

Trykkontroll Brønnservice



NORTRAIN Wellcontrol AS

Tangen 10

N-4070 Randaberg

Telefon + 47 51 69 27 00

E-post: post@nortrain.no
www.nortrain.no

Det er ikke tillatt å kopiere denne manualen, eller deler av denne, uten samtykke fra NORTRAIN.

Trykkkontroll Brønnservice

INNHOLDSFORTEGNELSE

1.	INNLEDNING	10
1.1	NORTRAIN TRYKKONTROLLMANUAL	10
1.2	SUB SEA / LWI	10
1.3	BARRIERE FILOSOFI	10
1.4	ÅRSAKER TIL HENDELSER	11
1.5	KONSEKVENSER AV HENDELSER	13
1.6	RISIKOSTYRING	13
1.7.	ENDRINGSLEDELSE (MANAGEMENT OF CHANGE)	14
1.8	BRØNNINTEGRITETSSTYRING	15
1.9	BRØNNINTEGRITETS TRENING	15
1.10	BRØNN KONSTRUKSJONS DATA	17
1.11	BRØNNINTEGRITET MANAGEMENT «DE 10 BUD»	18
1.12	DESIGN / KONSTRUKSJON	18
1.13	TEKNISK STANDARD	19
2.	KOMPLETTERINGER (FERDIGSTILLELSE AV BRØNN)	22
2.1	KOMPLETTERING UTSTYR	22
2.1.1	PRODUKSJON RØR	23
2.1.2	KABEL ENTRING STUSS (WIRELINE RE-ENTRY GUIDE)	24
2.1.3	SPRENGINGS STYKKE (BLAST JOINTS)	25
2.1.4	BESKYTTELSES STYKKE (PROTECTION JOINT)	26
2.1.5	GJENNOMHULLET STYKKE (PERFORATED JOINT)	26
2.1.6	SETE PROFILER (LANDING NIPPLES)	26
2.1.7	STRØMNINGS STYKKE (FLOW COUPLINGS)	28
2.2	STRØMNINGS KONTROLLERENDE UTSTYR	28

Trykkontroll Brønnservice

2.2.1	PRODUKSJON RØRHENGER PLUGGER.	28
2.2.2	KABEL TYPE PLUGG (WIRELINE TYPE PLUGS)	28
2.2.3	GJENGE TYPER PLUGG (THREADED PLUGS)	29
2.2.4	ISOLERINGS PLUGGER (BLANKING PLUGS)	32
2.2.5	SJEKK VENTILER (CHECK VALVES OR STANDING VALVES)	32
2.2.6	GJENNOMPUMPING PLUGG (PUMP THROUGH PLUG)	32
2.2.7	PUMP ÅPEN PLUGG (PUMP OPEN PLUGS)	32
2.2.8	UTVIDELSES PLUGGER (EXPENDABLE PLUGS)	32
2.2.9	SYKLES PLUGG (CYCLE PLUGS)	32
2.2.10	PLUGG (ICE PLUGS - FREEZE METHOD)	33
2.2.11	TREKKBARE PAKNINGER (RETRIEVABLE PACKERS)	33
2.2.12	PERMANENT PAKNING (PERMANENT PACKER)	33
2.2.13	TREKKBARE PAKNINGER (TILBEHØR)	34
2.2.14	PERMANENT PAKNING (TILBEHØR)	36
2.2.15	GLIDE MUFFER (SLIDING SIDE DOOR)	41
2.2.16	SIDE LOMME (SIDE POCKET MANDRELS)	43
2.2.17	UNDERJORDISK SIKKERHETSVENTIL (SUB-SURFACE SAFETY VALVES (SSSV))	47
2.2.18	KJØRE INN I BRØNN (RUNNING IN HOLE). (TUBING RETRIEVABLE SCSSV)	51
2.2.20	KJØRE PROSEDYRE (RUNNING IN HOLE.)	53
2.3	SETTEDYP FOR SIKKERHETSVENTILER	55
2.4	OVERFLATE KONTROLLSYSTEMERFORDELINGSNETT (SURFACE CONTROL MANIFOLDS)	56
2.4.1	PRODUKSJONS RØR HODE/HENGER (TUBING HEAD/TUBING HANGER)	56
2.5	VENTIL TRE (CHRISTMAS TREES)	56
2.5.1	SAMMENSATTE TRE (COMPOSITE TREES)	59
2.5.2	EN BLOKK TRE (SOLID BLOCK TREE)	59
2.6	OVERFLATE UTSTYR GENERELT	62
2.6.1	STRUPEVENTILER (CHOKES)	62
2.6.2	FAST STRUPEVENTIL	62
2.7	UTSTYR OG STIGERØRS KOPLINGER. (EQUIPMENT AND RISER CONNECTIONS)	65

Trykkkontroll Brønnservice

2.7.1	HURTIG KOBLINGER (QUICK UNIONS)	65
2.7.2	KLEMMER TYPE KOBLINGER (CLAMP CONNECTIONS)	66
2.7.3	DESIGN	68
2.7.4	TYPE '6B' FLENSER	68
2.7.5	TETNINGS RINGER	70
2.7.6	KOMPLETTERING	72
3	GENERELL TRYKKONTROLL (P&P)	79
3.1	HYDROSTATISK TRYKK	79
3.1.1	VERTIKAL OG MÅLT DYBDE	83
3.1.2	PUMPEBEREGNINGER	85
3.1.3	VOLUMBEREGNINGER	85
3.1.4	HASTIGHETSBEREGNINGER	87
3.1.5	TRYKKTAPSBEREGNING VED TRIPPING	87
3.1.6	OPPVEIING AV BORESLOM	90
3.2	FORMASJONSSTRYKK	92
3.2.1	RESERVOAR PARAMETERER	92
3.2.2	PORETRYKK	93
3.2.3	FORMASJONSSTYRKE	95
3.2.4	EKVIVALENT LEAK – OFF SLAMDENSITET	98
3.2.5	MAASP (MAXIMUM ALLOWABLE ANNULAR SURFACE PRESSURE)	99
3.2.6	MARGINER	100
3.3	GASSTEORI	102
3.3.1	TILSTANDSLIKNINGEN OG GASSLOVEN	102
3.3.2	GASSMIGRASJON I STENGT BRØNN	104
3.3.3	GASSEKSPANSJON I ÅPEN BRØNN	106
3.3.4	GASSEKSPANSJON UNDER UTSIKULERING	109
3.3.5	MIGRASJONSHASTIGHET	110
3.3.6	VOLUM Å BLØ AV FOR Å OPPRETTHOLDE BUNNHULLSTRYKKET	111
3.3.7	HYDRATER	112
3.4	SONER MED TAP	112
3.5	BARRIEREFILOSOFI	113

