



Universitetet  
i Stavanger

**DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET**

## **MASTEROPPGAVE**

Studieprogram/spesialisering: Industriell Økonomi/ boring	Vår-semesteret, 2013  Åpen
Forfatter: Yousef Deeb/ 203723	..... (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Erik Skaugen  Veileder: Erik Skaugen	
Tittel på masteroppgaven: Fast Borestreng  Engelsk tittel: Stuck Pipe	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Stuck pipe Differential sticking	Sidetall: 81  Stavanger, 14.06.2013

## FORORD

Jeg ønsker å uttrykke min dypeste takknemlighet til alle som ga meg muligheten til å fullføre denne masteroppgaven. En spesiell takk til professor Erik Skaugen, som bidro med gode forslag og hjalp med det meste. Jeg synes også at det var flott å ha Skaugen som veileder, han pensjonerer seg sannsynligvis i år etter en lang karriere og mye erfaring innenfor boring, derfor vil jeg benytte denne anledningen til å ønske han lykke til videre.

Videre vil jeg også takke MWD Ørjan Orvedal for hans hjelp under skriving av oppgaven. Jeg setter pris på veiledning gitt av Marit Blaasmo fra Statoil som hadde tid for meg til å diskutere oppgaven via epost og møte.

Sist men ikke minst, mange takk går til personalet ved universitetsbiblioteket som ga mye hjelp til å bruke alt nødvendig utstyr og nødvendig materiale for å fullføre oppgaven.

## SAMMENDRAG

Fast borestreng er når en ikke kan rotere den, eller bevege strengen opp og ned. Flere mekanismer kan forårsake dette, blant annet formasjonsrelaterte problemer som for eksempel: ukonsoliderte formasjoner, mobile formasjoner, reaktive formasjoner, mangel på hullrensning, og frakturerte eller forkastete formasjoner.

En annen mekanisme er borehullsgeometri og mekanikk som for eksempel: hyller, sementblokker, grønn sement, slitasjefure, og kollapset fôringsrør. Den tredje mekanismen som er tatt med i denne oppgaven er differensial hefting som skjer på grunn av trykkforskjellen mellom brønnen og filterkaken. Det er regnet på kraften som kommer fra slamkaken, samt kraften som trengs på overflaten for å dra strengen fri.

I oppgaven er det også introdusert flere beregningsmetoder for frigjøring av en borestreng. En kan prøve tilsetning av kjemikalier, hamring, og avskyting av strengen med fiskeoperasjoner for å få opp avskutt del som også kan være mulige løsninger for å bli kvitt problemet.

I verste fall når strengen eller nederste del av den fortsatt er fast, så kan det bestemmes å bore et sidesteg fra den originale brønnen, hvis brønnkontroll - situasjonen tillater en slik boring. Det er dyrt å ha stopp i boreoperasjoner, så derfor kan det være lønnsomt å ikke bruke for lang tid på forsøk på å fjerne alt utstyr i brønnen.

# INNHALDSFORTEGNELSE

<b>Forord</b> .....	2
<b>Sammendrag</b> .....	3
<b>Figurliste</b> .....	6
<b>1. Introduksjon</b> .....	9
<b>2. Hva er «Stuck pipe»/fast borestreng [6,12]</b> .....	10
<b>3. Fast borestreng mekanismer</b> .....	11
3.1 Formasjonsrelatert .....	11
3.1.1 Avpakking «pack off» [17] .....	11
3.1.2 Ukonsoliderte formasjoner [1,5] .....	14
3.1.3 Geotrykk i formasjoner [1,14] .....	16
3.1.4 Frakturerte eller forkastete formasjoner [1,5,6,10,17] .....	19
3.1.5 Reaktive formasjoner [1,5,6,7] .....	21
3.1.6 Mobile formasjoner [5,6] .....	24
3.1.7 Andre formasjonsrelaterte problemer .....	26
3.2 Borehullsgometri/mekanikk [15] .....	30
3.2.1 Slitasjefure «key seating» [1,2,5,4,12] .....	31
3.2.2 Diameterreduert hull «Undergauge hole» [1,4,5,6,17] .....	34
3.2.3 Kollapset føringsrør [1,5] .....	36
3.2.4 Skrap «junk» [5] .....	37
3.2.5 Hyller «ledges» [5] .....	38
3.2.6 Sementblokker [1,5,17] .....	39
3.2.7 Grønn sement [5,17] .....	40
3.3 Differensial hefting [1,4,5,6,8,10,11,14,17] .....	41
<b>4. Beslutningstre for frigjøring av fast borestreng [17]</b> .....	61
<b>5. hamring «jaring» [23,24]</b> .....	64
5.1 Hvorfor og hvordan brukes en boring hammer? .....	64
5.2 Hammer typer .....	65
5.2.1 Mekanisk hammer [23] .....	65
5.2.2 Hydraulisk hammer [23] .....	66
5.2.3 Hydromekanisk sleggehammer «Hydro-mechanical sledgehammer jars» [23,24] .....	67
5.2.4 Hammer forsterker eller akselerator [25] .....	68
<b>6. Fiskeoperasjoner «oil well fishing operations» [26,27]</b> .....	69
<b>7. Sidesteg «sidetracking» [13,17]</b> .....	71
<b>8. Preventive tiltak «oppsummering» [1,5,6,17]</b> .....	72

<b>9. Økonomisk bakgrunn [8]</b> .....	74
<b>10. Kontakt med Statoil [29]</b> .....	75
<b>11. Konklusjon</b> .....	77
<b>12. Referanser</b> .....	80

## FIGURLISTE

Figur 2-1. En borestreng som sitter fast når borekakset pakker av rundt strengen [16]. .....	10
Figur 3-1. Noen roughnecker tar et bilde med en borekrone på boredekket [18]. .....	12
Figur 3-2. Borekaks som har akkumulert rundt en borestreng [19]. .....	13
Figur 3-3. Ukonsolidert formasjon som pakker av rundt borestrengen [5]. .....	15
Figur 3-4. Figuren viser at slamvekta skal være en verdi mellom poretrykket og fraktureringstrykket, i figuren er det i området der det står «operational window» [20]. .....	17
Figur 3-5. Figuren viser soner med geotrykk formasjoner ved hjelp av caliper log [1]. .....	18
Figur 3-6. illustrerer insitu spenninger [21]. .....	19
Figur 3-7. Illustrerer hvordan store deler/klumper fra formasjonen samler seg rundt borestrengen pga en sone som er enten frakturert eller har forkastning [5]. .....	20
Figur 3-8. Viser mekanismen av reaktiv leire [1]. .....	22
Figur 3-9. Viser mekanismen av reaktiv leire [5]. .....	23
Figur 3-10. Det er et bilde tatt fra en Statoil brønn i Algerie, bildet viser leiren som har hopet seg rundt en stabilisator pga kjemiske reaksjoner, i verste fall må stabilisatoren byttes helt ut [1]. .....	23
Figur 3-11. Figuren viser mekanismen av mobile formasjoner, og hvordan de presses inn i borehullet [5]. .....	25
Figur 3-12. Viser skifer som pakker av rundt BHA grunnet naturlig over-trykt skifer kollaps som er et resultat av geologisk fenomen som f.eks under-kompaksjon. Her er poretrykket høyere enn hydrostatisk trykk gradienten [5]. .....	26
Figur 3-13. Bildet viser hvordan CBI ser ut, bladene er formet slik at de løfter borekakset fra nedsiden av brønnen, og hjelper til at borekakset ikke hopet seg opp rundt borestrengen [22]. .....	28
Figur 3-14. Hullrensing kan få borestrengen til å sitte fast særlig i horisontale brønner der borekakset kan ramle på nedsiden av brønnen. Dette kan også hende når de kobler borestrenger sammen og slår av pumpene [5]. .....	29
Figur 3-15. Her vises hvordan borekakset kollapse og pakker av rundt strengen grunnet tektoniske spenninger som finnes i områder der bergarter har blitt komprimert eller utstrukket på grunn av bevegelse i jordskorpen [5]. .....	29
Figur 3-16. Figuren viser mekanismen av slitasjefure ved å illustrere det gjennom tverrsnitt fra borehullet [15]. .....	31

Figur 3-17. Illustrerer også mekanismen av slitasjefure [14]. .....	32
Figur 3-18. Bruk av borehullvisker for å brotsje ut en slitasjefure [13]. .....	33
Figur 3-19. Illustrerer hvordan ett diameterredusert borehull kan se ut. Vi ser fra figuren at hullet har blitt redusert i den nedre delen, og ny borekrone har større dimensjoner enn det nedre hullet. Her kan borestrengen bli sittende fast [5]. .....	35
Figur 3-20. Det er en figur som viser hvordan fôringsrøret kollapser der hull diameteren blir redusert. Se retning av pilene i figuren [5]. .....	36
Figur 3-21. Her ser vi falne deler eller utstyr som har falt av selv borings utstyret, bildet viser at det hindrer borekronen å bevege seg [5]. .....	37
Figur 3-22. Viser BHA henger fast mellom hyllene [1]. .....	38
Figur 3-23. Dette bildet viser ledesko og rottehullet rett under det [5]. .....	39
Figur 3-24. Illustrerer boring gjennom grønn sement som har blitt hurtigstørknet pga støtbølgetrykket [5]. .....	40
Figur 3-25. Viser brodannelse eller selvtetting av borestrengen når borestrengen er stillestående, og dermed ikke roterende [6]. .....	41
Figur 3-26. Viser differensial hefting. Ph presenterer hydrostatisk trykk, mens Pf står for poretrykket i formasjonen [7]. .....	42
Figur 3-27. Illustrerer hvordan hydrostatisk kraft og kraft fra formasjonen opptrer på vektørøret [6]. .....	43
Figur 3-28. Viser 3 typer av filterkakeerosjon: borerørosjon, skraping «wiper trips» erosjon, og resiprokering «reaming» erosjon [6]. .....	43
Figur 3-29. Figuren viser geometrien for en borestreng som har sunket delvis inn og sitter fast i slamkaken [10]. .....	44
Figur 3-30. Spesifikk heftkraft i kN/m som funksjon av innsynkning i cm [10]. .....	51
Figur 3-31. Brønnbanen av brønnen [4]. .....	52
Figur 3-32. Spiralformet vektørør [1]. .....	59
Figur 3-33. Utseende på sporene i spiralformet vektørør [1]. .....	60
Figur 4-1. Det er et beslutningstre som jeg har laget for å vise de valgene som man har når borestrengen sitter fast [17]. .....	61
Figur 5-1. Illustrerer hvordan en mekanisk hammer ser ut [23]. .....	65

<b>Figur 5-2. Hydraulisk hammer virker på samme måte som en mekanisk hammer, men det blir noe forsinkelse i utløsningen avhengig av hvor stor kraft som påføres [23].</b> .....	<b>66</b>
<b>Figur 5-3. Viser delene i en hydromekanisk sleggehammer [23].</b> .....	<b>67</b>
<b>Figur 5-4. Viser hvordan en akselerator ser ut [25].</b> .....	<b>68</b>
<b>Figur 6-1. Viser diverse utstyr som brukes i fisking operasjoner [13].</b> .....	<b>70</b>
<b>Figur 7-1. Viser et sidesteg fra det originale hullet [28].</b> .....	<b>71</b>
<b>Figur 10-1. Viser et utsnitt som viser fast borestreng hendelser fra 2008-2012, figuren viser brønnen, feltet, årsaken bak hendelsen, hva har blitt gjort som tiltak, og antall timer som sees som er brukt før en løsning er tatt i bruk. Hvis en sammenligner kapittel 9 og kapittel 10, så finner man at Statoil har klart å håndtere slike hendelser mye bedre enn før [29].</b> .....	<b>76</b>



## 1. INTRODUKSJON

At borestrengen sitter eller henger fast betyr at et eller annet som kan ha mange årsaker har ført til at operasjonen stopper for et ubestemt tidsintervall inntil strengen er fri igjen.

Fast borestreng hendelser kan inntreffe under boring, komplettering av brønner, eller når som helst det kjøres utstyr inn og ut av hullet som for eksempel loggingoperasjoner. Hva som helst av utstyret kan henge fast i hullet hvis det er grunn for det, altså; borestrengen eller kan sitte fast både helt i bunnen der man har BHA (Bottom Hole Assembly) eller i øvre deler av borerøret, alt er mulig, og mange faktorer kan plage operasjoner offshore.

Under boreoperasjoner inntreffer slike hendelser oftest, derfor valgte jeg i min oppgave å diskutere fast borestreng under boring noe som er mest kjent og mest vanlig. Det er et veldig seriøst problem, og koster oljeindustrien mange millioner dollar årlig, derfor prøver oljeselskapene å unngå at det skjer ved å optimalisere boreparametere, noe som vil redusere risiko/ sannsynlighet for at de opplever disse uønsket situasjoner.

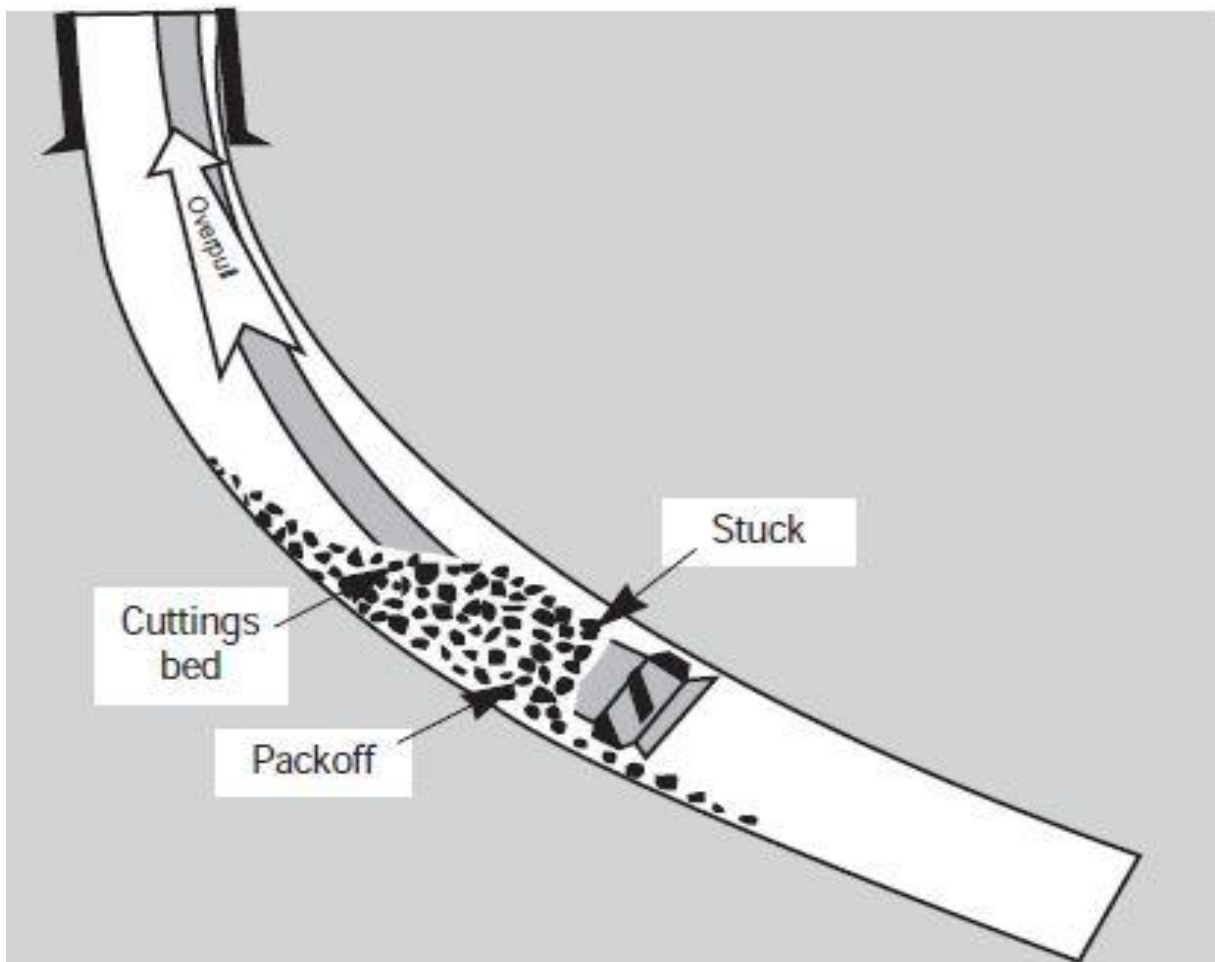
Gjennom tidene ble det brukt en rekke preventive tiltak for å hindre eller løse fast borestrengproblemer, blant annet; justering av parametere, bruk av piller som inneholder inhibitorer som reagerer med både slam og formasjonen og hjelper med å redusere friksjon rundt strengen. Bruk av hamring som reaktiv tiltak hvis strengen ikke kan trekkes opp, avskyting av strengen når man er overbevist på at det er siste løsning, og deretter fising av den delen som ble skutt av hvis mulig og lønnsomt økonomisk. Sidesteg er en løsning hvis det viser seg at situasjonen i brønnen ikke er stabil og at strengen kan henge fast igjen eller at hullet ikke lengre tillater boring videre.

Årsaker bak dette kan være mange og relateres til forskjellige mekanismer, vi deler det opp i denne oppgaven til: formasjonsrelaterte problemer, hullrensking, differensial hefting som jeg kommer til å diskutere litt mer enn de andre årsakene, og til slutt geometri eller mekanisk relaterte problemer.

Målet med denne oppgaven er å gi en full oversikt over årsaker som står bak fast borestreng, vise beregninger som kan brukes for å bestemme kraften som er tillatt på boredekket når man skal prøve å befri strengen, beregninger som brukes for bestemmelse av punktet eller dybde der strengen sitter fast. Jeg vil også presentere hva oljeindustrien gjør for å hindre eller løse dette problemet, i tillegg kommer jeg til å diskutere kort operasjoner som henger sammen med fast borestreng; for eksempel: hamring, grenboring, og fising. Til slutt skriver jeg om en samtale jeg hadde med Statoil angående dette emnet, og avslutter oppgaven med mine konklusjoner og anbefalinger.

## 2. HVA ER «STUCK PIPE»/FAST BORESTRENG [6,12]

Boring av en ny brønn krever en borestreng (drillpipe) som overfører eller transmitterer vrdriningsmoment (torque) fra overflaten helt ned til borekronen for å klare å rotere den, samtidig bør også den nødvendige vekta bli brukt med tanke på å bore en ny formasjon. Boreren og retningsboreren styrer brønnen ved å justere kraften (kraftmomentet). Borestrengen kan omtales som satt fast når boreren ikke klarer å rotere strengen, eller når han ikke klarer å bevege den opp eller ned slik han vil. Dette kan skje mens de borer, skrur sammen (connection) borerørene sammen, tester, logger, eller når de har utstyr ned i hullet uansett hva slags operasjoner som foregår.



Figur 2-1. En borestreng som sitter fast når borekaket pakker av rundt strengen [16].

### 3. FAST BORESTRENG MEKANISMER

#### 3.1 FORMASJONSRELATERT

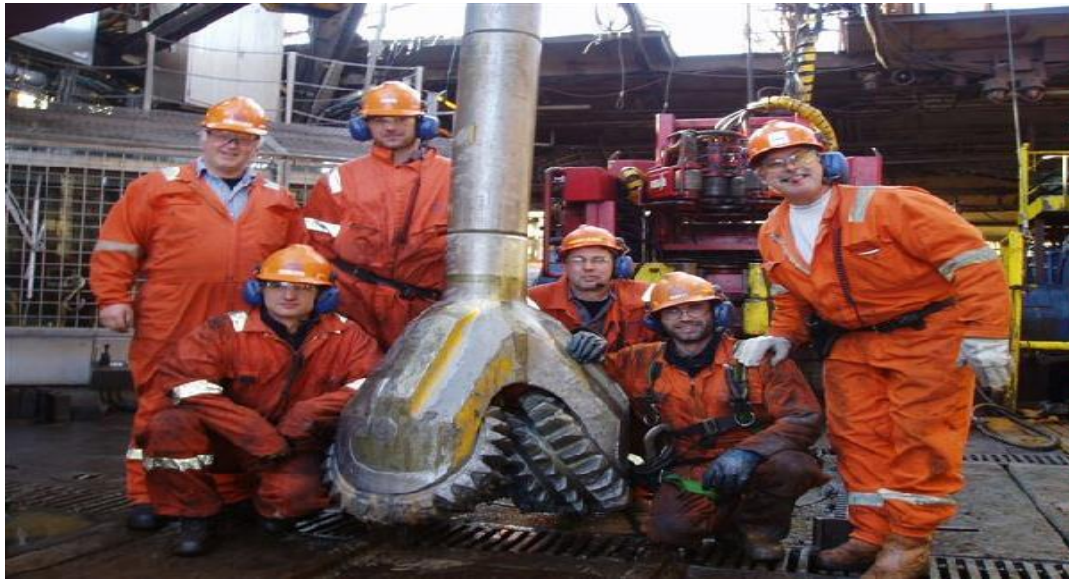
##### 3.1.1 Avpakking «pack off» [17]

Når man sier at det pakkes av rundt borestrengen, så vil det si at borekaket fra formasjonen eller noe annet samler seg rundt strengen slik den ikke kan rotere, kjøres ned, eller trekkes opp. Det er som regel et formasjonsrelatert problem, årsaker bak det kan være mange, og varierer fra seksjon til seksjon.

Det er greit å forklare hvordan avpakking og andre problemer i brønnen observeres. Teamet som jobber med boreoperasjoner på en vanlig offshore installasjon består som regel av følgende:

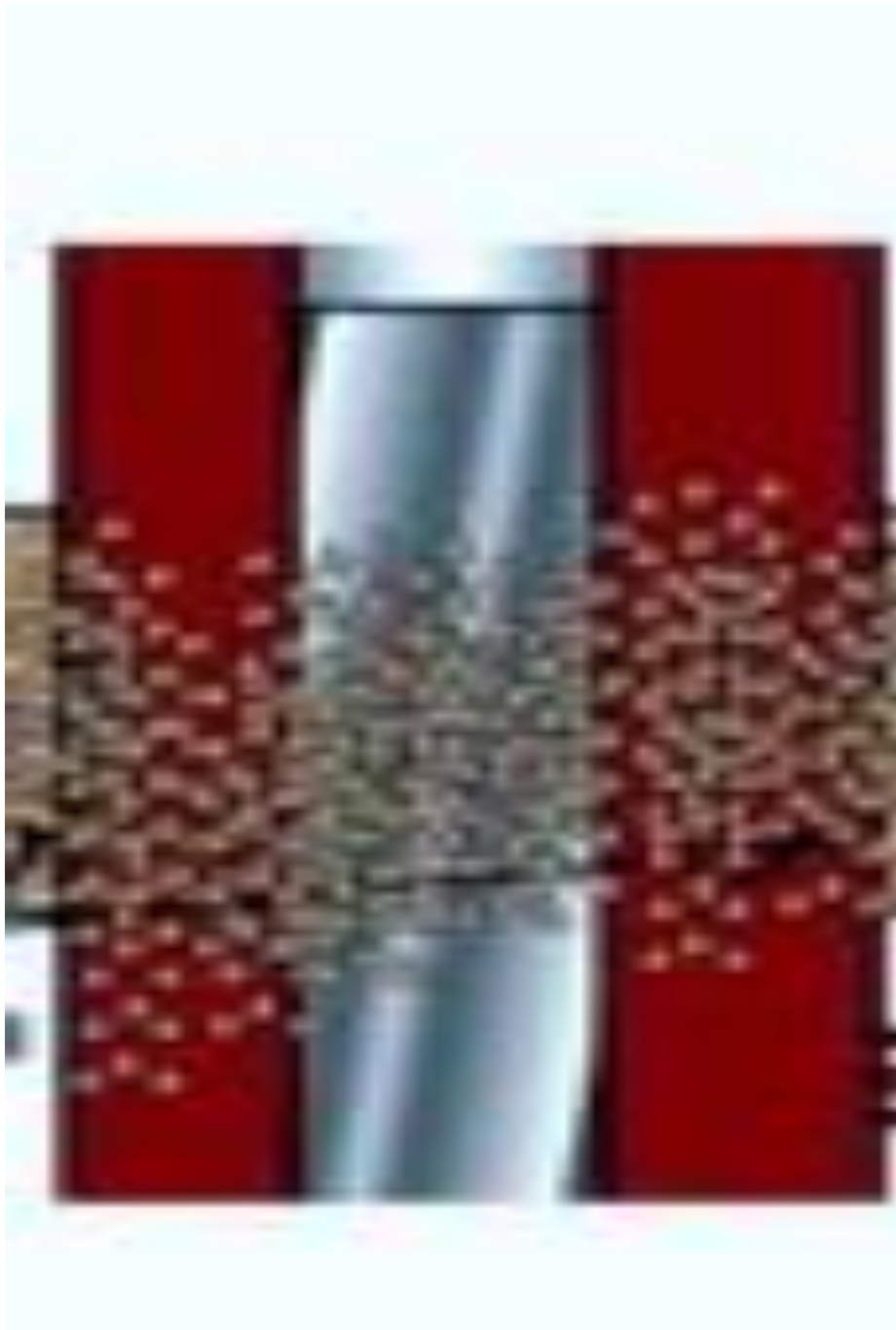
- En boreleder som representerer selskapet som eier lisensen for brønnen, han er i stand til å ta beslutninger, han er øverstkommanderende.
- En boresjef, borer, assisterende borer, og roughnecker er det laget som jobber for et boreselskap og som tar seg av den fysiske delen av operasjonen, og håndterer utstyret.
- Ett lag som representerer et serviceselskap, dette laget består vanligvis av: retningsborer, MWD, dataingeniør, og loggegeolog. Dette laget eier utstyret som måler forskjellige parametere fra brønnen, samtidig som de styrer retningsboring sammen med boreren, og styrer brønnen ved hjelp av logger som de lager, og som måler masse andre ting samtidig.
- En geolog som tar seg av kategorisering av formasjoner, litologi, funn av olje, og diverse geologirelaterte saker.

