



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering:

Vår semesteret, 2007

Offshoreteknologi-Maskinteknikk/
Marin-Undervannsteknologi

Åpen / Konfidensiell

Forfatter: Bjørn Egil Skogvoll

.....
(signatur forfatter)

Faglig ansvarlig: Arnfinn Nergaard

Veileder(e): Arnfinn Nergaard
Harald Strand

Tittel på masteroppgaven: Pre Rig Well Construction
Engelsk tittel: Pre Rig Well Construction

Studiepoeng: 30

Emneord: Pre Rig
Grunn gass
Fartøy
Innretning
Regelverk

Sidetall: 76
+ vedlegg/annet: 0

Stavanger, 15.06.2007
dato/år

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet av Bjørn Egil Skogvoll, i samarbeid med universitetet i Stavanger, våren 2007.

Oppgaven er også utført i samarbeid med NeoDrill og Island Offshore og er en liten del av en større feasibility studie som blir utført for Statoil, Hydro og EniNorge.

Hensikten med denne studien, som kalles Pre Rig Well konstruksjon, er å utvikle et mulig konsept for konstruksjon av topphull med et fartøy. På denne måten vil kostnadene for pilothullet kunne bli redusert betydelig. Siden hovedelementet her er å unngå å ta i bruk en innretning vil det være mange utfordringer som må løses på forhånd. Rent fysisk skal det være mulig å bruke et fartøy til en slik operasjon, men pga regelverket så vil ikke et fartøy i utgangspunktet være kvalifisert til å gjennomføre denne type operasjoner.

Jeg har derfor sett på grunnmassproblematikken og vurdert ulike metoder for hvordan en kan oppdage og håndtere den grunne gassen. Jeg har også sett litt på hvilke konsekvenser som kan oppstå pga grunn gass og til slutt er det utført en regelverksanalyse, hvor PreRig konseptet er vurdert ut fra gjeldende lover og forskrifter.

Ønsker å takke de personer som har vært involvert i dette prosjektet:

- Professor Arnfinn Nergaard ved UIS. (Veileder)
- Professor Bernt Aadnøy ved UIS.
- Harald Strand, NeoDrill As. (Bedriftskontakt)
- Per Buset, Island Offshore.
- Stig Antonsen, Island Offshore.
- Sigbjørn Høyland, Statoil ASA.
- Kjartan Melberg, Roxar ASA.

Bjørn Egil Skogvoll

Stavanger 15.06.2007

Innholdliste

Forord	I
Innholdliste.....	II
Nomenklatur.....	V
Sammendrag.....	VI
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn for oppgave	1
1.2 Formål med oppgaven	1
1.3 Oppgavens begrensninger.....	1
2 Beskrivelse av PreRig	2
2.1.1 Kort beskrivelse av konsept	2
2.2 Hulldesign.....	3
2.3 Pilot BHA	4
2.4 Kostnadssammenlikning.....	5
2.5 Fordeler med PreRig.....	6
2.6 Hovedutfordringer med PreRig	6
3 Eksisterende metode	7
3.1 Boreprogram for topphull.....	7
3.1.1 Conductor casing.....	7
3.1.2 Surface casing	8
3.2 Boring med riser og diverter.....	8
3.3 Boring med åpent hull	9
3.4 Valg av foringsrør (casing).....	9
3.5 Bottom hole Assembly	11
3.5.1 Design.....	11
3.6 Statoils krav til pilothull.	13
3.7 West vanguard	14
4 Grunn gass	17
4.1 Hva er grunn gass	17
4.2 Definisjon av grunngasshendelser	18
4.2.1 Ptils grunngass prosjekt.....	18
4.3 Statoils klassifisering av grunn gass	20

4.4	Potensielle farer ved grunn gass	21
4.5	Gassens utvikling.....	22
4.6	Tap av oppdrift pga grunn gass	24
4.7	Fartøyets respons på gass	26
4.7.1	Diskusjon effekt av gass.....	28
5	Hvordan oppdage grunn gass.....	28
5.1	Krav til kartlegging.....	28
5.2	Bunnfaste rigger	29
5.3	Grunnseismikk.....	31
5.4	Bruk av logger	32
5.5	MWD /LWD.....	32
5.6	ROV.....	33
5.7	Pockmarks	34
6	Hvordan håndtere grunn gass.....	34
6.1	Riser & diverter	35
6.2	Topp hulls BOP	36
6.2.1	Spesifisert fremstilling	38
6.2.2	Trykk.....	38
6.3	Havbunns-avledningssystem.....	38
6.4	Dynamisk drepemetode	40
6.4.1	Beskrivelse av metode.....	40
6.4.2	ECD.....	41
6.4.3	Diskusjon.....	42
6.5	Riserless Mud Recovery System	43
6.5.1	Systemets funksjon.....	43
6.5.2	Beskrivelse av RMR systemet.....	45
6.5.3	Diskusjon.....	47
7	Hvordan håndtere grunn gass ved PreRig konseptet	48
7.1	Krav til barrierer	48
7.2	Diskusjon og anbefaling	48
7.2.1	Avledningssystemet	48
7.2.2	THBOP.....	48
7.2.3	Havbunnsavledningssystem	49

7.2.4	Dynamisk drepemetode.....	49
7.2.5	Riserless Mud Recovery System (RMR)	49
7.3	Regelverket om nødevakuering	50
7.4	Nødevakuering.....	50
7.5	Brudd i borestreng	51
7.5.1	Diskusjon.....	53
7.6	Shear ram	53
7.6.1	Weak link	56
7.6.2	Topdrive	57
7.6.3	Mud motor.....	59
7.6.4	Diskusjon mud motor	60
7.7	Konklusjon anbefalinger.....	60
8	Regelverksanvendelse.....	61
8.1	Generelt om norsk regelverk for fartøy og mobile innretning.....	61
8.1.1	Fartøy	61
8.1.2	Mobile Innretninger.....	62
8.2	Forskjell mellom fartøy og innretning.....	64
8.3	Fartøy eller innretning i regelverket	65
9	Andvendelse av regelverk for PreRig aktiviteter.....	67
10	Konklusjon	72
11	Referanseliste	74

Nomenklatur

Forkortelse	Forklaring
AHTS	Anchor Handlig Tug Supply
AoC	Authorisation of Compliance (=SUT)
BHA	Bottom Hole Assembly
BOP	Blow out Preventer
BP	Bollard Pull
CAN	Casing Anchor Node
Casing	Foringsrør
DDR	Daily Drilling Report
DnV	Det norske Veritas
DP	Dynamisk Posisjonering
ECD	Equivalent Circulating Density
HBP	Horse Break Power
HWDP	High Weight Drill Pipe
IMO	International Maritime Organization
LBI	Lett Brønn Intervensjon
LWD	Logging While Drilling
MWD	Measurement While Drilling
OD	Oljedirektoratet
PPG	Pounds Pr Gallon
Ptil	Petroleumstilsynet
RMR	Riserless Mud Return System
ROV	Remotely Operated Vehicle
RWI	Riserless Well Intervention
SD	Sjøfartsdirektoratet
SUT	Samsvarsuttalelse (=AoC)
THBOP	Top Hole Blow out Preventer

Sammendrag

Island Offshore og NeoDrill holder for tiden på med en feasibility studie hvor det blir sett på muligheten for å gjennomføre konstruksjon av et topphull ved bruk av et mindre fartøy som i utgangspunktet ikke er kvalifisert til å gjennomføre denne type operasjoner. Konseptet går ut på at det skal bores et pilothull for så å sette 20" foringsrør før selve boreriggen ankommer lokasjonen. For at dette konseptet som kalles PreRig Well Construction skal kunne settes til liv, vil det være helt avgjørende at det kan utføres på en forsvarlig måte som vil oppfylle regler og krav i henhold til norsk lovgivning. Det er derfor et krav fra myndighetene sin side at det kan dokumenteres at sikkerheten er ivaretatt.

Denne rapporten, som inngår som en mindre del i denne av denne studien, har som formål å se på hvilke konsekvenser som kan oppstå ved grunn gass når det bores et topphull fra PreRig fartøyet. Det er derfor sett på hva som menes med grunn gass og hva som må til for at en kan definere noe som en grunngasshendelse. Videre er det gitt en oversikt over hvilke konsekvenser den grunne gassen kan medføre, og da spesielt er spørsmålet rundt gassens påvirkning til fartøyet vurdert, med tanke på oppdrift og stabilitet. Som det kommer frem i rapporten er det klart at den grunne gassen ikke vil skape for store problemer for fartøyet, hverken med tanke på oppdrift eller stabilitet.

Rapporten vil også gi en oversikt over alternative metoder for å kunne håndtere gassen på en forsvarlig måte. Her er det tatt utgangspunkt i regelverket om krav til barrierer for å sikre at metoden som anbefales er i henhold til regelverket. Det er også vurdert hvordan en bør "sikre" fri passasje bort fra lokasjonen om det oppstår nødsituasjoner.

Til slutt er det utført en regelverksanalyse for å se hvordan konseptet står i forhold til det norske regelverket. Det er her lagt vekt på å prøve å skille mellom fartøy og innretninger for å gi en oversikt over hva som faktisk skiller disse ut fra regelverket. I regelverket er det klare retningslinjer for hva som er et fartøy og hva som er en innretning, men for PreRig konseptet sin del vil det i utgangspunktet være viktig å skille mellom fartøyet og utstyret som skal brukes under operasjoner, slik at en vil få godkjent konseptet. Ut fra regelverket kan en si at det er 3 alternativ som vil være aktuelle for PreRig konseptet avhengig av hvor godt en kan dokumentere sikkerheten ved aktivitetene. Det første, og mest økonomiske vil være å bruke et fartøy som er definert ut fra SDs regelverk. Her er det å skille fartøy fra utstyret svært viktig. Det andre alternativet vil være å prøve å oppgradere et fartøy, slik at det per definisjon blir karakterisert som en innretning. Det siste alternativet vil være å ta i bruk et fartøy som allerede godkjent for lette brønnintervensjoner.

For at PreRig konseptet skal kunne tas i bruk vil det også være viktig å samarbeide med Petroleumstilsynet for å kunne avgjøre hvilke rammevilkår som skal settes for aktivitetene.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn for oppgave

PreRig konseptet er en ny tenkemåte på å løse en gammel problemstilling. Hele ideen går ut på å sette 30" konduktor og bore et topphull ned til 800 meter vha et "letter" fartøy, for på denne måte å kunne med full sikkerhet avgjøre om det er grunn gass i området før en setter 20" foringsrør. Grunnen til at dette konseptet blir vurdert er for å øke sikkerheten til boreriggen som skal bore brønnen og, ikke minst, lønnsomheten ved fremtidige prosjekt. Denne rapporten er kun en mindre del av "Pre Rig Well Construction" studien som utføres for Statoil, Hydro og EniNorge.

1.2 Formål med oppgaven

Formålet med denne rapporten er å studere PreRig konseptet for å kunne vurdere det ut fra regelverket og se hvordan konseptet står i forhold til norsk lovgivning. For å kunne gjøre dette har rapporten tatt for seg noen av de grunnleggende problemene som kan oppstå ved denne type operasjoner. Ut fra HAZID analysen som var utført i forkant av dette prosjektet kom det klart frem at grunngassituasjoner er en av de farligste situasjoner som kan oppstå ved boring, og selv om PreRig konseptet skal prøve å unngå disse situasjonene er det likevel ingen garanti for at de vil gå klar. Dermed er det viktig å se på disse situasjonene og få kartlagt metoder for oppdagelse av grunn gass og metoder for å håndtere grunn gass. Rapporten vil gi en vurdering og et forslag til hvilken av de forskjellige alternativene som er vurdert, som etter per dags dato vil være best egnet til bruk ved PreRig konseptet. Videre er det også sett på hvilke konsekvenser som kan oppstå pga. grunn gass.

1.3 Oppgavens begrensninger

Siden oppgaven kun er en mindre del av PreRig studien, vil rapporten kun fokusere på noen få spesifikke områder ved konseptet. Rapporten vil ikke gå inn på detaljene rundt PreRig operasjonene og den vil heller ikke gi noe detaljert beskrivelse av foretrukket installasjons metode eller spesifikke krav til fartøy siden dette er beskrevet av Harald Strand og Island Offshore i "Pre Rig Well Construction Study Report".

Når det gjelder regelverksanvendelse vil rapporten fokusere på hvilke lover og regler som vil være gjeldende for PreRig aktivitetene ut fra hvordan en kan definere aktivitetene og det vil bli sett på hvilke lover som må oppfylles for å få tildelt en SUT. Det vil også bli sett på hovedforskjellene mellom fartøy og innretning og hvordan disse er definert ut fra regelverket. Rapporten vil derimot ikke gi noe utfyllende oppsett på lover og regler på det tekniske nivå for disse, ei heller spesifikke tekniske krav til konseptet.

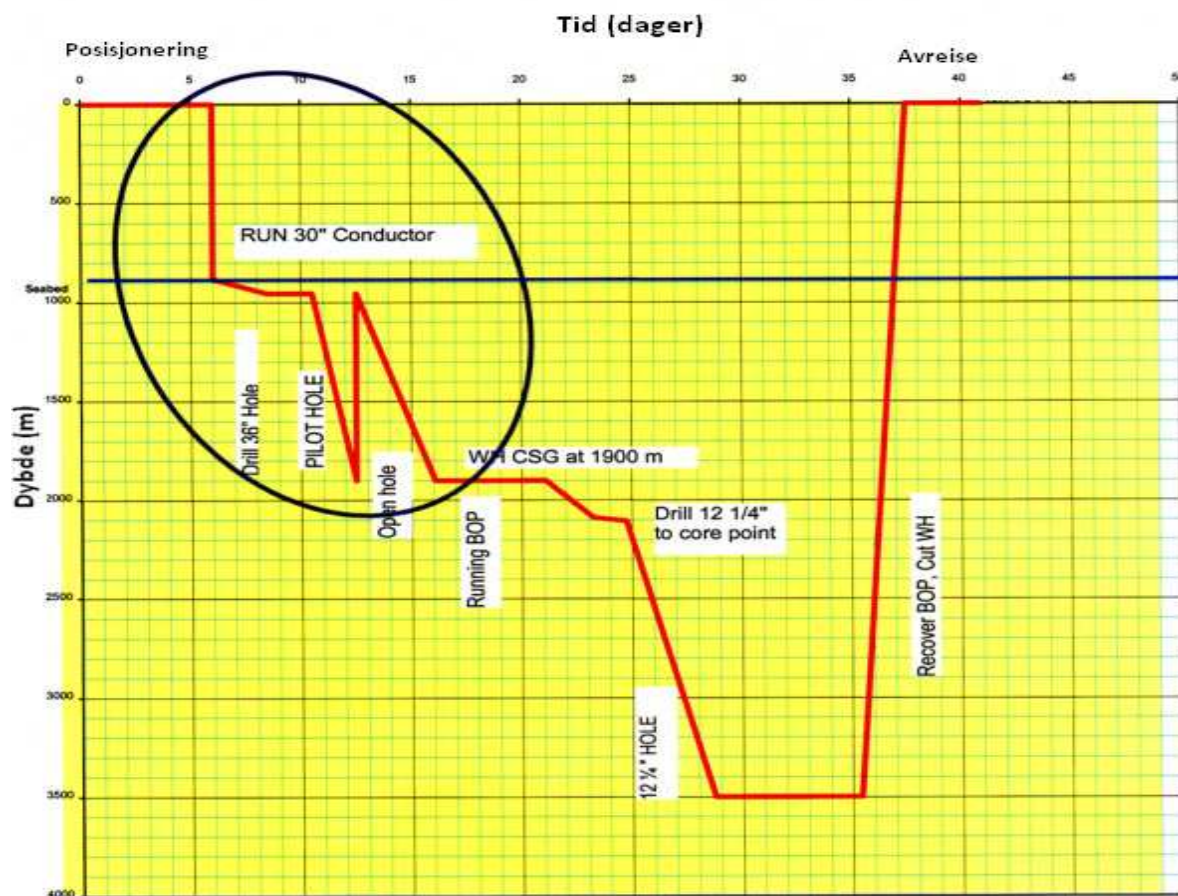
2 Beskrivelse av PreRig

2.1.1 Kort beskrivelse av konsept

Det har lenge vært kjent at behovet for en mer effektiv metode for topphullskonstruksjon har vært etterlyst av flere oljeselskap. Pga dagens rigg situasjon har det derfor vært forsket på nye metoder for å kunne bore pilothull på en kostnadseffektiv og sikkert metode før en innretning ankommer lokasjonen. Island Offshore og Neodrill har i denne sammenheng sett på et alternativt konsept for konstruksjon av topphull.

Konseptet går ut på å ta i bruk et mindre fartøy, som i utgangspunktet ikke er klassifisert for denne type operasjoner, til installere en 30", bore et pilothull og deretter sette en 20", før en innretning overtar brønnen. Hovedpoenget er å kunne spare både tid og penger og gjøre de videre boreoperasjoner med en fullskala rigg tryggere. Om en tar utgangspunkt i en konvensjonell tid/dybde borekurve vil den vise at de planlagte aktivitetene med et mindre fartøy (ref sirkel i fig 2.1) vil i utgangspunktet ta ca 10 dager med en konvensjonell innretning. Dette vil tilsvare ca 25% av det totale kostnadene i eksempelet under. Pga at det er betydelig lavere dagrater på mindre fartøy vil kostnadene reduseres betydelig.

Figur 2.1: Tid/dybde borekurve[1]



Arbeidsoppgavene til PreRig fartøyet vil i utgangspunktet være det samme som for en konvensjonell innretning. Disse går ut på:

- Kartlegging av havbunnen
- Plassere CAN (Casing Anchor Node)
- Installere conductor
- Bore 9 7/8" eller 8 1/2" pilothull
- Plassere surface casing og eventuelt BOP.

Ved å ta i bruk CAN vil brønnfundamentet styrkes uten bruk av sement. Den har også fordeler selv om brønnen fortsetter på en konvensjonell metode da den vil kunne tåle påkjenninger fra store krefter, som f.eks. fra BOP. Transport og installasjon kan utføres av et DP fartøy. Under installasjon vil sugankeret bli assistert av en ROV.

Det kan det tas i bruk forskjellige metoder ved installasjon av konduktor. Disse er:

- Bore og sementere
- Driving (topp – tå driving)
- Jetting

For brønnen sin del er det uvesentlig hvilke metoder som tas i bruk så lenge konstruksjonen oppfyller alle krav. Det vil derfor avhenge av hvilke fartøy som tas i bruk og kapasitetene til dette.

Pilothullet skal i utgangspunktet ligge mellom 200 – 800 meter. Dette krever at fartøyet har muligheter for å utføre boreoperasjoner. Pilothullet bores som en "sikkerhetsjekk" med et relativt lite hull (liten diameter) for å begrense eventuelle vann og gass utslipp. Per dags dato er det ikke tillatt av Norske myndigheter å ta i bruk fartøy som ikke er godkjent til å bore hele brønnen for pilothulls boring. Det er kun tillatt å drive med undersøkelses aktiviteter med fartøy uten godkjenning.

2.2 Hulldesign

For å kunne utføre denne type operasjoner med et mindre fartøy vil det være svært viktig å planlegge hulldesignet for å ivareta sikkerheten på en best mulig måte. Rapporten tar utgangspunkt i at det skal brukes 9 7/8" borekrone. Men å ta utgangspunkt i en mindre casing og borekrone vil kunne gi et mer økonomisk alternativ. (ref Tabell 2.1) Det vil også redusere strømnings potensialet til pilothullet om grunn gass formasjon skulle penetreres.

BHA	8 1/2" + 6 1/2" DC
Hullvolum	36.6 l/m
Annulus	18.4 l/m
Åpent hull størrelse	24"
Åpent hull volum	292 l/m
Åpent hull volum / 500m	146 m ³
Casing størrelse	18 5/8"
Casing hull volum	115.7 l/m
Sement volum / 100m	11.6 m ³
Sement volum / 500m	58 m ³
Casing vekt	125.88 kg/m
Casing vekt / 500m	63 mT

Tabell 2.1 Hulldesign for 18 5/8" casing[1]

Samenliknes tallene for 18 5/8" og 20" (ref, tabell 3.1) casing kan det sees at:

- Hullvolumet er ca 25 m³ mindre pr 500 meter for 18 5/8" casing
- Det kreves det ca 12 m³ mindre slurry ved sementering
- Ca 15 mT lettere pr 500 meter casing

For et mindre fartøy vil det være en klar fordel å ta i bruk 18 5/8" casing med tanke dekkplass og vekt. Kostnadene for denne type casing vil også være billiger med ca 20–25% pga stålvekt og transportkostnader[1]. På den andre siden er annulus område noe større ved 18 5/8" casing (ca 1.4 l/m) noe som vil føre til litt bedre rom for eventuell utstrømning av gass og vann. Det vil også være en bakdel med denne type casing siden det som regel blir bruk 20" brønnhode (surface casing). For en borerigg vil valg av casing størrelse ikke være av betydning.

2.3 Pilot BHA

Hovedmålet med denne operasjonen er å bore et pilothull som skal logges vha MWD/LWD for å identifisere om det er hydrokarboner i område. Siden det vil være svært viktig å holde ringrommet (annulus) så lite som mulig er det satt opp en alternativ BHA for pilothullet[1].

Tabellen nedenfor viser et forslag til BHA for pilothullet som innretningen skal bore.

Tabell 2.2: PBHA[1]

Y.D.	BHA	Y.D.	I.D.	Lengde	Total Lengde
8 1/2"	Borekrone			0.40	0.40
	Bit sub	6 3/4"	2 7/8"	0.90	1.30
	Stop sub	6 3/4"	2 7/8"	0.60	1.90
	MWD/LWD	6 3/4"	2 7/8"	5.20	7.10
	BCPM	6 3/4"	2 7/8"	3.20	10.30
	APX (sonic)	6 3/4"	2 7/8"	10.00	20.30
	Stop sub	6 3/4"	2 7/8"	0.80	21.10
	8*6.5" DC	6 1/2"	2 7/8"	76.00	97.10
	Jar	6 1/2"	2 7/8"	9.50	106.60
	3*6.5"DC	6 1/2"	2 7/8"	27.50	134.10
	X/o sub	6 1/2"	2 7/8"	1.00	135.10
	15*5" HWDP	5"	3 1/4"	142.50	277.60

Dybden på pilothullet vil ligge på ca 800 meter under havbunn siden grunn gass normalt kan oppstå mellom 200 til 600 meter under havbunnen. Derfor vil denne grensen være minimum dybde som surface casing skal installeres til. Siden det tidligere har vært utført mange undersøkelsesboringer med enkelt boreutstyr, vil ikke boring av pilothullet rent teknisk karakteriseres som noe spesiell stor utfordring.

2.4 Kostnadssammenlikning

I kapittel 7.2 vil det bli nevnt noen av de tekniske hovedforskjellene mellom et fartøy og en innretning. I dette delkapittelet vil det bli utført en kostnadssammenlikning for å gi leser et klarere bilde av hvor stor økonomisk fordel PreRig konseptet kan medføre.

Tabell 2.3 viser en sammenlikning av det forskjellige utgiftene ved det forskjellige alternativ som faktisk kan utføre PreRig aktivitetene. Alle kostnader er oppgitt i NOK og er bergnet i samarbeid med Island Offshore.

Type fartøy /innretning	Bygge-kostnader	Dagrater	Ekstra personell/dag	ROV inkl. utstyr/dag	Pumper,drillpipe, håndterings-utstyr.	Totale kostnader/dag
IMR/AHTS	500 Millioner	600.000	60.000	100.000	100.000	860.000
RLW/LWI	1 Milliard	1.200.000	Inkludert	Inkludert	100.000	1.300.000
Rigg (ny)	3 Milliarder	2.800.000	Inkludert	100.000	Inkludert	2.900.000
Rigg (gammel)		1.800.000	Inkludert	100.000	Inkludert	1.900.000

Ut fra tabellen kan det sees at en kan halvere kostnadene ved å ta i bruk IMR/AHTS fartøy fremfor RLW/LWI fartøy. Dette vil selvfølgelig også avhenge av hvor raskt en klarer å mobilisere og om flere brønner kan mobiliseres samtidig.

Det er viktig å presentere at dagratene er beregnet ut fra forutsetningen at det er inngått kontrakt på 6 måneder. Videre er det tatt utgangspunkt i at det trengs 10 ekstra mann for å utføre PreRig aktivitetene ved bruk av IMR/AHTS fartøy. Det er tatt utgangspunkt i tommelfingerregelen at det koster \$ 1000 per dag for en ekstra arbeider. For eldre rigger er det antatt at byggekostnadene er nedbetalt.

Tabellen viser at ved å ta i bruk et mindre fartøy til PreRig aktivitetene kan en spare relativt store summer. Tallene gir en reell oversikt over de totale driftskostnadene med dagens rigg/fartøy situasjon. Det viktig å huske på at kostnadene ikke alltid har vært så høye som de er per dags dato og at de kan og vil forandre seg i fremtiden. Dermed kan det være aktuelt å vurdere å bruke andre innretninger/fartøy til PreRig aktivitetene enn hva som er tiltenkt i dag.

I tabellen er det ikke tatt hensyn til ekstrakostnader for situasjoner hvor det brukes lengre tid enn det i utgangspunktet var tiltenkt. Det er heller ikke vurdert noen priser fra spotmarkedet.

2.5 Fordeler med PreRig

Som nevnt tidligere vil det være store økonomiske fordeler med å ta i bruk en slik metode fordi en slipper kostnadene for en fullskala borerigg. Det vil også være sikkerhetsmessige fordeler ved dette konseptet sammenliknet med konvensjonell borerigg, siden det blant annet vil være mindre personell om bord på fartøyet enn hva det vil være på en borerigg som kan bli utsatt for grunn gass.

