dette skyldtes at operasjonsledelsen i Harstad ikke var klar over dette forhold på tidspunktet da brønnen ble boret. Det refereres her til behandlingen i pkt. 7.2 Brønnprogrammet.

Etter at boret falt 2-3 m like før kl. 2100, hadde man en klar faresituasjon. Borehåndbok

for såvel operatør som plattformmeier, se fig. 7.6 og 7.7, uttrykker dette eksplisitt og pålegger at boringen stanses og strømmingssjekk (flow-check) foretas, påfulgt av slamsirkulasjon. Videre pålegges at strømmingssjekk foretas i forbindelse med neste rørskjøting. En strømmingssjekk er i Statoils borehåndbok (Floating Drilling Operation Manual pkt. 4.8) definert til å vare i minst 10 min. Det er kommisjonens oppfatning at dette er et minimum for å ha særlig verdi også i topphull. Tabell 7.2 sammenfatter slampumpeoperasjonene i det aktuelle tidsrom. I tillegg til stopp og start av pumpen, har man lest av tidsintervallene hvor slamstrømmen inn i brønnen virkelig var null. Som det fremgår er ingen strømmingssjekk av 10 min. varighet foretatt på noe tidspunkt etter kl. 2100. Det største tidsintervallet uten slamstrøm er på vel 4 1/2 min. i forbindelse med skjøtingen ved 513,9 m. En eventuell observasjon av brønnen i dette korte tidsintervallet hadde svært liten verdi i vurderingen av brønnens stabilitet. Dette er fordi at selv etter at slamstrømmen inn i brønnen er stoppet, vil det ta noen tid før strømmen ut av brønnen stanser på grunn av brønnens treghet. Denne mangelen på strømmingssjekker er i strid med selskapenes regelverk.

Det skal her anføres at ass. boreleder (Statoils) i vitneavhør opplyser at han trodde at ass. boresjef (Smedvigs) hadde foretatt strømmingssjekk etter «drill-break». Bl.a. bygger han dette på at han så vedkommende lyse med lommelykt ned i brønnen fra boredekk. Ass. boresjef opplyser på sin side at han klart hadde gjort ass. boreleder oppmerksom på at sjekk ikke var gjort. Her står påstand mot påstand. Ass. boresjef opplyser for øvrig at han anser det hensiktsløst å foreta slike strømmingssjekker på grunt dyp, da man likevel ikke ville være i stand til å stenge inn brønnen om gass først var kommet inn. Dette vitner om en betenkelig holdning til grunn-gass-problemet. Han forklarer dessuten at da man her trodde at han tapte slam til formasjonen, var han redd for å få for lite slam i brønnen om pumpene ble stoppet.

Utsirkulering ble foretatt som foreskrevet og hva som antas å være den utborede gassen i forbindelse med «drill-break», ble sirkulert ut.

At strømmingssjekk ikke ble foretatt umiddelbart etter «drill-break» anses ikke å ha hatt særlig betydning for hendelsesforløpet. Dette er dels fordi innstrømmingen trolig har vært svært liten på grunn av liten trykkforskjell mellom brønn og formasjon. Dessuten er den gassen som allerede er kommet inn i brønnen ved så høyt trykk (over 50 atm.) på dette tidspunkt at en volumøkning pga. gasseksponasjon





PAGE 015

06-OCT-85

SMITH SDS

BIT: 2.0

STATOIL

BLS SYSTEM 2000 DRILLING REPORT - 6407/6-2

TIME OF DAY	HOLE DEPTH mtrs	ROP m/hr	WOB AVG mton	ROTARY AVG rpm	TORQUE AVG amps	MOD D	FLU-IN AVG lpm	SP-PRS AVG psi	DENS IN g/cc	DENS OUT g/cc	ECD BTM g/cc	TEMP OUT deg c	COND OUT mno/cm	HRS ON BIT	DRILL COST \$/m	GAS DET units	LAG DEPTH m
hr:mn:sc						EXPNT											
20:33:42	498	59.7	6.2	99	232	0.72	2580	1941	1.08	1.09	1.13	24.3	22.2	5.0	324	29	482.2
20:34:40	499	61.5	6.0	99	234	0.71	2580	1943	1.08	1.09	1.13	23.1	22.2	5.0	324	32	482.5
20:35:38	500	61.9	6.2	99	231	0.71	2580	1953	1.08	1.09	1.14	23.1	22.3	5.0	322	31	482.9
20:37:03	501	42.3	4.8	99	194	0.74	2580	1946	1.08	1.09	1.14	23.1	22.3	5.0	322	34	483.5
20:38:12	502	52.2	4.7	99	214	0.70	2580	1949	1.08	1.09	1.14	23.2	22.3	5.1	321	34	484.1
20:40:37	503	24.9	4.8	99	200	0.85	2580	1946	1.08	1.09	1.14	23.1	22.4	5.1	321	29	485.5
20:43:52	504	18.5	4.5	99	214	0.89	2580	1944	1.08	1.09	1.14	23.2	22.5	5.2	321	37	486.5
20:47:16	505	17.6	5.3	99	208	0.94	2580	1946	1.08	1.09	1.14	23.4	22.6	5.2	322	37	486.8
20:56:22	505.2	CONN															
20:57:33	506	32.1	7.7	97	240	0.89	2580	1934	1.08	1.09	1.13	23.3	22.4	5.2	321	31	491.1
20:57:54	507	186.0	7.4	108	255	0.52	2580	1926	1.08	1.09	1.13	23.3	22.5	5.3	321	29	491.3
20:57:59	508	719.8	5.4	109	198	0.21	2580	1955	1.08	1.09	1.13	23.2	22.4	5.3	321	31	491.4
21:37:35	509	39.5	0.4	97	189	0.49	2580	1942	1.08	1.09	1.11	23.7	24.0	5.3	319	74	508.3
21:39:32	510	48.0	0.8	94	175	0.52	2580	1936	1.08	1.09	1.12	23.7	24.1	5.3	319	58	508.3
21:42:33	511	20.0	2.1	94	173	0.76	2580	1927	1.08	1.09	1.12	23.7	24.2	5.3	319	45	508.3
21:44:13	512	35.9	3.9	94	203	0.74	2580	1924	1.08	1.09	1.12	23.7	24.2	5.4	317	39	508.3
21:45:55	513	35.2	3.7	94	189	0.74	2580	1920	1.08	1.09	1.12	23.7	24.3	5.4	317	37	508.3
21:56:58	513.9	CONN															
21:56:59	514	29.4	3.4	86	174	0.75	2565	1903	1.08	1.09	1.12	23.5	24.3	5.4	317	0	508.3
22:07:21	515	10.8	2.0	35	118	0.69	2040	1470	1.08	1.09	1.12	22.5	23.0	5.5	319	106	508.3
22:08:58	516	38.0	4.3	128	215	0.80	2545	1861	1.08	1.09	1.12	22.7	23.4	5.6	319	144	508.3
22:42:32	517	29.3	3.1	93	191	0.75	2545	1857	1.08	1.09	1.11	24.3	24.8	5.6	319	81	516.1
22:44:58	518	24.7	3.1	99	194	0.79	2545	1858	1.08	1.09	1.11	24.4	24.8	5.6	319	73	516.2
22:46:23	519	42.2	4.4	99	216	0.74	2545	1856	1.08	1.09	1.12	24.3	24.8	5.7	317	66	516.2
22:47:37	520	48.8	4.6	99	216	0.72	2545	1858	1.08	1.09	1.12	24.2	24.8	5.7	317	62	516.2
22:48:58	521	44.4	4.2	99	197	0.73	2545	1858	1.08	1.09	1.12	24.3	24.8	5.7	317	61	516.2
22:50:22	522	43.1	4.1	99	182	0.73	2545	1863	1.08	1.09	1.12	24.3	24.8	5.7	317	62	516.2
22:51:34	523	50.6	4.6	99	199	0.71	2545	1857	1.08	1.09	1.12	24.4	24.8	5.7	316	70	516.2

Fig. 7.5. NPS' digitale utskrift (pr. meter).

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

Tabell 7.1. Gass- og slamregistreringer.

Tidsintervall	Dybdeintervall (m)	Gassmåling i returslam	Volumendring i slamtank
203150–204800	496–505,2	30 enheter	+ 5 m <sup>3</sup> /t
204800–205620	rørskjøting		
ca. 2055	dump av slam og borekaks		– 8 m <sup>3</sup>
205620–205730	505,2–505,8		
205730–205800	«drill-break»		
205800–212000	sirkulasjon	25	+ 6 m <sup>3</sup> /t
212000–213640	sirkulasjon	70	+ 6 m <sup>3</sup> /t
ca. 2135	målt gasstopp	92	
213640	boring startes	80	
213640–214740	508,2–513,9	50	+ 8 m <sup>3</sup> /t
214740–220200	rørskjøting og retn.måling		
ca. 2200	dump av slam og borekaks		– 2 m <sup>3</sup>
220200–220910	513,9–516,4	120	
220910	boring stoppes	160	
220910–224110	sirkulasjon		– 3 m <sup>3</sup> /t
ca. 2218	målt gasstopp	550	
224110	boring startes	80	
224110–225140	516,4–523	70	+ 2 m <sup>3</sup> /t
225140	rørskjøting		
2255 –2259	kraftig tilbakestrøm av slam		+ 9 m <sup>3</sup>
225710	pumpe startes	} avlednings- system aktivert	
225930	pumpehastighet økes		
2307 –2320			– 4 m <sup>3</sup>

Tabell 7.2. Forløp av slampumping.

Pumpeoperasjon	Klokkeslett	Tidsintervall hvor strømnings-sjekk er mulig
<i>Rørskjøtt ved 505,2 m</i>		
Pumpe slås av	204950	3 min. 10 sek.
Pumpe slås på	205300	
<i>«Drill-break»</i>		
Pumpe ikke slått av		0
<i>Rørskjøtt ved 513,9 m</i>		
Pumpe slås av	215000	4 min. 40 sek.
Pumpe slås på	215440	
Pumpe slås av	215650	2 min. 10 sek.
Pumpe slås på	215900	
<i>Rørskjøtt ved 523 m</i>		
Pumpe slås av	225340	3 min. 30 sek.
Pumpe slås på	225710	
Pumpehastighet økes	225930	

Tidsintervallet er tatt ut fra pumpetrykk-kurven. Intervallet er i virkeligheten atskillig kortere p.g.a. brønnens treghet.

Tabell 7.3. Borehastighet.

Tidsintervall	Dybdeintervall (m)	Gjennomsnittlig borehastighet (m/t)	Vekt på borekrone (tonn)
203150-203940	496 -502,8	52	5,5
203940-204800	502,8-505,2	17	5
204800-205620	rørskjøting		
205620-205730	505,2-505,8	31	7,5
205730-205800	«Drill-break»	720	
205800-213640	sirkulasjon		
213640-214740	508,2-513,9	31	2
214740-220200	rørskjøting og retn.måling		
220200-220630	513,9-514,8	12	2
220630-220910	514,8-516,4	36	4
220910-224110	sirkulasjon		
224110-224550	516,4-518,8	27	3
224550-225140	518,8-523	43	4,5
225140	rørskjøting		

ved oppdrift ikke ville kunne registreres på overflaten med mindre man observerte i 20-30 min. (Det vises til fig. 7.8.A. som viser den antatte situasjonen i brønnen på dette tidspunkt). Dette er adskillig lengre tid enn de 10 min. som angis i Statoils borehåndbok, og som vanligvis oppfattes som normal sjekkperiode blant borepersonell.

Etter at det ble klart for de boreansvarlige ombord at de hadde boret gjennom gassholdig sand, skulle de i henhold til operasjonsansvarlige i Harstad ha tatt kontakt med dem for å vurdere å endre settedybden for 20" foringsrør. Dette ble ikke gjort.

Kommisjonen mener at senior boreleder og senior boresjef burde ha fulgt opp «drill-break» ved 506 m inntil resultatet fra LUB-målingene forelå. Dette skjedde så vidt man har fått vite ikke.

Like før neste skjøting viser loggen en antydning til økning i gassmengden igjen. Denne registreringen blir borte så snart pumpene stoppes. Umiddelbart etter at skjøtingen er ferdig og pumpingen settes igang, øker gassmengden kraftig. Det er grunn til å tro at om den foreskrevne strømmingssjekken hadde blitt foretatt i forbindelse med denne skjøtingen, ville man ha oppdaget at brønnen var ustabil selv innenfor en 10-minutters sjekk. Gassen har åpenbart på dette tidspunkt vært høyt oppe i brønnen. (se fig. 7.8 D og E).

Da man fikk denne andre gassvisningen som var mange ganger større enn den første, ville det være rimelig å tro at gassen kom fra samme sonen som første gang. Dette var også konklusjonen ombord. Man vurderte likevel brønnen å være stabil. Det synes forhastet å sette igang boringen igjen på dette tidspunkt uten ytterligere undersøkelser. Selv om gassavlesningen isolert sett ikke nødvendigvis vil-


le bety at brønnen var ute av kontroll, er det kommisjonens oppfatning at denne *sekvensen* av en «drill-break», en gassstopp, og en ny gassstopp flere ganger større enn den første, var et klart faresignal. Av vitneavhørene har man fått det inntrykk at det ansvarlige borepersonell på vakt ikke oppfattet alvorret i situasjonen. De varslet heller ikke senior boreleder og senior boresjef før brønnen strømmet.

Et forhold som trolig har spilt en rolle er at flere av borepersonellet ombord har opplyst at de ikke stolte på gassloggen. De synes å legge mye vekt på sin egen visuelle inspeksjon av returslammet og ved å stikke hånden ned i slammet. Det er blitt opplyst i vitneavhørene at slike inspeksjoner ble foretatt med jevne mellomrom ombord, og at disse ikke indikerte så høyt gassinnhold som loggen. Slike inspeksjoner er etter kommisjonens oppfatning av heller liten verdi.

Både manuelle og kontinuerlige målinger av slamvekt ble gjort ombord. De kontinuerlige målinger var i dette tidsrommet ute av funksjon. Det vises til nærmere forklaring i avsnitt 7.3.2.4. Disse to målingene var av forskjellig natur, da den manuelle målingen ble gjort under trykk og dermed ikke inkluderte effekt av gassinnhold på tettheten. Dette synes ikke å ha vært forstått av de boreansvarlige ombord, og de tilla dermed disse målingene en betydning det ikke var dekning for. At den målte slamvekten holdt seg konstant, kan ha ledet de boreansvarlige til å legge mindre vekt på gassmålingene.

For øvrig opplyser ass.boreleder i vitneavhør at hans viktigste sjekkpunkt for å vurdere brønnens stabilitet var endringen i slamvolumet i tankene. Da dette ikke endret seg unormalt under den siste delen av boringen, anså han brønnen stabil. I betraktning av at regi-





**BOREAVDELINGEN**

Rev./Ann./Page 1/0/1
Udg. nr. 4
Udg. dato OKT. 1984

FLOATING DRILLING BOP MANUAL

**SECTION A: PROCEDURES**

**1.1 SHORT DISCUSSION OF PROCEDURES**

Procedures are divided into two main categories: Drillers and supervisors, with two subdivisions: Well cannot be shut in, and well can be shut in.

Drillers procedures are for immediate action and should be followed as outlined. Supervisors procedures are suggested guidelines, and personal judgement should be used in each case, based on available information. The kick calculation sheet should be filled in for every tour, and the front page should state whether the well can be shut in or not.

**1.2 ALERT CONDITIONS**

The following should be considered as alert conditions:

1. Gain in mud pit volume, or hole not taking mud on trip
2. Partial or total mud losses.
3. Rapid increase in drilling rate.
4. Decrease in pump pressure more than 14 bar (200psi)
5. Increased readings on gas-chromatograph.
6. Gas cut mud or increase in chloride content of mud.

**2.0 DRILLERS PROCEDURES.**

**2.1 WELL CAN NOT BE SHUT IN**

To be followed when B.O.P. stack is not set, and when B.O.P. stack is set but front page of kick calculation sheet states that well cannot be shut in.

**2.1.1 WHILE DRILLING**

If alert conditions occurs:

1. Stop drilling (notify supervisory personnel immediately when possible)
2. Pick up kelly to have first tool joint appr. 1.5 meters (5 feet) above rotary table.
3. Shut down pump and check for flow.
4. If well flows, close diverter.
5. Close shale shaker valve (if this is not done automatically by closing diverter).
6. Keep diverter line to lee side of rig open, close the other diverter line valve.
7. Start pumps and circulate mud/seawater at maximum rate. Use weighted mud as soon as possible.

\*\*\*\*\*

**3.0 RECOMMENDED SUPERVISOR PROCEDURES**

On notification of alert conditions, supervisory personnel will go at once to the drillers position and review the status of the well.

The StatOil Drilling Supervisor and Contract Toolpusher will proceed as outlined in the following pages.

**3.1 WELL CAN NOT BE SHUT IN**

**3.1.1 WHILE DRILLING**

1. Continue pumping of killmud/seawater until kicking formation is exhausted or hole bridges over.
2. If necessary, mix and pump heavy mud.

Fig. 7.6. Utsnitt av Statoils borehåndbok.

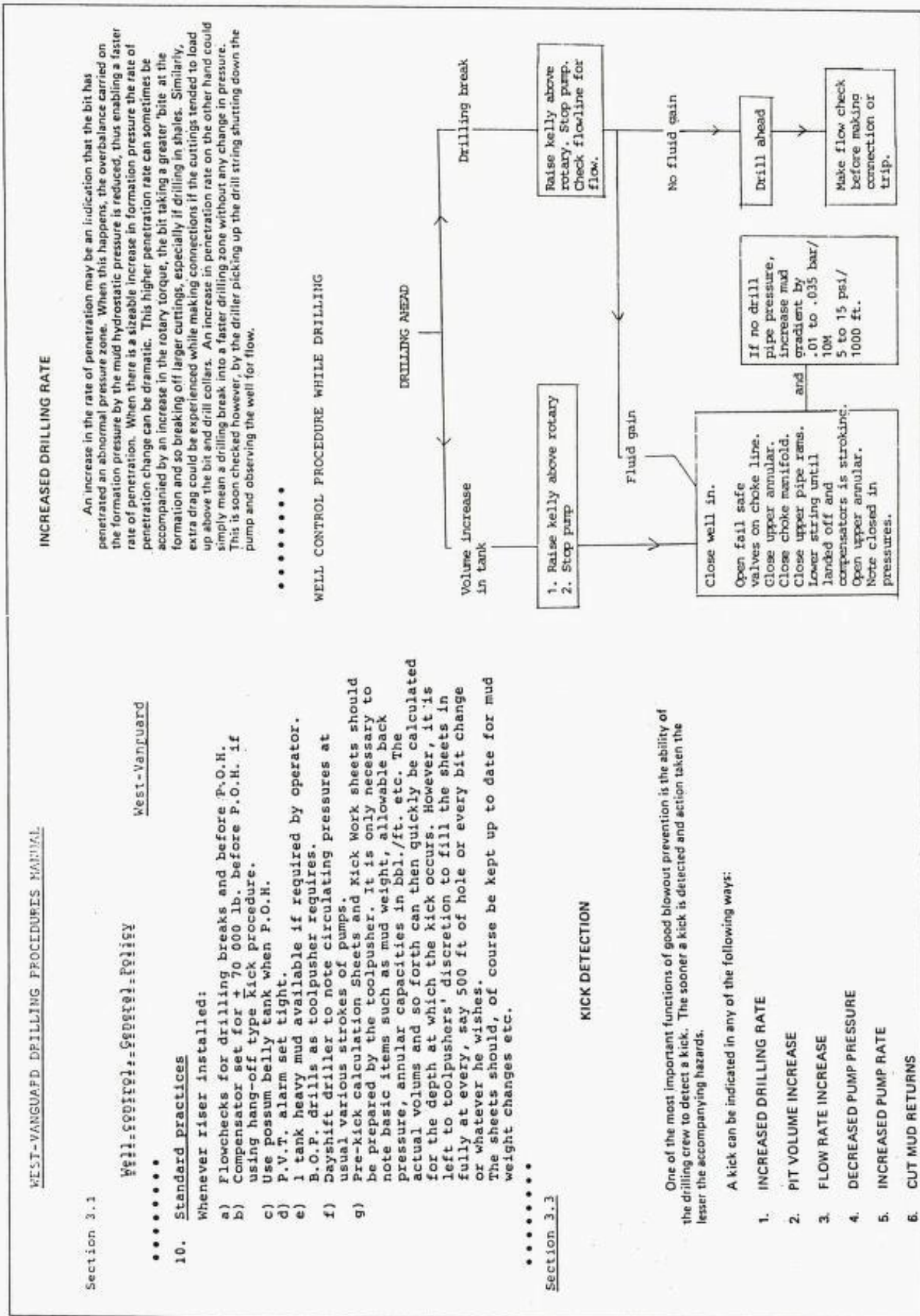


Fig. 7.7. Utsnitt av Smedvig Drillings borehåndbok.

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

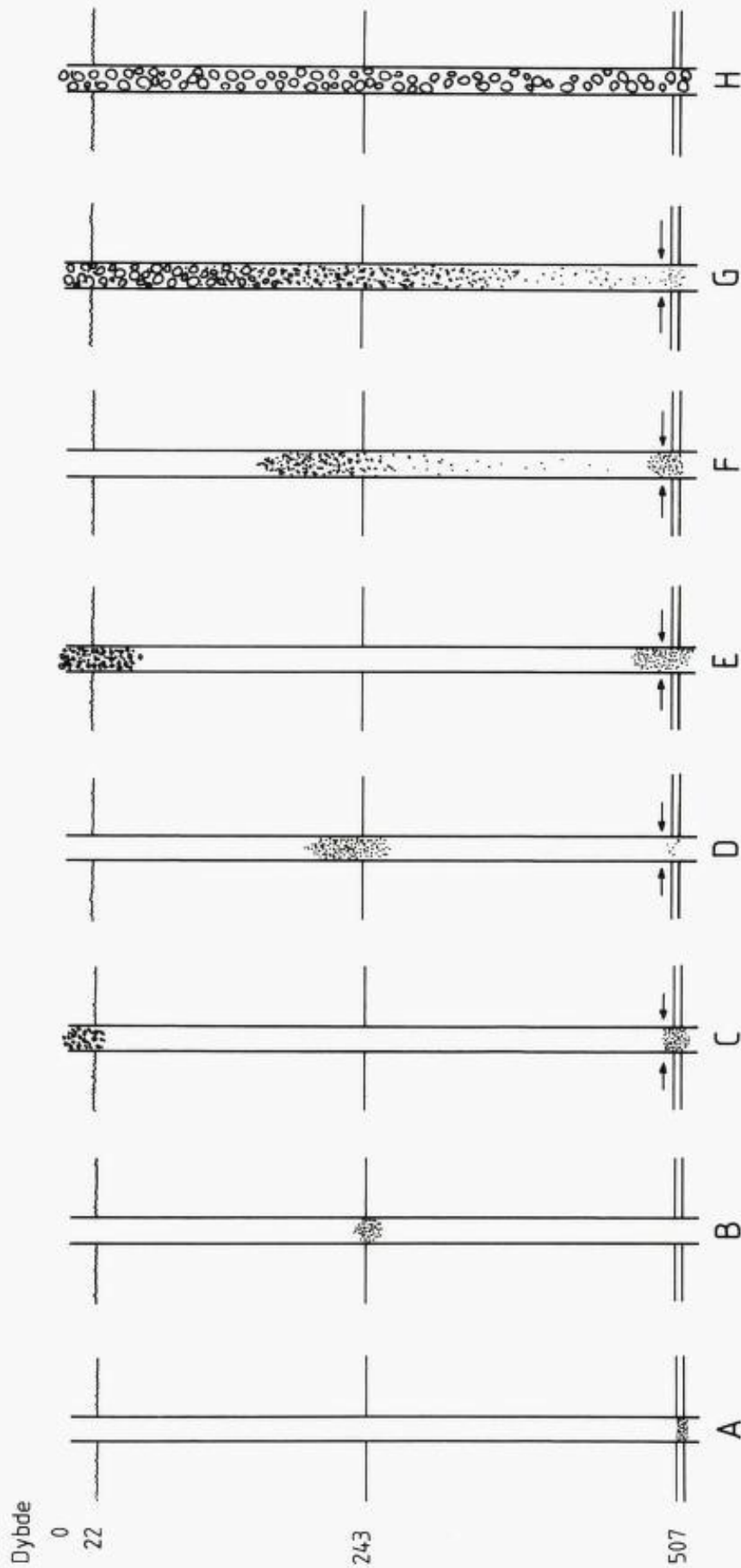


Fig. 7.8. Gassoppstrømningssekvenser.

streringen av slamvolum i fig. 7.3 er høyst variabel under boring av siste lengde, finner kommisjonen denne uttalelsen forunderlig.

Det er oppgitt i vitneavhørene at det rapporterte tap av 3 m<sup>3</sup> slam i forbindelse med «drill-break», gjorde at man fikk forsterket sin oppfatning om at formasjonen ikke kunne tåle høyere slamvekt enn det man allerede benyttet. Det skal her anføres at i betraktning av at de boreansvarlige ombord på intet tidspunkt etter kl. 2100 vurderte brønnen å være ustabil, så ble en økning av slamvekten aldri vurdert seriøst. Feilrapporteringen av de tapte 3 m<sup>3</sup> slam hadde dermed ingen betydning på utfallet av boringen, men kan ha bidratt til usikkerhet.

I ettertid synes oppfatningen blant borepersonellet å være at utblåsningen som fant sted senere ikke hadde forbindelse med «drill-break» og de to gasstoppene. Flere har ment at det ble boret inn i en høytrykksone rundt 523 m og at denne førte til øyeblikkelig utblåsning.

I egenrapport fra en av Exlogs ingeniører ombord er opplyst at han oppfattet de siste data han så på skjermen som om man nå hadde en ny «drill-break». Kommisjonen har derfor sett på loggene, fig. 7.1, for om mulig å få dette bekreftet. Tabell 7.3 viser videre gjennomsnittlig borehastighet for det aktuelle tidsrommet. Ingen data fra denne perioden indikerer unormalt høye borehastigheter rundt 523 m.

For å belyse de forhold som eksisterte i brønnen, samt å studere den dynamiske oppførselen av en brønn med slam og gass, har kommisjonen fått gjort en utredning hvor brønnen er simulert ved hjelp av en numerisk regnemaskinmodell, prof. *Podios* sakkyndigrapport s. 174. Det var i utgangspunktet klart at en slik studie ikke kunne bestemme eksakt de forhold i brønnen og omliggende som ledet til utblåsningen. For å gjøre det, kreves atskillig mer data enn hva som er tilgjengelig fra loggene ombord. Derfor formulerte man noen tenkte situasjoner som kunne simuleres med henblikk på å forsøke å reprodusere observasjonene på plattformen, dvs. gassregistreringer og slamvolum, samt boreforløpet for øvrig.

Disse tenkte situasjonene er:

- 1) Intervallet 506-508 m er eneste årsak til utblåsningen.
- 2) En høytrykks gassone ble boret inn i ved 523 m.
- 3) Gass ble sugd inn i brønnen gjennom «swabbing» ved skjøting ved 513,9 eller 523 m.

Simuleringene viser at situasjon 1) er den eneste sannsynlige i betraktning av de registreringer som ble gjort på plattformen. Situa-

sjonene 2) og 3) er usannsynlige fordi de ikke tilfredsstiller de målte gassmengder samtidig med slamregistreringen.

Fig. 7.8 viser et svært forenklet hendelsesforløp i brønnen som er basert på de utførte simuleringene. Litt før kl. 2100 boret man gjennom et 2-3 m tykt gassholdig sandlag på en dybde av ca. 507 m. Trykket i brønnen er her ca. 54 atm, og volumet av gassen som var i den utborede sanden kan eksempelvis antas å være ca. 40 liter. Det vises her til figurens del A). Gjennom egen oppdrift og slamsirkulasjon vil denne gassen bevege seg oppover i brønnen (B), og vil være på overflaten etter ca. 1/2 time. Volumet av gassboblene vil nå ha ekspandert til ca. 2 m<sup>3</sup>, som tilsammen tilsvarer ca. 10 m av den øverste delen av stigerøret, figurens del C). Dermed vil bunntrykket i brønnen reduseres med rundt 1 atm utenfor gasssonen, og ytterligere gass vil strømme inn i brønnen. Volumet av gassen på bunnen av brønnen vil nå trolig være adskillig større enn de antatte 40 liter som ble boret ut. I sin tid vil denne gassen nå overflaten og trykket nede i brønnen vil bli redusert med påfølgende gassinnstrømming, figurens del E). Dette er en selvforsterkende prosess som etterhvert vil forårsake en ukontrollert utblåsning (H). I fig. 7.9 er gassregistreringene fra NPS tegnet med kryssreferanse til fig. 7.8.

En situasjon som dette kan ikke stoppes gjennom slamsirkulering. Faktisk kan sirkulering forverre situasjonen da slamtettheten i slamtankene vanligvis er noe lavere enn i ringrommet hvor boreslammet inneholder borekaks. Dermed vil bunntrykket reduseres ytterligere og påskynde prosessen.

En rekke faktorer vil påvirke prosessen i større eller mindre grad. Eksempelvis vil tap av slam til formasjonen endre hendelsesforløpet. Stopp av slampumpingen medfører at trykket reduseres i bunnen fordi friksjonstapet i ringrommet blir borte. Et høyere trykk i formasjonen ville påskyndet prosessen. Andre faktorer kunne nevnes. Hovedpoenget med fig. 7.8 er ikke å beskrive hendelsesforløpet i detalj, men snarere å skissere et sannsynlig forløp.

Den eneste måten å få en slik brønn under kontroll på, siden den ikke kan stenges inn, er ved å pumpe ned slam med høyere tetthet. Dette må gjøres på et tidspunkt før brønnen kommer helt ut av kontroll. Simuleringene viser at dette kunne ha vært vellykket opptil 10-15 min. før utblåsningen skjedde med den slamvekten (1,23 sg) og pumperaten som her ble brukt. Det skal bemerkes at det ble boret med en kombinasjon av små og redusert størrelse på sylindreforing i slampumpene. Dette medførte at tilgjengelig pumperate var redu-

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

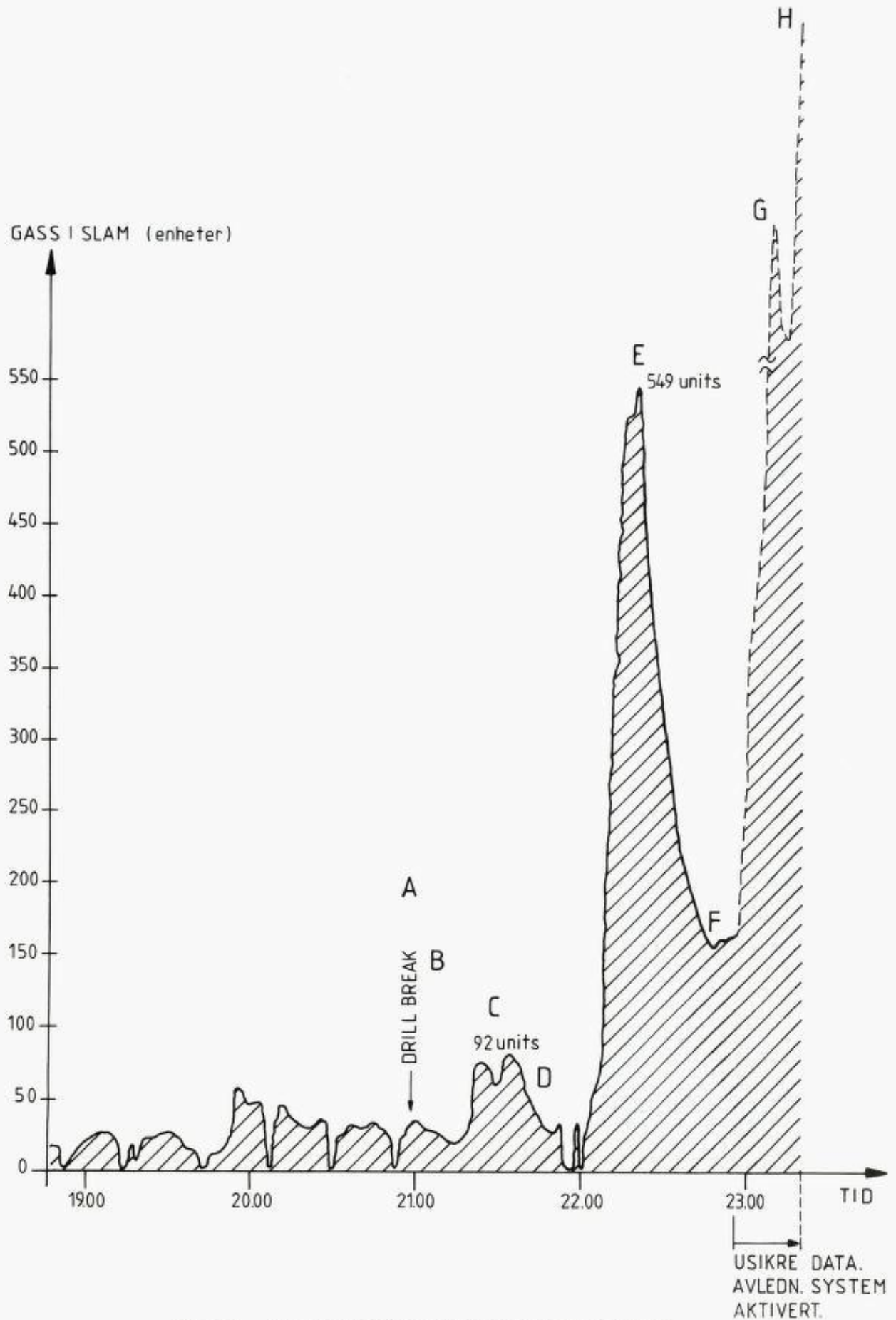


Fig. 7.9. Sammenstilling av NPS' gassregistreringer.

sert til ca. 3.100 l/min fra en maksimal pumpe-rate på rundt 5.000 l/min.

Med større pumpe-rate og høyere slamvekt ville muligheten for å gjenvinne kontrollen over brønnen vært bedre.

Borepersonellet ombord synes i utgangspunktet å ha vært overdrevet redd for å sprekke opp formasjonen rundt brønnen ved å benytte for høy slamvekt under boringen. Denne oppfatningen ble trolig forsterket gjennom at operatørens borehåndbok tilsier at man skal benytte så lav slamvekt som praktisk mulig i de øvre seksjoner av brønnen, håndbokens («Floating Drilling Operation Manual») pkt. 4.4. Det er imidlertid riktig å peke på at vitneforklaringer fra borepersonellet viser at rapporteringen av 3 m<sup>3</sup> tapt slam i forbindelse med «drill-break» var tillagt vekt i denne forbindelse.

Vurderingene gjort ombord i denne sammenheng har likevel ikke hatt betydning for utfallet av boringen. Dette er fordi det ikke på noe tidspunkt ble innsett av det ansvarlige borepersonell at brønnen var i ferd med å komme ut av kontroll. Dermed var det aldri aktuelt for disse å vurdere farene for mulig oppsprekking om slamvekten ble økt for å holde brønnen under kontroll.

De ansvarlige for boringen ombord har oversett klare faresignaler etter kl. 2100, og må kritiseres for dette.

West Vanguard-utblåsningen kunne trolig vært unngått om høyere slamvekt hadde vært brukt i den normale boringen. Boreprogrammet spesifiserer ikke hvilken slamvekt som skal brukes under boring i topphull, men sier at det ikke forventes unormalt trykk i denne seksjonen. Statoils borehåndbok anviser for øvrig at slamvekten skal holdes så lav som praktisk mulig. Innarbeidet praksis synes å ha vært å bore med en slamvekt på 1.08 sg som i praksis er et minimum oppnåelig. Grunnlaget for dette har for det ene vært redselen for å sprekke opp formasjonen høyt oppe i brønnen. Erfaringer fra andre brønner i området indikerer at en høyere slamvekt kunne ha vært benyttet uten fare for oppsprekking. Videre kan man stille spørsmål om konsekvensen av en oppsprekking, om det skulle skje, ikke er relativt ubetydelig i forhold til skadene ved ulykker som denne. Risikoen for oppsprekking kan dessuten reduseres ved å endre på settedyp for foringsrørene. For det andre ønsket man å holde lav slamvekt for å være i stand til å kunne øke den tilstrekkelig til at det hydrostatiske trykket i brønnen ble opprettholdt ved frakobling av stigerøret.

Operatøren kan kritiseres for mangler i boreprogrammet når det gjelder slamvekt, og for å bidra til å skape uheldige holdninger til

slamvekt i topphull gjennom borehåndboken.

Operatøren kan også kritiseres for ikke å ha forberedt borepersonellet godt nok på muligheten for å støte på grunn-gassformasjoner med trykk over det normale.

## 7.2 BRØNNPROGRAMMET FOR 6407/6-2.

### 7.2.1 Generelt.

Brønnprogrammet er en del av operatørens styrende dokumentasjon for gjennomføring av en boreoperasjon. I brønnprogrammet er den nødvendige geologiske grunnlagsinformasjon for planlegging og gjennomføring av boring samlet. Videre inneholder programmet en plan for gjennomføring av boreoperasjonen. Denne planen omhandler de viktigste boretekniske elementer for at operasjonen skal kunne gjennomføres på en formålstjenlig og sikkerhetsmessig forsvarlig måte, der all nødvendig grunnlagsinformasjon er tatt hensyn til. Sammen med operatørens stående prosedyreverk utgjør brønnprogrammet grunnlaget for Oljedirektoratets utstedelse av boretillatelse.

### 7.2.2 Brønnprogrammets deler.

- Brønnprogrammet består av følgende deler:
- Geologisk prognose (geological prognosis)
  - Poretrykksprognose (pressure prediction)
  - Boreprogram (drilling program)

Delene inneholder i hovedtrekk:

#### *Geologisk prognose:*

- Brønnidentifikasjonsdata
- Ansvarsforhold/organisasjonsbeskrivelse
- Kontrakt og partnerforhold
- Geologisk beskrivelse av brønnen
- Mulige farer under boring (hazards)
- Borestedsundersøkelse
- Plan for datasamling og prøvetaking.

#### *Poretrykksprognose:*

- Anslag av poretrykksforhold
- Anslag av oppsprekkingsgradient
- Plot av trykkforhold i brønnen 6407/6-1, 6407/2-2

#### *Boreprogram:*

- Kritiske rigg-data
- Borestedsundersøkelse
- Boreprosedyrer
- Plan for testing av brønnkontrollutstyr
- Plan og design for installering av foringsrør
- Metoder for anslag av poretrykk under boring
- Program for bruk av borevæske

- Grafisk presentasjon av anslag for vekt av borevæske, formasjonstrykk og oppsprekingsgradient
- Sementeringsprogram og beregninger
- Brønnprofil
- Boretidsprognose

### 7.2.3 Utarbeidingen av brønnprogrammet.

#### 7.2.3.1 Ansvarsforhold.

Utarbeiding av brønnprogrammet foregikk hovedsaklig som to adskilte deler:

1. Den geologiske del, dvs.:
  - Geologisk prognose
  - Poretrykksprognose

og

2. Den boretekniske del, dvs.:
  - Boreprogrammet

Ansvar for utarbeiding av brønnprogrammet lå hos Statoils avdelingskontor i Harstad, - det geologiske ansvaret under leteavdelingen og de boretekniske ansvaret under boreavdelingen.

Programmet ble forberedt i samarbeid med Statoils Bergenskontor, da dette kontoret tradisjonelt hadde hatt ansvaret for planlegging og boring av brønner på Haltenbanken. Statoils leteavdeling i Kristiansund foretok den seismiske tolkning for brønnen. Den geologiske prognosen ble utarbeidet av leteavdelingen i Bergen (let-Bergen) og presentert for Harstad-avdelingen i et forberedende møte i juli/august 1985. Leteavdelingen i Harstad (let-Harstad) overtok etter dette den geologiske planleggingen og oppfølgingen av brønnen.

Poretrykksprognosen ble utarbeidet av let-Harstad med bistand fra let-Bergen.

Etter godkjenning av de respektive avdelingsledere ved «let» og «bor» i Harstad, ble programmet endelig godkjent av leteavdelingen og boreavdelingen sentralt i Statoil, Stavanger.

#### 7.2.3.2 Borestedsundersøkelsen.

Boreforskriftene krever at før boring startes skal det foretas en undersøkelse av grunnforholdene på borestedet. Undersøkelsen omfatter skyting av grunnseismikk samt kartlegging av vanddyp og sjøbunnstopografi.

Det er kun de grunnseismiske undersøkelser med tanke på registrering av mulige grunnseismiske gassforekomster som vil bli behandlet her.

Borestedsundersøkelsen ble foretatt av Geoteam i 1984.

Det ble samlet inn to forskjellige typer grunnseismiske data:

1. Analoge enkeltkanals data skutt med sparker.

2. Digitale 24-kanals data skutt med sparker.

Geoteams tolkning var at undersøkelsen viste mulig gassførende formasjon på 570 m målt dybde. Dette uttrykkes i boreprogrammet under «Site survey summary» på denne måten:

Utstyret som ble benyttet til denne undersøkelsen anses ikke å være blant det mest avanserte utstyret som nå finnes på dette området. I den senere tid er «luft-kanon» blitt mer vanlig enn sparker, da den gir en mer nøyaktig puls. Mer avanserte metoder som tredimensjonal registrering er benyttet for spesielle formål, så som ved kartlegging av reservoargeologi. Slike metoder blir derimot ikke benyttet i standard borestedsundersøkelser.

Det refereres til sakkyndig rapport fra IKU/SERES s. 201 som konkluderer med at Geoteams tolkning av en mulig gass-sone ved 570 m målt dybde var feilaktig. Feiltolkningen skyltes interferens mellom en primærrefleksjon og første vannlags multippel, noe som resulterte i en effekt svært lik den man ville få fra et gassførende lag.

IKU/SERES slår videre fast at det er klare indikasjoner på at et lag ved 550 m inneholder gass. Dette laget, som ikke ble uttolket av Geoteam, synes et stykke unna brønnen å gå sammen med formasjonen på 506 m. Tektonisk aktivitet i området kan ha ført til oppsprekking og forkastninger som gir mulighet for kommunikasjon mellom de to lagene.

Det bemerkes her at hverken IKU/SERES eller Geoteam tolker seismikken dithen at sonen på 506 m skulle inneholde gass. Boringen viste imidlertid noe annet. Dette faktum understreker de usikkerhetene som eksisterer med hensyn til å kunne påvise forekomster av grunn gass med seismikk. Denne usikkerheten er også påpekt av IKU/SERES. Slike målinger kan kun brukes som en indikasjon på sannsynligheten for slike gassforekomster.

Før utblåsningen skjedde, hadde brønnen nådd et dyp på 523 m målt dybde, dvs. 27 m over det lag som IKU/SERES tolker som gassførende. Kommisjonen slår dermed fast at feiltolkningen av borestedsundersøkelsen ikke har hatt noen innvirkning på hendelsesforløpet. Dersom det er korrekt at formasjonen på 550 m inneholder gass, og at det er kommunikasjon mellom denne og formasjonen på 506 m, kan dette ha hatt betydning for varigheten av gassutblåsningen fra brønnen.

### 7.2.3.3 Grunn gass.

I brønnprogrammet advares det mot faren for å støte på grunn gass i den geologiske prognosen under «Geological summary», «Hazards» og «Site survey summary».

Faren for å støte på grunn gass er også pekt på i boreprogrammets deler «Location survey» og i boreprosedyren «4.4 Drilling pilot hole and logging».

Disse advarslene er basert dels på borestedsundersøkelsen, dels på korrelasjon til andre brønner på Haltenbanken der grunn gass er påvist. Som det fremgår under punkt 7.2.3.2 forventet man ut ifra borestedsundersøkelsen å kunne støte på slike grunne gassholdige lag ved et målt dyp på 570 m.

Under forklaringene er det kommet fram at det under planleggingen av brønnen ble diskutert å sette 20" foringsrør over 570 m, for å få tilstrekkelig fundamentering for sikkerhetsventilen (BOP) før gjennomboring av det mulige gasslaget. Denne løsningen ble forkastet, da den kunne føre til at man ikke ville nå ønsket total dybde på brønnen.

Ifølge boreoperasjonslederen ved Harstadkontoret hadde Statoil en innarbeidet praksis med ikke å sette og sementere 20" foringsrør gjennom en gassholdig sandsoner. Dersom det ved logging ble påvist rene sandsoner av en tykkelse på anslagsvis 1 m eller mer med høy gassmetning, var det praksis at brønnen ble plagget tilbake med sement til et dyp over denne sonen før 20" foringsrør ble satt. Gasssonen ble senere isolert ved bruk av 16" liner sementert på plass etter at sikkerhetsventilen (BOP) var installert på brønnehodet.

Statoils boreingeniør i Harstad, ansvarlig for utarbeiding av boreprogrammet, forklarer at det ikke var vanlig å legge inn alternative settedyp for foringsrør i programmet. Han mente at Statoils personell offshore var kjent med Statoils praksis på dette punkt. Han nevnte spesielt at Statoils geolog som var offshore på ulykkestidspunktet ble informert om denne praksis på «pre-spud-møtet» i Harstad før oppstart av boringen.

### 7.2.3.4 Poretrykksinformasjon.

Informasjon om forventede poretrykksforhold i den aktuelle brønnseksjonen finnes på 3 steder i brønnprogrammet. Disse er:

- 1) i den geologiske prognosen, under «Hazards».
- 2) i poretrykksprognosen
- 3) i boreprogrammet, punkt 4.4 «Drilling pilot hole and logging».

Punkt 1) og 2) er grunnlagsinformasjon utarbeidet av leteavdelingen for bruk av bore-

avdelingen under boreteknisk planlegging av brønnen. Punkt 3) skal således reflektere informasjon gitt i punktene 1) og 2).

I brønnprogrammet for 6407/6-2 er det ikke full samstemmighet mellom informasjon som gis i punktene 1), 2) og 3) om forventet poretrykksforhold i den aktuelle brønnseksjonen.

Kommisjonen er av den oppfatning at den beste metode for anslag av sannsynlige poretrykk i denne grunne sonen er ved sammenligning med andre brønner i det aktuelle området, dvs. Haltenbanken. Delen «Hazards» angir at det i andre brønner på Haltenbanken er observert formasjonstrykk over det normale hydrostatiske i den aktuelle sonen. Dette er uttrykt slik:

«Shallow gas charged sands have been encountered on Haltenbanken. Problems have been encountered under operations by both Shell to the south in block 6407/9 (gas around wellhead and behind 30" casing) and by Saga to the north 6507/12-2 and 6507/11-3 where flow has been encountered with relatively high mud weights for tophole drilling (up to 1.15 SG EMW). Shallow gas has been experienced from 400 m to below 800 m MSL. Shallow gas in the interval 490-493 m resulted in the 20" casing being set high in 6407/6-1, and produced a significant wireline log response. Refer to Site Survey Summary in this programme for indication of whether similar problems may be encountered in 6407/6-2.»

Informasjon om mulig overtrykk i denne delen av brønnen finner man ikke igjen hverken i poretrykksprognosen eller i boreprogrammet, som begge angir at man kun forventer hydrostatisk trykkgradient på 1.03 sg ekvivalent. Som en konsekvens av dette ble brønnen planlagt med en minimum slamvekt. Denne avgjørelsen fikk avgjørende betydning for forløpet av boreoperasjonen.

### 7.2.3.5 Saksgangen ved utarbeiding av brønnprogrammet.

Saksgang ved utarbeiding av brønnprogrammet er beskrevet i Statoils kvalitetssikringshåndbok for boring.

Denne beskrivelsen angir ikke tilstrekkelig formelle kontaktpunkter mellom lete- og boreavdelingen for utveksling av nødvendig informasjon under utarbeidingen. Dette gjelder for innarbeiding av poretrykksforhold i valg av settedyp for foringsrør såvel som for den videre utformingen av boreprogrammet. I forklaringen for kommisjonen fremkommer det at slik utveksling av informasjon foregår i et uformelt samarbeid mellom lete- og boreavdelingen. Under forklaringene fremkommer også at Statoil er klar over at rutinen slik den er beskrevet i kvalitetssikringshåndboken ikke er dekkende for realiteten i arbeidet.



I forklaringene er det videre blitt bekreftet av boreoperasjonsleder og boreingeniør ved Harstad-kontoret at de ikke var kjent med det endelige innholdet i delen «Hazards» da boreprogrammet ble utarbeidet. Boreoperasjonslederen forklarer at han ikke kjente innholdet i delen «Hazards» før etter at utblåsningen var et faktum. Han mener grunnen til dette var at denne delen ble lagt inn i brønnprogrammet umiddelbart før det ble sirkulert for godkjenning. Dette og tidspress gjorde at han ikke gikk gjennom hele programmet før han godkjente sin del av dette. På den annen side fastholder geologen ved let-Bergen som utarbeidet grunnlaget for den geologiske prognosen at slik informasjon ble presentert i planleggingsmøtet mellom let-Bergen og Harstad-avdelingen i juli/august.

Boreoperasjonslederen forklarer videre at dersom han på et tidligere tidspunkt hadde kjent innholdet i «Hazards» om et mulig høyere poretrykk, ville han ha skaffet til veie ytterligere informasjon som disse påstandene bygget på. Basert på denne informasjonen, samt en nøyere gjennomgang av de seismiske data og de usikkerheter som ligger i disse, ville man ha vurdert sterkere å sette 20" foringsrør over 570 m.

Det tilføyes her at siden gassen ble påtruffet ved et dyp på 506 m, ville situasjonen ikke vært unngått med en slik endring i planene for settedyp alene.

Forhold som her er påvist gjør det nødvendig å peke på at rutineene for utarbeiding og godkjenning av brønnprogrammet, og måten disse oppgavene ble ivaretatt på for denne brønnen, ikke var tilfredsstillende. Det er opplyst til kommisjonen at disse rutineene var under revisjon på det tidspunkt brønnen ble planlagt.

#### 7.2.3.6 Organiseringen av brønnprogrammet.

Brønnprogrammet var slik organisert at samme forhold omhandles flere steder i programmet. Primært gjelder dette muligheten for grunn gass, samt forventede poretrykkforhold.

Dette har hatt flere uheldige konsekvenser som:

1. Samme tema behandles ulikt av forskjellige ansvarshavende.

2. Under bruken av programmet innhenter man informasjon om et tema et sted og oppfatter ikke at det er nødvendig å søke andre steder for å komplettere denne informasjonen.

3. Opplysninger («Hazards») som er kritiske for boreteknisk planlegging og gjennomføring omhandles hovedsaklig i den delen som blir

oppfattet som «den geologiske», ref. 7.2.3.1. Dette førte til at opplysningene fikk utilstrekkelig oppmerksomhet både under planlegging og gjennomføring av boreoperasjonen.

Disse forhold tyder på at innholdet i brønnprogrammet bør organiseres annerledes, slik at man sikrer at opplysninger og instruksjoner i tide når det personell de er utarbeidet for.

## 7.3 BOREUTSTYRET.

### 7.3.1 Beskrivelse av utstyret.

Den borestrengen som ble benyttet på West Vanguard under boring av brønn 6407/6-2 var av standard utførelse. Detaljer er beskrevet i tabell 7.4. Det var installert LUB-utstyr (MWD). Det var også installert stabilisator, noe som ikke er overensstemmende med Statoils boreoperasjonshåndbok ved boring i topphull.

Ved boringen av denne delen av brønnen ble det installert marin returledning (riser). Denne var også av standard utførelse og detaljer er gjengitt i tabell 7.5, se også sakkyndigrapport fra prof. *Waløen* s. 103 ff. De tester som ble utført ved installering av returledningen viste at denne fungerte etter forutsetningene og ingen direkte funksjonelle feil er ved de senere undersøkelser funnet på disse delene av utstyret. Det kan dog stilles spørsmål vedrørende funksjonsdyktigheten av utløsningsmekanismen på brønnhodekoplingen, se prof. *Waløens* bemerkninger s. 124 ff.

På West Vanguard var det installert et avledningssystem som på det tidspunkt ble vurdert å være blant de bedre av sitt slag. Tabell 7.5 og figur 7.10 viser detaljer av avledningssystemet.

### 7.3.2 Vurdering av boreutstyret.

#### 7.3.2.1 Borestrengen.

De installerte dysene i borekronen (3 stk. 13/32" og 1 stk. 14/32") må anses å være små ved boring av topphull. Dette gjorde at man nådde pumpenes maksimaltrykk ved en relativ lav leveringsmengde (3.100 l/min). Pumpenes kapasitet kunne dermed ikke nyttes fullt ut (som er 5.100 l/min ved 7" sylindreforing.)

Det faktum at man hadde installert stabilisator i den nedre del av borestrengen økte faren for «swabbing» (stempelfekt ved uttrekking av borestrengen).

7.3.2.2 *Marin returledning.*

Sakkyndigrapport fra prof. *Waløen*, s. 110 viser at den pneumatiske tilførselsledningen til teleskopleddets øvre pakning var blokkert da den ble undersøkt etter ulykken. Dette kan ha medført at teleskopleddet tettet først da man satte på det hydrauliske trykket på den nederste pakningen. Undersøkelser av pakninger og innerrør viser at lekkasjene ikke har ødelagt disse delene. Utstrømmingen på dette stedet kan derfor ikke ha hatt et stort omfang, men kan allikevel ha vært med på å fylle området med gass.

Ut fra vitneutsagn er det mye som tyder på at brønnhodekoplingen var sen til å løse ut. Ved de tekniske studier som etterpå er foretatt, er det imidlertid ikke påvist noen funk-

sjonelle eller maskinelle feil. Beregninger foretatt av prof. *Waløen*, se s. 126 ff., viser at friksjonskreftene i låsepinnene kan bli uforholdsmessig store. Det kan derfor tyde på at denne koblingen var vanskelig å utløse under de rådende forhold. Dette hadde man også erfaring for fra tilsvarende brønnhodekoplinger.

Et annet uheldig forhold viste seg å være plasseringen av utløserhendelen for brønnhodekoplingen. Det eneste sted hvor denne utløsningen kunne skje var på trommelen for styreledningen, som var plassert på kjellerdekket. Ved de lekkasjer som oppsto, ble dette et svært ugunstig sted å oppholde seg for operering av denne hendelen. Det synes også noe primitivt og farlig at denne utløserhendelen var sikret mot feiloperering ved hjelp av en

Tabell 7.4. *Spesifikasjon av borestrengen.*

Type utstyr	Lengde (m)
Rulleborekrone 12 1/4"	
Dyser: 3 × 14/32", 1 × 13/32"	0,30
Overgang	0,91
LUB-enhet 8" m/tilbakeslagsventil	11,12
Umagnetisk vektørør 8"	9,09
Stabilisator 12 3/16"	1,77
13 stk. vektørør 8"	120,88
Overgang	0,52
5 stk. tykkveggede borerør 5"	136,25
25 stk. borerør 5" type G	237,50
	518,34 m

Tabell 7.5. *Spesifikasjon av marin returledning og avledningssystem.*

Type utstyr	Leverandør	Type
Avledningsrør		
12" ID (indre diameter)		
m/kule-	BAC	NP DIN 3205
ventiler		size ND 300
og aktuator	Superfos	BRC 032
Avledningshus m/avledningspakning	Reagan	KFDS-3
Kuleledd	Reagan	DR1
Teleskopledd	Vetco	WJ 21"
Stigerør m/flyteelementer 20" ID	Vetco	21" MR-6C
Kuleledd	Reagan	CRD-1, NOM. 24"
Brønnhodekopling	Cameron	Pin-connector

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

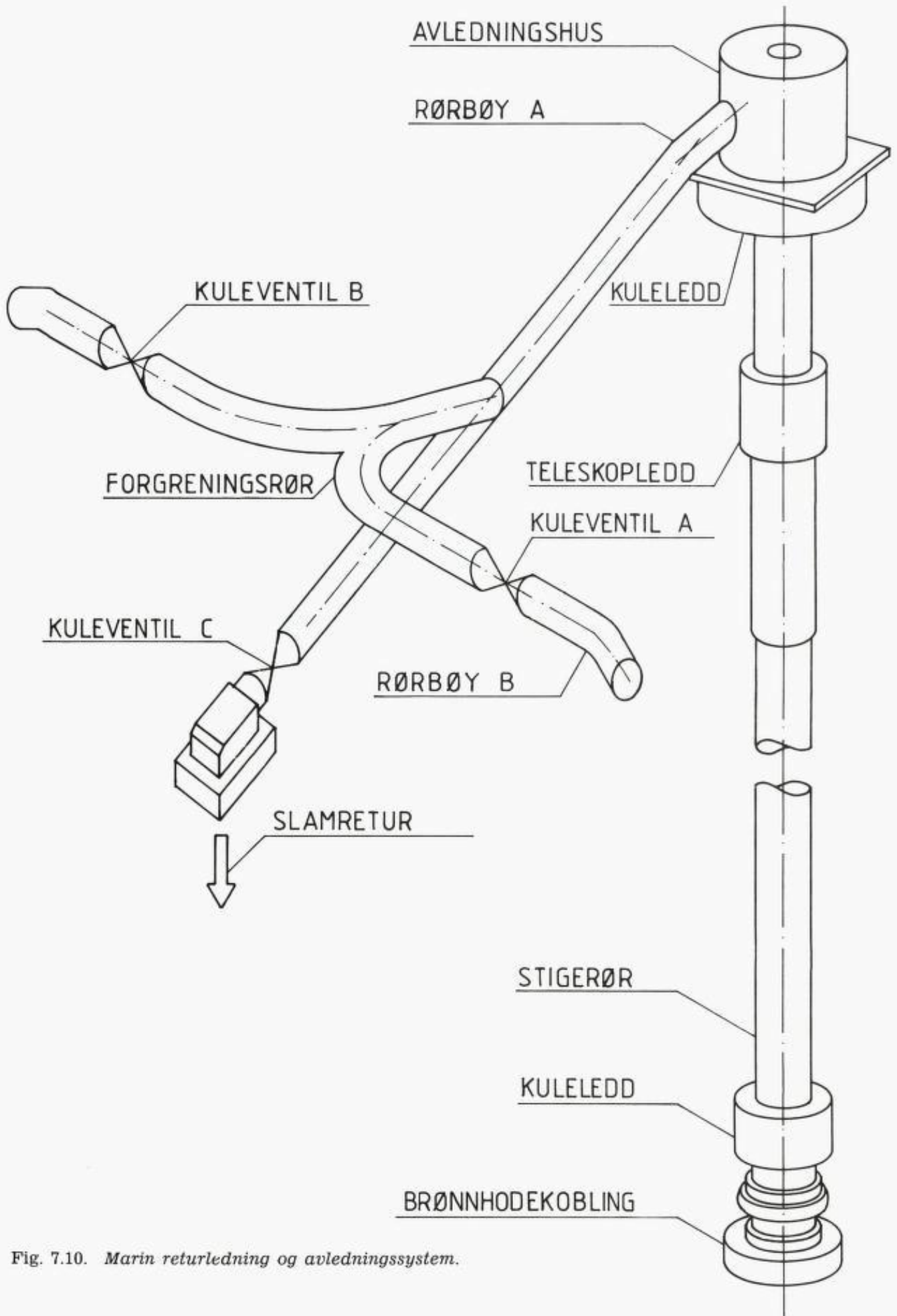


Fig. 7.10. Marin returledning og avledningssystem.

taustump. Personell ombord anfører imidlertid at dette ikke medførte noen forsinkelse eller risikomoment.

Plassering av kontrollen av brønnhodekoblingen synes ikke å være enestående for West Vanguard. Man har observert uheldig plassering også på andre rigger. Dette bør for fremtiden endres og kontrollen av brønnhodekoblingen plasseres på sikkert sted. Fjernkontroll plassert sammen med kontrollorgan for forflytting av riggen (f. eks. for utløsning av ankere) kan være ønskelig.

### 7.3.2.3 Gassavledningssystemet.

Avledningssystemet ombord på West Vanguard rapportertes av alle impliserte parter å ha vært i god teknisk stand. Det hadde aldri tidligere vært benyttet til utsirkulering av grunn gass. Man har testet systemet ved bruk av sjøvann.

Studier av avledningssystemet etter ulykken viste imidlertid følgende:

Innerrøret i avledningshuset var montert slik at utløpet ikke sto overrett med returledningen. De tekniske sakkyndige har konkludert at dette forholdet gir ugunstige strømningsforhold på dette stedet og at det uten tvil har hatt betydning for slitasjeskadene ved avledningshusets utløp. Se for øvrig sakkyndigrapporter fra prof. Waløen s. 114 og fra prof. Nørstrud s. 152 ff.

Professor Nørstruds strømningsstekniske vurdering av avledningssystemet er for øvrig følgende:

«Det mekaniske system som skal lede gassen ved en eventuell utblåsing fra riseren og ut gjennom avledningssystemet til atmosfæren er strømningssteknisk dårlig utformet. Dette gjelder særdeles ved områder hvor gassen skal avledes i bend og hvor strømnings-tverrsnittet får en sterk variasjon, som f. eks. i diverterdelen. Selv ved moderate strømnings-hastigheter ut fra systemet vil disse innretninger kunne føre til lokale belastninger (trykk, hastighet) som ligger rundt toleranse-grensen. Forefinnes det sand i gasstrømmen så vil disse kritiske soner bli ekstra belastet gjennom erosjon. For West Vanguard vil en tilskrive grunnen til nedbrytelsen av det mekaniske strømningsystem til disse nevnte forhold.»

Mens selve rørene var utført i 10 mm godstykkelse, var rørbendene utført med 21 mm godstykkelse. Dette var utført på en slik måte at man fikk en innsnevring av rørets innerdiameter. Slike skarpe tverrsnittsforandringer i rørsystemet skaper ekstra variasjoner i gassstrømmens hastighet og trykk og dermed økte belastninger.

Små krumningsradier i bendene i rørsystemet fører også til hastighetsvariasjoner og

dermed store trykkvariasjoner. Sandpartikler i en gasstrøm vil generelt ikke følge gassens partikkelbane men vil være mer rettlinjet. Dette gir igjen store lokale påkjenninger på rørveggen. Slike forhold som her er beskrevet førte til rask nedbryting av avledningsrørene på West Vanguard. Se for øvrig sakkyndigrapport fra prof. Nørstrud s. 153.

Kuleventilen i det avledningsrøret som var i bruk (kuleventil A) på fig. 7.10 viste seg ikke å være fullstendig åpen. Dette kan ha skapt strømningsmessige forhold som har gjort at det etterfølgende rørbendet (rørbend B) ble ødelagt ved erosjon. Kuleventilen selv er også skadet av erosjon. Se sakkyndigrapport fra prof. Waløen s. 119 ff.

Stengeventilen (kuleventil C) på returstrømledningen til slamrommet viste seg ikke å være fullstendig lukket. Dette førte til gassinnstrømming i sikterommet allerede fra første øyeblikk. Studier av denne ventilen påviser ingen feil i ventil eller aktuator, men indikerer at friksjonen i ventilen ble for stor til at aktuatoren klarte å lukke ventilen fullstendig under de rådende forhold. Aktuatoren synes å være underdimensjonert for denne ventilen. En viser også her til prof. Waløens sakkyndigrapport, s. 120 ff.

Som konklusjon må det kunne sies at til tross for at West Vanguards avledningssystem var av de beste som forefinnes på dagens rigger, led det av alvorlige mangler. Utbedring av brønnhodekobling, teleskopledd, avledningspakning med hus samt avstengingsventiler vil kunne forbedre systemet noe. Denne og tidligere utblåsninger har dog vist at slike avledningssystemer er uegnet til å løse den oppgaven de blir tillagt.

Med de trykk og strømningsrater som det er naturlig å få under utsirkulering av en grunn-gass-lomme, må det anses fastslått at et slikt avledningssystem vil bryte sammen i løpet av få minutter. Dette skyldes de voldsomt eroderende strømningsfenomen som alltid vil oppstå ved strømming av sand og gass gjennom et slikt system. Det er kommisjonens formening at det i fremtiden bør satses på andre løsninger for å takle en grunn-gassutstrømming. Jfr. for øvrig pkt. 7.14.3.

### 7.3.2.4 Måleutstyr/Instrumentering.

Riggen var utstyrt med et godt utvalg av måleinstrumenter for å registrere alle de aktuelle boreparametre.

- I tillegg til LUB-nedihullmåling av
- gammastråling
- resistivitet

registrerte man på overflaten, boreparametre, hvorav de viktigste var:

- drivrør (kelly) høyde
- pumpetrykk og rate
- strømningsrate av returslam
- kroklast og vekt på borekrone
- rotasjonshastighet på boret
- moment på borestrengen
- nivå i aktiv slamtank
- gassinhold i slam
- tetthet for inn- og utgående slam.

LUB-registreringene ble utført av Exlog og de øvrige av Norsk Petroleum Services (NPS).

En feil på dataregistreringen i Exlog's enhet gjorde at borerate og boredyp ble lest inn manuelt fra NPS's registrering. Dette gjorde Exlog i stand til å fortsette sin logging med den usikkerhet imidlertid som lå i denne manuelle innlesningen. Exlog registrerte for sin egen del også drivrørhøyde (kellyhøyde) og pumpe-trykk og rate. Dette ble gjort ved hjelp av egne installerte sensorer, og utgjør en dublisering av disse viktige målingene.

Et annet forhold var at NPS sin registrering av returslamtettheten ikke fungerte. Denne ble målt manuelt med en såkalt pressurized scale-måling (et system hvor man med komprimering av prøven eliminerer innvirkningen av eventuell gass i prøven). Dette førte til at effekten av eventuell gass i returslam ikke ble gjenspeilet i tetthetsmålingene. Disse dataene ble lagt inn i NPS sitt registreringssystem og vist på NPS-monitoren på boredekket. Når borepersonellet så sammenlignet disse dataene med de manuelt målte, fant man naturlig nok meget god overensstemmelse. Mens en kontinuerlig målt returslamtetthet ville avspeile eventuelle gassinnslag i slammet, kom dette nå ikke fram på registreringene.

De som var ansvarlig for boringen, synes bare i begrenset grad å ha hatt tillit til de registrerte data. Særlig gjaldt dette målingen av gassinhold i returslam.

Noe av den instrumentering som benyttes til overvåking av boreprosessen har vist seg å lide av dårlig driftsikkerhet og nøyaktighet. Særlig har dette vært tilfelle med målemetoder knyttet til slamsystemet. De miljøbelastninger slike målesystem utsettes for, er ofte svært krevende. Utstyret har mange ganger vist seg ikke å tåle disse påkjenningene. Dette har bidratt til å svekke den generelle tiltro til slike målesystem. Innføring av nye metoder har da også ofte gått sakte og blitt møtt med skepsis. Sammenliknet med andre industrigrener kan det synes som om de styre- og overvåkings-systemer som benyttes, ikke står

i rimelig forhold til de store og kostbare innretninger de skal betjene. De økonomiske og sikkerhetsmessige konsekvenser ved utstyrssvikt har ført til at man har vært tilbakeholden med å ta i bruk ny og prøvet teknologi.

#### 7.4. NØDUTLØSNING AV ANKERE.

Det inngår i plattformens nødberedskap at den momentant kan frigjøre ankerkjettingene for derved å søke å komme unna/drive unna en gassoppstrømming.

West Vanguard hadde 8 ankere – hvorav nr. 3-4-5-6 var akterut, de to første styrbord akter. Ankerkjettingene var 1700 m hver og utlagte lengder rundt 1500 m.

Frigjøringen skjer fra broen, der det er et styrepanel for utrausing av de enkelte ankere (elektrisk fjernstyring til ankervinsjene). Bremsesystemer på vinsjene utløses, og ikke utlagt ankerkjettingslengde skal løpe fritt ut over kabelarer og ledehjul. Utrausingen går hurtig, men det skjer likevel en form for styrt utrausing i og med at båndbremsen skal gå på når utrausingshastigheten overstiger et maksimum, for så å slippe igjen.

En plattformsjefs dilemma ved nødfrigjøring er at utrausingen av kjetting lager gnister og dermed fare for antennelse av gass som er kommet opp på plattformen. Dette selv om det er installert overrislingsanlegg på vinsjene.

I beredskapsplanene for Smedvig og Statoil er etter det kommisjonen har sett ikke trukket opp detaljerte retningslinjer eller prosedyrer for når ankerne skal nødutløses.

Plattformsjefen på West Vanguard utløste de 4 akte ankerne bare sekunder etter at gassen eksploderte. Ved strekket fra ankerne forut ville han få plattformen trukket unna.

Ved ankerutløsningen ble plattformen trukket ca. 80 m forover og mot styrbord. Den ble liggende med akterdelen av babord pontong i kanten av gassplumen eller like utenfor den.

Det viste seg at frigjøringsmekanismen på anker nr. 3 – det fremre av nr. 3 og 4 – hadde sviktet. Båndbremsen sto på og ingen del av gjenværende kjetting hadde gått ut.

Kommisjonen har latt foreta beregninger ved Norsk Marinteknisk Forskningsinstitutt (MARINTEK/SINTEF) over utslaget det fikk på plattformens rømningsbevegelse at ankerlinen på nr. 3 ikke ble brutt. Beregningene viser at utslaget var forholdsvis lite, kanskje bare 10 m, noe som først og fremst har med retningen på denne ankerlinen å gjøre. MARINTEK's beregninger er inntatt på s. 194.

Kommisjonen har søkt å finne årsaken til at båndbremsen på vinsjen for nr. 3 ikke åpnet seg.

Ved granskninger som VERITAS, Bodø, har foretatt, er det påvist en elektronisk feil på nødutløsningssystemet for nr. 3. Dette holder kommisjonen derfor for å være den sannsynlige årsak. Rapporten fra Veritas er inntatt på s. 196.

Som det fremgår hadde både ankervinsjer nr. 3 og 4 vært utsatt for eksplosjonskrefter så sterke at fundamentalsbolter var slitt av og vinsjhuset forskjøvet. Vinsjer nr. 3 og 4 sto like i nærheten av maskinrommet der det var en særdeles kraftig eksplosjon med store strukturelle ødeleggelser. Ved undersøkelsene etter ulykken fungerte imidlertid fortsatt det hydrauliske systemet for både vinsj nr. 3 og 4 med releer og ventiler. Man har funnet feil i den enheten i vinsjhuset som kontrollerer utrausingshastigheten. Sannsynligvis ligger feilen i et elektronisk kort for nr. 3. Feilen har gjort at vinsjbremsen ikke løste ut i det hele tatt. Nødutløsningssystemet blir jevnlig testet, men av praktiske grunner ikke så langt som til å bevege båndbremsene.

Det er ellers tegn på at hastighetskontrollen på vinsjene for nr. 4, 5 og 6 ikke har vært aktivert. Veritas begrunner dette med at det ikke var misfarging av malingen på bremsebåndene, noe som ventelig hadde blitt hvis bremsen var aktivert. Veritas mener at det må stilles spørsmål om hastighetskontrollen er nødvendig når den kompliserer nødsystemet slik at det reduserer dettes funksjonspålitelighet.

Det er uansett en viktig erfaring fra denne ulykken at anordningene for rask forflytning av plattformen fra gassoppstrømmingen ikke var pålitelig nok.

I en nødsituasjon kan det være helt avgjørende for redningen av mennesker og plattform at man får rømmet den opprinnelige posisjon og at dette kan skje umiddelbart når forholdene tilsier det.

Kommisjonen går ut fra at både bransjen og myndighetene vil vie oppmerksomhet til pålitelighet og forbedrede opplegg for å frigjøre en plattform fra en blåsende brønn.

Nedenfor under pkt. 7.14.4. nevner kommisjonen tiltak som bør kunne diskuteres i denne forbindelse.

## 7.5 ALARMSYSTEMER – KOMMUNIKASJONSSYSTEMER.

### 7.5.1. Alarmsystemer.

Alarmeringen av personell som befant seg andre steder enn i boligseksjonen, synes ikke å ha vært tilfredsstillende. Bruk av telefoner,

høytalere og klokker, sirener eller andre lyd-signaler er uhensiktsmessig i en slik larm som her oppsto.

Lyssignal bør installeres i større utstrekning enn nå. I § 15 pkt. 1.9 i forskrifter av 10.9.1973 for flyttbare boreplattformer med innretning og utstyr, er sagt at det i støyutsatte rom skal monteres rødt blinkende eller roterende lys som tilknyttes alarmsystemet. Erfaringen fra West Vanguard tilsier at slikt tilleggsutstyr er nødvendig også i områder som vanligvis ikke er støyutsatt.

Med de erfaringer man har gjort med hensyn til dagens gassavledningsutstyrs evne til å motstå påkjenninger ved en utblåsning, mener kommisjonen at livbåtalarm bør utløses samtidig med at avledningsutstyret settes i funksjon. En slik rutine må naturligvis tilpasses nytt utstyr og andre prosedyrer som måtte bli tatt i bruk.

### 7.5.2. Kommunikasjonssystemer.

#### 7.5.2.1 Kommunikasjonsproblemene.

Det er kommet klart fram at utilfredsstillende kommunikasjon mellom personell i flere faser av kontroll/evakueringsperioden skapte vanskeligheter såvel for utføring av brønnkontrollarbeidet som for gjennomføring av evakueringen. Støynivået fra utblåsningen var overordentlig høyt – det er sammenlignet med støyen fra flere jetmotorer.

#### Boreområdet.

På grunn av støy fra utblåsningen var kommunikasjon mellom personell på boredekk, kjellerdekk og pumperommet særdeles vanskelig over telefon såvel som ved hjelp av håndradio.

Dette førte til at kontakten mellom personell enten ikke ble opprettet, slik at man foretok seg det man selv mente var riktig, eller man måtte benytte «budbringere». Dette førte naturligvis til usikkerhet blant ledende personell om ordrer kom fram og usikkerhet blant underordnet personell om hva de skulle foreta seg.

Ordre om evakuering som ble gitt over høytaleranlegget ble ikke oppfattet av alt personell.

#### Bro/kontrollrom – bro/boredekk.

Kommunikasjonen mellom bro og kontrollrom via telefon fungerte tilfredsstillende.

Kommunikasjon mellom bro og boredekk var derimot umulig både via telefon og VHF-radio på grunn av støyen.

*Standbybåt/livbåter.*

Det ble uten problemer opprettet kontakt på VHF mellom «Black Ice» og begge livbåtene. Det var også forbindelse mellom livbåtene. Kontakten var meget viktig for å få oversikten over personellsituasjonen. Under kommunikasjonen mellom Black Ice og dens pick-upbåt erfarte man at VHF må være utstyrt med «head-set» ved bruk ute.

*7.5.2.2 Bedre kommunikasjonssystemer.*

Hovedgrunnene til kommunikasjonsproblemer, støy, gass, støv og sand, vil kunne være til stede i et lignende framtidig tilfelle. For å forbedre kommunikasjonen foreslås det at man ser nærmere på en større tilgjengelighet av hodetelefoner ved siden av større bruk av lyssignaler i alarmsystemene.

**7.6. BOREPLATTFORMEN FOR ØVRIG.**

West Vanguard gir inntrykk både ut fra inspeksjonen og fra rapporter fra eier og operatør å være en godt vedlikeholdt og funksjonell borerigg.

**7.6.1. Ventilasjon.**

Ulykken har avdekket noen uheldige forhold:

Det viste seg at en rekke rom ikke var godt nok sikret mot innsuging av gass. Stenging av inn- og utluftkanaler bør gjøres på en annen måte, og helst foregå automatisk ved en gassalarm.

Plasseringen av luftinntakene til maskinrommet var spesielt ugunstig under de rådende vindforhold. Også ut fra de brannsakkyndiges rapport, se s. 85 og 98 ff., må man i fremtiden finne en bedre plassering av inntakene til maskinrom. Innsugning til maskinrom bør fortrinnsvis skje i lo side av riggen (mot vindretningen) ved f.eks. omsjaltning mellom ulike innluftkanaler.

**7.6.2 Kontrollrommets plassering.**

Plasseringen av kontrollrommet nær maskinrommet var ugunstig både ut fra et sikkerhetssynspunkt og med tanke på god rømmingsvei fra dette rommet.

**7.6.3. Redningsutstyr – rømmingsveger.**

Skjerming av redningsutstyret både hva angår livbåter, redningsbøyer og flåter synes noe mangelfullt. Den sterke varmen som utviklet seg under eksplosjonen og brannen, smeltet plastbeholdere som var i strålingssonen hvor dette utstyret var lagret. Dette gjorde noe av utstyret ubrukbart. Adkomsten til akre livbåter var vanskelig gjort på grunn av brannen og i dette tilfelle hadde man mulighet til å benytte livbåtene som lå i le av boligseksjonen. Skjermede rømmingsveier bør vies større oppmerksomhet ved senere utforming av slike rigger.

Oppmerksomhet bør også henledes på at en av mannskapet som sto vendt fra brannen/eksplosjonen, og på forholdsvis god avstand, fikk sin overlevelsesdrakt, nærmere bestemt firmabokstavene på draktens rygg, varmeskadet, etter egen mening også antent. Sjøfartsdirektoratets forskrift av 10.11.1980 om godkjenning av redningsdrakter stiller strenge krav til draktene.

**7.7 GASS PÅ/VED BOREPLATTFORMEN, EKSPLOSJONENE, BRANNEN.**

Etter at gassavledningssystemet ble koplet inn kl. 2257, ble brønnen fort tømt for slam, og gass strømmet ukontrollert opp til plattformen. På grunn av at kuleventilen i slamreturleningen ikke lukket skikkelig, strømmet slam og gass i store mengder inn i slamrommene i begynnelsen.

På grunn av trykket i gasslommen (mer enn 50 atm), strømmet gassen etter hvert ut av avledningsrøret med en hastighet tilsvarende lydens. Dette utgjør en stor massestrøm av usikker størrelse fordi den er iblandet sand. Uten sand er massestrømmen anslått til ca. 170 kg/s (prof. *Nørstruds* sakkyndigerklæring s. 157), mens sandblandingen vil redusere dette kraftig. De iblandede sandpartikler fra formasjonen forårsaket en kraftig sliping av rørene. Særlig har det gått ut over rørveggene i forbindelse med bend. Trolig har det gått hull på gassavledningshuset og de nærmeste bend i løpet av noen minutter, slik at gassen strømmet fritt ut under boredekk. Den utstrømmende gass/sandstrålen fra hullet i det ene rørbendet laget deretter hull i skottet inn til sikterommet, slik at gassen også spredte seg den veien senere.

Friksjonstapet for den strømmende gassen fra gasslommen til plattformen var lite, slik at trykket ved teleskopleddet ble nær gasslometrykket. Dette er adskillig mer enn hva

pakningene er beregnet for (maks. 20 atm). Dermed oppsto også gasslekkasje her som sprutet inn på kjellerdekk og oppunder boredekk. Volumstrømmen av denne lekkasjen var trolig relativt liten.

Gassen som strømmet var tidligere analysert ombord ved hjelp av kromatograf og det var slått fast at den besto av hovedsaklig metan.

Tilgangen på gass gjennom stigerøret var rikelig stor frem til dette ble koplet fra til å danne eksplosjonsfarlige konsentrasjoner av metan på plattformen. Stigerøret kom trolig ikke løst fra brønnhodet før omtrent da første eksplosjonen skjedde.

Noen tid etter at utblåsningen startet, observerte enkelte personer gassbobler i sjøen mellom plattformens aktre søyler. Brønnhodet og området rundt dette ble studert med ROV. Stigerør og brønnhodekopling er senere maskinteknisk vurdert. Ingen av disse undersøkelser har gitt forklaring på den tidlige gassoppstrømmingen i sjøen.

Etter at plattformen drev av, viser sakkyn-digrapporten fra prof. *Waløen*, se s. 129 ff. at borestrengen trolig ikke var blitt slitt av slik at stigerøret i noen grad fremdeles har tjent som et tilførselsrør for gass til plattformen. De strømningstekniske forhold rundt dette er vurdert i sakkyn-digrapporten fra prof. *Nørstrud*, se s. 157 ff. Mengden av gass som ble tilført på denne måten er usikker, men en viss tilførsel har trolig foregått helt til plattformen ble slept vekk.

Gassen som steg opp til plattformen gjennom vannet fra havbunnen, har trolig ikke bidratt særlig til brann/eksplosjonsforholdene etter de første store hovedeksplosjonene.

Plattformen var i en del rom forsynt med halon brannslukningsanlegg og også overrisslingsanlegg. Brannundersøkelsene viser at halonanleggene ble utløst. I hvilken grad disse anlegg hemmet og forsinket brannutviklingen, vet man ikke.

SINTEF/Norges Branntekniske Laboratorium har utført en undersøkelse av årsaksforholdene ved utvikling av brann og eksplosjon på plattformen. Rapporten er inntatt på s. 75 ff. Det konkluderes med at lekkasjer i teleskop-ledd og kuleventil i slamreturnrør, kombinert med lekkasjer i gassavledningsrørene etter sammenbrudd, har sørget for spredning av gass i eksplosjonsfarlige konsentrasjoner på dekkområdet i sentrale deler av hoveddekk og til nærliggende rom i styrbord og aktre del av hoveddekk. Spredningen av gass til rommene er skjedd gjennom ventilasjonskanaler.

Rapporten setter opp to sannsynlige hendelsesforløp basert på befaringer og analyser. I det første alternativet (1) tennes først gassen

rundt kjellerdekket ved gnister som oppstår pga. utblåsningen. Flammefronten sprer seg deretter gjennom ventilasjonssystemet til maskinrommet, som eksploderer ca. 1 min. etter den første eksplosjonen. De øvrige antenner og eksplosjoner sprer seg deretter videre til de øvrige skadede delene av plattformen.

Alternativ 2 antar at første eksplosjon skjer i maskinrommet og flammene sprer seg deretter til dekkområdet. Det øvrige forløpet er som alternativ 1.

Kommisjonen anser alternativ 1 som mest sannsynlig da flere vitner har observert første eksplosjon til å ha funnet sted rundt kjellerdekkområdet.

Rapporten fra SINTEF/Norges Branntekniske Laboratorium diskuterer en rekke uheldige forhold ombord som har hatt betydning for utviklingen av brann og eksplosjonsforløpet. Sentralt her er at noen av luftinntakene til deler av ventilasjonssystemet var svært uheldig plassert på plattformen, slik at eksplosjon og brann i maskinrom m.v. knapt kunne unngås når gass først hadde samlet seg på dekk.

En rekke forbedringer kan foreslås når det gjelder såvel luftinntakene som andre sentrale faktorer. Dette er diskutert i avsnitt 7.14.6. Hovedkonklusjonen er dog at man må unngå at gass i det hele tatt føres opp til plattformen gjennom stigerøret til avledningssystemet. En kan vanskelig tenke seg en konstruksjon av avledningssystemet som ikke bryter sammen under en slik kraftig utblåsning. Videre kan det oppstå lekkasjer andre steder, som eksempelvis i teleskopledet. Med gass på plattformen er det vanskelig å unngå at den blir antent på en eller annen måte. Man bør derfor forsøke å avlede gassen nede i sjøen.

Et slikt gassutslipp representerer ingen miljøforurensning. Erfaringer fra denne ulykken vedrørende brann av gass på sjøen viser at en slik brann ikke vil bre seg særlig høyt over havoverflaten. Det synes derfor å være langt mindre risiko ved å slippe gassen ut i sjøen enn ved å risikere at et avledningssystem bryter sammen med den følge at gassen kommer inn på riggen med tilhørende eksplosjonsfare.

## 7.8 PLATTFORMENS STABILITET.

### 7.8.1 Slagsiden.

Idet de siste personene evakuerte riggen merket man en rask krenging forover. Dette hadde sin årsak i frigjøring av 3 ankerkjettinger i aktre ende.



Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

Senere samme natt ble det observert en ganske raskt økende slagside akterover med babord akter søyle som det mest dypgående punkt. Senere undersøkelser har vist at akter ballast-tank PT-17 med oppgitt kapasitet 481 m<sup>3</sup> var fylt med sjøvann, noe den ikke var forut for ulykken. Sakkyndig vurdering konkluderer med at dette kan forklare denne slagside på ca. 10°, jfr. sakkyndigrapport fra prof. Nørstrud s. 159. Studier vedrørende årsaksforholdet til fyllingen av denne tanken har ikke gitt noen sikre forklaringer. Det er ikke påvist lekkasjer eller skader på pontonger, ei heller skader på tank eller ventil. Ventilen er dessuten lukket. Det foregikk ingen ballastering

på det tidspunkt ulykken skjedde. Tanken er slik plasert at den med åpen ventil kan fylles ved sjøtrykk. Tre teorier er fremsatt:

1. Ventilen er ved en feiltakelse blitt åpnet fra kontrollrommet. Ved senere avbrenning av hydraulikkåret har så ventilen stengt ved hjelp av den innebygde fjæraktiverte returmekanismen.

2. Ventilen er blitt åpnet ved en feiltakelse fra kontrollrommet, men resatt umiddelbart etterpå. Det skal ha vært observert på West Vanguard at en slik ventiloperasjon (hvor ventilen ble forsøkt stengt uten å være kommet i fullt åpen stilling) ved én anledning førte til at ventilen ble stående åpen selv om indikatoren



Fig. 7.11. Slagsiden 7.10. 1985.

viste det motsatte. Senere har så ventilen stengt igjen på samme måte som under alternativ 1.

3. Ventilen har åpnet som følge av trykkøkning i hydraulikkledningen til ventilen p.g.a. brannens varmpåkjenning. Ventilen kan ha stengt igjen når varmebelastningen har opphørt på grunn av ventil-aktuatorens fjærretur.

Pkt. 1 og 2 har ingen støtte i de avgitte forklaringer.

Skipskontrollen i Kristiansund, som etter anmodning av kommisjonen – og med bistand av SINTEF, avd. for maskinkonstruksjoner – har foretatt undersøkelser, konkluderer med at teori nr. 3 er sannsynlig. Denne teorien underbygges av at man ombord har tilfeller av andre ventiler som har operert på tilsvarende måte. Disse ventilene har imidlertid blitt stående åpne på grunn av at de ikke er utstyrt med tilsvarende fjæraktivisert returmekanisme. Det vises til Skipskontrollens og SINTEF's rapport.

Flere ubesvarte spørsmål gjør imidlertid konklusjonen usikker.

Når det i den etterfølgende tiden ble rapportert økende slagside endog opp i 20°, skyldes dette høyst sannsynlig feilobservasjon. Slagsiden økte imidlertid til ca. 12°. Dette antas å skyldes fylling av aktre babord heissjakt med regnvann, vann fra brannsløking, samt kjølevann fra avrevet kjølevannsledning. Fig. 7.11 viser slagsiden.

### 7.8.2. Innvirkning fra gass i sjøen.

Det har både tidligere og i forbindelse med denne ulykken vært spekulert på mulighetene for redusert oppdrift som følge av gassutstrømming i sjøen. Sakkyndigrapport fra prof Nørstrud, se s. 149, relativt nye studier ved MIT, USA\*) og andre studier, bl.a. ved Marinteknisk Senter i Trondheim, viser at det som synes å skje når en halvt nedsenkbar borerigg kommer ut i en gassplum (oppstrømmende gasskjegle i vann) er at riggen løftes opp og skyves unna på grunn av de opp- og utadrettede strømningskreftene i sjøen. Observasjoner fra denne ulykken synes å stemme overens med en slik teori.

## 7.9. EVAKUERING M.V.

### 7.9.1. Evakuering og redningsoperasjon.

Plattformsjefen ble vekket umiddelbart etter at utblåsningen var et faktum og ga straks

beskjed om at alle skulle vekkes. Dette ble utført i samsvar med prosedyrer.

Etter ankomst til broen ga plattformsjefen videre på norsk og engelsk beskjed over høytaleranlegget om at alle skulle gå til de forreste livbåter. Det ble ikke gitt det foreskrevne signal om evakuering ifølge alarminstruks. Dette hadde ingen betydning for utfallet av evakueringen, men kunne ha fått det.

De fleste av mannskapet oppholdt seg i og ved livbåtene da gassen ble antent. Kun personell i arbeid (forsøk) med å kontrollere utstrømmingen og frakobling av stigerøret oppholdt seg på boredekk og i området ved kjellerdekk. Kort tid før eksplosjonen fikk også disse muntlig beskjed om å gå til livbåtene. Grunnet støy fra gasstrømmen hadde flere av dem ikke hørt ordren over høytaleranlegget om å gå til livbåtene. 3-4 personer forlot ikke området før eksplosjonen inntraff på grunn av kommunikasjonsproblemer. (Dette omtales i eget avsnitt).

Det var ikke gitt ordre om å lære båtene før eksplosjonen inntraff. På dette tidspunkt hadde heller ikke alle rukket frem til livbåtstasjonen. Umiddelbart etterpå ankom de siste fra boredekk/kjellerdekk og båtene ble låret, uten at ordre til dette var mottatt. Støyen var slik at det ikke var mulig å høre eventuelle ordre. Ifølge sin politiforklaring mener plattformsjefen at han ga ordre om å få båtene på vannet samtidig med at låringen av dem skjedde. Det fantes på dette tidspunkt ingen fullstendig oversikt over om det var noen igjen på riggen, men det var ingen grunn til å vente lenger med låring. En nøling ville ut fra det man da kunne forvente ha fått katastrofale følger.

Det viste seg noe senere at 3 personer ikke hadde bordet båtene – plattformsjef, stabilitetsjef og vedkommende som senere antas å ha omkommet.

Navneopprop under bording av livbåtene ble ikke utført i tilstrekkelig grad. Kommisjonen vil være varsom med å kritisere dette. Det var liten tid til rådighet, og situasjonen var slik at sjekking av navnelister ville komplisert og forsinket evakueringen utover det forsvarlige. Man hadde mannskapsliste med i iallfall den ene av livbåtene.

Kanskje burde man foretatt evakuering på et tidligere tidspunkt, men med de kunnskaper plattformledelsen den gang hadde om utblåsning fra grunne gasslommer, var det naturlig for den å tro at gasstrømmen ville stoppe i løpet av kort tid og at man ville mestre situasjonen. I tillegg til dette visste ledelsen at det fremdeles var folk i arbeid med kontroll av utblåsningen/frakobling av stigerøret. Dis-

\*) J. Milgram, F.R.Erb: «How floaters Respond To Subsea Blowouts», Petroleum Engineer Int., June 1984.

se var det umulig å nå over høytaleranlegget grunnet overdøvende støy.

Låringen av livbåter forløp tilfredsstillende. Øvelser var blitt holdt regelmessig, og dette sammen med gode værforhold hadde meget å si for den vellykkede sjøsetting av båtene. På den annen side hadde man plassproblemer i livbåtene. I en av dem var det 47 personer, og de hevder at de i stor utstrekning måtte «sitte på hverandre». Disse båtene er sertifisert for 50 personer. De ble opplevd som for små.

Plattformen ble ikke forsøkt trukket vekk fra brønnhodet før eksplosjonen inntraff. En slik forhaling ble vurdert under utblåsningen, men på grunn av den overhengende fare for gassantennelse under utrausing av ankerkjetting ville plattformsjefen vente, jfr. at det fortsatt var folk ute på dekk. Med så meget gass oppe på plattformen var dette en riktig vurdering. Hjelpesfartøyet «Black Ice» ble av plattformsjefen bedt om å ligge klar på lo side av riggen og gikk straks opp for å avvente nærmere ordre. Etter dette var det ingen kontakt rigg/ hjelpesfartøy. Det burde det ha vært.

De to gjenværende ombord etter at båtene var låret – plattformsjef og stabilitetssjef – klatret ned leder på babord søyle forut. Derfra ble de observert fra Black Ice, og la på svøm ut fra riggen. Den ene ble tatt direkte ombord i Black Ice, mens den andre begynte å drive vekk fra hjelpesfartøyet.

Black Ice' pick-up-båt ble låret og vedkommende i sjøen ble tatt opp i løpet av kort tid.

Årsaken til at plattformsjefen og stabilitetssjefen klatret ned og la på svøm og ikke fulgte livbåtene er uklar.

Ombord i hjelpesfartøyet fantes det ingen oversikt over hvor mange personer som befant seg ombord på West Vanguard. Det vil i fremtiden være påkrevet at slike fartøyer har denne oversikten, da det er avgjørende for et riktig opplegg av rednings/søk-operasjonen. Det var en tid uvisst hvor mange som var savnet. 3 mann ble i en kortere periode meldt savnet.

