



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering:

Vårsemesteret, 2007

Maskinteknikk, Offshoreteknologi
fordypning: Marin og Undervannsteknikk

Åpen / ~~Konfidensiell~~

Forfatter: Paul H. Jørs

.....
(signatur forfatter)

Faglig ansvarlig: Prof. Arnfinn Nergaard

Veileder(e): Jan O. Andersen

Tittel på masteroppgaven: Boring uten stigerør på ultradypt vann
Engelsk tittel: Riserless Drilling on ultra deep water

Studiepoeng:

30

Emneord: Boring
Stigerør
Ultradyp

Sidetall:66.....
+ vedlegg/annet: ...7.....

Stavanger, ...13.6.2007.....
dato/år

Forord

Denne rapporten inngår som en del av siv.ing/master i Maskinteknikk, Offshore teknologi, retning marin og undervannsteknikk.

Oppgaven var gitt av Seadrill

Rapporten har sin bakgrunn i bransjens stadige krav om tilgjengelighet for boring på stadig dypere vann. Spesifikt ser den på utfordringene knyttet til bruken av stigerør ved boring, og det å kunne klare seg uten stigerør i topphullsfasen av en brønn.

Skrijving av oppgaven har vært utfordrende i forhold til kompetanse på området, men har vært meget lærerikt.

Jeg ønsker å takke veiledere: prof. Arnfinn Nergaard, UIS og Jan O. Andersen, Seadrill samt Bjørn Brakstad, AGR

Stavanger 12.07.2007

Paul H. Jørs

Sammendrag

Boring av letebrønner og produksjonsbrønner til havs byr på utfordringer i forhold til å bore på land. Tradisjonelt benyttes et stigerør fra brønnhodet opp til fartøyet som borer. Dette er fylt med boreslam som blant annet har som funksjon å være den primære sikkerhetsbarriere mot trykket i formasjonen.

Ved boring på store dyp blir dette stigerøret så langt og tungt at man før eller siden kommer til en smertegrense, der man må komme opp med enten helt ny teknologi, eller nyutvikling av gammel, for å kunne møte disse utfordringene.

Norsk oljeindustri er i tet når ny og grenseprengende teknologi utvikles, og det blir her sett både på ny bruk av tidligere brukte metoder, samt helt nye metoder.

Denne oppgave ser på noen av disse nye metodene som er utviklet, eller som er under utvikling. Selve boreoperasjonen blir delt i to faser. Først borer man topphullet som blir boret uten bruk av BOP. Dette kan gjøres fordi risikoen for ukontrollerbare utblåsninger er liten. Siden borer man gjennom BOP, som da er sekundære sikkerhetsbarriere.

For topphullsfasen ser oppgaven på bruk av RMR(Riserless Mud Recovery), som er utviklet av AGR(Ability Group) slik metoden fremstår i dag. Denne metoden gjør det mulig å bore uten bruk av stigerør og med retur av boreslam til rigg.

For BOP-fasen ser oppgaven på forskjellige metoder. Dette er stigerør av alternative materialer, alternative dimensjoner, alternative plasseringer av BOP, samt en kombinasjon RMR med stigerør som også blir utviklet nå hos tidligere nevnte AGR.

De forskjellige metodene blir beskrevet og belyst med hensyn på fortrinn/ulempes.

Opgaven ser ikke på fartøytper og utstyr om bord på disse, men forkuserer på undervannsområdet mellom havbunn og overflate. Likevel må en del boretekniske prinsipper belyses, for å kunne gi en forståelse for begrensningene som rår.

Innholdsfortegnelse

Forord	II
Sammendrag	III
Innholdsfortegnelse	IV
1.0 Bakgrunn for oppgaven	6
2.0 Eksisterende teknologi og metode	7
2.1 Topp hull	7
2.1.1 Begrensninger/diskusjon	7
2.2 BOP-fase	8
2.2.1 Beskrivelse av teknologi	9
2.2.2 Begrensninger – diskusjon	13
3.0 Oversikt over alternative metoder for å møte dypvanns-problematikken	20
3.1 Topp hull	20
3.1.1 RMR	21
3.2 BOP-fase	24
3.2.1 Aluminiums-stigerør	24
3.2.2 Kompositt	27
3.2.3 16” Stigerør	29
3.2.4 CMP	31
3.3 Spesiell teknologi	37
3.3.1 ”Slimhole” boring	37
3.3.2 Atlantis ABS	41
3.3.3 SBOP – tørr BOP	43
4.0 Fokus på RMR – Riserless Mud return	46
4.1 Beskrivelse av prinsipp	48

4.2	Fortrinn	53
4.3	Ulemper	55
4.4	Erfaringer fra bruk	55
5.0	Utfordringer og videre muligheter	57
6.0	Konklusjon	61
7.0	Forkortelser og definisjoner	62
8.0	Figurliste.....	63
9.0	Referanser.....	64
10.0	Vedlegg	66

1.0 Bakgrunn for oppgaven

Noen estimater går på at 80% av verdens uoppdagede olje og gassreserver finnes i områder der vandypet er så stort at de er utenfor rekkevidde om man legger letekostnader og kostnader til boring av brønner til grunn. Det er derfor av stor betydning at man utvikler og kommer opp med bedre teknologi som bidrar til leting og boring/produksjon av olje/gass på ultradype områder.

Ultradype områder blir definert ulikt forskjellige steder, men i denne oppgave brukes std. ISO 13628 "Subsea Productions Systems", som definerer dyp større enn 6000 fot (ca 2000 m) som ultradype

Bransjen har tradisjonelt vært konservativ og med lite nyskapning, men med fokus på stadig større dyp tvinger kravet om fornyet teknologi seg fram.

Hvor i verden?



Figur 1.0

Kartet i fig 1.0 viser hovedområdene for ultradypt aktivitet etter olje og gass i dag.

2.0 Eksisterende teknologi og metode

Den tradisjonelle måten å bore brønner for oljeleting/produksjon offshore, er todelt.

Etter posisjonering og oppankring av borefartøy starter boringen. Man starter da med det som går under betegnelsen topphull.

På en viss dybde i formasjonen er man kommet så dypt at annen fase starter. Da er det påkrevd med ytterligere sikring mot høytrykkssoner, og man monterer en BOP(Blow Out Preventer)

Etter at denne er montert bores det gjennom denne, og alle foringsrør og annet utstyr må kunne føres gjennom BOP.

2.1 Topp hull

Topp hull bores vanligvis i to etapper, først et 36" hull - mindre enn 100m langt. Deretter settes det første foringsrør 30"(Conductor). Så bores et mindre hull, feks. 400-500 m, og neste foringsrør settes. Dette er normalt 20".

Dette topp hull bores uten BOP, og man har dermed kun **en** sikkerhetsbarriere. Dette er boreslammet som blir pumpet ned gjennom borestrengen og ut gjennom borekronen.

Boreslammet har flere funksjoner. Det skal være den primære sikkerhetsbarrieren mot utblåsninger fra formasjonen. Det skal frakte utboret kaks(fjell) ut av borehullet, det skal smøre og kjøle borekronen samt en del andre funksjoner.

2.1.1 Begrensninger/diskusjon

Ved boring var det vanlig før 85 – 90, å bruke et stigerør fra brønnhullet og opp til borefartøyet. Funksjonen som dette hadde, var å frakte boreslammet tilbake til fartøyet, samt å beskytte borestrengen mot miljøet rundt.

Dette hadde den svakhet at stigerøret førte en evnetuell utblåsning opp på borefartøyet, der divertersystemet hadde begrenset funksjon.

Til å bore topp hulls seksjonen(e) har man i de siste 10- 20 årene ikke brukt stigerør. Den vanligste metoden da har vært å bruke sjøvann som boreslam, og bare slippe dette ut i sjøen når det kommer opp av borehullet.("Pump and Dump").

Dette har vært en enkel og ikke minst kostnadsbesparende metode, som man har benyttet i store deler av verden.

Men i tillegg til kravet om mindre forurensning til miljøet har dette også skapt problemer, fordi man har fått en oppsamling av store mengder borekaks ved brønnhodet, som igjen kan vanskeliggjøre ferdigstillelse og klargjøring for produksjon av brønnen.

2.2 BOP-fase

Etter at BOP ,se fig 2.0 er satt, både bores det og settes det foringsrør gjennom denne.

BOP er en stabel ("stack") med avstengings/avskjærings-ventiler, slik at man ved en uforutsett trykkøkning kan stenge av og sirkulere ut brønnen på en sikker måte.

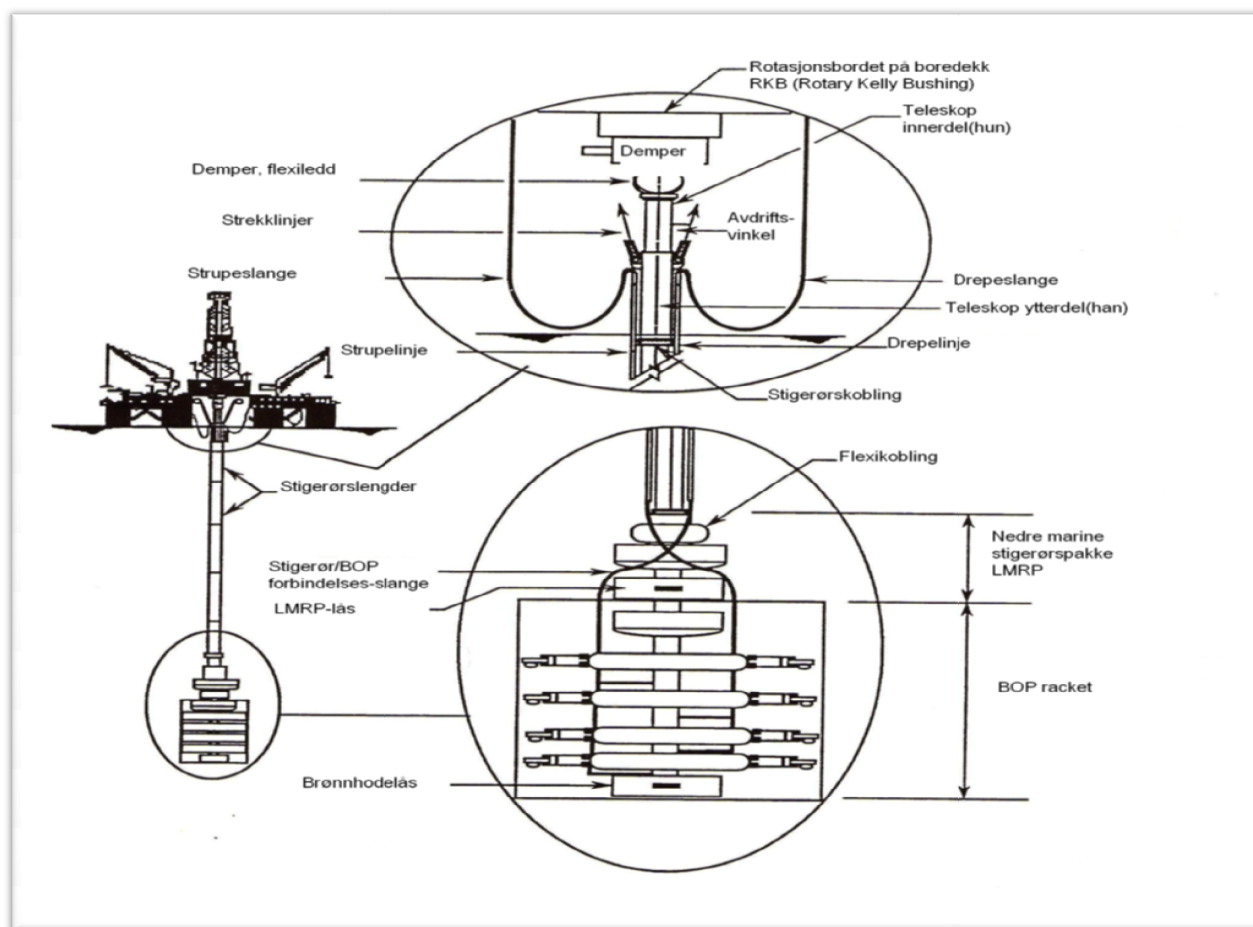
Dette betyr at alt som skal ned i brønnen etter at denne er satt, må være av mindre diameter enn BOPen, som vanligvis er 18^{3/4}".

I tillegg blir det også her benyttet stigerør, vanligvis 21", som foruten å bringe boreslammet i retur til fartøyet skal skape et hydrodynamisk mottrykk tilsvarende poretrykket ved hjelp av slamsøylen i ringrommet.

Nå har man altså to sikkerhetsbarrierer mot ukontrollerte utblåsninger av gass eller olje.

I tillegg beskytter det borestrengen mot miljøet, og er fundamentet/festet for drepe- og strupelinjene som trenges for å kunne stoppe og sluse ut en eventuell olje/gass"kick".

2.2.1 Beskrivelse av teknologi



Figur 2.0 BOP/stigerørssystem¹

Systemet skal:

- Skape sirkulasjonsvei mellom brønn og borefartøy
 - Gjennom annulus ved normal boring
 - Gjennom strupe eller drepe linjen når BOP blir brukt for å sirkulere brønnen
- Gi feste for strupe, drepe, og ekstrastyrslinjer
- Føre verktøy ned i brønnen

¹ Ref 1

Systemet består av:

Strekksystem ref. figur 2.0 ”strekkinjer”

Dette har til hensikt å holde stigerøret i strekk mellom brønnhodet/BOP og fartøyet, og samtidig muliggjøre vertikalbevegelser som fartøyet får grunnet bølger. Dette betyr at strekksystemet må kunne holde et tilnærmet konstant strekk over hele bevegelsesyklusen.

Forenklet sagt virker strekksystemet ved at hydrauliske sylindere med store volum, i kombinasjon med luftfylte akkumulatører, opprettholder et tilnærmet konstant strekk slik at bevegelsene grunnet bølgene ikke overføres til stigerøret.

Strekksystemets kabler er montert i øvre enden av teleskopkoblingens ytre rør (”outer barrel”)

Viktige kriterier er:

Vinkelen mellom strekkinjene og stigerøret, levetiden til wire, størrelse/trykk på akkumulatørene, hydraulikkdimensjonering, friksjonstap.

I tillegg kommer dynamisk strekkgrense (DTL Dynamic Tension Limit)

$$DTL = \frac{P_A \cdot A_{syl}}{N_{LP}}$$

P_A = maks tilgjengelig lufttrykk

A_{syl} = netto sylindervolum

N_{LP} = antall linjer

Rekyl/dempningssystem (recoil)

Dette systemet er inkorporert i strekksystemet og skal motvirke at stigerøret blir ”skutt” opp i fartøyet ved en nødfrakobling fra brønnhodet.

På store dyp er strekket i stigerøret betydelig, og ved en frakobling vil disse akkumulerte kreftene utgjøre en fare.

Systemet vil ved en frakobling stenge akkumulatørene og dempe strekket i strekksystemet.

Teleskopkoblingen, skal kompensere for den relative vertikale bevegelse mellom stigerøret og fartøyet.

Koblingen består av et utvendig rør som er knyttet til stigerøret, og et innvendig som er knyttet til fartøyet.

Kriterier som avgjør valg av teleskopkobling er:

Strekraft, forventet hivbevegelse (maks), ekstra linjer, tetningselementer.

Stigerørskoblingene, er koblingene mellom hver rørseksjon.

Det finnes fire forskjellige koblinger; ”dog type”, flens, threaded union og ”breech-block”.

Stigerørseksjonene har også strupe/drepelinje, montert på utsiden.

Rørseksjonene

Dette er selve rørene som utgjør stigerøret. De viktigste utvelgelseskriterier for disse er;

- Hydrostatiske indre trykk
- Hydrostatiske ytre trykk
- Hydrodynamiske belastninger
- Mekanisk strekk
- Mekaniske krefter grunnet fartøyets bevegelser.

Designparametre er innerdiameter, veggtykkelse, og stål kvalitet.

Innerdiameteren skal kunne muliggjøre setting av foringsrør for brønnen i henhold til planen. Standard ytre diameter er 21”, slik at første foringsrør kan være 16” eller 13 3/8 ”.

Imidlertid gjøres det forsøk med mindre foringsrør ved ultradypt. Dette kan komme de viktigste utfordringene i møte. Se kap 3.2.3

Fleksiledd

Både i øvre og nedre ende av stigerøret er det innebygget et fleksibelt ledd som skal tillate noe horisontal bevegelse for fartøyet.

Nedre stigerørspakke (Lower Marine Riser Package (LMRP))

Dette er utstyr bestående av: Overgang, fleksiledd, en eller flere ringroms-stengeventiler, POD og hydraulisk kobling for tilkobling til BOP.

Designkriteria er bla. bøyestyrke, tilgang for UV-kontrolmoduler, plass, ledsystem .
Kriterier for utvelgelse er; brønnkontroll-tilgjengelighet, trykk/temp, vekt, omgivelse, metoder for nødopprettelse.

Andre elementer på stigerøret eller i LMRP, er:

- Fleksible strupe- og drepelinjer
- Stigerørs-ledeutstyr
- Strupe-drepelinjer som er fastmontert på stigerøret
- Oppdriftsutstyr
- Spesialutstyr
 - 30 tommers lås
 - Stigerørs avhengigsystem.

Analyse av stigerørsrespons

For stigerør er det tre operasjonsmodus:

- Boremodus
- Tilkoblet, men ikke-boremodus
- Frakoblet modus.

Analyse av stigerør er krevende. Man ser på de hydrostatiske, hydrodynamiske og mekaniske lastene som røret blir utsatt for, og beregner spenningene og utmattingen utfra dette.

2.2.2 Begrensninger – diskusjon

Vekten av et 21” stigerør fylt med boreslam gir en betydelig statisk påkjenning på både røret selv og fartøyet som holder det.

