

Subsea brønnboring Proessen fra start til slutt

Tina Skaftun

Bacheloroppgave i Produksjonsteknikk
Bergen, Norge 2019



Høgskulen
på Vestlandet

Subsea brønnboring

Proessen fra start til slutt

Tina skaftun

Institutt for Maskin- og Marinfag
Høgskulen på Vestlandet
NO-5063 Bergen, Norge

Høgskulen på Vestlandet
Fakultet for Ingeniør- og Naturvitskap
Institutt for maskin- og marinfag
Inndalsveien 28
NO-5063 Bergen, Norge

Omslag fotografi © Norbert Lümmen

English title: Subsea drilling, the process from beginning to closure.

Forfatter(e), studentnummer: Tina skaftun h123790

Studieprogram: Produksjonsteknikk

Dato: Juni 2019

Rapportnummer: IMM 19-M57

Veileder ved HVL: Ragnar Gjengedal

Oppdragsgiver: HVL

Oppdragsgivers referanse: Ragnar Gjengedal

Antall filer levert digitalt: 1

Forord

Denne bacheloroppgaven markerer slutten på min studietid ved institutt for maskin- og marinfag på HVL, Høgskulen på Vestlandet.

Oppgaven omhandler Subsea brønnboring. Subsea industrien er et svært aktuelt fagfelt med stadig utvikling. Dette har gjort oppgaven svært interessant å skrive. Noe jeg håper leserne også syntes.

Jeg vil først og fremst takke førsteamanuensis Ragnar Gjengedal for at han har vært min veileder gjennom dette prosjektet. Jeg har hatt stort utbytte av hans høye faglige kompetanse og pedagogiske formidlingsevne. Det har vært en svært lærerik prosess, som jeg vil ha stort utbytte av i fremtiden. Jeg vil også takke min familie for støtte og motivasjon gjennom studietiden.

Tina skaftun

Sammendrag

Petroleums historie offshore startet i 1947, i Mexico gulfen, og har etter dette utviklet seg betraktelig. Den første brønnen på norsk sokkel ble boret i 1966, av Ocean Travler. Det ble gjort flere store funn i årene som kom, blant annet Ekofisk i 1969, og Statfjord feltet i 1974. Norges første Subsea brønn ble boret i 1982, og Subsea næringen vokste raskt. Petroleums industrien har hatt stor innvirkning på Norges velferd og økonomi, samtidig som det fortsatt er store gjenværende reserver på norsk sokkel.

Petroleums industrien har også vært bærebjelke i verdens økonomi og velferd. Pr i dag består 80% av verdens energi behov av fossilt brensel. IEA, det internasjonale energibyrådet, mener at olje og gass vil stå for 48% av verdens energi behov i 2040.

Boring av en ny produksjonsbrønn er en omfattende og nøye planlagt prosess. Det hele starter med at operatørselskapene må søke til myndighetene om konsesjon for å begynne letevirksomhet. De får da innvilget en letelisens. Etter dette kartlegges havbunnen ved bruk av forskjellige undersøkelses metoder, som refleksjonsseismikk. Når havbunnen er ferdig undersøkt og analysert, avgjør operatørselskapene om de vil gå videre med feltet. De må da utarbeide en plan for utbygging og drift, PUD, samt en plan for anlegg og drift, PAD. Dette er dokumenter som skal godkjennes av olje- og energidepartementet før operatørselskapet kan gå videre med utbygging av ny brønn evt. nytt felt.

Ved oppstart av en Subsea-brønn vil nødvendig utstyr installeres på havbunnen, samtidig som boreinnretningen er flytende. Det er nødvendig med ekstra utstyr og tiltak spesielt med tanke på sikkerhet. En flyterigg utsettes for større ytre påkjenninger enn en fast installasjon. Den må kunne koble fra brønnen ved en uønsket situasjon. Lande strengen gir blant annet denne muligheten. Den inneholder flere ventiler for stenging av brønn, i tillegg til at den kan kutte borestrengen, slik at riggen kan kobles fra og forlate brønnen. Dette skjer uten lekkasjen til omgivelsene. En boreoperasjon skjer under høyt trykk, med brannfarlige stoffer. Dette er ett høy risiko arbeid som krever høyt fokus på sikkerhet og planlegging. Myndighetene setter blant annet krav til sikkerhet ved at de krever 2 uavhengige barrierer. Under boring vil borevæske være primærbarriere, og BOP, blowout preventer (utblåsningsventil), er sekundærbarriere.

Petroleumsindustrien har utviklet gode og effektive metoder for høy utvinning av oljefeltene. Som ved produksjonsfall, da det utføres injeksjon og sidestegsoperasjoner som gir høyere utvinningsgrad, samtidig som det tas seismikk av reservoarene under produksjons. Dette gir ett bedre innblikk produksjonsutviklingen. Ved å videre utvikle kostnadsbesparende metoder for utvinning av olje og gass, vil oljefeltene få økt inntekt og levetid.

Tina skaftun

Abstract

The petroleum history started in 1947, in the Gulf of Mexico. Since the start it has developed enormously. The first well on Norwegian shelf was drilled in 1966, by Ocean Travler. Several large discoveries were made in the early years, such as Ekofisk in 1969, and the Statfjord field in 1974. In Norway the first Subsea well were drilled in 1982. Since then the Subsea industry grew quickly. The petroleum industry has a major impact on the economy and welfare in Norway. Still it remains large reserves on the Norwegian seabed.

The petroleum industry has also been a foundation in the world economy and welfare. Today 80% of world energy consists of fossil fuel. IEA, the International Energy Agency, pronounces that in 2040 oil and gas will cover 48% of the world energy.

Drilling a new production well is a comprehensive and detailed process. Starting with operators applying to the authorities to start exploration. They then get an exploration license. The seabed is evaluated by different methods, like reflection seismic. When evaluation and analyses are done, operators decide whether to proceed with the field. To continue the field, they prepare a plan about development and operation, PUD, and a plan about construction and operation, PAD. These documents must be approved by the ministry of petroleum and energy before continuing the new field.

When performing subsea welling, necessary equipment is installed on the seabed and the drilling location is floating. It's necessary to add equipment and safety subjects in the drilling operation. In addition to fixed installations, floating rigs are exposed to greater stress. This makes it necessary to quickly disconnect from the well in case of an emergency situation. Landing string have this opportunity. It contains valves that closes and cuts drilling strings, without leakage to surroundings. This makes it possible to disconnect and pull away from the well. Drilling operations involves high pressure and flammable fluids, that makes it a high-risk work, that demands large focus on security and grate planning. The authorities set requirements regarding security. They require 2 independent barriers true the whole operation. During drilling operation drilling fluid will be primary barrier, and BOP, blowout preventer, is secondary barrier.

The petroleum industry has developed efficient methods for high retrieval in the oil fields. Such as injection and sidetrack operation, to increase the production rate in a production fall. Using seismic during production, this gives a better insight into the production development. This shows that developing cost-efficiency well methods will increase profit and provide longer lifecycle oilfield.

Tina skaftun

Innhold

Forord	3
Sammendrag	5
Abstract	7
1 Innledning	11
1.1 Problemstilling	11
2 Teori	12
2.1 Bakgrunn	12
3 Metode	15
3.1 Hva er metode	15
3.2 Litteraturstudie	15
3.3 Kildekritikk	18
3.4 Styrker og svakheter	18
4 Brønnboring	19
4.1 Planlegging.....	19
4.2 HMS	25
4.3 Barrierefilosofi	28
4.4 Boreprosessen.....	37
4.5 Komplettering.....	42
4.6 Utstyr.....	48
4.7 Produksjonsfall.....	58
5 Diskusjon	65
6 Konklusjon	68
7 Kilder	69
7.1 Referanseliste	69
7.2 Figurliste.....	73

Tina skaftun

1 Innledning

I denne oppgaven skal man få ett innblikk i hvordan hele brønnprosessen er bygd opp fra start til slutt. Nye brønner bores i eksisterende felt for å gi økt utvinning. Boreprosessen foregår i flere steg. Det brukes ulikt utsyr og metoder. Boreoperasjonen er en krevende prosess som kan by på store utfordringer. Det opereres med høye trykk og brennbare stoff. Noe som gjør det avgjørende med høyt fokus på sikkerhet. Myndighetene stiller krav til sikkerhet og gjennomføring av hele boreprosessen.

1.1 Problemstilling

Overordnet problemstilling

Subsea brønnboring, hvilke tillatelser og krav stilles fra myndighetene? Hvilke trinn inngår i boreprosessen ved oppstart av en ny produksjonsbrønn i eksisterende felt, på norsk sokkel. Hvordan foregår kompletteringen, og hvilken hensikt har den? Hvilke sikkerhetsfunksjoner eksisterer?

Avgrensninger

Ser hovedsakelig på boring av en ny brønn i eksisterende felt. Markedet begrenses til Subsea industrien, da dette er mest aktuelt. Oppgaven skal være en oversiktsrapport som forklarer funksjon og prinsipper ved en Subsea-boreoperasjon sett utfra ett produksjonsperspektiv. Vi skal se nærmere på barrierer og sikkerhetsfunksjoner som inngår i denne prosessen. Det skal legges vekt på hvilke krav myndighetene setter til brønnboring, og hvilke tillatelser som trengs for å starte opp ny brønn.

Formål med oppgaven

Formålet med oppgaven er å utvikle systemforståelse for prosessen brønnboring, sett utfra ett produksjonsperspektiv. Det skal skapes forståelse for hvilket arbeid som ligger til grunne, hvilket utstyr som inngår og hvilke hensyns som må tas. Dette skal blant annet innbefatte sikkerhetsprosesser, levetid og nedstenging. Sentralt utstyr skal forklares, spesielt innenfor bore- og kompletteringsprosessen.

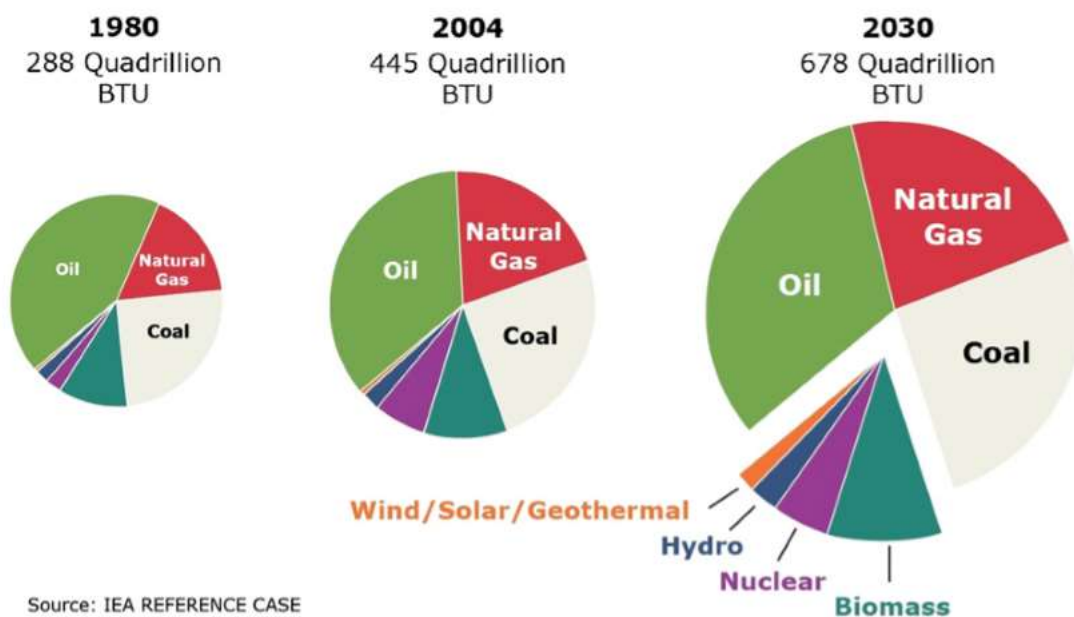
Oppgaven starter med en innføring i Subsea historien og hvilken innvirkning dette har hatt på Norges velferd. Videre forklares forarbeidet ved en Subsea-brønnboring prosess, og hvilke barrierer som inngår. Deretter går jeg inn på selve boreoperasjonen, med de ulike stegene og hvilket utstyr som brukes. Jeg utdyper spesielt kompletteringsprosessen, hvilken hensikt den har og hvilket utstyr som trengs. Her er det spesielt med tanke på landestengen, og dens rolle i kompletteringen. Deretter går jeg inn på trykkfall og sidesteg etter oppstart av produksjon. Tilslutt forklares varig nedstenging av brønn, P & A.

2 Teori

2.1 Bakgrunn

Verdens energi behov

Verdens energiforbruk består hovedsakelig av fossile brensel, som olje, gass og kull. Forbruket har økt jevnt siden 1950 tallet. Selv med økning i utvikling av fornybar energi, utgjør olje og gass fortsatt 80 % av verdens energiforbruk. Dette medfører at produksjon av olje og gass har stor betydning for verden velferd og økonomi. IEA, det internasjonale energibyrådet, mener at olje og gass i 2040 vil stå for 48% av verdens energibehov. Som vil si at olje og gass forsetter å være bærebjelke for verdens energi behov generasjoner fremover. Figur 2-1 viser verdens energibehov fra 1980 til 2030. Vi ser her at andelen fornybar energi i 2030, ikke engang er tilstrekkelig for å dekke energi behovet som var på 1980 tallet. Man må trolig gå mye lenger tilbake i tid, for å dekke verdens energi behov med dagens fornybare energi. Dette viser igjen at verdens samfunnet er helt avhengig av olje, gass og kull. [1]



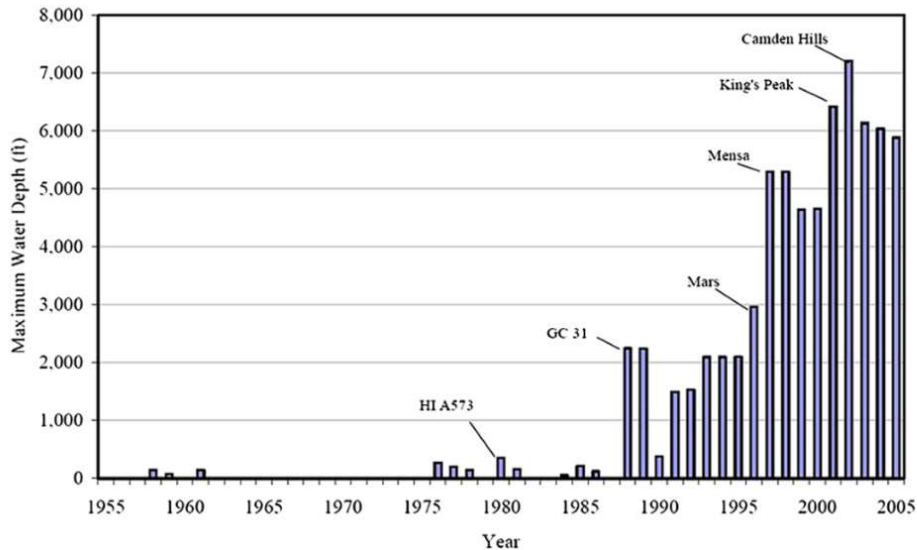
Figur 2-1 Verdens energiforbruk. Fossilt brensel er fortsatt 80% av verdens energiforbruk. [2]

Økt fokus på lavere utslipp, i tillegg til ny og bedre teknologi, ved produksjon av olje, gass og kull, vil utslippene holde seg innenfor målene i Parisavtalen, som er en global temperaturstigning på under 2 grader celsius. [3]

Som Statoil en gang uttalte: «Oil and gas are here to stay» [4]

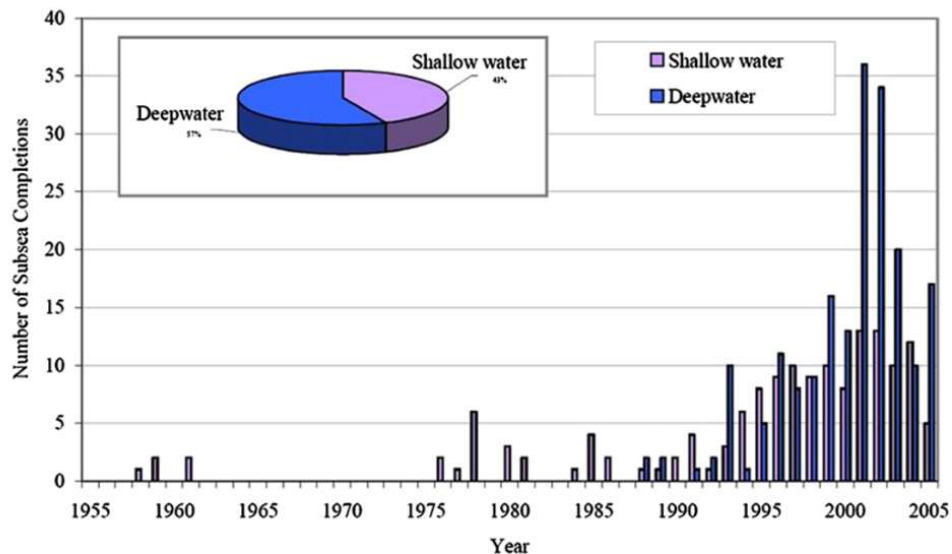
Historie

Offshore historien startet i 1947. Det var da Kerr-McGee utførte den første vellykkede offshore boreoperasjonen, i Mexico gulfen. Etter dette har offshore næringen vokst betraktelig. Den utvikler seg stadig, blant annet med økende hav dybde. Dette kan vi se utfra Figur 2-2, der økning i havdybde visses. Man regner havdybde mindre enn 1000 fot for grunnvannslokasjoner, og havdybde større enn 1000 fot for dypvannslokasjoner. [5]



Figur 2-2 Havdybde fra 1955 til 2005 [6]

Med økende havdybden oppsto behovet for Subsea installasjoner. Dette vises på Figur 2-3. Vi ser her tydelig sammenheng mellom økende havdybde, og antall Subsea brønner. Subsea installasjoner er olje- og gassbrønner der produksjonsutstyr står på havbunnen. Produksjonsutstyret kan være koblet til boreskip, flyterigger eller landbaserte rigger. Subsea teknologien har gjort det mulig å utvinne olje på havdyp langt dypere enn 1500ft. [5]



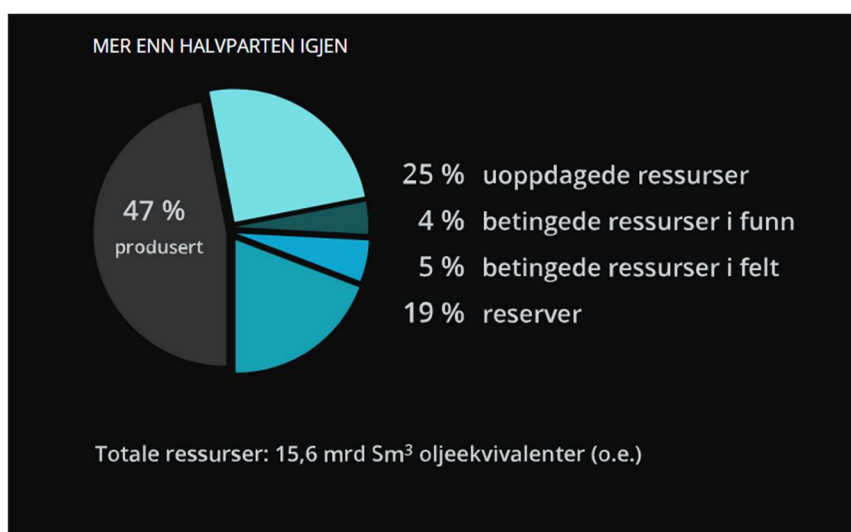
Figur 2-3 Antall Subsea brønner i tidsrommet 1955 til 2005. [6]

Den første Subsea brønnen ble boret i 1961, i Mexico gulfen, av Shell. Den første letebrønnen på norsk sektor ble boret av Ocean Traveler der ESSO var operatør i juli 1966. Det skulle imidlertid gå flere år før det ble funnet ett drivverdig oljefelt. Først i 1969 fant Ocean Viking den første olje på norsk sokkel, der Phillips var operatør. Felte viste seg å være ett av de største oljefeltet som var funnet til havs. Dette ble kalt Ekofisk. Feltet er i dag fortsatt det nest største oljefeltet på norsk sokkel. I 1971 startet produksjonen på Ekofisk. Senere ble andre felt funnet som f.eks. Statfjord feltet som ble oppdaget i 1974 som er det største olje/gass feltet på norsk sokkel i dag, og Troll feltet som ble funnet i 1979, men ble ikke satt i produksjon før 1995. Troll feltet er det største gass feltet på norsk sokkel i dag, og i tillegg er det mest olje produserende feltet gjennom norsk historie. [7]

Norges første Subsea brønn ble til ved utvidelse av frigg feltet, i 1982. Subsea industrien vokse raskt, og i 1996 var Norge på vei mot å bli en av verdens fremste aktører på Subsea markedet.

Helt siden starten av produksjon av olje/gass, på norsk sokkel, har den hatt stor innvirkning på norsk økonomi og det norske velferds samfunnet. Siden 1971 er det produsert olje fra 106 felt på norsk sokkel. Ved årsskifte 18/19 er det fortsatt 83 felt i produksjon. Mange av feltene er gamle, men har fortsatt store gjenværende reserver. Det blir også gjort mindre funn rundt/i nærheten av disse feltene som knyttes opp til installasjonene som står der ved bruk av Subsea satellitter, som igjen øker brønn levetiden. [8]

Siden midten av 60-tallet har det blitt boret ca.6500 brønner hvorav 1728 er letebrønner på norsksokkel. Oljedirektoratet mener at det fortsatt er mer enn halvparten igjen av olje/gass oljeekvivalenter på norsk sokkel. Fordelingen av oljeekvivalenter vises på Figur 2-4Figur 2-4Oljeekvivalenter på norsk sokkel. [9]



Figur 2-40ljeekvivalenter på norsk sokkel. [9]

3 Metode

3.1 Hva er metode

«Hensikten med forskning er å frembringe gyldig og troverdig kunnskap om virkeligheten. For å forklare dette må forskeren ha en strategi for hvordan han eller hun skal gå frem. Denne strategien er metode.» [10]

3.2 Litteraturstudie

Denne oppgaven er basert på et rent litteraturstudium. Det vil si at jeg baserer oppgaven på eksisterende litteratur og kjent teknologi innen fagfeltet. Oppgaven tar for seg brønnboringprosessen fra start til slutt, ved boring av en Subsea-brønn. Den går systematisk gjennom prosessen fra planleggingsfasen til pugging og varig nedstenging.