Det ble opprettet radiokontakt (VHF) mellom livbåter og hjelpesfartøy. Livbåtene ble beordret vekk fra riggen og gassbrannen på sjøen, mens søk etter overlevende pågikk fra Black Ice og dens pick-up-båt. Grunnet støy fra utblåsningen var det vanskelig å opprettholde kommunikasjonen mellom hjelpesfartøy og pick-up-båt. Ulykken viste at bruk av «headset» er påkrevet i slike situasjoner, og personer som betjener pick-up-båt må for fremtiden ha tilgang til dette.

De reddede i livbåtene ble tatt opp av hjelpesfartøyet 1 1/2 – 2 timer etter at de hadde gått fra borde. Grunnen til tidsforløpet var prioritering av leting etter savnede fra hjelpe-

fartøyets side. Under de daværende forhold var dette en korrekt beslutning.

Søk i sjøen etter savnede skjedde med Black Ice, dens pick-up-båt, andre fartøyer og redningshelikopter.

Hovedinntrykket er at evakueringen og redningsaksjonen ble gjennomført raskt og på en bra måte i en særdeles vanskelig og farlig situasjon. Under de rådende forhold – særlig støyforhold – var det knapt mulig å følge alle prosedyrer som læres ved livbåtøvelser. Det er imidlertid grunn til å merke seg at man hadde fordelene av en gunstig vindretning og et rolig vær.

### 7.9.2 Varsling, samband med land, redningsapparat.

Telegrafisten formidlet uten særlige vansker melding om utblåsningen til Ørland radio, Hovedredningssentralen og Statoils og Smedvigs operasjonsledelser i Harstad. «May-day»-melding over nødfrekvensen ble ikke sendt, men telegrafisten var i ferd med å sende melding «Security-Abandon Gas» da eksplosjonen kom.

Både Ørland radio og Hovedredningssentralen har loggført meldingen innkommet først kl. 2310. Da hadde utblåsningen vært i gang i ca. 10 min. Situasjonen var så farlig at meldingen skulle vært gitt umiddelbart.

Redningsapparatet fungerte tilfredsstillende, men ble ikke satt særlig på prøve ved denne ulykken. Det var en rekke fartøyer som kom raskt til ulykkesstedet. Luftforsvarets redningshelikopter var på ulykkesstedet etter 1 1/2 time, noe som vurderes som brukbart flytiden ut på Haltenbanken tatt i betraktning. Tilfredsstillende var det også at man kunne sette lege ned til de reddede på «Black Ice» 3 timer etter ulykken.

I en slik nød- og krisesituasjon er det av største viktighet at sambandssystemene ut til enhetene på ulykkesstedet reserveres absolutt nødvendig trafikk. På stand-by-båten «Black Ice» gjorde man den erfaring at kommunikasjonsmidlene med land meget av tiden var blokkert, bl.a. av presse og reportere.

### 7.9.3. Søk etter savnet person.

Det har for kommisjonen til dels fremkommet kritikk fra mannskapet på West Vanguard når det gjelder ettersøkingen av den savnede. Riggen ble forsøkt bordet 2 1/2 døgn etter ulykken, og ble første gang bordet en dag senere, den 10.10. kl. 1315. Flere har uttalt at

de var villige til å borde plattformen før politiet gjorde det, men fikk ikke adgang til det. De viser til at det er en uskreven lov på sjøen å sette alt inn på å redde liv, ofte med eget liv som innsats. De mener at ulykken har vist at det er et misforhold mellom myndighetenes vilje til å la rednings/letemannskaper løpe risiko under aksjoner på kontinentalsokkelen og på land. I denne forbindelse har de nevnt redningsaksjoner i Trolltindene de senere år.

Kommisjonen peker på at det er politiets oppgave å lede søk etter savnede i et tilfelle som dette. Det var gassoppstrømming, branner og eksplosjonsfare ombord, og kommisjonen har forstått det slik at ved vurderingen av søksforholdene og faremomentene var de involverte parter politiets rådgivere ved siden av OD og Statens institutt for strålehygiene.

Således ble det blant annet fra Statoil satt opp visse kriterier for bording av plattformen. Det var dessverre etter politiavhørene av mannskapet da det kom inn til Trondheim også slik at det var liten sannsynlighet for at den savnede kunne overlevd.

Dersom man ser behov for en nærmere gjennomgåelse av leteoperasjonen for eventuelt å sette opp spesielle retningslinjer for slike operasjoner ute på sokkelen, bør dette etter kommisjonens oppfatning skje ved en egen utredning.

## **7.10. ANSVARFORHOLD – ORGANISATORISKE FORHOLD – ARBEIDSMILJØ.**

### **7.10.1 Ansvarsforhold – organisatoriske forhold.**

Kommisjonen har funnet at Statoil og Smedvig har organisert boreoperasjonen på brønn 6407/6-2 etter det tradisjonelle opplegg for leteboring på norsk sokkel. Ansvarsforholdene synes i hovedtrekk å ha vært klare, både når det gjelder ansvarsområdene for dem som var ombord på plattformen og ansvarsfordelingen vis å vis selskapenes operasjonsledelse i land.

Både Statoil og Smedvig hadde lagt operasjonsledelsen til sine basekontorer i Harstad. Operasjonslederne der hadde daglig muntlig kontakt med de sentrale operasjonsorganer i Stavanger – for Statoils vedkommende gikk også kopi av all skriftlig kommunikasjon mellom Harstad og plattformen til Stavanger –, men det var opplegget at de løpende og daglige avgjørelser i størst mulig utstrekning skulle tas i Harstad. Operasjonslederne i Harstad anses for øvrig godt kvalifisert.

Når det gjaldt boringen, hadde Statoil daglig rapportering av data fra plattformen til Harstad. Både Statoil og Smedvig hadde flere ganger daglig informasjonskontakt og drøftelser med sine folk på plattformen pr. telefon. Hvordan boringen forløp søndag kveld 6.10., var man i Harstad imidlertid ukjent med inntil alarm ble gitt og utblåsningen var et faktum.

Ansvarsfordelingen mellom operasjonsledelsene på land og selskapenes ledende personell på plattformen var slik at lederne ombord var gitt utstrakt myndighet til selv å fatte beslutninger og iverksette tiltak som de måtte finne nødvendige. Det forutsattes dog at boreledelsen ombord skulle oppta kontakt med ledelsene i land under problemsituasjoner i den utstrekning tiden tillater det. At man i dette tilfelle – fra «drill-break» kl. 2058 og utover – var i ferd med å miste brønnkontrollen, forsto man imidlertid ikke ombord før det var for sent og således ble ikke landsiden involvert. Videre skal det normalt innhentes godkjenning fra land på fravikelser fra prosedyrer og boreprogram. I den forbindelse refereres det til avvik i henhold til etablerte prosedyrer om strømningssjekk påpekt under pkt. 7.1 ovenfor. Statoils personell ombord hadde ikke klart slike avvik med ledelsen på land.

Ansvarsfordelingen mellom de sentrale personer ute på en plattform er for det første trukket opp i bemanningsforskriftene av 23.3.1982. For så vidt gjelder operatørens boreleder og ass. boreleder er ansvarsområdet angitt i forskriften av 22.2.1983 om kvalifikasjoner for borepersonell. I tillegg var ansvarsområdene angitt i selskapenes stillingsbeskrivelser og stillingsinstruksjoner.

Plattformsjefen tok ledelsen straks han ble purret og orientert om den situasjon som var oppstått. Han ga ordre om alarm både ombord, til land og til standbybåten og iverksatte evakuering av plattformen uten særlig tidstap etter å ha rådført seg med de ansvarlige for boreoperasjonen hos Statoil såvel som i sitt eget selskap.

Operatørens boreleder har ansvaret for å se til at selskapene under kontrakt utfører sitt arbeid i samsvar med kontraktbetingelser, boreprogram og etablerte prosedyrer og rutiner for dette arbeidet. Borelederen hadde et klart ansvar for å gi retningslinjer og direktiver for videre operasjon i problemsituasjoner. Smedvigs boreledelse ombord har et selvstendig ansvar i å vurdere instruksjoner som mottas fra operatørens boreleder. Dersom disse instruksjoner anses å være uforsvarlige, plikter boresjefen å ta dette opp med operatøren og eventuelt med sin egen overordnede på land. Slik situasjonen var, oppfattet ikke Smedvigs bore-

ledelse situasjonen dithen at slik aksjon skulle være nødvendig.

Det er på det rene at det var Statoils ass. boreleder som ga avgjørende instruksjoner etter at man hadde hatt «drill-break». Det var hans ansvar å gi ordre om strømmingssjekk, økning av slamvekten eller andre tiltak. Det er klart at det var han som ga ordre om videre boring. Han hadde også informasjonsansvar overfor sin senior boreleder, som etter kommisjonens mening burde ført til varsling av denne ved den høye gasslesningen etter kl. 22.00. Som nevnt hadde senior boreleder fulgt med i boreoperasjonen etter «drill-break» uten å ta aktivt del i denne og deretter trukket seg tilbake i tillit til at man ikke hadde ustabil situasjon i brønnen.

Kommisjonen vil være forsiktig med å breide boreselskapets ass. boresjef som foresto boringen for ikke å ha gjort innsigelser mot operatørens beslutninger om ikke å øke slamvekten og mot å fortsette boring uten ytterligere strømmingssjekk. I praksis vil han ivareta sitt ansvar ved å drøfte situasjonen med operatørens boreleder. Hos Smedvig er det kjent bare ett tilfelle der situasjonen sto så klart farlig for borepersonellet at dette motsatte seg operatørens direktiver (det var for øvrig ikke på norsk sokkel). Hverken boreren eller ass. boresjef på West Vanguard innså alvoret i situasjonen. Dertil sto de overfor en boreleder med en vesentlig lengre og bredere erfaring enn de selv hadde. Ass. boresjef var for øvrig nyansatt.

Ass. boresjef hadde ansvar for å varsle og iallfall konsultere sin boresjef om alle avviks- og problemsituasjoner som gjaldt boreoperasjonelle forhold. Kommisjonen mener at den høye gasslesningen ga grunn til slikt varsel, særlig sett på bakgrunn av den forutgående «drill-break.»

Som det fremgår andre steder i rapporten, har kommisjonen festet seg en del ved at det synes som om det gikk for lang tid før brønnhodekoplingen ble utløst. Det er bare tale om minutter, om enn minutter som kunne vært avgjørende. Det var ass. boresjef som – på eget initiativ – var nede på kjellerdekket for å slå over utløsningshendelen. Det er nokså uklart hva som der skjedde. Dersom ass. boresjef nølte med å iverksette operasjonen, vil kommisjonen tro at dette ikke hadde noe med usikkerhet om ansvarsfordelingen å gjøre. Etter at utblåsningen var i gang, hadde plattformsjefen, boresjefen og Statoils senior boreleder overtatt all ledelse og det var deres ansvar å gi ordre om en slik handling som å frigjøre stigerøret. Det er opplysninger som tyder på at de så tiden litt an i håp om at utblåsningen kulminerte. Problemet var videre at all

radio- og telefonkommunikasjon med ass. boresjef på kjellerdekket ble umuliggjort av støy.

Både Statoil og Smedvig er store og velorganiserte selskaper.

Det ene punkt kommisjonen har heftet seg ved når det gjelder de organisatoriske forhold knytter seg til istandbringelsen av det aktuelle brønnprogrammet. Det er nærmere redegjort for hvordan dette skjedde under pkt. 7.2. Kommisjonen påpeker også her at det ikke er tilfredsstillende dersom rutinene ved utarbeiding av brønnprogrammet ikke fullt ut sikrer overføring av viktig informasjon mellom de impliserte parter. Kommisjonen har forstått det slik at Statoil er i ferd med en revisjon av kvalitetssikringshåndboken på dette punkt.

### 7.10.2 Arbeidsmiljø.

Det er for kommisjonen ikke fremkommet noe som gir grunnlag for bemerkninger til det fysiske arbeidsmiljøet på West Vanguard.

Verneombudsordningen fungerte og man hadde etter det opplyste ikke uløste saker av betydning. Ifølge det verneombud som kommisjonen har hatt inne til forklaring, fikk man etter hvert ordnet de fleste av de saker og problemer som ble tatt opp.

Når det gjelder arbeidstiden, fulgte man den vanlige 12 timers skiftordningen med 2 ukers arbeidsperioder og 3 uker i land. Kommisjonen har vært interessert i å få klarlagt om man arbeidet under et spesielt tidspress og om det eventuelt kunne ha vært en medvirkende årsak til at det gikk galt. Dette bestrides av de involverte parter og det er ingen indikasjoner på at man har hatt et større press på seg enn ordinært i slik virksomhet.

På andre steder i rapporten, således pkt. 7.4., har kommisjonen påpekt forhold som har med arbeidsmiljøet å gjøre, blant annet at ulykken viste at rømningsveiene burde vært bedre, at det er behov for ytterligere skjerming av redningsutstyret og at operasjonspaneler for alt brønnkontrollutstyr samt brønnhodekopling bør plasseres på et sted hvor det er sikrere å komme til under en utblåsning enn inne på kjellerdekket.

### 7.11. SIKKERHETSORGANISERING – SIKKERHETSOPPLÆRING.

Sikkerhetsorganisering og -opplæring har i en årrekke vært viet betydelig innsats. Viktige bidrag er de offentlige utredninger om opplæring (Leiro-utvalget) og forskningsprosjektet «Sikkerhet på sokkelen».

### 7.11.1 Operatørens sikkerhetsorganisering.

Statoils sikkerhetssystem er beskrevet i «Sikkerhetshåndbok – Hovedretningslinjer». Operatøren ivaretar myndighetenes krav til sikkerhet gjennom sitt internkontrollsystem med håndbøker for kvalitetssikring, sikkerhet og beredskap.

Ansvar for sikkerhet, beredskap og kvalitetssikring er lagt til Stab for sikkerhet og kvalitetssikring, S&K, direkte under hovedledelsen for å gi uavhengighet vis-à-vis selskaps øvrige virksomhet. S&K har utarbeidet veiledninger for den praksis som forutsettes fulgt.

Statoil har særlige krav til personellkvalifikasjoner av betydning for sikkerhet og beredskap i stillingsbeskrivelser for

- boreleder
- borelederkonsulent
- assisterende boreleder
- geolog

Statoils krav til boreentreprenør er regulert gjennom kontraktsforholdet. Boreentreprenørens dokumenterte sikkerhetssystem inngår som en del av operatørens sikkerhetssystem.

Den samlede dokumentasjonen av Statoils sikkerhetssystem inklusiv håndbøker og veiledninger, er svært omfattende.

Ifølge de opplysninger kommisjonen har fått, synes Statoils sikkerhetssystem med hensyn på kvalifikasjoner og beredskap å ha fungert etter forutsetningen.

### 7.11.2 Boreentreprenørens sikkerhetsorganisering.

Smedvig (boreentreprenøren) ivaretar myndighetenes og operatørens krav til sikkerhet og beredskap gjennom sitt internkontrollsystem og kvalitetssikringssystem.

Selskapet har på land en sikkerhetssjef i selvstendig stilling. Han koordinerer alt sikkerhetsarbeid sammen sikkerhetsleder på plattformen, plattformsjefen og verneombud.

Sikkerhets- og beredskapsorganiseringen forutsetter at det skal være en sikkerhetsleder i kombinert stilling ombord på plattformen. Stabilitetssjefen hadde denne stillingen.

Sikkerhetslederen skal gi de ansatte nødvendig sikkerhetstrening. Håndboken «Beredskapsplan og nødprosedyrer» stiller krav om brønnskrolløvelser, mønstringsøvelser, brannøvelser og katastrofeøvelser. Det kreves at alle ombord har godkjent sikkerhetskurs.

Kommisjonen har ikke foretatt noen grundig undersøkelse av Smedvigs beredskapsnivå. Hovedinntrykket er at for West Vangu-

ard var beredskapsen i samsvar med selskaps regelverk. Som eksempel nevnes at på ulykkesdagen var det avholdt mønstringsøvelser, brannøvelse og øvelse i bruk av avledningssystem.

### 7.11.3 Boretilknyttet utdanning.

Letevirksomhet etter olje og gass startet på norsk sokkel i 1966 og økte sterkt tidlig i 70-årene. Dette medførte stort behov for boretilknyttet utdanning. Offentlige utvalg har behandlet slik utdanning: Leiro-I-utvalget, oppnevnt 24.7.74, avga delinnstillinger i 1975, og endelig innstilling 1.2.78. (se NOU 1978:10: Opplæring av personell på borerigger). Leiro-II-utvalget ble oppnevnt august 1978, og behandlet utdanning for faste produksjonsanlegg, både sikkerhetsopplæring (beredskap) og fagopplæring for vernepersonell, produksjonstilknyttet personell og borepersonell (se NOU 1981:12: Fagopplæring av personell til faste produksjonsanlegg på den norske del av kontinentalsokkelen).

Omfanget av utdanning gjennom borekurs fra diverse utdanningsinstitusjoner antydes ved at OD pr. februar 1986 har registrert 3800 personer med gjennomført kurs i h.h.v. trykkkontroll, som boredeksarbeider, tårnmann, borer og/eller boresjef.

Boreutdanningen i det offentlige skoleverket har hittil vært basert på Leiro-I-innstillingen med

- Borekurs I: tårnmann
- Borekurs II: borer
- Borekurs III: boresjef

Boreutdanning i private utdanningsinstitusjoner har benyttet Leiro-II-innstillingen med større oppsplitting av kursene.

Den offentlige boreutdanningen er under omlegging våren 1986. Offentlig utdanning gis ved en rekke utdanningssteder. Adgang til privatisteksamen medfører at private kurs opprettholdes. Spesielt for ledende personell er det kurstilbud gjennom boreselskap, operatørselskap og diverse kursinstitusjoner i Norge og utlandet.

Kommisjonen mener at ulykken på West Vanguard ikke foranlediger noen bred behandling og vurdering fra dens side av det utdanningsnivået man har for personell i oljevirksomheten. Ulykken avslørte ikke spesielle svakheter ved den alminnelige sikkerhetsopplæring. Det vil alltid være behov for og rom for en øket utdanning. Oppfatningen er at fagutdanningen på dette felt er inne i en positiv utvikling. Det som på opplæringssektoren påkaller oppmerksomhet ved ulykken vil først

og fremst være undervisningen i brønnkontroll og forståelsen av hvordan en grunn-gass-utblåsing utvikler seg.

#### 7.11.4 Undervisning i brønnkontroll.

OD's veiledning om boreutdanningens innhold er basert på Leiro-II-utvalgets innstilling, og angir bl.a. timetall for «trykk-kontroll med utstyr»:

tårnmannskurs:	22 timer
assisterende borer-kurs:	135 timer
borerkurs:	35 timer

For ass. borer-kurset er det spesifisert at det skal undervises i statisk, dynamisk og unormale trykkforhold samt grunne gass-lommer, samt en praktisk prøve på boresimulator.

I undervisningen brukes simulatorer av ulike typer.

Det er i veiledningen opplistet hvilke emner som skal være gjenstand for de årlige trykkkontrollkurs (populært kalt BOP-kurs) og obligatoriske trykkkontrollprøver. Disse faller innenfor hovedgrupperingene:

- årsakene til tap av brønnkontroll
- signaler som indikerer en kick-situasjon
- innstengningsprosedyrer
- trykkkontrollberegninger
- utsirkuleringsmetoder
- bruk av trykkkontrollskjema
- spesielle trykkkontrolloperasjoner
- utsirkuleringsproblemer

Det skal foretas en fullstendig trykkkontrolløvelse ved simulatorkjøring.

Grunn-gass-situasjoner er ikke gitt noe eget avsnitt.

Trykkkontrollprøver for boreleder, assisterende boreleder, boresjef, assisterende boresjef, borer og assisterende borer skal avlegges ved anerkjent opplæringsinstitusjon.

OD har overlatt til operatørselskapene å påse at trykk-kontroll-prøver er avlagt.

De maritime skoler i Stavanger og Bergen forestår over 50 % av fagutdanningen på borenivå. Opplysninger fra disse skolene gir følgende bilde av undervisningen i brønnkontroll:

Skolene har fått ny erkjennelse om grunn-gass-problemet de siste 1 1/2 - 2 år, og undervisningen er lagt om tilsvarende.

Tradisjonelt har undervisningen i brønnkontroll dreiet seg mest om bruken av utblåsningsventil. I de senere årene har det i undervisningen blitt lagt mer vekt på håndtering av åpne brønner. Elever med slik undervisning er i liten grad kommet i ledende posisjoner.

Tidligere eksaminerte fra skolene gjennomgår årlig kurs i brønnkontroll, men kommisjonen er av den oppfatning at disse kursene også hovedsakelig er basert på kontroll av brønn med utblåsningsventil installert.

Kommisjonen er som nevnt av den oppfatning at fagutdanning for offshorepersonell er inne i en positiv utvikling.

Ut fra denne ulykken vil kommisjonen imidlertid påpeke behovet for en utbygging av en realistisk og praktisk rettet undervisning innen brønnkontroll. Det er viktig at man ikke ensidig underviser brønnkontroll for situasjoner hvor sikkerhetsventil er installert, men innbefatter brønnovervåking og -kontroll ved boring av topphull.

Undervisningen bør gi realistisk trening i tolkning av signaler fra aktuell boreinstrumentering. Brønnkontroll-undervisningen bør innbefatte bruk av simulatorer som også oppøver forståelsen av en slik grunnbrønns dynamiske oppførsel og trening i adekvat handlingsplan på autentiske betjeningsorgan.

## 7.12. VURDERING AV LOVER, FORSKRIFTER OG REGELVERK.

### 7.12.1 Offentlig regelverk.

Kommisjonen har gjennomgått det generelle regelverket som gjelder under leteboring og videre de tekniske bestemmelser som er relevante når det gjelder den aktuelle boreoperasjon, årsaken til utblåsningen og hendelsesforløpet. Kommisjonen har valgt ikke å gå gjennom det tekniske regelverket utover dette.

Kommisjonens undersøkelser har ikke gitt grunnlag for å reise innvendinger mot noen del av det *generelle* regelverket - det være seg lover, de generelle sikkerhetsforskrifter, internkontrollbestemmelsene m.v.

Det er riktig også her å peke på at det generelle regelverket er nytt og ble satt i kraft bare 3 måneder før ulykken. Bak de nye bestemmelser ligger et langvarig og grundig forarbeid.

Når det gjelder sikkerhetsnormene og sikkerhetsstandardene vil kommisjonen gi uttrykk for at man i regelverket ikke kan stille strengere krav enn det som i praksis er gjennomførbart, både teknisk og økonomisk. Ikke minst leteboring etter olje og gass medfører erfaringsmessig betydelig risiko for ulykker. Når virksomheten skal tillates, må man akseptere dette. Regelverket danner grunnlaget

for et forsvarlig sikkerhetsnivå på norsk sokkel. Virksomheten her kommer ikke uheldig ut på internasjonal ulykkesstatistikk.

Kommisjonen vil videre være tilbakeholden med å komme med forslag når det gjelder *de tekniske detaljforskrifter*. Den innser at man ikke kan oppnå den fulle sikkerhet pr. forskrift. Å vinne respekt for det regelverk man har, er imidlertid særdeles viktig. Det er i denne virksomheten et praktisk problem at man har et særdeles omfattende og detaljert regelverk – endog et tosporet teknisk regelverk for en flyttbar boreplattform (maritim lovgivning/sokkelovgivning) – og det må heller være et siktemål å forenkle regelverket i den grad utbyggingen av internkontrollsystemene og teknologiske forbedringer gir grunnlag for det sikkerhetsmessig. Kommisjonen foreslår således ikke ytterligere forskrifter på områder som den særskilt har behandlet.

Det som kommisjonen har uttalt under pkt. 7.1., 7.2. og 7.4. foranlediger imidlertid alvorlige innvendinger mot at man beholder boreforskriftens ensidige krav om avledningssystem på overflaten kombinert med bruk av marin returledning, før man er kommet så langt med boringen at brønnen kan sikres med en sikkerhetsventil. Se forskriften av 23.9.1981 pkt. 4.5.2. og 2.6.1 – 2.6.2, delvis gjengitt foran på s. 30. Kommisjonen er av den oppfatning at bestemmelsen har medvirket til å begrense den innsats og utvikling man kunne hatt på dette spesielle område. Dette på tross av flere hendelser som synes å burde foranledige en slik innsats.

#### 7.12.2 Selskapenes regelverk.

Etter kommisjonens vurdering har Statoil og Smedvig et omfattende og i hovedsak tilfredsstillende internt regelverk. Ulykken aktualiserer en revisjon av visse deler av regelverket, særlig for topphulls boring:

*Statoil:*

«Floating Drilling Operation Manual» bør revideres med tanke på å inkludere de lærdommer ulykken har gitt vedrørende topphulls boring. Særskilt nevnes:

- dysevalg i borekrone
- «bottom-hole-assembly» (BHA), bruk av stabilisator
- integritetstest ved 30" foringsrørsko
- slamvektsbestemmelse
- målesystemer for brønnkontroll
- heising av borestreng og samtidig kjøring av pumper
- strømningssjekk (lengde og tolkning)

«Floating Drilling BOP Manual» bør revideres for å presisere følgende situasjoner:

- aktivisering av avledningssystem
- «killmud», sammensetning og bruk
- alarmering
- forflytning av rigg

«Kvalitetssikringshåndbok for boring» bør revideres med hensyn til prosedyren for utarbeidelse av brønnprogram.

Kommisjonen er kjent med at Statoil har påbegynt slik revisjon av regelverket.

*Smedvig:*

«West Vanguard Drilling Procedures Manual».

Håndboken omtaler brønnkontroll hovedsaklig med utblåsningsventil installert.

Faremomenter ved grunn gass og tilhørende prosedyrer bør vies større plass.

#### 7.13 TILSYNSMYNDIGHETENES ROLLE.

Den sentrale tilsynsmyndighet i petroleumsvirksomheten er Oljedirektoratet.

For virksomheten på West Vanguard var videre Sjøfartsdirektoratet tillagt viktige kontrolloppgaver for så vidt gjelder den del av sjøfartslovgivningen som er gitt anvendelse på flyttbare boreplattformer.

Den aktuelle ulykken påkaller først og fremst oppmerksomhet på forhold som hører under Oljedirektoratets myndighet.

##### 7.13.1 Oljedirektoratet – tilsynsordningen generelt.

Blant Oljedirektoratets (OD's) hovedoppgaver er:

- å kontrollere at petroleumsvirksomheten foregår på forsvarlig måte og i samsvar med gjeldende bestemmelser.
- å videreutvikle det regelverket OD forvalter.
- å samle og tolke geologiske, geofysiske og andre tekniske data.
- å holde kontakt med forsknings- og utdannelsesinstitusjoner og stille frigitte data til disposisjon for slike institusjoner.

Oljedirektoratet er i henhold til vedtak fra Kommunal- og arbeidsdepartementet delegert tilsynsmyndighet med petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. I tillegg har OD en koordinerende rolle for den myndighet som er tillagt Sosialdepartementet etter sikkerhetsforskriften, Miljøverndepartementet etter for-



urensningsloven og Justisdepartementet for beredskap i forbindelse med offentlig redningstjeneste.

Tilsynsordningen bygger på prinsippet om internkontroll, dvs. at enhver som driver eller deltar i virksomheten på norsk sokkel plikter å påse at lov, forskrifter og enkeltvedtak som regulerer forhold knyttet til denne virksomheten overholdes.

Rettighetshaverne, representert ved operatør, her Statoil, har et særlig ansvar for å påse at enhver som måtte utføre arbeid for seg overholder bestemmelsene.

Det siteres videre fra forskrift om «Ordnningen med tilsynet med sikkerheten m.v. i petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen», kgl. res. av 28.6.85, punkt 1:

«Innenfor disse rammebetingelser er Oljedirektoratets hovedansvar å føre tilsyn med at rettighetshavers system for internkontroll fungerer på en effektiv og hensiktsmessig måte.

Tilsynsvirksomheten utøves i hovedsak gjennom systemrevisjoner, dvs. gjennom planlagte og systematiske granskninger av de etablerte kontrollsystemer for å sikre at disse følges og vedlikeholdes som spesifisert. I dette arbeidet vil Oljedirektoratet samarbeide med andre etater etter inngåtte avtaler.

Som et element i systemrevisjonene vil Oljedirektoratet videre, som etterprøving av internkontrollsystemet, foreta målinger, prøver eller undersøkelser for å fastslå om produkt, tjeneste eller aktivitet er i henhold til de spesifiserte krav (inspeksjon). Dette tilsyn reduserer ikke rettighetshavers plikt til å utøve internkontroll.»

### 7.13.2 Boretillatelsen.

Søknad om boretillatelse ble innsendt OD 9.8.85. Statoil ble 24.9.85 pr. teleks gitt boretillatelse nr. 484 for boring av brønn 6407/6-2.

Før tillatelse ble gitt, ble søknaden vurdert av OD ut fra ressursmessige hensyn. OD hadde her ingen ting å utsette på planene.

De tekniske, sikkerhetsmessige aspekter ved gjennomføringen av boreoperasjonen ble ikke vurdert i detalj av OD før boretillatelsen ble gitt. Dette er i henhold til prinsippet om internkontroll og er, ifølge OD, den behandling man følger for majoriteten av de boretillatelser som blir gitt.

Kommisjonen har ingen bemerkninger til den behandling søknaden om boretillatelse fikk i OD.

### 7.13.3 Samtykket til leteboring.

Etter søknad datert 19.8.85, ble Statoil pr. 24.8.85 pr. teleks gitt samtykke til leteboring med «West Vanguard» for brønn 6407/6-2.

Samtykket var basert på Statoils vurdering av riggen slik det er beskrevet i søknaden. Kun mindre avvik fra offentlige krav eksisterte ombord i West Vanguard. Der det ble ansett nødvendig, var det tidfestet plan for utbedring. Ingen av disse forhold fikk betydning ved ulykken.

Søknad om og samtykke til leteboring omfattet også støttefunksjoner, derunder hjelpefartøyet «Black Ice».

### 7.13.4 Systemrevisjoner.

Systemrevisjoner er hovedsaklig den metode OD benytter i sin tilsynsordning, ref. sitat fra den aktuelle forskrift ovenfor.

Et tilfredsstillende resultat av systemrevisjoner, eventuelt oppfulgt av nødvendige korrigerende tiltak, er en forutsetning for OD's samtykke til rettighetshaver for igangsetting av en aktivitet.

OD bekrefter at både Statoil og Smedvig i sine organisasjoner ble ansett å ha tilfredsstillende system og kvalifikasjoner til å sikre den nødvendige kvalitet på det arbeid som ble utført. Dette bekreftes av de tillatelser og samtykker som ble gitt for den aktuelle operasjon.

Kommisjonen har valgt ikke å gå nærmere inn på revisjoner som har vært utført hos de impliserte parter.

### 7.13.5 Oljedirektoratet/Sjøfartsdirektoratet.

Kommisjonen kan ikke se at denne ulykken foranlediger kritikk mot Oljedirektoratet og Sjøfartsdirektoratet (SD) for utførelse av det kontrollarbeid de er pålagt. Dette gjelder så vel kontrollen med organisasjonsplaner, håndbøker, byggetegninger og arrangementer, mannskapets kvalifikasjoner, brønnprogrammet m.v. som kontrollen og tilsynet med selve boreoperasjonen.

Oljedirektoratet burde etter tidligere ulykkestilløp imidlertid ha tatt opp spørsmålet om funksjonsdyktigheten til det gassavledningssystem man har og i sammenheng med det overveiet spørsmålet om endring av boreforskriftens pålegg om bruk av stigerør ved boring ut av åpningsrør, se foran under pkt. 7.3 og nedenfor under pkt. 7.13.6.

Under redningsaksjonen av riggen fikk kommisjonen det inntrykk at ansvarsforholdet mellom OD og SD fortsatt er uklart. Slik kommisjonen oppfattet det knyttet det seg i hovedsak til SD's selvstendige ansvar under sjødyktighetsloven, kontra SD's underordning under OD under sokkelovgivningen.

Lite tyder på at slik uklarhet fikk vesentlig

betydning under bergingsaksjonen. Kommisjonen ønsker imidlertid å peke på at uklarhet mellom OD og SD i ansvarsforhold og syn på praktisering av tilsynsordningen på norsk sokkel må avklares. Uklarhet vil kunne få uheldige konsekvenser for rettighetshavers og reders planlegging og gjennomføring av kontroll med sikkerheten på sokkelen.

### 7.13.6 OD's oppfølging.

OD følger opp boreoperasjonene på norsk sokkel gjennom daglig rapportering fra rettighetshaver av ressursmessig og operasjonsmessig informasjon.

Komplett brønninformasjon blir stilt til rådighet for OD etter avsluttet operasjon.

Spesielt har rettighetshaver ved operatør plikt til å rapportere alle vesentlige uhell, inkludert tap av brønnkontroll. OD har i denne sammenheng, på basis av slik informasjon, en klar rolle med hensyn til å informere industrien om utstyr og rutiner som er for dårlige. For å ivareta dette ansvar har OD praktisert å sende ut sikkerhetsmeldinger til aktuelle selskap i forbindelse med uhell når det kan forventes at lignende uhell kan skje igjen. På denne måten kan det effektivt igangsettes tiltak som tar sikte på å redusere faren for nye uhell.

Når det gjelder utblåsninger fra grunne gasslommer, har OD fått rapporter om 5 ulike tilfeller for «West Vanguard».

Disse er:

Operatørselskap	Borerigg	Brønn	Tidspunkt
Statoil .....	Norskald	34/10-10	21.8.80
Statoil .....	Ross Rig	7119/12-2	23.4.81
Saga .....	Byford Dolphin	6507/12-2	18.6.81
Norsk Hydro .....	Treasure Seeker	16/4-1	10.9.84
Statoil .....	Dyvi Stena	6506/12-4	3.4.85

Det er i forbindelse med disse ikke sendt ut sikkerhetsmeldinger. Operatørene har derimot hver for seg satt i verk de tiltak de mente var nødvendige.

OD har gitt uttrykk for at man ikke tidligere har trukket konklusjonen at det avledningsutstyr som til nå hovedsaklig er benyttet, med støtte i forskriftene, er utilstrekkelig. Av denne grunn har man heller ikke funnet å kunne gå ut med konkret informasjon om disse forhold.

For alle forskrifter gjelder at de justeres på basis av erfaringer. Regelverket vil derfor oftest ligge noe etter industrien.

Kommisjonen mener imidlertid at det på tidspunktet for utblåsningen på «West Vanguard» lå samlet tilstrekkelig erfaring hos OD til å kunne trekke konklusjonen og gi informasjon om at nåværende tradisjonelle avledningssystemer montert på riggen ikke ville kunne motstå en kraftig utblåsing selv av begrenset varighet. En viser her spesielt til hendelsen med «Treasure Seeker» i 1984, som må sies å være svært parallell til hendelsen med «West Vanguard». Man var der heldig og fikk ikke gassen antent, samt at utblåsningen stanset etter kort tid.

Opplysningene om de nevnte ulykkestilløp er ikke systematisert hos OD. Tidselementet medvirker dermed til å viske ut erfaringer og

konklusjoner som grunnlag for behandling fra sak til sak.

Erfaringer ved de forskjellige utblåsningene er ikke gjort tilgjengelig for andre operatører. Dette begrenser erfaringstilbakeføringen til industrien. Hver enkelt operatør vil dermed hovedsakelig basere sine tiltak kun på egne erfaringer.

Enkeltvis anses muligheten for grunne gassutblåsninger alene å utgjøre den største fare for større uhell ved boreriger på kontinentalsokkelen. Kommisjonen finner det rimelig at relevant informasjon vedrørende slike forhold blir samlet, systematisert, evaluert og videreformidlet av OD.

## 7.14 TILTAK SOM BØR VURDERES PÅ GRUNNLAG AV ULYKKEN.

### 7.14.1 Forståelse av grunn-gass-problemet.

Borepersonellet har i dette tilfellet ikke sett og/eller forstått faresignaler som i tide kunne gjort dem oppmerksom på hva som var i ferd med å skje. I fremtiden må det derfor være viktig å gi det sentrale borepersonellet større praktisk forståelse av en grunn brønns dynamiske oppførsel. Fordi man arbeider på grunn-

ne dyp vil det ofte være små tidsmarginer man har å arbeide med. En rett forståelse av brønnens tilstand er derfor viktig for å kunne ta aksjon i tide. Fremtidens brønnkontrollkurs bør derfor styrkes på dette området, bl.a. gjennom realistiske simuleringseksempler for slike brønner.

#### 7.14.2 Planlegging av brønnen.

Ulykken understreker viktigheten av å videreutvikle borestedsundersøkelsene til å gi en større grad av påvisningsnøyaktighet av grunn-gass-forekomster.

Settedybden av foringsrørene i topphullet bør nøye vurderes ut fra seismikk og data fra nabobrønner. Øverste foringsrørdimensjon bør settes så dypt som praktisk mulig. Innføring av en tredje foringsrørdimensjon i toppseksjonen av brønnen kan også være aktuelt under visse forhold.

Integritetstest av formasjonen ved øverste foringsrørsko bør gjøres ved boring i nye områder. Dette vil gi bedre grunnlag for bestemmelse av boreslamvekt.

Utarbeidelsen av boreprogrammet bør starte såvidt tidlig at det er skikkelig tid til å utarbeide brønnens boretekniske del med utgangspunkt i de geologiske data. Det må legges vekt på å inkorporere beslektede brønners erfaringsdata i planlegging av nye brønner.

#### 7.14.3 Boreprosedyrer og boreutstyr.

Man kan i fremtiden ikke basere løsningen av en ustabil brønnsituasjon ved boring av topphullet på bruk av et tradisjonelt avledningssystem. Hovedkriteriet for fremtidens løsning bør være å unngå å få gassen opp på riggen overhodet. Dette må bl.a. gi seg utslag i endring av forskrifter om slikt utstyr.

Videreutvikling av avledningsutstyr og sikkerhetsventil plassert på brønnehodet bør påskyndes.

Boring uten marin returledning kan være et alternativ.

Oppsprekkingsmekanismer av toppformasjonen bør studeres.

Muligheten for innstenging av brønnen nede i borehullet, ved f.eks. en nedihulls sikkerhetsventil, bør utredes.

Påliteligheten av det måletekniske utstyret ombord på rigger bør forbedres. Særlig betydningsfullt er det å videreutvikle målemetodene for gassdeteksjon og måling av volumstrøm og tetthet av returslam.

Borepersonalets tillit til riggens boreteknis-

ke instrumentering bør økes ved bedre opplæring.

Presentasjonsformen av boredataene bør gjøres bedre. Det bør arbeides med å gjøre relevant informasjon tilgjengelig på en slik måte at kritiske endringer kommer klart til syne. Dataene bør i større grad presenteres samlet. Dette vil kunne øke beslutningsnøyaktighet og effektivitet.

Utstyr for innhenting og prosessering av nødvendige data for å holde oversikt over massebalansen i slamsystemet bør utvikles.

Brønnehodekopling med styresystem bør utformes slik at frigjøring kan skje hurtigere og sikrere enn enkelte system i dag tillater.

Så lenge man bruker gassavledningssystem av tradisjonell type bør hovedregelen være at brønnehodekoplingen frigjøres umiddelbart når gassavledningssystemet blir aktivert.

De to selskaper som var involvert i ulykken bør revidere og forbedre sine borehåndbøker på de punkter som er nevnt foran under pkt. 7.12 siste avsnitt.

#### 7.14.4 Flytting av en boreplattform i en nødsituasjon.

Ulykken har vist behovet for en effektiv og hurtig forflytning av riggen i en nødsituasjon. Klarere beslutningskriterier for slik flytting bør etableres. Dette må innebære videreutvikling av systemer både vedrørende kapping/slipping av ankere uten gnistdannelse og aktiv forflytning av riggen. Forflytning ved hjelp av strekket i de gjenværende ankerkjettingene har vist å gi for liten effekt. Fordi borerøret ikke ble avrevet ved denne forflytningen, fortsatte sannsynligvis den marine returledningen å lede gass inn på riggen. Dette må i fremtiden forhindres.

En forflytning kan f. eks. gjøres ved kjøring av riggens egne vinsjer (hvis dette kan skje uten gnistdannelse og eksplosjonsfare). En annen aktiv forflytning kan skje ved hjelp av egne thrustere eller endog taubåter klargjort for sleping av riggen. Boring av toppseksjonen med bruk av dynamisk posisjonert rigg kan bli aktuelt.

Styrepanel for alle delsystem som inngår i en slik nødforflytning av riggen bør plasseres samlet på et tryggest mulig sted ombord. Det bør vurderes om nødforflytning kan initieres ved hjelp av fjernstyring etter at mannskapet har evakuert riggen.

I de nåværende ankeruttrausingsmekanismer må enheten for hastighetskontroll være pålitelig også under rystelse og annen påkjenning, eventuelt fjernes.

#### 7.14.5 Evakuering av mannskap i en nødsituasjon.

Alarmsystemene ombord bør forbedres. Signal bør også gis i form av lyssignaler i antatt støyutsatte områder.

Evakueringsutstyr såsom livbåter, flåter og flytebøyer bør skjermes bedre.

De plassproblemer som oppsto ombord i livbåtene ved denne ulykken, reiser spørsmål om dagens livbåter er sertifisert for et for høyt antall personer iført overlevelsedrakt.

Bedre skjærmede rømmingsveier bør utbygges.

Kommunikasjonen mellom plattform, livbåt og hjelpefartøy bør forbedres (bl.a. ved at radiosystemet ikke gjøres ubrukelig ved opphold i omgivelser med høyt støynivå).

Fartøyer som benyttes i stand-by-tjeneste bør være istand til å foreta effektiv berging også i tilfelle grov sjø og sterk vind.

Det bør inngå i beredskapsprosedyrene at evakuering ordinært iverksettes så snart gassavledningssystem av tradisjonell type tas i bruk.

#### 7.14.6 Branntekniske tiltak.

Gasspredning ombord på en slik plattform bør studeres nærmere. Plassering av ventilasjonskanaler bør utformes med tanke på dette. Både inn- og utluftkanaler bør stenges ved gassalarm.

Lufttilførsel til hovedmaskineriet bør arrangeres slik at sannsynligheten for å trekke inn

gass minskes. Det er viktig for riggens fortsatte operasjon at maskineriet holdes gående.

Riggens kontrollrom bør plasseres i et lavrisikoområde ombord. Styresystemer for kritisk utstyr bør i større grad konstrueres på en eksplosjonssikker måte og sikres mot varmpåvirkning ved brann. Viktige systemer bør ha redundante styrekretser og være av «fail safe»-typen. Viktig manøvreringsutstyr bør plasseres på steder hvor risikoen for skader er minst.

Konstruksjonsmessig bør plattformen planlegges slik at eksplosjoner og branner i utsatte områder får en mest mulig lokal karakter.

#### 7.14.7 Tiltak fra tilsynsmyndighetene.

Ulykken bør føre til at Oljedirektoratet sørger for en revisjon av boreforskriftens bestemmelser om bruk av marin returledning og gassavledningsutstyr ved boring av topphull.

Kommisjonen mener at opplysninger og dokumentasjon om alvorlige ulykker og spesielle kategorier nesten-ulykker bør systematiseres hos OD.

Erfaringer høstet fra ulykker eller nesten-ulykker må på en organisert og effektiv måte tilbakeføres til industrien. Dette må være et viktig anliggende også som følge av hendelser hvor menneskeliv ikke er truet eller gått tapt.

OD bør i fremtiden spille en aktiv rolle i initierting av nyutviklingsprosjekter både vedrørende utstyr og prosedyrer for bedret sikkerhet.

**Vedlegg 1****Årsaksforhold ved utvikling av brann og eksplosjon ombord i boreriggen «West Vanguard»***Rapport avgitt av SINTEF/Norges Branntekniske laboratorium.**Desember 1985***1. INNLEDNING**

Sent på kvelden den 6 oktober 1985 inntraff en ukontrollert gassutblåsing med etterfølgende eksplosjon og brann ombord på boreplattformen «West Vanguard», som da var i virksomhet på Haltenbanken. Gassutblåsningen skjedde idet borekronen gikk inn i ei grunn gasslomme.

Mannskapet, med unntak av én, ble iløpet av få minutter evakuert ved hjelp av de fremre livbåtene. Én av mannskapet ble savnet etter ulykken og er til dags dato enda ikke funnet.

«West Vanguard» ble senere tauet fra Haltenbanken og inn til Freifjorden like utenfor Kristiansund N der den ble holdt under oppsikt av Nordmøre Politikammer.

Ved telefonsamtale 1985-10-30 og brev av 1985-11-05 anmodet politimester Per Sefland ved Nordmøre Politikammer Norges branntekniske laboratorium, SINTEF, om sakkynndig bistand i forbindelse med etterforskningen etter ulykken ombord på boreriggen.

I den forbindelse ble en 5-mannsgruppe med personer fra SINTEF og Christian Michelsens Institutt (CMI) etablert. Gruppen var på befaring ombord på boreriggen den 5., 6. og 15. november 1985.

Gruppen besto av:

Kjell Schmidt Pedersen:

Norges branntekniske laboratorium SINTEF

Ulf Danielsen (sekr.):

Norges branntekniske laboratorium SINTEF

Thor Arne Håverstad:

Forskningsinstituttet for Cement og Betong, SINTEF

Øivind Jacobsen:

Avd. for Energi og Strømningsteknikk, SINTEF

Magne Bjørkhaug:

Christian Michelsens Institutt

**2. OPPGAVEN**

Oppgaven ble ved telefonsamtale 1985-10-30 og brev av 1985-11-05 beskrevet til å gjelde

fastleggelse av årsaksforholdene ved brann og eksplosjon etter den ukontrollerte utblåsningen.

Oppgaven ble senere ved brev av 1985-11-19 fra Nordmøre Politikammer ytterligere spesifisert gjennom følgende spørsmålspunkter:

1. Hvor i riggen startet den første brann/eksplosjon?
2. Hva kan tennkilden til denne første brann/eksplosjon være?
3. Beskrivelse av den videre utvikling av brannen.

Rapportens konklusjoner er basert på overleverte informasjoner og dokumentasjon spesifisert i kap 4. Skulle det senere vise seg å være feil i opplysningene, er ikke SINTEF lenger ansvarlig for rapportens innhold og konklusjoner.

**3. KORT BESKRIVELSE AV BOREPLATTFORMEN**

«West Vanguard» er en flytende boreplattform og er helt konstruert i stål. Understellet består av to pontonger, hver med tre hule stålpillarer. På dette understellet er selve dekket festet. Plattformdekket består i prinsippet av en rektangulær kassedrager som går rundt hele plattformen. Denne inneholder prosessutstyr, maskineri, lager, verksteder og boligkvarter. Boligkvarteret er plassert i fremre del av plattformen. Fordi alle de tilgjengelige konstruksjonstegningene er utstyrt med engelske rom- og utstyrsbetegnelser, er det for enkelhets skyld benyttet de samme betegnelse i denne rapporten.

Fig. 3.1 viser en skjematisk vertikal tverrsnittsskisse av boreplattformen.

De viktigste områdene på plattformen skal skisseres nærmere.

Boreplattformens dekkstramme kan grovt deles inn i tre nivåer som har interesse i denne sammenheng. Disse nivåene har betegnelse Main Deck, Upper Deck og Drill Floor. Main Deck er på nivå med gulvet i kassedrageren, Upper Deck er på nivå med taket over kassedrageren og Drill Floor, eller boredekk, er et nivå over Upper Deck under selve bo-

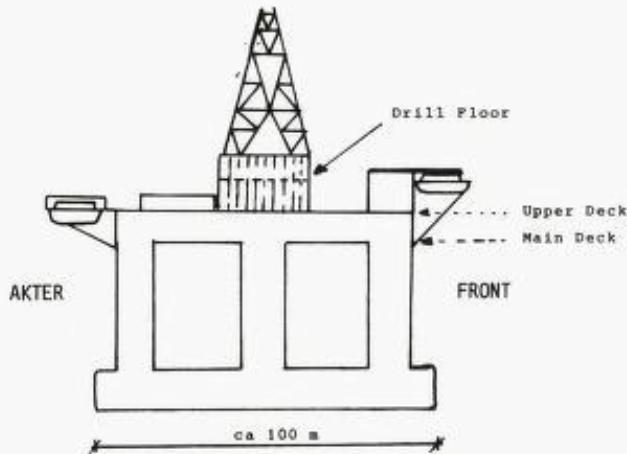


Fig. 3.1. Skjematisk tverrsnittsskisse av boreplattformen «West Vanguard».

retårnet. (Se fig. 3.2 - 3.4). Midt på Main Deck, avgrenset av kassedrageren, finner vi borehuset som er innebygget i korrugerte stålplater. (Dekket her kalles også Cellar Deck.) Forut for borehuset ligger lageret for borestrengen, Pipe Rack. Aktre del av kassedrageren inneholder tyngre prosessutstyr, styrbord side inneholder generatorene, kom-

pressorer og annet maskineri, babord side inneholder lager og verksteder og fremre del inneholder boligkvarter.

På Upper Deck finnes kraner, ventilasjonsanlegg, og ulike containere for teknisk utstyr. På aktre del av Upper Deck finnes rom hvorfra hydraulikksystemet styres (Hydr.Power Room), rom for sikting av returnert boreslam (Shale Shaker Room) og laboratorium for analyse av boreslam (Mud Lab.). Livbåter, 2 akter og 2 foran, henger på nivå med Upper Deck.

Drill Floor er det nivået hvorfra selve boreoperasjonen styres.

I fig. 3.2 - 3.4 er de viktigste rom og utstyrenheter avtegnet i skisser over hvert deknivå. Kun rom og utstyr som det blir henvist til senere er avtegnet på skissene.

#### 4. GRUNNLAG OG FORUTSETNINGER

Det er i det følgende angitt hvilket grunnlag og hvilke forutsetninger som utarbeidelsen av de analyserte brann- og eksplosjonsforløp bygger på.

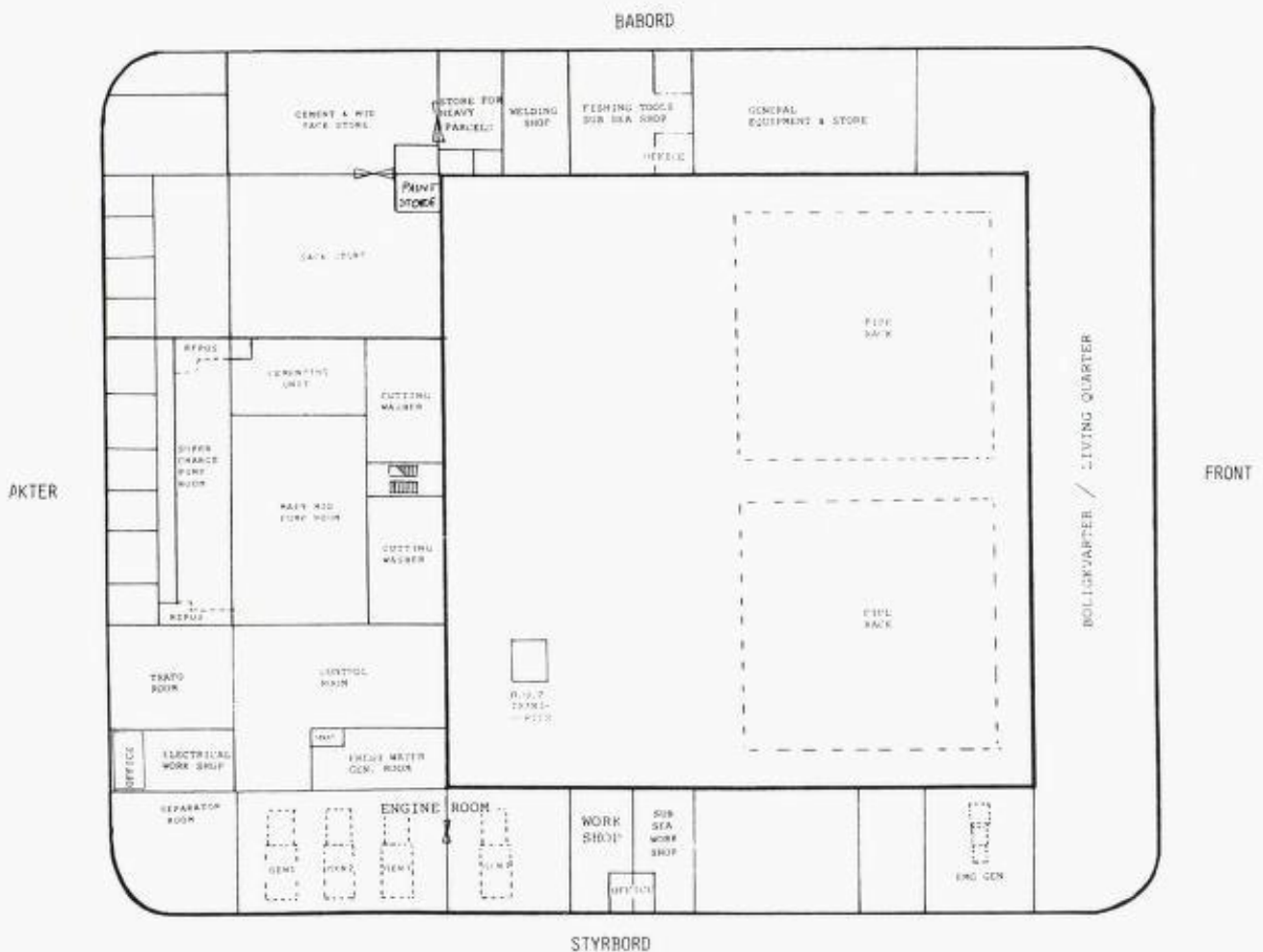


Fig. 3.2. Skjematisk oppdeling av Main Deck.

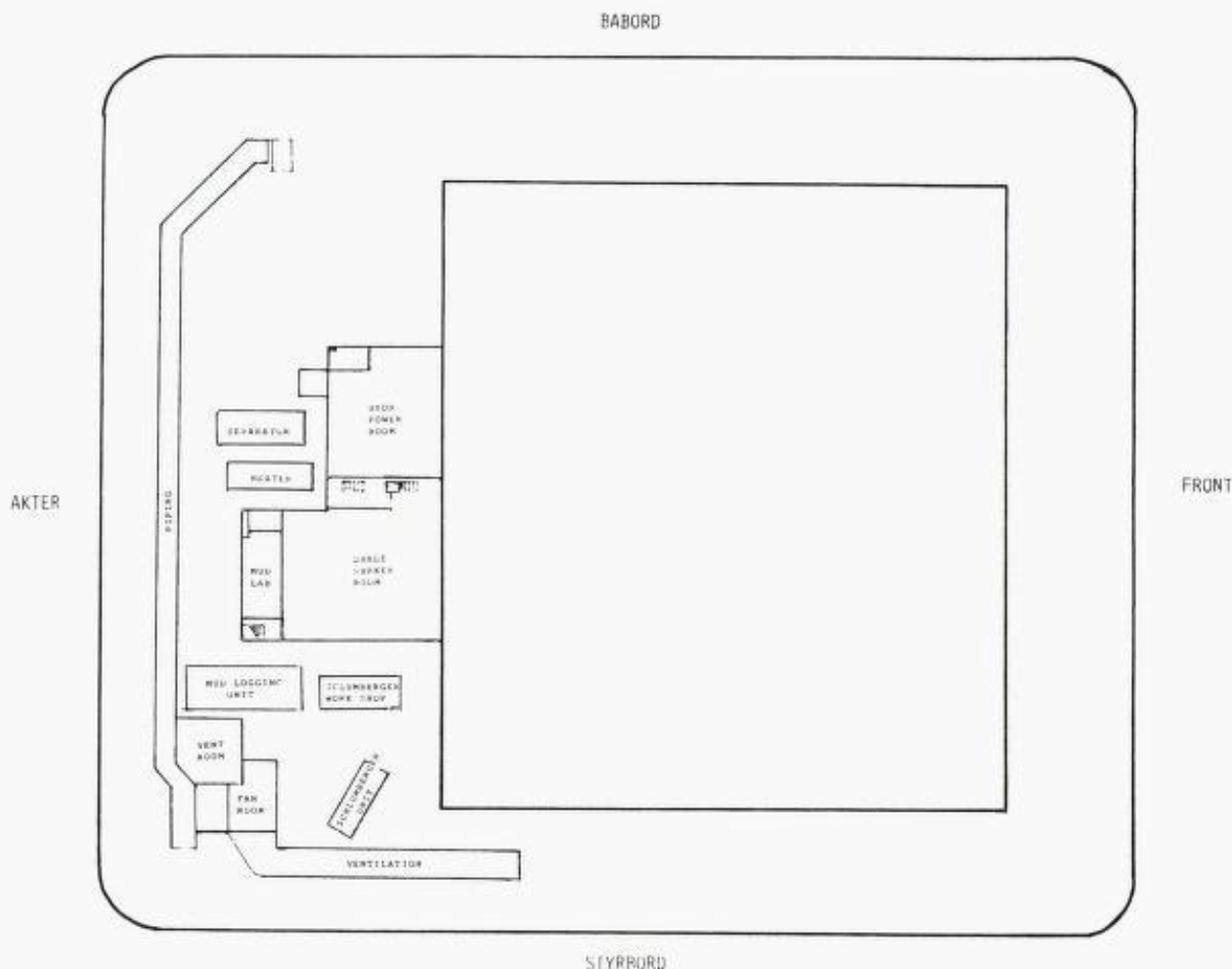


Fig. 3.3. Skjematisk oppdeling av Upper Deck.

#### 4.1 Mottatt og innhentet informasjon

Grunnlagsmateriale av denne kategori innebærer informasjon innhentet gjennom befarings på «West Vanguard» 5., 6. og 15. november. Videre omfattes informasjon kommet fram gjennom politiets vitneavhør og ved kontakt med Nordmøre Politikammer i den tiden undersøkelsen har pågått, samt materiell mottatt direkte fra Nordmøre Politikammer.

##### 4.1.1 Visuell informasjon fra befarings

Til støtte for informasjonen om skadebildet ombord på boreriggen ble det under befaringsen tatt nærmere 350 lysbilder, samt en rekke materialprøver. Videre har Nordmøre Politikammer en omfattende fotodokumentasjon.

Befaringsen ble konsentrert om de sterkest skadede delene av boreplattformen. Det henvises her til fig. 3.2 – 3.4.

##### Kort skadebeskrivelse

På Drill Floor var det helt utbrent. I området ved og rundt Pipe Rack på Main Deck var det bare mindre brannskader, og på

akterveggen av boligkvarteret var det bare stedvise varmeskader av varmestråling.

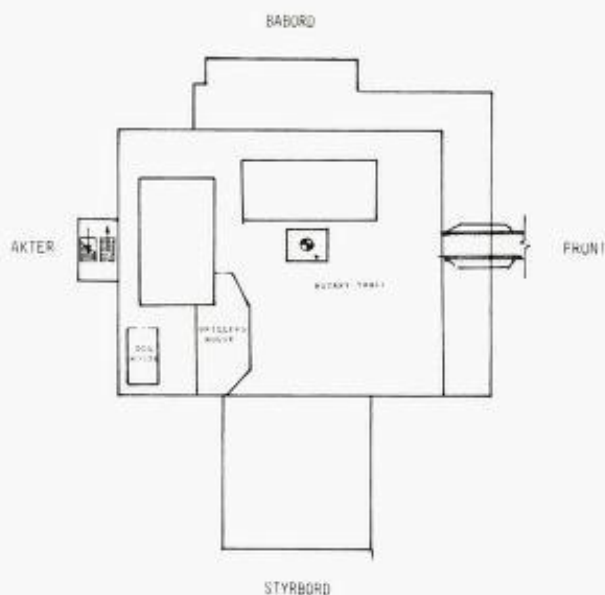


Fig. 3.4. Skjematisk oppdeling av Drill Floor.

På akterdelen av Upper Deck var det omfattende skader som bar preg av både eksplosjon og langvarig brann. Tilluftskanal fra Engine Room på styrbord side, var sprengt åpen, se fig. 4.2, og tunge containere var flyttet på. I dette området var alt brennbart materiale borte.

I og rundt boremodulen på akte Upper Deck var dører og luker slått åpne i et mønster som kan gi en pekepinn om eksplosjonsforløp. I Shale Shaker Room var det sprutet inn boreslam fra et hull i skottet ved innløpet for Flow Line. Hydraulic Power Room var forholdsvis lite skadet. Innvendig i dette området har det kun vært mindre eller ingen brannpåkjenning.

På babord side av Upper Deck var det en merkbare oppbuling av dekket.

På Main Deck nivå var det under Drill Floor kun mindre brannskader. Malingen på stålkonstruksjonene var såvidt varmeskadet. Plastkupper over lysarmaturer var bare smeltet. Forøvrig var dette området tilsølt av boreslam som har sprutet ut av det sammenbrudte gassavledningssystemet (Diverter System). Styrbord side fra og med Work Shop (bortsett fra Separator Room) var eksplosjonsskadet eller fullstendig utbrent. Engine Room hadde de største eksplosjonsskadene og styrbord skott var flerret fullstendig åpent (se fig. 4.1). Trafo Room, Electrical Work Shop, Control Room og Fresh Water Generator Room var fullstendig utbrent. Skadene, og prøver som ble tatt, tyder på en langvarig brann i dette området.

I området i og omkring de sentrale deler av akte Main Deck var det fortrinnsvis mindre skader. Eksplosjonsskadene begrenset seg stort sett til oppsprengte dører og av brannskader var det kun utbrente kabelgater.

På akte del av babord Main Deck var skadene konsentrert til rommene rundt Sack Store. Cement and Mud Sack Store hadde betydelig utbøyning i tak og vegger fra en eksplosjon og var utbrent. I Sack Store var det også spor etter en eksplosjon, og utstyr var kastet omkull. Det har vært mindre varmebelastning i dette rommet, da plastkanner sto nærmest uskadet langs akte skott. Paint Store utenfor Sack Store var utbrent.

For en mer omfattende beskrivelse av de observerte skadene henvises det til Appendix 1, samt skissene i kap. 8 over hvilken retning dører og luker er blåst opp.

#### 4.1.2 Meteorologiske forhold

Vindstyrken var ca. 17 knots eller 9 m/s da ulykken inntraff, og retningen var diagonalt over boreriggen fra fremre babord hjørne mot

akte styrbord hjørne. Temperaturen i lufta var + 11° C. Vanndybden der boreoperasjonen foregikk var ca. 220 m.

#### 4.1.3 Vitneutsagn

Gruppen har ikke hatt direkte tilgang til rapportene fra politiets vitneavhør av mannskapet som var ombord på «West Vanguard» da ulykken inntraff. Den antatt viktigste informasjonen er imidlertid overlevert oss gjennom samtaler med Nordmøre Politikammer.

.....

I tillegg til vitneavhørene er observasjoner gjort fra stand-by båten «Black Ice» i tiden omkring ulykkestidspunktet og fra KNM «Bergen» den påfølgende dag lagt til grunn.

#### 4.1.4 Tegninger og annen skriftlig dokumentasjon

Følgende tegninger har vært tilgjengelige:

Plantegninger av Main Deck, Upper Deck og Drill Floor:

Ventilasjonstegninger av Supply og Exhaust

– HVAC Flow Diagram nr. 2315, Rev.d, datert 1981-10-16

– Ventilation Plan Deck Area No. N19571 e, 1981-09-15

– Vent.arrangement B.nr.155, Gr.nr. 570, datert 1981-11-27

Safety Plan

– nr. R-0832 E, datert 1983-04-26

## 4.2 Forutsetninger

Det skal i det følgende angis hvilke forutsetninger som er lagt til grunn for å kunne gjennomføre analysene av de alternative hendelsesforløp. Konklusjonene er avhengig av forutsetningenes gyldighet.

#### 4.2.1 Gasspredning

Med en vanndybde på 220 m og en midlere oppdriftshastighet på 2 – 3 m/s vil en gasslekkasje på havbunnen nå overflaten på 75 – 110 sek. Vindhastigheten (9 m/s) er imidlertid sannsynligvis stor nok til at gass på havoverflaten ikke får noen medvirkende effekt til spredningen på selve boreplattformen.

Alle «Drain Pots» er i utgangspunktet stengt. Drain Pot i Fresh Water Generator Room har imidlertid (iflg. politiet) vært åpen under ulykken.





Fig. 4.1. *Fotografi av boreriggen «West Vanguard» sett fra styrbord side. Skottet i Engine Room er sprengt åpent. Bildet er tatt den 5. november mens riggen lå i Freifjorden.*

Eneste tilførselsvei for gass til Engine Room er gjennom innluftskanalen til ventilasjonssystemet. Det eksisterer en mulighet for at spjeldene i kanalen kan ha stått åpne da disse var uskadet etter ulykken. Spjeldenes «Fail-Safe» posisjon er lukket og spjeldene var lukket etter ulykken. Innluftsviftene har en oppgitt kapasitet på  $2 \times 76000$  m<sup>3</sup>/time eller 40 m<sup>3</sup>/sek. Med en rik gasskonsentrasjon på styrbord side av boretårnet vil kun sekunder med innluftsviftene igang være tilstrekkelig til å fylle Engine Room med en støkiometrisk gassblanding. Det betyr at gass er tilstede i rommet selv om spjeldene fungerer ved avstengning av innluft. Ut fra vitneavhør av ass boreleder N.N. er det antatt at den utblåste gassen besto av nær 100% metan. Dette er lagt til grunn i eksplosjonssimuleringene.

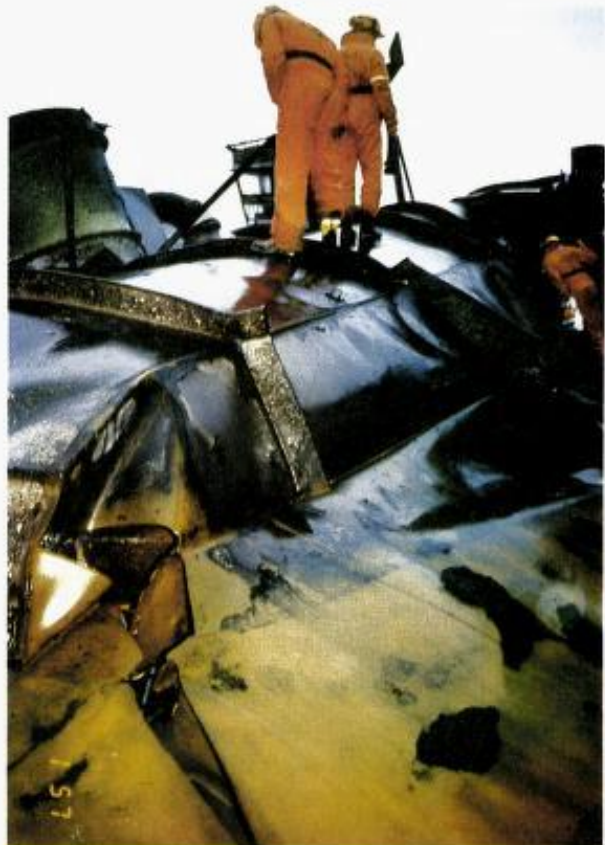


Fig. 4.2.

*Bildet er tatt på Upper Deck over Engine Room. Innluftskanalen til Engine Room var sprengt åpen over en lengde av 5–7 m fra Fan Room. Dekket bulte kraftig oppover.*

#### 4.2.2 Eksplosjonsberegninger

Ved Christian Michelsens Institutt i Bergen er det utført fem numeriske simuleringer av eksplosjonsforløp i de områder der en kan påvise at eksplosjoner har inntruffet. Simuleringene er gjort for om mulig å bekrefte eller avkrefte aktuelle tennkilder og hendelsesforløp ut fra opplysninger framkommet i vitneavhør og fra skadebildet forøvrig. Bokstav og tall i parentes angir punkt i hendelsesforløpet i kap. 7.

##### Beregning nr. 1A:

Innluftskanalen, Engine Room og utluftskanalen betraktes under ett med tenning utenfor utluftskanal fra Engine Room. Dette gir et overtrykk i Engine Room på 8 bar, og det er fullt ut tilstrekkelig til å gi det observerte skadebildet.

##### Beregning nr. 1B:

Geometri som i 1A, men med tenning utenfor innluftskanal til Engine Room. Dette gir et overtrykk i Engine Room på 8 bar.

##### Beregning nr. 1C:

Samme geometri som i beregning nr. 1A og 1B, men med antenning mellom generator nr. 2 og 3. Generatorene i Engine Room var ikke Ex-klassifiserte, og inspeksjon og fotodokumentasjon av generator nr. 3 kan tyde på en puff inne i generatorkassen.

Også ved denne beregningen ble det oppnådd tilstrekkelig trykkutvikling til å skape det observerte skadebildet både i Engine Room og luftkanaler.

##### Beregning nr. 2:

Eksplosjon i området rundt boretårn og på Main Deck. Gasskyen antennes i senter av boretårn og på Cellar Deck nivå.

Foranledning: Kontrollromsoperatør N.N. forteller at han fra sin plass ved skumkanonen på babord side av Helideck ble slengt 5 – 6 meter som følge av en eksplosjon på Main Deck (A 25). Det antas at det kreves en trykkpuls på 10 Pa s for å kaste en voksen person overende. Integrasjon av den beregnede trykkkurven for N.N.'s posisjon ga en trykkpuls på 30 – 40 Pas med utgangspunkt i optimal gassblanding på dekk.

Det skal her bemerkes at ovennevnte person både kan være fysisk påvirket og psykisk instinktivt påvirket ved synet av flammer og følelsen av smell.

##### Beregning nr. 3:

Eksplosjon i aktre babord side av kassedrager i området ved Sack Store.

Foranledning: KNM «Bergen» observerte en kraftig eksplosjon ombord på riggen kl. 18.18 den 7. oktober, det vil si et halvt døgn etter første hendelse (A 44). En langvarig ulmebrann (små ventilasjonsåpninger i forhold til volum) i Sack Store kan ha produsert eksplosive pyrolysegasser som senere eksploderte. Endel fat som sto i Sack Store og nå var tomme, hadde, iflg. politiet, inneholdt smøreolje.

Det er i beregningen forutsatt antenning innerst i Cement & Mud Sack Store, og resultatene viser en trykkutvikling som er tilstrekkelig til å skape det observerte skadebildet.

Det skal her bemerkes at mannskapet på KNM «Bergen» kan ha hørt smell fra eksplosjonene av gassflasker på dekk over dette rommet.

Mer detaljerte resultater og en nærmere redegjørelse av de utførte beregninger er gitt i Appendix 2.

## 5. MULIGE GASSLEKKASJER

En rekke forhold kan ha gitt gassutstrømning til boreplattformen. Enkelte av de nevnte gasslekkasjemulighetene er bekreftet, mens andre igjen bare er usikre. De usikre lekkasjene er merket med (\*).

1. Ved Pin-Connector (brønnhodekopling) på bunnen. (\*)

Undervannsutstyrsingeniør N.N. frigjorde PinConnector ca. kl. 23.07. Dette er en operasjon som er oppgitt til å ta 2 – 3 min. Derfra stiger gassen til overflaten på 75 – 110 sek.

2. På bunnen gjennom havgrunnen. (\*)

Bunnen kan ha gitt etter og gitt lekkasje ved siden av borehullet.

3. Et eller annet sted på stigerøret mellom havbunnen og havoverflaten. (\*)

Bemerkning: En eller flere av lekkasjemulighetene 1 – 3 har inntruffet. Kl. 23.10 observerte geolog N.N. gass på sjøen under livbåt nr. 3 akter.

4. I pakningen mellom Slipjoint (teleskopledet) og stigerør.

Dette er en bekreftet lekkasje. Kl. 22.55 observerte ass. boresjef N.N. at gass strømmet her. Han øket trykket på pakningen slik at gassstrømmen stanset.

5, 6. To hull i Flow-Line like etter forgreiningen fra Slipjoint.

Strømmen av gass/mud/sand hadde gravet hull gjennom oversiden av stålrørsgodset.

7, 8. *Hull ved to bend i gassavledningssystemet (Diverter System) på styrbord side.*

Strømmen av gass/mud/sand hadde som i 5, 6 gravet hull gjennom rørgodset. Godstykkelsen i bend er 17 mm, ellers 10 mm. Det er usikkert hvor lang tid en slik gjennomgraving vil ta. Maskinromsoperatør N.N. hører lyden av gass i Diverter kl. 22.57.

9. *Gjennom dårlig lukket ventil i Flow Line til Shale Shaker Room.*

Ventil ble lukket ca. kl. 22.55, og kl. 22.57 er det fullt utslag på gassalarm i Shale Shaker Room.

10. *Det kom gass inn i borestrengen.*

Borestrengen ble senere punktert av politiet med en acetylen-flamme. Det sto da gass under trykk i borestrengen (gassen brant).

Det er å anta at punkt 5 – 9 er de gasslekkasjene som er vesentlige i denne sammenheng. Pkt. 9 gir et bidrag tidlig i hendelsesforløpet, mens sammenbruddet i Diverter System er viktigst når dette inntreffer.

## 6. MULIGE TENNKILDER

Følgende tennkilder blir ansett som mulige til å starte en eksplosjon:

- Sandspruten i boreområdet på Main Deck. Den kraftige spruten av gass/mud/sand vil kunne skape gnister når den treffer de omliggende stålkonstruksjonene.
- Generatorer i Engine Room. Disse var ikke klassifiserte som eksplosjons-sikre.
- Motorer i avtrekksvifte fra Cementing Unit. Tegning Nr N19571 Rev. e datert 1981-15-09 med tittel «TROSVIK ENGINEERING A/S B.NO 133 – «BINGO 3000» VENTILATION PLAN – DECK AREA» gir en oversikt over alle tilluft- og utlufts-enheter. Viftemotoren i tilluftskanalen til Cementing Unit, (S15), har betegnelsen IMA 3 113-4 BA 90-2, og er klassifisert som HAZ 2. Viftemotoren i utluftskanalen fra Cementing unit, (E15), har betegnelsen IMA 3 080 BA 90-2, og er ikke klassifisert.
- Gnister fra Slipjoint/stigerør når Pin-Connector slipper. Stigerøret står under boreoperasjonen under strekk på grunn av fastholdingen mellom boreplattform og toppen av stigerøret fra de fire Riser Tensioners på Drill Floor.

## 7. HENDELSESFORLØP I HENHOLD TIL VITNEUTSAGN

(Vitneutsagnene trykkes ikke.)

## 8. ANALYSERTE HENDELSESFORLØP

### 8.1 Innledning

Gasslekkasjer fra pakning mellom Slip-joint og stigerør samt det senere sammenbruddet i Diverter System skaper en gass-sky på Cellar Deck nivå (Main Deck). Videre vil gass som strømmer inn i Shale Shaker Room gjennom en dårlig lukket ventil kunne spres til andre rom gjennom utluftskanalen fra Shale Shaker Room, over Upper Deck og inn i de respektive rommenes innluftskanaler. Gass fra sjøen kan en se bort fra, siden avstanden opp til dekk er stor og vindhastigheten er ca. 17 knots.

På bakgrunn av mulighetene for gassspredning (Appendix 3), skadebildet (Appendix 1), støtteberegninger (Appendix 2), dørenes stilling og vitneutsagn, har vi kommet fram til 2 sannsynlige alternative hendelsesforløp.

### 8.2 Alternativ 1

1.0 Gass-skyen antennes på Cellar Deck (Main Deck) i/rundt boretårn. Mulig og sannsynlig tennkilde er gnister fra sand/mudstrømmen som treffer metall. Dette gir en flammesopp på Cellar Deck omkring boreområdet.

Flammesoppen antenner brennbart materiale på Drill Floor som brenner helt ut. Akterveggen av boligmodulen på fremsiden av boretårnet får kun overflateskader, mens Upper Deck akter og styrbord for boretårnet, får til dels store brannskader.

1.1 Gass-skyen på Cellar Deck-nivå har med hjelp av vinden, som kommer diagonalt over riggen fra fremre babord hjørne av riggen, lett vei til ventilasjonsinntak over Engine Room. Viftene har en kapasitet på 2 x 76000 m<sup>3</sup>/h og dette gir en kapasitet på 40 m<sup>3</sup>/s. Videre vil gass strømme ut over Upper Deck fra Shale Shaker Room's utluftskanal og til innluftskanalen.

Få sekunders innsug av gass til Engine Room er tilstrekkelig til å få eksplosjonsfarlig gass/luftblanding (innenfor hele spekteret av eksplosive blandinger) i dette rom.

Den antente gass-skyen på Cellar Deck-nivå tenner så i Engine Room ved at den forplanter seg gjennom eksoskanalen. En kraftig eksplosjon i Engine Room river opp styrbord skott i boksdrageren, slår inn dør til trapperommet i Separator Room (dør mellom Engine Room og Separator Room var åpen) og slår dørene inn i Fresh Water Generator Room, Control Room, Electrical Work Shop og Trafo Room. Eksplosjonen fører til at brennbare materialer tar fyr i Control Room, Electrical Work Shop og Trafo Room. Disse rommene gjennomgår en langvarig brann, og brenner helt ut. I Control Room blir isolasjonen på styrbord og babord brannvegger gjennomstret og varmeledningen gjennom skottet er tilstrekkelig til å antenne kabelgate på ueksponert side i Engine Room og styrbord Cutting Washer.

Eksplosjonen i kanalen over Engine Room sprenger denne. Deretter går den ut av ventilasjonsrommet på Upper Deck, flytter Schlumberger Unit flere meter og slår inn i de korrugerte platene på boretårnet, slik at disse får en buling innover. Eksplosjonen i Engine Room har også slått åpne de fremre dørene ut på Main Deck og inn i Work Shop og derfra ut på Main Deck. I Work Shop har eksplosjonen antent brennbart materiale og ført til at rommet er utbrent.

Dette kan være den første eksplosjonen mannskapet hører. Ca. tidspunkt: kl. 23.15.

1.2 Allerede fra ca. kl. 22.55 vil gass kunne spres ut over akterdekk og ned boremodulens rom på aktre Main Deck-nivå, ved at gass som strømmer inn i Shale Shaker Room blir trukket ut dette rommets utlufts kanal, over Upper Deck og ved tvungen eller naturlig ventilasjon inn innlufts kanalene til de respektive rom. (Main Mud Pump Room, Cementing Unit, Cutting Washer).

Gass-skyen på Cellar Deck omkring boretårnet vil, idet den tenner, utvide seg og skyve gass ut til sidene. Dette kan igjen ha ført til at endel gass har blitt suget gjennom den åpne avtrekkshatten og ned i Cementing Unit. Gassblandingen i Cementing Unit har så blitt antent av motoren på enten utluft eller tilluftsviften eller ved at flammesoppen over dekk har gått inn i rommets ventilasjonskanal.

Eksplosjonen i Cementing Unit har så blåst opp døren inn til Sack Storage (traversene på døren var revet av iflg. politiet) og antent brennbart materiale som lå der. Videre ble døren inn til Main Mud Pump Room blåst opp. Trykket forplantet seg videre gjennom mannhullene og inn i Super Charge Pump Room og slo dørene fra babord og styrbord Repos inn i Prop. Room og fra babord Repos inn i Air

Lock. På fremre skott i Main Mud Pump Room slo trykket opp dør ut til trapperommet mellom babord og styrbord Cutting Washer. Trykket slo døra inn til babord Cutting Washer av hengslene inn og gjennom rommet. Dør fra styrbord Cutting Washer ble suget åpen ut i trapperom på grunn av etterfølgende undertrykk. Trykkbølgen gikk videre opp trappen mellom Cutting Washer og opp trappen i styrbord aktre hjørne av Main Mud Pump Room. Deretter forplanter den seg videre på Upper Deck. Opp fra Main Mud Pump Room slo trykkbølgen døra fra trapperommet av hengslene og inn i Shale Shaker Room. I trapperom mellom Cutting Washer gikk trykkbølgen opp og slo dørene inn i Shale Shaker Room og Hydraulic Power Room. Begge dørene var slått av hengslene og inn i rommene. Dør i Shale Shaker Room var oversprøytet med mud, men gulvet under døra var rent. Dette tyder på at eksplosjonen har inntruffet før gass/mud-strømmen fikk gravet hull i stålskottet inn til Shale Shaker Room.

Trykket i Shale Shaker Room har videre slått åpen dør ut mot Upper Deck og suget åpne dørene inn til Mud Lab. Dør inn mot gangen utenfor Mud Lab er revet av hengslene og suget ut på dekk. Trykket i Hydraulic Power Room har slått dør ut mot Upper Deck åpen.

I boremodulen er brannskadene begrenset til kabelbranner. Kabelbrannene på styrbord skott i Main Mud Pump Room og styrbord Cutting Washer skyldes varmeledning gjennom brannveggen til Control Room.

1.3 Eksplosjonen i Cementing Unit slo døren åpen inn til Sack Store og antente lagret gods. Både i Sack Store og Cement and Mud Sack Store har det vært brann. I Sack Store har brannen muligens vært langvarig, men ikke særlig intens, siden flere plastkanner står uskadet innerst ved akterveggen i rommet. I Cement and Mud Sack Store er situasjonen en annen, med store brannskader. Kabelgater under tak er brent helt ut. Etter utbrenning kan det ha oppstått en ulmebrann som har produsert pyrolysegasser. Fordampet smøreolje fra fat kan ha bidratt til dette. Klokka 18.18 neste dag eksploderte pyrolysegassene med tenning i cement and Mud Sack Store og blåste ut dette rommet. Suget som oppsto da blåsten gikk ut skyveporten fra Sack Store, suget dørene i Paint Store, Welding Shop og Fishing Tools og Sub Sea Shop åpne. Paint Store er fullstendig utbrent.

*Observasjoner og forhold som underbygger teorien.*

- Dørenes stilling.
- Innbuling av ristene i utlufts kanalen fra Engine Room.

- Beregning av eksplosjonsforløp i Engine Room med tenning både på utsiden av utlufts-kanal og innluftskanal gir tilstrekkelig trykk-utvikling. Se Appendix 2.
- Hullet i skottet til Shale Shaker Room kan ha blitt gravet etter eksplosjonen, og trenger nødvendigvis ikke ha oppstått kort etter brudd i Diverter-ledning. Tilstrekkelig gass har blitt spredt via Shale Shaker Room før Diverterledningen brøt sammen.
- Spjeldene i innluftskanalen til Engine Room kan ha stått åpne da de var uskadet. Fail Safe – mekanisme lukker disse etter eksplosjonen.
- Tilstrekkelig gass kan likevel ha kommet inn før spjeldene eventuelt ble lukket, da viftekapasiteten var stor.
- Vitneutsagn tyder på at det var vanskelige å puste på babord side enn foran og på styrbord side. Dette tyder på en rik gassblanding på babord side.
- Kontrollromsoperatør N.N. sier i vitneavhør at han ble kastet 5 – 6 m ved Helideck av en trykkbølge fra Main Deck.

Teknisk assistent N.N. blir slengt i dørken ved livbåt 2. Beregning av gasseksplosjon i området rundt boretårnet gir en trykkutvikling som er tilstrekkelig til å kaste et voksent menneske ved Helideck og fremre livbåter.

- Fra kl. 22.55 strømmer gass inn i Shale Shaker Room og kan distribueres videre ut fra dette rommet og via ventilasjonssystemet til andre rom på Main Deck (se Appendix 4). Maskinromsoperatør N.N. registrerer fullt utslag på gassalarm i Shale Shaker Room kl. 22.57.
  - Ass. boreleder N.N., undervannsutstyringsingeniør N.N. m.fl. observerer ca. kl. 23.15 et ildblaff over Main Deck.
  - Ass borer N.N. så spruten av mud/gass fra Diverter og mener at antennelsen skjedde i dette området.
- Flere av vitnene nevner en eksplosjon nr. 2 ca. 1 minutt etter den første.
- Masse glimmer og aske i Cementing Unit tyder på en eksplosjon i Sack Store (eller via Sack Store) etter en brann i Sack Store.

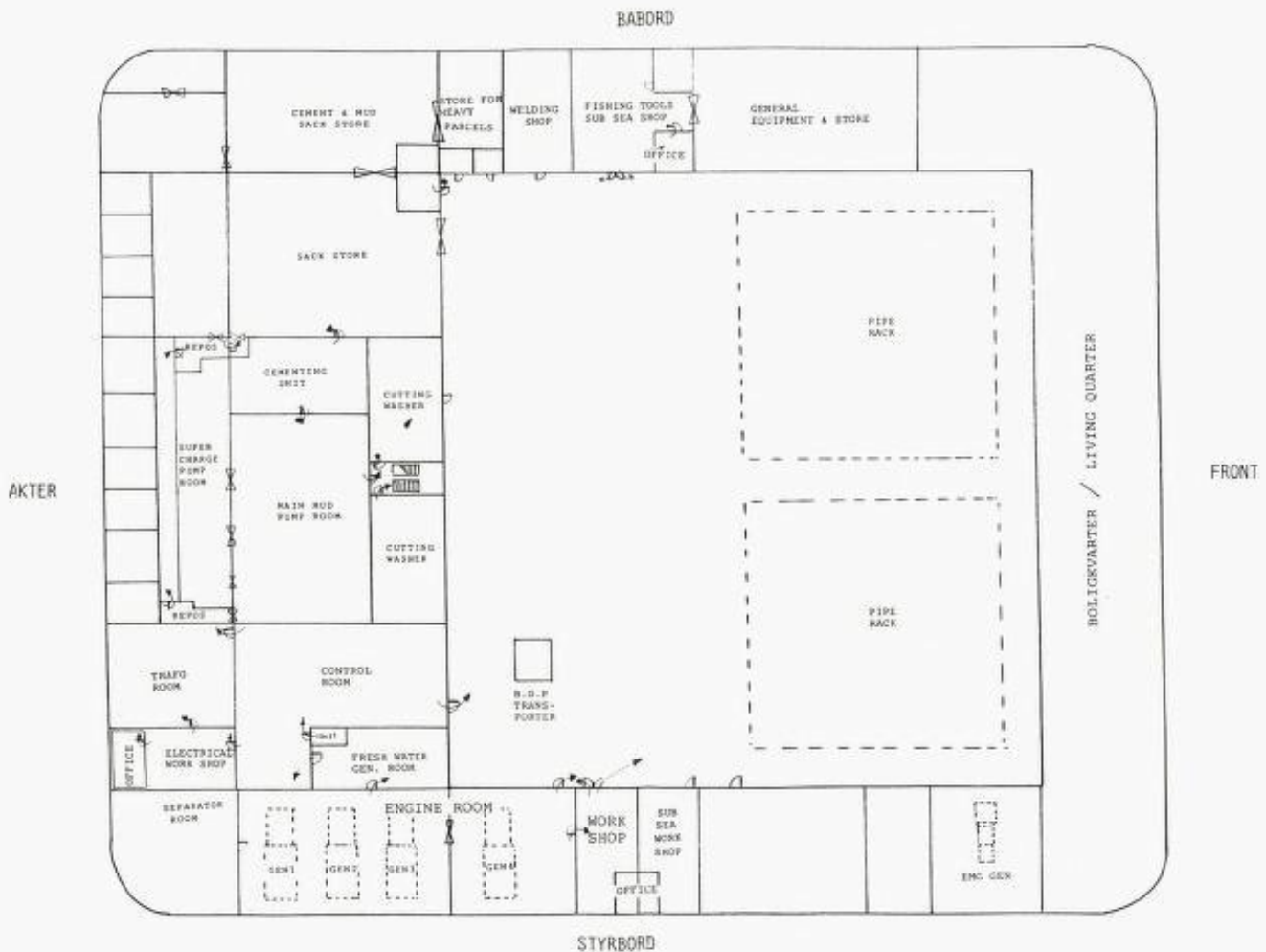


Fig. 8.1. Skissen angir hvilken retning dører og luker på Main Deck var sprengt åpne.

- Det er knekk i bjelkene over kabelbroen under taket i Cement & Mud Sack Store. Kabelgaten er utbrent og en lokal oppvarming kan ha ført til svekkelse av takbjelkene i dette området. Ved avkjøling av stålkonstruksjonene før eksplosjonen vil dette punktet bortfalle.

### 8.3 Alternativ 2

Først har en hatt en gass-spredning på Cellar Deck-nivå og spredning til Engine Room direkte gjennom ventilasjonssystemet eller via Shale Shaker Room før tilluftsvifter ble stanset.

Videre har forløpet vært som i alternativ 1, men initiell tenning i Engine Room, f.eks. i generator nr. 3 som er temmelig ødelagt. En jetstrøm som følge av eksplosjonen ut gjennom Fan Room eller ut døra fra Control Room mot BOP Transporter på Main Deck kan så ha antent gass-skyen på Cellar Deck. Denne flam-

mesoppen har så presset gass ut til sidene og videre forløp blir som i alternativ 1 fra punkt 1.2.

*Observasjoner og forhold som underbygger teorien:*

- Fotografier av generator nr. 3 i Engine Room viser at platene i maskinhuset buler ut som om det har vært et puff i generatoren.
- Generatorene er sikre tennkilder i og med at de ikke er eksplosjonssikre.
- Beregning av Engine Room med tenning nær generator nr. 2 (beregning 1C i Appendix 2) viser at når flammen går gjennom strekkmetall-ristene til utluftskanalen, begynner trykket i kanalen, P4, å oscillere. Ca. 370 – 380 msec etter tenning er trykket i kanalen, P4, større enn trykket i Engine Room utenfor P3. Dette kan forklare at strekkmetall-ristene var blåst inn i Engine Room.

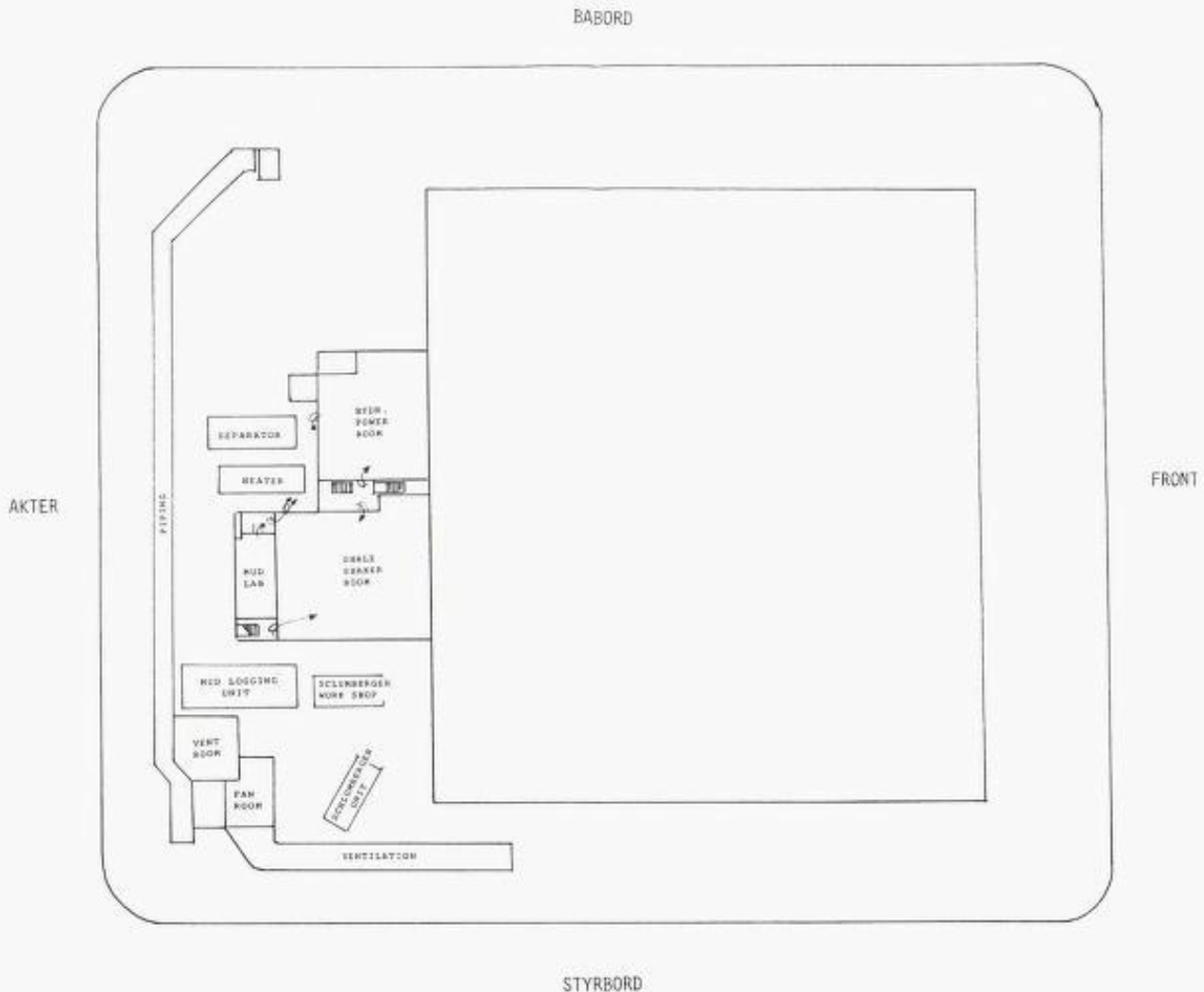


Fig. 8.2. Skissen angir hvilken retning dører og luker på Upper Deck var sprengt åpne.