I tillegg kommer det dynamiske bidraget som strøm og fartøyets bevegelser bidrar med. Totalt er dette store krefter som igjen gir store spenningspåkjenninger på utstyret.

For å kunne ta disse lastene, må en ha en viss veggtykkelse. Dette fører til at massevekten, strømeffekten og effekten av dynamisk forsterkning blir enda større. Dermed øker kostnadene ytterligere, etter hvert som vanddypet blir større. I tillegg kommer behovet for større og dermed dyrere fartøy.

Vektkontroll

Ved boring med stigerør på store dyp, er det tre hovedlasttilfeller. Disse er:

- Trykk i nedre ende av stigerøret. Dette kommer av $p = \rho gh$
Dette igjen gir ”Burst” – sprengningskriterium

$$\alpha = \frac{\Delta \rho D_1}{2t}$$

Lasttilfellet har veggtykkelsen som bestemmende parameter, og dette influerer derfor på vekten av stigerøret.

- Strekk i øvre ende. Her vil kritisk verdi være når nedre ende er frakoblet.

Det er i denne oppgaven tatt et representativt utvalg av installerte halvt-nedsenkbare borerigger, og sett på forholdet mellom maks operasjonsdyp og strekkapasitet.

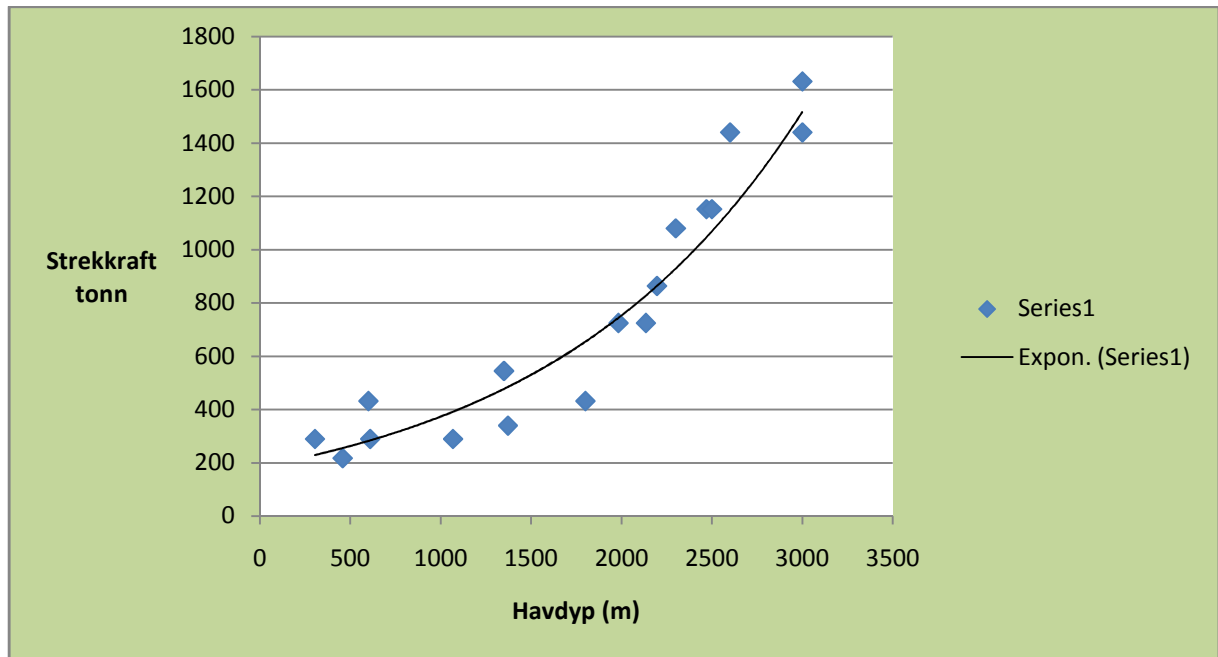
Det var ønskelig å se på sammenhengen mellom maks operasjonsdybde, og strekkapasitet om bord på fartøyene. Dette for å kunne se om det var en beskrivende eksponet for hvor mye strekkapasiteten økte med økende vanddyper. Se fig 2.1. Eksempler på riggdata, se vedlegg 1.

	Dybde meter	Strekraft i tonn
Transocean Prospected	458	218
Sedco 706	305	290
Sedco 703	610	290
Actinia	1068	290
Transocean Leader	1372	340
West Alpha	600	432
West Venture	1800	432
Transocean Rather	1350	545
Sedco 707	1983	725
Discoverer Seven Seas	2135	725
Deepwater Navigator	2196	864
xx	2300	1080
Cajun Express	2470	1152
West Hercules	2500	1152
West E-drill	2600	1440
Leiv Eriksson	3000	1440
Deepwater Millenium	3000	1631

 Figur 2.1 ²

Vekten av selve stigerøret er en funksjon av både lengde og veggtykkelse. Dermed ser en at vekten får en eksponensiell økning med størrelsen på havdypet. Se fig 2.2

² Ref 6, 25, 26



Figur 2.2

Formelen for denne eksponenten:

$$F(x) = 198,25 * (1,000671^x)$$

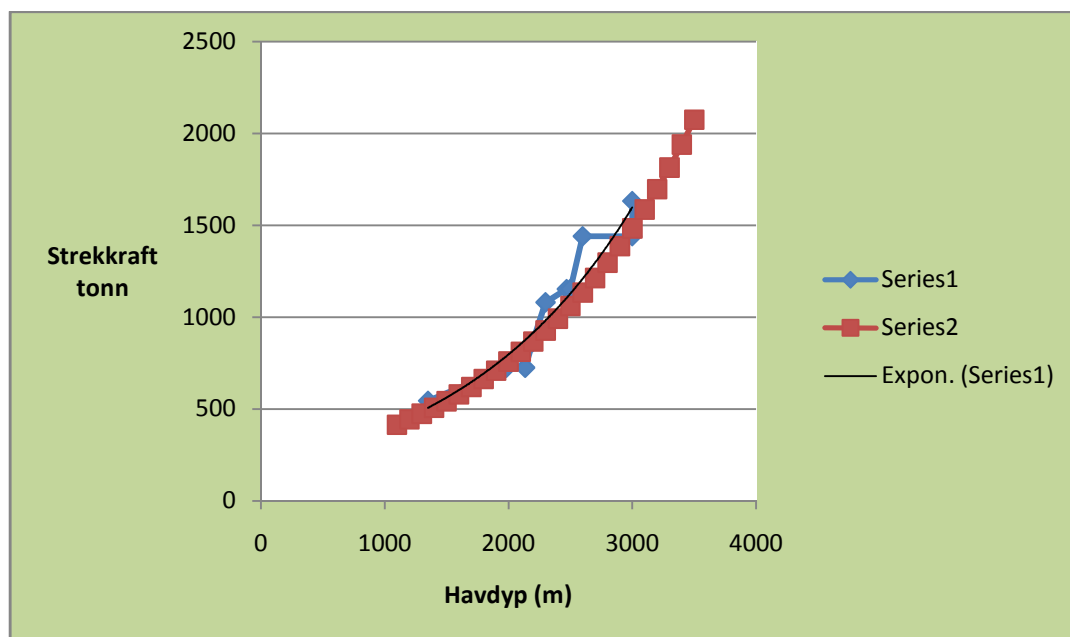
$F(x)$ = Strekkraft-kapasitet på borefartøy som funksjon av dybden(x) i tonn

Til å beregne denne formelen er det brukt eksponensiell regresjonsanalyse på kalkulator :

Texas TI 89

Serie 1: Plottet verdier fra tab 2.1

Expon: Kurvetilpasning



Figur 2.3

Denne grafen (Fig 2.3) viser samsvar mellom funksjon og plotting av funksjonen til 3500 meter.

Serie 1, viser den virkelige plottingen.

Seria 2, viser plottingen etter funksjonen.

Om man skulle bruke dagens teknologi med tradisjonelle stigerør til 4.000 meter, ville man etter denne plottingen, måtte beregne strekkraften på fartøyet til 2.900 tonn, som er en økning på 96% fra nivået på 3000m.

Lastpåvirkning

Lastvirkningen grunnet høy vekt medfører behov for sterkere stigerørskoblinger mellom rørlengdene, tykkere rør som igjen øker vekten, samt bedre stålqualität.

Man må være spesielt bevisst på å fjerne unødig stål fra koblinger og braketter. Det er også mulig å bruke lengre sveiste rørlengder som gir lavere vekt pr. meter rør.

Hydrater

Ved boring på dypt vann er det fare for at temperaturen på boreslammet bli lav. Hvis det forekommer gass i stigerøret kan det dannes hydrater som igjen kan medføre tilstopping i ventiler etc.

Oppdrift

I forbindelse med at vektene øker, kan man benytte oppdriftslegemer. Dette kan være skumbeholdere og flyteelementer. Disse skal transporteres og monteres, så dette bidrar til å komplisere operasjonen, samt å øke kostnadene.

Operasjonskapasitet:

Tårnet på fartøyet som skal operere stigerøret, må ha kapasitet til å kunne løfte dette. For mange fartøyer er det løftekapasiteten til tårnet, samt strekkapasiteten som er begrensende faktor for hvor dypt de kan bore. Dagens dypvannsrigger kan typisk ha kapasitet på ca 1000 tonn. Eksempel; Eirik Raude 3000m/907 tonn³.

Boreslamkapasiteten er også en begrensende faktor ved økende vanddyb. Volumet på stigerøret er betydelig, og dette medfører økende behov for slamtanker og/eller dertil hørende tilførselssystemer.

Stigerørsmargin/trykkontroll

Kontroll med bunnhullstrykket er hovedutfordringen med boring etter hydrokarboner. Det er boreslammet som pumpes ned, og som utgjør en vektsøyle i ringrommet (annulus) som er primær sikkerhetsbarriere mot innstrømming. Vekten på dette boreslammet reguleres ved å tilsette vektinhibitorer, og bli innsirkulert ned gjennom borestrengen. Dette tar lang tid, fordi den totale mengde med volum som skal skiftes ut er meget stor. Når stigerøret blir langt vil dette volumet øke tilsvarende, og det hydrostatiske trykket som denne søylen representerer ned til havbunnen og videre ned til bunnen av brønnen, vil ha en gradient man ikke kan påvirke på andre måter.

Trykkontroll i brønnen handler om å holde en slamvekt som gir et større bunnhullstrykk enn poretrykket, men samtidig mindre enn den vekten som vil gi et

³ Ref 6

trykk som sprenger den åpne formasjonen. Hvis vekten blir for stor vil boreslam sive ut i formasjonen, og man har ikke lenger situasjonen under kontroll.

Logistikk

Boreenheten som skal utrustes, må ha lastekapasitet og dekksplass for denne mengden stigerør. Alternativt må man ha tilleggstilførsel fra andre fartøyer/lektere.

BOP

Store dyp setter større krav til BOP, både mht større innvendig trykk og det store utvendige trykket ved montering. Spesielt tetningene er utsatte og en utfordring å designe.

På noen typer BOP har pakningene (Bonnet Seals) blitt presset inn i BOPen (Ram Cavity) på grunn av at det var gass inne i BOPen da den var stengt, og denne gassen ble blødd av over choken til et lavere trykk enn sjøvannstrykket. Dermed var det ikke slamtrykk til å stå imot det utvendige trykket, og man fikk vanninntrengning.⁴

Instrumentasjon

Det er behov for ekstra instrumentering for å øke monitoreringen av kritiske parametre, så som: Aktuelt strekk, vinkel på stigerøret, strekk på rørveggen nede og strømprofil.

Avhengingssystem

Ved frakobling fra brønnhodet, feks i dårlig vær brukes et spesielt avhengingssystem for å kunne ”henge av” stigerøret i påvente av bedre vær.

⁴ Ref 19

Diskusjon

Konvensjonelle boresystemer med stigerør har en utprøvd teknologi som er velkjent og som man har relativt sikre og utprøvde sikkerhetssystemer for.

Dette er selvsagt et moment som taler for å videreutvikle denne metoden, men begrensingene som gjør seg gjeldende når det gjelder stadig større dyp er av slik karakter at man blir tvunget til å se på nye teknologiske løsninger.

Ytre påvirkninger

Foruten momentene til selve systemet som beskrevet i 2.2.1, har vi de ytre påvirkningene som et stigerørssystem blir utsatt for. Disse faktorene er forskjellige alt etter hvor i verden man befinner seg.

Et nøkkelord er strøm. Dette forekommer som stasjonære strømmer som er kjente og forutsigbare, men også som mer varierende strømmer, både i retning og styrke.

En ytterligere forsterkende faktor er at strøm ikke er konstant nedover i dypet, men endres både i retning, hastighet og dermed styrke nedover i de forskjellige vannlag.

Arktiske strøk og isfjell byr også på utfordringer. Hovedsakelig er det den lave temperaturen som setter utstyr på prøve og stiller store krav til vedlikehold. Den lave temperaturen forårsaker også nedising, både av utstyr og av sjøsprøyt. Dette kan få konsekvenser for nyttelast og stabilitet, og fartøy som beregnes brukt i disse områder må tilpasses spesielt for dette.

I dag er imidlertid de kjente arktiske områdene med borevirksomhet, ikke så dype at de faller inn under denne oppgaven

3.0 Oversikt over alternative metoder for å møte dypvanns-problematikken

Etter som man må på stadig større havdyp for å finne nye forekomster av hydrokarboner, har et utall metoder blitt testet ut, og det forskes stadig videre på å utvikle ny teknologi, og/eller å benytte nye kombinasjoner av allerede velkjent teknologi.

Hovedutfordringene vedrørende boring på store dyp er vektkontroll, trykkontroll, tap av styring og kommunikasjon samt overføring av energi.

Metodene som det forskes på deler seg i hovedsak i to:

- Bringe ny teknologi ned på havbunnen
- Bringe brønnhodet/brønnen opp mot havoverflaten

Dette kapittel ser i hovedsak på førstnevnte, men tar også med eksempler på å bringe brønnhodet opp i havet.

3.1 Topphull

Sett i forhold til begrensningen med stigerørsproblematikken, er det en stor fordel når man nå klarer seg uten dette.

Som beskrevet i 2.1.1, har man benyttet ”Pump and Dump” som en metode, men siden dette systemet heller ikke tilfredstiller kravet om to barrierer, er det begrenset hvor dypt den kan benyttes, og den er derfor kun benyttet ved topphulls boring.

Som tidligere nevnt har man for å kunne bore uten stigerør, utviklet en teknikk der man bruker en eller flere slanger/rør til å føre boreslam tilbake fra brønnhodet til fartøy. Teknikken med å bore uten stigerør ble først utviklet på slutten av 60-tallet, med det formål å redusere påkjenningen på BOP og samtidig gjøre tilgangen for borestrengen til brønnen enklere. Men den har fått sitt gjennombrudd først nå.

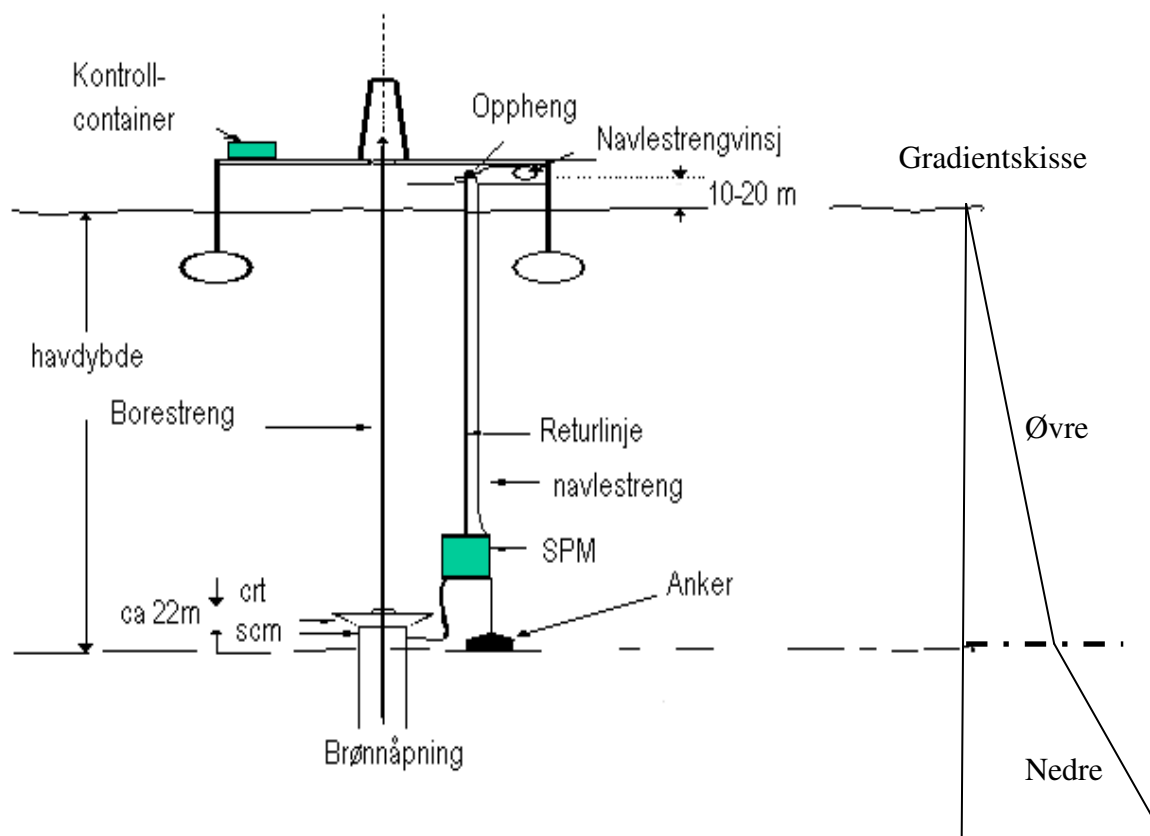
3.1.1 RMR

(Riserless Mud Return)

Et av de selskapene som er kommet lengst i å videreutvikle denne metoden er AGR (Ability Group) Subsea. De har utviklet en metode som kalles RMR⁵ metoden, og denne metoden har muliggjort topphulls boring med bruk av vektbasert boreslam, uten stigerør, med tilbakeføring til rigg.