Informasjonen jeg har innhentet er hovedsakelig fra fagbøker samt artikler og tekster fra internett. Det er brukt ulike databaser for å søke etter relevant faglitteratur. Det er benyttet både norske og engelske fagbøker, artikler og tekster. Dette for å utvide litteratursøket. Oversikt over litteraturen oppgaven bygd opp på, vises i Tabell 1 og Tabell 2.

Tittel	Forlag	Forfatter
Boreteknologi	Norwegian Petroleum Academy	Erland Jørgensen
Produksjonsteknikk 1	Norwegian Petroleum Academy	Erland Jørgensen
Produksjonsteknikk 2	Norwegian Petroleum Academy	Lars Haugland
Brønnvæsker	Norwegian Petroleum Academy	Gjermund Kolle og Rune Mesel
Brønnkontroll	Norwegian Petroleum Academy	Svein Halle
IWCF Trykkontroll	Norwegian Drilling Academy AS	
Hydrocarbon Exploration and production	ELSVIER	Frank Jahn, Mark Cook & Mark Graham
Drilling Technology	Pennwell	Steve Devereux
Deepwater Petroleum Exploration & Production	Pennwell	William L. Leffler, Richard Pattarozzi & Gordon Sterling
A primer of offshore operations	Petroleum extension service	Ron Baker
Fundamentals of petroleum	Petroleum extension service	Kate Van Dyke
Subsea Engineering Handbook	ELSVIER	Yong Bai, Qiang Bai

Tabell 1 Litteraturliste

Søkeord	Database	Hvor i teksten	Antall treff	Dato	Avgrensninger
Subsea complection	Freepatentsonline.com	Nøkkelord	19474	02.04.2019	
Subsea well	Oria	Nøkkelord	8962	02.04.2019	Ingeniørfag Artikler
Landing sting	Oria	Nøkkelord	430	05.04.2019	Dato :2000 - 2019 Ingeniørfag Emne: engineering
Landing string	Freepatentsonline.com	Nøkkelord	58960	01.03.2019	Siste 20 år
Lande streng	Ndla.no	Nøkkelord	87	10.03.2019	Brønnteknikk
Komplettering lande streng	Ndla.no	Nøkkelord	147	10.03.2019	Brønnteknikk
Brønn bygging	Ndla.no	Nøkkelord	169	15.03.2019	Brønnteknikk Fag artikler
Casing seksjon	Ndla.no	Nøkkelord	50	20.03.2019	Brønnteknikk Fag artikler
Barrierestyling	Petil.no	Nøkkelord	342	12.05.2019	
Barrierefilosofi	Ndla.no	Nøkkelord	1	12.05.2019	Brønnteknikk
Barriere	Ndla.no	Nøkkelord	85	12.05.2019	Brønnteknikk
Barriere subsea	Ndla.no	Nøkkelord	105	12.05.2019	Brønnteknikk
Leting	Norskpetroleum.no	Nøkkelord	20	10.04.2019	
Letepolitikk	Norskpetroleum.no	Nøkkelord	1	10.04.2019	

Subsea brønnboring, prosessen fra start til slutt

Brønn boring	equinor.no	Nøkkelord	4 tema	05.03.2019	Dato, nyeste.
			20 nyheter		
Johan Sverdrup	equinor.no	Nøkkelord	11 tema	25.04.2019	Dato, nyeste
			20 nyheter		
PUD, plan for utvikling og drift	wikipedia.org	Nøkkelord	4	27.04.2019	Dato
PUD, plan for utvikling og drift	regjeringen.no	Nøkkelord	97	27.04.2019	Dato
PUD	snl.no	Nøkkelord	81	27.04.2019	Petroleum
Ventiltrær subsea	Ndla.no	Nøkkelord	41	02.05.2019	Brønnteknikk
X-mas tree subsea	freepatentsonline.com	Nøkkelord	134	02.05.2019	Dato, nyeste.
X-mas tree subsea	Ndla.no	Nøkkelord	37	02.05.2019	Brønnteknikk
Olje historie Nordsjøen	snl.no	Nøkkelord	48	14.04.2019	
Olje historie Nordsjøen	Norsketroleum.no	Nøkkelord	1	14.04.2019	
Olje historie	Norsketroleum.no	Nøkkelord	6	14.04.2019	
Olje og gass	Geo365.no	Nøkkelord	6520	14.04.2019	dato, nyeste
Trykkfall	Ndla.no	Nøkkelord	17	05.05.2019	Brønnteknikk

Tabell 2 Database søk.

3.3 Kildekritikk

Det er viktig å være kritisk til kildene som brukes. Spesielt med tanke på internett. Det er da lurt å bruke sider som en er trygg på og kjent med. I søkeprosessen er det lagt vekt på kriterier som:

- Er informasjonen relevant pr i dag eller foreldet.
- Er informasjonen publisert på kjent nettside, forlag eller forfatter.
- Hva er formålet med teksten.
- Er det referert til kilder i teksten, evt. Hvor troverdig er de.

3.4 Styrker og svakheter

Offshore industrien har eksistert i flere ti år. Noe som gjør at litteraturen oppgaven er basert på er hentet fra en kjent teknologi. Dette gir styrke til oppgaven. Bøkene utgitt av Norwegian Petroleum Academy, NPA, skrevet av forfattere med erfaring fra offshoreindustrien. Samtidig som de engelske bøkene er utgitt av anerkjente forlag innenfor fagfeltet. Dette gir også styrke til oppgaven.

Det er gjort søk på engelsk. Dette kan gi feil og misforståelser i forhold til oversetting. Internettsider som er brukt kan være feilinformert. Dette gir svakhet til oppgaven. Det er brukt sekundærkilder som også er en svakhet med oppgaven.

4 Brønnboring

4.1 Planlegging

Letelisens

Når man skal produsere en ny brønn, evt. nytt felt i Nordsjøen, begynner man med leting. Dette gjøres for å konstatere at det er grunnlag for å starte ny lønnsom produksjon. Før letingen kan starte må operatørselskapene få godkjent letelisens.

Når operatørene har fått innvilget letelisens må de betale arealavgift til myndighetene. Arealavgift er avgift for hver kvadratmeter operatørselskapet har letelisens. Den skal betales årlig, og er lovbestemt. Prisen øker for hvert år som går. Dette sikrer en effektiv leteperiode. [11]

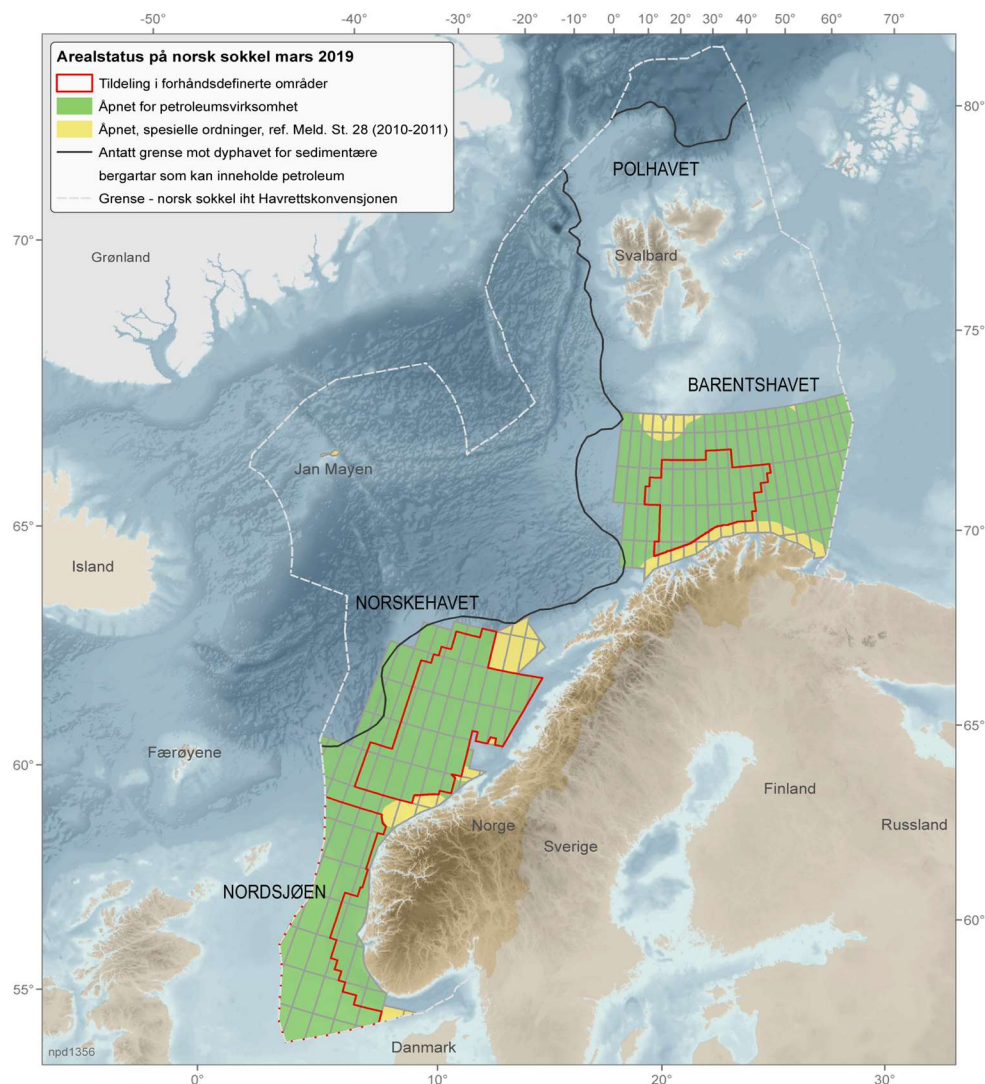
Letepolitikk på norsk sokkel

Norsk sokkel består av modne og umodne felt. Det er derfor utformet to forskjellige konsesjonsrunder som gjelder for de ulike feltene.

Modne felt

Modne felt er områder der geologien er kjent og infrastrukturen godt utbygd. I disse områdene er det viktig med en rask og tidsriktig utforsking. Dette for å utnytte feltenes ressurser på en effektiv og lønnsom måte, før de stenges ned. Funn av tilleggsressurser kan føre til økt lønnsomhet og levetid på eksisterende felt. Dette er viktig for å utnytte ressursene fullt ut, da disse funnene som oftest er for små til at det lønnsomt kan opprettes en egen infrastruktur. Ett unntak er Johan Sverdrup feltet. Der leting i eksisterende felt førte til funn av ett av de største oljefeltene på norsk sokkel. Den forventede ressursen på dette feltet er på 2,1-3,1 milliarder fat olje. [12] [11] [13]

På norsk sokkel startet petroleumsproduksjonen i Nordsjøen, og har etter dette vokst og strukket seg lengre nordover. Dette er et utfall av Norges letepolitikk. I dag anses nesten hele Nordsjøen som ett modent område. Dette gjelder også for Haltenbanken og området rundt Nordlandsryggen, feltene Ormen Lange og Aasta Hansteen i Norskehavet, og Snøhvit, Goliat, Castberg og Wisting i Barentshavet. Dette vises i Figur 4-1. Det grønne området markere områder der stortinget har åpnet for petroleumsvirksomhet. Det gule områder er åpnet for petroleumsvirksomhet under spesielle ordninger. Den røde avgrensningen viser tildelinger i forhåndsbestemte områder (TFO). [11]



Figur 4-1 Arealstatus på norsksokkel, mars 2019 [13]

Letelisens for modne felt

I modne felt kalles metoden for utdeling av letelisens TFO-ordning. TFO står for «tildeling av utvinningstillatelser i forhåndsbestemte områder». Denne ordningen ble innført på norsk sokkel i 2003 for å utvinne resurser mest mulig lønnsomt. Disse områdene inneholder alle modne områder på norsk sokkel. Operatør selskapene kan søke om å få letelisens i disse utvalgte områdene. De kan søke samme eller hver for seg. Olje- og energidepartementet deler ut letelisen til de selskapene som har sterkest søknad. Lisensen gjelder i første omgang for en leteperiode på opptil ti år. For å sikre at de tildelte områdene blir tilstrekkelig utnyttet har myndighetene krav til at operatørene legger frem plan for arbeid og utnyttelse av tildelte felt. Om operatørene ikke ønsker å fortsette arbeid i tildelte felt kan de overdras til andre operatører eller leveres tilbake til norske myndigheter. Dette gir rotasjons i areal og som fører til mer effektiv utvinning av feltene. [11]

Umodne felt

Umodne felt er felt der det er mindre kjennskap til geologien, og det ikke eksisterer infrastruktur. Dette fører til mer omfattende arbeide. Disse områdene kan ha en begrenset tilkomst som gjør arbeidsforholdene vanskeligere. Operatører som ønsker å lete i umodne områder bør ha høy kompetanse, lang erfaring og god geologisk kompetanse. Leting i umodne områder vill også kreve en høyere finansiering.

Umodne felt på norsk sokkel består av noen områder i Nordsjøen, deler av Barentshavet og dypvannsområder i Norskehavet. [11]

Letelisens for umodne felt

I umodne felt tildeles letelisens ved hjelp av konsesjonsrunder. Dette gjøres ved at operatørene nominerer blokker de ønsker å utforske. Myndighetene vurderer forslagene og legger de ut på offentlig høring. Olje- og energidepartementet deler ut letelisene til de operatørene som har sterkest søknad. På lik linje med modne felt, er det forutsatt at operatørene utarbeide plan for arbeid og utvinning av felt som ønskes tildelt.

I umodne felt er det større usikkerhet knyttet til resultatet av leting. Det er derfor viktig å foreta en skrittvis leteaksjon. Dette er for å bore minst mulig tørre letebrønner.

I Norge har man også «ikke åpne felt» dette er områder som ikke er åpen for petroleumsvirksomhet. Før disse områdene kan komme med i konsesjonsrundene, må myndighetene vedta at disse skal åpnes for petroleumsvirksomhet. Her må de økonomiske ressursene veies opp mot miljøkonsekvenser. På norsk sokkel innbefatter «ikke åpne felt» Barentshavet nord, Norskehavet nordøstlig, Skagerrak og området rundt Jan Mayen. [11]

Seismikk

For å kartlegge formasjonen under havbunnen, bruker petroleumsgeologer matematiske og fysiske måleteknikker som:

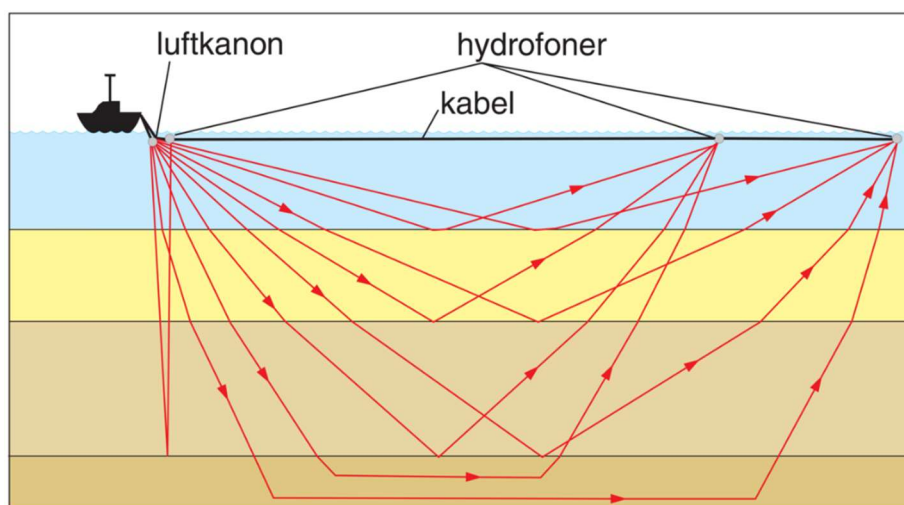
- Refleksjonsseismikk
- Elektromagnetisme
- Magnetometri
- Gravimetri

Refleksjonsseismikk og elektromagnetisme er de 2 vanligste metodene som blir brukt under seismikk kartlegging av de geologiske lagene og strukturen i formasjonen.

Refleksjonsseismikk:

Ved refleksjonsseismikk sendes det ut en lydbølge ned mot havbunnen, hvert enkelt lag nedover i formasjonen vil gi en refleksjon av lyden tilbake til overflaten. På overflaten er det ett elektronisk apparat som kalles hydrofoner, som kan transformere lydbølgene om til elektroniske signaler. Energien vil reflektere annerledes etter hvor stor kontras det er i bergarten, som gjør at det kan leses av hvordan formen og tykkelsen på de forskjellige lagene nedover er.

For å lage lydbølgen brukes det luftkanoner fra skip, mens hydrofonene henger etter skipet for å ta opp lyden som reflekterer og kommer i retur. Som vist i Figur 4-2. Skipet kjører i et nøye planlagt rutenett som er planlagt i forkant over det området som skal kartlegges.



Figur 4-2 Seismikkundersøkelse. [14]

Elektromagnetisme

Denne metoden er relativt lik som refleksjonsseismikk, men i stedet for lydbølger blir det sendt ut elektromagnetiske bølger. Dette er en nyere og mer avansert metode for kartlegging av de geologiske lagene under havbunnen. Når de elektromagnetiske bølgene blir sendt ned, vil de reflektere og bli lest av i ett nett med mottakerantenner som er lagt på havbunnen. Dette vises i. De elektromagnetiske bølgene brer seg ulikt gjennom olje/gass og andre medier, som gjør at en kan lage ett bilde av hvordan grunnen ser ut.

Oljeselskapene har i nyere tid begynt å kombinere bruken av refleksjonsseismikk og elektromagnetisme, for å få bedre og sikrere kartlegging av reservoarene, men det er imidlertid fortsatt ikke 100 % sikkert at det vil være olje/gass funn i de undersøkte områdene.

Plan for utbygging og drift, PUD

Når seismikk undersøkelser er utført og analysert, må operatørselskapene avgjør om de vil gå videre med prosjektet. Neste steg i prosessene er da å utarbeide en plan for utbygging og drift, PUD.

PUD er et dokument som utarbeides av operatørselskapene, som inneholder plan for utbygging, ressursutnyttelse og installasjoner ved utbygging av et eller flere felt. I dokumentet skal utbyggingen vurderes utfra økonomisk, teknisk, resurs og miljø perspektiv. Dokumentet deles i to deler, utbyggingsdel og konsekvensdel. Utbyggingsdelen skal gjøre rede for hele utbyggingen fra start til slutt. Dette innbefatter blant annet

- produksjonsenhet
- levetid
- nedstenging
- bore- og brønnaktivitet
- geologisk vurdering av feltet
- reservoar volum
- produksjonsforløp.

Konsekvensdelen gjør rede for hvilken innvirkning utbyggingen og drift har for miljøet og samfunnet. Forebyggende tiltak for å redusere negative sider med utbyggingen skal også komme frem her.

PUD skal skrives på norsk, og godkjennes av olje- og energidepartementet, OED. I saksbehandlingsprosessen samarbeider OED med arbeids- og sosialdepartementet (ASD), oljedirektoratet (OD) og petroleumstilsynet (Ptil). Dokumentet legges ut på offentlig høring, og der etter legges det fram for regjeringen. Tilslutt er det OED som gir tillatelse til oppstart. Saksbehandlingstiden er mellom tre og seks måneder, dette varierer utfra om det er ett kjent område eller ikke.

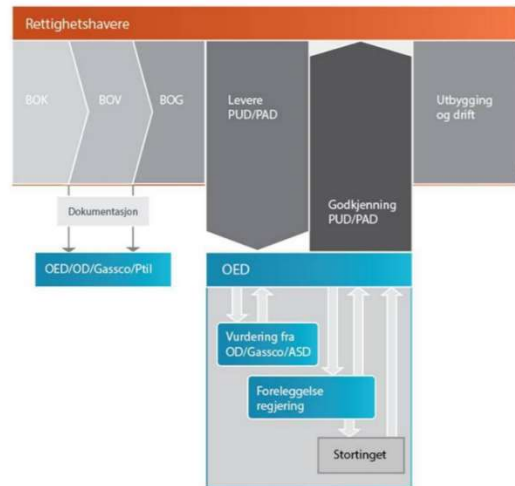
Myndighetene vil gjerne vise at utbygging skaper positive verdier for samfunnet. Derfor skal operatørselskapet gjennomføre en analyse av utbyggingen, og dens innvirkninger, senest to år etter oppstart. Denne er tilgjengelig for offentligheten.

Det kan søkes om fritak fra kravet om PUD. Dette kan være aktuelt dersom feltet ligger nær ett annet kjent felt, som har godkjent PUD. [15]

Figur 4-3 viser myndighetenes behandlingsforløp i forhold til PUD og PAD. Myndighetene definerer prosessene før utarbeidelse av PUD og PAD som: PUD og PAD. Myndighetene definerer prosessene før utarbeidelse av PUD og PAD som:

- Beslutning om konkretisering, BOK: Milepæl der rettighetshaverne har identifisert minst ett teknisk og økonomisk gjennomførbart konsept som gir grunnlag for å starte studier som leder fram til konseptvalg.

- Beslutning om videreføring, BOV: Milepæl der rettighetshaverne tar beslutning om videreføring av studier for ett konsept som leder fram til beslutning om gjennomføring.
- Beslutning om gjennomføring, BOG: Milepæl der rettighetshaverne tar investeringsbeslutning som resulterer i innlevering av PUD eller PAD. [15]



Figur 4-3 Myndighetenes behandlingsforløp av PUD og PAD

Plan for anlegg og drift, PAD

PAD er plan for anlegg og drift, som innbefatter transport og utnyttelse av petroleum. [15]
Dette gjelder:

- Bygging
- Plassering
- Drift
- Avskipningsanlegg
- Rørledninger
- Nødkjølingsanlegg
- Produksjonsanlegg
- Utnyttelse av petroleum

PAD har samme saksbehandlingsgang som PUD. Det kan med fordel samle de to planene i ett dokument. [15]

4.2 HMS

HMS historie

Oljeboring på norsk sokkel har gitt store inntekter og mange arbeidsplasser til det norske folk, men det har også krevd mye. Med suksessen har arbeidsulykker, oljeutslipp og katastrofer også fulgt med.