Ved å bore pilothullet før ankomst av boreriggen, vil dette kunne gi muligheten til å forbedre og optimere designet av pilothullet. En vil også unngå problemer med lekkasje av gass fra penetrerte områder som kan føre til dannelse av hydrater i BOP. Dette er noe som kan føre til at BOPen ikke fungerer optimalt og kan dermed, under kritiske omstendigheter, føre til redusert sikkerhet[1].

2.6 Hovedutfordringer med PreRig

De største utfordringene med dette konseptet vil være å kunne møte de operasjonelle utfordringene, da spesielt grunn gass, på en slik måte at det oppfyller kravene i regelverket. Dvs. at en må kunne dokumentere at en har en sikker prosedyre for drift av PreRig fartøyet. Med andre ord så vil sikkerheten til både personell og utstyr være et sentralt tema. Klarer en tilfredstille disse kravene iht. regelverket vil mye av jobben være gjort siden det rent fysisk ikke vil by på noen store problem for å kunne bruke et mindre fartøy til en slik jobb.

Et annet sentralt tema vil være hvordan en skal definere PreRig aktivitetene og hvilken rammevilkår som skal være gjeldende. Dvs. skal aktivitetene defineres som undersøkelsesaktiviteter eller som petroleumsaktiviteter og dermed også om det trengs en innretning med samsvarsuttalelse (SUT) eller om det vil være tilstrekkelig å bruke et fartøy for å utføre jobben. Det vil dermed her være en eventuell utfordring å klare å skille mellom fartøy og utstyr for på denne måten å få fartøyet godkjent som en innretning etter per definisjon.

3 Eksisterende metode

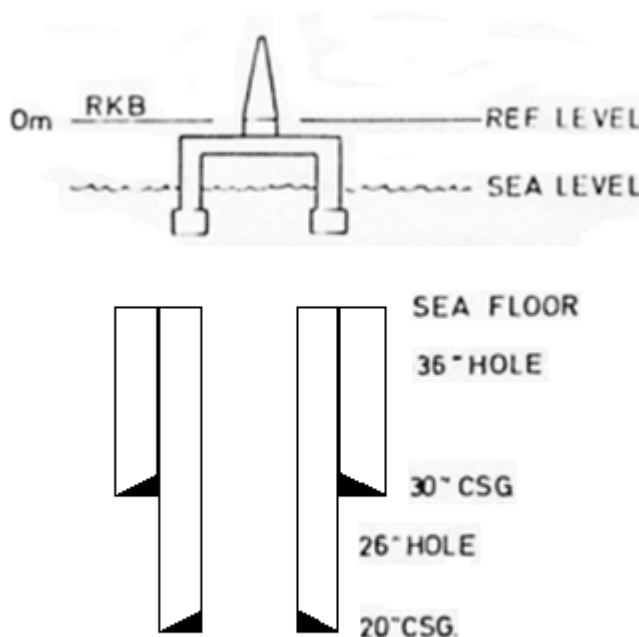
3.1 Boreprogram for topphull

3.1.1 Conductor casing

En conductor casing (åpningsrør) har som formål å støtte opp brønnveggen for å unngå at brønnen raser sammen og for å sikre retningen til brønnen. Vanlige dimensjoner er på 36", 30", 24" og 20". Vanligvis vil den bli plassert til en dybde mellom 50 – 150 meter. Det er flere metoder som kan tas i bruk til installasjon av conductor:

- Bore og sementere
- Driving (Topp driving, Tå driving)
- Jetting

Den tradisjonelle metoden er å bore et 36" hull for så å installere 30" conductor casing og sementere. Dette blir blant nesten alltid annet gjort fra flytende innretninger (borerigg). På bunnfaste installasjoner er det vanlig å slå røret ned eller ta i bruk en kombinasjon av å slå og bore. Om røret blir slått ned må den kunne motstå/tolerere krefter som oppstår ved hammerslag [2].



Figur 3.1: Boreprogram topphull [3]

3.1.2 Surface casing

Surface casing er selve fundamentet til brønnen og sementeres helt opp til havbunnen[2]. Det er installert for å forhindre utvasking av dårlig konsoliderte formasjoner i hullet, sikre mulighet for slam sirkulasjon, samt beskytte mot hydrokarboner ved grunne dybder. Etter conductor er på plass bores 26" hull hvoretter en setter 20" surface casing med 18^{3/4}" brønnhode. Det er og vanlig praksis å bore pilothull for 26" seksjonen. Under boring av pilothullet er det viktig at boredata blir observert og analysert fordi det er i denne fasen at borekronen kan passere formasjoner som inneholder grunn gass. Dybden som 20" casing skal plasseres på avhenger av formasjonenes trykkgradient, men også den totale dybden av brønnen. Dybden ligger som regel i området rundt 300 – 800 meter.

Surface casing med brønnhode blir sementert fast til havbunnen og er den første casing som det kan påmonteres en BOP.

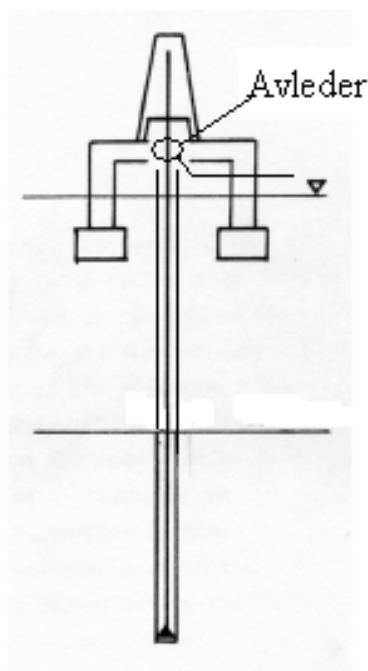
3.2 Boring med riser og diverter

For å kunne oppnå sirkulasjon av borevæske, vart det tidligere tatt i bruk en riser (stigerør) som vart installert mellom conductor casing på havbunn og riggen[3]. Riseren vart holdt i strekk vha flere (4) "riser tensioners". Disse ville også ta seg av bevegelse relativ mellom boreriggen og stigerør.

Riseren har som oppgave å sikre at borevæske returnerer til riggen, men om det oppstår kick (grunn gass med noe høyere trykk) vil den også lede gassen opp på riggen. For å unngå gass på dekk vart det tatt i bruk et avledningssystem (diverter system). En avleder som vist i Figur 3.2, som har som oppgave å stenge ringrommet på toppen av riseren, samt lede gassen bort i rør som har utløp på hver side av riggen. Avledningsrørene skal i utgangspunktet ha stor nok kapasitet til å avlede gassen. Ifølge OD er det krav om at rørene skal ha en diameter på minimum 305 mm (12").

Barrierer for å stoppe en utblåsning vil dermed være borevæske i søylene, samt avledningssystemet.

Denne metoden var vanlig helt opp til West Vanguard ulykken i 1985.



Figur 3.2: Boring med riser og diverter[3]

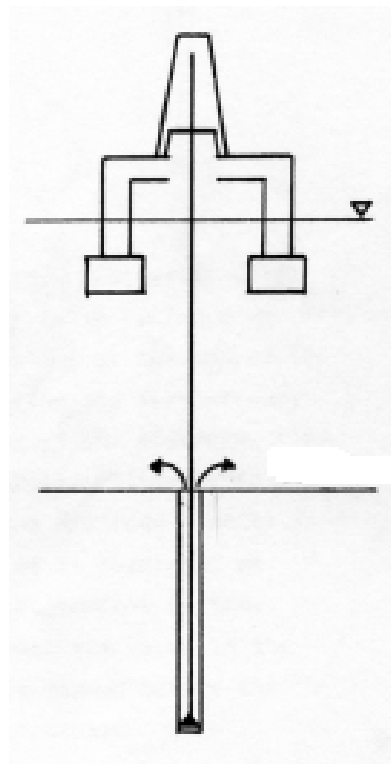
3.3 Boring med åpent hull

Boring med åpent hull betyr at det ikke er noen retur tilbake til innretningen fra brønnen[3].(ref fig 3.3)

Borevæske (ofte vann ved åpent hull) blir pumpet ned igjennom borestrengen, presset gjennom dysen i borekronen og så presset opp gjennom annulus hvor den ”rensker” hullet. Borevæsken som blir presset opp fra hullet og ut i sjøen fraktes med seg borekasset som blir dumpet rundt hullet. (Pump & Dump). Borevæsken er også nødvendig for å opprettholde trykklansen i hullet, men når det brukes vann kan bare normalt formasjonstrykk balanseres. Så snart det oppstår unormalt trykk vil det være nødvendig med tyngre borevæske (slam) for å balansere trykket.

Den eneste barrieren under boring med åpent hull er vekten av vannet (borevæske) i søylene.

Man kan øke trykket i brønnen ved trang/smalt annulus og økt sirkulasjonstrykk(tyngre slam) slik at en får en ECD virkning som kan motvirke kick.



Figur 3.3: Boring med åpent hull[3]

3.4 Valg av foringsrør (casing)

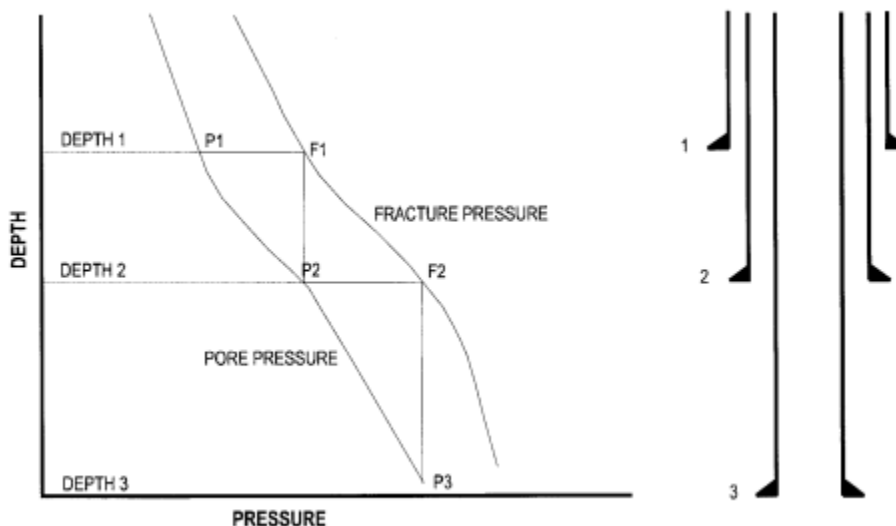
En kritisk faktor som er avgjørende for brønndesignprosessen er hvor dypt foringsrør skal settes[4]. Avgjørelsen er basert på:

- Total dybde på brønn
- Poretrykk
- Bruddgradient
- Sannsynlighet for grunn gass
- Problemsoner
- Dybde på potensielle prospekt
- Tidsbegrensning på åpent hullboring
- Kompatibilitet mellom foringsrør og eksisterende brønnhode
- Tilgjengelighet av foringsrør. (Dimensjoner)
- Økonomi, dvs. tid det tar å bore hullet, sette foringsrør og utstyrkostnader.

Ved planlegging blir all informasjon nøye dokumentert og antatt å inneholde informasjon om de forskjellige usikkerhetene. Informasjonen blir hentet fra:

- Seismiske og geologiske data, som er brukt i avgjørelsen for å bore brønnen.
- Boredata fra eksisterende brønner i området.

Hovedfaktorer for å tilfredstille valg av foringsrør er overslag (vurdering) av poretrykket og bruddtrykket(fracture pressure) i brønnen. Når poretrykket i en formasjon nærmer seg bruddtrykket til det siste sette foringsrøret er det nødvendig å sette neste rør.



Figur 3.4: Eksempel på idealisert valg av foringsrør.

Figur er hentet fra Eni's "Casing design manual"[4]

Forklaring til figur over:

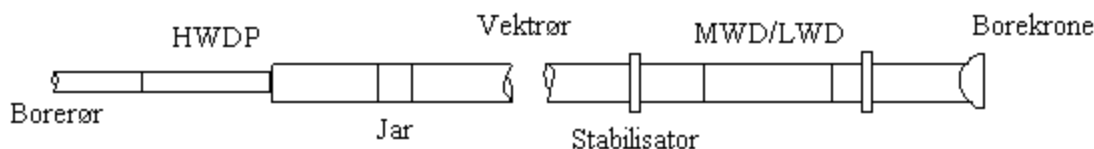
1. Foringsrør er sett til dybde 1, hvor poretrykket er P1 og bruddtrykket er F1.
2. Boringen forsetter til dybde 2, hvor poretrykket P2 har steget tilnærmet lik bruddtrykket F1 ved det første foringsrøret.
3. Derfor settes et nytt foringsrør ved denne dybden, med et bruddtrykk F2
4. Boringen kan dermed fortsette til dybde 3, hvor poretrykket P3 er tilnærmet lik bruddtrykket F2 ved det forrige foringsrøret.

Eksempelet over tar ikke hensyn til sikkerhetsmarginer, noe som ville blitt gjort i praksis.

3.5 Bottom hole Assembly

3.5.1 Design

BHA er den nederste delen av på borestrengen, og hovedformålet er å tilføre kraft på borekronen og kontrollere retningen på brønnen under boring[1]. BHA består hovedsakelig av stive og tunge vektrør som kan motstå kompresjon. Tidligere vart det bruk unødvendig lange og tunge BHAs noe som førte til diverse boreproblemer, men i senere tid er det blitt tatt i bruk lettere og mindre sammensetninger. Det er flere metoder å sette sammen BHAs. Hvilken type brønn som skal bores og hvilke formasjoner som skal bores gjennom vil være avgjørende. f.eks om brønnen er vertikal eller bøyd.



Figur 3.5 viser en typisk sammensetning av BHA[33]. Den består av flere forskjellige komponenter som alle har sine spesifikke formål. Nedenfor er det gitt en kort beskrivelse av de forskjellige komponentene.

Vektrør

BHA består stort sett av vektrør, som er tunge stålrør med stor rørtykkelse som har som formål å tilføre vekt på borekronen for å forbedre penetreringsrate. Om Topphulls BOP inngår i BHA (ref kap: 6.2) vil det være viktig å ta i bruk tilstrekkelig med vektrør for å kunne utløse fjørmekanismen i BOPen.

Borekrone

Borekronen er plassert i enden av borestrengen. Det eksisterer forskjellige typer kroner som f.eks. PDC (Polycrystalline diamond compact) krone som er den mest brukte fordi de krever mindre vekt ved boring.

MWD/LWD

MWD og LWD er spesialverktøy som inneholder sensorer, kraftforsyning og sendere, er vanligvis plassert rett over borekronen. Formålet er å måle og registrer data under boring. MWD sender data tilbake til overflate i sanntid mens LWD lagrer dataene til den blir trukket opp. (ref kap: 5.5)

Stabilisatorer

En eller flere stabilisatorer er ofte bruk til retningskontroll. De hjelper også til med å plassere BHA midt i hullet og reduserer vibrasjoner som kan oppstå. Plasseringen av stabilisatorene er svært viktig for å kunne kontrollere retningen.

Jar

Blir ofte plassert nærme toppen av BHA. Formålet med denne er å generere sjokkbølger som skal løsne BHA i tilfelle den settes fast.

HWDP- heavy weight drill pipes

Over selve BHA kan det plasseres tyngre borerør. Disse rørene er tykkere en vanlige borerør og stivere under kompresjon. HWDP kan brukes istedenfor noen av vektrørene.

Borerør

Borerør går til toppen av borestrengen. En eller flere størrelser kan tas i bruk. Det er også viktig at rørene er i strekk, siden de tåler relativt lite kompresjon.

Komponentene som er nevnt over er de som er mest viktig i en BHA. Men det eksisterer flere typer verktøy som kan inngå i sammensetningen. f.eks. kan det i dag brukes turbin eller motor nede i hullet for å unngå at selve borestrengen roterer. Som rapporten nevner senere kan det ses at Roxars topphulls BOP også kan inngå i selve BHA.

Tabell 3.1: Hulldesign[1]

BHA	9 7/8" + 8" DC	12 1/4" + 8" DC
Hullvolum	49.4 l/m	76 l/m
Annulus	17 l/m	43.6 l/m
Åpent hull størrelse	26"	36"
Åpent hull volum	342.5 l/m	656.7 l/m
Åpent hull volum / 500m	171 m ³	328.4 m ³
Casing størrelse	20"	30"
Casing hull volum	139.4 l/m	200 l/m
Sement volum / 100m	14 m ³	20 m ³
Sement volum / 500m	70 m ³	100 m ³
Casing vekt	155.15 kg/m	234.6 kg/m
Casing vekt / 500m	78 mT	117 mT

Tabell 3.1 viser en hulldesign for konvensjonelle pilothull. Begge alternativene er blitt brukt, men etter West Vanguard hendelsen vart det krav om at pilothull ikke kunne være større enn 9 7/8". Det kan være verdt å legge merke til at ved å ta i bruk 20" casing så vil det føre til billigere produksjon – og transportkostnader. Det vil også bli produsert betydelig mindre borekaks og det trengs ca 30 m³ mindre slurry for å sementere en 500 m casing. Annulus område er også betydelig mindre noe som vil på sin side føre til begrensninger av eventuelle utstrømninger av vann eller gass.

3.6 Statoils krav til pilothull.

Pilothull skal bli boret for alle letebrønner (med unntak av klasse 0), den første brønnen på en template (med unntak av klasse 0), og første brønn til en plattform[5]. Følgende krav vil gjelde:

- Borelokasjon skal velges ut fra seismiskkartlegging for å redusere risiko av tilstedeværelse av grunnngass.
- Gi mulighet til (evt. planlegge for) erstatningscasing for område med potensiell grunnngass (dvs. Klasse I og II)
- For semi-sub skal pilothull bores uten riser.
- Kan bare bore full størrelse på brønn direkte om grunnngass ikke er forutsett (dvs klasse 0)
- Pilothull på 9 7/8" eller mindre skal alltid bores om det er forutsett grunnngass. Pilothullets minimums dybde er planlagt dybde på for surface casing.
- Pilothull skal bores fra havbunn om det er antatt grunnngass nærmere enn 150 meter under planlagt dybde for conductor casing eller vanddybde er under 100 meter.

Følgende minimumskrav er gjeldende BHAs for pilothull:

- Minimum 150 meters 8" glatt vektrørskal tas i bruk for å forbedre dynamisk dreping og minimere volumet og tiden som trengs for å drepe brønnen med slam.
- Pilothull skal bores med 9 7/8" borekrone med store dyser.
- MWD verktøy skal brukes.
- Installere flottørventil uten åpning i bit sub.
- Minimum 50 m³ slam tilgjengelig i reserve sjakt.
- Borehastigheten skal avpasses MWD utstyrets sensitivitet slik at eventuell grunnngass oppdages.
- For å unngå stempeleffekt (som kan suge inn en kick ved heising) stopp pumper først etter at strengen er hengt av for innkopling av nytt rørelement og start pumpene før strengen løftes ut av slips (avhengningskiler) i rotasjonsbordet.
- En ROV med sonar skal være tilgjengelig ved havbunnen gjennom hele boreprosessen av pilothullet.

- Om gjennomtrengningsrate uventet øker/synker fortsettes boring til påvist på MWD logg.
- Om avgjørende bevis for grunn-gass på MWD logg, kontrollerer strømning.
- Evaluer videre behov for plugging og installasjon av surface casing over gassone eller fortsett boring med oppveid slam.

3.7 West vanguard

Den 6. Oktober 1985. Boreriggen West Vanguard (halvt nedsenkbar boreplattform) var i virksomhet på Haltenbanken hvor den holdt på å bore brønn 6407/6-2 [31]. Ved boring av pilothull på ca 505 meters dyp gikk borekronen gjennom en gasslomme (tykkelse på 2-3 meter) og en ukontrollert gassutblåsning inntraff. Siden det ikke var installert en BOP, hadde ikke avledningssystemet mulighet til å lede gassen vekk på en kontrollert måte. Etter ca 10 minutter oppstod det gasslekkasjer i rørrangementet som kort tid senere brøt sammen. Dette førte til at gassen eksploderte og startet å brenne. Mannskapet ble evakuert i løpet av få minutter, med unntak av en person som aldri vart funnet.

Etter at borekronen traff gass-sonen vart boringen stoppet midlertidig og det vart sirkulert boreslam i 35 minutter. Etter dette fortsatte boringen av pilothullet ned til ca 516 meter, hvor gasskonsentrasjonen økte ca 10 ganger. Gasskonsentrasjonen vart sirkulert ned men det vart ikke gjennomført strømningskontroll siden hullet ble vurdert til å være stabilt. Det ble boret videre ned til 524 meter. Hullet vart igjen vurdert som stabilt og sammenkobling av nytt borerør ble påbegynt. Hullet vart svært ustabil og en blanding av boreslam og gass strømmet opp på boredekk.

Etter utblåsningen startet ble det gjort flere forsøk på å prøve å kontrollere gassen. Avledningssystemet ble forsøkt koblet inn men brøt sammen etter kort tid. Tung borevæske ($1,23 \text{ g/cm}^3$) ble pumpet ned i hullet. Stigerørkoblingen på havbunnene ble forsøkt frigjort. Da dette ikke lyktes ble det besluttet å evakuere plattformen.

Nøyaktig hvor mye gass som strømmet ut fra brønnen er uklart, men i West Vanguard rapporten kommer det frem at gasskonsentrasjonen i borevæsken låg på 18.3%. Det er uklart hvor stor effekt gassen hadde på innretningens salgside som var på ca $10^\circ - 12^\circ$. Statoil konkluderte med at gassen ikke hadde noe nevneverdig innvirkning på innretningens flyteevne eller stabilitet, men at hovedbidraget til slagsiden skyldes fylling av en tank som var skadet som følge av eksplosjon.

I tillegg til at en person omkom pådrog innretningen seg store skader. Innretningens hoveddekk og maskinrom tok skade av eksplosjonen, samt to av riggens bein (flyteelement) som førte til (forsterket) slagsiden.

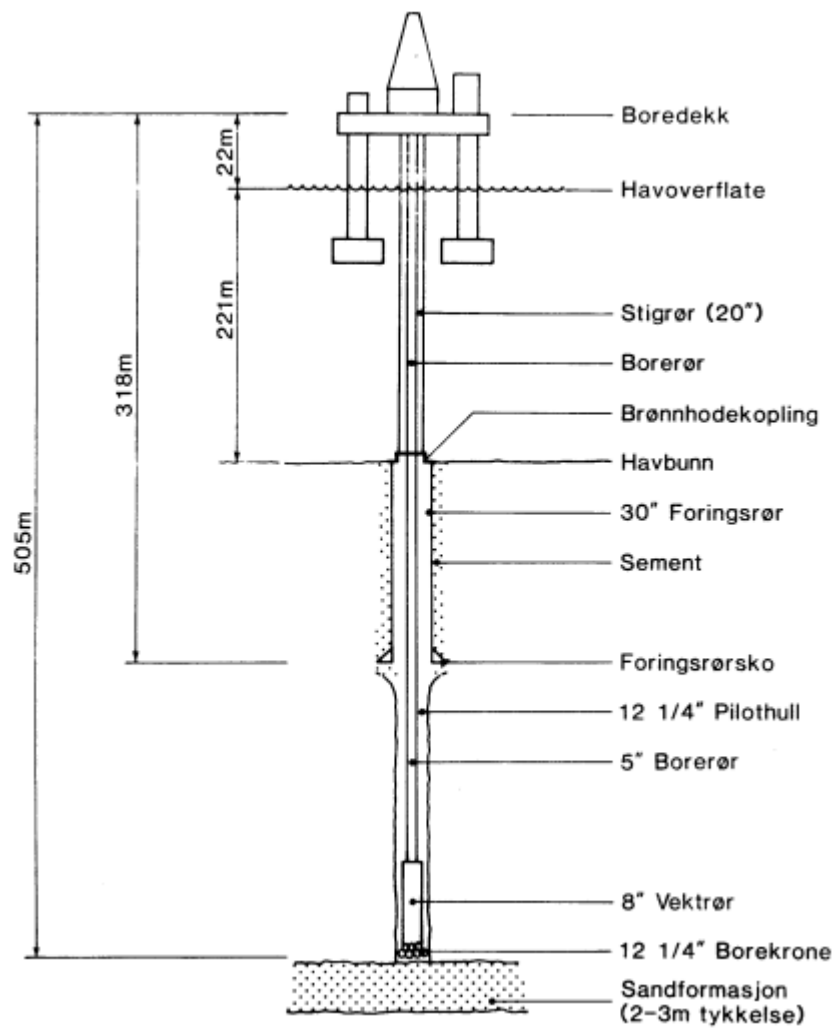
Senere undersøkelser av avledningssystemet avslørte erosjon som følge av utblåsningen. Systemet opplevde en erosjonsrate på hele 1 – 2 mm/ min. Dette som førte til total kollaps etter ca 10 minutter. Bend og nedstrøms områder, spesielt nær stengte ventiler, hadde mye erosjon, mens rette områder hadde lite eller ingen erosjon.

Etter West Vanguard ulykken var det mye fokus på sannsynligheten for å treffe grunn gass. Denne ulykken har vært den siste alvorlige grunn gass hendelsen på norsk sokkel og en av de viktigste lærepunktene etter ulykken var å bore pilothull for å kunne avdekke med 100 % sikkerhet ukjente gasslommer. Etter at Oljedirektoratet hadde gransket West Vanguard ulykken vart det avdekket at en del prosedyrer måtte forbedres og utstyr som måtte videreutvikles. OD har dermed pålagt alle operatørselskap på norsk sokkel å innføre en rekke korrigerende tiltak for å forbedre sikkerheten.