Andre har også utviklet sine system.

Metoden går også under en fellesbetegnelse som kalles DGD (Dual Gradient Drilling). Dette betyr at man har delt gradient, eller differensiert tetthet på det totale hydrostatiske trykket som er primærbarriere mot poretrykket, og som fluidsøylen fra bunn til overflate representerer.



Figur 3.0

⁵ Riserless Mud Recovery

Prinsippet i denne metoden går ut på å bruke sjøvannet som øvre gradient ned til brønnhodet, og deretter boreslam videre nedover i brønnen. Dette blir da pumpet opp fra havbunnen via slanger

RMR-metoden blir nærmere beskrevet i kapittel 4.0

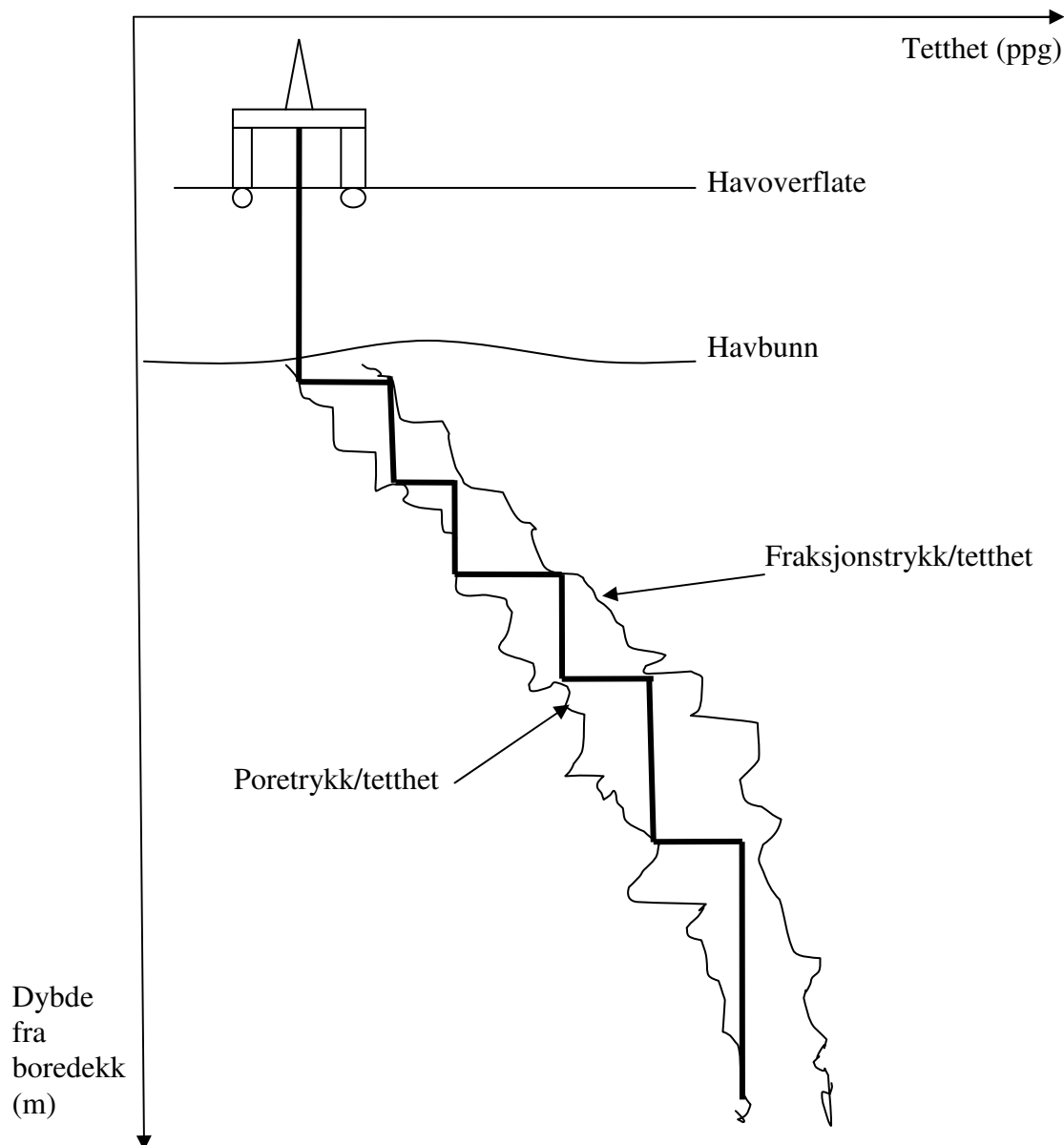
Beskrivelse av DGD, ” Dual Gradient Drilling”.

Ved konvensjonell boring og bruk av stigerør, er det densiteten på det fluidet man bruker som boreslam, som sammen med høyden fra boredekket og ned, vil gi trykket/vekten mot formasjonen nedover i brønnen.

Dette må være likt eller større enn formasjonstrykket.

Det andre forhold som er av avgjørende betydning, er hvilket trykk formasjonene tåler uten å kollapse, eller gi etter, slik at borefluidet begynner å strømme inn i formasjonen. Dette trykket kaller fraksjonstrykket/fraksjonsvekten(på boreslammet)

Det kritiske punktet er ved avslutningen på siste foringsrør, da dette er det høyeste punktet som ikke er beskyttet av foringsrør.



Figur 3.1 Boring med konvensjonelt stigerør, 6 stk. foringsrør

Dette "trykk-vinduet" eller trykkmarginene (narrow pressure margins), er det som boreingeniøren må forholde seg til når foringsrørprogrammet skal bestemmes. Se figur 3.1

Ved bruk av vektbasert boreslam, får man en gradient/et stigningstall på trykket som slamsøylen genererer.

Som vist på figur 3.1, vil man bore mellom disse grensene, sette foringsrør, sirkulere inn ny tyngre boreslam, og fortsette boring.

I dette eksempelet på et diagram, blir det satt 6 foringsrør.

Utfordringen er å endre egenvekten på boreslammet som er i sirkulasjon. På grunn av det store volumet som stigerøret representerer, spesielt på store vanndyp, er dette meget tidkrevende og krever store mengder boreslam.

Det er derfor ønskelig å kunne holde vektsøylen (gradienten) fra havbunnen og opp til boredekk konstant, helst uavhengig av fluidet fra havbunnen og nedover.

Det å dele slamsøylen på denne måten, kalles delt (dual) gradient.

I tillegg vil det være ønskelig å kunne holde/regulere gradienten fra overflate til havbunn uavhengig fra resten av slamsøylen.

Her finnes det løsninger, spesielt for topphullsfasen, men også for BOP-fasen

3.2 BOP-fase

Etter at topphullet er boret, er det krav til to sikkerhets-barrierer. Denne funksjonen fyller BOPen som består av 2-3 avstengningsventiler, og gjerne 1-2 nødavkuttingsventiler. Disse siste skal kunne kutte av borestrengen i en nødsituasjon.

I denne fasen brukes (fremdeles) stigerør, og man ser på muligheten for å utvikle selve stigerøret, ved å gjøre det kortere – lettere – smalere.

3.2.1 Aluminiums-stigerør

Siden vekt og dertilhørende strekk er hovedbegrensningen for konvensjonelle stigerør, har det vært gjort forsøk med å se på bruken av andre materialer.

Aluminiumslegeringer har vært forsket på, spesielt i tidligere Sovjetunionen siden siste halvdel av 50-årene. Både borestrenger, foringsrør, produksjonsrør og stigerør.

Dette kan ha sammenheng med at Russland har rik tilgang på Bauxitt, som er et råstoff for fremstilling av aluminium.



Ellers i oljeindustrien har det heller vært unntaket enn regelen å benytte aluminium. Dette har nok sammenheng med relativ høy pris, samt at stål har vært utprøvd og velfungerende.

Imidlertid er aluminium et alternativ. Aluminium har en tetthet på ca $1/3$ ⁶ av stål (ca 2700kg/m^3), og gir derfor vesentlige reduksjoner både installert og logistikkmessig.

Figur 3.2

Nedsenket i vann er denne vekten 1700kg/m^3 , og dette er bare $1/4$ av stålvekten

Dette selv om man må bruke større dimensjoner enn ved bruk av stål.

Det USA baserte selskapet Noble Corp. har testet aluminiumsstigerør utenfor Brasil, på dytpevannsoperasjoner.

Produsenten av disse stigerørene var russiske Aquatic. Dette selskapet er tilsynelatende det eneste i verden som har kapasitet til å produsere stigerør og flenser i slike dimensjoner det her er snakk om. Aquatic har en presse med kapasitet på 35 tonn, som gjøre det mulig å ekstrudere aluminiumlegering til et stigerør med diameter utvendig på 22 tommer, og veggtykkelse på $9/8$ tommer. Disse ble laget i 37,5 fot seksjoner, og sveist sammen to og to til 75 fots seksjoner for å fraktes offshore.

Strupe og drepelinjer blir også produsert ved samme sted, og disse blir designet for henholdsvis 15.000 og 5.000 psi.

Alt i alt resulterte dette i et stigerør som er 30% lettere enn et konvensjonelt stigerør når det ligger lagret, og hele stigerørssystemet er ca 45% lettere enn vanlig. ABS har godkjent dette systemet for bruk i standard operasjoner.

⁶ Ref 8

Representant for Aquatic påstår at man kan kutte kostnadene for stigerør med mellom \$20.000 og \$40.000, pr. lengde-enhet. Dette gjelder for dybder ned til 5.000 fot. For dybder utover dette påstås det at man sparer \$70.000. Denne besparelsen er i forhold til stålstigerør med dertilhørende syntetiske oppdriftslegemer.

Fortrinn/ulemper

Hovedfortrinnet med stigerør laget av aluminium, er at det er et mye lettere materiale, med et vesentlig større ”styrke /vekt” -forhold enn stål.

Dette gir seg først og fremst utslag i at strekket i selve stigerøret aksialt, blir ca halvparten av hva det ville blitt med stål. Se fig 3.3

Tabell 1 Mekaniske egenskaper til borestreng-materialer					
Materiale	Material betegnelse	Tøynings- Styrke $s_{0,2}$ MPa	Absolutt styrke s_{alt} MPa	Relativt strekk δ %	Styrke-vekt forhold m/mud
STÅL	G-105	724	792	11,5	10,970
	S-135	920	999	9,5	13,968
	V-150	1.170	1.240	9,0	17,756
TITAN	AT-3	640	690	20	18,285
	VT-14	880	980	12	25,142
		930	1.000	12	26,570
ALUMINIUM	D16T	325	460	12	20,313
	AK4-1T1	340	410	8	21,251
	1953 T1	480	530	7	30,001

Figur 3.3⁷

Videre fremheves ikke-magnetisme og bedre motstand mot korrosjon som klare fortrinn fremfor stål.

Ankepunktet mot aluminium er prisen. Råvareprisen for aluminium er ca 20.000kr/tonn mot 5.000kr/tonn for stål. Altså en 4- dobling. Selv om vi ser på styrke/vekt forholdet, er råvareprisen det dobbelte.

⁷ Ref 10

3.2.2 Kompositt

Komposittmaterialer er svært aktuelt som stigerør generelt, men kanskje mest som produksjonsstigerør utenpå produksjonsrøret. Det forskes imidlertid også på stigerør for boring.

Stigerør av kompositt benyttes foreløpig ikke kommersielt, men teknologien er utviklet og fullt realiserbar.

Dette er blitt demonstrert ved at man i 2001 satte inn en kompositt-stigerørsdel (joint) i et stigerør for boring på Heidrunfeltet.

Da hadde Aker Kværner Subsea utviklet og produsert dette i samarbeid med Norske Conoco AS. Denne komposittdelen var konstruert med en innvendig ”liner” av titan, og den hadde titanbaserte skjøter, samt en utvendig elastomerbasert liner. Røret hadde en innvendig diameter på 22”, og var designet for 860 bar.

Man anså denne innstallasjonen som vellykket, og har senere benyttet dette ved boring av 14 andre brønner. Denne delen er da blitt plassert forskjellige steder i stigerøret.

Det er i perioden fra 1985 og frem til idag gjort omfattende tester for å utvikle og kvalifisere stigerør i komposittmaterialer. Dette er gjort i Frankrike, Norge og USA. De konseptene som er undersøkt, har vært basert på glassfiber- og karbonarmert epoksy i den delen av rørene som er lastebærende. Disse har en innvendig liner av elastomer, titan eller stål, og de har et utvendig elastomersjikt for på denne måten å beskyttes mot fysiske slag. Det er også en kompositt – metall kombinasjon i skjøtene.

For å fremstille rørene, benyttes filamentvikling og man integrerer koblingene i rørene, ved at de festes til enden av mandrelen som rørene vikles på. Denne må være forvarmet før viklingen begynner. Koblingen er en kritisk del, og det er svært viktig hvordan denne utformes. Koblingen kalles metall/kompositt overgang (MCI, Metal Composite Interphase).

Aker Kværner Subsea har utviklet dette konseptet videre, men har begynt å benytte stål i den innvendige lineren og i koblingene for å senke kostnadene. De har også startet arbeidet med å levere segmenter til et stigerør for Petrobras i Brasil⁸

⁸ Ref 20

Totalt viser de forskjellige prosjektene at det er et spennende konsept, som burde ha muligheter til å lykkes i markedet.

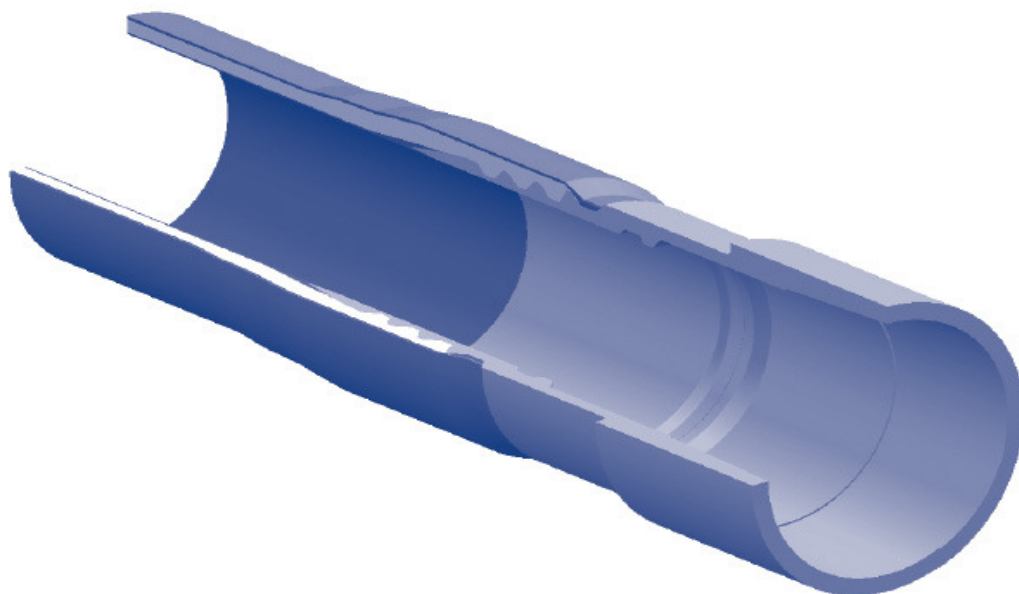
Fortrinn og svakheter

Det er lav vekt som er det største fortrinnet for komposittmaterialer, i tillegg til at de har svært god korrosjonsmotstand og utmattingsegenskaper.

Det er også registrert at rørene gir gode isolasjonsegenskaper og dempingsegenskaper.

Som svakhet skiller koblingene seg ut. Stigerør blir kun i liten grad utsatt for vridningsbelastninger og derfor er det aksialbelastninger som koblingene blir utsatt for som er hovedbelastningen. Derfor er en såkalt "traplock" utforming av selve koblingen godt egnet, og blir mye brukt. Se fig 3.4

Den er basert på en kombinasjon av liming og mekanisk forankring. Det man oppnår med en slik forankring, er at endekoblingene kan utformes med standard verktøy, og siden festes på mandrelen som røret produseres på. Dermed blir de integrert i produksjonen av rørene. Dette er en kostnadseffektiv produksjonsmetode.



Figur 3.4 Inn-viklet endekobling med Traplock kompositt/metall forbindelse⁹

⁹ Ref 21

Det er videre viktig å balansere stivheten i komposittmaterialet med stivheten i metallet. Dette er viktig for å få en god fordeling av last over de forskjellige avtrappingene.

Man bruker vanligvis numeriske beregningsverktøy for å analysere lastfordelingen i slike skjøter.

Utfordringene

- Kompositt/metallkoblingen
- Beskyttelse mot korrosjon i grenseflaten mellom kompositt – metall
- Finne optimale metallegeringer
- Finne optimal innerliner

Kompositttrørene er bygget opp i tre lag, med den lastbærende delen som en kjerne i midten. Denne er utsatt for mikrosprekker ved slagpåkjenninger. På utsiden er det derfor et lag av elastomer som skal beskytte mot slag og slitasje. Dette virker også som en trykkbarriere dersom det oppstår mikrosprekker i komposittlaminatet.