De største hendelsene på norsk sokkel:

- Ekofisk Bravo 30. april 1977, der det oppsto en ukontrollert utblåsning under boring. Det tok 7 ½ døgn før de klarte å sette på plass en ventil som stoppet utblåsningen. Det regnes med at ca. 12.700m³ olje gikk i sjøen. Det ble imidlertid ikke påvist noen alvorlige følger av ulykken, verken for fugl, fisk eller strender.
- Aleksander Kjelland ulykken 27 mars i 1980, da ene staget knakk av i en storm. Hele plattformen kantret. Dette krevde 123 menneskeliv.
- Helikopter styrt i 1978 på vei til Statfjord. 18 mennesker mistet livet.
- Helikopter styrt i 2016 Turøy på vei til Bergen Lufthavn. 13 Mennesker mistet livet.

Ulykker som dette har i ettertid stått som ett skrekksenario for hva som kan skje innenfor petroleumsvirksomheten. Det brukes i dag enorme ressurser for å hindre at slike hendelser skal skje igjen.

Siden starten i 1966 har det gått tapt 299 menneskeliv i petroleumsvirksomheten. Starten var preget av lite HMS, helse, miljø og sikkerhet. Det var ett nytt fagfelt som nordmenn ikke var kjent med. Arbeidet ble styrt av amerikanere og ble lært videre til nordmenn. Arbeidskulturen ble dermed med fra Amerika til Norge, arbeidet skulle da være raskt og effektivt.

De mange ulykkene påvirket oljedirektoratet til å belyse sikkerheten i bransjen. De ønsket et system som lignet det som ble brukt i skipsfarten. Det private selskapet Det Norske Veritas skulle utføre inspeksjoner i virksomhetene. Det ble slått fast at den ansvarlige operatør hadde ansvar for sikkerhet til enhver tid. Selskapene ble pålagt å utvikle interne sikkerhetssystemer i tillegg til de gjeldene lover og regler. Der myndighetene ikke hadde et eksisterende regelverk, skulle selskapene selv innføre egne prosedyrer. Oljedirektoratets rolle ble å kontrollere at selskapene hadde ett velfungerende sikkerhetssystem. Dette bidrog til at dødstallene gikk ned mellom 1980-1990. Men fortsatt var det en todeling frem til 90-tallet. Dette var et resultat av at flyterigger, supplybåter og dykkervirksomhet var underlagt et sjøfartsregime, der arbeidsmiljøloven ikke gjaldt. 1. januar 1993 ble arbeidsmiljøloven gjeldene for alle virksomheter offshore. Oljedirektoratets sikkerhetsavdeling ble 1. januar 2004 skilt ut som en selvstendig institusjon som ble kaldt petroleumstilsynet. [16]

Lover

Den første petroleumsloven ble vedtatt i 1985. Den nåværende petroleumsloven og petroleumsforskriften trådte i kraft i 1997.

Petroleumsloven regulerer:

- Leting etter olje og gass
- Utdeling av utvinningstillatelser
- Utbygging av felt
- Utvinning og produksjon av olje og gass [17]

Forurensingsloven:

- Verne miljøet mot ytre forurensninger
- Redusere eksisterende forurensninger
- Bedre avfallshåndtering og redusere mengden avfall [18]

Den første arbeidsmiljøloven ble vedtatt i 1977. 1. januar 2006 ble den erstattet med loven som gjelder i dag. Loven gjelder for private og offentlige virksomheter, foruten sjøfart, fisk og militær luftfart.

Arbeidsmiljøloven viktigste faktorer:

- Skal sikre et godt arbeidsmiljø
- Skal sikre trygge og rettferdige ansettelsesforhold
- Skal sikre et inkluderende arbeidsliv
- Skal sikre samarbeid mellom arbeidstaker og arbeidsgiver [19]

HMS i boreprosessen

For å sikre at arbeidet utføres på best og sikreste måte, har selskapene laget styringssystemer som skal hjelpe arbeidstakeren til å utføre arbeidet på en tilfredsstillende måte.

Sikker Job Analyse:

SJA er en systematisk analyse som skal hjelpe alle involverte i arbeidet til å forstå de ulike risikofaktorene. Dette blir gjennomgått i forkant av arbeidet. En SJA skal hjelpe til å identifisere risikoelementer i arbeidet som skal gjennomføres. Slik at det kan bli iverksatt tiltak for å fjerne eller kontrollere risikoelementer under gjennomføringen av arbeidet.

Under en SJA skal alle involverte i arbeidsoperasjonen være tilstede. Det er ikke et krav at SJA skal gjennomføres før hver operasjon. Dette skal vurderes under planlegging av jobben. Faktorer som kan være avgjørende for om det skal utføres en SJA kan være:

- Kritisk operasjon
- Operasjonen har ikke prosedyrer eller sjekklister fra tidligere gjennomføringer
- Hvis det tidligere har vært involvert ulykker i tilsvarende arbeid/operasjoner
- Dersom gjennomførende personell ikke har erfaring fra det aktuelle arbeidet
- Dersom arbeidet er risikofyllt og involverer flere faggrupper
- Dersom arbeidet avviker fra prosedyrer/rutiner

Prosedyrer og sjekklister:

Et viktig hjelpemiddel for å utføre arbeidet riktig første gang uten uønskede hendelser er prosedyrer og sjekklister. Dette er laget ut ifra arbeid som er utført tidligere, i den spesifikke operasjonen. Når en har en prosedyre å følge, som en bruksanvisning på hvordan operasjonen skal utføres, blir det gjort riktig, og likt av alle som arbeider der, uavhengig av hvilket personell som utfører operasjonen. Sjekklistene blir brukt som et hjelpemiddel til å klargjøre utstyr/verktøy som trengs under operasjonen. Disse hjelpemidlene gjør at de forskjellige jobbene blir standardisert, og reduserer sjansen for skade på personell, utstyr og miljø.

Boretårnet:

Utstyrer som blir brukt på boredekk i dag er som regel fjernstyrt. Det vil si at personell som kjører utstyret ikke trenger å være i usatte miljø.

Hoved utstyr på boredekk er:

- Heisespill (drawwork, traveling block, crown block, deadline anchor)
- Boremaskin (topdrive)
- Rørstablermaskin (pipehandler)
- Rørsammenkobler maskin (iron roughneck)
- Arbeids og personell vinsj (tugger, manrider)

Rød sone er et tiltak for å holde personell utenfor den usatte sonen på boredekk som er størst risiko for skade og ulykker. Rød sone er store deler av boredekket inni boretårnet. Det er faktorer som fallendegjenstander, bevegelig utstyr, og klemskader som har definert denne sonen. Dersom personell skal inn i rød sone for å utføre et arbeid, skal alt bevegelig utstyr stanses til personell er ferdig og er ute av sonen. For å minimere faren for fallende gjenstander, er det sikringer på alt som henger i boretårnet, som lyskastere, kamera wireblokker og alt utstyr på maskinene som henger i boretårnet. Det tas regelmessig dropsjekk i boretårnet, og på utstyret for å se etter slitasje eller andre faktorer som gjør at det kan være en mulighet for fallende gjenstander.

Petroleumsindustrien stiller strenge krav til HMS. Det jobbes kontinuerlig med forbedring på alle plan. Dette er alle aktører i industrien enig om. [20]

4.3 Barrierefilosofi

Barrierefilosofi er prinsipper og krav til sikkerhet og sikkerhetssystemer under en boreoperasjon. Norske myndigheter har utviklet dette for å sikre at boreprosessen utføres i henhold til krav, på en sikker måte. Kraven til barrierer og barriere-elementer finnes i NORSOK D-010 og NORSOK S-001. Det er svært viktig at disse kravene overholdes. Optimal sikkerhet til enhver tid, er helt avgjørende for å unngå ulykker og uønskede hendelser ved offshore operasjoner. Det har tidligere vist seg i offshore industrien at det er små marginer som spiller inn dersom det skulle oppstå en uønsket hendelse. Da det raskt kan utvikle seg til storulykker, som nevnt tidligere i HMS delen.

Når ulykker oppstår har en eller flere barrierer sviktet, vært utilstrekkelig eller ikke tilstede. Barrierer filosofi er noe som kontinuerlig forbedres, oppdateres og holdes ved lik. Det er en svært viktig og avgjørende del av boreprosessen som alle ledd må ta del i. Alt personell som er med på en brønnoperasjon må forstå faremomentene med operasjonen. Ledere, som en driller, må til enhver tid kunne gjøre rede for alle barrierene, tiltak som må settes i gang dersom en barriere forsvinner.

Barrierer

Barrierer en sammensetning av elementer som fungerer som et hinder. De skal hindre brønnvæske og hydrokarboner å lekke ut til omgivelsene. Barriere er en trykkonvolutt. Dette betyr at barrierer danner en trykktett mur som stopper lekkasje fra brønnen. Norske myndigheter har satt som krav at det alltid skal være minst to barrierer, som er uavhengig av hverandre. Dette betyr at ingen av barriere-elementene skal inngå i flere barrierer.

Barrierer deles inn i to hovedgrupper:

- **Primærbarriere**
Primærbarriere er barriereelementene som er direkte kontakt med brønntrykket under en operasjon.
- **Sekundærbarriere**
Sekundærbarrieren er en sikkerhet dersom det skulle skje noe med primærbarrieren. Dens oppgave er å fungere som trykkontroll om det primærbarrieren skulle svikte. Det er derfor viktig av barrierene er uavhengig av hver andre.

Hvilke elementer som er i de forskjellige barrierene varierer utfra operasjoner som utføres.

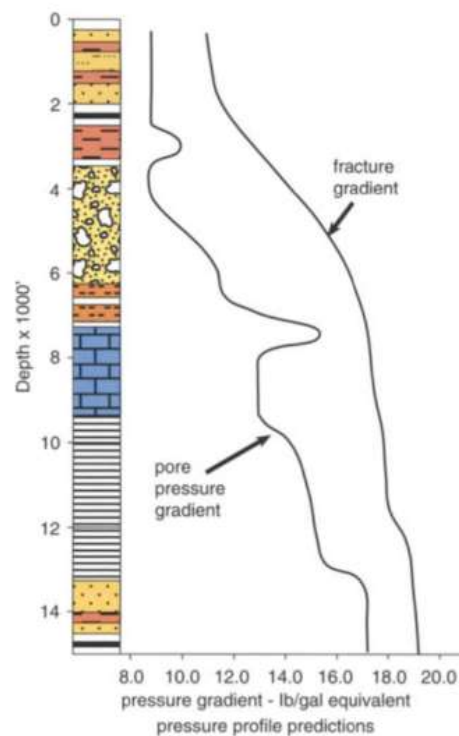
Primærbarriere i boreprosessen

Under en boreoperasjon vill det være boreslammet i brønnen som er primærbarrieren. Det er fordi boreslammet alltid skal være tungt nok til at det skal balansere formasjonstrykket, og forhindre at brønnen kollapser. Poretrykk(formasjonstrykk) kan variere ut ifra hvilken formasjon vi borer i. En kan dele poretrykk inn i 2 kategorier:

- **Normalt poretrykk:**
Når formasjonstrykket tilsvarer det hydrostatiske trykket med en søyle med formasjonsvann på samme gitte dybde
- **Unormale poretrykk:**
I høy- og lavtrykksoner finner vi unormale poretrykk, dette kan lage problemer under boreprosessen. Er poretrykket høyere en bunnhulltrykket og formasjonen er permeabel, vil formasjonsvæske strømme inn i brønnen. Dersom en borer inn i en lavtrykkzone, kan dette føre til slamtap til formasjonen som igjen kan gjøre at det hydrostatiske trykke kan bli lavere, og i neste omgang føre til innstrømming i brønnen.

Ettersom seksjonene blir boret tar en tester underveis for å se hva formasjonen tåler før den sprekker, dette kalles Leak Off-Test. En vil da trykke opp brønnen etter det er boret noen meter inn i den nye seksjonen. Trykke økes da opp til at en ser at det flater ut, da vil det fysisk sprekke opp i formasjonen, og trykket frigis. En kan også ta en FIT, Formasjon Integrity Test. Da økes trykket i brønnen opp til ett ønsket trykk for å se at formasjonen tåler det som er forventet under boring, brønnen vil da ikke sprekke opp. Testene vil gi viktig informasjonen om hvor mye brønnen tåler under boreprosessen og ved en evt. Kick-situasjon.

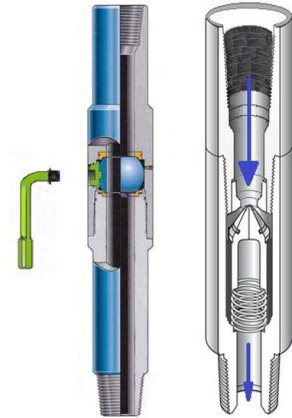
Dette gjør at det er en fin balanse mellom å ta inn en kick og sprengne formasjonen å gå på tap av boreslam til formasjonen. Overtrykket beregnes utfra tekniske data, og bestemmes av borelederen. Faktorer som har innvirkning er formasjonsstyrke, hullstabilitet og bergarttype. Det er svært viktig at det unngås at brønnen kommer i underbalanse. Figur 4-4 viser poretrykk og bruddgradient graf, der mud vekten må ligge mellom disse to for at brønnen ikke skal rase inn og for ikke å sprengne formasjonen.



Sekundærbarriere i boreprosessen

Under boreprosessen vil ventilene i BOP, Blow Out Preventer, og borestrengen fungere som sekundærbarriere. Dersom det oppstår et kick i brønnen, vil man stenge ventilene i BOP, slik at en stenger ringrommet rundt borestrengen. For å hindre kicken i å migrere opp borestrengen har en flere alternativer. Dersom Topdriven er i skrudd borestrengen, kan man stenge auto IBOP som er montert på topdrive, dersom den ikke er i skrudd, vil man ha 2 løse ventiler stående på boredekket som kan settes på dersom borestrengen står slipset i rotarytabel. Det er kellycock, som er en sub med innvendig kuleventil som stenges manuelt, og IBOP, Inside Blow Out Preventer, som er sub med en innvendig enveisventil.

Kellycock og IBOP vises i Figur 4-5. Førstevalget vil være å sette på kellycock og stenge denne, driller har da tid til å skru seg i med topdrive uten at en står i fare for en utblåsning. For så å eventuelt starte en utsirkulering/dreping av brønn. [21]



Figur 4-5 Kellycock (t.v.) og IBOP (t.h.) brukes for å hindre kick å migrere opp borestrengen [21]

- **Borehastighet (Rate of Penetration, ROP)**

ROP måler synkehastigheten til borestrengen, hvor mye brønnen forlenges per time. Måles ved hjelp optiske eller hydrauliske metoder. I tillegg må den registreres for å analyseres. Faktorer som har innvirkning på ROP er bergartens hardhet, måten det blir boret på og hvor stort overtrykk (differensialtrykk Δp) det er i brønnen.

- **Returstrøm fra brønn**

Returstrøm fra brønnen oppstår dersom brønnen kommer i ubalanse under boring. Da strømmer formasjonsvæske, som olje, gass og vann, fra permeable bergarter inn i brønnen. Dette måles ved hjelp av ett instrument som er montert i returlinen (flow line) på toppen av brønnen. Dette er ett mål som kan være vanskelig å fange opp. Det er flere forhold som spiller inn på hvor stor returstrømmen er. Dette er:

- Underbalanse i brønnen
- Permeabiliteten til formasjonen
- Viskositeten til formasjonsvæsken
- Arealet på strømningsflaten

Dette fører til at returstrømmen blir større dersom:

- Formasjonene har høyere trykk enn forventet.
- Underbalanse i løse bergarter.
- Formasjonene inneholder gass, når det er beregnet at det inneholder olje.
- Stor diameter i brønnen.

- **Økt utstrømning fra brønnen**

Økt utstrømning fra brønnen oppstår om brønnen kommer i ubalanse og begynner å produsere. Siden slampumpene går med konstant hastighet, forventes det at returen fra brønnen også skal være konstant. En økning i denne returen viser at brønnen er i ubalanse.

- **Nivå i slamtankene**

Slamsystemet er et lukket system. Nivået i slamtankene skal være tilnærmet likt under hele boreprosessen. Det er en beregnet reduksjon i slamnivå, ettersom en borer dypere og større brønn. Dette er en kontrollert reduksjon. Oppstår det endring i slamnivå utenom det som er forutsett, tyder det på at brønnen er i ubalanse. Det er viktig at nivået i slamtankene overvåkes. Det finnes i dag gode metoder for dette, som for eksempel flottør, som viser nivå i tankene.

- **Strømningssjekk**

Om det er mistanke om ubalanse i brønnen, er det viktig å gjennomføre en strømningssjekk (flow check). Dette gjøres ved å stoppe pumpene, får så å observere slamstrømmen. Om brønnen da er i balanse vil det stoppe å strømme slam ut fra brønnen. Hvis det fortsetter å strømme slam ut fra brønnen er dette et tydelig tegn på at brønnen er i ubalanse. En slik oppgave krever at utstrømningen ledes i en egen tank, trip-tank. Det er slik volumet av utstrømningen kan måles. Dette kan også utføres som en ekstra sjekk for å sikre at brønnen er stabil, når borestrengen skal trekkes ut, før foringsrør kjøres og etter at brønnen er drept.

- **Gass i returslammet**

Gassnivået i returslammet overvåkes og registres under en boreoperasjon. Målingene utføres med stor nøyaktighet for å raskt oppdage endring i gassmengde.

Utsirkulering

Dersom primærbarrieren er ødelagt og brønnen tar inn en kick, stenges BOP. Sekundærbarrieren brukes da for å opprette primærbarrieren igjen. For å oppnå dette må innstrømningen sirkuleres ut og boreslammet må veies opp, slik at det overvinnes poretrykket. Det brukes 2 forskjellige utsirkuleringsmetoder, drillers metode og vente & veie metoden. Ved utsirkulering er det viktig at bunnhullstrykket holdes konstant, og balanserer formasjonstrykket. Dette er en viktig forutsetning for at dreping av brønnen skal bli vellykket. For å klare å holde ett tilnærmet konstant bunnhullstrykk må gassen få ekspandere når den sirkuleres til overflaten. Når dette blir gjort vil det bli mindre boreslam i annulus, som vil gjøre det hydrostatiske trykke lavere. Det må da kompenseres med

høyere trykk over choken. Når gassen er sirkulert ut vil det bli mer slam på annulus siden, og choke trykket reduseres for at bunnhullstrykket ikke skal bli for høyt. Killshear er ett viktig hjelpemiddel for borer når det skal regnes ut vekt på drepeslam, volumer og utsirkuleringstrykk.

- **Drillers Metode:**

Ved denne metoden starter med å sirkulere ut innstrømning, med boreslammet som er i brønnen. En vil da begynne med å pumpe med konstant pumpe rate min. ett annulus volum, for så å justere bunnhullstrykket ved hjelp av choken mens utsirkuleringen foregår. Når innstrømningen er ute av brønnen, regnes det ut hvor tungt boreslam som må pumpes ned for å holde brønnen i overbalanse. Det pumpes deretter ned drepeslam, til man får drepeslam i retur fra brønnen, ett brønnvolum. Brønnen skal da være i overbalanse igjen. Det tas en flowsjekk for kontroll. Dersom flowsjekk er godkjent er primærbarrieren opprettet igjen.

- **Vente & Veie Metoden:**

Ved denne metoden vil det ikke pumpes noe ned i brønnen før det er beregnet hvor tungt drepeslammet skal være, for så å veie opp drepeslammet. Når det har riktig vekt er det klart til å begynne å pumpe. Det pumpes da drepeslam ned i brønnen med konstant pumpe rate for å holde konstant bunnhullstrykk. Samtidig som innstrømningen sirkuleres ut. Choken justeres etter hvert for å slippe ut innstrømningen, og opprettholde bunnhullstrykket. Når drepeslammet kommer i retur fra brønnen, tas det flowsjekk. Er det en godkjent flowsjekk er primærbarrieren opprettet igjen.

Hoved forskjellen for disse 2 utsirkulerings-metodene er at ved drillers metode, begynner man utsirkulering av innstrømning med en gang, ved hjelp av boreslammet man allerede har i brønnen. I motsetning til V&V metoden der det ikke sirkuleres noe før drepeslammet er veiet opp og klart for å pumpes ned i brønnen.

Felles for begge utsirkuleringene er at bunnhullstrykket må holdes konstant under hele utsirkuleringen.

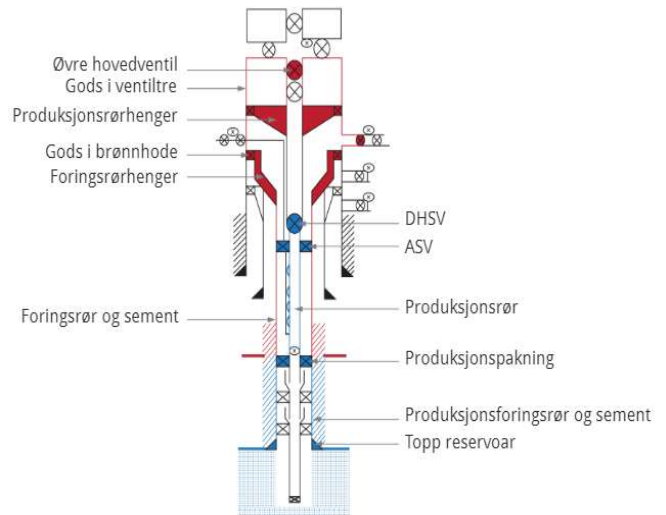
Primærbarriere i produksjonsprosessen

Primærbarrierer i produksjonsprosessen er elementer i øvre kompletteringen, casing og sement ved produksjonspakningen. [22]

[23] Primærbarrierene vises på Figur 4-6. Di er markert med blått på figuren.