Trykkontroll Brønnservice

3.6	KLASSIFISERING AV BARRIERER	113
3.6.1	STENGBARE BARRIERER	114
3.7	TYPER MEKANISKE BARRIERER	114
3.7.1	STENGTE BARRIERER	114
3.7.2	BARRIERER SOM KAN STENGES	114
3.7.3	HYDROSTATSISKE BARRIERER	114
3.8	BARRIERE KONVOLUTTER	114
3.8.1	TEST AV BARRIERER OG INFLOWTESTING	118
3.9	DREPEPROSEDYRER FOR EN LEVENDE BRØNN	118
3.9.1	FORWARD SIRKULASJON	119
3.9.2	REVERS SIKULASJON	121
3.9.3	BULLHEADING	125
3.9.4	LUBRICATE AND BLEED	126
3.10	VESKER BRUKT TIL WORKOVER FLUIDS	127
3.11	VÆSKER MED PARTIKLER	129
3.12	SPEIELLE KOMPLETTERINGS VÆSKER	129
3.12.1	KOMPLETTERINGSVÆSKER UTEN PARTIKLER	129
3.13	ULIKE TYPER BRINE	130
3.13.1	VALG AV BRINE	130
3.14	HYDRATER	130
3.15	PERMANTE BARRIERER	135
3.15.1	GENERELLE KRAV	135
3.15.2	FASTE BRØNN BARRIER	135
3.15.3	FLERE RESERVORSONER/PERFORERINGER	136
3.15.4	ALTERNATIVE METODER FOR Å OPPNÅ RINGFORMET TETNING	136
3.15.5	BRØNN KONTROLL ØVELSER	139
4.	WIRELINE	141
4.1	SLICKLINE	141
4.2	OVERFLATE UTSTYR	144

Trykkkontroll Brønnservice

4.2.1	POWER PACK - KRAFTFORYNING	144
4.2.2.	WINCHEN	144
4.2.3	TRYKK KONTROLL UTSTYR	146
4.2.4	HYDARULISK TOOL CATCHER	156
4.3	TILLEGGSUTSTYR	156
4.3.1	CHEMICAL INJECTION SUB	156
4.3.2	CUTTER VAVLES	158
4.4	BARRIERE FILOSOFI I WIRELINE	159
4.5	RISERS OG ULIKE KOBLINGER	160
4.6	ARBEIDSOPERASJONER	160
4.7	CONTINGENCIES	161
4.7.1	LEKKASJE I OVERFLATEUTSTYR OVER BOP	162
4.7.2	OM WIRE BLIR TREKT UT AV ROPESOCKET	162
4.7.3	KRAFT TILFØRSELEN FORSVINNER	162
4.8	BRØNNKONTROLL PROBLEMER	162
4.9	BRAIDED LINE	163
4.10	ELECTRIC LINE	163
4.10.1	TRYKK KONTROLL UTSTYR FOR BRAIDED LINE	164
4.10.2	GREASE INJEKSJONS HODE	166
4.10.3	FLOW TUBES	166
4.10.4	PACK OFF	166
4.10.5	SAFETY CHECK UNION	169
4.10.6	DUAL BOP	169
4.10.7	TRYKKTESTING	169
4.11	ARBEIDOPERASJONER	170
4.11.1	CONTINGECIES	170
5	COILED TUBING	173
5.1	COILED TUBING UTSTYR	175

Trykkkontroll Brønnservice

5.1.1	OVERFLATE UTSTYR	175
5.1.2.	POWER UNIT	176
5.1.3	KONTROLL KABINEN	176
5.1.4	TROMMEL MED COILED TUBING	176
5.1.5	INJECTOR HEAD	177
5.2	TRYKK KONTROLL UTSTYR	179
5.2.1	STRIPPER	179
5.2.2	BOP'ER AV RAM TYPEN	185
5.2.3	QUAD BOP	185
5.2.4	COMBI	189
5.2.5	TRIPPEL BOP	192
5.2.6	SHEAR/SEAL (SAFETY HEAD)	192
5.2.7	ANNULAR BOP'ER	192
5.2.8	SJEKK VENTILER	195
5.3	RISERE AND KOBLINGER	196
5.4	DEPLOYMENT SYSTEMER	196
5.5	ANNET OVERFLATEUTSTYR	197
5.5.1	LIFTING FRAME	198
5.5.2	STØTTERAMMER	199
5.5.3	NEDIHULLS TRYKKONTROLL UTSTYR	199
5.6	ANDRE NEDIHULLS VERKTØY	199
5.6.1	SHEAR SUBS	199
5.7	OPERASJONER	200
5.7.1	CONTINGENCIES	201
6	SNUBBING	205
6.1	HWO	206
6.2	OVERFLATE UTSTYR	212

Trykkontroll Brønnservice

6.2.1	HYDRAULISK JEKK	212
6.2.2	GUIDE TUBES	212
6.2.3	VINDUET	212
6.2.4	SLIPS	213
6.2.5	ROTRAY TABLE	214
6.2.6	ARBEIDSPLATTFORMEN	214
6.2.7	COUNTER BALANCE	214
6.2.8	POWER PACK	214
6.2.9	POWER TONGS	214
6.2.10	GUY WIRES	215
6.2.11	ANNET UTSTYR	215
6.3	STRIPPER BOWL	215
6.3.1	ANNULAR BOP	216
6.3.2	STRIPPING BOP'ER	217
6.3.3	STRIPPING RAM SEALS	218
6.3.4	EQUALISING LOOP	220
6.3.5	BLEED OFF LINE	220
6.3.6	RAM TYPE BOP'ER	220
6.3.7	CAMERON U BOP	220
6.3.8	SHEAR AND SEAL BOP'ER	221
6.3.9	RISERE OG KOBLINGER	221
6.3.10	BOP CONTROL SKID	221
6.4	BARRIERE FILOSOFI (SNUBBING)	222
6.4.1	UTSTYR PÅ STRENGEN	222
6.4.2	PUMP DOWN PLUG AND NIPPEL	225
6.4.3	STABBING VALVE	227
6.4.4	FULL OPENING SAFETY VALVE	227
6.4.5	INSIDE BOP	227
6.4.6	RØR PÅ OVERFLATEN OG MANIFOLDER	228
6.5	EKSEMPEL PÅ EN JOBB	228