Av de korrigerende tiltak som vart iverksatt var blant annet:

- Forbedre kvaliteten på borestedsundersøkelsene
- Gi opplæring i grunn gass teori.
- Bedre kartlegging av grunne gasslommer.
- Forbedre prosedyrer for dreping og håndtering av grunn gass situasjoner.
- Operasjonsbegrensinger, (f.eks: penetrasjonshastighet)
- Videreutvikling av avledningssystem for grunn gass ved eksisterende plattformer.
- Vurdering av frakoblingssystemet for stigerør og prosedyrer for nødavkobling.
- Vurdere å bore uten stigerør.
- Havbunnavlledningssystem.
- Forbedre målesensorer for hullutstyr.
- Samt en rekke andre tiltak.

Dermed vart det som direkte følge av denne ulykken videreutviklet både metoder og prosedyrer for å forbedre sikkerheten. En av konsekvensene var at det vart påbudt å bore et pilothull før selve brønnen vart boret. Det har vært satset mye på forskjellig tiltak for å prøve å lede bort gassen samt prøve å stoppe den. Den mest interessante metoden som er tatt i bruk er å bore ut uten stige rør og dermed vil ikke gass ledes direkte opp på riggen. All fokusen i etterkant har også åpnet opp for nye metoder som RMR- metoden (ref kap 6.5) og ikke minst PreRig metoden som vil prøve å øke sikkerheten rundt grunn gass problematikken.



Figuren 3.6 viser en skisse av West Vanguard like før penetrering av gasslommen[31]

4 Grunn gass

4.1 Hva er grunn gass

Det har lenge vært kjent at gass finnes i små "sandlommer" rett under havbunnen[6]. Dvs ned til ca 1000 meter dyp, men de befinner seg vanligvis mellom 200-600 meter under havbunnen. Denne gassen har normalt migrert opp fra dypere reservoar og blitt fanget opp av en sandlomme, men den kan også oppstå fra biogenetisk aktivitet i de grunnere sedimenter. Gassen består hovedsaklig av metan, men inneholder mindre mengder av CO_2 og tyngre alkaner.

Sandlagene er ofte tynne lag med en tykkelse på under 4 meter. En tommelfinger-regel er at gasslommer ikke er over 10 meter i tykkelse. Det som ofte er typisk for disse lagene er at de er svært ukonsoliderte og har høy permeabilitet og porøsitet som igjen betyr at de har svært gode produksjonsegenskaper. Sandlagene er vanligvis begrenset i utstrekning og sannsynligheten for å treffe på disse lommene på norsk sokkel er relativ liten. Det bør også nevnes at det er funnet grunn gass ved flere anledninger i Nordsjøen og i Barentshavet[7]. Det er heller ikke umulig at flere av disse lommene kan ha en innbyrdes kommunikasjon.

Gassen i sandlommene kan ha forskjellige faser. Den kan forekomme i fast form som gasshydrat, som frie gassbobler eller som løsning i porevannet. Når konsentrasjonen for gass i porevannet er like over metningspunktet, vil gassen danne små bobler. Økende konsentrasjon gir større gassbobler.

Trykket i disse lommen er sannsynligvis ikke noe spesielt høyere enn det hydrostatiske trykket som eksisterer på det gitte stedet [6]. Det betyr, rent teoretisk, at ved boring uten riser(stigerør) og med kun sjøvann som borevæske vil det ikke kunne oppstå grunn gass situasjoner da trykket i en gasslommen vil automatisk bli utliknet av borevæsken ved penetrering. Trykket vil være like det hydrostatiske trykket pga formasjonsstyrken til gasslommene er så lav at den ikke vil kunne holde inne et vesentlig overtrykk. Skulle det oppstå kommunikasjon mellom flere av disse lommene kan trykket derimot opprettholdes ved eventuell drenering.

Ved penetrering av en slik gasslomme vil det ta svært kort tid før gassen er lekket ut av lommen siden de er av begrenset størrelse.

4.2 Definisjon av grunngasshendelser

En grunngasshendelse, pr definisjon, er en hendelse som oppstår før høytrykks BOP er installert på brønnen [9].

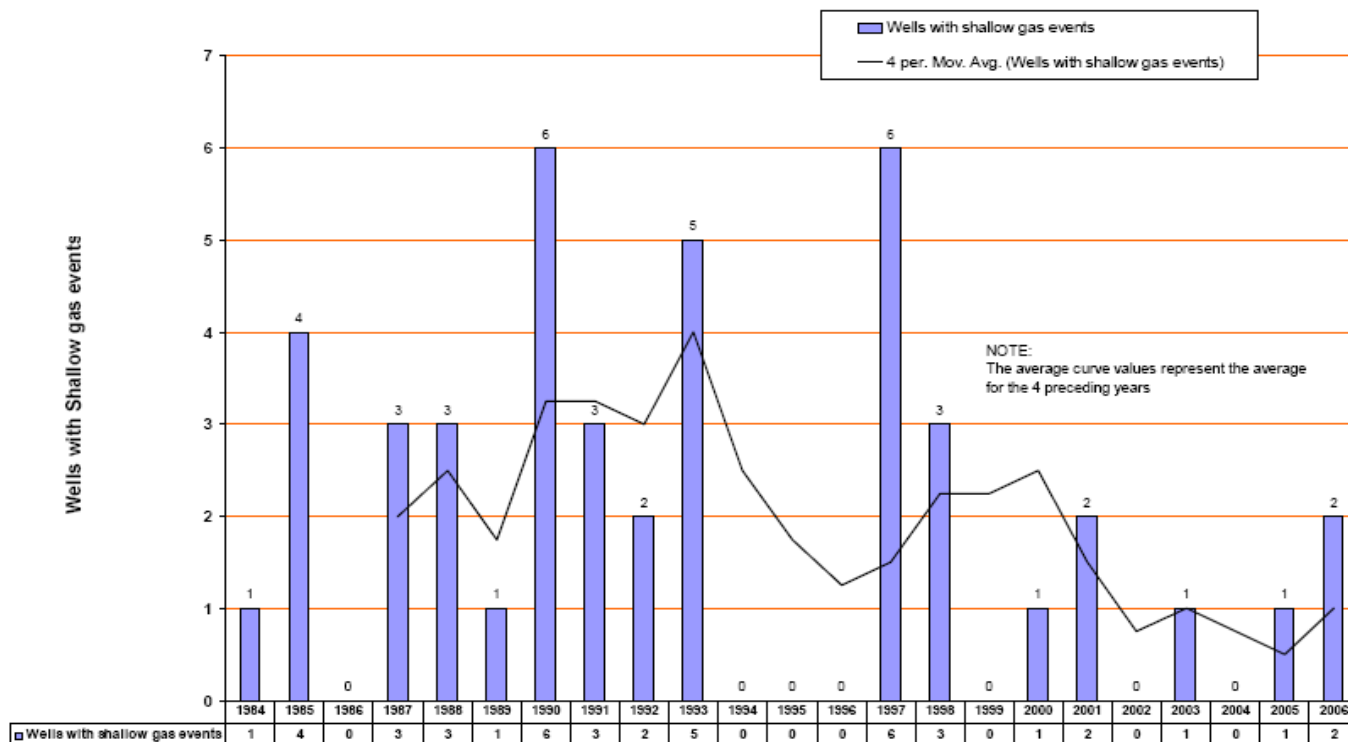
Det blir antatt at en brønn ikke har grunngasshendelser uten at det faktisk er observert at det kommer grunngass fra brønnen, enten ved havbunnen eller ved havoverflaten. (For noen brønner er det rapportert at det (mulig) er observert ”sandutblåsning” som følge av grunngass ved hjelp av MWD, men uten at det er observert grunngass før høytrykks BOP er installert. Disse brønnene er antatt å ikke ha hatt grunngasshendelse)

Ptil (Petroleumtilsynet) sitt system for rapportering av grunngasshendelser fungerer på den måten at om det blir boret gjennom mer en formasjon som inneholder grunngass før høytrykks BOP er installert på en brønn, og disse formasjonene viser antydning til gass ved havbunn/overflate, så skal hver av disse gassantydningene rapporteres som separerte grunngasshendelser.

I praksis er det imidlertid vanskelig å avgjøre/bekreftede om eventuelle observasjoner av grunngass i forkant av installasjon av høytrykks BOP, oppstår pga en eller flere formasjoner.

4.2.1 Ptils grunngass prosjekt

Petroleumstilsynet har utført et prosjekt som skal identifisere grunngasshendelser som har oppstått på den norske kontinentalsokkel i tidsrommet 1985 – 2006 . Ptils rapport tar utgangspunkt i dokumenterte grunngasshendelser som har oppstått ut fra DDR-databasen (Daily Drilling Report). Det er imidlertid viktig å understreke at rapporten ikke inneholder alle hendelser som har oppstått på norsk sokkel pga varierende rapportering. Hendelser som i utgangspunktet er rapporteringspliktige, også hendelser med grunngass, er ikke nødvendigvis registrert. Informasjonen som er brukt vil dermed ikke gi et reelt situasjonsbilde siden antall hendelser kan være høyere. Rapporten vil imidlertid kunne nyttig og bedre tilrettelagt informasjon for videre undersøkelser med grunngass, samt en pekepinn på utvikling og forekomster av grunngass[8].



Figur 4.1: Antall brønner boret på den norske kontinentalsokkel hvor grunn-gasshendelser oppstod i tidsrommet 1984-2006. [8]

Innenfor denne tidsperioden er det identifisert 44 brønner av 2171 brønner hvor det har oppstått grunn-gasshendelser. Av disse hendelsene har 8 forekommet i produksjonsbrønner og 36 hendelser har forekommet i undersøkelsesboring / letebrønner. Av de 36 letebrønnene var det 3 som var klassifisert som pilothull. Dette betyr at grunn-gass har forekommet i 2 % av alle brønner på norsk sokkel i dette tidsrommet. For letebrønner / avgrensingsbrønner har det forekommet hendelser i 5,6% av brønnene i samme tidsrom.

Rapporten viser ingen entydig trend i hendelser i perioden 1984-1993. I 1990 var andelen hendelser over dobbelt så høy (7,8 %) sammenlignet med snittet over de ti første årene (3,3 % for alle brønner). Den samme trenden gjelder også for leteboring som i 1990 hadde toppår med hele 17,7 % grunn-gasshendelser. For dette tidsrommet er det kun 1986 det ikke er registrert noen hendelser. Dette kan være en virkning av Treasure Seeker utblåsningen i 1984 og West Vanguard utblåsningen i 1985, da det muligens er vist større forsiktighet ved topphulls-boring.

Fra 1993 har det vært en generell tilbakegang i antall hendelser. En av årsakene til dette kan være at det vart boret flere produksjonsbrønner fra tidlig 90-tall. Ifølge registret informasjon er det ikke rapportert noen hendelser i perioden 1994-1996, mens i 1997 var det grunn-gasshendelser i omlag 5 % av alle brønner. Etter 1997 har det vært en positiv nedgang i antall hendelser med 1,4 og 2,4 % i henholdsvis 2005 og 2006.

4.3 Statoils klassifisering av grunn gass

Klassifisering.	Risiko.	Sannsynlighet for grunn-gass.	Grunn gass indikasjoner i brønn.	Hvordan bore topphull.
0	Lav risiko.	Grunngass er ikke forutsett.	MWD indikerer ingen grunn-gass.	Kan bore full størrelse på brønn direkte. Vurdere om det trengs pilothull i nye områder eller om området er kjent for å ha grunn-gass.
I	Lav / medium risiko	Grunngass med normalt trykk er forutsett.	Tvilsom / grunn-gass indikasjoner ved MWD. Brønn kan holdes stabil med kun sjøvann	Borer pilothull med sjøvann. Om MWD indikerer gass, kontrollerer strømning. Fortsett boring.
II	Høy risiko.	Grunngass med unormalt trykk er forutsett.	MWD indikerer grunn-gass. Brønn strømmer med sjøvann.	Vurdere å sette casing. Om nødvendig å sette overflate casing dypere brukes pilothull og oppveid slam (min 1,10 SG) ved penetrering av gassformasjon. Viss MWD indikerer gass, kontrolleres strømning. Fortsett boring med bare oppveid slam.
III	Svært høy risiko.	Grunngass med unormalt trykk.	MWD indikerer grunn-gass. Ukontrollert gass utblåsning.	

Tabell 4.1: Klassifisering av grunn-gass[5]

Systemet for å klassifisere grunn-gass skal brukes for hver enkel brønn for å spesifisere hvor stor risiko det er for at grunn-gass eksisterer. Det vil være en fordel å ha kunnskap om et område for å ta riktige avgjørelser. Dvs. at det bør og skal utføres forundersøkelser på og i området.

4.4 Potesielle farer ved grunn gass

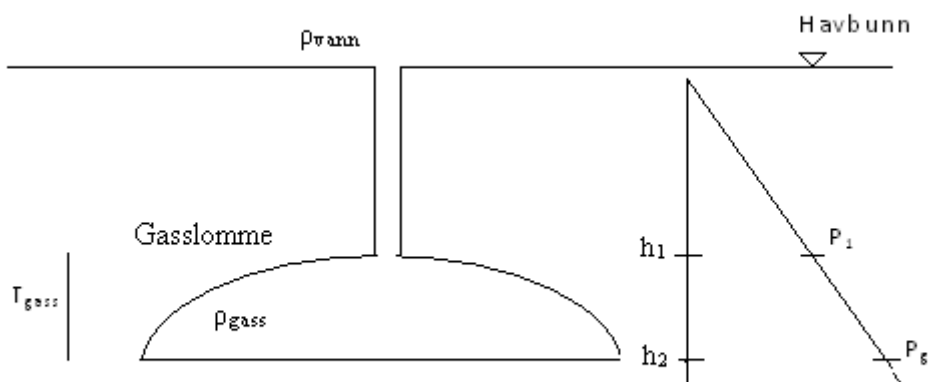
Ved å støte på grunn gass ved boring kan det oppstå svært alvorlige situasjoner. Erfaringer fra norsk sokkel viser at konsekvensene kan bli alvorlig[10]. Noen eksempler på hva som kan gå galt:

- Tap av menneskeliv.
- Gasseksplosjon på innretningen.
- Kan oppstå problemer ved sementering av foringsrør når gass strømmer.
- Fri gassutstrømning på innretningen med stor fare for eksplosjon.
- Rømming av lokasjon.
- Full evakuering på innretningen.
- Store materielle skader.
- Omfattende ekstrakostnader i form av skader på utstyr og midlertidig oppgivelse av brønn.
- Mulig tap av stabilitet eller oppdrift. Betydelig bevegelse i ankersystemet og fare for kollisjon med andre fartøy[11].

Tap av oppdrift ved gass i sjø har lenge vært et omstridt tema[6]. Spørsmålet som også er blitt stillt er om innretningen vil miste flyteevne i det hele tatt. Gassen som stiger opp vil være i trykklikevekt med trykket i vannet og vil dermed utøve det samme trykket på innretningen som vannet alene ville gjort. Det vil imidlertid oppstå vertikale og horisontale strømningskrefter som vil prøve å løfte og skyve innretningen til siden (ref figur: 4.3).

Myndighetene har pålagt operatørselskapene til å forbedre sine prosedyrer[10]. Dette har ført til at grunn-gassproblematikken har fått mye oppmerksomhet og det fokuseres på å finne alternative løsninger for å minimere farene. Disse studiene som er utført skal være å legge grunnlaget for valg av metoder og utstyr som trengs for å sikrest mulig utføre operasjonene fra innretninger.

Det er to faktorer som gjør boring i grunn gass til en utfordring[12]. Den første er uventet trykk på toppen av gassens bæresone som følge av sonetykkelse eller naturlig helning. Se figur 4.2. Dette trykket er vanligvis ukjent siden seismisk kartlegging ikke kan forutse tykkelsen eller gasskonsentrasjonen. Den andre er formasjonens lave bruddgradient som er en fremtredende faktor i grunn gass operasjoner. Disse to faktorene er med på å redusere sikkerhetsmarginen ved boring. Den grunne gassen strømmer svært fort og det er en kort overgangstid fra den grunne gassen er påvist til den er utblåst. Dette resulterer i svært kort tid for reaksjoner og liten plass for feil. Dårlig kvalitet og pålitelighet på mange sensorer kan forverre problemet.



Figur 4.2: Skisse over en gasslomme.

Figur 4.2 over viser hvordan det kan oppstå overtrykk i gassen. P_1 er det hydrostatiske trykket ved en gitt dybde mens P_g er trykket gassen holder. P_1 er gitt ved $P_1 = \rho_v \cdot g \cdot h_1$, mens P_g er gitt ved $P_g = \rho_g \cdot g \cdot (h_1 + T_{gass})$. Dette fører til at $P_g > P_1$, avhengig av gasslommens tykkelse. Siden $\rho_{gass} \ll \rho_{vann}$ vil gassen stige. Når gassen stiger vil også ρ_{gass} bli mindre pga. trykkfallet og det vil oppstå en akselerasjon i gassens hastighet.

På norsk sokkel er tommlfingerregelen at tykkelsen på gasslommen, $T_{gass maks} = 10$ meter

4.5 Gassens utvikling

Ved utslipp av grunn gass vil det dannes en jet og som følge av tetthetsforskjell mellom vann og gass vil gassen stige mot havoverflaten [13]. Gassbobler trekker med seg vann i en turbulent gassplomme som danner en konisk form mot havoverflaten. Når gassen nærmer seg havoverflaten vil strømmingen, som følge av overflatespenninger mellom luft og vann/gass, presses i horisontal retning. Overflateområdet som gassen treffer kalles kokesonene og er avhengig av vanndybden. Det er viktig å huske på at radius på kokesonene kan bli betydelig større enn radius på gassplommen.

Faktorer som virker inn på gassens utvikling:

- Utslippsrate [kg/s]
- Tetthet på gass [kg/Sm³]
- Dybde
- Utslippsåpning (diameter)
- Havstrømmer
- Sjøtemperatur og saltholdighet

Havdybde, strømning og utslippsåpning vil oftest være kjent. Den parameteren som gjerne er ukjent, i tidlig fase, er utslippsraten. Den kan i noe grad anslås ut fra det visuelle bildet men ser på havets overflate.

Tabellen viser en oversikt over gassens hastigheter ved forskjellige kriterier:

Dybde [m]	70	70	300	300
Utslippsrate [kg/s]	5	50	5	50
Stigetid [sek]	35	14	380	174
Midlere hastighet [m/s]	2	4	1	2
Radius gassplomme [m]	7	10	29	28
Radius kokesone [m]	15	26	40	56
Volumandel gass [%]	6	19	1	4

Tabell 4.2: Hastighet Vs dybde[13]

Ut fra tabellen kan det sees at gassens midlere hastighet mot overflaten ligger i områder 2 – 4 m/s, avhengig av dybde og utslippsrate. Dette betyr at ved grunn gass situasjoner vil det kun være snakk om få minutter før gassen når havoverflate etter at den begynner å strømme og ingen av sikkerhetstiltakene for å stoppe den fungerer. Derfor vil det være viktig at det er sett opp en evakueringsplan, som kan dokumenteres, for slike grunngasssituasjoner.

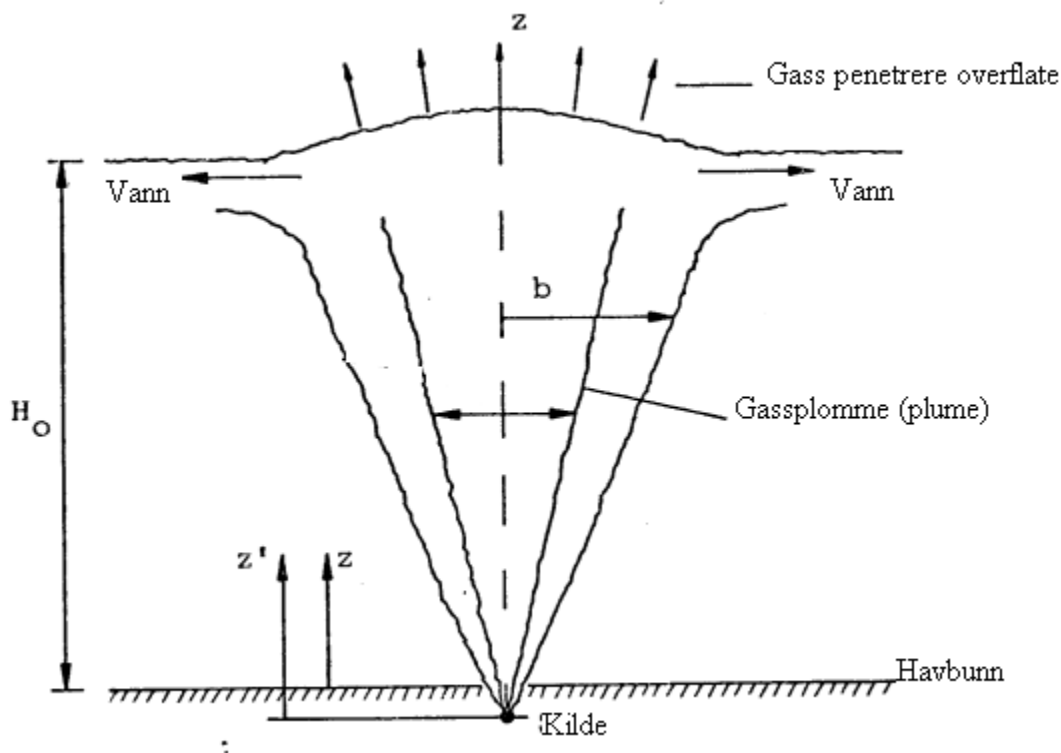
Ved små dyp og store utslipprater har havstrømmer liten betydning for utviklingen av gassplommen. Ved små dyp vil volumandelen av gassen kunne være av betydning. Dette vil bli nærmere studert i neste delkapittel.

Det bør også nevnes at det er begrenset hvor bra en i dag kan simulere gassutslipp under vann, da det er enda betydelig usikkerhet når det gjelder hvor godt man faglig behersker scenarier som følger etter et gassutslipp i vann.

4.6 Tap av oppdrift pga grunn gass

Tidlig på 80 tallet var det gjennomført en analyse av hvilke konsekvenser gassutslipp hadde på oppdrift og stabilitet av borefartøy [14]. Analysen tok for seg borerigger av typen semisub, men resultatene kan brukes til å se på tap av oppdrift på alle typer flyte fartøy. Det bør nevnes at analysen er basert på konservative antagelser.

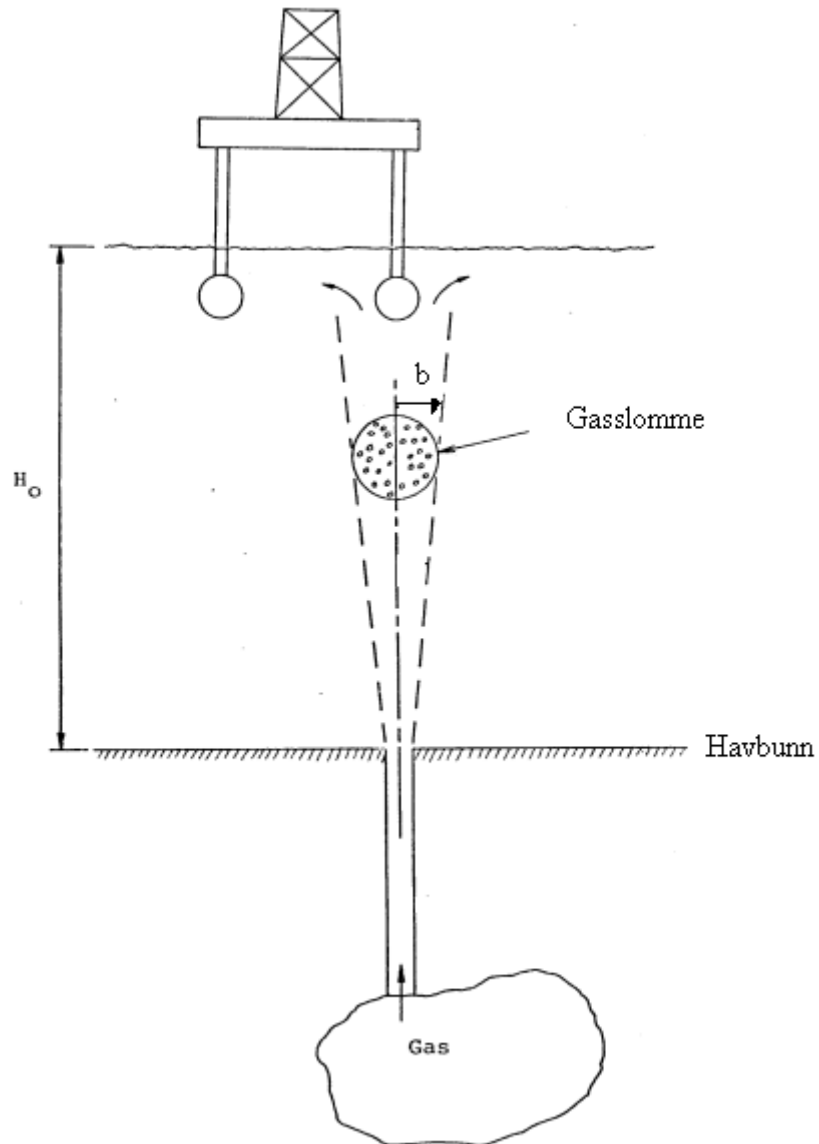
Reduksjonen av oppdrift vil avhenge av vanndybden som den oppstår på. Ved dypere vanndybder vil gassplommens (plume) bredde bli så stor at tettheten i vannet vil være tilnærmet normal, dvs oppdriften er tilnærmet normal.



Figur 4.3 viser hvordan gassplommen sprer seg, b = radiusen [14]

I analysen som vart utført kom det fra at det var størst reduksjon i oppdrift ved grunne vanndyp. Analysen viser at ved 75 meters dyp oppstår det en reduksjon i oppdrift på hele 16%. Men bredden på gassplommen er kun på 12 meter noe som er relativt lite, sammenliknet med riggens pongtonger eller skroget på skipet. Det er derfor lite sannsynlig at en så liten gassplomme kan føre til seriøse farer på store skip eller rigger, men kan skape problemer i situasjoner der det allerede er marginal stabilitet pga dårlig vær, lasting eller struktur feil. Se neste delkapittel hvor det er sett på gassens invirkning på fartøy.

