

Automatisert sanntidsmålesystem av borevæskeparametere

Automated real-time mud parameter measurement systems



## Bacheloroppgave

Prosjektnummer: IMA-B-19-2021

Innleveringsdato: 20.05.2021

Gradering: Åpen

Forfattere: Martin Renaa Vandbakk & Eivind Nicolai Erichsen

Intern veileder: Behzad Elahifar

Oppdragsgiver: Aker BP

Kontaktperson: Geir Håkon Steinsheim

 NTNU

Institutt for materialteknologi



## Forord

Denne oppgaven er skrevet ved NTNU Trondheim, institutt for materialteknologi. Oppgaven er vår bacheloroppgave i studiet Olje- og gassteknologi. Oppgaven er gitt av NTNU i samarbeid med Aker BP. Veiledere har vært Behzad Elahifar ved NTNU og Geir Håkon Steinsheim ved Aker BP. Bakgrunn for oppgaven er at Aker BP i perioder har hatt automatiserte sanntidsmåleenheter for måling av borevæske på enkelte rigger. Hensikten er å se på utnyttelse og verdien av dette.

Takk til veilederne for deres støtte til vårt arbeid med denne oppgaven. Vi vil også takke Intelligent Mud Solutions for at de brukte tid på oss og delte sine erfaringer og kunnskap i intervju med oss.

Vi vil også benytte anledningen til å takke hverandre for et godt samarbeid og motivasjon gjennom hele oppgaveskrivingen.

## Sammendrag

Borevæsker brukes i alle boreoperasjoner i olje- og gassindustrien. Borevæsken bidrar til at boreoperasjonen gjennomføres på en trygg og vellykket måte. Borevæskens hovedfunksjoner er å smøre borekronen, transportere borekaksen opp fra borehullet og å opprettholde ønsket trykk i borehullet. Borevæskens sammensetning tilpasses det utstyret som brukes og de bergformasjonene det bores i. Borevæsken tilføres borehullet gjennom borestrengen og strømmer opp fra borekronen mellom borestreng og borehull. Når borevæsken kommer tilbake fra borehullet opp på riggen, behandles den av borevæskesystemet før den gjenbrukes i borehullet. For å sikre at borevæsken har de ønskede egenskapene tas det prøver av denne på boreriggen.

Tradisjonelt gjøres måling av borevæskens egenskaper manuelt av borevæskeingeniør på riggen fire ganger i døgnet. Det brukes relativt enkle målemetoder som gir raske men ufullstendige svar. Det er utviklet nye målemetoder hvor målingene er automatiserte og tas hyppigere enn de tradisjonelle metodene. De nye metodene gir pr i dag sanntidsmålinger av reologi, viskositet, densitet og geleringsstyrke. Målinger gjøres med intervaller på mellom tre sekunder og 15 minutter avhengig av metode og enhet.

Vi har vurdert tre ulike målesystemer fra henholdsvis Halliburton/Baroid, Schlumberger/M-I SWACO og Intelligent Mud Solutions. Disse selskapene og systemene ble valgt etter anbefaling fra vår veileder i Aker BP.

Seks casestudier viser at bruk av automatisert sanntidsmåling gir hyppigere og mer nøyaktig informasjon om borevæsken, noen som gir mulighet for bedre kontroll over borevæskens egenskaper. I de aktuelle casene har dette gitt følgende fordeler: Inntil 30% raskere boreoperasjon, redusert risiko for tap av borestreng og borekrone, lavere slitasje på borekrone.

Casene viser at bruk av automatisert sanntidsmåling vil være kostnadsbesparende ved boreoperasjoner i kompliserte felt. Sammenligning av de tre målesystemene viser at Intelligent Mud Solutions gjør hyppigere målinger enn konkurrentene med deres RheoSense enhet.

## Abstract

Drilling fluids are used during all drilling operations in the oil and gas industry. The drilling fluid contributes to a safe and successful drilling operation. The main functions of the drilling fluid are to lubricate the drill bit, transport the drill cuttings up from the borehole and to maintain the desired downhole pressure. The composition of the drilling fluid is adjusted based on the rock formations and the equipment used during the operation. The drilling fluid is supplied to the borehole through the drill string and flows back up from the bit between the drill string and the borehole. When the drilling fluid returns to the rig, it is processed through the drilling fluid system before it can be reused in the borehole. To ensure that the drilling fluid has the desired properties, tests are taken at the rig.

The drilling fluid has traditionally been measured manually by the mud engineer at the rig site, up to four times a day. Simple test methods are used that provide quick but incomplete results. New measurement methods are now being developed that are automated and allow for more frequent measurements than the traditional method. The new methods currently provide real-time measurements of rheology, viscosity, density and gelation strength. Measurements are made at intervals of between three seconds and 15 minutes depending on the method and unit.

We have evaluated three different measurement systems from the companies Halliburton/Bariod, Schlumberger/M-I SWACO and Intelligent Mud Solutions, respectively. These companies and measurement systems were chosen based on the recommendation from our supervisor at Aker BP.

Six case studies show that the use of automated real-time measurement provides more frequent and more accurate drilling fluid data, which provides the opportunity for better control over the drilling fluid properties. In the relevant cases, this has led to a 30% faster drilling operation, reduced risk of equipment loss or damage, and lower wear on the drill bit.

The cases show that use of automated real-time measurement reduces costs of drilling in complex fields. Comparison of the three measurement systems shows that Intelligent Mud Solutions have the most accurate measurement system with their product, RheoSense.

# Innhold

1. Borevæske .....	1
1.1. Innledning .....	1
1.2. De viktigste funksjonene til borevæsken.....	3
1.2.1. Fjerne borekaks fra borehullet.....	3
1.2.2. Kontroll av trykk, stabilisering og væsketap .....	5
1.2.3. Kjøling, smøring og reduksjon av friksjon til borestrengen.....	6
1.2.4. Forhindre korrosjon på boreutstyret .....	6
1.2.5. Andre funksjoner.....	7
1.3. Borevæsketyper .....	8
1.3.1 Vannbasert borevæske .....	8
1.3.2 Oljebasert borevæsker.....	9
1.3.3 Gass- og skumbaserte borevæsker.....	10
1.4. Valg av borevæske .....	11
2. Borevæskesystemet.....	12
2.1. Introduksjon .....	12
2.2. Systemets komponenter .....	13
2.2.1. Borevæskepumper.....	13
2.2.2. Siktemaskin.....	14
2.2.3. Synketank.....	15
2.2.4. Borevæskerenser .....	16
2.2.5. Gass-separator.....	17
3. Tradisjonell måling av borevæske.....	18
3.1 Introduksjon .....	18
3.2 Preparering av prøver i laboratorium .....	19
3.3 Måling av egenskaper .....	19
3.3.1 Densitet .....	19
3.3.2 Viskositet .....	20
3.3.3 Gelestyrke .....	22
3.3.4 Sandinnhold .....	23
3.3.5 Måling av filtertap og filterkake.....	24
3.3.6 Måling av væske- og partikkelinnhold .....	25
3.3.7 Sikteprøve .....	26
3.3.8 pH .....	26

3.3.9 Kjemiske analyser .....	28
4. Automatisert sanntidsmåling av borevæske .....	29
4.1. Introduksjon .....	29
4.2. Eksempler på automatisert måleteknologi.....	30
4.3. Eksisterende systemer .....	31
4.3.1. BaraLogix, Halliburton .....	31
4.3.2. RheoProfiler, Schlumberger .....	32
4.3.3. RheoSense, Intelligent Mud Solution .....	35
5. Diskusjon .....	37
5.1. Introduksjon .....	37
5.2. Casestudier .....	38
5.2.1. Case 1: BaraLogix – Marcellus-formasjonen, Pennsylvania .....	38
5.2.2. Case 2: BaraLogix – Khursaniyah-feltet, Saudi-Arabia .....	39
5.2.3. Case 3: RheoProfiler – Alaskan North Slope, Alaska .....	40
5.2.4. Case 4: RheoProfiler – Utica-formasjonen, Ohio .....	40
5.2.5. Case 5: RheoSense – Vikinggruppen, Norskehavet.....	41
5.2.6. Case 6: RheoSense – Barentshavet.....	41
5.3. Lønnsomhet .....	42
5.4. Miljø og HMS .....	42
5.5. Produktsammenligning .....	43
5.6 Intervju med Intelligent Mud Solutions .....	44
5.7. Kildekritikk.....	45
6. Konklusjon.....	46
7. Referanser .....	47
8. Figur-liste.....	52
9. Formelliste .....	53
10. Vedlegg: Populærvitenskapelig artikkel.....	54

# 1. Borevæske

## 1.1. Innledning

Den moderne olje- og gassindustriens utvikling har gitt muligheter til å utforske mer komplekse og utfordrende reservoarer. Økende utfordringer med formasjoner, trykk og temperaturer gjør boringen vanskeligere og ikke minst mer risikofylt. For å kunne nå disse utfordrende reservoarene på en suksessfull og sikker måte er det avgjørende med ny og innovativ teknologi. Et eksempel på slik innovativ teknologi er da Wintershall Dea i 2020 satte en rekord ved å bore en britisk mil på under 24 timer ved Maria-feltet i Barentshavet. En av grunnen til at de lyktes med dette var takket være Halliburtons nyutviklede real-time borevæskeparameter analyseverktøy, BaraLogix. (Halliburton, 2020)



Figur 1. West Mira rig (Offshore Energy, 2018)



Borevæske defineres i denne sammenhengen som all væske som sirkulerer i borehullet for å hjelpe til å utføre en effektiv og kostnadseffektiv boreoperasjon. Borevæske i olje- og gassindustrien brukes hovedsakelig i forbindelse med boring av en brønn. Borevæske kan også brukes i andre sammenhenger, men disse blir det ikke fokusert på i denne oppgaven. Det stilles mange krav til borevæsker som benyttes i dag, men historisk ble borevæsken kun brukt for å fjerne borekaks og kontrollere trykket i borehullet. I dag har borevæsken langt flere bruksområder og spesifikke funksjoner under boringen av en brønn. (Caenn, et al., 2011)

En vellykket fullføring av en olje- og gassbrønn og kostnadene knyttet til dette avhenger i betydelig grad av borevæskens egenskaper. Kostnaden til borevæsken er relativt liten, men valg av riktig borevæske og vedlikehold av dets egenskaper og parametere påvirker den totale borekostnaden. Eksempelvis er antall dager som kreves for å bore til ønsket dybde avhengig av produktiviteten til borekronen. Borehastigheten er direkte påvirket av egenskapene til borevæsken. Borevæskens sammensetning er i stor grad en viktig faktor for å oppnå et godt resultat, samtidig som den må tilpasses de ulike formasjonene det skal bores i. Dette gjør at borevæsken blir unik for hver brønn som bores.

Den pågående utviklingen av automatisert måleutstyr er det neste trinnet for å forbedre sikre og effektive boreoperasjoner. Nøyaktighet og pålitelighet i krevende omgivelser og effektiv bruk av personell er faktorer de nye måleinstrumentene må levere. Instrumentene må også tåle høyt trykk og høy temperatur. Utviklingen av slikt utstyr er både tidkrevende og kostbart. Men de eksisterende systemene viser at investeringen tydelig gir store fordeler.

Automatiseringen av prosessen gir muligheter for nøyaktig sanntidsmålinger av borevæsken. Automatiseringen gjør det også mulig å redusere bemanningen og bemanningens eksponering for giftige kjemikalier. Til sammen gir dette en reduksjon av risiko og kostnader ved boreoperasjoner.

## 1.2. De viktigste funksjonene til borevæsken

Historikere mener borevæske ble brukt så langt tilbake i tid som 3000 år før Kristus.

Borevæsken var da kun vannbasert og ble primært brukt for å fjerne borekaks. Innen 1920 ble de første tilleggsstoffene tilsatt borevæsken slik at den endret egenskaper og samtidig kunne fylle flere forskjellige funksjoner. (Brantley, 1971)

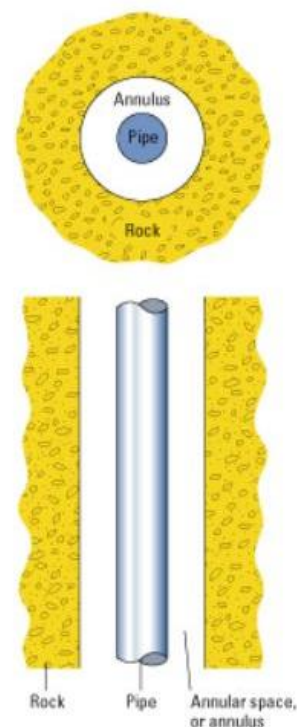
I dag er kontroll av formasjonstrykk, fjerning av borekaks, redusert borevæsketap og separering av partikler de viktigste hovedfunksjonene til borevæsken. Ved dagens moderne boreoperasjoner kan det oppstå svært krevende situasjoner under boringen, noe som gjør det utfordrende å tilpasse borevæsken til forholdene.

For at de primære funksjonene til borevæsken skal ivaretas kreves kontinuerlig overvåking av egenskapene og vedlikehold av væsken. Fra tidlig 1900-tallet og frem til i dag, har industrien utviklet enkle målemetoder for å evaluere egenskapene til borevæsken.

### 1.2.1. Fjerne borekaks fra borehullet

Den viktigste funksjonen og historisk den opprinnelige hensikten til borevæsken er å fjerne borekaks og borekutt fra borehullet. For at borekronen skal kunne bore seg gjennom formasjonene raskes mulig må kaks og kutt til enhver tid fjernes. For at kronen ikke skal sette seg fast samt å opprettholde ønsket borehastighet, må væsken kontinuerlig fjerne kaks og kutt fra hullet. Borevæsken bringer med seg borekaket og borekuttet opp til overflaten via annulus, åpningen mellom borestrengen og borehullveggen. Det er hovedsakelig borevæskens viskositet som sikrer at borevæsken bringer borekaket til overflaten. Ved for lav viskositet vil dette ikke skje.

Hullrensingseffekten til den sirkulerende væsken er avhengig av faktorer som borehullstørrelse, borevinkel, borekaksstørrelse, strømningshastighet og borevæskens viskositet. (Adari, et al., 2000)



Figur 2. Annulus (Schlumberger, 2021)

Hvis borevæsken ikke er i stand til å bringe borekaket opp til overflaten vil kronen knuse borekaket til mindre partikler. Dette påvirker boreeffektiviteten og de fine partiklene vil være vanskelige å fjerne. Ved for lav viskositet vil fine partikler akkumuleres i hullet, noe som kan resultere i stans i boringen. Alt kutt, kaks og partikler må fjernes fra borevæsken før den kan pumpes tilbake til borehullet igjen. Fjerningen foregår på riggen i en egen del av borevæskesystemet.

Borevæskens evne til å bringe borekaks opp til overflaten kan beregnes med Stokes lov for synkehastighet:

$$V = \frac{56 * g * D^2}{\mu} * (d_1 - d_2) \quad 1$$

Der:

Synkehastigheten til borekaks ( $V$ ).

Densiteten til borevæsken ( $d_2$ ).

Viskositeten til borevæsken ( $\mu$ ).

Størrelsen til borekaket ( $D$ ).

Densiteten til borekaket ( $d_1$ ).