Innvendig er det en liner som skal ta slitasje og beskytte mot lekkasjer

Et typisk krav for et slikt stigerør, er at det skal tåle slagenergi på 250 kJ fra fallende objekter.

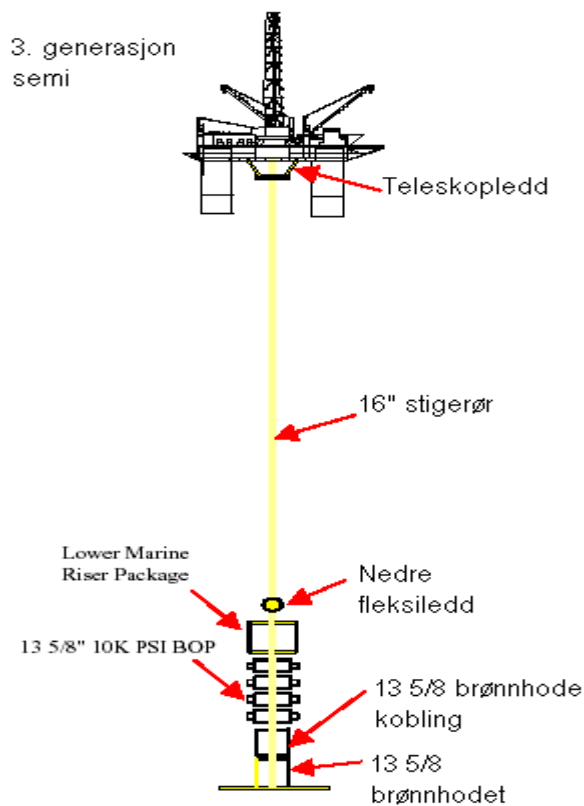
Tester

Borestigerør av kompositt blir testet for å kvalifiseres, og sammen med materialene som er valgt utsettes disse for trykktesting, trykk og bøyning. Man tester også mot utmatting og slagrestistens. Disse testene blir utført både på prototyper i liten skala og fullskala.

3.2.3 16" Stigerør

En alternativ metode for å imøtegå vektproblematikken for tradisjonelle stigerør, er å endre dimensjonen på røret.

- Mindre dimensjoner gir lavere vekt.
- Mindre dimensjoner klarer samme trykkklaster med tynnere rørvegg, som gir mindre vekt.
- Mindre dimensjoner gir mindre strekkklaster, som gjør at designkriteria synker.



Figur 3.5¹⁰

Eksempel volum boreslam:

$$21'' \quad \frac{\pi}{4} (53,34 \text{ cm}^2 - 12,7^2) = 2108 \text{ cm}^2 = \quad \mathbf{0,21 \text{ m}^3 \text{ pr meter}}$$

$$16'' \quad \frac{\pi}{4} (40,64 \text{ cm}^2 - 12,7^2) = 1170 \text{ cm}^2 = \quad \mathbf{0,12 \text{ m}^3 \text{ pr meter}}$$

Dette gir en reduksjon på slamvolum på **44%**, som er betydelig.

Mange 3. og 4. generasjons rigger har liten variabel dekkkapasitet (VDL, Variable deck loads), og begrenset strekkapasitet, og her kan dette være et alternativ.

¹⁰ Ref 23

Ulempen er at man ikke kan bore 17 ½ ” hull for 13 3/8 foringsrør. Dette medfører at man må bore dette uten BOP, og det er begrenset hvor man kan gjøre det.

Metoden passer derfor best der hvor det kun skal settes to eller tre foringsrør etter at BOP er satt.

Totalt kan man konkludere med at fordelene med systemet er:

- Redusert belastning/krav om strekk, løfte og teleskopkapasitet
- Redusert krav til dekkplass og slambehandlingskapasitet.¹¹

Det ideelle prosjektet for denne typen stigerør er i ultradypt vann, hvor værprognosene er rolige, og 17 ½ hullet kan bores uten bruk av stigerør. Prosjektet bør også være slik at 5. generasjon rigger blir uøkonomiske grunnet høy rate.

3.2.4 CMP

(Controlled Mud Pressure)

CMP ble utviklet i samarbeid med Hydro Oil & Energy, Petrobas, AGR og NFR/Petromaks Dette systemet er ikke et stigerørsløst system, men kombinerer bruk av stigerør med utstyr fra RMR pumpesystem for retur og kontroll med boreslammet, og kombinerer disse for å oppnå:

- Ikke roterende tetning, som muliggjør enkel tilkomst fra/til brønnen
- Vanlig boring uten gjeninnføring av nedihullsutstyr.
- Kontroll med ECD (Equivalent Circulating Density)
- Kontroll med boreslam som for RMR

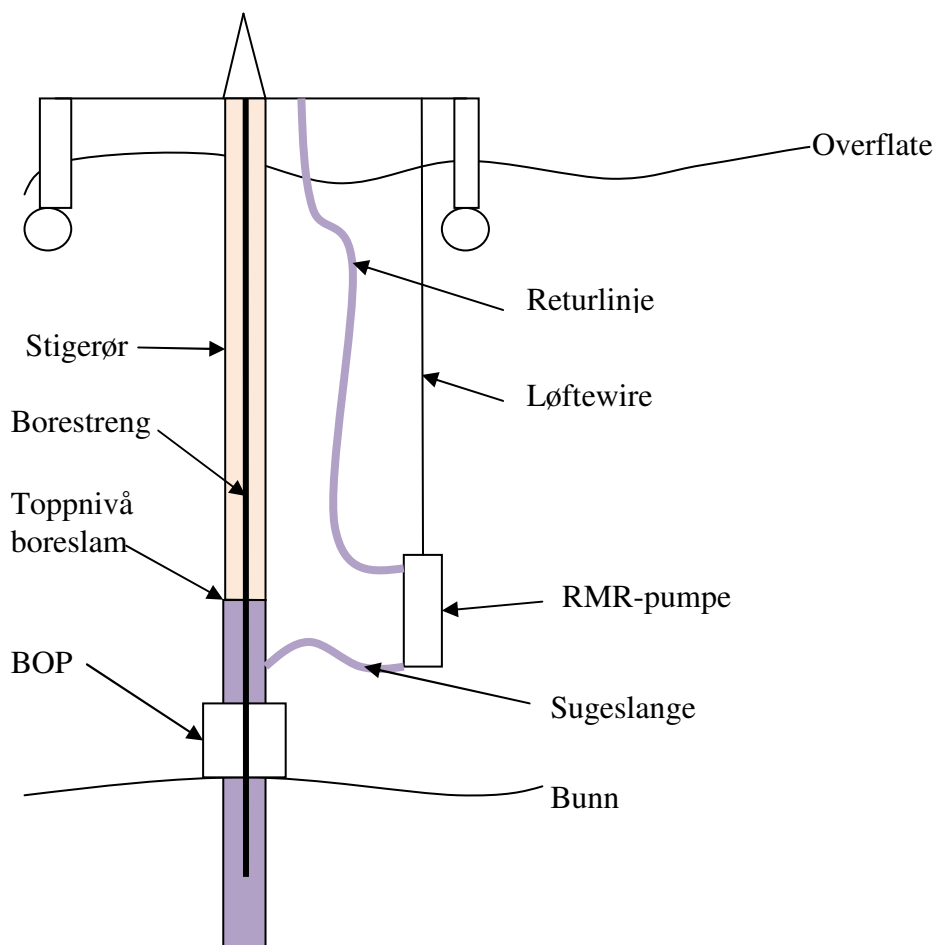
¹¹ Ref 22

Systemet har blitt testet med hensyn på boring, sementering, foringsrørprogrammet, bortfall av pumper og brønnkontroll.

Alle disse testene har blitt verifisert av datamodellering.

Man har som forutsetning at systemet skal gi like god, eller bedre brønnkontroll og brønnoperasjoner som konvensjonelle boresystemer.

Også denne metoden tar utgangspunkt i prinsippet med delt gradient (dual grading)



Figur 3.6 CMP prinsippskisse

Beskrivelse

Prinsippet for dette systemet baserer seg på bruk av stigerør fra BOP og opp til borefartøy.

BOP er modifisert for bruk til dette systemet, og skal ha utgang mot RMRpumpe.

Men i stedet for retur av boreslam i stigerør, tas dette ut rett over BOP og pumpes opp til fartøy via slange(r).

Man definerer et punkt på stigerøret over uttaket, der overflaten på slamsøylen skal holdes, og det er RMR-pumpesystemet sin oppgave å holde dette konstant.

Over dette fyller man resten av stigerøret med valgfritt fluid(blanket fluid). Dette fluidet kan være slam, sjøvann, ferskvann, olje, luft eller kombinasjoner av disse.

Det man da oppnår er en åpen tilkomst for borestreng til brønn, uten andre tetninger.

Konseptet blir også anvendt for å holde kontroll med ECD (Equivalent Circulating Density).

Dette er viktig fordi man ved stopp av sirkulasjon får en effekt av at friksjonen ikke lenger virker på slammet, og dermed minker mottrykket til boreslammet nedi brønnen. Da vil boreslamnivået i stigerør synke, og pumpen stoppe/reducere.

Siden pumpen er av sentrifugaltypen, er den åpen for tilbakestrømning.

Man har da et delt gradientsystem, med tetthet ned til boreslamoverflaten, og en annen videre ned i brønnen. Dette betyr at man til fulle kan utnytte potensialet til konseptet med delt gradient, ved å i stedet for å endre tettheten på boreslammet, kan regulere slamoverflatens nivå med RMR pumpen. Dermed brukes slamsøylen toppnivå aktivt som trykkregulator, i stedet for egenvekten.

Den øverste gradienten er også til en viss grad valgfri, i og med at man kan bruke et eller flere fluid med ønsket tetthet.

Fortrinn/ulemper

Å kunne redusere antall foringsrør er av stor betydning, både med hensyn på utviklingen av brønnen, og ikke minst med tanke på produksjon fra brønnen. Når man kan klare seg med færre foringsrør, kan man enten bore tynnere/billigere brønner, eller man kan produsere fra større liner (siste foringsrør). (Større areal)

Årsaken til at man klarer seg med færre foringsrør, er at ved å bore med delt gradient kan man utnytte trykkvinduet mellom poretykk og fraksjonstrykket på en mer gunstig måte. Se fig 3.7

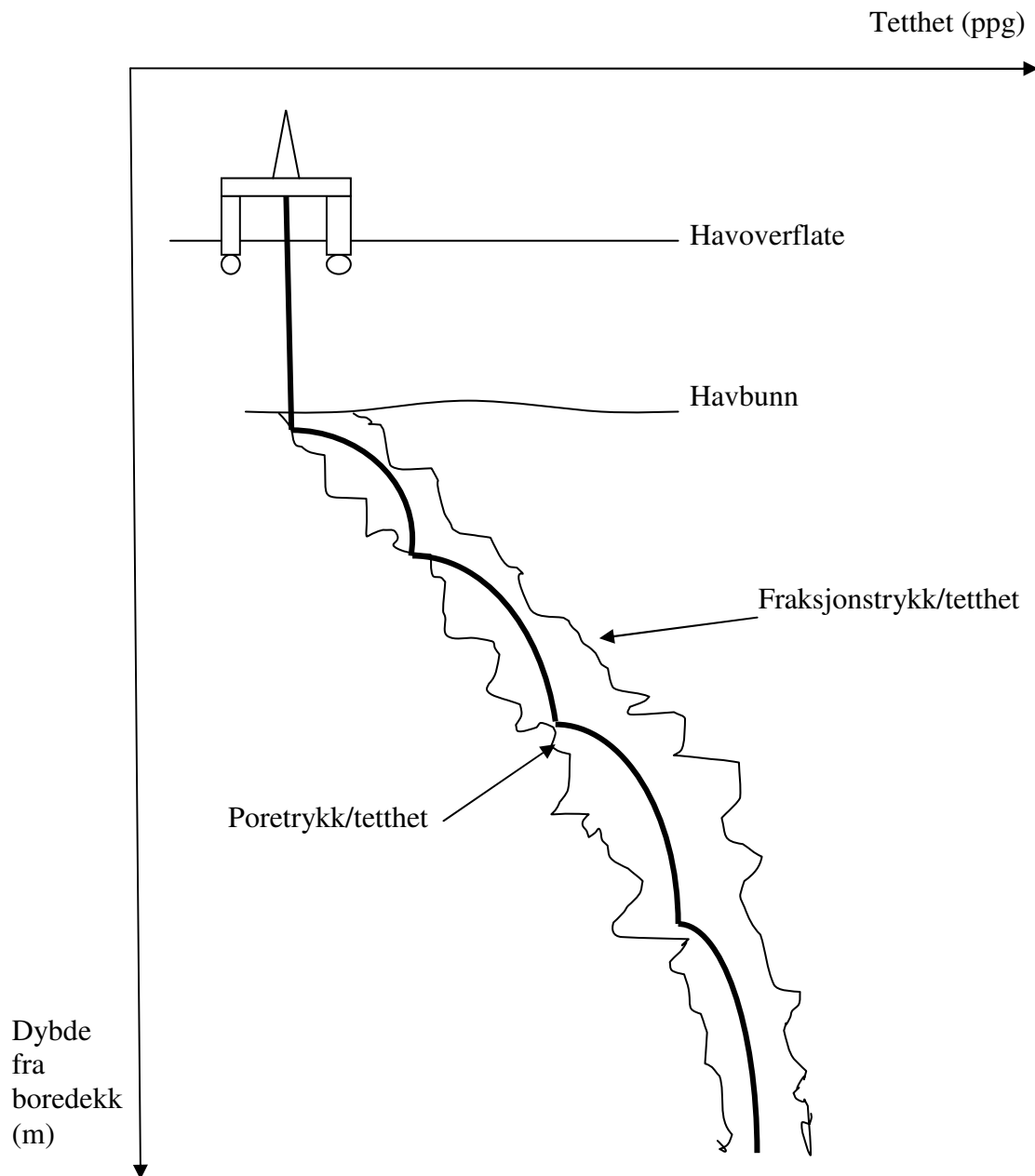
Å sette foringsrør er både tids- og ressurskrevende. De skal fraktes, sementeres fast, og kvalitetssikres. Ved å kunne redusere antallet, vil dette bidra meget positivt på brønnens kostnad, og i neste omgang bidra til at flere brønner blir boret slik at utnyttelsesgraden for reservoaret øker.

Forbedret kontroll med trykket i en åpen brønn

I motsetning til konvensjonell boring, der man kun har slamvekten å spille på som trykkkontroll mot brønnen, har man ved CMP pumpekapasiteten som et trykkontrollelement. Denne kan ta trykkvariasjoner både opp og ned mye hurtigere enn en innsirkulasjon av tyngre/lettere boreslam kan gjøre.

I konvensjonell boring er stigerøret åpent på toppen, men en ”spark” blir sirkulert ut via strupe- eller drepelinjen.

I CMP systemet er også stigerøret åpent, men blir ikke brukt for returen av boreslam. Siden CMP er et ”åpent” slamretursystem, er det mulig å monitorere en trykkøkning meget raskt. Man ser ganske enkelt på nivået i stigerøret, for ved trykkøkning vil dette stige raskt. Systemet har samhandling med returpumpene, som øyeblikkelig øker kapasiteten for å motvirke trykkøkningen. Ifølge leverandøren vil store tilførsler raskt bli oppdaget og i allefall før gassen kommer til pumpene. I få tilfeller kan det likevel forekomme at gass kommer med boreslammet via pumpene



Figur 3.7
Boring med todelt
gradient, 4 foringsrør

Tilgang til brønnen

Siden brønnen/stigerøret er åpent med CMP-metoden, gir dette meget enkel tilkomst til brønn, både av borestreng og annet utstyr.

Tidlig ”Kick” deteksjon

Det å kunne detektere et spark fra brønnen er essensielt. I stedet for den visuelle overvåkningen som RMR gir, vil man med CMP kunne registrere dette på at pumpekapasiteten vil øke vesentlig. Dette fordi gassinnstrømning nedi brønnen vil gi en betydelig volumøkning oppover som igjen vil påvirke toppnivået til boreslammet i stigerøret. Dermed vil pumpen(e) øke kapasiteten for å holde dette konstant.

Forbedret produksjonforhold i brønn

Siden man kan klare seg med færre foringsrør i brønnen vil man kunne avslutte med et rør med større diameter, som gir et større produksjonspotensiale. Spesifikt vil dette si at der det hadde vært naturlig å avslutte med en 7” ”liner”, vil man kunne avslutte foringsrørprogrammet med 9 5/8”

Differansen mellom disse i brønnareal/volum er:

$$7'': \quad 7 \cdot 25,4 \cdot \pi \cdot 1000 = 0,559 \text{ m}^2/\text{m}$$

$$9^{5/8}': \quad 9^{5/8} \cdot 25,4 \cdot \pi \cdot 1000 = 0,768 \text{ m}^2/\text{m}$$

Som gir en økt volum og arealeksponering på ca 37%

Muligheter for å gjennomføre pumpeeksperimenter samtidig som man har kontroll over brønnen.

Siden man kan holde kontroll over brønntrykket uten å måtte regulere slamvekten, er det mulig å eksperimentere med slampumper og knytte dette opp mot RMR pumpen, noe som er meget vanskelig ellers, fordi innsirkuleringen av vektinhibitorer er en mye langsommere og mindre oversiktlig metode.

3.3 Spesiell teknologi

Det er blitt utprøvd en del spesielle teknikker for å møte de utfordringer som boring i dypt vann medfører. Oppgaven ser her på noen av de mest relevante metodene.

3.3.1 "Slimhole" boring

"Slimhole" er boring i grunnen med vesentlig mindre dimensjon enn vanlig brønnboring. Disse hullene har en diameter mindre enn 15 cm.¹²

Ved å bruke smale hull for utforskning eller småskala-produksjon, gir dette betydelige kostnadsreduksjoner i forhold til standard produksjonsbrønnboring. I tillegg får man ut data på en effektiv måte som kan bidra til å minske risikoen ved brønnen.