Elementer i primærbarrieren i en produserende brønn er:

- Produksjons-casing
- Sement under produksjonspakningen
- Produksjonspakning
- Produksjonsrør
- Nedihullsventil (DHSV)
- Ringromsventil, ASV (om det er sidelomme for gassløft)



Figur 4-6 Barrierer i produksjonsprosessen. Blå elementer markerer primærbarrierer. Rødt elementer markerer sekundærbarrierer. [55]

Produksjonspakning, Produksjons-casing , Produksjons-casing

Produksjonspakningen tetter for at olje og gass kan strømme opp på utsiden av produksjonsrøret. Den settes i produksjons-casingen, og presses inn mellom produksjonsrøret og casingen. Området der pakningen settes skal ha godkjent sement bak casingen. På grunn av dette inngår produksjons-casingen og sement under produksjonspakningen i primærbarrieren. [22]

Produksjonsrørene

Etter produksjonspakningen kommer produksjonsrørene. De er en del av primærbarrieren fordi gjengene skal være gasstette, slik at lekkasje hindres. Rørene skal trykk testes, for å sikre at gjengene holder tett. [23]

Nedihullsventil, DHSV

Nedihullsventilen, DHSV, down hole safety valve. Klaffventil som tetter for olje og gass når den er stengt. Plasseres mellom produksjonsrørene. Den skal plasseres minimum 50 m under havbunnen. På norsksokkel er de vanligvis montert mye dypere enn dette. DHSV er hydraulisk styrt. Dersom trykket i kontroll-linjen overstiges, lukkes ventilen. Den opererer som en sikkerhetsventil. Ventilene skal testes kontinuerlig og alltid være i henhold til NORSOK. [23]

Ringromsventil, ASV

Ringromsventilen tetter mellom casingen og produksjonsløpet. Den er av samme materiale som produksjonspakningen. Monteres dersom det er sidelomme for gassløft i brønnen. ASV plasseres under DHSV fordi kontroll-linjen til DHSV ikke kan gå gjennom ASV. Den har et løp for olje og gass, og et løp for gassinjeksjon. Ventilen lukker dersom trykket i kontroll-linjen kommer over grensen. [22]

Sekundærbarrieren i produksjonsprosessen

Sekundærbarrieren i produksjonsprosessen ligger utenfor primærbarrieren og skal beskytte for lekkasje til omgivelsene, om primærbarrieren svikter. Sekundærbarrierene i visses i Figur 4-6. De er markert med rødt på figuren. [22] [24]

Elementer i sekundærbarrieren i en produserende brønn er:

- Produksjons-casing og sement mellom produksjonspakningen og brønnehodet.
- Brønnehodet
- Produksjonsrørhengeren
- Ventiltreet

Produksjons-casing og sement mellom produksjonspakning og brønnehodet

Produksjons-casingen og sementen utenfor casingen skal hindre lekkasje av olje og gass til omgivelsene, under produksjon. Dette gjør at de inngår som element i sekundærbarrieren.

Brønnehodet

Brønnehodet er installert på toppen av surface casingen. De neste casingene henges av i brønnehodet, og det tettes mellom casingene ved hjelp av en tetnings-ring i metall. Tettningsringen plasseres mellom brønnehode og casingene, og tett for lekkasje. [24]

Produksjonsrørhenger, tubinghanger

Produksjonsrørhengeren er installert i brønnehodet eller ventiltreet. Det er her produksjonsrørene henges av. Produksjonsrørhengerne er toppen av primærbarriere-elementene og overgangen til sekundærbarriere-elementene i brønnehodet. Produksjonsrørhengeren har metalltetninger mellom produksjonsrøret og ringrommet. Dette er den siste hindringen for lekkasje fra ringrommet til det omgivelsene. [24]

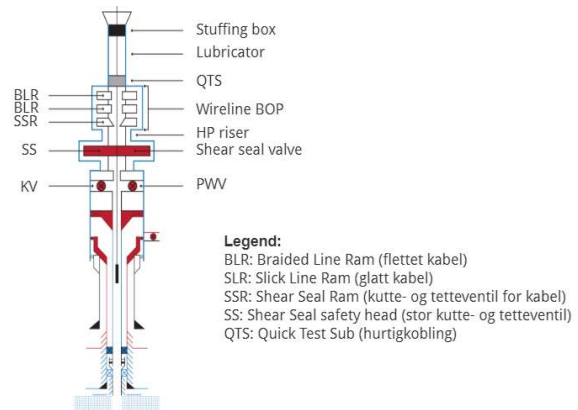
Ventiltreet

Ventiltreet er installert på toppen av brønnehodet når brønnen er i produksjon. Metalltetninger er montert mellom ventiltreet og brønnehodet for å tette mot det høye trykket, og hindre lekkasje. Produksjonsrøret og ringrommet går gjennom ventiltreet. Ventilteet skal ved hjelp av de forskjellige ventilene stenge for gjennomstrømning både i produksjonsrøret og ringrommet. Ventilene skal kunne stenges på to forskjellige, uavhengige måter. På havbunnsmonterte ventiltrær stenges de ved hjelp av ROV på havbunnen eller ved hjelp av hydraulikk. Hydraulisk stenging er ett backup system, som aktiveres dersom det ikke er mulighet for å stenge ved hjelp av ROV. [24]

Barrierer under kabeloperasjoner

Primærbarrierer

Ved en kableoperasjon er det pakkboxen som er primærbarrieren. Dette vises i Figur 4-7 Her er det tetning mellom brønntrykket og omgivelsene. I tillegg er det et backup system til pakkboxen. Dette kalles «backup to primary» og består av utblåsningssikringer. Dette er ram-ventiler. Utføres operasjonen med kabel skal det brukes minst to utblåsningssikringer. Brukes det pianotråd er det en utblåsningssikring.



Figur 4-7 Barriere under kveilrørsoperasjon. [25]

Ved en kableoperasjon, der det brukes kabel, er det kutteventilen som er sekundærbarrieren. Kutteventilen kutter kablen og tetter brønnen. Om det er pianotråd som brukes er det ventiltreet som er sekundærbarrieren.

Barrierer under kveilrørsoperasjoner

Primærbarriere

Ved kveilrørsoperasjoner er det pakkboxen, BOP og tilbakeslagsventiler i kveilrøret som er primærbarrieren. Pakkboken tetter mellom brønntrykket og omgivelsene, samtidig som kveilrøret kan kjøres inn og ut. BOP skal ved hjelp av shear-ram, kutte-tetteventil, og rørventilen tette brønnen, både med og uten kveilrør i brønnen. I kveilrøret er det montert to

Tina skaftun

tilbakeslagsventiler, flapperventiler, disse skal hindre at brønnvæske skal strømme inn i kveilrøret. [25]

Sekundærbarriere

Sekundærbarrieren ved en kveilørsoperasjon er kutteventilen, safety head. Denne skal kutte kveilrøret og tette brønnen. [25]

4.4 Boreprosessen

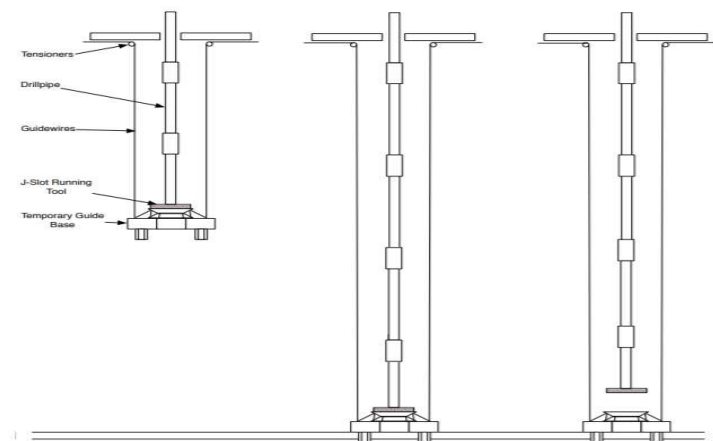
Posisjonere riggen

Etter at seismikk undersøkelser er utført, merkes området. Riggen blir trukket til det angitte området. Der etter ankres riggen opp, og justeres slik at den er posisjonert over brønnen. Her er det viktig at ankerene ikke treffer rørledninger på havbunnen. Når riggen er på plass vil havbunnen bli kontrollert på nytt ved hjelp av ROV, Fjernstyrt kjøretøy.

Installere TGB

Boreoperasjonen starter med å senke en TGB, midlertidig guidebase, til havbunnen. Dette vises på Figur 4-8. Den skal fungere som ett ankerpunkt for 4 wireguider, som brukes for å føre boreverktøy og casing på rett plass på havbunnen.

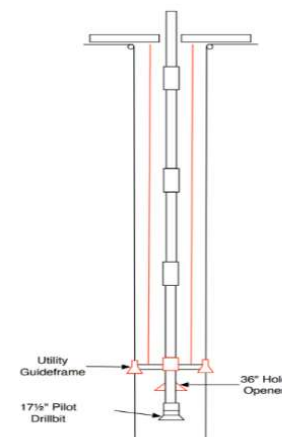
Når TGB er plassert på havbunnen legges det til barytt eller sement for å øke vekten, og sikre at den er skikkelig forankret til å tåle de høye kreftene den skal motstå. [26]



Figur 4-8 Installering av TGB, midlertidig guidebase. [26]

Bore 36'' hull

Boreoperasjonen startes ved å bore 36'' hull til en dybde på ca. 50-150m under havbunnen. Dybden varierer ut fra reservartrykk og reservoarybde. Dette regnes ut på forhånd, som del av planleggingen, og føres inn i den daglige operasjons programmet, som driller forholder seg til. Hullet bores ved at borekronen, som er sammenkoblet med borerør, føres ned gjennom TGB. Det er festet en UGF, Utility Guide Fram, på borerøret, rett over borekronen, som igjen er festet til styrewirer. Dette vises i Figur 4-9. UGF benyttes for å sikre at borekronene treffer der den skal i forhold til borehullet i TGB. UGF blir trukket ut etter at 30 fot er boret.



Figur 4-9 Boring av 36'' hull, ved hjelp av UFG [26]

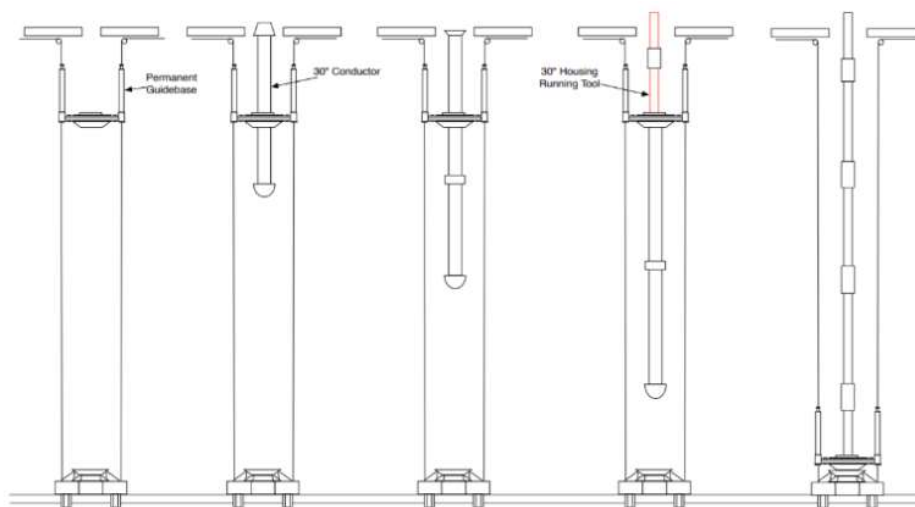
Når en borer 36'' hull er det vanlig å bruke borekrone på 18 ½'' og en hullåpner på 36'', som vises på. Dette er for å hindre at borekronen blir utsatt for ødeleggende belastninger. Borekronen som brukes ved 36'' hull kalles pilotbit. [27]

På dette stadiet bores det med sjøvann, og derfor vil borekasset gå rett ut på havbunnen. Dette er fordi vi ikke har ett lukket system med riser og BOP installert. Borekasset fjernes fra havbunnen ved hjelp av ROV.

Når seksjonen er ved ønsket dybde, spyles hullet og borestrengen trekkes ut. Sjøvannet erstattes nå med mud, boreslam, for å hindre innrasing i hullet.

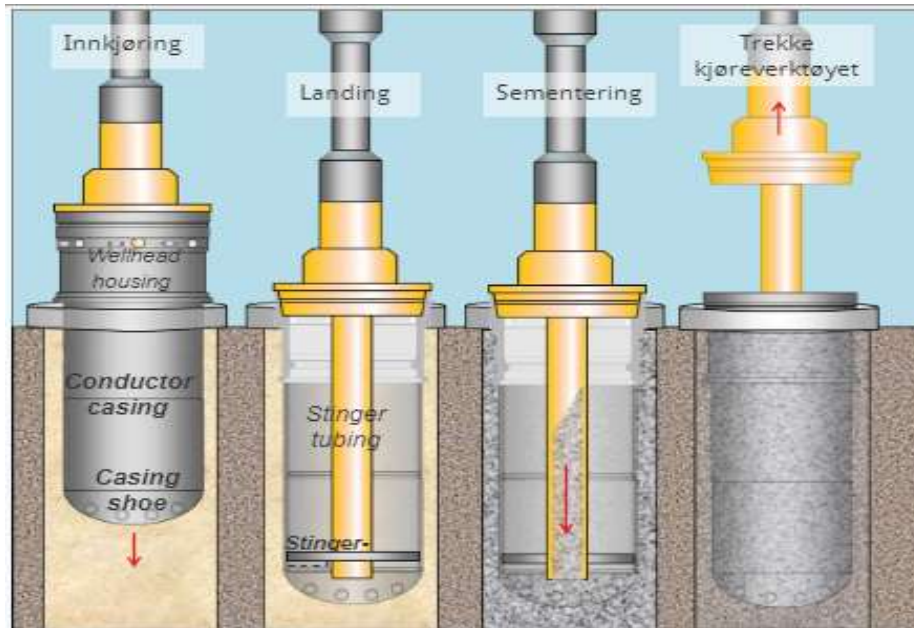
Sette 30'' casing og sedimentere

Når 36'' hullet er ferdig boret, settes 30'' casing med CHH, casing head housing, i hullet. Rørene som brukes i dette steget kalles conductor-rør. Det er montert brønnhodehus, wellhead housing, på det siste conductor- røret. Dette fungerer som fundament for brønnhodet, wellhead. Når dette er satt sammen monteres kjøreverktøy, og det kjøres ned til havbunnen. Dette ved hjelp av en PGB, permanent guide base, som plasseres på TGB. Casingen blir da kjørt ned i hullet og hengt av på guide basen, slik som vist i Figur 4-10.



Figur 4-10 Setting av 30" casing [26]

Casingen sementers ved at ett rør landes ned gjennom casing og borehodet. Her brukes en borestreng for å kjøre sement ut av casingen til området mellom casing og brønnvegg. Sementen skal fylle hele området mellom casingen og brønnveggen, helt opp til havbunnen. En tilbakeslagsventil hindrer sement å komme inn i casingen. Sementen skal så herde en stund. Etter sementeringen er ferdig, kobles kjøreverktøyet fra conductoren, og rørene trekkes tilbake. Tilslutt utføres det trykktest av formasjon og sement. Denne operasjonen vises i Figur 4-11. [26]



Figur 4-11 Sementering av casing [28]

Bore 26'' hull

Når conductoren er fast og trykktestet, starter en med å bore neste seksjon med 26'' hull. Denne seksjonen varierer mellom 300-1200m.

Det bores da gjennom sementen i bunnen av conductor casingen, og videre ut i formasjonen. Her er det vanlig å bruke en borekrone som er 17 ½ ' med en hullåpner på 26''. Borekaket går også her direkte ut til havbunnen, og fjernes ved hjelp av ROV. Om det er en letebrønn i ukjent området som skal bores, kan det være behov for å installere BOP, som en sikkerhet. Dette i tilfelle en skulle treffe på gasslommer under boringen. Alternativt kan det bores med pilotbit, borekrone på 8 ½'' – 9 7/8'' om det er fare for grunn gass. Det bores da et mindre hull, som logges, da kan det undersøkes om det foreligger ukjente grunn gasser. Om det ikke er noen grunn gass, kan det trygt bores videre, og utvide hullet til 26''. Det bores til ønsket dybde.

Sette 20'' casing og sedimentere

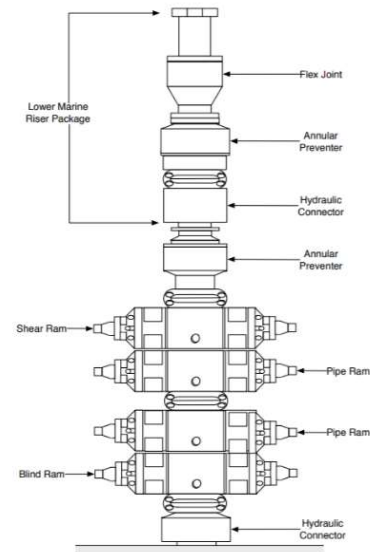
Når en har nådd ønsket hulldybde, settes rørene til surface casingen sammen. Det monteres en casing-sko nederst i casingen, med en float collar over. Float collar inneholder en eller to tilbakeslagsventiler, som senere hindrer sement å komme inn i casingen. Det monteres 18 3/4'' brønnhode på toppen av casingen. Dette henges av på toppen av brønnhodehuset på den øverste conductoren. Her kobles BOP på senere i boreprosessen. Det er viktig at surface-casingen settes før en når områder i reservoaret som inneholder gass. I områder der en kjenner til at det foreligger gass tidlig i reservoaret kan surface-casingen settes grunnere. Dette kan en for eksempel se på troll feltet, der det er grunt.

Surface-casingen kjøres så ned i hullet. Det er viktig at rørene fylles med vann når de kjøres ned, for å unngå at de kolliderer eller blir skadet av trykket fra havet. Når den er på plass, kobles kjørestrengen fra, og kjøres tilbake til riggen. Det er nå klart for sementering. Det sementeres også her helt opp til havbunnen. Sementeringsprosessen utføres på samme måte som i tidligere seksjon. Tilslutt utføres det også her trykktest av formasjon og sement, før en fortsetter til neste steg.

Installering av BOP

Etter at Surface-casingen er komplett, blir BOP installert. Dette er fordi det nå skal bores seksjoner der trykket kan være høyere enn i hydrostatisk trykk i borevæsken. BOP fungerer da som en sikkerhet. Det er også større sannsynlighet for å treffe på uplanlagt grunn gass, ved dypere boring. Den BOP som brukes er vanligvis 18 3/4'' en rørs BOP, som vises i Figur 4-12.

BOP landes ned til brønnehodet, ved hjelp av riseren, og installeres på toppen av brønnehodet. Den må så trykktestes og funksjonstestes. Trykktest gjøres ved å sette en plugg som isolerer brønnen, for så å øke trykket over BOP. Trykket økes når væske pumpes ned i riseren. Lekkasje og feil kan på denne måten oppdages før den settes i drift.



Figur 4-12 Subsea BOP [26]

Når BOPen er installert og godkjent, dannes det ett lukket system med riser mellom brønn og rigg. Borekasset blir da transportert opp til overflaten med boreslammet, returen går via shaker(siktemaskin) så til tank igjen. På shaker blir borekassen silet ut av muden. Slik at muden kan brukes på nytt, og pumpes ned igjen i brønnen. Borekasset som skilles ut kjøres til skip/lukkede containere for å bli sendt i land for å behandles der. For de neste seksjonene brukes mud som borevæske i stedet for sjøvann som i de tidligere seksjonene. Alt utstyr som skal ned i brønnen, føres nå ned gjennom BOP

Bore 17 1/2'' hull

Med BOPen installert og godkjent, starter boringen av 17 1/2'' hull. Denne seksjonen kalles Intermediate-seksjon. Dette er midtstykke i boreseksjonene, og brukes til å få rett dybde på produksjonsseksjonene. Det bores her med roller cone bit eller PDC-bit, utfra hardheten på formasjonen. Borekronene er på 17 1/2'' i dette steget, som er den størrelsen hullet skal ha. Seksjonene bores til 2000- 3000 m dybde. Om det skal bores horisontal brønn gjøres det i dette steget. Når ønsket dybde er nådd, sirkuleres hullet reint og det er klart for å sette casing.

Sette 13 3/8" casing og sedimentere

Når 13 3/8" casingen skal settes, fjernes først wear brushing fra 18 3/4" housingen. Deretter settes casingen i borehullet, ved hjelp av en landestreng. På den siste casingen er det montert casing hanger. Denne gjør slik at casingen henges av og låses inn i brønnhodet. Når casingen er på plass, sementeres og testes det slik som i de tidligere seksjonene. Denne casingen sementeres ikke helt opp, men ett krav er at det skal gå 200 m over porøs formasjon.

Bore 12 1/4" hull

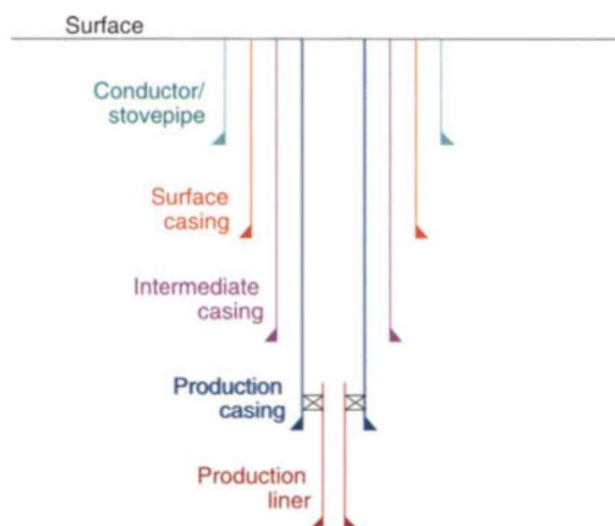
Når Intermediate-seksjon er fullført, starter boringen av 12 1/4" hullet. Dette kalles produksjons seksjonene, som har en lengde mellom 2000 til 4500 m MD. Den bores med 12 1/4" PDC borekrone. Dette er fordi det nå bores dypt i harde formasjoner. Når 12 1/4" hullet har nådd ønsket lengde, sementeres og testes det som tidligere.