Tyngdekraften ( $g$ ). (Holen, 1981)

Ved en boreoperasjon må borevæskens strømningshastighet opp fra borehullet være større enn synkehastigheten til borekaket. For å oppnå dette må viskositet og strømningshastighet tilpasses. Synkehastigheten til partiklene i borevæsken er avhengig av tre faktorer:

1. forskjellen mellom tettheten til væsken og partiklene.
2. størrelsen og formen til partiklene.
3. viskositeten til væsken.

Borevæskens viskositet vil kunne holde borekaket flytende under stans i boringen der borevæsken blir stående stille. Dette kalles borevæskens gelestyrke. Hvis borevæsken ikke har tilstrekkelig gelestyrke vil borekaket synke ned og tilbake i borehullet, og skape store problemer ved gjenopptagelse av boringen.

### 1.2.2. Kontroll av trykk, stabilisering og væsketap

Som følge av norske sikkerhetsforskrifter i olje- og gassindustrien skal trykket inne i borehullet til enhver tid være større enn poretrykket til formasjonen det bores i. Dersom det skulle oppstå ubalanse i trykkforskjellene kan det resultere i en ukontrollert utblåsning i brønnen. Trykkforholdene i borehullet må derfor overvåkes til enhver tid, også når andre operasjoner skal gjennomføres som for eksempel borekroneskift. Stor trykkforskjell kan også resultere i at formasjoner bryter sammen og borevæsken forsvinner ut i formasjonene.

Det hydrostatiske trykket kan beregnes ut fra denne formelen:

$$P_H = \rho * g * h \quad 2$$

Der:

Det hydrostatiske trykket ( $P_H$ ).

Tettheten til borevæsken ( $\rho$ ).

Gravitasjonskraften ( $g$ ).

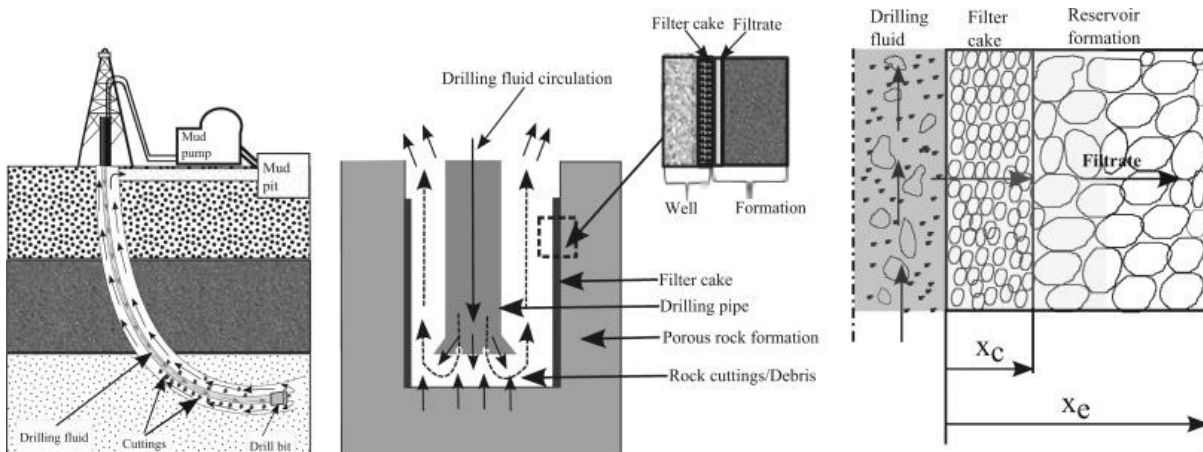
Væskesøylen høyde ( $h$ ). (Haave, 1982)

Trykkforskjellen mellom borevæsken og formasjonen (overtrykk i borevæsken) bidrar også til at en del av væsken trenger ut i formasjonen samtidig som partikler avsettes på borehullveggen. Dette kalles filterkake og forsegler porene i formasjonene. Veggen blir da tett og forhindrer trykktap og videre lekkasje av borevæske ut i formasjonen. Dette er en viktig funksjon for borevæsken ved stabiliseringen av borehullet for å unngå kollaps.

Borevæskens evne til å danne en tett og tynn filterkake er derfor svært viktig. Det er viktig å tilpasse riktig partikkelinnhold i borevæsken slik at filterkakeoppbyggingen på borehullveggen ikke reduserer effektiv borehulldiameter. Dersom diameteren reduseres, vil det kunne skape problemer.

### 1.2.3. Kjøling, smøring og reduksjon av friksjon til borestrengen

Under boreoperasjoner vil det oppstå betydelig friksjonsvarme på grunn av kontakten mellom borekronen og formasjonen. Borevæsken tilsettes derfor kjølevæske og varmen ledes dermed bort fra borekronen. Denne kjøleeffekten er viktig for å forlenge levetiden til borekronen. Det tilsettes også vegetabiliske oljer og andre spesielle kjemikalier for å kjøle og smøre borestrengen. Smøring er spesielt viktig for eksempel ved boring i horisontale brønner, der borestrengen lett kan kiles fast.



Figur 3. Borevæskesirkulasjon (Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015)

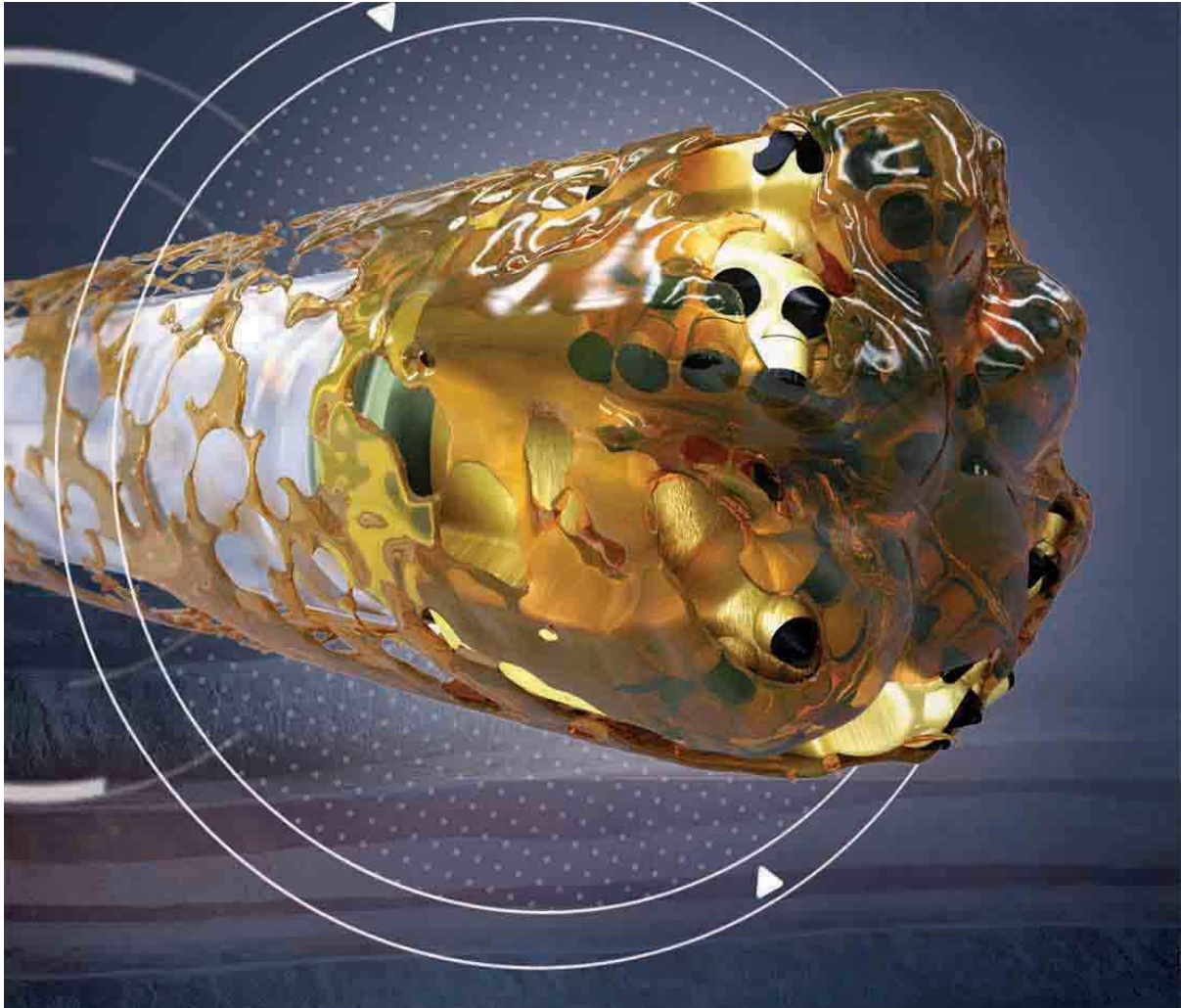
### 1.2.4. Forhindre korrosjon på boreutstyret

Korrosjon blir ofte kategorisert som den største grunnen til svikt i borerøret. (Caenn, et al., 2011) Korrosjon kan defineres på forskjellige måter, men som oftest som "angrep på et metallisk materiale ved reaksjon med det omgivende medium". Kloridinnholdet til sjøvann gir maksimal korrosjonshastighet, derfor er det viktig at korrosjonen også overvåkes jevnlig. (Bardal, 2001) Saltholdig vann, sjøvann eller mettet saltvann, er ofte basisvæsken til borevæsken. Kloridioner ( $Cl^-$ ) i vannet og karbondioksid ( $CO_2$ ) i luften bidrar til kraftig korrosjon på utstyr som brukes til boreprosessen. (Haave, 1982) Det vil i de fleste tilfeller være svært gunstig å benytte seg av sjøvann. Da mye av boring etter olje og gass foregår offshore, spesielt på norsk sokkel.

Ved valg av borevæske er det dermed en vesentlig utfordring å finne en borevæskesammensetning som reduserer korrosjonshastigheten på utsatt utstyr.

### 1.2.5. Andre funksjoner

Borevæsken vil redusere belastninger på boreutstyret både nede i brønnen og på overflaten. Borevæskens oppdrift virker avlastende på borestrengen. Borevæsken bidrar også til å forhindre hydratproblematikk med vann i kombinasjon med høyt trykk og lav temperatur.



Figur 4. Illustrasjon av borevæske rundt borekronen (Schlumberger, 2020)

### 1.3. Borevæsketyper

Bruken av borevæske er kritisk for hele konstruksjonsprosessen til olje- og gassbrønner. Borevæske er en heterogen sammensetning av kjemiske tilsetningsstoffer i base av væske. Hver borevæske har unik sammensetning, på samme måte som hver brønn har unike egenskaper. Sammensetningen av borevæske må tilfredsstillende alle sikkerhets- og ytelsesaspekter. Utviklingen i boreteknologien har gjort det mulig å bore mer komplekse og utfordrende brønner. Som følge av denne utviklingen må borevæskene tilpasses de nye utfordringene. (Caenn, et al., 2011)

Borevæske klassifiseres basert på hva som er basen i væskefasen. For vannbaserte borevæsker er faste partikler suspendert i vannet, og oljen er emulgert i vannet. Vannet er den kontinuerlige fasen. En suspendert væske inneholder partikler større enn 1 mikrometer. (Pedersen, 2020) En emulsjon er en blanding av to væsker der den ene eksisterer som dråper fordelt i den andre. (Helseth, 2019) For oljebasert borevæske er faste partikler suspendert i oljen, og saltvann er emulgert i oljen. Oljen er den kontinuerlige fasen.

#### 1.3.1 Vannbasert borevæske

I vannbasert borevæske er det vann som er den gjennomgående fasen og borevæsken kan bestå av enten ferskvann eller saltvann. Væsken tilsettes leire og organiske kolloider for å oppnå nødvendig viskositet og filtreringsegenskaper. Tunge mineraler, som salt og barytt, tilsettes for å øke vekten. Det vil også bli blandet inn faste stoffer, som stein og sand, fra formasjonen det bores i.

Mange vannbaserte borevæsker benytter en mettet saltlake for å erstatte mineralvektmateriale og for å oppnå ønsket egenvekt. Ved å eliminere disse mineralene kan brønnen bores raskere. Formasjonsskade som følge av partikkelpropp, partiklenes evne til effektivt tette porene i borehullet, vil også reduseres. (Caenn, et al., 2011)

### 1.3.2 Oljebasert borevæsker

Oljebaserte borevæsker består tradisjonelt av råolje, raffinert olje eller diesel. Disse borevæskene inneholdt giftige aromatiske forbindelser som kan være skadelig for miljøet. De forskjellige oljebaserte borevæskene kan også inneholde tilsetningsstoffer for å øke viskositeten, vekten og suspensjonsevnen (evnen til å holde på og transportere partikler i væsken). De viktigste fordelene med oljebasert borevæske sammenlignet med vannbasert borevæske er økt borehastighet, bedre smøreevne, termisk stabilitet og hullstabilitet. Men bruk av oljebasert borevæske er vesentlig dyrere og er underlagt mye strengere regler for utslipp og gjenvinning enn ved bruk av vannbasert borevæske.

På 1980-tallet ble nye miljøregler og reguleringer innført av myndighetene. Disse forbød bruk av oljebaserte borevæsker i offshore boreoperasjoner. Bransjen utviklet dermed nye og bedre oljebaserte basevæsker kalt ikke-vandig borevæsker. Ikke-vandige borevæsker er syntetiske væsker som ikke er giftige for marine miljøer og organismer. Disse ble dermed akseptert for bruk i offshore brønnboring. (Caenn, et al., 2011)

For syntetiske borevæsker er oljen byttet ut med 30-90% syntetisk organiske forbindelser. Denne endringen har gjort syntetiske borevæsker mer miljøvennlig. I de fleste boreområder er dette et populært valg selv om kostnaden er betydelig høyere enn ved ordinær oljebasert borevæske. Kostnadsforskjellen dreier seg i hovedsak om at syntetisk organisk tilsetningsmidler er vesentlig mer kostbar. (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2019) (Schlumberger, 2021)



### 1.3.3 Gass- og skumbaserte borevæsker

Den enkleste formen av gassbasert borevæske består av en tørr gass, enten luft eller naturlig gass som nitrogen, karbondioksid, osv. Boring med tørr gass fungerer best i formasjoner som inneholder minimalt med vann. Når vann påtreffes under boring med gassbasert borevæske tilsettes surfaktanter for å redusere overflatespenning mellom gass og vann. Ved tilsetning av surfaktanter dannes skum. Økt mengde vann krever økt mengde skummende surfaktanter og polymere skumstabilisatorer. (Caenn, et al., 2011)

En variant av gassbasert borevæske er bruk av borevæske tilsatt luft eller annen gass. Luft injiseres i borevæsken ved den øvre delen av borehullet slik at det hydrostatiske trykket reduseres. Dette fører til raskere boring og mindre eller ingen skade på formasjonen. Det kreves en roterende utblåsningsventil for å bruke denne metoden. (Caenn, et al., 2011)

Boring på norsk sokkel foregår under vann i reservoarer som inneholder vann. Dette gjør det lite aktuelt å bruke gassbasert borevæske. Ingen av målemetodene sett på i denne oppgaven er egnet for gass- og skumbaserte borevæsker.