Ved "slimhole"boring benyttes ofte kjerneboring. Dette innebærer at man borer med et rør hvor kanten er belagt med diamanter, og man derfor får ut en kjerne av grunnen som kan analyseres videre.

Scandia National laboratories har vært kontraktør for energidepartementet i U.S., og har prøvd ut teknikken mht boring, testing og logging for tynne hull.

De har i denne sammenhengen hatt fokus på to elementer:

- Å demonstrere at "slimhole" boring er vesentlig rimeligere enn vanlig boring
- Å vise at data fra slike smale hull kan brukes til å forutse produktiviteten til eventuelle fremtidige produksjonsbrønner.

For å konstruere en oversikt over besparelsene, sponset DOE boreprosjekter som innebar bruken av begge teknologiene, ikke bare hos Scandia, men også en rekke japanske forsøk i geotermiske områder, hvor man både boret og testet "slimhole", samt vanlige brønner.

¹² Ref 11

Brønntype:	Rotasjonsboring	Smale-hull
Dybde	1755 m	1775 m
Ferdigstillelse	24.4 cm foringsrør til 154 m	17.8 cm foringsrør til 155 m
	17.8 cm foringsrør til 917 m	11.4 cm foringsrør til 948 m
	12.7 cm foringsrør, 885-1744 m	8.9 cm H-rod, 939-1772 m
Rigg dager	31 + 5 venting	40

Figur 3.8

Brønntype	Rotasjonsboring	Smalehull
Riggrate (dagsrate, dekkplass, mannskap)	184,955	254,837
Riggmobilisering og demobilisering	87,860	43,560
Anleggutbygging og vedlikehold	57,700	29,998
Boreslamanalyser	26,040	13,490
Borekroner og annet verktøy	67,279	27,978
Verktøyfisking	3,200	1,695
Leieprodukter	28,090	20,182
Drivstoff og vann	10,350	5,570
Borevæsker	48,421	48,468
Foringsrør, og mannskap	172,817	107,076
Testing	58,376	14,929
Logistikk og mannskap	36,723	12,895
Verktøy og vedlikehold	11,530	1,260
Borespesialister/prosedyrer	56,940	13,790
Brønnhode og diverse		
TOTAL	882,951	638,283
Kostnad pr. meter	\$502	\$361

Figur 3.9

(alle priser i US dollar)

Som en ser fra tabell 3.9, er dagsraten større enn for en konvensjonell rigg, og dette bunner i at riggen må bygges noe om. Ved boring av ytterligere brønner, vil derfor den økonomiske gevinsten øke ytterligere.

Tynne hull har lavere kostnad pr. meter fordi mindre rigger krever mindre tilførseltransport og mindre lokasjonsforberedelser.

Disse har også billigere boreutstyr, foringsrør og enklere sementeringsprosedyrer. I tillegg vil man ved kjerneboring slippe å reparere tapte sirkulasjonssoner før man borer videre. I et

borelag ved tynnhulls boring vil boreren kunne ta avgjørelser som et tilsvarende konvensjonelt borelag ville måtte konsultere ingeniør ekspertise.

Andre faktorer som kan påvirke valget av tynnhull/kjerne-boring versus rotasjonsboring er:

- Bergartsdefinisjonene er klarere ved kjerneboring, både med hensyn til bestemmelse av mineralene, permabiliteten, porøsiteten, densitet, mer nøyaktig åpning, samt tendensen på berghellingen. Dette bidrar til nøyaktigere analyser, og riktigere avgjørelser.
- Dette igjen bidrar til høyere grad av forutsigbarhet, f.eks evnen til å oppdage overtrykkssoner.
- Prosedyrene ved slik boring fraviker prosedyrene ved normal rotasjonsboring.

Selv om totalkostnaden ved å bore smale hull er lavere, vil det som regel ta noe lengre tid å bore hele prosjektet, på grunn av at boreraten er lavere.

- Vesentlig mindre volum på utboret masse
- Opptar opptil 75% mindre plass på havbunnen enn tradisjonelle brønner, da utstyret som brukes er vesentlig mindre.
- Mye mindre bråk og rystelser under boreoperasjonen, som bidrar til mindre forstyrrelser for det biologiske liv i nærheten av boringen.¹³

Disse argumentene er salgsargumenter som er fremsatt fra dem som promoterer løsningene, og man må ta høyde for dette ved avgjørelser som medfører betydelige konsekvenser.

¹³ Ref 12

Grevling ”The ultimate slimhole”

IRIS, tidligere Rogalandforskning, har og utvikler fremdeles et konsept kalt Badger Explorer. Dette er et verktøy som skal dekke behovet mellom seismikk og leteboring. Det er et selvgående letebor som selv graver seg nedover i formasjonene og sender informasjon tilbake til moderfartøyet.¹⁴

Det er altså en autonom robot, som borer seg nedover formasjonen, og legger borekaket bak seg. Dette må komprimeres for å øke tettheten, slik at denne teknologien ikke har utslipp til miljøet.

Roboten blir til slutt værende nede i formasjonen etter endt tjeneste, og er i så måte en ”engangsborekrone”

Meningen med Badger Explorer er å påvise hydrokarboner og data, slik at operatørselskapene med større sikkerhet kan ta en avgjørelse om produksjonsbrønner skal bores og testproduksjon iverksettes.

Selv om roboten blir etterlatt, er det en stor økonomisk gevinst i dette systemet, i forhold til leie av boerigg med dertilhørende logistikk/leveranser.

Det antydes at kostnaden blir redusert til 10 - 20% av prisen for tradisjonell leteboring, inkludert igjensettelse av utstyr.

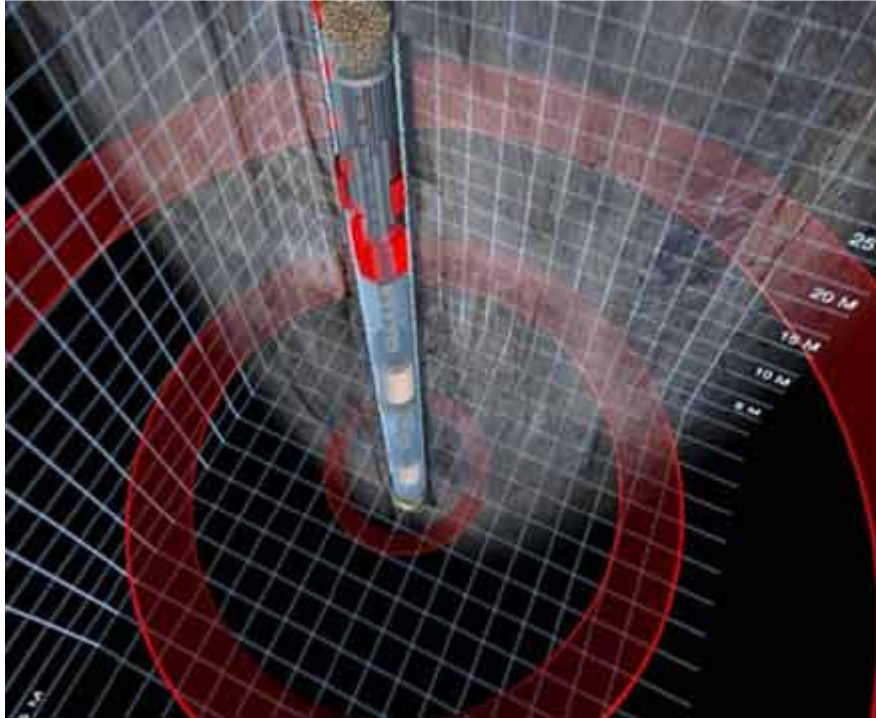
Det var ikke vanskelig å få støtte til å utvikle utstyret fra Forskningsrådets Petromaks-program, og innen to år regner man med at man har første drift på utstyret.

Siden Badger ikke etterlater seg et hull som må plugges, vil man når den er kommet dit den skal, kutte navlestrengen ved havbunnen og forlate lokasjonen. Siden navlestrengen ikke kan mates etter Badger, har den denne innerullet i seg. Selskapet har funnet en metode som innebærer at flere tusen meter kan rulles opp inni ”grevlingen”.

Verktøyet drives nedover av tyngdekraften og kan pr. i dag derfor ikke styres. Den kan heller ikke gå horisontalt av samme årsak.

Den største utfordringen har vært å finne ut hvordan den oppfører seg i forskjellige materialer, spesielt leire, som har en meget komplisert oppførsel alt etter temperatur, trykk og egenskaper forøvrig.

¹⁴ Ref 18



Figur 3.10. På denne illustrasjonen ser vi Badger Explorer bore seg nedover. Geologiske og reservoartekniske data sendes tilbake til overflaten via kabelen.

3.3.2 Atlantis ABS¹⁵

Dette systemet har sitt utspring i: ”Hvis jeg ikke kan komme til fjellet, får fjellet komme til meg”.

Kort sagt betyr dette at etter at man har boret topphullet og satt første foringsrør, blir dette forlenget opp i sjøen til en dybde som er mer komfortabel. Gjerne 200-500 m under overflaten. Se fig 3.11

For å holde strekk i systemet, monteres det inn oppdriftslegemer og ballasttanker som muliggjør regulering av strekket. Forankringen må imidlertid fremdeles ned på bunnen.

¹⁵ Ref 13

Deretter blir BOP montert på foringsrøret, og man har da en situasjon som i grove trekk sammenfaller med boring på slike dybder, og muliggjør bruk av tradisjonelle stigerør/fleksible produksjonsrør.

Et slikt prosjekt er Atlantis Technology. Dette selskapet ble stiftet i 1996, og har samarbeidspartnere som Statoil, Hydro, Shell og BP. Deres system vil redusere kreftene som virker på overflatefartøyet, noe som i sin tur gjør at man kan benytte mindre og billigere rigger.

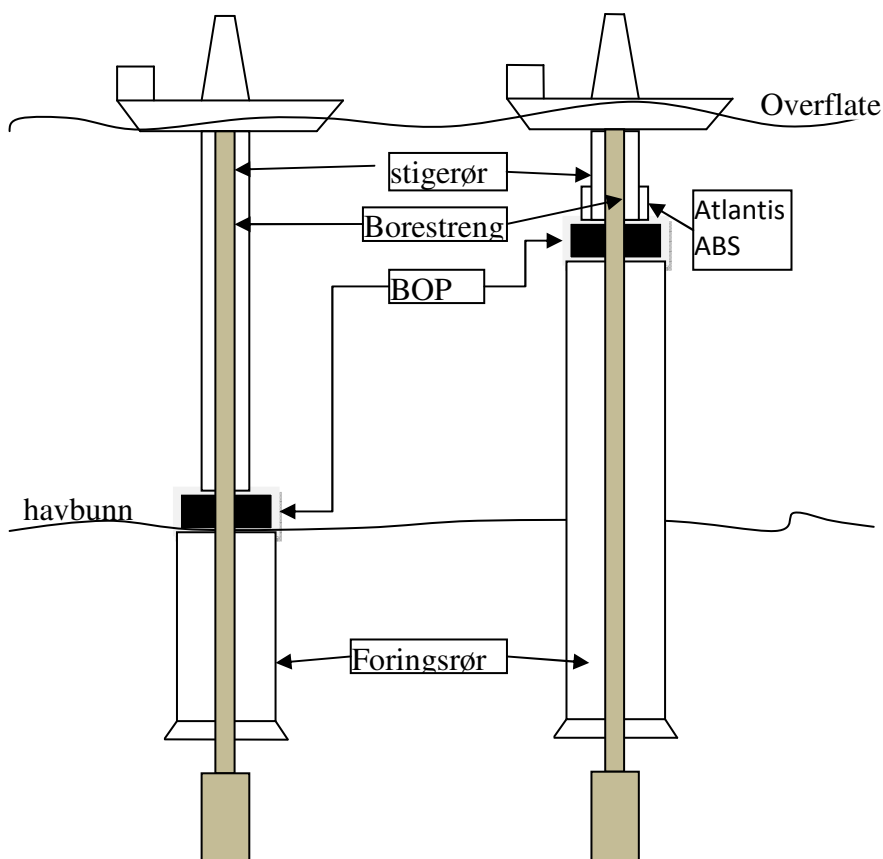
Den første bøyen ble bygget og testet i 2002-2003. Denne sto på 200m dyp, og deler av operasjonen ble støttet av tilskudd fra Demo 2000 - et teknologisatsingsprogram fra Forskningsrådet som satser på ny norsk teknologi for økt sikkerhet og kommersialisering globalt.

Fortrinn/ulemp

Sammenlignet med et tradisjonelt brønnhode, med BOP/X-mas, kan et slikt system ha fordeler når det gjelder å detektere gasspark og generell brønnkontroll.

Men brønnen i sin helhet vil bli lengre i vertikal retning. Dette kan resultere i migrasjon og ekspansjon over en mye større lengde. Det er derfor av avgjørende betydning at avstengning i brønnen og utsirkulasjon av gasspark overvåkes nøye.

Siden brønnhodet er tatt opp på mer moderate dybder med lavere utvendig trykk, blir trykkdifferansen over foringsrøret stort. Dette er av betydning ved et gass-spark, og må tas hensyn til ved design av foringsrør.



Figur 3.11

3.3.3 SBOP – tørr BOP

I likhet med Atlantis, bygger dette systemet på filosofien om å bringe brønnhodet opp fra havbunnen. Faktisk bringes det her opp over havoverflaten.

Mellom havbunn og BOP monteres et høytrykks-stigerør. Denne teknologien har vært brukt på dyp større enn 3000meter i sørøst Asia og enkelte områder i Brasil og Middelhavet.

Denne metoden setter store krav til designet på høytrykksstigerøret og ikke minst til fartøyets evne til å holde sin posisjon, ved hjelp av DP. Derfor er metoden mest vanlig å bruke på ”Jack Up`s”, siden disse står på bunnen. Metoden er ikke egnet for HP(High Pressure) reservoarer.

Hensikten er å kunne bruke eldre generasjons-rigger til en lavere dagrate på felter med lavere økonomisk potensiale.

Disse riggene har mindre kapasitet både på strekk, løfte og boreslamsystem. Og ved å bringe BOP opp på dekk, kan man benytte et mindre(diameter) høytrykksstigerør.

Typisk kan man klare seg med 14" stigerør.

Under er tabell som sammenligner vekter for boring på 10.000 fots vanddyb med 14" stigerør. Som en ser på fig 3.12, gir SBOP en betydelig vektreduksjon, 80%.

VEKT SAMMENLIGNING FOR 10.000 FOR VANNDYP				
Bore- komponenter	Trykksatt stigerør		Konvensjonelt stigerør	
	T - joint	15	T - joint	20
	tonn		tonn	
13 3/8 SBOP	40	Mar. stigerør	750 kg/m* 2.300 tonn	
	tonn			
Slank stigerør 150 kg/m*	475 tonn	LMRP	50	
			tonn	
Sikkerhets uts.	30	BOP (18 3/4 ")	250	
	tonn		tonn	
Brønnhode kobling	20	Brønnhode kobling	50	
	tonn		tonn	
Boresystem totalt	580	Boresystem totalt	2.670	
	tonn		tonn	
strekkkapasitet	750	Strekkkapasitet	1.250	
	tonn		tonn	

Figur 3.12 * vekten er for tørre stigerør¹⁶

¹⁶ Ref 24

Gusto PRD er et boreskip som har kapasitet til boring på 12.000 fot, og dette benytter SBOP, i kombinasjon med 14" stigerør.

Ifølge deres egne uttalelser har deres system følgende fortrinn:

- Reduksjon av fartøystørrelse
- Redusert boreslamvolum og behandlingsfasiliteter
- Bortfall av navlestreng til havbunn.
- Betydelig tidsbesparelse. Bruk av standard stigerør med BOP krever 5-6 dagers operasjon inklusiv testing. Her kan testing utføres samtidig med installasjon, og operasjonen tar 3 – 4 dager.

Et konvensjonelt stigerør er 21", men med påmontering av oppdriftsmidler, strupe og drepelinjer, kontroll og kraftoverføringslinjer og selve koblingene, kommer total diameter gjerne opp mot 50".

Skipet til Gusto var i utgangspunktet designet for å operere ned til 5.000 (1.525m)fot med tradisjonell subsea BOP, men med denne teknologien har det kapasitet til 12.000 (3.650m) vanndyp.

I sikkerhetsøyemed blir det innstallert et sikkerhetssystem (ESG - Emergency Safe Guard) på havbunnen.

Dette skal sikre sikker til- og frakobling av stigerøret på brønnhodet. Anordningen er kontrollert av et fjernstyrt hydroakustisk kontrollsystem. Andre kjente navn for dette systemet er SSOD (Seabed Shut Off Device) og SIS (Seabed Isolation System)

Det er forventet at flere vil benytte denne teknologien i fremtiden, innenfor de begrensningene systemet har.

4.0 Fokus på RMR – Riserless Mud return

Dette gjelder altså for topphullet, og ikke etter montering av BOP

RMR ble utviklet med basis i CTS (Cutting Transport System)¹⁷ teknologien. Denne ble brukt for å hindre opphoping av borekaks ved borehullet, og behovet for senere opprydding.

I videreføring av dette prinsippet begynte man å pumpe borekaks/slam til overflaten ved hjelp av en pumpeenhet nede ved brønnhodet. Denne metoden ble initielt ned til 800 meter.

AGR Subsea sitt RMR system ble kvalifisert gjennom et prøveprosjekt i 2000, og anerkjent av industrien.

Et samarbeidsprosjekt (JIP), ble etablert mellom NFR(Norsk Forskningsråd), Hydro, Statoil og AGR.

