



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

BACHELOROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: GEOBAC	Vårsemesteret, 20..... Åpen / Konfidensiell
Forfatter: Ida Flatebø (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Kjell Kåre Fjelde Veileder(e): Roar Egil Flatebø	
Tittel på bacheloroppgaven: Hvordan bestemme settedyp for fôringsrør. Engelsk tittel: How to determine casing depths.	
Studiepoeng: 20	
Emneord: Fôringsrør .	Sidetall: ...52..... + vedlegg/annet: 15-05.2022 Stavanger, dato/år

[*tom side*]

FORORD

I forbindelse med bachelor-oppgaven min har jeg valgt å skrive om hvordan en velger settedyp til de ulike fôringsrørene. Oppgaven er veiledet av Roar Flatebø og Kjell Kåre Fjelde. Det er Roar som har laget selve oppbygningen av oppgaven. Oppgaven har gitt meg en godt strukturert læringskurve av kvalitet når det gjelder å avgrense innholdet til nyttig kunnskap. Kjell har rettet og kommentert oppgaven i forkant, gitt mange gode tilbakemeldinger, og hjulpet til å dekke hull i forståelsen. Den nye innsikten har økt interessen for faget, og jeg ønsker å rette en særlig takk til begge som har bidratt med god veiledning og kompetanse.

Tusen takk!

Oppgaven har vært svært lærerik og interessant, der jeg har fått bruk for mye av den kunnskapen jeg har tilegnet meg gjennom de tidligere årene som student på universitetet i Stavanger, som jeg også vil takke i denne forbindelsen.

ABSTRAKT

Oppgaven tar for seg metoder som befattes med valg av settedyp og tilhørende formasjonsvalg til de ulike fôringsrørene. Man ønsker å skape et så riktig bilde av de planlagte bore-seksjonene som overhodet mulig. Det finnes ulike metoder som sammenstiller ulike borehullsparemetere, og brukes til å predikere poretrykksøkninger. Disse er omtalt hver for seg, der det er forsøkt å avgrense innholdet til relevans i forhold til fôringsrørene. Siden det er poretrykksøkninger som i hovedsak angir når det skal settes fôringsrør, er det å detektere poretrykksøkninger et hovedfokus ved valg av settedyp. Det er fokusert på det geologiske aspektet av datasamlingen som kan brukes til å predikere poretrykksøkninger. I tillegg inkluderes også beskrivelser av noen sikkerhetskrav og definisjoner som stilles fra myndighetene. Det beskrives hva som menes med brønn integritet, formasjons integritet og krav til tester som skal utføres i denne forbindelsen, samt metoder som avdekker mulige risiko soner.

Oppgaven omtaler først alle metoder teoretisk, og til slutt anvendes noen vanlige metoder til å bestemme endelige settedyp i en brønn. I eksempelet, blir det benyttet data hentet fra Oljedirektoratets Faktasider. Data fra Vallhall feltet er hentet ut, og lagt til grunn for å beregne settedyp og tilhørende formasjon i brønn nummer 2/8-11. Det er laget et PPFG-plott til brønnen, som jeg har fått tillatelse til å bruke. Det rettes derfor en takk til AkerBP, som har bidratt med materiale som har gjort oppgaveeksempelet realistisk og spennende og jobbe med. Brønnen som ble boret i 1976, er en undersøkelses brønn, på Vallhall feltet.

Etter at den grafiske metoden ble benyttet til å bestemme settedyp, ble loggene benyttet til å vurdere riktig formasjon for hvor fôringsrørskoene endelig skal settes. Det ble brukt resistivitetslogger og gamma-ray til å indentifisere den tette skiferen som skal hindre lekkasje på utsiden av fôringsrøret.

INNHOLDSFORTEGNELSE

Forord	3
Abstrakt	4
Figur liste	7
Tabell liste:.....	7
Definisjoner	8
Forkortelser og Oversettelser	10
Introduksjon	11
1 Hvorfor setter vi fôringsrør?	13
1.1 Generelt om hvorfor vi setter fôringsrør:	13
1.2 Konduktors	13
1.3 Overflatefôring	14
1.4 Mellomfôring.....	14
1.5 Produksjonsfôring	14
1.6 Fôringsrør som barriereelementer	16
2 Hvordan velger vi settedyp og formasjon?	17
2.1 Hvordan bestemme settedyp?	17
2.2 Hvordan foreta formasjonsvalg?	18
2.3 Datasamling/ kvalitet på data.....	18
2.4 Produksjonsbrønner.....	19
2.5 Undersøkelsesbrønner	20
3. Teori	20
3.1 Poretrykk, overlagingstrykk og oppsprekkingstrykk	20
3.2 Stratigrafi.....	21
3.3 Litologi.....	23
4. Innhenting av brønndata	25
4.1 Borehullslogging	25
5. Borehulls parametere	29
5.1 Vrimoment på borekronen	29
5.2 Fyll	29
5.3 Skifertettheten	29
5.4 Skiferfaktor.....	29
5.5 Klorinnhold	30
5.6 Temperaturen.....	30

5.7 Væskestrøm.....	30
5.8 Slamtankvolum	30
5.9 Slamtetthet.....	30
5.10 Borehastighet	31
5.11 D-eksponenten'	31
6. Metodikk	32
6.1 Datainnsamling og kvalitetsbeskrivelse.....	32
6.2 PPFG.....	33
6.3 Logger.....	39
6.4 Borehulls parametere.....	39
7. Eksempel med data fra Vallhall, brønn nummer	40
7.1 Introduksjon:	40
7.2 BRØNNDATA: Vallhall, BRØNN NR. 2/8-11	41
7.3 Settedyp valgt fra PPFG.plott.....	45
7.4 Formasjonsvalg/ settedyp fra logger	46
7.5 Resultat	47
8. Sammendrag og konklusjon	48
8.1 Konklusjon.....	48
Referanser	49
Linker/kryssreferanser:	49

Figur liste

FIGUR 0-1 PPF-G-PLOTT, KNYTTET SAMMEN MED ANNEN BRØNNDATA I BRØNN	11
FIGUR 1-1 ILLUSTRASJON- FØRINGSSTRENGEN SOM BESTÅR AV SAMMENKOPLEDE FORINGSRØR.....	15
FIGUR 1-2 SEKUNDÆRE OG PRIMÆRE BRØNNBARRIEREELEMENTER I EN PRODUKSJONSBRØNN	16
FIGUR 3-1 INTERNASJONAL STRATIGRAFI	22
FIGUR 3-2 LITROSTRATIGRAFISK KORRELASJONSPROFIL.....	23
FIGUR 3-3 LITOLOGI SYNBOLER.....	24
FIGUR 4-1 OVERTRYKKSINDIKASJON FRA KONDUKTIVITETS-LOGG	26
FIGUR 4-2 SAMMENFALLENDE SKIFER-UTSLAG FRA GR LOGG -OG RESISTIVITETSLOGGER.	27
FIGUR 4-3 BULK-TETTHETSLOGG, TETTHETS-GRADIENT FOR SKIFER-KOMPAKTERING, M/DYBDEN	28
FIGUR 6.1 FREMGANGSMÅTEN FOR VALG AV SETTEDYP FRA ET PPF-G-PLOTT	34
FIGUR 6-2 DYBDE FRA BOREDEKK TIL HAVOVERFLATEN SOM OGSÅ TILSVARER LENGDEN PÅ STIGERØRET	36
FIGUR 6-3 ILLUSTRASJON TRYKKFORPLANTNING I FORMASJONEN VED ULIKE TRYKK-TESTER	38
FIGUR 7-1 BRØNNBESKRIVELSE, VALLHALL BRØNN NR. 2/8-11.....	41
FIGUR 7-2 STRATIGRAFISKE NAVN PÅ FORMASJONER SOM INNGÅR I BRØNNBANEN, FRA BRØNN 2/8-11»	42
FIGUR 7-3 TEKST MED LITOLOGI BESKRIVELSER AV DE ULIKE GJENNOMBORDE SEKSJONENE.....	43
FIGUR 7-4 LOGGEFORMAT/ SKALA	44
FIGUR 7-5 PPF-G-PLOTT SOM BENYTTES TIL GRAFISK-LØSNING AV SETTEDYP	45
FIGUR 7-6 LOGG: FORMASJONSVALG ER SKIFER-LAG VED 377	46
FIGUR 7-7 LOGG: SKIFER-FORMASJON VED 1248 OG MØTENDE OVERTRYKKSONE.....	47
FIGUR 7-8 LOGG: SKIFER-LAGENE VED 2459 M	47

Tabell liste:

TABELL 1.1 FUNKSJONER, DIMENSJONER OG SETTEDYP TIL DE ULIKE FORINGSRØRENE	15
TABELL 7.2 «SETTEDYP» - RESULTATER FRA PPF-G-PLOTT	46
TABELL 7.3: ENDELIG RESULTAT: FØRINGSRØRENE SETTDYP	47

,.....

DEFINISJONER

Definisjoner direkte sitert fra- NORSOK-D-010- ((nummerering definisjon) fra kilde):

- (12) **3.67 well barrier envelope**
«*set of well barrier elements encapsulating and preventing flow from a source*»
- (13) **3.68 well barrier element**
WBE
«*physical element which does not prevent flow but in combination with other WBEs forms a well barrier envelope*»
- (14) **3.51 secondary well barrier**
«*well barrier envelope that prevents undesired flow from a source of inflow/reservoir if the primary well barrier fails*»
- (15) **3.74 well integrity**
«*application of technical, operational and organizational solutions to reduce risk of uncontrolled release of formation fluids and well fluids throughout the life cycle of a well*»,
- (16) **3.29 leak test**
«*test by applying a differential pressure on a well barrier envelope or a well barrier element to detect and measure a possible leak across it*»
- (17) **3.46 riser margin**
«*additional fluid density required to compensate for the difference between the hydrostatic pressure generated by the mud column in the riser to the mud column in the mud line and the hydrostatic pressure generated by the seawater column to the mud line in the event of an accidental loss of the riser fluid column*»
- (18) **3.52 section design pressure**
«*maximum absolute pressure expected in the well at surface/wellhead whilst drilling a hole section*»
- (19) **3.53 shallow hazard**
«*In-situ hydrates, moveable gas, movable water in formations above the pore pressure build-up interval*»
- (20) **3.28 kick tolerance**
«*maximum influx volume that can be circulated out of well without breaking down the weakest zone in the well*»
- (21) **3.18 formation integrity pressure**
«*Pressure representing (FBP) strength of the formation*»
- (22) **3.19 formation integrity**
«*1. range between fracture breakdown pressure and fracture closure pressure
2. fracture closure pressure*»
- (23) **3.21 pressure integrity test**
PIT

«predefined well test to verify the annulus and formation pressure integrity, without reaching the formation fracturing pressure»

(24) 3.22 fracture closure pressure
FCP

«pressure at which the fracture closes after the formation has been broken down»

(25) 3.30 managed pressure drilling
MPD

«drilling method that allows for adjusting and controlling the down hole annulus pressure profile throughout the wellbore during drilling operations by means of applying a surface back pressure . »

(26) 3.57 Surface back pressure

«type MPD (3.30) method for controlling the down hole annulus pressure profile by adding and adjusting back pressure at surface, in a closed loop system . »

(27) 3.66 under balanced drilling
UBD

«drilling activity employing equipment and controls where the pressure exerted in the wellbore is intentionally less than the pore pressure in any part of the exposed formations »

(28) 3.9 controlled mud level
CML

« MPD (3.30) method controlling the down hole annulus pressure profile by adjusting the riser level »

Kilde: (publikasjon NORSOK- Standards 01.11.2021)

FORKORTELSER OG OVERSETTELSER

(blir brukt i eksempelet presentert i kapittel 7.)

Forkortelser:

BHC = bore hole compensated sonic log

CBL = cement bond log

ISF = induction combination tool log

CNL = compensated neutron log

DLL = dual laterolog (simultaneous)

MSFL = micro spherically focused log

CDMap = dipmeter arrow plot

SRS = seismic reference service

Oversettelser:

borehulls kompensert sonisk log

cement band log

kombinert induksjons log

kompensert nøytrons log

dobbel laterolog

mikro sfærisk fokusert log

dipmeter pilplot

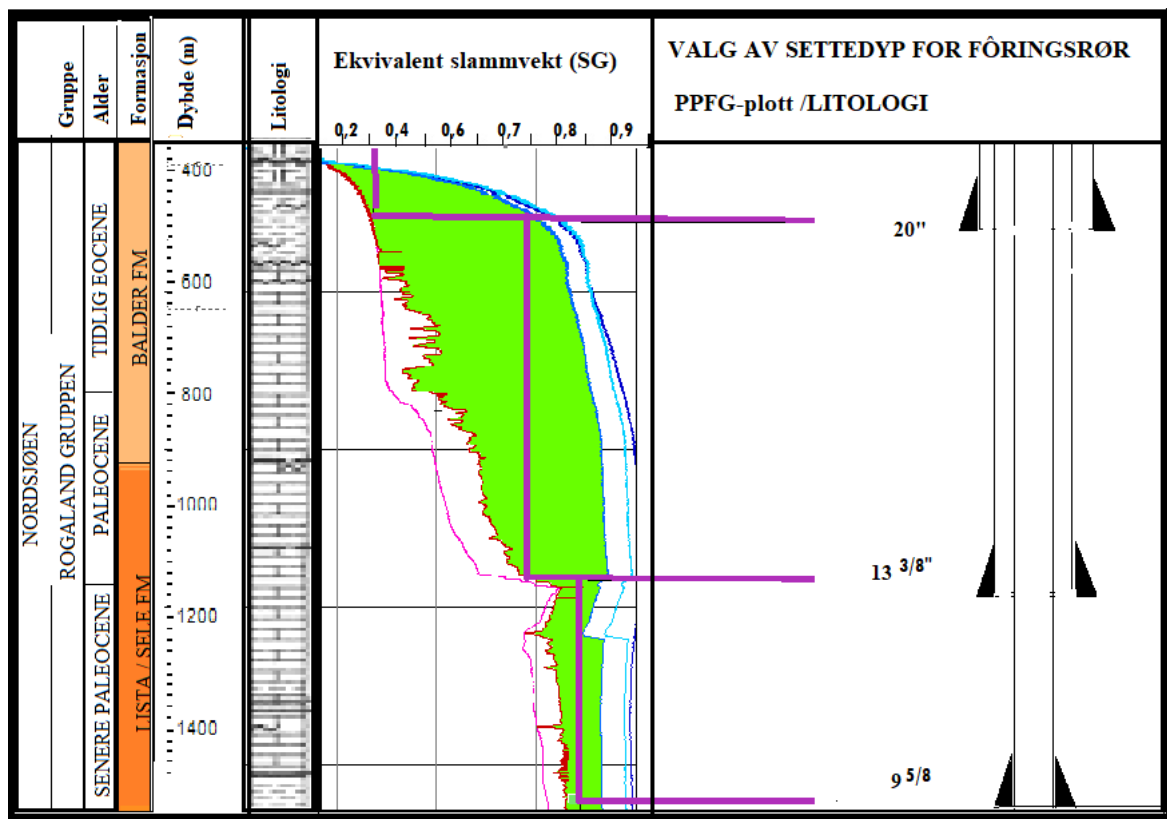
seismisk referanse service

INTRODUKSJON

I oppgaven skal det besvares hvorfor vi setter fôringsrør samt å besvare hvordan en velger settedyp og tilhørende formasjonsvalg til de ulike rørene. Det følger derfor beskrivelser av ulike parametere og metoder som brukes for å angi disse, samt forklaringer som knytter sammenhengende data opp mot hverandre og gir nyttig informasjon om brønnforhold. Det gis beskrivelser av relevante borehullparametere som brukes i forbindelse med deteksjon av økende poretrykk.

Data som kan knyttes til denne prosessen er fra borehullslugger, slamlogging og kunnskap basert på erfaringer. Det finnes ulike metoder/verktøy som både digitalt eller manuelt sammenstiller de ulike parametere.

Opgaven beskriver noen geologiske verktøy som er utviklet for å kunne angi eksakte dybder til de ulike lagdelingene i brønnbanen. Det beskrives hvordan geologiske verktøy gjør det mulig å forutsi hvilke formasjoner som bores, og hvordan man kan redusere usikkerheten i slike data ved å utnytte brønndata fra nærliggende brønner. Når fôringsrørene skal settes må en kjenne brønnbanens litologi og kunne tilknytte annen brønndata til de tilhørende eksakte dybder knyttet til formasjonene. Se figur 0-1 som viser hvordan en knytter PPFG-plott sammen med annen brønndata.



Figur 0-1 «viser eksempel av PPFG-plott knyttet sammen med annen brønndata i brønn, disse dataene er vanlige å bruke når en skal bestemme settedyp for fôringsrør». (Figuren er klippet sammen fra data på OD og fra PPFG-plott, senere brukt i oppgaven og er kun laget for å illustrere) [1] [2].

Opgaven har som hensikt å gi en oversikt over geologiske metoder og hvordan geologisk informasjon brukes til å bestemme endelig settedyp for fôringsrørene. Spesielt viktig er det å predikere pore og

faktureringstrykk samt identifisere tette formasjoner der fôringsrørskoen kan settes. Det blir forklart hvordan fôringsrørene planlegges i henhold til dette. Det følger også forklaringer på hva som er riktig formasjonsvalg og de kriteriene som stilles til formasjonens egenskaper, der den skal fungere som en isolerende barriere sammen med det innsatte fôringsrør, og hvordan dette må testes for å sjekke at krav til at formasjonens integritet er oppfylt.

Hensikten med oppgaven er også å belyse hvor viktig kunnskap om petroleums geologi er for designet av brønner. Det gis derfor forklaringer i oppgaven på hvordan kunnskapen om sedimentologi og andre geologiske tolkninger av brønndata kan være med å bidra til en optimalisering av fôringsrørdesignet. Denne oppgaven er forsøkt avgrenset til de vanligste metodene som brukes.

Til slutt er det laget et oppgaveeksempel der noen av metodene som beskrives blir utprøvd. Oppgaven illustrerer hvordan en kan gi geologiske tolkninger av borehullslogger for å detektere økende poretrykk, og hvordan borehullslogger kan kombineres for å finne egnet skifer der fôringsrørskoen kan stå.