- Platene på boretårnet er presset inn av blåst fra Fan Room.
- I andre vitneavhør med undervannsutstyringen N.N. forteller han at han fra dør på Main Deck inn til Sub Sea Work Shop så ut mot boretårnet. Han hørte en kraftig eksplosjon til venstre for seg (i retning Engine Room) og så deretter flammesoppen rundt boretårnet.

Da N.N. m.fl sprang gjennom boksdraegeren, var strømmen gått. Nødgenerator ble startet da de passerte denne sekunder senere.

- Styrbord skott i Main Mud Pump Room buler mot Control Room. Dette tyder på et overtrykk i Main Mud Pump Room etter eksplosjonen i området rundt Engine Room.

## 9. KONKLUSJONER

Som følge av en ukontrollert gassutblåsing har en pga. lekkasjer (lekkasje i pakning mellom Slip-joint og stigerør samt det senere sammenbruddet i Diverter System) fått spredning av gass på dekkområdet i sentrale deler av Main Deck og til nærliggende rom i styrbord og aktere del av Main Deck.

Spredningen til rommene har skjedd pga. utett Flow Line ventil til Shale Shaker Room, via dette rommets luftuttak eller direkte fra Main Deck og til luftinntakene for de respektive rom. Dette kan ha skjedd før luftinntakene ble stengt eller etter ved at spjeldene ikke lukket seg.

Eksplosjoner og branner har ført til omfattende skader i og omkring aktere del av Main Deck og Upper Deck.

*To hendelsesforløp anses etter befaringer og analyser som de mest sannsynlige:*

1. Eksplosjon nr 1 inntreffer ca. kl 23:15.

Initiell tenning i eller omkring lekkasjeområdet på Cellar Deck (Main Deck) som følge av gnister som dannes når gass/mud-spruten treffer stålkonstruksjoner. Flammefronten har så videre spredt seg gjennom eksoskanalen i ventilasjonssystemet videre til Engine Room. Denne eksplosjonen har blåst ut styrbord skott i Engine Room og dørene inn til de nærliggende rom. Videre har eksplosjonen antent brennbart material i Control Room, Electrical Work Shop, Trafo Room og Work Shop. Disse rommene er fullstendig utbrent.

Eksplosjon nr 2 inntraff inntil 1 min etter den første.

Gassblandingen i Cementing Unit er antent enten ved at flammefronten på Main Deck

spre seg til rommet gjennom en ventilasjonskanal, eller ved tenning i rommet fra viftemotor i utlufts- eller innluftskanal. Eksplosjonen slår døren inn til Sack Store og tenner brennbart material der. Videre går trykkbølgen inn i Main Mud Pump Room og videre opp gjennom rommene på Upper Deck. Skadene begrenser seg i disse rommene til oppblåste dører og utbrente kabelgater.

Eksplosjonen i Cement and Mud Sack Store antas å ha skjedd ved antennelse av pyrolyseprodukter fra en langvarig ulmebrann i Sack Store. Denne eksplosjonen antas å ha skjedd på et vesentlig senere tidspunkt enn de to første eksplosjonene. Mulig tennkilde kan være en oppblussing av ulmebrannen.

2. Første eksplosjon. Initiell tenning i en av generatorene i Engine Room (generator nr 3 er spesielt mistenkt) med flammespredning ut mot dekkområdet enten via ventilasjonskanal fra Engine Room (innluft eller utluft) eller fra utblåst dør i Control Room ut mot BOP Transporter på Main Deck.

Andre eksplosjon og utvikling i området omkring Sack Store antas å ha skjedd som under punkt 1.

Beregninger av eksplosjonsutvikling i Engine Room med tenning henholdsvis utenfor utluftskanal, utenfor innluftskanal og mellom generator 2 og 3 gir alle tilstrekkelig trykk til å forklare det observerte skadebildet.

Selv om eksplosjonsforløpet i boremodulen sannsynligvis er en sammenhengende hendelse, kan en ikke se bort fra muligheten for flere adskilte eksplosjoner i dette området. Det er påvist at gass kan slippe inn i flere av rommene og mulige tennkilder er også til stede.

*Betraktninger forøvrig:*

- Årsakene til at stengeventilen i Flow Line inn til Shale Shaker Room ikke kunne stenges helt bør undersøkes nærmere. Denne lekkasjen er sannsynligvis tilstrekkelig til å spre eksplosive gassblandinger til andre rom, før gassavledningssystemet bryter sammen.

- Såfremt Diverter System (gassavledningssystemet) er ment å ha en viktig sikkerhetsfunksjon i den tidlige fasen av en boreoperasjon ( boring uten BOP), bør muligens andre materialkvaliteter vurderes der slitastjen på rørgodset fra gass/mud-strømmen er stor. Et innvendig belegg av gummiemulsjon i bend kan være en løsning.

- Utluftskanaler fra rom der det er fare for gassinntrengning kan med fordel trekkes

vekk fra inntakskanalene til rom som ligger utenfor EX-områdene.

- Store luftinntak til ventilasjonssystem bør ikke rettes inn mot boreområdet.
- Kabelgatene har vært en klar brannspredningsveg og gitt bidrag til brannbelastning. Materialvalg, utforming og gjennomføringer kan vurderes nærmere.
- Ved planlegging av moduler på en plattform bør konsekvensene av en gasseksplosjon vurderes på et tidlig stadium. Lange smale rom med prosessutstyr som generatorer eller tanker på tvers i rommet vil øke forbrenningshastigheten og gi forholdsvis stor trykkoppbygging ved en eventuell gasseksplosjon i rommet. Rom som er mer kvadratiske vil gi relativt mindre trykkoppbygging da flammen har

kortere vei til trykkavlastningsarealer som dører og vinduer.

Dersom planløsningen ikke kan forandres, kan hvert enkelt rom beskyttes mot store ødeleggelser ved at det bygges inn ekstra trykkavlastningsarealer i vegger, gulv og tak. Trykkavlastningsarealene er mest effektive når de er plassert i rommets lengderetning. Arealene kan enten være lettvegger som blåses ut ved et forholdsvis lavt overtrykk, eller være av typen sjalusi-vegger.

Antall mulige tennkilder kan reduseres ved at en større del av prosessutstyret er i EX-utførelse.

Rapportens konklusjoner er basert på overleverte informasjoner og dokumentasjon spesifisert i kap. 4. Skulle det senere vise seg å være feil i opplysningene, er ikke SINTEF lenger ansvarlig for rapportens innhold og konklusjoner.

---



APPENDIX 1**Gjennomgang av boreplattformen med beskrivelse av skadebildet.**

Dette er en framstilling dekk for dekk av skadebildet som er antatt å ha betydning for å kunne beskrive de alternative eksplosjon/brannforløp. Observasjonene er basert på besiktigelser på plattformen 5., 6. og 15. november. Ca 350 lysbilder foreligger som dokumentasjon fra besiktigelsen.

De aktuelle dekknivåene og rommene er inntegnet i figurene 8.1 – 8.2 med angivelse av hvilken retning dører og luker er sprengt åpne.

**Drill floor**

Drill Floor (boredekk) er helt utbrent. På styrbord aktre del av Drill Floor er dør ved Dog House ut mot dekk blåst åpen.

Dog House : Utbrent

Drillers House : Utbrent

På aktre skott er kabelgater utbrent.

**Upper deck**

Med Upper Deck menes nivået oppe på kassedrageren. For systematikkens skyld starter beskrivelsen på styrbord side og går via akterdekk over på babord side.

Bommen på styrbord kran lå innover mot senter av main deck.

**Heli Fuel Storage.**

Heli Fuel Storage er lokalisert ved enden av ventilasjonskanal over Engine Room. Overrisslingsanlegget er ødelagt i skjøt. (d = 70-80 mm stålrør.)

**Eksoskanal E13.**

E13 er avtrekkskanal fra Engine Room. Noe utbuling av kanalen. Vifteblader er slått av, og pipehatten er helt deformert.

**Eksoskanal E10.**

Denne sto åpen. Kanalen åpnes manuelt eller ved indre trykk. Staget til hatten er noe deformert, men trenger ikke å være deformert på grunn av eksplosjon.

**Tilluftskanal til Engine Room.**

Kanalen er sprengt av eksplosjon over en lengde av ca 5-7 m fra Fan Room.

Spjeldet i viftene til Engine Room styres hydraulisk. Halvparten av viftebladene på den ene tilluftsviften er slitt av. Det hydrauliske styresystemet for spjeldet på den ytterste viften er slitt av. I vifte nr 2 i vifterommet er de fleste viftebladene på plass.

Spjeldene i tilluftskanalen er stengt. Viftehuset (Fan Room) er også deformert av eksplosjonen og ristene mangler.

Dekket over Engine Room buler kraftig oppover.

**Schlumberger Unit.**

Denne containeren ble flyttet framover fra Fan Room mot tilluftskanal for Engine Room sannsynligvis pga. et trykk fra Fan Room.

**Halon anlegg.**

Observasjoner av halonanleggenes stilling ble gjort i skapene mellom Mud Logging Unit og Vent Room. Det at måleurene står på null innhold er tatt som en indikasjon på at anlegget er utløst.

Halonanlegg til Control Room er utløst. Begge flaskemålerne står på null.

Halonanlegg til Separator Room er utløst. Begge flaskemålerne står på null.

Halonanlegg til Boiler Room er utløst. Begge flaskemålerne står på null.

Halonanlegg til Engine Room er utløst. Begge flaskemålerne står på null.

**Mud Logging Unit.**

Dør i Mud Logging Unit er slått opp. Brannbeskyttelsesplater er pulverisert inne i rommet. Mineralull henger fortsatt på. Rommet er utbrent. Mud Logging Unit hadde store deformasjoner på langsiden mot Engine Room.

**BOP House**

Kledningen av korrugerte stålplater over boreområdet var på styrbord side bøyet inn mot boreområdet.

**Gang mellom Hydr. Power Room og Shale Shaker Room.**

Ventilasjonsspjeld i tak er kastet ut og ventilasjonskanal er falt ned. Dør inn til Hydr. Power Room er slått av hengslene og inn i dette rommet. Dør inn til Shale Shaker Room er slått av hengslene og inn i dette rommet. Lampen over utgangen fra Shale Shaker Room til gangen er slitt av.

**Hydr. Power Room.**

Dør på aktervegg ut mot dekk er slått åpen. Lukkehjulet på utsiden av døra er slått av. Rommet er forøvrig uskadet.

**Shale Shaker Room.**

Rommet er oversprøytet med boreslam. I fremre skott bak Shale Shaker er det gravet et hull med diameter ca 30 cm oppe ved tak. Gjennom dette hullet har mud/gass sprutet inn i rommet fra området ved diverter. Gulvet under døra som ble slått inn fra gang er rent for muddsøl.

Dørken i Shale Shaker Room buler sterkt oppover.

Det er en åpen Drain Pot rett ned til sjøen like ved dør fra gang.

Dør ned til Main Mud Pump Room er blåst av hengslene og inn i Shale Shaker Room. Rør gjennom dørken fra Main Mud Pump Room til Shale Shaker Room har fått avsvidd hele gummipakningen mot dørken rundt slissen. Det er sotavsetninger på røret fra Main Mud Pump Room som stammer fra dette rommet.

Dør på babord akter skott og ut mot dekk er slått åpen. Dør inn til gang mot Mud Lab er revet av hengslene og kastet ut på dekk. Styrbord skott er deformert på grunn av høye temperaturer.

**Mud Lab.**

Døra ut fra Mud Lab har buling på innsiden.

Dør fra gang og inn til Mud Lab er slått ut.

Dør fra gang ved Mud Lab og ut til Shale Shaker Room er slått av hengslene og ut gjennom dør til dekk.

Lysstoffrørene i gangen inn til Mud Lab var hele.

**Heater.**

Heater ved babord side av Mud Lab har fått revet av mineralullsisolasjonen mot dør til Shale Shaker Room.

**Babord Upper Deck.**

Dekket buler kraftig opp over Cement & Mud Sack Store. I luftesjakt fra Sack Store og over dekk er viftebladene brukket og spredt utover dekket. Hetta er ellers intakt. Gassflasker var plassert i kasse over Sack Store. Flere av flaskene er eksplodert.

**Main deck.**

Main Deck omfatter dekknivået i sentrale deler av boreplattformen samt nivået i kasse-drageren.

**Cellar Deck.**

Området er oversprøytet med boreslam. Malingen på stålkonstruksjonene rundt Diverter er bare svidd. Det har ikke vært særlig langvarig varmpåvirkning her.

Dør fra Cellar Deck og inn i babord Cutting Washer har stått åpen.

**Sub Sea Work Shop.**

Dør ut mot Main Deck kan ha stått åpen.

**Work Shop.**

Dør mot Office er kastet inn i dette rommet, og lettveggene i rommet er ødelagt. Bakre dør ut mot Main Deck er slått opp. Fremre dør mot Main Deck er slått av hengslene og ut på dekk. Rommet er utbrent.

**Office mellom Work Shop og Sub Sea Work Shop.**

Dør mot Sub Sea Work Shop og trappenedgang er slått opp. Lettveggene er ødelagt.

**Engine Room.**

Fremre dør er slått inn i Work Shop, og fremre babord dør er kastet ut på Main Deck. Styrbord skott er sprengt åpent ut mot friluft i hele lengden. I akter del henger endel av skottet ned. I fremre del er skottet brettet ut og forover langs plattformens side. Aluminiumsplatene på dørken er smeltet, og det har tydelig vært kabelbrann under dørkplatene. Utblåsningen i generator 3 er langt kraftigere enn i nr 4, og det er tydelig forskjell i forbrenning forskjellige steder i generatoren. Det er forøvrig kraftige deformasjoner i babord skott, skott mellom generator 3 og 4 og tak. Sveisen mellom tak og skott ved Spare Parts er revet av.

Ristene i avtrekkskanalen fra Engine Room bøyer inn i rommet. 2-3 av ristene er kastet inn i Engine Room.

Dør inn mot Separator Room har stått åpen. Dør inn mot Fresh Water Generator Room er slått inn i dette rommet.

Engine Room er utbrent.

#### Separator Room.

Døra inn til trapperommet i Separator Room er blåst åpen, og ventilen har slått bulk i skottet bak. Dør inn til Proop er slått åpen.

#### Fresh Water Generator Room.

Det var en åpen Drain Pot i dette rommet. Veggene til Toilet har store deformasjoner. Døren inn mot Control Room er revet av hengslene og kastet inn i dette rommet. Rommet er utbrent.

#### Control Room.

Dør fra Toilet er kastet inn i Control Room. Gulvet i Control Room er dekket av forvridde metalleder.

Isolasjonen på styrbord skott er fullstendig gjennomsintret og stedvis falt ned. Isolasjonen på skott mot Trafo Room er forholdsvis bedre, og innerste del av isolasjonen er relativt frisk.

Dør fra Control Room inn mot Electrical Work Shop er slått inn i dette rommet. Dør fra Control Room mot Trafo Room er revet av sammen med dørkarmen og kastet inn i dette rommet. Dør i fremre vegg i Control Room er slått ut mot BOP Transporter.

En takbjelke utenfor Toilet er knekket der staget er utstyrt med en kabelgjennomføring. Hullet i staget har dimensjonene ca 10·50 cm, og nedre bjelkeflens er brutt inn til hullet.

I Control Room har det foregått en langvarig brann, og rommet er fullstendig utbrent. Varmeledning gjennom styrbord og babord skott har antent kabelgater på uekspontert side.

#### Elektrical Work Shop.

Dør mot Office er slått inn i dette rommet. Dør inn mot Trafo Room er revet av hengslene og kastet inn i Trafo Room.

Rommet er utbrent og dørkplatene er smeltet.

#### Trafo Room.

Rommet er utbrent og dørkplatene er smeltet.

#### Cementing Unit.

Dør inn til Sack Store er slått opp. Videre er glimmer etc. blåst fra Sack Store og inn i Ce-

menting Unit. Dør inn til Main Mud Pump Room er slått av hengslene og inn i dette rommet.

På skottet mot Sack Store er det lakkavskalling og tjæreavsetninger på kabelgater som følge av varmeledning fra Sack Store.

Det har ikke vært brann i Cementing Unit, og kabelgatene er uskadet.

#### Main Mud Pump Room.

Dør ut i gangen mellom babord og styrbord Cutting Washer er slått ut i gangen. Det er ingen brannskader i rommet, kun sot og tjæreavsetninger fra andre rom. En plastkuppel over en lysarmatur er uskadet. Styrbord skott har imidlertid utbrente kabelgater og malinga er skallet av på stålskottet. Dette er en følge av varmeledning fra brannen i Control Room.

#### Super Charge Room.

Dette rommet er heller ikke brannskadet. Ventilasjonsskanalen gjennom rommet er fleret opp og ødelagt.

Fra styrbord Repos er døra slått inn mot Prop.Room. Dør fra babord Repos er også slått inn i Prop.Room, mens dør fra Repos til Air Lock er slått inn i dette rommet.

Det er en åpen forbindelse mellom Main Mud Pump Room og Super Charge Room gjennom mannhull i stålskottet.

#### Styrbord Cutting Washer.

Dør ut til gangen er slått opp. Babord vegg buler ut mot gangen, og veggen har lokale knekninger av stivere. Det har vært en brann på styrbord skott som følge av varmeledning gjennom skottet fra Control Room.

I trappeoppgangen ved utgangen fra styrbord Cutting Washer er det to parallelle ventilasjonsskanaler. Den ene kanalen har sterk innvendig sotavsetning, mens den andre har utvendig sotavsetning.

#### Babord Cutting Washer.

Døra inn til babord Cutting Washer fra gangen er slått av hengslene og tvers gjennom rommet. Det er sotavsetninger oppe under tak i babord Cutting Washer. Kabelgater er svidd ved ventilasjonsåpningen over døra fra gang, ellers er det ingen brannskader i dette rom. Hverken en stabel med trevirke eller kveiler med kabel som ligger i rommet er brannskadet.

Døra gjennom fremre skott og ut på Cellerdeck har stått åpen.

**Sack Store.**

Skyveporten ut til Main Deck har stått åpen. Ventilasjonsskanalen over skyveporten har falt ned og ligger inne i rommet. Kanalen har muligens blitt slått ned av et eksplosjonsstrykk og dratt inn av det påfølgende suget.

Det er ingen betydelige skader på bæresystemer i vegger, tak og gulv pga. eksplosjonsstrykk. På tross av tydelige brannskader har det ikke vært særlig kraftig varmeutvikling i rommet, da flere plastkanner står uskadet ved aktre skott. Utstyret i Sack Store er veltet rundt, mulig som følge av eksplosjonstrykk fra Cement & Mud Sack Store.

**Cement & Mud Sack Store.**

Rommet har betydelige utbøyninger av yttervegg, tak og gulv pga. eksplosjonstrykk. Pga. de store deformasjonene i hjørnene mellom tak og vegger, er sveis mellom T-bjelke og oppleggsplate revet av. Dette har skjedd for flere av bjelkene på begge sider. Alle bjelkene er bøyet i en pen bue oppover med knekning

på midten rett over en utbrent l'abelgate. Mellom T-bjelkene er det påsveist stivere (på tvers av bjelkeretningen) på takplaten. Her har en fått en ekstra deformasjon av taket som medførte lokale knekninger av stiverne. Styrbord skott hadde en mindre utbøyning mot Sack Store. Det var en relativt stor åpning mellom Cement & Mud Sack Store; ca 3 m bred.

Risten i ventilasjonsskanalen mellom Cement & Mud Sack Store og Sack Store buler ut mot Sack Store.

Forøvrig er rommet utbrent.

**Store for Heavy Parcels.**

Enkelte stivere i taket er buklet, og taket buler oppover. Rommet er utbrent.

**Paint Store.**

Dør fra Main Deck til Paint Store er blåst av hengslene og ut. Ventilatoren gjennom Paint Store ved Sack Store virker uberørt. Rommet er utbrent.

Appendix 2**Beregninger av mulige eksplosjoner på West Vanguard.**

*Beregningene er utført av «Gas Explosion Research Group» ved Chr. Michelsens Institutt, Fantoftvg. 38, 5036 FANTOFT, Bergen.*

**BEREGNING NR. 1.****Beregningsområde:**

Maskinrom med inn- og utluftskanaler.

**Bakgrunn for beregning:**

Klarlegge om tenningsposisjonen har vesentlig betydning for trykkoppbyggingen i maskinrommet.

**Antagelser:**

- 1) Maskinrommet og luftkanalene er helt fylt med metan-/luftblanding med optimalt blandingsforhold.
- 2) Vegger og dører er uendelig sterke.

**Beregning 1A:**

Tenning utenfor utluftskanal fra maskinrom.

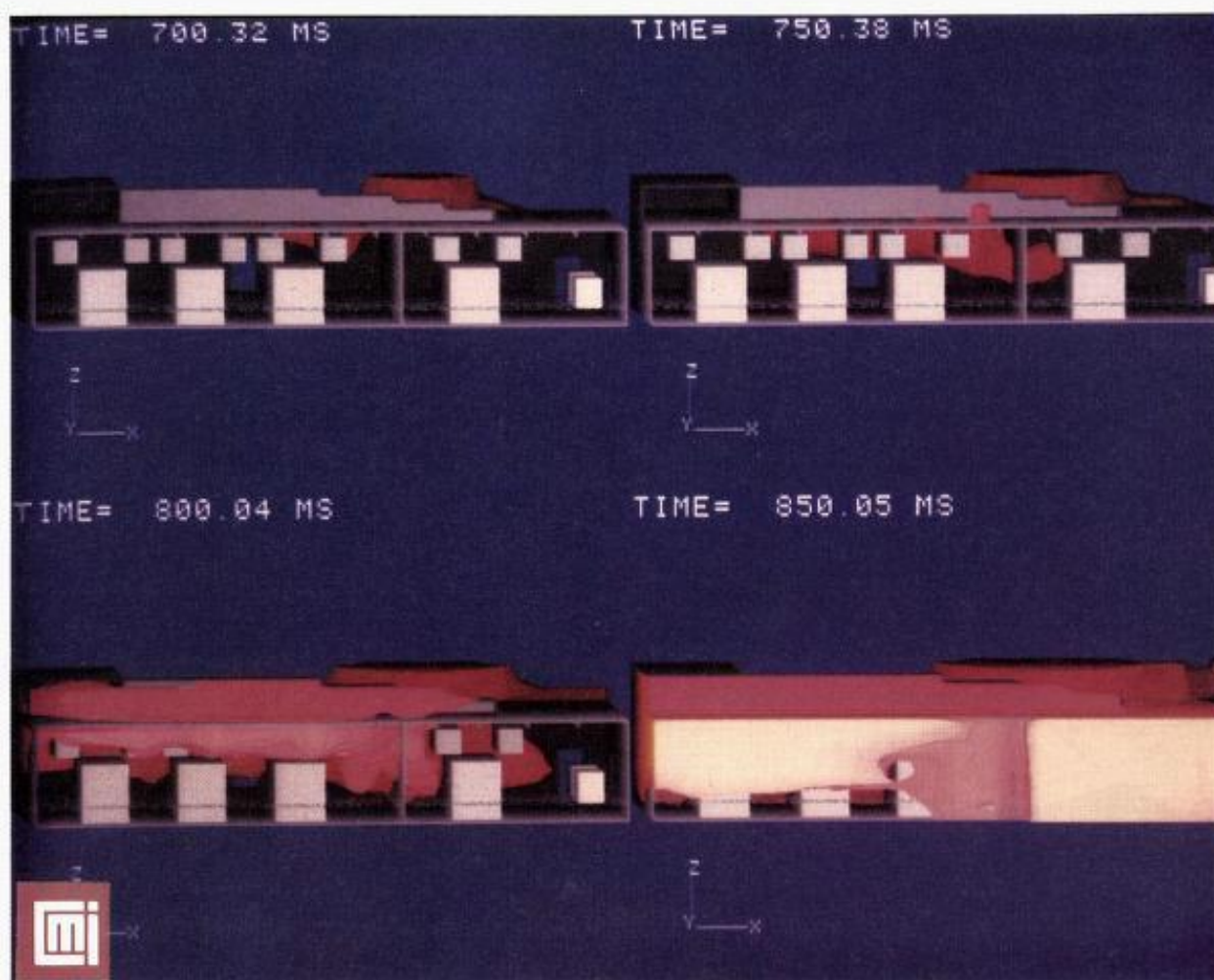


Fig. 1. Maskinrommet, med ytterveggen fjernet, slik det er representert i beregningsprogrammet, samt flammens posisjon på fire tidspunkter i Beregning nr. 1A.

**Beregning 1B:**

Tenning utenfor innluftskanal til maskinrom.

**Beregning 1C:**

Tenning mellom generator nr. 2 og 3 i maskinrom.

Figur 1 viser maskinrommet, med ytterveggen fjernet, slik det er representert i beregningsprogrammet, samt flammens posisjon på fire tidspunkter i Beregning nr. 1A.

Figur 2 viser fire horisontalsnitt gjennom maskinrommet, samt plasseringen av de fire trykkmålepunktene.

Figur 3 viser trykk som funksjon av tid for Beregning 1A.

Figur 4 viser trykk som funksjon av tid for Beregning 1B.

Figur 5 viser trykk som funksjon av tid for Beregning 1C.

**Konklusjon:**

I alle tre tilfelle er trykkoppbyggingen i maskinrommet mer enn tilstrekkelig til å forårsake de inntrufne skadene.

## Pressure monitoring points

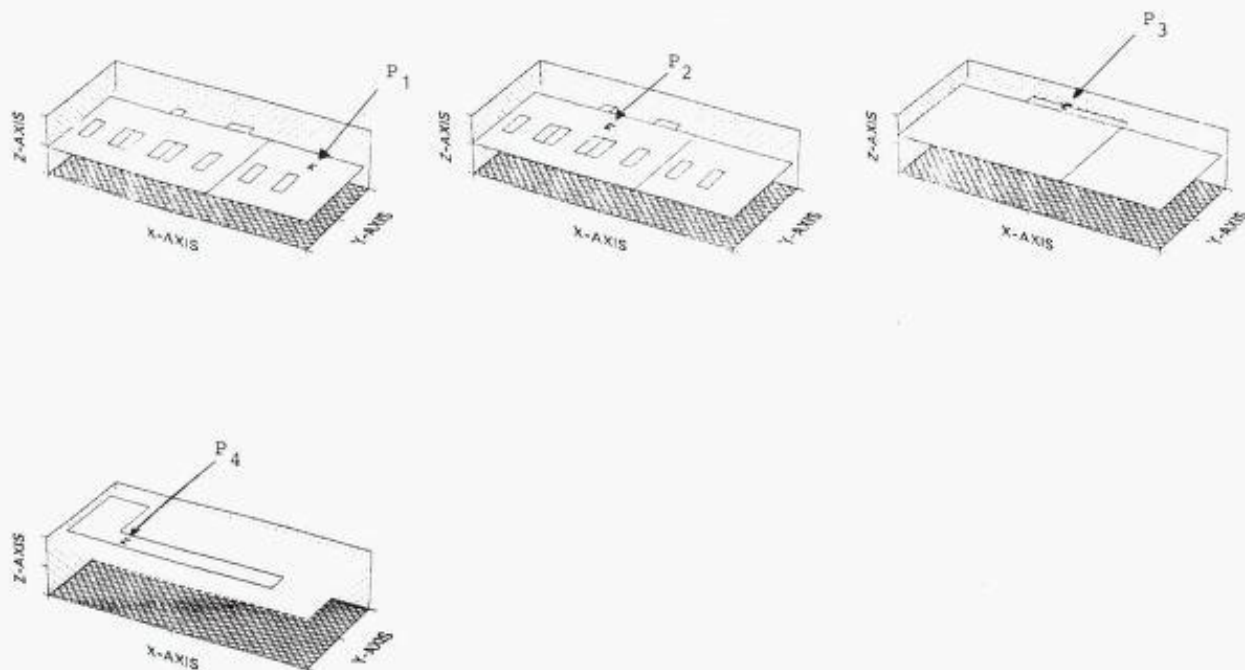


Fig. 2. Fire horisontalsnitt gjennom maskinrommet, samt plasseringen av de fire trykkmålepunktene.

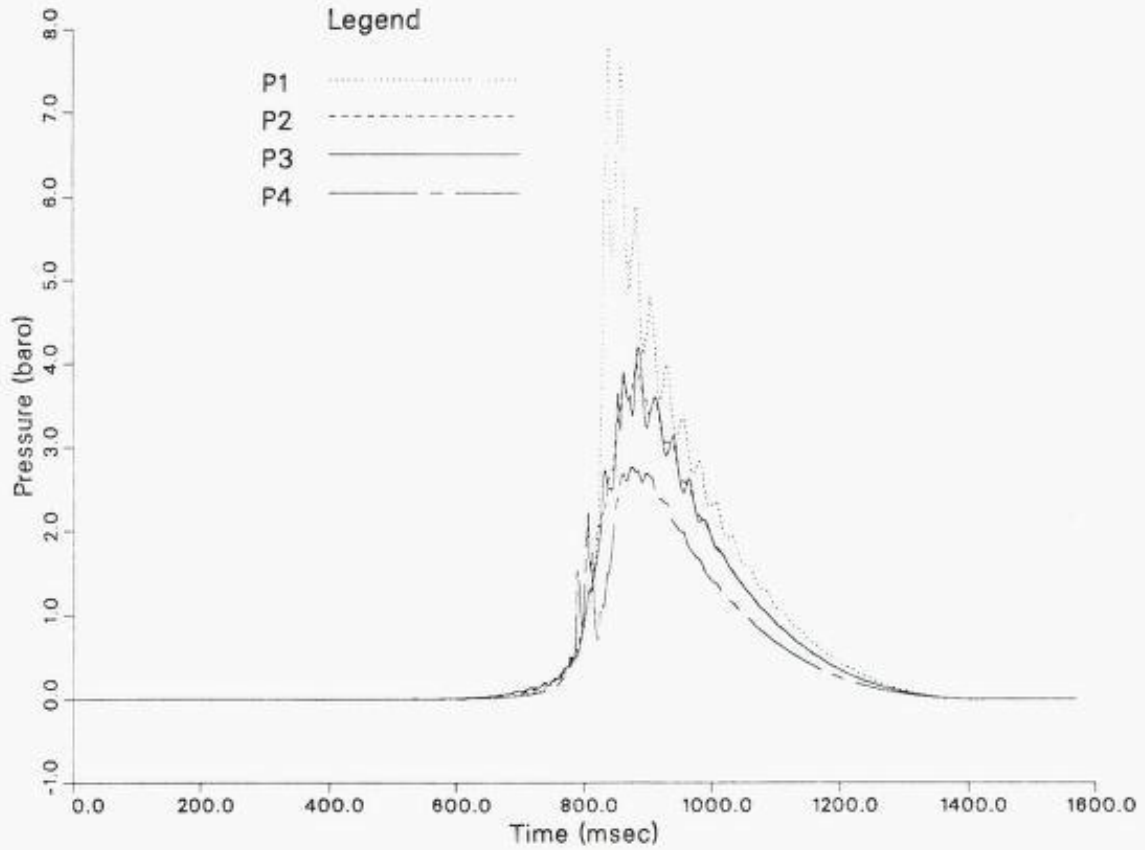


Fig. 3. Trykk som funksjon av tid for Beregning nr. 1A.

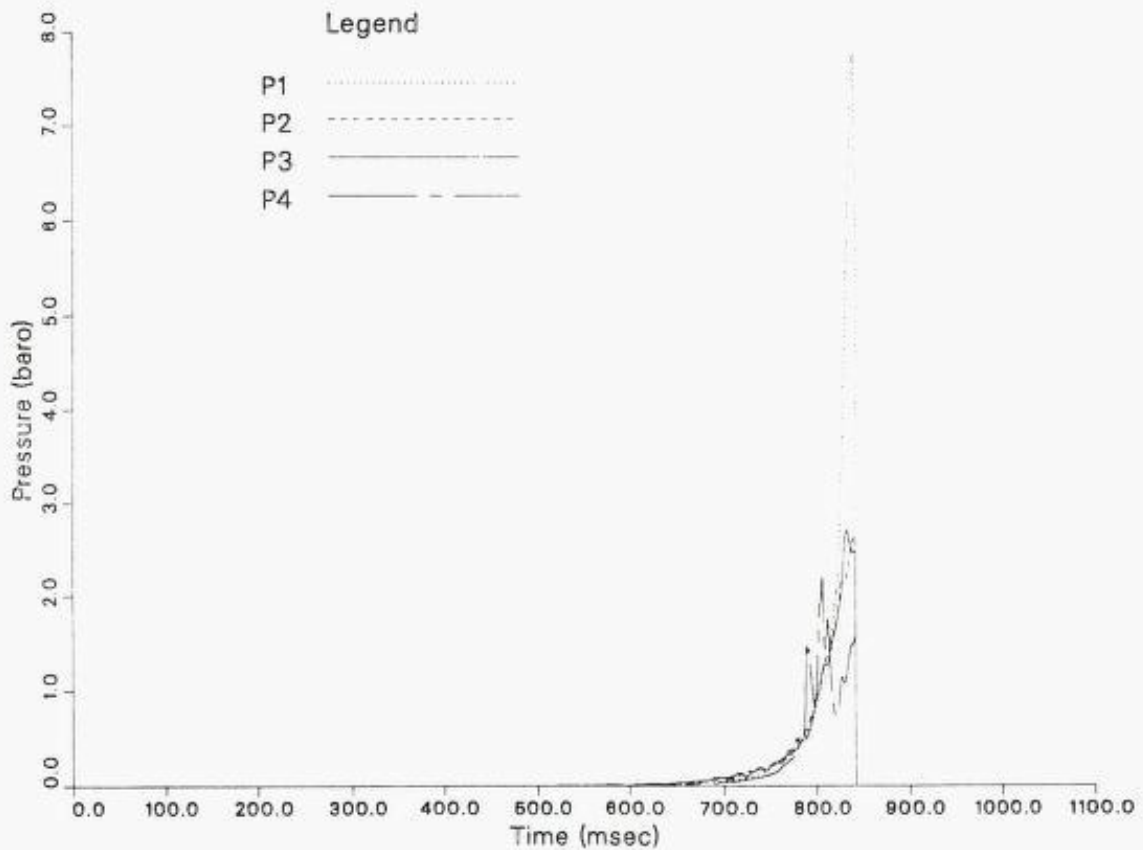


Fig. 4. Trykk som funksjon av tid for Beregning nr. 1B.

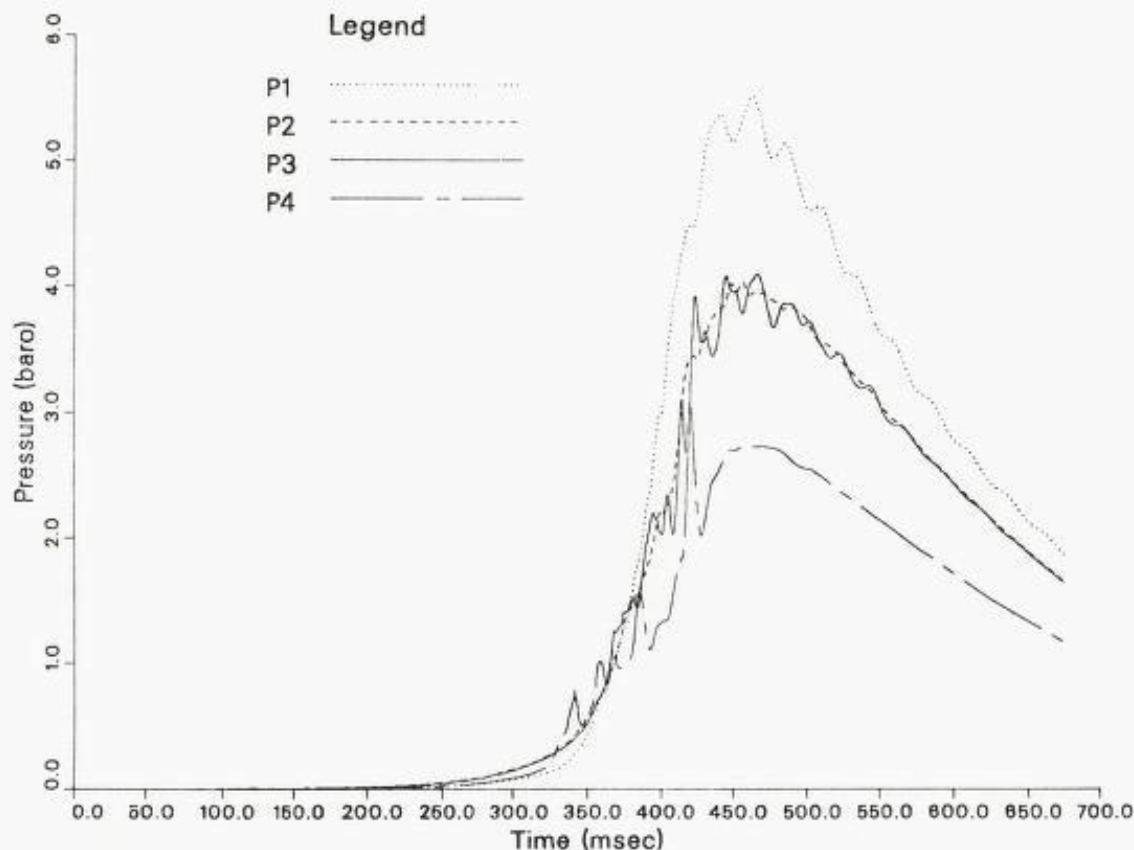


Fig. 5. Trykk som funksjon av tid for Beregning nr. 1C.

## BEREGNING NR. 2.

### Beregningsområde:

Main-deck-området begrenset av boksdra-gerne på begge sider, boligkvarteret i forkant og boremodulens enheter, bak derrick, i bak-kant.

### Bakgrunn for beregning:

Kontrollromsoperatør N. N. står ved heli-kopterdekk ved skumkanonen, og blir slengt 5–6 meter fremover på plattformen av en eks-plosjon.

### Antagelser:

- 1) Beregningsområdet er fylt med metan-/luftblanding, med optimalt blandingsforhold opp til toppen av boksdra-gerne.
- 2) Hus med inventar rundt derrick, samt hus for B.O.P. er simulert som porøse områder.
- 3) Styrbord og babord pipe rack på main deck er også simulert som porøse områder.
- 4) Gass-skyen antennes i senter av derrick og på cellar-deck-nivå.

Figur 6 viser tre horisontalsnitt gjennom beregningsområdet, slik det er representert i beregningsprogrammet, samt plasseringen av de fire trykkmålepunktene. Beregningsområdet er sett fra babord side av boligkvarteret.

Figur 7 viser trykk som funksjon av tid for Beregning nr. 2.

### Konklusjon:

Integrasjon av trykkpulsen  $P_4$ , som er mellom kanten på helikopterdekket og skum-sprøyten, gir en trykkpuls på 30–40 Pa-s som er tilstrekkelig til å blåse en person overende. Referanse 1 gir at 10 Pa-s er tilstrekkelig til å blåse en person overende.

I tillegg til trykkpulsens viser beregningen at luftstrømmen i dette området kommer opp i 40–50 m/s p.g.a. ekspansjonen av gassen bak flammefronten. Denne luftstrømmen vil komme i tillegg til selve trykkpulsens. Beregningen viser at denne eksplosjonen kan forårsake at en person blir blåst overende.



## Pressure monitoring points

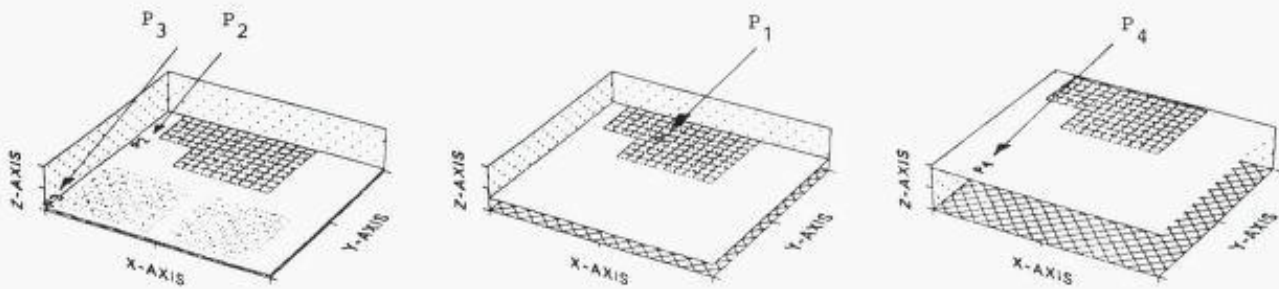


Fig. 6. Tre horisontale snitt gjennom beregningsområdet slik det er representert i beregningsprogrammet, samt plasseringen av de fire trykkmålepunktene.

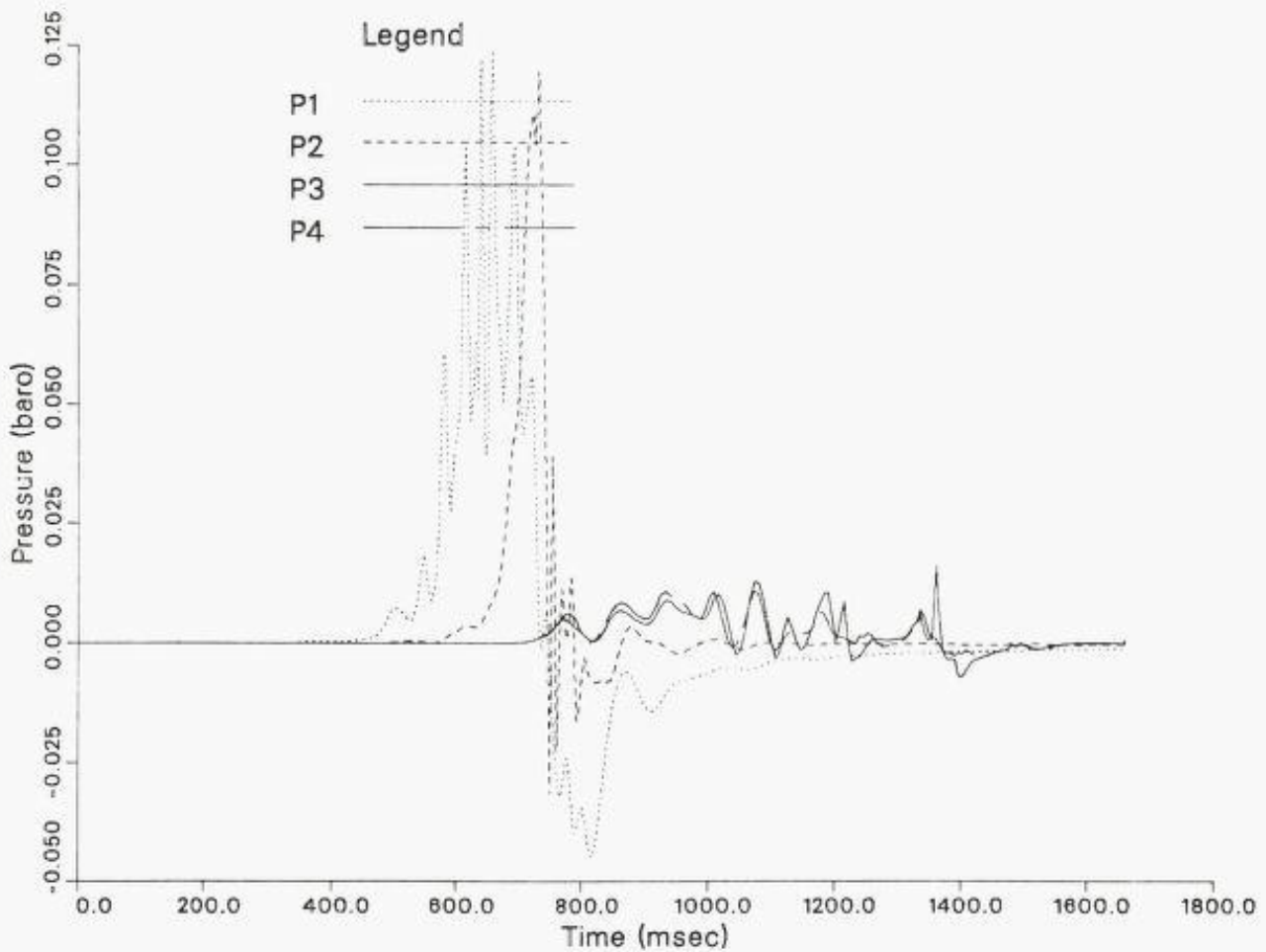


Fig. 7. Trykk som funksjon av tid for Beregning nr. 2.

**BEREGNING NR. 3.****Beregningsområde:**

«Sack store, cement and mud sack store» og «store for heavy parcels».

**Bakgrunn for beregning:**

Kan skadene i sack store ha vært forårsaket av en eksplosjon av pyrolysegass som har samlet seg oppunder taket i «cement and mud sack store»?

**Antagelser:**

- 1) Gulv, vegger og tak er uendelig sterke.
- 2) «Cement and mud sack store» er fylt med metan-/luftblanding med optimalt blandingsforhold fra taket og 2 meter ned i rommet.
- 3) Pyrolysegassen er simulert med metangass.
- 4) Tenning skjer ca. 4 meter fra vegg mot prop.rom, ca. 4 meter fra yttervegg og i nedre kant av gass-skyen.

Figur 8 viser beregningsområdet sett ovenfra, samt flammeutbredelsen på fire forskjellige tidspunkt under eksplosjonen.

Figur 9 viser to horisontalsnitt gjennom beregningsområdet, samt plasseringen av de fire trykkmålepunktene.

Figur 10 viser trykk som funksjon av tid for Beregning nr. 3.

**Konklusjon:**

Beregningen viser at trykkoppbyggingen fra en eksplosjon i en tynn gass-sky oppunder taket i «cement and mud sack store» er tilstrekkelig til å forårsake de inntrufne ødeleggelsene.

**REFERANSER**

1. «Skydd mot fria gasmolnsexplosioner i processindustrin.» IVA M-238. Ingenjörsvetenskapsakademien.

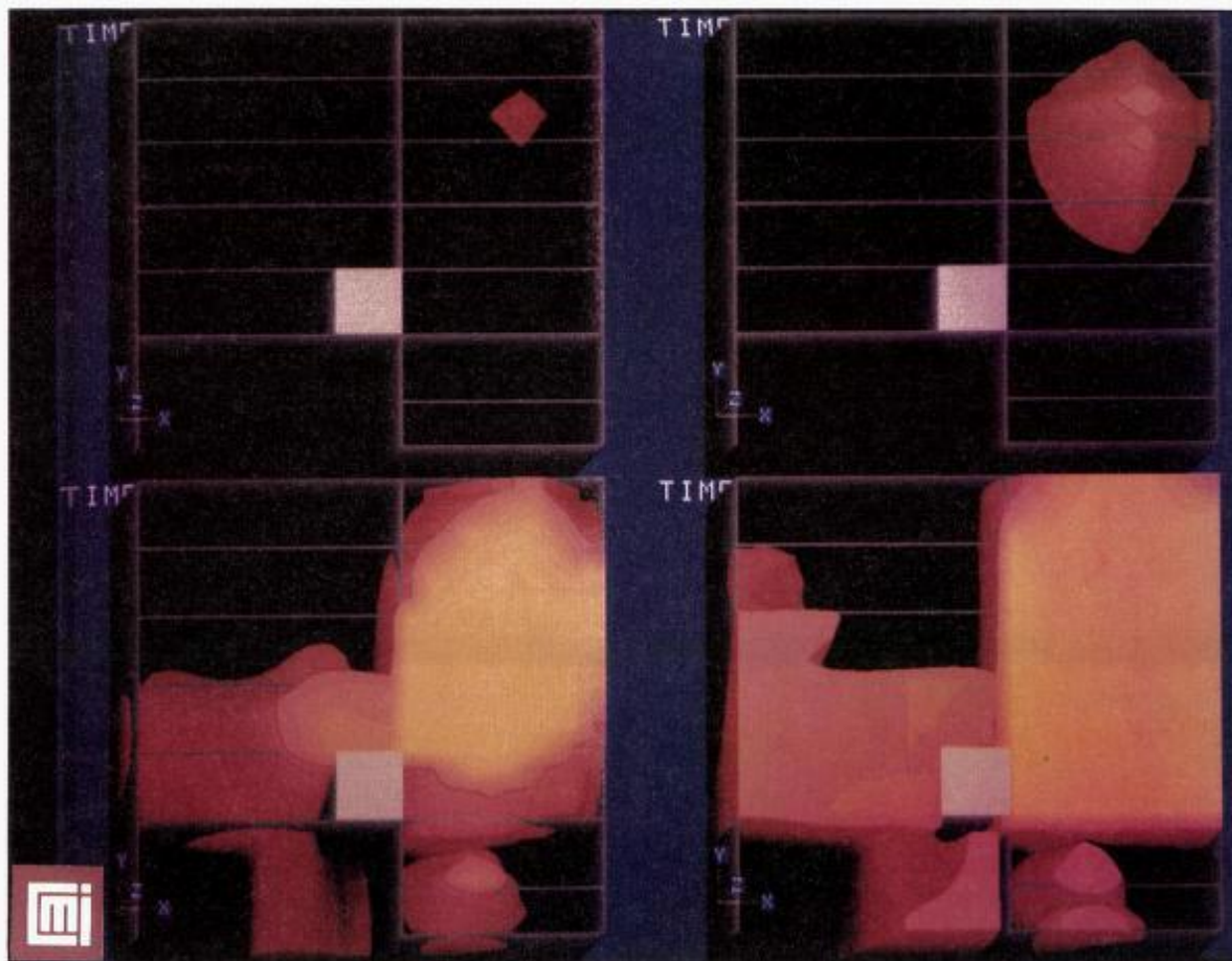


Fig. 8. Beregningsområdet sett ovenfra, samt flammeutbredelsen på fire forskjellige tidspunkt under eksplosjonen.

## Pressure monitoring points

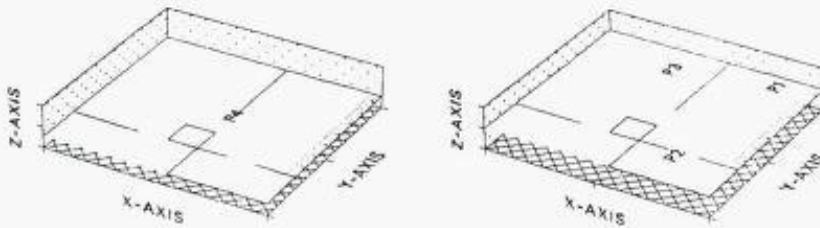


Fig. 9. To horisontalsnitt gjennom beregningsområdet, samt plasseringen av de fire trykkmålepunktene.

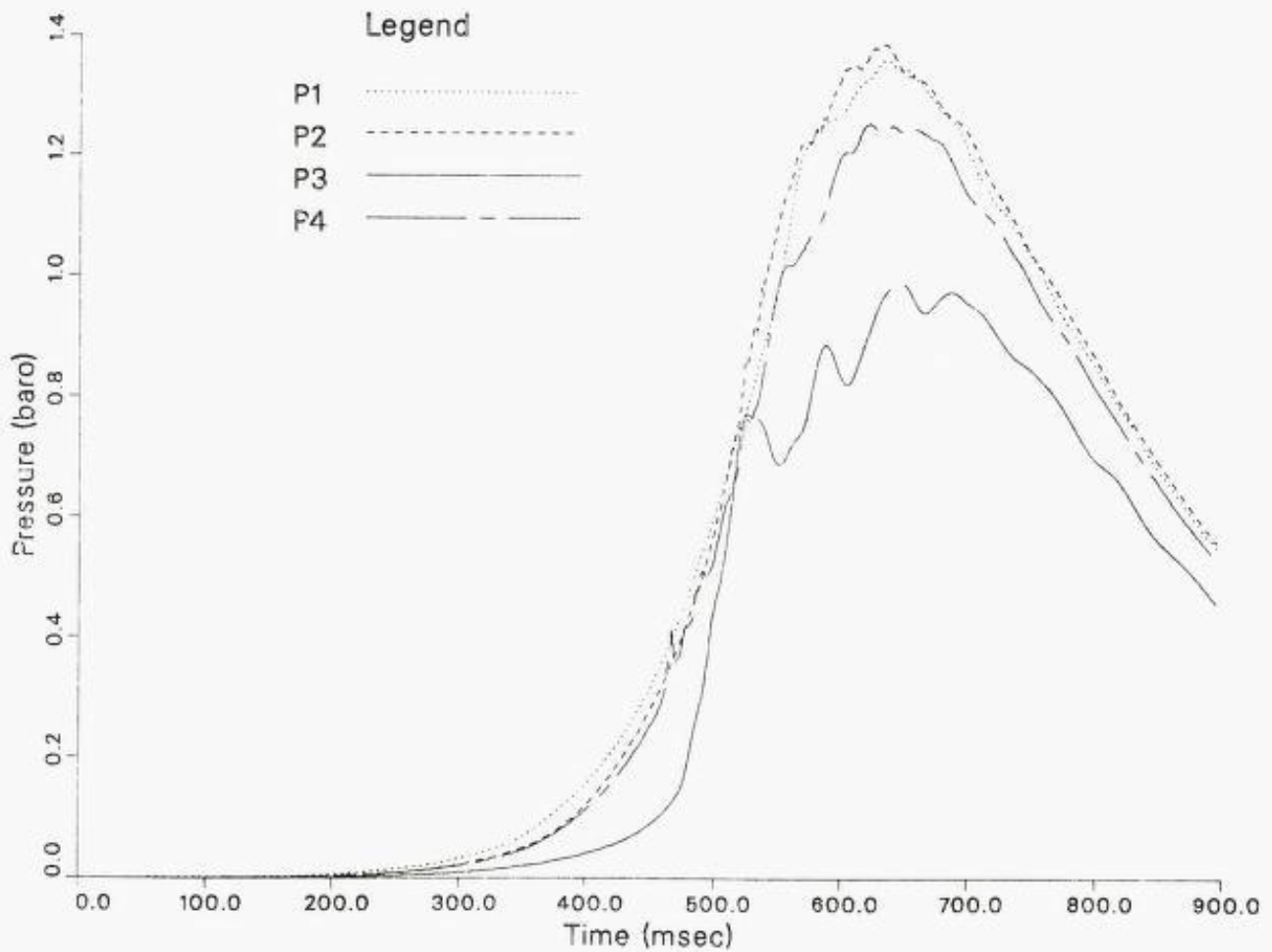


Fig. 10. Trykk som funksjon av tid for Beregning nr. 3.

APPENDIX 3

## Oversikt over innluft/utluft i de aktuelle rom med angivelse av mulige veier for gass-spredning.

### K1 22.55

Gasslekkasje i Slip-Joint pakning. Gass og mud spruter ut. Lekkasjen stoppes, men kun midlertidig. Dette skjer under plattformdekket, og det er usikkert om lekkasjen har noen stor effekt på det som skjer over. Sannsynligvis er betydningen liten.

Gass kommer også inn i Shale Shaker Room. Gass-strømmen er på dette tidspunktet betydelig oppblandet med mud.

Et overslag over hvor mye gass som kan komme opp kan gjøres ved følgende antakelser:

Reservoirtrekk og temperatur :  $p_r = 30$  bar,  
 $T_r = 300$  K

Rørlengde og hydraulisk diameter:  $L = 500$  m,  
 $d_h = 0.30$  m

Friksjonstall :  $\lambda = 0.05$

Gassdata for metan :  $z = 1.30$   $R = 428$  J/kg\*K

Når strømmen regnes adiabatisk får vi en massestrøm  $m = 67$  kg/s med utløpstrykk og temperatur  $p_e = 2.8$  bar,  $T_e = 261$  K.

Angivelse av friksjonstallet er beheftet med stor usikkerhet, spesielt for den delen av strømmingen som skjer nede i borehullet. Friksjonstallet er her valgt relativt stort for å ta hensyn til dette.

Den hydrauliske diameter vil avhenge av dimensjoner og geometrisk utforming av rørsystemet. Her har vi antatt et sirkulært rør med diameter 0.30 m.

Usikkerhet gjør seg også gjeldende når det gjelder reservoirtilstanden. Et trykk på 30 bar kan kanskje være noe i underkant.

Mud i gass-strømmen vil klart redusere utstrømmingen. Spesielt i tidspunktet før ventil til Shale Shaker Room stenges er det mye mud i systemet slik at massestrøm av gass kan da være betydelig mindre enn verdien gitt ovenfor.

### Shale Shaker Room

Tilførsel og avtrekk skjer ved vifter (system 20) med kapasitet på henholdsvis 6.33 m<sup>3</sup>/s og 6.67 m<sup>3</sup>/s. Luftsiftingen blir ca 1 gang pr. minutt. Rommet skal ha et undertrykk på 10 mm

WG som sannsynligvis (?) reguleres ved innsuget som er utstyrt med overtrykksventil.

Når det strømmer gass inn i rommet, vil luftinntaket reduseres tilsvarende, og en gassstrøm på 6.33 m<sup>3</sup>/s vil da etterhvert gi 100 % konsentrasjon. Tilførselsledningen for mud/gass til Shale Shaker Room stenges nokså raskt, men ventilen virker ikke som den skal og gass kommer åpenbart fremdeles inn i Shale Shaker Room. Gassalarmen slår ut straks etter. Å kvantifisere den mengde gass som nå strømmer inn i Shale Shaker Room er vanskelig, men sikkert er det at utluftingsvifta sender en gassblanding med konsentrasjon lik eller høyere enn antennelig verdi ut på dekket mot Schlumberger Work Shop og dekkområdet der innsuget for bl.a. Engine Room ligger. Dette området ligger på baksiden av boretårnet i forhold til vindretningen, og strømforholdene vil derfor være nokså variable.

Både ventilatorrom for Control Room, inntak til Fresh Water Generator Room (S10), inntak til Engine Room (S13) og inntak til Main Mud Pump Room ligger slik plassert at antennbar gass kan trekkes inn.

### Engine Room

Inntakskapasitet er 42 m<sup>3</sup>/s og luftutskiftingen er ca 3 ganger i minuttet. Inntaket er også utstyrt med overtrykksventiler. Hvis det da strømmer gass med høy konsentrasjon ut fra Shale Shaker Room i ca 1/2 minutt før inntaksvifter stenges, skulle det være mulig å få fylt rommet med antennbar gass. For i det hele tatt å få antennbar gass inn i Engine Room kreves det minst en konsentrasjon på 32% i gass-strømmen ut fra Shale Shaker Room. Når inntaksviftene lukkes, stenges også ventilene. Hvis utluftsvifter fortsetter å gå, må det bli et undertrykk i Engine Room. Hvis det oppstår lekkasje i ventilene som følge av dette, kan vi fortsatt få gass inn i rommet.

### Fresh Water Generator Room

Inntaksvifte har kapasitet på 3.3 m<sup>3</sup>/s med 3/4 minutt på en luftskifting. Det betyr at det

er stor mulighet for å få trukket inn antennbar gass i dette rommet ved utstrømming fra Shale Shaker Room.

#### **Control Room**

Inntaket av friskluft er svært lite 0.083 m<sup>3</sup>/s. Selv med inntak av 100 % gass i 10 minutter vil konsentrasjonen knapt komme opp i 5 % i gjennomsnitt. Derfor, hvis gass skal ha kommet inn, må den ha kommet inn fra andre steder f.eks. gjennom åpen dør.

#### **Main Mud Pump Room**

Luftgjennomstrømmingen er her 11.7 m<sup>3</sup>/s der vifte i utløpskanal gir undertrykk for naturlig inntak av luft. Dette betyr at inntak av gass i Main Mud Pump Room også kan skje etter at alle inntaksvifter stenges og diverter-systemet bryter sammen.

Vi kan da foreløpig konkludere med at gass fra Shale Shaker Room kan ha kommet inn i ventilasjonssystemet for Engine Room, Fresh Water Generator Room og Main Mud Pump Room.

Når diverter-systemet bryter sammen blir det en helt annen spredning av gassen. Gass observeres bl.a. nede på Cellar Deck. Inntaksvifter er da sannsynligvis stengt slik at en del rom da vil være avskjermet fra gassinntrengning.

Det kan tenkes i denne situasjonen at endel gass trekkes fram på dekk i bakevjer og forsvinner opp på babord side av boretårnet. Inntaket for Hydr. Power Room (S25) og Cutting Washer (S26) vil da ligge i faresonen.

Ventilasjonsanlegget for Cementing Unit vil også ligge i bakevjen bak tårnet, spesielt utluftingskanalene. (S,E 15).

Ventilasjonsanlegget for Air Lock (trappeoppgangen) (S21) ligger også i den farlige sonen.

#### **Hydraulic Power Room**

Rommet har vifter både for inntak og av-sug. Her har vi neppe noe gass før inntaksvif-tene stoppes. Trykkventil har vi bare på utta-

ket, slik at hvis uttaksvifta skaper undertrykk, kan vi kanskje få suget luft/gass inn gjennom inntaket. Hva som skjer avhenger av hvordan trykkventiler fungerer. Man kan tenke seg at uttakssystemet stopper opp når det dimensjonerte overtrykk på 10 WG forsvinner.

#### **Cutting Washer**

Her er det naturlig ventilasjon for inntaket og gass kan komme inn i systemet så lenge uttaksvifta går.

#### **Cementing Unit**

Cementing Unit har vifte for innsug som sannsynligvis stenges. Her er også en trykkventil.

Uttaket har en kanal med vifte og en for naturlig ventilasjon, alle med trykkventil. Her vil uttaket med vifte gi undertrykk. Dette vil medføre enten at gass/luft kan trekkes inn gjennom den andre utløpskanalen, eller at trykkventilene stenges og ingen gass slipper inn.

#### **Air Lock**

Rommet har vifte til inntak med trykkventil og naturlig utlufting med ventil. Det er overtrykk i systemet.

Hvis inntaksvifte stanses og ventiler lukkes, er den eneste mulighet for gassinntrenging at dører åpnes.

Vi kan derved si at det ikke er utenkelig at gass er trukket inn i Cutting Washer. Når det gjelder Cementing Unit, Hydraulic Power Room og Air Lock kan det være mer tvilsomt om gass har trukket inn i de respektive ventilasjonssystemer. For å kunne si noe mer om dette kreves flere opplysninger om ventilasjonssystemets virkemåte.

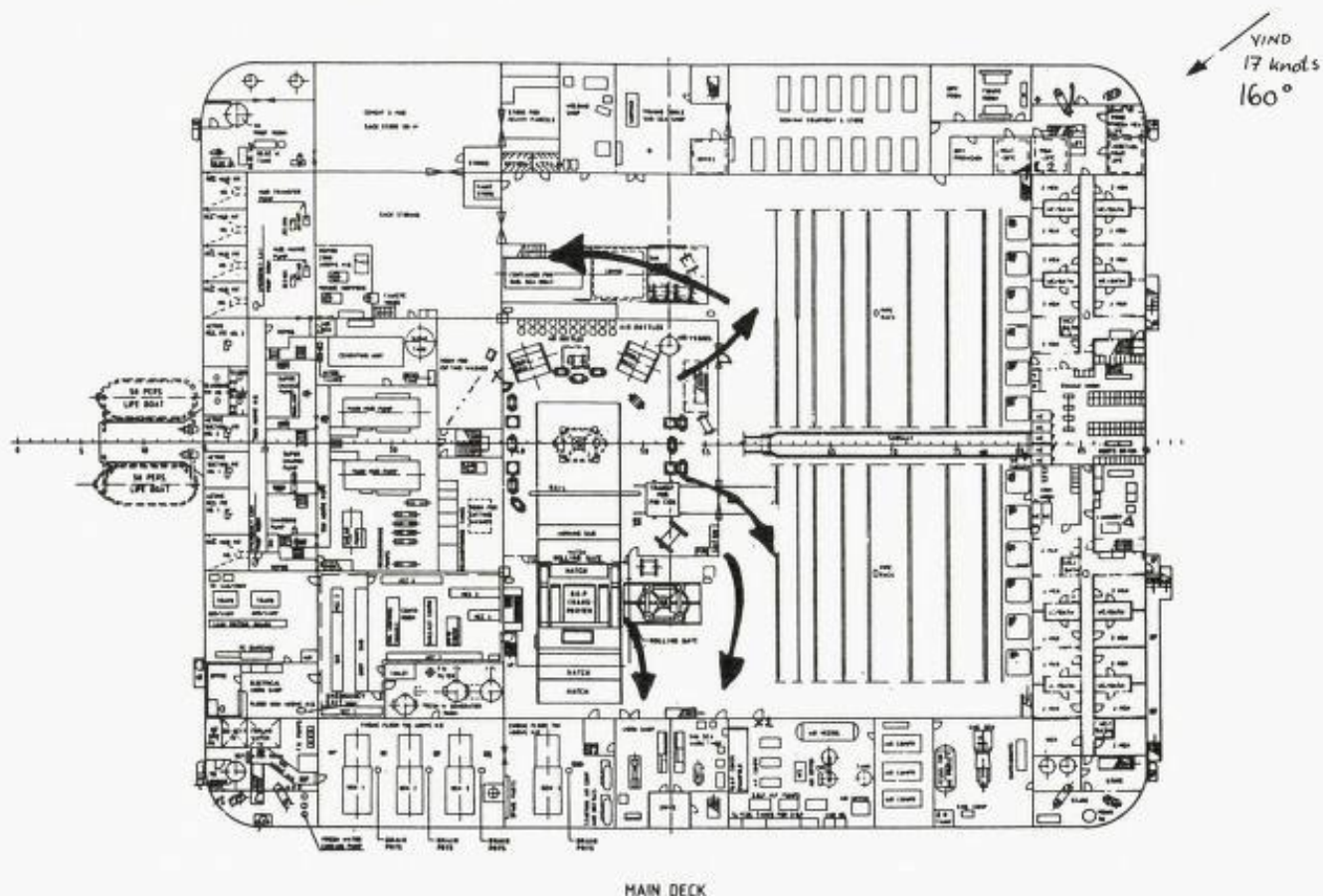


Fig. A3.1. Gass-spredning fra Cellar Deck ut på Main Deck.

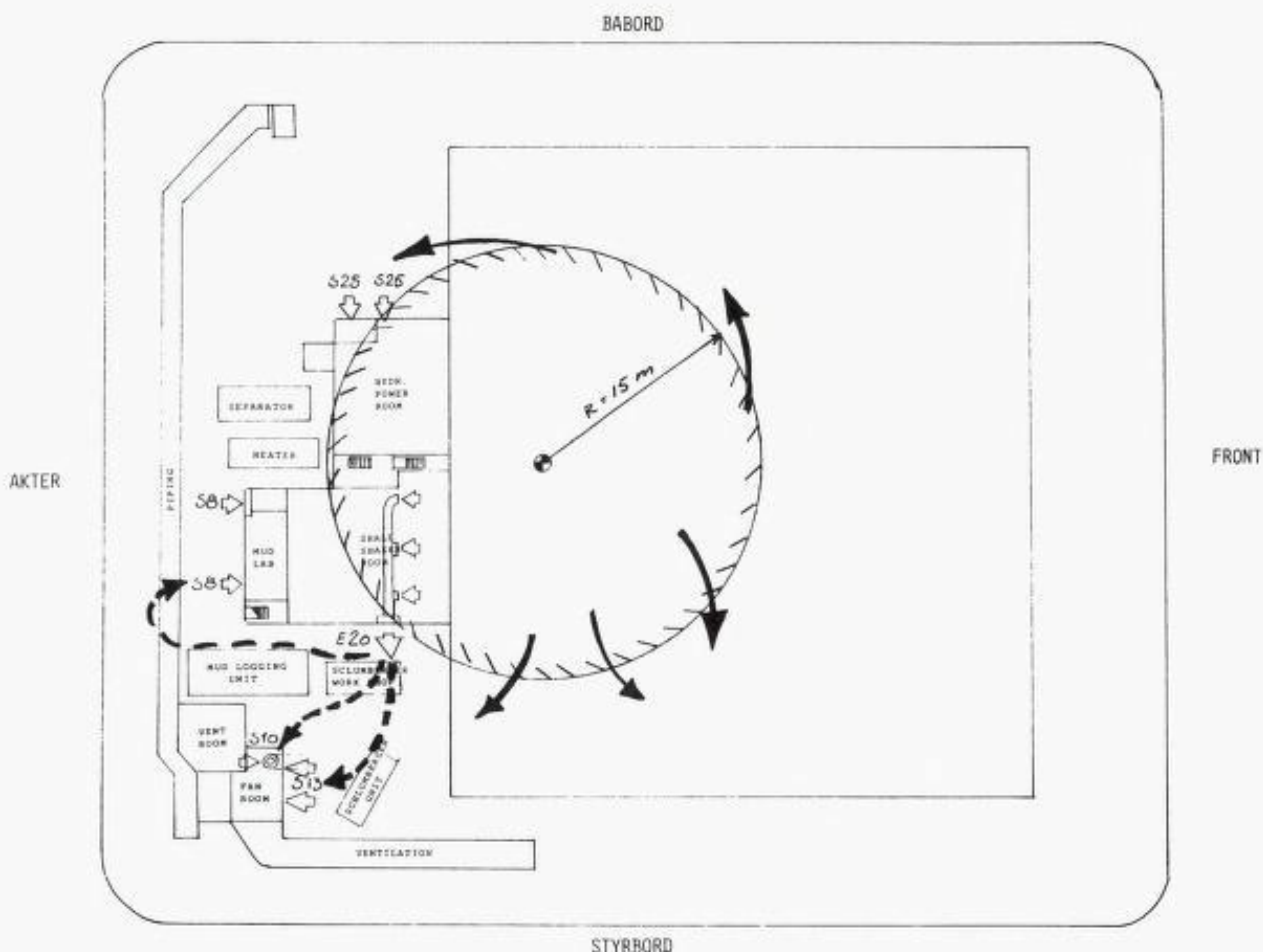


Fig. A3.2. Gass-spredning på dekk og via Shale Shaker Room til inntakskanlene til Engine Room, FW Generator Room, Mud Pump Room, Cutting Washer, etc.

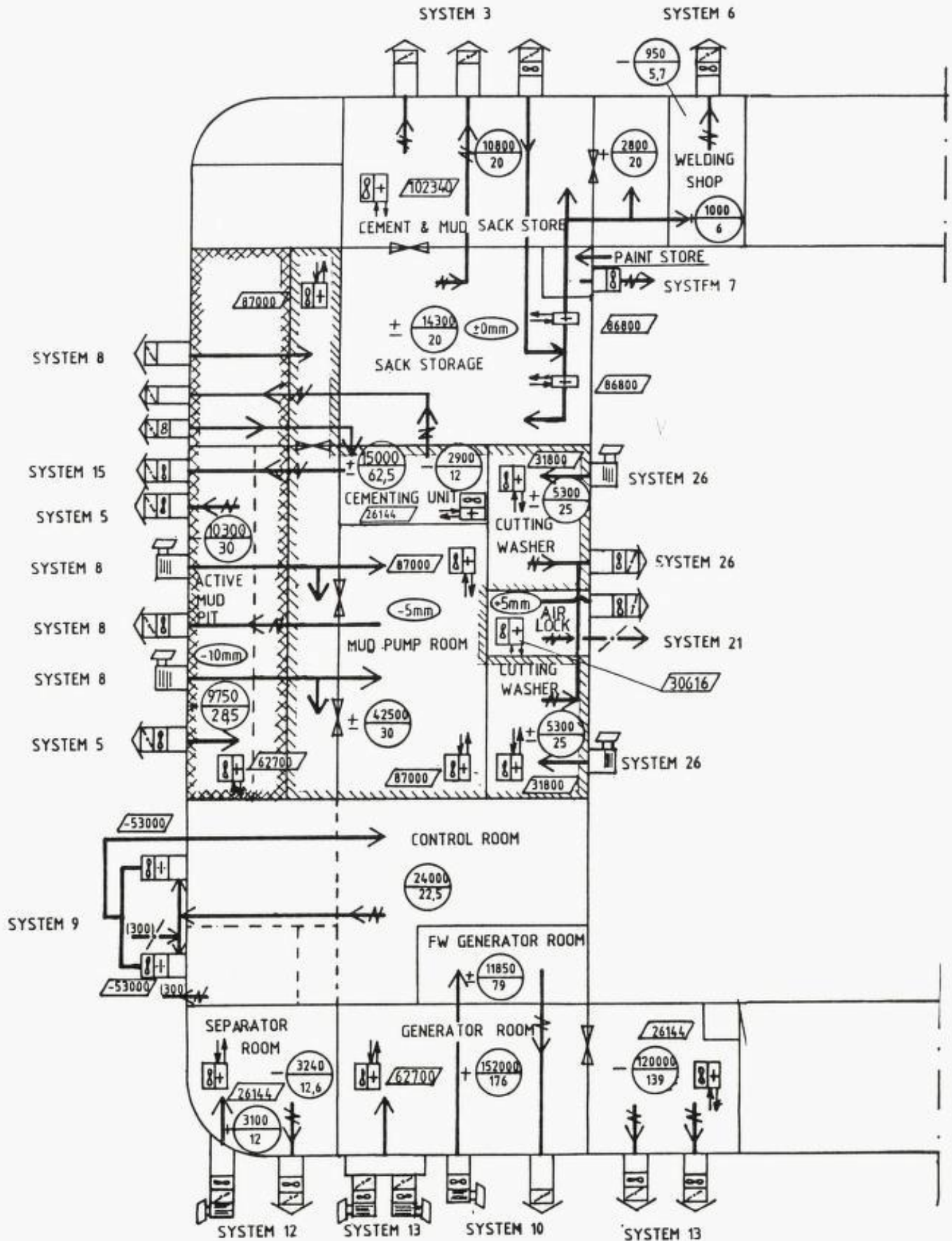


Fig. A3.3. Plan over ventilasjonssystem på akre Main Deck.

# LEGEND :

-  SUPPLY DUCT
-  EXHAUST DUCT
-  :X= SUPPLY AIR (m<sup>3</sup>/h)  
:Y= AIR CHANGES PER HOUR
-  HEATER COIL
-  COOLING COIL
-  AXIAL FLOW FAN
-  CLOSABLE MUSHROOMS
-  GRILLE
-  WATERTIGHT DOOR (YARD DELIVERY)
-  HEATING CAPACITY kcal/h
-  OVER PRESSURE VALVE
-  PRESSURISATION mmWG

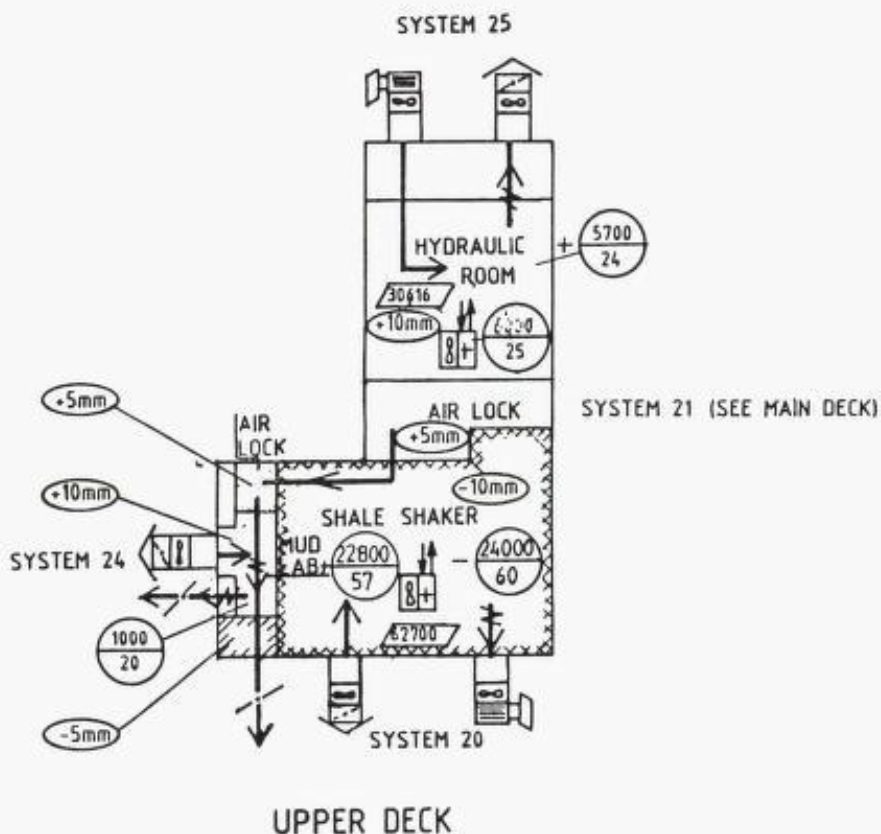


Fig. A3.4. Symbolforklaringer og detaljtegning av ventilasjonssystem for Shale Shaker Room.



**Vedlegg 2**

## Maskinteknisk vurdering av gassutblåsing på West Vanguard

*Professor Åge Ø. Waløen, Institutt for maskinkonstruksjon, NTH  
Mars 1986.*

**1. INNLEDNING**

Granskningskommisjonen for West Vanguard har ved brev av 22. nov. 1985 oppnevnt undertegnede som teknisk sakkundig med følgende oppdrag:

1. Maskinteknisk og materialteknisk vurdering av skader og mulige skadeårsaker på avledningssystemets deler, herunder:

- brønnhode-kobling (pin-connector)
- stigerør (riser)
- teleskopledd m/pakning (slip-joint)
- avledningshuset m/pakning og rørføring (diverter)
- avledningsrør m/kuleventiler (ventlines)

2. Vurdering av brønnhode-koblingens utforming og funksjon med tanke på rask utløsning for evt. rømming av lokasjon.

3. Vurdere hvorvidt borerøret ble brukket allerede ved første flytting av plattformen (pga. ankerslipet).

Undertegnede har samlet opplysninger ved besøk på den skadede boreriggen mens den lå i Kristiansund, samt ved studium av interessante deler både i Kristiansund (Statoils Vestbase), i Stavanger (Smedvig Drilling) og i Trondheim (Inst. for maskinkonstruksjon, NTH). På basis av disse undersøkelser og egne analyser vil undertegnede besvare de enkelte punkter i oppdraget.

**2. SKADER OG SKADEÅRSAKER PÅ AVLEDNINGSSYSTEMET****2.1 Kortfattet beskrivelse av avledningssystemet**

Fig. 1 viser skjematisk oppbyggingen av avledningssystemet på West Vanguard. Stigerøret er ved havbunnen koblet til brønnhodet ved hjelp av en spesiell brønnhodekobling som kan frikobles ved betjening fra plattformen. Oppe ved plattformen er stigerøret utstyrt med et teleskopledd som tillater plattformen å utføre vertikale bevegelser uten å påføre stigerøret store belastninger. Stigerøret er

dessuten i begge ender utstyrt med kuleledd som på tilsvarende måte gir plattformen en viss bevegelsesfrihet i horisontal retning uten å påføre stigerøret store belastninger.

Ved toppen av stigerøret sitter avledningshuset. Herfra ledes under normale forhold borereslam med svakt fall bort fra stigerøret til slamrenseanlegget. Kuleventil C er da åpen, mens kuleventilene A og B er stengt (fig. 1).

Ved eventuell gass-strøm opp gjennom stigerøret stenges kuleventil C og den ene av kuleventilene A eller B, den som fører gassen ut på le-siden av riggen, åpnes. På denne måten har en antatt at gassen skulle kunne strømme fritt ut uten å skade riggen.

Det bør her nevnes at når boringen har nådd noe større dybde og foringsrørene i brønnen har fått godt feste, blir det montert en utblåsningsventil (blow-out-preventer) på brønnhodet. Denne kan da stenges og hindre utblåsing. Da utblåsningen inntraff på West Vanguard, hadde man enda ikke kommet så dypt at denne utblåsningsventilen var montert.

**2.2 Brønnhodekoblingen**

Brønnhodekoblingen er av typen Cameron P/N 686020-36-02. Det er en hydraulisk operert pinnekobling som kan tilkobles eller frikobles ved betjening fra boreplattformen. En nærmere beskrivelse av brønnhodekoblingen og dens virkemåte er gitt i avsn. 3. Her beskrives bare observerte skader.

På selve brønnhodekoblingen ble det ikke funnet ytre tegn på skader. Den ble derfor ikke demontert eller testet nærmere. Under utblåsningen ble det fra plattformen satt åpningstrykk på brønnhodekoblingen slik at den skulle kobles fri. Ifølge vitneutsagn måtte man imidlertid vente relativt lenge uten at en kunne registrere at frikobling hadde skjedd. Årsaken til dette belyses nærmere i avsn. 3. Det er imidlertid sannsynlig at koblingen etter en tid er blitt frikoblet uten at den er blitt påført skade.

På brønnhodekoblingen er det festet to ar-

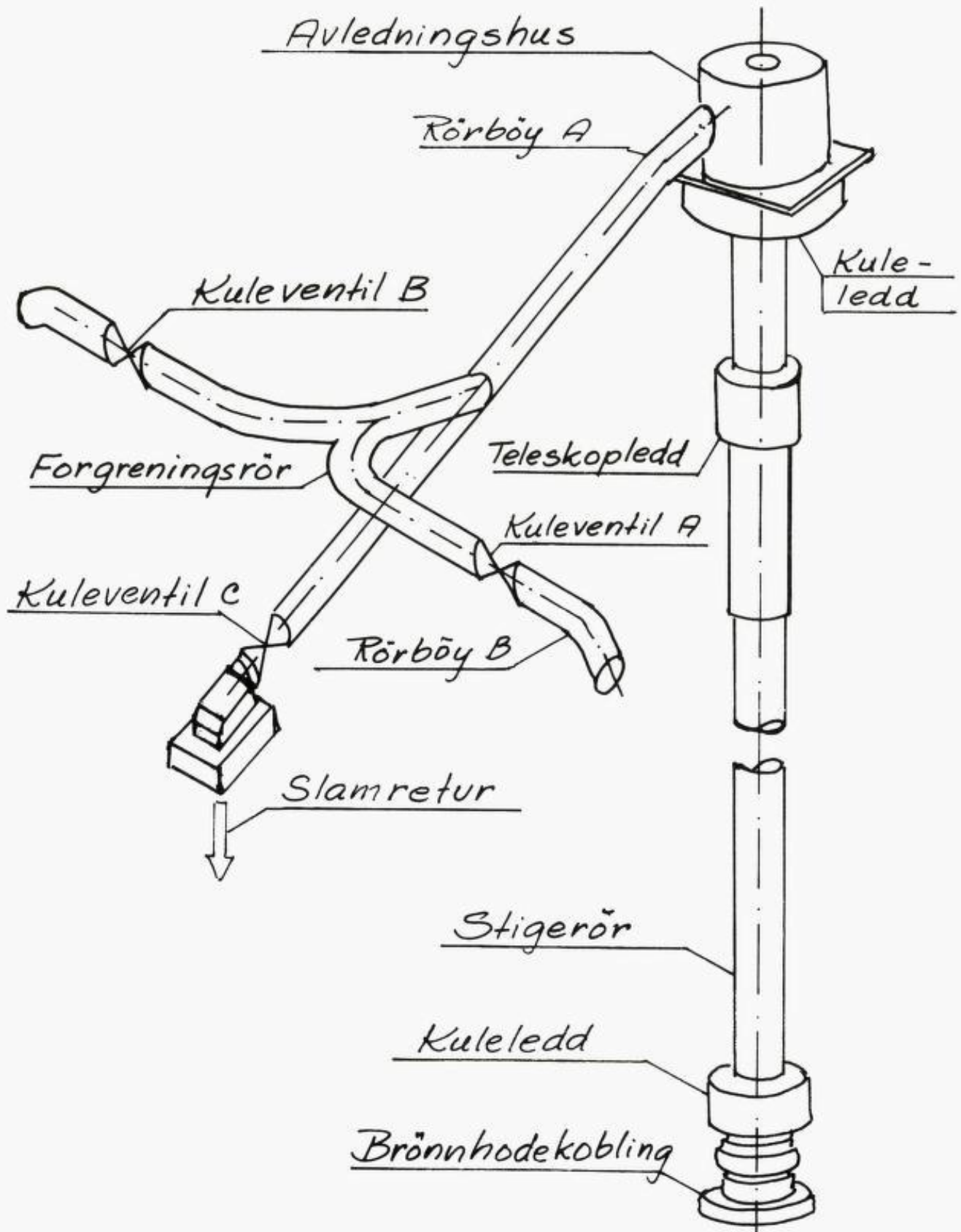


Fig. 1. Avledningssystemet.

mer med styretrakter som omslutter styrelinene når stigerøret senkes og som tres ned over styrestolpene på fundamentet (foto 1). Den ene av disse armene var ganske mye bøyd og vridd (foto 2).

Hver styretrakt er sveist til en 1040 mm lang H-bjelke HE 200 B. Overslagsberegning viser at en sidekraft på nederste flens av størrelsesorden 50 000 N eller et torsjonsmoment på ca. 10 000 Nm fra styretrakten sammen med en viss sidekraft må til for å gi den plastiske deformasjonen som er oppstått.

To alternative forklaringer har vært vurdert:

a) Deformasjonen har oppstått under slepingen av plattformen fra Haltenbanken til Hitra.

b) Deformasjonen skyldes at styretraktene fortsatt satt tredd nedover styrestolpene da boreplattformen ble forflyttet.

Undertegnede har kommet til at alternativ a) er det mest sannsynlige. Skrapemerker på den ene siden av brønnhodekoblingen viser at den er blitt slept bortover bunnen. Alternativ b) ville sannsynligvis ha medført størst deformasjon sideveis av øvre flens av H-bjelken, mens det motsatte er tilfelle. Styrestolpene ble studert på undervanns videoopptak uten at en fant skader på disse. Dette er imidlertid neppe et avgjørende bevis på at alternativ b)

kan utelukkes, ettersom styrestolpene sikkert ville ha tålt større momenter uten å bli deformert.

### 2.3 Stigerøret

Stigerøret er satt sammen av 50 fot (15.24 m) lange seksjoner av type Vetco MR-6C 21" OD (tegning E-20207).

Stigerørseksjonene ble inspisert uten at det ble funnet nevneverdige skader verken utvendig eller innvendig på de fleste seksjonene.

Første seksjon under teleskopledet hadde ca. 2,5 under øvre flens fått en liten bøy, tydeligvis på grunn av ytre påvirkning. Det er all grunn til å tro at skaden har oppstått i forbindelse med slepingen fra Haltenbanken til Hitra.

### 2.4 Teleskopledet

Teleskopledet er av type Vetco W.J.21" (fig. 2). Det består i store trekk av et indre og et ytre rør som kan gli aksielt i forhold til hverandre, samt en spesiell pakningsenhet med to pakningselementer for å få tetning mellom disse rørene. Det ytre røret er i nedre ende forbundet med stigerøret, mens det indre røret i øvre ende via kuleledd og avledningshus er forbundet med plattformen.

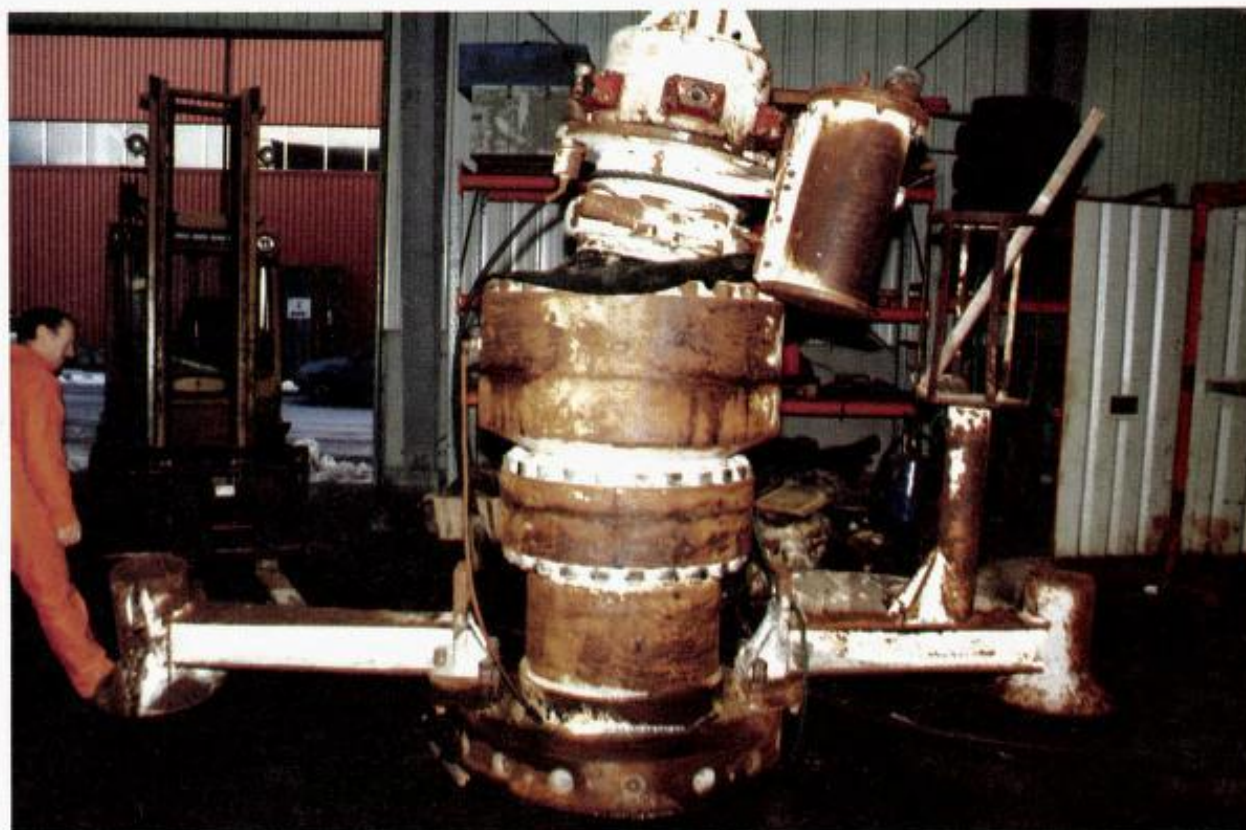


Foto 1. Brønnhodekobling.

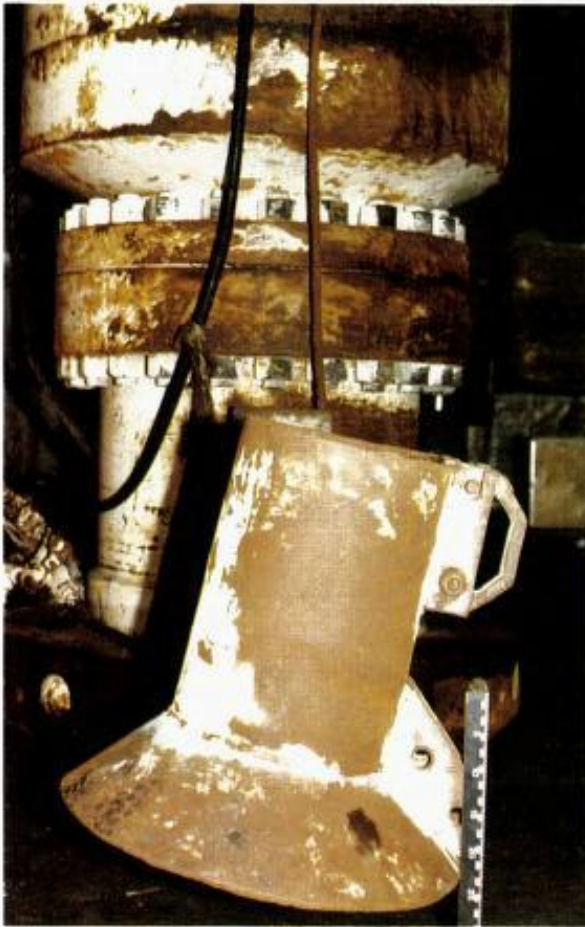


Foto 2. Deformert styretrakt.

Lengden av hele teleskopleddet kan variere mellom 19.15 m og 34.39 m. Innerrøret ble inspisert nøye for å finne eventuelle erosjonsskader. Det ble funnet endel aksielle spor (foto 3), men det er mer trolig at disse skyldes at faste partikler er blitt fastklemt mellom innerrøret og pakningselementene. Typiske erosjonsskader fant vi ikke.