JIP ble i første omgang etablert for å kvalifisere teknologien for dyp ned til 450 meter.

Denne metoden er som nevnt en stigerørsløs boremetode. Virkningen av den delte gradienten kan sees i figur 4.1 og 4.2

Disse figurene er ikke helt representative i forhold til topphullboring, men illustrerer likevel prinsippet.

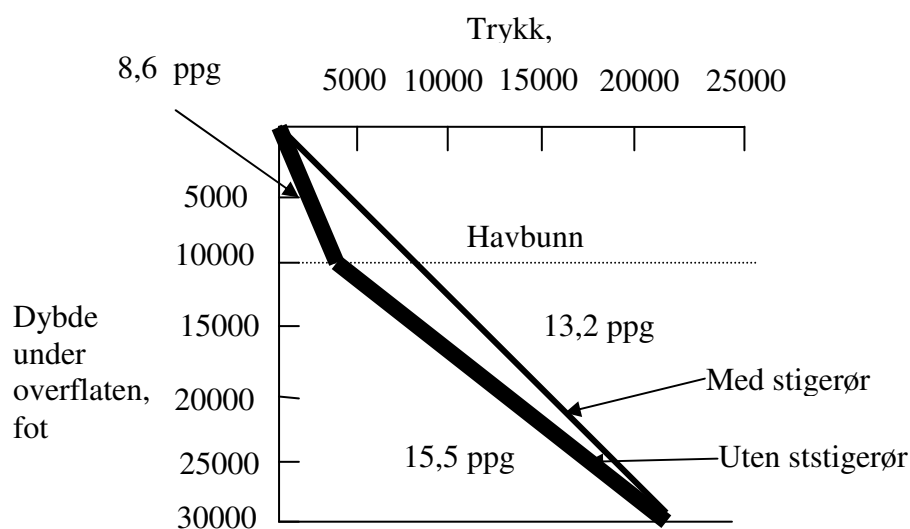


Fig 4.1 Hydrostatisk trykk i annulus/ringrom for stigerørsløs boring (ppg: pound per gallon.)

¹⁷ Ref 16

I denne figuren er samme bunnhulls-trykk brukt til å kalkulere slamtettheten for stigerørsboring kontra system uten stigerør. Resultatet viser henholdsvis 15,5 ppg og 13,2 ppg.

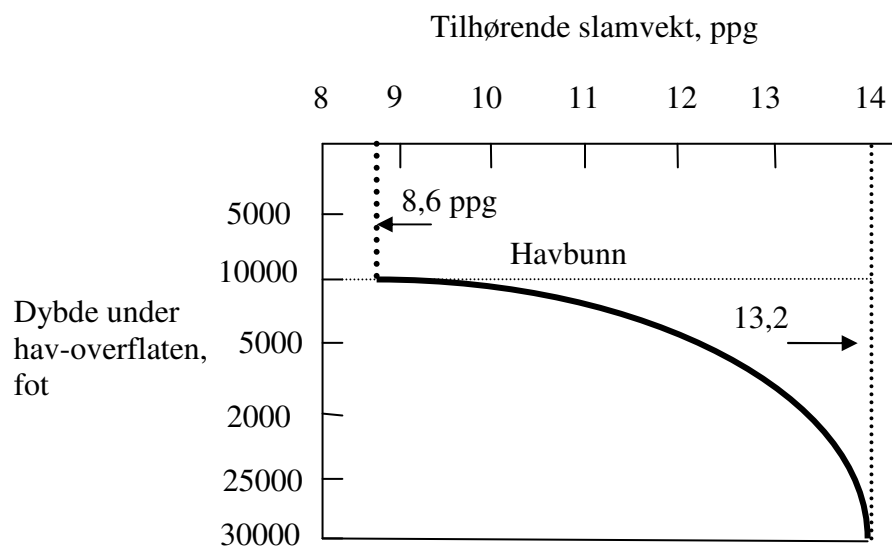


Fig 4.2 Tilhørende slamvekt for boring uten stigerør

Metoden muliggjør retur av borekaks og borevæske til riggen før forankringsrør med sikkerhetsventil (BOP) og stigerør er installert, dvs. for relevante topphullsseksjoner. Metoden ble utviklet for resirkulering og gjenbruk av kostbar borevæske. Metoden kan benyttes ved standard boreoperasjoner i forbindelse med havbunnsbrønner.

Tidligere ble denne metoden forbundet med en viss sikkerhetsrisiko i tilfelle man skulle treffe på grunn gass ved boring av topphullet, men nå gir denne metoden meget god mulighet til å holde kontroll med nettopp dette.

Når det bores med retur til riggen vil den grunne gassen kunne strømme opp til riggen og medføre brann- og eksplosjonsfare og derved utgjøre en betydelig risiko for personell. Imidlertid åpner teknologien nå for å bruke et åpent system for å unngå at gass samler seg og at det oppstår trykk. En eventuell gassutblåsning vil da bli stengt av mot innretningen og i

stedet gå til sjø ved havbunnen. I tillegg har man fortsatt pumpemuligheter og oppveid borevæske på innretningen i tilfelle behov for å drepe brønnen.

Dette systemet består av:

- En kontrollkontainer med kraftforsyningsenhet
- Plasseringssystem
- Subsea sugemodul med pumpe(r)

Metoden forutsetter at det må være et håndteringssystem for topphullskaks om bord på riggen, som igjen krever ekstra plass for spesialutstyr og lagring av kaks. Ved tidligere boringer i Barentshavet er det brukt skrueløsninger eller trykkluft for å transportere kaks fra ristebordene til buffertanker på dekk, og fra dekk til båt er det både brukt kran eller overføring ved hjelp av trykkluft.

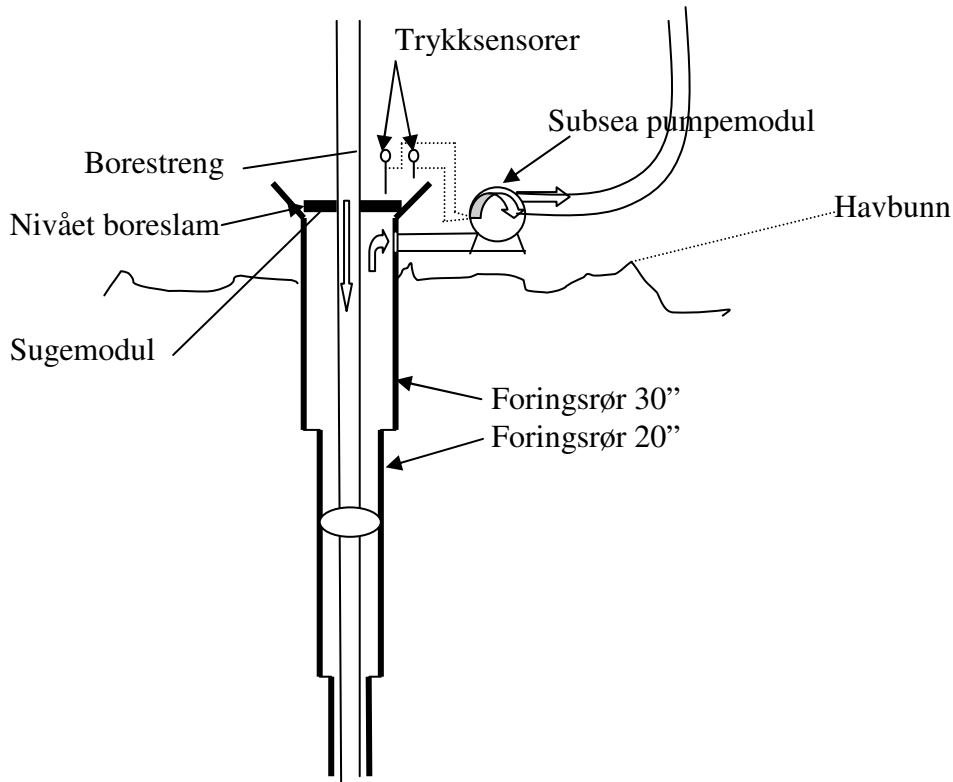
4.1 Beskrivelse av prinsipp

I og med at dette er et stigerør-løst system, men samtidig benytter delt-gradient teknikken, er det sjøvannet som har funksjonen som øverste gradient. Dette har densitet på $1,025\text{kg/dm}^3$. Dermed har vi denne som lineær gradient fra havoverflate til havbunn.

RMR systemet har en sugemodul koblet til brønnhullet som er åpent vertikalt mot sjøen, og som har uttak for boreslammet horisontalt til pumper. Dette vil si at toppnivået på boreslammet er åpent eksponert mot sjøen, og dette nivået blir visuelt overvåket av kamera/ROV. Se fig 4.3

Pumpen(e) har følere inne i modulen og utvendig, og det er disse som er styringsparametre for pumpen, slik at den arbeider for å holde dette nivået stabilt.

Boreslammet blir deretter pumpet i retur til borefartøyet for vasking/opsamling/gjenbruk.



Figur 4.3 RMR systemet, prinsippfigur

Utstyrs-spesifikasjoner og design

Utstyret skulle beregnes for 450 meters dybde.

Testene offshore skulle gjennomføres på 330 meter dyp.

Systemet skulle designes for å returnere slam, borekaks og sement fra borestart til enden på sementeringsoperasjonen for 20" eller 18 5/8" topp-foringsrør.

SCM (Suction Centralizing Module). Sugemodul som ved lavtrykk skal ha minimale tap til sjøen.

SPM(Subsea Pump Module) Pumpe som skal ha kapasitet på 4.500 liter/min fra slamlinen.Se figur 4.4

Pumpen skal kunne kjøre på 6 5/8" borestrengs retur-stigerør gjennom "moonpool"

Værbegrensningene skal "være større" enn for ROV, og ellers som for boreoperasjoner/opp til 6 meters hiv. $Hiv = 2 * \text{amplituden}$

Pumpen skal kunne slippe gjennom stigerørsinnhold til overflate, selv ved driftsstopp. Dette betyr at pumpen ikke må være av typen stenpelpumpe, men ha åpent løp ved driftstans.

Systemet skal kunne takle sikker behandling av grunn gass, både over- og under trykk, under tetningen i sugemodul.

Kontrollsystemet skal kunne måle trykket både utenfor og inne i SCM, og regulere pumpekapasiteten etter dette.

Systemet skal ha kontroll med ESD og nødstengningsfunksjon som skal stenge returlinjen til overflaten,

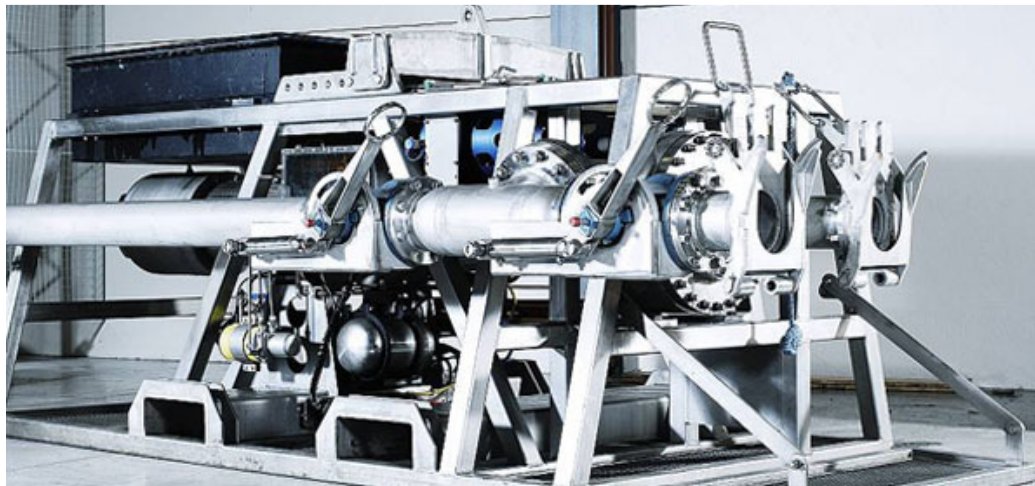
"blø av" stigerøret og koble fra sugerøret til pumpen, nede på havbunnen.

Utstyret skal møte NORSOK Z-015 standard.

Teknisk

Subsea pumpemodul **SPM** (Subsea Pump Module) som består av: Se figur 4.4

- 2 DiscfloTM sentrifugalpumper, montert i serie med tilhørende elektriske motorer.
- Fungerer som en mottakningsenhet fra **CRT** (Centralization and Running Tool) fig 4.5, og tilkoping til RMR linjen til overflaten.
- En frigjøringsventil ble montert for å sikre frigjørng ved over-eller undertrykk.



Figur 4.4 Undervannspumpemodul

Sentralisering- og operasjonsverktøy CRT

Denne fig 4.5, sentraliserer borestrengen og virker som en lavtrykksbarriere mellom brønn og hav. Barrieren tillater monitorering av variasjonen i SCM, for å unngå å miste boreslam til sjø. Tetningen kan rotere og tilte, for å unngå skade på materialet.

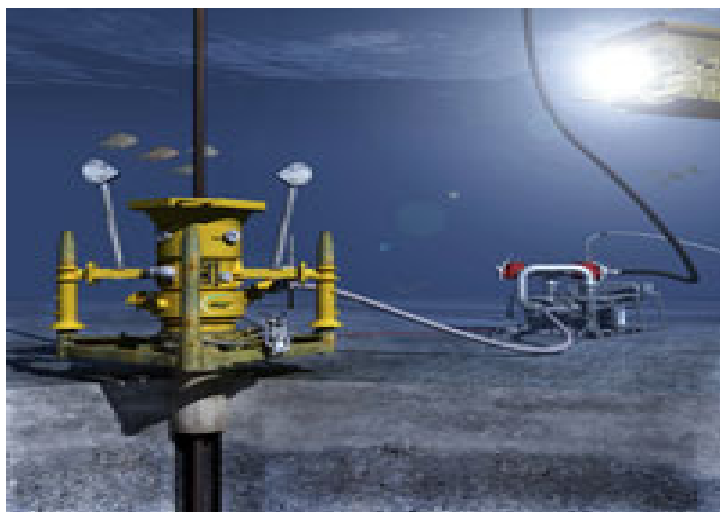


Fig 4.5 Sentralisering-og operasjonsverktøy

Kontrollenhet og strømforsyning

Enheden inneholder:

VSD (Variable Speed Drive) omformer, sinusfilter og kontrollsystem. Dette skal ivareta kontakten mellom overflaten og RMR systemet.

3 kV omformer for å redusere tykkelsen på kabelen, som er mulig når man bruker høye spenninger.

RMR systemets kontrollenhet (nede på havbunnen)

Dette systemet kontrollerer brønnaktiviteten ved å konstant overvåke trykket i og utenfor sugemodulen (SCM) og regulerer omdreiningshastigheten på pumpen deretter.

Pumpen blir overvåket av en operatør fra AGR.

Funksjonen til kontrollsystemet er omtrentlig slik:

En trykkløser måler trykket i SCM inni ringrommet, mens en annen måler det hydrostatiske trykket utvendig, på samme nivå. Differansen mellom disse blir brukt til å regulere ønsket pumpekapasitet/turtall.

Mottakeren for differansetrykket er plassert inne i pumpemodulen.

Gjenopprettelses linjesystem

Her ble brukt en 6 5/8" returslange for derved å senke kostnadene. En større slange hadde vært å foretrekke grunnet redusert friksjon og mindre energikrevende. Slangen fungerte også som støtte for opphenget til SPM.

Nødavstengning og brønnusikkerheter

Systemet har innebygget stenge-og avblødingventil på riggen. Hvis det blir detektert gass inne i pumpene eller i returlinjen, vil pumpene bli stoppet og linjen stengt.

Dermed er gassen fanget og kan bli utluftet kontrollert.

Systemet inneholder også et nødutløsningssystem. Dette har funksjoner som:

- Frakoble RMRsystemet fra brønnen
- Forhindre gassinntrengning til fartøyet.
- Forhindre skade både på fartøy og RMR utstyr ved hurtig evakuering fra lokasjonen.

4.2 Fortrinn

Metoden med å bore uten stigerør, løser eller reduserer flere av utfordringene som knytter seg til tradisjonell boring av topphull

Trykkontroll av brønn

Hovedutfordringen ved å bore en brønn er å holde kontroll med trykket, som et funn av hydrokarboner representerer.

Et topphull bores med utgangspunkt i at det ikke skal forekomme trykkøkninger, men dette kan imidlertid skje likevel.

AGR hevder at metoden gir meget god brønnsk kontroll. Visuell monitorering av slamnivået på sugemodul gir forvarsel på volumøkning av boreslammet. I tillegg vil økt turtall/kapasitet på pumpen indikere på tilsvarende.

Ved en eventuell "kick" av betydning, vil nivået stige så fort at pumpen ikke klarer å holde nivået konstant, og dette gir en utblåsning til sjøen, og ikke opp på fartøyet. Dette gir økt brønnsk kontroll, både med hensyn til grunn gass og grunn vannstrøm.

100% gjenvinning av boreslam

Operatøren kan bruke boreslam av vesentlig bedre kvalitet, fordi gjenbruksgraden av slam er stor.

Volumet som skal fylles med boreslam er også vesentlig mindre, og bidrar derfor til at tilførsel/lagring er enklere.

Imidlertid må utboret kaks håndteres om bord på riggen. Oppsamling av topphullskaks vil føre til betydelig økte kaxsmengder på riggen i forhold til hva som har vært tilfelle tidligere.

Alternativt kan kaks mellomlagres på et skip i området. Under boring av topphull genereres kaxsmengdene relativt raskt fordi det bores med større diameter, og dette vil resultere i logistikkutfordringer og kraftkrevende håndteringsprosesser med ekstra luftutslipp (CO₂, NO_x) som resultat. Det vil også innebære ekstra tidsbruk og kostnader dersom utstyret feiler.