Det følger også noen beskrivelser av tiltak som gjøres for å sikre brønnens integritet. Samtidig gis noen beskrivelser av myndighetenes krav/ og hvordan formasjons integritet og brønn integritet blir definert, da med særlig tanke på plasseringen av fôringsrørene. Det følger beskrivelser av hvordan/ hvorfor ulike trykktester utføres etter at fôringsrørene er satt. Noen av de geologiske vurderingene som inngår i oppgaven er å avgjøre bergartenes permeable egenskaper fra ut ifra borehullslogger. For å plassere fôringsrørene i tette skifer formasjoner må en kunne gjøre geologiske vurderinger underveis, som innebærer at man må ha forkunnskap om sedimentologi for å kunne gi nye vurderinger av det som både kommer frem under boring. Det satt søkelys på geologiske metoder/sammenhenger og erfaringer som kan brukes til å vurdere kappebergartens forseglende evne. Formasjonsbeskrivelser fra geologi der kunnskap om skifer-kompaktering under diagenesen, deformasjoner/forkastninger, forhold som fører til økende grad av sementering, vil være viktig bakgrunns kunnskap når man skal tolke logger. Erfaring kan brukes til å studere trender i logger, for så å kunne definere kappebergartens egenskaper. Det er viktig å avgjøre duktile egenskaper så vell som tetthet.

Dette kan også være interessant med tanke på hydraulisk fakturering eller for studier i forbindelse med CO_2 lagring, der også kappebergartens forseglende egenskaper er fokus under evaluering av formasjonene.

1 HVORFOR SETTER VI FÔRINGSRØR?

1.1 Generelt om hvorfor vi setter fôringsrør:

«Målet med boring etter olje og gass er å bore seg ned til den hydrokarbonførende formasjonen, for så å installere et rør som kan føre hydrokarbonene til overflaten» [3]. Veien ned til reservoaret kan være lang og brønnen må bores i flere seksjoner for å sikre brønnstabilitet underveis, se illustrasjon figur 1.1. Fôringsrørene skal isolere brønnbanen samtidig som brønnen må konstrueres for den totale levetiden av brønnen. Med hver planlagt seksjon følger det tilhørende fôringsrør. Fôringsrørene av ulike dimensjonering, se tabell 1.1- (fôringsrørenes dimensjoner samt den tilhørende dybden til den planlagte seksjonen). Som en følge av fôringsrørene følger dermed også dimensjonen på borkronen, noe som blir bedre forklart senere i oppgaven.

Fôringsrør har ulike hovedoppgaver som varierer i de ulike seksjonene, men alle har som hensikt å isolere hullveggene samt bidra til å opprettholde brønnintegritet (15). Det følger også krav til et isolerende barriere element(13), da de skal hindre reservoar fluider fra å slippe ut i miljøet eller å utgjøre andre farer for personell og operative funksjoner. Generelle sikkerhetskrav i forhold til fôringsrørenes funksjon. For å hindre lekkasjer har en både primære og sekundære barrierer. En barriere består av en konvolutt med brønnbarriere elementene(12). Både fôringsrør og formasjon vil kunne inngå som barriere elementer.

Alle definisjoner/dimensjoner av fôringsrørene er hentet fra [3].

Hovedårsakene til at vi setter fôringsrør:

- hindre formasjoner av ulikt trykk og formasjonsstyrke fra å kommunisere [3]
- isolere brønn-veggene, slik at en hindrer utvasking og innras [3]

Dette er primært hvorfor vi setter fôringsrør, men de har også andre funksjoner som bør nevnes:

- fundament for annet utstyr [3]
- fôringsrørene bidrar også til å redusere friksjon som gir mindre slitasje på boreutstyret og bedre [3]

Sammen utgjør fôringsrørene den totale fôringsstrengen som er illustrert i figur.1.1 og de ulike dimensjonene er gitt sammen med tilhørende settedyp samt en funksjonsbeskrivelse i tabell 1.1.

1.2 Konduktors

Vanlig størrelse for konduktor eller lederør som det også kalles, er 30 eller 36 tommer i den utvendige diameteren [3]. Normalt settedyp er 50- 80 meter. Konduktorrøret/lederøret er det første røret som settes i brønnen og har følgende oppgaver [3]:

- isolere de øverste løse lagene fra å rase inn i brønnen [3]
- hindre utvasking [3]

1.3 Overflatefôring

Vanligste utvendige diameter for overflatefôringen er 20 tommer, men 24, 22 og 18 5/8 tommers rør er også rør anvendt i Nordsjøen [3].

Vanlig settedyp for denne er mellom 300-800 meter [3].

Siden videre boring vil forgå gjennom foringsrøret så må diameteren på ny borekrone reduseres, og det påfølgende fôringsrøret vil ha mindre diameter [3].

Overflateforingen/ toppforingen har følgende oppgaver [3]:

- isolere brønnen til det dyp beregnet for installasjon av sikkerhetsventil og være fundament for denne [3]
- opprettholde formasjonsstyrke beregnet for å tåle formasjonstrykket ned til neste foringsrør
- isolere de øvre seksjonene fra møtende overtrykk [3]
- hindre korrosjon i lederøret [3]

1.4 Mellomfôring

Her kan man benytte ett eller flere rør. Det er altså her det er rom for improviserte løsninger. Flere mellomfôringsrør kan være nødvendige som en konsekvens av eventuelle bore-tekniske utfordringer som kan oppstå underveis. Dette er fordi at borehulls retningen kan komme til å forandres her i det en borer seg nærmere reservoaret, og det kan derfor være nødvendig å redusere diameteren på borekronen. Dette blir også ytterligere beskrevet når en forklarer dimensjoneringene av produksjonsfôringen i henhold til produksjonsrøret som følger senere i oppgaven. Variasjonen en ofte ser er, 20 tommer overflateforing med tilhørende 16 tommers mellomfôring. Der et mellomfôringsrør brukes, er størrelsen 13^{3/8} tommer [3]. Fôringsrør(ene) må tilpasses etter diameteren til produksjonsrøret slik at ikke produksjonsraten påvirkes negativt.

Mellomfôringen har følgende oppgaver [3]:

- isolere de svake formasjonene mot forhøyet formasjonstrykk lenger nede å sørge for at de tåler økt slamvekt uten å sprekke [3]
- gjøre det mulig å kontrollere eller eventuelt stenge brønnen [3]
- hindre utblåsning [3]
- beskytte brønnen mot utvasking og innras [3]

Om det benyttes flere fôringsrør i denne prosessen vil det direkte påvirke produksjonsraten negativt, som krever en viss størrelse for å kunne drive et lønnsomt nivå [3].

1.5 Produksjonsfôring

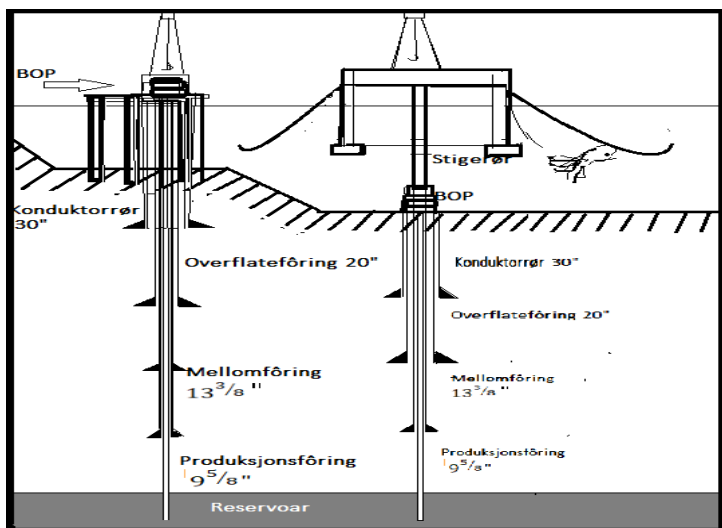
Ytre diameter på dette røret er 9^{5/8}" tommer [3].

Tubingen/ produksjons-røret settes inn i dette foringsrøret som navnet på foringen også tilsier.

Produksjonsfôringen har følgende oppgaver [3]:

- isolere og sørge for en tett fôring mellom reservoaret og plattformen
- sørge for kontroll av brønnen i perioder der primært utstyr restaureres
- hindre korrosjon og slitasje på produksjonsutstyret

Siden dette røret er i direkte kontakt med forseglingen til reservoaret, vil det stilles høyere krav til sikkerheten og rørets funksjon som isolerende barriere element, (NORSOK D-010). Dimensjonen og tilhørende settedyp på føringsrøret må ta hensyn til at det skal isolere utsiden der tubingen/produksjonsrøret settes inn siden tubingen/produksjonsrøret er dimensjonert for å gi en lønnsom produksjonsrate, slik at dimensjonen derfor varierer lite innenfor de standardiserte rørdimensjonene som finnes. Produksjonsfôringen er derfor nøye konstruert slik at det følger de dimensjonene som hører til for tubingen/produksjonsrøret og de tekniske konstruksjonene av sikkerhetsventiler og utstyr som inngår [3].



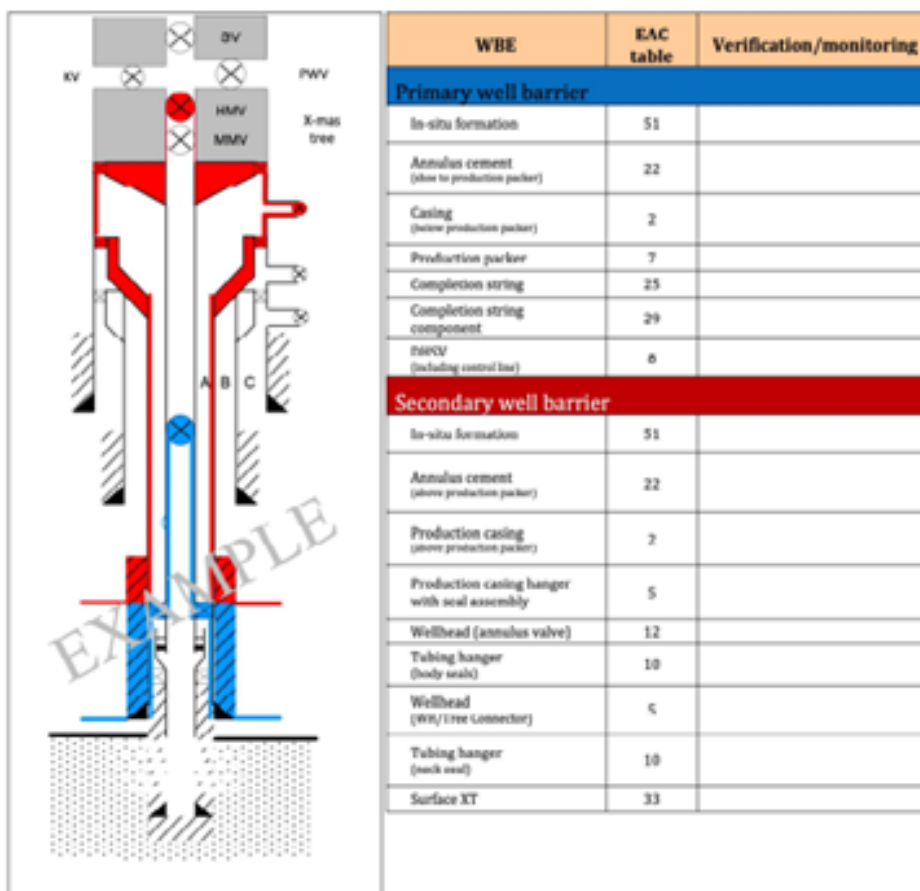
Figur 1-1 «viser føringsstrengen som består av sammenkoblede føringsrør, på både fast og flytende plattform». Illustrasjonen er forsøkt etterlignet av en annen utgivelse, se (s. 17) [4].

Tabell 1.1 Funksjoner og settedyp til de ulike føringsrørene, [3]:

Type	Dimensjon	Settedyp	Funksjon
Konduktor	30 "	50- 80 m	Isolere brønnbane Hindre innras
Overflatefôring	20 "	300-1200 m	Styrke svake formasjoner, forbedre sirkulasjonen, fungere som fundament for annet utstyr
Mellomfôring	13 ³ / ₈ "	Varierer etter brønnforhold og avstanden til reservoaret	Hindre innras og kollaps av brønnbane, beskytte mot utblåsning, beskytte annet boreutstyr
Produksjonsfôring	9 ⁵ / ₈ "	Like over reservoaret	Isolere hullet, sørge for brønnkontroll dersom produksjonsrøret svikter

1.6 Fôringsrør som barriereelementer

Både fôringsrør, sement bak fôringsrør og formasjon på utsiden av sement inngår som barriere elementer i enten den primære eller sekundære brønnbarrieren. En brønnbarriere består av en konvolutt av brønnbarriereelementer som skal holde kontroll på trykk og hindre lekkasjer oppover. Hvis den primære barrieren ryker så skal den sekundære barrieren ta over. Under boring så vil fôringsrør, sement samt formasjon rundt skoen inngå som elementer i den sekundære brønnbarrieren da slamtetteten er den primære barrieren, men i produksjonssituasjon kan det være annerledes. Figuren nedenfor viser at den nedre produksjonsfôringen med tilhørende sement og formasjon på utsiden inngår som barriereelementer i primærbarrieren, mens mellomfôringen med tilhørende sement og formasjon på utsiden inngår i sekundærbarrieren. Dette illustrerer hvor viktig det er å finne tette formasjoner der fôringsrørskoen kan settes, slik at barrierene blir opprettholdt og hindrer lekkasje.



provided by Standard Online AS for Aker BP ASA 2021-01-13

Figur 1-2 «viser hva som inngår som sekundære og primære brønnbarriereelementer i en produksjonsbrønn» [5].

2 HVORDAN VELGER VI SETTEDYP OG FORMASJON?

Alle krav til brønnintegritet i NORSOK-D010 må være oppfylt. Disse står beskrevet i [5] og er gjeldende for alle operatører på Norsk sokkel.

2.1 Hvordan bestemme settedyp?

Hvorfor det stilles krav til brønnintegritet(15) er enkelt forklart ved at det å bore i overtrykkssoner som innebærer høy risiko- for liv og helse for personell om bord samt omgivelsene.

Det er hensyn som skal tas som også definerer hvordan en velger settedyp og formasjon til de ulike settedypene. For å forstå hvordan en velger må en derfor først beskrive kriteriene som stilles til valget.

Dette er kort oppsummert:

Føringsrørens hovedoppgave er å isolere og sikre brønnens integritet. Føringsrørskoen må settes i en tett formasjon for å hindre lekkasjer på utsiden av føringen.

Når en opererer med høy risiko som under boring der det er uavklart om hydrokarboner eksisterer er det svært viktig at de planlagte settedypene baserer seg på riktige kalkulasjoner med gode sikkerhetsmarginer.

- Samtidig er det andre faktorer som spiller inn, da i form av økonomiske og funksjonelle kriterier som man ønsker å innfri under etablering av en produserende brønn.

Det helt avgjørende for valget av settedyp og formasjon i boreprogrammet er: det møtende formasjonstrykket for ikke å havne i en situasjon hvor man borer underbalansert(27). For å kunne avgjøre trykk og tilhørende dybde må man kombinere logger med erfaren kunnskap. Hvordan man tolker og kalkulerer det som settes opp i et «porepressure /fracturegradient plot» (PPFG-plot, se eget avsnitt 6.2), som er utarbeidet gjennom en lang prosess, tas ikke med i denne oppgaven. Det forklares derimot nøye hvordan PPFG-plottet brukes til å bestemme settedyp til føringsrørene, og betydningen disse beregningene i denne sammenhengen. Både geologer, geofysikere og ulike spesialiserte ingeniører er en del av det krevende arbeidet som involverer risiko i den grad at usikkerheten skal oppklares nok til å etablere tilstrekkelige data- som deretter kan fremlegges for en boreleder. Boreleder som skal ta avgjørelser under boreoperasjonen skal kunne forsvare de beslutningene som tas. Derfor fremlegges alle beregninger av poretrykk og formasjonsstyrke i «specific gravity» (SG), heller en i enheter for trykk, (psi) som de måles i. Det er fordi at slammvekten oppgis i (SG).

De data som ligger til grunn for å bestemme settedyp er:

- Brønnens totale dybde
- Poretrykk og fakturerings trykk
- Formasjonsbeskrivelser, sediment innhold
- Sannsynligheten for grunne gass lommer (19)
- Dybde ned til forventede produksjons soner
- Tidsbegrensninger

Før en bestemmer settedyp og den beste tilpassede formasjon har man et foringsrørprogram som er ferdig bearbeidet. Alle endringer som inngår i trykkprognosen for brønnen fører derimot til en endring i boreprogrammet og skal tas på alvor i aller høyeste grad. Et foringsrør-program skal angi de tilgjengelige foringsrørskvaliteter og størrelser. Forholdene vil variere bra brønn til brønn og det følger derav at usikkerhetene og dermed metodene, som brukes også vil derfor variere med type brønn.

Økonomi er alltid medvirkende i planleggingen av en brønn. Sikkerheten veier tyngst, men designet kan bli gjenstand for økonomisk optimalisering. Føringsrørene utgjør en vesentlig del av borekostnadene og

består av stål som skal tåle de belastningene de utsettes for. De ulike dimensjonene skal være tilpasset slik at krav til den minste diameteren på det siste planlagte fôringsrør overholdes. Det er helt avgjørende at foringsrørprogrammet følges slik at den totale brønndybden planlagt er tilpasset slik at det når ned til reservoaret. Det kan oppstå komplikasjoner underveis og slike utfordringer skal tas høyde for.

2.2 Hvordan foreta formasjonsvalg?

Fôringsrørene skal settes i konsoliderte (godt sammenpakkede) formasjoner som skifer som er en tett bergarts type, det stilles ulike krav til en formasjons integritet(22) som forklares mer senere i oppgaven. Derfor granskes formasjonen nøye før en avgjør settedyp av de ulike foringsrørene. Kvaliteten på de ulike skifer lagene vil variere med grad av kompaktering og mineralsammensetningen. Man ønsker å anslå dens permeable egenskaper og renhet, siden det er dette som klassifiserer en god kappebergart. En god skifer er elastisk nok til å tåle de formasjonstrykkene som oppstår ved boring med høy slamtetthet. Man vil unngå en skifer som er sprø eller som av andre grunner ikke er tett. I de dypere lagene er kompakteringsgraden høyere og i forhold til grunnere lag kan den ha tapt noe av sin evne til å forsegle. Det er viktig at den bevarer de egenskapene som gjør at den fungerer som en barriere mot formasjonsfluidene og forhindrer dem i å migrere oppover. Om ikke forseglingen er tett, vil en nær en produksjonsone komme til å tape deler av den verdifulle produksjonen, mens i andre deler av brønnen vil man måtte stenge ned i fare for utblåsning dersom det lekkes gass inn i brønnen. Gassen trenger da inn fra området rundt skoen, og det skyldes som regel en feilberegning av formasjonen.