Det var oppstått en ganske kraftig knekk på innerrøret noen meter under avledningshuset, se foto 4. Det er temmelig sikkert at denne knekk har oppstått under bortslepingen av plattformen. I avsnitt 4 beregner vi hvilke spenninger stigerøret fikk da noen av ankerkjettingene ble sloppet ut og plattformen drev bort fra brønnen. Selv om denne forflytning muligens medførte en viss flytning i stigerøret, er belastningen neppe tilstrekkelig til å påføre en så kraftig knekk på innerrøret.

Av spesiell interesse var pakningsenheten, da flere vitner hadde hevdet at de mente det var stor lekkasje her.

Fig. 3 viser utførelsen av pakningsenheten. Den inneholder to pakningselementer over hverandre. Det øvre tilføres trykkluft (maks. 25 psi = 1.72 bar) på utsiden og brukes under normale forhold. Lufttrykket skal settes så lavt at det blir en viss lekkasje. På den måten blir slitasjen på pakningselementet et minimum.



Foto 3. Spor på innerrør.

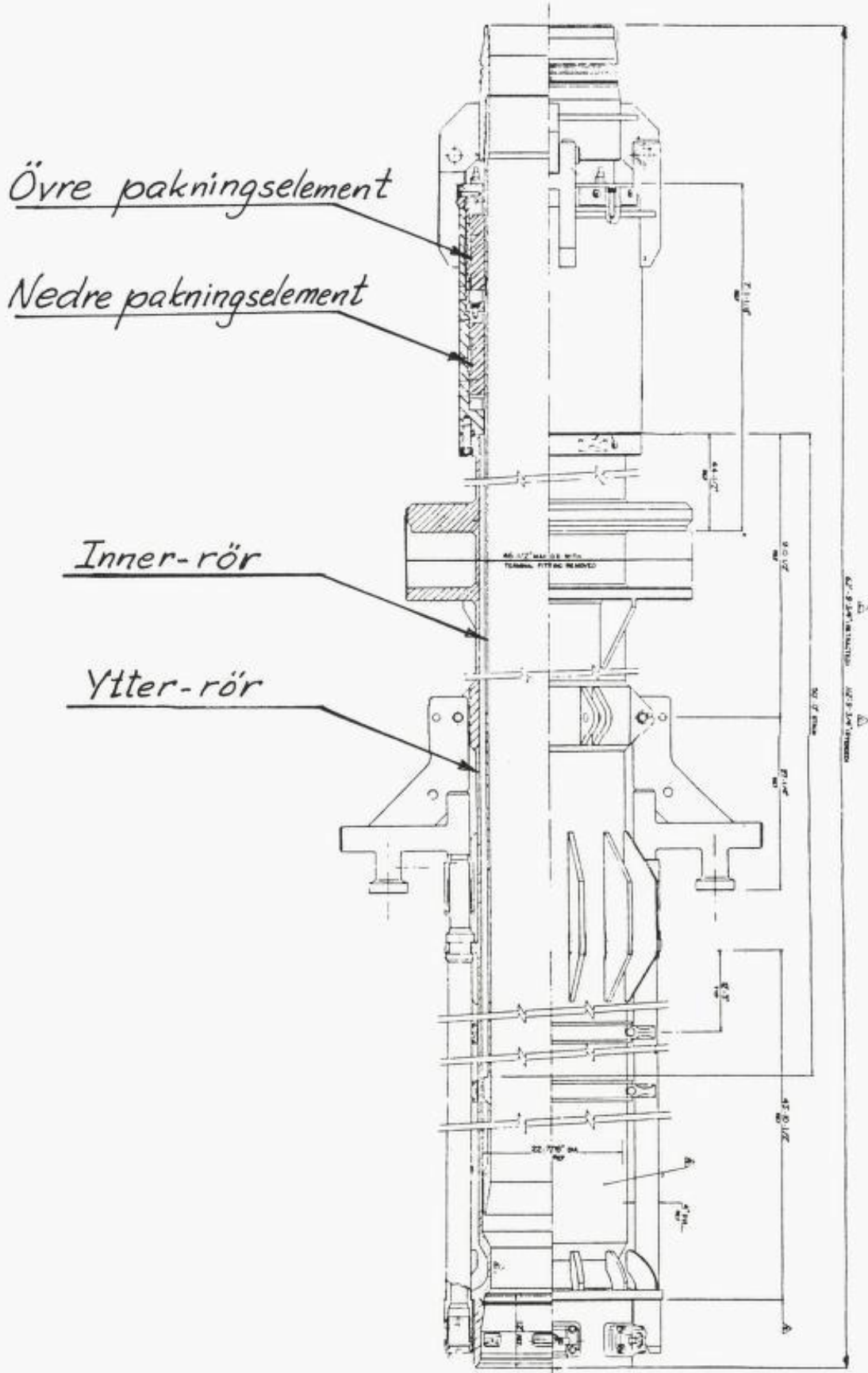


Fig. 2. Teleskopledd.

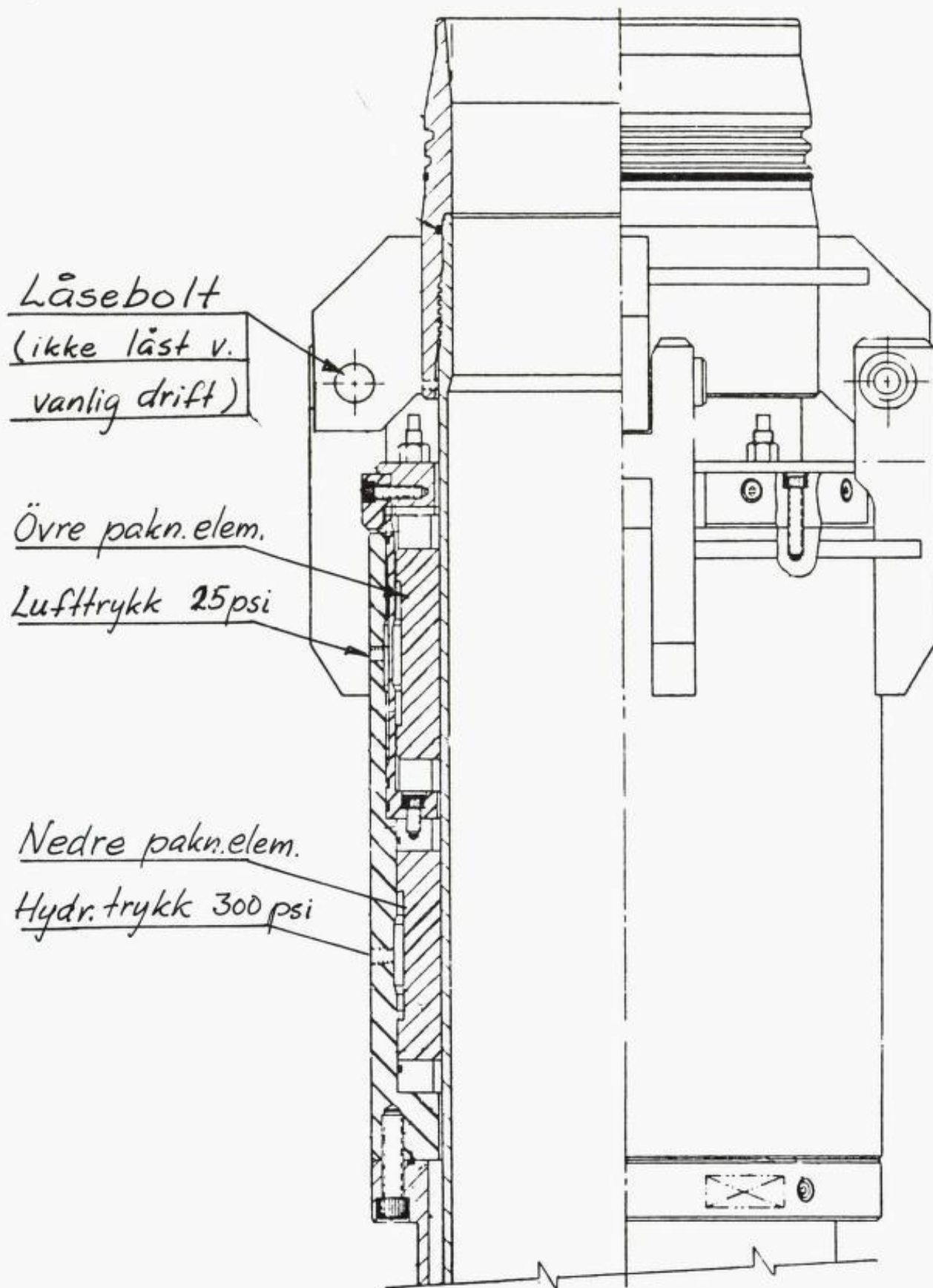


Fig. 3. Teleskopleddets pakningsenhet.

Det nedre pakningselementet kan tilføres hydraulisk trykk (300 psi = 20.7 bar) på utsiden. Dette trykk settes på under ekstraordinære forhold, f.eks. utblåsning.

Pakningselementene ble trykktestet i Institutt for maskinkonstruksjon's laboratorium. Først ble den nedre pakningen påført et hydraulisk trykk på 20.7 bar uten tegn på lekkasje. Deretter ble øvre pakning påført trykkluft på 1.7 bar. Heller ikke her var det noe tegn på lekkasje.

Pakningsenheten ble demontert og pakningselementene undersøkt. På utsiden var pakningselementene i overensstemmelse med forskriftene påført rikelig med smørefett (foto 5). På innsiden var det klemt fast endel grove partikler (foto 6). Muligens kan disse partiklene medføre at det blir vanskelig å få fullstendig tetning, men tilstanden må anses normal, slik teleskopledet fungerer.

Det ble ikke funnet skader på noen av pakningselementene.

Både det hydrauliske og det pneumatiske trykket tilføres gjennom radielle hull med 1/2" rørgjenger. Det er således mulig å bytte om tilkollingsledningene, men undertegnede har ikke funnet noen indikasjoner på at dette er gjort. Den oljen som kunne observeres ved innløpet til øverste pakningselement, kommer



Foto 4. Knekk på innerrør.



Foto 5. Øvre pakningselement

etter all sannsynlighet fra smørefettet på pakningselementet.

Tilførselsledningen for lufttrykk ble undersøkt for seg og viste seg å være tett. Ledningen var 3,4 m lang. Ved å stikke inn metalltråder fra begge ender kunne en konstatere at slangen var tilstoppet over en lengde på 53 cm med start 49 cm fra nedre ende (nærmest teleskoptilkoblingen).

Trykkluftslangen består lengst inn av en plastslange med en utvendig spunnet strømpe og lengst ut en beskyttende plastslange. Slangen ble sprettet opp for å undersøke innholdet. Det viste seg at den innerste plastslangen var kraftig deformert slik at tverrsnittet hadde fått kringlefasong, over en lengde på 16 cm, se foto 7. På begge sider av sammentrykningen, og særlig på oversiden var det samlet forurensninger. Innholdet er analysert ved SINTEFs avd. for teknisk kjemi, NTH, og viste seg å være

- 77 v % organisk materiale
- 63 v % fett/olje
- 6 v % SiO<sub>2</sub> (sand)
- 17 v % syreløselig (noe rust)

Undertegnede har ingen forklaring på hvordan forurensningene har kommet inn i luftslangen. De kan ha akkumulert seg ved innsnevringen over lengre tid. Det er lite trolig at

innsnevringen alene (uten forurensninger) ville ha hindret lufttrykket å komme fram til pakningselementet.

Også i den hydrauliske tilførselsledningen ble det funnet endel forurensninger. Konsistensen av disse var imidlertid relativt myk, selv om den kjemiske analysen tyder på at dette innholdet har mer faste stoffer. Undertegnede er sikker på at disse forurensninger ikke ville hindre det hydrauliske trykket å nå fram.

Det var tydelig at pakningsenheten en eller annen gang hadde vært overbelastet med stor strekkraft. Alle fire låseboltene var deformert, se foto 8. Disse låseboltene benyttes i spesielle situasjoner for å låse pakningsenheten og dermed ytterrøret i forhold til innerrøret. Foto 9A viser øvre del av innerrøret med de øvre låseboltene tres gjennom.

Overslagsberegning viser at det aksielle strekket på teleskopleddet i låst stilling må ha vært bortimot 2 000 000 N (ca. 200 tonn).

Pakningsenheten er festet til øvre flens av ytterrøret med 16 stk. 1 1/4" skruer med sekskanthull (foto 9). To av disse skruene var slitt av. Vinkelen mellom de avslitte skruene var 112,5°; det er således ikke sannsynlig at bøyemoment over flensforbindelsen har hatt særlig betydning. Det mest sannsynlige er at

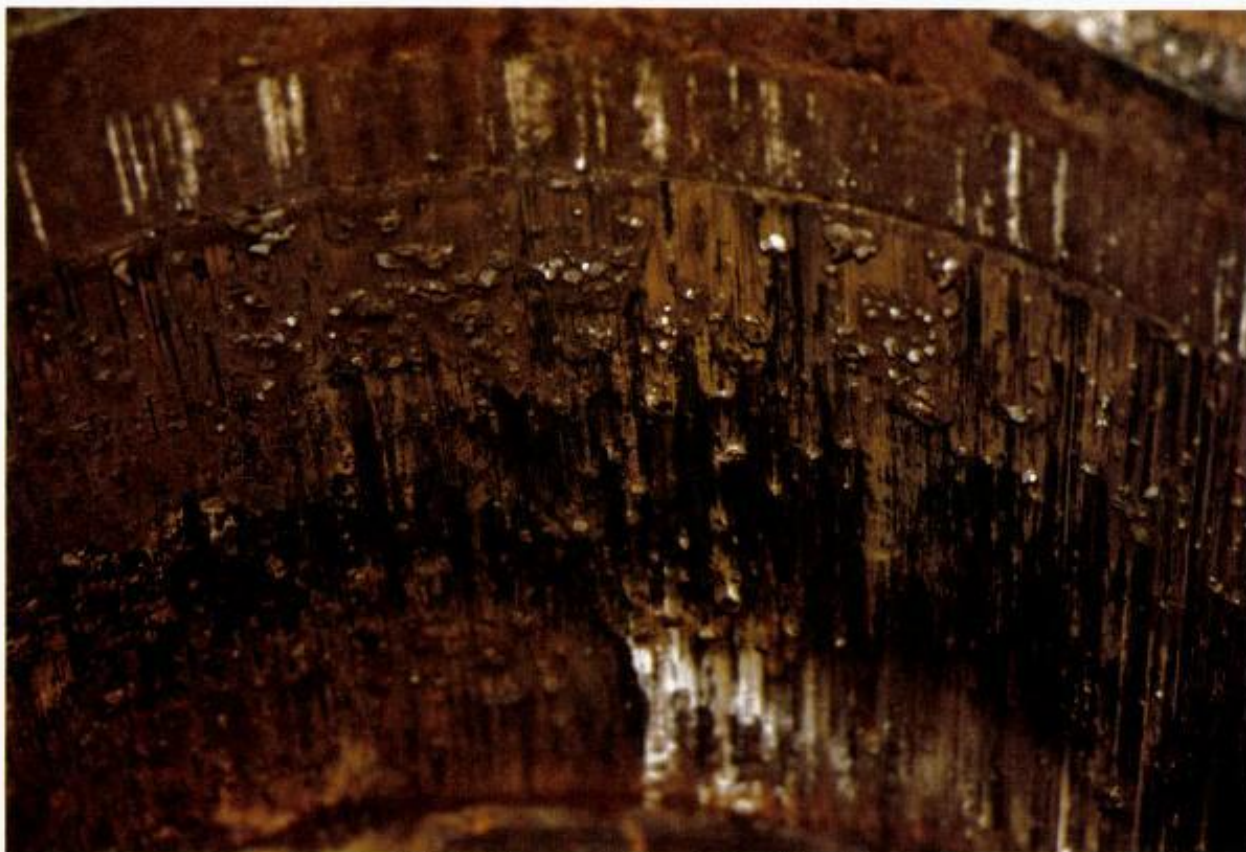


Foto 6. Øvre pakningselement innsiden.



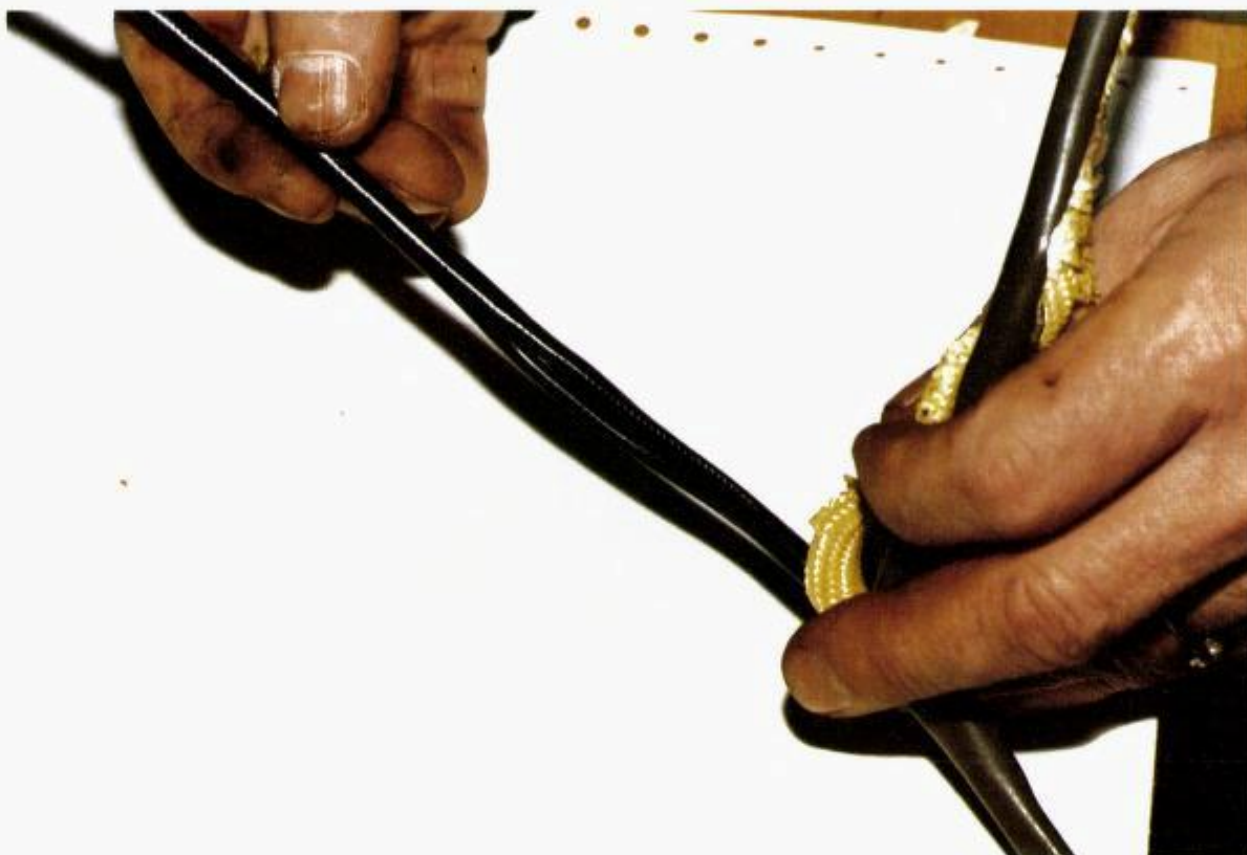


Foto 7. Innsnevring på luftslange.



Foto 8. Deformert løftebolt.

skrue-bruddene har sammenheng med den overbelastning som tidligere er nevnt.

Undertegnede har ikke funnet grunn til å tro at den omtalte overbelastningen har inntruffet under gassutblåsningen eller har hatt betydning for denne.

Foto 9A viser skade på et av ørene ved øvre ende av innerrøret. Foto 9B viser samme øre etter at det er skåret av. Foto 9C viser skade på et av ørene på pakningsenheten. Disse to skadene stemmer så godt overens at det er all grunn til å tro at de har oppstått ved en kraftig kollisjon mellom de to ørene. Det er umulig å si hvor gamle disse skadene er, men de bærer preg av å være så pass «nye» at de for den

del *kunne* ha oppstått i forbindelse med utblåsningen.

Det er reist spørsmål om denne kollisjonen kan ha inntruffet da brønnhodekoblingen ble frikoblet, og at gnister fra kollisjonen forårsaket eksplosjonen.

Ved dette tidspunkt var det ifølge vitneforklaringer fullt hydraulisk trykk, 300 psi = 20,7 bar, på det nederste pakningselementet i teleskopledet. Pakningselementet har en aksial lengde på 310 mm og ytterdiametere på innerrøret er 540 mm. Regner vi med en friksjonskoeffisient på 0,25 gir dette en friksjonskraft

$$F_1 = 0,25 \cdot 2,07 \cdot \pi \cdot 540 \cdot 310 \approx 272\,000 \text{ N}$$

Denne friksjonskraft må overvinnnes for å trekke pakningsenheten med ytterrør og stigerør oppover mot plattformen. Samtidig må

tyngden av stigerøret, minsket med oppdriften, overvinnnes. Med data som er angitt i avsn. 4.2, kan denne tyngden beregnes slik:

Stigerør over vann 22 m à 2712 N/m .....	= 59 664 N
Stigerør under vann 126,8 m à 2367 N/m .....	= 300 136 N
Stigerør med oppdriftselement 106,7 m à 5 N/m .....	= 534 N
Brønnhodekobling og kuleledd – oppdrift .....	= 70 000 N
	<u>F<sub>2</sub> = 430 334 N</u>



Foto 9. En av to avrevne skruer.

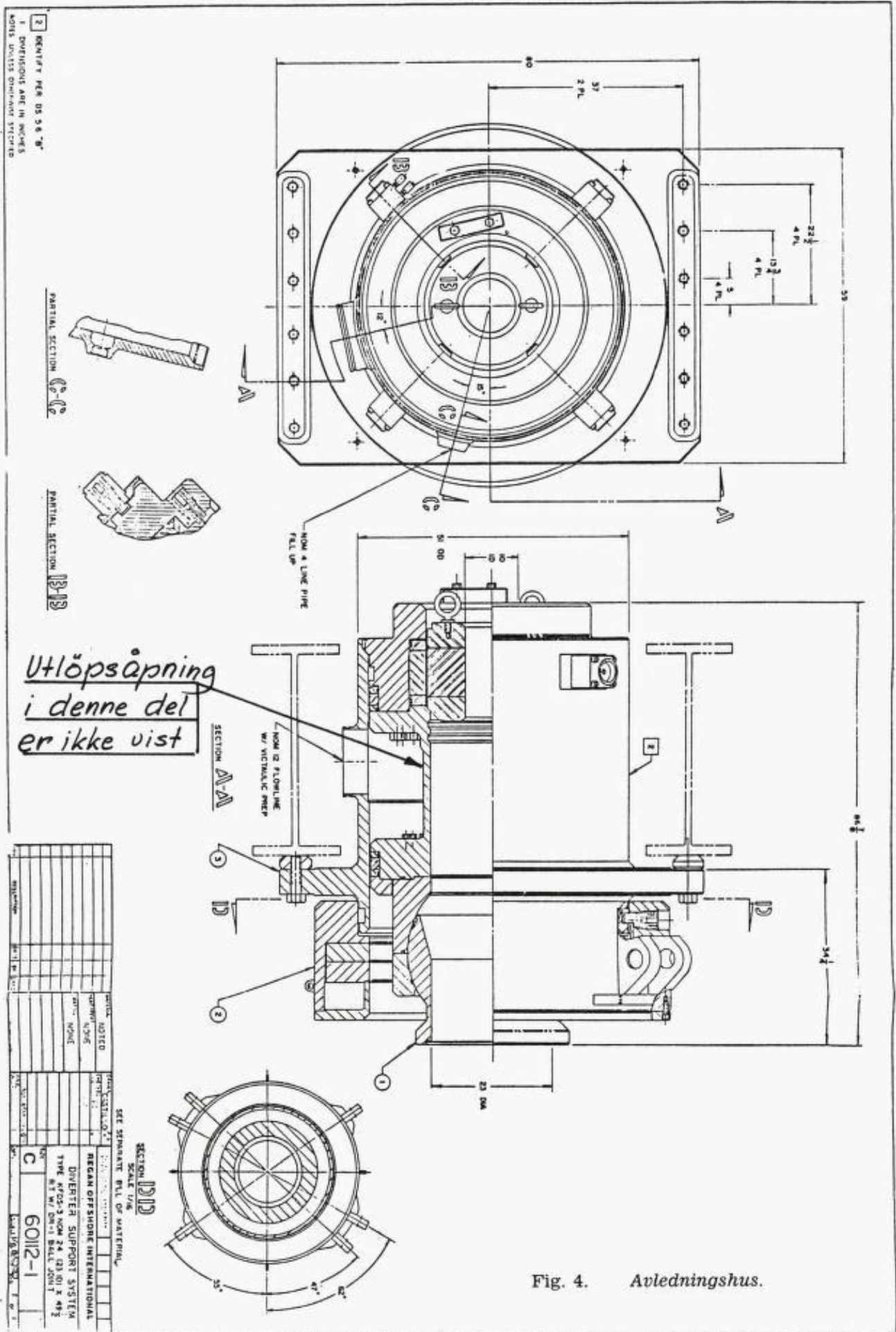




Foto 9A. Innerrør med skadet øre.

Det er verdt å merke seg at det ikke blir noe ekstra «oppdrift» pga. gass inne i stigerøret. Trykket fra denne gassen virker oppover mot pakningselementet øverst i avledningshuset og overføres herfra direkte til plattformen.

Det hevdes at det er vanlig å gi stigerøret et svakt overstrekk, dvs. å trekke i stigerøret med en kraft som er litt større enn tyngden  $F_2$ . Er det sannsynlig at dette overstrekk har vært så stort at det har overvunnet friksjonskraften  $F_1$ ?

Undertegnede anser ikke denne sannsynligheten særlig stor, og mener derfor at den omtalte kollisjonen må ha inntruffet på et tidligere tidspunkt uten sammenheng med ulykken.

## 2.5 Avledningshus

Avledningshuset er av type Reagan KFDS-3 NOM 24" tegn. nr. 60112-1. Fig. 4 viser avledningshuset. Her ble det konstatert at innerdelen var dreid i forhold til ytterdelen slik at utløpsåpningene i de to delene ikke var plassert rett mot hverandre, se foto 10, som er fotografert inn gjennom ytre utløpsåpning. Dette forhold gir ugunstige strømningsforhold og har uten tvil hatt betydning for noen av de slitaskader som senere er omtalt i avsn. 2.6.

Det er verdt å merke seg at tegningen (fig. 4) ikke viser at utløpsåpningene skal stå overfor hverandre og at det heller ikke er angitt i monteringsanvisninger at de bør gjøre det. Det kan kritiseres at ikke konstruksjonen er utformet slik at den sikrer at utløpsåpningene vil stå midt overfor hverandre.

På den annen side er det all grunn til å tro at en riktigere plassering av utløpsåpningene i forhold til hverandre neppe ville ha avhjul-

pet situasjonen fullt ut under de forhold som rådet.

## 2.6 Avledningsrør

Avledningsrørene fra avledningshuset er vist på Trosvik Engineering's tegning nr. 1,4560 C.

Det ble erodert store hull i avledningsrørene, ved rørbøy A, i forgreningsrøret og ved rørbøy B, se foto 11, 12, 13 og 14, som viser skadene på disse stedene. Skaden ved rørbøy A er uten tvil blitt forstørret pga. de strømningsforhold som skyldes at utløpsåpningene i avledningshuset ikke står midt for hverandre (avsn. 2.5). Som følge av de hull som oppsto i avledningsrørene, ble det også store slitaskader på omkringliggende vegger og utstyr. Det ble bl.a. erodert hull i veggen mot slamrommet slik at gass strømmet ut gjennom hullet i forgreningsrøret og inn i slamrommet.

Det er av interesse å få en oppfatning av hvor fort disse slitaskadene har oppstått. Det sier seg selv at slike beregninger må baseres på endel meget usikre antakelser og derfor bare kan gi størrelsesorden av slitasteghetheten.

Først noen generelle opplysninger om erosiv slitasje.

Erosiv slitasje foregår ved at små partikler støter mot en flate og fjerner materiale fra denne. Partiklene drives ofte av et strømmende medium, i dette tilfelle gass.

En finner to ulike forløp for slitasten når partiklenes innfallsvinkel varierer mellom  $0^\circ$  og  $90^\circ$

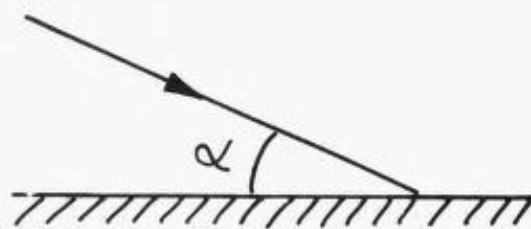


Fig. 5. Definisjon av innfallsvinkel.

Typisk duktile materialer påføres maksimal slitasje ved en innfallsvinkel ca.  $20^\circ$ . Det blir antatt at hovedmekanismen her er en avspenningsprosess.

Typisk sprø materialer påføres økende slitasje med økende vinkel helt opp til  $90^\circ$ .

Partikkelformen har vesentlig betydning for slitasten. Skarpkantede partikler gir større slitasje enn runde. Det er imidlertid komplisert å bestemme relevante kvantitative mål for graden av rundhet slik man gjerne kunne ønske til gradering av forskjellige abrasivers aggressivitet.

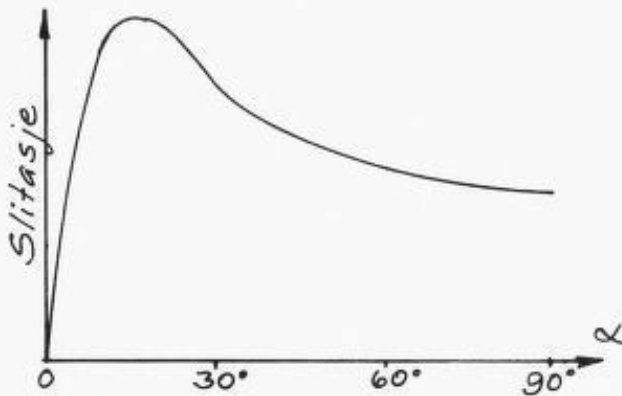


Fig. 6. Slitasje som funksjon av innfallsvinkel for duktile materialer.

Partikkelstørrelsens betydning for den spesifikke slitasjen (bortslitt materialmengde/ anvendt mengde abrasiv) synes noe uklar. Slitasjen hevdes å øke med partikkelstørrelsen opptil 100 – 200  $\mu\text{m}$ . For større partikler er forskjellige materialer funnet å reagere noe ulikt. Andre sier at spesifikk slitasje er praktisk talt konstant i området 150 – 1000  $\mu\text{m}$ .

Partikkelkonsentrasjonen kan ha en viss innflytelse, men også her er situasjonen noe uklar. Enkelte hevder at den spesifikke slitasjen er praktisk talt konstant innenfor et temmelig vidt område. Andre sier at spesifikk slitasje generelt avtar med økende partikkelkonsentrasjon, mens gummi hevdes å gi motsatt effekt.

To partikler av forskjellig materiale, men forøvrig like, kan også ha forskjellig erosiv effekt. Dette kommer av forskjellige material-egenskaper som elastisitetsmodul og mekanisk fasthet hos abrasivet. Disse forhold kan eksempelvis være avgjørende for tendensen til knusing når partiklene treffer flaten. I naturlig sand/støv finnes dessuten inhomogene partikler, hvilket gjør det enda vanskeligere å kvantifisere deres erosive egenskaper.

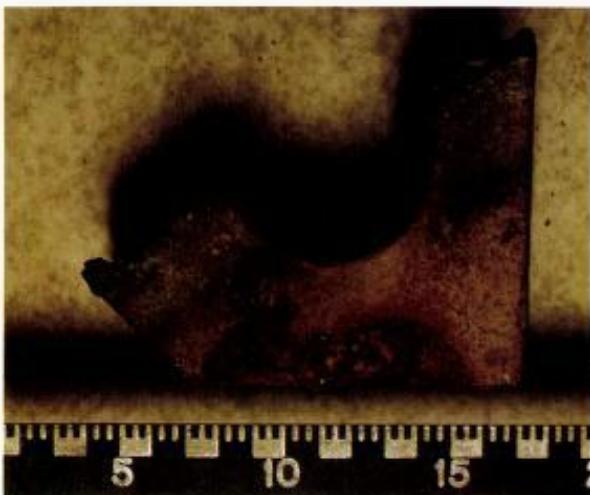


Foto 9B. Skadet øre.



Foto 9C. Pakningsenhet med skadet øre.

Partikkelhastigheten er den faktor som mest direkte bestemmer slitasjen fordi overføring av partiklens kinetiske energi er den primære årsak til materialavvirkningen. Ofte finner man at lave hastigheter ikke gir slitasje i det hele tatt. Dette forklares ved at støtene da er helt elastiske, og varige deformasjoner oppstår ikke. Over denne elastisitetsgrensen inntreier imidlertid slitasje, og en finner sammenhengen  $S = k \cdot m \cdot v^n$ .

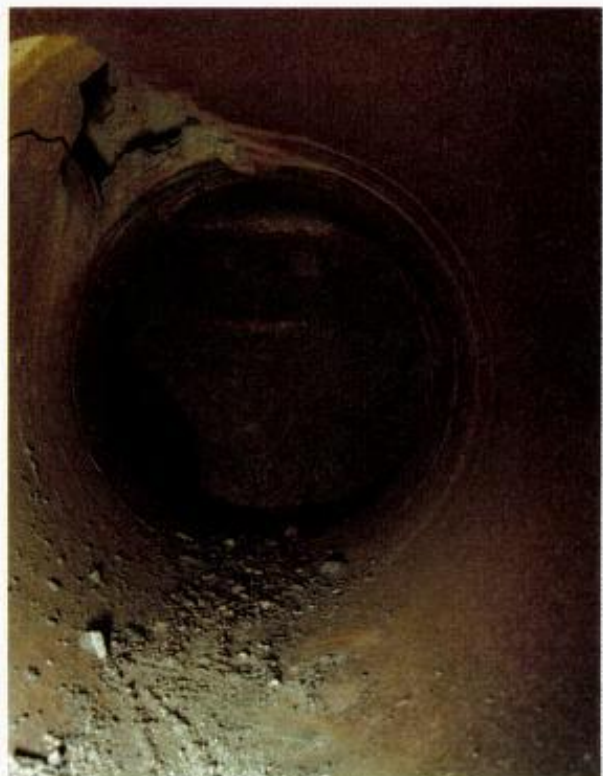


Foto 10. Utløpsåpninger i avledningshus.

S = slitasje  
 k = proporsjonalitets-faktor  
 m = partikkelmasse  
 v = partikkelhastighet  
 n = eksponent som avhenger av erosjonsforholdene (oftest i området 2.0-2.5, men verdien mellom 1.6 og 3.4 er funnet ved forsøk)

Basert på flere forsøksresultater kan en sette opp følgende formel for erosiv slitasje av kvarts mot duktilt stål:

$$S = k \cdot m \cdot v^{2.4} f(\alpha)$$

der

S = bortslitt materiale (kg/s)  
 k =  $2,6 \cdot 10^{-8} \text{ (m/s)}^{-2.4}$   
 m = vekt av kvartspartikler (kg/s)  
 v = partikkelhastighet (m/s)  
 f( $\alpha$ ) = korreksjonsfaktor for innfallsvinkel  
 = 1 for  $\alpha = 20^\circ$  (verste tilfelle)

Korreksjonsfaktoren f( $\alpha$ ) er for innfallsvinkler over  $20^\circ$  funnet å variere omtrent proporsjonalt med  $\cos^2 \alpha$ , dvs. som angitt i tabell 1.

$\alpha = 20^\circ$	$25^\circ$	$30^\circ$	$35^\circ$	$40^\circ$	$45^\circ$
f( $\alpha$ ) = 1	0,93	0,85	0,76	0,66	0,57

Tabell 1

For å anslå mengden av sandpartikler antar vi at partiklene opptar ca. 1/10 000 av gassvo-

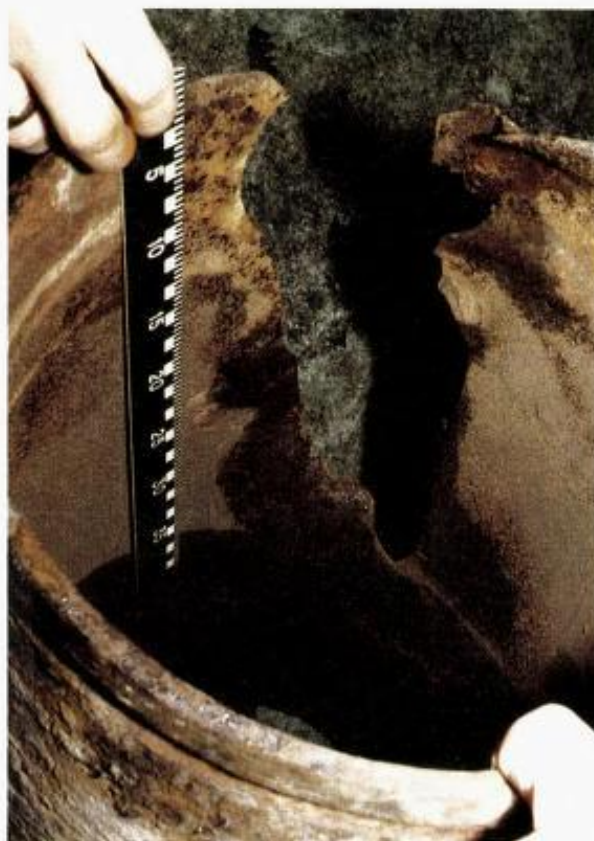


Foto 11. Erosjonsskade ved rørbøy A.

lumet og at disse partiklene ved hver rørbøy fortsetter rett fram inntil de treffer rørvæggen.



Foto 12. Forgreningsrør.



Foto 13. Rørbøy B.

Som det framgår av fig. 7 vil en sandstråle med tverrsnitt  $A = t \cdot t$  treffe et veggareal  $t \cdot t / \sin \alpha = A / \sin \alpha$ . Pr. tidsenhet blir denne sandmengden

$$m = 0,0001 \cdot v \cdot A \cdot \rho_{\text{sand}}$$

Bortslitt stål volum regnet i  $\text{m}^3$  pr.  $\text{m}^2$  og sekund blir da

$$hs = S \sin \alpha / A \cdot \rho_{\text{stål}} = 0,0001 \text{ kv}^{3,4} \rho_{\text{sand}} / \rho_{\text{stål}} \cdot f(\alpha) \cdot \sin \alpha$$



Foto 14. Rørbøy B.

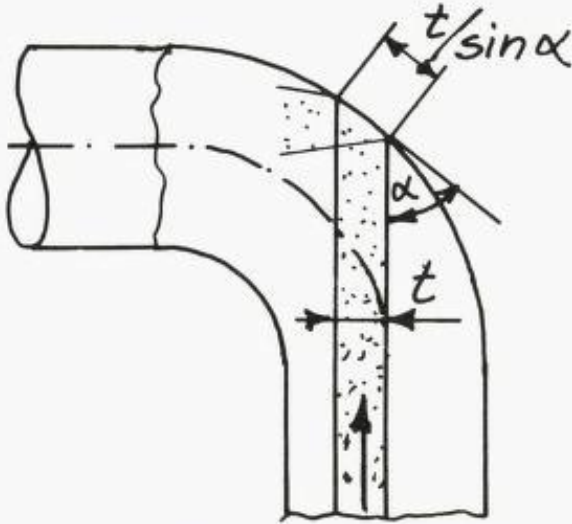


Fig. 7. Rørbøy.

Dette er det samme som bortslitt tykkelse av rørveggen i m/s. Produktet  $f(\alpha) \cdot \sin \alpha$  har maksimum for  $\alpha \approx 35^\circ$  og er da  $0,76 \cdot 0,574 = 0,436$ .

Setter vi inn denne verdi,  $\rho_{\text{sand}} / \rho_{\text{stål}} \approx 0,32$ ,  $k = 2,6 \cdot 10^{-8}$  og regner om til slitasje i mm/min får vi de verdier for ulike hastigheter som angitt i tabell 2 og fig. 8.

Som en ser innvirker partikkelhastigheten meget sterkt på slitasjonen. På kritiske steder vil gasstrømmens hastighet være nær lydshastigheten, se professor Nørstruds uttalelse. Veggtykkelsen i rørbøyene er ifølge tegningen (Trosvik Engineering 1,4560 C) 17,5 mm og i de rette rørene 10 mm. (Virkelig veggtykkelse i forgreningsrøret ble målt til 21 mm, se prof. Nørstruds uttalelse). Der hastigheten er størst, vil det ta bare få minutter før det er erodert hull i veggen.

Slitasjen er direkte proporsjonal med sandinnholdet i gass-strømmen. Antakelsen at sandvolumet utgjør 1/10 000 av gassvolumet, dvs. 1 dl pr.  $\text{m}^3$ , kan diskuteres. Sannsynligvis var sandinnholdet betydelig større i begynnelsen av gassutblåsningen, men tilgjengjeld var muligens hastigheten noe lavere da.

Hastighet v(m/sek)	=	50	100	150	200	250	300	350
Slitasje $h_m$ (mm/min)	=	0,013	0,14	0,55	1,5	3,1	5,8	9,7

Tabell 2.

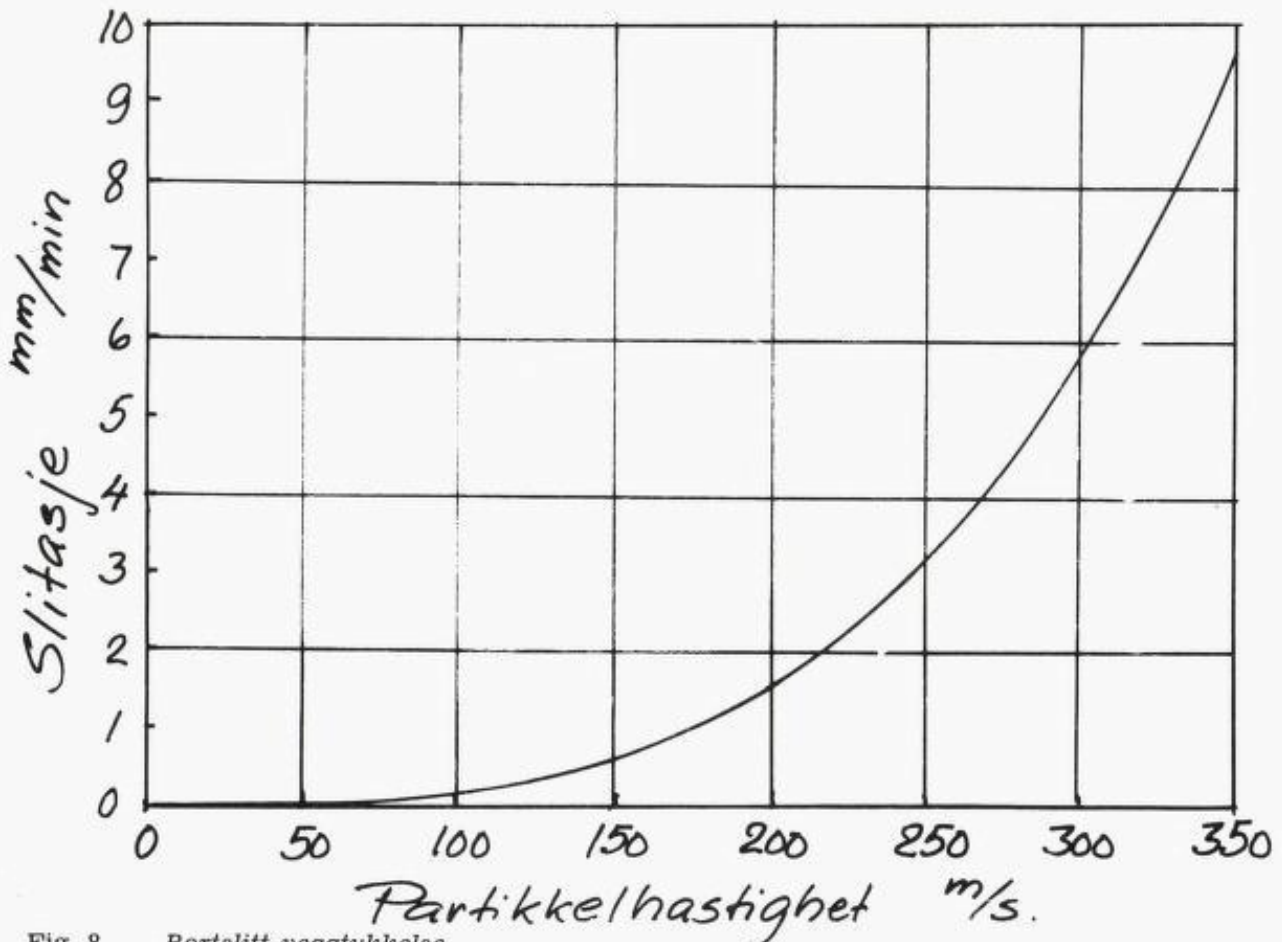


Fig. 8. Bortslitt veggtykkelse.



### 2.7 Kuleventiler i avledningssystem og slamreturledning

Alle kuleventilene A, B og C i fig. 1 er av typen BAC NP DIN 3202 F5 SIZE ND 300 med kulediameter ca. 450 mm. Hver av ventilene opereres med hjelp av en hydraulisk aktuator Superfos BRC 032.

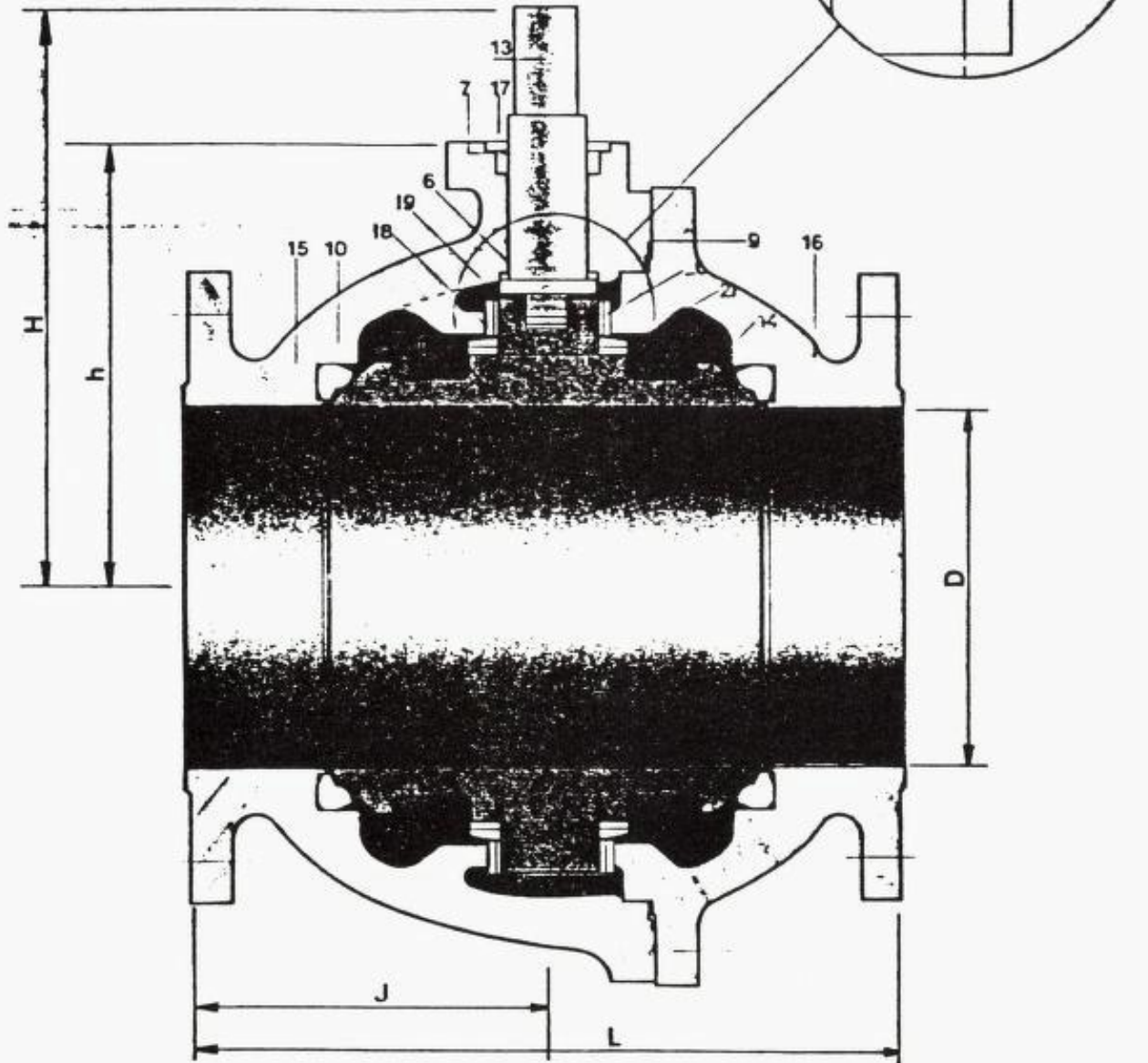


Fig. 9. Kuleventil.

Fig. 9 viser et snitt av kuleventilene. Seteringene (pos. nr. 10 i fig. 9) er av teflon og besørger tetningen mellom kula og huset. Foto 15 viser en kuleventil med aktuator.

Kuleventil B (fig. 1) var stengt under utblåsningen og var såvidt en kunne se uskadet. Den ble derfor ikke undersøkt nærmere. Kuleventilene A og C ble undersøkt nærmere i Institutt for maskinkonstruksjons laboratorium, NTH.

### 2.7.1 Kuleventil i avledningssystemet

Kuleventil A i fig. 1 var ikke fullstendig åpen slik den skulle være. En ca. 16 mm bred kant av den sfæriske flaten stakk fram ved inn- og utløpsåpningene (foto 16). Dette hadde resultert i kraftig erosiv slitasje av kula (foto 17).

En hydraulisk handpumpe og et manometer ble tilkoblet aktuatoren. Det viste seg umulig å «pumpe» ventilen til fullt åpen stilling fordi kanten av kuleåpningen stoppet mot innsiden av seteringen, som var vrent noe ut (foto 18).

Ventilen ble så «pumpet» mot stengt stilling. Ved trykk 95 bar «løsnet» kula og beveget seg et stykke med et knepp. Påfølgende knepp fulgte ved trykk 55-60 bar inntil kula nærmet seg stengt stilling. Nødvendig trykk steg da merkbart, og da maksimaltrykket 105 bar var nådd, var ventilen fortsatt litt åpen. Spalteåpningen ble målt til 8 mm.

Årsaken til dette var at kanten av kuleåpningene skavet bort noe av begge seteringene inntil motstanden ble for stor. Bortskavingen var særlig stor på det sted der kulekanten pga. erosjon var blitt skarp (foto 19).

Det var åpenbart at kuleventilen ikke fungerte tilfredsstillende, ettersom seteringene kom i veien både ved åpning og stengning. Denne feil må ha oppstått før eller på et meget tidlig stadium av utblåsningen ettersom ventilen ikke hadde åpnet helt.

Det faktum at denne kuleventilen ikke åpnet fullstendig, har gitt ekstra turbulens i gassstrømmen og således muligens økt slitasjen på det etterfølgende rørbøyet (rørbøy B fig. 1). Bortsett fra denne effekt har funksjonssvikten neppe hatt nevneverdig betydning for skadeforløpet.



Foto 15. Kuleventil med aktuator.

### 2.7.2 Kuleventil i slamreturledningen

Kuleventil C (fig. 1) skulle stenge da kuleventil A ble åpnet. Det viste seg at ventilen var blitt stående i delvis åpen stilling, med en spalteåpning ca. 60 mm (foto 20). Det ble funnet en flat stein med tykkelse ca. 60 mm på stigerørsiden av ventilen (foto 22). En mulig



Foto 16. Ventilen åpnet ikke helt.



Foto 17. Erosjonsskader.



Foto 18. Teflontetning hindret full åpning.

teori er således at denne steinen er kommet i klem i ventilåpningen. Et merke på kuleåpningskanten (foto 21) synes å understøtte denne teorien, men noe tilsvarende merke på steinen finnes ikke. Det virker også noe usannsynlig at steinen etterpå ville ha kommet løs og flyttet seg i retning stigerøret. Undertegnede har derfor vært på jakt etter andre forklaringer.

Kuleventilen ble demontert. Den var nesten full av grov sand og småstein. Flere steiner var fastkilt mellom kule og ventilhus og hadde uten tvil økt friksjonen betydelig.

Der hullkanten for kula hadde stått, var det erodert ca. 6 mm dype spor i seteringene (teflontetningene). Dette viser at det har vært sterk gasstrøm gjennom ventilen.

Kuleventilen ble rengjort og satt sammen igjen. For å teste ventilen ble handpumpe og manometer tilkoblet aktuatoren, men det viste seg umulig å rikke kula ved maksimalt trykk 105 bar!

Etter å ha løsnet flensskruene på kuleventilen, var det såvidt mulig å bevege kula ved maksimalt trykk på aktuatoren og samtidig kraftige slag på ventilhuset.

For å kartlegge friksjonen ble kula demontert og en arm ble festet til tappen som dreier kula, for å måle momentet på denne tappen (pos. nr. 13 i fig. 9). Fig. 10 viser resultatet av

tre forsøk. Det framgår at momentet på tappen er betydelig lavere enn det momentet aktuatoren ifølge brosjyren skulle gi.

Aktuatoren ble demontert, og en målte nødvendig moment for å dreie tappen alene, dvs. friksjonsmomentet i kuleventilens pakkboks. Dette momentet var 606 Nm. Adderer vi dette momentet til de målte momentene i fig. 10, ser en at aktuatoren gir ganske nær det moment brosjyren lover.

Friksjonsmomentet i pakkboksen er stort og skyldes antakelig at pakningen er forspent unødvendig mye.

Undertegnede har kommet til at summen av all friksjon i pakkboksen, mellom kula og seteringen og mot fastkilte steiner mellom kule og ventilhus, er fullt ut tilstrekkelig stor til å overvinne aktuatorens moment og dermed stoppe bevegelsen.

Det faktum at denne kuleventilen ble stående delvis åpen medførte at gass strømmet inn i sikterommet (slamrommet) på et tidlig tidspunkt. Senere kom gassen inn i sikterommet gjennom de hull som erosjonen forårsaket i forgreningsrøret og i veggen mot sikterommet. Det er således i dette tilfelle ikke lett å fastslå hvilken betydning funksjonssvikten for denne kuleventilen har hatt for hendelsesforløpet eller skadeomfanget. Funksjonssvikten må likevel karakteriseres som alvorlig, da



Foto 19. Av-skavning av teflontetning.



Foto 20. Ventil C var delvis åpen.

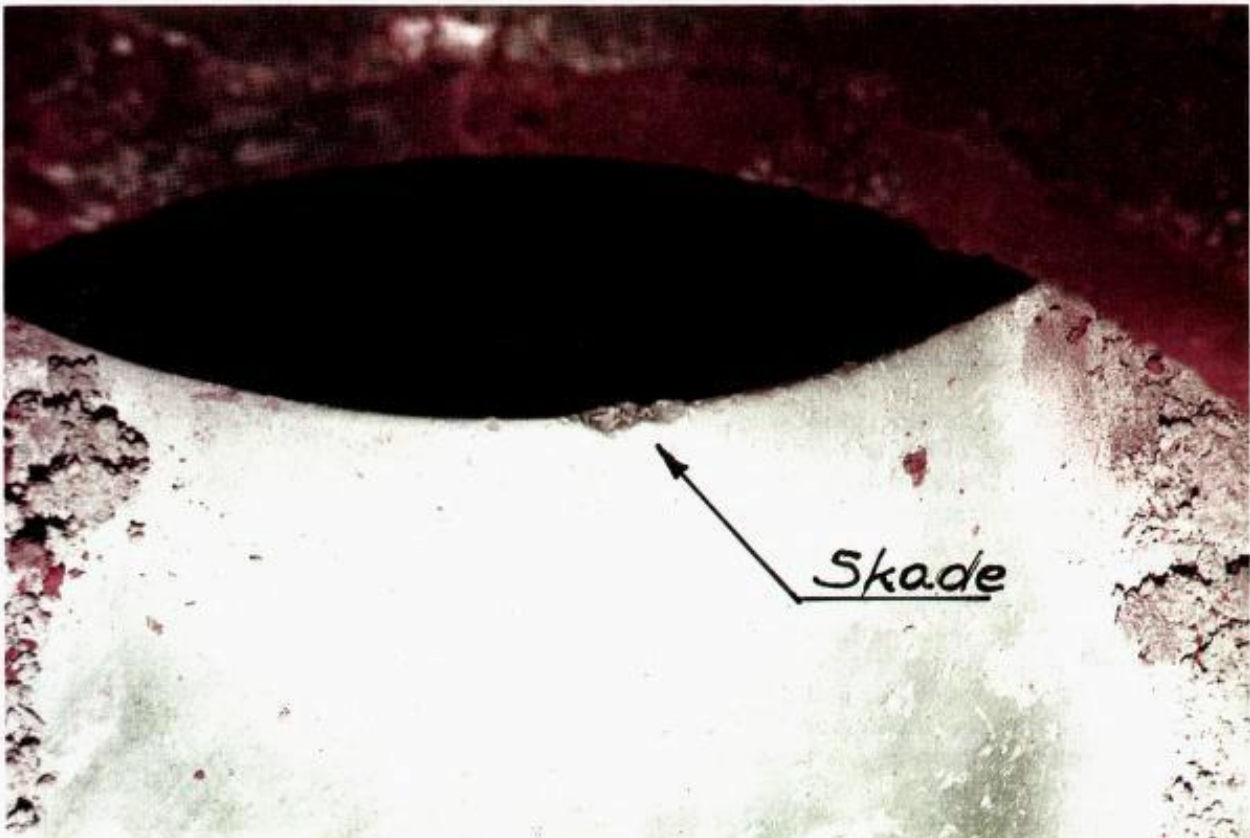


Foto 21. Kantskade på kula.

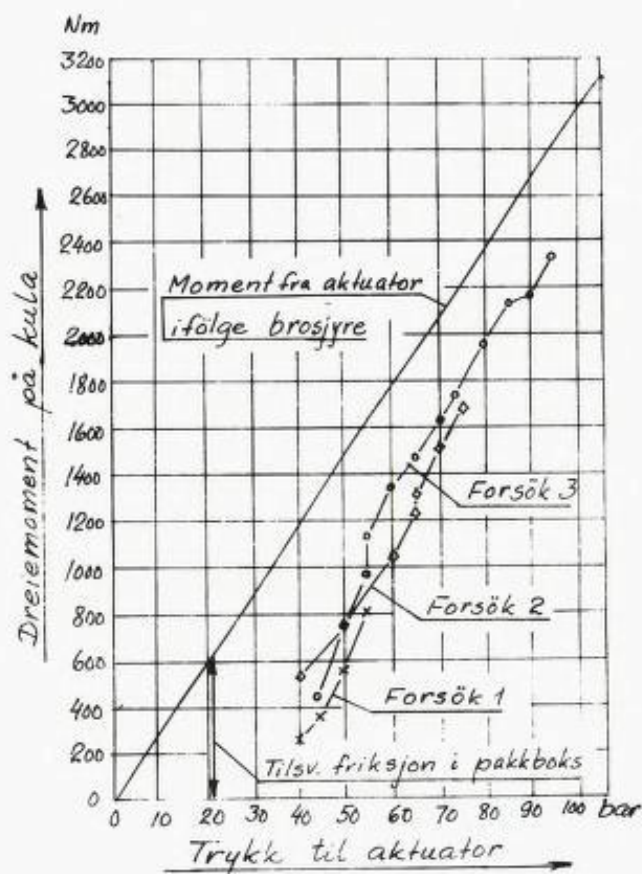


Fig. 10. Friksjon i kuleventil.

den kunne ha medført ulykke, selv om det ikke var blitt erodert hull i avledningssystemet.

### 2.8 Konklusjoner angående skader og skadeårsaker

De store skader avledningssystemet har fått, skyldes erosjon pga. kraftig gasstrøm som har ført med seg faste partikler.

Regneeksempel viser at det ved stor gasshastighet kan eroderes hull i rørbend i løpet av få minutter.

Dersom avledningssystem skal ha sjanse til å kunne fungere som forutsatt ved så store forekomster av grunn gass, må de utføres slik at gasshastigheten holdes lav på steder som er kritiske med hensyn på erosiv slitasje. Konstruktiv utforming og materialvalg på slike kritiske steder må vies stor oppmerksomhet.

I teleskopleddet var øverste pakningselement – det trykkluftopererte – ute av funksjon, da trykkluftslangen var deformert og tilstoppet. En kan imidlertid ikke se at dette har hatt nevneverdig betydning for hendelsesforløp eller skadeomfang.

Kuleventilen i avledningrøret hadde ikke åpnet helt, da teflonseteringen var deformert.

Dette har gitt erosjonsskader på kuleventilen og har sannsynligvis også påskyndet erosjonen i det etterfølgende rørbendet.

Kuleventilen i slamreturledningen var blitt stående i delvis åpen stilling, mest sannsynlig pga. høy friksjon. Dette har ført til at gass på et tidlig tidspunkt strømmet inn i sikterommet. Det er uklart hvilken betydning dette har hatt, ettersom gassen noe senere strømmet inn i sikterommet gjennom eroderte hull. Funksjonssvikten må likevel karakteriseres som alvorlig.

Friksjonen i de to kuleventilene var uventet høy. Dette kunne ha vært kompensert ved at det på konstruksjonsstadiet var blitt valgt sterkere aktuatorer.

Deformasjoner på teleskopleddets innerrør, på stigerør og på armer mellom brønnehodekopling og styretrakter har mest sannsynlig oppstått ved etterfølgende sleping bort fra ulykkesstedet.

## 3. BRØNNHODEKOBLINGEN

### 3.1 Innledning

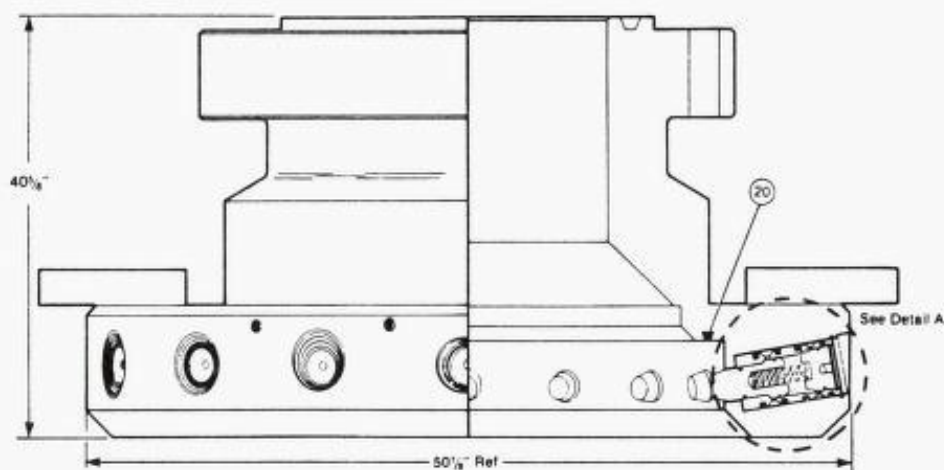
Granskningskommisjonen har i sitt oppdragsbrev spesielt bedt om en vurdering av brønnehodekoblingens funksjon med henblikk på en rask rømming ved lignende ulykker. Bakgrunnen for denne anmodning er at det ved ulykken tok relativt lang tid, minst 4-5 minutter før koblingen ble frigjort etter at trykket på åpningsporten var satt på. Det ble av enkelte vitner hevdet at det var «normalt» at dette tok ca. 1 1/2 – 2 minutter.

### 3.2 Beskrivelse av brønnehodekoblingen

Brønnehodekoblingen er av type Cameron P/N 6860 20-36-02. Fig 11 viser utførelsen.



Foto 22. Stein ved ventil C.



**Pin Connector**  
**30" 1000 psi WP CIW Male Hub Bottom and 21 1/4" 5000 psi WP BX-165 SST**  
**Flanged Top with Check Valve Assembly**

P/N 686020-36-02  
 Ref. Dwg. 686020  
 Rev. L<sub>5</sub> 4-30-76

Fig. 11. Brønnhodekobling.

Rundt omkretsen har koblingen 16 låsepinner som kan skyves innover og utover med hjelp av hydraulikkvæske. Når pinnene skyves innover, presses de skrått mot en skråkant under en krave på brønnhodet og låser på denne måten brønnhodekoblingen til brønnhodet. Tetningen besørgeres av en O-ring, pos. nr. 20 på fig. 11.

Fig. 12 viser en låsepinne i detalj. Ved tilkobling føres trykk inn mellom O-ringene 16 og 17 og låsepinnen 19 trykkes innover. Ved frikobling føres trykk inn mellom O-ringene 10 og 17 og låsepinnen skyves utover. Kraften i fjæra 11 er angitt å være liten.

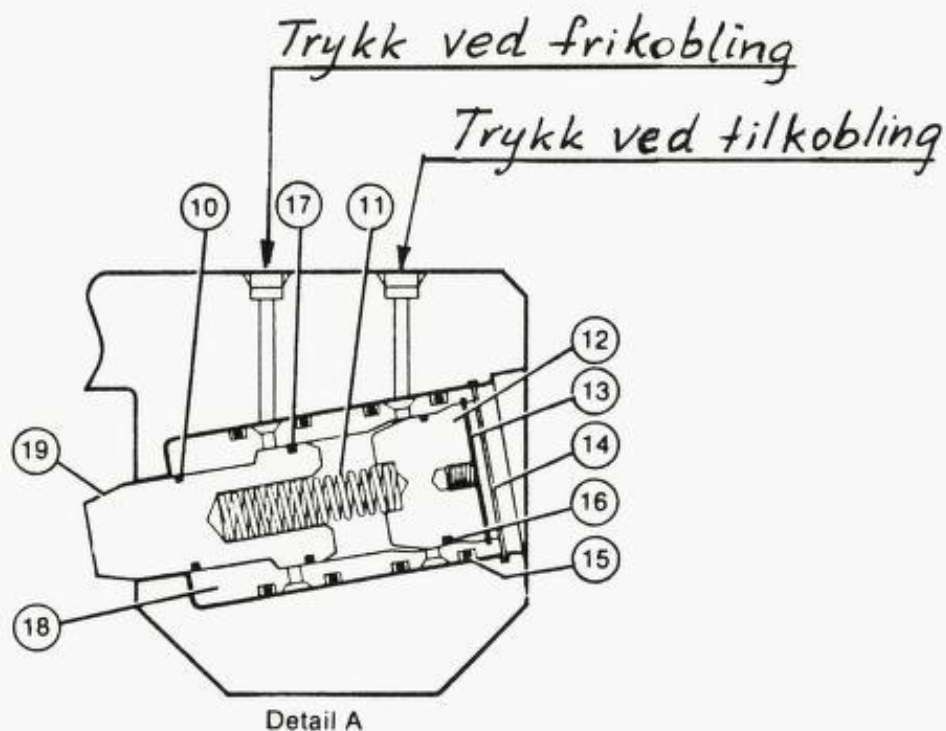


Fig. 12. Låsepinne i brønnhodekobling.

### 3.3 Kraftene på hver låsepinne ved tilkobling

Vi skal sette opp likevekten for de krefter som virker på låsepinnen under tilkobling (fig. 13).

Aksiell likevekt:

$$\mu_2 A + \mu_2 B + (\sin v + \mu_1 \cos v) C = F$$

og momentlikevekt om punkt P:

$$(a + \mu_2 R) A - \mu_2 r \cdot B + (e \sin v + \mu_1 e \cos v - c \cos v + \mu_1 c \sin v) C = 0$$

Radiell likevekt:

$$A - B + (\cos v - \mu_1 \sin v) C = 0$$

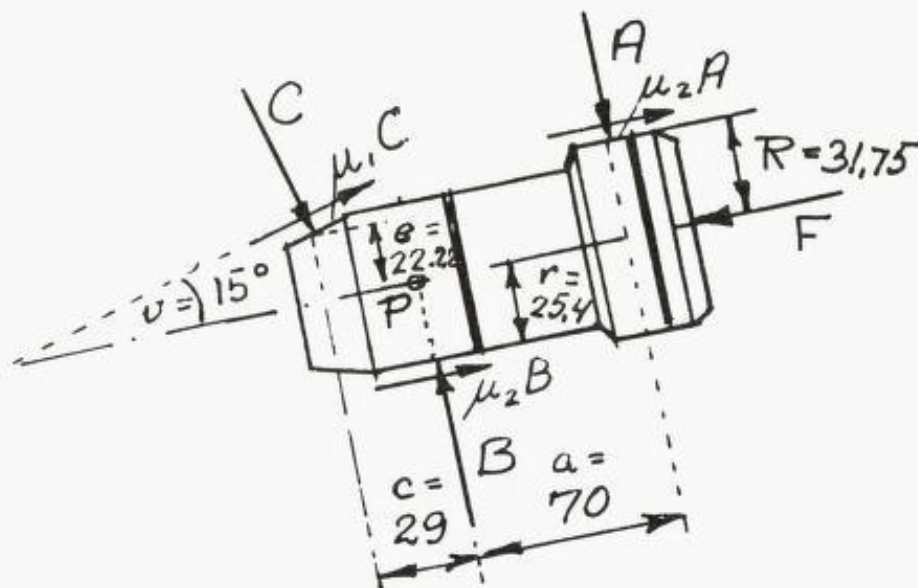


Fig. 13. Kraftene på låsepinnen ved tilkobling.

Her er F den kraft det hydrauliske trykket gir, og kreftene A, B og C kan beregnes i forhold til F når friksjonskoeffisientene  $\mu_1$  og  $\mu_2$ , momentarmene a, c, e, R og r samt skråvinkelen v forutsettes kjent.

Vi setter inn

$$\begin{aligned} a &= 70 \text{ mm} \\ c &= 29 \text{ mm} \\ e &= 22,225 \text{ mm} \\ R &= 31,75 \text{ mm} \\ r &= 25,4 \text{ mm} \\ v &= 15^\circ \end{aligned}$$

og beregner kreftene A, B og C for ulike friksjonskoeffisienter. Resultatet er angitt i tabell 3.

### 3.4 Kraftene på hver låsepinne ved frikobling

Etter at låsepinnene er kommet i låst stilling, blir hydraulikkvæskens «innestengt» på baksiden slik at låsepinnene holdes i stilling. Det er derfor rimelig å anta at normalkreftene A, B og C vil være like store også når koblingen skal kobles fri. Friksjonskreftene vil imidlertid skifte retning, se fig. 14.

Likevekt i aksiell retning gir

$$F_1 = \mu_2 A + \mu_2 B + (\mu_1 \cos v - \sin v) C$$

Setter vi inn de beregnede verdiene fra tabell 3 blir resultatet som angitt i tabell 4.

Dette resultatet er av stor interesse etter som forholdet mellom de hydrauliske kreftene  $F_1$  og F stort sett er gitt av forholdet mellom de arealene trykket virker på.

Den store diameteren $D = 2R = 2,5'' =$	63,5 mm
Den lille diameteren $d = 2r = 2'' =$	50,8 mm
Største stempeltverrsnitt $= \pi D^2/4 =$	3 167 mm <sup>2</sup>
Minste pinnetsverrsnitt $= \pi d^2/4 =$	2 027 mm <sup>2</sup>
Ringtverrsnitt	<u>1 140 mm<sup>2</sup></u>

Uten friksjon vil således forholdet

$$F_1/F = 1140/3167 = 0,36$$

Med friksjon vil forholdet bli lavere. Det er hevdet at det behøves et trykk på ca. 40-60 psi (2,8 - 4,1 bar) for å bevege låsepinnene utover i ubelastet tilstand. Regner vi nødvendig trykk 4 bar tilsvarer dette en friksjonskraft

$$F_{f0} = 0,4 \cdot 1140 = 456 \text{ N}$$



	$\mu_1 = 0,20$	0,22	0,24	0,26	0,28	0,30
$\mu_2 = 0,14$	A/F = 0,423	0,400	0,378	0,358	0,338	0,319
	B/F = 1,812	1,749	1,688	1,630	1,574	1,521
	C/F = 1,520	1,483	1,449	1,415	1,384	1,353
$\mu_2 = 0,16$	A/F = 0,412	0,391	0,371	0,351	0,333	0,315
	B/F = 1,739	1,680	1,625	1,571	1,520	1,471
	C/F = 1,451	1,418	1,387	1,358	1,329	1,302
$\mu_2 = 0,18$	A/F = 0,402	0,383	0,363	0,345	0,328	0,311
	B/F = 1,670	1,617	1,566	1,517	1,470	1,424
	C/F = 1,387	1,358	1,330	1,304	1,278	1,254
$\mu_2 = 0,20$	A/F = 0,393	0,374	0,357	0,339	0,323	0,306
	B/F = 1,607	1,558	1,511	1,465	1,422	1,380
	C/F = 1,327	1,302	1,277	1,253	1,230	1,208

Tabell 3.

som hovedsakelig skyldes friksjon mot stemplets O-ringer. Ved maksimalt trykk, 1500 psi = 105 bar, er denne friksjonskraften betydelig større. Vi antar friksjonskraften

$$F_f = 1000 \text{ N}$$

Friksjonskraften er like stor i begge retninger, og vi får de hydrauliske kreftene i låseretningen:

$$F = 10,5 \cdot 3167 - 1000 = 32\,254 \text{ N}$$

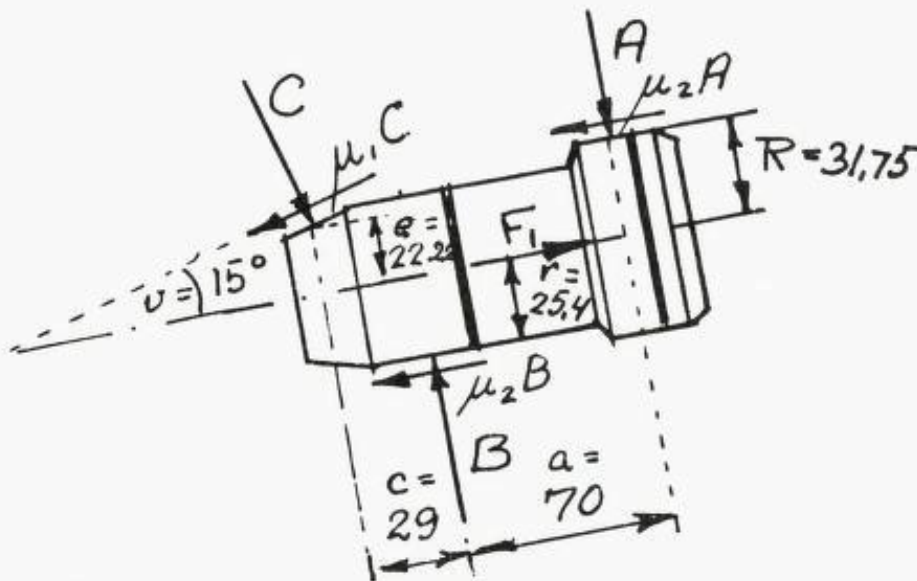


Fig. 14. *Kreftene på låsepinnen ved frikobling.*

	$\mu_1 = 0,20$	0,22	0,24	0,26	0,28	0,30
$\mu_2 = 0,14$	F1/F = 0,213	0,232	0,250	0,267	0,284	0,300
$\mu_2 = 0,16$	F1/F = 0,249	0,266	0,282	0,297	0,312	0,326
$\mu_2 = 0,18$	F1/F = 0,282	0,297	0,311	0,325	0,338	0,351
$\mu_2 = 0,20$	F1/F = 0,313	0,326	0,339	0,351	0,363	0,375
$\mu_2 = 0,22$	F1/F = 0,341	0,353	0,365	0,376	0,387	0,397

Tabell 4.

	$\mu_1 = 0,20$	$\mu_1 = 0,22$	$\mu_1 = 0,24$	$\mu_1 = 0,26$	$\mu_1 = 0,28$	$\mu_1 = 0,30$
$\mu_2 = 0,14$	$F_a = 80\ 180$	72 410	66 200	61 020	56 560	52 760
$\mu_2 = 0,16$	$F_a = 65\ 470$	60 390	56 170	52 650	49 440	46 730
$\mu_2 = 0,18$	$F_a = 55\ 260$	51 800	48 840	46 200	43 890	41 800
$\mu_2 = 0,20$	$F_a = 47\ 640$	45 240	43 020	41 100	39 330	37 690
$\mu_2 = 0,22$	$F_a = 41\ 910$	40 080	38 390	36 930	35 540	34 330

Tabell 5. Grenseverdier for kraften  $F_a$  (N).

og i frikoblingsretningen:

$$F_1 = 10,5 \cdot 1140 - 1000 = 10\ 970\ \text{N}$$

Dette gir

$$F_1/F = 0,34$$

Ved friksjonsforhold som ifølge tabell 4 krever at  $F_1/F$  er større enn 0,34, vil ikke brønnehodekoblingen kunne frigjøres! Dersom friksjonskoeffisienten  $\mu_2 = 0,2$ , vil dette skje dersom  $\mu_1$  er større enn 0,24.

Brønnehodekoblingen på West Vanguard ble frigjort etter en tid. Ventetiden kan imidlertid forklares med at marginen for å overvinne friksjonskreftene er for liten. Det er verdt å merke seg at det i ovenstående beregning er regnet med de samme friksjonskoeffisientene ved frikobling som ved tilkobling. Ved frikobling må stillestandsfriksjonen overvinnes, og denne er som regel betydelig høyere enn friksjonen ved bevegelse, som gjelder ved tilkobling. Forholdene er således ugunstigere enn de som er lagt til grunn for beregningen.

### 3.5 Frikobling av aksialbelastet brønnehodekobling

Låsepinnenes akser danner vinkelen  $80^\circ$  med brønnehodekoblingens akse, dvs. de danner vinkelen  $= 10^\circ$  med radiell retning, som vist på fig. 15.

Aksiell forspenning fra hver låsepinne vil således bli

$$F_{a0} = C \cdot \cos 25$$

dvs. mellom

$$\begin{aligned} F_{a0 \text{ min}} &= (C/F)_{\text{min}} \cdot F \cdot \cos 25 \\ &= 1,208 \cdot 32254 \cdot \cos 25 \\ &= 35\ 300\ \text{N} \end{aligned}$$

og

$$\begin{aligned} F_{a0 \text{ maks}} &= (C/F)_{\text{maks}} \cdot F \cdot \cos 25 \\ &= 1,520 \cdot 32254 \cdot \cos 25 \\ &= 44\ 400\ \text{N} \end{aligned}$$

Disse verdiene tilsvarende minste og største verdi for C/F etter tabell 3. Fra 16 låsepinner blir det en aksialkraft mellom  $16 \cdot 35300\ \text{N} = 564\ 800\ \text{N}$  og  $16 \cdot 44400\ \text{N} = 710\ 400\ \text{N}$ .

Denne forspenningskraften vil trykke brønnehodekoblingens O-ring (pos. nr. 20 på fig. 11) og tetningsflate ned mot brønnehodet. En aksiell strekkraft som påføres brønnehodekoblingen gjennom stigerøret vil først og fremst avlaste trykket på denne tetningsflaten og således gi bare liten kraftoverføring på låsepinnene.

Idet frikobling innledes (dersom friksjonsforholdene tillater det), vil forspenningen forsvinne, og eventuell aksiell belastning på brønnehodekoblingen vil virke direkte på låsepinnene. Vi vil her undersøke risikoen for at en påbegynt frikobling stanser opp pga. aksiell belastning på brønnehodekoblingen.

På grunn av tilvirkningstoleranser og bøyemoment på koblingen må en regne med at belastningen er noe ujevnt fordelt på låsepinnene. Likeså er friksjonen på de enkelte låsepinnene forskjellig. Da tilførselen av hydraulikkvæske til de 16 låsepinnene er parallellkoblet, må en regne med at ikke alle låsepinnene forskyves samtidig. Noen få overtar hele aksialbelastningen mens de øvrige er fullstendig avlastet. Antar vi f.eks. at bare en låsepinne til slutt gjenstår, vil hele strekkraften fra stigerøret overføres på denne.

Det er av interesse å se hvor stor aksialkraft  $F_a$  fra stigerøret låsepinnen kan utsettes for før friksjonskreftene blir så store at det hydrauliske trykket ikke klarer å bevege låsepinnen. Denne grenseverdi er naturligvis sterkt avhengig av friksjonskoeffisientene.

Av fig. 15 ser vi at

$$F_a = C(\cos 25 + \mu_1 \sin 25)$$

Størrelsen av kraften C får vi ved å benytte verdier fra tabellene 3 og 4:

$$C = (C/F)/(F_1/F) \cdot F_1$$

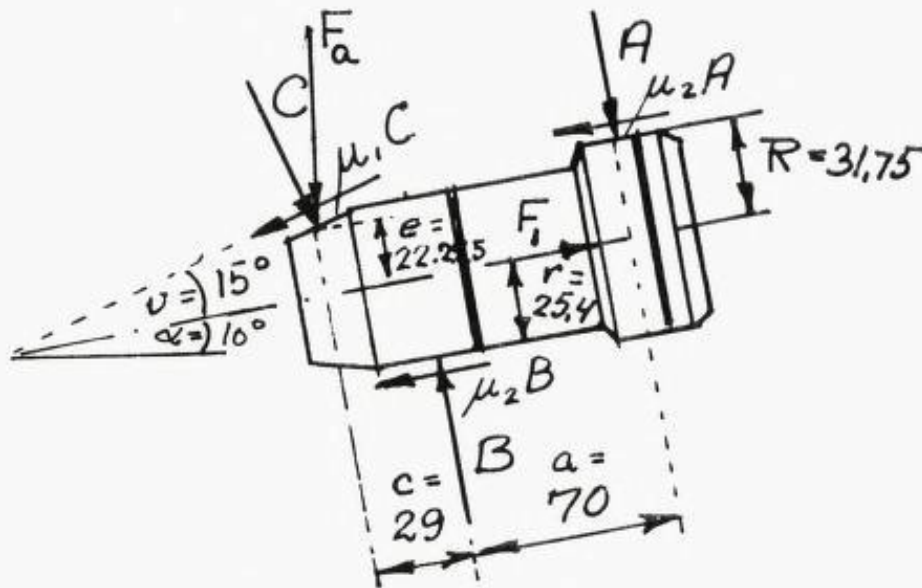


Fig. 15. Aksialbelastet brønnhodekobling.

Setter vi til slutt inn  $F_1 = 10\,970\text{ N}$  får vi de verdier av  $F_a$  som er beregnet i tabell 5.

Dersom kraften  $F_a$  på låspinne er større enn tabellverdien, vil ikke det hydrauliske trykket være stort nok til å tenke seg at dette ofte kan være tilfelle.

Variasjoner i belastningen på brønnhodekoblingen gir økt sjanse for frikobling. Dette er sannsynligvis forklaringen på den lange ventetiden som ble betraktet som «normal»: Frikobling skjer ikke før tilfeldige belastningsvariasjoner har gitt tilstrekkelig avlastning på de siste låsepinnene.

### 3.6 Sammenfatning angående brønnhodekoblingen

Låspinnene i brønnhodekoblingen er uheldig utformet. Ugunstige friksjonsforhold eller ugunstig belastning på låsepinnene medfører stor risiko for at frikobling av brønnhodekoblingen blir umulig eller i det minste forsinket.

I det aktuelle tilfelle er brønnhodekoblingen blitt frikoblet, men vitneutsagn tyder på at dette først har skjedd flere minutter etter at det hydrauliske trykket for frikobling var satt på.

## 4. BORERØRET

### 4.1 Innledning

Etter den første gassekspløsjonen på plattformen ble flere ankerkjettinger sloppet ut for å fjerne plattformen så langt fra brønnen som mulig. I første omgang kom en til at plattformen flyttet seg ca. 101 m etter denne operasjonen. Denne verdi ble derfor lagt til grunn for

videre beregninger. Senere er en kommet til at forflytningen muligens var noe mindre, se Marintek's beregning datert 1986-03-10. Dette ville i så fall ha gitt mindre deformasjoner i borestrengen og stigerøret, men ville ikke ha forandret hovedkonklusjonen. For å få til sideforflytningen ble stigerøret frikoblet fra brønnhodet. Borestrengen hang fortsatt inne i stigerøret og ned gjennom brønnen. Undertegnede er bedt om å vurdere hvorvidt borerøret ble revet av ved denne sideforflytningen av plattformen eller om dette skjedde først under slepingen av plattformen. Dette spørsmålet er av interesse bl.a. fordi det muligens kan forklare hvorfor gassekspløsjoner inntraff på plattformen ganske lenge etter at den var flyttet de 101 metrene.

### 4.2 Data for stigerør og borestreng

Fig. 16 viser i prinsipp lengder og vekter for stigerøret og borestrengen.

Stigerøret er som tidligere nevnt av typen Vetco Marine Riser System, MR-6C og sammensatt av  $50' = 15,24\text{ m}$  lange seksjoner. Vekten av hver seksjon med koblinger og tilbehør er angitt til  $9\,300\text{ lbs} = 41\,328\text{ N}$ , dvs.  $2,712\text{ N/m}$ .

På stigerøret var det montert 42 oppdriftsmoduler hver med angitt oppdrift  $1\,350\text{ lbs} = 6\,000\text{ N}$ . Slike oppdriftsmoduler anbringes fortrinnsvis langt ned på stigerøret. Her er det antatt at de var festet til de 7 nederste seksjonene av stigerøret, dvs. de nederste  $7 \times 15,24\text{ m} = 107\text{ m}$ . Oppdriften pr. m blir da  $(42 \cdot 6000) / (7 \cdot 15,24) = 2\,362\text{ N/m}$ .

Ifølge opplysninger fra Statoil besto borestrengen av de deler som er angitt i tabell 6. De vekter pr. lengdeenhet som er angitt på fig. 16 er beregnet ut fra katalogverdier og inkluderer koblinger.

#### 4.3 Beregningsmodellen

Plattformen antas å ha forflyttet seg ca. 101 m horisontalt. Den fikk også en hellingsvinkel  $8 - 12^\circ$  og plattformens midtpunkt sank ca. 2,5 m. Det er uvisst om denne senkningen og

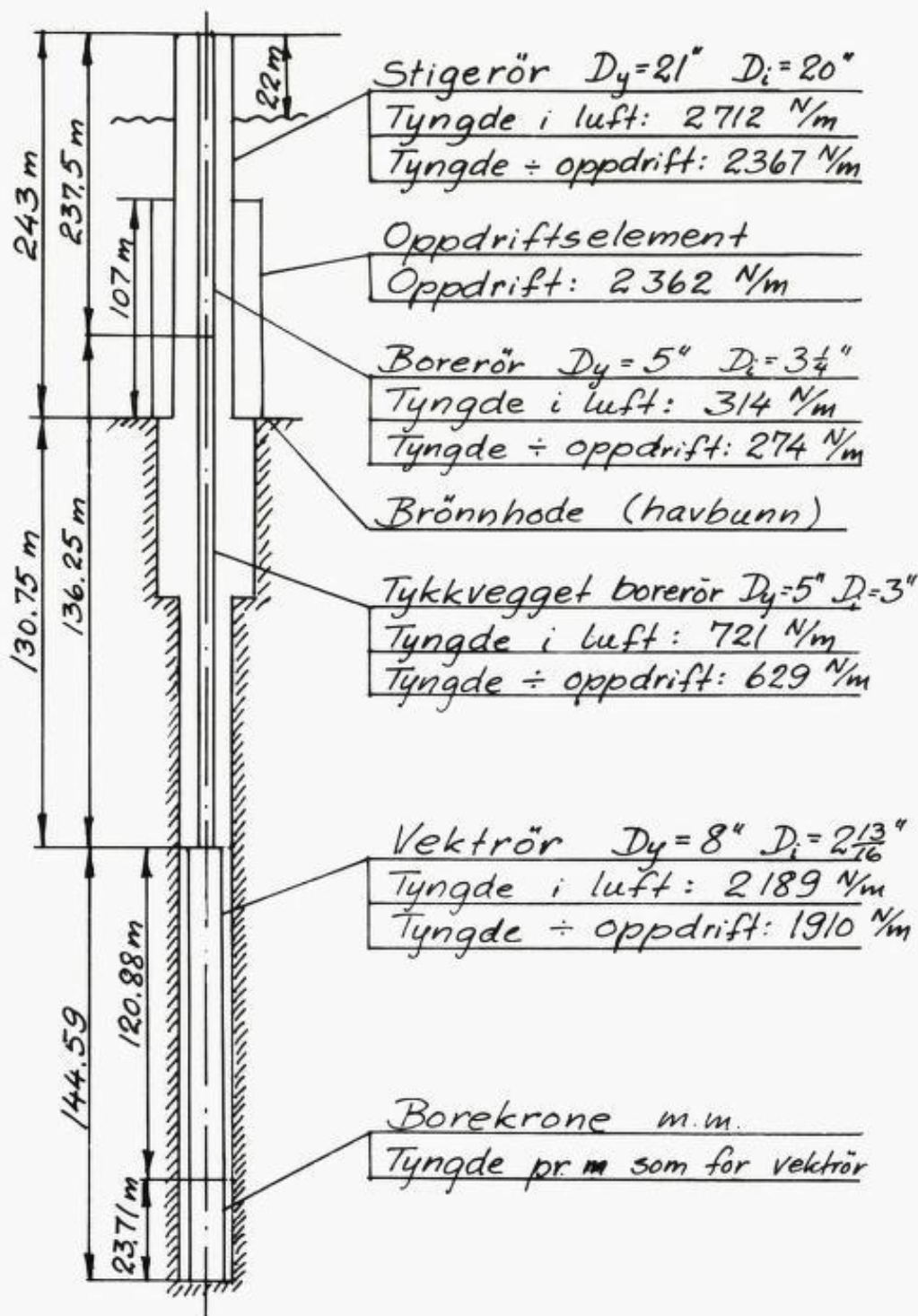


Fig. 16. Stigerør og borestreng.

skråstillingen inntrådte umiddelbart, men ettersom disse endringene innebærer en ekstra belastning på borerøret, legges de til grunn. Av samme grunn settes hellingsvinkelen  $12^\circ$ . Kuleleddet øverst på stigerøret tillater et vinkelutslag på  $15^\circ$  i forhold til en linje vinkelrett mot plattformen. Stigerørets vinkelutslag på toppen i forhold til vertikalretningen blir derfor begrenset til  $15^\circ - 12^\circ = 3^\circ = 0.054$  rad. Gjennom kuleleddets utslagsbegrensninger påføres stigerøret et bøyemoment ( $M_T$ ) fra riggen slik at denne vinkelen ikke blir større enn  $3^\circ$ .

Riggen ble observert med teleskoppakningen i vannflaten, dvs. teleskopleddet var blitt trukket ut ca. 10 m. Dermed ble stigerøret med teleskopledd ca. 10 m lengre, dvs. lengden økte fra 243 til 253 m.

Fabrikat	Leieselskap	Borestreng	Lengde
Smith		12-1/4" bit SDS, 3x14, 1x13	0,30 m
Walorec		Bit sub	0,91 m
	Exlog	8" MWD w/float uten hull	11,12 m
	Servco	8" Monell	9,09 m
	Diamant boart	12-3/16" stabilisator	1,77 m
Walorec		13x8" drill collar	120,88 m
Walorec		X-over	0,52 m
Walorec		5 std 5" HWDP	136,25 m
Breda		25 jts 5" G-pipe	237,50 m
Total lengde av borestrengen			518,34 m

Tabell 6. Borestrengens bestanddeler.