## 1.4. Valg av borevæske

Valg av den riktige borevæsken er viktig for å oppnå suksess med boring av en brønn, men det er ingen borevæske som passer til alle typer boresituasjoner. Ulike væskebaser med forskjellige kjemiske tilsetningsstoffer har vidt forskjellige egenskaper. Ved valg av borevæske er det en rekke faktorer som det må tas høyde for. De viktigste faktorene en må vurdere er sikkerhet, temperaturer, trykk, formasjonsproblemer og økonomi. (Bleier, 1990)

I løpet av årene er det et betydelig antall borevæskesammensetninger som er blitt laget for forskjellige borefelt. Tap av boreutstyr som følge av fastkilt borerør, tap av sirkulasjon og gassutblåsning anses som problemer en kan unngå ved valg av riktig borevæske.

Å velge den best mulige borevæskesammensetningen for de forventede forholdene vil kunne minimere utfordringer, problemer og kostnader.

Tykke skiferområder inneholder leire som raskt øker viskositetsnivået når leiren blandes i borevæsken. Å redusere viskositeten er en enkel prosess, men det krever tilgang på kostbare kjemikalier som barytt. Derfor kan det være kostnadsbesparende med et borevæskesystem som tar vare på barytten i borevæsken når kaks fjernes.

Temperaturene i brønnen er også viktig å vurdere. Bestanddelene i borevæsken brytes ned over tid ved høy temperatur. Desto høyere temperaturen er jo hurtigere brytes borevæsken ned. Temperaturen og nedbrytningshastigheten til borevæsken må vurderes når man skal velge borevæske. Den kritiske temperaturen er der kostnadene ved å erstatte den nedbrutte borevæsken gjør operasjonen ulønnsom. Dette vurderes som oftest baser på erfaring, men vil også være mulig å kalkulere.

Myndighetenes miljøkrav vil også påvirke hvordan borevæsken sammensettes. Miljøkrav har gjort det vanskelig og kostbart å velge oljebasert borevæske, spesielt ved boring av offshore brønner.

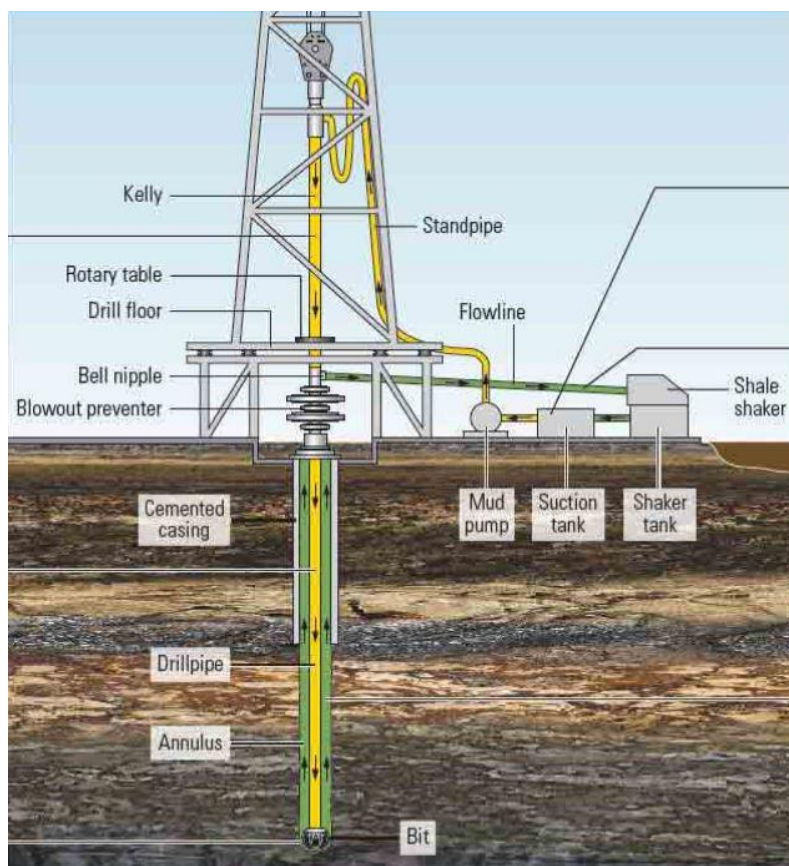
Borevæskerkostnaden bidrar til en betydelig del av den totale kostnaden ved boring av en brønn. Borevæsker som krever direkte overvåkning og spesielt utstyr for å kontrollere nivåer medfører ofte høyere kostnader. Det er mange elementer som må vurderes ved valg av borevæske, men kanskje den viktigste er kostnad. (Caenn, et al., 2011)

## 2. Borevæskesystemet

### 2.1. Introduksjon

Boreriggen inneholder mange forskjellige instrumenter som til sammen danner borevæskesystemet. Den kontinuerlige sirkulasjonen til borevæsken opprettholder brønnbarrierene, funksjonene og sikkerheten i brønnen. Hensikten med et borevæskesystem er å bearbeide borevæsken når den kommer til overflaten, slik at så mye som mulig av væsken kan gjenbrukes. Et borevæskesystem må ha stort nok volum av borevæske til å holde borehullet fult under hele boreoperasjonen. Under boreoperasjoner er det normalt med et visst tap av borevæske, derfor er det viktig at systemet har en reservetank med borevæske som tilsettes for å opprettholde tilstrekkelig volum. Det totale volumet til borevæsken i et borevæskesystem varierer avhengig av størrelsen på boreoperasjonen, og er som oftest mellom 25 og 2000 fat.

Borevæskesystemet består i hovedsak av tre deler, partikkelfjerningsstasjon, testingsstasjon og blandingsstasjon. I blandingsstasjonen vil testet borevæske tilsettes kjemikalier for å gjenoprette ønsket kvalitet. (Caenn, et al., 2011)



Figur 5. Borevæskesystem (Schlumberger, 2013)

## 2.2. Systemets komponenter

### 2.2.1. Borevæskepumper

Den første komponenten i borevæskesystemet er borevæskepumpen. Pumpen leverer nødvendig trykk slik at borevæsken kan strømme ned i brønnen gjennom borestrengen og tilbake til overflaten gjennom annulus, som er åpningen mellom borestrengen og brønnveggen. Borevæsken vil strømme ut gjennom en dyse på enden av borekronen og skape en høyhastighetsstråle, som påvirker formasjonene og danner et betydelig trykktap. En av de viktigste funksjonene til borevæsken er å fjerne borekaks fra borehullet. Borekakset og partikler fra borehullet vil endre egenskapene til borevæsken, noe som i verste fall kan resultere i lavere penetrasjonshastighet og redusert brønnstabilitet. Det gjenværende trykket som ble produsert av borevæskepumpen skal bringe borekakset opp til overflaten. Ved komplekse brønner er det vanlig at flere borevæskepumper installeres, for å skape nødvendig trykk. (Guo & Liu, 2011)



Figur 6. Borevæskepumpe (Schlumberger, 2021)

### 2.2.2. Siktemaskin

Borevæsken har en betydelig kostnad i de fleste boreoperasjoner. Derfor er det viktig at man kan gjenbruke så mye borevæske som mulig. Borevæskesystemet er laget slik at de største partiklene fjernes først, før mindre og mindre partikler fjernes. Når borevæsken kommer opp til overflaten bringer den med seg alt av borekaks og kutt fra borehullet. Det første som møter borevæsken, er en vibrerende enhet som har som oppgave å fjerne det største borekaksset (shale shaker). Siktemaskinen består av en eller flere finmaskede nettingsduker spent over en stålramme. Enheten vibrerer når borevæsken strømmer over nettingsduken slik at all væske og finpartiklet materie siles gjennom duken, og materie som er større enn maskene i duken kan fjernes. Maskene i duken kan enten være kvadratiske eller rektangulære, og det er størrelsen på disse som avgjør hvilken borekaks-størrelse som kan fjernes. Borekaks som fjernes her kan senere bli brukt til prøver for analyser og undersøkelser. (Merrill & Robinson, 2005)



Figur 7. Siktemaskin (Global Family. Pioneering Technology, 2021)

### 2.2.3. Synketank

Etter at borevæsken er ferdig i siktemaskinen går den videre til en synketank, også kalt sandtank. Synketankens hensikt er å få faste partikler på størrelse med sand til å synke til bunns, ved å la vesken stå i ro. Synketanken er designet med flere avdelinger, slik at partikler synker til bunns i flere etapper. Når de faste partiklene har sunket til bunns, må tanken tømmes. Med dagens moderne siktemaskiners effektivitet har bruken av synketanker blitt mindre. (Robinson, 2005)



Figur 8. Synketank (Meehan Drilling, 2021)

#### 2.2.4. Borevæskerenser

Den siste delen av borevæskesystemet som fjerner faste partikler er borevæskerenseren. Borevæskerenseren er en kombinasjon av flere hydroykloner som er montert over en enhet med finmasket nettingsduk. Den viktigste funksjonen er å fjerne fast borekaks som er større enn barytt, som er partikler med størrelse over 74-mikron. Borevæsken trykkes inn i hydroykloner og partiklene siles ut ved hjelp av sentripetalkraften. Borevæsken beveger seg nedover i en spiral og de tyngste partiklene blir slynget mot veggen til hydroyklonen, slik at væsken separeres fra partiklene. Væske og partikler som er større enn maskestørrelsen til silen i bunn går tilbake til borebrønnen. (Robinson, 2005) (Bouse, 2005)



Figur 9. Borevæskerenser (Solid Control System, 2021)

### 2.2.5. Gass-separator

Ved å bore i gassholdige formasjoner vil borevæsken naturligvis bringe med seg store mengder gass når den kommer opp fra borehullet. Nede i borehullet vil trykket være veldig mye større enn på overflaten. Når borevæsken beveger seg mot overflaten, utvider gassen seg og kan i noen tilfeller utgjøre hele 50% av borevæskens volum. Denne gassen må fjernes før borevæsken kan pumpes ned igjen. Den vanligste gass-separatoren er en vakuum-tank, der tanken enten er vertikal eller horisontal. Vakuomet i tanken produseres av en pumpe, som drar borevæsken inn i tanken og separerer gassen fra væskefasen. Når borevæsken kommer inn i tanken fordeles den over en rekke plater der den legger seg som en tynn film og bobler med gass separeres fra borevæsken. Gassen vil dermed stige oppover i tanken og ut gjennom et separat gassavløpsrør. (Rehm, 2005)



*Figur 10. Gass-separator (Mud Equipment, 2021)*



## 3. Tradisjonell måling av borevæske

### 3.1 Introduksjon

Å tilrettelegge for prøving som nøyaktig beskriver hvordan borevæsken oppfører seg nedstrøms i borehullet er en nesten umulig oppgave. De fleste borevæsker består av komplekse blandinger av komponenter som påvirker hverandre, og som vil endre seg ved endring av temperatur, trykk, omrøring og tid. Viskositets- og elastisitetsegenskapene for de fleste borevæsker endres over tid, og påvirkes av temperatur og trykk. Vanligvis vil borevæsken sirkulere så raskt gjennom systemet at den ikke fullt ut vil tilpasse seg de varierende forholdene. Borevæskens sammensetning endres også kontinuerlig når fast stoff og væsker fra formasjonen blandes inn i borevæsken under boring. En utfordring med prøvinger ved boreriggen er at disse må gjennomføres raskt og med enkelt utstyr.

Dette er bakgrunnen for at standardløsningene som brukes av industrien er raske og praktiske. Selv om disse prøvene bare viser en tilnærming av den virkelige tilstanden i borehullet, er de gode metoder om man forstår deres begrensninger, og sammenligner analyser og observasjonene med erfaringer.

Det er også utviklet flere prøvemetoder som simulerer forholdene i borehullet på en bedre måte. Disse prøvene egner seg bedre for laboratoriearbeid, ettersom de både er tidskrevende og avhenger av utstyr som er dyrere og mer komplisert. (Caenn, et al., 2011)

## 3.2 Preparering av prøver i laboratorium

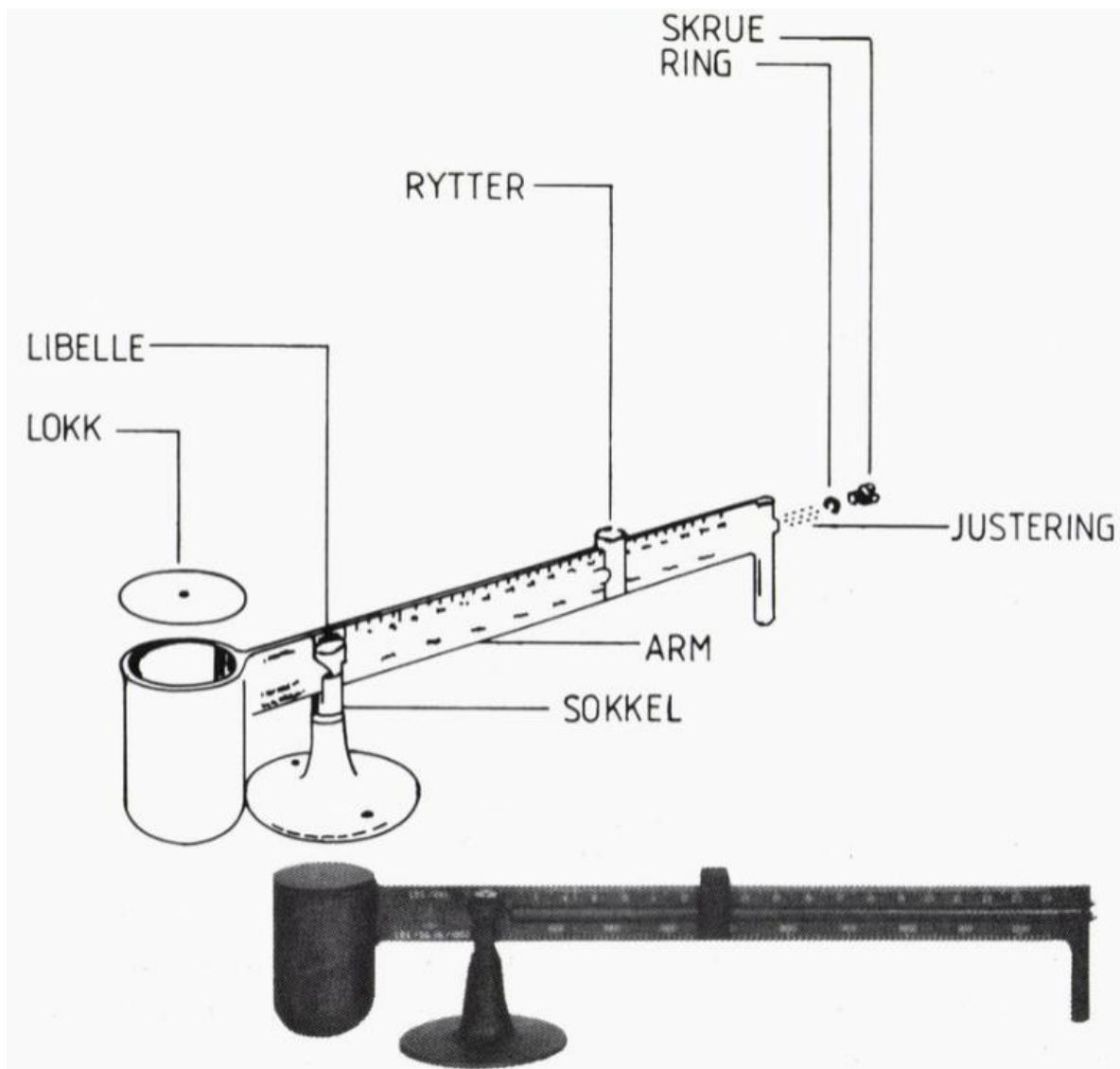
Fordi egenskapene til borevæsken avhenger av blandingsforholdet og temperaturen under boringen, er det veldig viktig at borevæskeprøver i laboratorier utsettes for de samme forhold som i borehullet. Prøver fra borehullet har hatt tid til å kjøles ned før laboratorieprøvene blir gjennomført, derfor må borevæsken blandes ved temperaturen som er målt i borehullet slik at viskositeten blir den samme som målt på boreriggen.