Om det skulle oppstå gassbobler vil det kunne oppstå større reduksjon av oppdriften. (ref fig 4.4). Analysen vist at i slike situasjoner kan det oppstå en reduksjon i oppdrift på hele 35% over ett området på 22 meter. Dette i seg selv vil kunne skape seriøse stabilitets problem men en slik situasjon vil kun vare over en svært kort periode (Ca 3 sek), så det er lite sannsynlig at de vil føre til problemer.



Figur 4.4: Eksempel på hvordan gassbobler kan oppstå[14].

Tabell 4.3: Viser tap av oppdrift ved forskjellige vanndyp [14].

Vanndybde (m)	75	150	300
Radius på boble (m)	10.8	19.8	37.7
Tap av oppdrift (%)	34.6	5.6	0.8
Varighet gassboble (sek)	2.73	11.7	54.8

Det kan sees ut fra tabellen at gassbobler kan føre til stor reduksjon i oppdriften men siden varigheten er så kort vil ikke fartøyet få mye tid til å reagere og dermed er situasjonen over før den egentlig har startet, gitt at det kun er en gassboble.

4.7 Fartøyets respons på gass

Med utgangspunkt i data fra tabell 4.3 er det utført beregninger av effekter på fartøy pga grunn gass vha numerisk bergninger [14]. Kun kriteriene og hovedresultatene er gjengitt i denne rapporten. I beregningene er det tatt utgangspunkt i to forskjellige typer gassplommer :

- Stabil gassplomme (plume) som er antatt stasjonær og varer lenge nok til at fartøy oppnår likevekttilstand.
- Forbigående gassplomme som har begrenset varighet.

Tabell 4.4: Stabil gassplomme (steady state) [14]

Vanndybde (m)	75	150	300
Diameter gassplomme (m)	16	25	35
Hastighet (m/s)	7.8	3.5	2.6

Tabell 4.5: Forbigående gassplomme (transient plume) [14]

Vanndybde (m)	75	150	300
Diameter gassplomme (m)	22	40	76
Hastighet (m/s)	4	1.7	0.7
Tap av oppdrift (%)	34.6	5.6	0.8
Varighet (s)	2.7	11.7	55

Metode som er bruk og antagelser.

Det er antatt at gassen treffer midtskips på ene siden da dette tilfelle vil få de største konsekvenser. For å finne effekten av gassen er det simulert tap av oppdrift ved den delen som gassen treffer. Fartøyet som er tatt i bruk under berekningene er et supply fartøy med følgende dimensjoner:

Lengde, (perpendicular)	60 m
Bredde	16.8 m
Dybde	7.1 m

Analysen er utført for følgende lastekondisjoner:

Lastekondisjon 8: "Pipes on deck"

Lastekondisjon 17: "Deck load"

Stabilitetskriterier:

Under analysen av stabiliteten er det antatt følgende kriterier:

1. Fartøyet er utsatt for det som antas å være maksimale miljølaster, pluss effekten av gassen. Som et mål for kriteriet er det bruk kantring / ingen kantring
2. Fartøyet er utsatt for miljølaster i overensstemmelse med regler for redusert stabilitet, pluss effekten av gassen. Som et mål for kriteriet blir bevegelsene til fartøyet sammenliknet med reglene for redusert stabilitet.

Berekingene viser at når fartøyet er utsatt for en stabil gassplomme (plume), er forventet krengevinkel, beregnet til under en grad. Uten videre berekninger er det derfor antatt at begge kriterier er oppfylt for stabil gassplomme.

Effekten fra en transient gassplomme (dybde 75 m) gir størst respons. Tabell 4.6 viser hvor stor effekt gass har ved denne tilstanden[14].

Tabell 4.6: Kriterium 2

	Krav	Faktisk
Lastekondisjon 8	Maks krengevinkel 15°	Maks krengevinkel 12°
Lastekondisjon 17	Maks krengevinkel 15°	Maks krengevinkel 8°

Kriterium 2 er dermed oppfylt siden den faktiske krengevinkelen er mindre enn kravet for begge lastekondisjonene.

Kriterium 1 er sett bort ifra pga problemer med utregningene ved bruk av regne-verktøyet.

4.7.1 Diskusjon effekt av gass

Grunn gass i sjø vil kunne gi en kraftig reduksjon i oppdrift ved mindre dyp, men på grunn av størrelsen på gassplommen vil det ikke føre til stabilitetsproblemer som overstiger kravene, siden gassplommens størrelse er relativt liten i forhold til fartøy/innretning. Ved dypere vann vil gassen ikke gi noe spesiell tap i oppdriften pga. den store størrelsen på gassplommen, gassens oppløsning og havstrømmer. Dermed vil det ikke oppstå noen stabilitetsproblemer av betydning i disse tilfellene heller. Gassbobler som kan oppstå vil ha en mye tettere konsentrasjon og dermed redusere oppdriften mer, men i disse scenarier vil gassen kun virke i få sekunder og fartøy/innretning vil ikke påvirkes av betydning.

5 Hvordan oppdage grunn gass

Dette delkapittelet tar for seg hvordan grunn gass kan oppdages i de forskjellige faser, dvs både før og under konstruksjon av topphull. De forskjellige metoder som blir bruk vil her bli kartlagt.

5.1 Krav til kartlegging

Boreområder må kartlegges over et tilstrekkelig område for å sikre at potensielle farer er grundig fastsatt og til en dybde dypere enn det brønnen skal bores uten trykk kontroll. Området av interesse for farevurdering fastsettes av hvilke type boreplattform som skal

brukes og til en mindre grad av type og omfang av eventuelle farer. Kartleggingen må være så grundig at det ikke oppstår områder som ikke blir dekket[15].

Det kartlagde område må være så stort at det tillater omplassering av borelokasjon om det skulle oppstå farer eller blokkering av hovedlokasjonen. Området som kartlegges bør også være så stort at det kan fastsette nærheten av kjennetegn på havbunnen som kan indikere eventuelle farer (f.eks. Pockmarks) som er mulig å treffe på ved boring ved grunnere dyp. For vanlige situasjoner vil dette bety at en bør kartlegge et område minst 600 meter fra borestedet og til en dybde på enten 800 meter eller 150 meter dypere enn brønnen er tenkt[15].

Valg av kartleggingsmetode vil blant annet avhenge av den geologiske kompleksiteten av havbunnen og vanndybden. I noen tilfeller kan det være tilstrekkelig å bruke to ortogonale seismiske kabler for å kartlegge risikoen for å møte farer. I andre tilfeller, og da spesielt med tanke på grunt vann, vil det stilles strengere krav til undersøkelsen. De spesifikke kravene til de individuelle brønnlokasjonene vil også avhenge av hvor mye kunnskap som er tilgjengelig for områdene. Lokasjoner som er forventet å være ”vennlige” og ligger avsides fra eksisterende infrastruktur vil det være minimale krav til kartleggingen. Lokasjoner som derimot har en kompleks geologisk havbunn, hvor miljøet er sensitivt, hvor det er fare å møte formasjoner med overtrykk eller hvor havbunnsstabiliteten kan være dårlig stilles det betydelig strengere krav til kartleggingen[15].

Hvilke type og omfang av denne kartleggingen vil også avhenge av hvilke type innretning eller fartøy som skal brukes. Innretningene kan deles inn i tre forskjellige kategorier:

1. Bunnfaste rigger
2. Anker fartøy
3. Dynamisk posisjonerte fartøy

Som nevnt tidligere vil kartleggingsmetoden bli spesifisert ut fra vanndybden på borelokasjonen. Dette er en veldig gyldig tilnærming siden vanndybden vanligvis er med på å fastsette hvilken type innretning som skal tas i bruk[15].

5.2 Bunnfaste rigger

Hovedbekymringen for denne type rigger er grunnlagsegenskapene og de grunne boringsfarene. For denne type konstruksjoner er det viktig å ha et klart overblikk over eventuelle farer i formasjonen rett under havbunnen. Det er viktig å fokusere på de potensielle grunne farer ved borelokasjonen men også vurdere tilnæringsområdet og alternative borelokasjoner. Området som undersøkes må være stort nok til å identifisere og kartlegge de geologiske egenskapene nær havbunnen, som f.eks. kanaler, feil (hindringer) og grunn gass. Alle detaljer av tilstanden rundt borestedet (minste radius på 300 meter) må være fullt vurdert. Risiko knyttet til riggens integritet ved tap av støtte fra havbunnen under installasjon av fundamentet og ved utblåsninger er av spesielt bekymring[15].

Konstruksjon av topphull ved bruk av denne type rigger kan være forskjellig fra de to andre rigg typene. Ved vurdering av de geologiske farene for konstruksjon av topphull er det viktig å adressere grunnngasspotensialet pga de alvorlige konsekvensene som kan oppstå ved sammenstøt av hydrokarbongasser. Børnlokasjoner bør ikke velges innfor minimum 300 meter fra områder hvor det er indikasjoner på grunnngass[15].

Kartleggingsmetoder for denne type borerigg kan være:

Fathometer: Brukes til å avgjøre plattformens velegnhet og tilnæringsretning.

Magnetometer: Fastsette tilstedeværelsen av menneskeskapte hindringer.

Sidescan sonar: Supplere magnetometeret og gi et mål av havbunnens ruhet og sammensetning.

2D seismikk: Avgjør sannsynligheten av grunn gass i området.

Bruk av 3D seismikk vil sjelden være brukende for denne type innretning pga det grunne vannet.

Anker fartøy

Plassering av anker og grunne borefarer er hovedbekymringen for denne type innretning. En farevurdering av området for plassering av anker er påkrevd. Ved boring av topphull skal vurdering av farer konsentreres i området til foreslått brønnlokasjon (300 meter radius) og til en dybde på ca 800 meter. Brønner bør ikke plasseres innenfor 300 meter av grunnngass indikasjoner[15].

Kartleggingsmetoder:

Swath bathymetry: Fastsette havbunnens ruhet og nærheten av forskjellige kjennetegn(indikasjoner)

Subbottom profiler: Fastsette den geologiske kontinuiteten av havbunnen og kartlegge grunne kjennetegn.

2D seismikk: Avgjøre sannsynligheten av grunn gass i området.

3D seismikk kan brukes i tillegg eller erstatte nevnte metoder om det er mulig å kartlegge havbunnen tilfredstillende og få kontinuerlig bilde av den øverste delen av havbunnen for å avgjøre risikoen for grunnngass[15].

Dynamisk posisjonerte fartøy:

Hovedbekymringen er de grunne borefarer og havbunnsstabilitet. Vurdering av farer for DP innretninger bør fokuseres på topphull. Grunn gass er den største utfordringen og borelokasjoner bør være minimum 300 meter fra grunn gass indikasjoner. Sandstrøm pga grunt vann utgjør ingen direkte trussel, men er en potensiell problemkilde og bør kartlegges[15].

Kartleggingsmetoder:

Swat bathymetry: Fastsett havbunnens ruhet og nærheten av forskjellige kjennetegn.

Fastsetter foretrukket tilnærmingsretning og avreise, spesielt med tanke på nødavkobling av riser.

Subbottom profiler: Fastsette den geologiske kontinuiteten nær havbunnen og kartlegge grunne kjennetegn.

2D seismikk: Avgjør sannsynligheten for grunn gass.

3D seismisk data som er bearbeidet kan brukes om det er mulig å kartlegge havbunnen tilfredstillende og få kontinuerlig bilde av den øverste delen av havbunnen for å avgjøre risikoen for grunnngass[15].

5.3 Grunnseismikk

Forskjellige typer seismikk[32].

- 2D seismikk blir benyttet i tidlige letefaser og er relativt billig
- 3D seismikk vil gi et mye bedre bilde av undergrunnen og blir benyttet til å kartlegge gass- og oljefelt. Borelokasjoner blir valgt ut fra 3D seismikk
- 4D seismikk er gjentatte 3D undersøkelser og blir ofte bruk til å overvåke hvordan og hvor mye hydrokarboner som blir tatt ut av et felt.

Det er per i dag ikke mulig å kunne fastslå med 100 % sikkerhet om det befinner seg grunn gass i et området uten å faktisk bore et pilothull (jf. Mærsk Giant hendelsen i 2006, hvor faren for grunn gass vart vurdert til "ikke eksisterende"). Men en seismisk kartlegging vil kunne gi en indikasjon på om det er gass i området, noe som igjen kan tyde på at det befinner seg hydrokarboner der. Erfaringer viser at selv med seismisk kartlegging kan det likevel være vanskelig å oppdage gassen [16].

I prinsippet er identifikasjon av grunn gass møtt av de samme problem og utfordringer som ved seismisk kartlegging av dypere områder [17]. Målet med kartleggingen er å fastslå sannsynligheten for tilstedeværelse av gass, størrelsen og egenskapene på gasslommen

Ved grunnere vanddyb (ca 50 meter) vil refleksjoner fra standard 3D seismisk kartlegging være tapt fra de første 100 msek. Dette betyr at bilder fra de grunneste sedimentene (30-40 meter) ikke vil gi noen meningsfulle bilder. For å kunne få oversikt over disse områdene brukes "seismisk uregelmessighet som indikerer lekkasje". Disse uregelmessighetene kan være "gasspiper" (gas chimney) som ofte oppstår ved migrasjon av hydrokarboner. Andre uregelmessigheter som indikerer lekkasje er grunne områder med forsterket refleksjon, grunne områder med forstyrrelser og indikasjon på lekkasje langs feilretning.

5.4 Bruk av logger

Bruk av logging under boring er viktig for en rask evaluering av gassoner. For å oppdage grunn gass kan det være nødvendig å sammenlikne flere logger. Blant logger som vanligvis brukes er Sonic, Gamma ray, Resistivitets og Konduktivitets logger.

Det eneste problemet ved bruk av logger til deteksjon av gass er at borekronen allerede er boret gjennom intervallet hvor gassen befinner seg før loggene registrerer det. Dette medfører at loggene kun kan brukes til å bekrefte at det har vært grunn gass i brønnen. Responstiden er en funksjon av borehastigheten og avstanden til borekrone.

5.5 MWD /LWD

MWD er spesielt egnet til måling av grunn gass ved boring av pilothull uten riser og hvor tradisjonell mud-logging ikke kan brukes. For evaluering av grunn gass trengs det lite kvantitativ informasjon foruten tykkelse på sandlommen og fluidinnhold, siden det kan antas god permeabilitet og porøsitet.

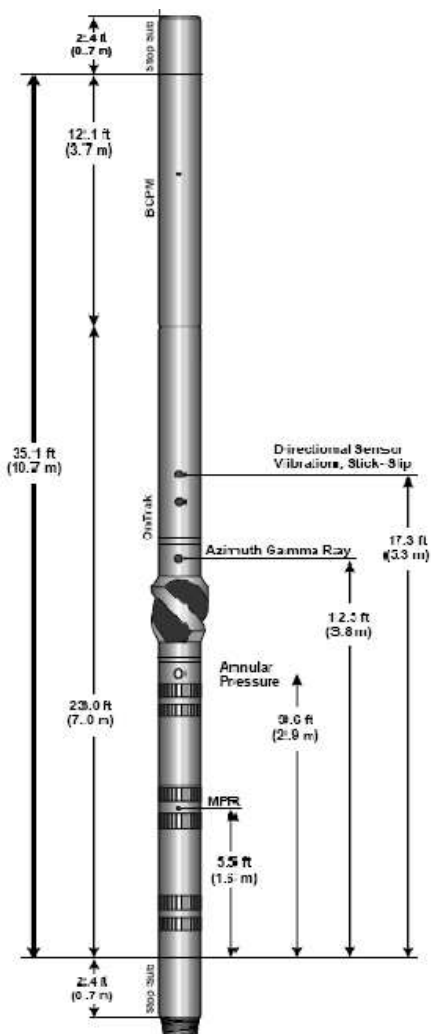
MWD er like en like effektiv metode å overvåke boringen både med og uten riser [18]. MWD er et redskap som er plassert i vektrøret over borekronen, hvor den registrerer boredata og sender disse til overflaten i sanntid. Registrerte data fra MWD verktøyet kan inkludere :

- vekt på borekrone
- penetreringsrate
- Vridningsmoment
- Pumpetrykk
- Vibrasjoner
- volum av slamstrøm
- temperatur.

En fordel med å måle vekt på borekrone er at det tillater å forandre penetreringsraten. De fleste MWD verktøy er utstyrt med en elektromagnetisk (Gammastråler) sensor som måler naturlige gammaverdier. Det vil være en fordel å plassere MWD verktøyet lavt i BHA for å tidligst mulig oppdage grunn gass. Ser en på figuren kan en se at den elektromagnetiske sensoren er plassert 3.8 meter over bunnen av verktøyet.

LWD er også plassert i vektørret like over borekronen hvor den måler formasjonsegenskaper i sanntid (real time). LWD data blir lagret i minnet til verktøyet og avleses først etter at verktøyet blir trekt opp. LWD data brukes derfor til å bekrefte at det har oppstått en grunn gassituasjon. MWD verktøy, sammen med LWD og måledata av porøsitet, tetthet og litologi gir en forbedret avgjørelse av poretrykk og effektivt trykk ved en gitt dybde.

Figur 5.1: Viser et 9 1/2" MWD verktøy som inngår som en del av BHA[1].



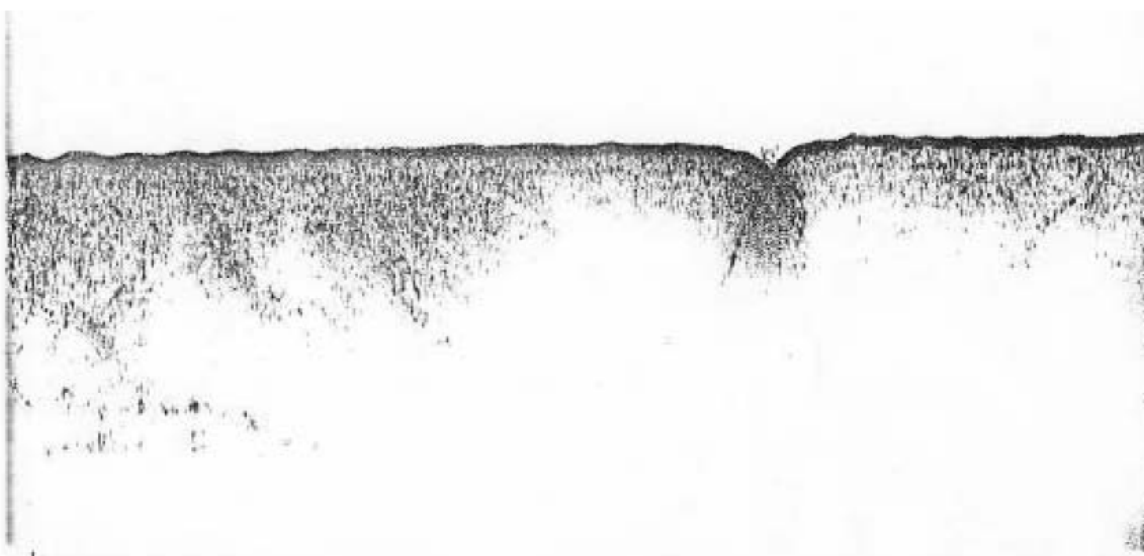
5.6 ROV

Under konstruksjon (boring) av et pilothull vil en ROV (Remotely Operated Vehicle), har flere oppgaver, blant annet assistere ved installasjon av CAN. Siden ROVen er utstyrt med videokamera og lys vil den også kunne gi visuell kontakt med pilothullet og dermed vil operatør kunne se eventuelle grunn gass situasjoner som måtte oppstå. På denne måte vil en med større sannsynlighet oppdage gassen rask og passende tiltak kan iverksettes. Det er derfor et krav om at det skal være en ROV tilgjengelig ved havbunnen gjennom hele boreoperasjonen av et pilothull. Siden dette vil kunne hjelpe til å redusere reaksjonstiden ved grunn gass situasjoner vil også sannsynligheten for at det oppstår fare situasjoner reduseres.

Under Pre Rig operasjoner vil det allerede være en type "work class" ROV tilgjengelig[1]. ROVen skal ha tilstrekkelig kraft til å operere i strømning opp til 2 knop.

5.7 Pockmarks

En indikator på om det er eller har vært grunn gass i et området er å se etter såkalte Pockmarks. Pockmarks dannes når gass stiger opp til havbunnen [19]. Men dette er ingen garanti for at all gassen er borte. Disse merkene vil typisk være i størrelsesorden fra 2-300 m i diameter, og ha en dybde på 1-20 m. De oppstår ofte i myke sedimenter og det er antatt at vanndybde ikke spiller noe rolle på størrelsen og konsentrasjonen av pockmarks. Disse merkene på havbunnen oppstår over et relativ kort tidsrom, uavhengig av størrelsen. Pockmarks har som regel sirkulær til elongert form. Ved bruk av sidesøkende sonarteknikk er det mulig å oppdage disse merkene. Ved vanlig seismiske profiler kan det være vanskelig å skille pockmarks fra plogmerker laget av isberg.



Figur 5.2: Pockmark som er observert i Nederlandsk sektor ved hjelp av VHF (very high frequency) på 3.5 kHz [20].

6 Hvordan håndtere grunn gass

Dette kapitlet tar for seg forskjellige metoder og utstyr for å håndtere grunn gassituasjoner. I følge Statoils klassifisering av grunn gass vil det være tilstrekkelig å bore med sjøvann som borevæske i områder som er klassifisert som klasse 0 og I. Ved boring i områder som er klassifisert med høyere risiko, dvs. klasse II og III, vil det være krav om å ta i bruk oppveid slam. Likevel vil det være en mulighet for at det kan oppstå situasjoner hvor oppveid slam ikke nødvendigvis er tilstrekkelig for å hindre brønnen i å strømme. Alternative tiltak vil derfor kunne være nødvendig.

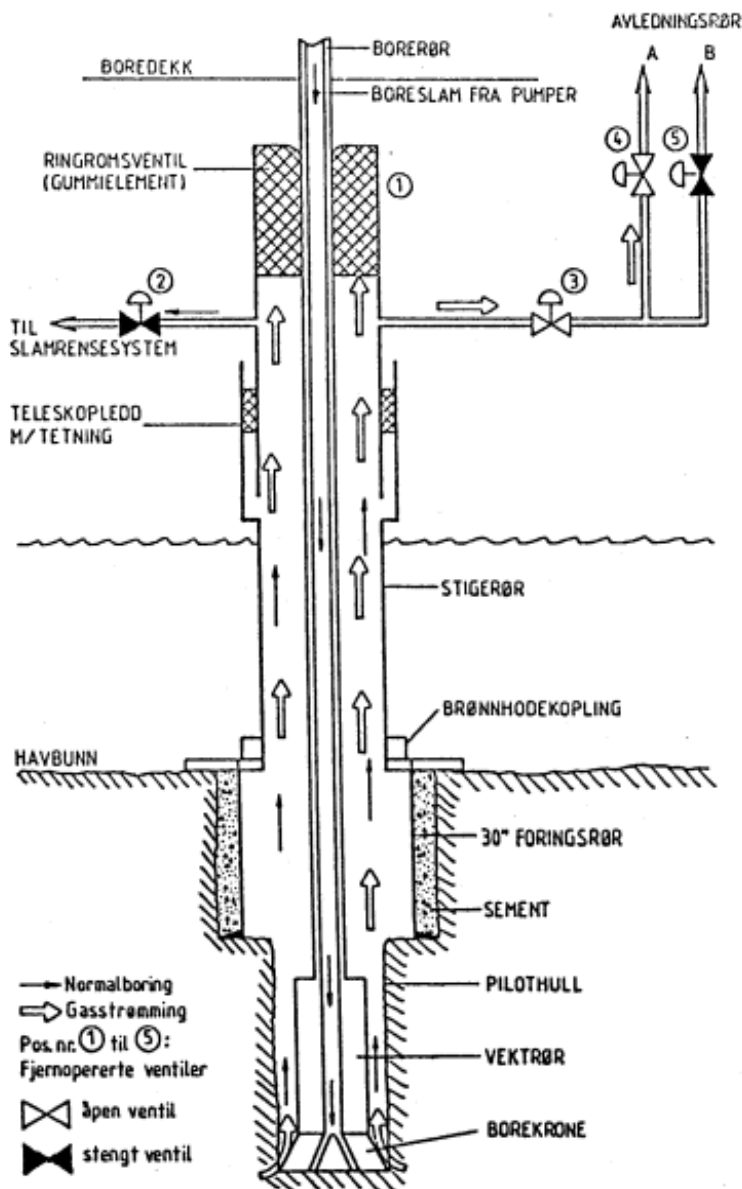
6.1 Riser & diverter

Som vist i kapittel 2.2 har man tidligere prøvd å lede den grunn gassen bort fra innretningen siden volumet i slike lommer er relativ små.[6] Til dette vart det tatt i bruk et avledningssystem

(divertersystem) samtidig som man pumper borevæske ned i brønnen. Systemet består av en ringromspakning som tetter mot borestrengen under rotasjonsboret. Ved å stenge returledningen til slamrommet og samtidig åpne for avledningsrørene som har en stor diameter og som går til sides for innretningen, vil den utstrømmede gassen ledes bort.

Dette vil gi midlertidig kontroll over gassen, dvs til systemet feiler.

Erfaringer viser at rundt 50 % av alle avledningssystemer svikter under bruk ved grunn gass.[21] Feil oppstår som regel pga feil i ventiler og/eller erosjon pga sand og stein som blir transportert i svært høy hastighet i systemet. Erosjon oppstår som regel i bend eller nedstrøms områder, spesielt nær stengte ventiler. Erosjonsraten i et slikt system kan faktisk komme opp i hele 1-2 mm/min.