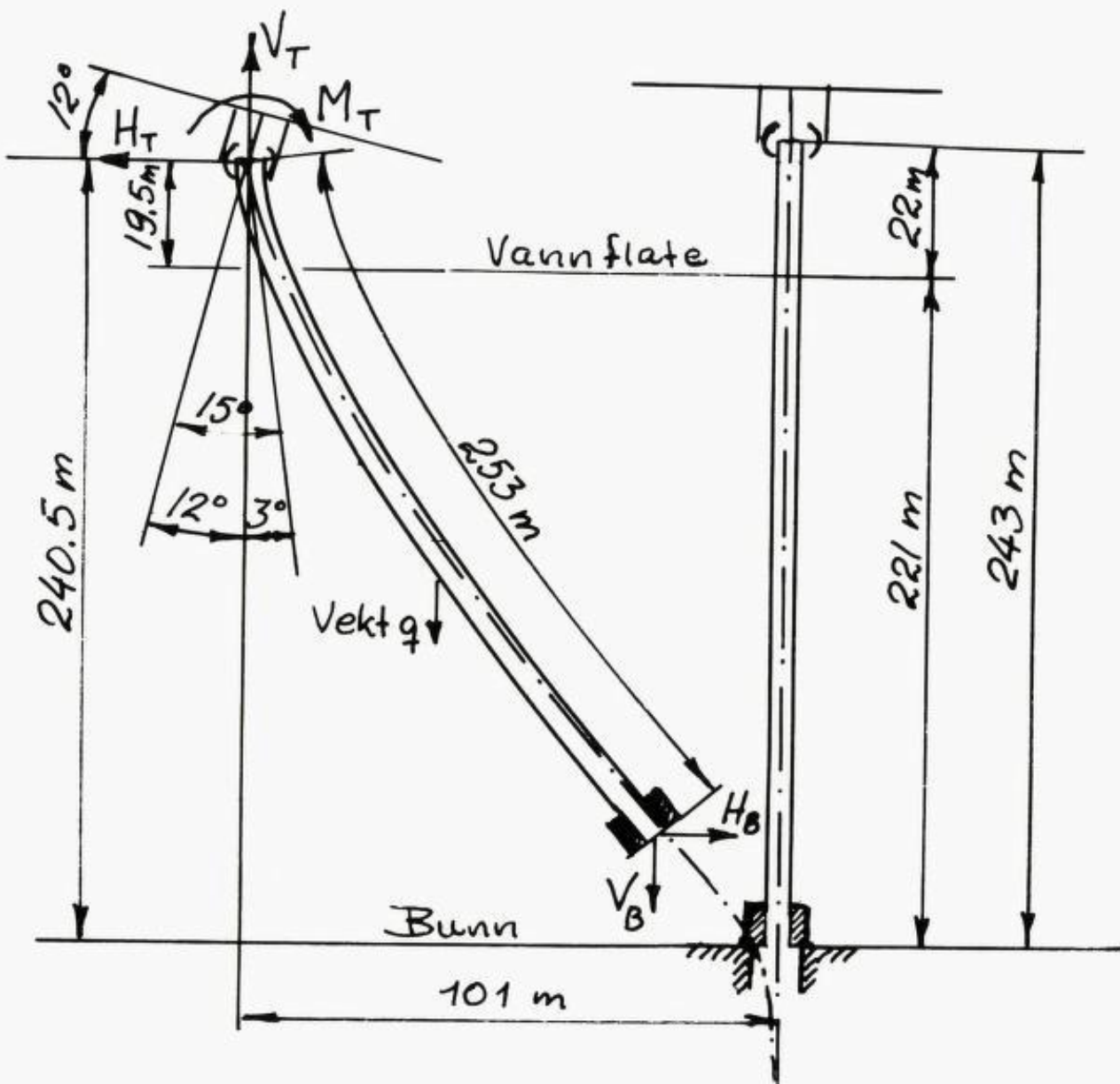


Fig. 17. Beregningsmodell. Stigerør og borestreng før og etter flytting av plattformen.

Stigerøret med borerøret inni kan regnes som en «bjelke» med areal og treghetsmoment lik summen av de tilsvarende data for stigerør og borerør. Denne «bjelken» er samtidig utsatt for stor strekkbelastning. Selv om denne strekkbelastning først og fremst overføres gjennom borerøret, vil det være fullt forsvarlig å beregne bøyedeformasjoner og bøyemoment som om hele bjelken overførte strekkbelastningen.

Denne sammensatte «bjelken» som vi heretter vil kalle stigerøret, belastes i tillegg til sin egen vekt av en vertikalkraft ( $V_B$ ) og en horisontalkraft ( $H_B$ ) som tilsvarer summen av strekket i borestrengen og vekten av utløserkobling og nederste kuleledd. Momentet i borestrengen vil være relativt ubetydelig i denne sammenheng, og borestrengen vil gå nesten rettlinjet fra stigerørets nedre ende til brønnehodet.

Borerøret blir trukket opp fra brønnen noen meter. Den delen av borerøret som passerer brønnehodet blir bøyd så kraftig at det flyter. Etter å ha passert brønnehodet, vil røret igjen bli rettet ut. Ved beregningen av de bøyemoment og normalkrefter som gjelder i hvert snitt forutsettes det linjær sammenheng mellom spenning og tøyning overalt:

$$d\sigma/d\varepsilon = E \quad \text{for} \quad \sigma < \sigma_F$$

og

$$d\sigma/d\varepsilon = E_F \quad \text{for} \quad \sigma > \sigma_F$$

som vist på fig. 18.

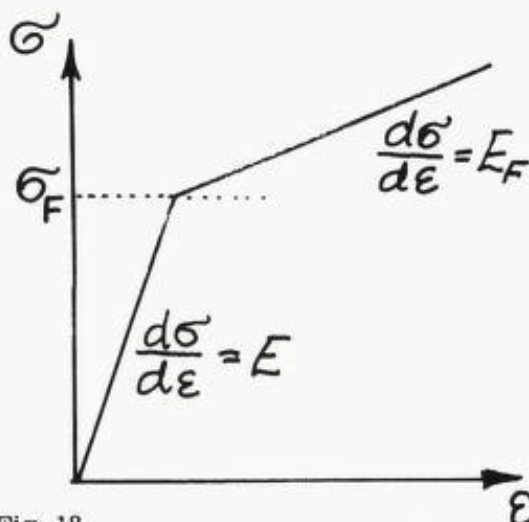


Fig. 18. Spennings - tøyings - diagram (idealisert).

Her er

$\sigma$	= spenning	(N/mm <sup>2</sup> )
$\varepsilon$	= tøyning	-
$E$	= elastisitetsmodul	(N/mm <sup>2</sup> )
$E_F$	= fastningsmodul	(N/mm <sup>2</sup> )
$\sigma_F$	= flytegrense	(N/mm <sup>2</sup> )

Fastningsmodulen  $E_F$  er i beregningene antatt 1% av elastisitetsmodulen  $E$ . Flytegrensen  $\sigma_F$  antas lik den foreskrevne flytegrense for materialet i det tykkveggede borerøret ( $\sigma_F = 55000 \text{ psi} = 379 \text{ N/mm}^2$ ). Begge disse antagelsene ligger sikkert under de sannsynlige verdier, men velges slik for å kunne gi en «sikker» konklusjon.

#### 4.4 Borerørets deformasjon

##### 4.4.1 Likevektsbetingelser

På en viss avstand fra brønnehodet er moment og skjærkrefter neglisjerbare, og vi har bare aksielle krefter  $F$  og  $V$  som vist på fig. 19. Fra kanten av brønnehodet påføres borerøret en normalkraft  $B$  vinkelrett mot røret og en friksjonskraft  $\mu B$  parallelt med røret.

Likevekt i vertikal retning gir

$$F \cos \beta = V - B \sin \alpha + \mu B \cos \alpha$$

og i horisontalretning

$$F \sin \beta = B \cos \alpha + \mu B \sin \alpha$$

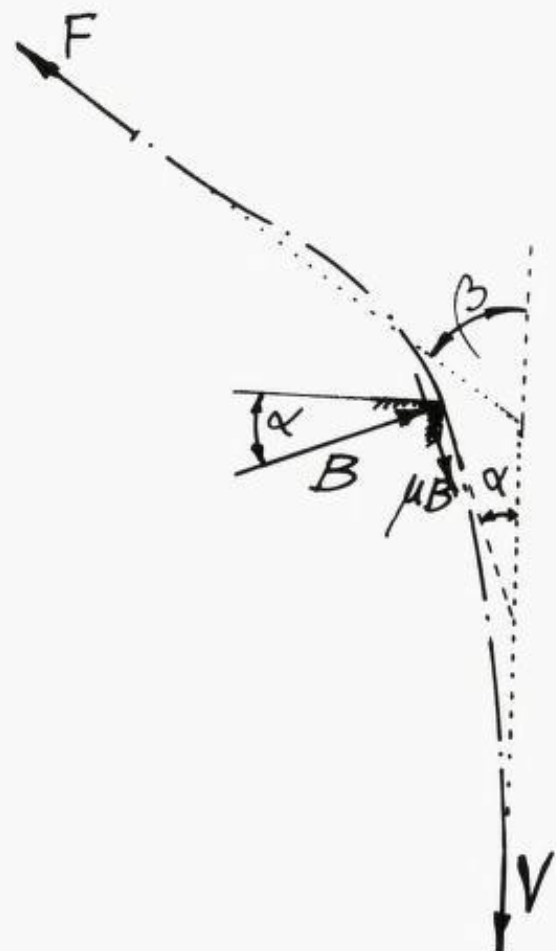


Fig. 19.

Ved å eliminere B får vi

$$F = V / [\cos \beta + \sin \beta (\sin \alpha - \mu \cos \alpha) / (\cos \alpha + \mu \sin \alpha)]$$

Vertikalkraften V regnes lik vekten av den del av borestrengen som er under brønnhodet; se fig. 16.

144,59 m vektørør å 1910 N/m	= 276 167 N
130,75 m tykkvegget borerør å 629 N/m	= 82 242 N
Sum	<u>= 358 409 N</u>

Under de rådende forhold (gass- og sandstrøm opp gjennom foringsrøret) var det neppe friksjonsmotstand nede i brønnen mot å trekke borerøret opp av brønnen, snarere tvertimot. Vi runder derfor nedover ved å sette

$$V = 350\,000 \text{ N}$$

Vinkelen  $\beta$  må bestemmes slik at den overensstemmer med kraftretningen på stigerørets nedre ende, og vinkelen  $\alpha$  må avpasses slik at snittmomentet over brønnkanten ikke får noe sprang.

Som vi senere skal se, blir

$$\alpha = 8^\circ$$

$$\beta = 32,4^\circ$$

Vi antar friksjonskoeffisienten mellom brønnhode og borestreng,  $\mu = 0,23$ , og får strekkraften i borestrengen over brønnen

$$F = 438\,000 \text{ N}$$

For å kunne vurdere betydningen av friksjonskoeffisienten  $\mu$ , nevnes at  $\mu = 0,15$  gir  $F = 417\,000 \text{ N}$  og  $\mu = 0,30$  gir  $459\,000 \text{ N}$ . Vinkelen  $\beta$  ville da ha endret seg slik at  $F \cdot \sin \beta$  ville ha vært tilnærmet det samme, dvs.  $\beta$  hadde blitt  $34,3^\circ$  henholdsvis  $30,8^\circ$ .

#### 4.2 Borestrengen under brønnhodet

Borestrengens deformasjon ble beregnet skrittvis ved hjelp av et spesielt utviklet dataprogram. Formler og nærmere detaljer for beregningen er gjengitt i vedlegg A. Resultatet er vist på utskriften, tabell 7. Flyting i røret begynner 1430 mm under brønnhodet og koordinaten x er regnet positiv oppover fra dette punkt, se fig. 20.

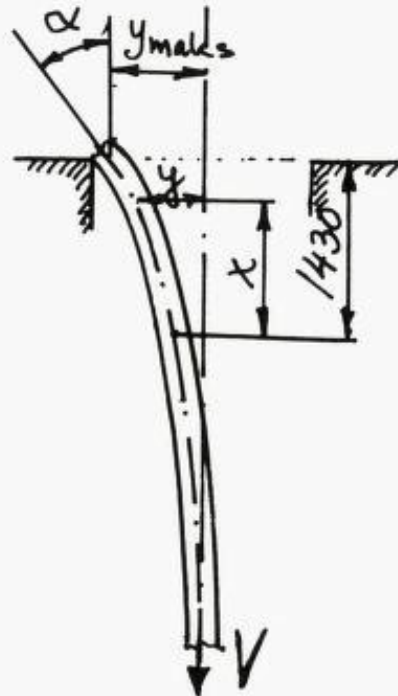


Fig. 20.

#### DEFORMASJON AV BORERØR

Startverdier:

Y = 167.950  
DY1 = 666419100E-01

DDY = 264432400E-04  
BM = 587825400E+08

S = 349225400E+06

Resultater:

X	Y	Y-deriv	Moment	Strekk	Tøyning	
					Akse	Maks.
50	171.3	6798E-01	5996E+08	3492E+06	2154E-03	1929E-02
100	174.7	6934E-01	6116E+08	3492E+06	2154E-03	1963E-02
150	178.2	7072E-01	6239E+08	3491E+06	2156E-03	1997E-02

(Fortsatt)

X	Y	Y-deriv	Moment	Strekk	Tøyning	
					Akse	Maks.
200	181.8	7214E-01	6364E+08	3491E+06	2163E-03	2036E-02
250	185.5	7358E-01	6491E+08	3491E+06	2173E-03	2075E-02
300	189.2	7506E-01	6621E+08	3490E+06	2185E-03	2117E-02
350	193.0	7657E-01	6754E+08	3490E+06	2202E-03	2161E-02
400	196.8	7811E-01	6889E+08	3489E+06	2223E-03	2208E-02
450	200.8	7969E-01	7027E+08	3489E+06	2251E-03	2258E-02
500	204.8	8130E-01	7168E+08	3488E+06	2286E-03	2310E-02
550	208.9	8296E-01	7312E+08	3488E+06	2329E-03	2367E-02
600	213.1	8465E-01	7459E+08	3488E+06	2381E-03	2428E-02
650	217.4	8640E-01	7608E+08	3487E+06	2443E-03	2494E-02
700	221.7	8819E-01	7761E+08	3436E+06	2517E-03	2568E-02
750	226.2	9004E-01	7917E+08	3486E+06	2605E-03	2649E-02
800	230.7	9194E-01	8076E+08	3485E+06	2710E-03	2742E-02
850	235.4	9392E-01	8239E+08	3485E+06	2839E-03	2848E-02
900	240.1	9597E-01	8405E+08	3484E+06	3001E-03	2974E-02
950	245.0	9811E-01	8575E+08	3483E+06	3207E-03	3125E-02
1000	250.0	1004E+00	8748E+08	3483E+06	3466E-03	3308E-02
1050	255.0	1028E+00	8926E+08	3482E+06	3794E-03	3535E-02
1100	260.2	1053E+00	9108E+08	3481E+06	4215E-03	3825E-02
1150	265.6	1081E+00	9295E+08	3480E+06	4770E-03	4214E-02
1200	271.0	1112E+00	9487E+08	3479E+06	5549E-03	4780E-02
1250	276.7	1147E+00	9684E+08	3477E+06	6724E-03	5679E-02
1300	282.5	1191E+00	9889E+08	3475E+06	8750E-03	7271E-02
1310	283.7	1201E+00	9930E+08	3475E+06	9327E-03	7731E-02
1320	284.9	1211E+00	9973E+08	3475E+06	9985E-03	8256E-02
1330	286.2	1223E+00	1002E+09	3474E+06	1073E-02	8856E-02
1340	287.4	1235E+00	1006E+09	3474E+06	1158E-02	9537E-02
1350	288.6	1248E+00	1010E+09	3473E+06	1253E-02	1031E-01
1360	289.9	1262E+00	1015E+09	3472E+06	1359E-02	1117E-01
1370	291.1	1278E+00	1019E+09	3472E+06	1476E-02	1212E-01
1380	292.4	1295E+00	1024E+09	3471E+06	1604E-02	1316E-01
1390	293.7	1313E+00	1028E+09	3470E+06	1742E-02	1429E-01
1400	295.1	1333E+00	1033E+09	3469E+06	1887E-02	1548E-01
1410	296.4	1354E+00	1037E+09	3468E+06	2042E-02	1676E-01
1420	297.8	1377E+00	1042E+09	3467E+06	2205E-02	1810E-01
1430	299.2	1402E+00	1047E+09	3466E+06	2375E-02	1950E-01

Tabell 7. Borerørets deformasjon under brønnehodet.

Koordinaten y gir borerørets utbøyning ut fra vertikalkraftens angrepslinje.

Maksimal utbøyning  $y_{maks} = 299,2$  mm. En ser altså at borestrengen teoretisk vil henge fritt under brønnehodet uten å berøre motsatt side av foringsrøret.

Datautskriften viser at  $\alpha = \arctg 0.1402 = 8^\circ$  og at maksimal tøyning i borestrengen ved kanten av brønnehodet er 1,95%. Dette gir en viss flyting i borestrengen, men vil ikke medføre brudd, ettersom materialets tøyning ved strekkforsøk skal være minst 19,5%.

Flytegrense  $\sigma_F = 379$  N/mm<sup>2</sup> og elastisitetsmodul  $E = 200\ 000$  N/mm<sup>2</sup> gir følgende tøyning idet flyting begynner:

$$\epsilon_F = \sigma_F/E = 1,895 \cdot 10^{-3}$$

Datautskriften for rørtverrsnitt ved brønnehodet viser at tøyningen midt i borerørets tverrsnitt er

$$\epsilon_0 = 2,375 \cdot 10^{-3}$$



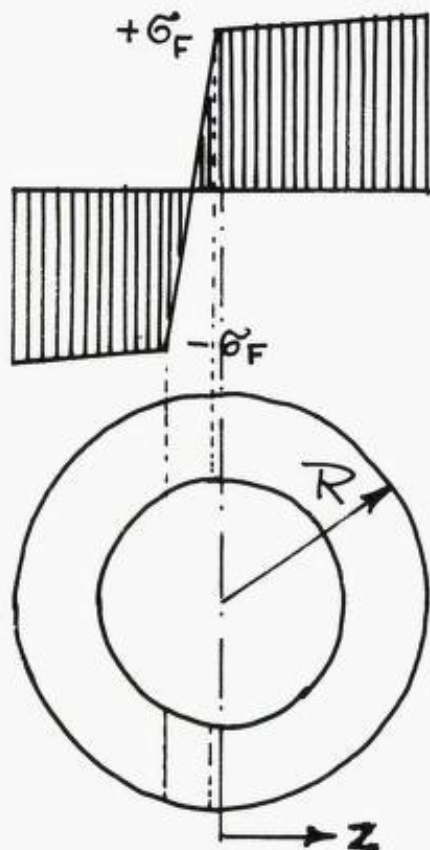


Fig. 21. Spenningsfordeling.

Dette gir

$$\begin{aligned} \epsilon &= \epsilon_0 + (\epsilon_{maks} - \epsilon_0) \cdot z/R \\ \epsilon &= 2,375 \cdot 10^{-3} + (19,50 - 2,375) \cdot 10^{-3} \cdot z/63,5 \\ &= 2,375 \cdot 10^{-3} + 0,269685 \cdot 10^{-3} \cdot z \\ \epsilon_F &= 1,895 \cdot 10^{-3} \text{ inntreffer ved } z = -1,78 \text{ mm} \\ -\epsilon_F &= -1,895 \cdot 10^{-3} \text{ inntreffer ved } z = -15,83 \text{ mm} \end{aligned}$$

Som det fremgår av fig. 21 er det meste av rørtverrsnittet belastet over flytegrensen enten på strekk eller på trykk.

Krumningsradien for borerøret ved brønnhodet er

$$RR = R/(\epsilon_{maks} - \epsilon_0) = 63,5/((19,5 - 2,375) \cdot 10^{-3}) = 3\,708 \text{ mm}$$

#### 4.4.3 Borestrengen over brønnhodet

Ovenfor brønnhodet vil borestrengen være utsatt for en strekkraft 438 000 N i en retning som danner vinkelen 32,4° med vertikalen. Denne strekkraften vil etter hvert rette ut det krumme borerøret.

Det ble laget et eget dataprogram for å klarlegge hvordan borerøret deformerte seg ovenfor brønnhodet. Dette var nødvendig for å fastlegge grensebetingelsene ved brønnhodet der påkjenningene på borerøret er størst. Tabell 8 viser datautskriften. Vedlegg A beskriver de beregningsformler og forutsetninger som er lagt til grunn for programmet.

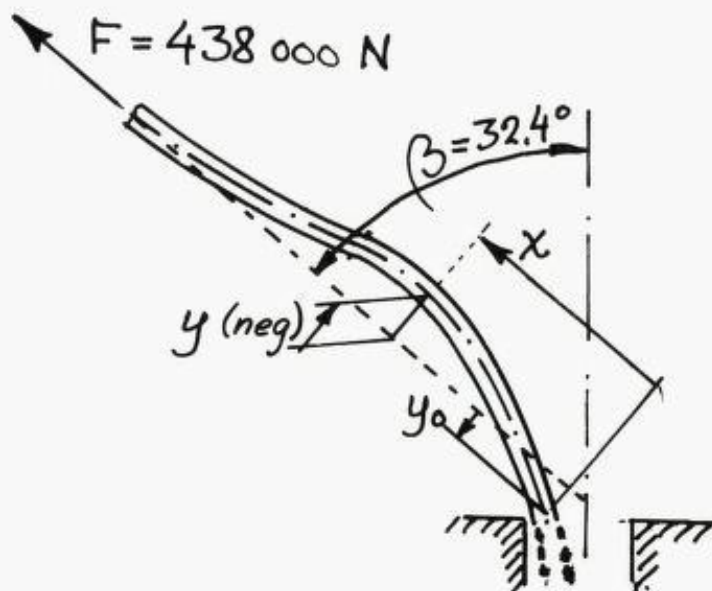


Fig. 22.

#### DEFORMASJON AV BORERØR OVER BRØNN

Startverdier ved brønnhodet:

Utbøyning Y =	238.807	Strekkkraft S =	0.399083770E+06
Vinkelcoeff. DY1 =	-0.454866000E+00	Tøyning v aksen E0 =	0.237500000E-02
Andrederivert DDY =	0.269685039E-03	Maks tøyning Emax =	0.195000000E-01
Bøyemoment BM =	0.104700000E+09		

Resultater:

X	Y	Y-deriv	Moment	Strekk	Tøyning	
					Akse	Maks.
0	238.8-	4549E+000	1046E+090	3773E+060	2375E-020	1950E-01
100	194.7-	4283E+000	8534E+080	4030E+060	2391E-020	1898E-01
200	153.1-	4025E+000	6713E+080	4067E+060	2393E-020	1845E-01
300	114.1-	3776E+000	5003E+080	4102E+060	2395E-020	1796E-01

(Fortsatt)

X	Y	Y-deriv	Moment	Strekk	Tøyning	
					Akse	Maks.
400	77.6-	3534E+000	3401E+080	4134E+060	2397E-020	1751E-01
500	43.4-	3299E+000	1903E+080	4164E+060	2399E-020	1708E-01
600	11.6-	3071E+000	5071E+070	4191E+060	2401E-020	1668E-01
700	-18.0-	2849E+00-	7904E+070	4217E+060	2402E-020	1631E-01
800	-45.4-	2632E+00-	1992E+080	4240E+060	2404E-020	1597E-01
900	-70.7-	2421E+00-	3099E+080	4261E+060	2405E-020	1566E-01
1000	-93.9-	2214E+00-	4115E+080	4281E+060	2408E-020	1536E-01
1100	-115.0-	2012E+00-	5042E+080	4298E+060	2412E-020	1507E-01
1200	-134.1-	1815E+00-	5880E+080	4314E+060	2417E-020	1478E-01
1300	-151.3-	1622E+00-	6634E+080	4328E+060	2423E-020	1449E-01
1400	-166.6-	1434E+00-	7304E+080	4340E+060	2429E-020	1420E-01
1500	-180.0-	1251E+00-	7892E+080	4350E+060	2437E-020	1392E-01
1600	-191.6-	1072E+00-	8401E+080	4359E+060	2444E-020	1363E-01
1700	-201.5-	8983E-01-	8833E+080	4367E+060	2453E-020	1334E-01
1800	-209.6-	7289E-01-	9190E+080	4373E+060	2461E-020	1306E-01
1900	-216.1-	5641E-01-	9473E+080	4377E+060	2469E-020	1277E-01
2000	-220.9-	4039E-01-	9685E+080	4381E+060	2477E-020	1248E-01
2100	-224.2-	2484E-01-	9828E+080	4383E+060	2484E-020	1220E-01
2200	-225.9-	9759E-02-	9904E+080	4384E+060	2491E-020	1191E-01
2300	-226.10	4863E-02-	9914E+080	4384E+060	2497E-020	1162E-01
2400	-224.90	1902E-01-	9862E+080	4384E+060	2503E-020	1133E-01
2500	-222.30	3271E-01-	9748E+080	4382E+060	2509E-020	1104E-01
2600	-218.40	4594E-01-	9575E+080	4380E+060	2515E-020	1075E-01
2700	-213.20	5880E-01-	9346E+080	4377E+060	2516E-020	1075E-01
2800	-206.60	7198E-01-	9059E+080	4373E+060	2509E-020	1104E-01
2900	-198.80	8563E-01-	8714E+080	4368E+060	2502E-020	1133E-01
3000	-189.50	9974E-01-	8308E+080	4363E+060	2495E-020	1162E-01

Tabell 8. Borerørets deformasjon over brønnhodet.

#### 4.5 Stigerørets deformasjon

Stigerøret og borerøret belastes ved bunnen av en skråkraft 438 000 N som danner 32.4° med vertikalen. Tyngden av kuleledd og utløserkobling er beregnet til 70 000 N. Dette gir

$$H_B = 438\,000 \cdot \sin 32.4^\circ = 235\,200 \text{ N}$$

$$V_B = 70\,000 + 438\,000 \cdot \cos 32.4^\circ = 440\,784 \text{ N}$$

I toppen er horisontalkraften  $H_T = H_B = 235\,200 \text{ N}$ . Vertikalkraften i toppen får vi av likevektsvilkår.

Vekt av stige- og borerør fratrukket ev. oppdrift:

19,5 m á 3026 N/m =	59 007 N
126,8 m á 2641 N/m =	334 879 N
106,7 m á 279 N/m =	29 769 N
	<u>423 655 N</u>
+ vertikalkraft ved bunnen $V_B =$	<u>440 784 N</u>
	$V_T =$ <u>864 439 N</u>

Også for stigerøret ble det utviklet et eget dataprogram. Ettersom innspenningsmomentet ved toppen a priori er ukjent, må program-

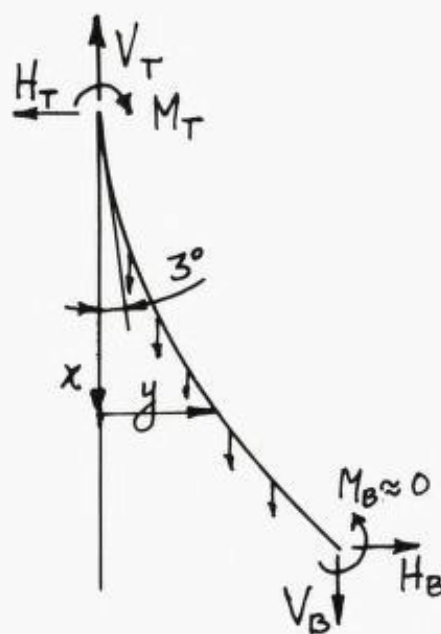


Fig. 23. Stigerørets deformasjon.

met iterere seg fram til et innspenningsmoment  $M_T$  som gir moment nær null ved bunnen,  $M_B \approx 0$ . Nærmere opplysninger om bakgrunn og formler for dataprogrammet er gitt i vedlegg B. Stigerørets deformasjon framgår av datautskriften, tabell 9 og er tegnet opp i målestokk på fig. 24.

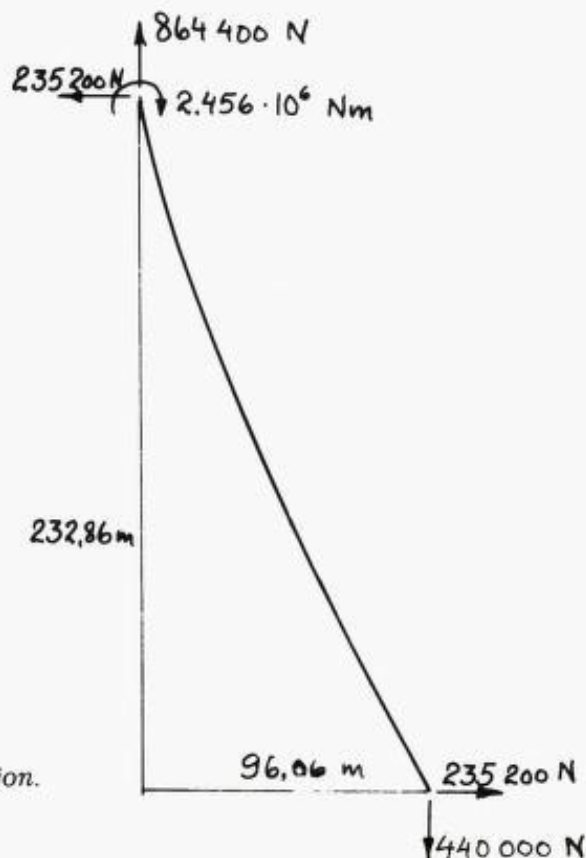


Fig. 24. Stigerørets deformasjon.

UTBØYNING AV STIGERØR

Inngangsdata:	
Horisontalkraft ved toppen:	0.2352000E+06 N
Vertikalkraft ved toppen:	0.8644390E+06 N
Integrasjonssteg:	1.000 M
Riservekt ned til 19.5 M:	3026.000 N/M
Riservekt ned til 146.3 M:	2641.000 N/M
Riservekt lengst ned:	279.000 N/M
Bøyestivhet	0.1429990E+09 NM <sup>2</sup>
Lengde totalt:	253.000 M
Steg mellom hver utskrift:	10
Vinkel ved toppen:	0.054000

Resultater:

X	Y	S	Moment	Skjerkr.	Normalkr.	Spennning
0.0	0.000	0.000	0.2455906E+07-	0.18825E+06	0.87586E+06	952
10.0	1.253	10.077	0.1164921E+07-	0.82172E+05	0.86253E+06	470
20.0	3.432	20.307	0.5941145E+06-	0.35841E+05	0.83588E+06	256
30.0	6.097	30.652	0.3446477E+06-	0.15187E+05	0.81030E+06	162
40.0	9.047	41.075	0.2399192E+06-	0.61252E+04	0.78410E+06	122
50.0	12.196	51.557	0.1995883E+06-	0.21008E+04	0.75774E+06	106
60.0	15.510	62.089	0.1883228E+06-	0.27258E+03	0.73134E+06	100
70.0	18.981	72.672	0.1905298E+06	0.58191E+03	0.70492E+06	100
80.0	22.610	83.307	0.1991156E+06	0.97541E+03	0.67849E+06	102
90.0	26.408	94.001	0.2104120E+06	0.10934E+04	0.65206E+06	105
100.0	30.388	104.761	0.2216536E+06	0.94141E+03	0.62562E+06	109
110.0	34.562	115.593	0.2292923E+06	0.37773E+03	0.59919E+06	110
120.0	38.941	126.506	0.2271829E+06-	0.92914E+03	0.57278E+06	108
130.0	43.528	137.504	0.2038455E+06-	0.36159E+04	0.54639E+06	99

(Fortsatt)

X	Y	S	Moment	Skjerkr.	Normalkr.	Spenning
140.0	48.306	148.583	0.1404265E+06-	0.65397E+04	0.52478E+06	74
150.0	53.224	159.724	0.8783127E+05-	0.32713E+04	0.52203E+06	54
160.0	58.230	170.906	0.6143562E+05-	0.16367E+04	0.51925E+06	44
170.0	63.299	182.116	0.4814454E+05-	0.82967E+03	0.51647E+06	39
180.0	68.417	193.349	0.4124329E+05-	0.44944E+03	0.51368E+06	37
190.0	73.576	204.600	0.3716501E+05-	0.30577E+03	0.51089E+06	35
200.0	78.773	215.869	0.3375492E+05-	0.32440E+03	0.50810E+06	34
210.0	84.003	227.153	0.2923139E+05-	0.50857E+03	0.50531E+06	32
220.0	89.263	238.452	0.2135393E+05-	0.93752E+03	0.50252E+06	29
230.0	94.545	249.760	0.6415420E+04-	0.17993E+04	0.49973E+06	23

Ved bunnen:

X	Y	S	Hor.kr.	Vert.kr.	Moment	Vinkel
232.864	96.059	253.000	0.235E+06	0.440E+06-	0.734E+00	0.486524

Antall iterasjoner: 33

Tabell 9. Stigerørets deformasjon.

Herav framgår også at bøyemomentet øverst i stigerøret er stort. Spenningen er imidlertid noe lavere enn datautskriften viser, ettersom innerrøret i teleskopleddet har noe større tykkelse enn det som er forutsatt for stigerøret.

For innerrøret gjelder ifølge målinger

$$\begin{aligned} \text{Ytterdiam. } D &= 540 \text{ mm} \\ \text{Innerdiam. } d &= 508 \text{ mm} \end{aligned}$$

Dette gir

$$\begin{aligned} \sigma &= \frac{4 \cdot N}{\pi(D^2 - d^2)} + \frac{32 \cdot M \cdot D}{\pi(D^4 - d^4)} = \\ &= \frac{4 \cdot 875860}{\pi(540^2 - 508^2)} + \frac{32 \cdot 2,456 \cdot 10^9 \cdot 540}{\pi(540^4 - 508^4)} = 766 \text{ N/mm}^2 \end{aligned}$$

Dette gir en viss flyting. Som tidligere omtalt (avsn. 2.4), har innerrøret i teleskopleddet fått en ganske kraftig knekk noen meter under boredekket. Det er imidlertid mest sannsynlig at denne knekken har oppstått senere, da plattformen ble slept bort fra utblåsningsområdet.

#### 4.6 Sammenfattende vurdering

Det er neppe tvil om at borerøret har tålt en sideforflytning av plattformen på ca. 101 m uten å gå av. Det har inntruffet plastisk flyting i borerøret i nærheten av brønnhodet, men denne flyting er langt mindre enn det materialet må forventes å tåle.

De forutsetninger som er lagt til grunn for beregningene – og som er angitt i pkt. 4.3, er nokså usikre. De er imidlertid valgt slik at spenninger og deformasjoner i borerøret sannsynligvis blir beregnet noe større enn hva de i virkeligheten var. Konklusjonen skulle derfor være temmelig sikker.

Ved å studere undervanns-videoopptak av stigerør og borestreng kunne en konstatere at borestrengen hadde gått av ca. 13 m under brønnhodekoblingen. Dette bekrefter ovenstående konklusjon om at borestrengen ikke gikk av før plattformen ble slept bort.

Borerørets deformasjon mellom brønnhodet og stigerøret er – med de forutsetninger som er lagt til grunn for beregningene – vist på fig. 25. Posisjonen av stigerøret i forhold til brønnhodet er av interesse for å vurdere hvorvidt stigerøret fortsatt har ledet gass opp til plattformen etter at den hadde forflyttet seg.

En effekt som ikke er tatt med i beregningene, men som har en viss betydning for stigerørets posisjon, er de strømkrefter som oppstår pga. gassutblåsningen. Gassen vil rive med seg vann oppover, og det vil i nærheten av bunnen bli en ganske kraftig vannstrøm innover mot brønnhodet (fig. 26).

Ettersom stigerøret relativt langt nede er utstyrt med mange oppdriftselementer med ytterdiameter 965 mm (38"), vil denne vannstrømmen gi ganske store horisontalkrefter på stigerøret.

For å få en viss oppfatning av hva disse strømkreftene kan bety, ble det utført endel beregninger med en ekstra horisontalkraft på nedre ende av stigerøret. Beregningene ga følgende resultat:

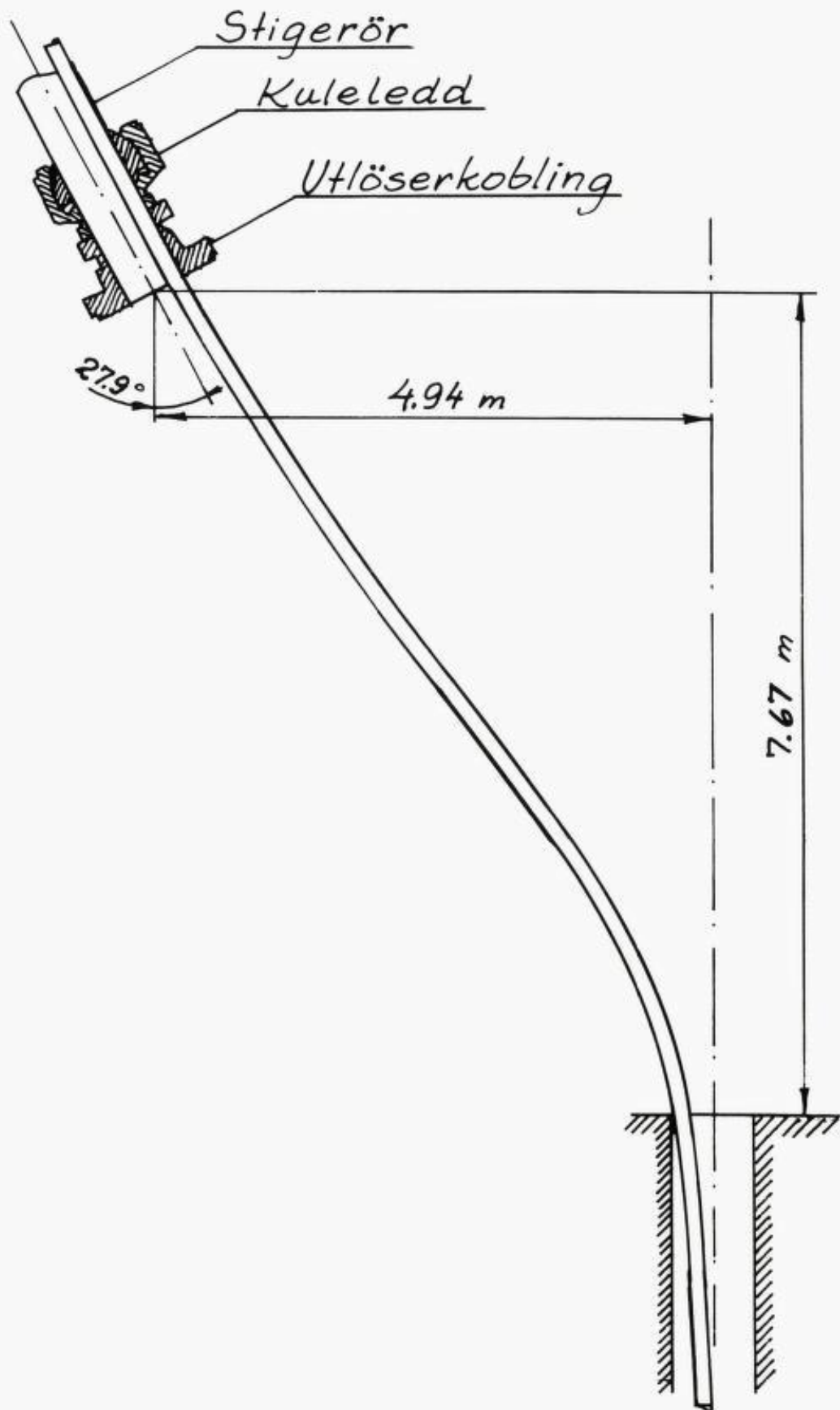


Fig. 25. Borerørets deformasjon.

Ekstra horisontalkraft H	=	0	10 000 N	20 000 N	50 000 N
Avstand y	=	4,94 m	4,73 m	4,52 m	3,89 m



Fig. 26.

Virkingen av en ekstra horisontalkraft på stigerøret er mindre enn en i første omgang skulle tro. Årsaken er at en større utbøyning av stigerøret gir en minskning av borerørets skråvinkel ( $\beta$ ) og dermed en minskning av horisontalkomponenten fra strekkraften i borerøret.

## 5. KONKLUSJONER

De store skader avledningssystemet har fått, skyldes erosjon pga. kraftig gasstrøm som førte med seg faste partikler.

Regneeksempel viser at det ved stor gasshastighet kan eroderes hull i rørbend i løpet av få minutter.

Dersom avledningssystem skal ha sjanse til å kunne fungere som forutsatt, må de utføres slik at gasshastigheten holdes lav på steder som er kritiske med hensyn på erosiv slitasje. Konstruktiv utforming og materialvalg på slike kritiske steder må vies stor oppmerksomhet.

I teleskopledet var øverste pakningselement – det trykkluftopererte – ute av funk-

sjon, da trykkluftslangen var deformert og tilstoppet. En kan imidlertid ikke se at dette har hatt nevneverdig betydning for hendelsesforløp eller skadeomfang.

Kuleventilen i avledningsrøret hadde ikke åpnet helt, da teflonseteringen var deformert. Dette har gitt erosjonsskader på kuleventilen og har sannsynligvis også påskyndet erosjonen i det etterfølgende rørbendet.

Kuleventilen i slamreturledningen var blitt stående i delvis åpen stilling, mest sannsynlig pga. høy friksjon. Dette har ført til at gass på et tidlig tidspunkt strømmet inn i sikterommet. Det er uklart hvilken betydning dette har hatt, ettersom gassen noe senere strømmet inn i sikterommet gjennom eroderte hull. Funksjonssvikten må likevel karakteriseres som alvorlig.

Friksjonen i de to kuleventilene var uventet høy. Dette kunne ha vært kompensert ved at det på konstruksjonsstadiet var blitt valgt sterkere aktuatorer.

Deformasjoner på teleskopledets innerrør, på stigerør og på armer mellom brønnhodekopping og styretrakter har mest sannsynlig oppstått ved etterfølgende sleping bort fra ulykkesstedet.

Brønnhodekoblingen virker ikke helt funksjonssikker. Ved ugunstige friksjons- og belastningsforhold er det stor risiko for at den ikke kan løses ut, eller i det minste at det blir ventetid før den løser ut. På West Vanguard har brønnhodekoblingen løst ut – sannsynligvis etter flere minutters ventetid.

Analyse av borerørets og stigerørets deformasjoner viser at borerøret ikke ville gå av om plattformen flyttet seg ca. 101 m til siden. Dette gjelder naturligvis i enda sterkere grad dersom forflytningen har vært mindre enn 101 m. Borestrengen bevirket at stigerøret ble hengende skrått med nedre ende i nærheten av brønnhodet. Risikoen for at stigerøret fortsatt ledet gass opp til plattformen må vurderes.

Undervedlegg A:

**BORESTRENGENS DEFORMASJON**

*A.1 Den elastiske delen av borestrengen*

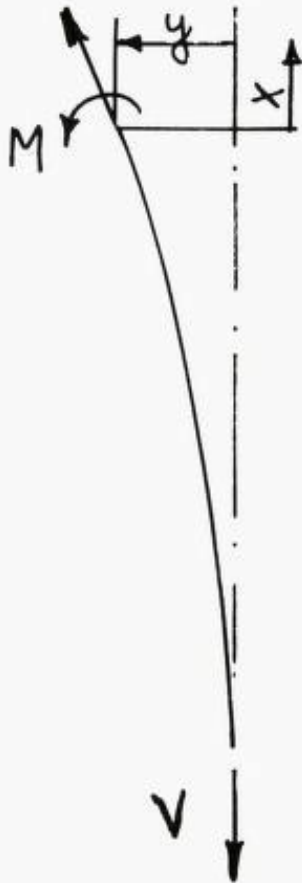


Fig. A.1.

I en viss avstand under brønnehodet antar vi at borestrengen henger fritt ned og overfører en strekkraft  $V = 350\,000\text{ N}$  som tilsvarer vekten av borestrengen lenger ned. Idet vi nærmer oss brønnehodet, får borestrengen et voksende moment  $M$  og en økende utbøyning  $y$ . Likevekten krever

$$M = V \cdot y$$

Så langt opp som borestrengen er innenfor det elastiske området gjelder

$$y'' = M/EI = V/EI \cdot y$$

$$y = C_1 e^{nx} + C_2 e^{-nx}$$

der

$$n = \sqrt{V/EI}$$

og  $C_1$  og  $C_2$  er integrasjonskonstanter. Vi velger å regne  $x$  positiv oppover fra det snitt der største spenning når flytegrensen.

For å få  $y = 0$  ved  $x = -\infty$  må vi da ha  $C_2 = 0$  og

$$y_0 = M_0/V$$

der  $M_0$  er det moment som tilsvarer at flyting begynner

$$C_1 = y_0$$

$$y'(0) = n \cdot y_0 = y_0 \cdot \sqrt{V/EI}$$

Disse formlene benyttes for å beregne startverdiene i det programmet som beregner den delvis plastiserte delen av borestrengen under brønnehodet.

*A.2 Den delvis plastiserte delen av borestrengen under brønnehodet*

For denne delen ble det laget et datamaskinprogram som skrittvis beregner snittstørrelser og deformasjoner oppover langs borestrengen. Startverdiene ved  $x = 0$  beregnes som angitt i pkt. A1.

Anta at følgende data er beregnet for snitt 1 (se fig. A.2):  $M_1, N_1, y_1, y'_1, y''_1$ .

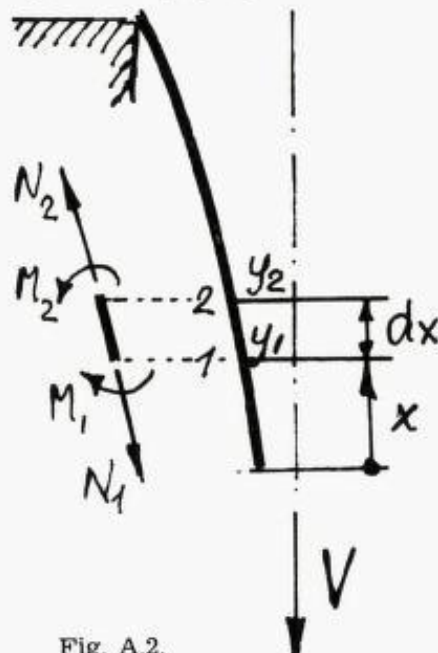


Fig. A.2.

Vi kan da beregne følgende data for snitt 2 som ligger en avstand  $dx$  lenger oppe:

$$y_2 = y_1 + y'_1 \cdot dx + 1/2 \cdot y''_1 \cdot (dx)^2$$

$$y'_2 = y'_1 + y''_1 \cdot dx$$

$$M_2 = V \cdot y_2$$

$$v_2 = \text{Arctg } y'_2$$

$$N_2 = V \cdot \cos v_2$$

Det gjenstår nå bare å beregne krumningen  $y''_2$  før en kan gå videre til neste snitt. Dette krever imidlertid endel beregning ettersom vi ikke lenger har elastisk tilstand. Det er enkelt å anta en viss middeltøyning  $\varepsilon_0$  og krumning  $c$  og beregne hvilken normalkraft  $N$  og bøyemoment  $M$  disse tilsvarer. Deretter kan en iterere på  $\varepsilon_0$  og  $c$  til snittstørrelsene  $N$  og  $M$  overensstemmer med de aktuelle,  $N_2$  og  $M_2$ .

For å beregne snittstørrelsene  $N$  og  $M$  som tilsvarer en viss tøyningstilstand  $\varepsilon_0$  og  $c$ , er det tilstrekkelig å lage en subrutine for et massivt, sirkulært tverrsnitt. Dette kan så kalles først med rørets ytterdiameter og deretter med rørets innerdiameter og snittstørrelsene  $N$  og  $M$  for rørtverrsnittet finnes ved subtraksjon.

Vi skal beregne snittstørrelser for et sirkulært tverrsnitt som er utsatt for en tøyning

$$\varepsilon = \varepsilon_0 + cz$$

der

$$\varepsilon_0 = \text{tøyning ved tverrsnittets sentrum}$$

$$c = \text{krumming}$$

$$N = \int_{-R}^{+R} \sigma \cdot b dz = \int_{-R}^{+R} 2\sigma \sqrt{R^2 - z^2} \cdot dz$$

$$M = \int_{-R}^{+R} \sigma \cdot z \cdot b dz = \int_{-R}^{+R} 2z\sigma \sqrt{R^2 - z^2} dz$$

$$\begin{aligned} \sigma &= \varepsilon \cdot E && \text{for } -a_2 < z < a_1 \\ \sigma &= \sigma_F + E_F(\varepsilon - \varepsilon_F) && \text{for } z > a_1 \\ \sigma &= -\sigma_F + E_F(\varepsilon + \varepsilon_F) && \text{for } z < -a_2 \end{aligned}$$

der  $\sigma_F$  = materialets flytegrense

$$\varepsilon_F = \sigma_F/E = \text{materialets tøyning ved flytegrensen}$$

og grensene

$$\begin{aligned} a_1 &= (\varepsilon_F - \varepsilon_0)/c && \text{forutsatt } a_1 < R \\ a_2 &= (\varepsilon_F + \varepsilon_0)/c && \text{forutsatt } a_2 < R \end{aligned}$$

Ved å innføre:

$$\alpha_1 = \arccos(a_1/R)$$

$$\alpha_2 = \arccos(a_2/R)$$

$$\text{og } F = E_F/E$$

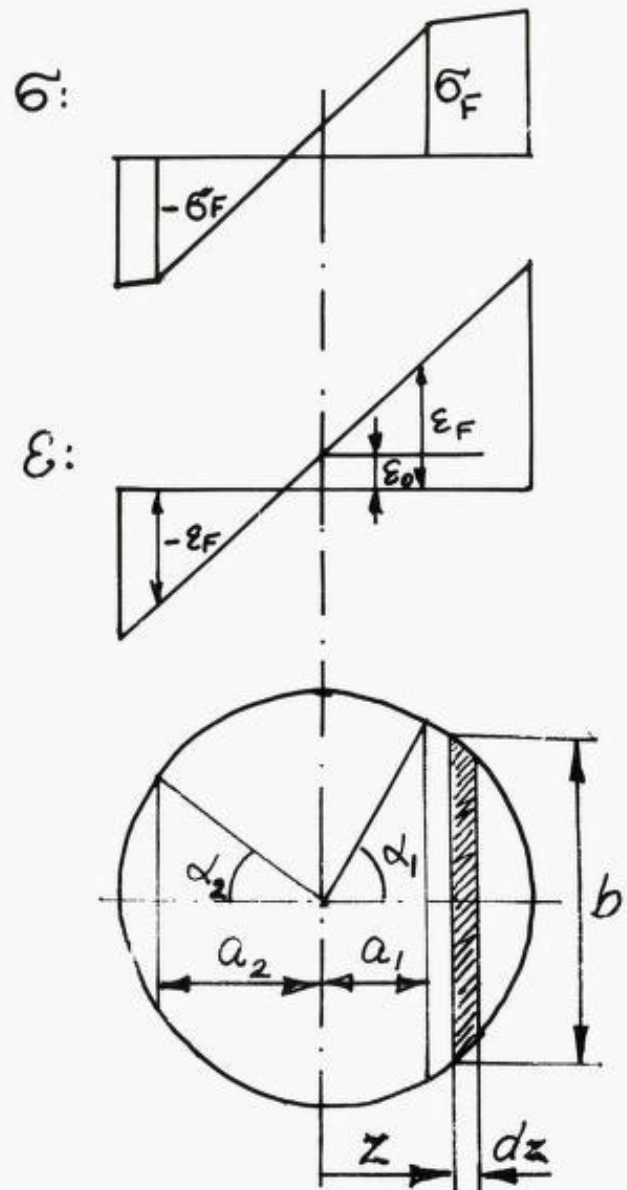


Fig. A.3.



Som vist på fig. A.3 får vi etter integrasjon og endel regning

$$\begin{aligned} N = & 2\epsilon_0 ER^2 [\pi/2 - \alpha_1/2 + 1/4 \sin 2\alpha_1 - \alpha_2/2 + 1/4 \sin 2\alpha_2] \\ & + 2/3 EcR^3 [\sin^3 \alpha_2 - \sin^3 \alpha_1] \\ & + 2\sigma_f(1 - F)R^2 [\alpha_1/2 - 1/4 \sin 2\alpha_1 - \alpha_2/2 + 1/4 \sin 2\alpha_2] \\ & + 2F\epsilon_0 ER^2 [\alpha_1/2 - 1/4 \sin 2\alpha_1 + \alpha_2/2 - 1/4 \sin 2\alpha_2] \\ & + 2/3 FcER^3 [\sin^3 \alpha_1 - \sin^3 \alpha_2] \end{aligned}$$

og

$$\begin{aligned} M = & 2/3 \epsilon_0 ER^3 [\sin^3 \alpha_2 - \sin^3 \alpha_1] \\ & + 1/4 EcR^4 [\pi + 1/4 \sin 4\alpha_1 + 1/4 \sin 4\alpha_2 - \alpha_1 - \alpha_2] \\ & + 2/3 \sigma_f(1 - F)R^3 [\sin^3 \alpha_1 + \sin^3 \alpha_2] \\ & + 2/3 F\epsilon_0 ER^3 [\sin^3 \alpha_1 - \sin^3 \alpha_2] \\ & + 1/4 FEcR^4 [\alpha_1 - 1/4 \sin 4\alpha_1 + \alpha_2 - 1/4 \sin 4\alpha_2] \end{aligned}$$

Programmet itererer først på krumningen  $c$  til momentet stemmer ( $M = M_2$ ), deretter kontrolleres strekkraften  $N$ , som skal være  $N_2$ . Om nødvendig justeres  $\epsilon_0$  og ny iterasjon m.h.p.  $c$  utføres. Til slutt stemmer både moment og strekkraft med de beregnede verdiene  $M_2$  og  $N_2$  innenfor snevre toleranser, og krumningen

$$y''_2 = c$$

er dermed kjent.

Deretter settes

$$\begin{aligned} x &= x + dx \\ y_1 &= y_2 \\ y'_1 &= y'_2 \\ y''_1 &= y''_2 \\ N_1 &= N_2 \\ M_1 &= M_2 \end{aligned}$$

og nøyaktig tilsvarende beregning utføres for neste snitt.

Skritt lengden  $dx$  ble valgt 10 mm, hvilket ga fullt akseptable beregningstider på en IBM PC med 8087 prosessor.

Utskriften fra dette programmet er vist på tabell 7 side 134. Som det også fremgår av fig. 21 (side 135) er en stor del av rørtverrsnittet påkjent over flytegrensen eller stukegrensen. Da programmet ble kjørt, var det enda uklart hvor stor deformasjonen skulle være ved brønnhodet. Dette måtte senere tilpasses slik at det ble samsvar med snittstørrelser og deformasjoner ovenfor brønnhodet. Programmet ble derfor kjørt til betydelig høyere  $x$ -verdier og dermed betydelig større plastisk defor-

masjon. Iterasjonsmetoden viste seg å fungere tilfredsstillende også da.

Ved beregningen er det innsatt følgende verdier for borerøret:

Ytterdiameter	$D = 5'' = 127 \text{ mm}$
Innerdiameter	$d = 3'' = 76,2 \text{ mm}$
Flytegrense	$\sigma_f = 55000 \text{ psi} = 379 \text{ N/mm}^2$
Vertikalkraft	$V = 350\,000 \text{ N}$
Elastisitetsmodul	$E = 200\,000 \text{ N/mm}^2$
Fastningsmodul	$E_f = F \cdot E = 2000 \text{ N/mm}^2$
Faktor	$F = E_f/E = 0.01$

### A.3 Borerørets deformasjon ovenfor brønnhodet

Ovenfor brønnhodet vil borestrengen være utsatt for en kraft  $F$  slik at momentet

$$M = F \cdot y$$

Umiddelbart ovenfor brønnhodet vil momentet avta, og borerøret som har fått en bestående krumning, vil rettes ut, først elastisk, deretter plastisk. Også dette forløpet beregnes skrittvis, på tilsvarende måte som vist i avsn. A2.

Anta at vi kjenner snittstørrelser og deformasjoner i snitt 1 (se fig. A.4):  $M_1$   $N_1$   $y_1$   $y'_1$  og  $y''_1$ . Vi får da

$$\begin{aligned} y_2 &= y_1 + y'_1 dx + 1/2 y''_1 (dx)^2 \\ y'_2 &= y'_1 + y''_1 dx \\ v_2 &= \arctg(y'_2) \\ M_2 &= F \cdot y_2 \\ N_2 &= F \cos v_2 \end{aligned}$$

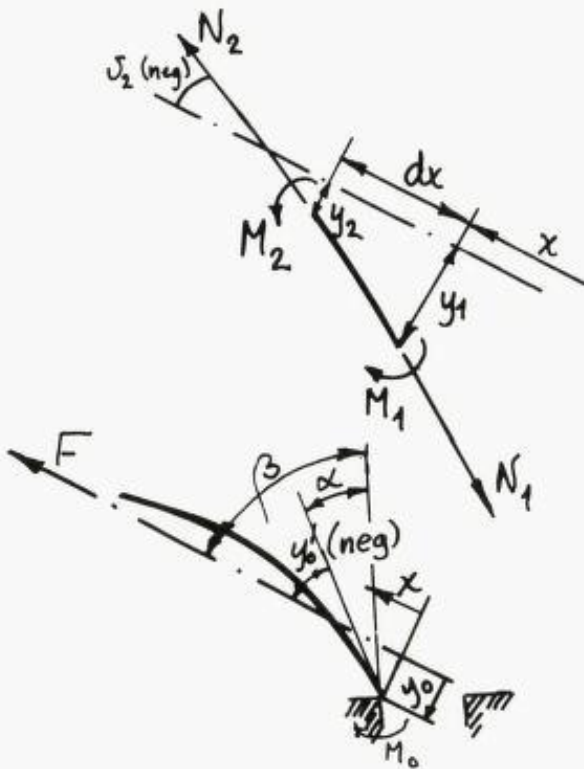


Fig. A.4.

Det gjenstår å beregne krumningen  $y''_2$  før en kan gå videre til neste snitt. Her må en ta hensyn til den krumning og den spenningstilstand som røret har ved kanten av brønnhodet, dvs. når avlastningen begynner. Som i foregoinge avsnitt (A.2) lages en spesiell subrutine for å beregne snittkreftene ved en viss tøyningstilstand. Også i dette tilfelle er det tilstrekkelig å utvikle formlene for massivt sirkulært tverrsnitt og kalle subrutinen først med rørets ytterdiameter og deretter med rørets innerdiameter.

Vi antar at tverrsnittet ved brønnhodet har en tøyning

$$\epsilon = \epsilon_0 + c_0 z$$

der både  $\epsilon_0$  og  $c_0$  er kjent. Tilhørende spenningsfordeling over tverrsnittet er da også kjent, på fig. A.5 merket «Før avlastning».

Etter delvis avlastning får vi tøyningen

$$\epsilon = \epsilon_0 - \epsilon_{R0} + (c_0 - C_R)z$$

der  $\epsilon_{R0}$  og  $C_R$  må bestemmes ved iterasjon slik at snittstørrelsene  $N$  og  $M$  stemmer overens med de aktuelle,  $N_2$  og  $M_2$ .

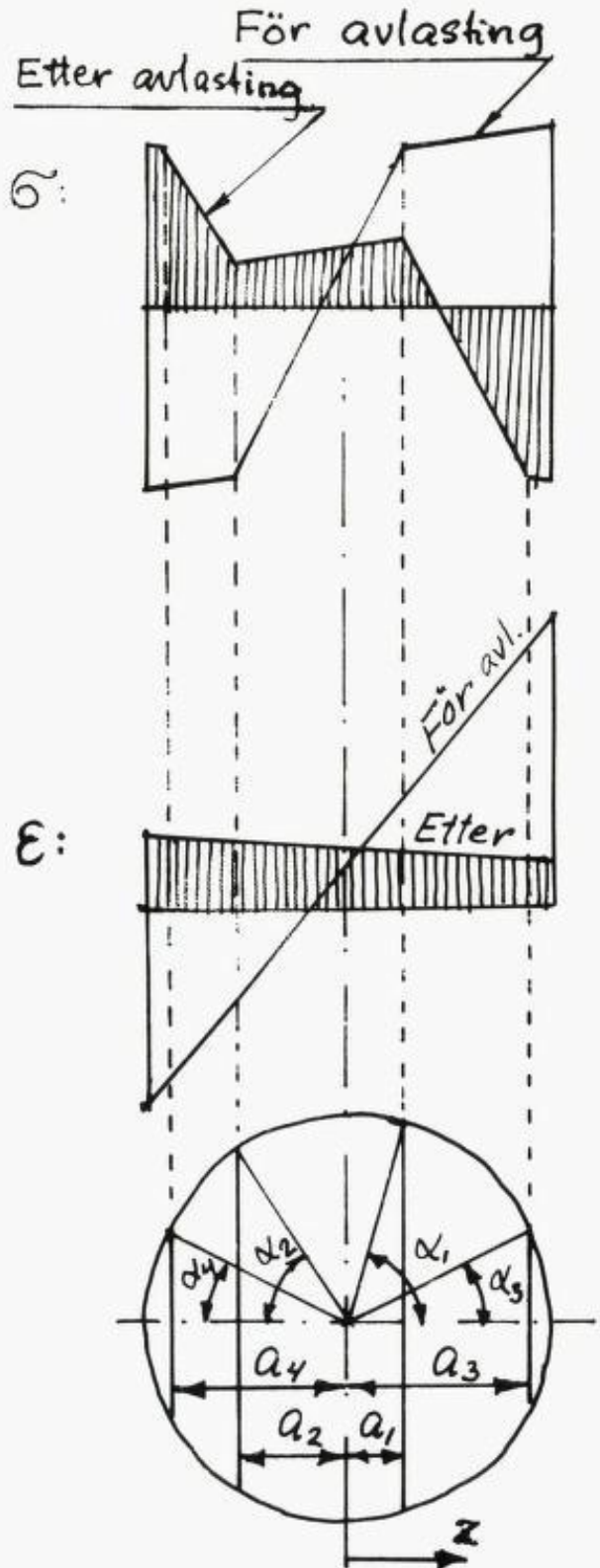


Fig. A.5.

Ved avlastning minsker spenningen med produktet av tøyningminskningen og elastisitetmodulen inntil den motsatte flyte- eller stukegrense nås. Som vist på fig. A.5 kan vi således få opptil fem områder med hver sin lineære spenningsfordeling over området. Her er

$$a_1 = 1/c_0(\varepsilon_F - \varepsilon_0) \quad (a_1 \leq R)$$

$$a_2 = 1/c_0(\varepsilon_F + \varepsilon_0) \quad (a_2 \leq R)$$

$$a_3 = \frac{2\varepsilon_F - F\varepsilon_F + F\varepsilon_0 - \varepsilon_{R0}}{C_R - Fc_0} \quad (a_3 \leq R)$$

$$a_4 = \frac{2\varepsilon_F - F\varepsilon_F - F\varepsilon_0 + \varepsilon_{R0}}{c_R - Fc_0} \quad (a_4 \leq R)$$

For enkelte områder blir spenningsfordelingen

$$-a_2 < z < a_1 \quad (\text{elastisk før og elastisk etter avlastn.})$$

$$\sigma = E(\varepsilon_0 - \varepsilon_{R0}) + E(c_0 - c_R)z$$

$$a_1 < z < a_3 \quad (\text{plastisk før, elastisk etter avlastn.})$$

$$\sigma = \sigma_F(1 - F) + (F\varepsilon_0 - \varepsilon_{R0})E + (Fc_0 - C_R)Ez$$

$$a_3 < z < R \quad (\text{plastisk før, plastisk etter avlastn.})$$

$$\sigma = -\sigma_F + (2 - F)F\sigma_F + FE(F\varepsilon_0 - \varepsilon_{R0}) + FE(Fc_0 - c_R)z$$

$$-a_4 < z < a_2 \quad (\text{plastisk før, elastisk etter avlastn.})$$

$$\sigma = -\sigma_F(1 - F) + E(F\varepsilon_0 - \varepsilon_{R0}) + E(Fc_0 - c_R)z$$

$$-R < z < a_4 \quad (\text{plastisk før, plastisk etter avlastn.})$$

$$\sigma = \sigma_F - F(2 - F)\sigma_F + FE(F\varepsilon_0 - \varepsilon_{R0}) + FE(Fc_0 - c_R)z$$

$$\text{Innfører} \quad \alpha_1 = \arccos\left(\frac{a_1}{R}\right) \quad \alpha_2 = \arccos\left(\frac{a_2}{R}\right)$$

$$\alpha_3 = \arccos\left(\frac{a_3}{R}\right) \quad \alpha_4 = \arccos\left(\frac{a_4}{R}\right)$$

Dette gir:

$$N = 2 \int_{-R}^R \sigma \sqrt{R^2 - z^2} dz = -2P_1(P_2 + P_3) + 2P_4P_6 \\ + 2P_5(P_2 - P_7) + \frac{2}{3}B_1R^3 \cdot P_{13} \\ + 2D_2R^2P_7 + \frac{2}{3}B_2R^3 \sin^3 \alpha_3 + 2D_3R^2(P_3 - P_8) \\ + \frac{2}{3}B_3R^3P_{14} + 2D_4R^2P_8 - \frac{2}{3}B_4R^3 \sin^3 \alpha_4$$

og

$$M = 2 \int_{-R}^R \sigma \cdot z \sqrt{R^2 - z^2} dz = \frac{2}{3}D_0R^3 \cdot P_6 \\ + \frac{1}{4}B_0R^4(\pi - P_9 - P_{10}) + \frac{2}{3}D_1R^3 \cdot P_{13} \\ + \frac{1}{4}B_1R^4(P_9 - P_{11}) + \frac{2}{3}D_2R^3 \sin^3 \alpha_3 \\ + \frac{1}{4}B_2R^4P_{11} + \frac{2}{3}D_3R^3P_{14} + \frac{1}{4}B_3R^4(P_{10} - P_{12}) \\ - \frac{2}{3}D_4R^3 \sin^3 \alpha_4 + \frac{1}{4}B_4R^4P_{12}$$

Her er:

$$B_0 = E(c_0 - c_R) \\ B_1 = E(Fc_0 - c_R) \\ B_2 = FB_1 \\ B_3 = B_1 \\ B_4 = B_2 \\ D_0 = E(\epsilon_0 - \epsilon_{R0}) \\ D_1 = \sigma_F(1 - F) + E(F\epsilon_0 - \epsilon_{R0}) \\ D_2 = -\sigma_F + (2 - F)F\sigma_F + FE(F\epsilon_0 - \epsilon_{R0}) \\ D_3 = -\sigma_F(1 - F) + E(F\epsilon_0 - \epsilon_{R0}) \\ D_4 = \sigma_F - (2 - F)F\sigma_F + FE(F\epsilon_0 - \epsilon_{R0}) \\ P_1 = D_0R^2 \\ P_2 = \alpha_1/2 - 1/4 \sin 2\alpha_1$$

$$P_3 = \alpha_2/2 - 1/4 \sin 2\alpha_2 \\ P_4 = B_0R^3/3 \\ P_5 = D_1R^2 \\ P_6 = \sin^3 \alpha_2 - \sin^3 \alpha_1 \\ P_7 = \alpha_3/2 - 1/4 \sin 2\alpha_3 \\ P_8 = \alpha_4/2 - 1/4 \sin 2\alpha_4 \\ P_9 = \alpha_1 - 1/4 \sin 4\alpha_1 \\ P_{10} = \alpha_2 - 1/4 \sin 4\alpha_2 \\ P_{11} = \alpha_3 - 1/4 \sin 4\alpha_3 \\ P_{12} = \alpha_4 - 1/4 \sin 4\alpha_4 \\ P_{13} = \sin^3 \alpha_1 - \sin^3 \alpha_3 \\ P_{14} = \sin^3 \alpha_4 - \sin^3 \alpha_2$$

Beregningene starter ved brønnhodet ved å mate inn moment  $M_0$ , middeltøyning  $\alpha_0$  og maksimaltøyning  $\epsilon_{maks} = \epsilon_0 + c_0R$  for et hensiktsmessig valgt snitt fra utskriften fra programmet som beregner borerørets deformasjon under brønnhodet. Dessuten velges  $\gamma_0$  slik at vinkelen for røret stemmer overens med retningen fra brønnhodet til stigerøret.

Utskriften fra programmet er vist i tabell 8. De utviklede formlene gjelder bare så lenge momentet minsker, dvs. til  $x = 2300$  mm. En analyse av det videre forløp vil imidlertid gi ubetydelige korreksjoner av tøyningene ved brønnhodet.

Undervedlegg B:

**STIGERØRETS DEFORMASJON**

B.1 Stigerørets deformasjon

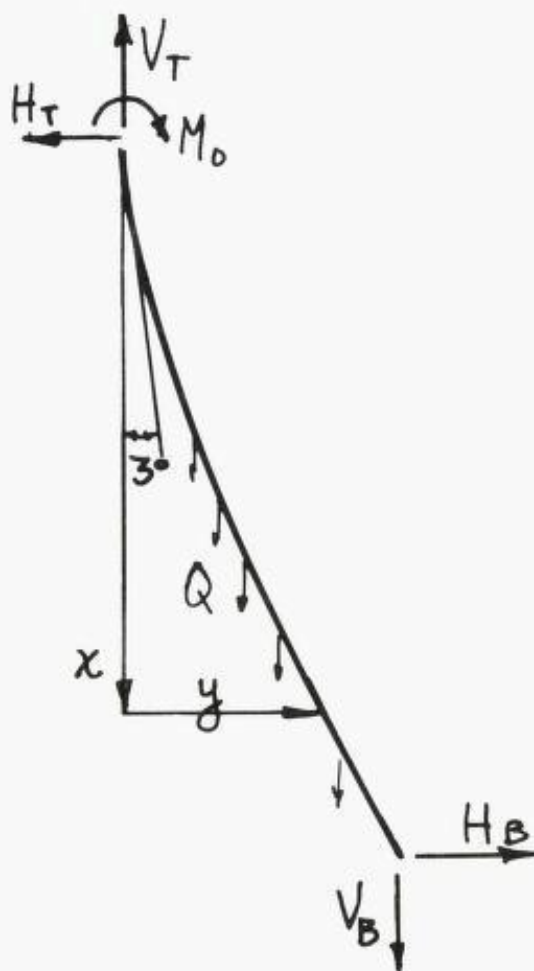


Fig. B.1.

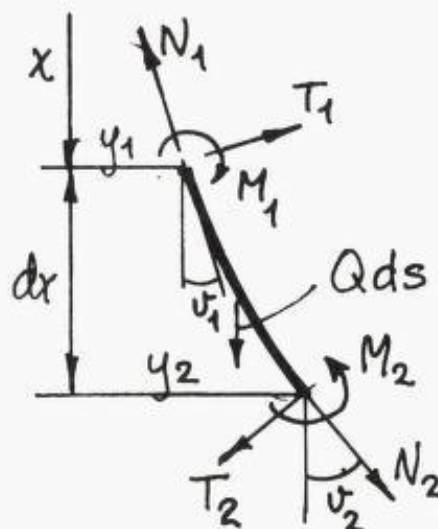


Fig. B.2.

$$\begin{aligned}
 v_2 &= v_1 + M_1/EI \cdot ds \\
 y'_2 &= \text{tg } v_2 \\
 y'_m &= (y'_1 + y'_2)/2 \\
 y_2 &= y_1 + dx \cdot y'_m \\
 dv &= v_2 - v_1 \\
 N_2 &= N_1 \cos dv - T_1 \sin dv - Q \cdot dx \\
 T_2 &= N_1 \sin dv + T_1 \cos dv - Q \cdot dx \cdot y'_2 \\
 M_2 &= M_1 + (N_1 \cos v_1 + T_1 \sin v_1) y'_m dx \\
 &\quad + (T_1 \cos v_1 - N_1 \sin v_1) dx - 1/2 Q \cdot ds \cdot y'_m \cdot dx
 \end{aligned}$$

Deretter fortsettes til neste snitt

Det ble laget et spesielt dataprogram for å beregne stigerørets påkjenninger og deformasjoner. Med utgangspunkt i toppen av stigerøret utføres beregningene skrittvis for ulike snitt nedover røret.

Anta at vi kjenner snittstørrelser og deformasjoner for snitt 1 (Se fig. B.2):  $M_1$ ,  $N$ ,  $T_1$ ,  $y_1$  og  $y'_1 = \text{tg } v_1$

Vi kan da beregne for snitt 2:

$$ds = dx \sqrt{1 + y'_1{}^2} \quad (\text{buellengden})$$

Ved toppen er alle data med unntak av innspenningsmomentet  $M$  og horisontalkraften  $H$  kjent. Horisontalkraften  $H$  kan velges fritt og tilsvarende utbøyning av stigerøret beregnes. For hver valgt verdi av  $H$  må innspenningsmomentet på toppen tilpasses slik at bøyemomentet i nedre ende av stigerøret blir null. Dette er imidlertid en vanskelig tilpassning, da en nesten ubetydelig feil i innspenningsmomentet på toppen gir et stort moment i nedre ende av stigerøret. Feilen er også langt fra lineær, slik at Newtons metode for å finne nullpunkt viste seg ubrukkbar. Problemet ble løst ved at innspenningsmomentet på toppen ble

økt i små trinn,  $\Delta M$ , inntil momentet ved nedre ende forandret fortegn. Da ble  $\Delta M$  halvert og trukket fra innspenningsmomentet en eller to ganger inntil momentet ved nedre ende på nytt skiftet fortegn,  $\Delta M$  halvert og addert igjen osv. Når en regnet med dobbel nøy-

aktighet i datamaskinen fungerte denne iterasjonsmetoden utmerket.

Tabell 9 viser utskriften fra programmet. Den vertikale avstand mellom de snitt som ble beregnet var 1 m.

---

Vedlegg 3

## Strømningsteknisk vurdering av gassutblåsing på Haltenbanken.

*Professor Helge Nørstrud, Institutt for hydro- og gassdynamikk, Norges tekniske høyskole.*

Mars 1986

### Sammendrag

Den foreliggende rapport er utferdiget på oppdrag fra Granskningskommisjonen West Vanguard gjennom brev datert den 22. november 1985. Kommisjonens oppdrag er som følger:

*Beskrive i grove trekk de gassdynamiske aspekter av strømmingen gjennom riser og diverter slik de kan formuleres ut fra antatte reservoarbetingelser. Dette inkluderer også strømming av gass med faste partikler (f.eks. sand) og eventuell gasslekkasje ved havbunnen.*

*Foreta en variasjon av de strømningstekniske parametre for å kartlegge mulige driftstilstander ved utblåsingstidspunktet.*

*Vurdere gass-spredning i sjøen*

- med tanke på mulighet for fortsatt strømming i riseren etter frakobling,
- med tanke på omfang på havoverflaten og mulig oppdriftsforandring som kunne forårsake slagside på ca. 12° (ut fra foto).

*Gi en fenomenologisk konklusjon av strømningsforløpet ut fra de resultater som framkommer fra punktene 1), 2) og 3).*

Rapporten prøver derfor på å belyse de strømningstekniske aspekter av gassutblåsing som skjedde på riggen West Vanguard, se figur 1, mens den opererte på Haltenbanken. Selve utblåsing av gass startet litt før kl. 23.00, søndag den 6. oktober 1985 og dette ledet til etterfølgende brann og eksplosjoner.

Rapportens hovedkonklusjon sier at gassen oppnådde store strømningshastigheter i rørsystemet som ledet gassen videre fra riseren og at dette forbundet med sand og andre faste partikler i gassen førte til rask erosjon av systemet. Videre sier den foreliggende rapport at den observerte krenning av riggen neppe kan skyldes fluiddynamiske effekter fra utblåsningsplumen, dvs. fra strømningstekniske forandringer i områder utenfor selve riggen.

### 1. GASSDYNAMISKE ASPEKTER VED UTBLÅSINGEN

#### 1.1. Kort fenomenologisk beskrivelse

Vi velger å se på utblåsing og gasstrømmen gjennom riser og avledningssystem som en isotermisk strømming med friksjon. Dette betyr at når gassen ledes fra brønnhodet og ut fra avledningssystemet så vil friksjonen mellom gassen og rørveggene føre til en økning av gassens totale temperatur (eller stagnasjonstemperatur) i strømningsretningen.

Siden den statiske temperatur ansees å være konstant i strømningsretningen, vil dette medføre en økning av gasshastigheten (eller Mach-tallet). Gasshastigheten ved utløpet av avledningssystemet vil imidlertid ikke kunne overskride en kritisk hastighet (eller  $M_{krit}$ ) pga. at dette igjen ville bety en avgivelse av varme fra gassen til omgivelsene. Dette er praktisk umulig, selv ved store reservoartrykk i forhold til atmosfæretrykket.

#### 1.2. Strømmingen i riser

Vi vil anta en gassutblåsing av ren metan, se Appendix A, og vil begynne med å fastsette en gasstilstand ved brønnhodet. Her vil vi kjenne-tegne tilstanden med indeks 1 (se figur 2), og antar et statisk gasstrykk (på størrelse med reservoartrykket) lik

$$p_1 = 50 \cdot 10^5 \text{ Pa} (= 50 \text{ bar})$$

Videre fastsetter vi den statiske temperatur  $T[\text{K}]$  i hele strømningsystemet til

$$T = T_1 = 282.15 \text{ K} (= 9^\circ\text{C})$$

Fra tilstandsligningen, se Appendix A, vil disse verdier gi tettheten av gassen ved brønnhodet, dvs. vi skriver

$$\rho_1 = \frac{p_1}{ZRT_1} = 38.6 \text{ kg/m}^3$$

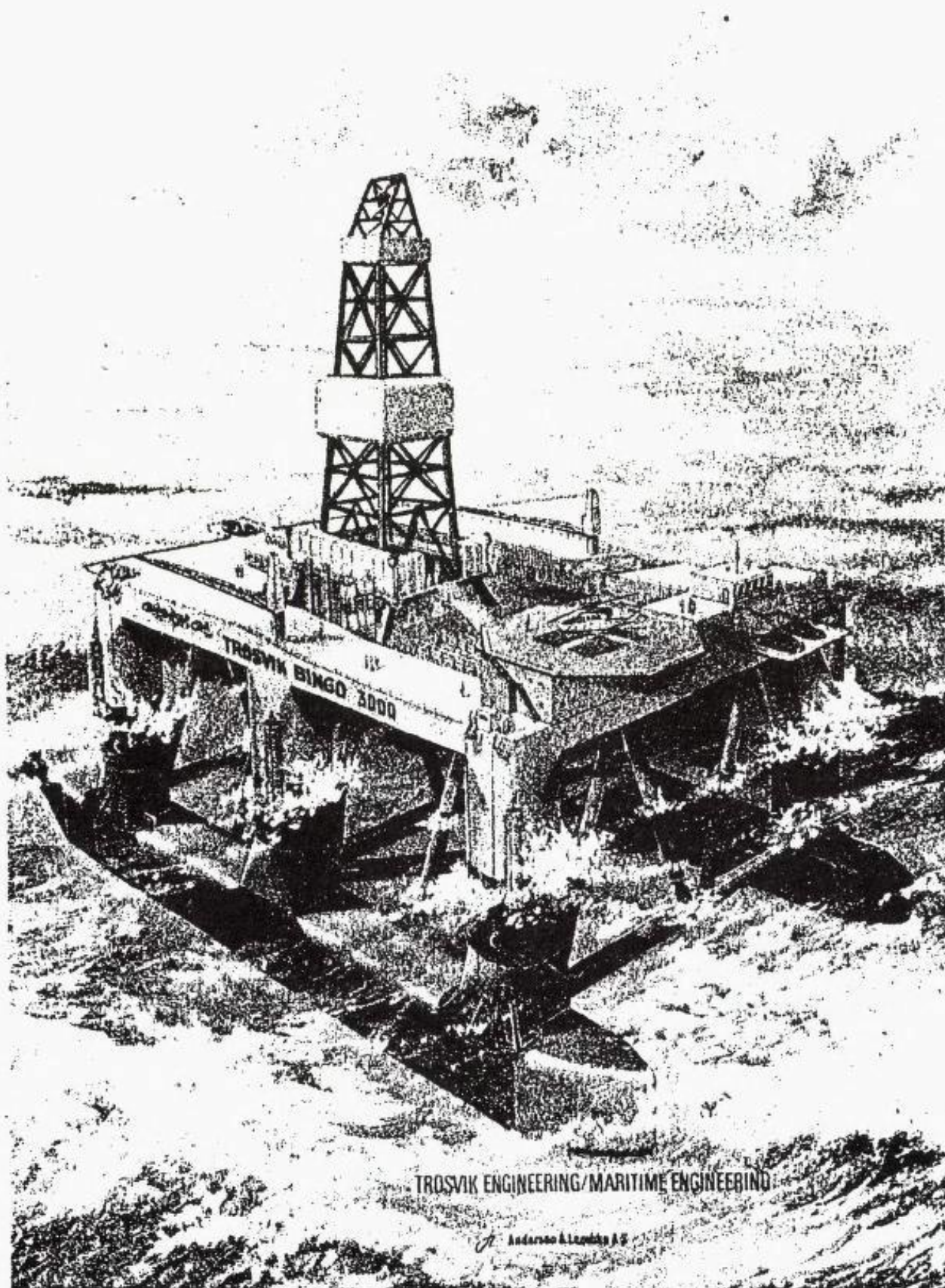


Fig. 1. Borerigg av type Bingo (West Vanguard).



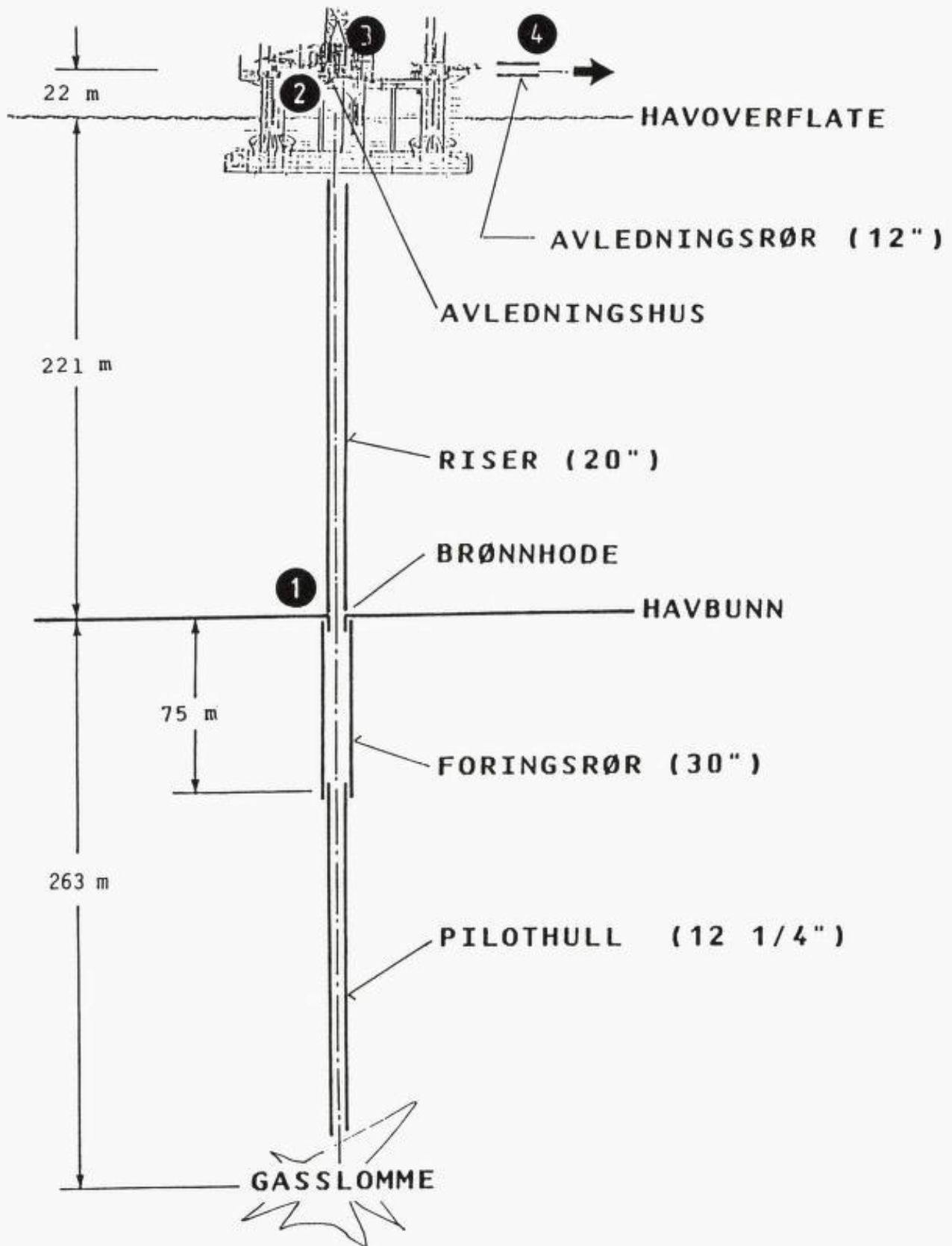


Fig. 2. Prinsippskisse med dimensjonsangivelse.

hvor vi har regnet med en kompressibilitetsfaktor på  $Z = 0.885$ .

Fra vår antagelse om isothermisk strømning med friksjon, se Appendix B, vil

$$\rho M = \text{konst} \quad (1.1)$$

og

$$\rho M = \text{konst}$$

langs strømmingen. Her er Mach-tallet  $M$  definert ved

$$M = \frac{u}{c}$$

hvor  $u$  [m/s] angir gasshastigheten og  $c$  [m/s] den lokale verdi av lydens hastighet. Denne sistnevnte verdi er imidlertid en konstant lik

$$c = (\kappa RT)^{1/2} \\ = (1.32 \cdot 518.2 \cdot 282.15)^{1/2} = 439 \text{ m/s}$$

ifølge vår antagelse av  $T = \text{konstant}$ .

Setter vi lengden av riseren fra brønnhodet til avledningshus lik  $l = 243$  m og antar vi et Mach-tall ved brønnhodet som f.eks.

$$M_1 = 0.05 \quad (\text{eller } u_1 = 22 \text{ m/s})$$

vil ligning (1.1) sammen med analysen som er beskrevet i Appendix B gi gasstilstanden ved stigerørets ende. Denne tilstand kjennetegner vi med indeks 2 og vi kan sette opp resultatet i følgende tabell 1.1.

	Motstandstallet		
	$\lambda = 0.005$	0.01	0.015
$M_1 = 0.05$			
$m = 171.9 \text{ kg/s}$	$M_2 = 0.05$	$\approx 0.05$	$\approx 0.05$
$= 0.1$			
$= 343.9$	0.102	0.104	0.106
$= 0.15$			
$= 515.7$	0.156	0.162	0.170

Tabell 1.1 – Mach-tallet  $M_2$  ved avledningshus

Her har vi variert verdien for motstandstallet  $\lambda$  i stigerøret og, som resultatene viser, så vil Mach-tallvariasjonen (og dermed tetthetsvariasjonen) opp langs stigerøret variere minimalt for alle antatte Mach-tall  $M_1$  (eller resulterende massestrømmer  $m = c \rho_1 M_1 F_1$  hvor  $F_1 = 0.202 \text{ m}^2$  angir riserens strømnings-tverrsnitt).

### 1.3. Strømmingen i avledningshuset

Som vist i forrige avsnitt så kan gasstilstanden ved innløpet til avledningshuset sammenlignes med tilstanden ved brønnhodet. Dette vil også bli utnyttet i denne utredning i det vi tilnærmet setter

$$\rho_2 = \rho_1 = 38.6 \text{ kg/m}^3$$

En vil imidlertid bemerke at denne verdi er framkommet ved at trykket ved brønnhodet er fastlagt til 50 bar, dvs. en trykkverdi som ikke nødvendigvis stemmer helt med den virkelige.

Arbeidstegninger fra avledningshuset viser imidlertid en meget kompleks geometri. Utløpsåpningen fra avledningshuset skal føre fram til et avledningsrør som i tverrsnitt er  $0.0725 \text{ m}^2$  i motsetning til riserens strømnings-tverrsnitt på  $0.202 \text{ m}^2$ . Eller med andre ord, Mach-tallet gjennom avledningshuset vil øke med faktoren  $0.202/0.0725 = 2.77$  hvis vi her antar inkompressibel strømning (dvs.  $\rho = \text{konstant}$ ).

Dette formuleres på følgende vis

$$\dot{m} = \rho_2 u_2 F_2 = \rho_3 u_3 F_3$$

hvor  $\dot{m}$  [kg/s] angir massestrømmen gjennom systemet. Men for inkompressibel strømning ( $M < 0.3$ ) er  $\rho_2 = \rho_3$  og dette gir

$$M_3 = M_2 \frac{F_2}{F_3} = M_1 \frac{F_1}{F_3} \quad (F_2 = F_1 \text{ og } M_2 = M_1)$$

Her er Mach-tallet  $M = u/c$  blitt innført, hvor lydhastigheten  $c = c_2 = c_3 = \text{konstant}$  i strømningsretningen.

Bilder fra West Vanguard viser at utløpsåpning i avledningshus ikke er sentrert med inngangen til avledningsrøret og dette kan f.eks. bety at viskøse innsnevringar av strømnings-tverrsnittet (dvs. vena contracta) kan forekomme. Slike innsnevringar kan videre føre til en begrenset massestrøm

$$\dot{m} \text{ [kg/s]} = \rho u F$$

gjennom avledningssystemet pga. oppnåelse av lydens hastighet i denne strømningsdel.

### 1.4. Strømmingen i avledningssystemet

Dette system defineres som det rørsystem som fører fra avledningshuset og ut til atmosfæren. Betegner vi innløpet til avledningsrøret med indeks 3 og utløpet fra dette med indeks 4, så vil lengden av dette rørsystem være omlag 40 m, se figur 2.

Vi kan på samme måte som i avsnitt 1.3 regne ut Mach-tallet  $M_4$  ved utløpet som funksjon av Mach-tallet  $M_3$ , motstandstallet  $\lambda$  og rørlengden  $l$  (for et rørtverrsnitt på  $0.0725 \text{ m}^2$ ), dvs. vi skriver resultatet som følger

Motstandstallet				
	$\lambda$ 0.005	0.01	0.015	l[m]
$M_3 = 0.14$	$M_4 = 0.143$	$= 0.146$	$= 0.150$	100
$m = 171.9 \text{ kg/s}$	0.146	0.154	0.164	200
	0.150	0.164	0.180	300
$= 0.28$	0.311	0.360	0.450	100
$= 343.9$	0.360			200
	0.450			300
$= 0.42$	0.665			100
$= 515.7$				200
				300

Tabell 1.2. Machtallet  $M_4$  ved utløp.

Denne tabell er oppsatt slik at massestrømmen gjennom avledningsrør korresponderer med massestrømmen gjennom riseren, se tabell 1.1. Videre er referanse-lengden l, eller den ekvivalente lengde, valgt innenfor de rammer som er senere beskrevet i avsnitt 1.5.

Det skal også bemerkes at for visse kombinasjoner av motstandstall  $\lambda$  og lengde l så vil den maksimale lengde  $l_{maks}$  kunne overskrides. Dette er spesielt for store Machtall  $M_3$  og her er også angivelsen av Machtallet  $M_4$  ikke mulig, se Appendix B og figur B1.

Avledningshus	$\zeta = 8.0$
Diverter, 30° bend	$= 0.3$
Diverter, 90° bend	$= 0.5$
Ventil	$= 0.6$
Utløpsrør, 45° bend	$= 0.4$
Utløpsrør, 45° bend	$= 0.4$
Utløp	$= 1.0$
SUM	$= 11.1$

og dette gir en total lengde av ekvivalent rør på

$$l_{ekv} = \frac{11.1 \cdot 0.305}{0.015} = 226 \text{ m for } \lambda = 0.015$$

### 1.5. Trykktap

Trykktapet langs strømningsretningen er allerede inkludert i den isotermske analyse som er brukt i forrige avsnitt.

Imidlertid må singulære tap (bend, ventiler etc.) inkluderes i analysen og dette gjøres ved å omregne singulære trykktap til ekvivalente rørlengder av hydraulisk diameter  $d_h$ , dvs. vi skriver

$$\Delta p = \lambda \frac{l_{ekv} \rho}{d_h} \frac{u^2}{2}$$

$$= \zeta \frac{\rho}{2} u^2$$

som gir

$$l_{ekv} = \frac{\zeta}{\lambda} d_h$$

I vårt tilfelle kan vi sette opp følgende liste for tapskoeffisientene  $\zeta$  fra avledningshus til utløp, dvs

Denne rørlengde kommer i tillegg til den geometriske lengde fra avledningshus til utløp ( $l = 40 \text{ m}$ ) og utregningen av  $l_{ekv}$  er her ment kun å være illustrativ. Følgende bemerkning skal belyse dette litt nærmere.