Kaks håndtert på riggen må videretransporteres til land for behandling og deponering.

Ikke utslipp til miljøet

Fordelen med metoden med retur av utboret masse til rigg, er at boring og sementering kan utføres uten utslipp til sjø.

I områder med dårlig hullstabilitet kan det bores med bruk av spesielle borevæsker, som av miljøhensyn ikke tillates sluppet ut. Systemet kan også kobles til konvensjonelle boresystemer med minimale forandringer.

RMR-metoden er opprinnelig benyttet på bakgrunn av økonomiske insentiver om å gjenvinne dyr borevæske/tilsetningsstoffer. Metoden forutsetter oppkobling mot innretning med mulighet for nødavstengning mot eventuell strømning av hydrokarboner til innretningen dersom man treffer på grunn gass. Det er i senere tid gjennomført en del tiltak som vil redusere faren for dette, slik at dette ikke lenger oppfattes som en stor sikkerhetsmessig utfordring. I forhold til de andre metodene som er skissert, vil denne metoden imidlertid gi økt belastning/risiko for personell i forbindelse med håndtering av store mengder kaks i løpet av en kort tidsperiode.

I følge leverandøren(AGR) er bakgrunnen for at operatører velger RMR ikke nødvendigvis reduksjon av utslipp til sjø, men boretekniske, sikkerhetsmessige og økonomiske fordeler.¹⁸

Tidsforbruk

Siden RMR-systemet består av transportable moduler, er mobilisering av utstyret relativt raskt utført. Det kan monteres på hvilken som helst borefartøy, enten for nedsetting over side eller gjennom moonpool.

Oppgradering av borefartøy

Systemet mobiliseres raskt på et eksisterende borefartøy på modulbasis, og krever ikke stor dekksplass.

¹⁸ Ref 5

Økt stabilitet for fastholdelse av posisjon for borefartøy

En eller flere returlinjer kan erstatte et standard stigerør. I tillegg er mengden av slam betydelig mindre, siden returlinjene vil være av mindre volum. Disse linjene er også lettere, og sammen med at ytre krefter får mindre bidrag, gjør dette at fartøyet vesentlig lettere klarer å holde posisjonen. Alt i alt vil dette bidra til mindre venting på været, noe som er en vesentlig kostnadsdrivende faktor.

4.3 Ulemper

Hovedulempen med metoden er utfordringen i å håndtere den utborede kaksmengde på riggen. Lagringsplass og logistikkmessig fører dette til økte kostnader i forhold til hva som har vært tilfelle tidligere. Da Eni Norge skulle bore på Goliatfeltet, estimerte man øktekostnader i størrelsesorden 30-50 mill.NOK. Leverandøren derimot hevder at kostnadene per brønn vil ligge på 2-3 mill NOK.¹⁹

Kejmikaliebruken vil også stige betydelig ved bruk av RMR-teknologien.

Oppkoblingen mot riggen, vil kunne gi økt risiko ved feil på utstyret/sammenkoblingen.

4.4 Erfaringer fra bruk

Ved JIP-prosjektet ble utstyret designet og produsert i løpet av en 8 måneders periode, og forsøket ble gjennomført i desember 2004. RMR systemet ble innstalert gjennom "moon pool"²⁰, og stabilisert ved hjelp av hivkompenserte ledelinjer til havbunnen.

Erfaringene fra dette prosjektet var positive, og man har siden benyttet systemet i GOM (Gulf Of Mexico)på 1500 mters dyp.

Metoden har blitt benyttet på mer enn 20 brønner i det Kaspiske hav (for BP) og for 26'' seksjonen i en brønn på Shtokmanfeltet (for Gazprom) i Barentshavet i 2006.

Systemet ble også prøvd ut utenfor Sakhalin øya i Øst Russland (for BP). Demoversjonen av denne teknikken ble testet på norsk sokkel i 2004 (Eirik Raudes boringer på Troll) og

¹⁹ ref 5

²⁰ "Moon pool" Gjennomgående hull i fra dekk til kjøll i skroget på skip.

metoden ble siden videreutviklet og benyttet på russisk sokkel i 2006. Metoden benyttes også fra faste installasjoner i Kaspiahavet.

AGR har også fått en kontrakt med Shell for boring av 12 brønner i Vest Australia. Disse startet i løpet av 2006.

Riserless Mud Recovery skal være et eget tema for IADC (International Association for Drilling Contractors) sin konferanse i desember i år.

5.0 Utfordringer og videre muligheter

I utgangspunktet tar hele denne oppgaven tak i utfordringene og hvilke muligheter vi i dag kjenner til for å møte disse.

Det vi vet er at det blir stadig mer krevende å både finne og utvinne nye felter som inneholder hydrokarboner, og feltene er generelt mindre enn tidligere.

Dette medfører at risikoen for ikke å få økonomisk utbytte av lete- og utbygging stiger, noe som setter større og større krav til at teknologien blir billigere.

Når vandypene blir større, er det i all hovedsak det tradisjonelle 21" stigerøret som er begrensende. Dette har stor masse, og denne øker dramatisk ved store vandyp. Hvis man kan redusere, eller aller helst fjerne dette, vil både problematikken rundt dette og boreslammet være langt på vei løst.

Men samtidig må man opprettholde sikkerhetsbarrierene mot formasjonstrykket, og nye løsninger kan ikke aksepteres å gå på bekostning av dette.

De forskjellige teknologiske løsningene som testes ut i dag er spennende, og disse separat eller i forskjellige kombinasjoner vil muligens være rette veien å gå.

Når det gjelder videre muligheter, vil videre utvikling og forbedring av eksisterende utstyr mest sannsynlig være den veien bransjen foretrekker, men undertegnede håper likevel at det er rom for utradisjonelle og kontroversielle forslag. Her er noen eksempler:

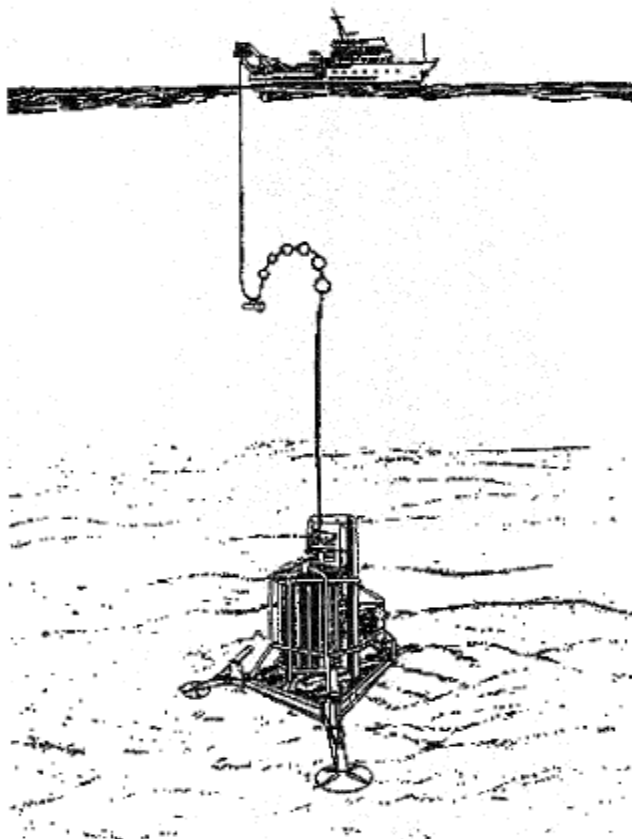
Fjernstyrte boremodul på havbunnen.

Industrien er i dag kommet langt i å utvikle roboter/selvgående maskiner, for gjentakende oppgaver og operasjoner. Mange manuelle oppgaver på tradisjonelle borefartøy er i dag gjort maskinelle, og dette har skjedd på relativt få år og på tross av en noe konservativ holdning fra enkelte deler av bransjen.

Fjernstyring av operasjoner er også utbredt i stor grad ved bruk av ROV og en rekke forskjellige kommunikasjonssystemer.

Selskapet Benthic Geotech har utviklet et prinsipp som viderefører denne ideen, men dette befinner seg foreløpig på forskningsstadiet.

Dette er et delvis selvstendig boresystem, som så snart det har landet på havbunnen, er



bevegelsesmessig upåvirket av moderskipet. Sr fig 5.1

Boreinnteningen blir overvåket, fjernstyrt og forsynt med energi fra moderskipet gjennom en eller flere navlestrenger.

Dette systemet, sammen med andre er i utgangspunktet ikke egnet for å bore brønnhull, slik vi er vant til. Til det er borekapasiteten og effektoverføringen for liten. Også dybdekapasiteten er for liten, selv det er systemer som har kapasitet til å drive kjerneboring ned til 6000 meters vanndybde. Dette blir kun i forskningsøyemed.

Figur 5.1 PROD Portable Remotely Operated Drill²¹

Bemannete borefartøy/moduler på havbunnen.

Man trodde, og hadde for få år siden målsetting om at mennesker(dykkere) nede på havbunnen var avlegs. Dette har man måtte revurdere, og man ser at mennesker som kan improvisere og "kjenne på" problemene er uunnværlige, når det strømlinjeformede bryter mønsteret.

Man har i dag bemannede romstasjoner ute i rommet, og det er etter mitt syn momenter som taler for at dette burde kunne bli en løsning på dypvannsproblematikken .

²¹ Ref 14

En undervannsfarkost kan dimensjoneres for jordklodens absolutte vanddyb (11.034m)²², og man er vesentlig mindre avhengig av andre påvirkninger som vær, strøm, is osv.

Med dette konseptet kunne man utført mange typer undervannsoperasjoner som:

Boring av brønner, innstallering av bunnrammer, UV prossessanlegg, fjerning, overvåkning, heving av dypvanns-vrak(aktuell Bourbon Dolphin), mulighetene er mangfoldige.

Bare det å kunne ha beredskap ved ulykker på innstallasjoner eller rørledninger på dypt vann, ville ha et stort potensiale.

”Ladybird”

Skisse (figur 5.2) forsøker å gi en ide om hvordan et slikt konsept kunne vært utformet. Tanken er at man har en relativt stor operasjonsmodul med atmosfærisk trykk. Denne må kunne romme personalfasiliteter, kommandorom, kraftgenereringsrom osv.

Videre må man fra denne skal kunne styre alle operasjonelle funksjoner, både ved hjelp av kameraer, men ikke minst visuelt.

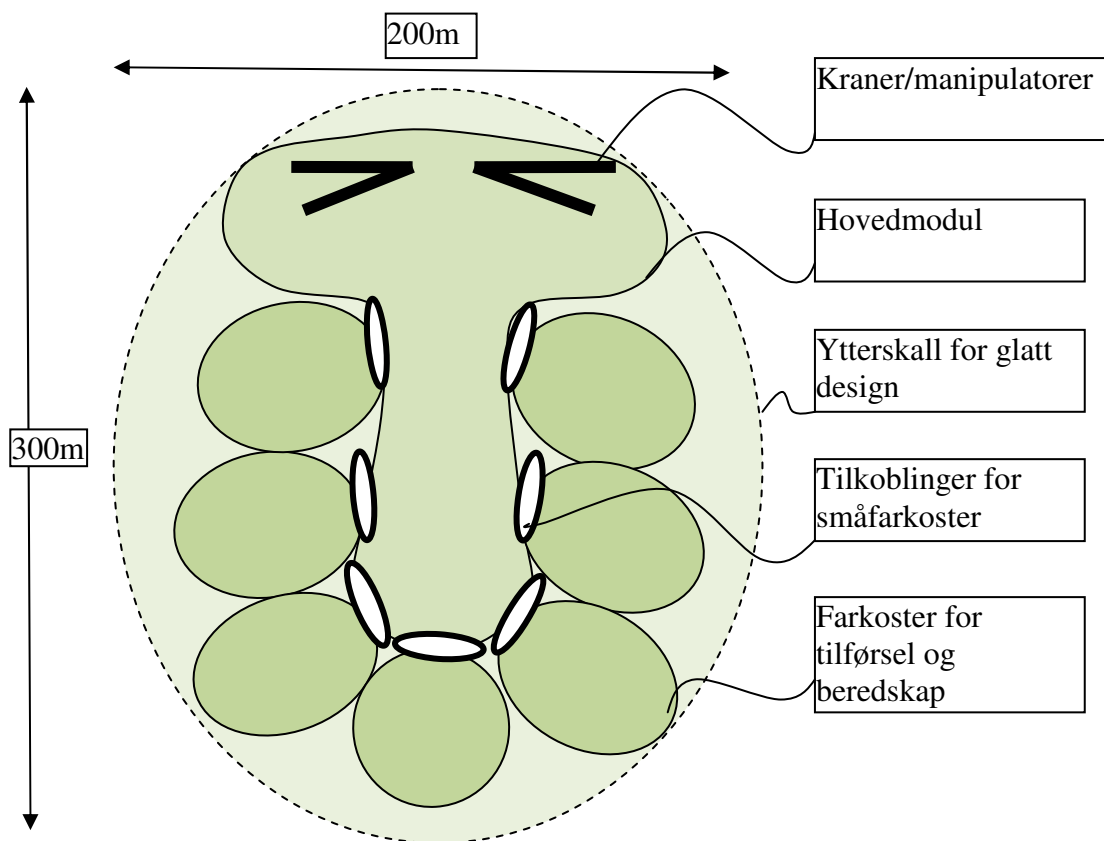
I front på denne er det montert operasjonsutstyr tilpasset aktuell oppgave, for eksempel boring. Dette miljøet er i aktuell trykksone.

I tillegg måtte man ha et visst antall farkoster for å utføre funksjoner som tilførsler av forskjellige slag, samt mannskapsskifte.

Disse skulle også fungere som evakueringsberedskap for mannskap/operatører ved problemer.

Rundt dette må det være et skall, som fungerer som beskyttelse for tråler og lignende.

²² Ref 27



Figur 5.2 Skisse av fremtidig UV-farkost for marine dypvannsoperasjoner, sett ovenfra²³

Hovedpoenget er at farkosten må være så stor at den kan romme alle nødvendige personal-driftsfunksjoner, og landet på havbunnen være så stødig(tung) at den kan utføre store operasjoner stabilt.

Den må også kunne frakte store konstruksjoner ut til lokasjonen.

²³ PHJ

6.0 Konklusjon

Det er i denne rapporten sett på hvilke hovedutfordringer som gjelder ved boring av lete- eller produksjonsbrønner på store vanddyb.

I disse tilfellene blir selvsagt det hydrodynamiske trykket betydelig, men i all hovedsak er det den lange avstanden ned, som skaper problemer ved boreoperasjonene. Stigerøret som normalt brukes er 21 tommer, og utgjør en betydelig masse i seg selv. Når dette i tillegg er fullt med boreslam, blir dimesjoneringskriteriene for røret såpass krevende, at man før eller siden kommer til en grense for hvor lange de kan være.

Det er systemene ombord på borefartøyet som skal kunne operere disse vektene, og disse vektene øker eksponensielt med vanddypet.

Rapporten ser på metoder for å komme "rundt" disse vektproblemen, eller i det minste begrense dem. Rapporten ser også på bruk av andre lettere materialer, mindre dimensjoner og ikke minst bruk av en boremetode betegnet som "dual gradient". Prinsippet for denne metoden er å ikke bruke ensartet boreslam helt opp til fartøyet.

Vi ser at en delt gradient-metode kalt RMR, er utviklet og har gode erfaringer for boring av topphullet, som skjer uten bruk av BOP.

Denne metoden i kombinasjon med tradisjonelt stigerør er under utvikling for boring av BOP-fasen, og dette ser lovende ut. Denne kalles CMP.

Hovedfordelen med denne metoden er at man ikke trenger å fylle hele stigerøret med "tungt" boreslam, samt at man blir i stand til å gjennomføre boringen av brønnen med minder antall foringsrør i forhold til konvensjonell boring. I tillegg har man god trykkkontroll, med gode deteksjonsmuligheter for evnetuelle "kick".

Til slutt ser rapporten på noen ideer om fremtidskonsepter, noe mer "høyt(lavt)flygende" enn andre.