2.3 Datasamling/ kvalitet på data

Der er forskjell mellom produksjonsbrønner og letebrønner. For å forstå metoder som anvendes i bestemmelsen av settedyp. Forskjellen er datainnsamlingen og kvalitets bedømmelser som kan gjøres basert på disse. Metodene henger sammen med hvor høy kvalitet som inngår i datainnsamlingen som for produksjonsbrønner ofte er svært god.

I letebrønner må en benytte andre metoder når en skal bedømme settedyp og formasjon til de ulike foringsrørene.

Produksjonsbrønner og letebrønner må derfor beskrives hver for seg.

-Selv om metodene og datasamlingen er ulik avhengig av brønntype er det de samme kriteriene som legges til grunn for vurderingene i valg av settedyp og formasjon..

Det avgjørende for valg av settedyp og formasjon er det møtende formasjonstrykket. For å kunne avgjøre poretrykksøkninger og angi hvor i brønnen disse økningene kan forventes, må man kombinere logger med annen kjent kunnskap. Erfaring samt andre metoder kan benyttes til å tette de manglende data eller data som er av dårlig kvalitet. Kvaliteten på dataene avhenger både av forholdene som ligger til rette så vel av investeringer gjort i området.

Etter at boringen er påbegynt innhenter en viktige data fra logging mens en borer og fra det som kalles slam logging. Fra denne typen logger kan man bekrefte eller avkrefte det som tidligere er basert på tolkninger av de aktuelle dataene.

Ved å logge rotasjonshastigheten kan man til eksempel gi en beskrivelse av hvilke formasjoner man borer i det aktuelle tidsrom, (borehullsparemetere forklares hver for seg i kapittel 5).

Borehullsparametere, benyttes i ulike metoder som er utviklet for å avgjøre når en borer gjennom en transisjonssone. Disse er blitt til nyttige verktøy i bestemmelser av poretrykk basert på kunnskap om de ulike formasjonsegenskapenes karakteristikk.

Slam logging gir for eksempel informasjon om både svellende leire, saltinnhold og årsaker som gir tapt sirkulasjon samt gassinhold i de møtende formasjonene. Denne informasjonen kan være til stor hjelp for å tolke både poretrykk og fraktureringstrykk, [5].

En god datasamling er avgjørende i bestemmelsen av settedyp. For å kunne bedømme formasjonene og de kvalitetene som definerer en god skifer trenger man data.

Data for en produksjonsbrønn er som regel svært gode, mens i en undersøkelsesbrønn er det ofte dårlige eller lite tilgjengelig.

I letebrønner vil det på grunn av den manglende datasamlingen ofte medføre mer arbeid underveis. I forhold til produksjonsbrønner vil letebrønner kreve mer sammensatte metoder underveis i etableringen av de nødvendige parametrene som inngår i mer sammensatte metoder som kan bestemme formasjon og avgjøre settedyp. Det innebærer at en borer med en usikkerhet som gjør at det ofte oppstår komplikasjoner i henhold til å håndtere risiko og ta ansvarlige beslutninger i henhold til de sikkerhetskrav som stilles. Når det kan korreleres med offset-brønner i nærheten, vil sikkerheten i borehullsparametrene kunne tilknyttes en høyere grad av sikkerhet. Det er derfor ulike krav stilles til produksjonsbrønner og letebrønner. Data til å dokumentere brønnforholdene oppnås ved å utføre formasjonstrykk tester, som beskrives senere i oppgaven, (se kapittel 6).

2.4 Produksjonsbrønner

Bestemmelsen av settedyp i produksjonsbrønner er forholdsvis enkelt fordi tilgangen på data er god. I produksjonsbrønner er formasjonene så å si kjente, selv om det kan forekomme avvik i form av forkastninger og andre deformasjoner som gjør arbeidet med å bygge en korrelasjonsprofil mer komplisert.

For å konstruere en korrelasjonsprofil bruker en data fra nærliggende brønner som sammenlignes for å gjøre en stratigrafisk analyse. En god korrelasjonsprofil kan forutsi hvilke dyp de møtende formasjonene befinner seg i til enhver tid, selv om det forekommer forkastninger eller deformasjoner.

En god geologisk tolkning av sediment lagene vil kunne avgjøre hvilket dyp de ulike lagene befinner seg i med svært god nøyaktighet. Til dette benyttes stratigrafi og litologi kart som er fundamentet i sedimentologi sammen med nåtidslogger. Korrelasjoner mellom nærliggende brønner kan benyttes til å skape et bilde av hvordan de ulike sedimentære lagdelingene hører sammen ved ulike dyp. Korrelasjonsprofiler kan brukes både for produksjonsbrønner og letebrønner til å bestemme dyp og formasjon.

Det mest vanlige er å bestemme settedyp grafisk. Til dette bruker man PPFG-plot hvor man velger settedyp i henhold til poretrykk og fraktureringstrykk beregnet for den aktuelle brønnen. Deretter må det benyttes borehullslogger til å finne tette skifer formasjoner som fôringsrørskoene kan settes i. Mer om dette i kapittel 4, som beskriver borehullslogger som er vanlige i sammenheng med å bestemme settedyp til fôringsrørene.

2.5 Undersøkelsesbrønner

I letebrønner kan kvaliteten på datasamlingen være svært dårlig eller totalt manglende. Siden området er ukjent byr dette på mye usikkerhet som innebærer høy risiko. Derfor skal det utføres trykktester i henhold til forskriftene.

I letebrønner stilles det særlig krav til at det skal utføres formasjons integritets tester (FIT), eller «leak-off-tester» (LOT)(16) under skoen på hvert føringsrør som kontroll av at formasjonsstyrken man har beregnet er riktig.

Når man derimot har dannet seg et bilde av formasjonstrykk og formasjonsstyrkegradientene for det aktuelle området er det de samme prosedyrene som i produksjonsbrønner. Når et område er ukjent, i motsetning til når det bores en produksjonsbrønn, er det usikkerheten som gjør at det stilles krav til formasjonstester, der brønn integritet og formasjons integritet skal kunne dokumenteres. Det er også vanlig å foreta slike tester i produksjonsbrønner.

Nærmere beskrivelse av det som kalles «Leak-off-tester», der det sjekkes mot lekkasje mellom føringsrørskoen og formasjonen, følger senere i oppgaven (se kapittel 6, under avsnitt 6.2 og figur 6-3, hvor det både illustreres og forklares hva som menes med en «leak-off-test»).

3. TEORI

3.1 Poretrykk, overlagingstrykk og oppsprekkingstrykk

Poretrykk, overlagingstrykk og oppsprekkingstrykk(21) (de parametere som inngår i et PPFG plot) er parametere som er helt avgjørende i gass og olje produksjon. Man må både forstå og ha kontroll over poretrykket, som både bestemmer settedyp og styrken på føringsrørene. Det møtende poretrykket avgjør hvilken slamtetthet en må bruke for å unngå underbalanse(27), som betyr at slamvekten er tung nok til å hindre formasjonsfluider fra den møtende formasjonen i å blåse inn i brønnen. Mer om dette følger i beskrivelsen av metodikken som anvendes i deteksjon av overtrykk. Når en må øke slamtettheten øker dermed brønntrykket (funnet: $p = \rho * g * h$) og derfor må man samtidig undersøke om det forhøyede brønntrykket utgjør en fare for å overgå oppsprekkingstrykket i den aktuelle formasjonen. Dersom det er tilfelle, må en sette det første føringsrøret. Andre faktorer som er avgjørende når føringsrøret settes er faren for innras i brønnen som kan føre til kollaps.

Før man kan foreta beregninger av poretrykk og formasjonsstyrke må en geologisk tolkning av de seismiske/ og andre logge data, som ligger til grunn for selve boreoperasjonen, sammenstilles med borehulls loggene. Datasamlingen må inneholde en god beskrivelse av den usikkerheten som fremstår for så å brukes så til å utarbeide en trykkprognose og en geologisk prognose, som danner selve grunnlaget for boreprogrammet.

Siden slamvekten er den parameteren som endres for å kontrollere poretrykket, vil den måles og testes. Slammet kontrolleres kontinuerlig av en egen enhet, slamloggeenheten. Alle avvik tas på alvor og fører til endringer i boreprogrammet.

For å kunne predikere hvor en kan forvente et forhøyet poretrykk og benytte metoder som inngår i dette arbeidet, må en ha kompetanse om de sedimentære lagenes begravelsesprosess med dybden. Ordet

diagenese brukes i geologi til å beskrive denne prosessen, hvordan løse sedimenter i et basseng gjennomgår en begravelsesprosess som fører til konsolidering. For å kunne avdekke annen informasjon som kan påvirke hvordan en fremstiller et så riktig bilde som mulig av formasjonene under oss kreves det en utdanning i sedimentologi og geofysikk på et avansert nivå. Alle dataene sammenstilles sammen med bakgrunnsdataene fra en seismisk undersøkelse. De seismiske bakgrunnsdataene logges før de utarbeides til et anvendelig format av en geofysiker. Et seismikkbilde tolkes deretter av en geolog. Geologene og geofysikerne setter dataene sammen med relevante stratigrafianalyser for området og annen logge data tilgjengelig. En slik analyse blir gjort før det blir besluttet å bore i området.

3.2 Stratigrafi

Stratigrafi deler de ulike sedimentære bergartene inn i lag etter opprinnelse. Sedimentær geologi (Sedimentologi) gjør det mulig å klassifisere lagene etter alder ved hjelp av ulike daterings teknikker. En teknikk som er til god hjelp, er å undersøke innholdet av fossiler i bergarten. Dette er en metode som også benyttes under boring for å skape seg et bilde over lagdelingene i formasjonen under seg, og knytte lagene til stratigrafi-alder.

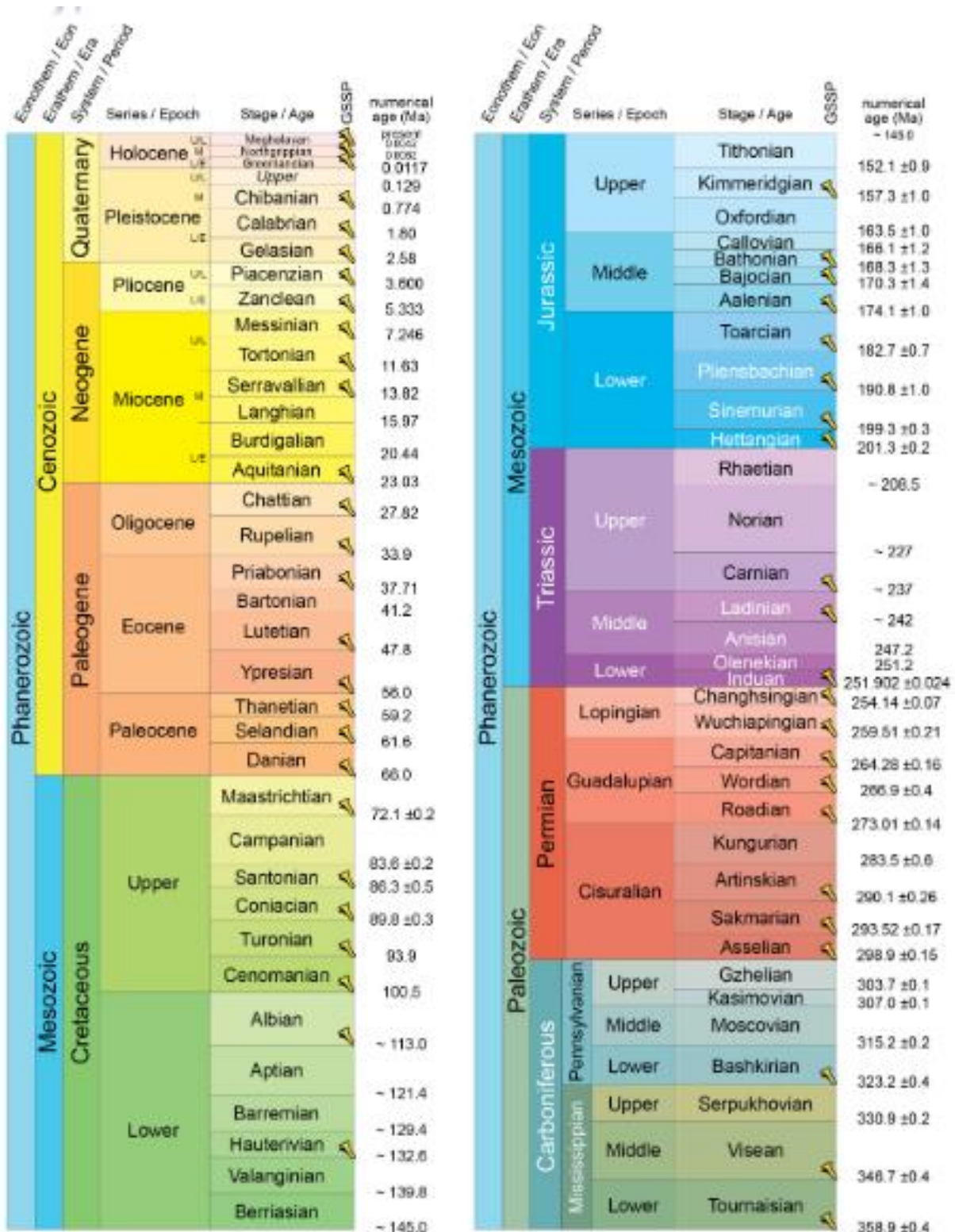
Opptil rundt 1960, hadde geologene kun to ganske ulike verktøy i studiene av stratigrafi. Disse var litologi-stratigrafi og biostratigrafi. Et økt tempo i leteboring og stadig store teknologiske fremskritt, har ført til flere fundamentale endringer i studiene av sedimentær geologi. Nye viktige bidrag er radiometrisk datering, magnetisk reversering og seismisk stratigrafisammenheng, som formelt navngir de ulike stratigrafiske enhetene og detaljert beskriver lokalisering og brønndyp av de ulike lagdelingene, [7].

En god stratigrafi beskrivelse er ofte på plass før en brønn skal bores og brukes i kombinasjon med borehullslogging og litologistratigrafisk analyse til å angi nøyaktig hva den gjennomborede seksjonen består av, samtidig som de gjennomborede seksjonene hele tiden gir grunnlag til å oppdatere stratigrafi data, [7].

Stratigrafi er et verktøy som knytter sammen riktig formasjons alder som er forventet fra formasjons-beskrivelser i området, ved navn og dyp. En slik analyse er med å bidra til oversiktighet under boring og knytter parameterne sammen med tilhørende dybde. Derfor gis det også et svært viktig bidrag når en skal plassere foringsrørene i en tett formasjon og angi det eksakte settedypet.

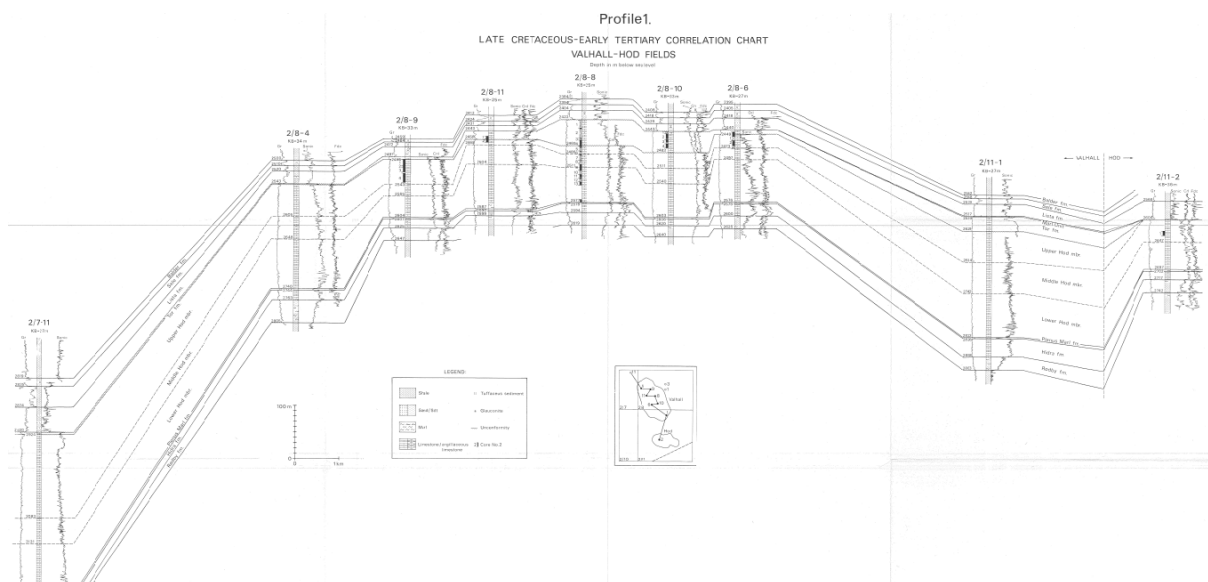
Alle beregninger/loggedata osv. som gir et grunnlag å tilknytte formasjonsdata til eksakte dyp skal også kunne knyttes opp mot riktig stratigrafisk enhet. Oversikten forenkler arbeidet der det skal gis prognoser av fakturerings trykk og poretrykk.

I Figur 3-1 er det avbildet et utklipp fra det internasjonale- stratigrafi som viser inndelingen av de ulike geologiske tidsepokene, som er relevante i forbindelse med oljeboring, sortert etter navn og alder, der de yngre formasjonene er først og de eldre nedover. De yngste lagene skal ha sterke farger oppover og de eldre skal ha dusere farger nedover etter aldrende rekkefølge. Stratigrafi analysen ses som et kart over lagdelingene og de tilhørende loggdataene som inngår i alle vurderinger av formasjonen der det skal tilknyttes eksakte dyp.