Ved diverterrørets fordelingspunkt for utstrømning til babord eller styrbord side er godstykkelsen blitt målt (med en ultralyd tykkelsesmåler av fabrikat Krautkrämer) til 21 mm. Godstykkelsen på røret nedstrøm for dette bend er 10 mm og siden den ytre diameter på de sammensveisete deler er den samme vil innsiden av strømningskanalen få en uheldig utforming. Dette kan igjen føre til gassdynamisk sjokkdannelse og store trykkforandringer.

### 1.6. Gasstrøm med sandpartikler

Blandes sandpartikler med i en gasstrøm så vil lyd hastigheten i blandingen ( $=c_b$ ) bli mye lavere enn tilsvarende hastighet i den rene gass (c). Dette også ved små verdier for forholdstallet  $\varepsilon$  mellom volummengdene av gass og partikler,

$$\epsilon = \frac{V_p}{V_g}$$

$$\frac{\delta p}{\delta n} = \rho \frac{u^2}{R}$$

Figur 3 illustrerer denne tilstandsforandring.

Den praktiske virkning av lavere lydshastighet vil vise seg som en reduksjon i massestrøm og denne reduksjon vil være f.eks. omlag 7% for et massestrømsforhold mellom partikler og gass på 0.43 og en partikkeldiameter på 20 micron. For en diameter på 2 micron vil reduksjonen være omlag 13%.

Sandens primære virkning er imidlertid erosjon (se professor Waløens uttalelse). Partikkelbanene for sand kan ikke alltid følge gassens partikkelbane, men være mere rettlinjert. Trykkgradienten i normalretningen til en strømlinje i et bend (av krumningsradius R) kan skrives som

og f.eks. i diverteren (hvor  $R = 0.973$  m) vil vi kunne oppnå

$$\frac{\delta p}{\delta n} \approx 1 \text{ bar/m}$$

for  $\rho = 10 \text{ kg/m}^3$  og  $u = 100 \text{ m/s}$ . Disse gradienter tvinger sandpartiklene til ikke å følge gassen i strømningskanalene, se f.eks. figur 3 og 4.

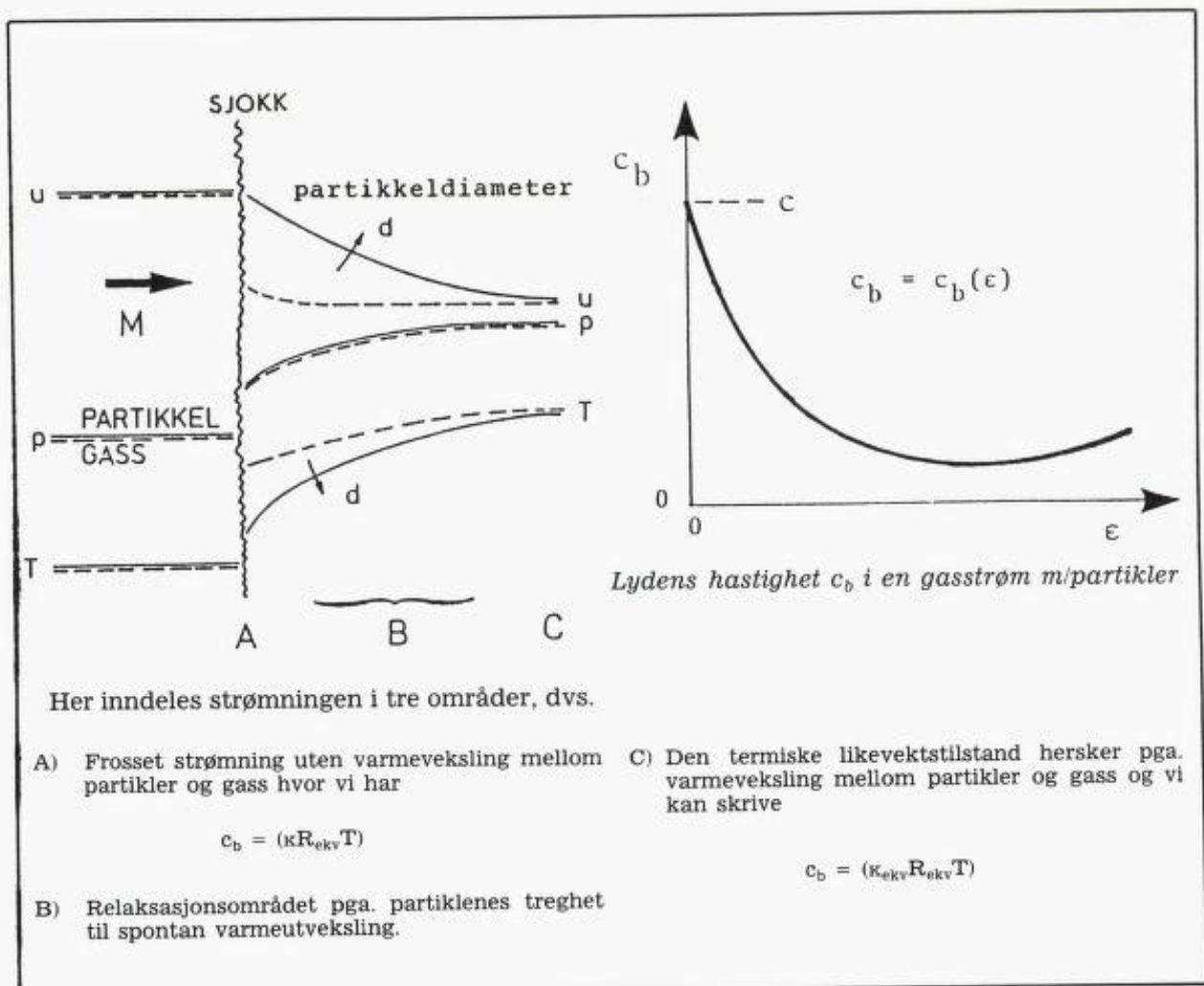


Fig. 3. Gasstrømning med faste partikler.

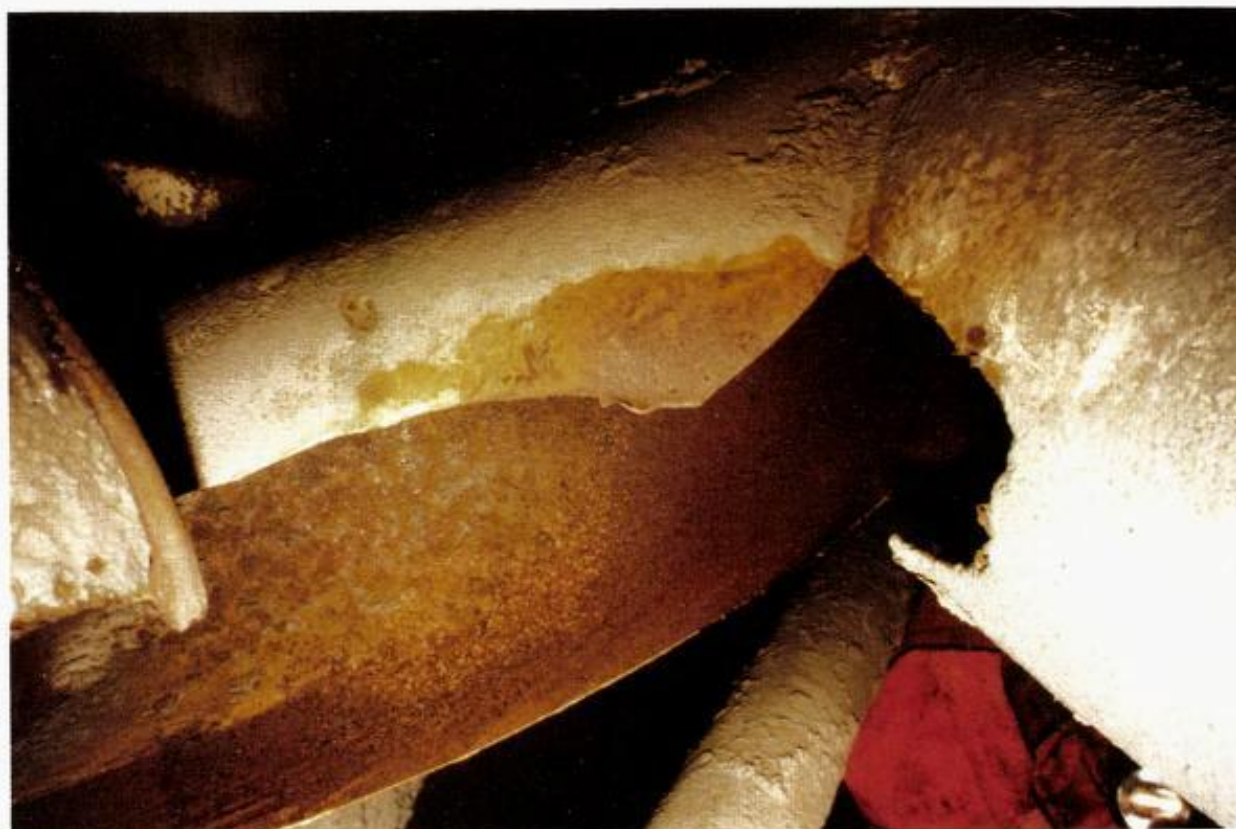


Fig. 4. Deler fra West Vanguard som viser erosjon.



### 1.7. Oppsummerende kommentarer

De forangående avsnitt har antydnet at trykktapene gjennom riser og avledningssystem kan være små i forhold til det antatte trykk ved brønnhodet på 50 bar. Det betyr at gasstrykket like før utløpet fra avledningsrøret vil være overkritisk i forhold til atmosfæretrykket, dvs. den maksimale hastighet ut fra avledningsrøret vil kunne utregnes til (se Appendix B)

$$\begin{aligned} u_{\text{maks}} &= cM_{\text{krit}} \\ &= \frac{c}{\sqrt{\kappa}} \\ &= 439.36/\sqrt{1.32} = 382.4 \text{ m/s} \end{aligned}$$

hvor  $M_{\text{krit}} = 0.87$ .

Gasstettheten  $\rho_4$  ved utløpet kan estimeres fra relasjonen

$$\rho_3 M_3 = \rho_4 M_{\text{krit}}$$



Fig. 4. Deler fra West Vanguard som viser erosjon.

og for  $\rho_3 = 38.6 \text{ kg/m}^3$  og  $M_3 = 0.14$  oppnås verdien  $\rho_4 = 6.2 \text{ kg/m}^3$ . For et tverrsnitt på  $0.0725 \text{ m}^2$  ved utløpet kan vi nå skrive

$$\begin{aligned} \dot{m}_{\text{maks}} &= 0.0725 \rho_4 u_{\text{maks}} \\ &= 171.9 \text{ kg/s} \end{aligned}$$

som vil være den maksimale massestrøm gjennom avledningssystemet ut fra våre antagelser for tilstanden ved brønnhodet (eller reservoarret) og i avledningssystemet.

Om denne maksimalhastighet oppnås, ut fra gitte gasstilstander ved brønnhodet, er et spørsmål om den ekvivalente rørlengde fra avledningshus til utløp er tilstrekkelig lang til å akselerere gassen fra  $M_3 = 0.14$  til  $M_{\text{krit}}$ . For et motstandstall på  $\lambda = 0.015$  vil dette gi svaret  $l_{\text{maks}} = 681.4 \text{ m}$ . En sammenligning med avsnitt 1.5, hvor den ekvivalente rørlengde ble utregnet til 226 m, vil vi konkludere med å si at hastigheten ut av avledningsrøret må bli lavere enn  $u_{\text{maks}}$ .

Ut fra det forangående, vil vi fastsette lengden av avledningssystemet til  $l = 40 + 226 = 266 \text{ m}$  hvor 226 m utgjør den ekvivalente rørlengde. Dette vil gi Machtallet

$$M_4 = 0.176$$

og dermed hastigheten

$$u_4 = 73.3 \text{ m/s}$$

Disse verdier gjelder for samme massestrøm som nevnt foran, dvs. for  $\dot{m} = 171.9 \text{ kg/s}$ , og for Machtallet  $M_3 = 0.14$  og motstandstallet  $\lambda = 0.015$ , se også tabell 1.2.

En estimering av trykktapet i avledningssystemet kan utføres ved bruk av relasjonen

$$p_3 M_3 = p_4 M_4 = \text{konst}$$

eller omskrevet

$$p_4 = p_3 \frac{M_3}{M_4}$$

Setter vi her inn verdiene  $M_3 = 0.14$  og  $M_4 = 0.167$  vil et antatt trykk  $p_3 = p_1 = 50 \text{ bar}$  gi trykktapet

$$\Delta p = p_3 - p_4 = 8.1 \text{ bar}$$

Vi skal her bemerke at dette forholdsvis store tap er et direkte resultat fra vår fastsettelse av en tapskoeffisient på  $\zeta = 8.0$  for avledningshuset, se avsnitt 1.5. Som ligning (B. 3) imidlertid indikerer så er trykktapet langs selve avledningsrøret langt mindre (dvs. omlag 1.2 bar eller 15% av totaltapet). Lavere motstandstall  $\lambda < 0.015$  vil naturligvis redusere disse tapsverdier.

## 2. SPREDNING AV GASS I SJØ

### 2.1. Generelt

Ved en undersjøisk utblåsing av gass, se figur 5, vil gassbobler stige opp pga. oppdriftskrefter som virker på boblen. Denne kraft vil imidlertid motsettes av tyngdekraften og motstandskraften. Selve hastigheten av en enkel boble ligger i området  $0.2 - 0.35 \text{ m/s}$  og denne bevegelse river med seg omliggende væske, dvs. induserer en vannstrøm i hovedsakelig vertikal retning.

Den resulterende hastighets- og tetthetsfordeling i gassplumen som er oppstått oppviser en Gauss-fordeling i det horisontale snittplan som befinner seg i sonen for bobleplumen, se igjen figur 5. Ved overflaten vil det imidlertid dannes en overflatesone som har en horisontal hastighetsretning.

Selve gassen er mengdemessig begrenset innenfor en kjegle som ligger geometrisk (dvs. i en radial avstand  $r = 0.7 D_p/2$ ) innenfor bobleplumens diameter  $D_p$ . Denne kan forenklet beskrives gjennom relasjonen

$$D_p[\text{m}] = 2 \beta Z$$

hvor faktoren  $\beta = \beta(Q)$  er en funksjon av gassmengden (eller volumstrømmen  $Q$  av gass).

For store gassmengder nærmer  $\beta$ -verdien seg en asymptotisk verdi, dvs.  $\beta \approx 0.16$ , og vi kan for dybden på Haltenbanken,  $Z = 221 \text{ m}$ , skrive

$$\begin{aligned} D_p[\text{m}] &= 2 \cdot 0.16 \cdot 221 \\ &= 70.7 \text{ m} \end{aligned}$$

og

$$\begin{aligned} D_g &= 0.7 D_p \\ &= 49.5 \text{ m} \end{aligned}$$

Dette gir åpningsvinklene på henholdsvis  $18.2^\circ$  og  $12.8^\circ$ .

### 2.2. Innvirkning på riser

Gassutblåsing på Haltenbanken ble fotografert fra helikopter ved flere anledninger etter ankerkutt og figur 6 og 7 viser eksempler på dette. Videre er riggens forskyvelse i forhold til brønnhodet i utgangspunktet blitt estimert til omlag 100 m og i figur 7 er denne posisjon tegnet som punkt 1.

Punkt 2 og 3 henviser til brønnhodets lokalisering i forhold til riggen ut fra fotografier, se figur 6. Denne observerte forskyvning er også simulert i vanntank for en modell av West Vanguard, se figur 8 og Appendix C.

Når vi nå spør om gassen fra brønnhodet fremdeles kunne komme opp til riggens dekk selv etter ankerkutt så er det tre hovedmek-

nismer som eventuelt kan besvare dette positivt (jfr. professor Waløens uttalelse omkring borestreng):

\* Havstrømmen over borestreng genererer en vake bak denne som kjennetegnes ved et konstant undertrykk, dvs. en sone som kan fungere som en gassledende strømningskanal, se figur 9.

\* Samme effekt fåes fra den induserte vannbevegelse mot gassplumen, se figur 10.

\* Selve riseren kan også ha inntatt en så nærliggende posisjon til gassplumen slik at en transport av gass fra denne har vært mere direkte, dvs. ikke gjennom en vake. Her skal det utheves at riserens nedre del var utført som en trakt.

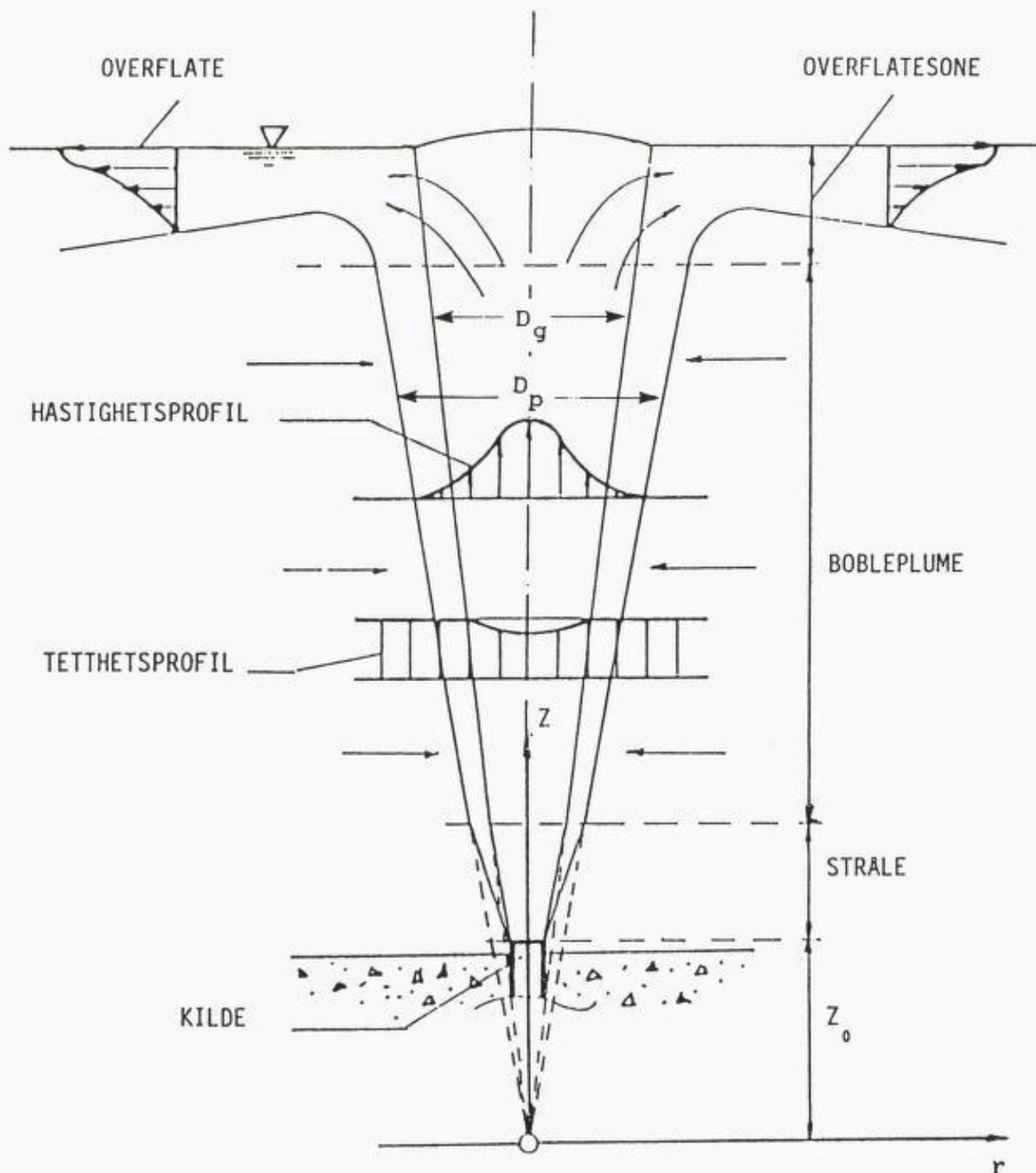


Fig. 5. Prinsippskisse av bobleplume.



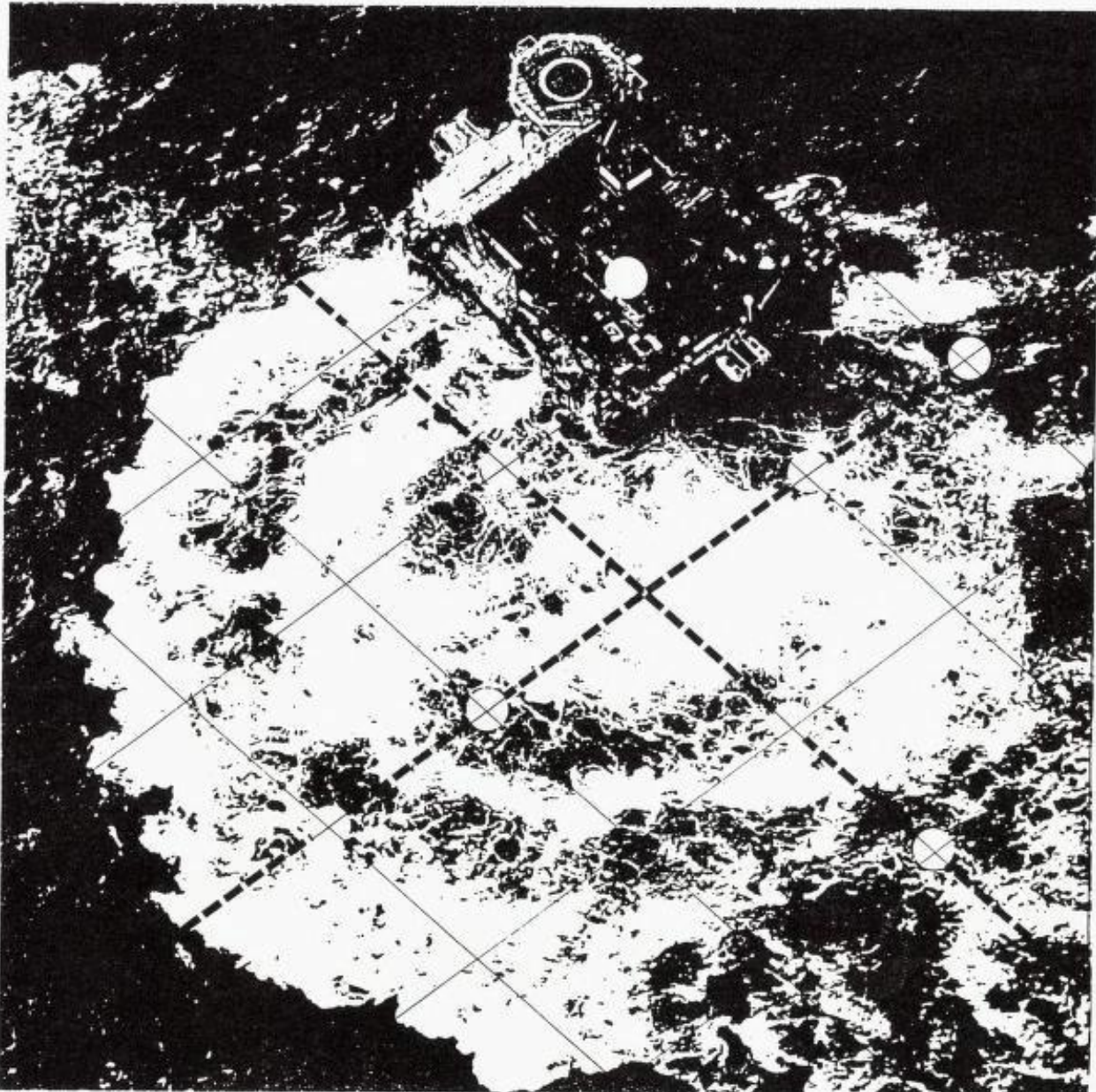


Fig. 6. Gassutblåsing på Haltenbanken. Situasjonssbilde.

En vil også bemerke at riggens posisjon til brønnhodet eventuelt kunne ha vært mindre enn 100 m, noe som også er blitt bekreftet.

### 2.3. Innvirkning på slagside

En undersøkelse av dette punkt ble gjort ved hjelp av en simuleringstank, se igjen figur 8. Resultatene fra disse er beskrevet i Appendix C, avsnitt C2.

Fra forsøkene som ble utført ved Institutt for hydro- og gassdynamikk, Norges tekniske høgskole, kan det her bemerkes at gassplumens innvirkning på slagsiden av riggen ikke er av slik dimensjon at slagsiden blir omlag 10–12 grader. Årsaken til krenningen må derfor sees på som en følge av endret vekt av riggen og dens tyngdepunkt, jfr. figur C3 og C5.

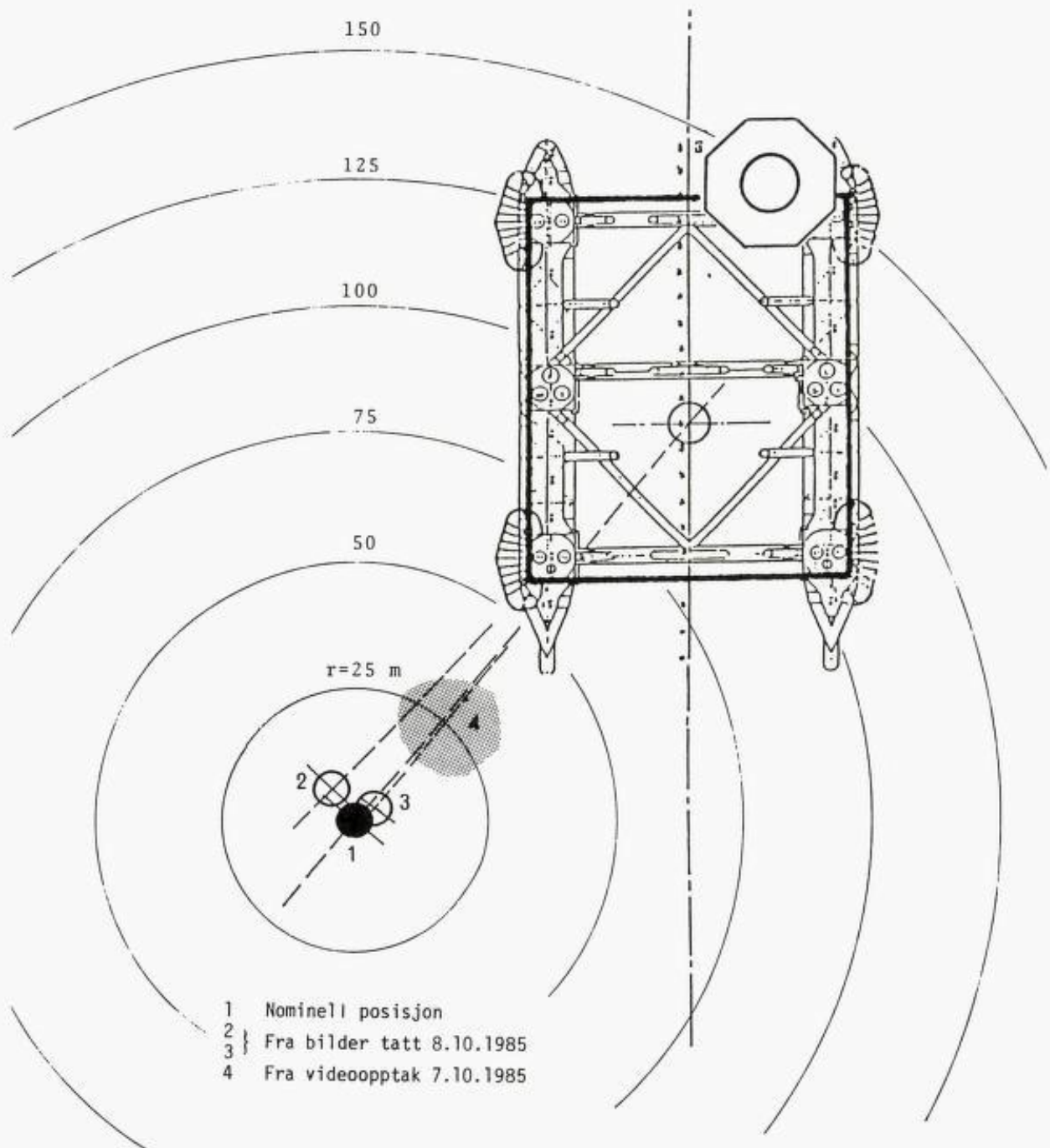


Fig. 7. Oversikt over utblåsingssenter i forhold til rigg.

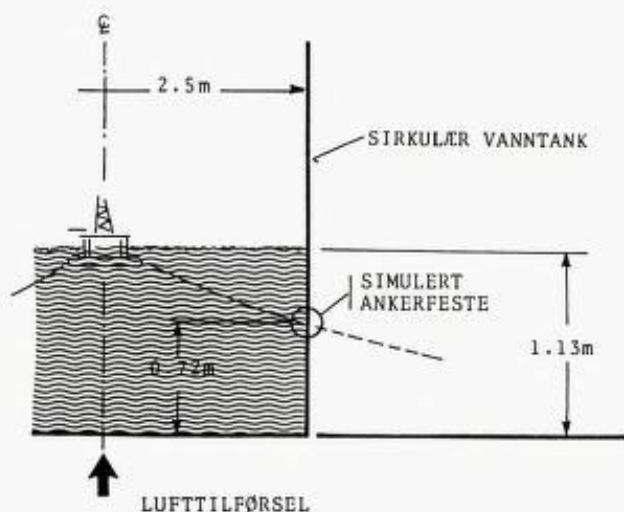


Fig. 8. Modell i simuleringstank.



### 3. KONKLUSJON

Som konklusjon fra den foreliggende diskusjon omkring de strømningstekniske aspekter ved utblåsningen på Haltenbanken oppsettes følgende punkter:

Det mekaniske system som skal lede gassen ved en eventuell utblåsning fra riseren og ut gjennom avledningssystemet til atmosfæren er strømningsteknisk dårlig utformet. Dette gjelder særdeles ved områder hvor gassen skal avledes i bend og hvor strømningstverrsnittet får en sterk variasjon, som f.eks. i diverterdelen. Selv ved moderate strømningshastigheter ut fra systemet vil disse innretninger kunne føre til lokale belastninger (trykk, hastighet) som

ligger rundt toleransegrensen. Forefinnes det sand i gasstrømmen så vil disse kritiske soner bli ekstra belastet gjennom erosjon. For West Vanguard vil en tilskrive grunnen til nedbrytelsen av det mekaniske strømningssystem til disse nevnte forhold.

Den observerte slagside på West Vanguard på omlag 8–10° kan ikke skyldes strømningssforhold som er tilknyttet gassplumen, men må knyttes til en forskyvning og/eller forandring av vekt på selve plattformen.

I tiden etter at riseren kom løs fra brønnhodet kan riseren likevel ha fungert som en strømningsskanal for den gass m/partikler som kom fra brønnen. Dette pga. den nære beliggenhet til plumen og dens relative stilling til denne.

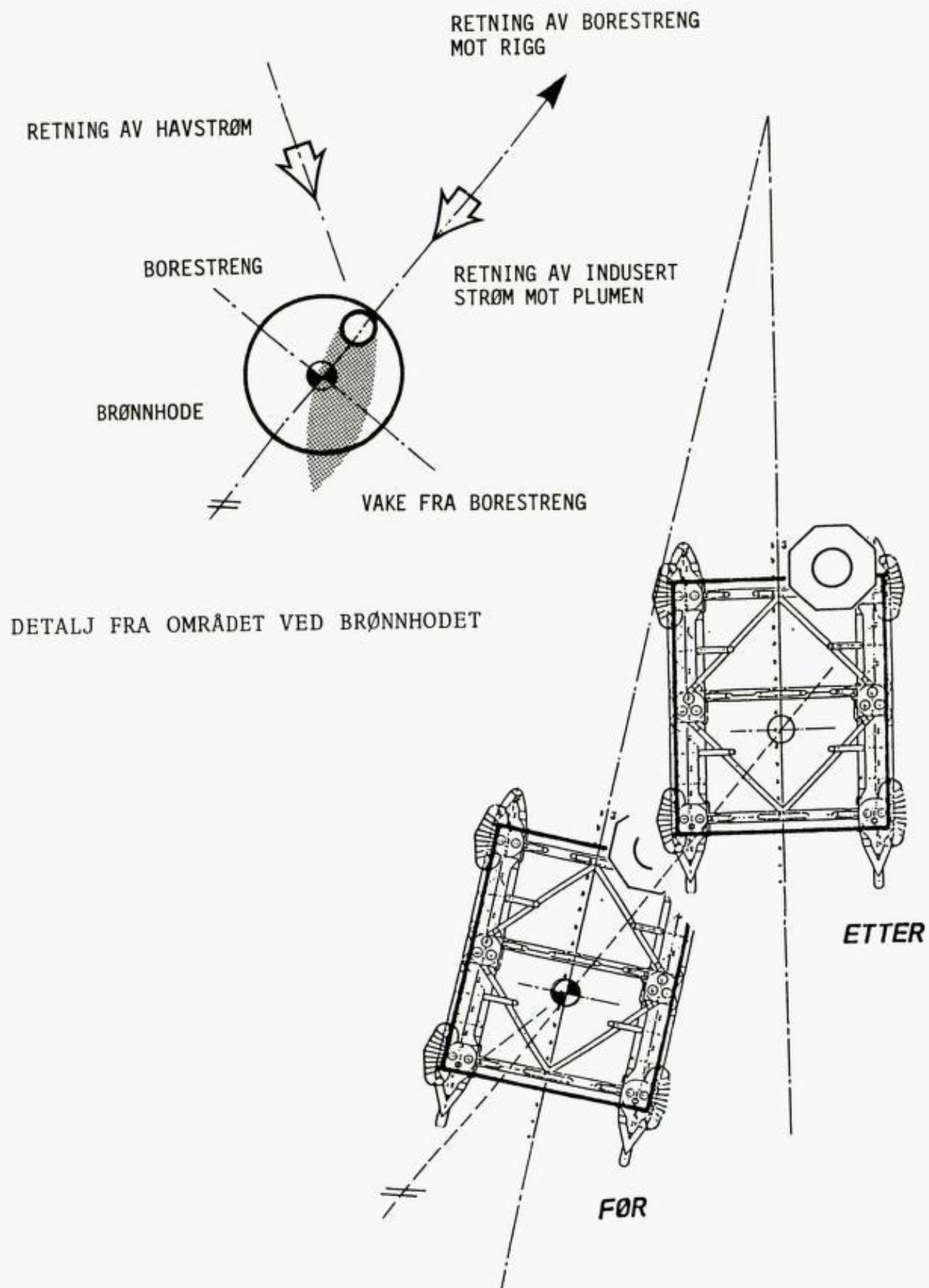


Fig. 9. Relativ posisjon før og etter ankerkutt.

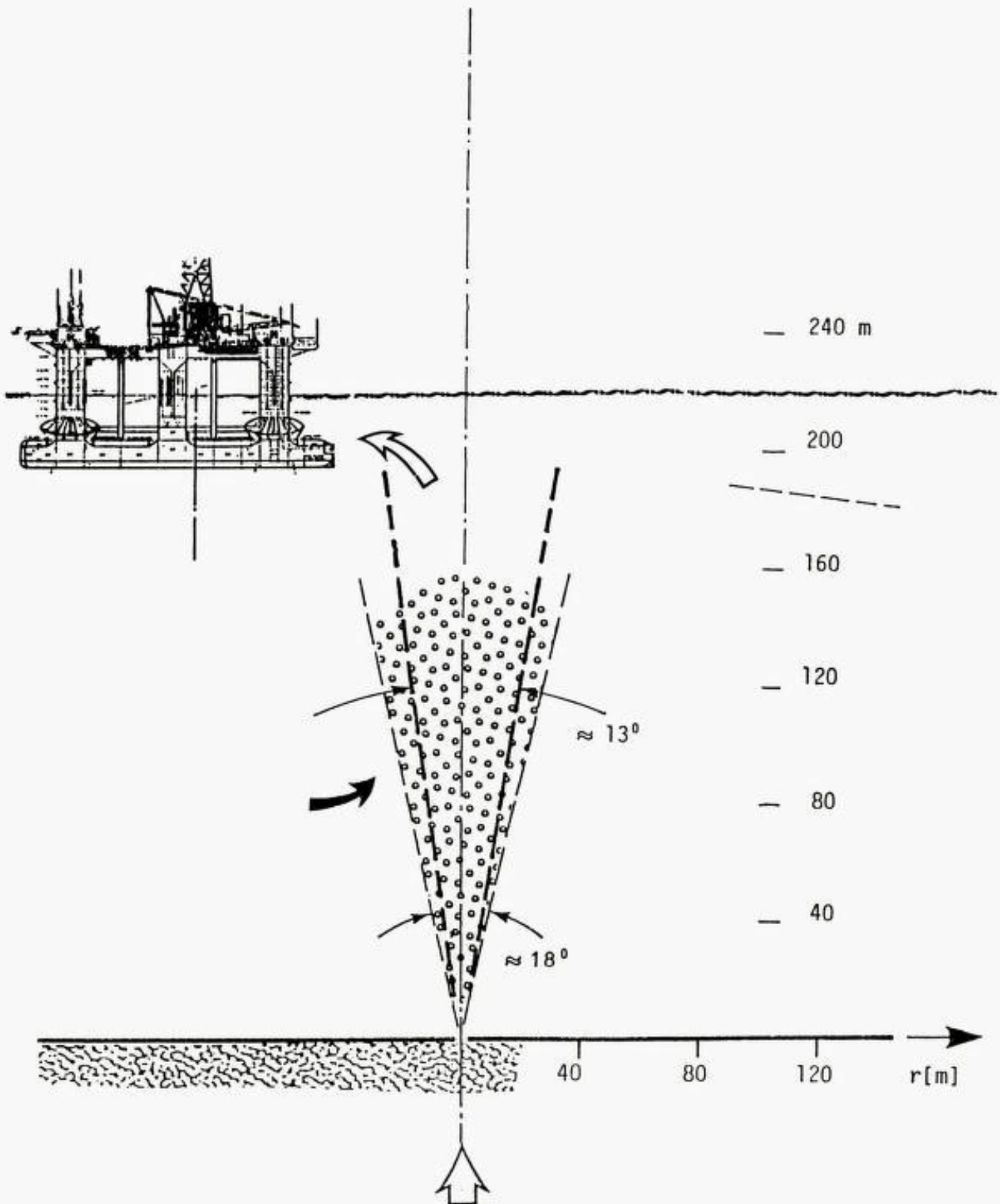


Fig. 10. Bobleplume og riggposisjon.

Appendix A**Noen egenskaper for metan.**

Naturgass består hovedsakelig av metan ( $\text{CH}_4$ ), dvs. omlag 85% av dens totalvolum er knyttet til denne lette hydrokarbon. Gassen som forårsaket utblåsing på Haltenbanken ble imidlertid bestemt med gasskromatograf til 100% metan.

Den individuelle egaskonstant for metan er

$$R = 518.2 \text{ J kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$$

mens forholdstallet mellom de spesifikke varmemengder får verdien

$$K = \frac{c_p}{c_v} = 1.32$$

hvor

$$c_p [\text{J kg}^{-1} \text{ K}^{-1}] \text{ og } c_v [\text{J kg}^{-1} \text{ K}^{-1}]$$

angir de spesifikke varmeverdier for henholdsvis under konstant trykk og konstant volum.

Disse to angitte karakteristiske verdier for metan gir videre verdien for lydens hastighet i

dette medium som funksjon av gasstemperaturen  $T[\text{K}]$ , dvs.

$$c[\text{m/s}] = (\kappa RT)^{1/2}$$

Videre vil gasskonstanten  $R$  samtidig beskrive den termodynamiske tilstand gjennom tilstandsligningen for en ideell gass

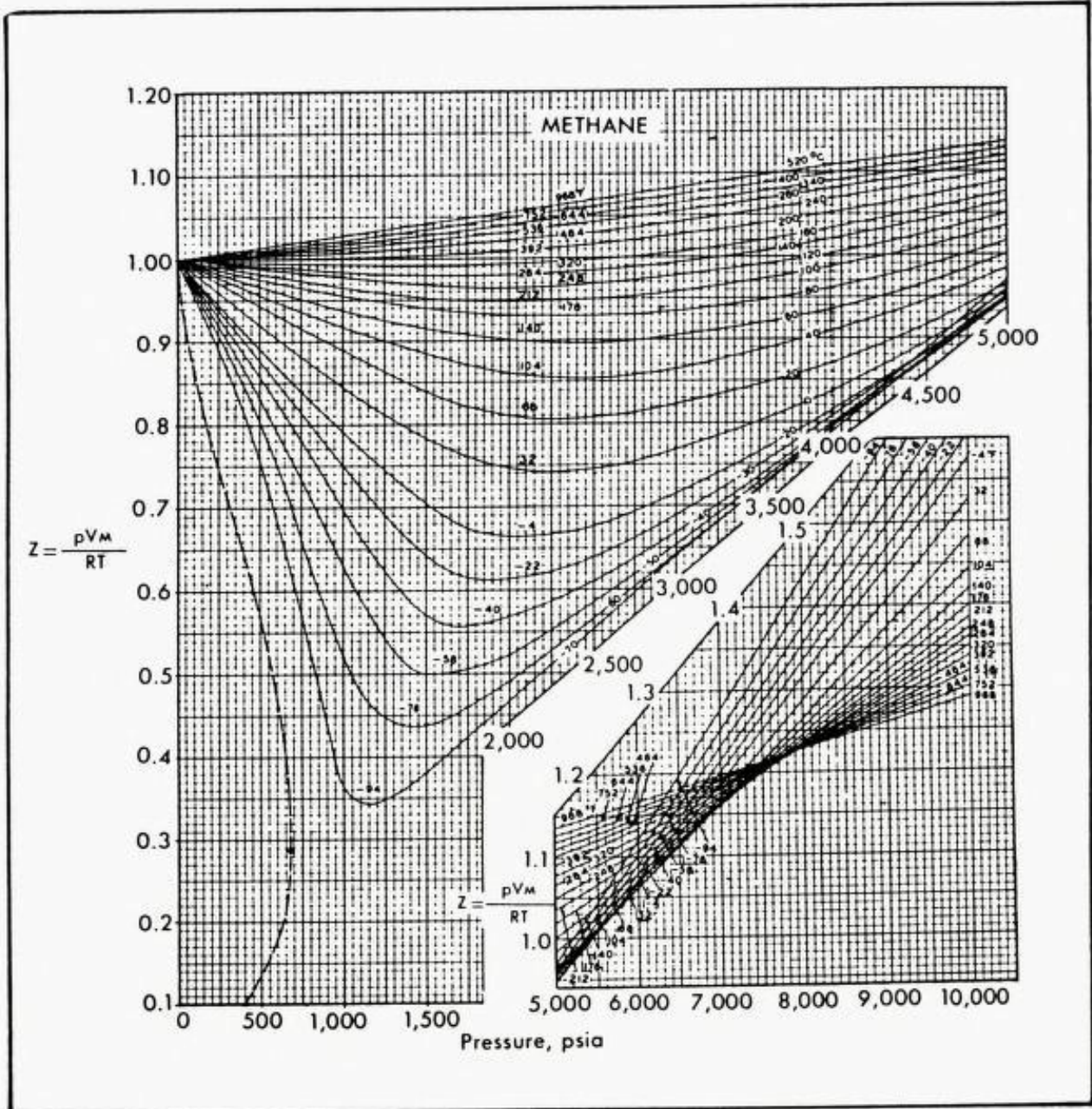
$$p[\text{Pa}] = \rho RT$$

hvor  $\rho[\text{kg/m}^3]$  angir tettheten av gassen.

Ved store trykk og temperaturer skrives tilstandsligningen på formen

$$p[\text{Pa}] = Z\rho RT$$

som angir avvikelsen fra den ideelle tilstand gjennom kompressibilitetsfaktoren  $Z = Z(p, T)$ , se figur A1.



Merk: 1 bar = 14.5 psi

Fig. A1. Kompressibilitetsfaktor for metan.

## Appendix B

## Isotermisk strømning med friksjon.

Både den adiabatisk tilstand med friksjon og den friksjonsfrie strømning med varmeoverføring er tilnærmelser som har en begrenset verdi ved beregning av reelle strømninger. Ved f.eks. transport av naturgass gjennom lange underjordiske rørledninger er den isoterme antagelse et bedre valg.

Dette innebærer at gassens temperatur  $T$ [K] i strømningsretningen er konstant ( $dT = 0$ ), men at stagnasjonstemperaturen  $T_0$ [K] vil øke pga. varmen som overføres fra friksjonen mellom gassen og rørveggen (definert gjennom motstandstallet  $\lambda$ ).

Ser vi på en endimensjonal strømning i et rør av konstant tverrsnitt ( $dF = 0$ ), så vil en tilførsel av friksjonsvarme til gassen (som er den eneste praktiske situasjon) kun være mulig for Mach tall

$$M = u/c < 1/\kappa^{1/2}$$

Dette resultat oppnås fra en kombinasjon av bevegelsesligningen for et lengdeelement  $dx$  av røret, dvs.

$$\rho u du + dp = -\lambda \frac{dx}{d_h} \frac{\rho}{2} u^2$$

og de tre relasjonene

$$\frac{du}{u} + \frac{d\rho}{\rho} = 0; \quad \frac{d\rho}{\rho} - \frac{dp}{p} = 0; \quad \frac{dM}{M} - \frac{du}{u} = 0 \quad (\text{B.1.})$$

som tilsammen gir ligningen

$$\frac{dM}{M^3} (1 - \kappa M^2) = \lambda \frac{\kappa dx}{2d_h} \quad (\text{B.2.})$$

hvor  $d_h$ [m] angir den hydrauliske diameter av røret. Det skal bemerkes at ligningene (B.1) er utledet fra henholdsvis kontinuitetsligningen, tilstandsligningen og Mach talldefinisjonen under forutsetning av at  $dF = dT = dc = 0$ , og dette gir ytterligere relasjonene  $p/\rho = \text{konstant}$ ,  $pM = \text{konstant}$  og  $\rho M = \text{konstant}$ . Den kritiske verdi (dvs. tilstanden for choking) for isotermisk strømning er gitt ved  $M_{\text{krit}} = \kappa^{-1/2}$  (se ligning B.2) eller utregnet til

$\kappa$	1.667	1.4	1.333	1.286	1.1
$M_{\text{krit}}$	0.7746	0.8452	0.8660	0.8819	0.9535

og integrerer vi ligningen (B.2) mellom grensene  $M$  og  $M_{\text{krit}}$ , vil vi oppnå

$$\lambda \frac{l_{\text{maks}}}{2d_h} = \frac{l}{2\kappa M^2} + \ln M + \ln \kappa^{1/2} - 1/2$$

Her har vi benyttet oss av en middelvei for motstandstallet  $\lambda$  langs lengden  $l_{\text{maks}}$  (se figur B1) integrasjonsgrensene, og som et resultat (for  $\kappa = 1.33$ ) kan vi sette opp følgende tabell

M	$P_0/P_{0 \text{ krit}}$	$\rho/\rho_{\text{krit}}$	$T_0/T_{0 \text{ krit}}$	$\lambda \frac{l_{\text{maks}}}{2d_h}$
0.0	$\infty$	$\infty$	0.889	$\infty$
0.1	5.443	8.660	0.890	34.84
0.2	2.776	4.330	0.895	7.409
0.3	1.913	2.887	0.902	2.607
0.4	1.502	2.165	0.913	1.071
0.5	1.273	1.732	0.926	0.451
0.6	1.138	1.443	0.942	0.175
0.7	1.057	1.237	0.962	0.053
0.8	1.014	1.083	0.984	0.007
0.866	1.0	1.0	1.0	0.0

Som tabellen viser så er stagnasjonstilstanden (kjennetegnet med nedre indeks 0) ved det kritiske punkt ( $M_{\text{krit}}$ ) benyttet som referanse på samme vis som ved adiabatisk strømning med friksjon. Forskjellen er imidlertid at det kritiske punkt ikke er ved den soniske tilstand (dvs. hvor  $M = 1$ ), men ved  $M = 1/\sqrt{\kappa}$ . Den hypotetiske lengde  $l_{\text{maks}}$  refererer seg også til den sistnevnte verdi, se figur B1.

Fra tilstandsligningen for en ideell gass, dvs. fra relasjonen

$$p = \rho RT$$

ser vi videre at

$$P/P_{\text{krit}} = \rho/\rho_{\text{krit}}$$

må gjelde for isoterm strømning ( $T = \text{konst}$ ).

Til slutt i denne Appendix skal vi henvise til relasjonen

$$\dot{m} \text{ [kg/s]} = F \frac{p_1^2 - p_2^2}{RT \left[ \lambda \frac{1}{d_h} + 2 \ln \frac{p_2}{p_1} \right]} \quad (\text{B.3.})$$

som gir massestrømmen  $\dot{m}$  gjennom et rør av konstant tverrsnitt  $F$ [m<sup>2</sup>] som funksjon av

$p_1$  – trykket ved innløpet [Pa]

$p_2$  – trykket ved utløpet [Pa]

$R$  – gasskonstanten [J kg<sup>-1</sup> K<sup>-1</sup>]

$T$  – temperaturen (som er konstant) [K]

$l$  – rørlengden [m]

$d_h$  – hydrauliske diameter av røret [m]

Denne eksakte relasjon for isoterm strømning fordrer imidlertid at choking ( $M = M_{\text{krit}}$ ) ikke inntreffer i røret.



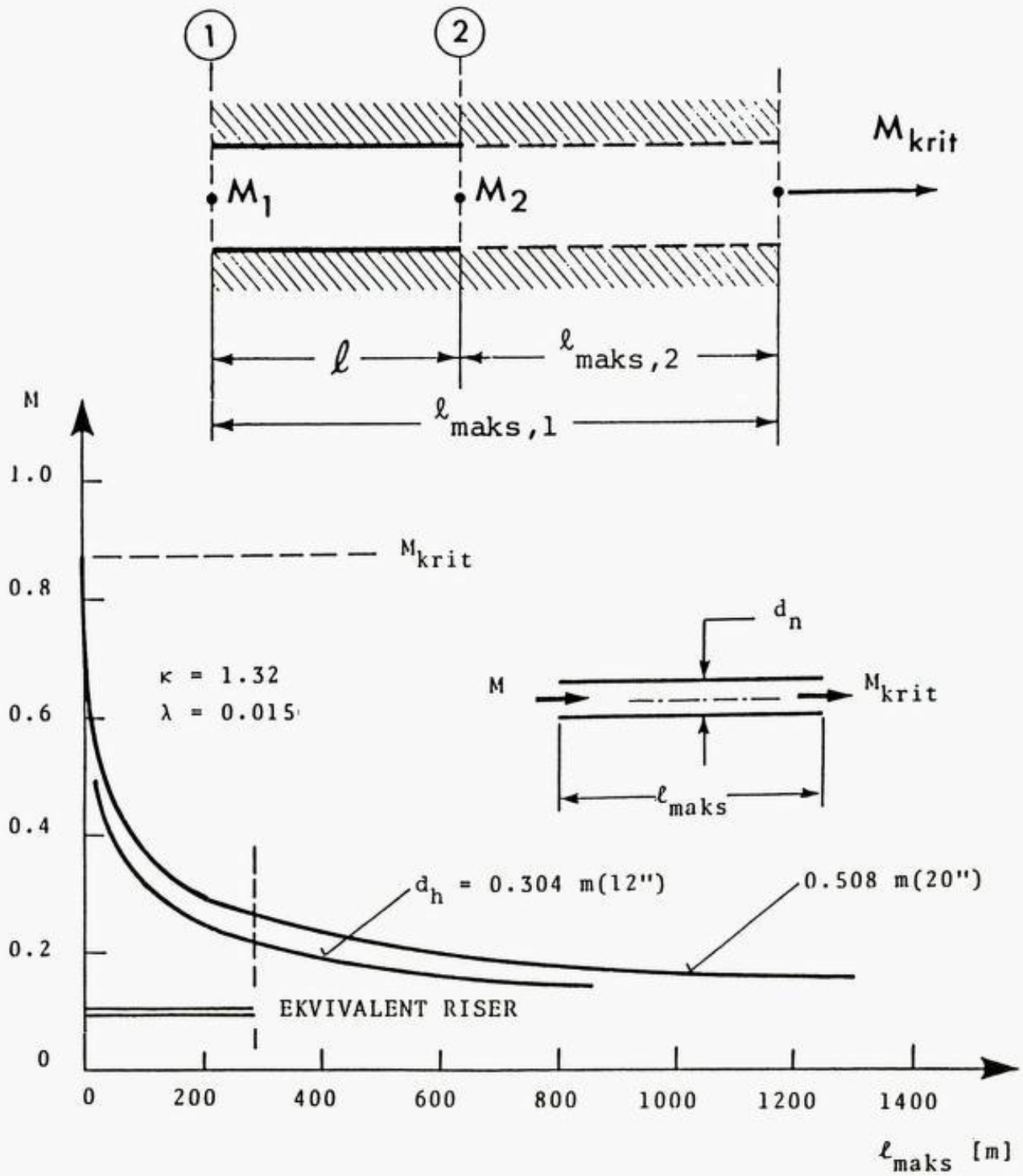


Fig. B1. Isoterm strømning i et rør av konstant tverrsnitt.

Appendix C**Modellforsøk.**

For å belyse det generelle spørsmål omkring en oljeriggs bevegelse og stabilitet i en gassplume fra en undersjøisk utblåsing, initierte Institutt for hydro- og gassdynamikk ved Norges tekniske høgskole diverse modellforsøk både i vindtunnel og vanntank. Noen resultat fra disse eksperiment vil bli beskrevet nedenfor.

**C. 1. Vindtunnelforsøk.**

Modellen som ble benyttet er en nedskalert modell av West Vanguard, se figur C1, i

skala 1:195

Den er bygd i tre og viser liten detaljrikdom på dekket siden dette ikke vil innvirke på de hydrodynamiske data som etterstrebes. Eller sagt med andre ord, vindtunnelforsøkene er utført for å måle motstandskraften fra vann/gassplumen i vertikal retning, se figur C2.

Motstandskraften skrives som

$$D[N] = c_D \frac{1}{2} \rho v^2 F$$

hvor  $c_D$  angir motstandskoeffisienten,  $v$  [m/s] den vertikale hastighet og  $F$  [m<sup>2</sup>] er referanseflaten. Den sistnevnte størrelse defineres som frontalflaten fra de to pontongene samt rørforbindelser og dette gir

$$\begin{aligned} F_{\text{MODELL}} &= 0.0651 \text{ m}^2 \\ F_{\text{WV}} &= 2475 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Ved å simulere plumens bevegelse fra vertikal til horisontal retning ved hjelp av en deflektorplate bak vindtunnelmodellen, se igjen figur C2, oppnåddes verdien for motstandskoeffisienten til

$$c_D = 0.77$$

På grunnlag av dette resultat kan følgende tabell oppsettes for motstandskraften

$$Z[\text{tonn}] = \frac{D}{1000 \text{ g}}$$

som virker på West Vanguard i vertikal, oppadrettet retning som funksjon av plumehastighet og vanntetthet, dvs.

v[m/s]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]		
	900	950	1000
0.2	Z = 3.5	3.7	3.9
0.5	21.9	23.1	24.3
1.0	87.4	92.3	97.1
1.5	196.7	207.6	218.5

Tabell C1. Motstandskraft på rigg.

Antar vi f.eks. en vertikalhastighet for plumen til  $v = 0.5$  m/s vil tabellen vise at for  $\rho = 1000$  kg/m<sup>3</sup> virker en vertikalkraft lik

$$Z = 24.3 \text{ tonn}$$

på riggen. For  $v = 0.2$  m/s reduseres denne til 3.9 tonn.

Til slutt i dette avsnittet skal nevnes at for en antatt vekt for West Vanguard på 24 300 tonn, kan dens vertikale bevegelse pga. motstandskraften og tetthetsvariasjonen i plumen skisseres som vist i figur C3. Her har vi benyttet oss av en vertikal volumforandring for riggen lik 412 m<sup>3</sup>/vertikalmeter og en statisk likevekts-tilstand ( $h = 0$ ) for tettheten  $\rho = 1000$  kg/m<sup>3</sup>. Den tykke linje i figur C3 angir imidlertid resultatet for tettheten av sjøvann på 1030 kg/m<sup>3</sup>.

**C. 2. Forsøk i vanntank.**

Den samme modell som ble brukt i vindtunnelforsøkene ble også benyttet til å simulere riggens bevegelse i en vanntank etter ankerkutt og under påvirkning av en gassplume. En skisse av dette oppsett er allerede vist i figur 8. I tillegg henvises til figur C4 som viser plumens omriss ved vannoverflaten, dvs. plume-kjernens størrelse i forhold til modellen etter at ankerkutt for ankerne 4, 5 og 6 er simulert.

Det ble ikke observert nevneverdig helning av modellen i denne posisjon, se figur C5 og bilde a).

Ved å plassere en vekt på 47 g (tilsvarer 348 tonn på West Vanguard) i modellens bakre legg på babord side kunne en krenkning på omlag  $\alpha = 8^\circ$  observeres.

Økte denne vekt til 57 g (tilsvarer 423 tonn) viste modellen en krenkningsvinkel i området  $10^\circ < \alpha < 12^\circ$ .

Det skal bemerkes at modellens bevegelse fra plumens senter var satt til omlag en halv meter og dette tilsvare ca. 100 m i fullskala.

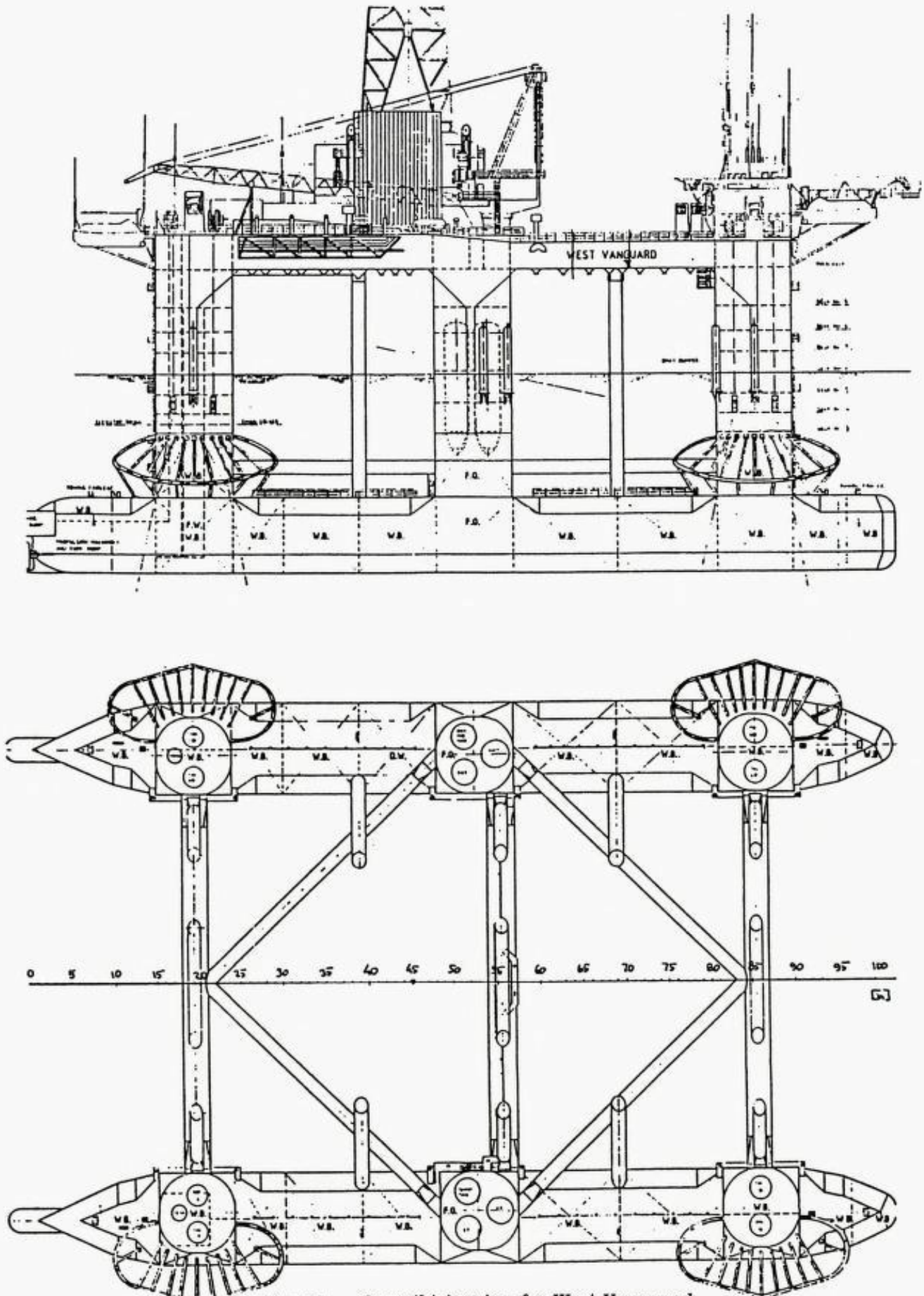


Fig. C1. Oversiktstegning for West Vanguard.

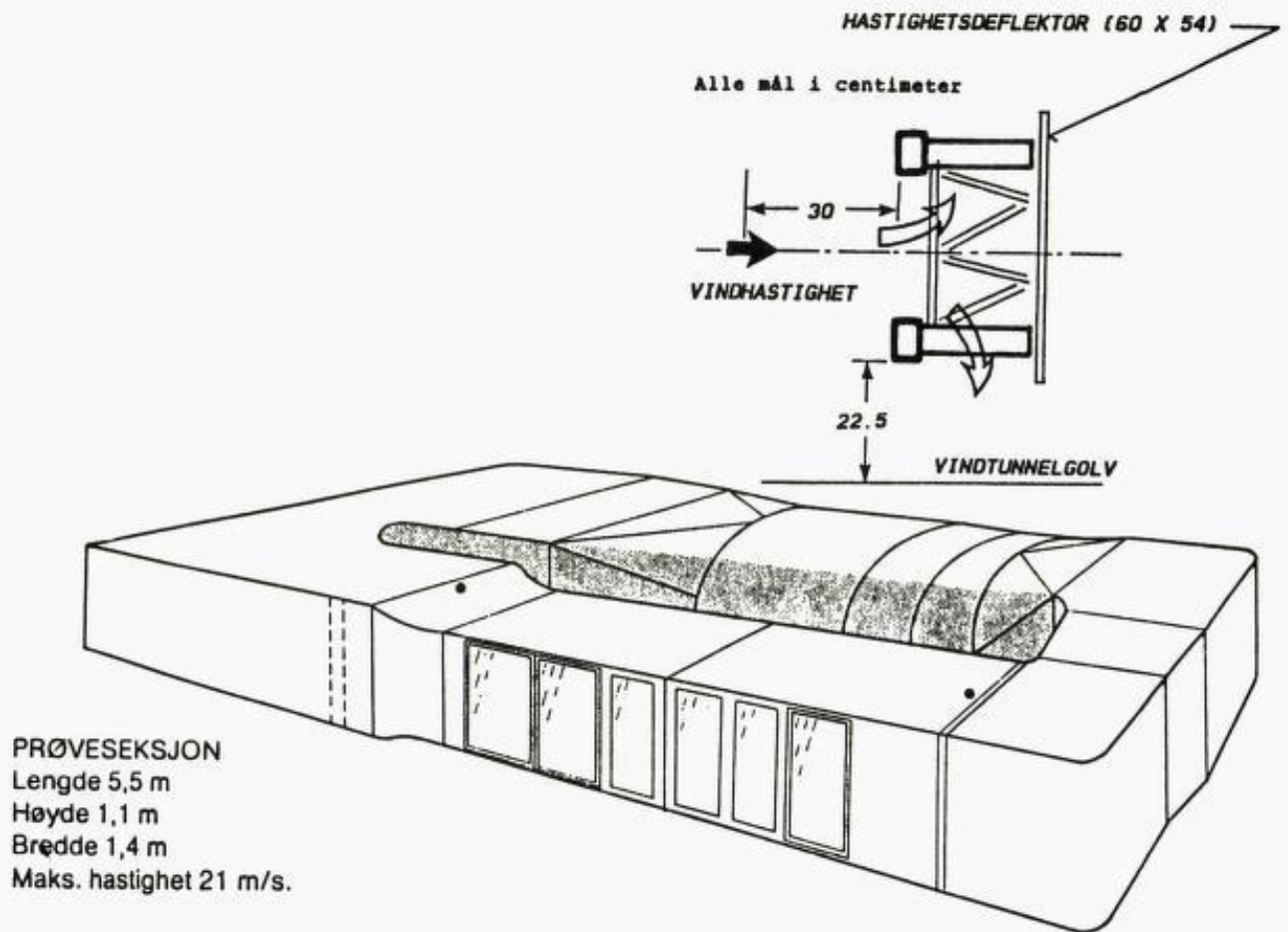


Fig. C2. Modell og vindtunnel.

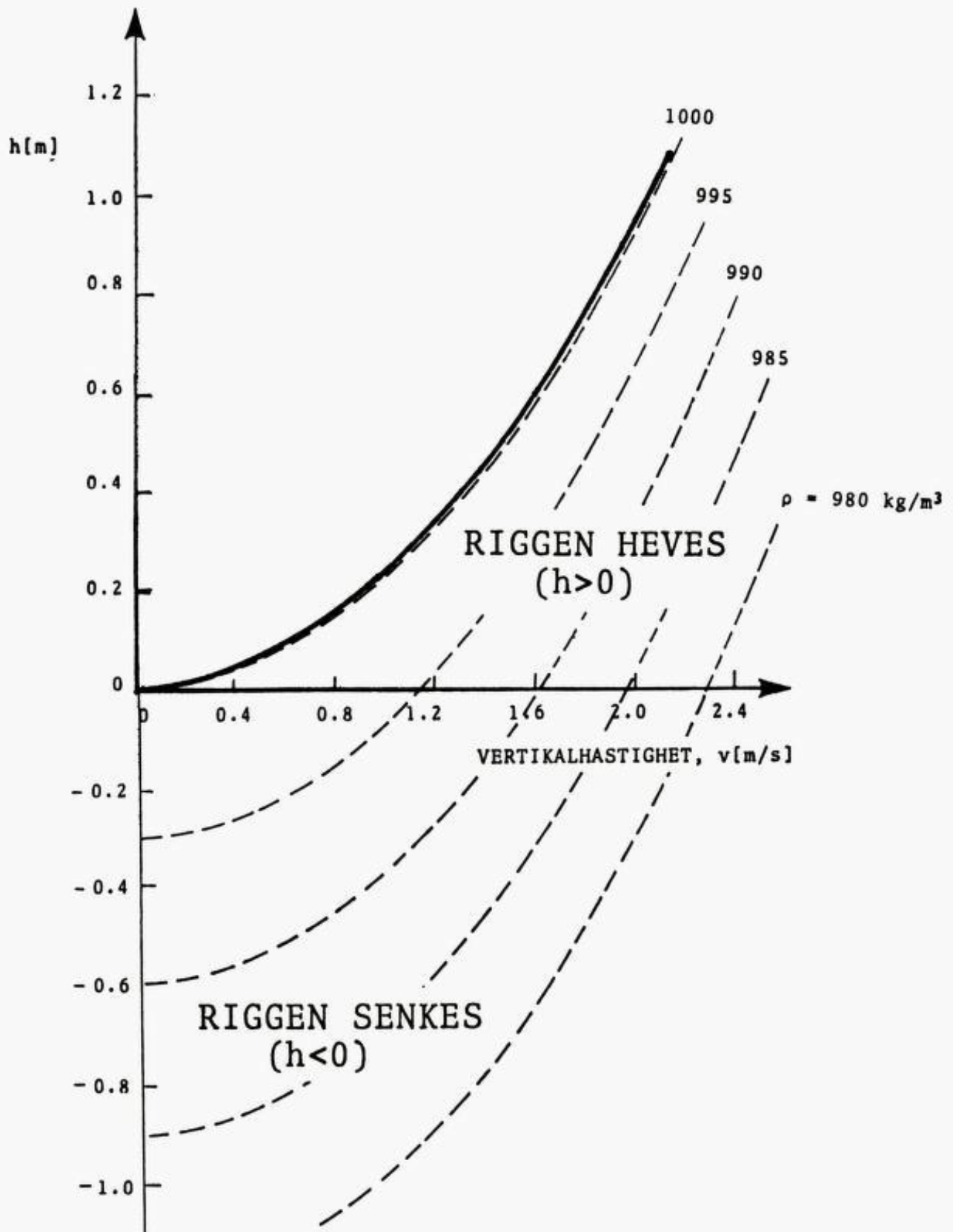


Fig. C3. Riggens vertikale bevegelse som funksjon av oppdriftskrefter og motstandskraft.

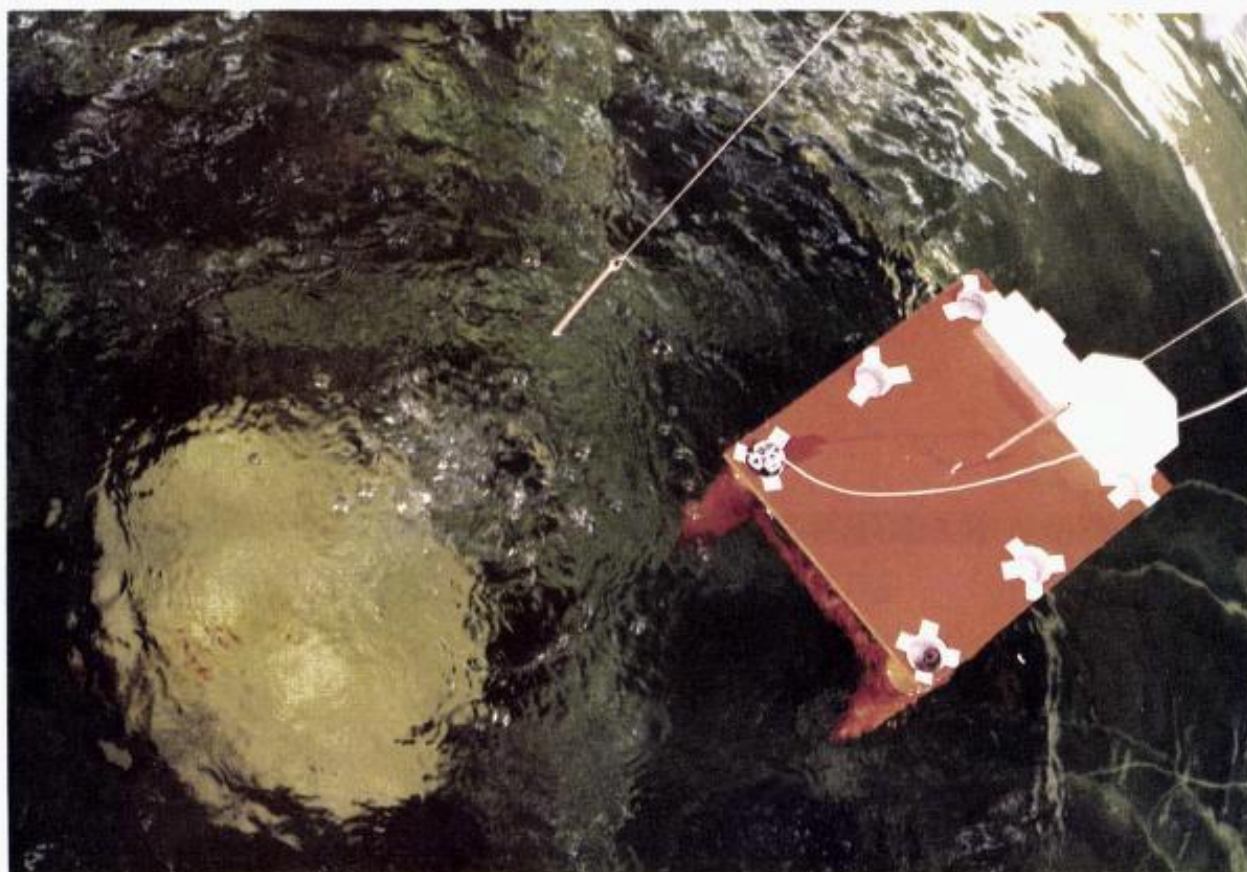
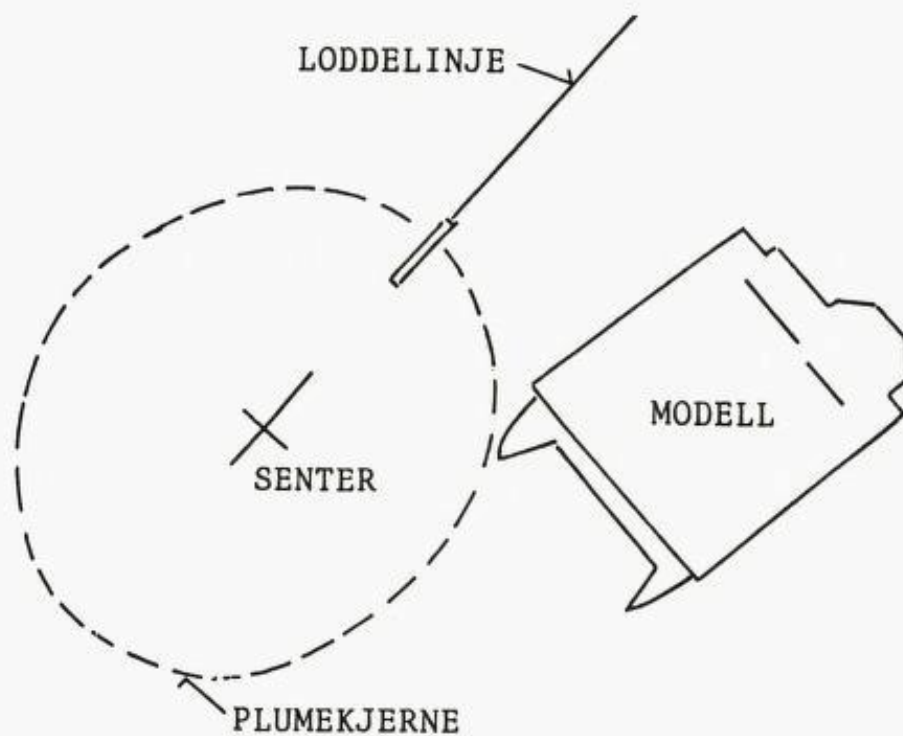
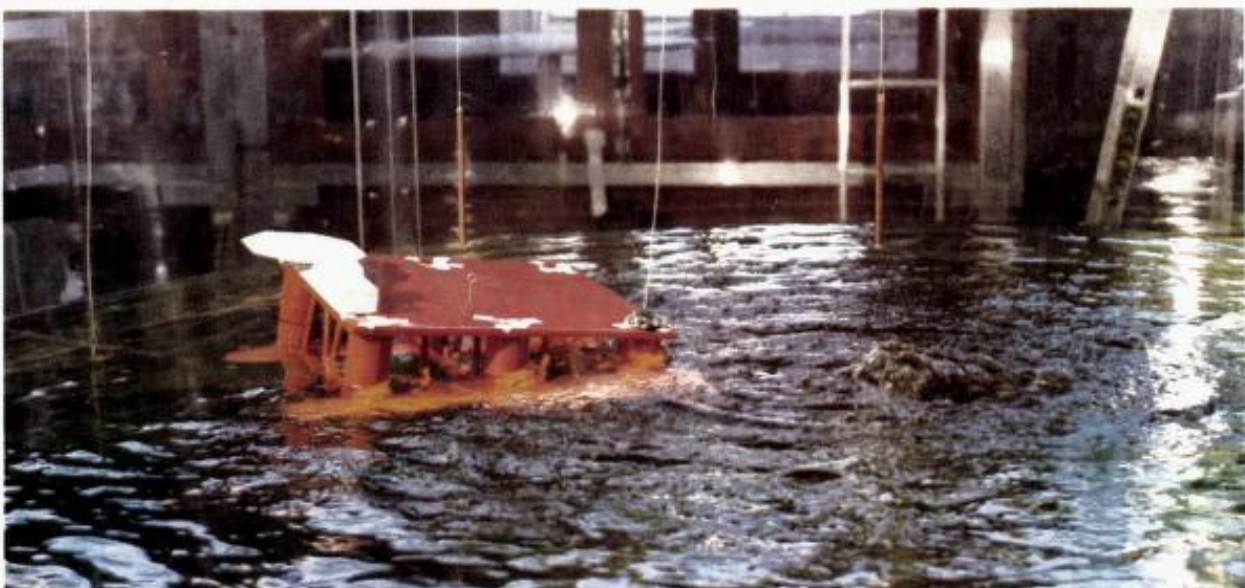


Fig. C4. Simulering av gassutblåsing i vanntank.



c)  $\alpha \approx 12^\circ$

Fig. C5. Simulering av vektforandring i vanntank.

Vedlegg 4

## Report on Computer Simulation of an Offshore Shallow Gas Kick.

by A. L. Podio, Professor and An-Ping Yang, Reserach Assistant  
University of Texas at Austin, USA.

January 14, 1986

Revised January 27, 1986

### Introduction

The following report presents the results of the computer simulation study of an offshore shallow gas blowout. The simulation was based on all the available data from the actual event. Uncertain or unknown parameters were estimated at first and then were adjusted to obtain as close a match as possible of the observed conditions.

The simulation was undertaken using an advanced computer model capable of accounting for the actual distribution of fluids in the wellbore, multiple occurrences of gas influx as well as the geometry of the flow system. The model is described in detail in the appendix.\*

It must be stressed that since the problem at hand involves many variables which values are unknown or uncertain there are multiple combinations of the variables that were considered that can give similar results. However it is believed that the conclusions reached as a result of the simulation study have a high probability of being accurate.

### Conclusions

The detailed study of the available data and drilling records and the results of the computer simulation study indicate that the following conclusions are warranted:

1. The gas kick was caused by drilling slightly underbalanced into a porous and permeable zone (or zones in near proximity) at about 21.00 hours. The level of underbalance was probably of the order of 0.15 ppg (0.018SG) coupled with a permeability of the gas zone of about 17 md.

2. Continued operations involving: two circulations «bottoms-up» and the drilling of two more joints from 21.00 to 22.52 hours, without increasing the mud weight, resulted in additional entry of gas into the wellbore. Gas influx into the well accelerated during the times

when circulation was stopped due to the reduction in bottomhole pressure through elimination of frictional back pressure. Gas influx also occurred during circulation whenever the gas in the wellbore reached the surface and expanded causing a decrease in bottomhole pressure.

3. The succession of gas influxes eventually caused enough reduction in bottomhole pressure so that a continuous influx of gas from the formation was established. This occurred at approximately the same time when mud, gas cut to 80–90%, reached the surface causing a rapid increase in pit volume.

The processes described above are illustrated by the graphs of the calculated well parameters shown in Figure (1).

4. The scenario described above also resulted in a continuously increasing pit level of about 10 bbls (1.6 cu.m.) during the first circulation (21.00 to 21.40) and of about 40 bbls (6.4 cu.m.) during the second circulation (22.12 to 22.55). This is contrary to the observed active pit record which shows a constant or decreasing pit level during a portion of the second circulation.

5. Assuming that the active pit record is representative of the real events it was necessary to include the effects of lost circulation in the simulation. A constant rate of lost circulation, assumed to take place at the casing shoe, of about 45 bbls/hour (7 cu.m./hour) during the time of the second circulation, resulted in an offsetting of the pit level increase and duplicates better the observed active pit behaviour. This is illustrated in Figure (2).

6. Circulation of kill mud of a density of 10.25 ppg (1.23 SG) any time from after the drilling break (21.00 hours) until about the end of the second circulation (22.50 hours) resulted in reducing the underbalance to the point that it was possible to regain hydrostatic control of the well. This is illustrated in Figures 3, 4 and 5. Circulation of lower density kill mud (for

\* Appendices not printed.



example 9.5 ppg) would also have been effective in controlling the flow provided this was undertaken during the first circulation period.

7. Circulation of kill mud after making the second connection (23.00 hours) did not result in sufficient increase of bottomhole pressure to prevent the continued gas flow into the well. The result was total loss of control as shown in Figure 6.

8. Conclusions 6 and 7 are also valid for the case where lost circulation is not present. See Figures 7 and 8.

9. With or without lost circulation, the variations in pit level during most of the time in question (21.00 to 22.30) were relatively small (10 to 15 bbl) and consequently could easily go unobserved or could be masked by other activities (addition of water to pits, vessel motions, etc.). Additional indicators such as return flow monitoring would be required to improve the ability to detect abnormal conditions.

### Discussion

The objective of this computer simulation study was to explore a number of alternative scenarios which could lead to a loss of well control similar to that experienced in the field case for which the data was provided.

The event corresponds to a case where a floating drilling platform is undertaking drilling operations, soon after setting surface casing, through a riser outfitted with a diverter system at the surface. (A copy of the statement of the problem and all data supplied are presented in the appendix.) Drilling proceeds normally until a drilling break is observed. This is followed by a complete circulation period during which moderate gas cutting is observed. After resuming drilling, additional gas cutting is experienced and eventually a large flow develops while making a connection. The diverter is activated but a failure of the relief lines results in leakage of gas which causes an explosion.

The following sections of the report describe the procedure used in undertaking the computer simulation of this event and presents the results that substantiate the conclusions of the study.

### Computer Model

A description of the computer model used in the study is presented in the appendix.<sup>(1)</sup> The complete description of the model and a listing of the FORTRAN code are provided under separate cover.<sup>(2)</sup>

The principal characteristic of the model used in this study is that it is capable of de-

scribing the correct distribution of fluids in the wellbore whenever a gas kick is experienced and during the subsequent well control operations instead of lumping the gas into a single section as do most of other published kick control simulators. The model also accounts for multiple kicks which may develop during drilling and/or well control activities. The wellbore geometry is considered realistically which is important in this case due to the large change in wellbore diameter at the casing/conductor/riser interfaces.

The model is recent development and as such it has not been tested extensively. However as described in the appendix it yields realistic results and the calculated pressures and pit level profiles agree with those of a published experimental test.<sup>(3)</sup> All calculations for this study were undertaken on a Cyber 170/175 computer system.

### Data Set

The data required for the simulation consists of the physical properties of the fluids, the geometry of the wellbore and drillstring systems, the properties of the formation, and the sequence of events and values of operational parameters as a function in time. Most of these parameters have some degree of uncertainty with the formation parameters generally being unknown.

In this particular case the data is unusually complete since the drilling operation was being monitored closely at the surface and at the bottom with a MWD (Measurements While Drilling) system which besides rate of penetration yielded a Gamma Ray/Resistivity Log.

All the data provided for the study and the statement of the problem are reproduced in the appendix. The data was studied carefully especially over the section corresponding to drilling from 496 m to 523 m or correspondingly from 20.30 to 23.15 hours. With regard to computer simulation of a kick it is important to insure that the operational parameters, the progress of the drilling operation and the sequence of events are properly coordinated. To achieve this, the time period was subdivided into short intervals over which the operational parameters were assumed to be constant. Table 1 summarizes the sequence of events and the operational parameters used for the computer simulation.

Although this data set is not an exact replica of the actual field experience, it is capable of reproducing the phasing of events with changes in pumping rate and drilled depth within plus or minus 20 seconds of the recorded data. The values of rate of penetration had to be adjusted from the average values re-

corded in the MWD report in order to achieve the phasing with the drilled depth. For kick simulation the correct timing of transitions in pumping rate are more important than the exact replication of depth so that more weight was given to replicating the pumping rate as a function of time. This was undertaken using the pump flow/pressure and kelly height record as a function of time (pages 10 and 11 of the data set) since it has a clearer time scale than the other records.

It should be noted that pipe reciprocation

which took place during the circulation periods (21.01 to 21.38 and 22.12 to 22.46) was not considered in the simulation due to time limitations for the study. The pipe velocity was calculated to be within normal operational guidelines and not likely to cause significant pressure surges due to the low viscosity of the mud and annular clearance.

The wellbore geometry, fluid properties, BHA configuration etc. are clearly described in the given data and were used to generate the well configuration for the simulation.

Table 1. Sequence of events.

Real Time	Simul. time sec.	Depth m.	Depth Ft.	ROP m/h	ROP ft/h	Pump l/m	Pump GPM	Activity
20.30	0	496	1627	0	0	0	0	Make connection
20.31	60	496	1627	0	0	1760	465	Start pumping
20.33	180	496	1627	60	197	2600	687	Start drilling
20.35	300			61	200	»	»	
20.38	480			52	170	»	»	
20.41	660			25	82	»	»	
20.44	840			18	59	»	»	
20.48	1080	502.5	1657	0	0	»	»	Make connection
20.52	1320	»	»	0	0	0	0	Stop pumping
20.55	1500	»	»	0	0	1760	465	Start pumping
20.57	1620	»	»	0	0	2600	687	
20.58	1680	»	»	45	148	»	»	Start drilling
21.00	1800	506.7	1662	480	1574	»	»	Drilling break
21.00	1860	508.3	1667	0	0	»	»	Stop drilling
								Circulate
21.38	4080	508.3	1667	40	131	»	»	Startdrilling
21.40	4200			48	157	»	»	
21.42	4320			20	66	»	»	
21.45	4500			35	115	»	»	
21.49	4740	514	1686	0	0	»	»	Stop drilling
21.51	4860	»	»	0	0	0	0	Stop pump
								Make connection
21.56	5160	515	1689	0	0	1200	317	Start pump
21.57	5220	»	»	0	0	1600	423	
21.58	5280	»	»	0	0	500	132	
21.59	5340	»	»	0	0	0	0	Stop pump
22.00	5400	»	»	0	0	1600	423	Start pump
22.01	5460	»	»	0	0	1600	423	Survey
22.02	5520	»	»	0	0	2600	687	
22.09	5940	»	»	10	33	»	»	Start drilling
22.12	6060	516	1692	0	0	»	»	Stop drilling
								Circulate
22.46	8140	»	»	27	89	»	»	Start drilling
22.52	8500			47	154	»	»	
22.54	8620	523	1715	0	0	»	»	Stop drilling
22.55	8680	»	»	0	0	0	0	Stop pumping
22.56	8740	»	»	0	0	0	0	Close diverter
23.00	8980	»	»	0	0	1300	344	Start pump
23.01	9040	»	»	0	0	2600	687	
23.02	9100	»	»	0	0	2800	740	
23.04	9220	»	»	0	0	3100	819	
23.15	9880	»	»	0	0	3100	819	End of records

The most uncertain data corresponds to the formation properties. Given the log it was possible to determine the approximate depth and thickness of the formation from where the gas kick probably originated. The values used in the simulation were formation top at 1657 feet (505.2 m) bottom at 1667 feet (508.2 m). These values were selected to coordinate the operational events with the drilling record.

The formation pressure was considered to be very close to the mud gradient in the annulus in view of the gas shows which were observed during the drilling of the 466 to 502 m sections. These gas shows could be attributed partly to drilled gas and partly to connection gas coming from the sand at 476-480 m. Initial estimate of formation pressure was 10 ppg (1.2 SG) equivalent. This proved to be excessive as shown in the next section of the report.

Considering the unconsolidated nature of the sediments and the shaly nature of the sand the permeability was initially estimated to be of the order of 50 to 100 md. This was also proved to be excessive by subsequent simulation. It must be noted that it is the combination of permeability and underbalance that controls the rate of gas flow into the wellbore. Similar behaviour can be expected for high permeability and low underbalance as for low permeability and high underbalance.

Given the shallow nature of the wellbore an additional factor that is uncertain is the fracture gradient from the casing shoe to the bottom. This was initially estimated to be 12 ppg (1.44 SG) equivalent based on typical values for offshore continental shelf.

### Simulation runs

Over eighty simulation runs were made in the course of this study in order to achieve a reasonable match between the observed and simulated cases. (An index of the principal runs is presented in the appendix.)

The initial data set was used at the beginning of the study and as expected it had to be modified before the simulation yielded results similar to the actual records.

The principal parameters used in matching results of the simulation, after the depth of penetration and pump rate changes were replicated, were the active pit level variations and the gas shows in the mud gas record.

### Preliminary runs

At the beginning efforts were directed to obtaining a moderate gas show at about 21.22 hours (3100 seconds from beginning of simulation) followed by additional gas influx and ra-

pid pit rise at 22.54 hours. After 14 runs a reasonable match was achieved for the initial show using a gas pressure of 9.308 ppg equivalent and a permeability of 10 md. This is shown in Figure 9. (Note the scale for pit gain is 0 to 8 bbls which exaggerates the variation of pit level.) Increasing the gas pressure to 9.33 ppg causes a large pit gain and an early blowout.

These preliminary runs indicated that it would be difficult to simulate the essentially constant pit level during the second circulation while a large gas show was recorded during the same time. A sensitivity study was thus undertaken to study the effect of increasing permeability and introducing lost circulation.

### Permeability Variation

Permeability was increased gradually while decreasing the gas formation pressure. It was observed that for a gas pressure of 9.25 ppg, (0.09 ppg underbalance) the permeability could be increased to 899.1 md without losing control of the well (Figure 10). Increasing permeability further to 899.3 caused a large pit level increase and an early blowout (Figure 11). Further adjustments of the variables probably would have resulted in values that would have replicated better the real data. However the sharp variations in gas cut observed for the high permeability cases (up to 40% for the first show) did not correspond with the observed moderate gas shows. It was felt that the lower permeability case would be more stable and produce the desired gas cut levels so all further work was done using permeability in the 10 to 20 md range.

### Effect of Lost Circulation

The pit level variations recorded in the field indicate the possibility that lost circulation was a factor to be considered. In particular there is a decrease in the pit level during the second gas show and what appears to be a significant decrease in pit level after the drilling break.

For these reasons the influence of lost circulation on the results of the kick simulation was investigated for the following cases:

Case 1 - Lost circulation at time of drilling break, 25 Bbls (4 cu.m.)

Case 2 - Lost circulation at time of drilling break, 25 Bbls (4 cu.m.) and lost circulation at time of next connection (21.51 hrs) of 20 bbl (3.2 cu.m.)

Case 3 - Constant rate of lost circulation of 50 Bbbls/hour (8 cu.m./hour) after the connection at 21.51 and continuing till the end.

The effect of this parameter was to aggravate the gas influx and cause additional reduction in wellbore pressure, either due to a reduction of the annular fluid level or a reduction of the annular flow rate and frictional back pressure.

The results of the runs are summarized in tables 2, 3 and 4 which compare the well condi-

tions at the time of the last connection at 22.54-22.57 hours. The parameters that are tabulated are the change in pit level, the flow rate and gas cut of the fluid flowing from the wellbore, if any. Under normal conditions without a gas kick in the wellbore all these parameters should, at this time, be close to zero since the pump is stopped for the connection and the pit level is stable. The base case corresponds to a formation pore pressure of 9.3 ppg and a permeability of 10 Md. for the gas zone.

Table 2. Case 1 - Single occurrence of lost circulation. Conditions at 22.55 hours.

Figure No.		Pit Gain Bbbls	Mud-gas Mixture Flowrate, GPM	Gas cut %
12	No Lost Circ. K = 10 md (Base case)	0.4	0	0
13	24 Bbbls, Lost K = 10 md	6	20	28
14	24 Bbbls, Lost K = 12 md	7	50-90	30-60

Further increasing the permeability to 14 Md causes a large pit level increase and the well to blowout.

Table 3. Case 2 - Double occurrence of lost circulation. Conditions at 22.55 hours.

Figure No.		Pit Gain Bbbls	Mud-gas Mixture Flowrate, GPM	Gas cut %
15	24 Bbbls lost, + 20 Bbbls lost K = 10 md	57	400-1200	70-80
16	25 Bbbls lost, + 21 Bbbls lost K = 12 md	110	564-8400	80-85

Both of the above cases eventually result in blowouts. Note from the figures that there is a definite continuously increasing trend of the pit level. *This does not agree* with the actual

observed decrease of pit level between 22.00 and 22.54 hours, with only an increase at the end of this period as shown in the active pit record.

Table 4. Case 3 – Constant rate of lost circulation at casing shoe during second circulation (22.00 to 23.00). Conditions at 22.55 hours.

Figure No.		Pit Gain Bbls	Mud-gas Mixture Flowrate, GPM	Gas cut %
17	50 Bbl/hr lost K = 10 Md	- 57	0	0
18	50 Bbl/hr lost K = 18 Md	- 40	90-360	50-85
19	50 Bbl/hr lost K = 19 Md	+ 5	200-930	50-80

Figures 18 and 19 show that the pit level decreases during the time of interest (between 5000 and 9000 seconds) reversing this trend and increasing at the end. *This is similar to the observed pit record* although the change is about twice that observed.