Dette en enkel forklaring angående personell som er involvert i boreoperasjoner offshore, disse teamene rapporterer operasjonen 24 timer og styrer brønnen sammen med tett samarbeid. Alle vet spesifikk sine oppgaver, de vet også at de må reagere på riktig tidspunkt hvis uønskete ting skjer. Det fins også annet personell som er involvert i andre deler av operasjonen, for eksempel; wirelinepersonell, kompletteringspersonell, fôringsrørpersonell, osv. Men som sagt, de som er nevnt ovenfor er faste folk som jobber med operasjonen fra startfasen til sluttfasen på en standard oljerigg.



Figur 3-1. Noen roughnecker tar et bilde med en borekrone på boredekket [18].

Når borestrengen sitter fast på grunn av formasjonsrelaterte problemer, brukes nesten samme metode hele tiden med tanke på å befri borestrengen. Måten de bruker starter med å kjøre full sirkulasjon hvis mulig med tanke på å bli kvitt borekaket som har akkumulert rundt strengen. Hvis dette ikke hjelper, så pleier boreren å jobbe med å bevege strengen opp og ned, dette kan føre til frigjøring i noen tilfeller. I verste fall, hvis alt dette ikke hjelper så hamrer de .Vi kommer tilbake til hamring «jaring» litt senere, der vi kommer til å forklare hvordan det virker og forskjellige typer hammere som brukes. Ofte går det greit å befri strengen når problemet har med formasjonen å gjøre. Men hva skjer hvis strengen ikke settes fri?!. Det spørsmålet kommer vi til å drøfte senere, for her er det mange faktorer som spiller inn, blant annet; økonomi, tid, og muligheter. Bildet nedenfor viser borekaks som akkumuleres rundt strengen, det fortsetter å hope seg opp frem til strengen blir «stuck» eller sitter fast [1,5].



Figur 3-2. Borekaks som har akkumulert rundt en borestreng [19].

### 3.1.2 Ukonsoliderte formasjoner [1,5]

Disse formasjonene består av sand eller grus og løse partikler, de kan falle ned i borehullet under eller etter boring, og deretter forårsaker avpakking. Dette problemet er kjent for grunne formasjoner med lite overlagingstrykk og liten eller ingen filterkake. Det som skjer er at den løse formasjonen (sand eller grus) kan ikke løftes med væskefriksjon pluss oppdrift, sagt på en annen måte; tendensen å sirkulere borekaket ut av hullet er dårlig, dermed faller grusen eller sanden ned i hullet og pakker av rundt borestrengen, tre ting kan øke effekten av løfting av borekaket: økning av tetthet som gir større oppdriftskraft, økning av viskositet for å øke væskefriksjon, og til slutt kan man prøve å øke pumpehastighet, her må en passe på å ikke frakturere formasjonen. Alle disse faktorer gir større økt trykk i ringrommet rundt borestrengen, og er derfor begrenset av at brønnen kan tåle økt trykk i brønn.

Hovedgrunnen til at dette skjer er faktisk den type slam som brukes, det fins slam som kalles «spud-mud» som er billig, men samtidig ikke har veldig gode egenskaper, normalt brukes dette slammene til å bore 17.5 eller 20 tommer seksjoner.

I Nordsjøen observerer man avpakking grunnet ukonsoliderte formasjoner i det som kalles grunn elv «shallow river» formasjoner med dybder ned til cirka 500 meter.

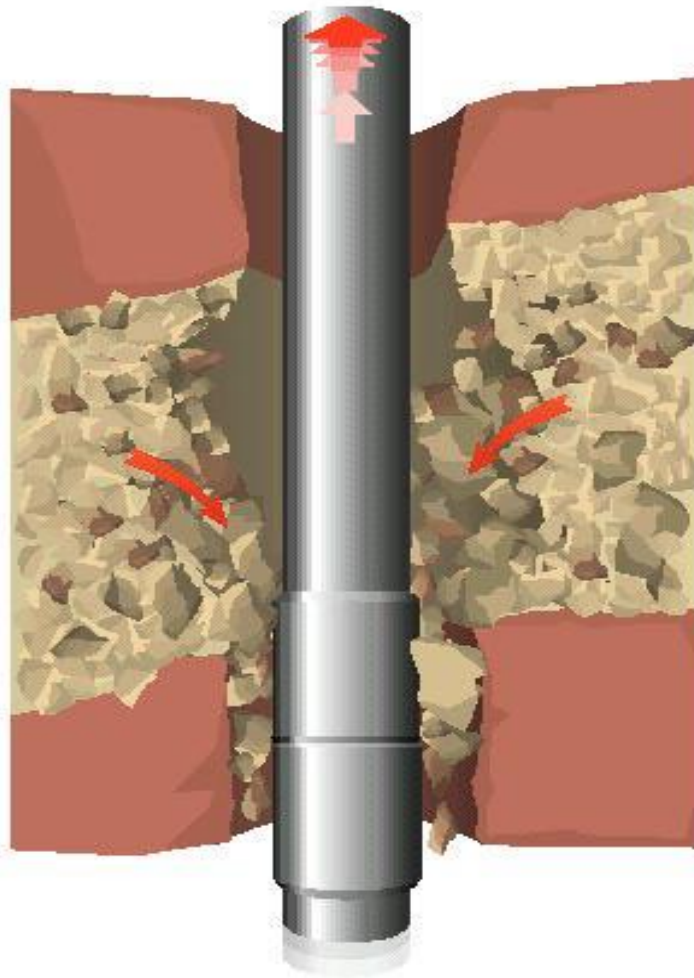
Første tegn som viser et slikt problem er økning av dreiemomentet « torque », det kan man som sagt se på loggen. For å hindre dette så er det viktig at man sikrer at funksjonell eller riktig filterkake er på plass ved å øke/minke slamvekten. Det er også anbefalt å beholde en lav sirkulasjonsrate, særlig når BHA er i den ukonsoliderte sonen, for å beholde hydraulisk erosjon på et minimum. Erfarne borere anbefaler også å ikke kjøre strengene fort når BHAen er i den sonen med tanke på å beholde den mekaniske erosjonen så lav som mulig.

Det fins en måte som brukes ofte i Nordsjøen og som er suksessfull for å observere slike problemer:

- Det startes med å bore 10 meter
- Trekk helt opp til overflaten eller toppen av seksjonen
- Vent i 10 minutter
- Etter venting, kjør strengen ned igjen, da kan man se om det er noe kollaps, eller om ting har falt ned



- Hvis det merkes en betydelig mengde av formasjon nede i hullet som er boret, repeteres dette flere ganger. For det kan være at kollapsen er ustoppelig. Da er det beste å la hullet stabilisere seg selv med BHA ute av hullet, samtidig unngår man å skade BHA.



Figur 3-3. Ukonsolidert formasjon som pakker av rundt borestrengen [5].

Det kan ta lengre tid å befri borestrengen hvis partikler som hindrer strengen å bevege seg kommer av formasjonsfragmenter «cavings», da snakker vi om større partikler enn hvordan vanlig borekaks ser ut [12].

### 3.1.3 Geotrykk i formasjoner [1,14]

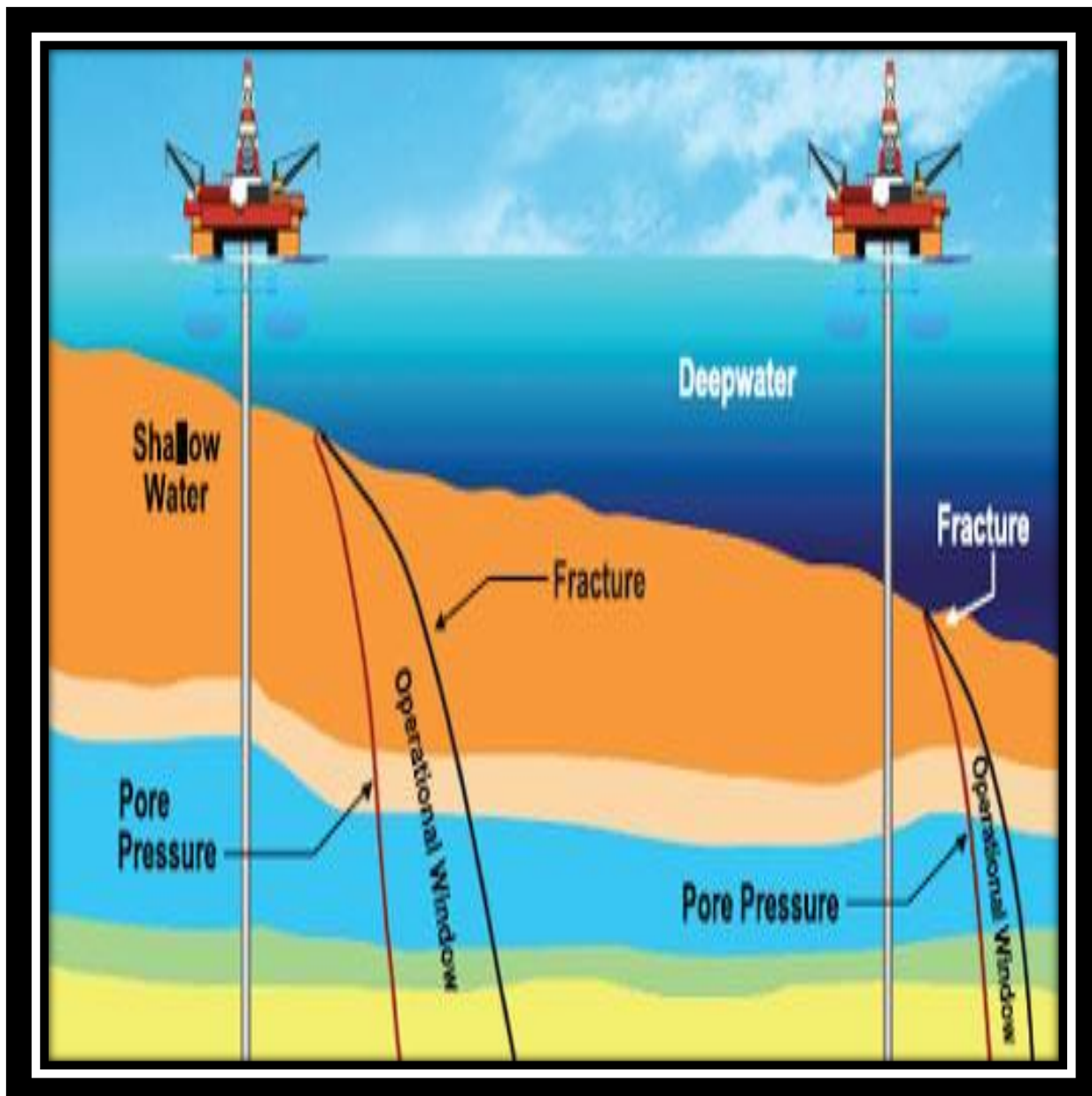
Det er veldig viktig å ha kontroll over de forskjellige trykkene når en ny formasjon skal bores, fordi dette ellers kan føre til store brønnkontrollproblemer, blant annet; fast borestreng. Slamvekt spiller dermed stor rolle i slike sammenhenger, slamvekt skal gi et brønntrykk som er større enn poretrykket, og lavere enn fraktureringstrykket. For hvis brønntrykket er lavere enn poretrykket, da risikerer man en utblåsning som kan skjer eller forårsakes av væskene som fins allerede i formasjonen. Hvis slamvekta er høyere enn fraktureringstrykket, risikerer man å ende opp med frakturering eller kollaps av brønnveggen, noe som i verste fall kan føre til at en må stenge brønnen og forlate den.

Slamvekt brukes som mål på trykk i brønnen, derfor kan vi sammenligne slamvekt med andre trykk i brønnen.

Et annet problem som kan skje hvis poretrykket er høyere enn slamvekta eller høyere enn hydrostatisk trykk er at partikler fra formasjonen begynner å falle ned, og dermed forårsake formasjonsfragmenter «cavings» som kan føre til en fast borestrengsituasjon. Det er et typisk problem i formasjoner med lav permeabilitet som for eksempel skifer, på grunn av dette blir disse formasjonene kalt «hot skifer».

Løsningen er da å øke slamvekta, samtidig må man passe på at slamvekta tilpasses trykket etter som hullet blir dypere og dypere.

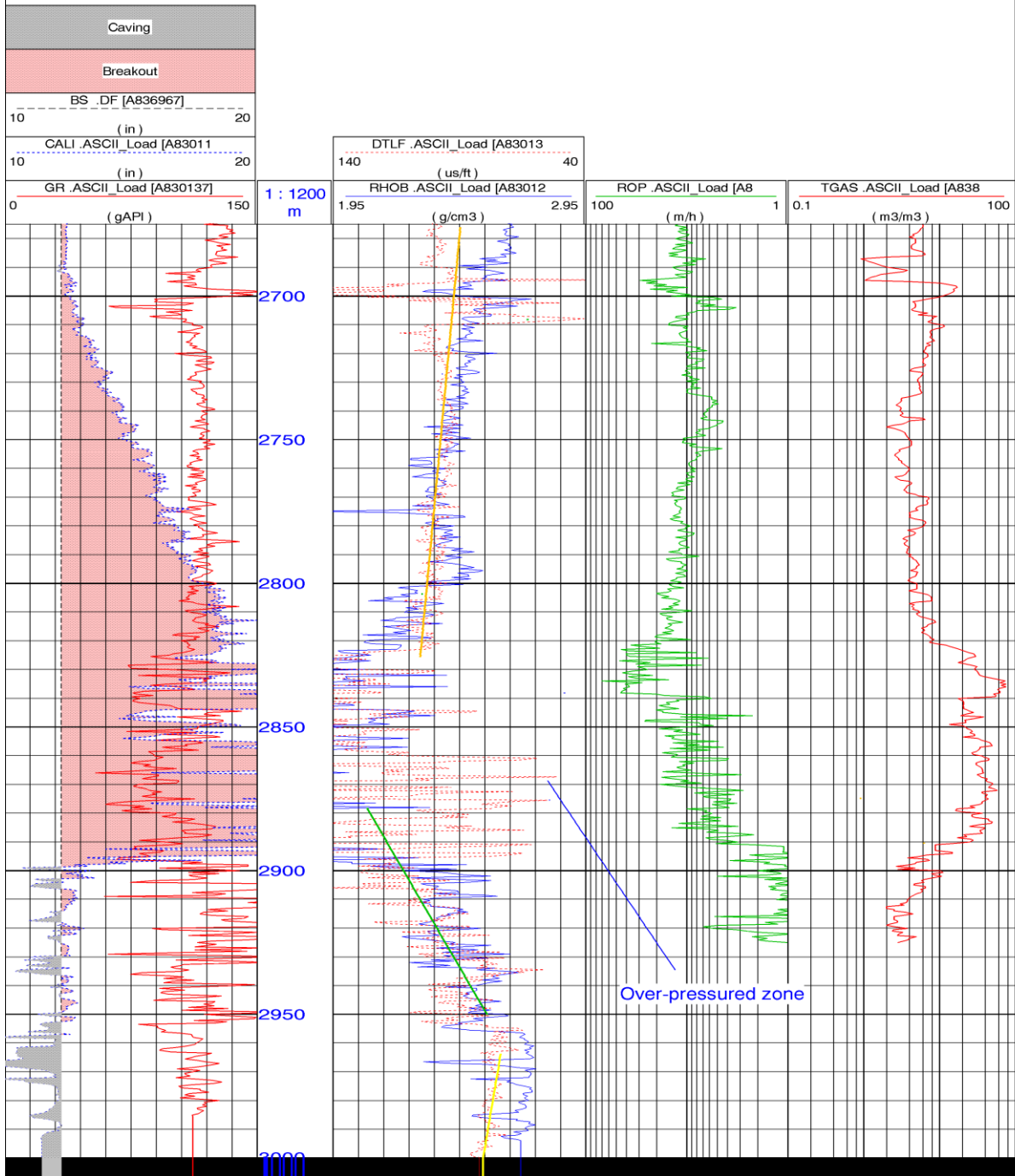




Figur 3-4. Figuren viser at slamvekta skal være en verdi mellom poretrykket og fraktureringstrykket, i figuren er det i området der det står «operational window» [20].



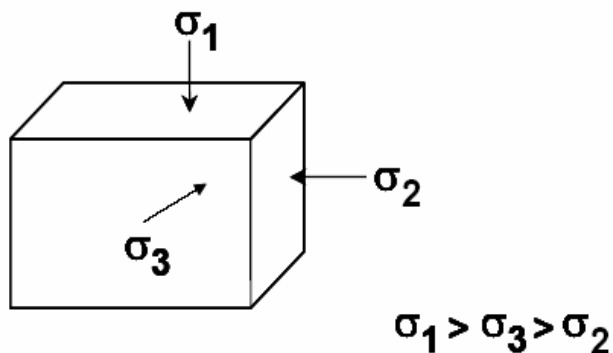
Well name: BJ-2 17.5 & 12.25      Field: 6-Arm Caliper Data  
Latitude :  
Longitude :      Country:  
EKB:



Figur 3-5. Figuren viser soner med geotrykk formasjoner ved hjelp av caliper log [1].

### 3.1.4 Frakturerte eller forkastete formasjoner [1,5,6,10,17]

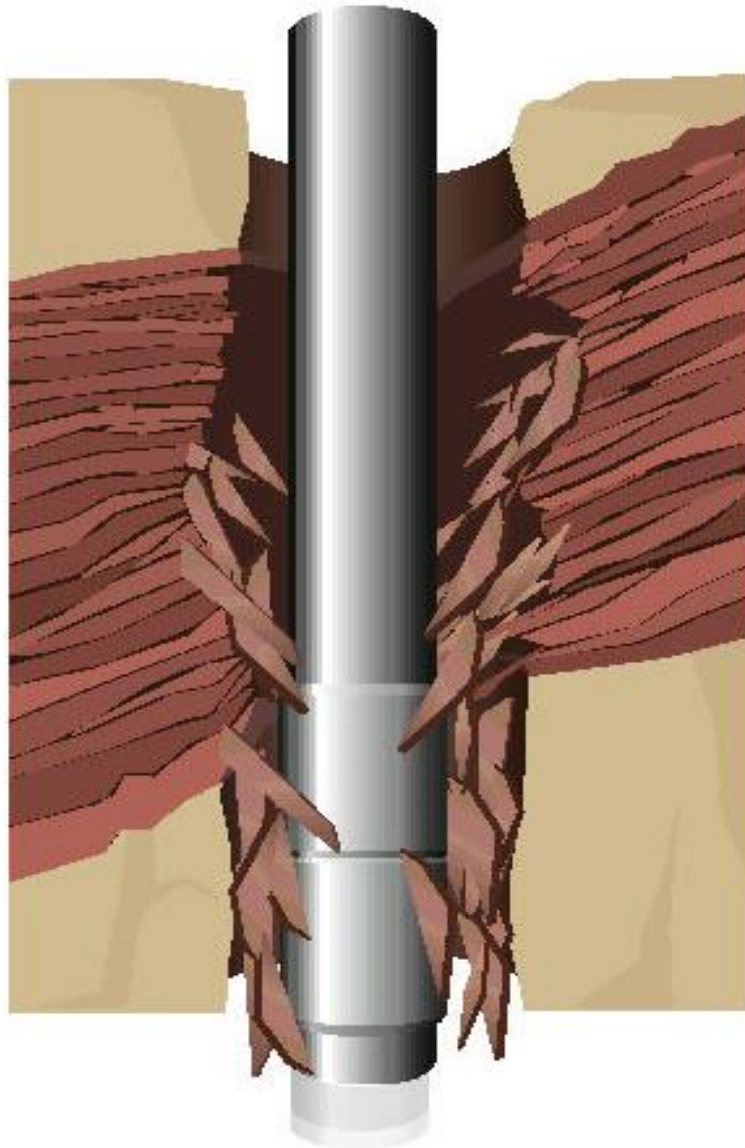
Dette er formasjoner som har blitt brukket, frakturert, eller forkastet av diverse grunner, blant annet; insitu spenninger. Resultatet av det er at formasjoner brytes opp i store stykker og synker ned i ringrommet, dette er kjent for skjøre formasjoner som for eksempel kalkstein som brekkes eller fraktureres i større stykker eller deler enn sandstein eller skifer. Spenninger som forårsaker dette kommer av kompresjons eller strekkrefter som har sammenheng eller forbindelse med tektoniske endringer, disse spenningene kan også ha sammenheng med forkastninger.



Figur 3-6. illustrerer insitu spenninger [21].

Det er anbefalt å prøve å holde vibrasjoner fra borestrengen så små som mulig. Trippingfarten i farlige fraktureringssoner bør også være lav for å redusere «surge» trykket, derfor er det viktig å foreta kalkulasjoner hver gang en skal trippe inn eller ut av hullet med tanke på «surge&swab», det gjøres normalt i Nordsjøen ved å beregne hvor mange meter per minutt en kan trippe inn eller ut i visse dybder.

Hvis borestrengen sitter fast på grunn av spenninger, brukes hamring for å befri strengen, i disse tilfellene brukes normal hamring «jaring» prosedyrer som er kjent, vi kommer tilbake til disse prosedyrene når hamring diskuteres. Ellers kan det brukes HCL piller som reagerer med kalkstein, og deretter fjerner de store klumpene eller redusere dem fra rundt borestrengen.



Figur 3-7. Illustrerer hvordan store deler/klumper fra formasjonen samler seg rundt borestrengen pga en sone som er enten frakturert eller har forkastning [5].

### 3.1.5 Reaktive formasjoner [1,5,6,7]

Det fins noen typer av leire som reagerer med slam, noe som fører til at leiren sveller i borehullet. Det skjer for det meste i brønner der det bores med vannbasert slam, der vil den sensitive leiren reagere med vannet fra slam fordi det ikke brukes nok inhibitorer i slammene, eller kanskje feil type inhibitorer.

Leire inneholder flere hundre typer av mineraler, men det fins ett mineral som viser tendens til å reagere mest med vann og dermed svulle; dette mineralet kalles montmorillonitt. Grunnen til at det er akkurat dette mineralet som har størst tendens til å svulle er at rommet som er mellom minerallagene der vannet får komme inn er størst i montmorillonitt.

Når dette skjer blir det kalt «Gumbo skifer/leire». Men hvordan blir dette observert mens boringen foregår?