Figur 3-1 «viser et internasjonalt stratigrafi, som gir en oversikt over hvordan formasjonene er delt inn etter de ulike geologiske tids-epokene og klassifisert ved navn og alder». [8](33)

Korrelasjonsprofiler i form av litostratigrafiske profiler som dekker hele eller deler av et område er vanlig der det er planlagt flere produksjonsbrønner. Se figur 3-2 her under, som viser en korrelasjonsprofil, der det er gjort litostratigrafisk analyse av flere brønner på Vallhall feltet. Brønn 2/8-11 er brønnen som blir brukt senere i et eksempel i denne oppgaven, der endelige settedyp til de ulike fôringsrørene skal bestemmes.



Figur 3-2 «viser litostratigrafisk korrelasjonsprofil av flere brønner på Vallhall feltet, der blant brønn 2/8-11, som blir benyttet senere i et oppgaveeksempel der endelige settedyp til de ulike fôringsrørene skal bestemmes» [1](34).

Denne typen korrelasjonsprofil angir sikkerhet til de litostratigrafiske dataene som tilknyttes borehullsparametere og borehullslogger.

3.3 Litologi

En beskrivelse som inngår i fremstillingen av borehullsdata er litologibeskrivelser.

Formasjonsbeskrivelser er plassert i riktig stratigrafisk enhet der formasjonenes litologi og alder er dokumentert sammen med borehullslogger. Det er her en skiller de ulike sedimentære lagene etter bergartstype. Når det gjelder klassifisering av litologi i sedimentære avsetninger, skiller man dem basert på kornstørrelse og karbonatinnhold. Lagdelingen forstås som en naturlig konsekvens av hvordan kornene sorteres da de ennå er løse sedimenter. Den naturlige graderingen følger at de mellomstore til store kornene først synker til bunns mens de finere kornene legger seg oppå, mens de aller fineste partiklene glir/siles imellom de store/mellom store kornene og derfor legger seg nederst. Det gjør at sedimentære formasjoner kan forventes å ha en bestemt litologisk rekkefølge når en borer, selv om man ofte ser endringer, som en følge av tektoniske bevegelser, kan man, ved å studere litologien og deres sammenhengende dybder, knytte dem opp mot hverandre.

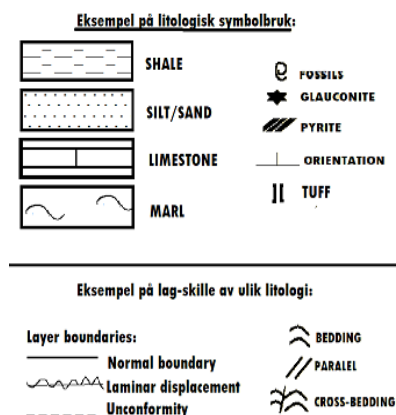
I seismisk fremstilling vil en kunne se en logisk sammenheng i lagene, tross deformasjoner, og eventuelle u-sammenhengende mønster. Slik kan man enkelt oppdage forkastninger eller deformasjoner ved å studere seismiske bilder. Slik informasjon er grunnlaget for sikkerhetsvurderinger av korrelasjonsprofiler fra nærliggende brønner, som ligger til grunn i forkant av selve boreoperasjonen. En ønsker å vite eksakt når en borer i de ulike formasjonene og hvor det eventuelt kan forventes

usikkerhet i de angitte dybdene. Ved å følge den litologien beskrevet i det stratigrafiske kartet, samt dokumentere overensstemmelsene nedover, tilfører en tidligere bakgrunnsdata, en ny grad av sikkerhet. For å avdekke forhold som tilsier at formasjonen ikke stemmer overens med tidligere offset brønner i nærheten eller prediksjoner som er tillagt brønndata om brønnbanens litologi, kan en benytte ulike teknikker. Det er vanlig er å skaffe seg en ny oversikt ved å sammenstille logger som er tatt under boring med gamle data, samt undersøke slamdata og analysere borekaks (kuttings).

Arbeidet med å avsløre deformasjoner skal gi tilstrekkelig forklaring til alle uavklarte forhold og avbrutte formasjonsmønster for å utelukke mulige overtrykksjoner. Litologi og stratigrafi er en sammenhengende beskrivelse når de beskriver eksakt dybde som kan tilknyttes den aktuelle formasjonen som bores. Når sammenhengende data fra andre brønner er grunnlaget for deler av boreprogrammet, vil dette arbeidet kreve en så høy grad av kvalitet at det kan gi grunnlag for avgjørelser som innebærer svært høy risiko. For å vurdere sikkerheten i soner der en forventer overtrykk er det viktig å vite hvor høy grad av usikkerhet de ulike parameterne skal tillegges. I andre eksempler der det benyttes korrelasjon kan det vektas annerledes i forhold til risiko, mens nøyaktigheten derimot kan være avgjørende for profitt i presisjonsboring. I situasjoner som ved injeksjon, er det presisjonen i korrelasjonen som avgjør om det injiseres i riktig lag, til eksempel, mens når det gjelder forventet overtrykksone kan det avgjøre når, eller hvor fort en forventer å ankomme de ulike lag. En god geologisk tolkning kan derfor avgjøre både sikkerhet og lønnsomhet.

Mens når det gjelder setting av foringsrørene er selvsagt også avgjørelsene avhengige av nøyaktige stratigrafi og litologi beskrivelser. Både forhåndstolket og nåtids korrigerede data brukes i denne sammenheng, basert på risiko og lønnsomhets grad i det aktuelle området. Generelle krav tilknyttes de ulike gradene av usikkerhet, og derfor vil alle data som kan redusere usikkerheten bidra til reduserte kostnader. Det er viktig å avgjøre hvordan dataene skal vektlegges, og hvor.

Når en konkretiserer hvilken litologi som er av interesse i sammenheng med foringsrørene og settedyp, vil en stort sett ha en analyse som kan knytte sammen kvalitet og egenskapene i den aktuelle skiferformasjonen som vurderes som forsegling. Da er det helst trykk-test som gjennomføres. Men for å lokalisere brukes det metoder basert på å gjenkjenne litologien i brønnen. Det kan være vanskelig å angi eksakt dybde ved å studere borekaket (kuttings), skifer er derimot vanlig og enkelt å detektere gjennom logging, som gir gode resultat en kan bruke. For å oppnå sikkerhet til de formasjonskrav som stilles i forhold til der det er egnet for plassering av foringsrør må en først undersøke hvor i brønnen man har en god kappebergart. Til det må man ha en sammenhengende datasamling, og litologi må tilknyttes de aktuelle dybdene. Derfor benyttes loggingen sammen med alle de andre metodene til en har en kvalifisert mengde data. Eksempel på litologibeskrivende symbolbruk kan ses i figur 3-3 her under.



Figur 3-4 «viser noen ulike litologi symboler». I følge ([1](31)(se side 8)) er disse i henhold til UK-norsk litostratigrafi komité (Deegan & Scull, 1977).

«Brønn loggdata blir brukt til stratigrafisk korrelasjon og litologisk tolkning. En rekke geologiske logger benyttes i kombinasjon ved at dataalgoritmer bruker loggdata i digitaliserte format, der inkluderer geologisk kartlegging som lagres i data banker, som er utviklet til et kraftfullt- verktøy som automatiserer geologiske konklusjoner fra dataene», (som er en beskrivelse hentet direkte fra [7]).

Ved å sammenstille informasjon fra flere ulike kilder, som ved å kombinere boredisiplin, petrofysikk, geologi og geofysikk som et eksempel på informasjonskilder. Kan en ved digitale løsninger sammenstille store mengder data. Summen av dette gir et økt beslutningsgrunnlag. Når en kjenner brønnens litologi, som der det er gjort grundige litostratigrafiske analyser, vil man redusere usikkerheten i beslutningsgrunnlaget. Alle valg med tanke på settedyp vil kunne tas uten å måtte foreta lekkasje tester etter rørene er satt.

4. INNHEITING AV BRØNNDATA

4.1 Borehullslogging

Borehulls logging er logging som forgår under boring. Ulike sensorer er festet til boreutstyret og registrerer ulike boreparametere som gjør det mulig å beregne og oppdatere tidligere antatt formasjonsdata, samt boredata. Under boreoperasjoner er slamtetthet en viktig parameter, men for å velge riktig slamtetthet må man først kjenne poretrykket. Dersom slamtettheten er for lav vil man naturlig nok havne i underbalanse. Man ønsker å detektere overtrykk ved hjelp av de metodene som er tilgjengelige. Logging krever mye arbeid, men det er også en av de sikreste kildene til alle data i en brønn. Det finnes mange ulike loggemetoder og utstyr der de ulike selskapene som driver med logging ofte har tatt patent på metoden de har utviklet. Derfor varierer også navn, symbolbruk og ulike loggeskalaer fra selskap til selskap, noe som gjør at bruken av de ulike loggene oppleves som tungvint eller forvirrende for nybegynnere.

Før en borer inn i en slik overtrykkssone har man kalkulert en kick-toleranse(20) som er gassvolum man kan tåle å ta inn i brønnen og sirkulere ut uten å sprekke opp formasjonen. Siden slammet og trykket er de parameterne en ønsker å kontrollere, må verdiene overvåkes nøye. Det finnes en egen enhet som driver slamlogging og enheter som sammenstiller disse dataene med jevnlig trykk prognoser.

Det kontrolleres nøye hvor stort volum og væskestrøm en har i brønnen, slik at en tidlig kan oppdage viss noe formasjonsvæske trenger inn. Når vi må øke slamtettheten må vi samtidig ta høyde for at trykket inni brønnen øker som konsekvens av dette. Det nye trykket kan føre til at en må sette et inn et foringsrør som bestemmes avhengig av om formasjonsstyrken er høy nok til å tåle det økte trykket som følger at en nå har økt slamtettheten for å imøtekomme poretrykket for ikke å havne i underbalanse.

I den senere tid, har moderne utstyr erstattet mye av det gamle, og særlig loggemetoder som foregår under boring har hatt store teknologiske fremskritt som har revolusjonert moderne tolkningsmetoder av geologiske angivelser som kan tilknyttes de etablerte stratigrafi/litologidataene som finnes i området der oljeleting har pågått. Som nevnt finnes det dusinvis av ulike logger, men de kan beskrives fra metodene som ligger til grunn for målingene i hovedtrekk. Eksempelvis kan det nevnes tetthetslogger, nøytrons logger, caliper-loggen, gamma-ray loggen, soniske logger og ulike typer resistivitetslogger.

Disse loggene kan brukes i sammenheng med formasjonsvalg til foringsrørene og til deteksjon av overtrykk. Det følger eksempel på dette senere i oppgaven. I eksempelet blir loggene brukt både til deteksjon av overtrykkssoner og til å finne egnede skifer formasjoner til plassering av foringsrørskoene.

Etter å ha arbeidet med data fra oppgaveeksempelt (som blir presentert i kapittel 7), og i forbindelse med valg av settedyp og formasjon for de ulike foringsrørene, er det her forsøkt å avgrense beskrivelsene

av logger til de loggene som er tilgjengelige og brukt forbindelse med oppgaven. Altså vil videre beskrivelser av logger avgrenses til de som er tilgjengelige i den aktuelle brønnen som er undersøkt.

Relevans i forbindelse med oppgaven er deteksjon av overtrykk, grunne gasslommer, skifer-angivende beskrivelser, avdekke formasjonslagenes dybde, eventuelle forkastninger eller deformasjoner som er av betydning for formasjonsvalg og settedyp.

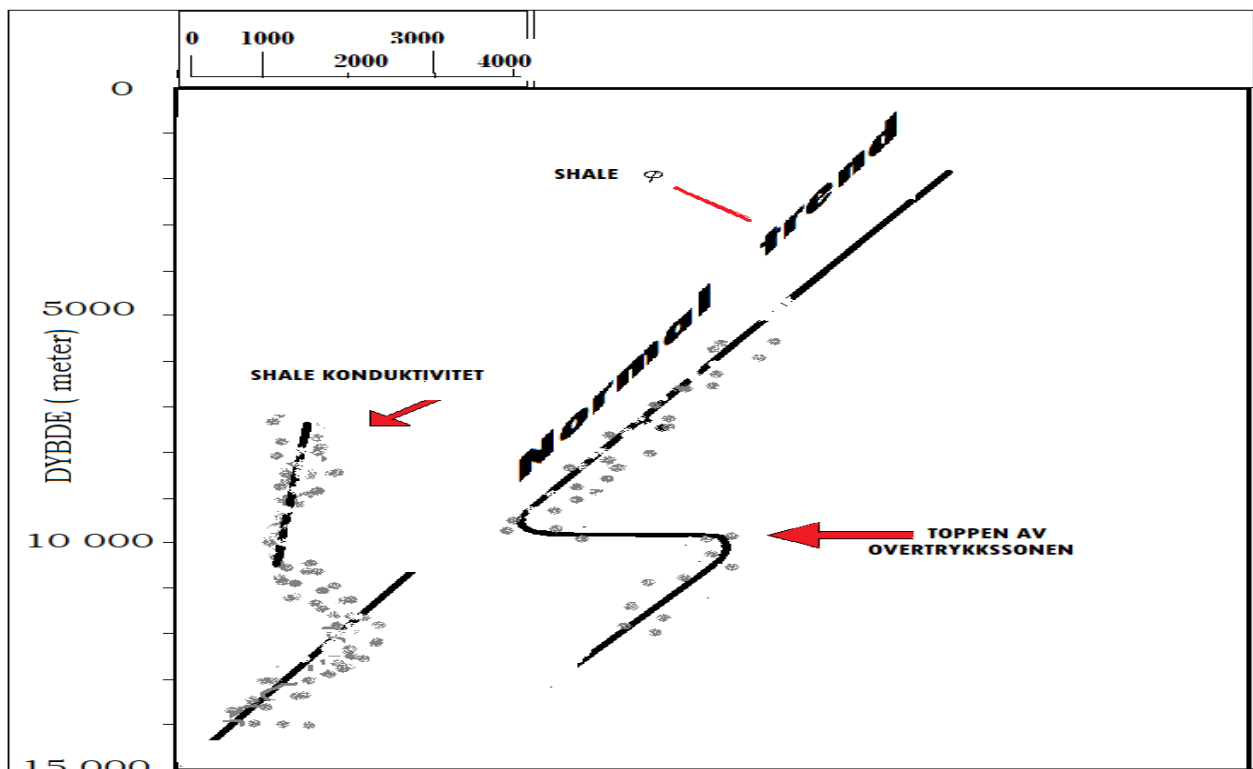
Noen logger som benyttes til deteksjon av overtrykk er:

- resistivitets logg
- nøytronlogg
- sonisk logg
- tetthetslogg

Det følger også nærmere beskrivelser av de ulike loggenes bidrag til å predikere overtrykk ved å angi de ulike borehulls parameterne og metoder som brukes til dette.

Deteksjon av overtrykk fra resistivitets- loggen:

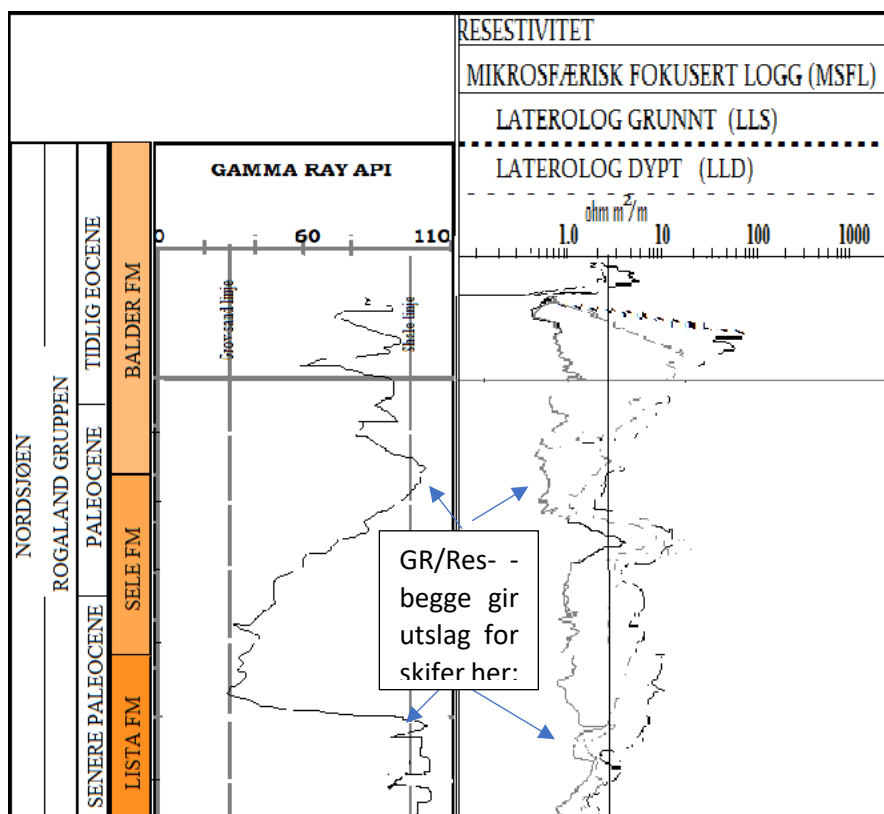
En viktig og svært nyttig måte å studere resistivitetsloggen på, er å følge med på de normale trendene som følger skiferlagene nedover med dybden. Fra skifertrenden kan man enkelt oppdage mulige overtrykkssoner. Denne metoden har vist seg å stemme svært ofte når det er gått gjennom logger fra en brønn på Vallhall feltet med navn 2/8-11. Alle data samt logger tilknyttet brønnen er gjennomgått i forbindelse med oppgaven å velge settedypt og tilhørende formasjon til de ulike føringsrørene, (se figur 7-7) og her brukes resistivitetsloggen til å gjenkjenne overtrykk slik som vist i figur 4-1 her under, bare på virkelige logger. Det plutselige og karakteristiske utslaget som opptrer ved overtrykk i skifer kan studeres i figuren under, der det er forsøkt å tydelig illustrere hvordan overtrykk fremkommer i resistivitetsloggene der skiferlagene er av et betydelig kvantum.