Figur 6.1: Brønn boret med riser og avledningssystem[6]

Avledningssystemer er derfor ikke lenger i bruk da det oppstår store dynamiske krefter i det og dermed høy sannsynlighet for svikt.[22] En av de tilknyttede effekter til disse dynamiske kreftene er som nevnt erosjon, som medfører høyt potensial for brann og eksplosjon.

Figur 6.1 viser en brønn som er boret med et slikt avledningssystem. Det fremgår av skissen at avledningsrørene skal lede gassen bort fra innretningen og det dermed er flere bend i disse rørene. Dette er lite ideelt med tanke på dynamiske krefter.

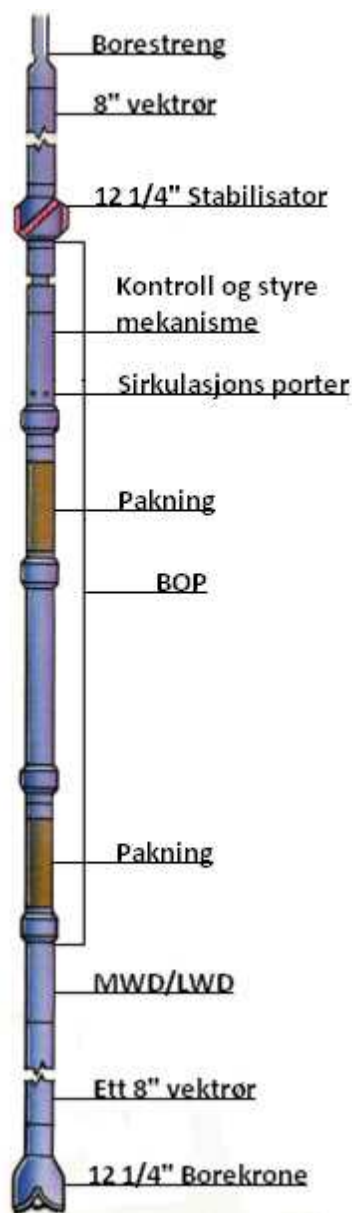
6.2 Toppulls BOP

THBOP vart utviklet av Smevik på slutten av 80-tallet, mens rettighetene i dag eies av Roxar ASA.

Informasjonen som blir bruk om topphulls BOP er utlevert og godkjent av Roxar.[23]

Det bør også nevnes at det kun eksisterer ett eksemplar av THBOP og at den pr dags dato ikke er markedsført av Roxar. Den er i utgangspunktet også ment for å inngå i 12 1/4" BHA.

Tophulls BOP er utviklet med tanke på å kontrollere gasstrømning nede i hullet. Hovedfunksjonen vil være å raskt kunne stenge av ringrommet for å hindre at gassen får fritt utløp. For å aktivere den må en forspent fjør utløses. Fjøren starter å bevege seg ved ca 9 mT og ved ca 24 mT vil den kollapse og BOP er aktivert. Dette betyr at det må være tilstrekkelig tyngde(vektør) over BOP for å kunne utføre denne handlingen. Friksjon som oppstår mellom borestreng og brønnveggen kan, til en viss grad, redusere effekten av denne vekten og det anbefales derfor at det er tilstrekkelig overvekt tilgjengelig. THBOP vil inngå som en del av BHA, men plasseringen av den er ikke nødvendigvis fastsatt. Dess høyere over borekronen den sitter, dess større er søylen (ringrom) til å fange opp gass. Uansett plassering anbefales det å plassere den rett under eller over en stabilisator. Selv om BOP inngår som en del av BHA vil det ikke være noe spesielle restriksjoner på standard boreprosedyrer.



Figur 6.2: Skisse over BHA med THBOP[23]

To forskjellige metoder kan tas i bruk for å utløse THBOP. Vha vekt og vha en kule.

Vektsetting

Denne metoden tas i bruk når borekrone er nær bunnen og brønnen strømmer. Rotasjon og sirkulasjon stoppes før borekrone plasseres på bunn og det settes minimum 24 mT på BOP (borestreng slakkes opp). Deretter pumpes det 250 l/m til trykket slutter å øke for så å blø av trykket i borestrengen. Det trekkes så med 5 mT over strengvekt og pakning er dermed satt. Det vil nå være mulig å pumpe gjennom borekronen. For å kunne ha sirkulasjon i ringrom (annulus) over pakning settes minimum 24 mT på BOP.

Setting med kule

Denne metoden brukes når borekrone er over bunn og brønnen strømmer. Kule droppes før rotasjonen stoppes og det pumpes 2000 l/m til det oppstår en markert trykkøkning. Etter at kule er i kulesete stoppes pumpene. For å aktivere BOP pumpes 250 l/m til trykket slutter å øke for så å blø av trykket i borestrengen. Trekkes også her med 5 mT over strengvekt og pakningen er satt. Sette minimum 24 mT på BOP for å aktivere ventil før det igjen trekkes med 5 mT over strengvekt. Det kan nå pumpes gjennom borekrone. For å kunne sirkulere i ringrom over pakning settes det minimum 24 mT på BOP.

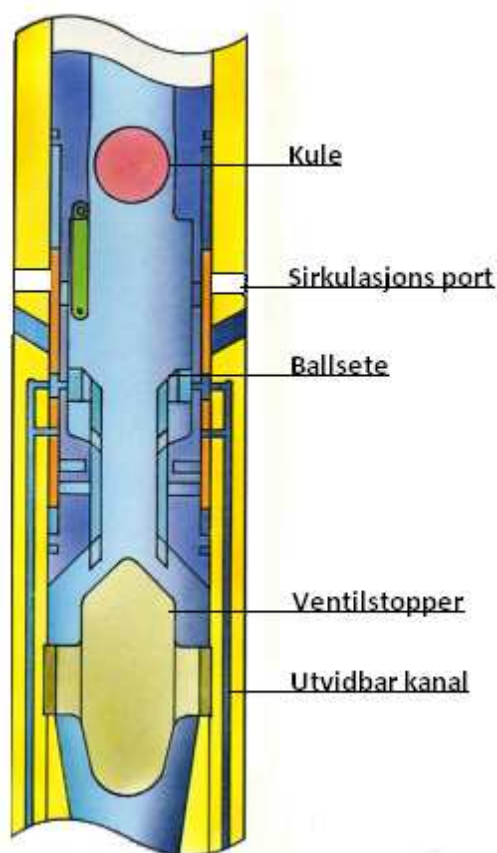


Fig 6.3 viser innsiden av kontrolldelen på THBOP[23].

6.2.1 Spesifisert fremstilling

- Konstruksjonert til å inngå i BHA.
- Opereres i utgangspunktet med 12 ¼" borekrone og 8" vektrør. Verktøyets lengde er ca 11 meter.
- Lukket inntil 20" diameter.
- Kan kontrollere en trykkdifferanse inn til 100 bar
- Velges ut oppblåsning trykket som er relatert til aktuelt innstrømningstrykk og formasjonstrykk.
- Pakningsintervall er basert på litologiske studier.

6.2.2 Trykk

For å finne ut hvor stort trykk THBOP kan håndtere i en gitt situasjon vil det avhenge av den totale vekten på borestrengen, samt friksjon og ringroms arealet.

$$(1) \Delta P = (V_{\text{streng}} + \text{Friksjon}) * g / A$$

Hvor: V = total vekt A = ringromsareal g = akselerasjon

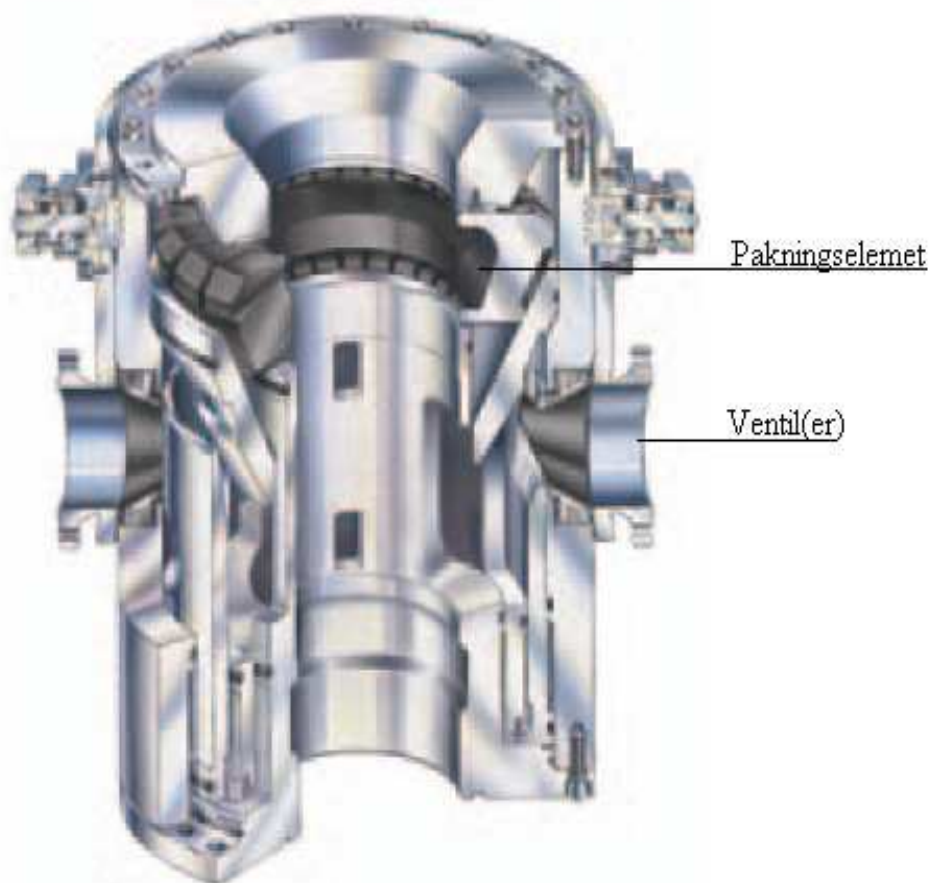
6.3 Havbunns-avledningssystem

Et alternativ til avledning på riggen (med riser) vil være å ta i bruk et havbunns avledningssystem [24]. Disse systemene har ikke vært spesielt mye brukt, men vil kunne være et bra alternativ ved konstruksjon av topphull. I prinsippet er det en avleder som stenger ringrommet leder gassen bort med sideventiler under. Den virker på den måten at når ringrommet er stengt, kan den til en viss grad å strupe returen (og eventuelt pumpe tyngre borevæske) dersom gass starter å strømme ut fra brønnen. På denne måten hindres gasstrømmen å blåse væske ut av brønnen. Ved å stenge ringrommet helt kan få store konsekvenser for brønnen om trykket overgår formasjonstrykket. Denne prosessen vil derfor måtte overvåkes slik at en kan åpne ventilene igjen om det trengs.

Det eksisterer flere forskjellige annular BOPer. Hydril har f.eks. en rekke forskjellige typer som kan brukes, som er designet med styrke og enkelhet for å kunne ventilere grunn gass på en trygg måte. Systemet må tåle store påkjenninger fra erosjon, sammenstøt og trykklast. Den siste type avledningssystemer er utstyrt med integrert ventiler og det tatt bort flere av

ventilene for å redusere sannsynligheten for ulykker. Ved tidligere systemer har det oppstått problem ved ventiler som har ført til flere ulykker.

Det eksisterer i utgangspunktet to forskjellige typer annular BOPer (avledningssystem). Den første er den som kalles ”bag-type” som er utstyrt med sylindrerformet pakningselement som bli presset inn på borestrengen vha hydraulisk væske. Når trykket som tilføres for å lukke pakningselementet strupes ned igjen vil pakningselementet automatisk trekke seg tilbake. Maksimum arbeidstrykk for denne type system ligger rundt 20 Mpa, slik at bruk av denne typen vil være begrenset til situasjoner med moderat trykk.



Figur 6.4: Viser en havbunnsavleder[24].

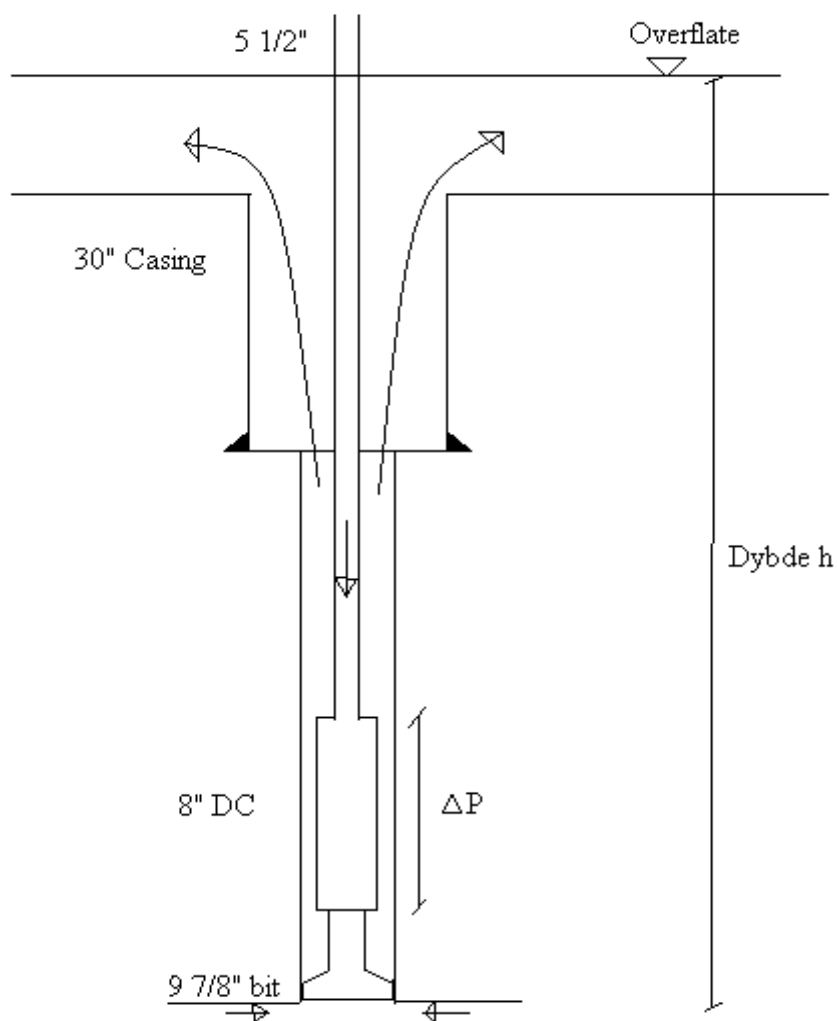
Den andre type system er ”piston driven” (stempel). Vha hydraulisk kraft, føres et stempel opp og stenger av for brønnstrømmen, samt åpner for ventilasjon. Siden det ikke er noe forsinkelser på at ventilfunksjoner skal tre i kraft, vil det være rask respons tid. Sannsynligheten for at det skal oppstå feil er dermed borte og sikkerheten er ivaretatt. For at det ikke skal tilføres for høyt lukketrykk, og dermed skade pakningselementet, blir det bruk en ventilregulator for å sikre ønsket trykk basert på type avleder og diameter. Avledningsutstyret kan tilpasses alle typer rigger og skip, men pr dags dato er det ikke markedsført.

6.4 Dynamisk drepemetode

6.4.1 Beskrivelse av metode

Dynamisk dreping er et kjent begrep i oljebransjen og brukes ikke bare i topphull sammenheng. Man benytter oppstrøms trykkoppbygging til å balansere formasjonstrykket. I topphullsammenheng øker man metodes effektivitet ved å ha liten klaring mellom vektrør (drill collars) og hull og derved oppnå denne "strupeeffekten" ved lavere rater. Pre Rig tar utgangspunkt i å bruke $9 \frac{7}{8}$ " borekrone og 8" vektrør. Dette gir en snittklaring mellom rør og hull på ca 24 mm. Det sier seg selv at dette gir en betydelig strupe-effekt og trykk økning nedenfor vektrørene når pumperaten økes.

Effektiviteten av denne metoden øker med mindre hulldiameter ved at innstrømningsflaten blir mindre med påfølgende lavere innstrømningsrater. Dette er hovedgrunnen til at man borer pilothull på $9 \frac{7}{8}$ " for det som senere blir 26" seksjonen. (ref figur 6.5)



Figur 6.5: Skissen viser dynamisk dreping av en brønn som strømmer.

Trykkfallet i rør eller spaltestrømning kan uttrykkes ved formelen

$$\Delta P = \lambda * (L/d) * (v^2/2g)$$

Hvor: λ = friksjonskoeffisient = $f(Re)$

L = spaltens lengde

V = sirkulasjons hastighet

d = spaltens ekvivalente diameter

Av formelen kan det sees at

- Strømningsraten, dvs pumperaten har stor betydning
- ΔP er proporsjonal til lengden av den ”strupte” delen
- ΔP er omvendt proporsjonal med ekvivalent diameter
- Δ øker med turbulent strømning, dvs ved økende $Re = (v * D) / \nu$

Det finnes en rekke programmer som kan brukes for å finne dette trykkfallet.

6.4.2 ECD

ECD kan tolkes som tettheten av en hypotetisk væske, som i statiske forhold og ved hvilken som helst dybde, gir det samme trykk som et gitt boreslam i dynamisk forhold[25].

Oljeindustrien opererer gjerne med tetthet i en hydrostatisk søyle som synonymt med trykk. Poretrykk og sprengtrykk er det viktige grensene som trykket i borevæsken må holdes innenfor, og en ser ofte disse angitt ved såkalte mud-vekt, som i denne sammenheng betyr tetthet gitt i PPG. (Pounds pr gallon)

ECD består derved av en statisk og en dynamisk del:

$$ECD = \rho_{slam} + (\Delta P_{dyn}) / g * h$$

Hvor: ρ_{slam} = tetthet slam

ΔP_{dyn} = dynamisk trykkfall over den tynne seksjonen

h = høyden av slamsøyle i ringrommet

Tilsvarende trykk i hullet ved dynamiske forhold

$$\begin{aligned} P_{BH\ Dyn} &= ECD * g * h \\ &= \rho_{slam} * g * h + \Delta P_{dyn} \end{aligned}$$

6.4.3 Diskusjon

Ved grunnassituasjoner kan en få trykk som er høyere enn det trykket som er i brønnen selv med sirkulasjon. Dette betyr at $P_{BH\ gass} > P_{BH\ Dyn}$ noe som igjen fører til at en kan miste kontrollen over brønnen. For å mulig gjenvinne kontrollen over brønnen må en øke pumpekapasiteten, slik at en får økt trykkfall ΔP , og dermed høyere dynamisk trykk.

Dynamisk kontroll over en brønn kan bli påvirket av smale/tynne ringrom[26]. Det er i alle fall to problemer som må tas hensyn til:

- Liten innstrømningsflate kan redusere brønnens toleranse for kick og krever brønnkontroll systemer som kan oppdage mindre kick.
- Konvensjonelle brønnkontrollteknikker er basert på antagelser om at trykktapet i ringrommet kun er en brøkdel av det totale sirkulasjonstrykktapet. Dette betyr at en liten overbalanse kan opprettholdes ved formasjonen under statiske forhold, og under sirkulasjon kan ECD holdes godt under bruddgradienten. Denne antagelsen er ikke nødvendigvis gjeldene for smale hull pga det høye friksjonstrykktapet for væske i ringrommet.

Det er størst sannsynlighet for at brønnen starter å strømme når pumpene er slått av. F.eks. når det settes på nytt rør. Dette på grunn av at trykkfallet $\Delta P = 0$ og dermed er det dynamiske trykket borte og en har kun det statiske trykket til å hindre brønnen fra å strømme. Om brønnen allerede har penetrert en gasslomme som er holdt tilbake av det dynamiske trykket, vil brønnen starte å strømme.

Når pumpene er slått av vil det også være vanskeligere å oppdage innstrømninger og derfor må måleutstyret (f.eks. MWD) kunne overvåke brønnstatus under disse kondisjoner.

6.5 Riserless Mud Recovery System

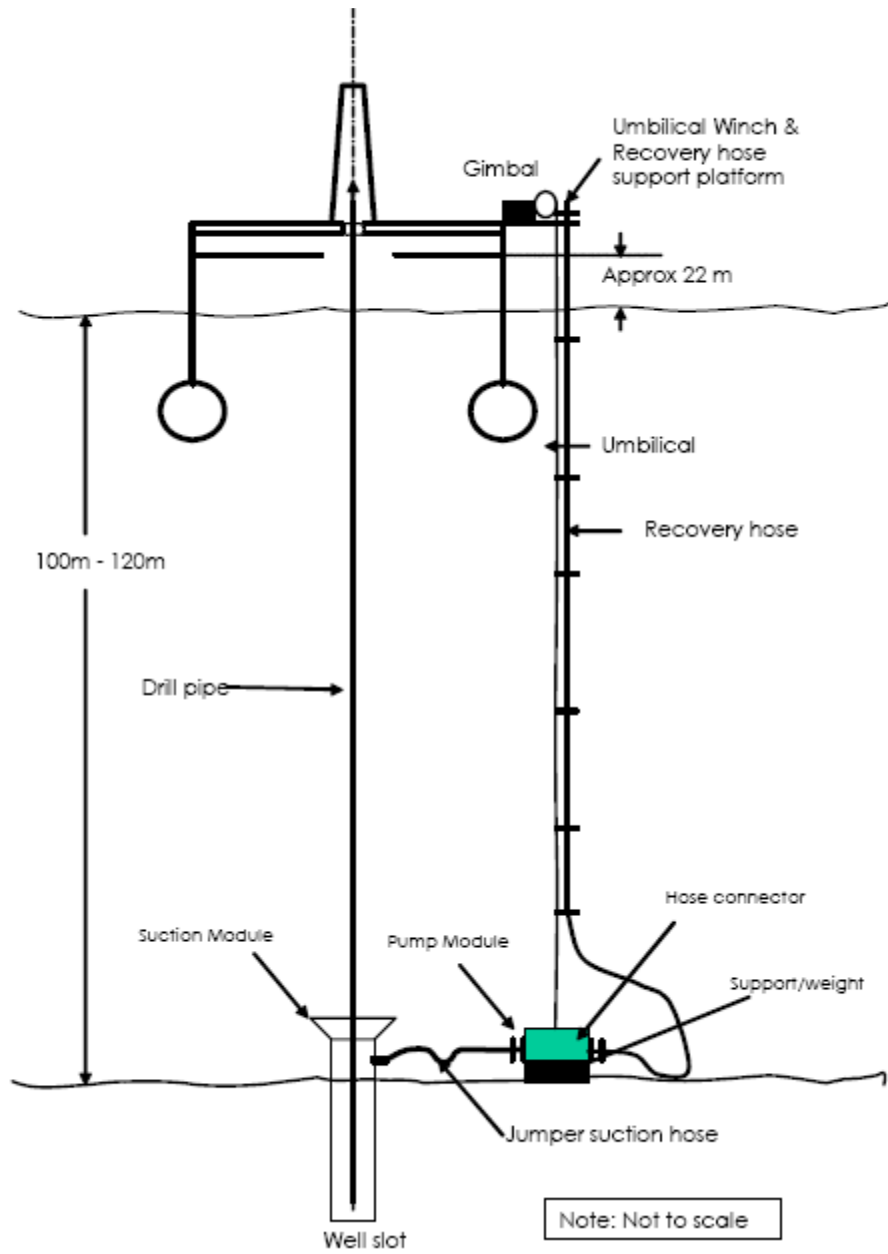
6.5.1 Systemets funksjon

Etter at de fleste operatører sluttet å bruke Pin connector, riser og avledningssystem ved boring av topphull, for sikkerhetsmessige og operasjonelle grunner, har den eneste tilgjengelige praktiske metoden vært bruken av sjøvann og retur av boreslam til havbunnen.

AGR har utviklet en ny metode, Riserless Mud Recovery System(RMR), som gjør det mulig å bruke oppveid, behandlet boreslam ved boring av topphull[27]. Dette fører med seg flere fordeler som blant annet:

- Forbedret hullstabilitet,
- gir bedre kontroll over brønn med tanke på både grunnvann og grunt vann.
- Systemet vil også forhindre leire- og sandavfall på template fra borehull.
- Lettere å påvise gass, nøyaktig strømningskontroll og volumkontroll av slam.
- Separasjon av borekaks forhindrer akkumulasjon på templates og forhindrer spredning i områder med spesielle miljøbestemte restriksjoner.
- Kan være mulig å øke dybden på surface casing. Dermed er det muligheter for å redusere hull og casing størrelse og antall foringsrør.
- Kostnadseffektivt

RMR er et slamgjenvinningsystem som er en ny teknologi basert på dobbel gradient uten stigerør (riserless). Systemet er ment å brukes på topphull eller åpne hullseksjoner i en havbunnsbrønn. Den eneste teknologien for å bore havbunnsbrønner har frem til nå vært bruk av slamsystemer som ikke tar i bruk slammet fra brønnen(pump and dump). RMR systemet samler brønnreturen og muliggjør dermed ombruk av borevæske fra topphullet og gir en kontrollert håndtering og mulighet til å kvitte seg med borekaks på en forsvarlig måte. Den nye teknologien kan tillate å bore brønner som ellers kanskje ikke hadde vært mulig å bore. Metoden formidler også grunne geologiske farer, tillater bruk av konstruerte fluidsysterer og eliminerer utslipp.