Casing

Når en brønn skal bores gjøres dette i fem seksjoner. Casing seksjonene vises i Figur 4-13 . I hver av disse seksjonene skal det settes casing. Dette er rør som isolerer hullet, samtidig som det hindrer at formasjon raser inn i borehullet. Ved å sette casing ledes borestrengen rett når neste steg skal bores. Dimensjonen som oppgis på casing rør er mål på yter diameteren. Lengden ligger mellom 10- 13m. På norsk sokkel brukes standard dimensjoner, men kan noen få ganger variere pga. formasjonsforhold. Alle seksjonene sementeres og testes før neste steg kan begynne. [28]

De fem casing seksjonene:

- Conductor
- Surface
- Intermediate
- Production
- Reservoir



Figur 4-13 De fem casing seksjonene [27]

4.5 Komplettering

Når brønnen er ferdig boret og logget, utføres komplettering av brønnen. Dette er nødvendig for å sette i gang produksjonen. Denne metoden gir forbindelse mellom brønn og reservoar, og åpner for produksjon.

Det er flere ulike metoder og verktøy som brukes for komplettering. De varierer ut fra:

- Brønn dybde
- Brønnvæske
- Trykk og temperatur
- Produksjonstid
- Reservoarspesifikasjoner
- Reservoarets bergart sammensetning

Valg av kompletteringsmetode blir testet i simulator, for å sikre at den rette metoden blir valgt. Dette er med på å minske risikoen for uønskede hendelser. Valg av kompletteringsløsning må sto i forhold til fortjeneste av produksjon på feltet. Det kombineres ofte flere kompletteringsmetoder og utsyr, for å oppnå mest mulig lønnsom brønn med lang levetid. [26]

Kompletteringen starter med å sirkulere ut slammet. Deretter pumpes det inn en kompletteringsvæske. Denne er tilpasset reservoaret. Det blandes vann og ulike salter, ut fra hvilke bergarter reservoaret inneholder. Kompletteringsvæsken er en lettere væske enn boreslammet. Dette er fordi når perforering utføres, ønsker en at trykket i brønnen skal være mindre enn trykket i reservoaret, for å unngå tetting av hullene.

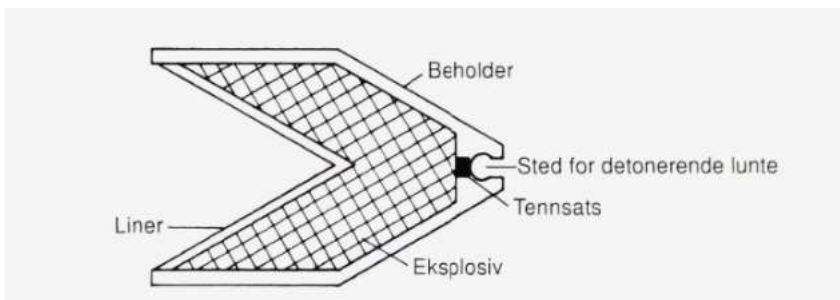
Det er nå klart for å åpne for produksjon. Dette gjøres i flere steg:

- Det nederste produksjonsrøret blir skrudd sammen, trykk testet og kjørt ned i brønnen.
- Produksjonsrøret blir satt sammen. Gjengene påføres gjengefett, og trekkes med ett bestemt moment. Rørene trykk testes og drift diameter blir kontrollert. Deretter kjøres de ned i brønnen.
- Brønnsikringsventil og kontroll rør monteres og trykk testes.
- Resten av produksjonsrørene monteres, og koblingene trykk testes.
- Dersom det er behov for pakningsvæske, sirkuleres denne inn nå. Dette er væske som skal stå mellom produksjonsrøret og produksjonsforingsrøret. Denne kan ha andre egenskaper enn klargjøringsvæsken.
- Pakninger blir satt. For å kunne gjøre dette må det settes en plugg. Den settes i forandringsprofilen under pakningen. Deretter økes trykket i produksjonsrøret, til en oppnår ønsket trykk for å sette pakningen. Når pakningen er satt trykk testes den.
- Når rørlengdene og pakningene er montert, blir produksjonsrørhengeren montert. Ekspansjonsmuffen plasseres i øverste posisjon. Dette er fordi den skal utvide seg når produksjonen starter og røret blir varmt.

- Deretter demonteres BOP og stigrør.
- Ventiltreet monteres og trykk testes.
- Sirkulasjonspunkt stenges
- Det utføres perforering
- Brønnen er i igangsatt for produksjon. [26]

Perforering

Perforering er når brønnen skal settes i gang og forbindelse mellom brønn og reservoar lages. Dette er ett svært risikofylt arbeid. Når perforator og kabel er satt sammen kan de avfyres pga. ytre påvirkninger. Det er derfor ikke tillatt med sveising eller bruk av radio når oppriggingen pågår. Perforering gjøres ved å skyte hull i foringsrøret og sementen. Perforeringen kan skytes flere ganger om det er nødvendig. Metoden som brukes til dette kalles formede ladninger(hullladninger), som vises i Figur 4-14. [29]



Figur 4-14 Formede ladninger. [30]

Formede ladninger inneholder:

- **Beholder**
Holder eksplosiver på plass, og hindrer spredning til omgivelsene ved eksplosjon. Er laget av keramikk, bløtt stål eller aluminium.
- **Eksplisiv**
Kan bruke flere typer eksplosiver. De velges ut fra temperatur i brønnen.
- **Metallforing**
Er en kjegleformet, kobberforing. Den blir omdannet til en stråle av flytende kobber under eksplosjonen. Strålen treffer foringsrøret og lager hull i det, sement og bergartene.
- **Detonerende lunte**
Lunte som går gjennom alle ladningene. Dette brukes slik at alle landingene skal fyres av samtidig.
- **Tennsats**
Den detonerende lunte tenner tennsatsen som gjør at eksplosivene blir fyrt av. [29]

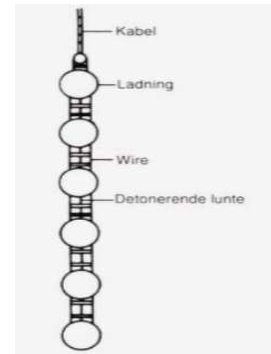
Typer perforatorer

- **Rørformede perforatorer**

Rørformede ladninger er montert inni rør. Det kan her tilpasses retning og avstand mellom ladningene. Størrelsen kan variere fra 1 11/16'' til 6'' i ytterdiameter, det er forskjellige lengder og de kan kobles sammen. Dette er den mest brukte metoden.

- **Perforatorer med sammenkoblede ladninger**

Ladningen kobles sammen ved hjelp av en kabel, som i Figur 4-15. Dette er en lettere å mer fleksibel løsning, enn rørformede perforatorer. Men samtidig er det en mer ømfintlig metode, som er mer utsatt for skade.



Figur 4-15
Sammenkobling av
ladninger [58]

Metoder

Tidligere ble perforering utført ved å spyle med sand for å lage hull, kutte hull eller skyte hull ved hjelp av kuler. I 1940 ble den nye metoden for perforering utviklet, dette er formede landinger. Bruk av formede landinger utføres ved to metoder:

- Perforering ved å kjøre kanoen gjennom produksjonsrøret
- Perforering ved å ha kanonen montert på produksjonsrøret

Valg av perforeringsmetode tar utgangspunkt i hvilken væske og hvilket utsyr som er i brønnen, under perforeringen.

Resultatet av perforeringen avhenger av flere faktorer:

- Avstanden mellom ladningene.
- Skuddretning, kan ha mellom 1 – 6 skuddretninger
- Avstand mellom kanon og foringsrør
- Størrelse på ladning
- Hvilken type bergart det er, og hvor sterk styrke den har. [29]

Perforering ved å kjøre kanoen gjennom produksjonsrøret

Dette er den metoden som er mest brukt for perforering av produksjonsbrønner. Perforeringen skjer da etter at produksjonsutstyret er installert og kompletteringsvæske tilført.

Perforeringene kan skje ved hjelp av en kabel som fører kanonen gjennom produksjonsrøret. Ellers kan coiled tubing (kveilirør) og snubbing (trykkør) brukes for å føre kanonen gjennom produksjonsrøret. Dette er særlig ved dype brønner med stor vinkel. Her blir det vanskelig å bruke kabel.

I reservoaret er trykket høyere enn i brønnen, som ønsket. Derfor må det installeres kontrollutstyr på toppen av brønnen, slik at det blir en kontrollert utstrømming fra reservoaret. Når kabel brukes for å installere kanonene, er det ett sluserør (lubricator) som tetter rundt kabelaen for å isolere mot lekkasje.

Utstyret monteres og trykk testes. Deretter føres kanonen med sprengladningen, gjennom produksjonsrøret, ned til bunnen av brønnen. Det er nå viktig å sjekke at kanonen er på rett plass/dybde. Dette gjøres ved hjelp av gammastråler, slik som ved logging. Er kanonen på rett plass fyres ladningen av. Ladningen fyres av ved hjelp av elektriske impulser som utløser detonatoren som får detonerende lunt til å tenne. Da eksplodere tennsatsen og eksplosivene eksplodere. Det blir laget hull fra brønnen til reservoaret, slik at det er forbindelse mellom dem. Brønnvæske vil da strømme inn i brønnen til trykket i brønn og reservoar er likt. Kanonene trekkes ut av brønnen. Trykke bløs av. Sluserørert trekkes tilbake. Produksjonen kan nå starte. [29]

Perforering ved å ha kanonen montert på produksjonsrøret

Dette er en nyere og mer brukt metode. Det er en mer tidsbesparende metode, da alt nødvendig utstyr kjøres inn samtidig. Metoden brukes både til komplettering av produksjonsbrønner og testbrønner.

Starter med å sette sammen, og trykk teste utstyret som skal brukes. Deretter kjøres det ned sammen med produksjonsrøret.

Pakningen blir satt. Produksjonsrøret henges av på brønnhodet, og boreslammet sirkuleres ut. Kompletteringsvæsken tilsettes, slik at trykkes i brønnen blir lavere enn i reservoaret.

Det er nå klart for perforering. Dette kan gjøres ved hjelp av to metoder:

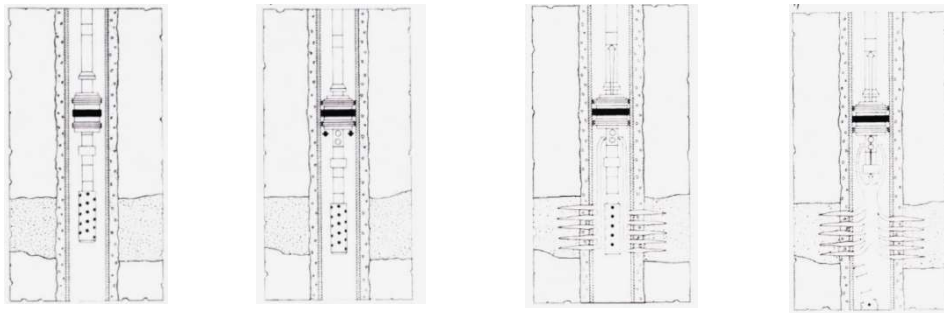
- **Mekanisk avfyring**

Mekanisk avfyringsenhet er montert over perforatoren. En stålstang slippes inn i produksjonsrøret, og treffer avfyringsmekanismen. Ladningen fyres da av. Dette er en lite brukt metode i dag.

- **Avfyringsmekanisme som reagerer på trykk**

Mekanismen er montert over perforatoren. Når trykket i produksjonsrøret økes til rundt 70-150 bar, fyres mekanismen av. For å blø av trykket brukes en å tidsinnstille avfyringsmekanismen. Slik at det går rundt 10 min før den fyres av, fra høytrykk ble satt. Dette gjøres for å ha lavere trykk i brønnen enn reservoaret når eksplosjonen skjer.

Brønnen er nå åpen for produksjons. Utsyr for frakopling føres nå ned i brønnen og kobler fra perforatoren og avfyringsmekanismen. Disse faller når til bunnen av brønnen. Hendelse forløpet vises i Figur 4-16.



Figur 4-16 Perforering med kanon montert på produksjonsrøret. [59]

Metoden som velges for å utføre kompletteringen er avhengig av hvilke bergarter reservoaret består av. Det er tre hoved typer:

- **Komplettering i stabile bergarter**

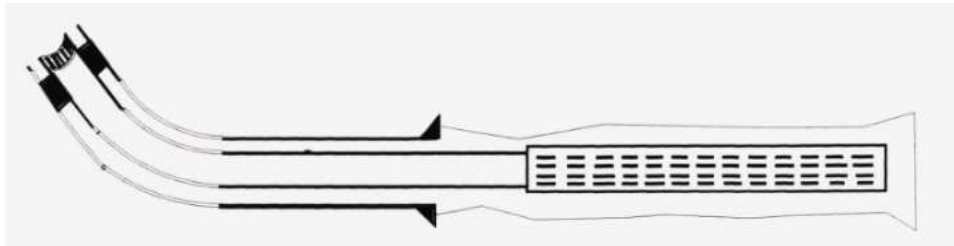
Komplettering i stabile bergarter utføres oftest uten foring, slik som i Figur 4-17. Dette kalles åpen hulls komplettering. Det bores her gjennom reservoaret, med en borevæske som hindrer filterkake. Filterkake er ett belegg som setter seg bønnveggen under boring. Den består av bentonitt (leire), som forhindrer væskefase inn i formasjonen. [31]



Figur 4-17 Komplettering uten foring. [31]

- **Komplettering i løse bergarter**

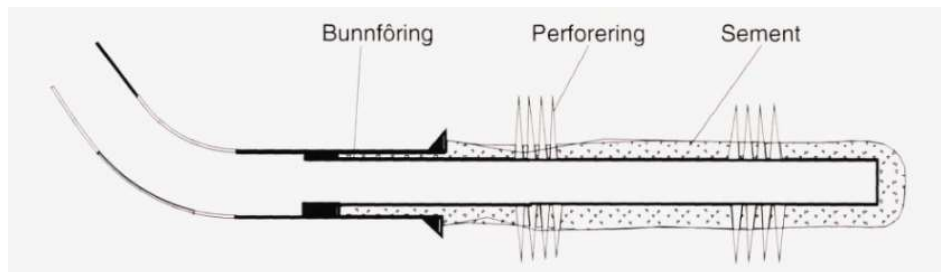
Komplettering i løse bergarter utføres ved å kjøre ned en bunnforing med spalter (slotted liner). Eksempel på dette vises i Figur 4-18. Dette er en enkel og billig metode, men ved bruk av denne metoden er det vanskelig å isolere brønnen. For å isolere brønnen ved bruk av denne metoden må en trekke ut bunnforingen, og erstatte den med et foringsrør med utvendige pakninger (external casing packers, ECP). Dette krever god planlegging. [32]



Figur 4-18 komplettering løse bergarter [32]

- **Komplettering i uensartet bergarter**

Komplettering i uensartet bergarter utføres ved hjelp av sementert bunnforing, som perforeres. Dette kalles cased hole komplettering, og vises i Figur 4-19. Uensartet bergarter er bergarter som varierer i styrke og oppbygging. Her kan det også brukes bunnforing med spalter, som settes med pakninger i foringsrøret. Det er da lettere å isolere. [32]



Figur 4-19 Komplettering i uensartet bergarter [32]

4.6 Utstyr

Sikkerhetssystem

Ved utføring av brønn arbeid er det svært viktig å opprettholde brønnsk kontroll til enhver tid. For å oppnå dette eksisterer flere brønnsk kontrollsystemer.

Brønnsk kontrollsystemenes funksjon:

- Volumkontroll av borevæske
- Mulighet for å stenge brønn
- Fjerne gass/olje på en effektiv og sikker måte

Systemer som gir brønnsk kontroll er hovedsakelig:

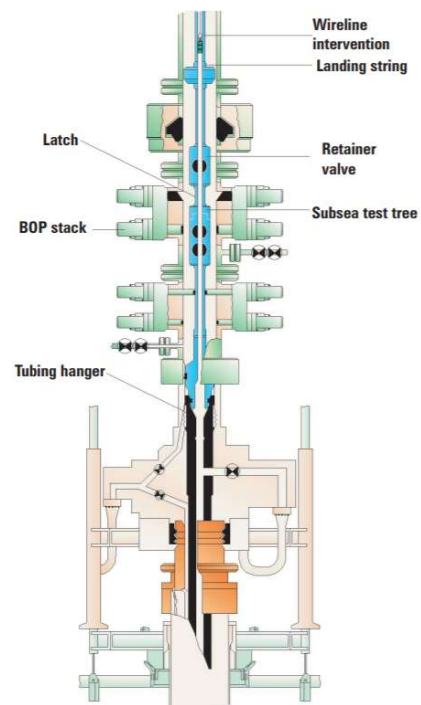
- Landestreng
- BOP (sikkerhetsventil)
- Strupe og drepemanifold (kil and choke manifold)
- Avledningssystem
- Separator
- Trip tank (måletank)
- Ventiltrær

Landestreng

Landestreng er ett verktøy som kan brukes til å lande tungt utstyr til havbunnen ved subsea boreoperasjoner. Den fungerer i tillegg som et sikkerhetssystem. Dette pga. dens mulighet til å dele seg, koble fra og trekke ut av brønnen, om det skulle oppstå en nødsituasjon. Landestrengen isolerer da innholdet, både i brønnen og stigrøret, samtidig som den hindrer utslipp til miljøet.

Landestrengen består hovedsakelig av borerør, kuleventiler, frakoplingsmekanisme (latch) og subsea testtre, SSTT. Dette vises i Figur 4-20. Den deles inn i upper og lower landestreng. Ved en frakopling blir lower landestreng stående igjen i BOP, mens upper landestreng blir trukket opp. Landestrengen gjør det mulig å utføre undervannsoperasjoner uten å aktivere BOP.

Landestrengen installeres ved at den senkes ned gjennom rotasjonsbordet, gjennom stigerøret og kobles til brønnehodet inni BOP. Landestrengen blir koblet til riggen ved hjelp av hydrauliske linjer, kalt navlestreng, umbilical. Når utstyret er installert, utføres det trykktest på alle tetningselementene, produksjonsbor, og ringrommet i produksjonsrørhengeren. Dette er for å forsikre seg om at



Figur 4-20 Landestreng installert gjennom BOP. [56]

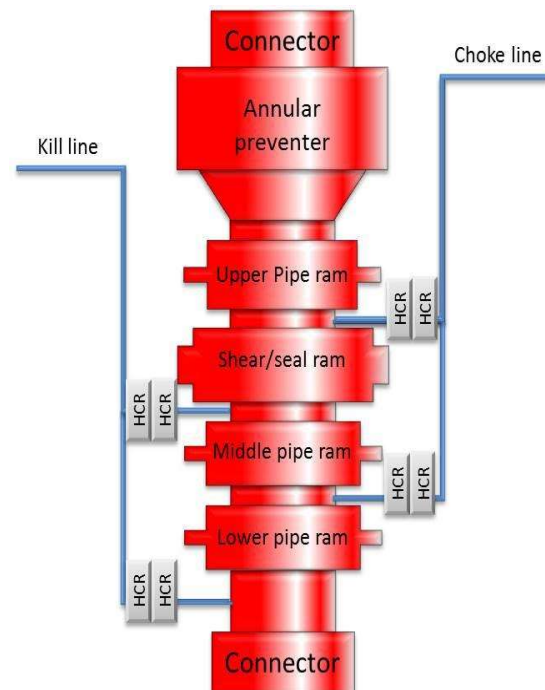
produksjonsrørhengeren er forseglet og at landstrengen er integrert. Når dette er gjennomført er landstrengen operativ. Lande strengen er nå hoved forbindelsen mellom rigg og brønn. Landstrengen skaper en ekstra barriere mellom brønnen og riggen/boreskip.

Landestreng kan blant annet benyttes for å komplettere en brønn. Den benyttes da først til installasjon av tubinghengeren. Deretter monteres ventiltreet og BOP, og landstrengen installeres gjennom BOP. Den fungerer nå som ett ekstra sikkerhetssystem, som kan brukes ved perforering, setting av plugger og vedlikehold. Kompletteringsstrengen kjøres ned gjennom landstrengen, med valgt komplettering, for å starte produksjonen.

BOP

BOP, som vist i Figur 4-21, er ett sikkerhetssystem som består av flere sikkerhetsventiler. Oppbygningen kan variere utefra om den skal brukes ved fast eller Subsea installasjon. Siden denne oppgaven hovedsakelig går ut fra ett Subsea perspektiv, er det Subsea BOP vi tar utgangspunkt i her.

Sikkerhetsventilene har som funksjon å stenge ringrommet under en boreprosess. Ringrommet er rommet mellom borerør og brønnvegg, der borevæsken sirkulerer. Sikkerhetsventilene skal kunne stenges om det oppstår en nødsituasjon eller uønsket hendelse. Ventilen skal kunne stenges uansett om det er borerør hullet eller ikke. Om det ikke er borerør i hullet brukes ringromsventilen for å stenge. Om det er borerør i hullet brukes borerørventilen for å stenge. Dette er en svært viktig og nødvendig funksjon i boreprosessen. På norsk sektor skal ventilene i BOP testes hver 14. dag. Det kan søkes til Ptil om dispensasjon for å overgå tiden, dersom man er i kritisk boreoperasjon der testing ikke lar seg gjøre.

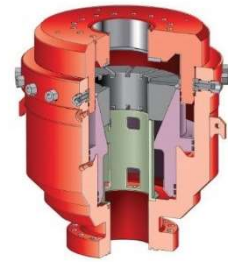


Figur 4-21 Eksempel bilde av sammensatt BOP. I Subsea sammenheng er det gjerne dobbelt sett med ventiler. [47]

Sikkerhetsventiler:

- **Ringromsventiler** (Annular preventer) 2stk

Annular preventer er en variable stenge ventil, som i Figur 4-22. Det er har flere pakningselementer som går rundt borerøret/ evt. annet utsyr i brønnen. Denne stenger for alle størrelser av pipe, og om det ikke skulle være noe i brønnen. Med stengt annular kan man også strippe brønnen, om det er nødvendig.