Figur 4-1 «viser er eksempel på en overtrykksindikasjon fra konduktivitets-logg som følger skifer med dybden, Her illustreres de tydelig skifer-trenden som ses nedover før et plutselig utslag som gir en rett forskyvning mot høyre og som deretter følger samme trend igjen like etterpå».

Kombinasjon av Gamma-ray og resistivitets logger, for eksakte dyp av skiferlag:

Man kan kombinere resistivitets og gamma-ray loggene for å karakterisere litologien for å bedømme hvilke skifer formasjoner foringsrørene bør settes i som illustrert i figur 4-2. Eventuell utslag som indikerer at det er skifer på gamma-ray loggen er ofte over 0.75 API, og her er det også markert en hjelpelinje som kalles skiferlinjen på loggen. Skiferutslagene ligger over denne linjen. Som de aller fleste logger innebærer det alltid store usikkerheter og man anvender derfor svært sjeldent kun en type logg alene, men en kombinasjon av flere når en skal avgjøre noe av betydning. Resistivitetsloggen kan også brukes til å finne skifer, men utslagene forårsaket av skifer kan variere svært mye. Utslagene som illustreres i figuren under er eksempler på hvordan disse loggene kan kombineres og baserer seg på sammenhenger observert i forbindelse med ekte brønn-data som har blitt studert i sammenheng med denne oppgaven. Figuren i 4-2 er derimot fiktive utslag og reflekterer ikke de virkelige loggeutslagene.



Figur 4-2 «viser sammenfallende skifer-utslag fra GR logg -og resistivetslogger».

Gamma-ray til både deteksjon og kvantifisering av skifervolum:

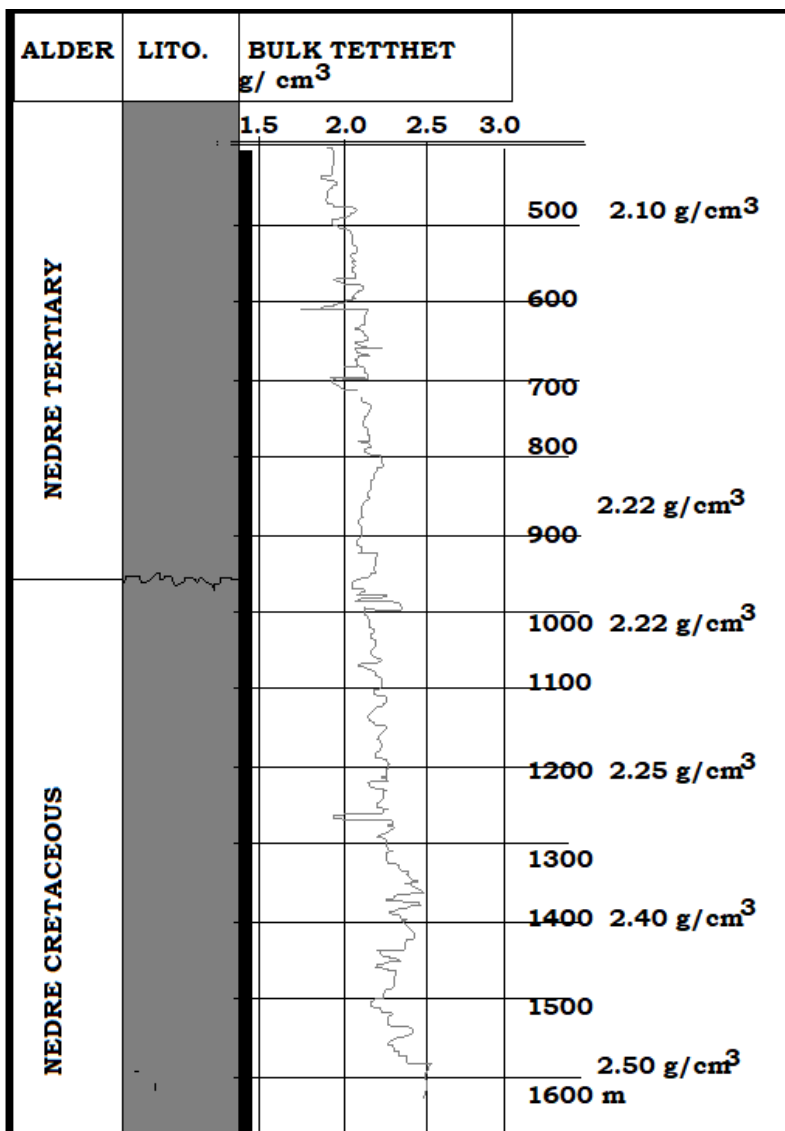
Gamma-ray loggen fanger opp naturlig radioaktivitet som kvantitativt kan brukes til å avgjøre både mengder av de ulike radioaktive leiremineralene og som også brukes til å kvantitativt bestemme skifervolum.

Denne loggen inngår i de fleste loggedatasamlinger, siden metoden er billig og enkel, og gir gode resultater. Den kan også brukes til å effektivt avgjøre usikkerheter sammen med andre logger. Loggens funksjon er oftest å estimere skifervolumer og kalles derfor også for skiferloggen, men det er på ingen måte derfor sikkert at de høye radioaktive utslagene kan knyttes til skifer. Det er heller ikke alltid at skifer inneholder radioaktive mineraler, men det vanlige er derimot å knytte høye gamma-ray utslag til skifer [9].

Bulketthetslogg som bruker skifer-kompaktering- mot dybden- til å predikere møtende overtrykk:

For å kunne vurdere kompakteringsgraden i skifer, som kan brukes til å detektere overtrykk, siden forkastninger og deformasjoner over et reservoar ofte skaper sprekker i formasjonene som kan fungere som fluidledende migreringskanaler. Dersom skifer lagene over holder tett vet man at man kan møte på risikosoner. Skifertettheten endrer seg svært lite nedover og de små endingene har den naturlige forklaringen som følger av at de overliggende lagene stadig utgjør mer vekt, slik at kompakteringen naturlig øker med dybden. Man følger derfor skiferkompakteringen som har en klar trend som man derfor logger nedover i brønnen. Dersom endringer som en økning i porøsitet kommer frem kan man fastslå at denne økningen skyldes overtrykk.

Hvordan kompakterings-trenden i skifer utvikler seg med dybden kan ses i figur 4-3, som er bulk-tetthetslogg og tilhørende tetthetsgradient med dybden [9].



Figur 4-3 «viser bulk-tetthetslogg, tetthets-gradient for skifer-kompaktering, og tilhørende dybder».

5. BOREHULLS PARAMETERE

Borehulls parametere som brukes til å anskaffe data og som inngår i datasamlingen til alle borede brønner er:

5.1 Vrimoment på borekronen

En av de første indikatorene som kan tyde på høyere poretrykk i formasjonen som bores er en økning i vrimoment, som skyldes at skifer løsner fra veggene og legger seg rundt vektrøret. Dersom en borer underbalanser, kan dette skje. Vrimomentet er særlig interessant å følge med på når en borer gjennom en transisjonssone, som er definert ved at en borer seg gjennom en impermeabel sone samtidig som man får en endring i trykkgradienten [6]. Dette kan selvsagt skyldes svellende leire eller løse skiferlag fra brønnveggene som detter inn og gjør det vanskeligere å rotere [6]. Når dette samles rundt vektrøret, raskere enn boreslammet blir sirkulert ut, vil også vrimomentet øke. For å unngå å forveksle om økning i vrimoment skyldes svellende leire, innras eller poretrykk bør en sjekke de andre parameterne samt å utføre en kort tripp ut og sirkulere ved en antatt transisjonssone [6].

5.2 Fyll

Fyllet er innholdet av formasjonsmaterialet i brønnen. Man vet nøyaktig mengde slamvæske som brukes og volumet i brønnen overvåkes nøye slik at en vet hvor mye borekaks som finnes. Dersom fyllet øker med en økende underbalanse kan en ikke bare øke slamtettheten før en vet om økningen skyldes en økning i poretrykket eller innras fra brønnveggen. Svelleleire som legger seg på bunnen rundt borekronen, tyder på at man bør oppdatere slamsystemet til formasjonen det bores i. Når man sirkulerer opp og undersøker slammet kan en enkelt kjenne igjen om det er skifer som har løsnet fra brønnveggen på grunn av økende poretrykk. Har en splintret skifer er dette en indikasjon på at slamvekten må økes, mens svellende leire heller peker mot slamsystemet [6].

5.3 Skifertettheten

Kompakteringsgraden i sedimentene øker med dybden. En transisjonssone er der et upermeabelt sediment lag får en endring i trykkgradienten. Dersom det skyldes overtrykk, vil en se at skifertettheten blir lavere. Vi veier derfor borekaks prøvene for å kontrollere tettheten som vi plotter hele veien ned. Slik kan man enkelt oppdage avvik som skyldes økt poretrykk [5].

5.4 Skiferfaktor

Et mineral som finnes i leire kaldt montmorillonitt er vanlig å finne i skifer avsatt i Nordsjøen, men fordi mineralet omdannes ved en bestemt temperatur, vil en kunne oppdage en hindret omdanning, dersom man finner mineralet ved en viss dybde. Ved en bestemt temperatur vil mineralet omdannes til vann og illit og ved videre kompaktering skilles vannet ut mellom skifer lagene. Normale eller vanlige forhold tilsier at all montmorillonitt er omdannet ved omtrent 100°C. Dersom vann av en eller annen grunn ikke

slipper ut mellom platene, kan prosessen stoppe opp, og dette føre til overtrykk. Dette medfører at ved dyp som tilsvarer temperaturer over 100°C , og det er tilstedeværelse av montmorillonitt, indikerer forhøyet poretrykk som skyldes vann fanget i porerom [6].

5.5 Klorinnhold

Klorinnholdet i skiferen vil avta med dybden i formasjoner med normalt trykk. Innholdet øker derimot i formasjoner der en har forhøyet trykk. Selv om dette sjeldent brukes er det en annen ting som bør holdes under oppsikt, og det er klorinnholdet i slammet fordi dette er en indikasjon på at en borer underbalansert [6].

5.6 Temperaturen

Temperaturen i slammet blir målt før og etter sirkulasjon i brønnen. Endringen, delta-T, blir brukt som en poretrykkindikator siden delta-T vil øke om en borer i en overtrykkssone. Det er selvsagt dermed ikke sagt at en har overtrykk, men observeres som et tidlig varsel. Når man borer i formasjoner med overtrykk kan en forvente en økning i delta-T. Siden kappebergarten er svært tett og har høy varmeledende evne gjør, fører dette til at delta-T ofte er lav eller bort imot konstant. Det gjør at om man plotter differanse temperaturen, kan se svakere økning i delta-T når en borer gjennom kappebergarten, og en økning vil derfor være en indikasjon på en økning i trykk. Poretrykksøkning er forbundet med at delta-T øker, men man må ta høyde for at endringen kan skyldes andre faktorer. Derfor må denne parameteren ses i sammenheng med en økning i vriment, fyll og pumperate. I en sone der en forventer overtrykk er det viktig å ha kontroll over de parametere som kan kontrolleres slik at tolkningene blir riktige [6].

5.7 Væskestrøm

Væskestrøm måles vanligvis ved at en teller pumpeslag. Stempelstangen er montert med en arm som slår et slag for hver gang stempelet trykkes sammen. En teller, fanger opp signalet, som sendes til slamloggeenheten. Der omregnes denne informasjonen til pumperate i slag/min (SPM), sirkulasjonsrate og tider for de aktuelle målingene [6].

5.8 Slamtankvolum

Alle slamtanker er installert med et måleinstrument som måler høyden i slamtankvolumet [6].

5.9 Slamtetthet

Tettheten til slammet finnes ofte ved å bruke gamma-stråling. Detektoren i metoden måler intensiteten (antall) gamma-ståler som slipper gjennom slammet fra en målt avstand. Siden slammets evne til å ta opp gamma-stråler er proporsjonalt med tettheten til slammet kan dette beregnes [6].

5.10 Borehastighet

Rate of penetration (ROP):

Borehastigheten (ROP) er en særdeles viktig parameter som bestemmer hvor dypt man er kommet i brønnen. Man er avhengig av å vite eksakt i hvilket dyp man borer for å knytte de tilhørende data sammen og dermed ha noe kunnskap om den møtende formasjonen. Det finnes flere systemer og det som måles er blokkposisjoner eller kellyhøyder. De fleste selskap måler hydrostatisk trykk mellom kellysvivel og et fast punkt på riggen. Da er det et installert system med sensorer som registrerer og signaliserer for hver halve meter som bores, eller andre mål, som er koplet til en klokke. Basert på dette er klokken designet slik at boreraten kommer ut i minutter/meter (min/m) ROP, som omregnes til meter/time [6].

5.11 D-eksponenten'

Brønntrykket vil være summen av hydrostatisk trykk og friksjonstrykk. Differansen mellom brønntrykk og poretrykk vil ha betydning for borehastigheten. Hvis borehastigheten begynner å øke så kan det være tegn på et økende poretrykk fordi trykkdifferansen går ned.

Borehastigheten vil og avhenge av andre parametre som rotasjonshastighet, vekt på borekronen, diameter på borekronen samt kompakteringsgraden av sedimentene (d eksponenten) samt bergartstype. Desto mer kompakte sedimentene er desto mer vil boreraten bli redusert hvis alle andre parametre holdes konstant.

For leirstein så utviklet man en formel som relaterte de ulike parametrene og basert på dette fant man en formel for d eksponenten som kun baserer seg operasjonelle parametre. Denne kan så brukes til å estimere poretrykket. [10]

Hvis man borer nedover så skal d eksponenten følge en viss trend. Det er vanlig å bore et pilothull for 26 tommers hullet og etablere en normaltrend. Her registrerer man alle skiferpunktene ved å følge med på borekaks samt ta hensyn til pumperate og dybde man er på. Når man starter å deviere fra trenden som er blitt etablert og har korrigert for andre parametre som kan påvirke denne så er det en indikasjon på et forhøyet poretrykk. Man kan og bruke den i formler for å prøve å estimere poretrykket. Her kan du referere til, [10]. En reduksjon i d eksponenten uttrykker indirekte at borehastigheten øker fordi poretrykket øker.

Beregninger av D-eksponenten:

$$d = \frac{\log \frac{R}{60N}}{\log \frac{12W}{10^6 D}}$$

d = d-eksponenten

R = bore rate (ft/time)

N = rotasjonshastighet (o/min)

$$d = \frac{\log \frac{R}{196,8N}}{\log \frac{1,489W * 10^3}{10^6 D}}$$

d = d-eksponenten

R = bore rate (ft/time)

N = rotasjonshastighet (o/min)

W = Vekt på borekronen (lbs)

W = Vekt på borekronen (tonn)

D = borkronediameter (" – tommer)

D = borkronediameter (cm)

Den korrigerede d-eksponent, d_c uttrykkes ved:

$$d_c = d \frac{MW_n}{MW_c}$$

MW_n = normal hydrostatisk trykkgradient

Der,

MW_c = ekvivalent sirkulerende tetthet

[6]

5.12 Gassmåling under boring

Gass er en meget god indikator på overtrykk i formasjonen. Det er viktig å kjenne stempeleffekten, swag/surge som oppstår når borekronen løftes opp og ned, og vise forsiktighet der en ser en økning i trykk [6].

Både trippegass og koplingsgass er avhengig av denne effekten. Koplingsgass oppstår når en ny rørlengde skal koples på. Det oppstår en sugeeffekt på formasjonen når borekronen løftes ut, og trykket i væskesøylen blir derfor mindre enn når en borer. Dersom trykket reduseres til formasjonstrykket, eller lavere, vil man få gass inn i brønnen, avhengig av hvor stort undertrykk en har. Trippegass oppstår på samme måte, ved at en hever borekronen og at man får en stempeleffekt.. Denne gassen registreres som en brå økning i gassnivå når slammet tas til overflaten. Gassen føres inn i en gassfelle hvor den både logges å testes for komponenter som H_2S , eller sulfur som kan danne H_2S , som er en svært dødelig gass ved innånding, [6].

En annen årsak som forårsaker at gass finnes i boreslammet, er bakgrunnsgass. Bakgrunnsgassen er fra gass innholdsrike formasjoner som frigis når formasjonen knuses. Derfor kommer bakgrunnsgassen jevnt inn i brønnen. Når en ser en plutselig økning i denne gassen er det stor fare for kick. Dersom man kommer inn i formasjonen med for lav slamvekt, havner man i underbalanse(27). Derfor er det viktig å registrere gassinnholdet i brønnen kontinuerlig, samt ha kjennskap til de underliggende årsaker som fører til at disse verdiene kan øke. For ikke å havne i underbalanse må en øke slamvekten og kanskje sette et foringsrør. Andre parametere som måles hyppig i en transisjonssone er slamvekten, fordi den kan vitne om en økning i gassinnholdet, [6].

6. METODIKK

6.1 Datainnsamling og kvalitetsbeskrivelse

Alle de parametere av relevans sammenstilles og metoder som tas i bruk til å anslå usikkerheten i datasamlingen varierer fra brønn til brønn. En metode som svært ofte brukes til dette er at en

sammenstiller alle brønner ved å opprette korrelasjonsprofiler av alle data som tilknyttes formasjonene i området.

I de tilfeller der det finnes offset-brønner som kan brukes til å lage korrelasjonsprofiler vil man kunne oppnå svært gode data i forkant og under boring. Når det finnes data fra tidligere gjennomboede brønner i området kan de brukes til å opprette en korrelasjonsprofil som gjør det mulig å stadfeste de ulike borehullsparemetene som oppnås under boring til formasjonsdypene tidligere funnet og de kan dermed tilknyttes en ganske høy grad av sikkerhet.

Logger som til eksempel benyttes under boring og som benyttes til å korrelere mellom ulike brønner kan være GR-loggene, Sonisk logg og Resistivitets-loggene, som sammenlignes underveis med de tidligere brønnloggedataene fra en eller flere brønner i området. Alle data tilgjengelig brukes for å se trender nedover.