7.0 Forkortelser og definisjoner

BOP	Blow Out Preventer	Utblåsningssikring
SBOP	Surface BOP	BOP på overflaten
RMR	Riserless Mud Recovery	Slamretur uten stigerør
JIP	Joint Industri Project	Felleskapsprosjekt
SCM	Suction Centralizing Module	Suge og sentraliserings-modul
ROV	Remote Operated Vehicle	Fjernstyrt undervannsfarkost
SPM	Subsea Pump Module	Subsea pumpemodul
CRT	Centralization and Running Tool	Sentralisering- og operasjonsverktøy
VSD	Variable Speed Drive	Trinnløs omformer
US feet	= 0,305m,	(norsk = 0,31374m)
Lbs	= Pounds	0.4054 kg
kips	= kilo pounds	1000 * 0,45054 kg
ppg	pound per (US)gallon	0,4054kg/3,785 liter
ABS	American Bureau of Shipping	Klassifiseringsselskap
ABS	(Atlantis) Artificial Buoyant Seabed	Kunstig sjøbunn
ADP	Aluminium Drill Pipe	Aluminiums borestreng
X-mas	Christmas tree	Ventiltre for produksjon på brønnehodet
AGR	Ability Group	
DP	Dynamisk Posisjonering	
RD	Riserless Drilling	Boring uten stigerør
CTS	Cutting Transport System	Transport av borekaks
ECD	Equivalent Circulating Density	Differansen mellom faktisk bunnhullstrykk og bunnhullstrykket generert av boreslammets friksjon under pumping.
POD		Undevanns-kontrollenhet
VDL	Variable deck loads	Dekkskapasitet (på rigger)
ESG	Emergency Safe Guard	Sikkerhetssystem
HP/HT	High Pressure/High Temperature	Høyt trykk/høy temperatur
GOM	Gulf Of Mexico	

8.0 Figurliste

- 1.0 Kart over dypvannsområder i verden
- 2.0 Prinsippskisse over stigerør med BOP
- 2.2 Plottediagram dybde/strekkapasitet
- 2.3 Plottediagram m. eksponensial-funksjonen
- 3.0 Prinsippskisse RMR
- 3.1 Trykkvindu med konvensjonelt stigerør
- 3.2 Aluminiums-stigerør
- 3.3 Materialeegenskaper
- 3.4 Traplock kompositt
- 3.5 Prinsippskisse 16" stigerør
- 3.6 Prinsippskisse CMP
- 3.7 Trykkvindu med todelt gradient
- 3.8 Tabell over smalehull
- 3.9 Tabell over prissammenligninger
- 3.10 Bilde av Badger Explorer
- 3.11 Atlantis ABS
- 3.12 Tabell vektsammenligninger
- 4.1 Gradientoversikt med/uten delt gradient
- 4.2 Slamvekt ved delt gradient
- 4.3 Prinsippskisse RMR
- 4.4 Subsea pumpemodul
- 4.5 Bilde CRT
- 5.1 PROD Portable Remotely Operated Drill
- 5.2 "Ladybird"

9.0 Referanser

- 1 API Recommended Practice 16Q (RP16Q) 1. edition nov 1993/ 2001
- 2 <http://www.kingdomdrilling.co.uk/drillops/openwater/OW9.pdf>
- 3 <http://iodp.tamu.edu/publicinfo/drillship.html>
- 4 http://www.aade.org/TechPapers/2006Papers/Harsh_Conditions/AADE-06-DF-HO-30%20-%20Scott.pdf
- 5 http://www.sft.no/dokument____39865.aspx?attachment=true
- 6 <http://www.ocean-rig.com/system/script/GetFile.asp?ID=221>
- 7 <http://www.aluminum.org/ANTemplate.cfm?IssueDate=01/01/2004&Template=/ContentManagement/ContentDisplay.cfm&ContentID=7121>
- 8 <http://www.daria.no/skole/?tekst=5311>
- 9 http://www.spe.org/atce/2005/tech_prog/sched/documents/PG1fromspe97035.pdf
- 10 http://www.worldoil.com/magazine/MAGAZINE_DETAIL.asp?ART_ID=2933&MONTH_YEAR=Jul-2006
- 11 http://www.geothermie.de/egec-geothernet/techn_information/deep_drilling/0148.PDF
- 12 <http://www.api.org/ehs/water/directional-drill.cfm>
- 13 “A study of technology solutions in deepwater drilling”, Vetle Dalan , UIS 2005
- 14 <http://www.bgt.com.au/portable.htm>
- 15 Jonggeun Choe og Hans Juvcam-Wold. *Well Control Aspects of Riserless Drilling*. SPE 49058, 1998.
- 16 http://www.demo2000.no/filearchive/pdf/agr_rmr_roger_stave.pdf
- 17 <http://bergen.spe.no/doc/1%20day%202006/Presentasjoner%20PDF/Peer%20Gynt%20PDF/Peer%20Gynt%202/Roger%20Stave%20AGR.pdf>
- 18 <http://www.rf.no/Internet/petroleum.nsf/wvDocCatHTML/35A6A3913C45C928C1256F6A004682FA>
- 19 Jan O. Andersen, Seadrill

- 20 <http://www.ptil.no/NR/rdonlyres/BA8D482C-D44A-4E54-B7F0-6F1A63CDB5B5/12279/PtilRapporg061115.pdf>
- 21 <http://www.atp.nist.gov/eao/grc04-863/chapt4.htm>
- 22 http://www.subseaiq.com/News/Articles/200704/Slim_Riser_A_Cost_Effective_Tool_for_UI_3283.aspx?AspxAutoDetectCookieSupport=1
- 23 http://www.spegcs.org/attachments/studygroups/3/drilling_power_pt.pdf
- 24 <http://www.gustomsc.com/download/Inside1%20Apr-03.pdf>
- 25 http://www.deepwater.com/fw/main/List_by_Rig_Type-15.html
- 26 http://www.seadrill.com/modules/module_6011/drilling_unit_list.asp?mid=21
- 27 http://www.cappelen.no/Vedlegg/Fasit_til_ovingshefte.pdf

10.0 Vedlegg

Spesifikasjoner på utvalgte rigger.

West Alpha

For further information contact:

Marketing - Contract

Phone: +47 51 30 90 00

E-mail: business.development@seadrill.com

www.seadrill.com

Design Ultra Yatzy

Built/year NKK/1986

Modified 1991/1996/1999/2002/2004

Registration Panama

Classification Column Stabilised Drilling Unit, UKVS, HELDK, CRANE, F-AM, POSMOOR ATA, DRILL (N)

Length o.a. 89 m

Breadth 66 m

Water depth 60 - 600 m

Drilling depth 7,000 m

Variable load 4,700 mT

Propulsion 4 x 2,450 (BHP)

Prime movers 17,500 (BHP)

Cranes 2 x Hydraulikk Brattvåg, 55 mT at 17m and 10 mT at 47m

Mooring 8 x 12 T Stevpris

8 x 76 mm 1750 m chain

Derrick MH 174 - 1.3 mill lbs

Travelling block MH 1068 - 650 T

Drawworks Wirth GH 3000 E

Topdrive MH DDM 650-C-DC-500 S

Rotary table Wirth RTSS 49,5"

BOP Cameron "T" 18 3/4" - 15K

BOP control system Cameron, Pilot hydraulic system - 3000 PSI WP

Marine riser Vetco, 1,000,000 lbs - 600 m

Riser tensioners 12 x MH 80,000 lbs

Heave compensators MH CBC-270-20, 20 ft stroke

Active heave compensator MH

Mud pumps 3 x Wirth TPK 7" x 12"/1,600 HP triplex

Shale shakers 6 Thule VSM 300

Drillpipe 6,000 m of 5" x 25.6 lb/ft S-135

6,000 m of 5 7/8" x 24.1 lb/ft S-135

Mud cement bulk 674 m³

Liquid mud 1100 m³ incl. OBM 470 m³

Base oil 390 m³

Brine 700 m³

Slop system Alfa Laval slop handling system

Helideck Sikorsky S-61N

Accommodation 98 persons

West E-drill

For further information contact:

Marketing - Contract

Tel: +4751309000

E-mail: business.development@seadrill.com

Web: www.seadrill.com

(Metric)

GENERAL CAPACITIES

Delivery 1Q 2008 **Diesel** 3240m³

Hull ID 7045 **Drillwater** 1420,6 m³

Major upgrades NA **Potable water** 720m³

Design Moss CS50 MkII-DP **Bulk product** 840 m³

Previous names - **Sack storage** 5000 sacks

Flag Norwegian **Base oil** 500m³

Classification agency DNV **Brine** 500m³

Dimensions 83.2 x 72.72 m **Liquid mud (pontoons)** 1100 m³

Operating draft 23,5m **Mudpits (excl slug/mix)** 1000 m³

Transit draft 9,85m

VDL - operating 6000 mt **WELL CONTROL**

VDL - survival 5600mt **Diverter** Vetco KFDS CSO, 1.54 m (60.5")

VDL - transit 6000mt **BOP** Cameron 1035 bar 0.48 m (18.75")

Transit speed 8 kn **C&K manifold** Drilltech/Cameron 1035 bar

Outfitted max WD 3000 m

Min WD 250 m (DP) 70m (mored) **POWER**

Usable deck space **Main engines** 8 x 4400 KW

Max drilling depth 9000 m + **Auxillary engine** -

Max combined load **Total power** 35.2 MW

Quarters 128 **Main generators** 8X4400KW

Helideck capacity S-92 or similar **Emergency power** -

Helideck certification HELDEK

STATION KEEPING

DRILLING PACKAGE DP class DP3

Derrick (SHL) MH double ram rig 908 and 454 mt **DP control system** Kongsberg Hipap 500

Racking capacity 9144 DP (5 7/8") **Mooring lines** 8

Drawworks NA **Mooring winches** 4 double

Rotary table 1.54/1.26 m (60.5"/49.5")908/454mt **Thrusters** 8 x 63 mt

Top drive MH

TUBULARS

MUD SYSTEM Drillpipe

Pressure rating 517 bar

Pumps 4 x 1618 KW **CRANES**

Solids control Shaker x 5, Mud cleaner x 1, centrifuge x 2

Pedestal cranes

2 x 80 mt + 2x15 mt

API SWL 80 mt @ 16 m , 15mT @ 48m

RISER SYSTEM **BOP crane** 2x75mt

Riser tension 14 MN **Riser crane** 30mt

Riser type/ maker Cameron **Tubular crane** 11,5mt


Riser min ID 0.53 m (21") **X-mas tree** 2x50mt

Kill / Choke lines min

ID

0.11 m (4.5")

Kill / Choke lines rating 1035 bar

Actinia	
The ACTINIA is a Friede & Goldman Enhanced Pacesetter design semi-submersible drilling unit capable of operating in harsh environments and water depths up to 3,500 feet using an 18¾in 10,000 psi BOP and a 21in OD marine drilling riser.	
Rig Type	Other Floaters
Design	Friede & Goldman L-1033 Enhanced Pacesetter
Builder	Hitachi Zosen, Nagasu, Japan
Year Built	1982
	
Classification	Class A1, Drilling Column Stabilized unit as defined in ABS rules.
Flag	Panama
Accommodation	100 berths
Helideck	80ft x 80 ft; rated for S-61 N
Moonpool	
Station Keeping	Moored
Max Drill Depth	25,000 ft / 7,620 m
Max Water Depth	1,500 ft / 457 m
Operating Conditions	Significant Wave: 50 ft; Wind: 114ft; Current: 1.64ft
Storm Conditions	Maximum Wave: 100ft; Current: 2.4 knots

Technical Dimensions

Length	270 ft	82 m
Breadth	255 ft	78 m
Depth	116 ft	35 m
Operating Draft	65 ft	20 m
Ocean Transit Draft	24 ft	7 m
VDL - Operating	2,999 st	2,721 mt

Capacities

Liquid Mud	2,830 bbls	15,889 cu ft	450 cu m
-------------------	------------	--------------	----------


Drill Water	54,384 bbls	305,339 cu ft	8,641 cu m
Potable Water	3,239 bbls	18,185 cu ft	515 cu m
Fuel Oil	11,951 bbls	67,099 cu ft	1,899 cu m
Bulk Mud		9,686 cu ft	274 cu m
Bulk Cement		7,995 cu ft	226 cu m
Sack Material	5,000 sacks		


Drilling Equipment

Riser	11 x Vetco Marine MR6 E riser with 3in ID C&K lines.
Riser Tensioners	290mt max. tensioning capacity
Guideline Tensioners	
Podline Tensioners	
Choke & Kill	
Cementing	Dowell Schlumberger CPS 361; 10,000 psi unit

Machinery

Main Power	2 x EMD 12-645-E8, 1610 hp each; 2 X EMD 12-645-E9, 2280 hp	
Emergency Power	1 x GM-16V-71 diesel driving 1 x 448 kW generator	
Power Distribution	Jeumont Schneider SCR System	
	Winches	8 x BRISSONNEAU/LOTZ double windlasses
	Wire/Chain	8 x 5,300 ft 3 inch chain
	Anchors	1 x 12mt Stevpris; 3 x15mt Stevshark; 4 x 18mt Stevpris
Deck Cranes	1 x NATIONAL OS-215-E, 40 mt at 7.6m radius; 2 x NATIONAL OS-435-E, 54.5mt at 9.1m radius	

Deepwater Navigator	
Rig Type	Other Deepwater
Design	Enh. Sedco 445
Builder	Mitsui Engineering & Shipbuilding Co. Ltd. Tamano Works
Year Built	1971/2000
	
Classification	DNV
Flag	Marshall Islands
Accommodation	Accommodations for 123 people.
Helideck	70 ft. x 70 ft. suitable for S-61
Moonpool	
Station Keeping	
Max Drill Depth	30,000 ft / 9,144 m
Max Water Depth	7,200 ft / 2,195 m
Operating Conditions	50 knots winds
Storm Conditions	100 knots winds
Derrick	Dreco dynamic derrick 185 ft x 40 ft x 40 ft base, 1.5 million lbs with 14 lines strung
Drawworks	Oilwell E-3000 (Disc brakes) 3,000 Hp
Motion Compensator	Rucher Shaffer DSC-25/800, 800,000lb, 25ft stroke
Top Drive	1 x Varco TDS-4S, 50,900 ft-lbs max torque
Rotary	1 x Continental Emsco T-6050 with max opening 60.5-in.
Pipe Handling	1 x Varco AR-3200 C Iron Roughneck, range (4
Mud Pumps	3 x Emsco FB-1600, 5000 psi max pressure
Shale Shakers	3 x Brandt ATL-CS
Desander	1 x Brandt ATL-1-4 linear motion with 4 x 10-in sized cones, 2000 GPM max flow rate
Desilter	2 x Halco, 1800 rpm, 10-in impeller
Mud Cleaner	
BOP	Cameron type 18-3/4
LMRP	Cameron type DL Single 18-3/4

Diverter	1 x Hydril FS21, 21	
Control System	Multiplex (MUX) electro-hydraulic control	
Riser	21-in OD x 80 ft length ABB Vetco Gray with 3-in x 15kpsi choke/kill, 4-in x 7500 psi mud boost line	
Riser Tensioners	12 x Rucker Shaffer (singles), 160 kips each with	
Guideline Tensioners	NA	
Podline Tensioners	NA	
Choke & Kill	Cameron 15K psi 3-1/16 in	
Cementing		
The TRANSOCEAN LEADER is a Aker H-4.2 self-propelled semi-submersible drilling unit capable of operating in harsh environments and water depths up to 4500 feet using a 18 ³ / ₄ in, 15,000 psi BOP and a 21 in OD marine riser.		
Rig Type	Other Deepwater	
Design	Aker H-4.2 self-propelled semi-submersible	
Builder	Hyundai, South Korea	
Year Built	1987/1997	
Classification	DnV + 1A1, Column Stabilized Unit, ICE T, HELDK, CRANE, POSMOOR ATA, EO.DRILL (N)	
Flag	Bahamas	
Accommodation	100 berths	
Helideck	27m x 27m; rated for Chinook	
Moonpool		
Station Keeping	Moored	
Max Drill Depth	25,000 ft / 7,620 m	
Max Water Depth	4,500 ft / 1,372 m	
Operating Conditions	Significant Wave: 35ft; Wind: 50 knots; Current: 1.5 knot	
Storm Conditions	Maximum Wave: 105ft; Wind: 106 knots; Current: 1.4 knots	

OCEAN RIG ASA **LEIV EIRIKSSON**

GENERAL

Year Completed: 2001

Builder: Dalian New Shipyard, China – baredeck; Outfitting: Friede Goldman Offshore

Design: Trosvik Bingo 9000, 6 columns, DP Class 3

Classification: DnV + 1A1 Column Stabilised Drilling Unit, DYNPOS AUTRO, POSMOOR ATA, HELDK SH, CRANE, EO, F-AM, DRILL (N)

MAIN DIMENSIONS

Length: 391.68ft (119.38m) overall; 257.55ft main deck

Width: 278.88ft (85.50m) overall; 218.38ft main deck

Pontoons: 2 x 344.49ft x 52.49ft x 40.19ft deep

Moonpool: 22.9ft x 47.50ft

Air Gap: 44.29ft (13.50m) operating

DRAFT AND DISPLACEMENT

Operating Draft: 77.9ft (23.75m)

Transit Draft: 39.4ft (12m)

Survival Draft: 68.9ft (21m)

Operating Displacement: 52,552 tons (53,393mt)

Transit Displacement: 37,640 tons (38,243mt)

MACHINERY

Main Power: 6 x Wärtsila Vasa 18V32 diesel engines, rated 7,500kW each, 10,200hp; 6 x ABB ASG 900 XUB generators, rated 7,300kW, 9,125kVA each

Power Distribution: ABB

Emergency Power: ABB/Wärtsilä

Propulsion: 6 x KaMeWa Aquamaster UUC 7001 fixed pitch variable speed thrusters, rated 5,500kW each, 157rpm, 13.45ft diameter.

OPERATING PARAMETERS

Water Depth: 7,500ft (2,300m)

Maximum Drilling Depth: 30,000ft (9,200m)

Transit speed: 7 knots

DRILLING EQUIPMENT

Derrick: Hydralift 170 x 40 x 40ft; 1,500,000 lbs, setback: 1,330,000 lbs

Motion Compensators: Hydralift Crown 800-25 active/passive Crown Mounted Compensator, rating 1,500,000 lbs, compensating: 800,000 lbs; 25ft stroke

Drawworks: Continental Emsco Electrohoist III, 3000hp

Rotary: Varco BJ RSTT 60", 984.2 tons

Top Drive: Hydralift HPS 750 2E ac electric drive, 1,500,000 lbs; Speed: 0-280rpm; Max torque: 67,000ft-lbs

Travelling Block: Hydralift

Handling: Hydralift Hydra-Racker; Hydralift back-up arm; Hydralift Iron Roughneck, Hydralift back-up roughneck;

Fwd pipe rack: Hydralift Pipe Catwalk machine, Hydralift knuckle boom pipehandling crane;

Aft riser rack: Hydralift Riser Catwalk machine, Hydralift Riser Gantry crane

Riser Tensioners: 6 x Hydralift double, 200,000 lbs each; 2,400,000 lbs

Cementing: Dowell Schlumberger, Third Party free placement unit

Mud Pumps: 3 x Continental Emsco FC-2200, 2,200hp, 7,500psi