Jo, det fins flere måter der man kan få tegn på at formasjonen reagerer med slammene;

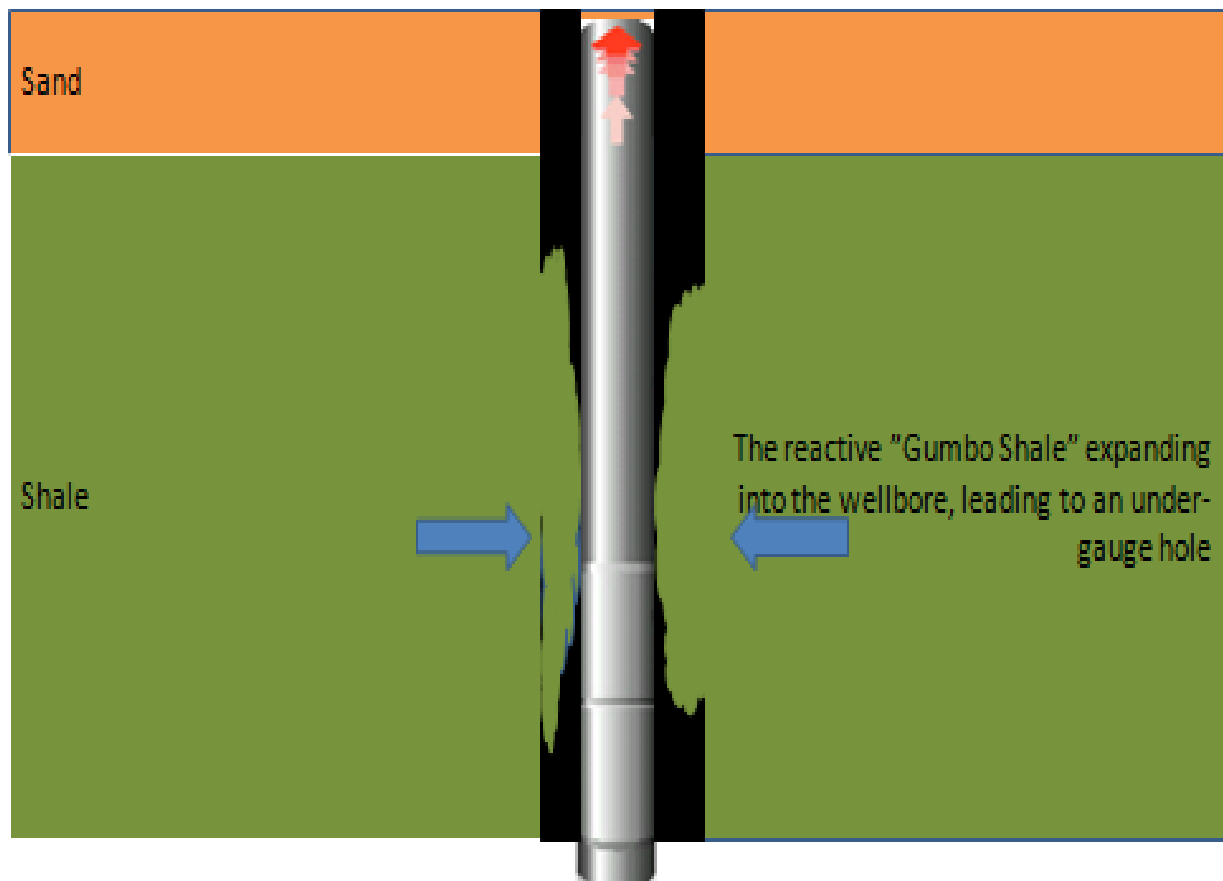
- Hydratisert eller vannholdig formasjonsfragmenter
- Økning i pumpetrykket
- Det kan observeres i Shakerrommet store skifer klumper som er formet som en ball
- Blir veldig vanskelig å sirkulere eller nesten ikke mulig

Dette kan føre til en fast borestrengsituasjon, Dessuten, det har vist seg i mange deler i verden at slike reaksjoner mellom vannbasert boreslam og leire skjer. Det har ført til en del problemer, og selvfølgelig kostet mye penger.

For å hindre denne reaksjonen mest mulig, må man passe på å bruke slamsystem som inneholder nok inhibitorer som minsker eller hindrer sjansen for at uheldige reaksjoner skjer, oljeindustrien har utviklet en god del slamsystemer som er ganske effektive og hindrende med tanke på å unngå dette problemet. Det hjelper også å bruke polymerer som reduserer at vannet fra slam får kontakt med leiren.

Hvis man befinner seg i den situasjonen der borestrengen er fast pga disse reaksjonene så er det beste å få til noen «wiper trips» som betyr at boreren beveger strengen noen meter opp, også ned igjen flere ganger, deretter trekke ut av hullet, samtidig som bruke de nødvendige kjemikaliene brukes.

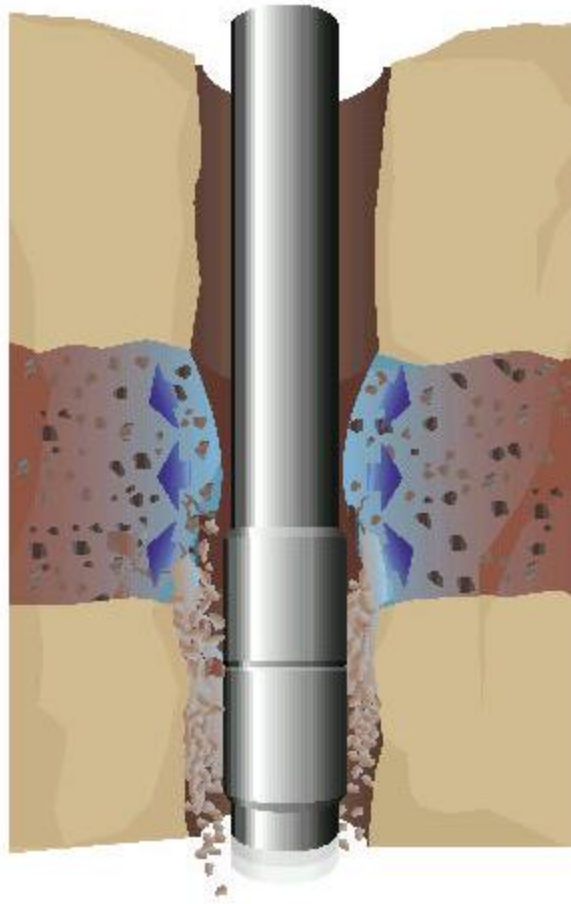
I verste fall vil borehullet få en diameterreduksjon hvis Gumbo skifer/leire er fortsatt der, noe som gjør det vanskelig å trippe inn eller trekke ut av hullet.



Figur 3-8. Viser mekanismen av reaktiv leire [1].

Figur 3-8 ovenfor viser at når Gumbo leire dannes og ekspanderer inn i borehullet, så kan hullet få en betydelig diameterreduksjon «undergaged hole».





Figur 3-9. Viser mekanismen av reaktiv leire [5].



Figur 3-10. Det er et bilde tatt fra en Statoil brønn i Algerie, bildet viser leiren som har hopet seg rundt en stabilisator pga kjemiske reaksjoner, i verste fall må stabilisatoren byttes helt ut [1].

### 3.1.6 Mobile formasjoner [5,6]

Mobile formasjoner er formasjoner som blir presset i borehullet på grunn av at overlagingstrykket som blir dannet av gravitasjonskrefter ender opp i horisontalt stress som blir da høyere enn trykket i boreslammet, da pakker disse formasjonene av rundt borestrengen. Hvis man havner i en sãnn situasjon sã kan disse formasjonene gjøre det vanskelig nãr ting skal inn og ut av hullet, sãrlig BHA, logging utstyr, fõringsrør, osv....

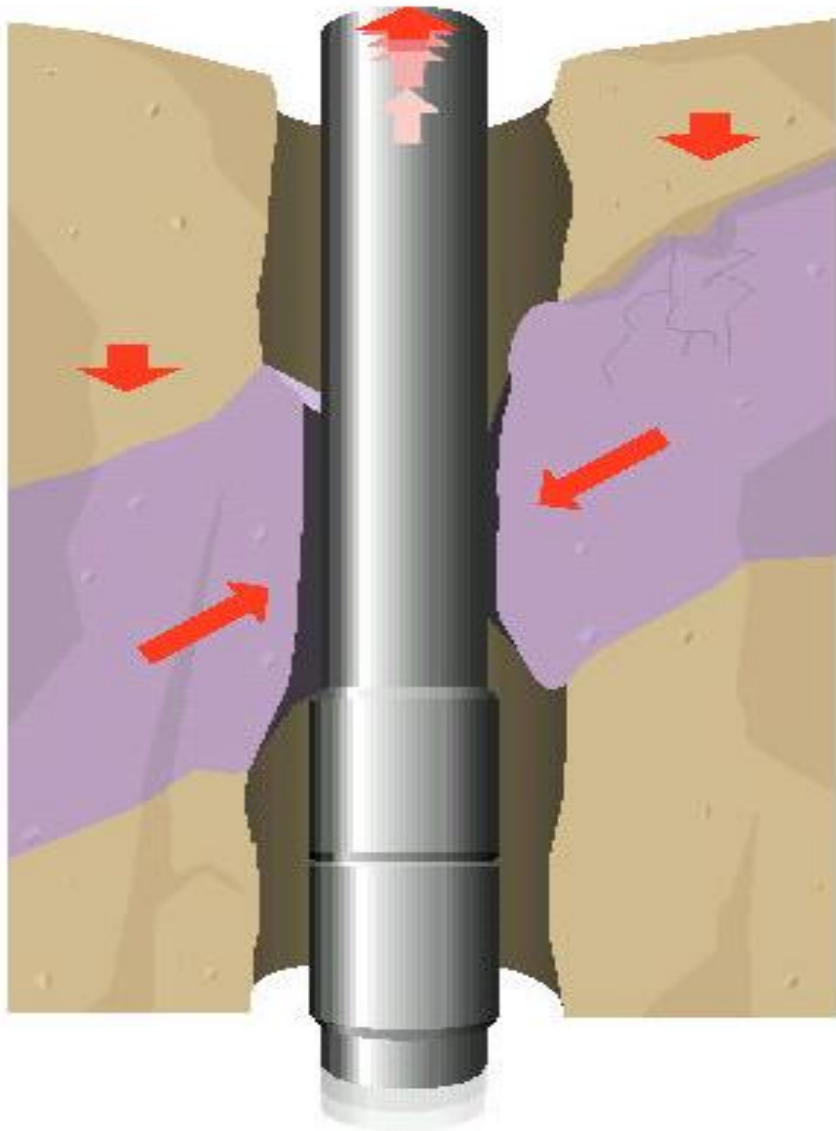
Teorien bak mobile formasjoner ligner veldig pã det som vi har tidligere forklart angãende geotrykk i formasjoner, hovedforskjellen mellom de er at geotrykk formasjoner kan danne formasjonsfragmenter «cavings», mens mobile formasjoner strõmmes inn i borehullet.

Mobile formasjoner møter man for det meste mens det bores gjennom salt.

Boreslammet bõr vãre tungt nok for å hindre mobile formasjoner i å trenge inn i borehullet, i tillegg er det anbefalt å planlegge noen «wiper trips» for å sjekke at borehullet er rent, og at hullets diameter ikke har blitt redusert.

Sitter borestrengen fast?; da er beste praksis å fõlge de vanlige prosedyrene som er nevnt tidligere om hvordan strengen kan befris nãr det pakker av rundt den. Hvis dette ikke hjelper, kan man sette prosedyren som alltid er uõnsket i gang, her snakker vi om hamring. Det anbefales å hamre oppover hvis strengen satt fast pã vei nedover, og motsatt. Ferskvanns-piller kan ogsã brukes i saltdomener, sãrlig hvis borehullets diameter har blitt redusert, og man õnsker å forstørre det igjen. Disse pillene vil smelte saltene ned og gjøre jobben, men det er viktig å vite hva man õnsker, samtidig bõr risikoanalyser vãre tilstede.

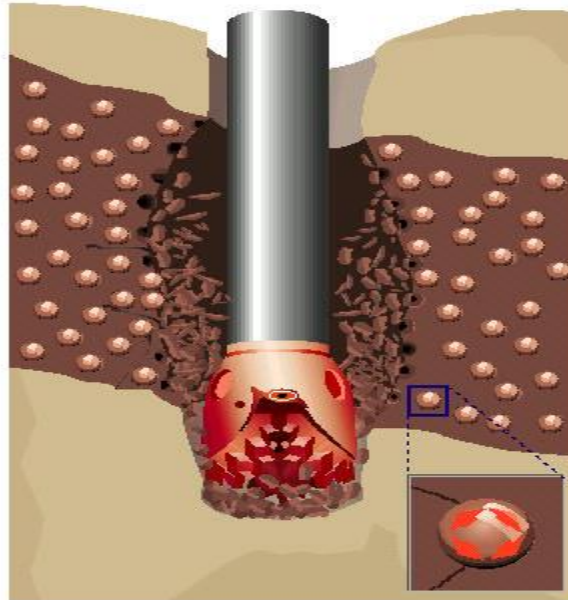




Figur 3-11. Figuren viser mekanismen av mobile formasjoner, og hvordan de presses inn i borehullet [5].

### 3.1.7 Andre formasjonsrelaterte problemer

#### Naturlig over-trykt skifer kollaps



Figur 3-12. Viser skifer som pakker av rundt BHA grunnet naturlig over-trykt skifer kollaps som er et resultat av geologisk fenomen som f.eks under-kompaksjon. Her er poretrykket høyere enn hydrostatisk trykk gradienten [5].

#### Hullrensking [1,5,6,14,17]

Hullrensking er noe av det viktigste å ha kontroll over eller full forståelse av, fordi ca.33 % av fast borestrengsituasjoner i Nordsjøen har med hullrensking å gjøre. Måling av borekaks/ formasjonsfragmenter «cavings» volumer som kommer i retur til shakerrommet etter boring har mye å si om hvor rent hullet er.

Dårlig hullrensking vil føre til at borekaket pakker av rundt borestrengen, som videre kan forårsake at borestrengen kan sitte fast. Dette er selvfølgelig uønsket, derfor bør hullrenskingsproblemer blir seriøst vurdert.

God hullrensking er avhengig av en god kombinasjon mellom strømningshastighet og slamvekt. Slamvekt bestemmes etter hvilke forhold man har nedihulls, og er avhengig av poretrykket, fraktureringstrykket, som da sikrer at mest mulig borekaks blir transportert til overflaten. Før vi går videre så er det greit å nevne at borekaket som kommer fra brønner som er boret med

vannbasert slam kan dumpes til sjøs, men det er heller ikke lov i alle tilfeller. Da må det, som med borekaks som bores med oljebasert slam bli transportert til land, og deretter behandlet med tanke på miljø.

I horisontale eller avviksbrønner samler borekakset eller formasjonsfragmenter seg på den lave siden i hullet, noe som gjør det vanskelig å få skikkelig hullrensing selv om sirkulasjonshastighet er høy, så borekakset akkumulerer rundt borerøret eller borestrengen i disse borekaksdynene.

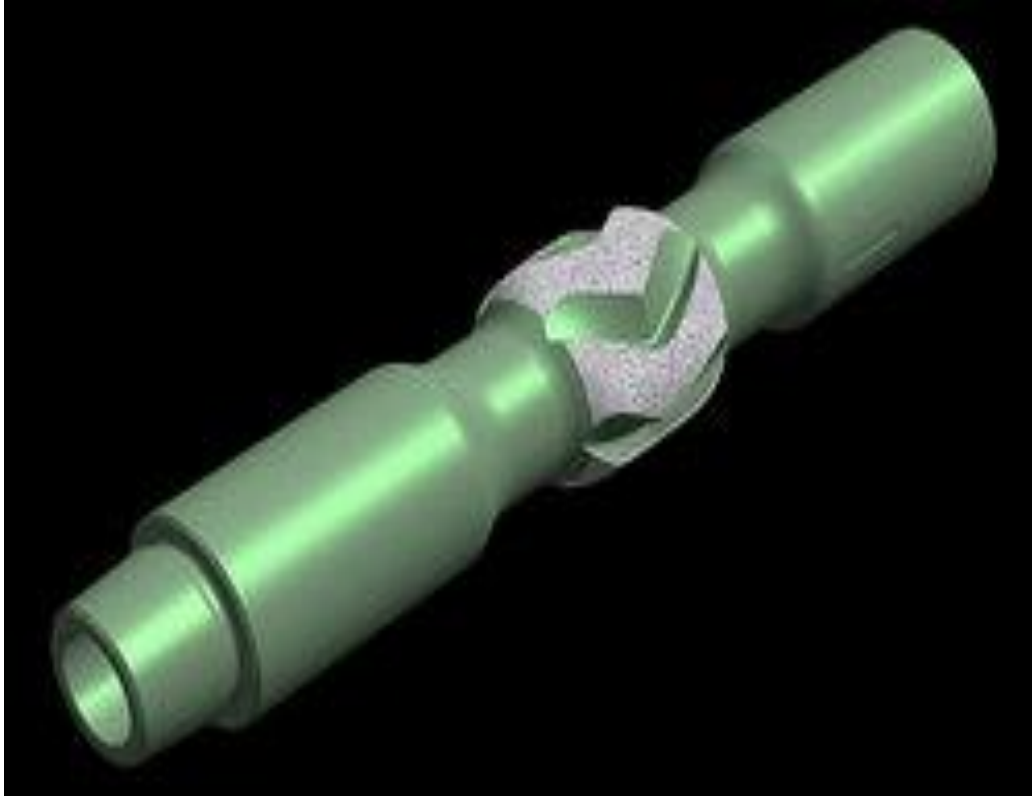
I motsetning til dette er det lettere å bli kvitt borekaks i vertikale brønner, for da pakker borekakset av rundt borestrengen, og trenger kraftigere strømningshastighet for å løftes opp.

Det fins en god del gode tiltak med tanke på optimalisering av hullrensing, noen av de:

- Så høy strømningshastighet som mulig.
- Slamvekt som er tilpasset alle forhold i hullet.
- Rotere borerøret hele tiden mens sirkulasjonen pågår, da vet man at hullet blir rensket kontinuerlig. Viktig å passe på å ikke vente veldig lenge med å starte pumpene igjen etter å ha koblet rørene på boredekket, da unngår man at borekakset faller ned til bunns og akkumulerer rundt BHA.

Måling av borekaksvolumer og monitorering av hullrensing kan observeres som kombinasjon av følgende:

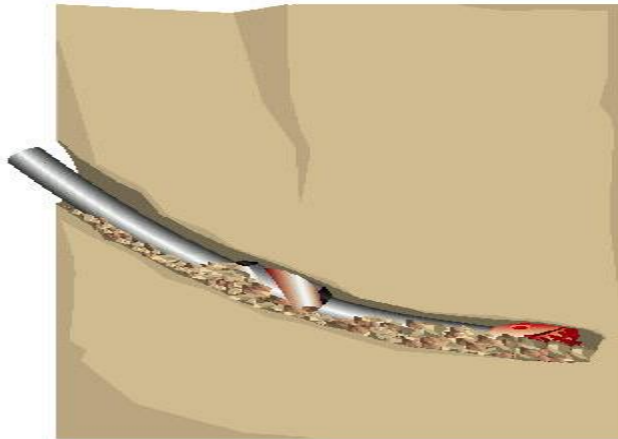
- Observere kontinuerlig hva som kommer ut over shakeren, og notere hvis mengden av borekakset blir redusert eller økt, må passe på å kommunisere med boredekket, slamloggingsteamet, og ikke minst geologene.
- Ekvivalent sirkulasjon tetthet «ECD» målinger bør følges nøye, hvis ECD verdien økes eller minkes så vil det alltid fortelle noe om hullrensing, derfor er det viktig å reagere i god tid. Økning i ECD bør behandles med å gjøre hullet rent før fortsettelse av boring, samtidig bør også redusert ECD justeres opp til ønsket verdi.
- Mens jeg satt og skrev om preventive tiltak var jeg i Nordsjøen på jobb, ifølge en retningsborer som jeg har jobbet i lag med, så har det kommet et nytt utstyr som kalles CBI (Cutting Bed Impeller) som kjøres hovedsakelig i borestrengen under boring av seksjoner som er mest utsatt for at borekaks bygges opp på den nedre siden (low side) under boring av horisontale brønner. Impelleren inneholder asymmetriske blader som løfter borekakset fra den nedre kanten samtidig som den hindrer at borekakset hoper seg også opp rundt borestrengen.



Figur 3-13. Bildet viser hvordan CBI ser ut, bladene er formet slik at de løfter borekaket fra nedsiden av brønnen, og hjelper til at borekaket ikke hoper seg opp rundt borestrengen [22].

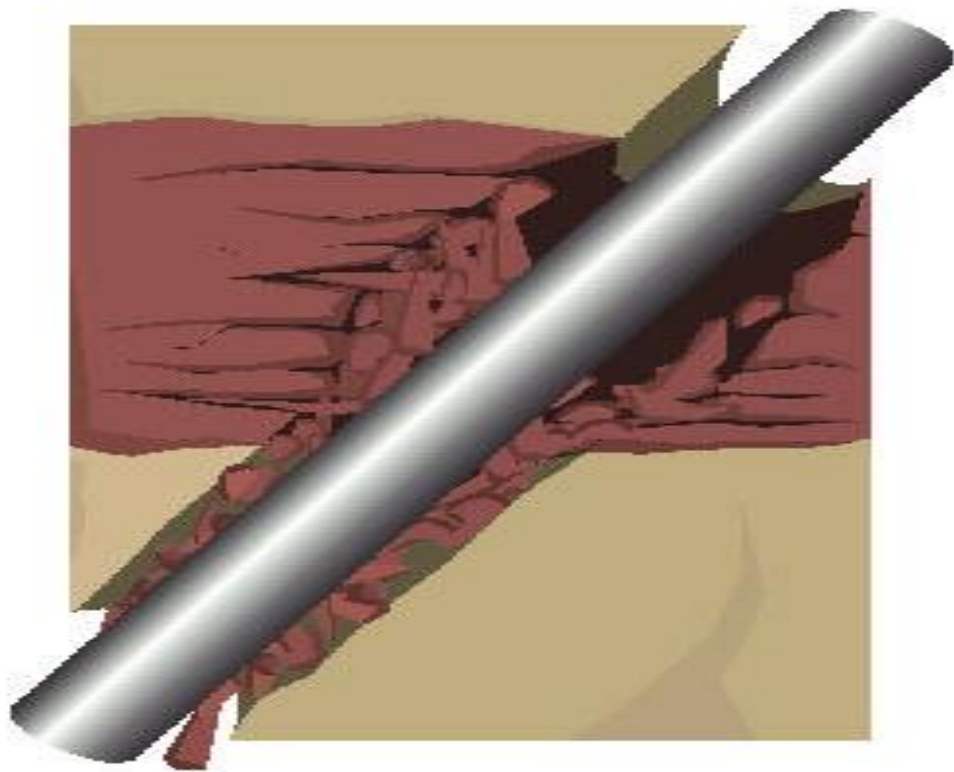
Hvis borestrengen sitter fast, da jobbes borerøret nedover frem til sirkulasjonen gjenopprettes igjen, ellers er det som sagt anbefalt å beholde strengen i roterende modus, fordi det har vist seg at det kommer mer borekaks ut av hullet under roterende borestreng enn når borestrengen er stille.

Bruk av viskøse piller hjelper også med å løfte opp borekaket, bare at man passer på å ikke pumpe inn for mye piller som kan føre til tapt sirkulasjon på grunn av at de har høyere vekt enn boreslammet, noe som er med på å øke totalt hydrostatisk trykk som kan frakturere hullet.



Figur 3-14. Hullrensking kan få borestrengen til å sitte fast særlig i horisontale brønner der borekaket kan ramle på nedsiden av brønnen. Dette kan også hende når de kobler borestrenger sammen og slår av pumpene [5].

### Tektonisk spent formasjoner



Figur 3-15. Her vises hvordan borekaket kollapser og pakker av rundt strengen grunnet tektoniske spenninger som finnes i områder der bergarter har blitt komprimert eller utstrukket på grunn av bevegelse i jordskorpen [5].

## 3.2 BOREHULLSGEOMETRI/MEKANIKK [15]

Borestrengen kan bli fast i hullet av mekaniske grunner, og ting som har med geometri å gjøre. Ofte skjer det av borehullskne «dogleg» i brønnen, borehullskne er avvik i en brønn som overstiger 3° per 30 meter eller 100 fot. Når det bores gjennom forskjellige formasjoner eller forskjellige lag i en formasjon som varierer i hardhet, så kan resultatet av det bli dannelse av borehullskne.

Borehullskne kan lede til slitasjefure eller det som kalles på engelsk «key seating» som er forklart nedenfor.

Ting som faller ned i hullet fra overflaten, som for eksempel utstyr som brukes på boredekket, kan også lede til en situasjon der borestrengen kan sitte fast. I dette kapitlet drøfter vi de viktigste og mest kjente borehullsproblemer som har sammenheng med geometrien i tillegg til mekaniske ting også.