Samtidig undersøkes de gjennomboede seksjonene for ulike fossiler som benyttes i biostratigrafisk analyse sammen andre litologisk angivende data ved å ha kjennskap til fossilenes tidsepoke, kan man utelukke formasjoner som er eldre eller yngre enn formasjonene en undersøker. Litologisk kan man klassifisere formasjonsforkastninger så vel som deformasjoner ved å studere lagdelingens alder ved at man vet at de yngre lagene skal ligge over de eldre og at graderingen av kornstørrelse følger en bestemt form. Forekomsten av mineraler kan også være med å avdekke unormale forhold som kan lede til deteksjon av overtrykks soner eller andre forhold som gjør at disse mineralene opptrer i formasjoner der ellers ikke skal/kan inneholde mineralet i den form, da forholdene tilsier at de skulle ha vært omdannet til andre mineraler. Andre viktige bidrag i korrelasjonsprofiler er orienteringen av de ulike lagene.

Seismiske korrelasjonsprofiler derimot, baserer seg på seismiske data for den aktuelle brønnen før boring og sammenlignes med nærliggende ferdige brønner i nærheten dersom det finnes tilgjengelig eller bare generelle formasjonsbeskrivelser. Det er imidlertid ikke alltid det finnes slike data tilgjengelig for letebrønner noe som medføre høy grad av usikkerhet i datasamlingen.

I slike tilfeller er det derfor nødvendig å teste formasjonene både for om antatte formasjonstrykk og forseglende evne i kappebergart holder de krav som settes for å bevare brønnens integritet.

I letebrønner med tilgjengelige data fra Offset-brønner trengs det mer avanserte metoder enn for produksjonsbrønner der formasjonene er godt kjent, men også her kan det dannes grunnlag for datasamling til å bestemme settdyp og formasjonsvalg i forkant av selve boreoperasjonen.

Når en derimot skal danne et sikkert grunnlag for datasamlinger i letebrønner uten korrelasjons-data tilgjengelig fra nærliggende brønner, men kun har data fra planlagte brønner kan man ikke danne grunnlag for foringsrørens settedyp før man først har boret og oppnådd loggedata. Det krever da at en sammenstiller de oppnådde loggedata og tolker dem underveis samtidig som leie av boreutstyr påløper. Det er derfor en kostbar prosess hvor det jobbes på akkord.

Boredata brukes sammen med erfaringer og slam loggedata som tidligere beskrevet i oppgaven. Etter hvert som en mer sikkert kan fastslå eksakte dyp og formasjons-egenskaper i form av geologiske undersøkelser osv., kan en endelig eksakt bestemme hvor de enkelte foringsrørene skal plasseres.

6.2 PPFPG

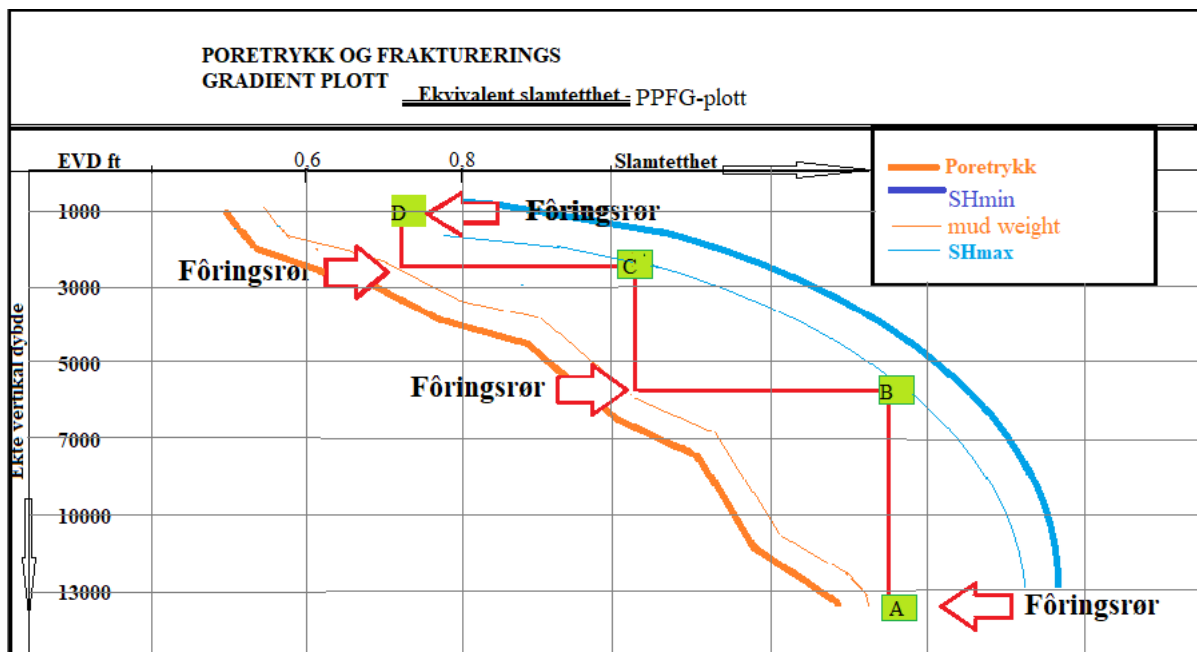
Man benytter vanligvis ett PPFPG-plott, som er den grafiske metoden, brukt til å bestemme settedyp..

Etter at man har klart å danne seg et bilde av poretrykk og formasjonsstyrkegradientene, og gjort de nødvendige beregningene, kan man endelig plote dem i et så kaldt «porepressure/fracturegradient plot, (PPFG)» og starte på et brønnplanleggings- program.

Man følger en vanlig anvendt fremgangsmåte som gir et første utkast i foringsrør-designet. Dette er illustrert i figur 6.1 og følger forklaringen herunder:

Fremgangsmåten er som følger:

1. Geofysikere og geologer tegner opp formasjonstrykk gradienter mot dybden. Denne prosessen avhenger av type data som finnes for den aktuelle planlagte brønnen, eventuelle offset brønner eller korrelasjonsprofiler tilgjengelig. Krav til datasamlingen følger i NORSOK D-010. Se figur 6-1: PPFG-plott.
2. Neste steg er å tegne inn den nødvendige slamtettheten som gradient i PPFG-plottet, mot dybden.
3. Samtidig som en plottes slamtetthetsgradienten, vil man plote formasjonsstyrkegradient som baseres på «leak-off» tester fra brønner i nærheten, eller geologiske beregninger.
4. Fra bunnen, setteren første punkt, **A** og vertikalt oppover trekkes det en linje til den treffer formasjon styrke gradient-kurven, som blir neste punkt. Denne linjen plasseres på en måte som gjør at den når så langt opp på formasjonsstyrkekurven som overhodet mulig. Siden man ser fra plottet at det nå kreves en annen slamtetthet for å bore videre uten å spreke opp formasjonen, vil det være naturlig å vurdere å sette foringsrøret her.
5. Fra dette punktet vil man trekke en ny linje justert fra hvor langt opp en kan bore med den nye slamtettheten, ved å bevege seg fra punkt **B**, horisontalt mellom poretrykk og fakturerings-trykk slik at den vertikale linjen kan nå så langt oppover til fakturerings-kurven som mulig, her plasseres det tredje punktet, **C**. Mens det fjerde punktet, **D**, blir det punktet en trekker vertikalt opp og som treffer fakturerings-kurven. Det fjerde punktet er da et mulig settedyp for foringsrør nummer en. Fremgangsmåten følges fra bunn til overflaten og gir et utkast for antall foringsrør og anbefalt settedyp.



Figur 6.1 «viser fremgangsmåten for valg av settedyp fra et PPFG-plott».

Stigerørsmargin for håndtering av eventuelle kick:

I tillegg til slammets spesifikke tetthet skal det inkluderes en stigerørs margin ((17) som er definert av NORSOK-D-010, se innledningsvis). Det må beregnes hvor tungt slammemå være i brønnen dersom stigerøret erstattes med sjøvann, siden situasjoner kan oppstå der en mister røret. Dersom man mister/fjerner røret, vil tungt slam erstattes med sjøvann. Det totale hydrostatisk trykket må balansere poretrykket, og skal derfor inkluderes i beregninger i henhold til forskriftene. Den totale vekten av væskekolonnen som lengden av røret utgjør, skal kunne trekkes i fra og inkluderes i beregningen av slamtetthet, slik som herunder:

Beregninger av sikkerhetsmarginer som stigerørs og kick-margin, er illustrert med noen eksempler her under, kilde for formler og beregninger, der noe er hentet direkte fra [3] (verdiene på de ulike parameterne er oppdiktet):

Stigerørsmargin:

Det bores ved et dyp på 2000 meter med en slamtetthet på 1,60 SG. Det marine stigerøret utgjør en total lengde på 25 meter, mens vanddybden er 300 meter. Hvor høy må slamtettheten være om stigerøret skal koples ifra og vi skal ha samme trykk på bunn?

$$SM_{ST} * [2000 - 325] + 300 * 1,03 * 0,0981 = \text{formasjonstrykket ved 2000 meter}$$

$$P_{f\ 2000\ m} = 1,60\ SG * 0,0981 \frac{cm}{s^2} * 2000\ m = 313,6\ bar$$

Setter dette trykket inn i Stigerørsmarginen:

$$SM_{ST} * [2000 - 325]m + 300\ m * 1,03\ SG_{sv} * 0,0981 \frac{cm}{s^2} = 313,6\ bar$$

Og løser for SM_{ST} :

$$SM_{ST} = \frac{313,6\ bar - [300\ m * 1,03\ SG_{sv} * 0,0981 \frac{cm}{s^2}]}{[2000 - 325] m} = 0,17 \frac{bar}{m} = 1,75\ SG$$

Der:

$$\text{Stigerørsmargin i slamtetthet} = SM_{ST}$$

$$\text{Spesifikk tetthet, sjøvann} = 1,03\ SG_{sv}$$

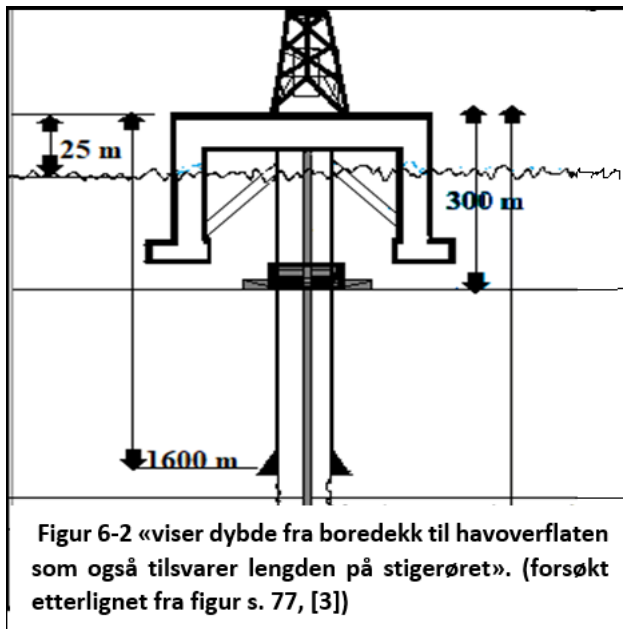
$$\text{Tyngdekraftens akselerasjon} = 0,0981 \frac{cm}{s^2}$$

Kick-margin:

Det må også beregnes en «kick-margin»(20) som er mengden gass brønnen kan ta inn uten at formasjonen sprekker opp. Da må man først beregne oppsprekkingstrykk/fraktureringstrykk(21) ved forrige føringsrør-sko. Etter å ha utført en «Leak-off test» (LOT)(16) kan slamtettheten som tilsvarer fraktureringstrykket finnes og denne verdien som oppgis i slamtetthet representerer derfor fraktureringstrykket.

I samme brønn ved 2000 meter er det estimert at slamtettheten må økes, det vurderes å sette et 9 5/8" foringsrør. En LOT på formasjonen er utført ved forrige føringsrør-sko og den maksimale slamtettheten som kan benyttes i brønnen er derfor satt til 1,85 SG. For å beregne en «kick-margin» ved 2000 meter trenger man følgende opplysninger: fraktureringstrykket ved forrige sko, vektgradient for gassen samt volumet mellom formasjonsveggene og vektrøret. Figur 6-2 er en illustrasjon med de dybder fra eksempelet under, [3].

Eksempel, beregning av kick-toleranse:



Volumet mellom formasjonsveggene-

og vektrøret = $0,024 \text{ m}^3$

$P_{G_{\text{gass}}}$, vektgradienten for gassen = $0,015 \frac{\text{bar}}{\text{m}}$

«Leak-off» test ved forrige sko = 1,85 SG

Dybde, foregående foringsrør = 1600 meter

Fraktureringstrykket ved 1600 meter finnes fra «leak-off-testen» finnes enkelt ved:

$$P_{\text{frac},1600 \text{ m}} = 1,85 \text{ SG} * 0,0981 \frac{\text{cm}}{\text{s}^2} * 1600 \text{ m} = 290,4 \text{ bar}$$

«kick-marginen» i kan da beregnes ved følgende:

$$P_f 2000 m - [2000-1600-h] m * SM_{ST} - h * P_{G_{gass}} = P_{frac,1600 m}$$

Løser for h:

$$h = \frac{[313,6-290,4] \text{ bar} - [2000-1600] m * 0,17 \frac{\text{bar}}{m}}{[0,015-0,17] \frac{\text{bar}}{m}} = 289 m$$

Maksimalt tillatt høyde på gass-kolonnen inn i brønnen er dermed = 289 m, som tilsvarer et kick-volum på:

$$\text{«Kick-volum»} = [289 * 0,024] m^3 = 6,9 m^3 = 43,4 \text{ bbl}$$

Kick – toleranse for foringsrørene vil variere fra rør til rør, men for et 9 5/8" rør er dette helt på grensen av hva røret tåler.

Kick – toleranse for dette foringsrøret har vanligvis en grense på 7 m³.

[3]

Dersom man ikke er i stand til å håndtere den beregnede kick-mengden må man eventuelt korte ned lengden på den planlagte seksjonen.

Andre sikkerhetsmarginer:

Foringsrør designet må konstrueres med hensyn på at uforutsette hendelser kan forekomme og må derfor også kunne tilpasses underveis. Mellomrør(ene), er der det finnes rom for improviserte løsninger hvor man kan legge inn et eller flere rør dersom forholdene krever det. Man kan tenke seg til de komplikasjonene som oppstår om man går tom for rørlengde, dersom man ikke når ned til reservoaret. Tidligere praksis i offset brønner vil være svært påvirkende i planleggingen når slike data er tilgjengelige. I eksempelet av fremgangsmåten planlegges det fra bunn til topp, det er fordi at man ønsker å estimere dimensjonene som følger rørene og sørge for at man holder produksjonsrate med det minste rør i reservoaret, samtidig som sammenkoplingen skal nå helt opp til overflaten. Fra PPFPG-plottet er de planlagte settedypene planlagt fra bunn til topp, men i praksis er det ikke slik det utføres. De endelige settedypene avgjøres ovenfra og ned og en boreingeniør vurderer forholdene nøye i hvert punkt som skjærer gradientkurvene. Alle settedyp-avgjørelser tas på bakgrunn av det absolutte brønntrykket som måles der nede, samt avanserte formasjonsbedømmelser som relateres til de horisontale spenningene i formasjonsveggen. Det finnes egne ingeniører med kompetanse innenfor avansert bergmekanikk som omregner formasjonstyrken fra det absolutte trykket i brønnen til SG-format og som kommer med anbefalinger som boreleder kan bruke når han skal velge slamtetthet.

Settedyp må selvsagt vurderes ut fra hvilken formasjonstype som befinner seg i det aktuelle dyp. Det stilles også krav til formasjonen i NORSOK D-010. Kravene varierer fra om den aktuelle brønnen er en produksjonsbrønn med tilgjengelige offset data fra nærliggende brønner, men også her stilles særlige krav til kvalitetsbedømmelsen av den aktuelle datasamlingen. NORSOK D-010 har egne krav til letebrønner, der det stilles krav om «leak-off» tester (LOT) (16) ved hver sko som settes. Det er vanlig å utføre slike tester, samt formasjons integritets tester (FIT)(22), eller trykk integritets tester (PIT)(23). Slike tester utføres ofte i produksjonsbrønner også, men kravene er annerledes. En nærmere beskrivelse

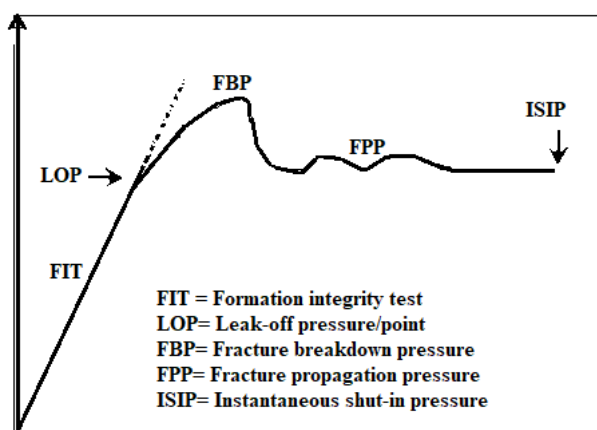
av en «leak-off»-test følger på neste side, samt eksempler der fremgangsmåten beskriver hvordan dette utføres i praksis, samt beskrivelse av de beregninger som sammenfattes med PPFG-plottet.

Når en forhånds bestemmer settedyp, vil det innebære å bestemme den maksimale lengden det åpne hullets horisontal spenning kan stå imot fra vekten i de overliggende lagene, (litostatisk trykk), slik at ikke rørene kollapser i brønn. Slike beregninger er forhåndsbestemt av geologer og kontrolleres mot de maksimale trykkbelastningene som kan påvirke disse spenningene. Når foringsrøret er satt har man sørget for at de horisontale spenningene holdes i sjakk, men i de åpne seksjonene må det testes mot frakke-grenser før en SH-minimums verdi kan fastslås.