Figur 4-22 Ringromsventil som kan stenge rundt alle str. borerør. [48]

- **Borerørsventiler** (Pipe ram) 2Stk

Pipe ram er en brønnsikrings ventil som stenger rundt pipe. Siden man har to stykk kan de stenge rundt forskjellige størrelser på pipe, om en skulle benytte dette under operasjonen. Det finnes to typer pipe ram:

- Variabel-ram, Figur 4-23.

Passer sammen med F.eks. pipe størrelser fra 4'' til 6 ½''. Men har da upper og lower pipe ram, for å dekke behovet for alle størrelser. Variabel-ram er mest brukt.



Figur 4-23 Variabel-ram. [49]

- Fixtram, Figur 4-24.

Passer sammen med en størrelse på pipe. Det er her veldig viktig å bruke riktig ram i forhold til pipe størrelse. Om det er en annen størrelse i BOP enn rammene kan steng, må annular preventer brukes for å stenge.



Figur 4-24 Fixtram. [49]

- **Kutteventil** (Shear ram) 1stk, Figur 4-25.

Shear ram brukes for å kutte pipe. Den har kniver inni rammene som kutter pipen når rammene lukker. Shear-ram benyttes kun om det ikke er mulig å stenge borestrengen, ved hjelp av de andre rammene. Det er en siste løsning, om det oppstår en nødsituasjon. Dersom dette skulle skje, er det viktig at borestrengen holdes på plass under shear-ram, ved hjelp av piperam. Dette for å unngå at strengen faller med i brønnen ved en kutting. Når strengen er kuttet og rammene er lukket er brønnen stengt.



Figur 4-25 Shear ram. [49]

- **Stengeventil** (Blind ram) 1Stk

Blind ram er det samme som en shear ram, men den benyttes til å steng brønnen når det ikke er noe utsyr i brønnen.

Strupe- og drepemanifold (Choke & kill manifold)

Dersom en tar inn væske eller gass (kick) i brønnen, må man sirkulere dette ut. Man vil da stenge BOP og sirkulere med retur via Choke/kill manifold. Når man sirkulerer ut en kick er det viktig å opprettholde bunntrykket i brønnen, hvis dette ikke opprettholdes vil man fortsatt være i underbalanse i brønnen, og vil fortsatt ta inn væske/gass. For å opprettholde korrekt bunntrykk, og få brønnen i overbalanse igjen vil man pumpe ned killmud (tung mud) samtidig som man sirkulerer ut innstrømmingen. Vi struper returen ut av brønnen med chokeventilen på choke/kill manifolden, slik at bunntrykket opprettholdes og man vil ha en kontrollert utsirkulering av kicken.

Avledningssystem

Avledningssystem brukes for lede vekk gass som kommer opp til riggen, fra utsiden av borestrengen. Systemet brukes når vi ikke kan bruke BOP- ventilene til stenging, selv om dette er sjeldent. Systemet har en ringromsventil som stenger ringrommer under boredekk, uansett om det er utstyr i brønnen eller ikke. Under ringromsventilen er det to rør som går ut på hver side av riggen. Gassen som kommer opp blir stoppet av ringromsventilen og ledes ut gjennom en av rørene og bort fra riggen. Hvilket rør som benyttes er avhengig av vindretning.

Separator (poorboy degaser)

Dersom det må sirkuleres ut en innstrømming av gass i brønnen, vil den bli skilt fra muden i poorboy degasseren. Denne er plassert etter strupe og drepemanifolen. Gassen blir da skilt ut, og vil flukte oppover i rør til toppen av boretårnet. Muden vil gå ned i bunnen videre i rør over shaker så til tank igjen.

Trip tank (måletank)

Trip tank benyttes for å kontrollere mengden av borevæske i brønnen ved inn/ut kjøring av utstyr i brønnen. Da det alltid skal være fullt med borevæske, for å opprettholde bunnhullstrykket. Volumet av stålet til utstyret regnes ut, og en ser hvilken volum endring en kan forvente ved inn/ut kjøring. Om volumet endres utover det som er forventet, tas det en flowsjekk for å se om brønnen er stabil, dersom det øker/minker i triptanken når en ikke kjører noen inn/ut av brønnen, kan en det være formasjonsvæske som kommer inn i brønnen eller borevæske går ut til formasjonene. Dette har vi kontroll på ved å ha en trip tank.

Ventiltrær

Innen petroleumsindustrien er det to typer ventiltrær, også kalt juletrær:

- Overflate ventiltrær, installert på brønnehode på en fast installasjon.
- Våte ventiltrær, installert på brønnehodet på havbunnen, ved Subsea installasjoner.

Ventiltreet monteres på toppen av brønnhodet, og kobler produksjonsrøret i brønnen sammen med produksjonslinjen og manifolder, gjennom ventiltreet. Det fører da til at brønnstrømmen strømmer fra reservoaret, gjennom ventiltreet og videre til produksjonsanlegg. På grunn av de forskjellige ventilene som ventiltreet inneholder, fungerer det nå som en trykksikring, som kan regulere brønnstrømmen. Det inneholder i tillegg ventiler som gir tilgang til ringrommet og ventiler for service. Figur 4-27 viser ventiltre som brukes på fast installasjon, mens Figur 4-26 viser ventiltre som brukes på Subsea installasjoner



Figur 4-26 Subsea ventiltre [51]



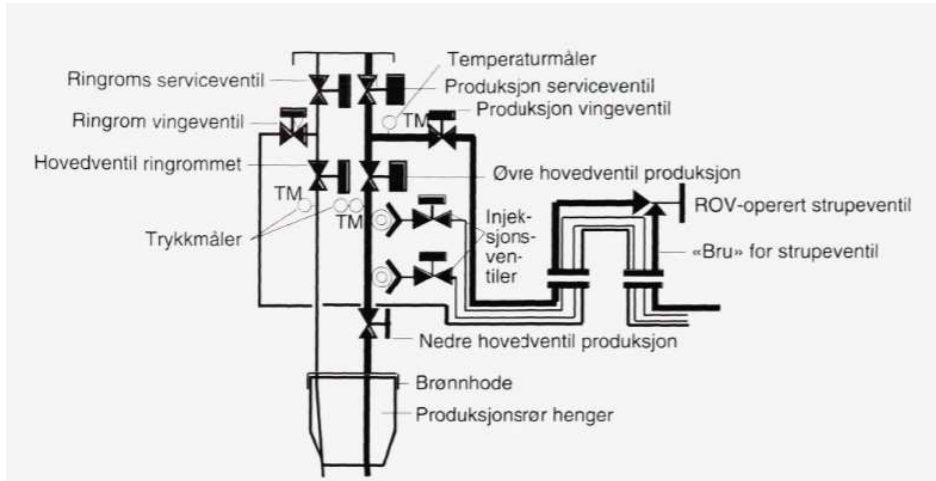
Figur 4-27 Overflate ventiltre [50]

På grunn av at Subsea ventiltreet står på havbunnen må de være større og mer komplekst enn overflate monterte ventiltrær. Det er nødvendig da de utsettes for større påkjenninger, som høye eller lave temperaturer, høyt trykk og vibrasjoner fra væsken som skal strømme gjennom. I tillegg er de mer utsatt for støt fra annet utstyr og gjenstander ved evt. Kollisjon. Ventiltreet er montert i en stålramme på 4x4x4 meter og veier rundt 45 tonn. Det er montert aktuatorer og hydraulisk akkumulatører til ventilene, injeksjon kjemikalietanker og ROV panel på stålrammen. I tillegg er det montert anoder for å hindre rust. På toppen av ventiltreet er det ett påkoblings punkt for BOP. [33]

Ventiltrærne deles inn i to grupper horisontal (HXT) og vertikal (VXT) ventiltrær. Hovedforskjellen på HXT og VXT er plasseringen av barriereventilene, produksjonsrørhengeren og tilgangen til ringrommet. Ellers er sammensetningen lik for senter-, ving- og ringromsblokker. Oppbygningen av ventiltreet kan variere ut fra hvilke spesifikasjoner brukeren har. [33]

Vertikal ventiltre, VXT

Vertikale ventiltrær har ett hull for produksjon og ett for ringrommet. Det er ett eget hull med tilgang til ringrommet, slik at det er mulig å sirkulere væske og drepe brønnen. Vertikalt ventiltre monteres etter produksjonsrørhengeren. Produksjonsrørhengeren består derfor også av to rør, ett for ringrommet og ett til produksjon. Ringromsrøret er 2'' og produksjonsrøret er 5''. Dette vises på Figur 4-28 der vi ser oppbyggingen av ventiltreet. [34]



Figur 4-28 Vertikalt ventiltre [52]

Ventiler i vertikale ventiltrær

Produksjonssiden:

- **PSV, Production swab valve.** Manuell hovedventil. Sikringsventil som fjernstyres. Plassert i produksjonsrøret, over utløpet til vingeblokken. Hindrer væske å strømme opp til toppen av juletreet. Første barrieren i serviceløpet. Er stengt så lenge man ikke skal utføre intervensjon i ventiltreet.
- **PMV, Production master valve.** Automatisk hovedventil. Sikrings- og isoleringsventil som styres hydraulisk. Den første barrieren i ventiltreet, dermed den første ventilen som stenges om man vill hindre brønnen i å produsere. Vertikale ventiltrær kan også ha en manuell PMV, som sikkerhet om det skulle skje noe med den hydrauliske PMV ventilen.
- **PWV, Production wing valve.** Sikrings- og isoleringsventil som styres hydraulisk. Plassert i vingeblokken. er backup for PMV, og kan brukes for å trykkteste og sirkulere.
- **XOV, Cross-over-valve.** Serviceventil. Plassert på linjen som knytter ringroms- og produksjonsrøret sammen. Åpnes om det skulle oppstå trykkoppbygging i ringrommet, og trykket bløs ut.
- **Kjemikalieinjeksjonsventil.** med tilbakeslagsventil på injeksjonsledningen.
- **Kroneventil.** Styres hydraulisk eller fjernstyres manuelt ved hjelp av plugg

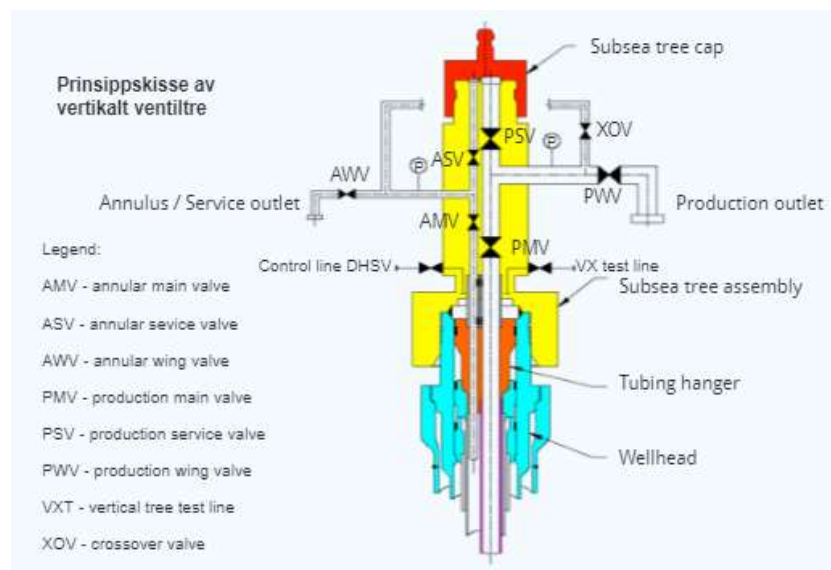
Ventil på ringromsiden:

- **AMV, Annulus mester valve.** Hovedventil /sikringsventil. Den først barrieren på ringromsiden. Kan stenge ringrommet om det skulle vær nødvendig.
- **AWV, Annulus wing valve.** Vingventil/sikringsventil. Fungerer som backup til AMV.
- **ASV, Annulus swab valve.** kroneventil. Gir vertikal tilgang til brønnen for vedlikehold og sirkulasjon av væske. Er stengt så lenge man ikke skal utføre intervensjon i ventiltreet. Hindrer brønnvæske å strømme helt til toppen av ventiltreet.

Noen av ventilene styres hydraulisk, men kan også overstyres manuelt.

Ringromsløpet går ut i ringromsblokken som kobles til umbilical. Denne servicelinjen gjør det mulig å sirkulere inn drepevæske.

I tillegg skal det være en strupeventil. Denne er ikke plassert direkte på treet men i en bro på siden. Dette er gunstig da broen kan trekkes uten at en må trekke hele ventiltreet. Strupeventilen stenges manuelt ved hjelp av en ROV.



Figur 4-29 Vertikalt ventiltre [53]

På toppen av ventiltreet er det montert en høytrykks beskytter, Subsea tree cap, som fungerer som en barriere.

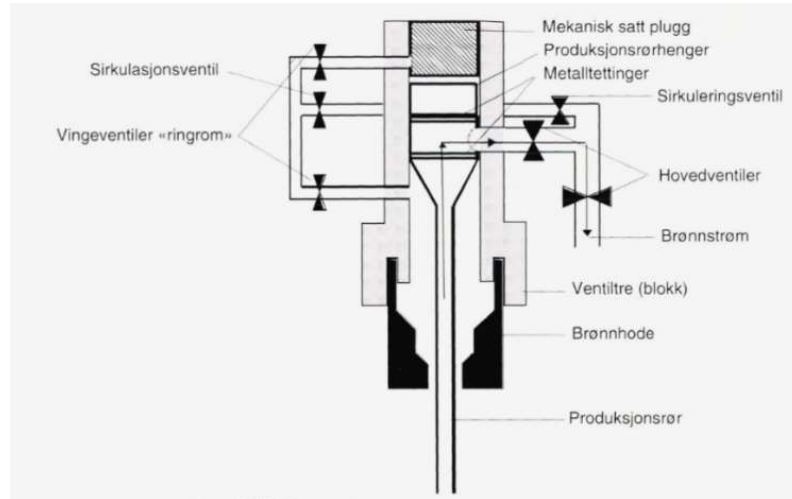
Ventiltreet skal også ha en tilkobling for utstyr på toppen. Dette er tilkobling til utstyr som skaper forbindelse mellom plattform/skip ved vedlikehold. Figur 4-29 viser ventilene på et vertikalt ventiltre [34]

Horisontale ventiltrær, HXT

Horisontale ventiltrær har ventilene plassert utenfor ventilblokken, som vist i Figur 4-30. Horisontale trær kan derfor monteres før produksjonsrørhengeren, som blir plassert på toppen av ventiltreet. En kan da trekke produksjonsrøret uten å trekke hele ventiltreet. Dette gir spart tid og kostnader ved evt. vedlikehold av produksjonsrøret.

Da produksjonsrøret er hengt av i ventiltreet, er det her mulig å bruke større produksjonsrør. Vanligvis er produksjonsrøret 7" og ringromsrøret 2". Man opprettholder forbindelse med ringrommet ved at ringromsrøret går på utsiden av produksjonsrørhengeren.

Horisontale trær har vanligvis ett bor på 18 3/4", noe som gjør at en kan koble på vanlig BOP ved vedlikehold. [34]



Figur 4-30 Horisontalt ventiltre [54]

Ventiler i Horisontale ventiltrær

Produksjonssiden:

- **PMV, Production master valve.** Automatisk hovedventil. Sikrings- og isoleringsventil som styres hydraulisk. Den første barrieren i ventiltreet, dermed den første ventilen som stenges om man vill hindre brønnen i å produsere. Plassert i horisontal produksjonsutløpet, inni tubing hangeren.
- **PWV, Production wing valve.** Sikrings- og isoleringsventil som styres hydraulisk. Plassert etter PMV i produksjonsløpet. Fungerer som backup for PMV.
- **XOV, Cross-over-valve.** Serviceventil. Plassert mellom PMV og PWV, på linjen som knytter ringroms- og produksjonsrøret sammen. Åpnes om det skulle oppstå trykkoppbygging i ringrommet, og trykket bløst ut.
- **Kjemikalieinjeksjonsventil.** med tilbakeslagsventil på injeksjonsledningen.
- **Kroneventil.** Styres hydraulisk eller fjernstyres manuelt ved hjelp av plugg

Ringromsiden:

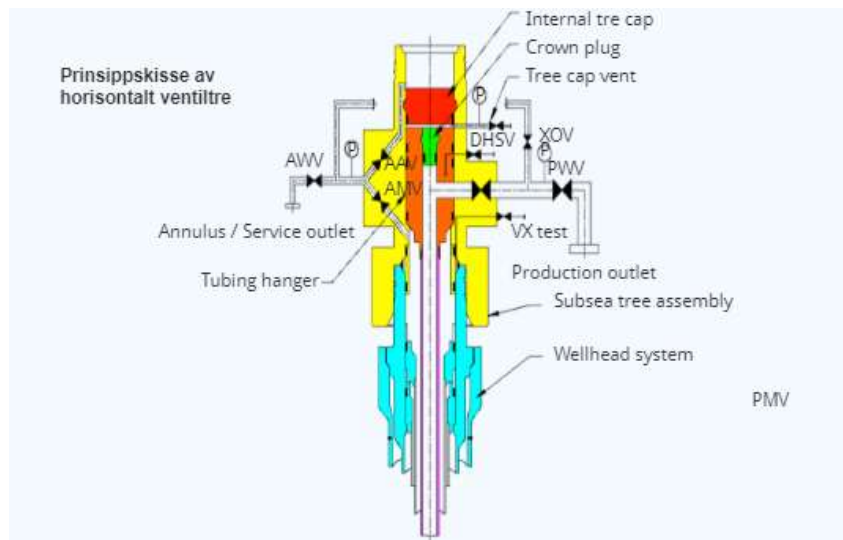
- **AMV, Annulus master valve.** Hovedventil /sikringsventil. Den først barrieren på ringromsiden. Kan steng ringrommet om nødvendig. Er plassert i løpet som knytter ringrommet før og etter tubing hangeren sammen.
- **AWV, Annulus wing valve.** Vingventil/sikringsventil. Fungerer som backup til AMV. Plassert etter AMV, i ringromsløpet, og er den siste ventilen før ringrommet går ut av juletreet.
- **ASV, Annulus swab valve.** kroneventil. Gir vertikal tilgang til brønnen for vedlikehold og sirkulasjon av væske. Er stengt så lenge man ikke skal utføre intervensjon i ventiltreet. Hindrer brønnvæske å strømme helt til toppen av ventiltreet.

Figur 4-31 viser ett horisontalt ventiltre, med plassering av ventilene.

Om det skulle være behov for å drepe brønnen, gjøres det her ved å kjøre drepevæske gjennom umbilical, inn i produksjonsløpet, til ringromsvingventilen og XOV.

Siden det horisontale ventiltreet ikke har ventiler i vertikalt løp, blir Subsea tree

cap, som er på toppen av vertikale ventiltre, her byttet ut med pluggen og internhøytrykks tree cap. Pluggene som brukes er wierlin pluggen eller kronpluggen. [34]



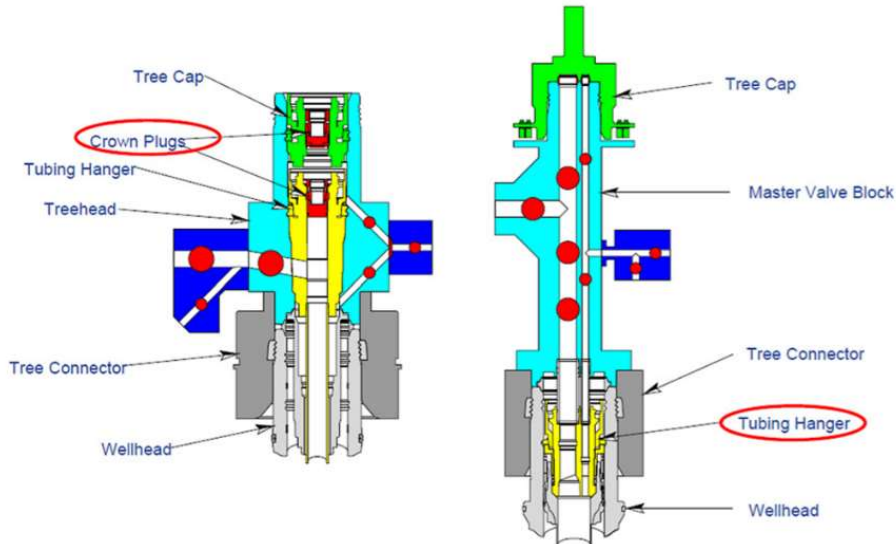
Figur 4-31 Horisontalt ventiltre [53]

Vertikalt ventiltre VS. Horisontale ventiltre

Som nevnt tidligere er hovedforskjellen på Vertikale og horisontale ventiltrær plasseringene av produksjonsrør hengeren, barrierene og tilgangene til ringrommet. Som vist i Figur 4-32. Da tubinghengeren allerede er installert når det vertikale ventiltreet monteres, gir dette en fordel om det skal utføres vedlikehold på ventiltreet. Da man ikke trenger å trekke kompletteringen først. Dette må men imidlertid gjør om det skal utføres vedlikehold på ett horisontalt tre. Man kan med ett horisontalt tre skifte komplettering uten å trekke ventiltreet, og med ett vertikalt tre skifte ventiltre uten å trekke komplettering.

Horisontale ventiltrær er nyere på markedet enn vertikale ventiltrær. De gir høyere produksjonsrate, pga. produksjonsrøret er 7'', og har enkel tilgang til vedlikehold og skifte av produksjonsrøret. Dette gjør at horisontale ventiltrær har vært foretrukket på norsk sektor.

Det har i nyere tid blitt utviklet vertikale ventiltrær med 7'' produksjonsrør. I tillegg har det kommet frem at det er sjeldent produksjonsrøret blir trukket uten at ventiltreet trekkes. Dette og at det gir samme produksjonsrate som horisontal trær, gjør at det i nyere tid er foretrukket å bruke vertikale ventiltrær på norsk sokkel. [34]



Figur 4-32 Forskjell på vertikalt og horisontalt ventiltre. [35]

Myndighetenes krav til Ventiltrær.