Trykkontroll Brønnservice

6.5.1	ÅPNING AV BRØNNEN	229
6.5.2	PASSERE BALANSEPUNKTET	230
6.5.3	TREKKE UT AV BRØNNEN	231
6.5.4	UTSETTELSE AV EN JOBB	231
6.6	NØD AVSTENGNINGS SYSTEMER	231
6.7	TØRRE GASSBRØNNER	231
6.8	KOMBINERT WIRELINE OG SNUBBING	232
6.8.1	CONTINGENCIES	232

Trykkontroll Brønnservice

1. INNLEDNING

1.1 NORTRAIN TRYKKONTROLLMANUAL

Denne kursmanualen er bygget opp iht. IWCF sin fagplan for trykkontroll sertifisering for Brønnservice personell.

Manualen er derfor delt opp med et kapittel for hver enkelt test som skal gjennomføres:

- Komplettering
- Prinsipper & Prosedyrer
- Wireline Utstyr
- Coiled Tubing Utstyr
- Snubbing Utstyr

Slike fagplaner kommer av og til med revisjoner, endringer, tillegg, etc., og i senere tid har det blant annet kommet tillegg om Sub Sea / LWI, samt krav om å omtale «Konsekvenser av Hendelser».

Slike tillegg vil i denne manual legges inn i dette første kapittel; Innledning.

1.2 SUB SEA / LWI

Under dette kapittel tar vi med det som er nyttig i forbindelse med Sub Sea intervensjoner.

Det mest spesielle ved Sub Sea intervensjoner er sikkerhetsaspektet, hvor man må ha muligheten til å koble ifra brønnen om det skulle oppstå spesielle hendelser, eller været tilsier at operasjonene må stoppes.

I denne forbindelse er det viktig at kandidatene setter seg inn i hvilke type utstyr som kan benyttes ved slike operasjoner; Vertical Xmas trees (VXT), og Horizontal Xmas trees (HXT).

1.3 BARRIERE FILOSOFI

Når man benytter et Sub Sea Test tree (SSTT), så vil dette få en innvirkning på barrierene under brønnintervensjon operasjonen. Kandidaten må settes seg inn i hvordan barrierene endres i slike situasjoner.

Sub Sea Test tree skal kun benyttes som en sikkerhetsventil, og skal ikke benyttes som en lubrikator ventil nr. 2.

Den nederste SSTT ventilen er konstruert for å kutte og deretter stenge.

Den øverste SSTT ventilen stenges når man har fjernet eventuell wireline / coil / rør. Den nederste ventilen blir da den primære barrieren (såfremt det ikke lekker), og den øvre ventilen blir da barriere nr. 2 (alternativ den primære barriere om det lekker).

Ved strømbrydd er det BOP for boring som må benyttes for kutting og stenging.

Aktuelt utstyr vil bli gjennomgått i undervisningen.

Trykkkontroll Brønnservice

1.4 ÅRSAKER TIL HENDELSER

- Mennesket
- Teknologi
- Organisasjon

Det er mange årsaker til brønnproblemer:

- Erosjon
- Korrosjon
- Avleiringer
- Mekanisk svikt f.eks. DHSV, SDS, Packer, osv.
- Kollaps/sprengning
- Hydrater
- Skade(Skin)
- Sand eller kalk produksjon

PI = Produksjonsindeksen:

Produksjonsindeksen er et mål for hvor mye en brønn kan levere dersom reservoartrykket senkes et trykksteg f.eks. 1 bar. Det er bare væskevolum som beregnes.

Dersom brønnens nærområder er blitt infiltrert av borevæske, sement eller kompletteringsvæske kan skaden rapporteres som et dimensjonsløst tall. Det kan være nødvendig med en syre opprenskning eller frakturering for å redusere S verdien og optimalisere produksjonen og innstrømnings egenskapene til formasjonen.

Avleiringer

- Kalsiumkarbonat
- Bariumsulfat

Dette er produkter av en ione reaksjon hvor oiner reaksjon hvor ioner fra injisert vann reagerer med ioner i formasjonsvannet.

Voks/asfaltener

Dette er utfelling fra produsert oljegass som skjer i et bestemt trykk og temperatur område.

Trykkontroll Brønnservice

Korrosjon

Det er mange former for korrosjon, men felles for dem er at styrken på rør/metal blir redusert og kan føre til lekkasjer. Ofte skyldes korrosjon de sure gassene H₂S og O₂ og CO₂.

Erosjon

Dette er knyttet til strømningshastighet, rør geometri og antall og type partikler i brønnstrømmen. Utvasking av strupeventiler er en erosjons effekt.

Kompletteringen inneholder utstyr med bevegelige deler. Disse kan det oppstå feil på:

Utstyr for håndtering av brønnproblemer.

Diagnose verktøy/utstyr, (tool):

- Gauge Cutter
- Multifinger Caliper
- Leak detection tool
- Sample Bailers

Reperasjonsverktøy: (remedial tools)

- Syre
- Straddle
- Patch
- Work over
- Plugger
- Exercise tool

Trykkkontroll Brønnservice

Kollaps

Dersom et rør utsettes for høyt trykk utvendig samtidig som trykket innvendig er lavt kan røret kollapse.

Dette inngår som en grunnberegning når kompletteringen beregnes/planlegges. Dersom kollapsen er alvorlig (stor) kan en utskiftning (work over) være nødvendig.

Det er også muling å kjøre inn med en kon (swage) og rette ut kollapsen.