Figur 6.7: Viser en oversikt over RMR systemet[27]

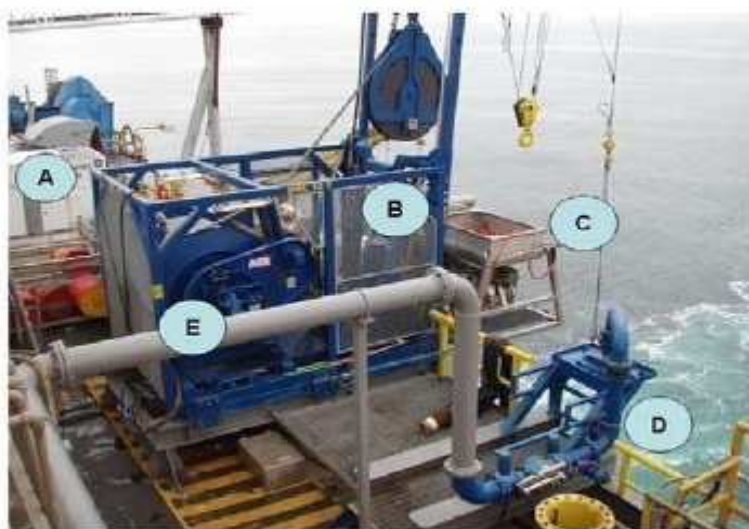
6.5.2 Beskrivelse av RMR systemet

1. Suction module: Fungerer som en innsamlingstrakt for slamm som returnerer fra brønnen. Den sørger for at det er kontakt til sugeslangen som gjør det mulig å frakte slam og borekaks bort fra brønnen. Overvåkingskamera, lys og slammnivå kontrollsystem er plassert her. Denne modulen blir tatt i bruk gjennom riggens moon pool.



Bilde 6.1: wellhead Suction module[27].

2. Pumpe & Motor-Modul: Pumpemodulen fungerer som en støtteramme for pumpen og motoren. Den er festet til "sugemodulen" via en fleksibel slange vha en ROV. En separat kabel(umbilical), som også installeres vha en ROV, tilfører strøm til overvåkingskamera, lys og slammnivåsensorer. Modulen inkluderer:
 - En fjernstyrt strømningsventil på utløpsiden.
 - Et utløp for retur av sement
 - Et grensesnitt til kontrollsystemet

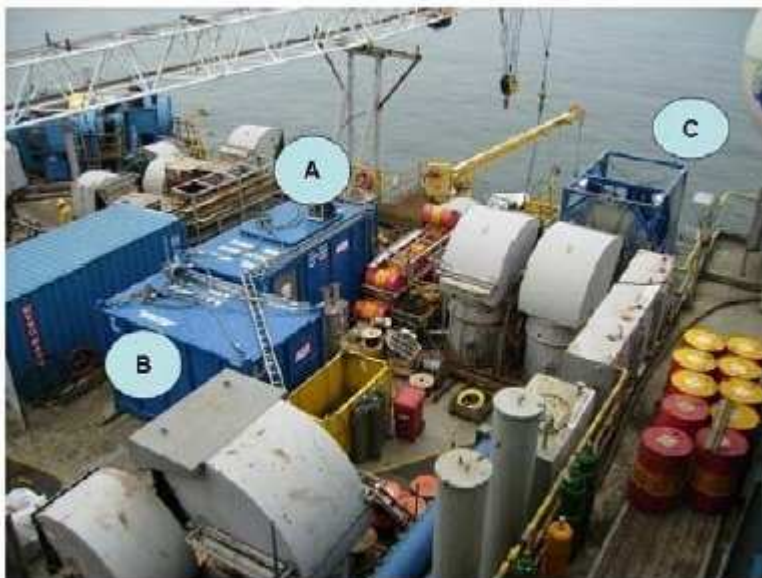


Påliteligheten til systemet er basert på å ha få, men gode komponenter. I undervannsmotoren (Pleuger motor) er det en blanding av vann og glykol. Motorhastigheten, og dermed pumpens ytelse, blir kontrollert av en variabel frekvensdriver. Discflo pumpen her gjennomgått en vid utvikling hvor effektiviteten er forbedret til 50 %, noe som er svært bra for denne type pumpe. En pumpe vil være tilstrekkelig på opp til 200 .meters dybde.

Bilde 6.2: Vinsj, slang og pumpe plattform[27].

A: generator B: Vinsj C: Undervanns pumpe og motor
D: Landingsplattform for slange E: Retur for slam/borekaks

3. Umbilical & Vinsj: Vinsjen som brukes til umbilical, tilfører kraft og forbindelse mellom kontrollkonteinerer og pumpemodulen. Vinsjen er designet for å kunne sjøsette og hente opp pumpemodulen over siden på riggen. Lengden på umbilical er tilpasset dybden modulen skal settes på. Vinsjen oppfyller krav fra Norsok Z-015 og DnV 2.7.1.
4. Gjenvinningssystem for slange, inkludert håndteringsplattform. Returlinjen sørger for retur av borevæske til riggen. Den består av seksjoner på 15 meter med 6" diameter og er festet sammen med "enkle" (quick) koplinger. Slangens strekkstyrke er forstretket vha et par lastbærende ståltråder som er festet i hvert koplingsstykke. Nye spesielle koplinger for slangen og for de lastbærende ståltrådene er tatt i bruk for å forbedre effektiviteten ved sjøsetting og tilbaketrekking av slam returlinjen. Returlinjen festes til pumpemodulen vha en ROV. Håndteringsplattformen til gjenvinningslangen (Bilde 6.3) inkluderer et sikkert håndteringssystem for sjøsetting og tilbaketrekking av gjenvinningslangen, og en bærende bjelke til å holde vekten av gjenvinningslangen under operasjoner.
5. Kontrollkonteinerer & kraftforsyning: To spesialbygde konteinerer vart installert. (Bilde 6.3) Begge enheten holder et overtrykk. Den første enheten fungerer som arbeidsområde for mannskap og arbeidsstasjon for operatøren. Den andre enheten inneholder en variabel hastighetsdriver, transformer, filter og et kontrollsystem som styrer grensesnittet mellom riggen og systemet. For å optimere kabelstørrelsene er det installert en A3 kV transformator som tilfører høyspenning. Konteineren er samlingspunktet hvor alle kontrollsystem er tilsluttet. Kontrollsystemet overvåker pumpehastighet og trykk, overvåker og opprettholder et stabilt slamnivå i brønnhode på "sugemodulen".
Konteinerene oppfyller krav fra Norsok Z-015 og DnV 2.7.1.



Bilde 6.3: Vinsj og kontrollenheter.
A: Kontrollkonteiner.
B: Operatorkonteiner. C: Vinsj enhet [27].

6. **Kontrollsystem:** kontrollsystemet kontrollerer hastigheten på pumpemotoren for å holde slamnivået under toppen av brønnhode på ”sugemodule”. På denne måten hindres borevæske å lekke ut i sjø. Kontrollsystemet er fordelt mellom kontrollkonteiner og undervanns pumpemodul. Hele systemet blir styrt av en eksplosjonssikker datamaskin som befinner seg hos operatøren.
7. **Nedstengningssystem:** Krav til nødstopningssystem er inkludert som en del av kontrollsystemet. Systemet er utstyrt med to separate ”dødmannsknapper”. En befinner seg på boregulvet og den andre i kontrollkonteineren.

6.5.3 Diskusjon

RMR systemet er testet 3 ganger (pr 2006) med svært vellykket resultat. Testene er utført både onshore og offshore, hvor resultatene var mer enn akseptable. Med unntak av et tilfelle, var det ingen grunn til å forandre utstyret som vart brukt under testene. Likevel er det fortsatt mye som gjenstår før metoden er fullt utviklet og den operative delen er optimal. Spesielt med tanke på operasjonsprosedyrer er det et stykke igjen.

Testene som er gjort viser at det er mulig å spare opp til flere dager pr brønn som bores ved å ta i bruk RMR metoden. Videre testing er planlagt for 2007, blant annet for å påvise at systemet kan håndtere full rekkevidde av brønndesignet ved Sakhalin området.

En annen utfordring er operasjonell sikkerhet ved møte av grunn gass. En av de største sikkerhets fordelene til systemet, under boring av grunn gass områder, er muligheten til å velge slamvekt og opprette riktig volum for på denne måten og utnytte fordelene ved et lukket sirkulasjonssystem.

7 Hvordan håndtere grunn gass ved PreRig konseptet

7.1 Krav til barrierer

I delkapittelene over er det gitt en beskrivelse av forskjellige metoder og utstyr som kan tas i bruk under konstruksjon av topphull. Før rapporten kan gi noen anbefalinger vil det også være viktig å se på hvilke krav i regelverket som må oppfylles.

I aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer går det frem at:

- ”Ved bore- og brønnaktiviteter skal det være testede brønnbarrierer med tilstrekkelig uavhengighet, jf. også innretningsforskriften § 47 om brønnbarrierer. Dersom en barriere svikter, skal det ikke utføres andre aktiviteter i brønnen enn de som har til hensikt å gjenopprette barrieren.”

For å oppfylle kravet til barrierer som nevnt i første ledd, bør standarden NORSOK D-010 revisjon 3 kapittel 4.2 og 15 tas i bruk. I denne standarden kommer det også frem at det skal være minimum to barrierer tilgjengelig under all brønnaktivitet og operasjoner, hvor det kan oppstå trykkforskjeller som kan medføre ukontrollert strømning. Brønnbarrierene skal også kunne motstå maksimum differensialtrykk som kan oppstå.

I Norsok D-010 revisjon 3 kapittel 5.3 går det frem at topphulls boring kan utføres med kun væskesøyle som den eneste brønnbarriere, men at en dermed ikke skal penetrere grunne gasslommer.

7.2 Diskusjon og anbefaling

7.2.1 Avledningssystemet

Som vist tidligere er ikke avledningssystemet lengre i bruk pga store mangler og feil ved systemet. Derfor er ikke avledningssystemet noe reelt valg i dag. Dette er og et system som vil kreve mye utstyr og ta stor plass på innretningen. I PreRig tilfelle er dekksplass en mangelvare og alt utstyr som skal fraktes på fartøyet vil måtte vurderes nøye.

7.2.2 THBOP

Topp hulls BOP er et verktøy som i utgangspunktet kan være svært aktuelt å ta i bruk i senere fremtid. Men det er to hovedgrunner til at dette verktøyet ikke kan brukes ved PreRig tilfelle. Den første er at det ikke eksisterer utgaver at dette verktøyet som vil kunne inngå i en 9 7/8” pilothull (eller mindre pilothull), og den andre er at den utgaven som eksisterer ikke er tilstrekkelig testet og oppfyller dermed ikke aktivitetsforskriftens § 76.

Den dokumentasjonen som eksisterer viser kun at THBOP er testet noen få ganger med relativt gode resultat med tanke på slitasje. Men siden det ikke kan dokumenteres at den er prøvd i situasjoner hvor den er utløst eller har møtt grunn gass, kan en ikke si noe om sannsynligheten for at den vil feile eller ikke.

7.2.3 Havbunnsavledningssystem

For PreRig tilfelle vil det nok være et bedre alternativ å ta i bruk dette systemet i motsetning til THBOP. Dette systemet er heller ikke markedsført i senere tid men har vært i bruk tidligere, f.eks. så har det vært i bruk på Treasure Saga (nå Transocean Winner). Dette betyr at systemet er testet og utprøvd og dermed oppfyller det § 76 i aktivitetsforskriften. En av de negative sidene ved denne type system er at de styres vha hydraulisk signal, noe som medfører at det kreves ekstra forbindelse til fartøyet i form av en kontrollkabel for å kunne operere disse.

7.2.4 Dynamisk drepemetode

Denne metoden er nok den mest utbredte metoden for å kunne stanse eventuell utstrømning fra en brønn. For PreRig tilfelle vil den ha en ekstra fordel om konseptet blir utført med 8 ½" diameter på pilothullet. På den andre siden vil denne metoden kreve forhåndsoppveing av slam for at det ikke skal oppstå brudd i brønnformasjonen og for det skal være nok tyngde i slammet til å stoppe en utstrømning.

Av metoder og utstyr som er vurdert i denne rapporten vil dynamisk drepemetode klart være den mest attraktive metoden.

7.2.5 Riserless Mud Recovery System (RMR)

Dette er et relativt nytt konsept som fortsatt er på teststadiet. Det er kun utført 3 tester (per 2006), men til gjengjeld har disse testene hatt svært gode resultater. Det positive med et slik system er at det har alle fordeler som kommer med et lukket sirkulasjonssystem. En av det klart negative sidene med dette systemet er at det vil kreve svært mye utstyr og dermed også mye dekkplass. En annen side ved denne metoden er at det sannsynligvis vil måtte følge petroleumsloven og få utdelt en samsvarsuttalelse(SUT), dvs. at en må ta i bruk en innretning og dermed går en bort fra PreRig konseptet om et "lettere" fartøy. Metoden vil også få betydelig større kostnader enn hva som er målet ved PreRig konseptet og dermed vil det være lite aktuelt å bruke denne metoden som et alternativ til PreRig i dag.

7.3 Regelverket om nødevakuering

I aktivitetsforskriften § 68, bokstav d, går det frem at:

- ”personellet på innretningen kan evakueres raskt og effektivt til enhver tid.”

Hvor det i innretningsforskriften § 43 om evakueringsmidler står:

- ”Som evakueringsmidler for evakuering til sjøen skal det brukes fritt-fall-livbåter, supplert med redningsstrømper og tilhørende redningsflåter.”

Dette kravet gjelder i utgangspunktet for innretninger og ikke for fartøy.

En av fordelene med å ta i bruk et lettere fartøy vil være muligheten til å kunne ”rømme” lokasjonen om det skulle bli nødvendig. Under HAZID analysen som vart utført kom det frem ideer til hvordan en skulle forlate brønnområdet. Det vart dermed diskutert om det kunne være aktuelt å regelrett slite av borestrengen ved å gi ”gass” om gassen skulle komme opp på dekk. Som rapporten viser i neste kapittel går det frem at det skal mye til for at et fartøy klarer å slite i stykker en borestreng, og om den faktisk skulle klare det vil det fortsatt være umulig å vite hvordan borestrengen oppfører seg etter bruddet uten videre numeriske beregninger. Rapporten har derfor foreslått to alternativ til hvordan dette problemet kan løses. En passiv metode og en aktiv metode.

7.4 Nødevakuering

Om det skulle oppstå situasjoner hvor det møtes grunn gass og hvor sikkerhetstiltakene for å stoppe gassen feiler, vil fartøyet måtte forlate brønnslokasjonen. Evakuering vil først være aktuelt om det er fare for at gassen kommer opp til havoverflaten og utsetter mannskapet og fartøyet for eksplosjonsfare. Som nevnt tidligere i rapporten vil det kun være snakk om få minutter før gassen når overflaten, avhengig av dybde og utslippsmengde.

Ved evakuering vil det være svært viktig å tenke på naturlige forhold som retningen på vind og havstrøm. Fartøy vil i utgangspunktet ligge opp mot vinden, noe som fører til at eventuell gass på overflaten skal blåse bort fra fartøyet. Samtidig vil det være avgjørende at luftinntak til fartøyet er ”sikret”, i den forstand at fartøy er utstyrt med gassdetektor og Rig Saver (ref kap 8.2). Konsekvensene av gass i luftinntak kan være full nedstengning og ”drift off”. I dette tilfelle vil borestrengen fungere som et anker om ikke alternative tiltak for å kutte strengen er på plass. Siste utvei vil da være å ta i bruk livbåter for å unngå gassen.

På vindstille dager vil det være anbefalt å stenge ned produksjonen hvis området som skal bores er ligger innenfor grunnklassifisering I, II eller III.(ref kap 4.3: Klassifisering) Dette pga stor fare for gassinntak på fartøy og dermed reduseres muligheter for å komme seg bort fra lokasjonen.

Nødevakuering vil i seg selv være en beredskapsmetode som i utgangspunktet ikke vil avhenge av de andre sikkerhetstiltakene. Siden fartøyet skal forlate brønnlokasjonen så raskt som mulig under gasshendelser, vil det være viktig å se på tiltak for å kutte borestrengen siden avkobling på vanlig måte vil ta for lang tid og farlige hendelser kan oppstå i dette tidsrommet.

7.5 Brudd i borestreng

Et borerør skal i utgangspunktet kunne bære vekten av hele borestrengen. Strekkbelastningen øker derfor etter hvor langt opp på strengen røret er installert. Stålets flytegrense og rørets tverrsnittsareal vil avgjøre hvor stor påkjenning/kraft som må til for å kunne slite røret. Disse verdien vil være oppgitt i tabeller i DDH. Når strekkbelastningen overskrider rørets flytegrense vil det oppstå deformasjon(innsnevring) og brudd. (Ved bruk av tabellene i DDH bør det også tas hensyn til hvor stor slitasje røret allerede har vært utsatt for, hvilken klasse det har.)

Siden dette er en mindre boreoperasjon tar rapporten utgangspunkt i at borestrengen har en diameter på 5 1/2". Tabell 7.1 er hentet fra DDH B17.

Diameter	Klasse	Stålkvalitet	Maks strekk [10^3 daN]
5 1/2"	I	G 105	309.8
5 1/2"	Premium	G 105	243.8
5 1/2"	II	G 105	211.4

Tabell 7.1 viser hvor stor kraft som må til for å kunne slite borestrengen ved eventuell evakuering. (Siden det ved nød evakuering vil oppstå bøyning/ knekking i røret, vil det oppstå feil i materialet og rørspenningen i det punktet vil bli større. Tallene i tabellen vil derfor ikke være helt riktige, men er en god tilnærming)

Ved å sammenlikne tallene i tabell 7.1 med hvor stor trekraft fartøyet har(bollard pull, BP), er det mulig å finne ut om fartøyet faktisk klarer å slite seg løs fra borelokasjonen eller om det kun vil oppstå skader på fartøy og/eller utstyr.

Setter derfor opp et eksempel med utgangspunkt i Island Vanguard[28].

Eksempel

Island Vanguard har en effekt på 15 600 kW (21 216 HBP), noe som tilsvarer en trekraft på ca 230 t. Antar at borestreng har en diameter på 5 1/2", stålkvalitet G 105 med en maks

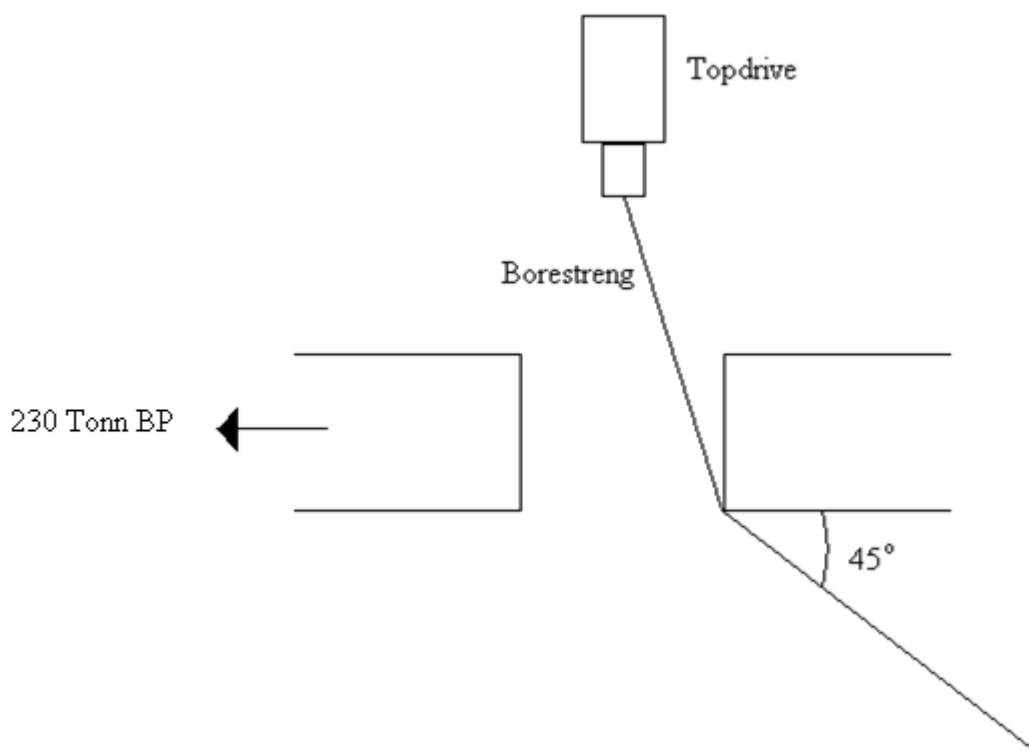
strekkraft på $309.8 \cdot 10^3$ daN. Antar Klasse I. Setter opp med 45° vinkel mellom borestreng og fartøy (ref figur 7.1). Siden størst spenning oppstår oppe på borestreng sees det bort fra vekt på streng. Antar lite eller ingen friksjon mellom streng og fartøy.

$$BP = T \cdot \sin 45^\circ \approx 219 \text{ t}$$

Dette betyr at Island Vanguard har nok trekraft til å slite seg løs fra borestrengen ved nød-
evakuering under de gitte forutsetninger. På den andre siden skal det ikke mye forandring i
antakelsene før at fartøyet ikke vil klare å slite seg løs. F.eks. om fartøyet ikke klarer å
opprettholde strekk i borestrengen vil vinkelen mellom borestreng og fartøy bli mindre og
fartøyet vil dermed ikke klare å slite av borestreng. Borestrengen vil dermed fungere som et
anker, noe som ville vært svært lite ideelt i en slik situasjon.

Andre fartøy som f.eks. Island Frontier, som har mindre trekraft enn Island Vanguard, vil ha
enda mindre sannsynlighet for å kunne slite seg løs fra borestrengen.

Figur 7.1: Viser en skisse over borestreng som er festet i Topdrive ved nødevakuering.



7.5.1 Diskusjon

Under det gitte antagelser som er gjort vil det som sagt være mulig å slite seg løs, men pga at det vil oppstå store krefter i strengen like før den ryker er det kan vi ikke uten videre undersøkelser si noe om hvordan den vil oppføre seg etter bruddet er oppstått. Siden det også mest sannsynlig at det vil oppstå brudd i strengen hvor det er knekk i den (ref figur 7.1) pga de store spenningene som oppstår her, vil det fortsatt henge borerør fra topdrive og ned til dette punktet. Hvordan denne delen av strengen oppfører seg etter brudd er uvisst. Med andre ord så har en lite eller ingen kontroll på strengen etter at den slites løs og den kan dermed utgjøre stor fare for både personell og utstyr/fartøy om det skulle oppstå tilbakeslag i den.

På grunn av dette vil det være lurt å vurdere alternative tiltak for å kutte borerstrengen og dermed sikre fri passasje bort fra lokasjonen. Rapporten foreslår to alternative metoder, en passiv metode og en aktiv metode.

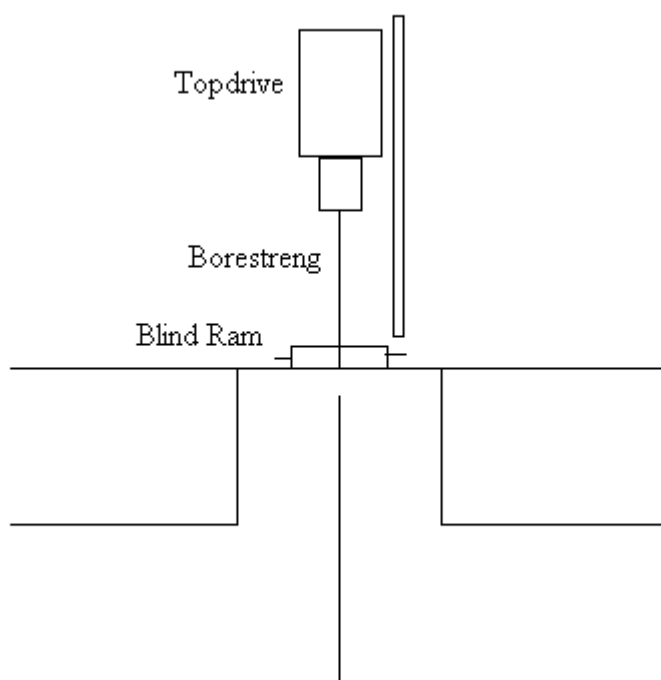
7.6 Shear ram

En type BOP som stenger ringrommet rundt borestrengen og er utstyrt med stålblad designet for å kutte borestrengen om brønnen skulle starte og strømme, og de primære barrierene har feilet. I Pre Rig Well Construction vil det ikke være noe krav til at det skal stenge ringrommet siden den kun skal kutte borestreng for å sikre fri passasje bort fra brønnlokasjonen. Derfor kan "blind ram" -typen tas i bruk.

Det eksisterer flere typer av dette verktøyet som gir mulighet til å kutte både ved havoverflate og ved havbunn. I Pre Rig tilfelle skal den kun brukes til å kutte borestreng så derfor vil det være en klar fordel om borestrengen kuttet ved havoverflaten. Dette pga at ved kutting på havbunn trengs det ekstra utstyr ved havbunn, samt at borestreng til overflaten fortsatt er festet i topdrive, noe som vil medføre at det tar lengre tid å komme seg bort under nød evakuering.

Verktøyet er plassert på surface stack hvor den aktiviseres vha hydraulisk væske, men det er også muligheter for å kunne aktivere den manuelt. Shear ram er ofte siste mulig barriere og det er derfor svært viktig at den fungerer og er tilgjengelig ved nødsituasjoner. Siden hovedfunksjonen er å kutte borerøret vil det kunne oppstå svært kritiske situasjoner om den skulle feile. Det er derfor anbefalt at drivakslinger og utløsermekanismen er installert og klar til bruk.