Myndighetene setter krav til oppbygning av ventiltrær. Disse kravene gjelder både for våte og overflate ventiltrær:

- To barrierer mellom produksjonsløpet, ringromsløpe og serviceløpet på ventiltreet og omgivelsene.
- Ventilene skal lukkes innen et halvt minutt, om problemer skulle oppstå.
- Minst to styringssystem for å lukke ventilene.
- Produksjons- og ringromsløpet skal overvåkes.
- Fabrikant krav som: stål kvalitet, malingstykkelse, osv.

Disse kravene er satt i NOSOK-standard.

4.7 Produksjonsfall

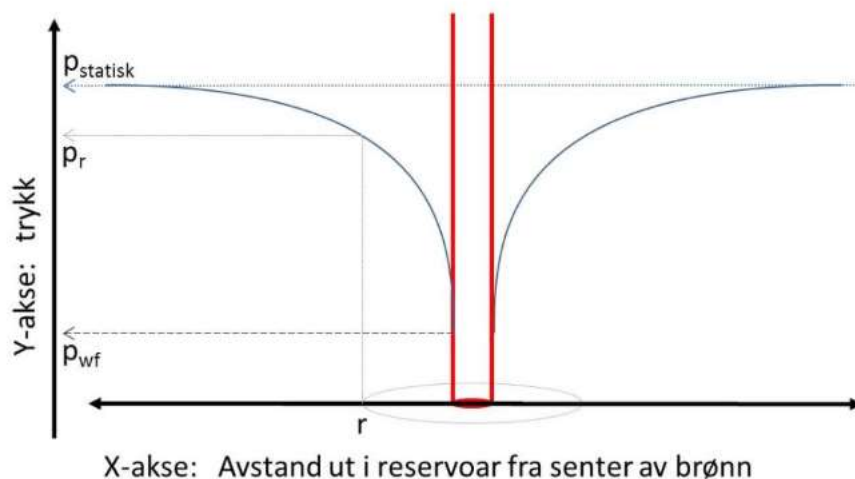
Ved oppstart av nye brønner er plasseringen i reservoaret, en avgjørende faktor for god og lønnsom utnyttelse av reservoaret. Å bore en brønn er en meget kostbar prosess, som må planlegges grundig, for å få høyest mulig utnyttelsesgrad av reservoaret.

I reservoaret finnes det ett naturlig trykk. Reservoartrykket er det trykket som har bygd seg opp, gjennom millioner av år, i porene der oljen ligger lagret. Det får oljen til å strømme ut i brønnen, pga. trykkforskjell mellom brønn og reservoar. Reservoartrykket kan være ulikt inni reservoaret, avhengig av om det har oppstått forkastninger. Det er viktig at brønnen plasseres der trykkforskjellen mellom brønn og reservoar blir høyest. Oljen strømmer da naturlig mot brønnen og ut i kompletteringen. Oljestrømmen påvirkes også av valg av komplettering, strømnings rate og permeabilitet i reservoaret.

Før produksjons start, stenges ventilene i ventiltreet, slik at en kan lese av trykket i brønnehodet. Dette trykket kalles SIWHP, Shut in wellhead pressure. SIWHP er reservoar trykket minus hydrostatisktrykk i produksjonsrøret.

Produksjonene startes ved at en åpner choke ventilen inni brønnehodet. Da vill det oppstå trykkfall i reservoaret, og oljen strømmer gjennom kompletteringen, opp produksjonsrøret, gjennom ventiltreet til prosessanlegget.

Når produksjonene er i gang, synker reservoartrykket gradvis. Som vist på Figur 4-33 er trykkfallet størst rundt brønnen. Dette resulterer i at olje strømmer til brønnen, pga. trykkforskjellen som oppstår inn i reservoaret. Etter hvert vill det også bli trykkfall utover i reservoaret. Hastigheten trykkfallet skjer med er avhengig av produksjonsmengden og drivmekanismene i brønnen. [36]



Figur 4-33 Trykkfall ved produksjon [36]

Etter en tids produksjon, vil det oppstå trykktap i hele reservoaret. Dette kan medføre:

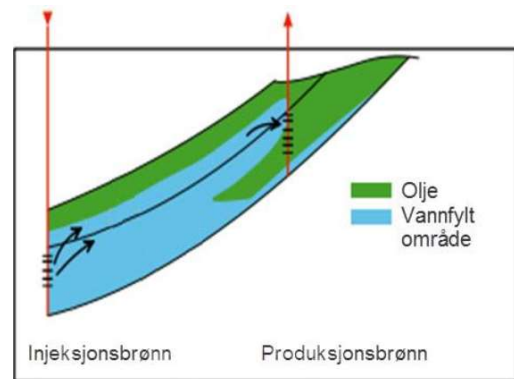
- Trykket i brønnen blir lavere enn oljens kokepunkt. Dette fører til at gass frigjøres fra oljen, og det kan oppstå høyere gassproduksjons enn oljeproduksjon.
- Trykket i choke ventilen blir for lavt, slik at brønnene må stenges.

For å bygge opp igjen reservoartrykket, stenger man choke ventilen. Trykket vil da stabiliseres. Det «nye» hydrostatiske trykket jevnes ut i reservoaret, samtidig som det blir lettere enn det hydrostatiske trykke ved produksjonsstart.

For å opprette holde reservoartrykket, og samtidig holde det på ett stabilt nivå, brukes det kunstige drivmekanismer. På norsk sokkel er det vanlig å bruke vann- og gassinjeksjon som drivmekanismer. Dette gjør at reservoartrykket holdes høyt, slik at man får høy utvinningsgrad og lønnsom oljeproduksjon.

Vanninjeksjon

Vanninjeksjon er når vann injiseres i brønnen for å øke og opprett reservoartrykket. Dette vises i Figur 4-34. Vann erstatter da produsert olje, og presser resterende olje mot brønn. Vannet tilføres brønnen gjennom en injeksjonsbrønn. Den plasseres ett godt stykke fra produksjonsbrønnen slik at mest mulig olje strømmer mot produksjonsbrønnen. Vannet som brukes til injeksjon er rensset sjøvann. Det er viktige faktorer, ved sjøvannet, som må kontrolleres under injeksjon:



Figur 4-34 Injeksjon av vann for økt utvinning [37]

- Temperatur
- PH-verdi
- Partikler i vannet
- Turbiditeten

Etter lang tid med vanninjeksjon vill vannet nå produksjonsbrønnen, det vill da bli produsert sammen med oljen. Vann i produksjonsbrønnen byr på flere utfordringer, som:

- Utfelling av kjemikalier (scale) fra oljen. Dette kan legge seg i produksjonsrøret, og reduserer inder diameteren, og i tillegg tette utstyret.
- Redusere produksjonskapasiteten. Da vann er tyngre enn olje.
- Vann tar med sand fra reservoarer og inn i produksjonsrøret, plugging.
- Korrosjon.
- Bakterieoppvekst

Det er derfor veldig viktig at vann som skal injiseres behandles først. Dette for å minimere risikoen for problemer i brønnen. I tillegg må vannkvaliteten kontrolleres kontinuerlig.

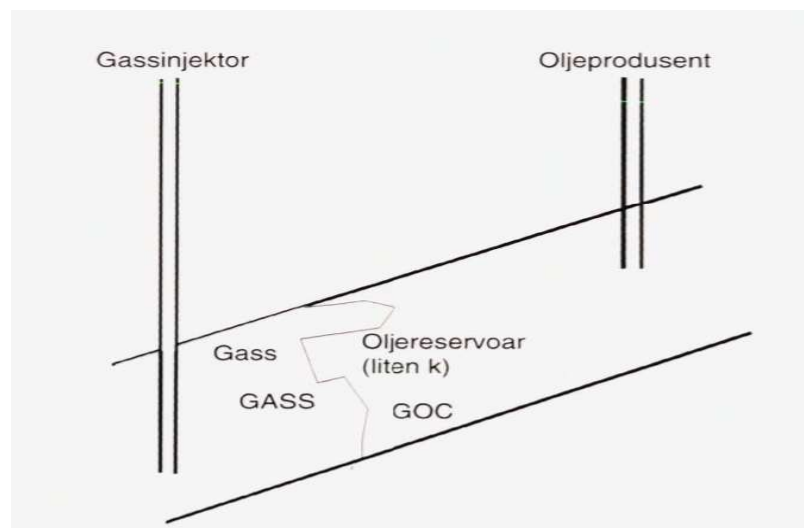
På norsk sokkel nyttes ofte vanninjeksjon. Enten for seg selv eller sammen med gassinjeksjon. Vanninjeksjon er en kostbar prosess, som krever ett eget vanninjeksjonsanlegg. Samtidig økes utvinningsgraden betydelig, og vill ligge mellom 40-60 %. Dette kan vi for eksempel se på Ekofisk feltet som gikk fra 17% utvinning uten vanninjeksjon til 50 % med vanninjeksjon. [37]

Gassinjeksjon

Ved gassinjeksjon injiseres gass i gasskappen på toppen av reservoaret. Dette gir øket utstrømning av olje til brønn. Gassen vill da erstatter produser olje, og opprettholde reservoartrykket.

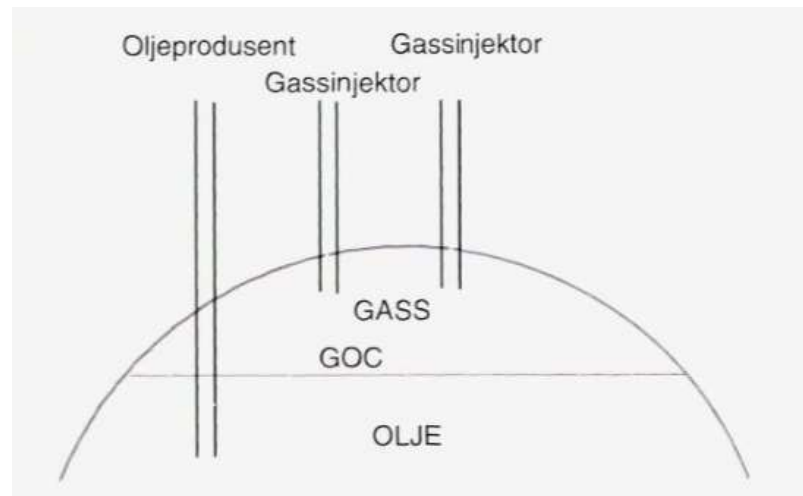
Gassen som benyttes består av samme grunnstruktur som olje, molekylene karbon og hydrogen. Avhengig av sammensetningene i reservoaret, som temperatur, trykk og oljeblanding, oppstår det:

- **Blandbarinjeksjon**, Figur 4-35. Gassen blander seg med olje, når de kommer i kontakt. Den oljen som dannes av olje og gass, får lavere viskositet slik at den strømmer raskere til brønnen.



Figur 4-35 Blandbarinjeksjon av gass [38]

- **Ikke blandbarinjeksjon**, Figur 4-36. Gassen blander seg ikke med oljen. Den legger seg i faser som skiller olje og gass. Her injiseres gassen på toppen av reservoaret, og blir liggende der. Denne metoden blir mest brukt for å opprettholde trykket.



Figur 4-36 Gass injeksjon, det gass ligger på toppen av reservoaret [39]

Det mest vanlig er en kombinasjon av disse to metodene, da vill noe av gassen blandes med oljen og resten fortsette å være i gassform. Dette vill si at oljen som får lavere viskositet strømmer lettere til brønnen, samtidig som gassen presser den mot brønnen. Dette har positiv innvirkning på utvinningsgraden.

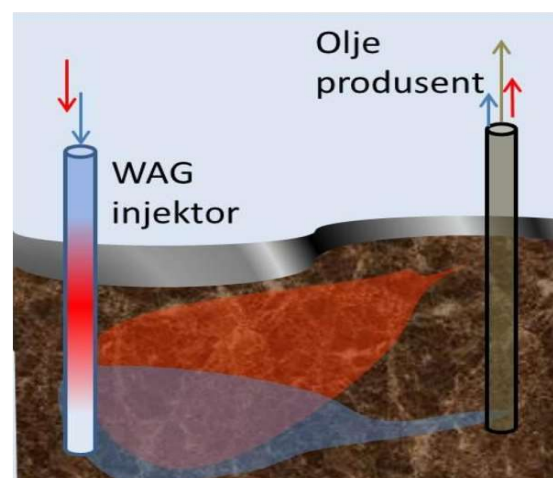
Samtidig vil en utfordring med injeksjon av gass være at den i høypermeable områder, strømmer rett igjennom og uten å ta med noe olje. Dette gir lav fortregningseffektivitet.

Det er mange felt på norsk sokkel som har brukt gassinjeksjon. Oljedirektoratet har estimert at bruk av gassinjeksjon har gitt 2200 millioner fat høyere utvinning. 60 % av denne gassen er brukt på Oseberg, Statfjord og Åsgard.

Oseberg er det første og eneste feltet som bare har brukt gass som drivmekanisme. [40]

Kombinasjon vann- og gassinjeksjon

Det finnes også en metode som kombinerer vann- og gassinjeksjon. Denne metoden kalles, WAG, Water Alternating Gas. WAG metoden vises på Figur 4-37. Siden gass strømmer gjennom de øvre delene av reservoaret og vann det nedre, vill en kombinasjon av disse metodene værere svært effektiv. Brønnen kan da injiseres først med vann en periode, så med gass så med gass en periode. Ellers kan vann og gass injiseres samtidig på ulike steder i reservoaret. Kombinasjonen av



Figur 4-37 WAG, injeksjon med kombinasjon av vann og gass [41]

vann- og gassinjeksjon gir høyere utvinningsgrad enn ved bruk av en av dem alene.

Om brønntrykket og utvinningsgraden til reservoaret, skulle bli for lav, selv etter bruk av injeksjon, er det nødvendig å vurdere om det skal perforeres på nytt eller om en skal ta side steg i brønnen. Dette kan da føre til økt brønntrykk, som igjen vil føre til høyere produksjon. God planlegging er en avgjørende faktor for å sikre lang levetid og høy utvinningsgrad i reservoaret, som igjen vill gi høy lønnsomhet. [41]

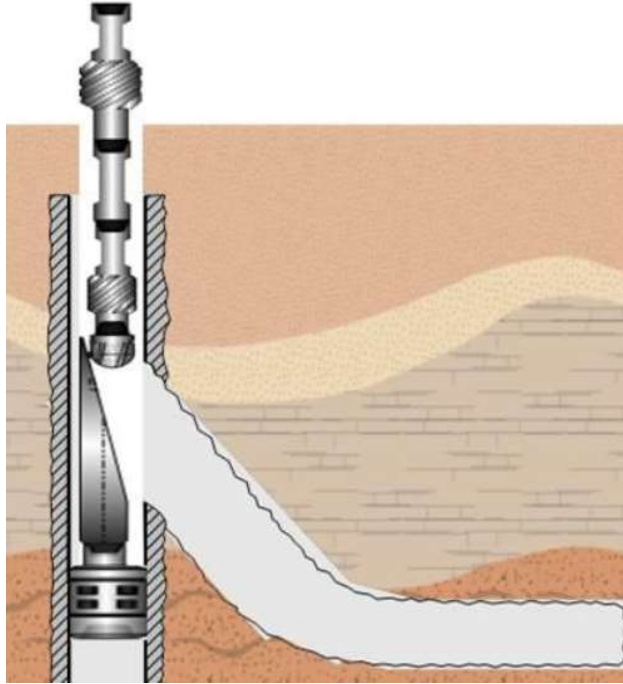
Sidesteg

Sidestegsoperasjon vil si å bore en ny brønnbane ut av den opprinnelige brønnbanen, det kan være flere årsaker til at dette må utføres:

- En kan møte på problemer underveis i boreprosessen som gjør at en må endre brønnbanen for å nå destinasjonen.
- Dersom boreutstyr går tapt i brønnen, og det ikke er muligheter å fiske dette ut igjen
- For å øke produksjonen, ved å nå andre deler i reservoaret

Ett sidesteg kan bli utført på flere måter, dette tas hensyn til ved hvilken situasjon en skal utføre sidesteget i. Dersom det skal tas ett sidesteg fra en seksjon som er satt casing i, vil det bli brukt en whipstock, slik som på Figur 4-38.

En whipstock er formet som en kile, med enten mekaniske eller hydrauliske dogger/låser. Whipstocken blir festet i mille assy. på boredekk også blir den kjørt ned i brønnen. Whipstocken blir satt over en annen mekanisk plugg som er satt i forkant, dette for å verifisere at dypet er riktig før en sette whipstocken. Det er 2 måter å orientere whipstocken på. Dersom det er i en vertikal brønn den skal settes, orienteres den på boredekk før den kjøres ned i brønnen, dette er fordi man ikke klarer å registrere retningen på den med MWD-Tool i vertikal posisjon. Dersom den skal settes i horisontal stilling, kan man ikke orientere den på boredekk for da vil den endre seg etter hvert som den kjøres ned i brønnen. En vil derfor bruke ett MWD-Tool til å orientere retningen på whipstocken før den settes horisontalt. Når whipstocken er satt av i casingen brytes mille assy. løst fra whipstocken, og det er klart for å mille vindu i casingen. Millen(boret) blir da presset ut mot casingen av whipstocken og det blir frest hull (millet vindu), en vil da bore en 4-5 meter ut i formasjonen før en trekker ut igjen mille assy. for å skifte til en borekrone som brukes til å bore sidesteget med. Etter sidesteget er boret og det er klart for å kjøre casing, vil man trekke ut whipstock før det blir satt ny casing.



Figur 4-38 Sidesteg ved bruk av whipstock [42]

I noen tilfeller kan det utføres sidesteg uten whipstock. Dersom man borer i sandformasjon og møter på hullproblemer som gjør at en må trekke ut igjen å velge en annen brønnbane, vil man kunne ta ett sidesteg i en brønnbane som ikke er satt casing i, det er da heller ikke mulig å sette en whipstock. En vil da trekke ut til det gitte dypet, man begynner da med å bore en skulder i brønnbanen som blir gjort ved at man står lenge på samme stedet å “gnager“inn mot hullveggen med borekronen. Når det er nok skulder vil man klare å bore seg ut fra den opprinnelige brønnbanen. Denne operasjonen kalles time drilling.

Varig nedstenging

Når reservoaret slutter å produsere olje/gass, og det ikke lenger er drivbart, plugges brønnene tilbake. Dette gjøres for å hindre lekkasje, og for å etterlate minst mulig spor fra virksomheten. Da plugging av brønnen kan medføre forurensing av miljøet, er det en operasjon som må være lovliggjort gjennom vilkår i forskrift eller tillatelser etter forurensingsloven. Miljødirektorater har hatt som praksis å regulere tillatelser til den enkelte pluggekampanjen. Dersom det er brønnvæsker i brønnen som defineres som forurensende væsker, skal væsken samles opp og sendes i land og håndteres som avfall.

Operasjonsforløp:

- Brønnen drepes ved hjelp av tungt boreslam eller barriereplugg.
- Fjerner ventiltreet.
- Tubing trekkes ut av brønnen.
- Nederste liner sementeres igjen.
- Setter mekanisk plugg over
- Trekker brønnhode

På norsk sokkel er det rundt 1900 brønner som ikke er tilbakeplugged, og med årene som kommer vil dette øke. Grunnen til dette er at tidligere ble brønner midlertidig plugget, da det heller ble brukt ressurser på å bore nye brønner. Brønner som er midlertidig plugget, kan være vanskelig å plugge på en sikker og kostnadsriktig måte. Ptil innførte derfor krav til permanent stenging av brønn. Det vil si at letebrønner, etter 01.01.2014, ikke kan midlertidig plugges lenger enn to år. Produksjonsbrønner som er midlertidig plugget, etter 01.01.2014, skal permanent plugges 3 år. Samtidig som Ptil innførte disse kravene, kom fallet i oljeprisene. Dette førte til ledig kapasitet på boreriggene som ga mulighet til å bruke disse ressursene på permanent plugging av gamle brønner. Dette har gitt økning i antall gamle brønner som er blitt permanent plugges. [43]

5 Diskusjon

Innovasjon

Petroleumsindustrien har hatt en revolusjonerende vekst siden oppstarten på 60 tallet. Industrien har utviklet en rekke banebrytende teknologier, som gjør at det i dag produseres olje og gass på en mer effektiv, sikker, kostnadsbesparende og miljømessig måte. Stadig fokus på nytenkning, forbedring og effektivisering av industrien, har ført til at petroleumsindustrien er den største og viktigste næringen i landet gjennom tidene. Petroleumsindustrien har gjennom alle år lagt til rette for utvikling, innovasjon og forskning, blant annet ved å tilby gode rammevilkår til disse aktivitetene. [44]

Det er, som nevnt tidligere, fortsatt store gjenværende ressurser på norsk sokkel. En avgjørende faktor for effektiv og lønnsom utnyttelse av disse er, at høy satsing på forskning og utvikling fortsetter i fremtiden. Dette vil føre til økende kompetanse og konkuranseevne for industrien. For å sikre dette legger olje- og energidepartementet til rette for forskning og utvikling ved å tilby forskningsprogrammer. I tillegg etablerte de i 2001 strategien OG21, Olje og gass i det 21. århundre. Denne strategien har ført til at oljeselskaper, universiteter, forskningsinstitusjoner, leverandørindustrien og styresmaktene har samlet seg om en felles nasjonal teknologistrategi, innen olje og gass. [44]

Olje- og energidepartementet gir i tillegg støtte til forskning gjennom bidrag til forskningsrådet. Forskningsrådet deler i hovedsak bevilgningene på forskningsprogrammer. Som vist i Figur 5-1. Dette er først og fremst forskningsprogrammene PETROMAKS2, DEMO 2000 og forskningscenter i Stavanger og Tromsø. Disse programmene skal bidra til å nå målene i OG21-strategien. [44]



Figur 5-1 Olje- og energidepartementets støtte til forskning [45]

Petromaks 2

- Stort omfang av prosjekter, som grunnforskning på universitetet og innovasjonsprosjekt i industrien.
- Skal gi best mulig utnyttelse av norske oljeressurser.
- I 2018 hadde de ca. 120 prosjekter.
- Budsjettet for 2018 var på om lag 270 millioner kroner.
- Fokus på utdanning, ved finansiering av doktorgrad

Prosjekt eksempel:

Ved NTNU har de studert hvilke krefter man kan observere når borestrengen setter seg fast i borehullet. De har utviklet en modell som gjennom mønstergjenkjenning kan finne årsak til feil. Dette ble en suksess, som brukes på 60 borerigger i hele verden. Teknologien skal i tillegg prøves ut på overvåkning av hjertepasienter.