Borevæsker som lages i laboratoriet fra tørre materialer må eldes i en dag etter innledende miksing slik at kolloidene hydreres og eventuelle andre kjemiske reaksjoner får tid til å reagere. Etter dette blir borevæsken blandet til en konstant viskositet oppnås. Deretter måles alle egenskaper ved romtemperatur. Om borevæsken er ment for bruk i en brønn med temperatur høyere enn 100 °C, må den eldes ved den aktuelle temperaturen. (Caenn, et al., 2011)

## 3.3 Måling av egenskaper

### 3.3.1 Densitet

Densitet blir bestemt ved å veie et presist volum borevæske og deretter dele vekten på volumet. En enkel måte å måle en presis densitet på er ved hjelp av en slamvekt. En slamvekt er en søyle bestående av en gradert arm med beger og lokk, knivsegg, libelle, rytter og motvekt, se figur 11. Begeret er festet i den ene enden av armen og motvekten i den andre enden. Ved å fylle opp begeret med borevæske, så å flytte rytteren til armen er i balanse, kan densiteten leses av fra graderingen på armen ved rytteren. Det brukes også trykksatte slamvekter, som er utviklet for å minimalisere effekten av medbrakt og uønsket luft i prøven. Densiteten uttrykkes i gram pr kubikk centimeter ( $\text{g/cm}^3$ ), pund pr gallon ( $\text{lb/gal}$ ), pund pr kubikk fot ( $\text{lb/ft}^3$ ), spesifikk gravitasjon (SG), eller en gradient av utøvd trykk pr dybdeenhet ( $\text{psi/ft}$ ). (Caenn, et al., 2011) (Haave, 1982)



Figur 11. Slamvekt (Haave, 1984)

### 3.3.2 Viskositet

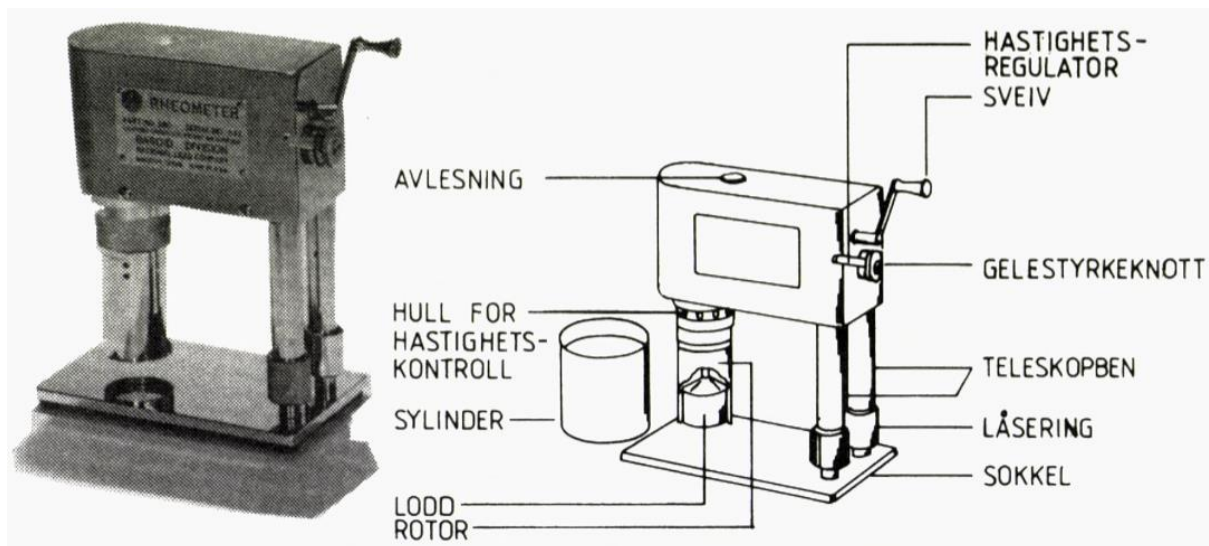
Marsh trakten, et konsept lagd av Harlan Marsh i 1931, ble utviklet for å enkelt kunne måle viskositet ved borehullet. Målemetoden består av en 305 mm lang plasttrakt med største diameter på 152 mm, og et litermål i plast. Utløpet av trakten består av et 54 mm langt rør med 6 mm innvendig diameter. 20 mm under toppen er det festet en metallsikt som dekker halvparten av trakten. Trakten fylles til rett under siktet, og viskositeten måles i antall sekunder det tar å tømme trakten. For mer detaljerte malinger brukes et reometer. (Caenn, et al., 2011) (Haave, 1982)



Figur 12. Marsh trakten (Haave, 1984)

### 3.3.3 Gelestyrke

Gelestyrke blir målt med to-hastighets direkte-avlesnings viskosimeter ved å manuelt sveive viskosimeteret og observere maksimal avbøyning før geleen går i stykker. Samme prinsipp brukes med et flerhastighetsviskosimeter, der sylindren blir rotert i 3 rpm av motoren. Gelestyrken er den maksimale avbøyningen. Gelestyrken blir målt etter at borevæsken har hvilt etter 10 sekunder (initial gelestyrke) og etter 10 minutter. Avlesningen måler gelestyrken i pund pr hundre kvadrat fot. (Caenn, et al., 2011)



Figur 13. Reometer (Haave, 1982)

### 3.3.4 Sandinnhold

Sand har en slipende effekt på utstyr som for eksempel borevæskerpumpene. Det er derfor viktig at sandinnholdet blir begrenset til et minimum, slik at utstyr ikke ødelegges.

Sandinnholdet i borevæsken måles ved hjelp av en sandsikt. Sikten har en diameter på 2 1/2 tommer og sitter i en trakt som fører væsken til et gradert måleglass, se figur 14.

Sandinnholdet måles i mengden partikler større enn 74 mikrometer. Det er ikke komposisjonen av partiklene som defineres, men størrelsen. (Haave, 1982) (Caenn, et al., 2011)

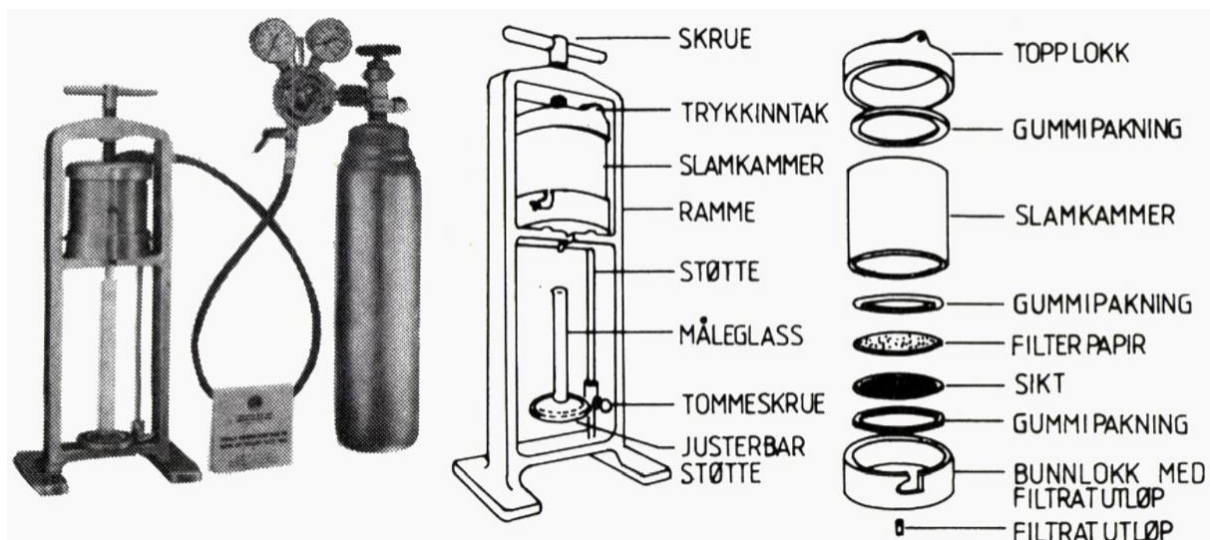


Figur 14. Standard API sandsikt (Caenn, et al., 2011)

### 3.3.5 Måling av filtertap og filterkake

Filterpresse brukes for å måle filtertap og filterkake, se figur 15. En standard filterpresse består av et slamreservoar, en sylinder med gradering for å samle opp og måle filtratet, og en kilde som tilsetter trykk. Slamreservoaret består av en 4 tommers høy sylinder med 3 tommer innvendig diameter, 3 tommers sikt og filterpapir. Trykket som tilsettes er vanligvis trykkluft eller CO<sub>2</sub>-patroner.

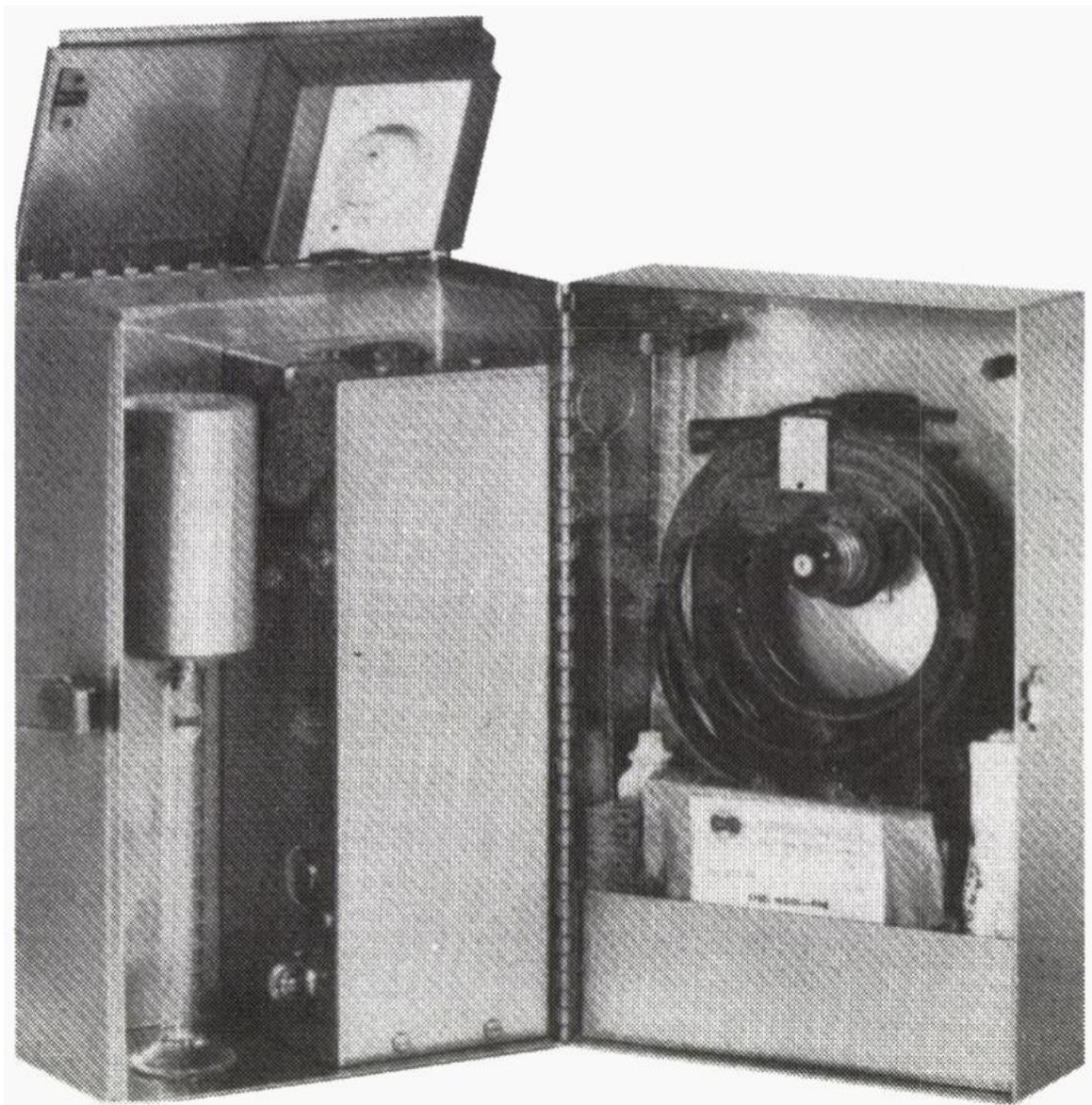
En standard API filterprøve varer i 30 minutter med trykk på 100 psi. Prøven måles i antall ml filtertap og tykkelsen til den avsatte filterkaken. Filtertapegenskapene gir et mål for hvor stor mengde av borevæsken som presses ut i porøse og permeable bergarter på grunn av trykk forskjeller mellom borehullet og formasjonen. Når borevæske presses ut i formasjonen, avsettes faste partikler i veggen til borehullet. Filtertapsprøven gir også et mål for avsetningshastigheten av disse faste partiklene. (Haave, 1982)



Figur 15. Filterpresse (Haave, 1982)

### 3.3.6 Måling av væske- og partikkelinnhold

Partikkelinnholdet måles ved å fordampe en slamprøve. Væsken fordamper og stiger opp gjennom et filter og kondenserer deretter i et måleglass. De faste partiklene blir igjen i slamreservoaret. Væske- og partikkelinnholdet bestemmes ut fra væskevolumet i måleglasset, og slam-volumet som ligger igjen i slamreservoaret. Målingene blir gjort med en retorte, se figur 16. Det er viktig at all luft og gass blir fjernet fra slamprøven før man starter apparatet, slik at målingen for partikkelinnholdet blir nøyaktig. Gass kan fjernes ved å tilsette skumdemper. (Haave, 1982) (Caenn, et al., 2011)



Figur 16. Retorte (Haave, 1982)



### 3.3.7 Sikteprøve

For grovere partikler i kommersiell leire, bromaterialet og barytt, brukes en sikteprøve for å bestemme størrelsesfordelingen. Materialet blir ristet gjennom flere sikter, av en vibrerende shaker, og partiklene som er igjen på hvert sikt veies. Størrelsen på siktene som brukes kan velges for å passe de materialene som blir testet, hvor gitteråpningen skal følge standarder fra ASTM eller API. (Caenn, et al., 2011)