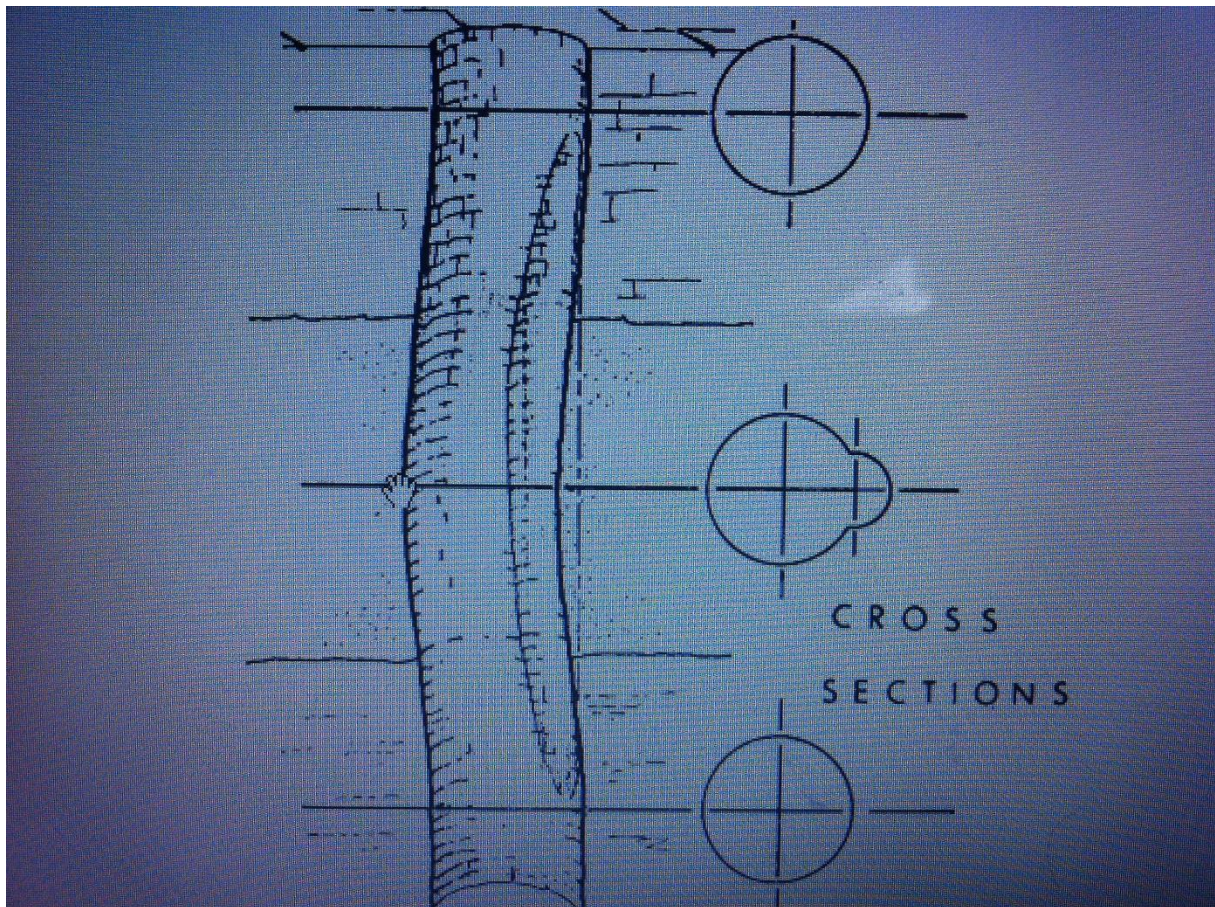


### 3.2.1 Slitasjefure «key seating» [1,2,5,4,12]

Slitasjefure er ett av de mest kjente problemer knyttet til borehulls geometri. Når borestrengen roterer, blir borerøret spent eller strukket av vekta fra vektrøret, eller den nedre delen av borestrengen «drill collar». Hvis røret da må passere et hardt borehullskne, så vil røret komme i kontakt med brønnens side eller vegg, boring kontinuerlig i en slik posisjon vil gradvis føre til slitasje av brønnveggen og danne en sprekk eller fure.

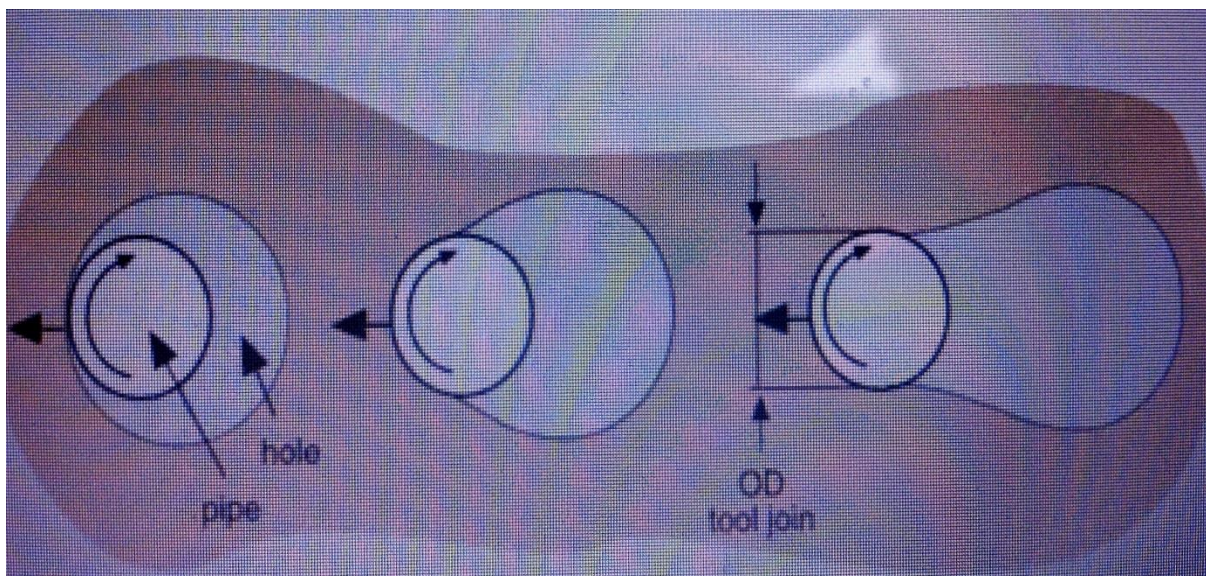
Tversnittet tatt fra borehullet rundt dette punktet vil da vise at hullet ble utvidet til en form av en «key seat».

Man vil legge merke til dette problemet mens de trekker rørene ut av hullet, borerøret eller borestrengen vil kanskje passere slitasjefuren, men tyngre boreutstyr som for eksempel vektrøret kan sitte fast i det smale/trange hullet som er dannet. Se figur 3-16.



Figur 3-16. Figuren viser mekanismen av slitasjefure ved å illustrere det gjennom tversnitt fra borehullet [15].





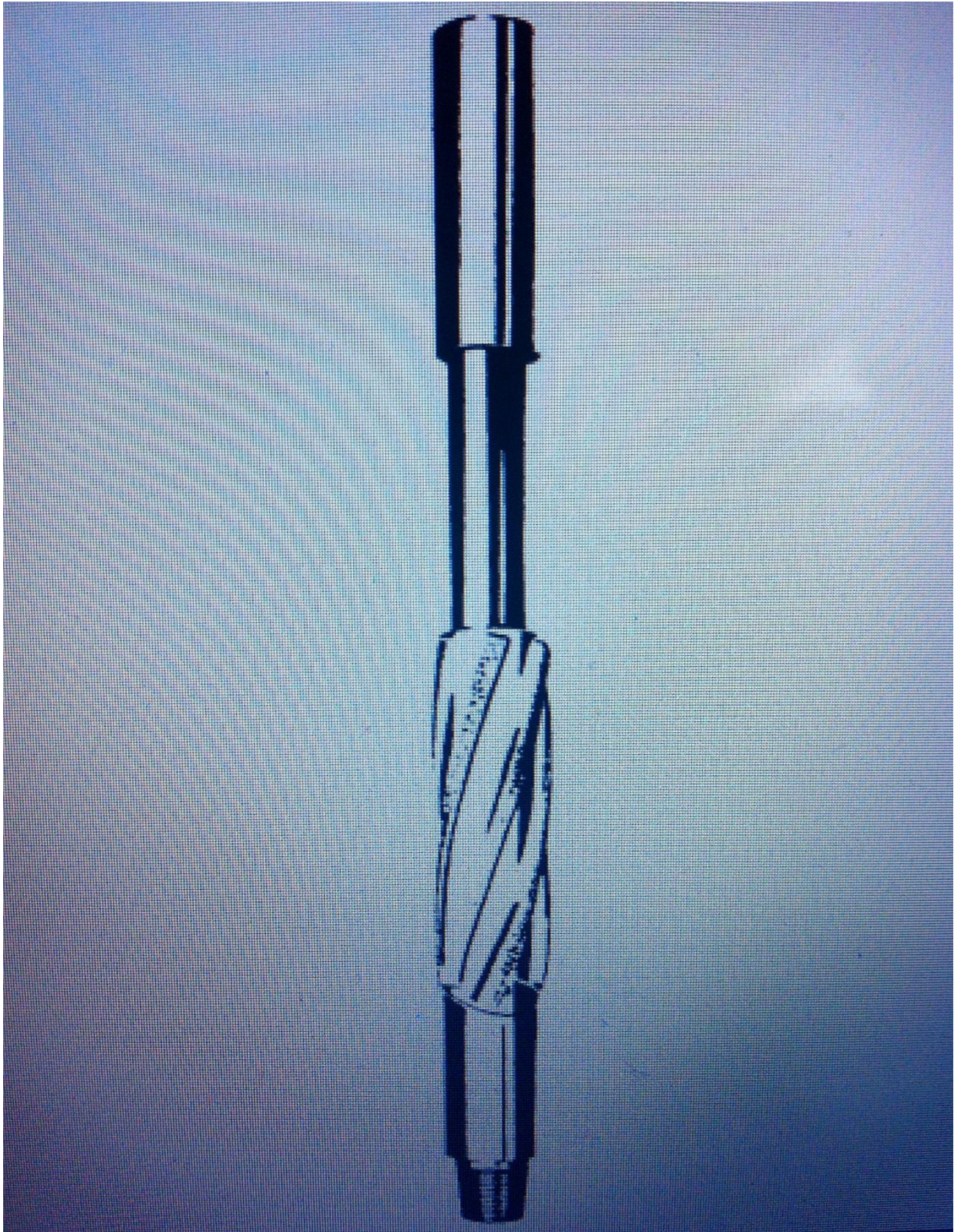
Figur 3-17. Illustrerer også mekanismen av slitasjefure [14].

Slitasjefure kan skje mens de trekker ut av hullet som sagt, når vinkelen endrer seg under boring av medium-myk – medium-hard formasjoner, etter flere timer med boring gjennom en borehullskne uten å utføre noen «wiper-trips».

For å hindre slitasjefure bør man først og fremst unngå harde borehullskne. Tilbakebrotsjing «backreaming» er anbefalt også med tanke på å oppdage slike borehullskne i god tid.

Det fins flere måter å befri borerøret eller borestrengen, som for eksempel å brotsje «ream» ut ved å bruke en stabilisator eller en borehullsvisker (keyseat wiper) som normalt sett installeres på toppen av vektrøret. Borehullsvisker består av en spindel og en muffestabilisator som ser ut som sveiset blader. Disse bladene er ca.  $\frac{1}{8}$  -  $\frac{1}{4}$  større enn diameteren av vektrøret. En kløtsj mekanisme sikrer at spindelen kommer i kontakt med muffen mens rørene trekkes ut av hullet. Hvis borestrengen roterer og borehullskneet er brotsjet ut gradvis, vil vektrøret klare å passere disse hullene. Det er anbefalt å installere en borehullsvisker i BHA når det bores horisontale brønner der slitasjefure kan forventes. Ellers kan hamring brukes for å sette røret fri, bør hamre nedover og deretter trekke ut mens strengen roterer.





Figur 3-18. Bruk av borehullvisker for å brotsje ut en slitasjefure [13].



### 3.2.2 Diameterreduisert hull «Undergauge hole» [1,4,5,6,17]

Under boring av harde og abrasive formasjoner kan borehullet bli diameterreduisert, borekronen og stabilisatoren er da antageligvis blitt slitt ned, og dermed blitt diameterreduisert. Hvis dette skjer under boring og man borer med det slitte utstyret, da vil hullet formes av hva det bores med, dermed blir borehullet noe mindre enn ønsket.

Dette vil bli merket etter de har trukket ut av hullet, og gjerne trippe inn i borehullet med en borekrone og en stabilisator som er «in-gauge», det vil si at de har de rette dimensjonene slik hullet ble planlagt. Det spørs hvor diameterreduisert hullet er, når dette skjer så kan utstyret bli presset inn i hullet, men dette kan også føre til en fast borestrengsituasjon.

Slike problemer er typisk etter å ha boret lange seksjoner med kjernemåling. I dagens teknologi kan man unngå dette problemet ved for eksempel å bruke diameterreduksjons-stabilisator, særlig etter å ha boret hull med kjernemåling.

Diameterreduisert hull kan opptre under boring av horisontale brønner på grunn av overlageringskrefter, der er vertikale krefter sterkere enn horisontale krefter, noe som kan få hullet til å se eggformet ut.

Å unngå diameterreduisert hull kan være greit hvis man følger gode prosedyrer, her er noen gode preventive tiltak:

- Bruk av borekroner og stabilisatorer som omfatter gode «undergauge» beskyttelser.
- Tilbakebrotsjing «backreaming» under boring er også anbefalt.
- Det er sterkt anbefalt å måle utstyret før og etter boring hver gang utstyret skal inn eller ut av hullet, da vet man om utstyret er «in-gauge» eller ikke. Serviceselskapene har veldig gode rutiner på det per i dag, der er det obligatorisk for både MWDen og retningsboreren å måle utstyret slik det ble nevnt ovenfor.
- Det anbefales heller ikke å presse/ eller bruke krefter på en ny borekrone gjennom diameterreduisert hull.
- Hvis borestrengen er fast; hamre oppover for å befri røret, viktig å ikke hamre nedover for da blir det verre.



Figur 3-19. Illustrerer hvordan ett diameterredusert borehull kan se ut. Vi ser fra figuren at hullet har blitt redusert i den nedre delen, og ny borekrone har større dimensjoner enn det nedre hullet. Her kan borestrengen bli sittende fast [5].

### 3.2.3 Kollapset fôringsrør [1,5]

At fôringsrør kan kollapse betyr at hullet har blitt redusert eller fått mindre diameter fordi fôringsrøret har blitt svekket eller kollapse. Det fins flere grunner som kan stå bak slik kollaps i fôringsrøret:

- Hvis formasjonstrykket overstiger designtrykket i fôringsrøret, kollapse fôringsrøret.
- Erosjon kan føre til slitasje i fôringsrøret, dermed blir trykkkapasitet redusert, som videre kan få fôringsrøret til å kollapse hvis det er en betydelig reduksjon av trykket i brønnen.
- Bruk av salt eller syre i slam eller borevæsker kan føre også til reduksjon i fôringsrørstykkelser.

Det er viktig å unngå slitasje i fôringsrøret, noen av tiltakene som kan være greie er bruk av inhibitorer i borevæsker med tanke på å unngå korrosjon.

Hvis hullet blir redusert på grunn av fôringsrøret, så kan BHA sitte fast i fôringsrørhullet under tripping i hullet, da gjelder det å følge de normale hamringsprosedyrer som er nevnt tidligere i oppgaven.



Figur 3-20. Det er en figur som viser hvordan fôringsrøret kollapse der hull diameteren blir redusert. Se retning av pilene i figuren [5].

### 3.2.4 Skrap «junk» [5]

På boredekket har medarbeidere masse utstyr som brukes for å få ting inn i hullet, ulykker kan skje hvor som helst og når som helst, så ting kan faktisk falle ned i borehullet hvis folk på dekket ikke passer på å flytte diverse utstyr langt fra «rotary table» der hullåpningen er.

Hvis dette skjer, og det som falt ned i hullet lander i uønsket posisjon, så kan det tette mellom borehullet og borestrengen, dermed få borestrengen til å sitte fast. Med skrap kan det også menes deler fra boreutstyr som blir brukket og deretter faller ned i hullet.

Gode rutiner og rette prosedyrer er viktig på boredekket for å sikre at ting ikke faller, samtidig bør også personell sikre seg at alt i hullet er sjekket før borerørene kjøres inn, også borerør som brukes gang på gang bør sjekkes kontinuerlig, for de vil bli slitt i lengden.

Hamring kan brukes dersom de falne delene blokkerer rundt strengen, og hindrer den i å rotere eller bevege seg opp eller ned. Dessuten, her kan det hamres begge veier.



Figur 3-21. Her ser vi falne deler eller utstyr som har falt av selv borings utstyret, bildet viser at det hindrer borekronen å bevege seg [5].

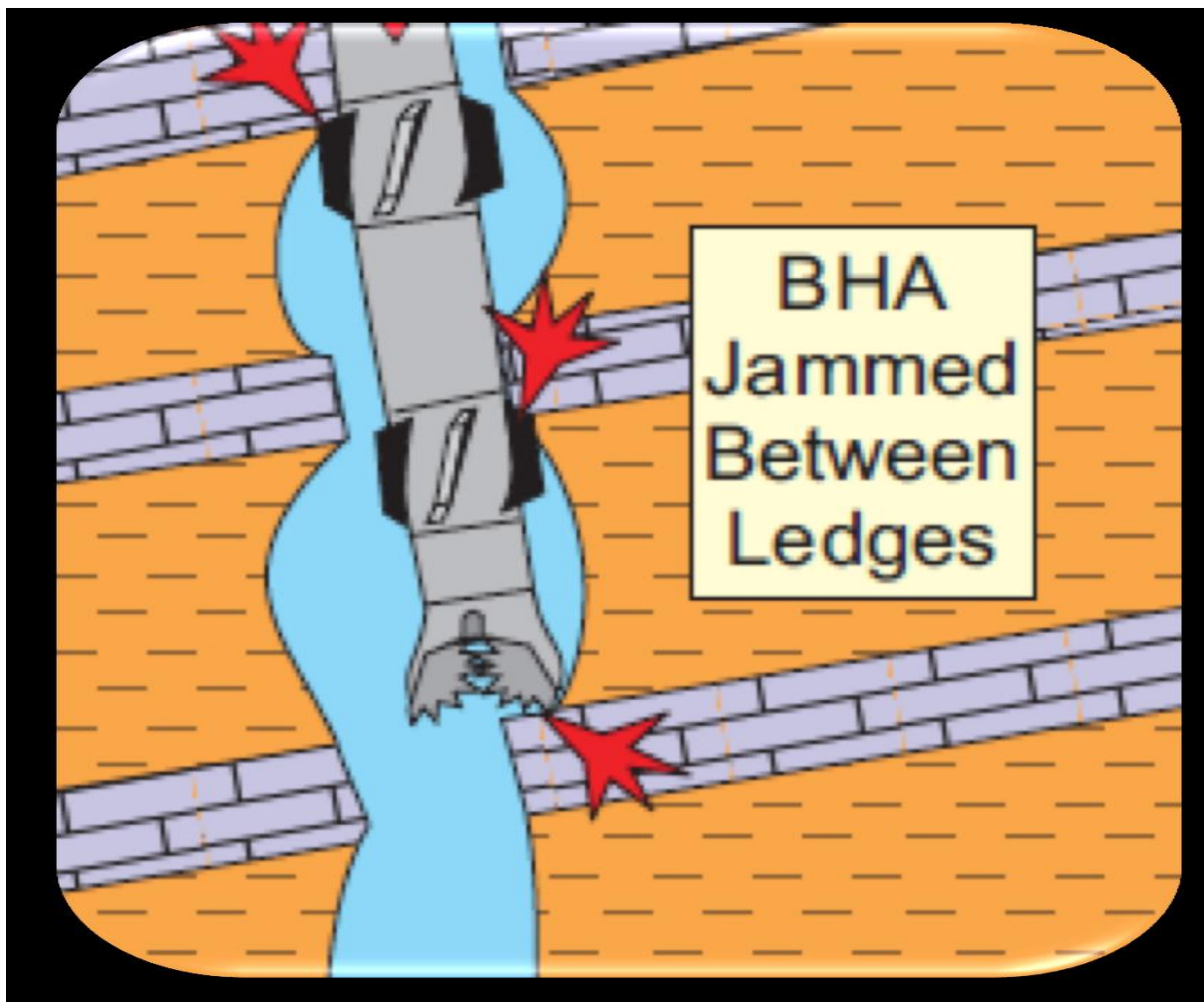
### 3.2.5 Hyller «ledges» [5]

Hyller erfares under boring av formasjoner med forskjellig hardhet. Harde formasjoner blir formet til hyller mens myke formasjoner utvaskes.

Hvis utvasking av formasjoner foregår rundt forkastninger eller frakturerte formasjoner, da dannes hyller.

Det er viktig å vite om disse hyllene er typiske spesielt når rørene trekkes ut, det er også mulig å merke dem mens foringsrør eller loggingsutstyr kjøres inn. BHA kan henge mellom disse hyllene og dermed sitte fast. Hyller opptrer ofte med borehullskne, så dannelse av borehullskne bør være på minimum.

Hvis BHA eller borestrengen sitter fast mellom hyllene slik figur 3-22 nedenfor viser, da gjelder det å hamre det fri.



Figur 3-22. Viser BHA henger fast mellom hyllene [1].

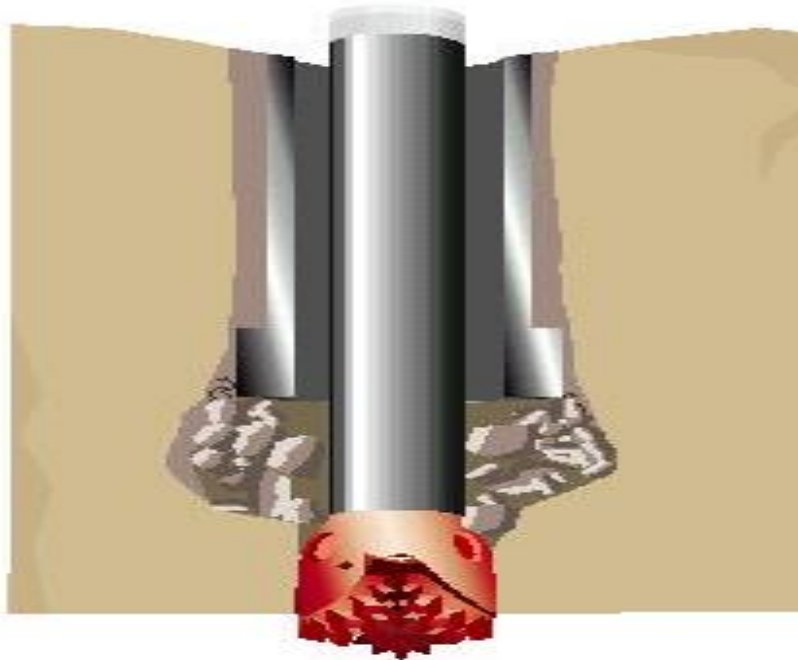
### 3.2.6 Sementblokker [1,5,17]

Borestrengen kan hindres i å rotere eller blokkeres av sementblokker som tetter mellom borehullet og borestrengen. Dette er et typisk problem under boring av sement etter en sementerings jobb, under ledesko er det et hull som kalles rottehull. Sementen som er i dette hullet bores ut slik at de kan starte et nytt hull eller en ny seksjon. Av og til bores sementen i store blokker som kan også være harde og dermed tetter rundt borestrengen.

Det hele er nesten det samme som i kapittelet ovenfor der vi har snakket om falne deler «skrap».

Sementblokker kan også dannes under setting eller pressing av sementpluggen. Så, for å hindre slike problemer, trengs gode tiltak; blant annet: å gi sementen god tid å størkne, Tilbakebrottsjving «backreaming» etter boring av rottehullet eller under setting av sementpluggen hjelper veldig til å bli kvitt ting rundt borestrengen, og kortere rottehull anbefales også hvis mulig.

Hvis borestrengen sitter fast kan det hamres begge veier inntil sementblokkene er knust og strengen er fri. Ellers kan det også brukes syrepiller som hjelper med å løse opp sementblokkene.



Figur 3-23. Dette bildet viser ledesko og rottehullet rett under det [5].

### 3.2.7 Grønn sement [5,17]

Grønn sement er sement som er myk, og ikke har størknet riktig. Økning i støtbølgetrykket «surge pressure» rundt BHA under tripping inn kan forårsake hurtigstørkning av sementen, som videre kan føre til en fast borestrengsituasjon. WOC «wait on cement», altså å vente på at sementen skal størkne, kan også være avgjørende, for hvis ventetiden ikke er lang nok, og sementen ikke er hard nok slik den burde, så kan dette føre til mange problemer. Det er sterkt anbefalt å sirkulere over sementen, da kan man se hva som kommer i returen, om det kommer sement eller ikke, og hvis ja, hva er hardheten av sementen? er det fortsatt grønn?

Syrepiller kan brukes med tanke på å løse opp sementen, men dette krever sirkulasjon for å få pillene til å virke.

Ellers kan hamring brukes om nødvendig hvis borestrengen sitter fast, da må det hamres oppover med stor kraft.



Figur 3-24. Illustrerer boring gjennom grønn sement som har blitt hurtigstørknet pga støtbølgetrykket [5].