1.5 KONSEKVENSER AV HENDELSER

Kandidatene må ha den fulle forståelse av følgende:

- Trykkkontroll spørsmål og tilhørende aktiviteter
- Viktigheten av å gjennomføre sikkerhetsøvelser/tester.
- Ledelsens plan for brønnoperasjonen
- Viktigheten av alltid å måle/sjekke eventuell retur fra brønnen
- Alltid måle volum som pumpes inn i brønnen, og volum som kommer ut av brønnen.
- Alltid ha kontroll over trykket i brønnen ved å måle trykket i en stengt brønn.

De negative konsekvensene ved hendelser kan være følgende:

- Personell situasjonen /personlig velvære
- Personell skader
- Finansielle tap som kan resultere i oppsigelser
- Skader på miljø
- Bransjen og selskapenes rykte
- Boikott av bedrifter / selskaper

1.6 RISIKOSTYRING

Risiko styring er vurdering av mulighet for at situasjonen kan resultere i skade eller tap, og konsekvensene av dette.

Risikovurdering brukes for å evaluere potensialet for skade og tap.

- Identifiserer farer
- Vurderer graden av risiko i form av konsekvenser og sannsynlighet

Første steg i risikokontroll er å gjenkjenne en risiko. Alle må være klar over at det alltid er en risiko tilstede. Alle involverte personer må være innforstått med mulig risiko og den planen som foreligger.

Det skal benyttes risikovurderingsverktøy for å

- Identifisere farer
- Vurdere risiko

Trykkontroll Brønnservice

- Implementere risikoreduserende kontroller og tiltak
- Overvåke utførelsen av planene for å nå ønskede resultater

Ledere og veiledere har ansvar for overvåking av effektiviteten av risikovurdering, og bruk av forebyggende kontroller ved:

- Daglig overvåking av arbeidsaktivitetene
- Effektiv kommunikasjon med de involverte
- Gjennomgang av risikovurdering
- Innføring av risikoreduserende kontroller

Styringssystem

Brønnkontrolloperasjoner er underlagt strenge lovverk og prosedyrer. Lokale myndighets krav ligger til grunn. Prinsippet om internkontroll har vist seg å være effektivt.

På norsk sokkel må man blant annet forholde seg til:

- Aktivitesforskriften
- Rammeforskriften
- Styringsforskriften
- NORSOK
- DNV prosedyrer
- API standarder
- Sjøfartsdirektoratets prosedyrer
- Flaggstatskrav
- ISO

I tillegg til det enkelte selskaps styringssystem, interne prosedyrer og retningslinjer. Kunders krav som overskrider selskapets styringssystem, skal også ivaretas.

Aktivitetsforskriften er minimumskrav. Selskaper står fritt til å velge å innføre strengere krav, men ikke lavere krav enn det som er definert i Aktivitetsforskriften.

1.7. ENDRINGSLEDELSE (Management of Change)

Enhver endring som oppstår under utførelsen av en oppgave må ivaretas. Et system må være på plass for å anerkjenne endring og håndtere risiko i tilknytning til dette; Endringsledelse (Management of Change).

Følgende trinn representerer Management of Change prosessen:

- Utvikle en plan for oppgave
- Overvåke planen

Trykkkontroll Brønnservice

- Gjenkjenne endringer
- Avbryte oppgaven for å evaluere endringen og vurdere risiko
- Revidere gjeldende plan eller utvikle ny plan
- Fortsett med oppgaven ved hjelp av den reviderte planen

Ledelsen må sørge for at nødvendig ekspertise og ressurser er tilgjengelig og benyttes for å utvikle planer, vurdere risiko og gjennomføre kontroller.

1.8 BRØNNINTEGRITETSSTYRING

Brønnintegritetsstyring er en systematisk kontinuerlig monitorering av trykk og temperatur som sikrer at brønnndesign oppfyller alle krav gjennom hele brønnens levetid / operasjonstid. Det skal foreligge definerte operasjons-grenser og brønnens barrierer skal være synliggjort med barriere tegninger for alle bore- og brønn aktiviteter. Lekkasjerater og akseptkriterier skal være fundamentert i standarder eller operatørens, eventuelt leverandørens interne styringsdokumenter.

1.9 BRØNNINTEGRITETS TRENING

1. Roller og ansvar for brønnintegritet

Hvem overvåker, hvem rapporter de til, hvem ordner opp?

Hvem er ansvarlig for Brønnintegritet systemet?

2. Grunnleggende Brønn Fysikk

Diskuter formasjonen, trykkene, overbalanse, temperaturøkninger når brønnen strømmer, osv. Illustrasjoner bør være tilgjengelig for å beskrive hva som skjer.

3. Grunnleggende brønnkonstruksjon med vekt på barrierer

Beskriv minimumskravene til barrierer. Fremlegg en typisk brønn skjematikk/konstruksjon. Diskuter produksjonsrørets burst / kollaps etc. Diskutere SCSSVs, ASVs, X-tre, produksjonsrør. Skjematisk presentasjon, inkl. WBS bør fremlegges.

4. Grunnleggende brønnkontroll anbefalinger

Diskuter og beskriv enkel trykkforhold for brønn kontroll

Diskuter og beskrive brønn beredskap/nødsituasjon.

Shutdown, nedstegnings funksjonalitet

Trykkkontroll Brønnservice

5. Brønn integritet farer

Bruk eksempler. Diskuter trykkforhold, sand, korrosjons og erosjon, brønnintervensjons operasjoner, etc.

Oppstart av brønn og nedstengning av brønnen.

- Ringrom/retur monitorering og viktigheten av rapportering, trender.
- Diskuter operasjons og konstruksjons/design bergrensninger (trykk, temperatur, strømningsrater, etc) Beskriv og fremlegg et typisk ringrom/retur monitorering regneark.
- Diskuter ringrom/retur lekkasjerate og andre akseptkriterier. Diskuter risiko som følge av ringromslekkasjer.

6. Ringrom avblødning (Bleed Down)

Diskutere hva som skal rapporteres og årsaker til avblødning under produksjon.

Diskuter kilder av produksjonrør til ringroms kommunikasjon - for eksempel type rør / sement etc.