In the above calculations it was considered that the point of lost circulation was in the vicinity of the casing shoe. Since there is no basis other than it should be the point of lowest fracture gradient additional runs were made changing the point of lost circulation to correspond to the zone in the vicinity of the drilling break at 1560 feet (475 m). This did not change these results appreciably. Therefore only lost circulation at the casing shoe was considered in further simulations.

### Summary

In summary, with regard to lost circulation it may be concluded that the observed active pit behaviour in the real well is better approximated by including in the simulation the continuous occurrence of lost circulation at a small rate, rather than the occurrence of lost circulation at one or two points in time.

Further trial and error resulted in selecting the case for constant lost circulation and a permeability of 17 md with a formation gas pressure of 9.308 ppg as the case yielding the best pit level and gas show match. This case was presented in Figure 2.

### KILL MUD CIRCULATION

This section addresses the effect of introducing, at some point during the simulation, a heavier drilling fluid into the wellbore so as to try to regain hydrostatic control of the well.

The data indicates that kill mud of 10.25 ppg (1.23 SG) was available. Two situations were considered initially: a) Kill mud circulation started immediately after the drilling break

(21.00 hours), b) Kill mud circulation started during the second circulation period (22.18 hours).

The base case studied was that shown in Figure 2 for continuous lost circulation, 17 md permeability and gas formation pressure of 9.308 ppg. As can be seen in Figures 3 and 4, in both instances it is possible to regain control of the well. By circulating the kill mud immediately after the drilling break, only one gas show is observed which corresponds to the gas entry at the time of the drilling break. When starting the kill mud at the later time the subsequent gas shows decrease in magnitude and disappear by the end of the simulation. Note that in both instances there is a continuous decrease in the pit level. This corresponds to the lost circulation effect. The rate of lost circulation was not changed from the previous simulation although in reality it would be affected by the increased mud weight.

Additional simulations were undertaken to establish the latest possible time when starting the kill mud circulation would still result in regaining well control. Figure 5 shows that by starting the kill mud at 8200 seconds (22.47 hours) although there is a significant gas show, the percentage of gas decreases towards the end of the simulation. On the other hand starting the kill mud at 9100 seconds (23.02) does not have sufficient controlling effect and a pit gain of over 100 bbl is experienced as shown in Figure 6, with subsequent blowout.

The base case without lost circulation was also studied for the two alternatives of kill mud circulation times. As shown in Figures 7 and 8 the well is also brought under control. The principal difference from the previous cases is the absence of decrease in pit level.

From the above it can be concluded that circulation of higher density drilling fluid causes sufficient increase in bottomhole pressure to reduce the gas influx to the point that hydrostatic control is regained. By introducing the heavier mud early in the simulation it would

be possible to regain control with a lower density mud than the 10.25 used in the study, for example 9.5 ppg should be adequate although it would take a longer circulation time to reduce the gas influx to zero.

#### SINGLE GAS SLUG CASE

The following addresses the simulation of a single gas slug entering the wellbore at the time of a connection. The gas influx is assumed to be due to swabbing caused by the presence of a stabilizer which restricts the annular area and is located in the vicinity of the gas sand when drilling is stopped and the drill string is raised.

Pipe movement is considered to be approximately 10 meters. The particular wellbore/drill collar combination corresponds to an annular volume of 0.09 Bbls/ft so that the displaced volume is approximately 3 Bbls.

It is necessary to keep in mind that it would be of *no interest* to simulate the case where this gas slug is the only gas present in the wellbore. The mud-gas record from the well shows that there *are multiple gas shows*, with the last one having a significant magnitude and occurring for several minutes prior to the connection. This gas must have entered the wellbore sometime during the previous drilling operations. Therefore for the simulation the well was first drilled to the connection point with enough underbalance to allow some gas into the well but not enough to cause the large kick that was observed. This case is shown in Figure A-1, which represents the following conditions:

Gas formation pressure = 9.308 ppg  
Mud Weight = 9.16 ppg  
Gas formation permeability = 10 md

This yields a situation where there is a minor gas show which is essentially completely circulated out at the time of the connection.

For the gas slug case the well was redrilled as previously but during the connection 3.3 Bbls of gas (10 meters of the annulus) are allowed to enter the wellbore at the depth of the gas sand. This results in a corresponding pit gain, after which the pumps are started and circulation initiated. This case is shown in Figure A-2.

As can be seen it takes approximately 1200 seconds for the gas slug to reach the surface at which time there is a rapid increase of the pit level and the gas cut increases from zero to 82% in about 30 seconds. This is in disagreement with the actual well record where the sharp pit gain takes place almost simulta-

neously with the stopping of the pumps at the beginning of the connection with gas already flowing from the well.

This gas flowing from the well with mud at the time of the connection must have entered the well at least 15 to 20 minutes earlier. This corresponds approximately to the bottoms-up time including a factor to account for gas migration. It should not be forgotten that although the well is shallow there is a significant annular volume which has to be displaced before formation fluids can flow at the surface.

#### DRILLING INTO A HIGH PRESSURE SAND

This addresses the simulation of a situation where during the last drilling sequence the bit penetrates a high pressure gas sand so that gas rapidly enters the wellbore and almost immediately flows to the surface.

Three unknowns exist: the formation pressure, its thickness and its permeability. On the MWD log there is no indication of such a sand. The log however is missing about the last ten meters of the hole. Therefore the worst case assumption was made that the sand thickness is about 10 m.

Secondly, with regard to the formation pressure even assuming a very tight caprock which completely seals the gas sand, it is difficult to justify a formation pressure which is greater than the fracture gradient at that depth. Therefore a value of 12 ppg was used in the simulation of this case, which corresponds to a reasonable fracture gradient for this offshore case.

With regard to formation permeability there is no basis to assume that the permeability is significantly different from the permeability of the upper zones for which a value of 17 md was established earlier.

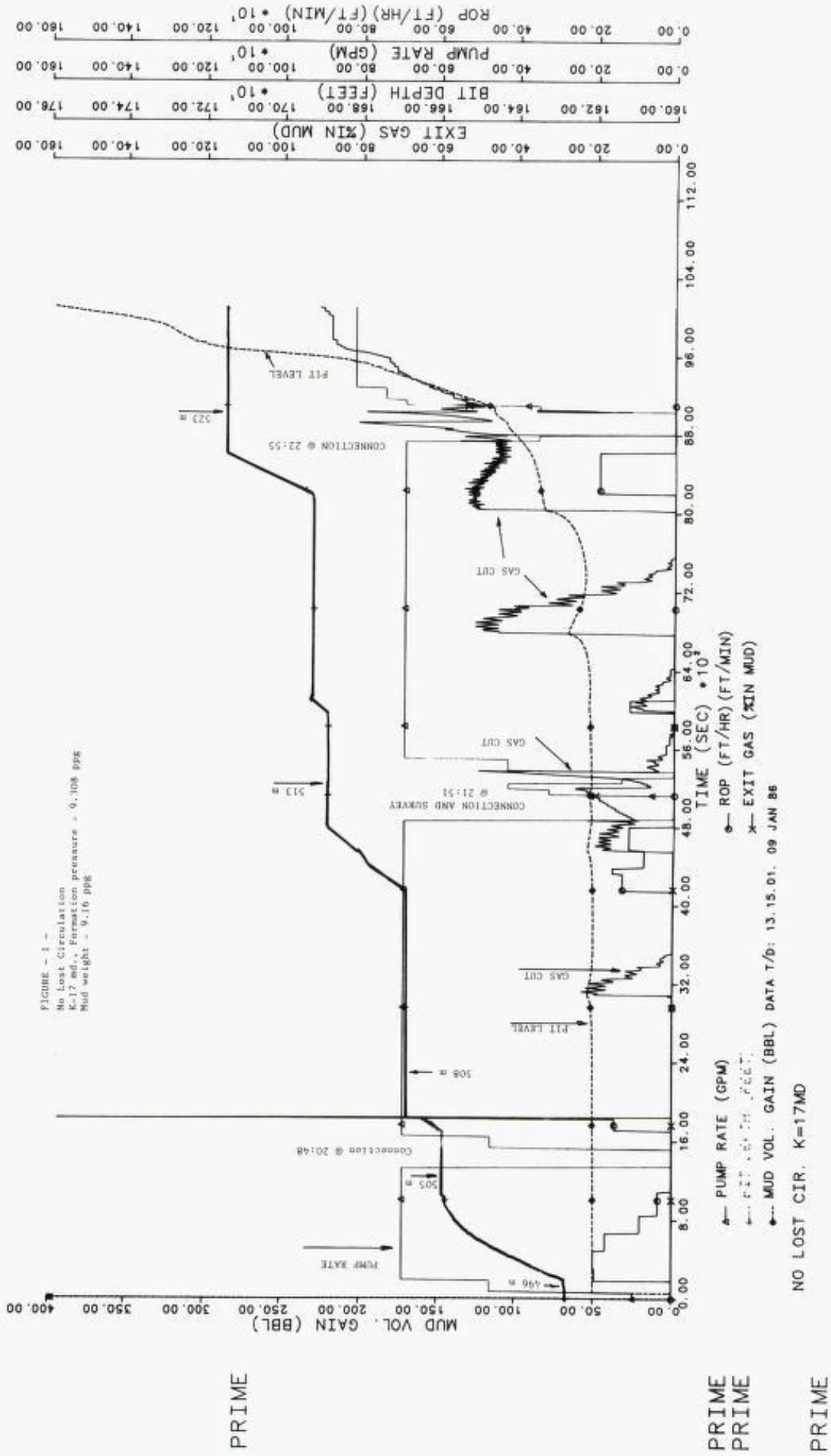
In order to generate some gas cut in the mud prior to drilling into the gas sand, as experienced in the real case, but without causing a blowout the formation pressure in the upper sand was reduced to 9.25 ppg. Figure A3 shows this base case which also includes the constant lost circulation effect. Figure A4 corresponds to the case when the high pressure gas sand is drilled into at 8436 seconds (22.51 hours). Almost immediately a pit level increase can be noticed which steadily continues through the connection and rises to over 200 bbls by the time the gas reaches the surface at 9454 seconds (23.10 hours).

These results, once again do not agree with the field observation of the gas reaching the surface at the beginning of the connection and the pit level rising sharply.

Therefore it seems valid to conclude that these two scenarios are probably not very good representations of the observed events.

#### REFERENCES

1. Podio, A. L. and A-P, Yang: «Well Control Simulator for IBM Personal Computer», SPE Preprint 14737, 1986.
  2. Yang, An-Ping: «An Advanced Well Kick Simulator», MS Thesis, University of Texas at Austin, December 1985.
  3. Rader, D. W., et al.: «Factors Affecting Bubble-Rise Velocity of Gas Kicks», JPT, May 1975.
-





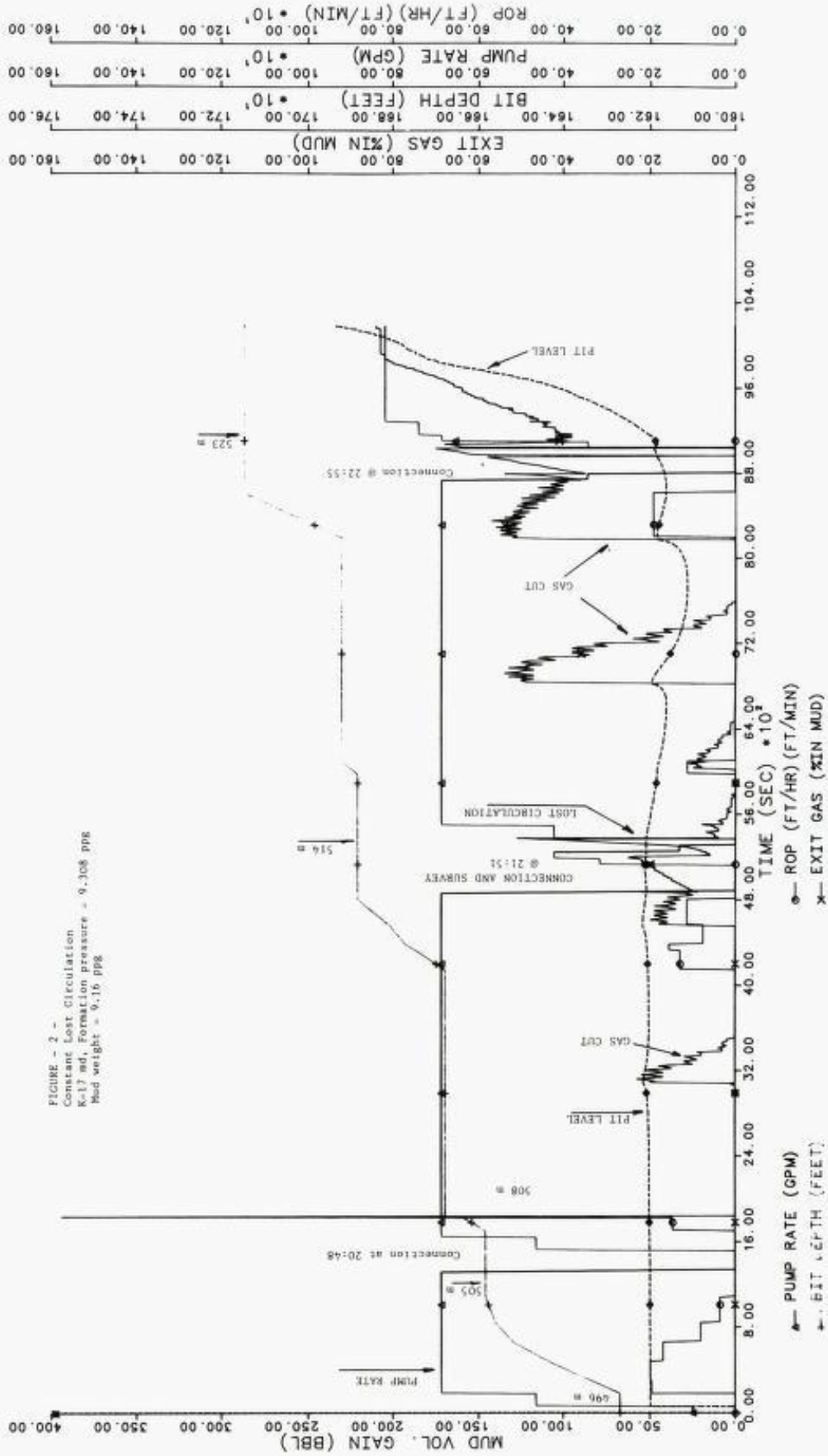


FIGURE - 2 -  
Constant Lost Circulation  
K=17 md, Formation pressure = 9,308 ppb  
Mud weight = 9,15 ppb

PRIME

PRIME

PRIME

PRIME

CONSTANT L.C. 5400->9600 @ CASING SHOE. K=17MD

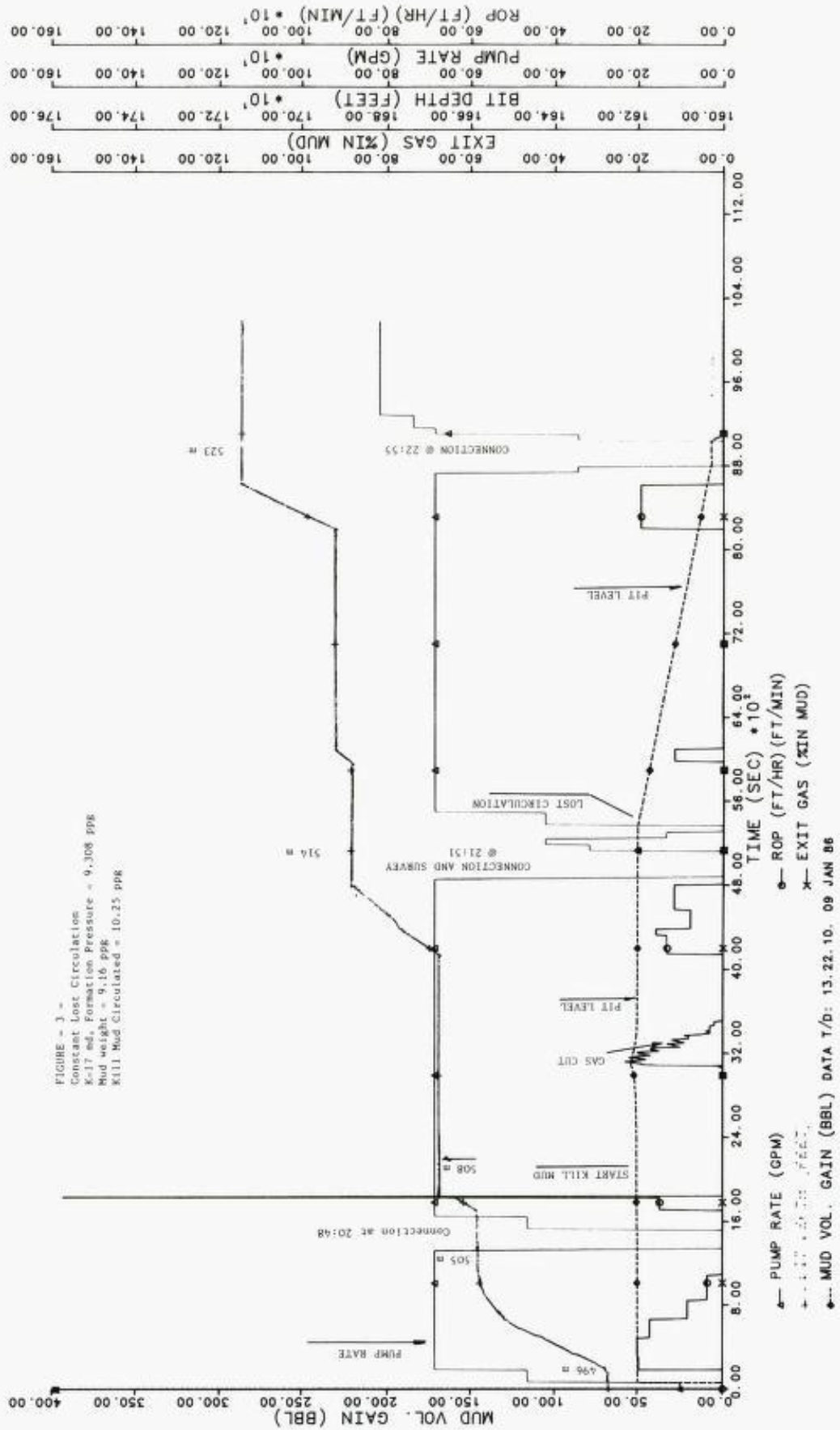


FIGURE - 3 -  
 Constant Lost Circulation  
 K=17 md, Formation Pressure = 9,308 ppg  
 Mud weight = 9.16 ppg  
 Kill Mud Circulated = 10.25 ppg

CONSTANT L.C. @ CASING SHOE, K=17MD, M.W.10.25 @ 1764 SEC

PRIME

PRIME  
 PRIME

PRIME

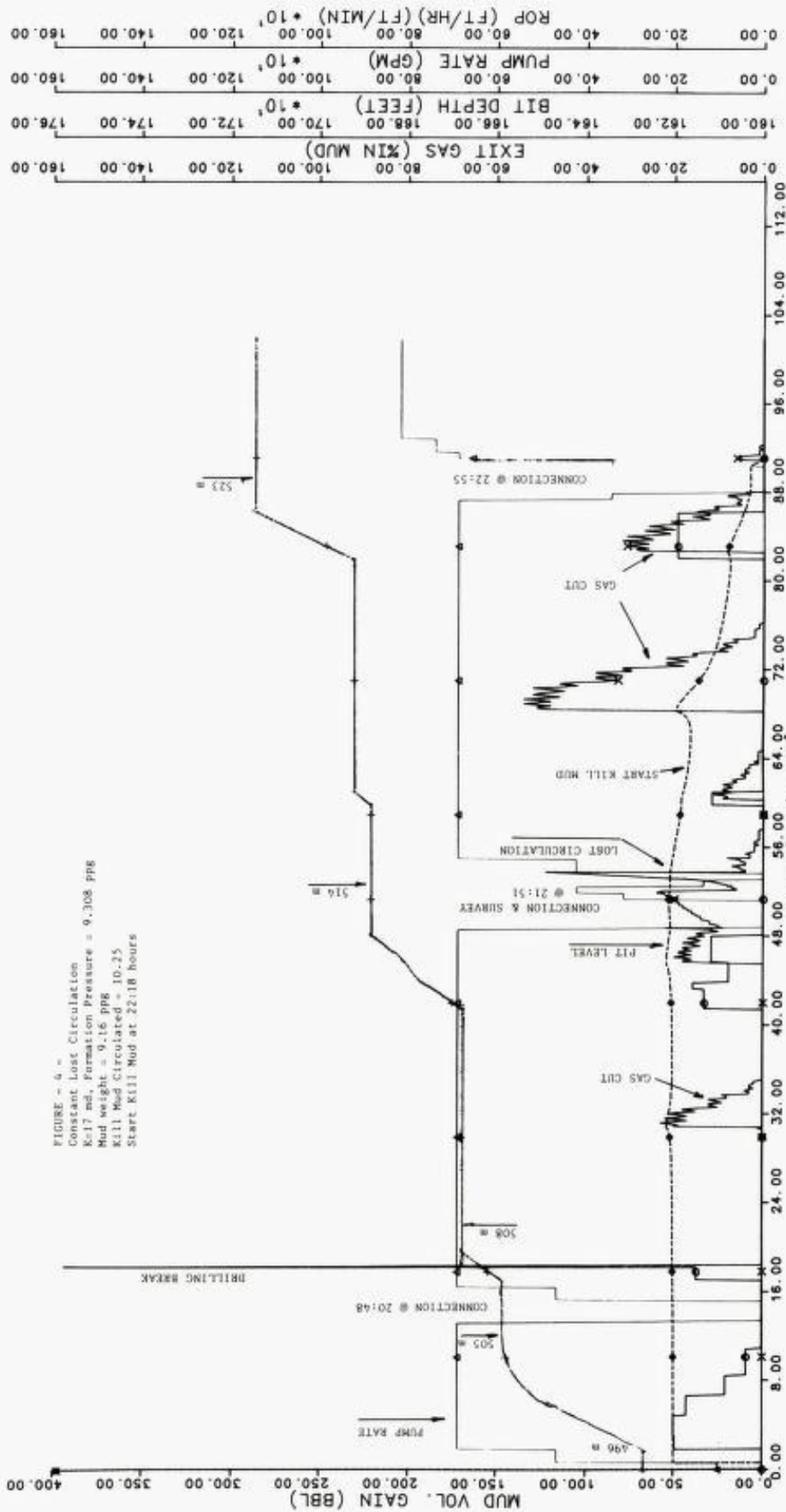


FIGURE - 6 -  
 Constant Lost Circulation  
 K=17 md, Formation Pressure = 9,308 ppg  
 Mud weight = 9,16 ppg  
 Kill Mud Circulated = 10-25  
 Start Kill Mud at 22:18 hours

● PUMP RATE (GPM)  
 ▲ MUD VOL. GAIN (BBL)  
 ○ BIT DEPTH (FEET)  
 ◆ EXIT GAS (%IN MUD)  
 DATA T/D: 13.36.51, 09 JAN 86

CONSTANT L.C. ● CASING SHOE, K=17MD, M.W.10.25 ● 6400 SEC

PRIME

PRIME  
 PRIME

PRIME

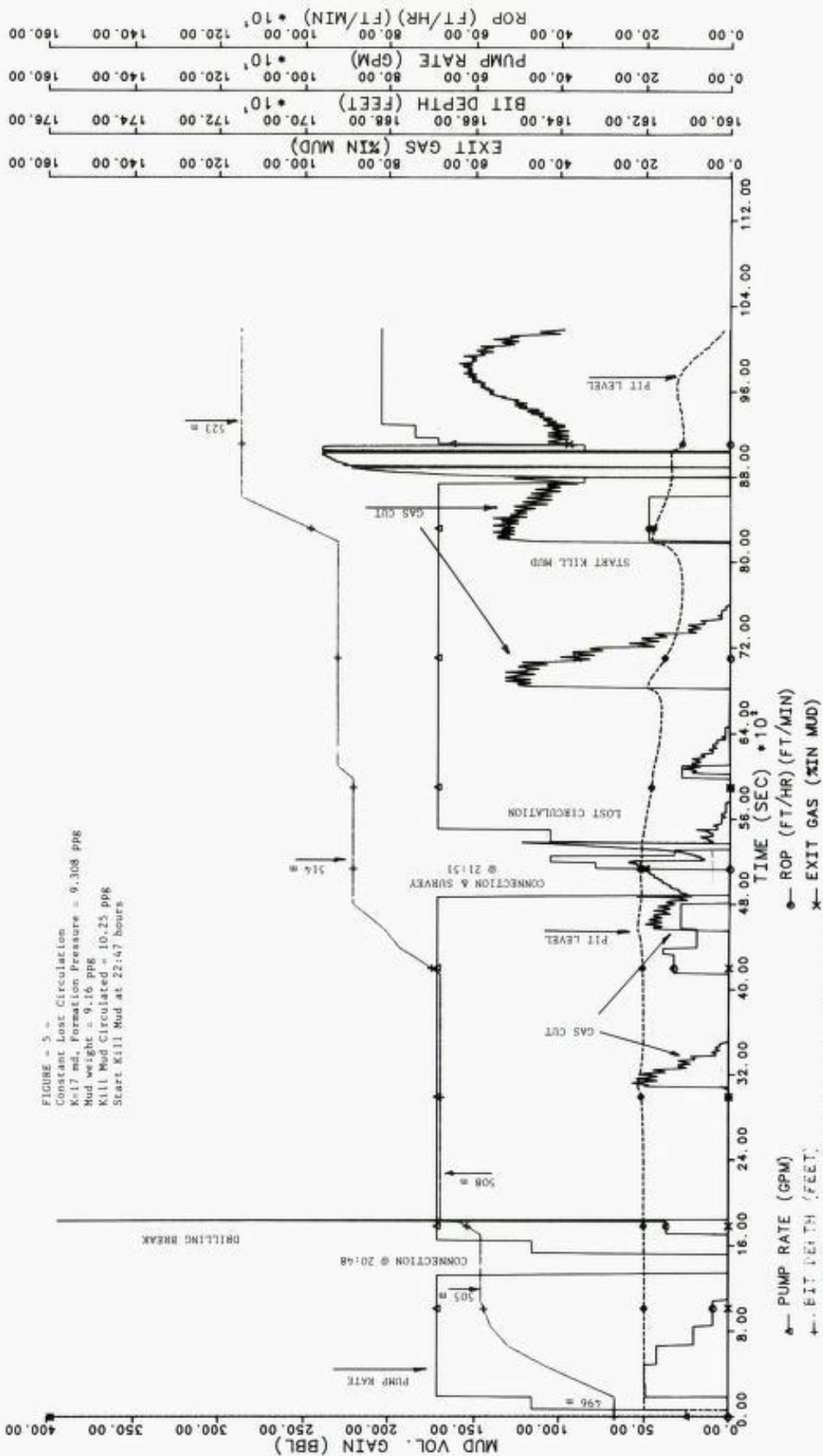


FIGURE - 5 -  
 Constant Lost Circulation  
 K=17 md., Formation Pressure = 9,308 ppg  
 Mud weight = 9,16 ppg  
 Kill Mud Circulated = 10,25 ppg  
 Start Kill Mud at 22:47 hours

PRIME  
 PRIME  
 PRIME

CONSTANT L.C. @ CASING SHOE. K=17MD. M.W.10.25 @ 8200 SEC

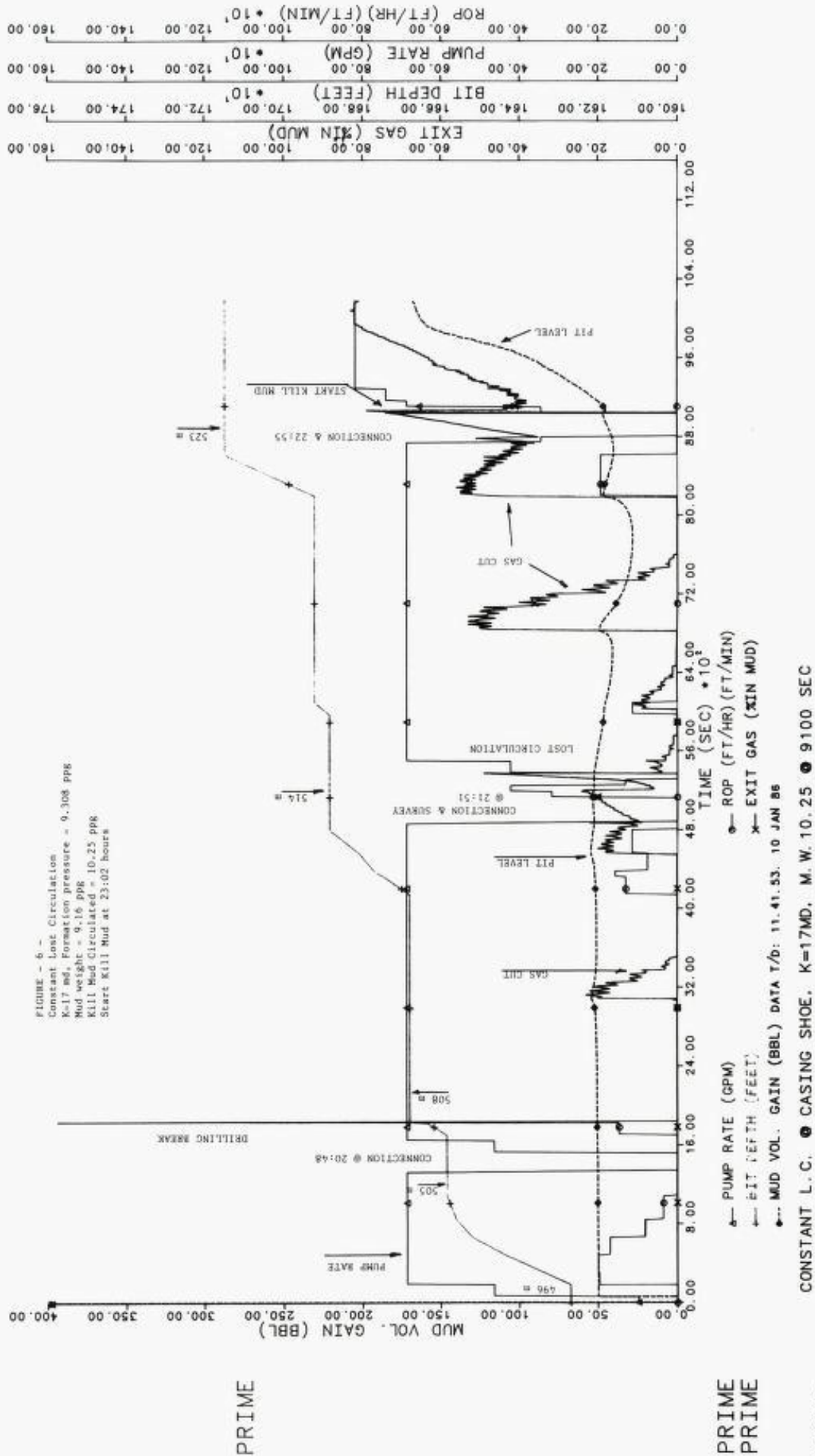
PRIME

PRIME  
 PRIME

PRIME

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

Vedlegg 4



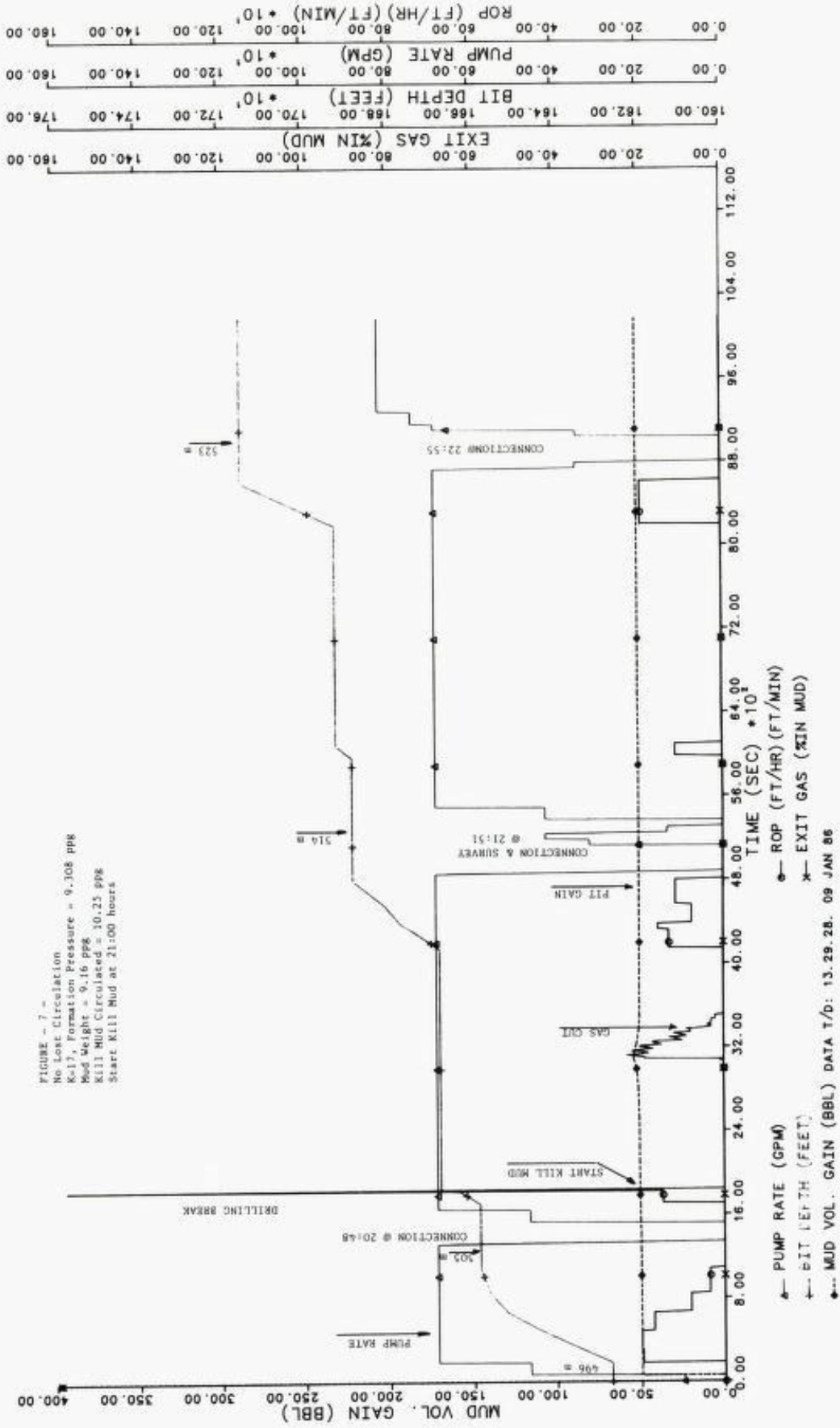


FIGURE - 7 -  
 No Lost Circulation  
 Kill 17, Formation Pressure = 9.108 ppg  
 Mud Weight = 9.16 ppg  
 Kill Mud Circulated = 10.25 ppg  
 Start Kill Mud at 21:00 hours

NO LOST CIR., K=17MD, KILL M.W.=10.25 AT 1764 SEC

PRIME

PRIME  
 PRIME

PRIME

Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard, 6. oktober 1985

Vedlegg 4

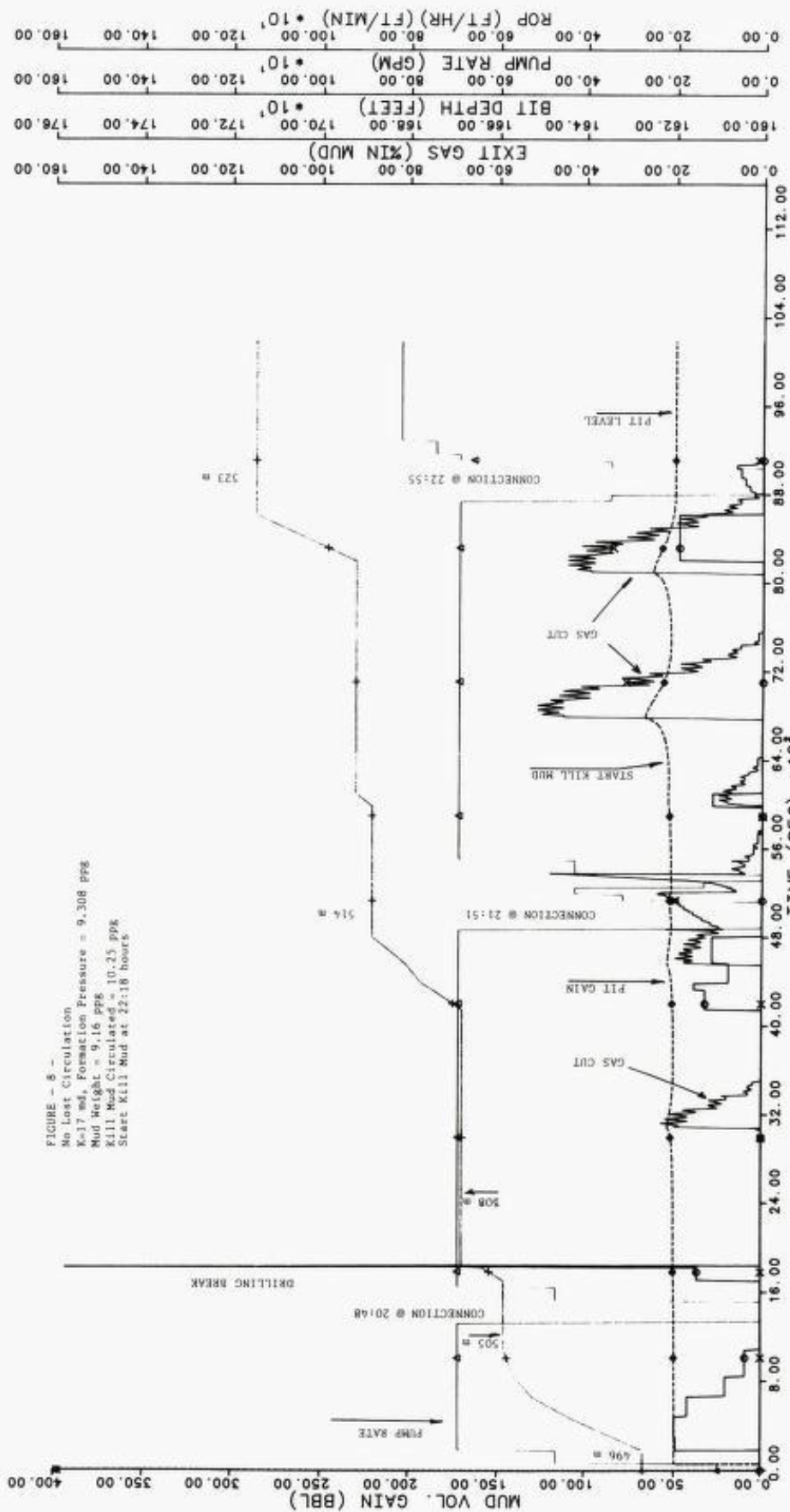


FIGURE - 8 -  
 No Lost Circulation  
 K=17 md, Formation Pressure = 9.308 ppg  
 Mud Weight = 9.16 ppg  
 Kill Mud Circulated = 10.25 ppg  
 Start Kill Mud at 22:18 hours

● ROP (FT/HR) (FT/MIN)  
 x EXIT GAS (%IN MUD)

▲ PUMP RATE (GPM)  
 --- BIT DEPTH (FEET)  
 ◆ MUD VOL. GAIN (BBL) DATA T/O: 13.44.38. 09 JAN 86

NO LOST CIR., K=17MD, KILL M.W.=10.25 AT 6400 SEC

PRIME

PRIME  
 PRIME

PRIME

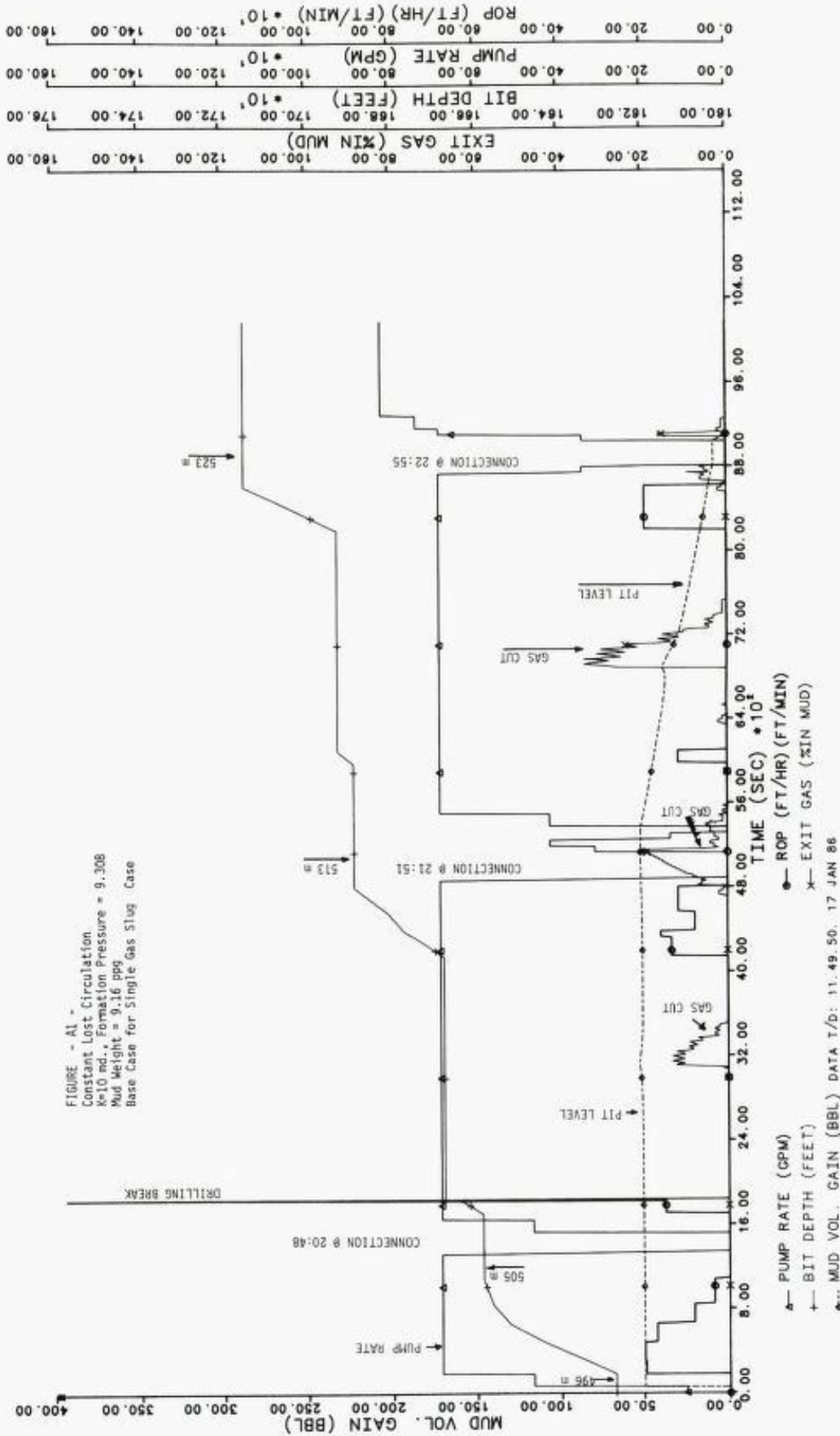


FIGURE - A1 -  
 Constant Lost Circulation  
 K=10 md., Formation Pressure = 9,308  
 Mud Weight = 9.16 bpg  
 Base Case for Single Gas Slug Case

CONST. L.C., K=10MD  
 DATA T/D: 11.49.50. 17 JAN 86

PRIME

PRIME  
 PRIME

PRIME



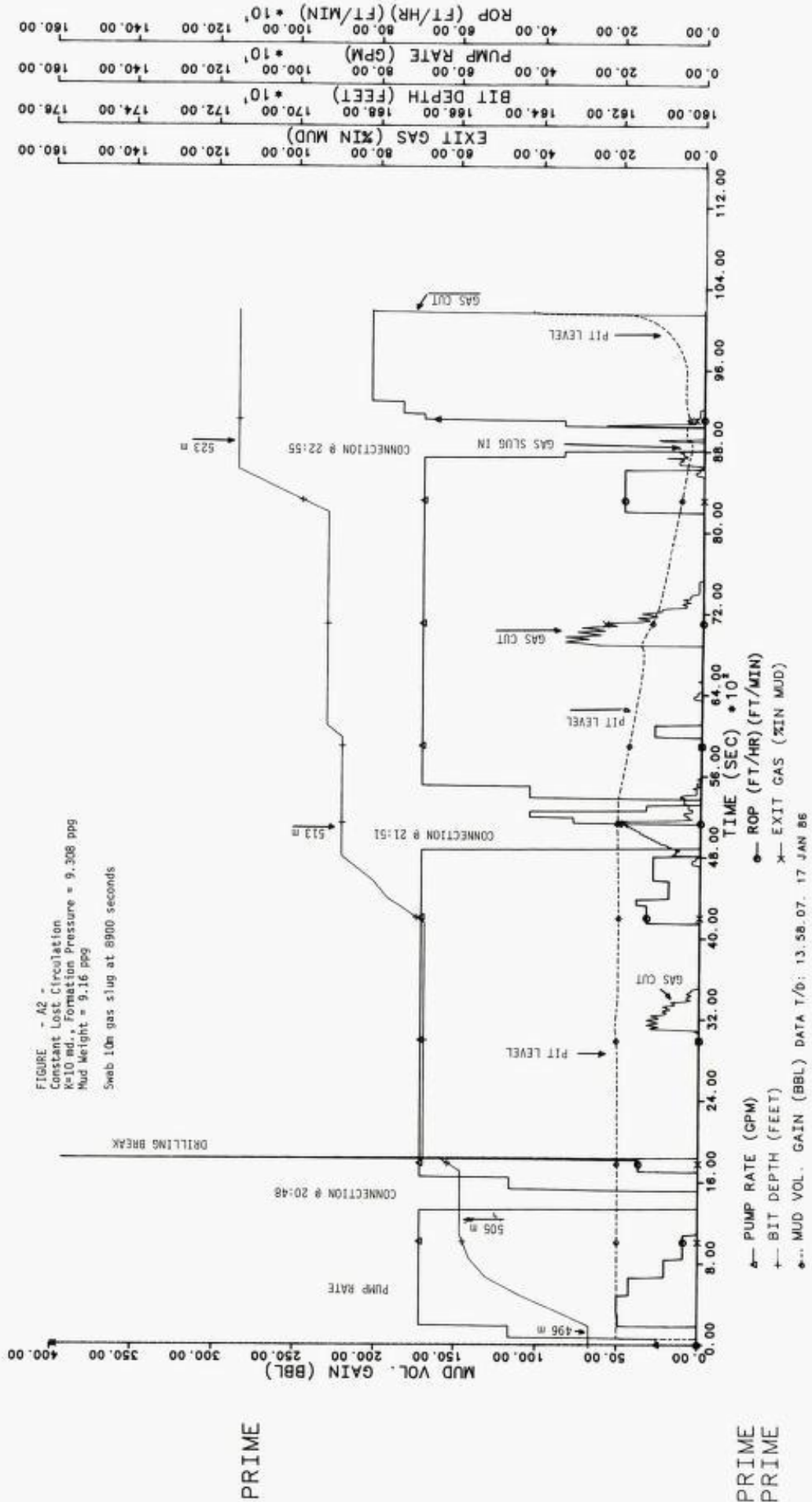
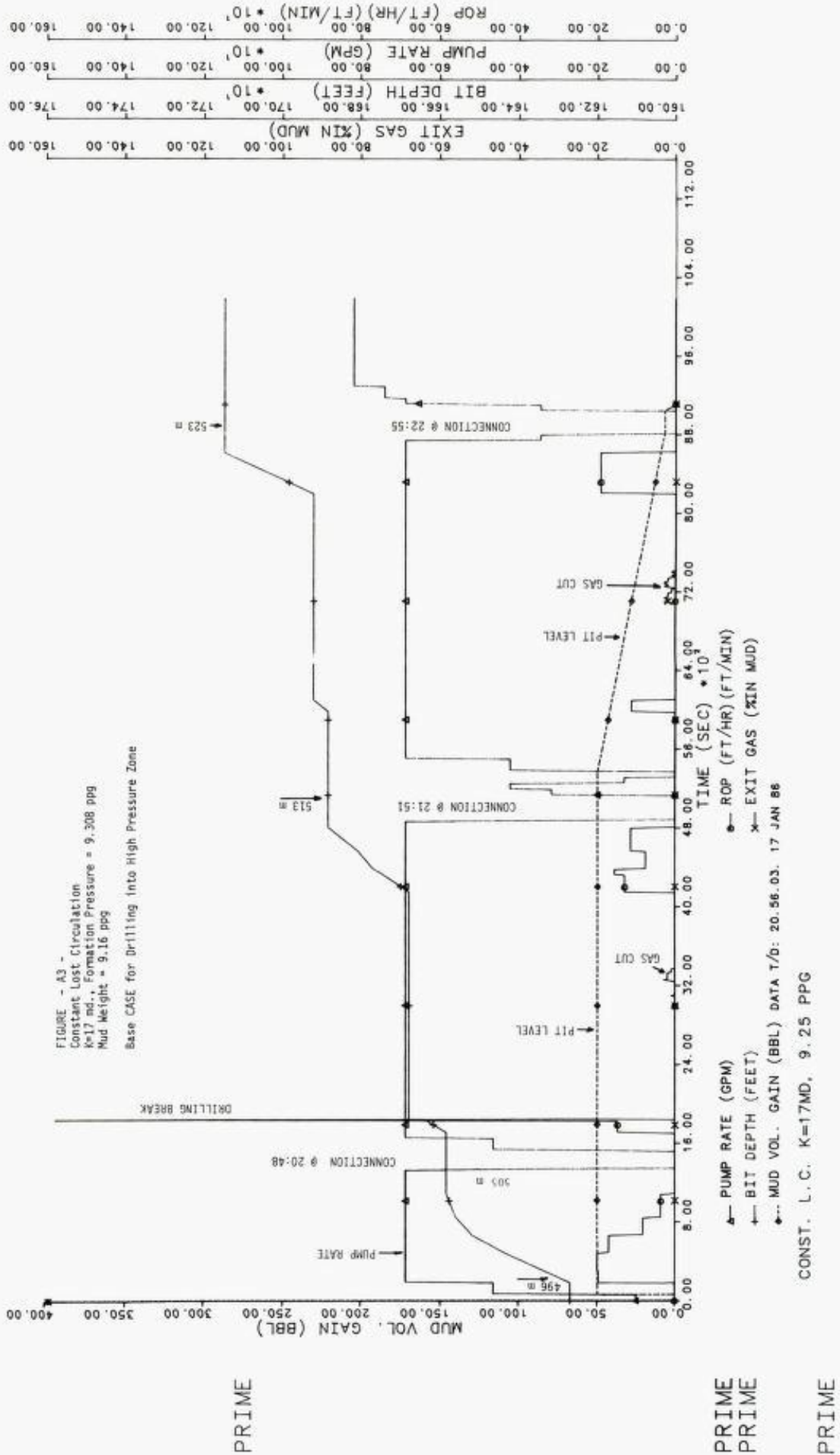


FIGURE - A2 -  
 Constant Lost Circulation  
 K=10 MD., Formation Pressure = 9.308 ppg  
 Mud Weight = 9.16 ppg  
 Swab 10m gas slug at 8900 seconds



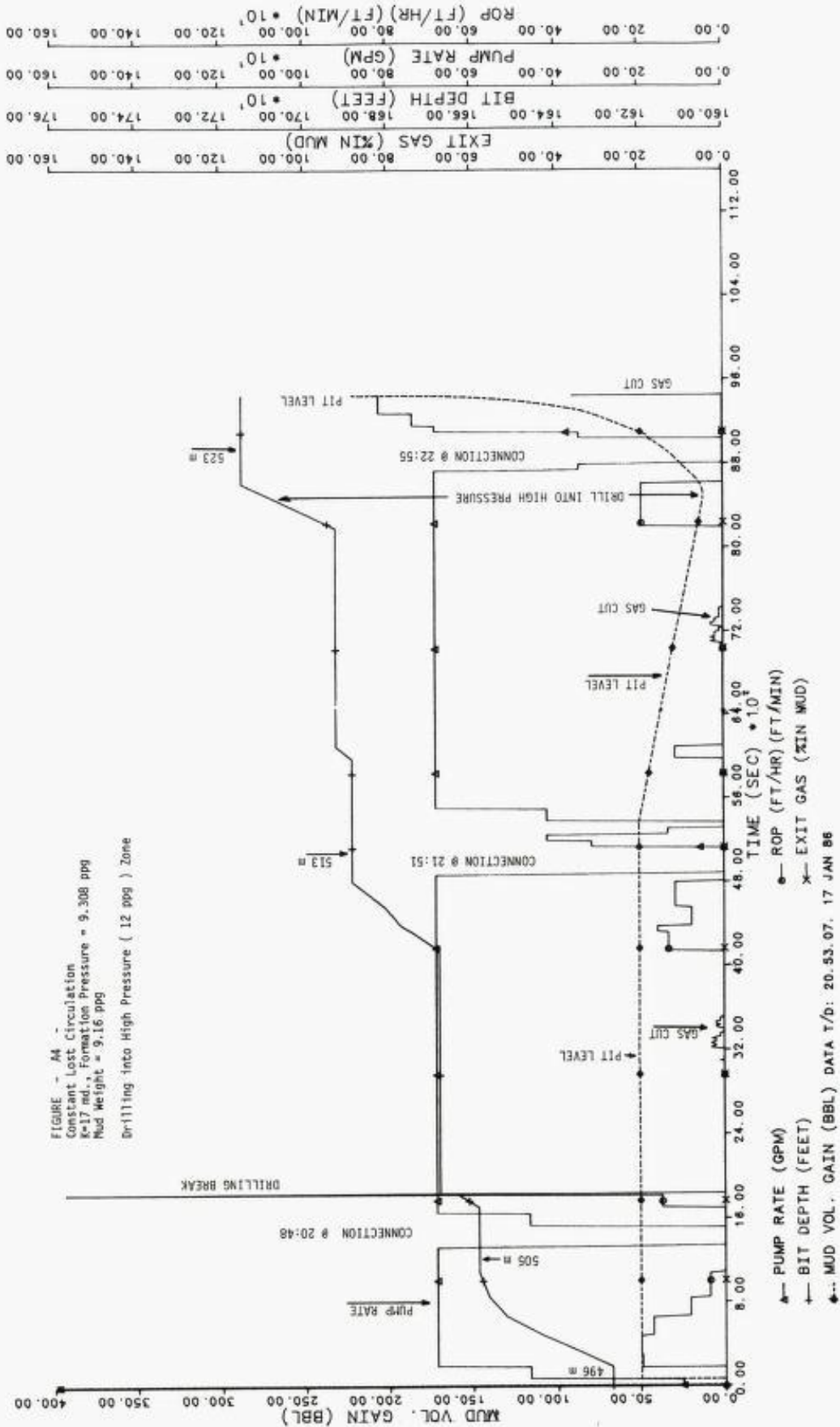


FIGURE - AM  
 Constant Lost Circulation  
 K=17 md., Formation Pressure = 9,308 ppg  
 Mud Weight = 9.16 ppg  
 Drilling into High Pressure ( 12 ppg ) Zone

CONST. L.C. K=17MD, 12PPG AT 1705FT ADDED

PRIME

PRIME  
PRIME

PRIME

Vedlegg 5**Beregning av plattformens forflytning etter utrausing av ankerkjetting**

MARINTEK/SINTEFRUPPEN  
(ing. Harald Rudi – siv.ing. Knut Mo)

6. november 1985/10. mars 1986

Beregning av West Vanguards bevegelser ved utrausing av ankerkjetting i forbindelse med ulykken 6. oktober 1985.

For beregningene har vi brukt Marintek's forankringsprogram MIMOSA, som er det mest anvendte programmet for ankringsanalyser på norsk sokkel. Programmet er godkjent av Sjøfartsdirektoratet og benytter seg av en kvasistatisk metode for bestemmelse av maksimalt linestrekk.

I tillegg til data oversendt i brev av 6 november 1985 har vi benyttet et tidligere data-sett for en BINGO-3000 rigg. Input data følger vedlagt i tabell 2. Fremgangsmåten har vært som følger:

Likevekt er antatt ved strekkfordelingen oppgitt i Deres brev. Krefter fra miljøet (vind, strøm og bølger) må derfor være like store og motsatt rettet summen av linestrekene. Vi har beregnet disse kreftene til å være:

Kraft 369 kN i retning 148 grader  
Moment 3 000 kNm i retning mot klokka

Retningene er referert til plattformens lokale koordinatsystem.

Positiv x-akse forover  
Positiv y-akse mot styrbord

Plattformen var oppgitt å ligge med heading 247 grader relativt nord, og vindretningen var 135 grader relativt nord, og altså 248 grader i plattformens koordinatsystem.

Dette innebærer at vindretningen ikke sammenfaller med miljøkreftene. Dette kan henge sammen med at retningen på for eksempel strøm er en annen enn vindretningen, eller det kan være feil i den beregnede miljøkraften på grunn av unøyaktighet i strekkavlesningen ombord. Strekkmålere for kjettingstrekk har vanligvis relativt dårlig nøyaktighet. Den beregnede miljøkraften er imidlertid liten, og en feil i kraftretning vil influere relativt lite på de videre beregningene.

Det vi videre har gjort er å bryte line 4, 5 og 6, finne likevektsposisjon, deretter bryte line 3 og ny beregning av likevektsposisjon. Resultatene fra disse beregningene er gitt i tabell 1 under.

Total linelengde er 1 500 m. For et linestrekk på 1 400 kN vil 692 m av denne lengden være fri av bunnen. For line 3 som har et strekk på 1 200 kN vil hengende lengde være 635 m. Ved et brudd i en eller flere liner vil ankerliner som ligger på tvers av forflytningsretningen ikke lengre bli liggende i et plan slik MIMOSA regner. For å ta hensyn til dette er det derfor gjort to tilleggskjøringer med linelengde 1 000 og 700 m. Det er vanskelig å si hvilken verdi som er mest korrekt. Svaret ligger ventelig et sted mellom disse to verdiene. Etter det vi har fått oppgitt om at linene har gravet seg ned i bunnen, slik at de ikke lenger er synlige synes det fornuftig å bruke linelengde 700 m.

Brutt line	Langskips m	Tverrskips m	Total m	Retning grader	Rotasjon grader
Linelengde 1 500 m					
4,5,6	95,2	32,2	100,5	18,7	-23,0
4,5,6+3	103,7	13,5	104,6	7,4	-12,0
Linelengde 1 000 m					
4,5,6	83,7	29,6	88,8	19,5	-21,7
4,5,6+3	96,6	12,2	97,4	7,2	-11,1
Linelengde 700 m					
4,5,6	73,0	27,2	77,9	20,4	-20,2
4,5,6+3	88,1	11,1	88,8	7,2	-10,2

Tabell 1. Resultat fra likevektsberegninger.

Koordinatene oppgitt i tabell 1 er posisjon av plattformens senter gitt relativt til posisjon i intakt tilstand. Dersom en antar at line 4,5 og

6 brytes samtidig vil plattformen nå ytterposisjonen i transienten etter ca. 3 minutter.

*West Vanguard – Data at blowout 1985.10.06 – Ulykkeskommisjon*

*Input data:*

Modulus of elasticity (N/m <sup>2</sup> )			Bottom friction				
Wire	Chain	Rope	Wire/Rope	Chain			
0.9800E+11	0.5600E+11	0.9800E+11	0.7	1.0			
Clumpw. (kN)	Buoy (kN)	Z-Fairlead (m)	Depth of anchor (m)	Bottom slope (deg)			
0.0	0.0	5.0	221.0	0.0			
Segment	Type	Length (m)	Diameter (m)	Weight in water (N/m)			
Lower	chain	500.0	0.076	1 151.0			
Middle	chain	500.0	0.076	1 151.0			
Upper	chain	500.0	0.076	1 151.0			

All 8 lines are identical

*Line data*

Line	Direction (deg)	Tension (KN)	Length (m)	Fairlead coordinates			Breaking load (kN)
				X (m)	Y (m)	Z (m)	
1	19.0	1 400.0	1 500.0	35.5	32.2	5.0	6 010.
2	77.0	1 100.0	1 500.0	32.7	33.5	5.0	6 010.
3	103.0	1 200.0	1 500.0	-32.5	33.5	5.0	6 010.
4	161.0	1 200.0	1 500.0	-35.3	32.8	5.0	6 010.
5	-161.0	1 200.0	1 500.0	-35.3	-32.8	5.0	6 010.
6	-103.0	1 350.0	1 500.0	-32.5	-33.5	5.0	6 010.
7	-77.0	1 150.0	1 500.0	32.7	-33.5	5.0	6 010.
8	-19.0	1 400.0	1 500.0	35.5	-32.2	5.0	6 010.
Environmental force		369.1 (KN)					
In direction		148.0 (deg)					
Moment		-2.5 (MNm)					

Tabell 2. *Input data.*

Vedlegg 6

## Undersøkelse av nødutløsesystemet for ankervinsj nr. 3 – S.S.D.P. «West Vanguard».

*Veritas Norge, Bodø, (siv.ing. I. O. Nilsen – Nygaard/siv.ing. Sverre Nybakk)*

31. oktober 1985

### SAMMENDRAG

Under utblåsingen på Haltenbanken ble ankervinsjene nr. 3, 4, 5 og 6 utløst fra broen for å la kjettingene gå ut.

Ankervinsj nr. 3 hadde vært utsatt for eksplosjonskrefter som var så sterke at fundamentsbolter var slitt av. Kontrollhuset til vinsjen var også slitt løs, men stod på sin opprinnelige plass. Det hydrauliske systemet for nødutløsning av både vinsj nr. 3 og 4 var stort sett uskadet og fungerte ved prøving. Det var ennå trykk i akkumulatorene til nødutløsesystemet til vinsj nr. 3.

Låsepalen til kabelaren på vinsj nr. 3 hadde løst ut, men bandbremsen hadde ikke løftet av. Det er samme signal fra broen som løser ut begge funksjoner, men det er en hastighetskontroll for frigjøring av bandbremsen. Ved undersøkelsen var det feil ved hastighetskontrollen for vinsj nr. 3, mens samme funksjon for vinsj nr. 4 var i orden. Disse er plassert i samme kabinet, men på hvert sitt elektroniske kort.

Det er mest sannsynlig at det var feil ved hastighetskontrollen som var årsaken til at vinsj nr. 3 ikke løste ut for å slippe ut kjettingen.

### 0. Oversikt

1. Oppdrag.
2. Generelle observasjoner.
3. Undersøkelse av det hydrauliske systemet.
4. Undersøkelse av det elektriske styresystemet for nødutløsning.
5. Undersøkelse av den elektroniske enheten for hastighetskontroll (Reg-Tek).
6. Kommentarer.
7. Konklusjoner.

### 1. Oppdrag

Etter anmodning fra Nordmøre politikammer å undersøke det hydrauliske systemet til ankervinsj nr. 3 for å finne ut hvorfor nødutløsningen ikke fungerte.

### 2. Generelle observasjoner

Området rundt ankervinsj nr. 3 og 4 hadde tildels store deformasjoner etter gassekspløsjoner, mens selve fundamentet til vinsjene ikke hadde deformasjoner som ville hindret nødutløsning av vinsjene.

Ankervinsj nr. 3 og 4 hadde vært utsatt for eksplosjonskrefter som var så sterke at flere fundamentsbolter var slitt av. Chockfast som var benyttet til oppretting av vinsjene var knust på flere plasser. Vinsjene hadde likevel ikke synlig forskyvelse som kunne ha noen betydning for nødutløsefunksjonen.

Kontrollhuset til vinsjen var også slitt løs, men stod på sin opprinnelige plass. Alle boltene var slitt av eller slitt ut av gjengene. Den store frontruta i kontrollhuset hadde blåst inn. Fram til undersøkelsen hadde derfor kontrollhuset vært åpent for vær og vind. Det var likevel ikke synlige skader i kontrollpanelene eller koblingsskapene.

Det ble notert at siste enden av hver kjetting hadde hatt så stor fart at den hadde slått rundt som en pisk og hadde laget kraftige merker i vinsjen. Kjettingene hadde slått av et kabelrør som lå utsatt til på alle vinsjene.

### 3. Undersøkelse av det hydrauliske systemet

Det hydrauliske systemet for vinsj nr. 3 og 4 er vist på tegning nr. 790071 fra A/S Pusnes. På side 6 til 8 er utsnitt av tegningen som viser nødutløse-systemet for vinsj nr. 3.<sup>1)</sup>

Det hydrauliske systemet benyttes til følgende fire funksjoner:

<sup>1)</sup> Trykkes ikke.

1. Skivebremsen på primæraksel.
2. Bandbrems på kabelartrommel.
3. Klokobling mellom drivmotor og vinsj.
4. Låsepåle på kabelartrommel.

I normal parkert stilling med anker ute er skivebremsene fri, bandbremsen ligger på ved hjelp av fjærtrykk fra fjærsats i den hydrauliske sylindere, klokoblingen er frikoblet, og låsepålen er i låst stilling.

Ved undersøkelsen ble det bekreftet at vinsjen hadde vært korrekt parkert før nødutløsingen ble foretatt fra bro.

Det hydrauliske systemet for begge vinsj nr. 3 og 4 ble undersøkt. Det ble ikke funnet synlige skader på aggregatene eller ventilsystemet. Handpumpe for utløsning av låsepålen er plassert i kontrollhuset. Siden huset var slitt løs og hadde løftet seg fra fundamentet ca. 10–12 cm, hadde rørforbindelsene blitt utsatt for strekk og var lettere bøyd. Ved prøving viste det seg at rørene likevel holdt tett ved trykk opptil ca. 200 bar. Ved ca. 230 bar var det tydelig lekkasje fra en rørskjøt som hadde vært strekkbelastet. Lekkasken kom først da akkumulatorene til vinsj nr. 4 ble satt under trykk igjen. Det var ikke tilsvarende lekkasje for systemet til vinsj nr. 3. Ellers ble det ikke funnet andre synlige skader på det hydrauliske systemet.

Ved undersøkelsen hadde akkumulator for låsepåle enda trykk og manometret (323) viste 125 bar. Låsepålen sto i utløst stilling.

Manometret (322) til bandbrems-akkumulatoren viste 200 bar. Ut fra kabelarens stilling i forhold til låsepålen var det klart at bandbremsen til vinsj nr. 3 hadde ikke løst ut og kabelaren hadde derfor ikke beveget seg.

Ventiler merket 232, 243 og 300 for vinsj nr. 3 ble spesielt undersøkt, funksjonsprøvet og funnet i orden.

24V strømforsyning ble arrangert og nødutløsning av vinsj nr. 3 ble funksjonsprøvd med hastighetskontrollen (Reg-Tek) koblet bort. Utløsingen fungerte slik den skulle. (På grunn av at kjettingen var belastet fra en taubåt ble bandbremsen bare tillatt å løfte litt for så å settes på igjen. Kabelaren beveget seg ikke.)

#### 4. Undersøkelse av elektrisk styresystem for nødutløsning.

Det elektriske systemet for kontroll av vinsjene er vist på tegning nr. 409359 fra A/S Pusnes. Tegningene er vedlagt fra og med side 9.<sup>1)</sup> Bare ark 2 til 5 er omtalt i dette avsnittet.

Ved visuell kontroll av styresystemet ble det ikke funnet noen spesielle skader. Kablene mellom vinsjkontrollrommet og aggregatrom-

met hadde vært utsatt for strekk, men prøving viste at kablene var i orden for nødutløsingen. Kablene til bro var nedbrent og prøving viste at de var kortslettet mot jord.

Nødutløser på bro (Bryter S1 på ark 5) stod i lukket stilling. Siden det var klart at låsepålen var blitt løst ut ble videre undersøkelse konsentrert om den del av systemet hvor kontrollsystemet for bandbremsen skiller seg fra låsepålen. Releene K8 og K11 ble derfor spesielt undersøkt og prøvd. Begge ble funnet i orden og fungerte korrekt.

Alle kabelforbindelser til ventilene for nødutløsning av bandbrems ble motstandsmålt og funnet i orden. Alle magnetpolene til de samme ventilene ble motstandsmålt og prøvd med spenning på og funnet i orden.

Funksjonsprøving av nødutløsning fra lokal kontrollpult viste at systemet var i orden med unntak av hastighetskontrollen som ved prøvingen var koblet bort. Kontakten for denne kontrollen er vist på ark 4 og er benevnt REG-TEK.

#### 5. Undersøkelse av den elektroniske enhet for hastighetskontroll (REG-TEK)

Enheden er dokumentert i egen bok som ikke er vedlagt denne rapport.

Reg-Tek-enheden ble visuelt kontrollert for tegn til skader. Den hadde ingen synlige tegn til brann eller eksplosjonsskade. På grunn av det knuste vinduet var kabinettet skittent utvendig, mens det var tørt og uskadet innvendig. Alle seks elektroniske kort så ut til være uskadet og ingen var løse i festet.

Ved målinger ble det funnet at det var åpen kontakt over terminalene 21 og 22. For at bandbremsen til vinsj nr. 3 skal frigjøres må kontakten være lukket. Tilsvarende terminaler for vinsj nr. 4 var lukket. Feilen var til stede hele tiden mens undersøkelsene pågikk.

Reg-Tek-enheden ble tatt på land for nærmere undersøkelse. Det søkes klarlagt om feilen skyldes ustabilitet, uegnet system eller om det kan være en følge av sjokk fra gasseksplisjon.

Laboratorieundersøkelsene av Reg-Tek-enheden blir rapportert separat.

#### 6. Kommentarer

Hastighetskontrollen synes ikke å ha vært aktivisert på vinsj nr. 4, 5 og 6. Dette begrunnes med at det ikke var misfarging av malingen til bremsebandene som følge av overoppheting. Med de energimengder som må absorberes i bremsebandene ved en oppbremsing av vinsjene under utslipp ville bremsebandene bli svært varme etter relativt kort tid.

<sup>1)</sup> Trykkes ikke.

Det må stilles spørsmål om en slik hastighetskontroll er nødvendig når den kan komplisere et nødsystem slik at det gir en vesentlig redusert tilgjengelighet av nødfunksjonen.

### 7. Konklusjon

Utløsingen av låsepalen hadde fungert korrekt. Samtlige releer og hydrauliske ventiler for utløsning av bandbremsen ble funnet i orden både ved kontrollmålinger og funksjonsprøving.

Ved undersøkelsen var det feil ved hastighetskontrollen for vinsj nr. 3, mens samme funksjon for vinsj nr. 4 var i orden. Disse er plassert i samme kabinett, men på hvert sitt elektroniske kort. Ved utløsning fra utløserknappen på panelet i vinsjkontroll-huset med

hastighetskontrollen koblet bort fungerte nødutløsingen av bandbremsen.

Det er derfor mest sannsynlig at det var feil ved hastighetskontrollen som var årsaken til at vinsj nr. 3 ikke løste ut for å slippe ut kjettingen.

Det er også mulig, men lite sannsynlig at en av følgende komponenter ikke fungerte ved utløsning (samtlige fungerte feilfritt ved prøving): Ventiler merket 300, 243, 232. Releer merket K11 og K8.

Det er også mulig, men svært lite sannsynlig at forbindelsen til utløserknappen på bro ble brutt etter at låsepalen hadde løst helt ut, men før bandbremsen begynte å løfte av. Tidsvinduet for denne mulighet er i høyden noen få sekunder, men sannsynligvis er det ikke tidsvindu. Prøving av dette var ikke mulig.

---



Vedlegg 7

## Undersøkelser vedrørende fyllingen av ballasttank PT 17

*Skipskontrollen, Kristiansund, (avd.ing. Jan Erik Grønhaug)*

20. desember 1985

**RAPPORT**

Fylling av tank PT 17.

Besiktiget i Florø ved Ankerløkken Verft 26.11. og 27.11.85.

Trykkprøving av ballasttank foretatt i samarbeid med N. Aukan fra politiet og teknisk sjef L. Skjærbusdal, Smedvig.

Tank nr. PT 17 trykkprøvet med lufttrykk tilsvarende 2 MVS. Trykkprøvingen foregikk over 5 timer med et trykkfall på 0,27 MVS.

Rørene gjennom tanken var åpne i en av endene slik at ved større lekkasjer ville trykket falle raskt ned.

Det kan fastslås av trykkprøvingen at fyllingen av tanken ikke skyldes lekkasjer i gjennomgående rør eller i tanken. Eneste mulighet for fylling av tanken er gjennom ballastsystemet fra sjøen gjennom ventil i fylle/lenserør pos. 801.181 på tegning 1.3468 - E Ballastsystem. Denne ventilen ble besiktiget, dette ble utført i samarbeid med N. Aukan og teknisk assistent N.N. fra Smedvig.

Ventilen åpnet på trykksiden og ventilspjeld inspisert, ingen skade eller deformasjoner.

Ventilen tetthetsprøvet og den var tett. Ventilen ble funksjonsprøvet ved manuell kjøring og fjærtrykket stengte den som det skulle. Iflg. plattformsjef N.N. var ventilen stengt første gang de var nede etter ulykken.

Det som må ha skjedd er at ventilen har åpnet seg ved at den er blitt aktivisert ved øket oljetrykk.

Tank PT 17 er en ballasttank som ikke blir mye brukt og iflg. kontrollromsoperatør N.N. foregikk det ikke kjøring av ballast på det aktuelle tidspunkt, men øvrige ventiler (2 stk.) mellom sjøkasse og ventil pos. 801.181 var åpne. Resultatet fra undersøkelsene av kontrollromspanelet foreligger ikke ennå, men dersom det ikke gir noe konkret svar på hva som har bevirket at ventilen har åpnet seg, er det kun én mulighet tilbake og det er at hydraulikk-oljen i røret fra kontrollrommet og til ventilen har blitt så opphetet og gasset slik at ventilen har åpnet seg helt eller delvis.

Hele det området fra kontrollrommet og til nedgang bb. akter søyle hvor hydr.rørene er lagt har det vært kraftig varmeutvikling.

**Tillegg 6.1.1986:**

N. Aukan har fått beskjed fra plattformsjef N.N. om at under tømning av 4 stk. bentonitt

og baritt-tanker ble det konstatert at ventilene til disse tankene var halvåpne.

Disse ventilene skulle vært stengt og stillingen på manøverpanelet indikerte stengt (iflg. plattformsjef N.N.).

Ventilene er av en type som ikke stenges automatisk etter at oljetrykket forsvinner.

Dette kan indikere at ventilene har blitt påvirket av at hyd.oljen er blitt overopphetet og dermed åpnet ventilene.

**Bilag:****SINTEF, avdeling for maskinkonstruksjoner**

Erklæring 20. januar 1986 (gruppeleder Reidar Østvik):

**Vurdering av ventil i ballastpanel, West Vanguard**

SINTEF har foretatt en vurdering av kontrollventil i ballastpanel mottatt fra Nordmøre politikammer, basert på tilsendte tegninger, og muntlig informasjon mottatt i telefoniske samtaler med Nils Aukan, teknisk avdeling, Nordmøre politikammer.

Vi har demontert to ventiler, først en som var uavhengig av ballast-tank 17, og deretter den aktuelle ventilen. Den første ble demontert for å kunne åpne og studere en slik kontrollventil innvendig uten å ødelegge eventuelle bevis. På denne måten kunne en finne ut hvordan dette skulle gjøres før en begynte med den aktuelle ventilen.

Resultatet fra undersøkelsen av ventilen bekrefter at ventilen har stått i lukket posisjon. For ordens skyld legges ved en kopi av oversiktstegning 4F70292 LAY OUT BALLAST-SYSTEM, med ventilposisjoner inntegnet for samtlige ventiler innen den tilsendte panelmodulen.\*)

I følge opplysninger fra Nordmøre politikammer hadde kontrollpanelet p.g.a. den høye temperaturen klappet sammen og falt ned under brannen, slik at det lå nede på gulvet, og hydraulikk-rørene var bøyd og brukket i alle retninger. Ingen rørkobling eller fittings (tilsammen 40 stk.) satt på plass i bak-kant av ventilene. Gjengene i tilkoblingshullene for rørene i ventilene var intakte, men dekket av glødeskall som resten av ventilene og panelet forøvrig.

\*) Tegningen utelatt her.

Dette tyder etter vår mening på at materialet i koblinger/ fittings må ha vært et annet enn stål, som er materialet i ventilene. Materialet (muligens messing) har hatt lavere smeltetemperatur enn stålet, og har under varmeutviklingen smeltet og runnet ut av festehullene, og på denne måten frigjort rørene fra panelet.

I og med at rørene ble bøyd, må oljen i røret fra kontrollventilen til aktuatoren for ventilen i tank PT 17 ha blitt innestengt i denne rør-

kretsen. Oljen har så p.g.a. varmeutviklingen utvidet seg, og etterhvert kokt, og derved laget såpass høyt trykk i røret og aktuatoren at denne har beveget seg mot fjærkraften og åpnet bunnventilen.

Ut fra studium av de tilsendte komponenter og mottatte opplysninger er dette hendelsesforløpet det overveiende sannsynlige. I følge opplysninger gitt til oss, så var aktuatoren og bunnventilen for tank PT 17 i orden også etter brannen, slik at de lot seg operere.

---

**Vedlegg 8****Grunn – gass – utblåsing på blokk 6407/6 – Hull 2  
Seismisk og geologisk tolkning**

IKU/SINTEF-gruppen og SERES A/S

*(Erik Haugane/Kåre Rokoengen/Bjørn Ursin)*

10. mars 1986

**Sammendrag.**

Før boring ble det samlet inn analoge og grunnseismiske data. Både datainnsamling og tolkning har etter vår vurdering fulgt gjeldende prosedyrer og hatt en god kvalitet.

Bedre lydkilde og lengre hydrofonkabel ville kunne gi bedre datakvalitet. Tolkningen av digitale seismikk er utført med svært korte frister, men det ble predikert gass på 605 ms. Nytolkning av IKU antyder at denne anomalien ikke er reell, men at det er en kraftig anomali som kan skyldes grunn gass på 575 ms. Dette har imidlertid ikke influert på det oppsatte boreprogrammet.

En retolking har vist 8 horisonter (A-H). Horisont G er korrelert med sandlaget på 484 m dyp som viste gass under boring. Horisont H gir klare seismiske indikasjoner på grunn gass. Den er sannsynligvis et sandlag, heller ca 2° og er av pliocen alder. Det er sannsynligvis ikke boret inn i dette laget, men grunn gass kan ha migrert derfra og opp i brønnen og der ved forklare den lange varigheten av utblåsningen.

**1 INNLEDNING****1.1 Bakgrunn**

Blokk 6407/6 ligger i Haltenbankområdet mellom Draugenfeltet i sør og Tyrihans i nord. Operatør på blokken er Statoil. Brønnposisjonen for hull 2 er angitt til 64°42'30.3"N – 07°40'32.1"Ø. Det ble boret etter et Jura sandsteins-reservoar på ca. 2 400 m dyp, totalt bore-dyp var satt til 4130 m (Statoil 1985-I). I tillegg til et par hundre meter med Kritt-bergarter over det potensielle reservoaret, består lagpakken av ca 1600 m med Tertiære sedimenter (se Fig. 18).

Ut fra borestedsundersøkelsen (Geoteam 1985-I) var grunn gass predikert ved borelokasjonen på 605 ms (millisekunder under havnivå) og konvertert til et dyp på 548 m (570 m

RKB). 30" foringsrør ble satt etter boreprogrammet på 296 m (318 m RKB). Det ble deretter boret et 12 1/4" pilothull, 20" foringsrør var planlagt satt ned til 1220 m RKB, deretter kunne BOP (blow-out preventer) monteres.

Det ble målt naturlig gamma stråling og resistivitet under boring fra 354 m, men da disse måleinstrumentene ligger 3.5 og 4.5 m over borekrona ble det ikke registrert noe fra de siste 4 metrene (Statoil 1985-II). Disse registreringene er basis for den litologien som er angitt på Fig. 15.

Gass i sedimentet ble påvist ved 452 m og senere ved 483, 486 og 494 m (Svånå 1985). Gassen ble registrert som ren metan. Da boringa hadde nådd 502 m startet utblåsninga, klokka var ca 22.55 den 6. oktober 1985 (Anonym 1985). Tyngre mud (egenv. 1,23) ble pumpet ned i brønnen og en kort reduksjon i gassstrømmen ble oppnådd, men den tiltok raskt igjen og gass eksploderte på plattformen ca 23.15. Sand blåste opp på plattformen sammen med vann og gass.

Den ukontrollerte utblåsningen i blokk 6407/6, hull nr 2 fikk pga eksplosjonen og brann et dramatisk forløp. Utblåsningens varighet har også vært større enn det vi har sett rapportert tidligere fra norsk sokkel.

Det ble etter utblåsningen oppnevnt en granskningskommisjon. I brev av 29. januar 1986 ga den IKU/SERES i oppdrag å vurdere datagrunnlaget for borestedsundersøkelsen med prosessering og geologisk tolkning. Foreløpig rapport ble levert kommisjonen 25. februar.

Vi har videre foretatt en retolking av de tilgjengelige data for å prøve å sette opp en mulig geologisk modell for forekomst av grunn gass i området og sammenholde det med regionale data.

En retolking av de seismiske data innebærer også at vi bruker data som ikke var tilgjengelige forut for boring, for å konstruere en sannsynlig geologisk modell. På denne måten

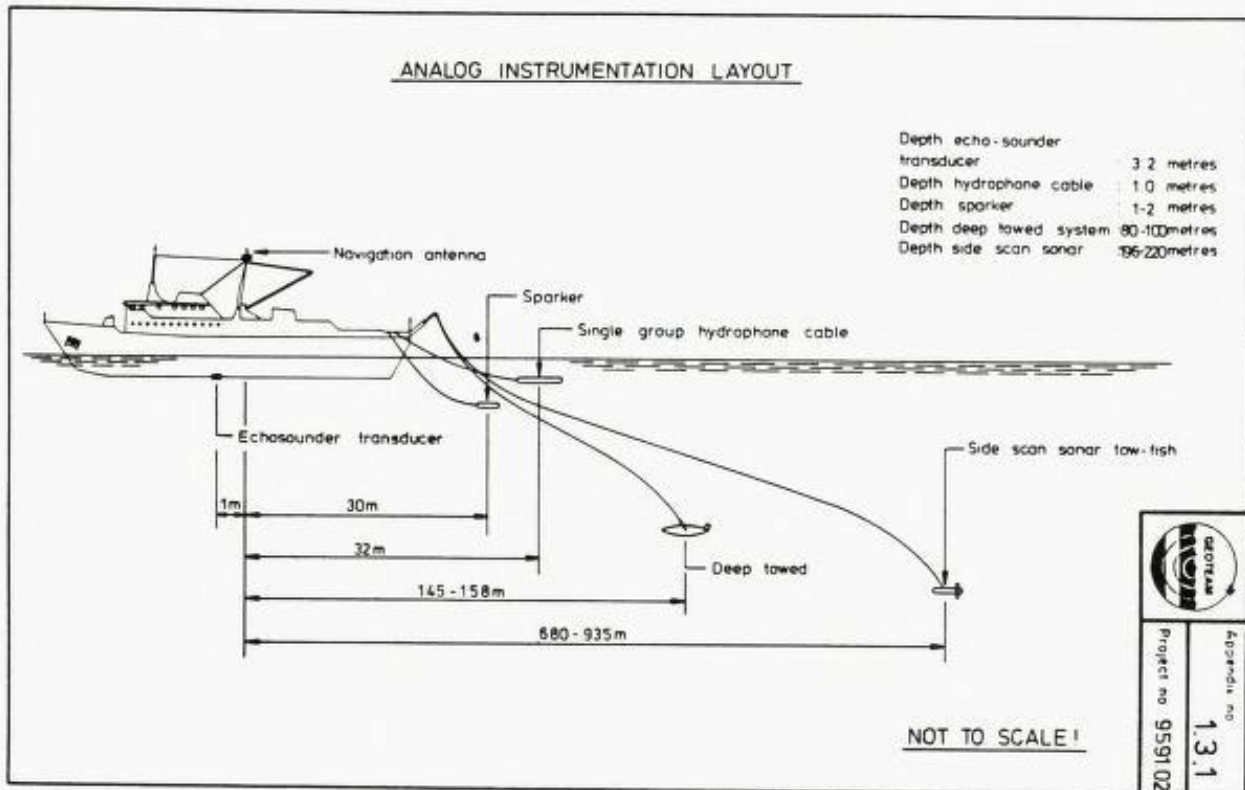


Fig. 1. Innsamling av analoge data (Geoteam 1985-I).

kan vi se om de seismiske dataene kunne vært bedre utnyttet.

Vi har ikke diskutert de boreprosedyrer og de tiltak som ble iverksatt under boring, da dette faller utenfor vårt kompetanseområde og rammen for oppdraget.

Arbeidet er utført med en meget stram tidsramme, og det har derfor ikke blitt gjort sammenligninger med de øvrige forekomstene av grunn gass en har støtt på under boringer i Haltenbankområdet.

## 2 SEISMISKE DATA

### 2.1 Datainnsamling

Det er samlet inn tre forskjellige typer seismiske data:

- i. Analoge enkelt-kanals data skutt med sparker (se Figur 11).
- ii. Digitale 24-kanals data skutt med sparker (se Figur 10 og 13).
- iii. Digitale 120-kanals data skutt med vannkanon (dypseismiske data, se Figur 7).

De dypseismiske dataene har dårligere oppløsning enn de grunnseismiske dataene, men de inneholder informasjon om de dypere lagene under første multippel, som ikke kan registreres i de grunnseismiske dataene.

Et oversiktsskjema for innsamlingen av analoge sparkerdata er vist i Figur 1. Både kilden

(0.8 kJ sparker) og mottaker (enkanals hydrofonkabel) er på ca 1 m dyp, og det er ca 2 m mellom kilde og mottaker. Det er et skudd hvert sekund (ca 5 m mellom hvert skuddpunkt), og dataene registreres i 0.5 sekund etter å ha blitt båndpassfiltrert til 70–600 Hz. Dette gir høyoppløsningsdata som inneholder både primære og multiple refleksjoner, se Figur 11. Disse dataene plottes direkte og blir vanligvis ikke prosessert. Dataene har høy oppløsning, men inneholder ikke informasjon om relativ amplitude og hastigheter. De vil også bli ødelagt av multiple refleksjoner, spesielt refleksjoner som har gått flere ganger opp og ned i vannlaget (havbunnsmultipler). Datainnsamlingsprogrammet for de analoge dataene er vist på Figur 2. Det er samlet inn 33 linjer som er 14 km lange med 200 m separasjon mellom linjene og 13 krysslirer som er 6.75–7 km lange med 1000 m separasjon mellom linjene.

Figur 3 viser et oversiktsskjema over innsamling av 24-kanals sparkerdata. Både kilden (13 kJ 9-elektrode sparker) og hydrofonkabelen er på 2.5–3 m dyp. Avstanden til første hydrofongruppe er 107 m og det er 24 hydrofongrupper med 10 m avstand mellom disse. Det er 10 m mellom skuddpunktene. Dataene er digitalt registrert med 1 ms samplingsintervall etter å ha blitt båndpassfiltrert til 27–256 Hz. Datainnsamlingsprogrammet for de digitale sparkerdataene er vist i Figur 4. Det består av

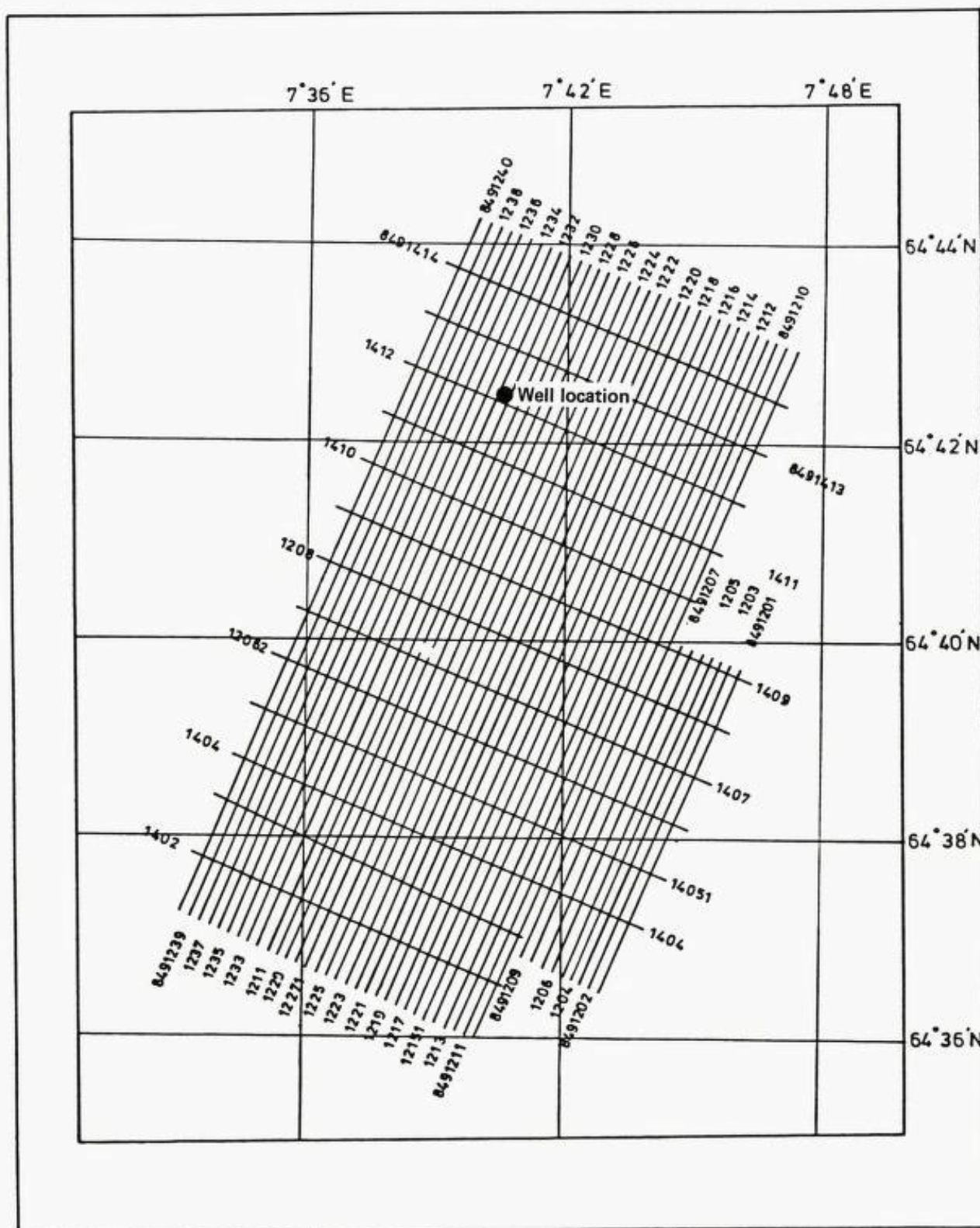


Fig. 2. Datainnsamlingsprogram for enkanals analoge data (Geoteam 1985-I).