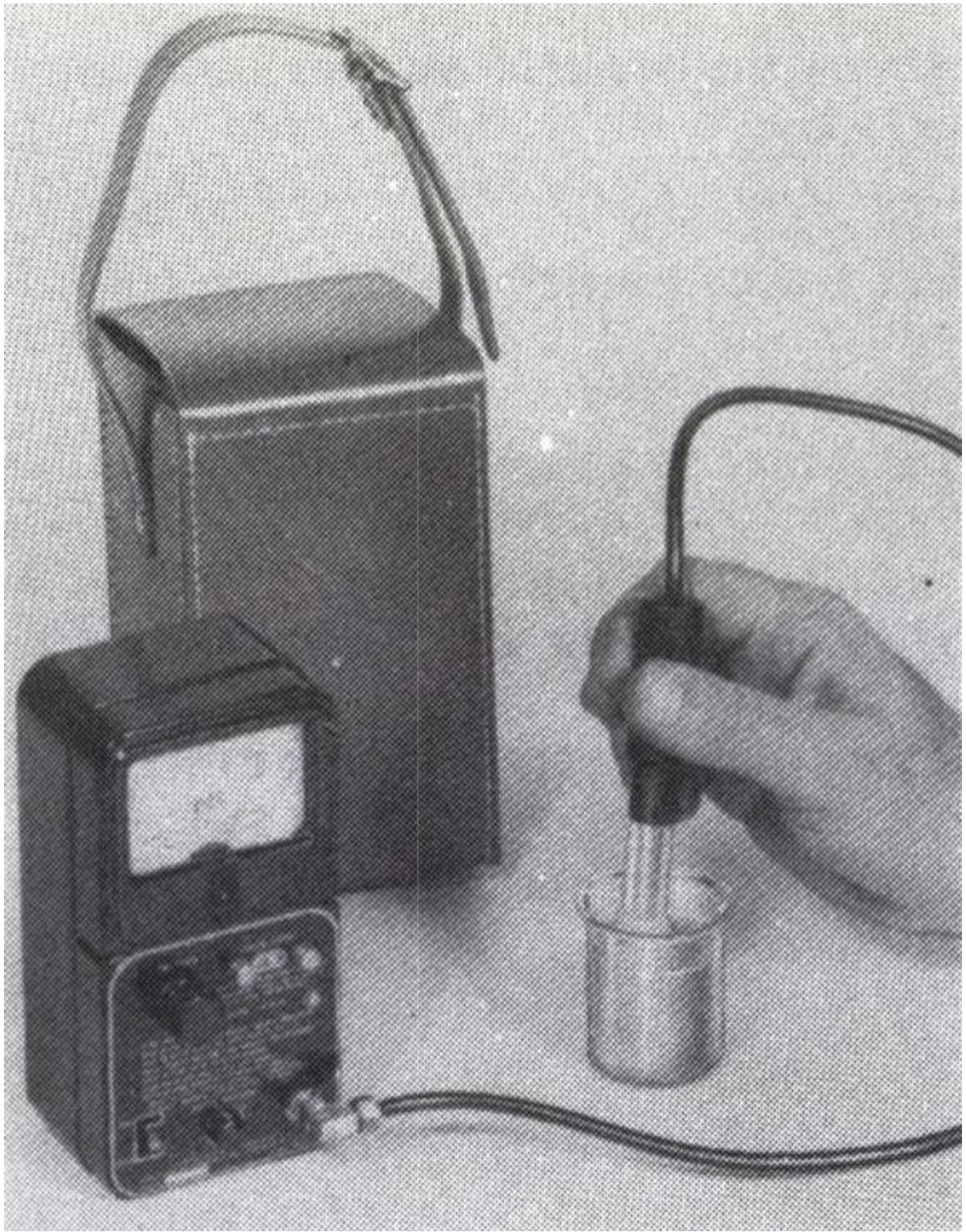
### 3.3.8 pH

pH beskriver den negative logaritmen til hydrogenion-konsentrasjonen

$$pH = -\log H^+ \quad 3$$

pH i borevæske påvirker interaksjonen med leireformasjoner, effektiviteten av tilsetningsstoffer, løseligheten til flere komponenter. pH konsentrasjonen kontrollerer de sure korrosjonsprosessene.

pH kan måles med pH-papir eller pH-meter. pH-meter er et elektrisk apparat som måler potensialet mellom en glasselektrode og en mettet kvikksølvlektrode. Måling av pH med pH-meter gir en mer nøyaktig verdi enn med pH-papir, se figur 17. (Haave, 1982)



*Figur 17. pH-meter (Haave, 1982)*

### 3.3.9 Kjemiske analyser

#### 3.3.9.1 Alkalitet

Alkaliteten til borevæsken påvirker tilsetningsstoffene. Alkalitet som oppstår som følge av hydroksylioner er gunstige, mens alkalitet som oppstår fra karbonater er ugunstige.

Alkalitet måles ved titrering. Måler opp 1 ml filtrat i en titreringskolbe og tilsetter 2-3 dråper fenolftalein. Om filtratet blir rødt, titrerer man med svovelsyre til filtratet får tilbake sin opprinnelige farge. Målingen leses av som antall ml (0.02 N) svovelsyre ( $H_2SO_4$ ) brukt under titreringen. (Haave, 1982)

#### 3.3.9.2 Saltinnhold

Saltinnhold måles ved titrering. Mål opp 1 ml filtrat og tilsett 2-3 dråper kaliumkromat ( $K_2Cr$ ). Titrer med sølvnitrat til løsningen begynner å endre farge fra gul til rødbrun.

Målingen leses av som antall ml sølvnitrat ( $AgNO_3$ ) brukt ganget med en faktor avhengig av konsentrasjonen. (Haave, Slamteknologi 2, 1982) (*Slamteknologi 2, s. 19*)

#### 3.3.9.3 Hardhet

Magnesium og kalsium i vann etablerer hardheten i borevæske. Måling av hardhet gjøres med titrering.

Kalsiumkarbonat:

Mål opp 1 ml filtrat, tilsett 4-5 dråper Versenat hardhet bufferløsning og 4-5 dråper Versenat indikatorløsning. Hardhet i filtratet fører til en vinrød farge. Titrer med EDTA-løsning (Etylendiamintetraeddiksyre) til fargen endrer fra vinrød til blått. Hardheten måles i x ml brukt under titrering.

$$\text{Total hardhet, } (CaCO_3)_{ppm} = x * 1000$$

Kalsium og Magnesium:

Mål opp 1 ml filtrat, tilsett 5-6 dråper Calver bufferløsning og indikatorpulver. Titrerer med EDTA til fargen endres fra vinrød til gråblå. Måler y ml brukt under titrering.

$$\text{Kalsium } (Ca^{++})_{ppm} = y * 400$$

$$\text{Magnesium } (Mg^{++})_{ppm} = (x-y) * 243 \text{ (Haave, 1982)}$$

## 4. Automatisert sanntidsmåling av borevæske

### 4.1. Introduksjon

Dagens overvåkning av borevæskeparametrene gjøres ved at det tas manuelle prøver, som vanligvis gjøres 2-4 ganger daglig. Denne formen for overvåkning av alle de kritiske parametrene er veldig tidkrevende. Ved 2 til 4 prøver pr dag oppdages endringer i borevæsken sent. Hver av disse prøvene trenger en time eller mer før de er ferdig analysert, noe som kan medføre at handlinger for å motvirke endringer i borevæsken iverksettes for sent.

Brønner som bores nå er mer komplekse enn tidligere fordi de er dypere og har høyere temperatur og høyere trykk. Dette byr på større utfordringer for å kontrollere stabiliteten i brønnen.

Bruk av sanntidsmålinger og overvåkningsutstyr gjøre det mulig å overvåke egenskaper til borevæsken kontinuerlig. Da kan avvik i borevæskens egenskaper evalueres fortløpende, mens korrigerende tiltak for å gjenopprette ønsket tilstand kan iverksettes tidlig.

Datainnsamling og analyse er essensielt for å evaluere borevæskes tilstand og forbedre boreytelsen. For å forutse og unngå mulige brønnproblemer representerer kontinuerlig sanntidsmåling av borevæskens egenskaper en stor fordel for den generelle optimaliseringsprosessen for brønnboring. Man oppnår reduksjon i ikke-produktiv tid, bedre hullrengjøring og raskere oppdaging av endring for kritiske parametre.

Tetthet, viskositet, PSD (Particle-Size Distribution) (siktekurve) og andre viktige borevæskedata kan måles kontinuerlig på riggstedet med minimal inngripen fra operatører. Umiddelbare delinger med eksterne operatørsentre på land muliggjør rask tolkning og evaluering av brønnproblemer. Automatisk prøvetaking og analyse av borevæsken minimerer mulige HMS-problem og reduserer eksponeringstiden for farlige og giftige stoffer. (Spelta, et al., 2017)

## 4.2. Eksempler på automatisert måleteknologi

For å løse de utfordringene som er beskrevet for tradisjonell måling er forskjellige måleenheter for automatisk sanntidsmåling blitt utviklet. Fra en operatørs ståsted er målet å redusere kostnader og å øke produktiviteten under boring. Måleenhetene må kunne måle relevant borevæskarakteristikk automatisk og gjentakende uten behov for hjelp av rigpersonell. Konstruksjonen av sensorene/måleenheten må være robust da de utsettes for hard mekanisk og kjemisk belastning.

Et eksempel på et måleinstrument som brukes for å måle densitet og viskositet er enkelt og behøver kun små kalibreringer før bruk. Instrumentet måler en bølge som skapes av vibrasjoner fra borevæsken som krysser en gaffel, og bruker frekvensen og amplituden til å kalkulere densitet og viskositet. Densiteten måles under trykk, slik det gjøres med en tradisjonell trykksatt slamvekt. Viskositeten kan presenteres som enten dynamisk viskositet, i millipascalsekund, eller som Marsh Funnel viskositet, i sekunder pr liter. Instrumentets målinger er normalt kalibrert mot manuelle avlesninger.

Et eksempel på et måleinstrument som måler partikkelstørrelsesfordeling (siktekurve) (PSD) måler og evaluerer PSD automatisk ved hjelp av Focused Beam Reflection Monitoring (fokusert overvåkning av strålerefleksjon) (FBRM). Instrumentet installeres direkte i veskestrømmens bane hvor PSD kontinuerlig måles. FBRM kan måle økning av faste partikler med lav tyngdekraft i vannbasert borevæske, hull i duken i siktemaskinen og partikkelstørrelsesfordeling i borevæske.

FBRM er en partikkelteller, og baseres på en roterende laser som leser lysrefleksjon. Når laseren roterer vil hver partikkel lage en lysrefleksjon som leses av som en måling, hvor lengden av målingen er kalkulert. Det gjør det dermed mulig å lage en siktekurve (PSD) basert på målingene pr sekund. Instrumentet kan installeres ved strømningslinjen eller synketanken. Målingene overføres først til den lokale databasen på riggen før det synkroniseres til driftssenter på land for komplett analyse. Ved å lagre målingene lokalt på riggen forhindrer man tap av data ved internett og kommunikasjons problemer. (Spelta, et al., 2017)

Det er ikke oppgitt hvem som har utviklet disse to eksemplene på automatiserte måleutstyr eller om denne teknologien er i bruk i andre målesystem pr dags dato.

## 4.3. Eksisterende systemer

Vi har valgt å se på eksisterende systemer etter anbefaling fra veileder i Aker BP. Dermed endte vi opp med å se på disse tre målesystem: BaraLogix fra Halliburton, RheoProfiler fra Schlumberger og RheoSense fra Intelligent Mud Solutions.

### 4.3.1. BaraLogix, Halliburton

Baroid er et selskap som spesialiserer seg innen borevæske og er en del av Halliburton. De har utviklet produktet BaraLogix for automatisering og sanntidsmåling av borevæske.

Programvaren til BaraLogix lager en digital tvilling for å simulere trykk, densitet og reologi i borehullet. Programvaren mates fra sensorer og måleinstrumenter i borehullet. Programvaren vil overvåke borekaket fra borekronen og hele strømningslinjen opp til separeringen på overflaten. Baroid har også utviklet en algoritme for kontroll av borekaks-transporten.

BaraLogix systemet består av to forskjellige målemetoder. Drilling Fluids Graphics Real-Time (DFG RT) er en programvare som observerer borevæske og operasjonelle parametere. Programmet måler data i sanntid fra komponenter i borehullet slik at borepersonell på plattformen kan analysere borevæskens tilstand.

Baralogix Density and Rheology Unit (DRU) er måleenheten som er installert på riggen ved borevæskerpumpen. DRU måler densitet og reologi i borevæsken. Reologien måles og analyseres automatisk i væskeprøver med et reometer. DRU enheten leverer målinger av densitet hvert minutt og reologi hvert femtende minutt.

Sanntidsmålingene blir brukt sammen med algoritmer for å forutse hendelser og redusere ikke-produktiv tid. Data fra målingene blir kommunisert til ønskede definerte personer, som boreingeniør eller BaraLogix borevæskespesialist. Dataen gir informasjon om sannsynlighet for at uønskede hendelser skal oppstå og anbefalte korrigerende tiltak for å unngå dette.

Om partikler legges igjen og dannes inne i måleutstyret kan dette påvirke målingene og slite på utstyret. For å unngå dette er DRU utstyrt med et automatisk rengjøringsystem. Systemet skylles med nitrogen en gang for hver femtiende måling, som tilsvarer omtrent en gang pr time. (Halliburton, 2021)



Figur 18. BaraLogix enhet (Halliburton, 2021)

#### 4.3.2. RheoProfiler, Schlumberger

M-I Swaco er et amerikansk selskap og ble en del av Schlumberger i 2010. Hoveddriveren bak sammenslåingen var et ønske om optimalisering av boreoperasjonen. Selskapets kjerne er å bidra til å øke effektivitet og redusere kostnaden til olje- og gassindustrien med innovativ borevæsketeknologi. Hovedmålet til M-I Swaco er å forbedre boreytelsen, stabiliteten i borehullet og redusere utslippsavtrykket. Samtidig ønsker de å automatisere boreingeniørens repeterende oppgaver og gjøre parameterne til de viktigste borevæskeegenskapene lett tilgjengelig.

Selskapet leverer individuelt konstruerte borevæskesystemer, produksjonsteknologiske systemer, avfallshåndteringsløsninger, tilsetningsstoffer og målingsinstrumenter.