7. Brønnhode vedlikeholdsaktivitet

Diskuter viktigheten av regelmessig og tilstrekkelig godt vedlikehold. SCSSV Testing - diskuter frekvens, akseptkriterier, funksjonalitet, kontrolline integritet, repeterende tester

X-tree ventil testing - diskuter funksjonalitet, akseptkriterier ved ugyldig/manglende overvåking, diskuter implikasjoner for hydrokarboner i hulrom, reparasjonsmetoder for monitorerings utstyr, nøyaktighet og vedlikehold

8. Overføring av brønner

Behov for å sikre korrekt og rettidig rapportering Diskuter hvilke informasjon som nødvendig og hvem som skal ha den.

Fremskaff et eksempel på en Brønn overleverings/handover dokumentasjon.

9. Dokumentasjon

Diskuter nødvendigheten ved å ha gode Brønn integritets data.

Diskuter og beskriv nødvendigheten for avvikssystem for operasjon av brønner som ikke er i samsvar med anerkjent "standard". Fremskaff et eksempel.

Trykkkontroll Brønnservice

1.10 BRØNN KONSTRUKSJONS DATA

Overlevering/handover skal inneholde følgende brønnkonstruksjon/design informasjon:

- Skjematisk brønnhode data
- Skjematiske X-tree data
- Foringsrørprogram, (dybder, størrelser)
- Foringsrør produksjonsrør data, inklusive test trykk
- Sement data
- Væske status, produksjonsrør og alle ringrom
- Brønnhode trykk tester
- X-tree trykk tester
- Ferdigstillelse/komplettering komponent tester
- Perforering detaljer
- Utstyr detaljer som f.eks. identifikasjons- eller serie nummer

BRØNN DIAGRAMMER

Overlevering av dokumentasjon skal inkludere følgende skjema;

- Brønn barriere skjematikk med brønn barriereelementer oppført
- Fullførings skjema

OVERFØRINGS/HANDOVER SERTIFIKAT

Overførings/handover dokumentasjon skal også inkludere et overførings-sertifikat. Sertifikatet skal inkludere aktuell status ved overføringen/ handover som følger:

- Ventil status
- Trykk status
- Væske status

TILFØRSEL TIL OPERASJONEN

Driftsbegrensningene for brønnen bør også inngå i brønnen overleverings dokumentasjonspakken. Som et minimum følgende informasjon skal være inkludert.

- Produksjonsrør og ringrom drift grenser
- Test og akseptkriterier for alle barriereelementer (kan referere til gyldig selskapsinterne dokumenter)
- Avvik som er identifisert og gyldige for brønnen

Trykkkontroll Brønnservice

1.11 BRØNNINTEGRITET MANAGEMENT «De 10 bud»

1. Brønnprogram og gå gjennom alle emner om brønnkontrollen.
Nødprosedyrer ved utblåsning gjennom formasjon og streng etablert.
2. Etter første foringsrørstreng er montert, skal det etableres 2 uavhengige barrierer for alle framtidige brønnoperasjoner, inklusive workover.
Svikt i barriere skal straks undersøkes og utbedres.
3. Alle mekaniske barrierer må lekkasjetestes.
Test verdi skal være større enn potensiell trykkverdi ved barrierens posisjon i brønnen.
4. Sementplugg skal også lekkasje-testes for å verifisere isolasjon. Unntaket er sement-plugg i åpent hull.
Verifikasjon av sement topp – «tag sement».
5. Alle testede barrierer skal overvåkes under alle operasjoner inntil BOP er demontert fra brønn.
OBS! Barrierer kan lekke etter initiell test.
6. Ved væskepumping skal alle volumer registreres, inntil BOP er fjernet.
 - spesielt tank-overføring
 - fortrenge drepevæske med en lettere væskeTidspunkt/ volum for underbalanse
7. Utføre en negativ (inflow) test før fortrenkning av drepevæske fra brønnen.
Teste-trykket for alle barriere-elementer skal være likt eller lavere enn det trykket som virker etter fullført fortrenkning (inflow test).
8. For alle fortrenknings-operasjoner skal det alltid være 2 barrierer i strømningsløpet.
BOP kan være den ene av de to.
9. Alle oppheng for foringsrør (csg)/ produksjonsrør (tbg) skal være låst til brønnhode slik at ikke tetningssammenstillingen kan løftes opp.
 1. Lock ring
 2. Casing total weight «gravity lock»
10. Godkjent/ Avvik.
Alle avvik lukket.

1.12 DESIGN / KONSTRUKSJON

Brønn konstruksjon/design er en prosess med sikte på å etablere, verifisere og dokumentere den valgte tekniske løsningen som oppfyller formålet med brønnen, oppfyller kravene og ha en akseptabel risiko/svikt gjennom hele livsløpet av brønnen. En brønn konstruksjon/design prosess skal gjennomføres for:

- Konstruksjon av en ny brønn
- Forandring, endringer eller modifikasjoner av eksisterende brønner
- Endringer av brønndesign basis eller lokaler

Trykkkontroll Brønnservice

1.13 TEKNISK STANDARD

Fundamentet av brønn integritet krever en konstruksjon/design som skal tåle belastninger og forventet forverring/skader som brønnen vil bli utsatt for i løpet av hele levetiden. Dette må være basert på en designfilosofi som omhandler gjeldende tekniske standarder