Bestemmelsen av SH- minimum:

Etter foringsrøret er satt, må det alltid kontrolleres at formasjonsveggene kan stå imot det absolutte brønnstrykket som kan kunne oppstå i brønnen. Det stilles krav om at kontroll i form av LOT skal utføres i en letebrønn, men dette er også vanlig praksis i produksjonsbrønner der det også utføres en eller flere «XLOT-test(er)», se figur 6-3 av «leak-off-test» og SH-minimum i «XLOT-test». Disse testene foregår ved at en stenger inn brønnen ved å stenge BOP-en og pumpe inn slam. Trykket i brønnen overvåkes i et plott av trykk mot volum, eller trykk mot volum/tid. Man ønsker trykk mot volum fordi det har størst nøyaktighet, men har i tilfeller der usikkerhet i slamvolumet fremkommer, også inkludert tiden. Plottet vil følge en lineær kurve, der stigningstallet beskriver $\Delta P/\Delta V$. Den lineære funksjonen skyldes at formasjonen er tett, derfor øker trykket lineært med mengden som pumpes inn, inntil volumet utgjør et hydraulisk-trykk, stort nok til at formasjonen sprekker opp og dermed gir utslag i en reduksjon som krummer den lineære linjen nedover mot høyre. Det er fordi volumet utvides av trykket og slammet fordeler seg inn i de sprekke som har oppstått. Her stopper man pumpen dersom man kun er interessert «leak-off trykket». I det linjen begynner å krumme, leser en av det som kalles frakke-verdi. Her kan en avslutte testen, men for produksjonsbrønner der man har påviste reservoar som tilsvarer svært lang levetid, ønsker man gjerne å utvide slike tester, med tanke på at en planlegger å bore flere brønner i området. Da er det vanlig å utføre testen helt til den lineære kurven krummer, hvor man så fortsetter uten å stenge pumpen til man ser at kurven oppnår en topp og begynner å avta. Der den avtar og flater ut, leses av noe som kalles propagerings-trykk. Så stenges pumpen, og en observerer i gjerne «30-minutter», hvordan trykket faller av. Her kan den minste horisontal spenningen observeres, men kun ved naturlig av-lekking til formasjonen.

Når offset brønner i området har en/eller flere «XLOT-test(er)» som ligger til grunn for fraktureringsstyrkegradienten i plottet, kan man vektlegge PPFG-plottet i foringsrør programmet som begrunnelse for valg av settedyp. Figur 6-3 illustrerer trykk-propagering i formasjonen fra ulike trykk-tester, der (LOP) er der man leser av formasjonsstyrken like før den sprekker opp, denne testen kalles en «leak-off-test» dersom man tar av trykket i det punktet markert LOP i figur 6-3.



Figur 6-3 «illustrerer hvordan trykket forplanter seg i formasjonen når en foretar ulike trykk-tester. Når en utfører en vanlig LOT, tas trykket av like før grafen krummer, ved det trykket som er markert LOP på grafen».

6.3 Logger

Formasjonsvalg basert på logger

Når man har bestemt settedyp ved bruk av den grafiske metoden (PPFG), har man derimot ikke inkludert de nødvendige formasjonsvurderingene som også må gjøres før det eksakte dyp kan bestemmes.

Når det er nevnt at foringsrør-skoene skal settes i tette-formasjoner som hindrer lekkasje/migrering av fluider videre oppover, er det også viktig å nevne at det stilles krav til formasjonene der foringsrøret settes. Krav og retningslinjer for formasjonsvalg står definert i NORSOK-D010. Kappe-bergartens integritet testes i form av formasjons-integritets tester, der det ofte er nok med en «leak-off» test som tas rett under skoen på det siste foringsrøret som er satt. Før en setter foringsrøret studerer en logger som kan avsløre formasjonens permeable egenskaper. Når en ser etter en god kappe-bergart, ser en etter en god skifer, som følger den antiklinale strukturen over reservoaret uten å sprekke opp. Det gjelder særlig de foringsrørene som er satt nær den hydrokarbonførende sonen, men også der man har grunn gass(19) lengre opp i formasjonen. De fleste foringsrørene settes for å isolere soner med overtrykk, bortsett fra kanskje der rør settes inn for å støtte opp om brønn-veggene slik at ukonsoliderte lag ikke raser innover i brønnen, [3].

Når man studerer logger for å finne skifer der en skal plassere foringsrørene er de vanligste loggene å bruke GR-logg sammen med sonisk-logg og resistivitetslogg. Skifer inneholder radioaktive leireminerale som gir høyere utslag på gamma-ray-loggen, samtidig er skifer en tett formasjon derfor vil resistiviteten, altså motstanden mot å lede være lav. Resistivitet måles i ohm, og skifer som gir lave ohm utslag vil ligge bak den såkalte skifer-linjen, samtidig som GR-utslagene skal ligge over den såkalte sand-linjen.

6.4 Borehulls parametere

Når en borer seg nedover er det særlig viktig å følge med på ulike trender som viser seg i de ulike parametere ved boring i de ulike lagene og hvordan trendene følges av dybden. Det kan være alt fra borerate, borekaks, hvor mye vekt en må ha på borekronen, fossiler osv. Alle trender studeres og logges. De ulike trender kan være avgjørende for en erfaren bore-ingeniør når det gjelder håndtering av slamvekt og det å forutsi eventuelle transisjonssoner før en har boret seg gjennom. Særlig boreraten vil gi utslag som karakteriserer formasjonene som bores i og er derfor en viktig parameter å overvåke. Loggingen som foretas under boring, samt de borehulls parametere som fremkommer under boring som til eksempel, vekt på borekronen, ROP, fyll, gass, osv. kan først nå ses i sammenheng med andre data fra datasamlingen og som kan være til relevans når en ønsker å anslå en trykkprognose for brønnen. Det er også en viktig faktor å kunne angi usikkerheten i bedømmelser og valg som tas underveis, slik at man kan dokumentere og støtte opp om beslutningene når man senere kan ansvarliggjøres for feil/mangler osv. Når det gjelder foringsrørene er det viktig at man følger alle kravene som stilles i forhold til formasjons integritet og brønn integritet. Dette må også selvsagt kunne dokumenteres da det kan bli stilt spørsmål ved senere anledninger.

Slamlogging bidrar med viktige parametere som brukes til blant annet å overvåke eventuelle endringer i trykk fra formasjonene under boring. Slamloggedata som inngår i dette, er særlig gass-økninger i brønnen som registreres og som undersøkes sammen med andre parametere.

Andre parametere som er viktige underveis er de geologiske tolkningene som gjøres basert på å studere bore-kakset, de tilknytter litologi-angivelser til dybden av den gjennomborede seksjonen. Fragmentene kan fortelle mye om formasjonene som er gjennomboret ved å studere lagdelingenes rekkefølge og i sammenheng med de litologi-beskrivelsene som er angitt kan man noen ganger også fastslå eksakte dyp. Man vet dessuten mye bare av å studere kornstørrelsen og graderingen i de ulike gjennomborede seksjonene. Ved å undersøke fossiler i lagene kan man datere lagenes opprinnelse og dermed også vite hvilke lag som er yngre eller eldre. Dersom de eldre lagene ligger oppå de yngre, vet man sikkert at formasjonen er tiltet. Når en formasjon er tiltet er også dette en klar indikasjon på at det kan ha skapt fluktruter for reservoarfluider fra lengre nede i reservoaret, som så kan ha strømmet oppover. Dersom disse fluidene er fanget av en kappe-bergart vil de også kunne skape farlige overtrykkssoner. Dersom man ikke ser dem i tide, risikerer man en brønnskroll situasjon. Derfor ønsker man god oversikt både før og underveis i boring, der borehulls parameterne i tillegg til å angi de operasjonelle indikatorene, som også er med å fastslå andre brønndata av betydning.

7. EKSEMPEL MED DATA FRA VALLHALL, BRØNN NUMMER

7.1 Introduksjon:

I dette konkrete eksempelet er det brukt data for Brønn 2/8-11, som er en brønn boret i forbindelse med olje-utvinningen på Vallhall der brønnen ble boret i 1976. Siden brønnen er boret som en undersøkelsesbrønn, har det blitt gjort flere interessante geologiske studier av formasjonene. Brønnen er blant annet blitt brukt til å lage korrelasjonsprofiler som er satt sammen av en rekke andre undersøkelses-brønner boret på samme felt, som er del av de oljerike-kalk formasjonene. Disse formasjonene strekker seg helt til Ekofisk feltet, som også er kalk reservoar av samme formasjon. Det er derfor brukt alle tilgjengelige data i sammenheng med geologiske undersøkelser for å lage stratigrafi i området.

Eksempel på bruk av metoden beskrevet tidlig i oppgaven, grafisk-løsning som benytter et PPF-plott laget fra felt-data av den aktuelle brønnen for å bestemme settedyp og formasjonsvalg er gjort med å bruke logger samt andre tilgjengelige borehulls-parametere av relevans fra datasamlingen.

Alle data som beskriver brønnen, er hentet fra Oljedirektoratets Faktasider under publikasjoner, (se: *kilde* [8]). Der finnes data fra alle brønner som er boret på norsk sokkel. Her publiseres alle tillatelser som er utstedt etter norsk lovgivning på grunn av at data skal være tilgjengelige for offentligheten til bruk av andre formål etter norsk lovgivning. Brønninformasjon på norsk sokkel kan dermed ikke holdes konfidensielt lengre enn en bestemt tid og blir dermed pålagt å utgis offentligheten.

7.2 BRØNNDATA: Vallhall, BRØNN NR. 2/8-11

Valg av settdyp og formasjon beregnet på data: - se figur 7-1, «Generelle brønndata», og andre brønndata publisert av Oljedirektoratet, samt et gitt PPFG-plott se figur 8-5 på side 47:

Generelle brønndata:

WELL NO.: 2/8-11
OPERATOR: AMOCO

TOTAL DEPTH 2655 m
ELEV KB 25 m
WATER DEPTH 70 m

WELL NO 2/8-11 FIELD Valhall
COORDINATES 56°16'56.15"N 03°22'15.68"E
LICENSEE Amoco/Noco Group
LICENSE NO 006
PERMIT NO 164
CONTRACTOR Ross Drilling Co. A/S
RIG Ross Rig
SPUD DATE 10. August 1976
COMPLETION DATE 11. October 1976

SPUD CLASSIF Appraisal
COMPL CLASSIF Discovery well. P & A
FMTN AT TD Late Cretaceous
PROD FMTN Late Cretaceous
REMARKS :

AVAILABLE		LOGS	
TYPE	INTERVAL m	1/200	1/500
ISF/			
Sonic	377 - 1293	x	x
"	1282 - 2655	x	x
FDC/			
CNL	2348 - 2655	x	x
DLL/			
MSFL	2331 - 2655	x	x
CDMap	1282 - 2655	x	x
CBL	94 - 2615	x	
"	2370 - 2485	x	x
"	2305 - 2616	x	x
SRS	377 - 2655	1/1000	x
Mud	171 - 2657		x

CASINGS				
TYPE	DIAM inches	DEPTH BELOW KB m	HOLE DIAM inches	DEPTH BELOW KB m
COND	30	166	36	170
SFC	20	377	26	381
INT	13 3/8	1283	17 1/2	1295
INT	9 5/8	2648	12 1/4	2655
INT				
LINER	7	2582	8 1/2	2655

Figur 7-1 «viser tilhørende brønnbeskrivelse, Vallhall brønn nr. 2/8-11: figur viser: - brønn nummer, felt- navn, koordinater og reservoarets formasjons-alder, datoer for opprettelse og avslutning samt navn på operativt selskap den gang, foringsrør og logger, se fullstendig dokument» [1](29).

Stratigrafi:

Oljefunn er gjort i Tor-formasjonen som også strekker seg til Ekofiskfeltet, der reservoaret også består av kalk-formasjoner. Kappebergarten som ligger like over reservoaret er en del av en formasjon kalt Lista-formasjonen og er tilhørende den såkalte Rogaland-gruppen. Rogaland-gruppen består av tre formasjoner her i følgende rekkefølgen yngst-eldst: - Balder-FM, Sele- FM og Lista-FM. Formasjonsgruppen er en del av de stratigrafiske tids-epokene (her også i rekkefølgen yngst-eldst): - tidlig Eocene ned til senere Paleocene, se formasjoner som inngår i brønnbanen, figur 7-2, fra yngste til eldste nedover:

Plio	Pliocene
Mio	Miocene
Oligo	Oligocene
Eo	Eocene
Pal	Paleocene
Dan	Danian
Cret	Cretaceous
JR	Jurassic
TR	Triassic
Perm	Permian
Basem	Basement
E	Early
M	Middle
L	Late

Figur 7-2 «viser de stratigrafiske navn på formasjoner som inngår i brønnbanen, fra brønn 2/8-11». [1](29).

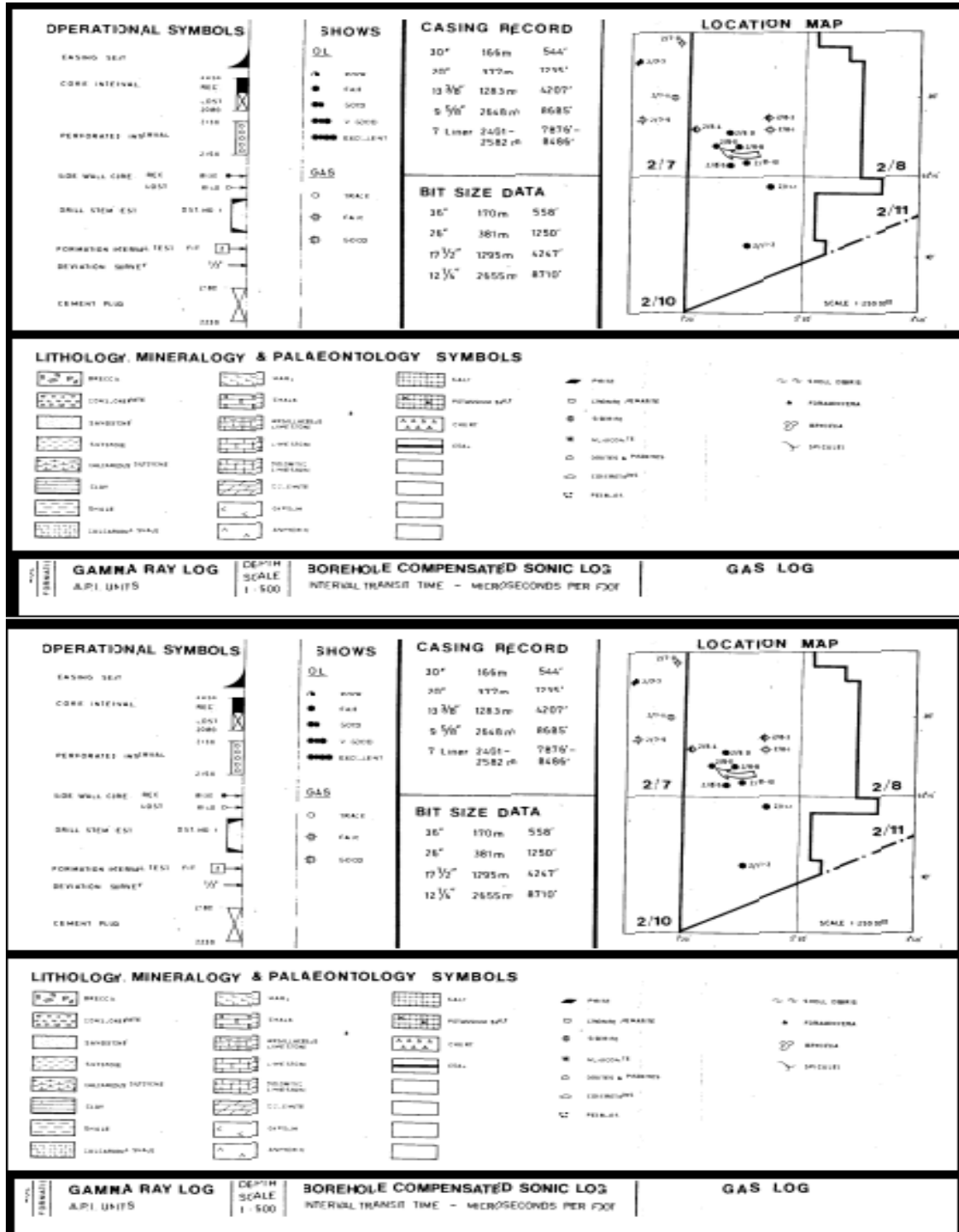
Litologi:

Beskrivelse av litologi er beskrevet med tekst i figur 7-3 nedenfor:

Lithological Description	KB depth (m)
183 - 1295 (mud loggers description) Clay, lt gry- drk grey, soft, stky, non calc- calc, w/tr mica, pyr and shell fragments, occ tr carb mtrl and clauc.	2262 - 2375 Intbdd clay, gry- crm- grn, calc occ grading to marl and shale, var col gry, brwn, gry/blue lt grn-olive grn, frm- brittle, porous, non calc w/ limest and sltst a/a. occ dol beige/ gry, hard w/ carb mtrl, pyr rods.
1295 - 1402 Clay lt gry, v. sft, sl slty, non- sl calc, occ pyr and clay md- dark grey, sft- frm, slty, mica, plty, calc w/ stringers limest, beige, hard, suc, tr glauc, tr shell depr. Clay is occ grading to clayst. lt ylw fluor fr. limest. mky blue cut fluor.	2375 - 2443 Intbdd shale var col beige, brwn, brwn/red purple, blue/ gry grn, occ w/a metallic hue, frm- brittle, pyr, slty and clay, crm, sft, slty, waxy, pyr non calc and clay, off wht, grn, glauc, w/ sltst, grading to sandstone, beige/ brwn, frm- hard, and limest beige, hard xln and dol, beige, hard.
1402 - 1591 Shale, gry/ brwn- md brwn, frm, slty, waxy, non calc- calc, pyr, carb flecks w/ clay and clayst. a/a. Dull ylw fluor from shale and clay, cut a/a.	2443 - 2450 a/a w/ tuff lt steel gry/ blue, hard, slty, gran, pyr,
1591 - 1762 Shale, brwn, frm, slty, tr pyr, non calc- calc and shale md gry a/a. w/ clay gry and brwn, sft, slty, pyr, non calc- calc. occ strngs limest, beige, hard, sucr, arg, and dol, beige hard, calc. Patchy ylw fluor from brwn shale.	2450 - 2456 Clay and shale w/ limest and sltst a/a.
1762 - 1881 Clay, tan- md brwn, sft, slty, pyr, mic. carb flechs non calc- sl calc w/ clay lt gry, grading to marl in end of section. Stringers shale a/a w/ tr shale, md green, frm, slty, chlor. tr sltsts, buff, frm, plty, calc and sltst, lt gry, frm granular, blk, calc. Weak dull ylw fluor from gry sltst.	2465 - 2484 Chalk, crm, frm, micritic- gran, w/ occ bands and laminae clay. Good por, no vis frac, uneven oil stn lt ylw fluor, immediate blue/ wht cut fluor
1881 - 1933 Marl, lt gry/ brwn, sft, slty, stky, mica, pyr, arg, grading to calc clay w/ shale, pred chokl. brwn, frm, dense, plty, mica, tr sltst lt gry a/a, tr limest, lt beige, hard, suc.	2484 - 2594 Chalk a/a w/ chalk, lt gry, sft- frm, micr, arg. occ chlor, grading to marl w/ lam clay, fair vis por. no vis frac, soat oil stn, dull ylw fluor, weak cut.
1933 - 2140 Clay, lt gry/ brwn, sft, slty, mica, pyr, calc grading to marl. w/ shale lt gry- chokl brwn, frm, plty, slty, non calc- calc w/ tr shale lt grn, glauc. Stringers limest, lt beige, hard, and tr sltst, tan- orange, frm, calc. Spotty lt ylw fluor from sltst and limest.	2594 - 2604 Marl, off wht- crm, sft, sl slty, pyr, arg w/ glauc and chlorite.
2140 - 2262 Shale, lt gry- drk brwn, frm, sl slty, plty, mica, non calc, occ grn. glauc. w/ clay gry- crm, sft, sl slty, mica, sl. calc and stringers limest and sltst a/a. Fluor a/a.	2604 - 2611 Shale, drk gry- brwn/ blk, soft- occ hard, sl slty, gummy, bit, non calc.
	2611 - 2630 Chalky marl, off wht/ gry, arg, grading to calc clay w/ occ clay, brwn, sft, slty, stky, calc.
	2630 - 2655 Clay, lt- md gry, sft, stky, calc grading to arg marl and clay, brick red, sft, stky, sl slty, calc, in end of section.