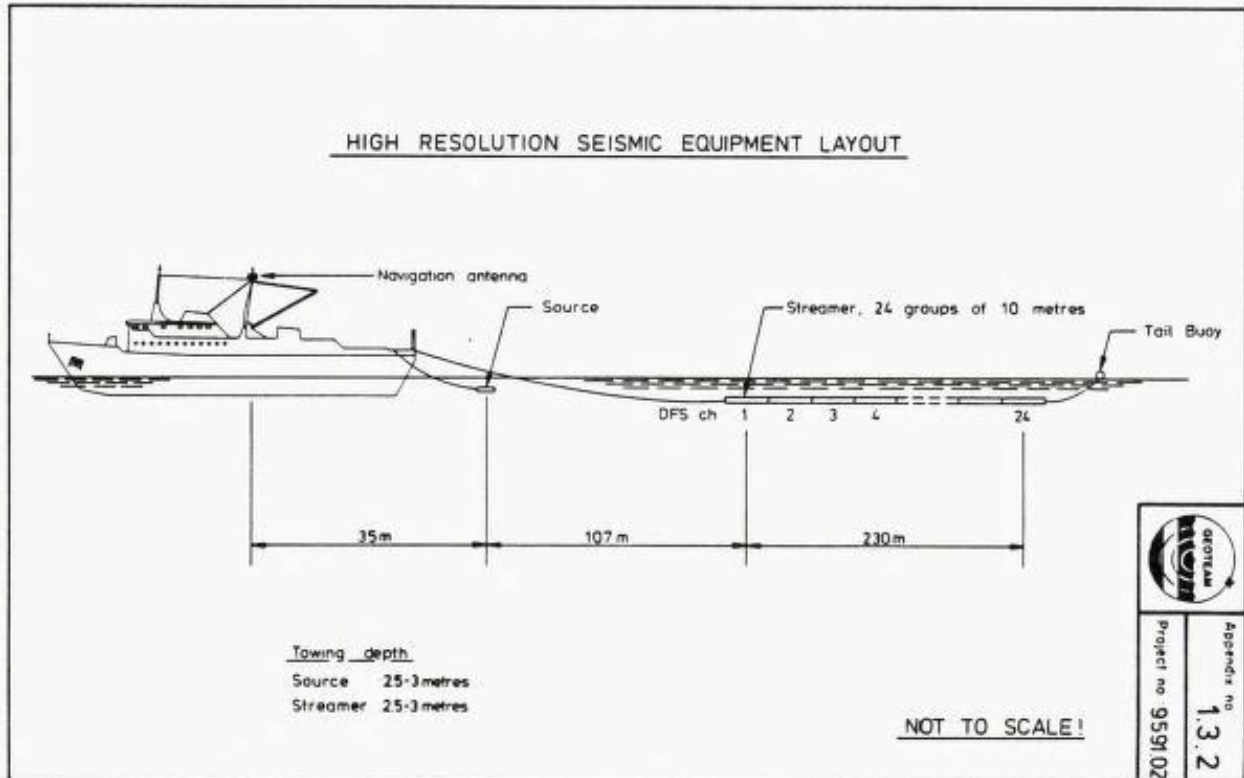


Fig. 3. Innsamling av 24-kanals digitale sparker-data (Geoteam 1985-I).

7 linjer langs det undersøkte området (mot nord-øst) og 11 kortere krysslinjler. Datainsamlingsprogrammet nær brønnlokasjonen er vist i detalj på Figur 5, som også viser de to linjene som er brukt ved retolkningen av grunnseismikken. Bare en linje går gjennom borelokasjonen.

## 2.2 Dataprosessering

Prosesseringen av de digitale sparkerdataene er standard, uten bruk av avanserte metoder for å fjerne multiple refleksjoner. Det er produsert to typer seismiske seksjoner: en relativ amplitude seksjon med fast skalering (se Fig. 13) og en amplitudeskalert seksjon med variabel skalering. Den første benyttes ved tolkning av anomale refleksjoner (amplitude og/eller fase) og den andre benyttes ved tolkning av geometrisk struktur.

Følgende prosesser ble anvendt på data (fra påskrift på seksjon ST 8491-110, Geoteam 85-I):

- Demultiplex
- Sortering i CDP grupper
- Korreksjon for sfærisk spredning
- Hastighetsanalyse
- NMO-korreksjon
- 12-fold stakk
- Prediktiv dekonvolusjon (for å fjerne vannlags multipler)
- Trase mix (romlig filter)

Båndpassfilter (frekvensfilter)

Lineær forsterkning

Plott av relativ amplitude seksjon (se Figur 13)

AGC-forsterkning

Plott av amplitude-skalert seksjon (se Figur 10)

Dette er en standard og korrekt prosesseringssekvens.

## 2.3 Vurdering av de grunnseismiske dataene

De analoge sparkerdataene (se Figur 11) er av god kvalitet ned til første havbunnsmultipel ved ca 600 msek. Sparkeren har en utsendt signatur som er en dobbelpuls som gjør tolking av tynne lag vanskelig. Ved registrering av den utsendte pulsen, digital registrering av dataene og signaturprosessering (bruk av pulsformingsfilter) er det forventet at tolkbarheten av dataene vil øke.

De digitale sparkerdataene er preget av et større problem med sparkersignaturen. Fra Figur 6 ses det at det er ca 17 msek. mellom de to pulsene i den utsendte signaturen. Dette tilsvarer 13-19 m lagtykkelse ved hastigheter 1500-2500 m/s (regnet i to-vei gangtid). Som det framgår i det følgende har denne dobbeltsignaturen ført til en mulig feiltolkning pga interferens mellom en primærrefleksjon og første havbunnsmultipel.



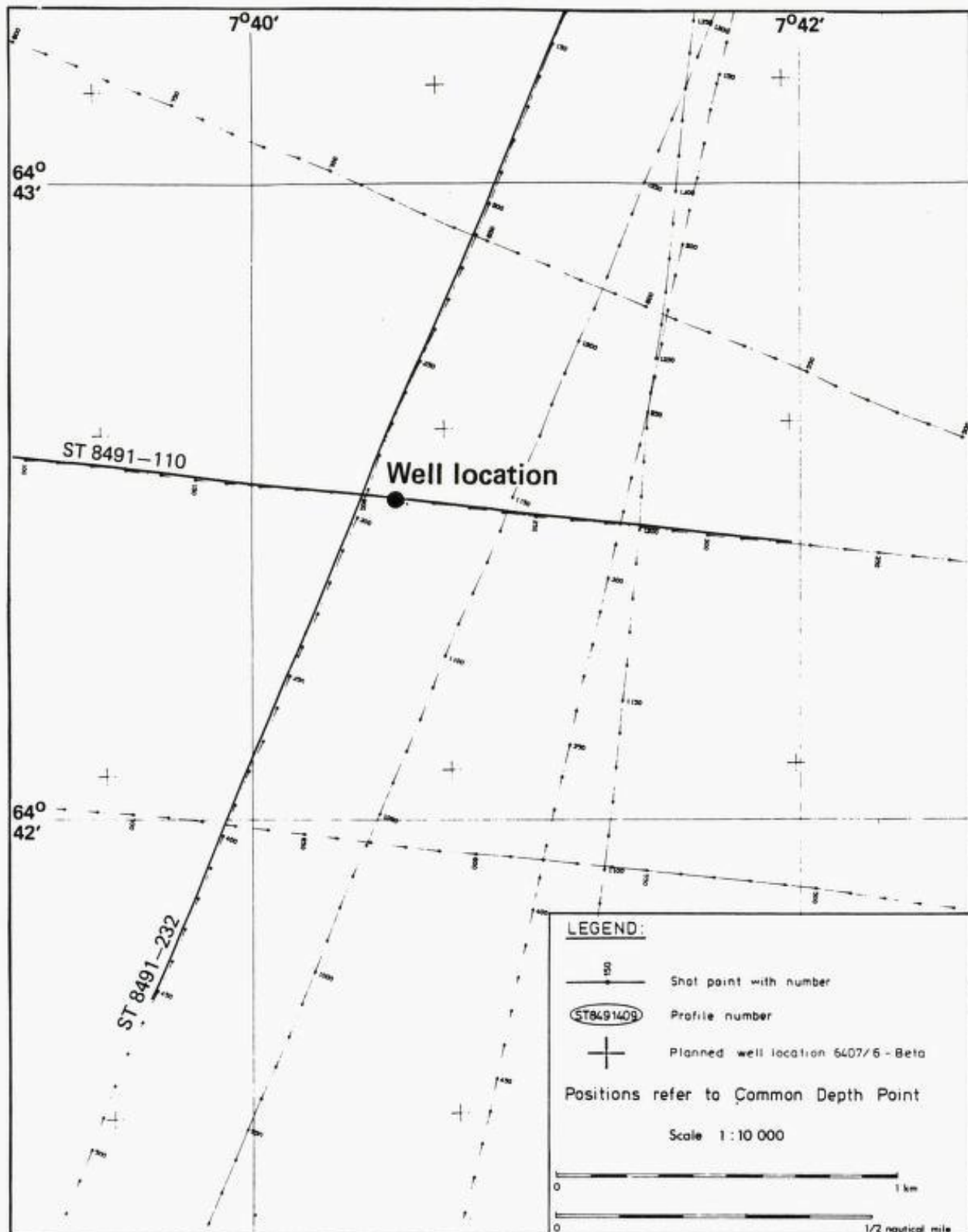


Fig. 5. Oversikt over digitale data innsamlet nær brønnlokasjonen (Geoteam 1985-I), med angivelse av de linjene som er gjengitt i dette arbeid.



Videre er avstand ut til fjertraseen bare ca 340 m. Dette gir dårlig bestemmelse av hastighetene (og dermed usikre dybdeestimer), og det gir også dårlig demping av multiple refleksjoner i stakkprosessen.

Følgende forbedringer kan tenkes:

- I. Forbedret kilde. Nå benyttes i større grad luftkanon med WSK (wave shape kit) med en signatur som vist i Figur 7 (fra Geoteam brosjyre).
- II. Registrering av utsendt puls og bruk av signaturprosessering.
- III. Registrering av flere kanaler (dvs større skudd-mottaker avstand). Dette gjøres også i en viss utstrekning nå.
- IV. Bedre metoder for multippelfjerning i prosessering (to-dimensjonal filtrering eller bølgelikningsmetoder).

Av disse forbedringene vil I. og II. føre til en bedre signatur som vil gi bedre tolkbarhet og bedre visuell oppløsningsevne, III. og IV. vil redusere innvirkningene av multiple refleksjoner og III. vil forbedre hastighetsestimatene og gi bedre dybdeestimer.

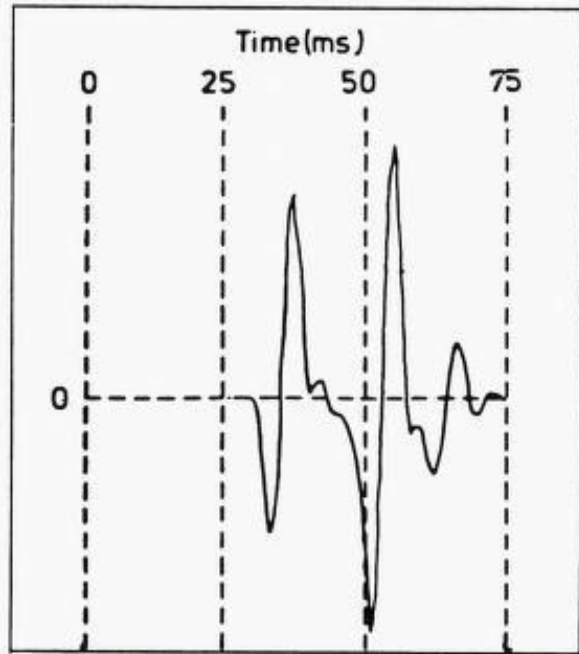


Fig. 6. Typisk sparkersignatur. 12 kJ 9-elektrode sparker på 2.5 m dyp. Målehydrofon på 100 m dyp (fra Geoteam pulstest).

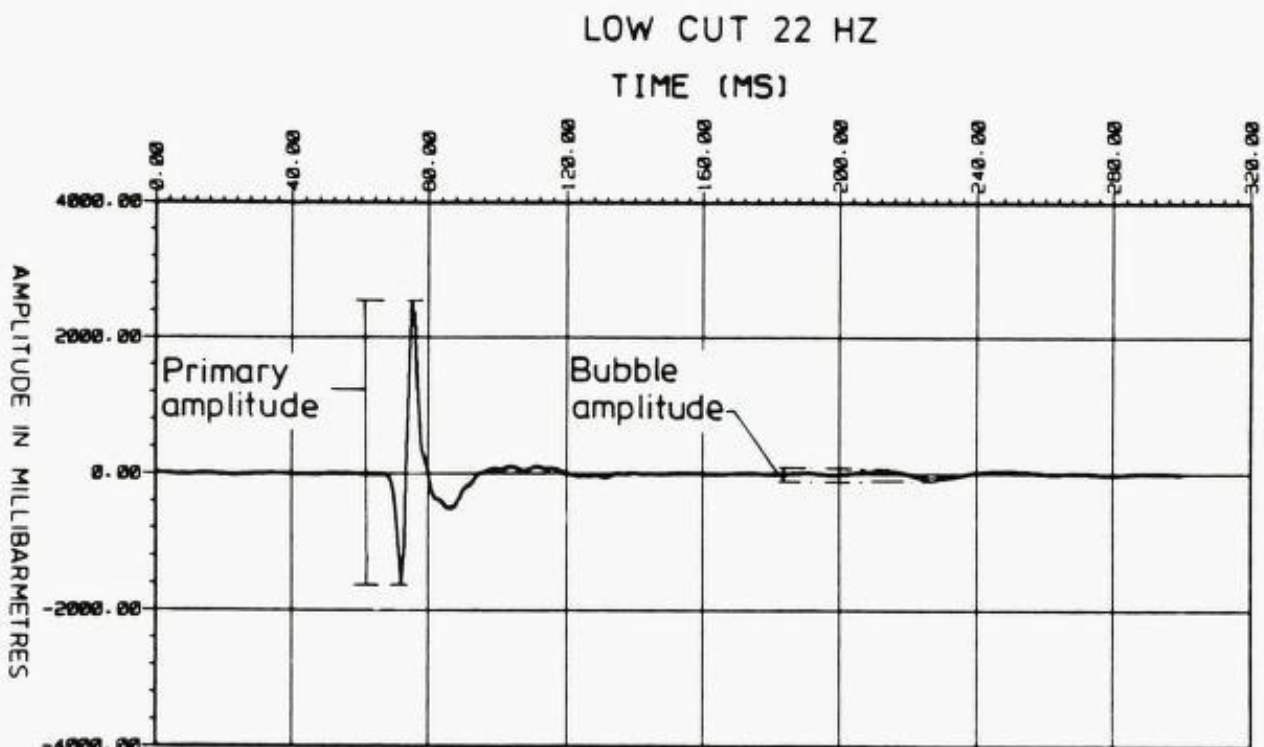


Fig. 7. Luftkanonsignatur (fra Geoteam brosjyre).

### 3 GEOLOGISK TOLKNING

#### 3.1 Seismiske indikasjoner på grunn gass

Det antas at gass i sedimentene er årsak til flere typer signaler på de seismiske dataene. Konsentrerte gasslommer antas å forårsake anomale refleksjoner med faseinvertering. Årsaken til dette er illustrert på Fig. 8. Denne type registrering er imidlertid i praksis begrenset av følgende faktorer (Haugane og Kløv 1985):

- Tykkelsen på reservoaret, (mer enn 2-3 meter)
- Utstrekning langs innsamlingsprofilen

- Impedanskontrasten med det overliggende sedimentet
- Gasskonsentrasjonen (må være høyere enn 2-5 vol %)
- Den morfologiske karakteristikken av flategrensene

I en grunn gass litteraturstudie utført av IKU for flere oljeselskap, ble det derfor konkludert med følgende:

«The accuracy of the seismic method is not sufficient to detect individual sandbodies and probably not even gas-containing sandbodies.» (Haugane and Kløv 1985.)

Den seismiske metoden er med andre ord in-

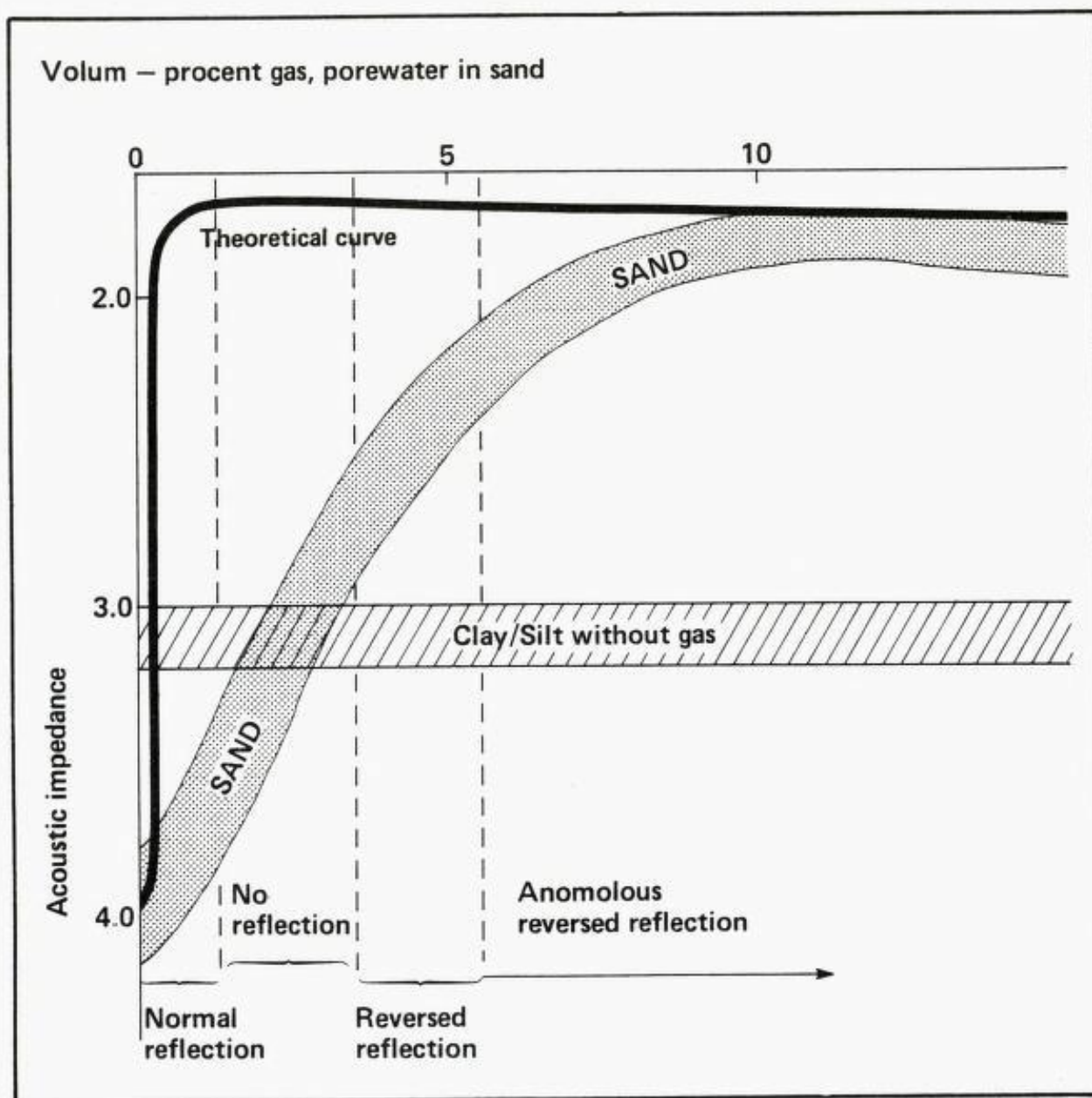


Fig. 8. Eksempel på hvordan impedansen forandrer seg i sand ved økende innhold av gass i porvannet. Den seismiske responsen er gitt av differansen i impedans mellom to ulike enheter (Haugane og Kløv 1985).

Linje ST 8491 – 110

Planned well location 6 407/6 – Beta

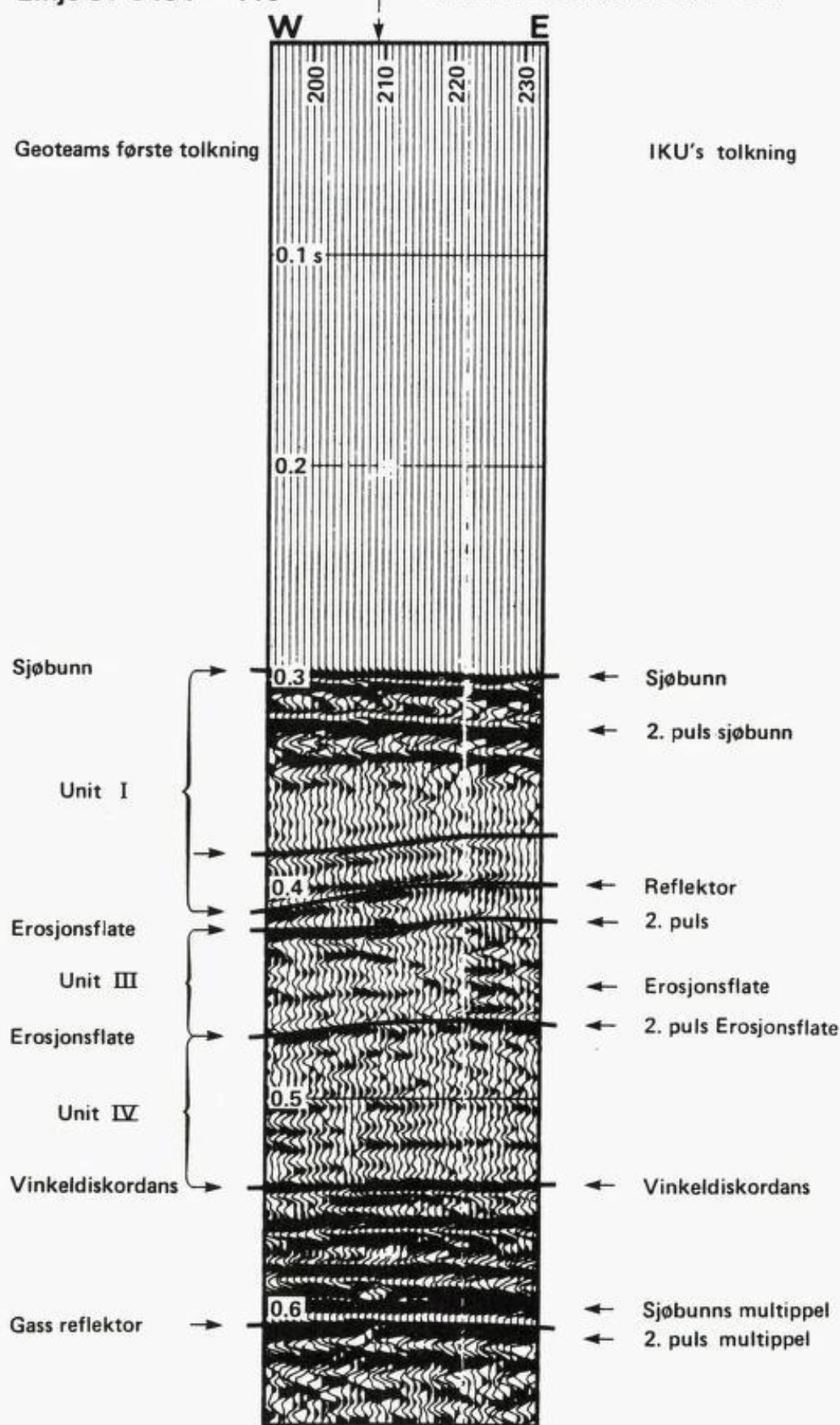


Fig. 9. Snitt av seismisk linje gjennom brønnlokasjonen som viser Geoteams opprinnelige tolkning av de ulike refleksjonene, samt IKUs gjennomgang av tolkningen.

gen entydig metode for å detektere alle gassakkumulasjoner, dype eller grunne. Men seismikken er på tross av sine teoretiske og praktiske begrensninger vårt viktigste verktøy for å kunne tolke sokkelområdenes geologi.

I dette arbeidet har vi ikke hatt tilgang på alle tilgjengelige data fra Haltenbanken, men vi har måttet begrense oss til dataene ved den aktuelle brønnlokasjonen. Vi vil bruke disse dataene til å vise hvordan vi kan bygge opp en geologisk modell som kan brukes i diskusjonen om årsakene til utblåsningen i brønn 6407/6-beta.

### 3.2 Den utførte borestedsundersøkelse

Resultatene fra borestedsundersøkelsen på 6407/6-beta er presentert i Geoteams site-survey rapport 9591.02 (Geoteam 1985-I). Dataene ble samlet inn som en gruppe-undersøkelse i 1984. Tolkningen av de analoge data ble behandlet og levert separat til Statoil i 1985. Bestilling om prosessering og tolkning av de digitale linjene ved brønnlokasjonen ble gitt til Geoteam muntlig den 19. juli 1985, bekreftet pr telex 22. juli. Rapport mottatt av Statoil pr telex 26. juli og endelig rapport mottatt 2. august 1985.

Det var den digitale seismikken som ble brukt til å prediktere grunn gass. Geoteam tolket en reflektor på 605 ms til å representere en gassakkumulasjon. I tillegg ble det påpekt mulige akkumulasjoner høyere uten at disse ble tillagt særlig stor vekt.

Etter vår vurdering er det foretatt en seriøs gjennomgang av de innsamlede data, og tolkningsrapporten er bra sammenlignet med andre site-survey rapporter fra samme periode. Som vanlig for site-surveys har imidlertid tidsrammene for tolkning vært meget stramme og en fullstendig gjennomgang av alle data (bl.a. analoge) er ikke foretatt. Noe av den litologiske tolkningen som er presentert antar vi er en direkte ekstrapolasjon av data fra nærliggende brønner.

Geoteams tolkning av den digitale grunnseismikken er feil på enkelte punkt. Disse feiltolkningene synes å ha sin årsak i en uheldig lydkilde med en dobbelt signatur, jfr. kap. 2, som har vanskeliggjort tolkningen, og sterkt tidspress. Fig. 9 viser hvordan Geoteam har tolket de ulike refleksjonene og hva de i følge vår tolkning representerer.

Vår tolkning av linje ST 8491-110 gjennom brønnlokasjonen, er gjengitt på Fig. 10. Disse reflektorene er navngitt fra A til H og kan korreleres direkte til den analoge seismikken ved bruk av lydbølgens gangtid. Fig. 11 viser de samme reflektorene på de analoge data.

Som nevnt tidligere er de reflekterte lydbøl-

genes fase og amplitude avhengig av impedans-differansen i lagrekka. For å få fram anomale refleksjoner prosesseres dataene med en relativt amplitude stack, dvs at man ikke forsterker signalene for å få fram horisontene. Relativ amplitude stacking er utført av Geoteam i samsvar med kontrakten med Statoil, og benyttet i «site-survey» rapporten til brønn 6407/6-beta (Geoteam 1985-I). «Bright-spots» kommer tydelig fram på disse dataene. Disse behøver ikke å skyldes gass og heller ikke alle gassakkumulasjoner vil framtre som «bright-spots». Det er imidlertid ingen grunn til å tro at ikke gass er årsaken til den anomale refleksjonen i dette tilfellet.

Fig. 12 viser et utsnitt av linje ST 8491-110 med relativ amplitude stacking, over brønnlokasjonen. Når vi holder de ikke-reelle reflektorene utenfor, ser vi en markert «bright-spot» på reflektor H. Det er vanskelig å påvise faseinverteringer i tilknytning til denne på grunn av mulige små forkastninger langs reflektoren (Fig. 13).

Reflektor H ser ut til å kunne knyttes til IKUs regionale sparkernett og representerer en pliocen reflektor med stor regional utbredelse (Bugge 1980, IKU Kartblad Halten Berggrunn). En sikrere korrelasjon mellom de ulike brønnene i Haltenbankområdet sammenholdt med regionale data burde kunne være en støtte i senere vurderinger.

Fig. 13 viser relativ amplitude seksjon av linje ST 8491-232, som går nord-sør ca 100 m vest for brønnen (jfr. Fig. 5). Dersom de anomale refleksjonene her skyldes gass i sedimentet ser vi at gass under horisont H har migrert opp til horisont G før horisont H trunkeres (kuttet) av horisont G. Dette indikerer vertikale svakheter i bergarten mellom G og H, som er slik at gass kan ha migrert gjennom enheten.

Fig. 14 stiller opp differansen mellom Geoteams og IKUs tolkning av den digitale grunnseismikken over brønnlokasjonen. Den viktigste forskjellen er at reflektor H ikke er identifisert, og at Geoteam har tolket en enhet mellom 605 og 617 ms, som det ikke finnes belegg for i de oppgitte data. Når multipelkontrollen er så dårlig som her er det umulig å avgjøre om det også finnes reelle refleksjoner på dette nivå. Det er også i dette nivået det er advart mot grunn gass. Denne feilen synes likevel ikke å ha influert på det oppsatte boreprogrammet, da det ikke er satt opp mht gass i bestemte nivå.

### 3.3 Korrelasjon mellom de seismiske data og brønndata

Vanligvis foretas en korrelasjon mellom seismikk og brønndata ved å konstruere en syntetisk seismisk trase ved hjelp av brønninforma-

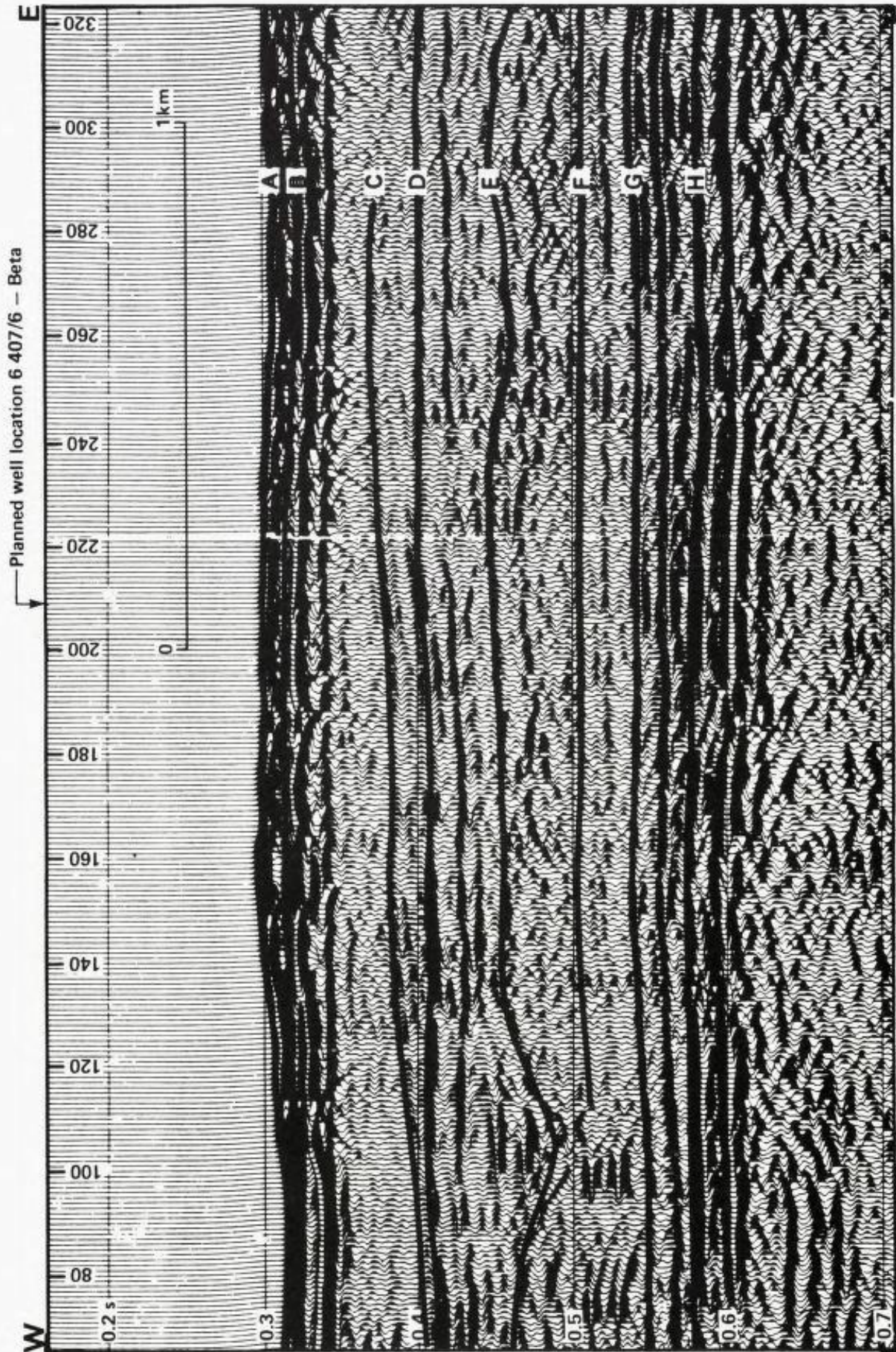


Fig. 10. Vår tolkning av digital seismisk linje gjennom brønnlokasjonen.



DATA EXAMPLE  
MULTIELECTRODE SPARKER PROFILE NO. 8491-232

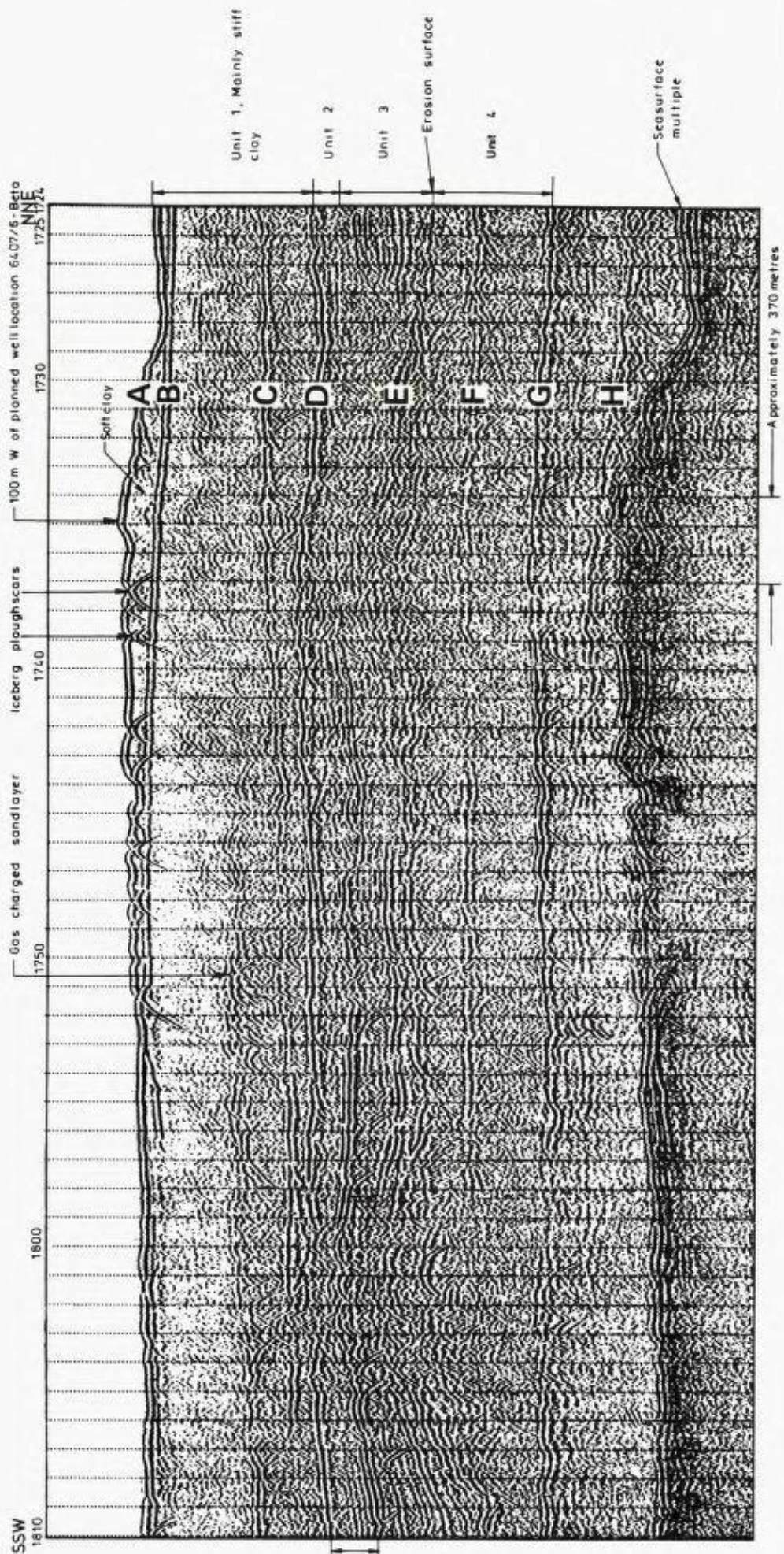


Fig. 11. Samme tolkning som Fig. 10 overført til de analoge data.

Linje ST 8491 – 110  
rel. ampl. stack.

Planned well location 6 407/6 – Beta

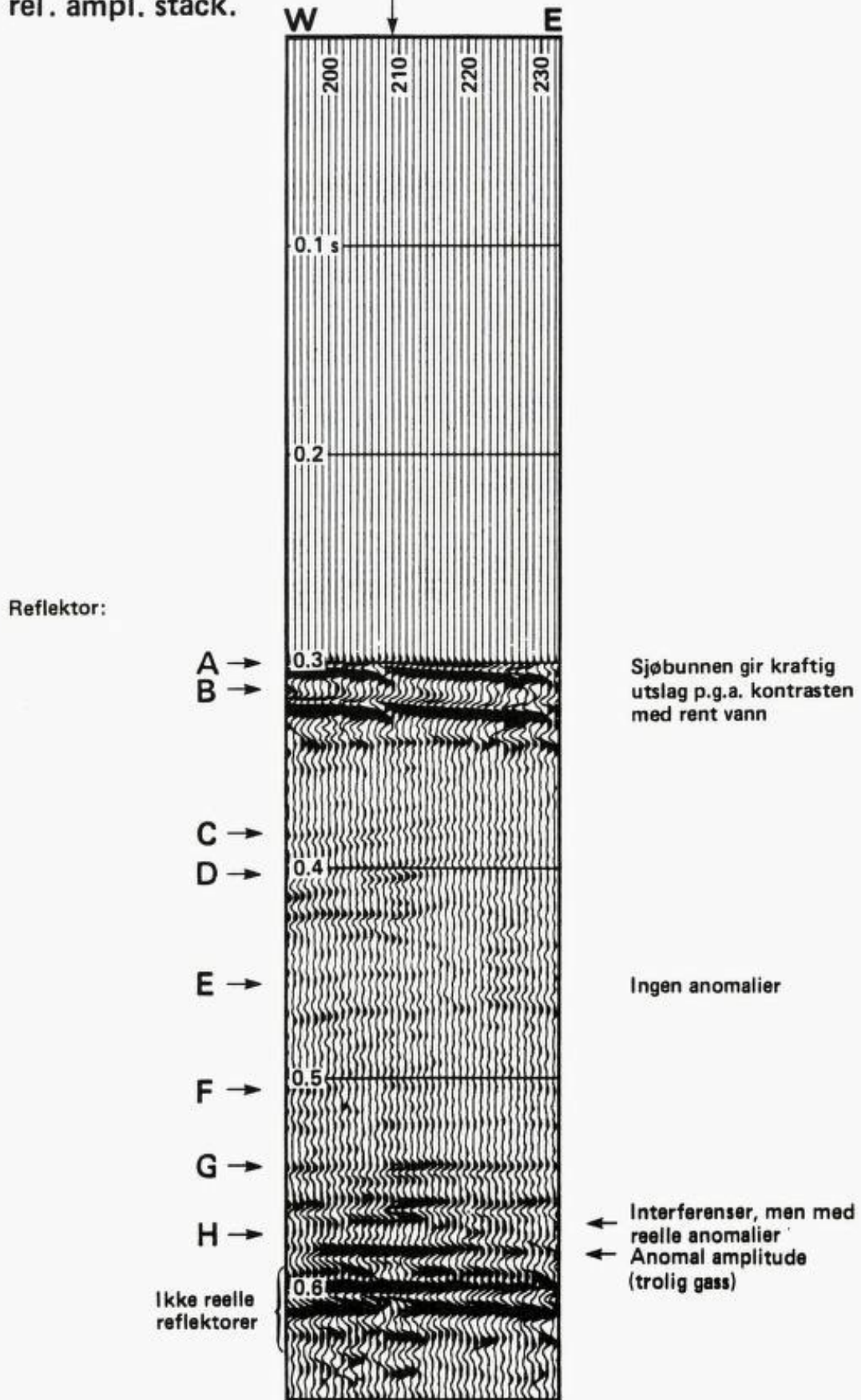


Fig. 12. Relativ amplitude seksjon av linje ST 8491-110 gjennom brønnlokasjonen.

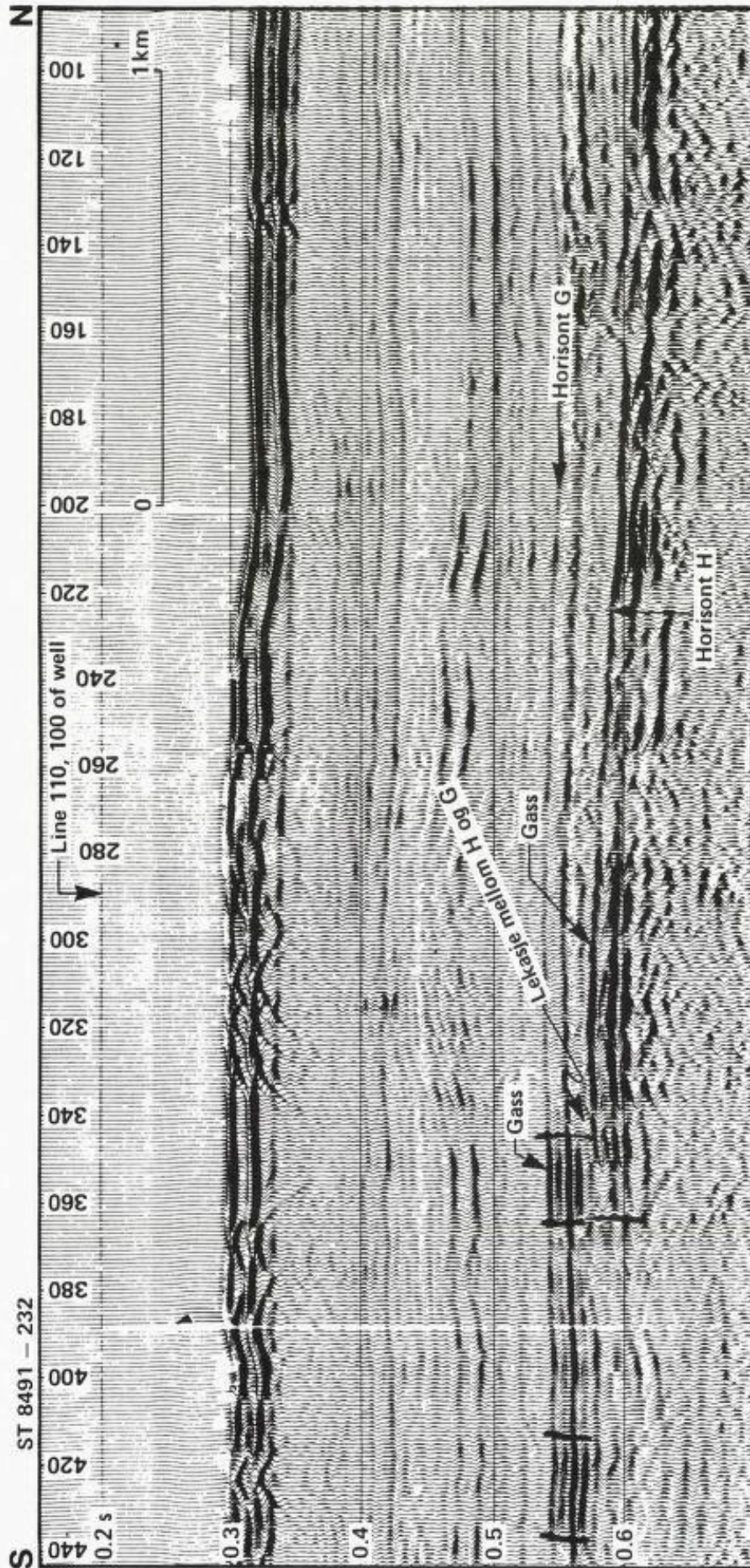


Fig. 13. Relativ amplitude seksjon av linje ST 8491-232 vest for brønnlokasjonen. Denne indikerer lekkasje av gass fra horisont H til horisont G, før disse lagene går sammen.



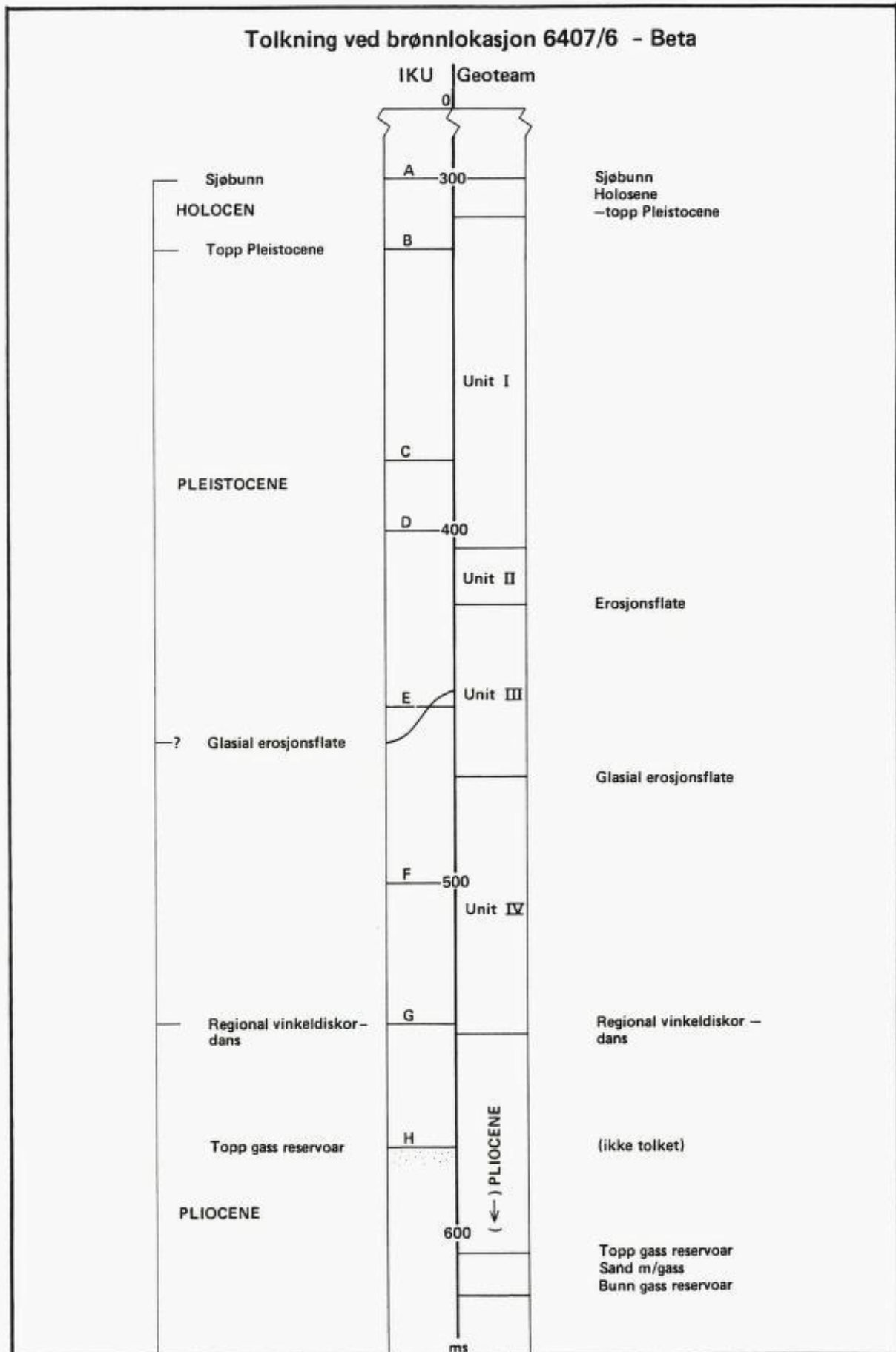


Fig. 14. Geoteams site survey tolkning sammenlignet med vår tolkning.

sjonen, og ved bruk av VSP (vertical seismic profiling), og så tilpasses denne visuelt til den registrerte seismikken. På grunn av utilstrekkelige brønndata er dette ikke mulig for 6407/6-hull 2.

To andre metoder kan brukes for å korrelere dyp til tid:

1. Litologisk og biostratigrafisk korrelasjon fra nærliggende brønner.
2. Hastighetsanalyser.

Pga mangelen av oppdaterte regionale data, kan vi bare benytte oss av hastighetsvurderinger i dette tilfellet. Fig. 15 angir de ulike hastighetene med alternative korrelasjoner. Geoteams hastigheter baserer seg på stackinghastigheter fra seismikken. De to IKU variantene framkommer ved direkte korrelasjon til brønndata. IKU-A og Geoteams oppgitte hastighetsprogresjon faller innenfor de forventede verdier i denne type sedimenter. Horisont E er antatt å representere en forandring i hastighet pga glacial belastning av de underliggende sedimenter.

Vi har i disse to alternativer antatt at sandlag ved 484 m er representert ved reflektor G. Ved å korrelere dette sandlaget med reflektor H, framkommer de hastigheter som er angitt i rubrikken IKU-B. Vi ser da at hastigheten under horisont E reduseres betydelig. Dette synes helt usannsynlig. Da E er en horisont med sterkt varierende dybde kan brønnens penetrasjonssted ligge opp til 10 ms lavere enn oppgitt. Ved å ta i betraktning denne usikkerheten framkommer mulige, men fortsatt usannsynlige hastigheter (angitt i parentes).

Den mest trolige korrelasjonen er ut fra dette at sandlaget som ble penetrert i brønnen to timer før utblåsing er representert ved reflektor G. Av dette følger at reflektor H representerer en enhet ca. 44 m under horisont G (basert på en intervallhastighet på 2500 m/s). Det tilsvarende dyp på 528 m, dvs 25 m dypere enn brønn ved borestopp.

Geoteam har etter utblåsing kartlagt reflektor H fra de analoge data, etter oppdrag fra Statoil, (Geoteam 1985-II). Konturkart over denne reflektor er gjengitt på Fig. 16. Geoteam har med detaljert kartlegging av horisont H identifisert to gassindikerende reflektorer i dette nivået, reflektor I og II. De har kartlagt en sterkt undulerende overflate av disse antatte sandlagene, og de er tolket som en type dyner eller voller. De består da trolig av godt sorterte sedimenter (dette medfører relativ høy permeabilitet og porøsitet). Et tolket profil av denne horisonten er gjengitt på Fig. 17.

Mens det regionale fall er mot nord-vest viser kartet, Fig. 16, at horisont H faller mot NNØ og med en gradient på 0,5 til 2,0° ved borelokasjonen. Retningen på dette fallet indikerer

at topografien skyldes erosjon med en agens fra land. Det er imidlertid flere betydelige nord-sør trender på dette kartet, og disse sammenfaller med den dypere strukturelle trenden og indikerer tektonisk aktivitet også sent i Tertiær. De øvre Tertiære lag kan derfor være oppsprukket og representerer potensielle migrasjonsveier for gass, samtidig som migrasjon kan ha funnet sted syntektonisk.

Linje ST 8451-232, Fig. 13, tyder også på at gass har migrert fra horisont H til G, selv om lagpakken mellom de to horisontene er ca 35 meter.

Etter vår mening burde også dypet til reflektor G vært kartlagt i området, både for å kartlegge variasjonene på denne flata og tykkelsesvariasjonene i sedimentet mellom G og H.

### 3.4 Geologisk modell for identifisering av gass i området

Fig. 18 viser en tolkning av en dypseismisk linje over brønnlokasjonen, tolkningen er etter Statoils tolkning (ref. R. Krigsvoll, Statoil), av deres egen represserte linje.

En grabenstruktur med mulig lateral (strike-slip) forkastningsaktivitet er tydelig øst for brønnlokasjonen. Forkastninger er tolket opp til de øvre Tertiære lag i området rett over brønnlokasjonen. Slik tektonisk aktivitet faller inn i det regionale bildet med ekstensivt vestlig stress.

Denne linjen (Fig. 18) antyder også et mindre basseng mellom skuddpunktene 500 og 800 på ca 600 ms. Tolkningen av den grunne seismikken viser imidlertid at dette bassenget ikke skyldes innsynkning, men det er flere indikasjoner på at det har vært forkastningsaktivitet i de pliocene sedimentene (ca. 0.6 sek). Forkastninger i Tertiær er potensielle migrasjonsveier for gass, både petrogen gass fra dypere reservoarer og biogen gass dannet i Tertiære sedimenter.

Fig. 19 viser skjematisk hvordan gass kan opptre på ulike måter i ulike typer reservoarer. Seismikken gir ingen direkte indikasjoner på disse geometriene, men de framkommer som en følge av en omfattende geologisk tolkning hvor enhetene kan deles inn etter type avsetningsmiljø (sedimentære facies).

En komplisert geologi, f.eks. svingende (meanderende) elvesystemer kombinert med tektoniske forstyrrelser, vil gjøre identifiseringen av de enkelte reservoarer meget vanskelig (pr. idag umulig). Det er derfor viktig å identifisere avsetningsforhold i en regional målestokk i de aktuelle tidsrom for å optimalisere den seismiske tolkningen.

Normalt antar vi at den grunne gassen drives mot brønnen ved hjelp av formasjonstryk-

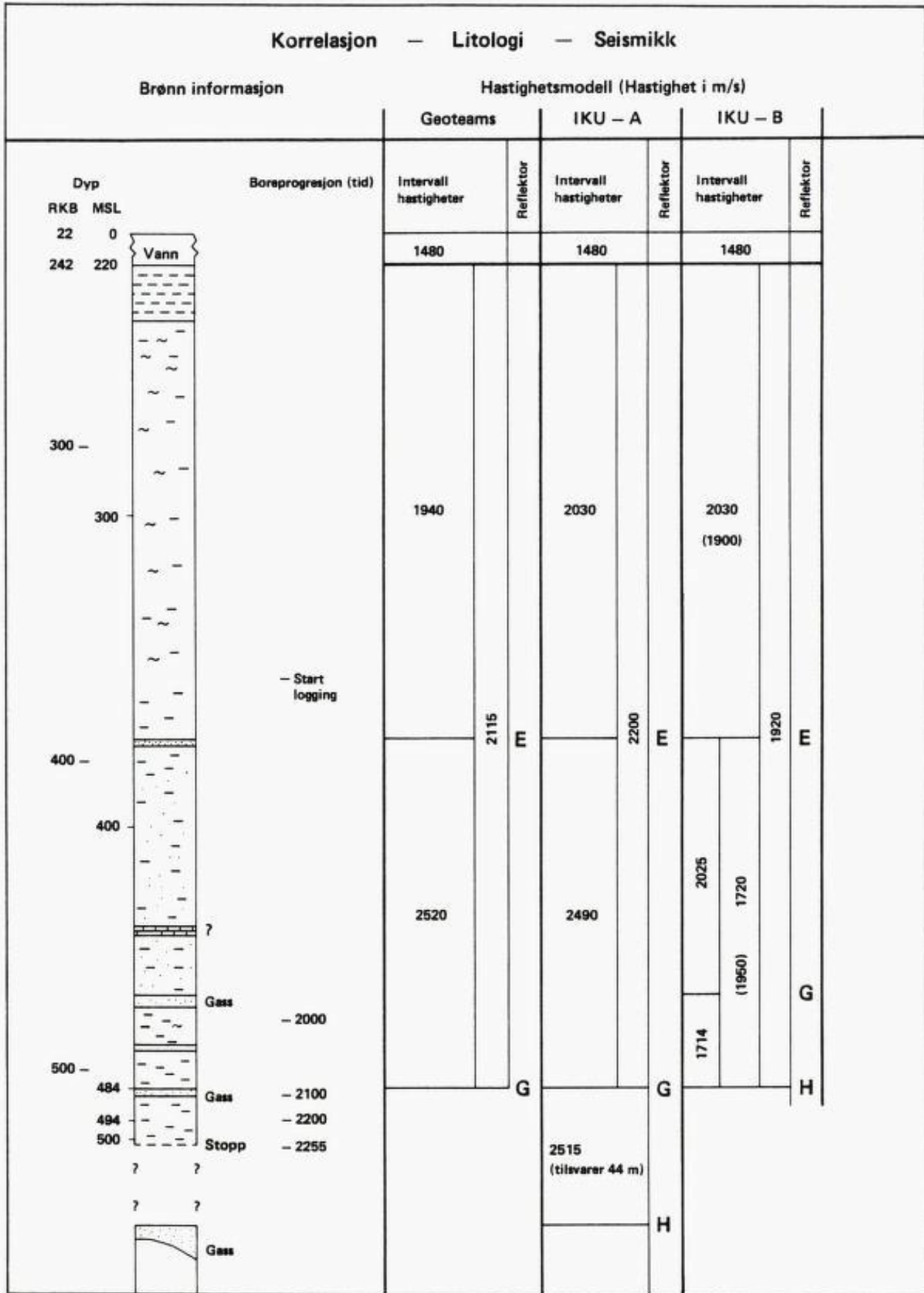


Fig. 15. Alternative korrelasjoner mellom brønndata og seismikk basert på hastighetsvurderinger viser at den mest sannsynlige korrelasjonen er et sandlag på 484 m tilsvarende reflektor G.

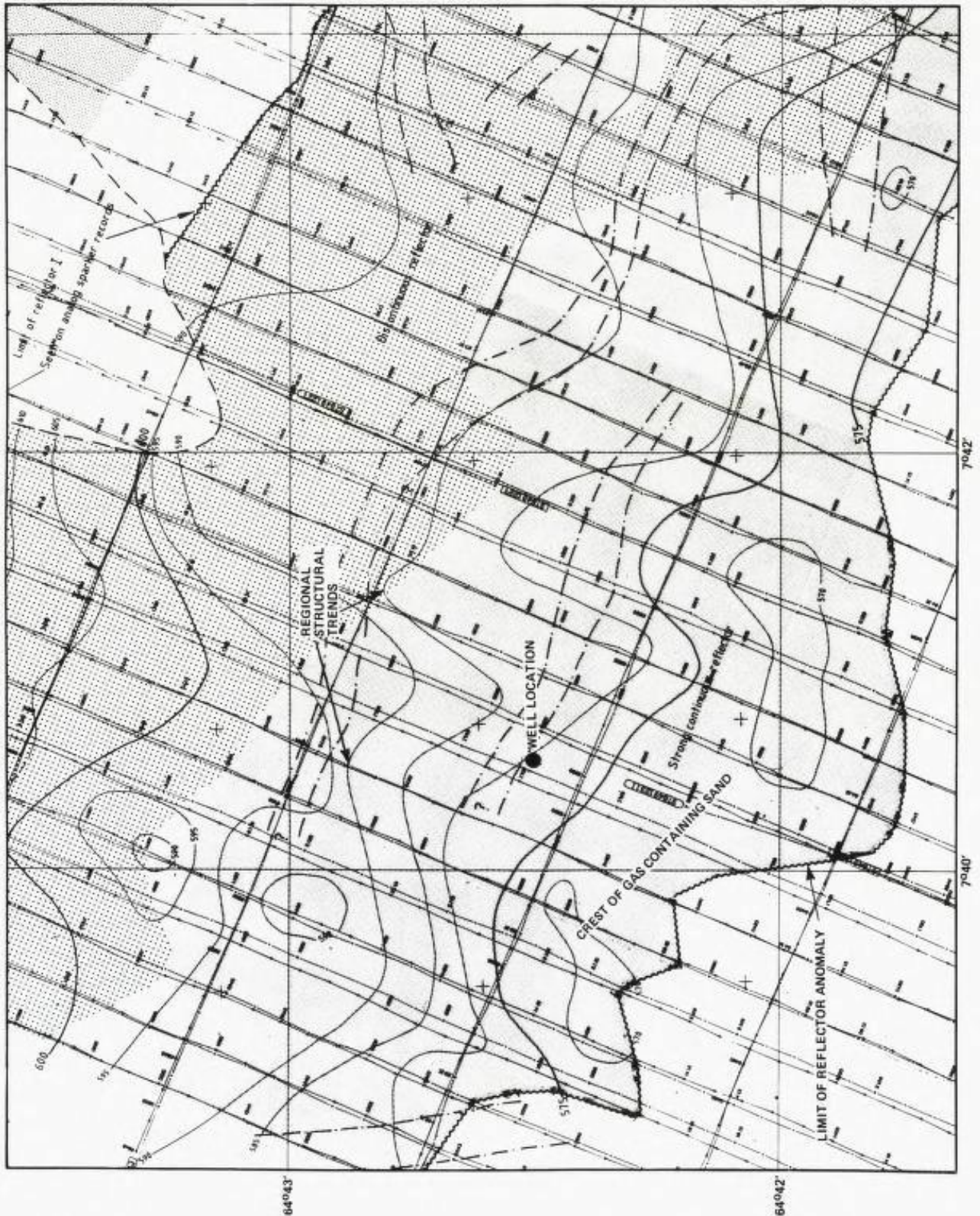


Fig. 16. Geoteams konturkart av horisont H viser at brønnen er plassert høyt opp på et hellende grunt gassreservoar.

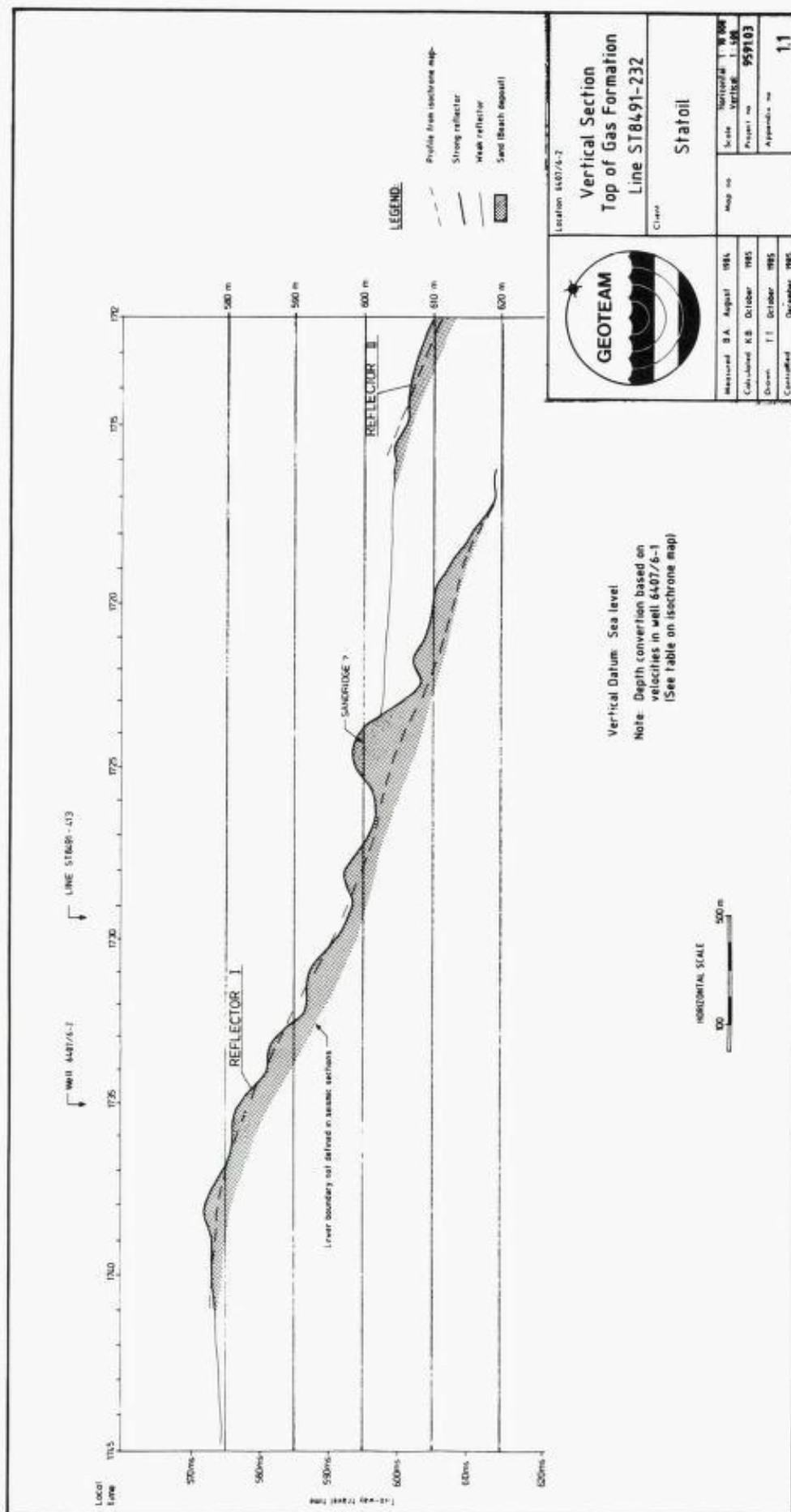


Fig. 17. Tolket vertikale seksjon av horisont H (Geoteam 1985-II) som er antatt å inneholde betydelige mengder gass.

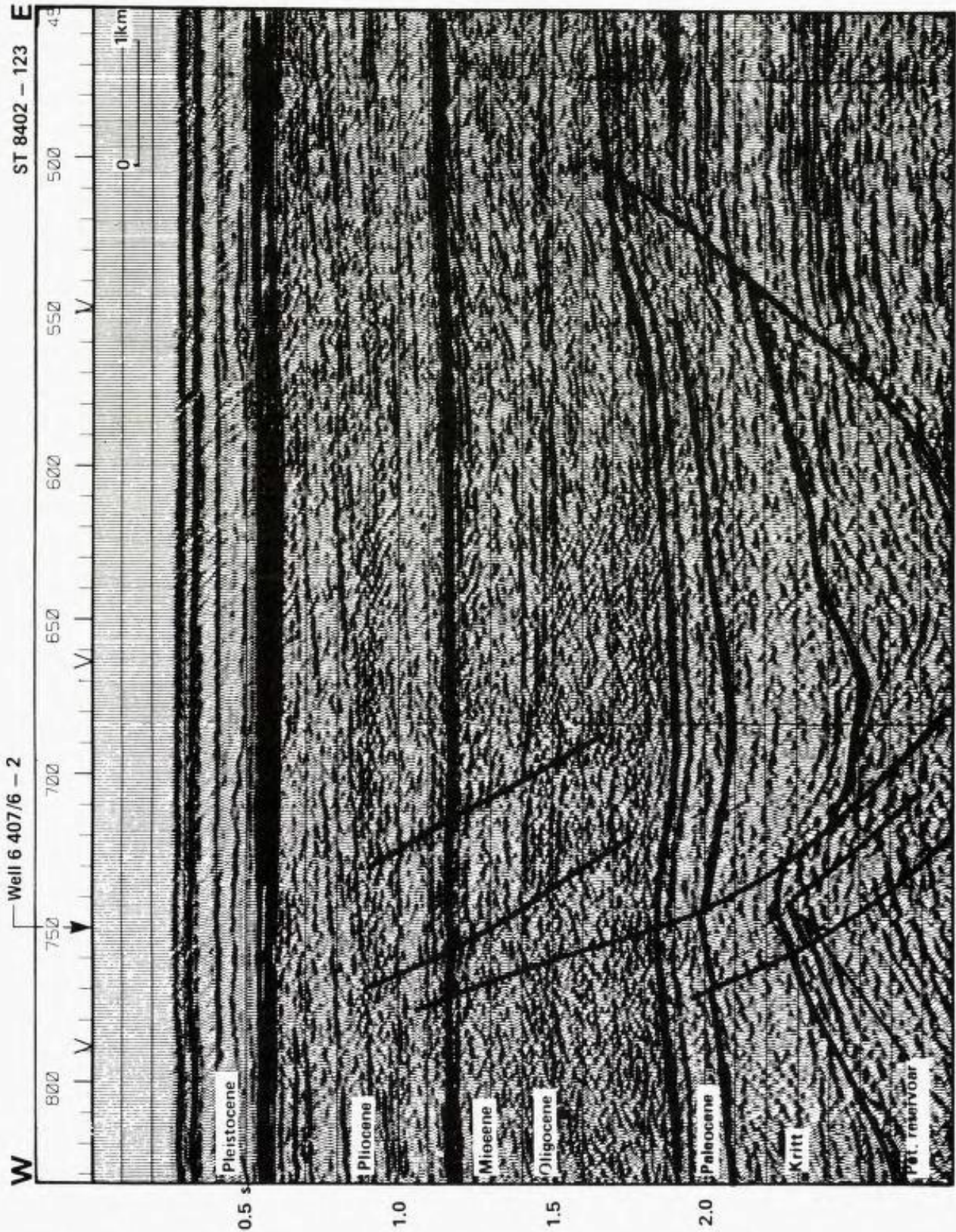


Fig. 18. Seismisk linje over prospektet som viser brønnens plassering relativt det potensielle reservoaret. Det er antatt flere normalforkastninger i tertiære sedimenter under brønnlokasjonen.

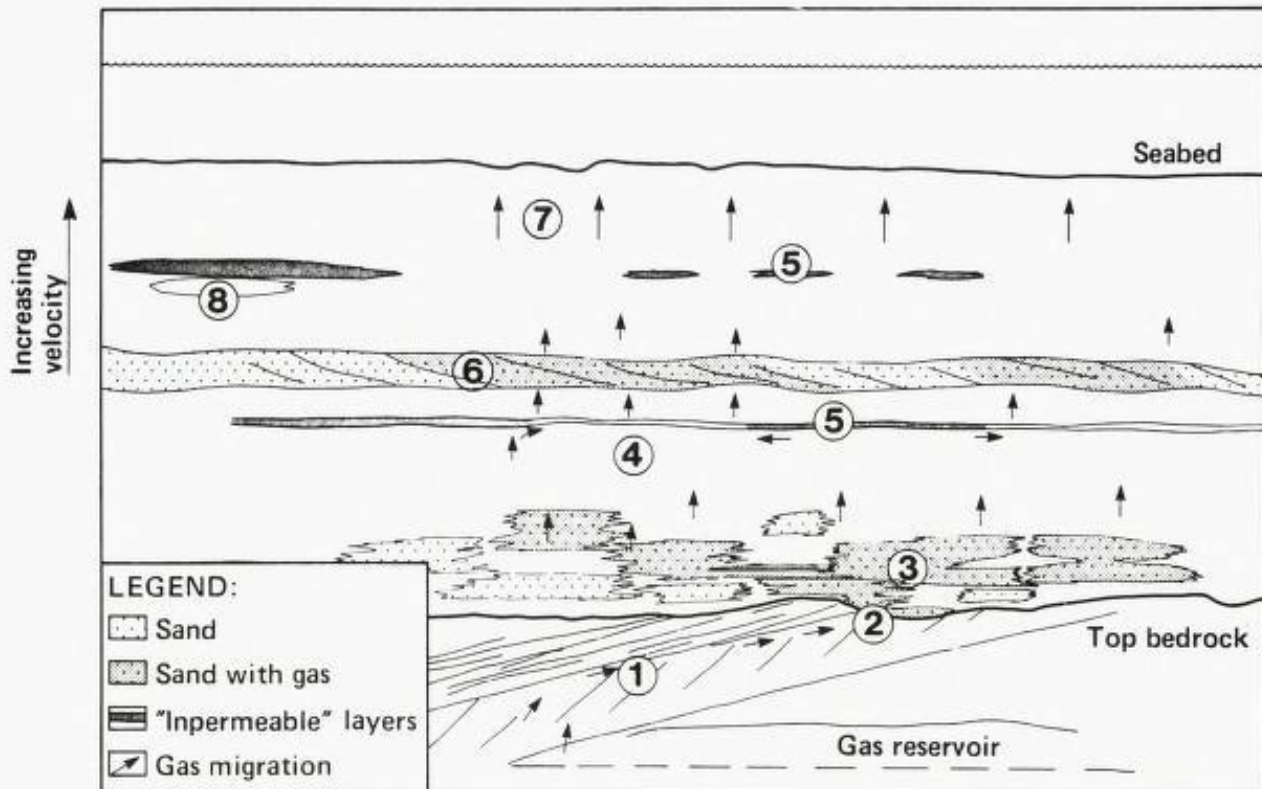


Fig. 19. Skjematisk framstilling av hvordan gassakkumulasjoner kan relatere seg til ulike reservoirarter. Disse behøver ikke nødvendigvis være sand som indikert her (fra Haugane og Kløv 1985). (Nummerforklaringene er ikke tatt med her.)

ket. Gass vil være en trykkreduserende faktor i sedimentet, men vil ha en betydelig effekt på sedimentenes skjærfasthet (Esrig og Kirby 1977, Whelan 1979).

En grunn gass utblåsing har trolig sin årsak i at sediment med betydelig redusert skjærspenning blir forstyrret ved boring. Fig. 20 illustrerer en slik utvikling og viser den selvdestruktive mekanismen ved at sedimentene stenger for strømmen selv. Fig. 20 illustrerer også at mindre isolerte gassreservoarer vil kunne skape like store problemer som de mer sammenhengende og derved seismisk detekterbare enheter.

Tolkningene som er utført her gir ikke grunnlag for å påvise eksakte forekomster av gass, verken med hensyn til posisjon eller mengde. Derimot kan de brukes for å få fram en logisk geologisk modell, basert på de data vi har hatt tilgjengelig. Tilleggsdata i form av ny seismikk over området, samt prøver av sedimentene, spesielt de potensielle gassreservoarene, og målinger av «*in situ*» gass konsentrasjon vil være svært viktig for å øke forståelsen på dette felt. til så lenge må vi nøye oss med det vi har, og vi kommer da fram til at forklaringen på det som skjedde på blokk 6407/6 finnes i samspillet mellom gassakkumulasjonene i horisont G og H.

Brønnplasseringen var slik at man boret mot en høyde med en antatt sandavsetning med seismisk detekterbare gassforekomster. Store gasskonsentrasjoner i et hellende lag med god intern permeabilitet, vil kunne skape et lite overtrykk i høydedragene. Dette er gitt av søylehøyden av sammenhengende gass. I dette tilfellet kan den teoretisk være så høy som 25 meter, og vi kan i så fall anta et overtrykk på opp mot 100 kPa. Trolig er det ingen sammenhengende gasskontakt, men et lokalt overtrykk (relativt hydrostatisk trykk) på 40–50 kPa synes mulig. Gassen ligger i så fall opp mot grensen til å kunne migrere inn i siltige sedimenter (Du Rochet 1984). Dette kan ha forårsaket en strøm av gass inn i sprekker og svakhetssoner i enheten over horisont H. Av denne årsak er det også vanskelig å kartlegge sandenhetens virkelige overflateform.

Selv om det i dette tilfellet ikke ble boret ned i det kartlagte gassreservoaret, synes det rimelig å anta at gass har strømmet opp til brønnen langs vertikale svakheter i den overliggende formasjonen. Dette er illustrert på Fig. 21. Denne gassen kan ha interferert med et allerede gassholdig sediment i horisont G, dette samspillet kan så ha ført til en større ustabilitet enn det man først antok.

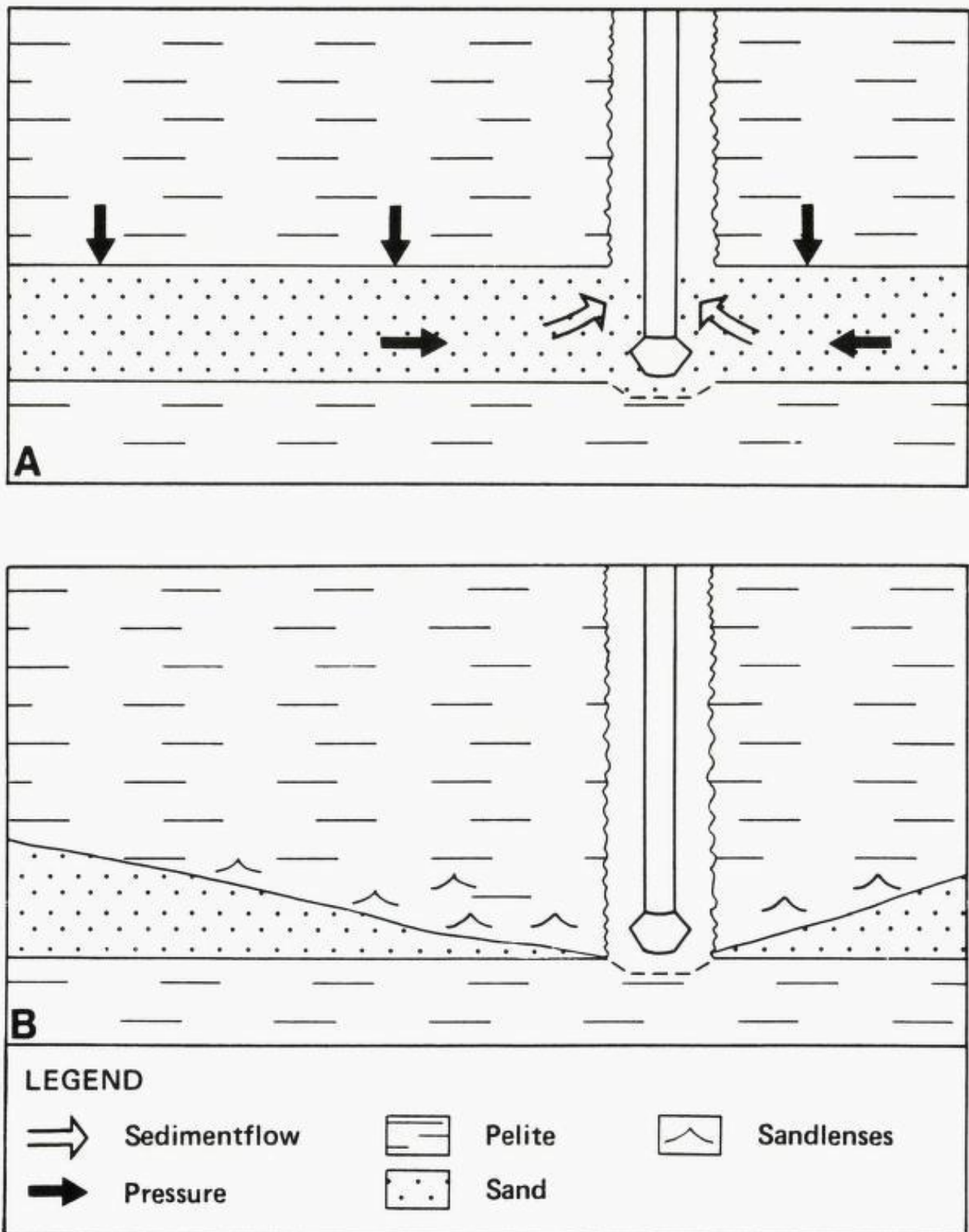


Fig. 20. Skisse over hvordan en utblåsing tenkes å deformere sedimentene ved brønnlokasjonen. Sammenpressing av sedimentene rundt brønnen vil forhindre videre strøm mot brønnen.



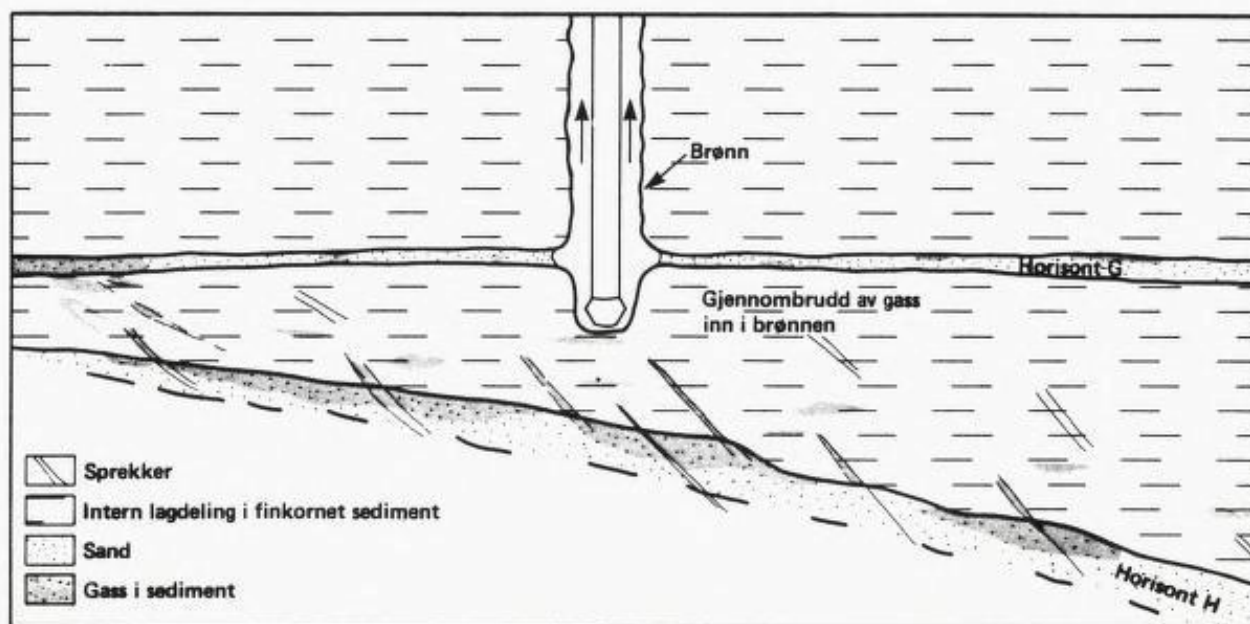


Fig. 21. Skjematisk framstilling av hvordan gass kan tenkes å være akkumulert mellom horisont G og H. Figuren illustrerer hvordan gass i horisont H kan ha vært kilde til den gassen som blåste ut i brønn 6407/6-beta.

#### 4 KONKLUSJON

Før boring ble det samlet inn analoge og digitale grunnseismiske data. De analoge sparkerdataene har god oppløsning ned til første havbunnsmultippel, men de mangler amplitude og hastighetsinformasjon. De digitale sparkerdataene er vanskelige å tolke pga en kraftig dobbelpuls i utsendt signatur. Hastighetsestimering (og dermed dybdeestimering) og multippelfjerning er vanskelig pga en relativt kort hydrofonkabel. Forbedret kilde (luftkannon) og lengre hydrofonkabel brukes i større grad nå. Bruk av mer avansert prosessering (signaturprosessering og mutippelfjerning) vil kunne føre til høyere oppløsning på de seismiske seksjonene.

Det ble avsatt svært kort tid til prosessering og tolkning av den digitale grunnseismikken, bare vel en uke. Dette har trolig vært en medvirkende faktor til enkelte feiltolkninger av Geoteam. En tydelig gassindikasjon som ses på seismikken på 575 ms ved borelokasjonen er oversett. Et «heldig» sammentreff var at det ble gjort en feiltolkning til, ved at en anomal reflektor ble tolket som en gassindikasjon på 605 ms. Det ble således behørig advart mot gass på dette nivå.

Erfaringene fra Haltenbanken tilsier at det er grunn gass spredt over store områder og i ulike nivåer. Det kreves imidlertid en viss størrelse på slike reservoar for at de kan identifiseres ved hjelp av seismikk og skilles fra andre geologiske fenomener. Mulighetene for gassmigrasjon og akkumulasjon i sandlag må vurderes i tillegg til de direkte seismiske indikasjo-

nene. Den kartlagte vinkeldiskordansen, horisont G, er derfor en sannsynlig kandidat for grunn gass akkumulasjon som burde vært påpekt.

Angående det tolkningsarbeid som ble utført ble standard prosedyrer fulgt, men vi etterlyser en optimalisert tolkning av de innsamlede data. Både at det avsettes bedre tid til borestedsundersøkelsene og at de som tolker de dypere lag også deltar i tolkningen av de øvre lags geologi.

Det ble påtruffet gass i sandlag (horisont G og ett over). Denne gassen ga ikke klare indikasjoner på den tilgjengelige seismikken. Akkumulasjonene kan likevel ha vært store nok til å skape den registrerte utstabilitet i brønnen.

Det er selv i ettertid vanskelig å påpeke de geologiske forhold som kan ha medvirket til at man fikk de problemer som oppsto ved boring på 6407/6-beta. De geologiske forhold ved borelokasjoner på det aktuelle dyp er imidlertid slik at vi mener å kunne gi en plausibel forklaring på det som skjedde.

Fra seismikken (IKUs og Geoteams retolking) er det klart at det eksisterer et hellende lag trolig med sand, med klare seismiske indikasjoner på betydelige gassakkumulasjoner. Gassen i dette laget (horisont H) synes også å være kilde til gass i høyere nivå. Ut fra kjennskap til sedimentenes oppførsel andre steder hvor grunn gass er påvist, synes det rimelig å anta at det i dette tilfellet forelå spesielle geologiske forhold som i sin tur førte til den vedvarende utblåsningen.

De spesielle geologiske forhold kan oppsummeres i følgende punkter:

1. Det ble boret ned mot toppen av et hellende sandlag som er stort nok til å gi klare gassindikasjoner på seismikken.
2. Førte meter over dette grunne gassreservoaret er det en regional vinkeldiskordans med et tynt sandlag. Det ble under boring påvist gass i dette sandlaget (horisont G).
3. Utblåsningen kan i første omgang skyldes gass i horisont G som det ble boret gjennom, ca to timer før utblåsningen. Da utblåsningen har pågått over så lang tid, flere måneder, indikerer det at det tykkere og hellende gassreservoaret, horisont H, er kilden til det meste av gassen som har kommet opp.
4. Det er derfor mulig at gass fra horisont H hadde migrert inn i brønnen mens boring ennå pågikk, selv om boring stoppet ca 25

m over denne horisonten. At det ble boret forbi horisont H finner vi lite sannsynlig ut fra de data vi har hatt tilgjengelig i dette arbeidet.

I tillegg til gass i porevannet antar vi at sedimentets reduserte stabilitet også avhenger av: reservoarsedimentets tekstur og litifisering, samt omkringliggende sedimenters egenskaper. Det er imidlertid vesentlige mangler på kunnskap på dette felt.

De geologiske tolkninger som gjennomføres i tilknytning til de øvre lags geologi er nokså begrenset selv om store datamengder finnes. Mangelen på oppdatering av de regionale data etterhvert som ny informasjon kommer inn, er et alvorlig hinder for å utføre en optimalisert tolkning for alle brønnlokasjonene. Dette er imidlertid en oppgave som vanskelig kan tillegge de enkelte oljeselskap.

#### REFERANSER

ANONYM, 1985: Hendelsesforløpet på WEST VANGUARD i henhold til vitneutsagn.

BUGGE, T., 1980: Øvre lags geologi på kontinental-sokkelen utenfor Møre og Trøndelag. IKU publikasjon nr. 104.

DU ROCHET, J., 1985: The origin and migration of hydrocarbons accumulated in the Lower Cretaceous sandstone «Giant» tar accumulations of Alberta-II. *J. Petr. Geol.*, 8, 1, pp. 101-114.

ESRIG, M. I., KIRBY, R. C., 1977: Implications of gas content for predicting the stability of submarine slopes. *Mar. Geotech.*, 2, pp. 81-100.

GEOTEAM, 1985 I: Site survey at 6407/6-beta. Rep. no. 9591.01. 3 bind.

GEOTEAM, 1985 II: Reinterpretation at shallow gas at 6407/6-2, rep. no. 9591.03.

HAUGANE, E., KLØV, K., 1985: Shallow gas. IKU report no. 01.6321.05/01/85. Konfidensiell.

STATOIL, 1985 I: Brønnprognose og boreprogram PL 092 Well 6407/6-2-beta. Konfidensiell.

STATOIL, 1985 II: Borelogger fra WEST VANGUARD.

SVÂNÅ, T., 1985: Brev til S. Westre angående hendelsesforløpet på WEST VANGUARD.

WHELAN, T., 1979: Effect of biogenic methane on sediment instability in modern delta sediments. *AAPG Bull.*, 63, 3, p. 551.

# NOU

## Norges offentlige utredninger 1985 og 1986

### Statsministeren:

#### Departementet for handel og skipsfart:

Lov om verdipapirbørs (børsloven), NOU 1985: 33.  
Utvalget for vurdering av den offentlige forvaltning i det eksportfremmende arbeid, NOU 1985: 35.  
Revisors plikter og ansvar overfor det offentlige, NOU 1985: 36.  
Sikkerhet i fiskeflåten, NOU 1986: 10.

#### Departementet for utviklingshjelp:

#### Finans- og toldepartementet:

Skattlegging av diettgodtgjørelser, NOU 1985: 5.  
Konkurransen på finansmarkedet, NOU 1986: 5.  
Beskatning av utlendinger som investerer i norsk skipsfartsvirksomhet, NOU 1986: 9.

#### Fiskeridepartementet:

Akvakultur i Norge, NOU 1985: 22.

#### Forbruker- og administrasjonsdepartementet:

Foreløpig grunnlag for inntektsoppgjørene 1985, NOU 1985: 2.  
Reguleringsprinsipper i offentlige tjenstepensjonsordninger, NOU 1985: 8.  
Om grunnlaget for inntektsoppgjørene 1985, NOU 1985: 15.  
Foreløpig grunnlag for inntektsoppgjørene 1986, NOU 1986: 3.  
Datateknikk og samfunnets sårbarhet, NOU 1986: 12.  
Om grunnlaget for inntektsoppgjørene 1986, NOU 1986: 14.

#### Forsvarsdepartementet:

#### Industridepartementet:

Kvalifikasjonskrav for entreprenører, NOU 1985: 4.  
Norsk romvirksomhet, NOU 1986: 1.

#### Justis- og politidepartementet:

Arbeidstakers opphavsrett, NOU 1985: 6.  
Spilleautomater, NOU 1985: 16.  
Pornografi og straff, NOU 1985: 19.  
Datakriminalitet, NOU 1985: 31.  
Innstilling til ny ekteskapslov del 1, NOU 1986: 2.  
Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard 6. oktober 1985, NOU 1986: 16.

#### Kirke- og undervisningsdepartementet:

Den norske kirke og læren, NOU 1985: 21.  
Dokumentasjon av kunnskaper og ferdigheter, NOU 1985: 26.  
Dokumentasjon, vern, vidareføring og etterreisning av gamle handverk, NOU 1986: 15.

#### Kommunal og arbeidsdepartementet:

Videreutviklingen av bedriftsdemokratiet, NOU 1985: 1.  
Forenklinger av bygningsloven m.v. III, NOU 1985: 13.  
Prøveprosjekt for yrkeskombinasjoner, NOU 1985: 23.  
Regional fordeling av oljerelatert konsulentvirksomhet, NOU 1985: 25.  
Sosialdepartementet – Funksjonsfordeling og administrasjonsordninger, NOU 1985: 27.  
Unge innvandrere i Norge, NOU 1985: 29.  
Forslag til endringer i kommuneinndelingen for byområdene Horten, Tønsberg og Larvik i Vestfold fylke, NOU: 1986: 7

#### Kultur- og vitenskapsdepartementet:

TV 2, NOU 1985: 11.  
Samisk kultur og utdanning, NOU 1985: 14.  
Forskning om sikkerhets- og fredsspørsmål og internasjonale forhold, NOU 1985: 17.  
Videregående opplæring for samer, NOU 1985: 24.  
Betaling for sekundærbruk av utøvende kunstneres prestasjoner, NOU 1985: 30.

#### Landbruksdepartementet:

Revisjon av almeningslovgivningen, NOU 1985: 32.

#### Miljøverndepartementet:

Ny landsplan for nasjonalparker, NOU 1986: 13.

#### Olje- og energidepartementet:

Energilovgivningen, NOU 1985: 9.  
Forberedelser for petroleumsfunn i nord, NOU 1985: 20.  
Erstatning til fiskerne for ulemper ved petroleumsvirksomheten, NOU: 1986: 6.

#### Samferdselsdepartementet:

#### Sosialdepartementet:

Tiltak for ungdom med atferdsvansker, NOU 1985: 3.  
Sosialpolitiske forskningsinstitutter, NOU 1985: 7.  
Autorisasjon av kiropraktorer, NOU 1985: 10.  
Lov om sosiale tjenester m.v., NOU 1985: 18.  
Holdningskampanjen mot narkotika, NOU 1985: 28.  
Levekår for psykisk utviklingshemmede, NOU 1985: 34.  
Sykehusobduksjon, NOU 1985: 37.  
Samordning i helse- og sosialtjenesten, NOU 1986: 4.  
Flyktningers tilpasning til det norske samfunn, NOU 1986: 8.  
Folketrygdens forhold til helsetjenestene og andre ordninger, NOU 1986: 11.

#### Utenriksdepartementet:

Norges offisielle kultursamarbeid med utlandet, NOU 1985: 12.



Depotbiblioteket



76sd 85 219

**NOU 1986: 16**

**Ukontrollert utblåsing på boreplattformen West Vanguard 6. oktober 1985**