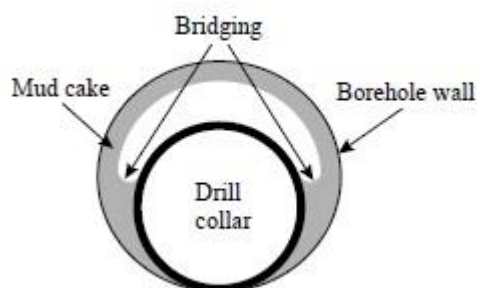
### 3.3 DIFFERENSIAL HEFTING [1,4,5,6,8,10,11,14,17]

Differensial hefting «differential sticking» er ett av de mest vanlige og seriøse boringsproblemer som alltid øker kostnader av boring. Graden av hvor vanskelig eller hvor seriøst det er når borestrengen sitter fast på grunn av differensial hefting varierer, det kan være lett av og til å befri strengen, mens noen ganger kan det føre til store komplikasjoner som kan ha svært negative resultater, som for eksempel å miste borestrengen i hullet eller i verste fall å miste kontroll over brønnen, og dermed måtte stenge den. Så, det er veldig viktig å befri borestrengen så fort som det går an fordi sannsynligheten for å befri borestrengen reduseres jo mer tid det går.

Hvordan man har tenkte å befri strengen i dette tilfelle er veldig avgjørende for operasjonen videre, for hvis ingen metoder hjelper for å befri strengen må eierne av brønnen bestemme seg for hvilke løsninger som kan være mulige. For eksempel å bore et nytt hull ved å trekke opp til en viss dybde, og bore en sidegren, eller i verste fall stenge brønnen og bore en helt ny brønn.

Ca.29% av fast borestrengtilfeller i Nordsjøen har med differensial hefting å gjøre.

Bakgrunnen for at differensial hefting finner sted under boring er at hydrostatisk trykk i slamkolonnen overstiger poretrykket som er trykket av formasjonsvæsker, noe som skaper en overbalanse i brønnen. I permeable formasjoner vil slamfiltratet strømme fra brønnen mot formasjonen og danne en slamkake. Så, når borestrengen ikke roterer eller roterer med veldig lav hastighet, vil denne overbalansen mellom trykkene dra eller suge på en måte borestrengen mot slamkaken på brønnveggen.

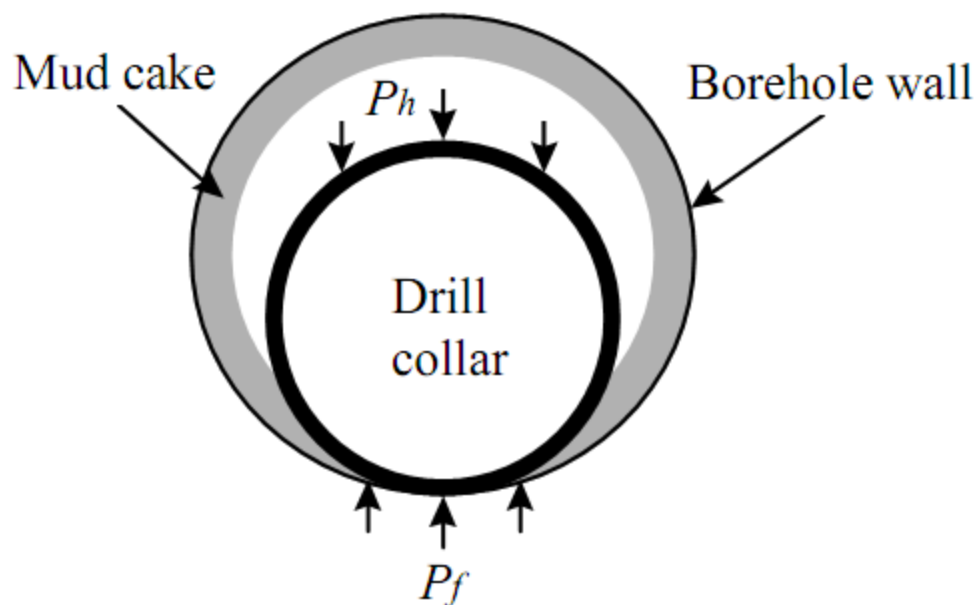


Figur 3-25. Viser brodannelse eller selvetting av borestrengen når borestrengen er stillestående, og dermed ikke roterende [6].

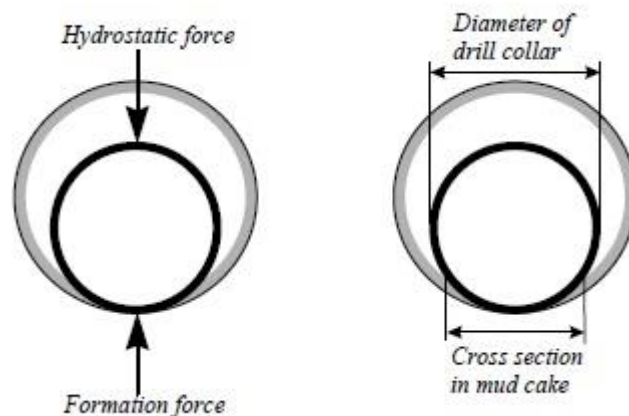
Flere faktorer er viktige hvis differensial hefting skal inntreffe og bli alvorlig, som for eksempel: utilstrekkelig borestrengbevegelse, ingen sirkulasjon mellom slamkaken og borestrengen, overbalanse i borehullet, og tykk slamkake.

I dette kapitlet vil jeg vise en del beregninger rundt differensial hefting, hvordan man regner på de forskjellige trykkene, hvordan dybden der borestrengen sitter fast bestemmes, i tillegg til metoder som brukes for å befri borestrengen.

Når borestrengen eller vektørret ligger mot slamkaken så vil den delen av vektørret som er i kontakt med formasjonen ha et trykk som er lik poretrykket, mens området av vektørret som ikke er i kontakt med slamkaken vil få mot seg et trykk som er lik det hydrostatiske trykket i slamkolonnen, som nevnt tidligere så vil vektørret bli dratt mot slamkaken når hydrostatisk trykket overstiger poretrykket, netto kraften eller overbalansen skyver vektørret mot trykket som er lavest. Se figur 3-26.

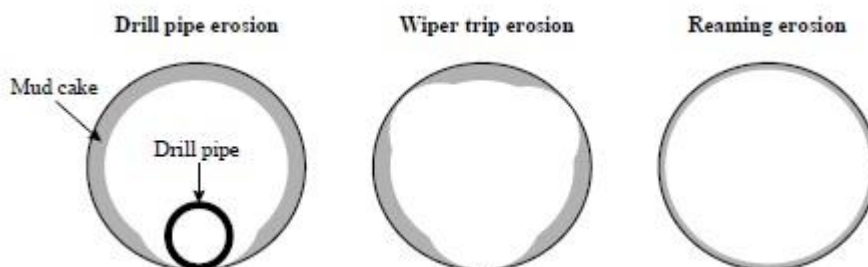


Figur 3-26. Viser differensial hefting.  $P_h$  presenterer hydrostatisk trykk, mens  $P_f$  står for poretrykket i formasjonen [7].



Figur 3-27. Illustrerer hvordan hydrostatisk kraft og kraft fra formasjonen opptrer på vektørret [6].

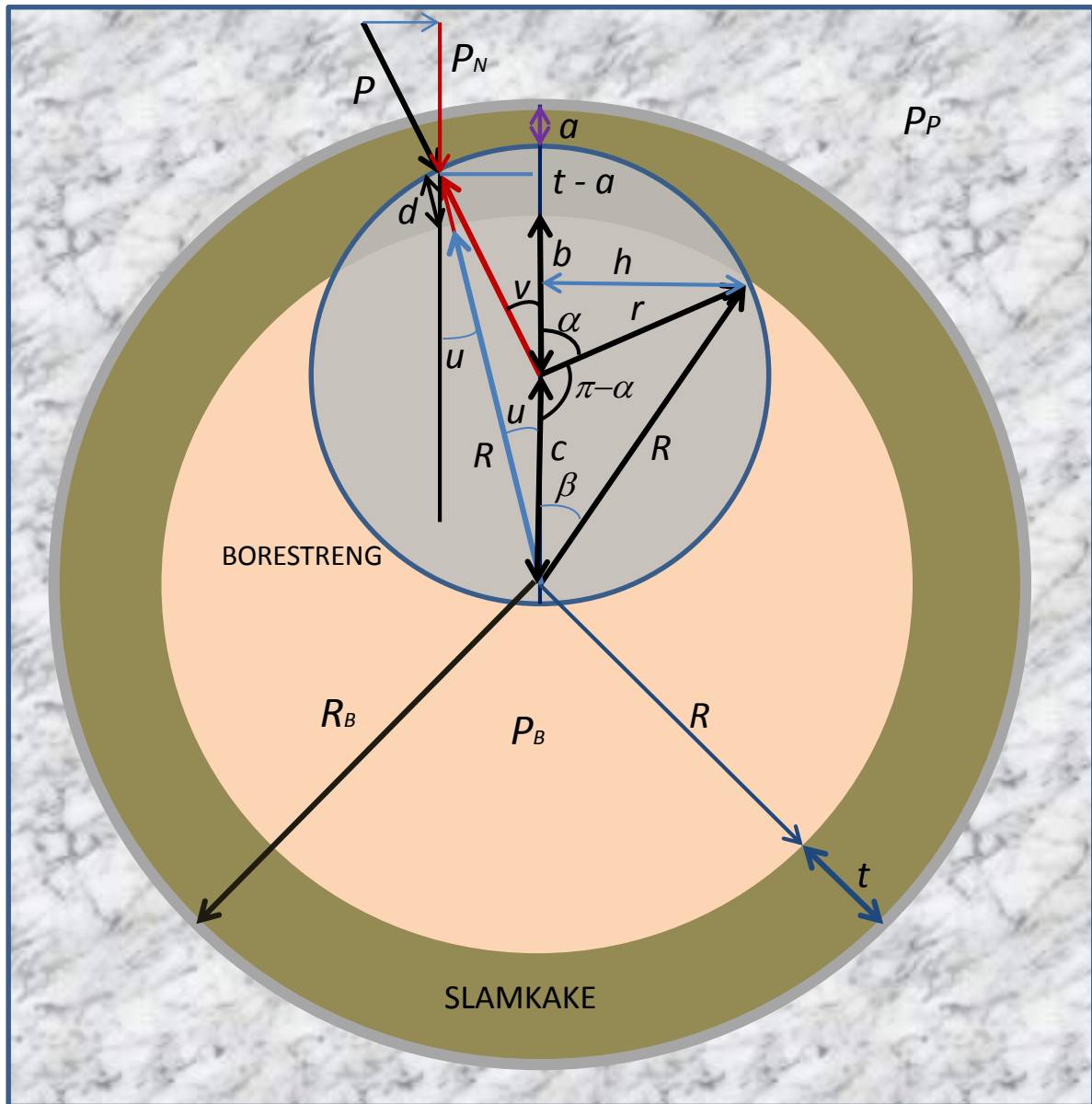
Det er forresten nyttig å vise mekanismen av filterkakeerosjon av borerøret, «wiper trips» skraping, og resiprokering «reaming», figur 3-28 viser en slik mekanisme og hvor mye filterkaken eroderes. Dette beviser at bruk av resiprokering og skraping under boring kan være nyttig i visse situasjoner.



Figur 3-28. Viser 3 typer av filterkakeerosjon: borerørosjon, skraping «wiper trips» erosjon, og resiprokering «reaming» erosjon [6].

Ett satsingsområde i denne oppgaven var å utvikle en ny metode eller ny tenkning angående beregning av kraft. I lag med professor Erik Skaugen har vi utviklet følgende beregninger for å finne ut total trykkraft fra slamkake mot borestrengen når den har sunket noe inn i slamkaken, men ikke helt inn mot brønnveggen. Det tas også hensyn til at fra innsiden av slamkaken, mot brønnen, og utover mot formasjonen vil det være en trykkforandring som går fra brønntrykket til poretrykket ved formasjonen.

Vi starter med å tegne figur 3-29:



Figur 3-29. Figuren viser geometrien for en borestreng som har sunket delvis inn og sitter fast i slamkaken [10].

Figuren viser de forskjellige geometriske størrelsene det blir bruk for i beregningene:

- $R_B$  Brønnradius, antas lik borekroneradius, eksempel bruker 12.25 tommer.
- $t$  Tykkelse på slamkake, antas å være 1 til 3 cm.
- $R$  Radius fra brønnsenter til innside av slamkake,  $R = R_B - t$
- $r$  Radius av borestreng, eksemplet bruker 5 tommer.
- $a$  Minste avstand fra borestreng til brønnvegg (bunn av slamkake).
- $\alpha$  vinkel om sentrum av borestreng, fra punktet nærmest brønnveggen til punktet hvor borestrengen akkurat berører slamkaken.
- $\alpha$  vinkel om sentrum av borestreng, fra punktet nærmest brønnveggen til punktet hvor borestrengen akkurat berører slamkaken.

- $\beta$  vinkel om brønnsentrum, fra punktet nærmest brønnveggen til punktet hvor borestrengen akkurat berører slamkaken.
- $v$  vinkel om sentrum av borestreng, fra punktet nærmest brønnveggen til et vilkårlig punkt hvor borestrengen berører slamkaken. Vinkelen  $v$  ligger mellom 0 og  $\alpha$ .
- $u$  vinkel om sentrum av brønnen, fra punktet nærmest brønnveggen til det samme vilkårlige punktet som vinkel  $v$  går til. Vinkelen  $u$  ligger mellom 0 og  $\beta$ .
- $d$  Dybden som rørveggen har trengt inn i slamkaken. Denne må måles langs en brønnradius for å få korrekt verdi, som vist her.
- $P_P$  Poretrykket i formasjonen, antas mindre enn brønntrykket  $P_B$ . Eks.:  $P_P = 280$  bar.
- $P_B$  Trykket i brønnen, antas større enn poretrykket  $P_P$ . Eks.:  $P_B = 285$  bar.
- $P$  Trykket i slamkaken mot borestrengveggen, ligger et sted mellom brønntrykk og poretrykk. Det står vinkelrett på borestrengveggen, i samme retning som en radius i borestrengen.
- $P_N$  Trykkkomponent av  $P$  i retning rett inn i brønnen. Ved å integrere denne trykkkomponenten over arealet av borestrengen som er inne i slamkaken fås netto trykkraft mot strengen fra slamkaken.

Vi antar at slamkaken er delvis permeabel slik at trykket i slamkaken er et sted mellom trykket i brønnen og poretrykket i formasjonen. På grunn av at slamkaken antagelig er mindre permeabel nær brønnveggen, hvor den er blitt mer kompaktert vil ikke trykket i slamkaken variere lineært gjennom tykkelsen. Men graden av ulinearitet kan ikke beregnes uten direkte målinger eller avanserte beregninger basert på målinger av alle relevante egenskaper til slamkaken, noe som ikke er mulig her. Vi antar derfor at trykkvariasjonen i slamkaken er lineær. Dette vil da gi en noe større heftkraft på borestrengen enn det som er tilfelle, altså en konservativ beregning (verre enn det er). Med heftkraft menes her trykkraften som borestrengen klemmes inn i slamkaken med. For å dra løs borestrengen vil denne kraften, som virker langs borestrengsaksen, kunne beregnes hvis en kjenner effektiv friksjonskoeffisient mellom borestreng og slamkake. Denne er ofte anslått til å være mindre enn friksjonskoeffisienten mellom borestreng og formasjon.

Basert på trigonometriske formler kan følgende vinkelberegninger foretas:

$$b = r - (t - a)$$

$$c = R - (r - (t - a)) \rightarrow c = R - r + a + t$$

$$h = r \sin(\alpha) = R \sin(\beta)$$

$$R^2 = c^2 + r^2 - 2br \cos(\pi - \alpha) \quad \text{where} \quad -\cos(\pi - \alpha) = +\cos \alpha$$

$$R^2 - b^2 - r^2 = 2br \cos \alpha$$

$$\cos \alpha = \frac{R^2 - b^2 - r^2}{2br}$$

$$\alpha = \text{Arccos}(\cos \alpha) = \text{Arccos}\left(\frac{R^2 - b^2 - r^2}{2br}\right)$$

(1)

$$\sin(\beta) = \frac{r}{R} \sin(\alpha)$$

$$\sin(\beta) = \frac{r}{R} \sqrt{1 - \cos^2(\alpha)} \tag{2}$$

Etter å ha funnet diverse vinkler, kan vi regne på trykk-komponenten som er parallelt med aksen gjennom sentrum av både brønn og borestreng. For referanse kaller vi denne aksen for y-aksen, se figur 3-29 ovenfor for å ha bedre oversikt. Vi vil finne trykket mot borestrengen som funksjon av den variable vinkelen  $v$ , fra 0 til  $\alpha$ , eller etter figuren fra  $-\alpha$  til null. På grunn av symmetrien kan vi regne ut trykket bare for  $v$  fra 0 til  $\alpha$ , og så doble denne verdien.

Fra figur 3-29 går man ut fra at den variable vinkelen  $v$  er mindre enn  $\beta$ , og at  $d$  er dybde inn i slamkake langs radius fra brønnsenter.

Vi har da:

$$d = \sqrt{(c + r \cos v)^2 + (r \sin v)^2} - R \rightarrow d = \sqrt{b^2 + 2br \cos v + r^2} - R \tag{3}$$

Merk at rottegnet er hypotenusen i trekanten dannet av katetene  $r \sin(v)$  og  $c + r \cos(v)$ . Lengden  $d$ , målt langs en brønnradius, er dybden som dette punktet på overflaten på borestrengen har trengt inn i slamkaken. Vi antar at trykket i slamkaken avtar lineært fra brønntrykket  $P_B$  til poretrykket  $P_P$ , og får da:

$$P = P_B - \frac{d}{t} (P_B - P_P)$$

Til slutt beregnes trykkomponenten som er parallell med y-aksen. På grunn av symmetrien er det bare denne som bidrar til netto kraft på borestrengen.

$$P_N = \frac{r \cos v}{r} P = \cos(v) P \quad (4)$$

Dette trykket må virke mot en flate for å gi en kraft. Siden vinkelen  $v$  er nå den variable, ser vi på trykket  $P$  som virker på flaten  $dA = Lr dv$ . Netto kraft langs y-aksen blir da, mot denne flaten:

$$dK = P_N dA = \cos(v) P L r dv = L r P \cos(v) dv$$

Ved å integrere fra 0 til  $\alpha$  og multiplisere med 2 får vi total trykkraft mot borestrengen fra slamkaken:

$$K_{\text{slam}} = 2 \int_0^\alpha dK = 2 \int_0^\alpha L r P \cos(v) dv = 2 L r \int_0^\alpha P(v) \cos(v) dv \quad (5)$$

Her er  $P = P(v)$  en funksjon av vinkelen  $v$  og må være med i integrasjonen. Funksjonen  $P(v)$  er såpass komplisert at det er tvilsomt om det finnes en analytisk løsning av integralet, men det kan beregnes numerisk, for eksempel med den enkle sekantmetoden. Ved å dele området i  $N$  biter, med  $N+1$  verdier av  $L r P(v) \cos(v)$  fra 0 til og med  $\alpha$ , og finner gjennomsnittsverdi av  $dK(v) = L r P(v) \cos(v)$  i området  $v$  til  $v+dv$ , får vi

$$dK_1 = \frac{dK_1 + dK_2}{2} dv, dK_2 = \frac{dK_2 + dK_3}{2} dv, \dots \text{ osv. til } dK_N = \frac{dK_N + dK_{(N+1)}}{2} dv$$

Ved å summere alle bidragene får vi netto kraft mot den delen av borestrengen det er summert over, her fra vinkelen  $v$  fra 0 til  $\alpha$ .

$$\frac{dv}{2} (dK_1 + dK_2 + dK_2 + dK_3 + dK_3 + dK_4 + dK_4 + dK_5 + \dots + dK_N + dK_N + dK_{(N+1)}) =$$

$$dv (0.5 dK_1 + dK_2 + dK_3 + dK_4 + \dots + dK_N + 0.5 dK_{(N+1)}) \quad (6)$$

Nå kan vi presentere et numerisk eksempel som vi har regnet ut i Excel.

NB!!! BARE RØDE TALL ER INNDATA					
INNDATA					
Poretrykk i formasjonen:	280	bar			
Brønntrykk:	285	bar			
Trykkdifferanse brønntrykk - poretrykk:				5	bar
Brønnradius $R_w =$	6,125	tommer		0,1556	m
Tykkelse av slamkake $t =$	3,000	cm		0,0300	m
Radius til slamkake $R =$	4,944	tommer		0,1256	m
Radius av borestreng $r =$	2,500	tommer		0,0635	m
Lengde av borestreng i slam $L =$	1000,000	m		1000,0000	m
Avstand brønnvegg - borestr.a	2,000	cm		0,0200	m

Tabell 3-1. Viser inndata som skal brukes for beregninger videre [10].

I tabellen ovenfor har vi inndata, eneste beregningen som er foretatt er

$$\text{radiusen til slamkaken } R = \frac{R_w - t}{0,0254}$$

BEREGNET					
Nedsynking i slamkake $t-a$	0,0100	m		0,0100	m
Avsrand senter brønn og borestreng.	0,072	m		0,072	m
-Cosinus (PI - alfa) =	0,7147				
Vinkel alfa =	0,774601	radianer	alfa =	44,381375	grader
Sinus til vinkel gamma =	0,44807				
Vinkel gamma =	0,464605		gamma =	26,619901	grader

Tabell 3-2. Viser vinkelberegninger [10].

Vi bruker ligninger 1 og 2 til å regne ut vinklene alfa ( $\alpha$ ) og beta ( $\beta$ ).

Avstand mellom sentrene til brønn og borestreng kan beregnes slik:  $R-r+t$ -avstand fra brønnvegg til borestreng.



Innsynking som funksjon av vinkel $v$ , målt fra dypeste innsyningspunkt på borestrengen.					
Vinkel $\alpha$ er høyeste verdi av vinkel $v$ .					
For vilkårlig vinkel $v$ mindre enn $\alpha$		30	grader =	0,5235988	radianer
$r \cdot \cos(v)$	0,054993	m			
$r \cdot \sin(v)$	0,03175	m			
Lengde hypotenus fra brønnsenter $c$ :		0,130974	m =	13,09742	cm
Innsynking $x$ av borestrengen for vinkel $v$		0,0054	m =	0,5399199	cm
Trykk mot borestrengen fra slamkake :				284,10013	bar
Trykk-komponent parallellt med $x$ -akse $P_x =$				246,03793	bar
Antall iterasjoner:		N =		20	
Steglengde av vinkel $dv$ :		0,07746	rad.	4,4381375	grader
Kraft mot flatelement $L \cdot r \cdot dv = P_x \cdot L \cdot r \cdot dv = dK \cdot dv$				121019,1	kN
		$dK =$		1562340,9	kN/rad

Tabell 3-3. Viser beregninger av  $P_x$  og kraft mot flatelement [10].

Ligninger 3, 4, 5, og 6 benyttes for videreberegning av trykk-komponent som er parallellt med  $x$ -aksen, i tillegg til  $dK$ .

VINKEL			innsynk	Trykk	Netto tr.	Integrasjons	SUM	
$v$	$r \cos(v)$	$r \sin(v)$	$d$	bar	kraft $dK$	verdier	100kN	
0	0,0635	0	0,0100	283,3333333	1393,636529	1393,636529	1393,636529	
0,077460113	0,063309593	0,0049138	0,0099	283,3502105	1389,540426	2779,080853	4172,717382	
0,154920226	0,062739514	0,009798131	0,0096	283,4008163	1377,274074	2754,548147	6927,265529	
0,232380338	0,061793182	0,014623703	0,0091	283,4850739	1356,903243	2713,806486	9641,072015	
0,309840451	0,060476272	0,019361575	0,0084	283,6028555	1328,537241	2657,074482	12298,1465	
0,387300564	0,058796681	0,023983334	0,0075	283,7539821	1292,328437	2584,656873	14882,80337	
0,464760677	0,056764482	0,028461264	0,0064	283,9382242	1248,471606	2496,943212	17379,74658	
0,542220789	0,054391863	0,032768509	0,0051	284,1553019	1197,203084	2394,406168	19774,15275	
0,619680902	0,051693053	0,036879239	0,0036	284,404885	1138,799733	2277,599466	22051,75222	
0,697141015	0,048684235	0,040768802	0,0019	284,686594	1073,577726	2147,155452	24198,90767	
0,774601128	0,045383455	0,044413872	0,0000	285	1001,891144	1001,891144	25200,79881	
				Netto kraft fra formasjon:			2531590,711	kN
							2520079,881	kN
				Netto heftkraft			11510,82943	kN
				Spesifikk heftkraft			11,51082943	kN/m

Tabell 3-4. Viser en numerisk løsning av total trykkraft fra slamkake [10].