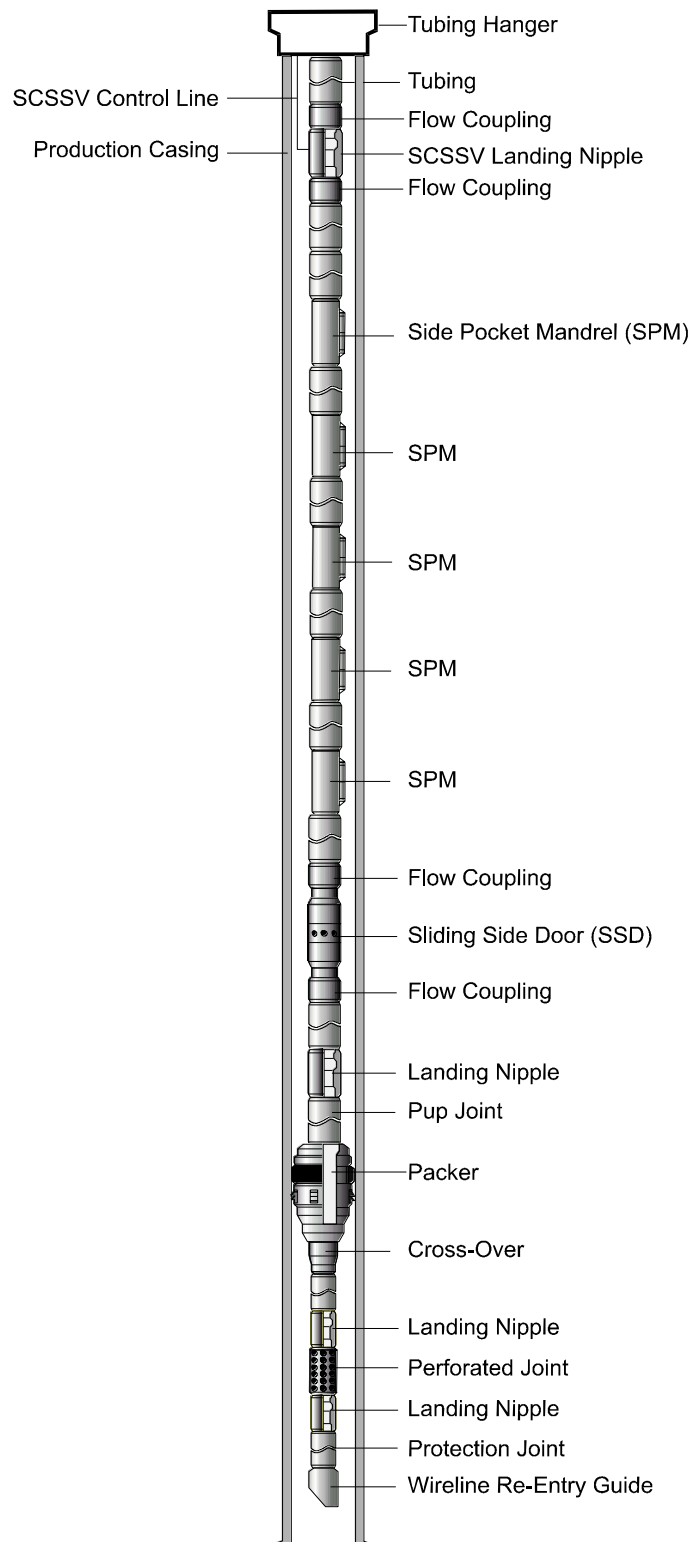
Tekniske standarder som er aktuelle kan være av flere forskjellige opphav.

- Anerkjente bransjestandarder (API, ISO, etc.)
- Nasjonal standarder (NORSOK, etc.)
- Selskaps spesifikke standarder
- Leverandør spesifikke standarder.

Kapittel 2

Komplettering

Trykkontroll Brønnservice



Typisk olje brønn komplettering

Trykkontroll Brønnservice

2. KOMPLETTERINGER (FERDIGSTILLELSE AV BRØNN)

Tidlig på 1900 tallet ble olje og gass brønner ferdigstilt med et fôringsrør som ble sementert til formasjonene det ble boret gjennom. Etter som brønnene ble boret dypere og trykkene økte innså man at slik enkel oppbygning ikke tilfredstilte krav om senere vedlikehold i brønnene, brønnkontroll, selektivitet i forhold til reservoar lagene og isolering av soner. Dette målet oppnådde man ved å utvikle nedihullsutstyr.

Idag er olje og gass brønner ferdigstilt med nedihullsutstyr som har helt spesielle funksjoner. Det er nødvendig med slikt utstyr for å møte funksjonelle og produksjonsmessige krav.

I enkle ordelag er komplettering en prosess eller metode som er valgt for å gjøre brønnen klar for oppstart. Dette inkluderer;

- *En metode for å etablere kommunikasjon mellom reservoar og brønnen.*
- *Produksjon rør og fôringsrør design*
- *En metode for å løfte hydrokarboner til overflaten.*
- *Installering av ulike komponenter for å produsere effektivt, trykkteste, nødinnstengning, data innsamling/reservoar monitorering, Installere mekaniske barrierer, brønnvedlikehold og brønn drep prosedyrer.*

Å konfigurere en komplettering (Completion design) involverer prosessen med å velge komponenter med spesifikke funksjoner avhengig av operatørens filosofi. Noen ganger er det erfaring fra tidligere arbeider som bestemmer valg av komponenter.

Noen grunnleggende funksjonelle krav inkluderer;

- *Optimalisere strømningsbetingelsene*
- *Beskytte fôringsrør for korrosive brønn væsker*
- *Innstenging av reservoar væsker i et nødstilfelle.*
- *Kjemikalie injeksjon*
- *Krav til brønn drep muligheter.*
- *Rutineoperasjoner med intervensjonsutstyr*
- *Forlengelse/sammentrekning av produksjon rør*
- *Intern erosjon*
- *Installering av barrierer.*

2.1 KOMPLETTERING UTSTYR

De fleste brønner er bygd opp med minst ett produksjon rør i kompletteringen. De fleste brønner integrerer også en del utstyr i produksjon rør. Det er komponenter så som strømningsmuffer (flow couplings), sirkulering utstyr, rør vis a vis perforeringene (blast joint), låseprofiler(nippels) og pakninger.

Trykkontroll Brønnservice

2.1.1 PRODUKSJON RØR

Produksjon rør(Tubing) er det røret som styrer brønnstrømmen opp til prosess anlegget fra reservoar. Brønnstrømmen passerer gjennom brønnhodet og ventil tre. Dette røret gir oss en rimelig bra kontroll mulighet for produksjon og også ved å kunne benytte utviklet utstyr for kabel eller kveilerør operasjoner. Man kan i tillegg pumpe og styre ulike væsker/kjemikalier inn i brønn. Produksjon røret er kjørt innvendig I en pakke med føringsrør og er hengt av I øverste seksjon I brønnhode.