RheoProfiler gir en grundig analyse av densitet og de reologiske egenskapene til vann-, olje- og syntetisk borevæske. Borevæskesimuleringen til M-I Swaco består av fire tekniske programvarepakker for å forbedre boreeffekten: Virtual Hydraulics, PressPro RT, Optibridge og Mudware. Alle disse tekniske programvarepakkene utgjør til sammen produktet RheoProfiler. (Schlumberger, 2021) (M-I Swaco, 2021)

RheoProfilen er en halvautomatisk reologi og densitets måleenhet. Enheten består av to automatiske koaksiale viskosimeter og en Coriolis massestrømmåler. RheoProfilen har også et filter for å unngå at store partikler forstyrrer målingene. Hele enheten veier bare 37.6 kg, noe som gjør den lett flyttbar. (Schlumberger, 2021)

Borevæskeprøver tas manuelt i en flaskebeholder som skrues på enheten. Væsken pumpes inn i viskosimeteret som har en temperaturkontroll hvor prøven kan varmes eller avkjøles til ønsket måletemperatur. Enheten har en selvrensende syklus som sørger for at viskosimeteret rengjøres etter at prøven er gjennomført. Hyppig skylling av enheten anbefales. Om en annen type væske skal testes, anbefales en komplett skylling av systemet. (Jovani Contreras, et al., 2019)



Figur 19. RheoProfiler enhet (American Association of Drilling Engineers, 2019)



RheoProfiler måler reologi etter API anbefalinger ved 3, 6, 30, 60, 100, 200, 300, 600 rpm i tillegg til 10-sekunders, 10-minutters og 30-minutters gelestyrke. Temperaturområdet for hver reologimåling varierer fra 4.4 til 65.5 °C. Temperaturen settes ved hjelp av enhetens integrerte touchskjerm. Tiden det tar å måle en prøve er avhengig av den valgte temperaturen. En full reologimåling inkludert måling av 30-minutters gelestyrke kan ta enheten opp til 60 minutter å gjennomføre. (Jovani Contreras, et al., 2019)

Virtual Hydraulics brukes for å simulere tilstanden i borehullet. Simuleringen foregår ved at programvaren overvåker og forutser parameterne temperatur, sirkulasjonstetthet og hullrengjøring. (Schlumberger, 2021)

PressPro måler ytelseevnen til boringen i real time. Denne innovative programvaren gir oppdaterte målinger kontinuerlig fra trykkboringsinstrumenter (Pressure While Drilling) fra borehullet. Denne programvaren gir også viktig informasjon som minimere eller eliminerer væsketap. I tillegg inneholder den forhåndsdefinerte sensorer som kan observeres og administreres på skjermer både intern på boreriggen og ved eksterne betjeningsentre. (Schlumberger, 2021)

Programvaren Optibridge estimerer optimal partikkel distribusjonsstørrelse for ikke å skade formasjonene i borehullet. Ved hjelp av formasjonsdata og materialer beregner programvaren den beste blandingen av partikler for å danne den beste filterkaken for tetting av porer. Den siste programvarepakken er Mudware. Denne programvaren er et gratis bergningsverktøy for de vanligste hydrauliske boreproblemene. (Schlumberger, 2021)  
(Schlumberger, 2021)

Enheten er konstruert slik at skader eller mindre deformering av rammen ikke hindrer dens evne til å kjøre tester og analyser. RheoProfilers komponenter er koblet sammen i en aluminiums-ramme, der enkelte av komponentene er på utsiden. Vedlikeholdet på rammens utvendige komponenter utføres manuelt av boreingeniøren. For rammens indre komponenter er enheten utstyrt med et selvrensingsprogram for å redusere mengden og hyppigheten av tidkrevende vedlikehold. (M-I SWACO, 2020)

### 4.3.3. RheoSense, Intelligent Mud Solution

Intelligent Mud Solutions (IMS) ble opprettet i 2010 og har hovedkontor i Stavanger. IMS ble til som følge av et behov for automatisering og kontinuerlig analyse av borevæskeprosessen. Selskapets eiere og hovedaksjonærer er Equinor, Jektevika AS og Navic Group. (Intelligent Mud Solutions, 2021)

Gjennom IMS sitt mål om å oppnå full automatisering og kontinuerlig analyse av borevæske har selskapet utviklet produktet RheoSense. RheoSense leverer kontinuerlig analyse av densitet, reologi, viskositet og gelestyrke for olje-, vannbasert borevæske og alle andre alternative væskesystemer. Resultatet av intensiv og detaljert forskning og utvikling er to separate enheter, en for offshore bruk og en for onshore bruk. Begge disse enhetene kan tilpasses for hvert enkelt område det skal bores i.

Onshore-enheten er en flyttbar konteiner som tilbyr kontinuerlig automatiske målinger av borevæskens egenskaper i real time. Konteinerdesignet gjør det mulig for optimal plassering og enkel tilgang til borevæskeprosessen.

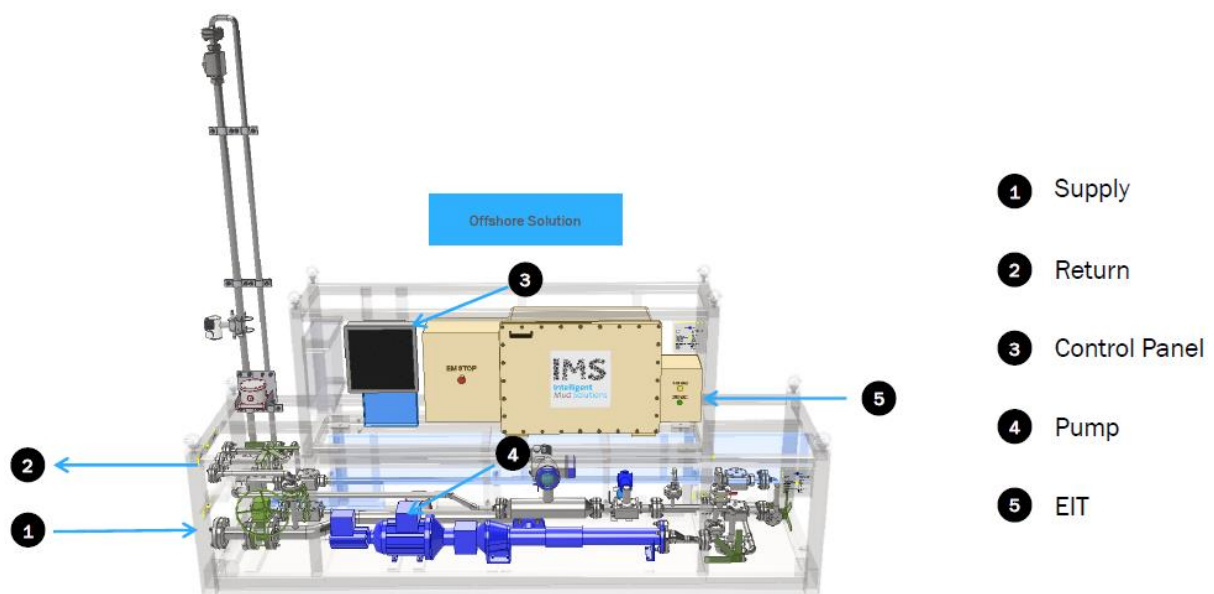
Offshore-enheten er et flyttbart prosessystem som er konstruert i en åpen ramme. Enheten har alle de samme funksjonene som onshore-enheten selv om den er mindre. Enhetens størrelse gjør at den kan plasseres i små og trange områder. Offshore-enheten kan også installeres som en permanent fast installasjon. (Intelligent Mud Solutions, 2021)



Figur 20. RheoSense onshore og offshore enheter (Intelligent Mud Solutions, 2021)

Enhetens skruerpumpe får tilført borevæsken ved hjelp av gravitasjonskraften. Borevæsken blir pumpet gjennom systemet av skruerpumpen ved forhåndsdefinerte hastighetssykluser. To reometer-rør med forskjellig lengde og diameter, med monterte trykksensorer, gir presise målinger av differensialtrykket. Programvaren til IMS analyserer og tolker målingene kontinuerlig. Den integrerte skjermen viser målingene og borevæskeegenskapene med tre sekunders intervaller. Målingene er også tilgjengelige for boreingeniøren og ved eksterne betjeningscenter i sanntid.

RheoSense måler reologi etter API anbefalinger ved 3, 6, 30, 60, 100, 200, 300, 600 rpm. Systemet måler densitet mellom 400 til 2200 gram pr liter. Gelestyrken måles ved 10-sekunder og 10-minutter. Temperaturområdet varierer fra 4 til 80 °C. (Intelligent Mud Solutions, 2021)



Figur 21. RheoSense offshore enhet (Intelligent Mud Solutions, 2021)

RheoSense bruker ingen radioaktive instrumenter og tolererer partikkelstørrelser med diameter opp til 6 mm. Skruerpumpen og motoren er de eneste komponentene i bevegelse. Det innovative designet gjør det mulig å holde operasjoner gående i lang tid uten vedlikehold. Overvåkning og kalibrering foregår eksternt fra IMS sitt eget hovedkontor.

IMS har som mål å fjerne behovet for borelaboratorium på borestedet og fullt automatisere blandingsprosessen for borevæske. Selskapet driver med forskning og utvikling slik at RheoSense kan oppgraderes til å tilfredsstille dette målet, da alle ønskede egenskaper ikke blir målt av enheten pr dags dato. (Intelligent Mud Solutions, 2021)

## 5. Diskusjon

### 5.1. Introduksjon

Tradisjonell måling av borevæske baseres fremdeles den dag i dag på metoder som ble standardisert så langt tilbake i tid som 1930-tallet. (Caenn, et al., 2011) Disse tradisjonelle målingene blir vanligvis gjennomført av borevæskeingeniør fire ganger pr døgn. Prøver tas fysisk på boreriggen med enkle måleinstrumenter og analyseres deretter på laboratorium. Målemetodene er tidkrevende, og endring i egenskapene hos borevæsken kan ta lang tid å oppdage. Når det måles kun fire ganger i døgnet risikerer man også at endringer og trender mellom måletidspunktene ikke blir oppdaget. Borevæskeingeniøren må analysere de få målingene som tas og tolke trender og utvikling basert på tidligere erfaringer. Petroleumsindustrien har med bakgrunn i dette investert i forskning og utvikling av nye systemer for å forbedre alle aspekter innen måling og analyse av borevæske.

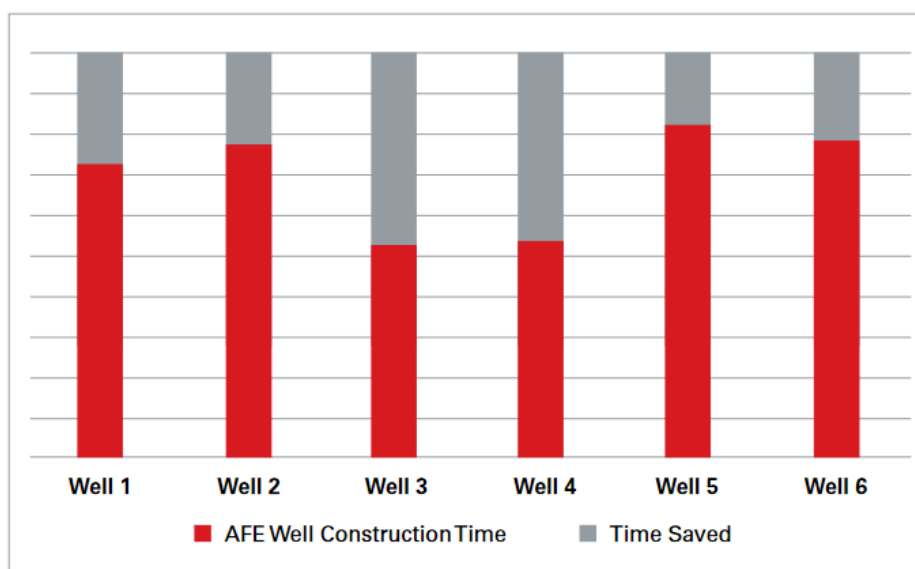
Ved å automatisere målinger og testing av borevæsken har petroleumsindustrien potensial til å forbedre boreeffektivitet, styrke HMS og redusere antall personell ved boreriggen. Automatisering gjør jobben enklere for ingeniøren, samtidig som man ikke utsettes for potensielt skadelige kjemikalier tilsatt i borevæsken. Sanntids overvåkning fører til hyppigere og mer nøyaktig data, som igjen gjør det enklere for ingeniøren å analysere målingene. Den hyppige og nøyaktige målingen gjør det mulig å oppdage trender tidligere, slik at borevæsken og boringen kan korrigeres før kritiske situasjoner oppstår. En bedre forståelse av forholdene i borehullet og tilstanden til borevæsken gjør det mulig å bore raskere og mer effektivt med tanke på blanding av borevæske. Effektivisering av boringen vil føre til færre operasjonsdager, som igjen fører til kostnadsbesparelse.

## 5.2. Casestudier

Vi har studert to casestudier for hver av de tre sanntids måleenhetene beskrevet i kapittel 4.3. Ved å studere disse casestudiene blir det mulig å se hvordan måleenhetene er brukt og hvordan bruken påvirker resultatet av boringen.

### 5.2.1. Case 1: BaraLogix – Marcellus-formasjonen, Pennsylvania

Under boring i Marcellus-formasjonen nord i Pennsylvania oppsto problemer knyttet til endring i boreretning nede i borehullet. Boring i retning 70 grader fulgt av en retning på 120 grader førte til flere hendelser med fastkilt borestreng og tap av borekronen. Når ønsket dybde var nådd oppsto problemer med å fjerne og erstatte rør til borestrengen. BaraLogix ble installert på boreriggen for å overvåke densitet og reologi. Målingene ble sendt til operatører ved riggen og Halliburtons eksterne betjeningssenter i sanntid. Basert på denne dataen var det mulig å konstruere en veldig nøyaktig modell som kunne forutse potensielle problemområder på forhånd. Den kontinuerlige målingen utført av programvaren DFG RT ble brukt til å optimalisere boreplanen. Tilgang til sanntidsdata fra DRU og DFG RT førte til mer informert beslutningstaking av operatørselskapet under alle aspekter ved boreoperasjonen. Operatøren reduserte antall boredager med 30% sammenlignet med AFE (autorisasjon for utgifter) målet. Med bruk av BaraLogix under operasjon av seks brønnboringer har operatøren oppnådd en redusert kostnad på 600 000 USD i boredager. (Halliburton, 2019)



Figur 22. Tid spart i boredager i løpet av operasjonen (Halliburton, 2019)

### 5.2.2. Case 2: BaraLogix – Khursaniyah-feltet, Saudi-Arabia

I Khursaniyah-feltet i Saudi-Arabia forventet operatøren flere utfordringer ved boring av en ny HPHT brønn. Ved tidligere boring i samme område ble det erfart unormalt trykk i dolomitt-formasjonen og trang brønn i skifer-formasjonen. Dette førte til tap av sirkulasjon og tett brønn, hvor to av brønnene måtte suspenderes. For å unngå samme problem ved den nye brønnen ble BaraLogix DRU installert på riggen. Fokuset var på å bore 8-3/8-inch seksjonen gjennom dolomitt-formasjonen. Ved å analysere data observert med DRU klarte operatøren å bore hele seksjonen uten tap, skade eller problemer i borehullet.

Under boreoperasjonen ble det ved hjelp av BaraLogix oppdaget trender som førte til betydelig forbedret potensiale for borevæsken. BaraLogix varselsystem fant totalt 171 endringer i densitet og reologi som hadde potensialet til å påvirke borehullets stabilitet. Ved et tidspunkt ble boringen midlertidig stoppet som følge av data som viste borevæske med for høy egenvekt ble pumpet ned i brønnen. Densiteten til borevæsken ble redusert til ønsket spesifikasjon før boringen fortsatte. Dette forhindret mulige skader og fastlåst rør som kunne oppstått ved bruk av den uspesifiserte borevæsken.