Demo 2000

- Prøver ut nye løsninger i petroleumsindustrien.
- Gir støtte til pilotprosjekter, for streke næringslivets satsning på ny teknologi.
- Samarbeidsarena for oljeselskaper og leverandørbedrifter.
- Tilgjengelig for alle norske bedrifter som bidrar med teknologi til oljeselskap på norsk sokkel.
- I 2018 hadde de ca. 70 prosjekter.
- Budsjettet for 2018 var på 70 millioner kroner.

Prosjekt eksempel:

Seabox er et system utviklet for å rense og avsalte havvann som brukes til injeksjon. Systemet er havbunnsbasert. Systemet vil øke utvinningen, samt gi en mer energi- og kostnadsbesparende løsning. Dette er ett prosjekt fra 2013.

Petrosenter

- **ARCEX, Research Center for Arctic Petroleum Exploration**
 - Forsknings- og kompetansesenter ved Universitetet i Tromsø.
 - Etablere forskningsmiljø for oljenæring i arktiske strøk.
- **Det nasjonale IOR-senteret**
 - Forskningscenter for økt utvinning ved Universitetet i Stavanger.
 - Bidra til næringsrettet forskning, forskerutdanning og kompetansebygging.
 - Samarbeid mellom industri og forskere slik at nye løsninger raskt kan tas i bruk.

Som det vises her har petroleumsnæringen stort fokus og engasjement innen nytenking og innovasjon. Dette engasjementet har hatt stor innvirkning på samfunnet generelt og andre næringsliv i Norge. [44]

Eksempler på overføring av teknologi til andre sektorer i samfunnet:

- Helsesektoren. Petroleumsteknologi blant annet brukes for å overvåke hjertepasienter, som nevnt tidligere.
- El-bil industrien. Transformator som i første rekke ble utviklet til verktøy som trengte mer strøm og høyere spenning under arbeid i brønner. Denne transformatoren blir nå brukt i ladekabelen til el-biler.
- Bygg- og anleggsnæringen. Støpe teknikker utviklet for bygging av condeep-plattformer, brukes for å støpe brofundament.
- Fornybar energi. Med utgangspunkt i boreteknologi og erfaring fra oljeindustrien er det utviklet teknologi som skal produsere dyp geotermisk varme. Teknologien går ut på at det skal injiseres vann ned til brønnsystemet i grunnen. Vannet blir varmet opp, for så å returnere til overflaten. Det skal da brukes til oppvarming, kjøling og produksjon av elektrisitet. Det er startet et pilotprosjekt rundt dette.
- Havbruksindustrien. ROV brukes her til vasking og vedlikehold av fiske-merder. [46]

Dette er ett lite utdrag av petroleumsteknologier som har hatt betydning for utvikling i andre deler av samfunnet. Det kommer likevel tydelig frem hvor stor innvirkning petroleumsteknologien har for samfunnet generelt, og hvordan utviklingen i samfunnet har sammenheng med petroleumsnæringen. Dette viser at nytenking, samt satsning på forskning og teknologi er avgjørende for et bærekraftig samfunn, samt en suksessfull næring. [44]

6 Konklusjon

Oppstart av oljeutvinning, begynner med godkjenning fra myndighetene. Først må man ha letelisen. Deretter gjøres ulike havbunnsundersøkelser. Dokumentene PUD og PAD, må utformes, og godkjennes av myndighetene. Brønnboringen kan nå stettes i gang.

Starter med at det installeres TGB på havbunnen. Man kan da starte selve boreprosessen. Det bores, settes casing og sementeres i ulike seksjoner ned til reservoaret. BOP installeres etter de to første seksjonene er boret. Det er nå nødvendig med en sikkerhets barriere, for videre boring pga. høyt trykk og mulig grunnmass. Når seksjonene er ferdig boret, og brønnen er logget, skal det åpnes for produksjon. Dette gjøres ved komplettering. Starter med å sirkulere ut slammet, for så å pumpe inn kompletteringsvæske. Tubinghengerne installeres ved hjelp av lande-streng. Ventiltre monteres, og BOP monteres over ventiltre. Landestrengen installeres nå gjennom BOP, og fungerer som ekstra sikkerhetsbarriere under videre komplettering. Landestrengen gir også mulighet til å koble fra brønnen om det skulle oppstå en nødsituasjon. Dette uten lekkasje til omgivelsene. Da disse stegene er gjennomført, utføres perforering av brønnen. Dette skaper forbindelse mellom brønn og reservoar. Produksjonen er nå i gang.

Det er avgjørende med høyt fokus på sikkerhet gjennom hele boreprosessen. Myndighetene stiller derfor strenge krav til sikkerhet. Dette innebærer blant annet bruk av barriere. Barriere er elementer som fungerer som hinder. Det skal alltid være to uavhengige barrierer. Dette er for å unngå uønskede hendelser. Barrierene varierer ut ifra hvilken prosess som gjennomføres. I boreprosessen er boreslam primær barriere, mens BOP er sekundærbarriere. I produksjonsprosessen er primærbarrieren øvre komplettering, casing og sement i produksjonspakningen, men sekundærbarrieren er produksjonscasing, brønnehodet, produksjonsrørhenger og ventiltre.

På norsk sokkel er det boret 6500 brønner, hvor 1728 er letebrønner. Det er produsert olje fra 106 felt, samtidig som over halvparten av oljeekvivalentene er igjen på norsk sokkel. Dette er en industri som har hatt stor innvirkning på norsk samfunn og velferd, i tillegg til verden generelt. Verden er helt avhengig av olje- og gassindustrien, noe som den vil fortsette å være i generasjoner frem i tid. Samtidig som verdens stilles ovenfor miljøutfordringer, som kan være utfordrende å løse. Det er derfor avgjørende at petroleumsnæringen forsetter sitt sterke arbeid med innovasjon, nytenking og teknolog. Dette arbeidet har allerede gitt store fordeler for andre næringer i samfunnet, som helsesektorene. Der det brukes petroleumsteknologi til overvåking av hjertepasienter. Dette viser igjen at verden er helt avhengig av petroleumsnæringen, og at utviklingen i samfunnet er knyttet sammen med utvikling i petroleumsnæringen.

7 Kilder

7.1 Referanseliste

- [1] «Norsk olje og gass,» [Internett]. Available: <https://www.norskoljeoggass.no/om-oss/nyheter/2017/11/olje-til-2040/>. [Funnet 01 05 2019].
- [2] Y. B. Q. Bai, «Subsea Engineering Handbook,» ELSEVIER, 2012, p. 41.
- [3] IEA, «energiogklima.no,» 02 05 2019. [Internett]. Available: <https://energiogklima.no/klimavakten/kraftproduksjon/>. [Funnet 19 05 26].
- [4] H. Carstens, «geo365.no,» 16 06 2017. [Internett]. Available: <https://www.geo365.no/olje-og-gass/stort-behov-for-olje/>. [Funnet 25 05 2019].
- [5] Y. B. Q. Bai, «Subsea Engineering Handbook,» ELSEVIER, 2012.
- [6] Q. B. Yong Bai, «Subsea Engineering Handbook,» ELSEVIER, 2012, p. 42.
- [7] M. S.-S. H. Ryggvik, «Stor norske leksikon,» Universitetet i Stavanger , 03 12 2018. [Internett]. Available: https://snl.no/Norsk_oljehistorie?fbclid=IwAR3cv9f9IkTg3FjIRv6KxDYZGTT5UCaKAbnImSGPZcRTjGFAELEYgfSxDA#-Starten_p%C3%A5_olje-_og_gassvirksomheten_i_Nordsj%C3%B8en. [Funnet 18 05 2019].
- [8] «Norskpetroleum.no,» [Internett]. Available: <https://www.norskpetroleum.no/fakta/felt/?fbclid=IwAR31Sjv2gUq1f9jTzCnvOfJRevYRN65nPONIV6KCvHit7KnxRyoeNL0vTs>. [Funnet 15 04 2019].
- [9] «oljedirektoratet,» [Internett]. Available: https://www.npd.no/?fbclid=IwAR3sglwEt47QqzozYNRoFsKUKBvcGg26t_MHJTGMKjgjO6GafVgmo04155A. [Funnet 18 05 2019].
- [10] D. I. Jacobsen, «Hvordan gjennomføre undersøkelser?,» Cappelen Damm akademisk , 2015.
- [11] o. olje- og energidepartementet, «Norskpetroleum.no,» olje- og energidepartementet, oljedirektoratet , 13 03 2019. [Internett]. Available: <https://www.norskpetroleum.no/leting/letepolitikk/>. [Funnet 18 04 2019].
- [12] «equinor.com,» equinor , [Internett]. Available: <https://www.equinor.com/no/what-we-do/johan-sverdrup.html>. [Funnet 02 04 2019].
- [13] norskpetroleum.no, «norskpetroleum.no,» oljedirektoratet, olje- og energidepartimentet , 13 03 2019. [Internett]. Available: <https://www.norskpetroleum.no/leting/letepolitikk/>. [Funnet 10 04 2019].
- [14] N. G. Nils H. Lundberg, «stor norske leksikon,» stor norske leksikon , 12 11 2018. [Internett]. Available: https://snl.no/petroleum_-_geofysiske_metoder. [Funnet 27 04 2019].

- [15] O.-. o. e. o. A.-. o. sosialdepartementet, «Regjeringen.no,» 03 06 2017. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/contentassets/393785f8f00c4fca81d87c7aad66cb6/pud-pad-veileder.pdf>. [Funnet 27 04 2019].
- [16] «wikipedia,» 29 03 2019. [Internett]. Available: https://no.wikipedia.org/wiki/Katastrofer_og_store_ulykker_i_norsk_petroleumsvirksomhet. [Funnet 01 06 2019].
- [17] L. O. Askheim, «Store norske leksikon,» 14 11 2018. [Internett]. Available: <https://snl.no/petroleumsloven>. [Funnet 01 06 2019].
- [18] regjeringen.no , «regjeringen.no,» 13 03 1981. [Internett]. Available: https://www.regjeringen.no/no/dokument/dep/kld/lover_regler/lover/forurensningsloven/id171893/. [Funnet 01 06 2019].
- [19] wikipedia.org, «wikipedia.org,» 19 11 2018. [Internett]. Available: <https://no.wikipedia.org/wiki/Arbeidsmilj%C3%B8loven>. [Funnet 01 06 2019].
- [20] A. Aabø, «ndla,» Nasjonal digital læringsnemd , 29 06 2018. [Internett]. Available: <https://ndla.no/subjects/subject:6/topic:1:182078/topic:1:168475/resource:1:168308>. [Funnet 03 06 2019].
- [21] S. Paaske, «Nasjonal digital læringsarena,» 20 07 2017. [Internett]. Available: <https://ndla.no/subjects/subject:6/topic:1:182849/topic:1:163658/resource:1:162436>. [Funnet 15 03 2019].
- [22] S. Paaske, «Nasjonal digital læringsarena,» 20 09 2017. [Internett]. Available: <https://sti.ndla.no/package/1149?page=2>. [Funnet 28 04 2019].
- [23] S. Paaske, «Nasjonal digital læringsarena,» 20 09 2017. [Internett]. Available: <https://sti.ndla.no/package/1149?page=3>. [Funnet 28 03 2019].
- [24] S. Paaske, «Nasjonal digital læringsarena,» 13 09 2017. [Internett]. Available: <https://sti.ndla.no/package/1149?page=5>. [Funnet 28 03 2019].
- [25] S. Paaske, «Nasjonal digital læringsarena,» 20 09 2017. [Internett]. Available: <https://sti.ndla.no/package/1149?page=7>. [Funnet 28 03 2019].
- [26] King petroleum service ltd, «King petroleum service ltd,» [Internett]. Available: http://www.kingpetroleum.co.uk/training/wellEngHandout/training_chap14.php#&panel1-9. [Funnet 20 04 2019].
- [27] M. C. & M. G. Frank Jahn, i *Hydrocarbon exploration and production* , Oxford, ELSEVIER, 2008, p. 73.
- [28] K. L. Linda Vasshus Lidal, «Nasjonal læringsarena,» Leverandør Cerpus AS, 17 07 2017. [Internett]. Available: <https://ndla.no/subjects/subject:6/topic:1:182849/topic:1:177989/resource:1:178062>. [Funnet 17 03 2019].

- [29] E. Jørgensen, «produksjonsteknikk 1,» i *Produksjonsteknikk 1*, Høvik, Norwegian Petroleum Academy, 1998, pp. 57- 64.
- [30] E. Jørgensen, i *Produksjonstenikk 1*, Høvik , Norwegian Petroleum Academy, 2013, p. 57.
- [31] E. Jørgensen, i *Produksjonstenikk 1* , Høvik, Norwegian Petroleum Academy , 1998, p. 63.
- [32] E. Jørgensen, i *Produksjonsteknikk 1*, Høvik, Norwegian petroleum academy , 1998, p. 64.
- [33] O. Lervik, «Nasjonal digital læringsarena,» 06 09 2017. [Internett]. Available: <https://stier.ndla.no/nb/learningpaths/39/step/373>. [Funnet 02 04 2019].
- [34] O. Lervik, «Nasjonal digital læringssti,» 06 09 2017. [Internett]. Available: <https://sti.ndla.no/package/928?page=5>. [Funnet 02 04 2019].
- [35] Q. B. Yong Bai, i *Subsea Engineering Handbook*, Oxford, ELSEVIER, 2012, p. 775.
- [36] A. Aabø, «Nasjonal digital næringsarena,» 25 07 2017. [Internett]. Available: <https://stier.ndla.no/nb/learningpaths/26/step/249>. [Funnet 01 05 2019].
- [37] A. Aabø, «Nasjonal digital læringsarena,» 29 06 2018. [Internett]. Available: <https://stier.ndla.no/nb/learningpaths/25/step/239>. [Funnet 02 05 2019].
- [38] E. Jørgensen, i *Produksjonstenikk 1* , Høvik , Norwegian petroleum academy , 1998, p. 150 .
- [39] E. Jørgensen, i *Produksjonstenikk 1* , Høvik , Norwegian petroleum academy , 1998, p. 151.
- [40] A. Aabø, «Nasjonal digital læringsarena,» 29 06 2018. [Internett]. Available: <https://stier.ndla.no/nb/learningpaths/25/step/241>. [Funnet 02 05 2019].
- [41] A. Aabø, «Nasjonal digital læringsarena,» 05 04 2018. [Internett]. Available: <https://stier.ndla.no/nb/learningpaths/25/step/243>. [Funnet 15 05 2019].
- [42] O. Koltveit, «Nasjonal digital læringsagenda,» 29 06 2018. [Internett]. Available: <https://ndla.no/subjects/subject:6/topic:1:182061/topic:1:166722/resource:1:164648>. [Funnet 03 05 2019].
- [43] A. M. E. S. A. S. B. A. C. Johnny Gundersen, «Permanent plugging og forlating av brønner; HMS-utfordringer relatert til H₂S og CO i gamle brønnvæsker,» Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet, 2018.
- [44] Oljedirektoratet, Olje- og energidepartementet , «Norsk petroleum,» Oljedirektoratet, Olje- og energidepartementet , 14 03 2019. [Internett]. Available: <https://www.norskpetroleum.no/miljo-og-teknologi/petroleumsforskning-og-teknologi/>. [Funnet 03 06 2019].
- [45] «Norsk petroleum,» 14 03 2019. [Internett]. Available: <https://www.norskpetroleum.no/miljo-og-teknologi/petroleumsforskning-og-teknologi/>. [Funnet 03 06 2019].

- [46] P. Qvale, «TU.no,» Teknisk Ukeblad , 20 03 2014. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/her-er-26-av-de-viktigste-teknologiene-fra-oljebransjen/232292>. [Funnet 03 06 2019].
- [47] K. Ludvigsen, «ndla.no,» 29 06 2018. [Internett]. Available: <https://stier.ndla.no/nb/learningpaths/279/step/2074>. [Funnet 14 04 2019].
- [48] P. E. Bill Savela, «hydraulics & pneumatics,» 08 10 2012. [Internett]. Available: <https://www.hydraulicspneumatics.com/marine-amp-offshore/testing-keeps-bops-safe>. [Funnet 21 04 2019].
- [49] «One Subsea,» One Subsea , 2019. [Internett]. Available: <https://www.onesubsea.slb.com/sitecore/content/cameron/home/pressure-control-equipment/bop-rams>. [Funnet 02 06 2019].
- [50] S. Paaske, «ndla.no,» nasjonal digital læringsnemd , 11 09 2017. [Internett]. Available: <https://ndla.no/subjects/subject:6/topic:1:182061/topic:1:151959/resource:1:181912>. [Funnet 28 04 2019].
- [51] O. Lervik, «ndla,» Nasjonal digital læringsnemd , 06 09 2017. [Internett]. Available: <https://ndla.no/subjects/subject:6/topic:1:182061/topic:1:175628/topic:1:183426/resource:1:177853>. [Funnet 28 04 2019].
- [52] E. Jørgensen, i *Produksjonstenikk* , Høvik, Norwegian Petroleum Academy , 2013, p. 92.
- [53] O. Lervik, «ndla,» nasjonal digital læringsnemnd , 06 09 2017. [Internett]. Available: <https://stier.ndla.no/nb/learningpaths/39/step/374>. [Funnet 28 04 2019].
- [54] E. Jørgensen, i *Produksjonsteknikk 1*, Høvik, Norwegian Petroleum Academy, 2013, p. 95.
- [55] S. Paaske, «nasjonal digital læringsarena,» 18 07 2017. [Internett]. Available: <https://ndla.no/subjects/subject:6/topic:1:182061/topic:1:151959/resource:1:181891>. [Funnet 04 04 2019].
- [56] F. L. a. C. Falconer, «INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS,» 11 2000. [Internett]. Available: <http://www.iadc.org/dcpi/dc-novdec00/n-kca.pdf>. [Funnet 05 06 2019].
- [57] M. C. & M. G. Frank Jahn, «Figure 4.14 Mud weight,» i *Hydrocarbon exploration and production* , Oxford , ELSEVIER, 2008, p. 64.
- [58] E. Jørgensen, «sammenkoblede ladninger,» i *Produksjonstenikk 1* , Høvik , Norwegian Petroleum Academy , 1998, p. 62.
- [59] E. Jørgensen, «Perforering med kanon som en del av produksjonsrøret,» i *Produksjonstenikk 1*, Høvik , Norwegian Petroleum Academy , 1998, p. 61.

7.2 Figurliste

Figur 2-1 Verdens energiforbruk. Fossilt brensel er fortsatt 80% av verdens energiforbruk. [2]	12
Figur 2-2 Havdybde fra 1955 til 2005 [6]	13
Figur 2-3 Antall Subsea brønner i tidsrommet 1955 til 2005. [6]	13
Figur 2-4 Oljekvivalenter på norsk sokkel. [9]	15
Figur 4-1 Arealstatus på norsksokkel, mars 2019 [13]	20
Figur 4-2 Seismikkundersøkelse. [14]	22
Figur 4-3 Myndighetenes behandlingsforløp av PUD og PAD	24
Figur 4-4 Poretrykk og Bruddgradient graf [57]	30
Figur 4-5 Kellycock (t.v.) og IBOP (t.h.) brukes for å hindre kick å migrere opp borestrengen [21]	30
Figur 4-6 Barrierer i produksjonsprosessen. Blå elementer markerer primærbarrierer. Rød elementer markerer sekundærbarrierer. [55]	33
Figur 4-7 Barriere under kveilørsoperasjon. [25]	35
Figur 4-8 Installerings av TGB, midlertidig guidebase. [26]	37
Figur 4-9 Boring av 36" hull, ved hjelp av UFG [26]	37
Figur 4-10 Setting av 30" casing [26]	38
Figur 4-11 Sementering av casing [28]	39
Figur 4-12 Subsea BOP [26]	40
Figur 4-13 De fem casing seksjonene [27]	41
Figur 4-14 Formede ladninger. [30]	43
Figur 4-15 Sammenkobling av ladninger [58]	44
Figur 4-16 Perforering med kanon montert på produksjonsrøret. [59]	46
Figur 4-17 Komplettering uten foring. [31]	46
Figur 4-18 komplettering løse bergarter [32]	47
Figur 4-19 Komplettering i uensartet bergarter [32]	47
Figur 4-20 Landestreg innstallert gjennom BOP. [56]	48
Figur 4-21 Eksempel bilde av sammensatt BOP. I Subsea sammenheng er det gjerne dobbelt sett med ventiler. [47]	49
Figur 4-22 Ringromsventil som kan stenge rundt alle str. borerør. [48]	50
Figur 4-23 Variabel-ram. [49]	50
Figur 4-24 Fixtram. [49]	50
Figur 4-25 Shear ram. [49]	50
Figur 4-26 Subsea ventiltre [51]	52
Figur 4-27 Overflate ventiltre [50]	52
Figur 4-28 Vertikalt ventiltre [52]	53
Figur 4-29 Vertikalt ventiltre [53]	54
Figur 4-30 Horisontalt ventiltre [54]	55
Figur 4-31 Horisontalt ventiltre [53]	56
Figur 4-32 Forskjell på vertikalt og horisontalt ventiltre. [35]	57
Figur 4-33 Trykkfall ved produksjon [36]	58
Figur 4-34 Injeksjon av vann for økt utvinning [37]	59
Figur 4-35 Blandbarinjeksjon av gass [38]	60
Figur 4-36 Gass injeksjon, det gass ligger på toppen av reservoaret [39]	61
Figur 4-37 WAG, injeksjon med kombinasjon av vann og gass [41]	61
Figur 4-38 Sidesteg ved bruk av whipstock [42]	63
Figur 5-1 Olje- og energidepartementets støtte til forskning [45]	65