Tabell 3-4 ovenfor er numerisk integrasjon for beregning av total trykkraft fra slamkake. Vi begynte med vinkel 1 = 0 grader, også brukte vi vinkel 2 = 4,438138 grader som er steglengde av vinkel dv når vi har N = 10 iterasjoner fra 0 til  $\alpha$ , som svarer til 20 iterasjoner over hele området fra  $-\alpha$  til  $+\alpha$ . Deretter plusset vi vinklene nedenfor med forrige vinkel+4,438138°. Vi har tatt med 11 vinkler der vinkel nr 11 har gitt oss 44,38138 grader som er samme verdi som vinkel alfa ( $\alpha$ ) som vi har funnet i tidligere tabeller.

Etterpå setter vi inn for vinklene for å finne ut dK, også summerer vi dK for alle vinklene. Ved å multiplisere resultatet med 2dv får vi nå total trykkraft fra slamkake mot borestreng, hvor dv i radianer er 0.07746: 2520080 kN. Denne kraften prøver å skyve borestrengen vekk fra slamkaken, men blir motvirket av trykket i brønnen mot den delen av borestrengen som ikke er nede i slamkaken. Dette trykket kan enkelt finnes ved å sette det lik trykket mot den delen av borestrengensom er nede i slamkaken, hvis det der hadde vært brønntrykk:

$$K_B = P_B(2Lr \sin(\alpha)) = 285 \cdot 100 \cdot 2 \cdot 1000 \cdot 0.0635 \cdot \sin(44.38^\circ) \text{ kN} = 2531591 \text{ kN}$$

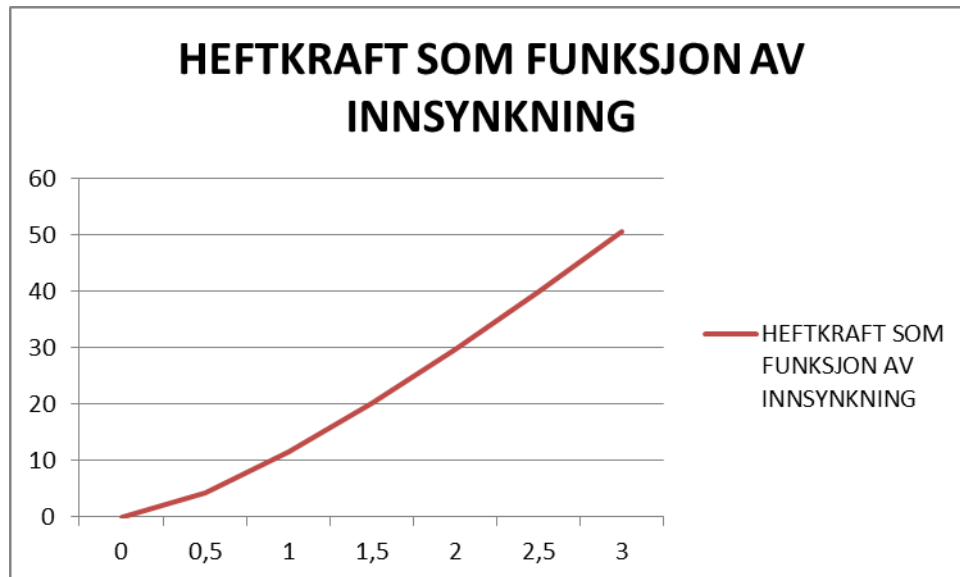
Netto kraft mot borestreng, ned mot slamkaken blir da:  $K_B - K_{SLAM} = 2531529 \text{ kN} - 2520080 \text{ kN} = 11511 \text{ kN}$ . Per meter av borestrengen blir dette 11.511 kN .

<b>Heftkraft som funksjon av innsynkning</b>	
<b>Innsynkning</b>	<b>Heftkraft</b>
<b>cm</b>	<b>kN</b>
0	0
0,5	4,277
1	11,511
1,5	20,191
2	29,767
2,5	39,932
3	50,49

Tabell 3-5. Tabellen viser heftkraft mot borestrengen for forskjellige grader av innsynkning i slamkake [10].

Ved å bruke tilsvarende beregninger for andre innsynkninger finnes heftkraft som funksjon av innsynkning i slamkake. Tabell 3-5 ovenfor viser resultatet av

disse beregningene. Disse tallverdiene er brukt i Figur 3-30 som viser heftkraft som funksjon av innsynkning. En ser at heftkraft øker fort med graden av innsynkning, fra 4.3 kN/m til 50.5 kN/m ved innsynkning fra 0,5 cm til 3 cm. Dette viser hvor viktig det er å prøve å få løs borestrengen før den rekker å synke lengre inn i slamkaken.



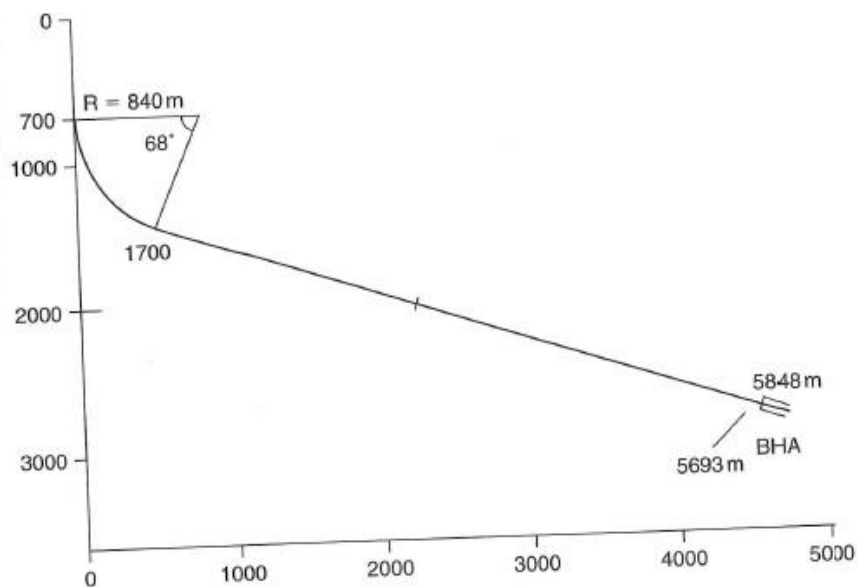
Figur 3-30. Spesifikk heftkraft i kN/m som funksjon av innsynkning i cm [10].

## Studieobjekt:

Dette er et studie som har blitt utviklet av professor Bernt Aadnøy med tanke på å befri borestrengen på forskjellige måter. Dette blir forklart i eksemplene nedenfor.

Under boring av en lang avviksbrønn inntraff flere fast borestrengtilfeller, to av disse ulykkene har endt opp med å forlate BHA i hullet, og deretter bore en sidegren to ganger i 12.25 (in) seksjon. I denne oppgaven kommer vi til å analysere situasjonen den andre gangen borestrengen satt fast grunnet bedre data fra brønnen. Friksjonsfaktor er: 0.12 (denne faktoren var målt under boring), vi antar at friksjonsfaktor er den samme etter strengen var satt fast.

Figur 3-31 nedenfor viser brønnbanen i dette tilfellet:



Figur 3-31. Brønnbanen av brønnen [4].

Etter å ha boret en sidegren nummer to, har borestrengen kommet helt ned til reservoaret som bestod av en sandsteinformasjon. Trykkørret «wash-pipe» som er koblet til toppdrevet rotasjonssystem på boredekket begynte å lekke, da ble det bestemt å trekke opp til toppen av reservoaret. Første 3 rør som kalles en «stand» på engelsk var dratt fint opp, fulgt med 10 minutter uten rotasjon for å sette tilbake rørene som var trukket opp på plass.

Etterpå ble det gjort et forsøk å trekke opp «stand» nummer to, men uten nytte, det ble brukt 260 tonn kroklast uten å greie det. Maks borestreng vekt ble prøvd også i tillegg til hamring, ingenting hjalp.

Resultatet som var at borestrengen satt fast på grunn av differensial hefting.

13  $\frac{3}{8}$  (in) seksjonen hadde sko på 2281 m, og ble boret med slamvekt på 1.65 s.g, mens poretrykket var: 1.24 s.g.

Bestem dybden der borestrengen satt fast?

For å gjøre det trenger vi litt mer data. Tabell 3.6 nedenfor viser data relatert til borestrengen. Se tabellen:

Pipe size (m)	5 in	BHA
Quality	S135	
Length (m)	5693	155
Weight (kN/m)	0.336	1.344
OD (mm)	127.00	
ID (mm)	108.6	
t (mm)	9.19	
A (mm <sup>2</sup> )	3401	
J (mm <sup>4</sup> )	$11.88 \times 10^6$	
Tensile strength (kN)	2495	
Torsional strength (kNm)	78.8	
E (kN/mm <sup>2</sup> )	215	
Friction factor:	0.12	

Tabell 3-6. Data for borestrengen [4].

Mens neste tabell 3-7 som følger viser data for trekk og rotasjonstester som utføres på riggen for å måle forskjellige ting. Se tabellen.

Build radius (m)	840
Inclination (°)	68
Friction coefficient	0.12
Pull force (kN)	373
Pull length (m)	2.60
Torque (kNm)	9.05
Pipe rotation (turns)	8

Tabell 3-7. Data hentet fra trekk og rotasjonstester [4].

Følgende ligning kan brukes for beregning av dybden der borestrengen sitter fast:

$$L = A E e^{\mu \alpha} \frac{dL}{dF} - (e^{\mu \alpha} - 1) \left( L_1 + \frac{1}{2} \alpha R \right) \quad (7)$$

Der:

L = Lengden av punktet der strengen sitter fast.

A = Rørets tverrsnittsområdet.

E = Elastisitetskoeffisient.

$\alpha$  = borehullets vinkel.

$\mu$  = Friksjonskoeffisient.

dL = Trekk lengde (pull length).

dF = Trekk kraft (pull force).

L<sub>1</sub> = (kick-off) punktet/ lengde.

Ligning nummer 7 ovenfor er utviklet for beregning av punktet der strengen sitter fast, og brukes etter å ha utført en trekk test (pull test) på riggen.

Vi har alle verdier oppgitt i tabellene 3-5 og 3-6, da kan vi sette det inn i formelen:

$$\mu \alpha = 0.12 * 68\pi / 180 = 0.142 \rightarrow e^{\mu \alpha} = 1.153$$

$$\frac{1}{2} \alpha R = (68\pi / 180 * 2) * 840 = 498 \text{ m}$$

$$L = 3401 \text{ (mm}^2\text{)} * 215 \text{ (kN/mm}^2\text{)} * 1.153 * \frac{2.60 \text{ (m)}}{373 \text{ (kN)}} - (1.153 - 1) * (700 + 498) = 5693 \text{ m}$$

Så, 5693 m er dyden der borestrengen sitter fast.

Det fins en annen test som kalles torsjonstest (torsion test) som også er helt uavhengig av den første testen, tallene fra torsjonstesten kan også brukes til å beregne det samme, men da brukes det en annen formel.

Følgende formel kan brukes i forbindelse med beregning av hvor strengen satt fast, dersom man går ut fra torsjonstest:

$$L = \frac{JE}{2(1+\nu)} \frac{d\theta}{dM} \quad (8)$$

Der:

L = Lengden av punktet der strengen sitter fast.

J = Polar momentet.

$\frac{E}{2(1+\nu)}$  = Skjærmodul (shear modulus), der E = elastisitetskoeffisient, og  $\nu$  = Poisson-tall for stål (i denne studien) som er lik 0.25.

$\frac{d\theta}{dM}$  = Uttrykk for rotasjonsvinkel som funksjon av dybden.

## Beregningsmetoder for å sette strengen fri [4]

I denne delen av differensial hefting studien kommer jeg til å presentere eller demonstrere noen metoder som brukes for beregninger med tanke på å befri strengen.

Dette gjøres enkelt ved å summere opp kreftene helt fra bunnen i hullet og frem til punktet der borestrengen sitter fast, og deretter fra dette punktet til overflaten.

Vi demonstrerer disse beregningene ved å bruke studieobjektet som er nevnt ovenfor. Så, vi antar at borestrengen sitter fast på den nedre delen av strengen over vektørret og antar at kraften under vektørret er 0.

Da gjelder disse ligningene for beregning av de forskjellige kreftene som er presentert i forskjellige dybder.

Kraft på toppen av vektørret:

$$F_1 = \beta \omega_{DC} \Delta L_{DC} (\cos \alpha + \mu \sin \alpha) \quad (9)$$

Tillegg kraft eller trekk kraft der strengen sitter fast:

$$F_2 = \mu dh \Delta P \quad (10)$$

Kraft som er rett over den fastsatte strengen blir da:

$$F_3 = F_2 + F_1 \quad (11)$$

Kraft på den nedre delen av «build»:

$$F_4 = F_3 + \beta \omega_{DP1} \Delta L_1 (\cos \alpha + \mu \sin \alpha) \quad (12)$$

Kraft på toppen av «build»:

$$F_5 = F_4 e^{\alpha \mu} + \beta \omega_{DP1} R \sin \quad (13)$$

Trekk kraft som må da brukes på overflaten blir:

$$F_6 = F_5 + \beta \omega_{DP1} \Delta L_{KOP} \quad (14)$$

Der:

F = Kraften som kreves for å trekke borestrengen for å sette den fri.

$\beta$  = Flyteevne faktor, kan beregnes ved å bruke denne formelen:  $1 - \frac{\rho_o}{\rho_p}$ , der er  $\rho_o$  væsketetthet på utsiden av røret, mens  $\rho_p$  er tetthet av røret.

$\omega$  = Vekt av gjeldende rør.

$\Delta L$  = Rørets lengde.

$\alpha$  = borehullets vinkel.

$\mu$  = Friksjonskoeffisient.

$\Delta P$  = Trykkdifferensial mellom slamtrykket på utsiden, og poretrykket i formasjonen.

$dh$  = tverrsnittet eller lengden av fastsatt streng.

R = Radius

KOP = «Kick off point», det er punktet der de kikker av fra hoved brønnen for å lage sidegren.



Disse beregningene kan utføres ved bruk av forskjellige måter som vil lede til mest effektiv løsning, vi kan si kort litt om 3 av disse tankegangene:

Maximum mekanisk kraft:

Som hovedsakelig baseres på at kraft som er resultatet av beregninger bør være mindre enn aksial styrke av borerøret, dersom kraften som er beregnet overstiger den aksial kraften av borerøret, da er svaret ikke tilstrekkelig.

Minimum tetthet metode:

Siden man er sikker på at årsaken som fikk strengen til å sitte fast er ved differensial heffing, da vet man at det hydrostatisk trykket som er i slamkolonnen overstiger poretrykket i formasjonen. Tankegangen i denne metoden er å redusere trykket ved å skifte ut slammet som er der med slam som er lettere i vekt, og dermed vil også hydrostatisk trykket bli redusert, etter utføring av kraft beregninger forventer man at svaret blir mindre enn rørets styrke, og hvis dette skjer, da er den måten antageligvis den beste måten å bruke, men hvis man ikke får ønsket svar, da kan beregningene bli utført med enda lettere slamvekt, men her bør man være forsiktig, for slamvekta må jo tilpasse brønnens situasjon, og det er mange faktorer som spiller rolle i forbindelse med å bestemme slamvekt, lettere slamvekt kan brukes så lenge det ikke påvirker brønnskroll.

Maximum flyteevne metode:

Denne metoden går ut på å skifte ut slammet fra innsiden i borerøret med sjøvann for å øke flyteevnen, men for at dette skal være tillatt, bør en passe på at brønnskroll ikke blir påvirket, særlig når man vet at sjøvannet skal ut i ringrommet mellom borerøret og borehullet.

Disse ligningene som er presentert ovenfor er laget for å estimere dybden der borestrengen sitter fast, og dermed bruke den mest optimale løsningen for å befri strengen, samtidig som man ikke ødelegger utstyret sitt, og ikke mister kontrollen over brønnen. Ligningene er ment for avviksbrønner og horisontale brønner.

På grunn av friksjon i kurvene (bends) i både avviks- og horisontale brønner, så vil strengen sitte bedre fast i slike brønner enn i vertikale brønner.

## Gode preventive tiltak

Fast borestreng er en uønsket hendelse, oljeselskapene prøver å unngå det mest mulig, for da sparer de både tid, penger, og masse energi, derfor har erfaringen vist at noen ting kan være bedre enn andre ting med tanke på hvordan man håndterer brønnen, og unngår ulykker som kan stå i vei for operasjoner og dets estimert utføringstid. Her nevner vi noen av disse tiltakene som er preventive og er med å hindre at borestrengen sitter fast:

- Ifølge Statoil, så er det kjempeviktig å prøve å unngå tap av store mengder av borevæsker til formasjonen. Dette er viktig for å unngå at ting kan skje med borestrengen, samtidig er det også viktig for brønnskroll. Derfor har operatørselskapene strenge rutiner og prosedyrer på håndtering av situasjoner på boredekket der borerøret ikke roterer, det er noe uønsket, og jo mer tid strengen er stasjonær, jo større sjans for at problemer kan inntreffe. Det anbefales at borerøret eller borestrengen roteres rett etter rørene kobles sammen, selv om pumpene er slått av.
- Vektrørene i BHA kan variere i dimensjon og lengde. Det anbefales å bruke eller lage vektrør med minst mulig dimensjon og lengde, for da minskes kontaktområdet mellom strengen og filterkaken, noe som kan ha betydning for minking av differensial hefting. Større vektrør betyr større kontaktområdet mellom strengen og filterkaken, som betyr høyere risiko for differensial hefting.
- Planlegging av hvor fôringsrør skal settes er viktig, det bør tenkes på trykksituasjonen ned i hullet, og man må prøve å unngå farlige permeable soner der risikoen for overbalanse er høy.
- Det er foretrukket å bruke slam med lettest mulig vekt, som sagt tidligere, så er det ikke lett fordi bestemmelse av slamvekta er avhengig av masse ting, brønnskroll først og fremst. Poenget med at slam med lettest mulig vekt er ønskelig er at hydrostatisk trykket som dannes av slam i ringrommet ønskes lavest mulig slik at den ikke overstiger poretrykket i formasjonen. Lavere slamvekt betyr jo da lavere hydrostatisk trykk.
- Bruk av oljebasert slam foretrekkes hvis mulig, for egenskapene til oljebasert slam er bedre enn vannbasert slam, oljebasert slam hjelper med å lage tynnere filterkake, og reduserer friksjonen mellom borestrengen og filterkaken. Men det er dyrt å ha oljebasert slam.

- Bruk av spiralformet vektør eller HWDP «heavy weight drillpipes» foretrekkes foran bruk av vanlige vektør, særlig i avviksbrønner og horisontale brønner, der er friksjonen i kurvet hull større enn vertikale brønner, HWDP og spiralformet vektør vil minske denne friksjonen, det vil si at kontaktområdet mellom borestrengen og filterkaken blir også redusert. Sporene i spiralformet vektør ligner på sporene som er laget i stabilisatorer. Figurene 3-32 og 3-33 viser hvordan disse vektørene ser ut.



Figur 3-32. Spiralformet vektør [1].

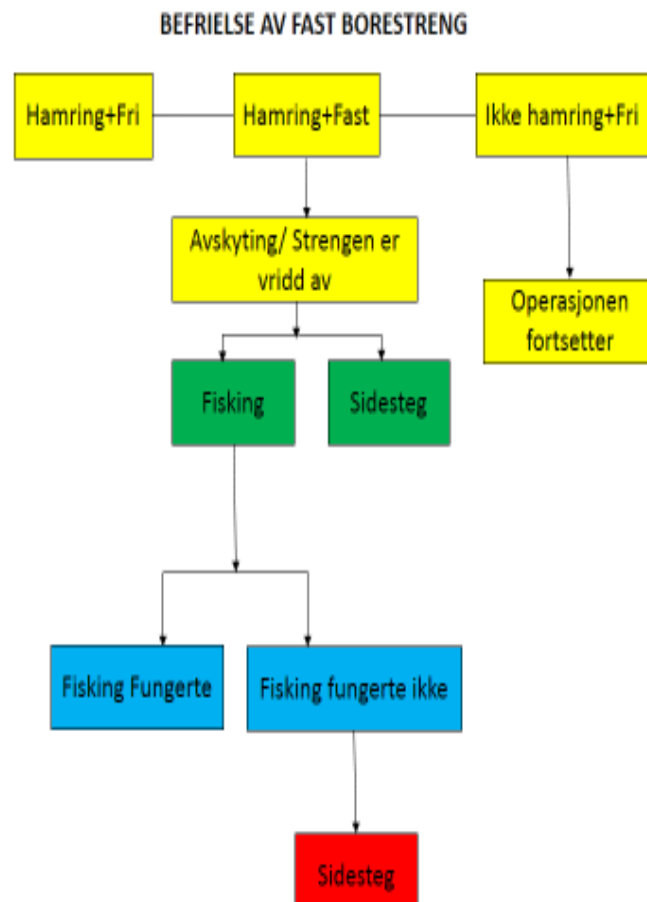


Figur 3-33. Utseende på sporene i spiralformet vektør [1].

Tid er betydningsfull hvis man havner i fast borestrengsituasjon, og første reaksjoner fra personell som er involvert i operasjonen er viktig. Med en gang strengen sitter fast, og man er sikker på at det er grunnet differensial hefting, anbefales å hamre gjerne nedover, samtidig som det kjøres full sirkulasjon. Hvis dette ikke hjelper bør en tenke på å minske overbalansen eller trykkdifferensial ved å bruke lettere slamvekt hvis mulig, hvor mye kraft som kan brukes for å dra røret på overflaten versus slamvekt kan beregnes fra ligningene som er vist tidligere, disse beregningene varierer litt fra brønn til brønn, med tanke på avviks- eller horisontale dybder, der en bør ta med alle faktorer som spiller rolle i hver kraftberegning i de forskjellige dybdeintervallene som for eksempel: friksjon, trykk, retning, osv.

Bruk av piller som hjelper med å redusere friksjon mellom filterkaken og borestrengen anbefales også.

## 4. BESLUTNINGSTRE FOR FRIGJØRING AV FAST BORESTRENG [17]



Figur 4-1. Det er et beslutningstre som jeg har laget for å vise de valgene som man har når borestrengen sitter fast [17].

Beslutningstreet ovenfor viser de mest vanlige alternativer med tanke på å befri borestrengen når den sitter fast. Jeg skal forklare litt i detalj om de forskjellige alternativene. Som sagt så fins det flere måter å befri strengen på, og man ønsker å ikke hamre i røret, for dette kan ha negative resultater som for eksempel å ødelegge BHA, eller at noen deler går av på grunn av den massive kraften som det hamres med. Så, hvis det ikke er behov for hamring og strengen er fri, da fortsetter operasjonen. Tidsperspektivet er avgjørende, for jo mer tid det går, jo verre det kan bli.

På Ekofisk feltet bruker ConocoPhillips HCL piller for å befri strengen når den sitter fast på grunn av differensial hefting, det virker veldig bra akkurat i dette unike feltet fordi reservoaret ligger i kalkstein formasjoner, mens de fleste reservoarene i Norge, og Nordsjøen består av sandstein, HCL vil da reagere med kalkstein og fjerne kalkmateriale rundt strengen som henger fast i filterkaken, for da kan boreren begynne å trekke opp strengen når kalkstein forsvinner etter hvert, men tiden er igjen viktig. En ulempe med dette er at strengen kan fortsatt henge på filterkaken hvis det er stor forskjell i trykket som gjør at selv om formasjonen etses vekk så forskyver høytrykksdifferensialet strengen videre inn mot formasjonen, derfor er det viktig å vite hvor strengen sitter fast hen, og dermed beregne nøyaktig tiden pillen vil nå den aktuelle dybden, og hvor lang tid det vil ta for at reaksjonen mellom pillen og formasjonen skal være effektiv, og dermed begynne å trekke opp strengen når en vet at det er klart.

Hamring kan brukes begge veier, det fins kjente og suksessfulle prosedyrer for hvordan det skal gjøres, samtidig som man unngår mest mulige skader på grunn av det. Som regel så ristes hele riggen når hamringen pågår, det har jeg opplevd mange ganger når jeg var offshore. Hvis strengen er løs igjen etter hamring, da fortsetter operasjonen.

Men, hvis det hamres og fortsatt til ingen nytte, da har man lite å velge mellom. Det går sikkert an å prøve å hamre flere ganger, samtidig kan full sirkulasjon og endring av slamparametere i tillegg til inhibitorer som pumpes inn som piller hjelpe, men hva kan man gjøre da hvis alt dette ikke hjelper?

En kan ikke ha strengen fast i hullet mange dager på grunn av nedetid, altfor høye kostnader, og kanskje brønnkontroll. En løsning må være tilstede uansett. Det som oftest skjer når man havner i slike situasjoner er at de kjører ned i hullet med utstyr som skyter av strengen på en aktuell dybde, og deretter trekke resten av rørene opp. Man ønsker å få tak i strengen som er vridd eller skutt av, fordi det er ofte BHA, der man har masse teknologi som koster mye, derfor prøves det normalt å fiske opp rørene som er skutt av med fiskeutstyr.