Figur 7-3 «viser tekst med litologi beskrivelser av de ulike gjennomborede seksjonene» [1](32).

Loggeformat, / samt skala- se figur 7-4:

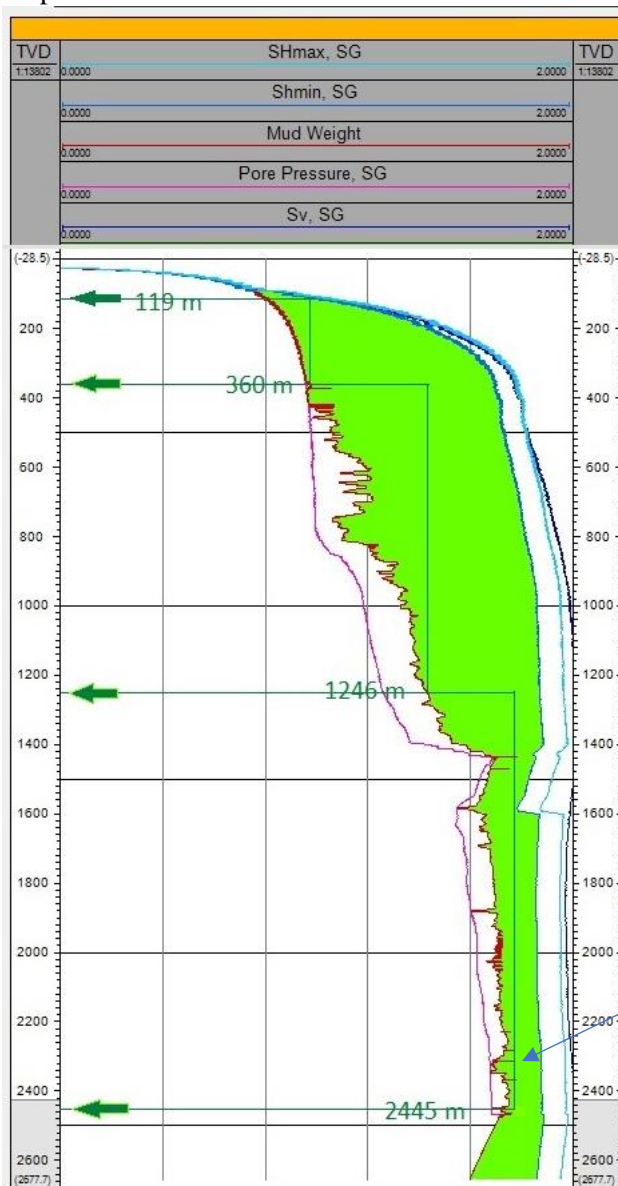


Figur 7-4 «viser «loggeformat/ skala», [1](30).

7.3 Settedyp valgt fra PPFG-plott

Plott av poretrykk, formasjons styrke av maksimale og minimale formasjonsspenninger som funksjon av tilhørende dybder, og som er konvertert fra trykk målt i pund per kvadrattomme (psi) til spesifikk tetthet, (SG). Maksimalt og minimalt horisontalt stress som virker som funksjon av økt litostatisktrykk med dybden, er omgjort til gradienter og uttrykkes i plottet som spesifikk tetthet der den ekvivalente slam-vekten nødvendig for å møte det møtende trykket er oppgitt slik at formatet er leselig for en boreingeniører, og dermed kan benyttes til å bestemme dybden der slamvekten må økes som tilsvarer at det settes inn et foringsrør og testes om trykket i brønnen kan håndteres på en forsvarlig måte.

Plottet som brukes i oppgaven er laget av Roar Egil Flatebø, som er veileder for oppgaven. Plottet er presentert her under i figur 7-5, der metoden beskrevet tidligere i oppgaven (kapittel 6, avsnitt 6.2) er brukt for å finne settedyp til de ulike føringsrørene. De valgte settedyp fra PPFG- er presentert i tabell 7.2 på neste side.



Reservoaret starter ved 2440 m, ønsker å sette røret litt inn i reservoaret, ca. 2455 m.

Figur 7-5 «viser PPFG-plott som benyttet til grafisk-løsning av settedyp til føringsrørene i brønn 2/8-11» [2].

Tabell 7.2 «Settedyp» - Resultater fra grafisk-løsning som er vist i PPFG-plottet, (Se figur 7-5 - PPFG-plott).

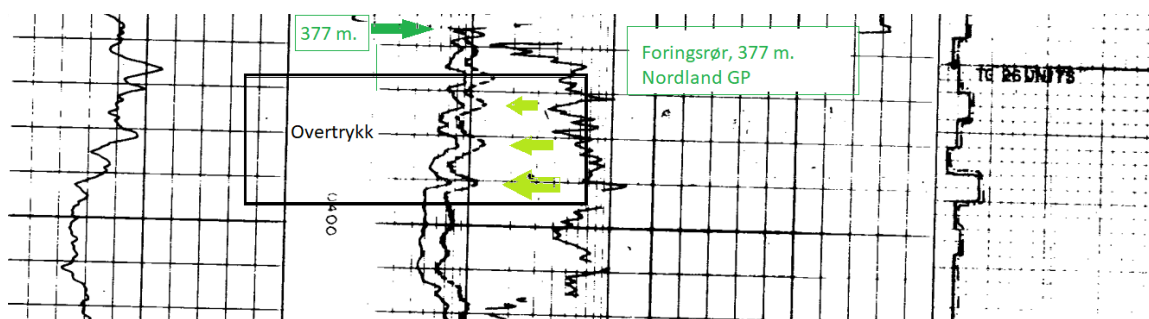
RØR	30"	20"	13 3/8 "	9 5/8"
DYBDE (m)	119 m	360 m	1246 m	2445 m

7.4 Formasjonsvalg/ settedyp fra logger

Formasjons-valg til de valgte settedyp gitt i figur 7-5 og oppgitt i tabell 7.2:

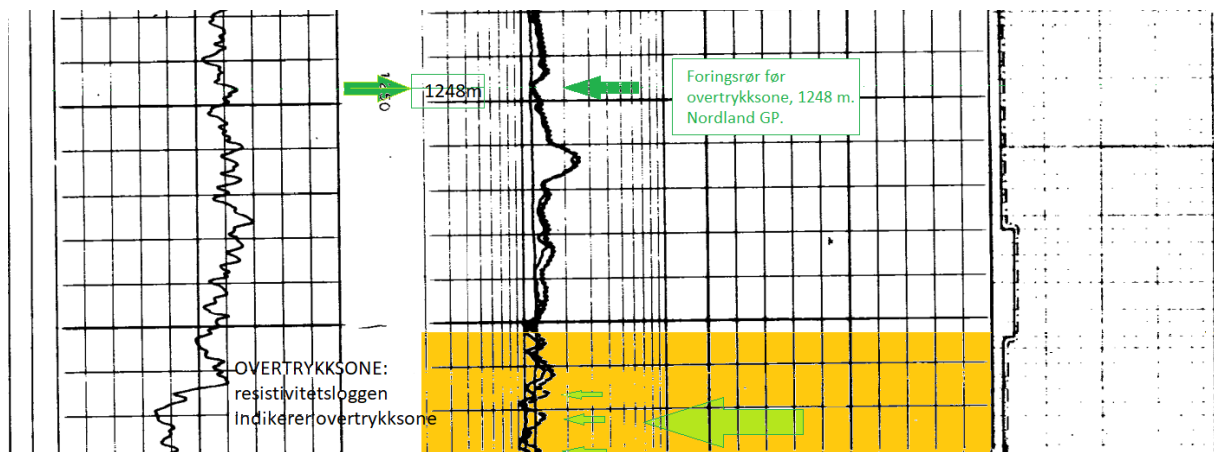
Til bestemmelsen av de endelige settedypene ut ifra formasjonsbedømmelser og kriterier som stilles til en god kappebergart i henhold til formasjons integritet, er det benyttet Gamma-Ray logg og resistivitets logger til dette. se hele logg og beskrivelsen under dokumenter ved navn: «Completion report/logs» [1](30).

De ulike settedyp fra tabell 7.2 er undersøkt ved å bruke de tilgjengelige loggene for å finne skiferformasjoner som kan fungere som fundament for de ulike foringsrørene. Første rør er konduktor røret, ut ifra de data tilgjengelig kan det ikke bestemmes noe formasjon. Loggene begynner ved 350 meters dyp der formasjons valg for overflaterøret som er basert på loggene, der det er funnet til å være i skifer ved 377 m som vist i figur 7-6 her under:



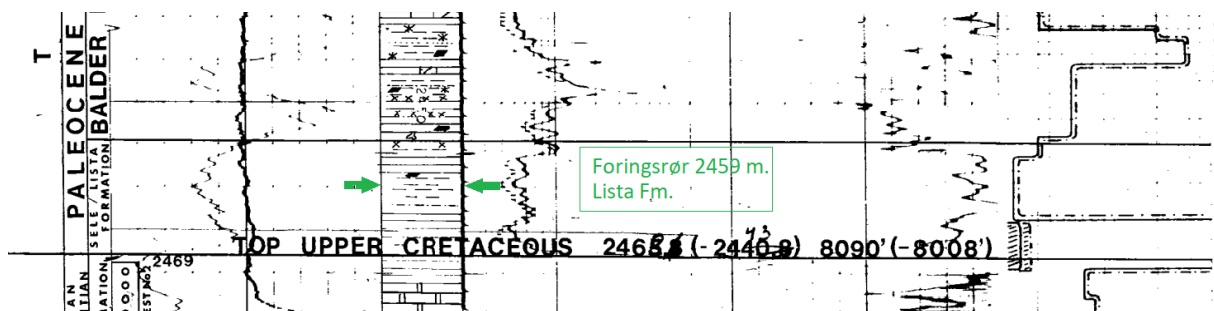
Figur 7-6 «viser utklipp fra logg for beste formasjonsvalg er skifer-lag ved 377 m og årsaken til at de settes før den møtende overtrykksonen som tydelig fremkommer i loggen». [1](30)

Neste rør er mellom der formasjonsvalg er gjort ved å observere overtrykkssone fra logg som beskrevet tidligere i oppgaven og illustrert av figur 4-4. Derfor er det bestemt foringsrør ved 1248 m, som vist i utklipp fra logg fra figur 7-7 her under:



Figur 7-7 «viser beste skifer-formasjon ved 1248 m. og hvor den møtende overtrykksonen som er markert med oransje resistivitetsloggen». [1](30)

Produksjonsrøret anbefales å settes i Lista Fm som er den isolerende kappebergarten som ligger rett over reservoaret, se figur 7-8 som viser hvor skifer-laget som er valgt er funnet:



Figur 7-8 «viser skifer-lagene som er markert inn på loggen ved 2459 m». [1](30)

7.5 Resultat

Metodene av grafisk løsning av settedyp fra PPFG plot er benyttet samt boka

“THE GEOLOGICAL INTERPRETATIONS OF WELL LOGGING, by Malcolm Rider, second edition” [7] er benyttet til å tolke loggenes betydning. Alle metoder som er anvendt i eksempelet er beskrevet i tidligere i oppgaven, og resultatet av de endelige settedypene er listet i tabell 7.3 her under:

Tabell 7.3: viser resultatet av de endelige settdypene etter både overtrykksoner fra PPFG-plottet/ samt formasjons bedømmelser er gjort ut ifra logger.

RØR (tommer)	30"	20"	13 ³ / ₈ "	9 ⁵ / ₈ "
DYBDE (meter)	Ikke valgt	377 m	1248 m	2459 m

8. SAMMENDRAG OG KONKLUSJON

8.1 Konklusjon

Det viktigste for valg av settedyp og formasjonsvalg for de ulike foringsrørene er å avgjøre hvor de trengs. Man må regne med å måtte øke slamvekten som følge av økende poretrykk.

Fra poretrykksberegninger og formasjonsstyrke gradienter kan man finne der en må øke slamvekten før en eventuelt kan fortsette boringen. Det vil også være naturlig å stanse boring samt kalkulere og oppdater alle data som et nødvendige sikkerhetstiltak når man oppdager trykk underveis. Siden foringsrørenes oppgave er å isolere formasjoner av ulikt trykk fra hverandre, trekkes de naturlig også inn i de sikkerhets krav som stilles blant annet fordi de inngår som et barriere-element(14) i den sekundære barrieren som skal fungere for det primære barriere elementet(13) hvis den primære barrieren skulle svikte. Under boring vil foringsrørene inngår som sekundære barriere element, men i andre fase av brønnens levetid kan det inngå i både primær og sekundær barrieren. Kravene som stilles vil innebære at det utføres formasjonstester etter rørene er satt i form av LOT eller FIT, og en skiller derfor mellom letebrønner og produksjonsbrønner i denne sammenhengen. På grunn av foringsrørenes funksjon, der de skal isolere ulike formasjonstrykk fra hverandre, avgjør naturlig nok også deteksjonen av plutselige forhøyede poretrykk fra formasjonen hvor rørene settes. Når settedypet er avgjort etter behov, er det neste skrittet å vurdere formasjonene etter tetthets-kriterier som vurderes ut ifra logger, samt andre geologiske metoder til å bedømme kappebergartens integritet og eksakte dyp.

Fra eksempelet, med ekte data, er det funnet settedyp til de ulike foringsrørene ved å bruke den grafiske metoden. Det er disse settedypene som indikerer når det er behov for foringsrør. Metoden er enkel å bruke, og man vet derfor hvor i brønnen man skal se etter skifer-formasjoner som er tette.

Etter dette er gjort, ser man på loggene som er gjort under boring. Det å kombinere gamma-ray loggen med resistivitets logger er en utmerket måte å både finne skifer, men også å kunne holde øye med poretrykksøninger i brønnen. Disse loggene er derfor brukt i kombinasjon til å bestemme de endelige settedypene der det er funnet tette skiferlag som skoen på foringsrørene kan stå i.

Det kan konkluderes med at det er svært viktig å sikre tette formasjoner på utsiden av foringsrørene under brønnkonstruksjonen for at barrierene skal fungere. Arbeidet viser at en tett kobling mellom fagdisipliner som geologi og boring er viktig for å oppnå et mest mulig optimalt brønndesign som ivaretar både sikkerhetsmessige og økonomiske forventninger.

REFERANSER

- [1] Oljedirektoratet, «Oljedirektoratets Faktasider, Publikasjoner, Brønner (npd.no),» 16 10 2012. [Internett]. Available: https://factpages.npd.no/pbl/wellbore_documents/1224_2_8_11_Completionlog.pdf. [Funnet 06 05 2022].
- [2] Vallhall, Asset. [Performance]. AkerBP.
- [3] T. Magnussen, Foringsrør, Universitetsforlaget, 1983.
- [4] R. B. Vik, Fôringsrør, Metoder og utstyr i forbindelse med setting av fôringsrør, Sandvika: Vett & Viten A/S, 1990.
- [5] provided by Standard Online AS for Aker BP ASA 2021-01-13, « Well integrity in drilling and well operations/ Brønnintegritet i borin og brønnoperasjoner,» NORSOK D-010:2021, p. 280, 11 01 2021.
- [6] B.N.Borrevik, Slamlogging, Universitetsforlaget, 1985.
- [7] A. D. Miall, Principles of Sedimentary Basin Analysis, second edition, New York: Springer-Verlag, 1990.
- [8] D. i. s. kommisjonen, «stratigraphy.org,» [Internett]. Available: <https://www.stratigraphy.org>.
- [9] M. Rider, The Geological Interpretation Of Well Logs, Second Edition, Whittles Publishing 199, reprinted 2000.
- [10] «Faktasider Oljedirektoratet,» [Internett]. Available: <https://factpages.npd.no/nb-no/wellbore/pageview/exploration/all/1224>.
- [11] «Oljedirektoratet faktasider publikasjoner,» AMOCO, [Internett]. Available: https://factpages.npd.no/pbl/wdss_old/1224_01_WDSS_General_Information.pdf.

LINKER/KRYSSREFERANSER:

- (29)[1224_01_WDSS_General_Information.pdf \(npd.no\)](#)
- (30)[1224_2_8_11_Completionlog.pdf \(npd.no\)](#)
- (31)[1224_01_NPD_Paper_No.32_Geology_of_the_southernmost_part_of_the_Norwegian_section_of_the_Central_Trough_Well_2_8_11.pdf](#)
- (32)[1224_2_8_11_Completion_report.pdf \(npd.no\)](#)
- (33)[Den internasjonale stratigrafiske kommisjonen \(stratigraphy.org\)](#)
- (34)[300-0 \(npd.no\)](#)