Ett eller flere produksjon rør kan være installert I en og samme brønn. Dette er basert på om brønnen skal levere fra flere reservoar og om brønnstrømmen kan kjøres sammen opp til prosessutstyret eller om den må kjøres separat i sekvenser.

Hensikten til produksjon røret er å opprette en forbindelse til/fra reservoaret hvor vi har mulighet for å styre brønnstrømmen. Produksjon rør må velges ut fra størrelse og materialkvalitet slik at brønnstrømmen fra reservoaret er brakt opp på en effektiv måte over brønnens levetid. Levetiden for et produksjon rør kan være 15-20 år avhengig av brønnstrøm gjennom røret.

Produksjon røret må holde på brønnvæsker slik at foring rørene på utsiden ikke blir utsatt for erosjon og korrosjon. Disse foring rørene er viktig når vi er kommet til den prosessen at vi vil fjerne eller skifte ut produksjon rør.

Gjengeforbindelsene for produksjon rør spiller en avgjørende rolle. Det er to typer som er mest vanlig. API (Standard fra det amerikanske olje institutt) og premium forbindelser. API forbindelsene er konte gjenger og er avhengig av gjengefett for å tette, mens premium gjengetypen har minst en metall til metall tetning. Denne typen gjengeforbindelse er vanlig å benytte i gass brønner med høyt trykk.

Rør med dimensjon opp til og med 4 ½ tommer er klassifisert som produksjon rør mens alt som er større er klassifisert som foring rør. (API)

Valg av produksjon rør er bestemt av flere faktorer:

- *Forventet produksjonsmengde*
- *Brønn dybde*
- *Foring rør størrelser*
- *De fysiske egenskapene til det som produseres.*
- *Bruk av intervensjonsutstyr*
- *Trykk/Temperatur*
- *Trykkforskjell over produksjon rør veggen (tubing/annulus differential pressures)*

For å møte de ulike krav til et produksjon rør, er det mulig å bestille flere ulike typer, størrelser, veggtykkelse, lengde og materialvalg. Valget er gjort slik at produksjon rør kan motstå alle de ytre og indre krefter som røret påvirkes av.

Produksjon rør er I hovedsak levert etter API spesifikasjoner hvor det er mulig å bestille flere ulike materialkvaliteter som passer til den brønnstrømmen som gjelder. Det hender at API spesifikasjoner ikke er tilstrekkelig, særlig i dype reservoar med CO₂ eller H₂S i

Trykkontroll Brønnservice

brønnstrømmen. Stål leverandørene leverer derfor i tillegg høy kvalitets stål med krom legering (opp til 24% krom).

For å forenkle identifisering av rørene er det utviklet en fargekode for API spesifikasjonene. Noen leverandører leverer stål som ikke er dekket inn av denne fargekoden og leverer derfor stål med en egen spesifikk kode.

2.1.2 KABEL ENTRING STUSS (WIRELINE RE-ENTRY GUIDE)

En kabel entring stuss i enden av produksjon rør har som funksjon å styre kabel verktøy fra fôringsrør (Liner) og inn i produksjon rør. Den er designet med en skråskjært skulder for lettere entring.

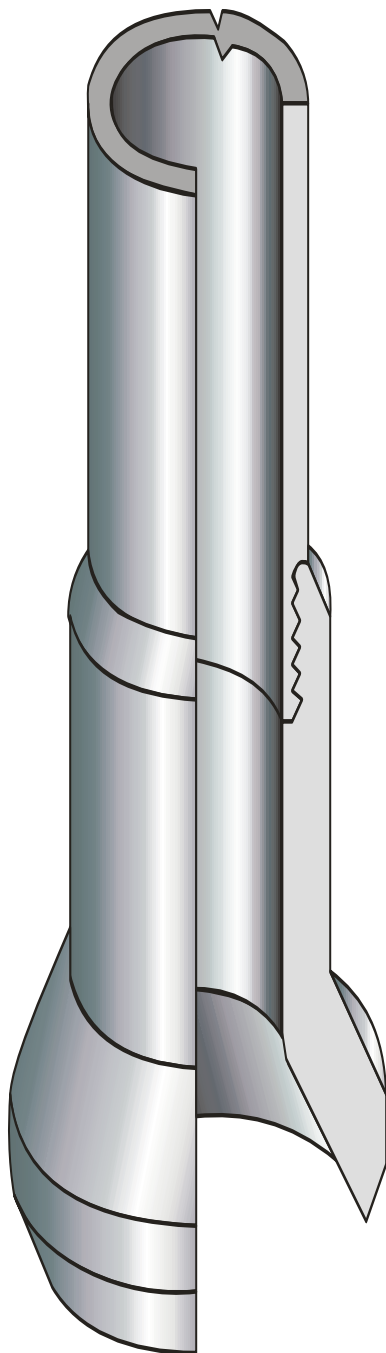
Kabel entringssuss fines I to utgaver:

- *Bell Guide*
- *Mule-Shoe*

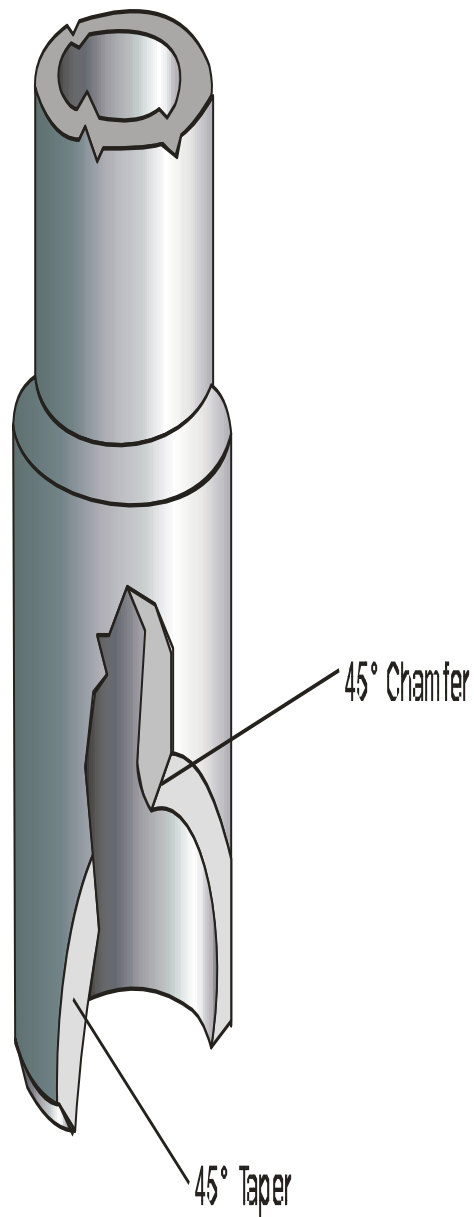
Bell Guide har en 45 grader skrå kant for å styre kabelverktøyet inn I produksjon rør. Denne typen har en relativt stor ytre diameter og er brukt der hvor det ikke ligger noen restriksjoner I foring røret.