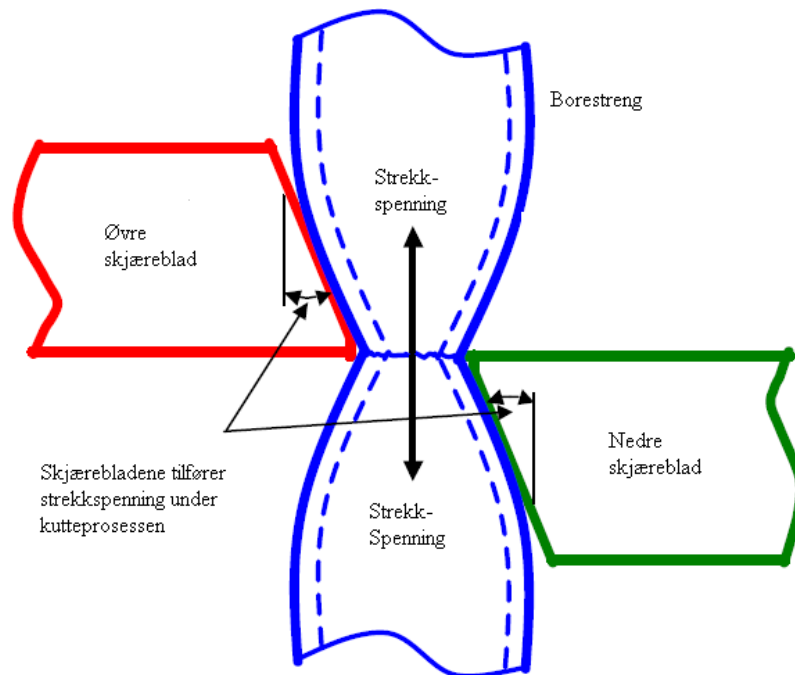
Figur7.2: Viser en skisse av borestrengen som kuttes vha en shear ram.



For at verktøyet skal kunne tas i bruk i Pre Rig konseptet vil det stilles krav til minimum trykk og størrelse. Størrelsen vil spille en viktig rolle fordi selve borekronen på 9 7/8" skal kunne passere gjennom verktøyet, mens på den andre siden er det viktig å ta hensyn til hvor stor plass verktøyet vil ta ombord. Minimum trykk som skal til for å kutte borerøret må være høyere enn bruddgrensen til røret. Dvs:

$$P_{L \min} > f_{y \max}$$

Hvor: $P_{L \min}$ = Lukketrykk og $f_{y \max}$ = Maks flytegrense



Figur7.3:Skjæreblad som kutter borerør[29]

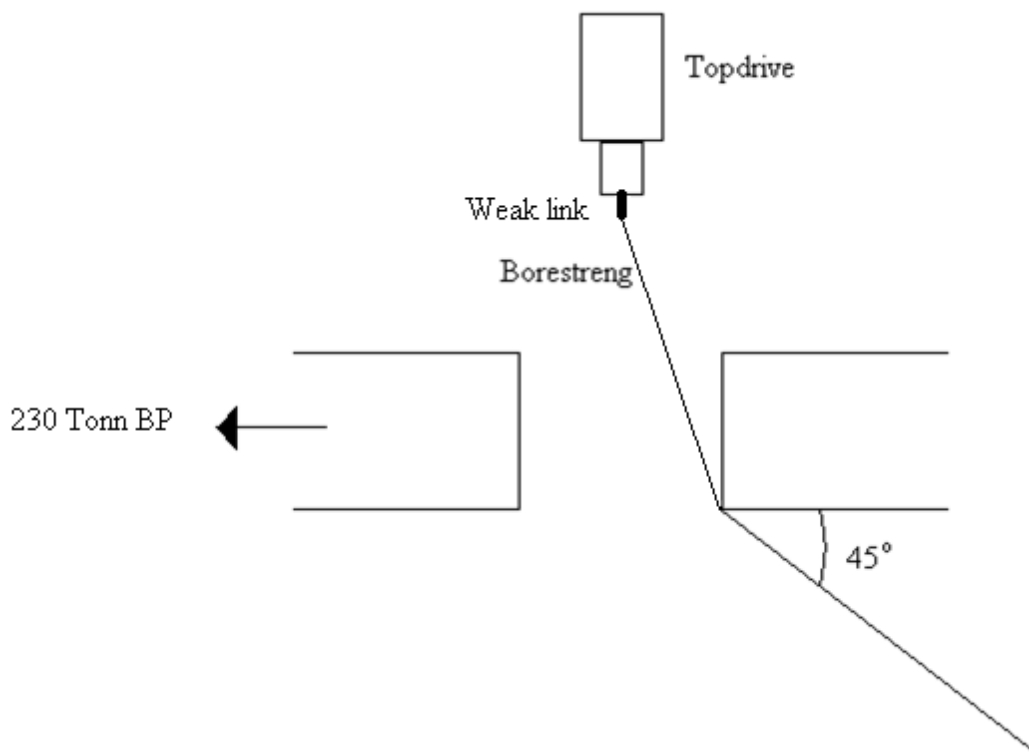
Fordelen med den aktive metoden er at den gir personellet ombord på fartøyet kontrollen over kutteprosessen, hvor det også er mulig å operere verktøyet manuelt om det skulle oppstå problem. Den negative siden er at verktøyet vil kreve mer plass ombord på et fartøy som allerede har mye utstyr og relativt lite plass. Likevel vil rapporten anbefale denne metoden.

7.6.1 Weak link

Å installere et svakt ledd over borestrengen vil være en passiv metode for å kunne sikre at borestrengen faktisk ryker ved eventuell nød evakuering. Det svake leddet må tåle mindre strekkraften selve borestrengen, men likevel være så kraftig at den ikke ryker under vanlig operasjon. Ved å plassere det svake leddet rett under topdrive som vist på figur 7.4 vil en også ha mer kontroll over strengen i den forstand at en er fullstendig fri og unngår tilbakeslag.

Ved installasjon av et svakere ledd, vil det som nevnt være viktig at det ryker ved mindre påkjenninger en selve borestrengen. På den andre siden må også dette leddet kunne tåle:

- Minimum strekkspenning
- Minimum moment
- Minimum vridningsmoment (torque)
- Minimum skjærspenning



Figur 7.4: Viser en skisse over borestreng tilkoblet en weak link.

7.6.2 Topdrive

En topdrive er en hydraulisk eller elektrisk motor, opphengt/festet i derrick som roterer borestreng og borekrone under selv boreoperasjonen. Ved bruk av topdrive elimineres behovet for tradisjonell "kelly" og reduserer mengden av fysisk arbeid og farene ved det. Å ta i bruk topdrive medfører økt effektivitet under operasjoner.

Ved valg av topdrive vil det være avgjørende hvor mye last den klarer å holde på, spesielt om det skal være aktuelt å slite sag løs fra brønn ved eventuell nød evakuering. I utgangspunktet skal den brukes til å bore et pilothull ned til maks 1000 meter.

Eksempel

Antar 500 meters dybde, noe som gir 1500 meter 5 ½" borestreng og 50 meter BHA [1].

$$1500 \text{ m } 5 \frac{1}{2}'' \text{ borerør} = 50.2 \text{ tonn}$$

$$50 \text{ m BHA} = 240 \text{ tonn}$$

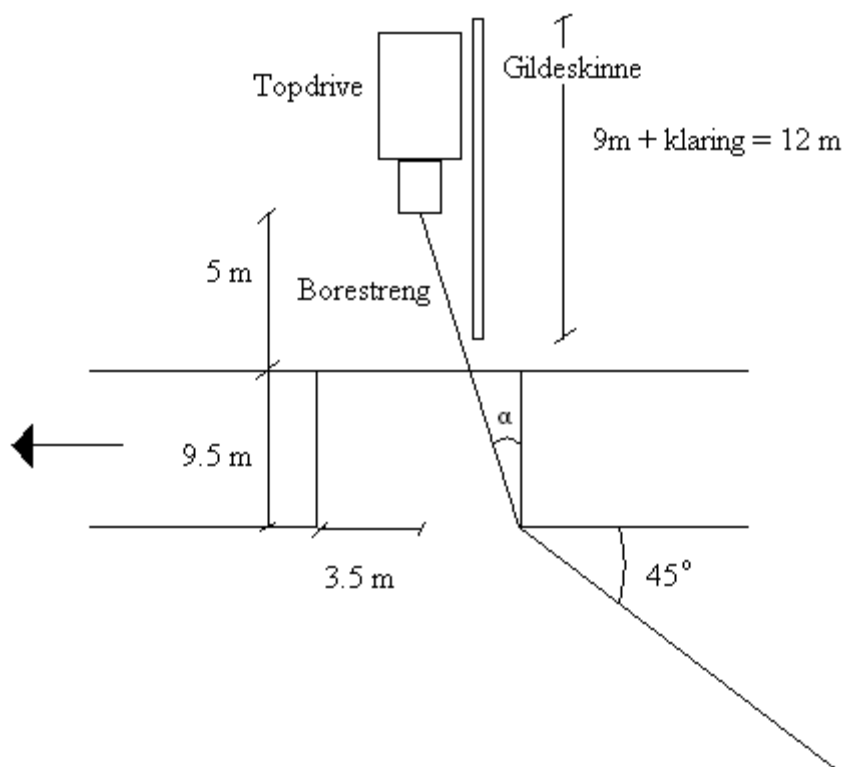
Topdrive skal i utgangspunktet klare å holde på 290.2 tonn.

Ved nød evakuering ryker borestreng ved:

$$T \approx 310 \text{ tonn}$$

Dette betyr at topdrive må kunne tåle påkjenninger på minimum 310 tonn om det skal være aktuelt å slite borestrengen under nød evakuering.

Topdrivens glideskinne vil bli utsatt for moment som oppstår ved nød evakuering.



Figur 7.5 : Skisse over illustrerer moment som oppstår i topdrive.

Eksempel II: Moment

Antar topdrive i posisjon som vist i figur 7.5. Topdrive plassert i senter av moonpool. Dette gir en $\alpha \approx 15^\circ$. Det vil dermed oppstå både vertikale og horisontale krefter i topdrive.

$$T_v = T * \cos 15^\circ = 310 \text{ t} * \cos 15^\circ = 299.5 \text{ t}$$

$$T_h = T * \sin 15^\circ = 310 \text{ t} * \sin 15^\circ = 80.2 \text{ t}$$

Moment som oppstår i gildeskinnen vil være avhengig av avstanden x mellom topdrive og skinnen.

$$M = T_v * x \quad [\text{Nm}]$$

Hvor x er avstanden fra topdriven til gildeskinnen den er festet til.

Ved valg av topdrive bør overnevnte faktorer legges til grunn. Dette først og fremst av sikkerhetsmessige årsaker, men også med tanke på fysiske størrelser siden konseptet skal inngå i et mindre fartøy. For topdriven sin del vil det ikke by på problemer om fartøyet skulle

prøve å slite seg løs fra borestrengen, da det eksisterer store og kraftige topdrivere som er designet for å kunne tåle de påkjenninger som det er snakk om i dette tilfellet.

For mindre fartøy som f.eks. LWI eller AHTS fartøy, vil det vridningsmomentet som oppstår i borestrengen overføres til derricken eller til A-rammen ved bruk av topdrive. Dette vil medføre store krefter i opphenget og siden denne ikke er designet for å kunne tåle disse påkjenninger, kan det være lurt å vurdere andre alternativ enn topdrive.

7.6.3 Mud motor

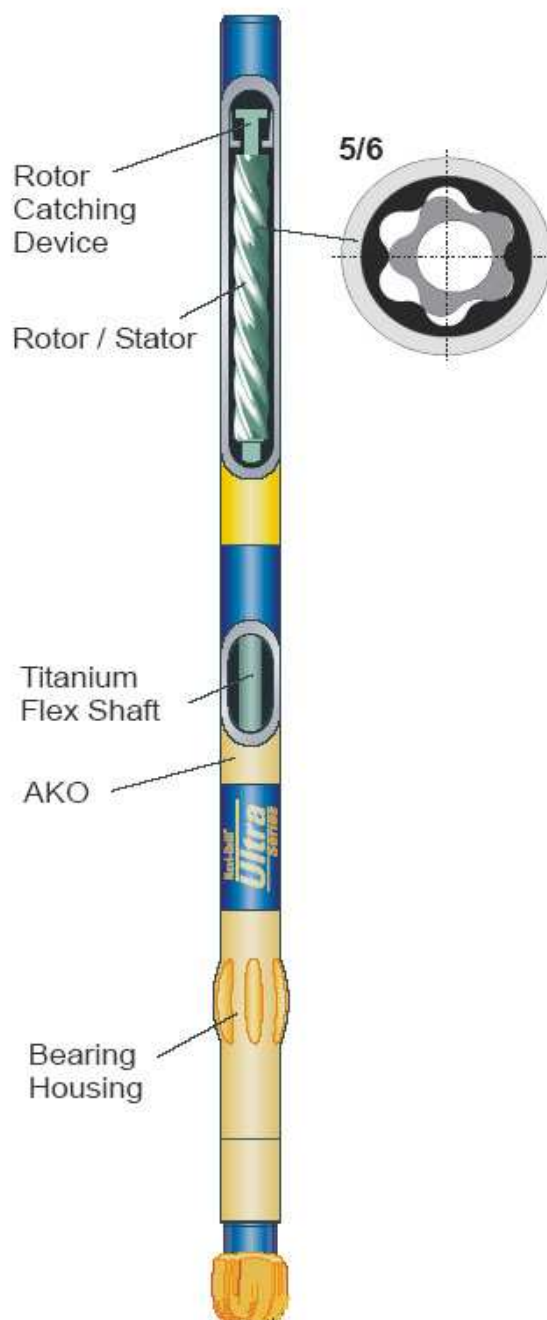
En mud motor (slam-motor) er en (forskyvningsmotor) fortrenningsmotor som utnytter den hydrauliske effekten av borevæsken til å drive borekronen. For å kunne ta i bruk en mud motor vil det også være nødvendig å bruke en tradisjonell kelly. Vha av en kelly (vil) kan kreftene fra vridningsmomentet overføres til fartøyet og ikke til derrick eller A-rammen. Dermed unngår en å dimensjonere derrick for at det vil oppstå problemer pga vridningsmomentet i opphenget.

Borestrengen (borerøret) henger i (går gjennom) kellyen som på sin side beveger seg nedover med røret til det er klart for å sette på et nytt rør, for så å bli heist tilbake til utgangspunktet.

Men selv om en tar i bruk mud motor ved vil en fortsatt ikke unngå problemstillingen med hvordan en skal koble av ved nødsituasjoner.

Kellyen beveger seg ned gjennom en ikke-roterende føring som må monteres på et eget ”drill-floor” et stykke over dekk. Etter boring av en rørlengde løftes kelly og streng opp slik at strengen kan henges av for innkopling av ny rørlengde.

Nød- frakopling ved en shear-ram kan i et slikt tilfelle arrangeres ved montering av en slik under ”drill-floor” og med kapasitet til å skjære selve kellyen.



Figur 7.6: Mud motor[1]

7.6.4 Diskusjon mud motor

For PreRig konseptet er nok dette alternativer være det mest aktuelle til valg av boremotor. Først og fremst siden den er mer egnet til bruk ved mindre fartøy enn hva en topdrive er med tanke på fysiske størrelser men også at en unngår vridningsmoment i derrick. Fra produsentene sin side er det også sagt at det vil være fordeler å bruke mud motor framfor topdriv, gjennom harde formasjoner, som f.eks. gjennom kampesteiner[1].

7.7 Konklusjon anbefalinger

Som rapporten har vist er det flere metoder som kan være aktuelle som løsning på problemstillingen. I PreRig tilfelle vil det anbefales å bore uten stigerør for å unngå å få gassen direkte opp på fartøy, og dermed brukes også "Atlanterhavet" som væskesøyle. Dynamisk drepemetode er den mest aktuelle av metodene som er nevnt her siden det andre alternativene ikke er markedsført eller oppfyller regelverket. Rapporten har tatt utgangspunkt i at det brukes 9 7/8" borekrone i PreRig tilfelle, men ved å ta i bruk 8 1/2" borekrone kan en oppnå en større "strupeeffekt". Det er også anbefalt å utstyre fartøyet med en metode for å kunne kutte borestrengen ved nødsituasjoner, da borestrengen vil fungere som et anker og dermed utsetter personell for faresituasjoner.

8 Regelverksanvendelse

8.1 Generelt om norsk regelverk for fartøy og mobile innretning

8.1.1 Fartøy

Siden denne rapporten i utgangspunktet omhandler offshore aktivitet vil dette del kapitlet fokusere litt på hvilke regler offshore service fartøy må oppfylle. Det er viktig å huske på at det skiller mellom ”standard” fartøy som AHTS og intervensjons fartøy som RWL.

Generelt så vil et fartøy bygges etter skipsreglene (grønn bok) hos Sjøfartsdirektoratet (SD) og må oppfylle klasseregler om klassifisering av skip fra Det norske Veritas. Dvs. at det følger et maritimt regelverk som igjen betyr at det stilles mindre krav til et fartøy i forhold til en innretning. Arbeidsmiljøloven med forskrifter får i utgangspunktet ikke anvendelse på fartøy. Alle norske fartøy skal også underlegges Sjødyktighetsloven, hvor det i § 1 første kapittel, blant annet fremgår at:

- ”Norske skip på 50 tonnasjeenheter/registertonn brutto og derover skal være underkastet kontroll etter denne lov. Kontrollen omfatter ethvert forhold som betinger eller kan innvirke på skipets sjødyktighet.”

Videre i paragrafen går det også frem at:

- ”Etter Kongens bestemmelse kan loven i den utstrekning som anses påkrevd, også gis anvendelse på:
 1. Skip av mindre tonnasje enn nevnt i første ledd
 2. boreplattformer og andre flyttbare innretninger for undersøkelse etter, utnyttelse, lagring eller transport av undersjøiske naturforekomster, samt flyttbare innretninger til hjelp for slik virksomhet;
 3. flytekran, flytedokk, mudderapparat og andre flytende innretninger.”

Loven kan også gjelde for utenlandske fartøy og innretninger når de befinner seg i norsk farvann.

Videre i § 2 går det frem at et fartøy er usjødyktig når:

- ”Et Skib betragtes som usjødygtigt, naar det paa Grund af Mangler ved Skrogudrustning, Maskineri eller Bemanding eller paa Grund af Overlastning eller mangelfuld Lastning eller af andre Grunde befinder sig i saadan Forfatning, at det under Hensyntagen til den Fart, hvorfor Skibet er bestemt, maa ansees forbundet med større Fare for Menneskeliv at gaa tilsjøs med samme, end Bedriften som saadan sædvansmæssig medfører.”

For offshore service fartøy vil det i tillegg til SDs og DnVs regelverk også stilles krav ut fra Oljedirektoratets lover og forskrifter om petroleumsvirksomhet, samt fra NOROK om krav til marine operasjoner og fra IMOs retningslinjer for fartøyer utstyrt med dynamisk posisjoneringssystem[30].

Oljedirektoratet stiller normalt ikke noen krav til fartøyets maritime sikkerhet. Når det gjelder f.eks. beredskapsfartøy har Oljedirektoratet som norm å vise til SDs forskrift om beredskapsfartøy.

Når det gjelder de generelle krav for offshore fartøy, med tanke på konstruksjon, utrustning og operasjon på norsk kontinentalsokkel vil disse reguleres av fartøyets flaggstat, samt deler av Oljedirektoratets regelverk. Dette betyr at fartøyets flaggstat vil være ansvarlig for regulering og tilsyn med fartøyets maritime sikkerhet, dvs. konstruksjon, stabilitet, bemanning, sikkerhet under navigasjon og sertifisering. For krav til konstruksjon og skrogtypen skal dette oppfylle gjeldende krav fra classeselskap (f.eks. DnV) og myndigheter.

8.1.2 Mobile Innretninger

Petroleumsregelverket har et hovedskille mellom det som defineres som innretning og det som defineres som fartøy. Regelverket stiller mer omfattende krav til innretninger enn til fartøy. Et fartøy går fra å være et fartøy til en innretning så snart som det tar del i petroleumsvirksomhet, om ikke annet er spesifisert. Men for at fartøyet skal kunne brukes som en innretning vil det måtte kvalifiseres til å få en Samsvarsuttalelse (SUT) som følge av lov fra 1. Januar 2004 som sier at Samsvarsuttalelse blir obligatorisk for alle flyttbare boreinnretninger.

En innretning er jo også per definisjon et fartøy, men den bygges etter Regler for Mobile Innretninger (rød bok) hos Sjøfartsdirektoratet, og må i tillegg også tilfredsstille kravene til Petroleumstilsynet. Ptil sitt regelverk dekker arbeidsmiljø, utsettingsarrangement for livbåter, alt topside-utstyr inkludert systemer for brønnkontroll. Alt dette skal være iht. Petroleumstilsynets regelverk og skal i tillegg etterleve Norsok-standarder. For både nye og eksisterende innretninger vil rammeforskriften, aktivitetsforskriften, styringsforskriften og opplysningspliktforskriften gjelde.

Petroleumsloven § 1-6, bokstav d, går det fram at en innretning er definert som;

- " installasjon, anlegg og annet utstyr for petroleumsvirksomhet, likevel ikke forsynings- og hjelpefartøy eller skip som transporterer petroleum i bulk."

Både petroleumsloven med forskrifter og arbeidsmiljøloven med forskrifter får full anvendelse på innretninger.

Sertifisering av alle mobile innretninger som opererer under norsk flagg utføres av underavdelingen for flyttbare innretninger hos Sjøfartsdirektoratet. Avdelingen vedlikeholder allerede utstedte "Letter of Compliance" (LOC) til utenlandsflaggede innretninger som har dokumentert at de tilfredsstiller norske krav. Avdelingen yter også bistand til Oljedirektoratet på maritime områder i tilsynet på norsk sokkel.

I følge sjøfartsdirektoratet foreskrifter; FOR 1987-09-04 nr 856: Forskrift om bygging av flyttbare innretninger, § 1 punkt 1, er en innretning definert som:

- ”Flyttbar plattform, herunder boreskip, som har utstyr for boring etter undersjøiske petroleumsforekomster, og flyttbar plattform til annet bruk enn boring etter undersjøiske petroleumsforekomster.”

For flyttbare innretninger er dessuten deler av Sjøfartsdirektoratets forskrifter adoptert for maritime anlegg. Dette gjelder

- innretningsforskriften § 38 om ballastsystem,
- innretningsforskriften § 63 om stabilitet,
- innretningsforskriften § 64 om forankring, fortøyning og posisjonering,
- innretningsforskriften § 65 om dreieskive (turret).

Det norske Veritas (DnV) har regler og standarder for mobile innretninger som anses for å være ledende i verden, og som ofte benyttes til som referanser i industrien. En rekke lands myndigheter gir samtykke til maritime sertifikater og drift, med referater til DnVs klasseregler. I Norge er DnVs standarder referert i Oljedirektoratets regelverk og der legges DnVs klasseregler og standarder til grunn for Samsvarsuttalelse (SUT) som er gitt av norske myndigheter. DnV har internasjonal erfaring med offshore klassifikasjon hvor deres klassede enheter opererer over hele verden i samsvar med gjeldende regelverk utstedt av FNs maritime organisasjon, IMO. Enheter med klasse i DnV opererer under alle slags klimatiske og oseanografiske forhold og tilfredsstiller de strengeste krav som stilles, eksempelvis i Canada og Norge.

For innretninger generelt vil det alltid foreligge en liste med avvik, siden det vil være umulig å oppfylle alle krav til enhver tid. Dette på grunn av at regelverket forandrer seg hele tiden, f.eks. vil SDs ”regler for flyttbare innretninger” (rød bok), komme med ny revisjon hvert 4. år. Når det blir utgitt en ny revisjon er det den som vil være gjeldende.

8.2 Forskjell mellom fartøy og innretning

Som nevnt i foregående kapittel vil kravene til fartøy og innretninger være svært forskjellige. Dette kapittelet tar for seg hovedforskjellene mellom fartøy og innretninger, for å gi et klarere bilde av hva som rent teknisk skiller disse. Kravene til de mobile innretningene er på mange områder betydelig strengere i forhold til skipsreglene (jfr Innretningsforskriften §§ 6 & 7), f.eks:

- hydrostatisk stabilitet
- arbeidsmiljø som støy / vibrasjoner, lysforhold
- forankring / dynamisk posisjonering
- brann og gass deteksjon
- brannsikring
- innredning
- bemanning

Det er krav til nedstengning av spjeld i luftinntak til innredning og maskineri når en arbeider som en offshore-enhet. Når det gjelder tripping av ventilasjon (lukking av spjeld) til innredning/boligkvarter skal dette skje ved deteksjon på en sensor lavt nivå (20%). Alle andre steder i uniten skal deteksjon skje ved at man detekterer gass på 2 sensorer lavt nivå (20%) eller 1 sensor høyt nivå (60%).

Generator sett/Motorer har egen ventilering(Rør) utvendig og helt til turbolader. Her er det ikke gass deteksjon men det brukes en Rig Saver på motor. Rig saver er en ventil som står på innsugningsrøret til turbolader. Hensikten med denne ventilen er at motoren blir regelrett kvalt når den lukkes, slik at den får ikke luft/gass.

Rig saver fungerer på den måten at når motoren begynner å suge inn gass, vil dette gi økt forbrenning og dermed høyere turtall. For å opprettholde ønsket turtall vil motorens regulator gi mindre diesel til motoren. Dette går bra helt til at motor suger inn så mye gass at den utelukket går på gass. Da vil turtallet øke igjen, og det er ingenting som kan regulere turtallet, ei heller noen måte å stoppe motoren på. Det er da Rig saven trer inn og kveler motoren. Dette for at motoren ikke skal ruse ut, og regelrett gå i oppløsning (Total Havari) Altså er det et krav til en innretning til å ha komplett EsD anlegg, noe som et fartøy ikke trenger.