Den gjennomsnittlige og forventede tiden det tar å bore 8-3/8-inch seksjonen i dette feltet var på 35 dager. Om boring av ny brønn ut av den opprinnelige er nødvendig blir den gjennomsnittlige operasjonstiden økt med ytterligere 28 dager. Ved bruk av BaraLogix ble seksjonen boret i løpet av 22 dager. I løpet av boringen leverte DRU kontinuerlig en total på 15,657 densitets målinger og 1,788 reologi målinger. Ved bruk av BaraLogix reduserte operatøren boredagene med 37% og en kostnadsbesparelse på 650 000 USD i boredager og reduksjon av borevæskeblending. Operatøren unngikk også å bruke 1,4 millioner USD på en ny sidebrønnoperasjon. (Halliburton, 2017)

### 5.2.3. Case 3: RheoProfiler – Alaskan North Slope, Alaska

Under boring av en lang horisontal brønn i Alaskas North Slope var operatøren bekymret for fastkilt rør, hvor en kostbar borekrone og boresystem (BHA) var installert. M-I SWACO anbefalte å installere RheoProfiler for en mer nøyaktig og automatisk måling av reologi og densitet. Reologi ble målt ved tre forskjellige temperaturer og densiteter hver andre time. Målingene fra RheoProfiler ble brukt sammen med PRESSPRO RT sanntids måling for ytelse i borehullet. Ved å øke hyppigheten i målinger ble de nye dataene brukt til å forbedre tettheten i borevæsken for optimal sirkulasjon. Målingene ble også brukt til optimalisering av hole-cleaning simulering.

RheoProfiler ble brukt under den utfordrende horisontale delen av brønnen. Målingene fra RheoProfiler, og simuleringen fra PRESSPRO RT, reduserte risiko for nedetid og hjalp i en vellykket boring av brønnen uten noen seriøse problemer. (M-I SWACO, 2020)

### 5.2.4. Case 4: RheoProfiler – Utica-formasjonen, Ohio

Under boring av to utforskningsbrønner i Utica-formasjonen i Ohio hadde operatøren behov for å bore 20,000 fot, hvor 13,000 fot var horisontalt. Under horisontal boring ble M-I SWACO's vannbaserte borevæske HydraGlyde brukt for å unngå tap av ytelse og problemer som fastkilt rør. Operatøren hadde som mål å bruke et bildeverktøy for analyse av borehullet. Boringen krevde vannbasert borevæske for produksjon av de nødvendige bildene. RheoProfilers automatiserte reometer og DrillOps digitale brønnkonstruksjons planlegger visualiserte borevæske og boremålinger i sanntids ytelsesovervåkning.

Operatøren fullførte boring av begge brønner uten problemer. Antall boredager samsvarte med data fra tidligere brønner samtidig som boringen var kontrollert og 100% i den ønskede sonen. Borevæske-kostnaden ble redusert med 39% sammenlignet med tidligere boringer og den totale kostnaden ved brønn nummer to ble redusert med 28%. (M-I SWACO, 2021)

### 5.2.5. Case 5: RheoSense – Vikinggruppen, Norskehavet

Under boring i Vikinggruppens sandstein-område utenfor Trøndelag ble en reduksjon i trykk ved en 12bar-pumpe observert. Dette ble umiddelbart sett på som et problem ved borestrengen, borekronen eller en defekt pumpe. Målingene til RheoSense identifiserte derimot en reduksjon i densitet og reologi, som pekte mot en aktiv endring i blanding av borevæsken. Etter etterforskning ble det bekreftet at en utilsiktet tilsetning av 2m<sup>3</sup> vann ble blandet i borevæsken.

RheoSense enheten hadde oppdaget denne unormaliteten 10 minutter før trykkreduksjonen ble observert. Dette forhindrete et potensielt problem i borehullet, som videre kunne ført til stopp i boreoperasjonen. (Intelligent Mud Solutions, 2021)

### 5.2.6. Case 6: RheoSense – Barentshavet

RheoSense ble brukt sammen med Sekal's DrillTronics sanntidsdata under boringen av et felt i Barentshavet, hvor havbunnens karakteristikk og formasjoner var utfordrende og ukjente. Sanntidsmålingene førte til en betydelig forbedret kontroll av trykket i borehullet og hadde en viktig rolle for å sikre at boreproblemer ikke oppsto.

Operatøren dokumenterer at uten disse sanntidsmåleenhetene ville to brønnseksjoner ha gått tapt. Ved å unngå ny boring disse seksjonene sparte operatøren 100 millioner NOK. (Equinor, 2021)



### 5.3. Lønnsomhet

Kostnadene ved boring av en brønn er påvirket av mange forhold. Under selve boreoperasjonen er antall boredager, nødvendig personell og utstyr de viktigste parameterne.

Casestudiene viser at bruk av sanntidsmåling av borevæskeparametere gir bedre styring av boreoperasjonen. Ved kompliserte og krevende boreoperasjoner, slik som boring av horisontale brønner og boring i utfordrende felt, er det nødvendig med god kontroll på borevæskens egenskaper, se case 3: RheoProfiler, Alaskan North Slope. Ved bruk av tradisjonell måling under slike boreoperasjoner er risikoen for uønskede hendelser og uhell større enn ved bruk av sanntidsmåling. Dette gjelder for eksempel tap av borekrone og BHA, tap av borestreng, fastkilt rør eller tap av brønn. Kostnaden knyttet til sanntidsmåling er relativt liten sammenlignet med kostnaden slike uønskede hendelser medfører, se case 2: BaraLogix, Khursaniyah-feltet. Bruk av sanntidsmåling av borevæskeparametere gjør det enklere å optimalisere borevæsken, som fører til en raskere og mer stabil boreoperasjon. Reduksjon i antall boredager er en direkte besparelse knyttet til sanntidsmåling, se case 1: BaraLogix, Marcellus-formasjonen.

Ved boring i enkle felt, hvor formasjonen og berggrunnen er kjent fra tidligere, kan det hende at kostnadsbesparelsen man oppnår i antall reduserte boredager ikke er større enn utgiftene ved bruk av sanntids måling. Om man heller ikke ser noen risiko for tap av utstyr vil det ikke være økonomisk gunstig med bruk av sanntidsmåling for dette feltet.

### 5.4. Miljø og HMS

Bedre kontroll av borevæskeparametere fører til bedre kontroll under boringen.

Sanntidsmåling reduserer risikoen for feil blanding av borevæske til forholdene det bores i. Dersom borevæsken ikke er riktig sammensatt øker risikoen for uønskede hendelser, se case 5: RheoSense, Vikinggruppen. Ved for lett borevæske kan det oppstå en utblåsing med risiko for forurensing av miljø og skade på personell ved riggen. Ved feil tetthetsegenskaper kan borevæsken tapes ut i reservoaret.

Automatisert måling reduserer riggpersonellets kontakt med borevæsken da det er unødvendig med manuell prøvetaking. Kontakt med borevæske kan være helseskadelig avhengig av hvilke kjemikalier som er i blandingen.

## 5.5. Produktsammenligning

Tabellen under viser en oversikt over selskapene, deres produkt og målingenes hyppighet.

Produkt:	BaraLogix	RheoProfiler	RheoSense
Selskap:	Baroid	M-I SWACO	Intelligent Mud Solutions
Eierskap:	Halliburton	Schlumberger	Equinor, Jektevika AS og Navic Group.
Måling av densitet:	1 min	N/A	3 sek
Måling av reologi:	15 min	N/A	3 sek

Halliburtons BaraLogix måler automatisk densitet hvert minutt og reologi hvert 15-minutt. Schlumbergers RheoProfiler måler halvautomatisk, hvor borevæskeingeniør må samle prøver manuelt i en flaskebeholder som deretter skrur på enheten for måling. Borevæskeprøven pumpes inn i enheten fra flaskebeholderen. RheoProfiler har da ikke en oppgitt målehyppighet, da prøvetaking gjøres fysisk av borevæskeingeniør. Halliburtons BaraLogix er derimot koblet direkte til strømningslinjen slik at prøver tas helautomatisk. Selve måleprosessen for BaraLogix og RheoProfiler enhetene ser ut til å baseres på samme teknologi. Begge enheter er avhengig av jevnlig gjennomskylling for å unngå slitasje eller feilmålinger på instrumentene. Skyllingen gjennomføres automatisk hos begge systemene, hvor det anbefales så ofte som en gang i timen.

Intelligent Mud Solutions produkt RheoSense får tilført borevæske direkte fra strømningslinjen. Både densitet og reologimålinger gjøres helautomatisk i sanntid hvert tredje sekund. Sammenlignet med BaraLogix og RheoProfiler benytter RheoSense en helt annen teknologi for måleprosessen. Pumpen og motoren er de eneste bevegelige komponentene i enhet, noe som gjør det mulig med kontinuerlige målinger over lang tid uten behov for skylling og vedlikehold. For alle tre systemer blir målingene gjort tilgjengelige i sanntid for overvåkning og analyse. Dette gjelder for eksempel boreingeniør, borevæskeingeniør og eksterne betjeningscenter.

BaraLogix og RheoSense har automatisert måling som reduserer behovet for personell. RheoProfiler har fremdeles behov for manuell prøvetaking, mens dette behovet er eliminert hos de to andre systemene. RheoSense er det eneste av de tre systemene som gjør kontinuerlige målinger i sanntid.

## 5.6 Intervju med Intelligent Mud Solutions

Vi hadde intervju med Intelligent Mud Solutions på teams den 5. mai 2021. Intervjuet ble gjennomført som et møte. Vi hadde på forhånd definert punkter som vi ønsket deres svar på, hvor de fleste av disse punktene ble gjennomgått som en del av samtalen. Først fikk vi en grundig presentasjon om selskapet og deres produkt, RheoSense. Deretter fikk vi stilt spørsmål om de resterende punktene. Med bakgrunn i informasjon vi fikk i intervjuet har vi beskrevet systemets oppbygning og målemetode i punkt 4.3.3.

IMS jobber med å utvikle systemet videre. Målet er å automatisere hele måleprosessen og eliminere behovet for borevæskelaboratorium på riggen. Neste måleparameter de har planer om å implementere i systemet er automatisert måling av pH, olje i vann og elektrisk stabilitet.

Vedlikehold av systemet er hovedsakelig knyttet til bytte av pumpe. Levetiden på pumpene har vært på minimum 2100 timer, hvor en pumpe har operert i over 5000 timer. Ingen annen bytte av maskinvaredeler har vært nødvendig etter installasjon av enheten. Programvare har blitt oppdatert for forbedret ytelse. IMS er stolte over å ha en gjennomsnittlig oppetid på over 97% for RheoSense.

På spørsmål om deres produkt er ettertraktet kunne de vise til både operatører som bruker RheoSense i dag og operatører som ønsker å prøve systemet. Oljebransjen er tradisjonelt veldig konservativ, hvor hver operatør ønsker å gjennomføre sine egne grundige tester, på alt fra 6 måneder til et år, før de er villige til å ta i bruk et nytt system. IMS kunne fortelle at de også hadde planer om bruk av systemet i nye områder i nær framtid. RheoSense brukes offshore i Nordsjøen og onshore i Østerrike pr dags dato. Selskapet antar også at systemet blir tatt i bruk i USA og UAE i løpet av året.

IMS er stolte av produktet RheoSense og ønsker gjerne å bli utfordret av konkurrentene innen måling av parametere og målingenes hyppighet.

## 5.7. Kildekritikk

Kilder vi har brukt i denne oppgaven er fagbøker, artikler og intervju. Mye av informasjonen knyttet til IMS og deres produkt RheoSense er blitt gitt i intervjuet, og kan derfor bære preg av å være noe ensidig. Intervjuet har også blitt brukt som grunnlag for dypere forståelse om RheoSense.

Informasjon om produktene ble for det meste hentet fra selskapenes egne produktsider, da ytterligere informasjon om disse produktene ikke er lett tilgjengelig. Denne informasjonen kan da også bære preg av å være ensidig. Forskningsrapporter om sanntidsmåling ble også brukt, hvor produktnavn ikke var nevnt i rapportene.

Slamteknologi 1 og 2 er av eldre dato (1981) og kan være noe utdatert. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids* omhandler samme tema hvor vi brukte den syvende utgave (2017).

## 6. Konklusjon

Manuell borevæsketesting har åpenbare begrensninger og problemer. En manuell måling gjennomføres kun fire ganger daglig og leverer borevæskeparametere til kun spesifikke tider. Dette manuelle test- og analyseprinsippet står ikke spesielt godt sammenlignet med den store utviklingen innen brønnboringsteknikken. Utviklingen innen brønnboringsteknologien har både gjort det mulig å nå reservoarer som tidligere har vært utilgjengelige, samtidig som det har blitt mulig å bore både horisontalt og dypere enn noen gang tidligere. Ved en slik utvikling vil behovet for kontinuerlig og nøyaktige målinger av egenskapene til borevæsken være kritisk.

Sanntidsmålinger reduserer risikoen for tap og skade av utstyr, risikoen for uønskede hendelser eller uhell, tap av brønn og antall operasjonsdager. Automatisering av måleprosessen reduserer behovet for borepersonell på riggen. Personell settes i mindre risiko når de unngår kontakt med borevæsken, som potensielt kan inneholde skadelige kjemikalier. Med dette konkluderer vi at automatiserte sanntidsmålinger av borevæske er en lønnsom investering både med tanke på økonomi og HMS.

Basert på sammenligningen av de tre systemene BaraLogix, RheoProfiler og RheoSense, og den informasjonen som er tilgjengelig, kan vi konkludere at RheoSense, pr dags dato, er det klart beste automatiserte sanntidsmålesystem for borevæske. RheoSense måler data hyppigere enn konkurrentene samtidig som Intelligent Mud Solutions aktivt utvikler systemet videre for å måle enda flere parametere i framtiden. Denne videreutviklingen fører olje- og gassindustrien nærmere et ønsket mål om fullautomatiserte boreoperasjoner.

## 7. Referanser

Adari, Miska, Kuru & Saasen, 2000. *OnePetro*. [Internett]

Available at: <https://doi.org/10.2118/63050-MS>

American Association of Drilling Engineers, 2019. *Semi-Automatic Drilling Fluid Property Measurement Device*. s.l.:s.n.

Bardal, E., 2001. Korrosjon og korrosjonsvern. I: *Korrosjon og korrosjonsvern*. Trondheim: Tapir Akademisk Forlag, p. 215.

Bleier, R., 1990. *OnePetro*. [Internett]

Available at: <https://onepetro.org/JPT/article/42/07/832/168561/Selecting-a-Drilling-Fluid>

Bouse, E., 2005. Drilling Fluids Processing Handbook. I: *Chapter 13, Centrifuges*. s.l.:Gulf Professional Publishing.

Brantley, 1971. *History of Oil Well Drilling*. s.l.:Gulf Pub Co.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Chapter 2, The Development of Drilling Fluids Technology. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, pp. 40-60.

Caenn, Darley & Gray, 2011. *Clay Mineralogy and the Colloid Chemistry of Drilling Fluids*. s.l.:s.n.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluid. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluid*. s.l.:Gulf Professional Publishing, pp. 64-65.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluid. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluid*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 73.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, pp. 1-2.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 18.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 5.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 10.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 10.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 12.