Det er ikke alltid en kan fiske opp ting fra hullet, det er heller ikke lett. Hvis man er heldig så får man tak i sitt utstyr, og kjører videre med nytt utstyr i samme hull, da sparer man penger, tid, og ny planlegging. Dersom en prøver å bore videre med nytt utstyr, og strengen sitter fast igjen, så er alternativet å sette en sementplugg, og trekke opp til en viss dybde, og deretter bestemme seg for sidesteg.

Det vanlige som skjer hvis fisking ikke fungerer bra, og BHA eller strengen blir forlatt i hullet er å sementere over den forlatte strengen, og sette sementplugg, etterpå kan det diskuteres om det er muligheter for grenboring som er det beste for eierne i dette tilfelle eller ikke. Et annet alternativ kan være å stenge brønnen helt, og bore helt ny brønn i nærheten hvis forhold som fins der og da ikke tillater grenboring.

En ting er viktig å nevne i denne sammenhengen, nemlig det med radioaktive sensorer eller kilder i BHA, det verste jeg vet om som kan skje er at det ikke går an å fiske opp utstyret når BHA er nede i hullet, og det fins en forlatt radioaktiv kilde i hullet. Regel nummer en er at brønnen i dette tilfelle sementeres for godt, det er heller ikke sikkert at petroleumsdepartementet tillater grenboring, for det spørs hvor farlig denne kilden er. Alt dette henger sammen med miljømessige forhold, og selvfølgelig ønsker en ikke å ha stråling i seg, for hvis kilden på en eller annen måte blir ødelagt slik at strålingskilde havner i slam, og dermed sirkuleres opp til riggen, kan en risikere å stråle personell om bord med radioaktivitet. Dessuten sender disse radioaktive kildene stråling mot formasjonen, som reflekteres tilbake til kilden og dermed blir det lest av hvor mye som har kommet tilbake. Dette brukes i forbindelse med geologiske forhold som for eksempel å finne permeabilitet, porøsitet, og hvordan formasjoner reagerer med gammastråling og resistivitet. Dersom dette sees til å være et reelt problem, så skal en ikke kunne bore i nærheten av den aktuelle brønnen der kilden er, noe som kan føre til store økonomiske tap.

Flere faktorer er med på å være avgjørende for hva en skal bestemme seg for når strengen sitter fast, brønnkontroll og HMS er mest avgjørende, økonomi og tap av penger spiller også en stor rolle, i tillegg må en ikke se bort fra hva som er mest lønnsomt. Erfaringen viser at det ikke er lett å bestemme seg for hvilken løsning man skal bruke hvis en har det valget, særlig i brønnen som er eid av flere operatørselskaper, for interesser og ønsker varierer mellom selskapene, dette vil bli godt merket når en brønn eies for eksempel av flere bedrifter, der noen er godt etablerte og store, mens andre er nye i markedet og ikke har råd til mye tap av penger.

Siden hamring, fisking, og grenboring henger sammen med fast borestreng, så kommer jeg kort til å snakke om disse emnene i neste kapitler.



## 5. HAMRING «JARING» [23,24]

### 5.1 HVORFOR OG HVORDAN BRUKES EN BORING HAMMER?

Når BHA eller borestrengen blir satt fast i borehullet, brukes en hammer for å befri strengen. Det som skjer er at aksiell kraft blir påført hammeren enten opp eller nedover som gjør at hammeren glipper eller slipper fra låst posisjon, og treffer endeposisjon med stor kraft som blir videreført til resten av strengen.

Vi har snakket om hamringsprosedyrer, og om det skal hamres oppover eller nedover basert på hva årsaken som ligger bak fast borestreng er. I dette kapitlet kommer jeg til å snakke om hvorfor hammer brukes, hvor plasseres den?, og hvilke type hammere som fins.

Mekanismen som brukes i borehammer ligner på en vanlig hammer, boring hammer består hovedsakelig av hammeren selv og en ambolt som leverer sjokket ved at lagret elastisk energi utløses ved å bruke en avtrekkermekanisme.

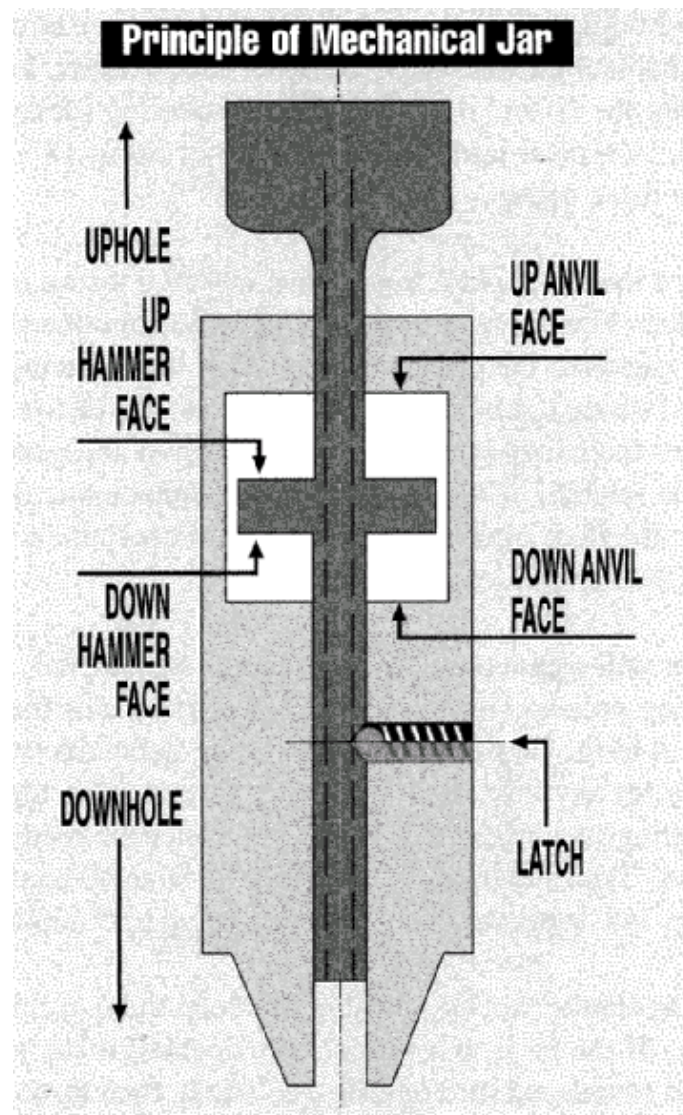
Under påvirkning av en påført belastning som kan for eksempel være rørvekt eller rør spenning som løses ut av avtrekkeren, gir hammeren slag som blir levert til ambolten som overfører slaget videre. Resulterende effekt er flere ganger større enn påført belastning. Hammeren nullstille, og prosedyrene gjentas igjen inntil strengen er fri.

Det fins flere typer hammere; blant annet: hydraulisk hammer, og mekanisk hammer, begge er nesten like, forskjellen dreier seg om mekanismen for å lage elastisk energi, samt forskjell i avtrekkermekanismen.

## 5.2 HAMMER TYPER

### 5.2.1 Mekanisk hammer [23]

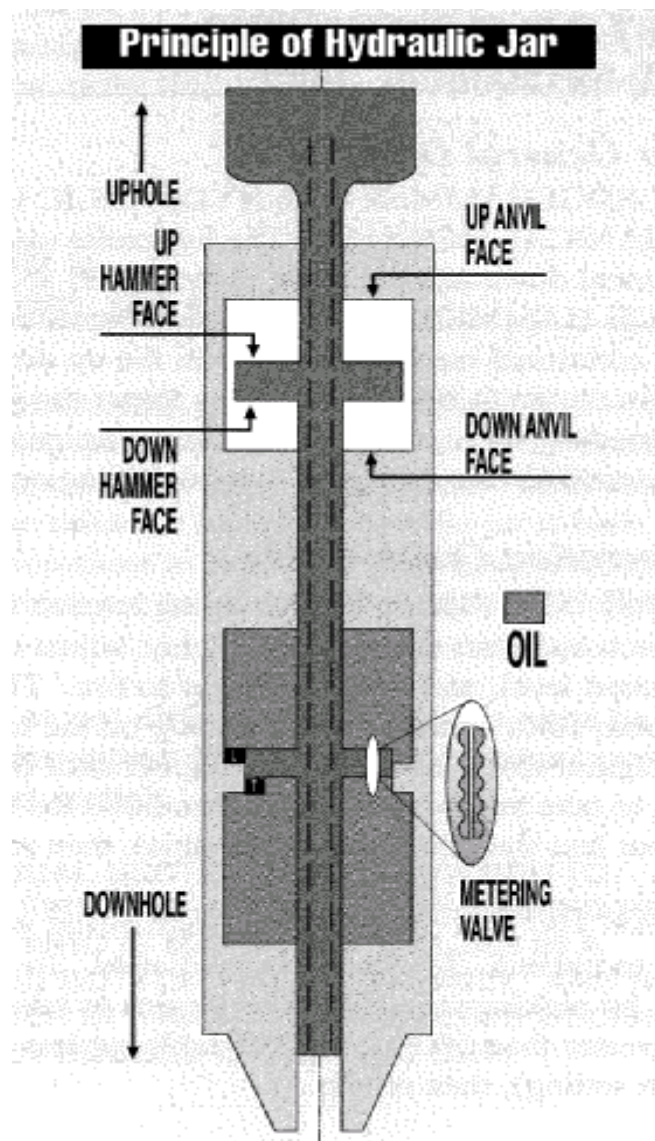
Hammer avtrekkeren er mekanisk, og belastningen som kreves for å utløse avtrekkeren opp eller ned er forhåndssatt, hammeren vil løses ut kun når påført belastning overstiger belastningen som er forhåndssatt, da vil hammeren fyres av med en gang. Figur 5-1 nedenfor viser hvordan en mekanisk hammer ser ut.



Figur 5-1. Illustrerer hvordan en mekanisk hammer ser ut [23].

## 5.2.2 Hydraulisk hammer [23]

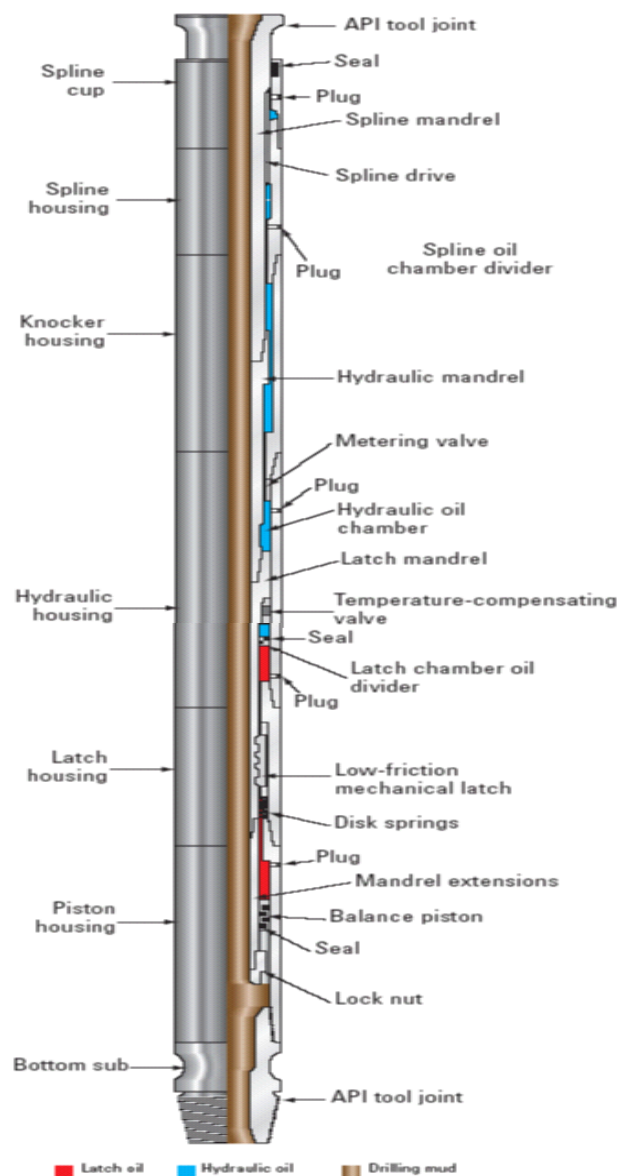
En hydraulisk hammer virker på samme måte som en mekanisk hammer, bortsett fra at den har en tilleggsfunksjon som gjør at den får en forsinkelse før den utløser slaget på grunn av at før hammeren frigjøres må kraften bevege et stempel gjennom et oljefyltkammer på samme måte som en bildemper. Forsinkelsen er avhengig av hvor stor kraft som påføres. Figur 5-2 viser en hydraulisk hammer.



Figur 5-2. Hydraulisk hammer virker på samme måte som en mekanisk hammer, men det blir noe forsinkelse i utløsningen avhengig av hvor stor kraft som påføres [23].

### 5.2.3 Hydromekanisk sleggehammer «Hydro-mechanical sledgehammer jars» [23,24]

En hydromekanisk sleggehammer er hydraulisk oppover, der blir det noe forsinkelse når slagene løses ut, og mekanisk nedover som gjør at kraften som påføres fører til umiddelbar utløsning. En slik hammer har også en ekstra mekanisk lås som virker som ekstra funksjon der man kan bruke hammeren til å virke mekanisk oppover også.



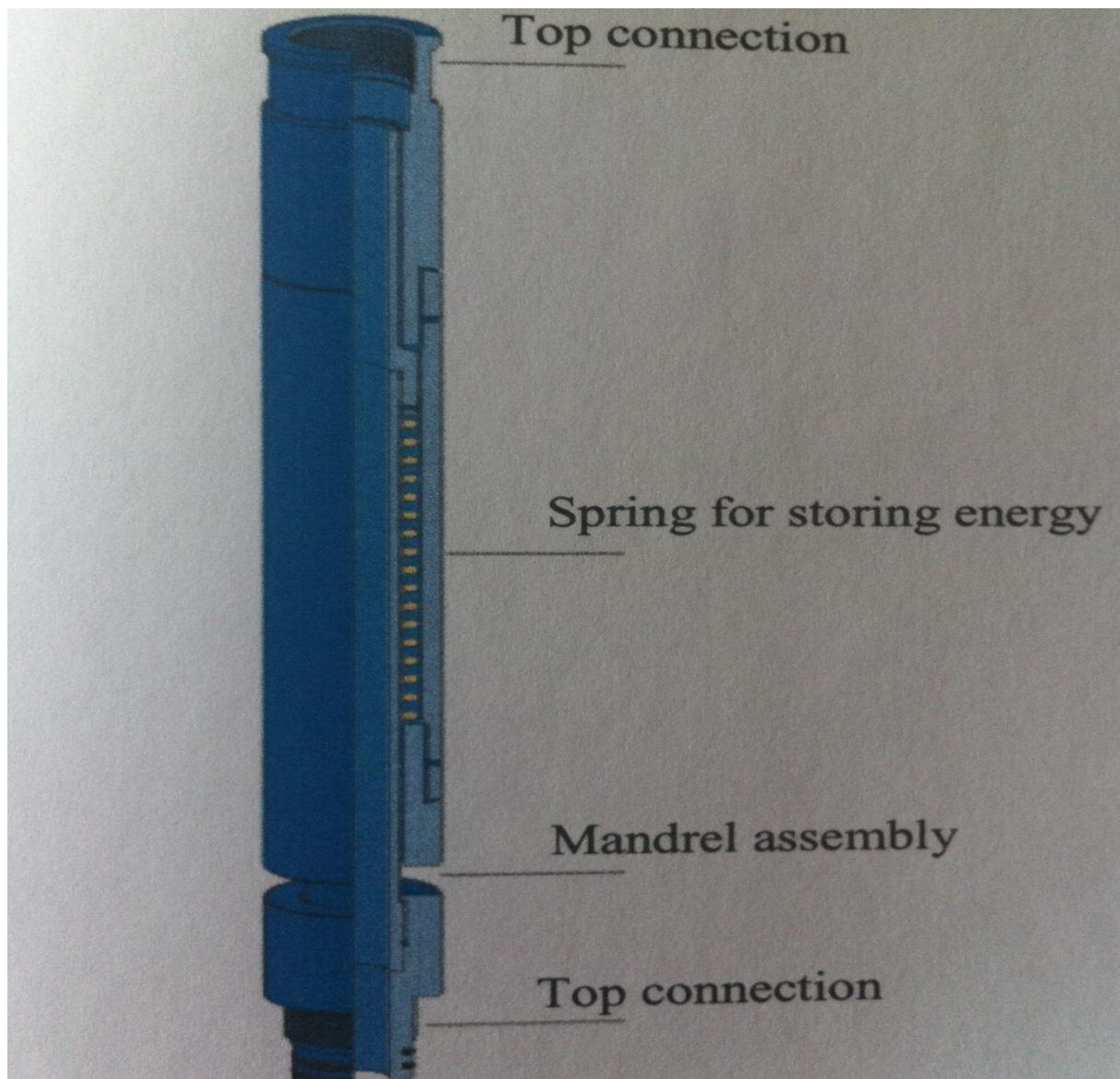
Figur 5-3. Viser delene i en hydromekanisk sleggehammer [23].



#### 5.2.4 Hammer forsterker eller akselerator [25]

En forsterker eller akselerator er et tilleggsutstyr som brukes i hammerstrengen. Akselerator er med å hjelpe for å levere mest mulig slag eller sjokk når det hamres, særlig når den kjøres ovenfor vektrøret.

Utstyret består hovedsakelig av et fluidfjær, utstyret er sylindrisk og er fylt med en kompressibel fluid som ofte kan være gass eller silikon. Energien vil bli oppbevart ved at stempelet i sylindren komprimerer fluid når strengen er trukket ut, mens energien frigis og øker farten av vektrørene og deretter gir kraftigere slag når hammeren er på vei inn.



Figur 5-4. Viser hvordan en akselerator ser ut [25].

## 6. FISKEOPERASJONER «OIL WELL FISHING OPERATIONS» [26,27]

Fisking er prosessen som utføres for fjerning av utstyr som har blitt mistet eller satt fast i borehullet. Før i tiden ble det brukt en krok som var koblet til en kabel som ble senket i borehullet for å fiske opp objektet som de var ute etter, derfor ble operasjonen kalt for fisking, det så ganske likt ut som en vanlig fiskeprosess. I fiskeoperasjoner brukes veldig mye utstyr, og man kunne sikkert skrive en hel oppgave om dette emnet, derfor vil jeg skrive så kort som mulig i denne oppgaven om denne operasjonen, for hovedmålet er å knytte det til fastborestreng, der prøves det å fiske opp ting som sitter fast i hullet, eller som falt ned i hullet. Herunder skriver jeg litt om klassifisering av fiskeutstyr, og de mest vanlige metoder som brukes for å fiske opp.

Fisken eller objektet som er mistet kan klassifiseres i to forskjellige kategorier:

- Rørformet «tubulan» som for eksempel: borerør eller borestreng, vektrør, rør «tubing», fôringsrør.
- Diverse ting; blant annet: borekroner, små utstyr, skrap, kabelutstyr, osv.

Fiskeoperasjoner er veldig dyre, det kan koste industrien opp til 25% sett fra alle kostnader som brukes på fiskeoperasjoner i hele verden.

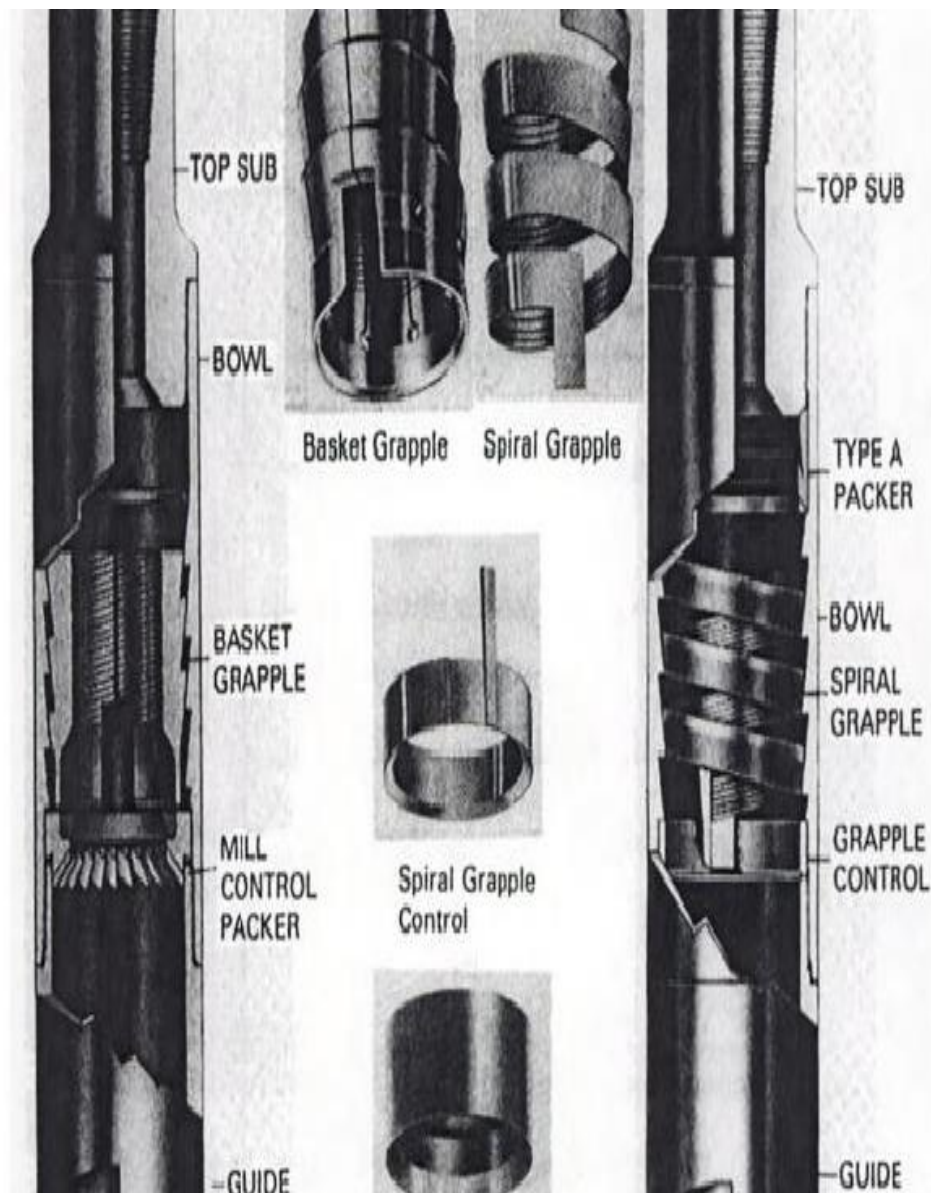
I dag brukes kabler «wireline» eller kveilrør for å kjøre inn i hullet med fiskeutstyr. Man kan si at det har blitt utviklet veldig mye teknologi med tanke på kabelutstyr, største utvikler for disse kablene er verdensmester i kabeloperasjoner «Schlumbergen» som er en av verdens største serviceselskaper per i dag.

Det fins 3 forskjellige metoder tilgjengelige for å utføre slike operasjoner, det kommer an på situasjonen hvilken måte operatørene bestemmer seg for å bruke.

- 1) Rett fiskemuffe «straight overshot» som brukes kun når kablen får fatt i det aktuelle utstyret. Den metoden koster minst, og er raskest, men anbefales ikke når man har kilder i hullet.
- 2) Fiskemuffe med sideåpning «side door overshot», denne metoden brukes vanligvis i dybder som er under 1000 meter, denne måten tillater kablen å passere utenfor strengen. Dessuten, kan logging også utføres samtidig hvis det er behov for det. Det er ikke anbefalt å bruke den måten når man har kilder ned i hullet.
- 3) Kutt & tråd «cut & thread» er den mest brukt og effektiv metode i forbindelse med fiskeoperasjoner, den brukes særlig når det er radioaktive kilder ned i hullet som kanskje var vridd av, eller satt fast.



Som nevnt tidligere; det er viktig at man prøver å unngå at radioaktive kilder bli igjen eller forlatt i hullet, det er stoff som er farlig og reglene rundt det er altfor strenge, derfor brukes den profesjonelle måten å fiske opp strengen med disse kildene. Det er masse utstyr og mye teknologi i dag som brukes for å optimalisere fiskeoperasjoner. I figur 6-1 nedenfor viser jeg noen av det mest kjente fiskeutstyret som brukes i Nordsjøen.