Et annet krav til innretninger er at det skal være bedre dokumentasjon på stålqualiteten ifm. eksplosjonsanalyser. Reder må også gjøre mange analyser og design-verifikasjoner i forbindelse med byggingen. Dette er krav som Petroleumstilsynet og Klaseselskap, som DnV, vil kreve før innretning kan godkjennes til bruk. En direkte konsekvens av dette er økte kostnader. I arbeidsmiljøloven er det stilt krav til at arbeidstakerene skal være med i design-verifikasjoner for å kunne være med å utforme sin egen arbeidsplass. Dette krav gjelder ikke for fartøy.

Det vil også være strengere krav til innredning og redningsutstyr på en innretning enn hva som er på et fartøy. Dvs. at en innretning skal måtte tilfredstille Norsok standard. f.eks.

vil det kreves av en innretning:

- hospital, pluss et forberedt nød-hospital,
- bedre støyreduksjon og støydempende tiltak (eks: super silent thrusters),
- bruk av flammehemmende materiale,
- minimum størrelse i alle korridorer og ledere,
- alle senger skal stå på dørken med minimum lengde på 2,2 m,
- strengere krav til redningsutstyr,
- økt antall livbåter, av typen stup-livbåt

For personell på fartøy vil det normalt være 4-4 arbeidsplan, mens for innretninger er det krav i regelverket om at personell skal gå på en 2-4 arbeidsplan. Dette medfører en økning i kostnader siden det kreves mer mannskap.

Det skal i tillegg være avskilte systemer med brannklasse mellom maskinrom og tavlerom. Innretningen skal også være utstyrt med en nødbro, i tilfelle brann på hovedbro. Kravet er at det skal kunne brenne i 60 minutter uten at brannen skal kunne spre seg fra et maskinrom til et annet, eller fra en bro til den andre. Videre er det krav til brannklasse mellom innredning og hoveddekket av fartøyet, dette i tilfelle det oppstår en hydrokarbonbrann. En innretning skal også være utstyrt med DP Klasse 3, dvs. at det skal være uavhengige referanser for DP systemet. Når det gjelder stabilitet vil det være betydelig strengere krav for en innretning enn for et fartøy. En innretning vil ha krav om å tåle lekkasje i to skott (compartments) etter en eventuell kollisjon, hvor et fartøy kun har krav om å tåle lekkasje i ett skott, uten å vesentlig forringe stabiliteten. Det vil også være et krav om dobbelt skrog på en innretning for at det ikke skal være lagret fuel mot det ytterste skottet, noe som en ikke trenger på et fartøy.

Siden det er stor fare for lekkasje av hydrokarboner på dekk vil det være krav om et eget oppsamlingssystem for såkalt "hazardous drain" (fluid). Størrelsen på dette systemet vil avhenge av hvilken klasse en bygger etter.

8.3 Fartøy eller innretning i regelverket

Det har lenge vært diskusjon rundt temaet om fartøy og innretninger. Ut fra regelverket er det klare retningslinjer som skiller et fartøy fra en innretning, men diskusjonen omhandler ofte til hvilke oppgaver som kan bli utført av et fartøy og hvilke oppgaver som må bli utført av en innretning. I regelverket fremgår det klart at all virksomhet med utstyr for petroleumsvirksomhet, med unntak av frakt om ikke annet er spesifisert, vil kreve en innretning, ref: Petroleumsloven §1-6 bokstav d.

I petroleumsløven § 1-6, bokstav c går det fram at petroleumsvirksomhet er definert som;

- ”all virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsforkomster, herunder undersøkelse, leteboring og utvinning.”

Det er dermed ikke sagt at all type petroleumsvirksomhet vil kreve en innretning, siden begrepet petroleumsvirksomhet kan diskuteres. Det betyr derimot at hver enkelt tilfelle må diskuteres og vurderes før en kan si noe om hvilke regler som må følges. Altså er det aktiviteten som vil avgjøre om det trengs en innretning eller et fartøy.

I veiledningen til rammeforskriften § 2 finnes det noe informasjon som åpner for diskusjon på dette området. Her fremgår det blant annet at aktiviteter som enkle pumpeaktiviteter uten brønnstyring, installasjon eller demontering på sikrede og forlatte brønner samt vedlikeholdsarbeid på brønnrammer eller brønnhoder uten penetrering av brønnens barrierer, regnes som aktivitet som kan utføres fra fartøy.

For flyttbare innretninger som følger et maritimt driftskonsept, er det i rammeforskriften § 3 om anvendelse av maritimt regelverk i petroleumsvirksomheten åpnet for at en kan velge å bruke relevante tekniske krav i maritimt regelverk i stedet for tekniske krav i regelverket for petroleumsvirksomheten (innretningsforskriften), innenfor de rammene § 3 oppstiller.

I rammeforskrift § 3 fremgår det at:

- For flyttbare innretninger som er registrert i et nasjonalt skipsregister, og som følger et maritimt driftskonsept, kan relevante tekniske krav i Sjøfartsdirektoratets regelverk slik det lyder etter endringene i 2003, med utfyllende klasseregler som er gitt av Det norske Veritas, eller internasjonale flaggstatsregler med utfyllende klasseregler som gir samme sikkerhetsnivå, legges til grunn i stedet for tekniske krav som er gitt i og i medhold av petroleumsløven, med følgende presiseringer og begrensninger:
 - a) denne paragrafen omfatter bare bestemmelser om forhold av maritim karakter som ikke er direkte knyttet til den petroleumsfunksjonen som innretningen skal utføre. Paragrafen omfatter ikke bestemmelser om:
 - bore- og prosessutstyr,
 - allmenngyldige lyd- og lysalarmer,
 - utstyr for personellforflytting og krav til personellforflytting på boredekk,
 - bestemmelser om arbeidsmiljøet for øvrig,
 - de aktivitetene som skal utføres i petroleumsvirksomheten.

Petroleumstilsynet kan fastsette tilleggskrav på områdene som nevnt i § 3, når disse kravene kan begrunnes ut fra sikkerhetsmessige hensyn. Bestemmelsen kan blant annet omfatte flyttbare boreinnretninger, brønnintervensjonsinnretninger, flerbruksinnretninger og enkelte typer flyttbare produksjonsinnretninger. Bestemmelsen omfatter således ikke faste innretninger, flytende produksjonsinnretninger som er permanent plassert, lagerskip og liknende, det vil si innretninger som skal operere på et felt i lang tid med permanent plassering, og har derfor ikke forutsetninger for å følge en maritim drifts- og vedlikeholdsfilosofi.

Bruk av maritimt regelverk forutsetter et maritimt driftskonsept, og dette legges til grunn ved sokkelmyndighetens håndheving av rammeforskriften § 3. Administrative bestemmelser som bestemmelser om ikrafttredelse etc. i Sjøfartsdirektoratets regelverk, gjelder imidlertid ikke. Rammeforskriften åpner for bruk av internasjonale flaggstatsregler, med utfyllende klasseregler som gir samme sikkerhetsnivå. Det er opp til den ansvarlige å dokumentere at sikkerhetsnivået i disse er tilsvarende nivået i Sjøfartsdirektoratets regelverk med tilhørende DnV-Offshore Standards.

Det fremgår dermed at for gitte aktiviteter kan en skille mellom fartøy og utstyr som skal brukes under aktiviteten. Petroleumsløven med forskrifter stiller, på fartøy, krav til fartøyfunksjonene. Det vil si de forhold om bord på fartøyet som får betydning for innretningen eller personell om bord på innretningen noe som igjen betyr at et fartøy kan følge Sjøfartsdirektoratets lover, mens for utstyret, systemer og prosedyrer vil petroleumsløven og innretningsloven gjelde. Med dette menes at en ikke trenger søke om SUT for selve fartøyet men det vil måtte søkes om SUT for alt utstyr (pumper, foringrør, BHA, osv.) som skal inngå i aktivitetene.

9 Andvendelse av regelverk for PreRig aktiviteter

Dette kapittelet vil se på hvordan PreRig konseptet faller inn under regelverket. Hvilket regelverk som skal gjelde for konseptet vil avhenge om enheten anses som innretning eller fartøy ut fra regelverket for petroleumsvirksomhet. Rapporten her vil selvfølgelig ikke dekke alle krav og forskrifter til konseptet da dette faller utenfor oppgaven.

Behovet for SUT vil avhenge av hvilke type boring PreRig fartøyet skal utføre. Aktivitetene kan i utgangspunktet bli definert på to forskjellige måter:

1. Undersøkelsesboring.
2. Produksjonsboring.(leteboring)

Siden PreRig aktivitetene har som formål å forberede brønnlokasjonen for å redusere risikoen for en borerigg, vil det være klart at PreRig aktivitetene ikke kan defineres som produksjonsboring.

For PreRig tilfelle vil følgende oppgaver være aktuelle:

- Undersøkelse av havbunnsformasjoner til ca 200 meter. Dette blir definert som geoteknisk og petrofysiske aktiviteter.
- Forberedelse av brønnlokasjon for boring og installasjon av brønnfundament.
- Fastslå tilstedeværelse av grunn gass ved boring av pilothull opp til ca 800 meter. Dvs. geologisk og geokjemiske aktiviteter.
- Installere surface casing

I petroleumsloven § 1-6, bokstav e spesifiseres undersøkelser som:

- ”geologiske, petrofysiske, geofysiske, geokjemiske og geotekniske aktiviteter, herunder grunne boringer.”

Samt petroleumslovens definisjon § 1-6, bokstav f spesifiserer leteboring som:

- ”boring av undersøkelses- og avgrensningsbrønner, samt drift og bruk av innretning i den utstrekning den anvendes til leteboring”

Hvor det i Oljedirektoratets petroleumsforskrift § 30 om traséundersøkelser og andre grunnundersøkelser, siste ledd fremgår at:

- ”Ved traséundersøkelser og andre grunnundersøkelser kan det ikke bores dypere enn 200 meter under sjøbunnen.”

Og hvor det i opplysningspliktforskriften (opf) § 5 bokstav a og b, går frem at:

- Operatøren må ha samtykke
 - a) før gjennomføring av undersøkelser der det skal bores dypere enn 200 meter under sjøbunnen,
 - b) før gjennomføring av leteboringer,

Dermed går det fram at bokstav f i petroleumsloven stiller dermed krav til at det er gitt tillatelse til å bore, samt godkjenning av boreenheten (Approval of consent, AoC), og av bokstav e, samt opf § 5 fremgår det at dersom tillatelse er gitt fra myndighetene må være gitt som følger:

- < 200 meter: Undersøkelsestillatelse (”Investigation approval”)
- > 200 meter: Tillatelse (”consent”)

Dette betyr at dersom PreRig aktivitetene er definert som undersøkelsesaktiviteter vil det ikke være nødvendig med SUT for boreenheten og kun en undersøkelsestillatelse vil være tilstrekkelig. Om aktivitetene defineres som utforskningsaktiviteter eller leteboring, vil ikke kravet om 200 meter være gjeldende. Det betyr at selv om første del av letebrønn er under 200 meter vil en likevel måtte ha en SUT siden det ikke er dybden i seg selv som er avgjørende

for hvilke type boring det er. Dette vil også føre til at boreenheten som skal tas i bruk vil måtte bli designet etter kravene til en innretning og få utdelt en SUT.

I Kap 8.1.2 vart det sett at Sjøfartsdirektoratets forskrift om bygging av flyttbare innretninger, § 1 punkt 1, er en innretning definert som:

- ”Flyttbar plattform, herunder boreskip, som har utstyr for boring etter undersjøiske petroleumsforekomster, og flyttbar plattform til annet bruk enn boring etter undersjøiske petroleumsforekomster”

Det kan derfor argumenteres for at PreRig konseptet ikke faller inn under denne definisjonen fordi PreRig fartøyet ikke skal bore etter petroleumsforekomster, men kun tilrettelegge for at en innretning ved et senere tidspunkt skal kunne utføre denne oppgaven. Hele PreRig konseptet er basert på å unngå petroleumsforekomster, og da spesielt grunn gass, så langt som det er mulig. Dermed skulle det også være mulig å kunne definere PreRig aktivitetene som undersøkelsesaktiviteter. Men for at dette skal være mulig må det en forandring til i regelverket siden undersøkelsesaktiviteter kun kan utføres ned til 200 meter eller det vil måtte søkes om en dispensasjon for det spesifikke tilfelle.

Om en ser kun på selve aktivitetene så kan en sammenlikne disse med geoteknisk og petrofysiske aktiviteter og med undervannsinstallasjoner. Ingen av disse aktivitetene krever at fartøyet har fått utdelt en samsvarsuttalelse (SUT) da det fremgår i regelverket at seismiske eller geologiske undersøkelser med fartøy og annen sammenlignbar aktivitet regnes som sjøfart.

I Aktivitetsforskriften § 13 om forundersøkelser, fremgår det at :

- ”Før innretninger plasseres skal det utføres nødvendige forundersøkelser som sikrer forsvarlig installering, bruk og disponering av innretningene.”

Hvor det i bokstav d i veiledningen til paragrafen fremgår at:

- ” ved grunn gass-undersøkelser settes krav til type, dekningsgrad og tolking.”

Videre fremgår det at dersom undersøkelsene viser at sannsynligheten for å plassere fundamenter over gassholdige formasjoner er større enn én prosent, bør det velges en annen plassering.

Denne paragrafen, som gjelder for all type petroleumboring, vil igjen være med å styrke argumentasjonen for at PreRig aktivitetene vil prøve å unngå grunne gass formasjoner.

På den andre siden er det ikke mulig med 100 % sikkerhet å fastslå tilstedeværelse av grunn gass før en faktisk har boret gjennom formasjonen . Det er derfor særdeles viktig å ha utstyr ombord som vil sikre personelle og utstyr ved eventuelle strømninger.

I aktivitetsforskriften § 74 om grunn gass og grunne formasjonsvæsker fremgår det at:

- ”Den ansvarlige skal sikre at nødvendige tiltak er planlagt og kan settes i verk for å håndtere situasjoner med grunn gass eller andre formasjonsvæsker.”

Som det kom frem i forrige kapittel (8.3) under rammeforskriften § 3, kan en ved visse aktiviteter skille mellom fartøy og utstyr i regelverket. Topp hulls aktivitetene kan rent fysisk utføres av et ”lettere fartøy”, f.eks. RWI (Riserless Well Intervention) fartøy eller AHTS (Anchor Handling Tug Supply) fartøy, (jf Bucentaur / Troll prosjektet hvor det vart boret og komplettert en geoteknisk brønn med en dybde på under 200 meter). Disse fartøyene følger et maritimt regelverk, mens selve topp hulls aktivitetene vil kreve utstyr som bør følge petroleumloven siden det er en fare for at grunn gass situasjoner kan oppstå.

For PreRig tilfelle vil følgende aktiviteter måtte følge petroleumloven. Dvs. at følgende aktiviteter i vil måtte få utdelt en SUT:

- Forundersøkelser.
- Utstyret som skal brukes i PreRig aktivitetene.
- Sikkerheten.
- Mannskapets opplæring og kvalifikasjoner.
- Arbeidsmiljø.

Som det kom frem i kapittel 8.2, er det tydelig at en innretning vil måtte ha mer utstyr enn et fartøy for å kunne opprettfølge kravene og reglene i de forskjellige forskrifter. Om en ser på PreRig tilfellet vil dette være Pre-BOP aktiviteter, og dermed trengs det betydelig mindre utstyr for å utføre operasjonen. Aktivitetene unngår å måtte bruke utstyr som BOP, ChokeManifold, mud room m/degasser, etc, noe som vil være et krav til en ”normal” borerigg.

Om en sammenlikner PreRig tilfelle med andre aktiviteter som er utført av fartøy er det klart at PreRig aktivitetene medfører betydelig mindre risiko for både mannskap og utstyr. Seawell er et fartøy som med samtykke av Petroleumstilsynet har fått utdelt en AoC etter oppgraderinger er foretatt, selv om det foreligger en liste med avvik ut fra krav til innretninger, og dermed anses fartøyet som en innretning. Ser en på aktivitetene som Seawell har utført så går dette på lett brønnintervensjon (LBI), som kabelbasert brønnvedlikehold, datainnsamling og tilleggsperforering. For å kunne utføre disse operasjonene på en forsvarlig måte vil utstyret som er i bruk på Seawell kunne håndtere trykkforandringer i brønnen.

Til slutt så vil det være viktig å få frem at siden det ikke er klare retningslinjer for PreRig konseptet i regelverket, vil det måtte tolkes som en alternativ metode for å kunne utføre disse aktivitetene. Det vil derfor måtte fremlegges dokumentasjon som viser at konseptet møter alle krav som er framsatt i regelverket.

I rammeforskriftens § 18 første ledd, om dokumentasjon går det frem at:

- Den ansvarlige skal sikre at det kan skaffes til veie dokumentasjon som viser at krav fastsatt i og i medhold av denne forskriften, er oppfylt. Omfanget av dokumentasjonen skal være tilpasset virksomhetens egenart og den aktiviteten som gjennomføres.

I veiledningen til rammeforskriftens § 59 andre ledd, om unntak, står det blant annet at:

- På området helse-, arbeidsmiljø- og sikkerhet under arbeidsmiljøloven , helselovgivningen og petroleumsloven betyr videreføringen av gjeldende rett at myndighetene på visse vilkår kan lempe på krav som følger av helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen, eller godta andre likeverdige løsninger enn de som følger av spesifikke forskriftskrav.

Dette betyr at regelverket krever en dokumentasjon av at en er i overensstemmelse med kravene om en velger en annen likeverdig løsning og at en klarer å opprettholde sikkerhetsnivået. Dersom unntaket kan ha betydning for sikkerheten og arbeidsmiljøet, skal en uttalelse fra arbeidstakernes tillitsvalgte om søknaden legges ved søknaden om unntak. Søknaden for unntak, vil gjerne innehold beskrivelse og begrunnelse av situasjonen, samt angi hvilke kompensierende tiltak som er tiltenkt.

10 Konklusjon

Rapporten har vist at det er en klar økonomisk fordel å ta i bruk PreRig konseptet, blant annet fordi dagratene er betydelig lavere for mindre fartøy og en kan spare opp til 10 dager per brønn. For boreriggene sin del kan dette medføre at de blir mer tilgjengelige og dermed kan de raskere tas i bruk på andre felt/områder. Med andre ord kan de klare å bore flere brønner per år.

Det vil være vesentlig at PreRig konseptet klarer å dokumentere at aktivitetene vil bli utført på en like trygg eller trygget metode enn hva som er mulig for en borerigg. I rapporten går det frem at det er mulig å håndtere den grunn gassen på en forsvarlig måte. Dvs. at en kan ta i bruk noen av de samme metodene som en standard borerigg bruker. Samtidig har det vært spørsmål på hvordan den grunn gassen vil påvirke mindre fartøy mht. stabilitet- og oppdriftsproblemer. Av tidligere undersøkelser som er gjort på dette område er det grunnlag for å stille spørsmålstegn ved hele problemstilling, da undersøkelsene viser at de moderate mengdene med grunn gass ikke vil få de store konsekvensene, hverken ved grunne eller store dyp.

Rapporten viser også at ved grunnngassituasjoner vil det ikke ta lang tid fra penetrering av gasslommen til gassen befinner seg ved havoverflaten. Selv om gassen ikke vil skape problemer for fartøyet med tanke på oppdrift og stabilitet, vil det være viktig at det foreligger en evakueringsplan og at denne kan dokumenteres slik at sikkerheten best mulig ivaretas

I kapittel 8 og 9 er det sett på hvordan regelverket kan knyttes opp til PreRig tilfellet og en kan konkludere med at det er 3 forskjellige alternativ til hvordan en kan muliggjøre disse aktivitetene vha et fartøy.

Det første alternativet vil være å ta i bruk et fartøy som er definert ut i fra Sjøfartsdirektoratets regelverk, dvs grønn bok. Rent økonomisk, med dagens rater, er dette alternativet det som er mest attraktivt. Det som vil være nøkkelfaktoren her, vil være å argumentere og dokumentere ovenfor Ptil at en faktisk ikke trenger en SUT for selv fartøyet, men at det blir utdelt en SUT for utstyret som skal brukes i operasjonene.

Det andre alternativet vil være å ta i bruk et fartøy som vil gjennomgå oppgraderinger fra grønn bok til rød bok, dvs. til en innretning. Dette vil i utgangspunktet være en kostbar affære og siden det er svært mange krav som må oppfylles vil det være umulig å kunne møte alle krav. Men siden fartøyet ikke skal bore en fullskala brønn men kun drive med geotekniske og geologiske aktiviteter, trenger det ikke å møte alle krav. Dette er blitt gjort tidligere med f.eks. Seawell som i dag er, per definisjon, en innretning og dermed godkjent(utdelt SUT) for å utføre lette brønnaktiviteter. På grunn av de høye ekstra kostnadene vil dermed dette alternativet være mindre attraktivt enn det første.

Det siste alternativet vil være å ta i bruk et fartøy som allerede er godkjent for lette brønnaktiviteter, dvs. et fartøy som er per definisjon en innretning og allerede har fått utdelt en SUT, som f.eks. Island Frontier. Dette betyr at fartøyet kan oppfylle kravet under

rammeforskriften § 3, hvor en kan ved visse aktiviteter skille mellom fartøy og utstyr i regelverket uten større oppgraderinger. Siden det på disse fartøy er omtrent dobbel så høy dagrate på som det er på "enkle" fartøy (f.eks. AHTS) vil også dette alternativet være mindre attraktivt enn det første alternativet.

Disse tre alternativene kan alle, i teorien, brukes til å utføre PreRig aktivitetene. Men før en endelig klarering på hvilket alternativ som kan tas i bruk kommer på plass, vil det være avgjørende å avklare med Ptil om hvordan en kan definere aktivitetene, dvs. om en kan definere de som undersøkelsesboring eller leteboring. Altså vil det være nødvendig å ha en åpen og konstruktiv dialog med Ptil for å avgjøre rammevilkårene rundt aktivitetene.

11 Referanseliste

1. Pre Rig Well Construction study report
Stand. H 2007
2. Boreteknologi
Jørgensen, Einar
Vett & viten AS, 1999
3. Blowout from shallow gas pockets
Brakestad, H & Vormedal, L.

Scanpower AS 1983
4. Eni Norge
Casing design manual. 2005
5. Statoil governing document
Drilling and completion operation.
7.2 Tophole drilling. S 14-15
03.07.07
6. Boreteknologi: (Kurs ved Høgskolesenteret i Stavange)
Brønndynamikk ved grunn gassutblåsninger. 1986. S 2, 3, 24-25
Homstevdt, Gunder
7. Refraksjonsseismikk til prediksjon av grunn gass. 1991
Sundvor, Erling
8. http://www.ptil.no/Norsk/Helse+miljo+og+sikkerhet/HMS-aktuelt/7_grunn_gass_rapport.htm
Dato: 15.03.07
9. <http://www.ptil.no/NR/rdonlyres/4D4D791A-0836-4630-86F1-D4C1EA8FF0C4/12986/GrunngassRapport.pdf>
Dato: 15.03.07
10. Boreteknologi: (Kurs ved Høgskolesenteret i Stavange)
Grunn gass - Problemstillinger ved valg av metoder og utstyr. S 3
Gil, Bjarte
11. Norsk Standard N-003 Feb 99 Kap 8.4
12. <http://jwco.com/technical-litterature/p07.htm>
Dato 10.03.07
13. www.ptil.no/NR/rdonlyres/91DF0038-CE96-4301-B31B-84F5933A171D/12166/PresentasjonSafetecRev011.ppt -
Dato 12.03.07
14. Blowout from shallow gas pockets, risk analysis covering, drilling vessel stability and gas fire
volume II. S 55-65
Scandpower AS 1983

15. Guidelines for drillsite Selection and Near surface Drilling hazard surveys.
Bruce, Robert J. og Shipp, R. Craig.
19.02.03
www.iodp.org/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=1218
Side 5-8
Dato: 05.03.07
16. Shallow gas seminar.1987
Topic 1: Shallow gas – the exstent off it’s spread
Aamot, Roar.
17. Shallow gas seminar.1987
Topic2: high resolution seismic data acquisition
Lutro, Jan
18. <http://www.ldeo.columbia.edu/BRG/ODP/LOGGING/MANUAL/Pages/glossary.html#Anchor%20to%20L>
Dato: 20.04.07
19. Seabed Pockmarks and Seepages. 1988. S 14-22, 33
Hovland, M og Judd, A, G
Graham & Trotman
20. <http://www.searchanddiscovery.net/documents/2003/schroot/images/schroot.pdf>
Side 4
Dato:21.03.07
21. Shallow gas seminar.1987
Topic 5: equipment and procedures for handling shallow gas
Barfod Schuller, Reidar
22. <http://jwco.com/technical-litterature/p07.htm> Dato 10/3-07
Dato: 20.03.07
23. Roxar ASA ved Melberg, Kjartan
24. <http://www.hydril.com/pdf/pressureControlBrochures/BOP%20Products.pdf>
Dato: 23.04.07
25. <http://www.peteng.com/jmm/ecd01.html>
Dato: 09.05.07
26. <http://www.petrisc.com/docs/dynamickill.pdf>
Dato: 09.05.07
27. Deployment of a riserless mud recovery system offshore Sakhalin Island
SPE Drilling conference. 2003
.Demonstration and Qualification of a Riserless Dual Gradient System
Offshore technology conference. 2005
28. <http://www.islandoffshore.com/index.php?cid=25>
Dato 12.05.07
29. [http://www.mms.gov/tarprojects/463/\(463\)%20West%20Engineering%20Final%20Report.pdf](http://www.mms.gov/tarprojects/463/(463)%20West%20Engineering%20Final%20Report.pdf)
Side 8
Dato:12.05.07

30. <http://www.olf.no/?11784.pdf>
Side 7-9
Dato 07.06.07
31. Oljedirektoratets rapport om "West Vanguard" ulykken.
Oljedirektoratet, 1987
32. Offshore Field Developement.
Odland, Jonas. 2000
33. Mechanics of drilling.
Aadnøy, Bernt Sigve.