Caenn, Darley & Gray, 2011. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 13.

- Caenn, Darley & Gray, 2011. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, pp. 19-25.
- Caenn, Darley & Gray, 2011. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 55.
- Caenn, Darley & Gray, 2011. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 56.
- Caenn, Darley & Gray, 2011. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, pp. 57-58.
- Caenn, Darley & Gray, 2011. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 60.
- Caenn, Darley & Gray, 2011. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 72.
- Caenn, Darley & Gray, 2011. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 71.
- Caenn, Darley & Gray, 2011. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. I: Caenn; Darley; Gray*. s.l.:Gulf Professional Publishing, p. 60.
- Equinor, 2021. *Start-ups instrumental in reducing drilling costs*. [Internet]  
Available at: <https://www.equinor.com/no/how-and-why/etv-news/start-ups-instrumental-in-reducing-drilling-costs.html>  
[Funnet 2021].
- Global Family. *Pioneering Technology, D., 2021. Hyperpool Series*. s.l.:s.n.
- Guo, B. & Liu, G., 2011. Chapter One, Equipment in Mud Circulating Systems. I: *Applied Drilling Circulation Systems*. s.l.:Gulf Professional Publishing, pp. 3-18.
- Halliburton, 2017. *BaraLogix® Services Enable Operator to Maintain Stable Wellbore in HPHT Conditions*, s.l.: Halliburton.
- Halliburton, 2019. *Integrated Approach to Fluid Performance Reduces Days on Well by 30 Percent*, s.l.: Halliburton.
- Halliburton, 2019. *Integrated Approach to Fluid Performance Reduces Days on Well by 30 Percent*. s.l.:s.n.
- Halliburton, 2020. *Wintershall Dea Sets Company Record for the British Mile Challenge at Maria Field*, s.l.: s.n.
- Halliburton, 2021. *BaraLogix® Real-Time Service*. [Internet]  
Available at: <https://www.halliburton.com/en/products/baralogix>  
[Funnet 2021].
- Halliburton, 2021. *BaraLogix® Real-Time Service*. s.l.:s.n.

- Helseth, L. E., 2019. *Emulsjon*. [Internett]  
Available at: <https://snl.no/emulsjon>
- Holen, T., 1981. Slamteknologi 1. I: *Slamteknologi 1*. s.l.:Universitetsforlaget, pp. 7-11.
- Haave, J., 1982. *Filterpresse*. s.l.:s.n.
- Haave, J., 1982. *pH-meter*. s.l.:s.n.
- Haave, J., 1982. *Retorte*. s.l.:s.n.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, pp. 9-10.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, p. 11.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, pp. 12-13.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, pp. 13-14.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, p. 16.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, pp. 14-15.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, p. 16.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, pp. 17-18.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, pp. 18-19.
- Haave, J., 1982. Slamteknologi 2. I: *Slamteknologi 2*. s.l.:Universitetsforlaget, pp. 19-20.
- Haave, J., 1982. *Viskosimeter*. s.l.:s.n.
- Haave, J., 1984. *Måling av slamtetthet*. s.l.:s.n.
- Intelligent Mud Solutions, 2021. [Intervju] (5 Mai 2021).
- Intelligent Mud Solutions, 2021. *About us*. [Internett]  
Available at: <https://www.imudsolutions.com/om-oss/>  
[Funnet 2021].
- Intelligent Mud Solutions, 2021. *About us*. s.l.:s.n.
- Intelligent Mud Solutions, 2021. *Intervju med IMS* [Intervju] (5 Mai 2021).
- Intelligent Mud Solutions, 2021. *Intervju med IMS* [Intervju] (5 Mai 2021).
- Intelligent Mud Solutions, 2021. *Products*. [Internett]  
Available at: <https://www.imudsolutions.com/products/>  
[Funnet 2021].
- Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015. *On the filtrate drilling fluid formation and near well-bore damage along the petroleum well*. s.l.:s.n.
- Jovani Contreras, K. P., Stewart, H. & Stewart, C., 2019. *Semi-Automatic Drilling Fluid Property Measurement Device*, s.l.: American Association of Drilling Engineers.
- Jovani Contreras, K. P., Stewart, H. & Stewart, C., 2019. *Semi-Automatic Drilling Fluid Property Measurement Device*, s.l.: American Association of Drilling Engineers.



Meehan Drilling, 2021. *Settlement Tank*. s.l.:s.n.

Merrill, J. & Robinson, L., 2005. Drilling Fluids Processing Handbook. I: *Chapter 7, Shale Shakers*. s.l.:Gulf Professional Publishing.

M-I SWACO, 2020. *Accurate Hydraulics Proved Critical in Avoiding Stuck Pipe from Extended-Reach Well*, s.l.: Schlumberger.

M-I SWACO, 2020. *RheoProfiler Automated rheometer*, s.l.: Schlumberger.

M-I SWACO, 2021. *Artex Energy Group Drills Two Wells in Zone Using High-Performance Water-Based Drilling Fluid, Utica Formation*, s.l.: Schlumberger.

M-I Swaco, 2021. *Oilfield Technology*. [Internett]  
Available at: <https://www.oilfieldtechnology.com/directory/drilling-and-production/completions/m-i-swaco/>  
[Funnet 2021].

Mud Equipment, 2021. *Poor Boy Degasser*. s.l.:s.n.

National Oceanic and Atmospheric Administration, 2019. *Synthetic-Based Drilling Mud Spills*. [Internett]  
Available at: <https://response.restoration.noaa.gov/sites/default/files/Synthetic-Drilling-Mud.pdf>

Offshore Energy, 2018. *West Mira to become world's first hybrid offshore rig*. s.l.:s.n.

Pedersen, B., 2020. *Suspensjon (kjemi)*. [Internett]  
Available at: <https://snl.no/suspensjon - kjemi>

Rehm, B., 2005. Drilling Fluids Processing Handbook. I: *Chapter 9, Gas Busters, Separators, and Degasser*. s.l.:Gulf Professional Publishing.

Robinson, L., 2005. Drilling Fluids Processing Handbook. I: *Chapter 8, Settling Pits*. s.l.:Gulf Professional Publishing.

Robinson, L., 2005. Drilling Fluids Processing Handbook. I: *Chapter 12, Mud Cleaner*. s.l.:Gulf Professional Publishing.

Schlumberger, 2013. *The Defining Series: Drilling Fluid Basics*. s.l.:s.n.

Schlumberger, 2020. *HydraGlyde*. s.l.:Schlumberger.

Schlumberger, 2021. *Annulus*. s.l.:s.n.

Schlumberger, 2021. *M-I SWACO A Schlumberger company*. [Internett]  
Available at: <https://www.slb.com/companies/m-i-swaco#related-information>  
[Funnet 2021].

Schlumberger, 2021. *Mud pump*. s.l.:s.n.

Schlumberger, 2021. *MudWare*. [Internett]  
Available at: <https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/drilling-fluids/drilling-fluids-simulation-software/mudware#related-information>  
[Funnet 2021].

Schlumberger, 2021. *Optibridge*. [Internett]

Available at: <https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/drilling-fluids/drilling-fluids-simulation-software/optibridge>

[Funnet 2021].

Schlumberger, 2021. *PressPro RT*. [Internett]

Available at: <https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/drilling-fluids/drilling-fluids-simulation-software/presspro-rt>

[Funnet 2021].

Schlumberger, 2021. *RheoProfiler*. [Internett]

Available at: <https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/drilling-fluids/drilling-fluids-simulation-software/rheoprofiler-automated-rheometer>

[Funnet 2021].

Schlumberger, 2021. *Synthetic-base mud*. [Internett]

Available at: [https://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/synthetic-base\\_mud.aspx](https://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/synthetic-base_mud.aspx)

Schlumberger, 2021. *Virtual Hydraulics*. [Internett]

Available at: <https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/drilling-fluids/drilling-fluids-simulation-software/virtual-hydraulics>

[Funnet 2021].

Solid Controll System, 2021. *Mud Cleaner*. s.l.:s.n.

Spelta, A., Ciuca, A., Minelli, M. & Parrozza, F., 2017. Real Time Mud Monitoring System Improves Drilling. *OnePetro*, Mars, p. 1.

Spelta, A., Ciuca, A., Minelli, M. & Parrozza, F., 2017. Real Time Mud Monitoring Systems Improves Drilling. *OnePetro*, Mars, pp. 3-5.

## 8. Figur-liste

Figur 1. West Mira rig (Offshore Energy, 2018) .....	1
Figur 2. Annulus (Schlumberger, 2021) .....	3
Figur 3. Borevæskesirkulasjon (Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015).....	6
Figur 4. Illustrasjon av borevæske rundt borekrone (Schlumberger, 2020) .....	7
Figur 5. Borevæskesystem (Schlumberger, 2013) .....	12
Figur 6. Borevæskepumpe (Schlumberger, 2021) .....	13
Figur 7. Siktemaskin (Global Family. Pioneering Technology, 2021) .....	14
Figur 8. Synketank (Meehan Drilling, 2021).....	15
Figur 9. Borevæskerenser (Solid Control System, 2021) .....	16
Figur 10. Gass-separator (Mud Equipment, 2021) .....	17
Figur 11. Slamvekt (Haave, 1984).....	20
Figur 12. Marsh trakten (Haave, 1984).....	21
Figur 13. Reometer (Haave, 1982) .....	22
Figur 14. Standard API sandsikt (Caenn, et al., 2011) .....	23
Figur 15. Filterpresse (Haave, 1982) .....	24
Figur 16. Retorte (Haave, 1982) .....	25
Figur 17. pH-meter (Haave, 1982).....	27
Figur 18. BaraLogix enhet (Halliburton, 2021) .....	32
Figur 19. RheoProfiler enhet (American Association of Drilling Engineers, 2019) .....	33
Figur 20. RheoSense onshore og offshore enheter (Intelligent Mud Solutions, 2021).....	35
Figur 21. RheoSense offshore enhet (Intelligent Mud Solutions, 2021) .....	36
Figur 22. Tid spart i boredager i løpet av operasjonen (Halliburton, 2019) .....	38

## 9. Formelliste

Formel 1. Stokes lov for synkehastighet.....	4
Formel 2. Hydrostatisk trykk.....	5
Formel 3. Negative logaritmen til hydrogenion konsentrasjonen.....	26

## 10. Vedlegg: Populærvitenskapelig artikkel

### **Helautomatisk boreoperasjon like rundt hjørne for oljebransjen**

**Norsk bedrift er i førerretet til bransjens ønske om en helautomatisk boreoperasjon. Bedriftens helautomatiske målesystem av borevæske har potensialet til å redusere borekostnadene med milliarder av kroner.**

Oljebransjen er i ferd med å automatisere hele boreoperasjonen på norsk sokkel. Den norske bedriften Intelligent Mud Solutions har utviklet et produkt som automatisk gjør alle borevæskemålinger i sanntid. Produktet har fått navnet RheoSense og er verdensledende innen denne teknologien.



#### **Stor suksess**

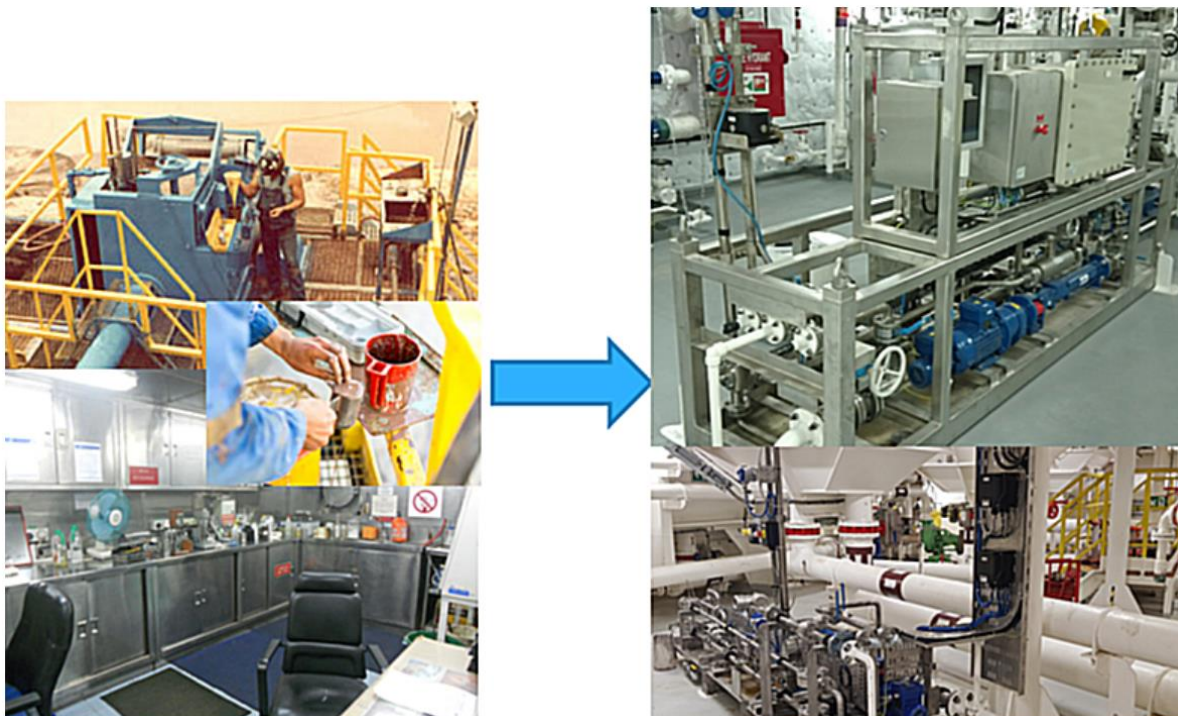
En av de største testene systemet er blitt satt til var boring ved Vikinggruppens sandsteinområde utenfor Trøndelag. På boreriggen ble det oppdaget et betydelig trykktap nede i borehullet, men takket være RheoSense-enheten ble dette problemet raskt forhindret.

#### **Enorme kostnadsbesparelser**

RheoSense ble også brukt under en utfordrende boreoperasjon i Barentshavet. Målingene forhindrede tap av to brønnseksjoner hvor Equinor estimerte en besparelse på 100 millioner kroner da de unngikk å måtte bore disse seksjonene på nytt.

## Fjerner behov for laboratoriet på riggen

Målet til Intelligent Mud Solutions er å eliminere behov for laboratorietester på riggen under boring. Tradisjonelt har borevæske blitt målt av en borevæskeingeniør 2-4 ganger daglig. Testene undersøkes manuelt på lab, noe som er tidkrevende og lite effektivt. RheoSense enheten måler allerede de viktigste egenskapene til borevæsken hvert 3 sekund. Målingene blir sendt til boreingeniøren og IMS sitt eget eksterne betjeningscenter i sanntid for total overvåkning av boreprosessen.



## Kontinuerlig videreutvikling

Bedriften driver kontinuerlig med forskning og utvikling av sitt eksisterende produkt og det antas at helautomatisering ikke er langt inne i fremtiden. I et intervju kunne bedriften vise til de tre neste måleparameterne som var like rundt hjørne. De vet klart at de har det beste produktet på markedet og ser fram mot konkurranse innen teknologiutviklingen fra de andre bedriftene i bransjen.