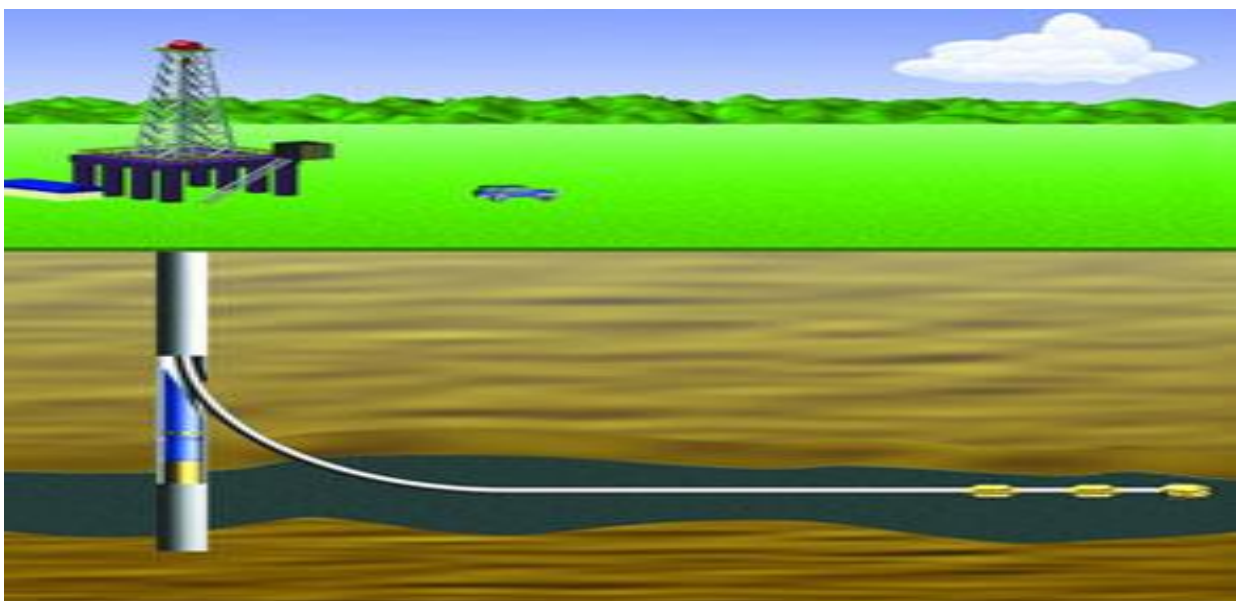
Figur 6-1. Viser diverse utstyr som brukes i fiskeoperasjoner [13].

## 7. SIDESTEG «SIDETRACKING» [13,17]

Boring av sidesteg eller sidegren betyr boring av et sekundært borehull langt fra det originale. Sidesteg kan bores med vilje eller når ulykker skjer, det bores med vilje vanligvis når man vil for eksempel innhente mer data om et reservoar eller utforske formasjoner rundt brønnen for å få et bedre geologisk bilde, ellers kan det også stå flere grunner bak boring av sidesteg.

Boring av sidesteg under uønsket hendelser eller ulykker var grunnen til at jeg skrev om dette emnet i min oppgave. Vi har jo snakket i forrige kapittel om fiskeoperasjoner, og om fast borestreng i tidligere kapitler. Spørsmålet er: hva kan man gjøre hvis strengen er fortsatt fast/ hvis hullet ikke er stabil/ eller hvis fiskeoperasjoner ikke lykkes/ samtidig er man interessert i å fortsette boring i den aktuelle brønnen? Jo, sidesteg er vel løsningen, det skjer vanligvis ved at det settes sement pluggen til en viss dybde i det originale hullet, deretter bores en gren fra det originale hullet. Egenskapene for det nye hullet som for eksempel dybde, slamvekt, utstyr, og diverse bestemmes etter å ha innhentet mest mulig data om feltet rundt hoved hullet. Det er kjempeviktig å tenke på en effektiv brønnbane, og unngåelse av magnetisk interferens fra andre brønnbaner i nærheten som kan føre til heftige skader.

I dag kan det bores flere grener fra samme brønn ved å bruke en avansert teknologi som kalles MLT. Flergrensbrønner og grenbrønnsteknologi er i sterk utvikling. Grenboring er en kjempeløsning for operatørselskapene og sparer mye tid og penger ved å unngå å starte nye brønner hvis man kan finne enda en optimal løsning som sidesteg.



Figur 7-1. Viser et sidesteg fra det originale hullet [28].

## 8. PREVENTIVE TILTAK «OPPSUMMERING» [1,5,6,17]

Vi har i tidligere kapitler snakket om preventive tiltak for hver av årsakene som står bak fast borestreng, herunder vil jeg oppsummere det viktigste for å gi en greiere og bredere oversikt over de mest vanlige og anbefalte tiltak når en situasjon inntreffer.

Men før det vil jeg bemerke noe veldig viktig, det angår samarbeid mellom de forskjellige avdelingene som har ansvaret for en brønn. En vanlig produksjonsbrønn går gjennom følgende faser: planleggingsfasen, boring, komplettering, og til slutt produksjonsfasen, flere avdelinger er involvert i disse fasene, som for eksempel geologi avdelingen, og boreavdeling. Dårlig kommunikasjon kan gi ganske dårlige resultater, i verste fall å miste kontroll over brønnen, og deretter brønnen, dette har vel skjedd under boring av flere brønner i verden. Datamangel og dårlig kommunikasjon førte til at hele brønner måtte stenges. Effekten av noe sånt kan påvirke selskapene kraftig, både økonomisk og med tanke på å stole på arbeidet som utføres.

Derfor er det veldig viktig med kommunikasjon, forskjellige avdelinger bør også fremlegge mulige risikoanalyser for å unngå feil som var begått tidligere.

Formasjonsrelaterte problemer betyr hovedsakelig avpakking rundt borestrengen, når man møter disse problemene så bør man først se på slamegenskapene som er brukt, en kan øke slamviskositet eller pumpehastighet for å minimere risikoen for avpakking. Bruk av oljebasert slam er anbefalt, selv om det er dyrere enn vannbasert slam, fordi egenskapene til oljebasert slam tilpasser seg hull egenskapene bedre under boring, særlig i reaktive formasjoner. Der kan risikoen for reaksjoner mellom slam og væsker i borehullet være noe større under bruk av vannbasert slam. Når man kjører borerørene i hullet bør man passe på å ikke kjøre for fort, for da risikeres det å få kollaps av frakturert eller forkastet formasjoner, for å unngå dette har serviceselskapene som er ansvarlige for slamlogging utviklet gode programmer som kan lage «surge & swab» kalkulasjoner som viser begrensninger for å kjøre inn eller trekke ut av hullet i mpm «meter per minutt» i de forskjellige dybdeintervaller. Stort sett anbefales «wiper trips» med tanke på hullrensing i tillegg til tilbakebrottsjing.

Differensial hefting er en annen mekanisme som fører til fast borestreng, det ble nevnt tidligere at det bør ligge seks grunner for at sannsynligheten for differensial hefting kan inntreffe: kontakt mellom strengen og filterkaka, en permeabel formasjon, tykk filterkake er til stedet, utilstrekkelig streng rotasjon,

ingen sirkulasjon mellom strengen og filterkaka, og til slutt den aller viktigste grunnen som er overbalanse i borehullet.

For å få mindre overbalanse kan man redusere slamvekta, men dette er lettere sagt enn gjort, for brønnkontroll må vurderes her før en tar en slik beslutning. Bruk av spiralformet vektrør eller HWDP «heavy weight drill pipes» istedenfor vanlige vektrør vil minimisere kontakt mellom strengen og filterkaken.

Vi har også snakket om borehullsgeometri og mekanikk, under dette kapitlet var flere faktorer diskutert med tanke på å hindre en fast borestrengsituasjon å inntreffe; blant annet har vi snakket om sementblokker og grønn sement, det største problemet under de to kategoriene er at sementen kan hurtigstørkne, og for å hindre noe sånt å skje tilsettes sementen kjemikalier som er med på å hindre hurtigstørkning.

Skrap som kan falle ned i hullet fra overflaten eller fra borestrengen kan hindres ved å følge en god arbeidspraksis og gode rutiner. Vi har også nevnt kollapset fôringsrør som kan skje på grunn av korrosjon eller erosjon som gjør at kollapstrykkkapasitet er lavere enn trykket som det var designet for. Man kan hindre korrosjon ved å tilsette inhibitorer til borevæsker som brukes både på innsiden og utsiden av fôringsrør.

En annen type problem er dannelse av slitasjefure, og diameterreduert borehull, veldig kort kan man si at bruk av beskyttelser og gode stabilisatorer som er «in gauge» i tillegg til kontinuerlig brotsjing og «wiper trips» er med å minimisere disse to problemene. Teknologien har blitt utviklet veldig mye i dag, og slitasjefureproblemer som er basert på dannelse av borehullskne har blitt mye mindre enn før. Bruk av nytt utstyr og god praksis i forbindelse med å måle diameteren av stabilisatorer når de kommer ut av hullet har også ført til stor reduksjon angående diameterreduert borehull.

Hullrensing er viktig å få på plass; tilpasset slamvekt, brotsjing, god oversikt over shakerrommet med tanke på borekakstransport til overflaten, og god strømningshastighet er med på å optimalisere hullrensing.

Hullstabilitet er ikke minst ett av de største og viktigste emnene å diskutere i denne sammenhengen; det går ut på å hindre formasjonsfragmenter å falle ned i borehullet, og dermed forårsake at strengen kan sitte fast, i større perspektiv er det viktig å holde øye med dette for å kunne i det hele tatt bevare brønnen. Bruk av korrekt slamvekt og riktig komposisjon av kjemikalier i borevæsker er to uunnværlige barrierer for å få kontroll over hullstabilitet, og deretter brønnkontroll.

## 9. ØKONOMISK BAKGRUNN [8]

Optimalisering av boreoperasjoner er målet for alle oljeselskap, dermed har oljeselskapene prøvd mest mulig å unngå unødvendige kostnader. Fast borestrengsituasjon er noe absolutt uønsket, alle vet at kassen begynner å gå i minus når det skjer. Derfor er det viktig å være obs når man skal håndtere slike situasjoner, for feil reaksjon kan ha enda verre konsekvenser og store økonomiske tap. Gode og riktige beslutninger i tillegg til effektiv bruk av tid er med på å spare mye penger.

I 1999 falt oljeprisen dramatisk ned, noe som gjorde at oljeselskapene har forandret veldig mye av deres rutiner for å minske kostnader av uønskede hendelser i fremtiden. Samme år har Statoil brukt/tapt 155 millioner kroner på nedetids timer i operasjoner, det er store summer som kunne blitt investert heller enn å være tapt, særlig i 1999 når alle fikk panikk om oljefremtiden. [ Bom Fast Prosjektet, Statoil paper, 1999 ].

Når man havner i en fast borestrengsituasjon, så er det faktisk ikke lett å ta en beslutning, tid er jo penger der og da, derfor er bruk av historiske fakta og erfaring veldig avgjørende for en suksessfull reaksjon.

Som sagt så er «Stuck Pipe» problemer veldig kostbare, og industrien taper veldig mye penger på operasjoner som blir satt i gang for å løse dette problemet. Et studieobjekt som har undersøkt brønner som startet boring før 2000, og som hadde en fast borestrengsituasjoner i seks felt i Nordsjøen «Gullfaks, Gullfaks Satellitter, Heidrun, Sleipner vest, Staffjord, og Åsgard» har vist følgende resultater og anbefalinger:

- Det som koster mest er tap av tiden og ikke utstyret.
- Det er lav sannsynlighet for å befri strengen ved å bare bruke hamring.
- Hvis det går noen timer uten å få et resultat av forsøk som gjøres for å befri strengen, så er sannsynligheten veldig lav å for å få suksess i det etterpå.
- Kostnader av tapt BHA+ sidesteg er store.
- Beslutningen om å bore et sidesteg etter å ha prøvd å befri strengen 4 timer uten resultat er anbefalt.
- 32 av 95 sidestegoperasjoner var boret på grunn av fast borestrengproblemer, for mesteparten av disse tilfellen ble det prøvd fising, og kostnadene var skyhøye.
- Fiskeoperasjoner har lav sannsynlighet for å lykkes, kun 3 av 22 fiskeoperasjoner hadde suksess.

## 10. KONTAKT MED STATOIL [29]

I forrige kapittel så vi at fast borestrengsituasjoner har skjedd en del ganger og kostet Statoil mye penger, men har situasjonen blitt bedre? Hva satser Statoil mest på i forbindelse med slike problemer?

For å få et svar på mine spørsmål, var jeg i kontakt med Marit Blaasmo som jobber som «Manager Performance Improvement» i Stavanger. Ifølge henne hadde BP og Statoil litt ulik tilnærming til fast borestreng, der BP så mer på de tekniske løsningene, mens Statoil gikk mer på den menneskelige faktoren, det vil si prosess, arbeidsmetodikk, robuste planer, contingency løsninger, oppmerksomhet på brønnsignaler, osv.

Dette var basert på en analyse av et utvalg av fast borestrenghendelser erfart tidlig på 90-tallet. Statoil erfarte en kraftig forbedring av resultatene ved å øke bevisstheten rundt fast borestreng og hvordan en best kunne unngå dette ved å fortløpende tolke brønnens signaler, ny teknologi har selvfølgelig også vært med på å forbedre unngåelse av problemet.

En kan ramse opp fast borestrengsituasjoner fra rapporteringsverktøyet (DBR) for lettere å kunne hente ut hendelser/målinger relatert til dette emnet.

Figur 10.1 nedenfor viser et utsnitt for uttrekk av fast borestreng data i forbindelse med boreoperasjoner for perioden 2008-2012. En vil se at det ikke er så mange tilfeller, og de fleste tilfellene er for leteboring, dette tyder på at problemet har blitt kraftig redusert, men ikke helt eliminert.

Det kommer stadig nye teknologier som løser mange boreproblemer etter hvert, det viste seg også at satsing på den menneskelige faktoren lyktes, nemlig fordi vanskelige beslutninger trenger erfarne folk som tenker godt gjennom ting og tang før beslutninger tas, for en feil tankegang kan koste store summer.



Sum tid brukt (01.01.2008 - 31.12.2012)				
Felt	Brønn	Aktivitetskode	Total sum B	V
1	1	CCSD STUCK CSG CIRC AND/OR WORK TO FREE	133,3	133,3
2	1	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	15,5	15,5
3	1	uqbd Stuck, Work to free	46,3	46,3
		uqbd Stuck, Other	3	3
	2	uqbd Stuck, Work to free	2	2
	3	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	21,5	21,5
	4	uqbd Stuck, Work to free	8,8	8,8
		uqbd Stuck, Other	61,3	61,3
	5	CCSD STUCK CSG CIRC AND/OR WORK TO FREE	1	1
	6	uqbd Stuck, Work to free	1,3	1,3
	7	FIBD FISHING FOR STUCK DP OR BHA	0,5	0,5
	8	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	0,5	0,5
	9	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	17,5	17,5
	10	uqbd Stuck, Work to free	0,5	0,5
	11	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	49,5	49,5
	12	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	24	24
	13	CCSD STUCK CSG CIRC AND/OR WORK TO FREE	0,5	0,5
		DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	3,5	3,5
	14	uqbd Stuck, Work to free	13,5	13,5
	15	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	4,5	4,5
	16	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	1	1
	17	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	84	84
		FIBD FISHING FOR STUCK DP OR BHA	1	1
	18	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	91,5	91,5
		SDJD WORK/JAR STUCK PIPE	8,5	8,5
	19	uqbd Stuck, Work to free	1	1
4	1	CCSD STUCK CSG CIRC AND/OR WORK TO FREE	9,5	9,5
		FIBD FISHING FOR STUCK DP OR BHA	1,3	1,3
	2	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	0,5	0,5
	3	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	4,5	4,5
		FIBD FISHING FOR STUCK DP OR BHA	19,3	19,3
5	1	mgbD Stuck, Work to free	0,8	0,8
6	1	mgbD Stuck, Work to free	23,8	23,8
7	1	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	4,3	4,3
	2	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	0,3	0,3
	3	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	0,5	0,5
	4	DDJD WORK/JAR STUCK PIPE	9,3	9,3
8	1	mgbD Stuck, Work to free	0,5	0,5

Figur 10-1. Viser et utsnitt som viser fast borestreng hendelser fra 2008-2012, figuren viser brønnen, feltet, årsaken bak hendelsen, hva har blitt gjort som tiltak, og antall timer som sees som er brukt før en løsning er tatt i bruk. Hvis en sammenligner kapittel 9 og kapittel 10, så finner man at Statoil har klart å håndtere slike hendelser mye bedre enn før [29].



## 11. KONKLUSJON

I denne oppgaven var målet mitt å introdusere eller danne et oversiktlig bilde rundt problemet med fast borestreng, hvorfor det skjer, hvordan det kan hindres, og hvordan dette problemet håndteres i dag, samt å se spesielt på problemet med differensial hefting (differential sticking).

Fast borestreng er et stort problem for oljeindustrien, og blir større og større etter som det bores vanskeligere horisontal og avviksbrønner. I formasjonsrelaterte fast borestrengproblemer sliter man ofte med akkumulering av formasjonsfragmenter rundt borestrengen (avpakking), som har en direkte sammenheng med hullrensing. Min egen anbefaling angående dette er å jobbe i team, reagere i god tid, og være mest mulig klar for de verste situasjoner. Samarbeid mellom ulike avdelinger og personell både onshore og offshore er viktig for å håndtere formasjonsrelaterte problemer, erfaring bør også brukes.

Problemer med borehullsgeometri og mekanikk er kanskje lettere å håndtere, særlig når man snakker om utstyrsdeler som er falt ned i brønnen. Sementproblemer og slitasjefurer (keyholes) kan også inntreffe. Borehullskne (dogleg) er kanskje mest interessant i denne kategorien på grunn av at dette er mer vanlig, men det kan konkluderes at disse problemene har blitt kraftig redusert i dag, fordi retningsboring har blitt utviklet ganske mye i det siste, og det kommer stadig nytt utstyr som minsker disse problemene.

Differensial hefting er et spesielt plagsomt problem da det antagelig er den viktigste årsaken til fast borestreng. Det er diskutert grundig, også ved hjelp av beregninger som viser hvordan man kan finne trykkraft fra slamkaken og fra brønntrykket, differansen mellom disse gir kraften som trykker borestrengen inn i slamkaken. Dette kan beregnes ved å finne netto trykk-komponent fra slamkake mot borestrengen hvor det er tatt hensyn til at fra overflaten av slamkaken og inn til formasjonen vil trykket i slamkaken forandres gradvis fra brønntrykket til poretrykket i formasjonen. Dette er beregnet med korrekt brønnggeometri slik at resultatet i tillegg til trykkforskjell mellom brønntrykk og poretrykk også avhenger av både brønn og borestrengdiameter, samt av tykkelse på slamkake. Beregningene viser at heftkraften, kraften som presser borestrengen inn i slamkaken, øker fort med innsynkningsdybden.

Dette viser betydningen av rask reaksjon på mulig differensial hefting. Beregningene indikerer også at tynn slamkake vil redusere heftkraften betydelig. Når heftkraften er kjent kan en regne på hvor stor kraft som må brukes for å trekke opp borestrengen hvis en vet omtrent hvor stor effektiv

friksjonskoeffisient mellom borestreng og slamkaken er. Etter hva som er funnet på dette området ser det ut som det er stor usikkerhet av denne verdien.

Verdiområde gir ved regneeksemplet i denne oppgaven en nødvendig drakraft ved full innsynkning fra 3.5 til 20 kN/m. Selv ved minste friksjonskoeffisient vil en ved en strenglengde på 950 m nedsunken i slamkaken på en drakraft som er like stor som flytgrensen til denne strengen. Antatt borerør er 5 tommer, 25.6 lb/ft, S135, premium.

For å utvide bildet rundt dette emnet, er det også diskutert litt om hamring som er en uønsket, men god og tradisjonell metode for å sette strengen fri når den sitter fast. Videre diskuteres det mulige løsninger hvis strengen ikke blir frigjort, som for eksempel fiskeoperasjoner og sidestegsboring. Statistikk fra 6 forskjellige felt i Nordsjøen viser at fiskeoperasjoner ikke gir særlig gode resultater, i tillegg var operasjonene også ganske kostbare.

Ut fra egen erfaring, samt fast borestreng historikk og møtet med Statoil, kan jeg si at dette problemet har blitt mye mindre i de siste årene enn før, mye på grunn av nye teknologier og stor konkurranse i markedet, men en kan ikke se vekk fra å fremdeles få en fast borestrengsituasjon når som helst, spesielt fordi dagens teknologi tillater boring av brønner som var umulig å bore for noen år siden.

På grunn av de mange og ofte kompliserte årsakene til fast borestreng er det viktig å ha samarbeid mellom ulike selskaper, både operatører og serviceselskaper som er involvert i boring av en brønn. Mangel av data kan føre til dårlig boreøkonomi, det gir også større risiko for store konsekvenser som i verste fall kan bety tap av brønnen. Dette har for eksempel skjedd under boring av en brønn for Statoil i Algerie. Man ønsker absolutt ikke å havne i en slik situasjon.

Mine anbefalinger i forbindelse med å hindre fast borestreng mest mulig i fremtiden er følgende:

- Fast borestreng historikk er svært verdifull erfaring for håndtering av ulike situasjoner.
- Mer forskning kreves, særlig om trykkforhold nede i hullet, utstyret som brukes, og slamegenskaper.
- Forskning på nye kjemikalier og inhibitorer for en brønn er også viktig.
- Forbedring av preventive tiltak, og oppfølging av gode rutiner, samt utvikling av både tiltak og rutiner er med på å hindre en fast borestrengsituasjon i å inntreffe.

- God kommunikasjon mellom de involverte er kanskje det viktigste for å unngå all slags problemer under boring av en brønn.

## 12. REFERANSER

1. Syltøy, Christer, "Stuck pipe with special focus on cuttings transport" Kandidatoppgave, Universitetet i Stavanger 2011
2. "Drilling problems", lastet ned fra følgende nettsiden:  
<http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/Drilling%20Problems.pdf>
3. "Fishing operations, chapter 6", lastet ned fra følgende nettsiden:  
[http://www.metu.edu.tr/~kok/pete424/PETE424\\_CHAPTER6.pdf](http://www.metu.edu.tr/~kok/pete424/PETE424_CHAPTER6.pdf)
4. Aadnøy, Bernt S., "Modern well design" Second edition 2010
5. Bowes, Colin & Procter, Ray, "Drillers stuckpipe handbook", 1997
6. Schlumberger & Anadrill, "Stuckpipe prevention, self learning course", 1997
7. "Fishing and stuckpipe prevention", lastet ned fra følgende nettsiden:  
<http://www.professionalwriterz.com/samples/Fishing%20and%20Stuck%20Pipe%20Prevention.pdf>
8. Pedersen, Ernst Ove, "Optimisation of decisions concerning jar in stuck pipe situations to minimize losses" Kandidatoppgave, Universitetet i Stavanger 2000
9. Kingdom drilling services Ltd, "Stuck pipe Fundamentals", tatt fra følgende nettsiden: <http://blowout.voices-inc.com/SPF01.pdf>
10. Diskusjon mellom meg og veilederen min Erik Skaugen
11. Mian, Mohammed A., "Petroleum engineering handbook for the practicing engineer", volum 2, 1992
12. Devereux, Steve, "Drilling technology in nontechnical language" Second edition, 2012
13. Inglis, Tom, "Directional drilling", 1987
14. Jahn, Frank & Cook, Mark & Graham, Mark, "Hydrocarbon exploration & production" Second edition, 2008
15. J. Hyne, Norman, "Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production" Third edition, 2012

16. <http://petroleumsupport.com/stuck-pipe-on-drilling/>
17. Egen erfaring fra Nordsjøen
18. <http://www.offshore-job.net/pictures.html>
19. <http://www.drillingformulas.com/how-to-free-stuck-pipe-caused-by-wellbore-geometry/>
20. [http://www.epmag.com/item/Pore-pressure-monitoring-optimizes-deepwater-wells\\_103113](http://www.epmag.com/item/Pore-pressure-monitoring-optimizes-deepwater-wells_103113)
21. Deeb, Yousef , "Frakturering" Kandidatoppgave , Universitetet i Stavanger 2011
22. <http://www.hellotrade.com/pdc-uk/cutting-bed-impeller.html>
23. Halliburton , "Drilling jars" , 2004
24. Amaco, "Training to reduce unscheduled events" Third edition, 1996
25. Mohammed, Amir , "Numerical simulation of jaring operation" Kandidatoppgave , Høgskolen i Stavanger 2004
26. Kemp, Gore, "Oilwell fishing operations: tools and techniques" Second edition, 1990
27. Halliburton , "Fishing"
28. <http://www.starse.com.cn/web/en/38>
29. Blaasmo, Marit ( Manager performance improvement, Statoil ), har møtt henne 03.2013