Mule Shoe styringen er utformet på en litt annen måte. Den er skjært skrått på den ene siden. Den er derfor brukt hvor det er trangt å komme forbi da den vil bruke skråkanten til å styre seg forbi trange områder I foring rør. Dersom den stopper på en kant, kan man rotere produksjon rør som da vil bli styrt tilbake mot senter i brønnbanen og forbi kanten den stoppet mot.

Trykkontroll Brønnservice



a) Bell Guide



b) Mule Shoe Guide

Trykkkontroll Brønnservice

2.1.3 SPRENGINGS STYKKE (BLAST JOINTS)

Væsker som treffer produksjon rør fra de perforerte kanalene, kommer med høy hastighet og det er en mulighet for å vaske hull i produksjon rør. Man kan sammenligne dette med en høytrykk spylar.

Sprengningstykket er en rørlengde med en veggtykkelse som er noe større enn det øvrige produksjon rør. Rørene er kjørt integrert i produksjon rør strengen og er posisjonert på samme dybde som perforeringskanalene inn i formasjonen. De kan bestilles i ulike lengder men det viktige er at de dekker det perforerte intervallet med god margin. (3 meter på hver side).

Sprengningstykker er vanligvis produsert ut fra en varmebehandlet legering slik som 415H. Tungsten carbide er også ofte brukt.

2.1.4 BESKYTTELSES STYKKE (PROTECTION JOINT)

Denne rørlengden er integrert i produksjon rør og skal hindre at trykk/temperaturmålere vibrerer og slenger i brønnstrømmen. Den er derfor montert like under avhengingspunktet for trykk/temperaturmålere i brønnen. Den må være lang nok til å ligge som en hylse utenpå trykk og temperatur målerne som er inn i den.

2.1.5 GJENNOMHULLETT STYKKE (PERFORATED JOINT)

I brønner med høye strømningshastigheter vil restriksjoner føre til trykkfall og dermed registrerer trykkmålerne et feilaktig trykk. Vibrasjoner kan ødelegge trykk og temperaturmålerne. For å hindre dette installerer man et gjennomhullet rør stykke over trykk målerne. Brønnstrømmen vil da strømme uhindret forbi trykkmålerne og opp i produksjon røret.

2.1.6 SETE PROFILER (LANDING NIPPLES)

Seteprofiler er korte lengder (kortere enn en meter) av tykkvegget rør stykke, som er maskinert innvendig med en låseprofil og en høyglans polert tetningsflate. De er levert for å passe til de fleste vanligste produksjon rør med API eller premium gjenge type. De leveres som en av to typer:

- *Med stoppkant (No-Go or Non-Selective)*
- *Uten stoppkant (Selective)*

Seteprofiler er integrert i produksjon rør for å installere strømnings kontrollerende utstyr på bestemte dybder i produksjon rør strengen. Profilen lokaliserer dybden, låser strømningskontrollerende fast i profilen og ikke minst tetter/blokkerer for brønnstrøm. Ofte er det flere seteprofiler i samme brønn.

Strømningskontrollerende utstyr (the flow control devices) blir låst ved hjelp av en låsestamme (lock mandrels) med låsefingerer (locking dogs) i profiler som matcher fingrenes utforming.

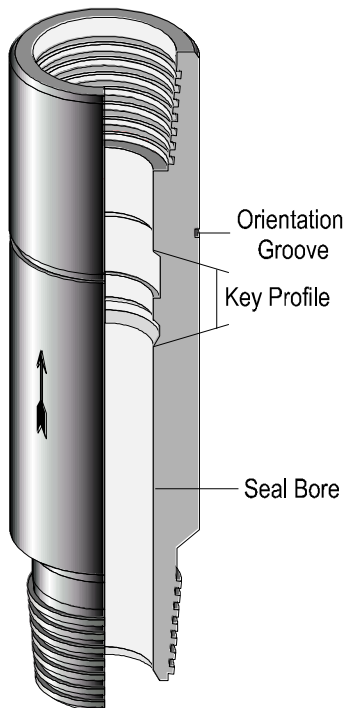
Trykkontroll Brønnservice

Sete nippler med stoppkant (no-go or selective)

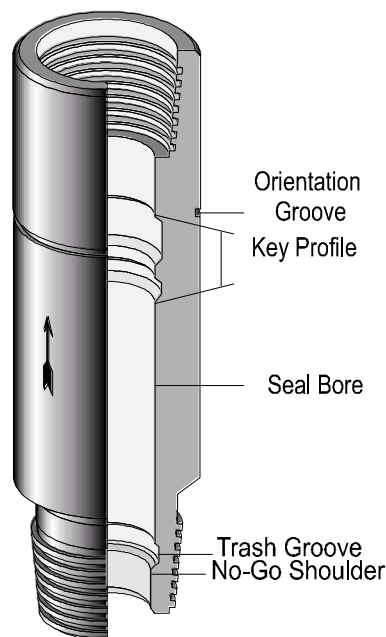
Denne seteprofilen passer til en låsestamme med en stoppkant som treffer tilsvarende kant i seteprofilen. Dermed kan vi si at stoppkanten lokaliser /gjør at vi er på rett plass i brønnen. Dette krever at låsestammens stoppkant ytre diameter er marginalt større enn stoppkanten i sete profilen. Stoppkanten i seteprofilen er vanligvis en marginal kant som er plassert like under tetningsflaten. (bottom No-Go), men i noen utgaver er den plassert over tetningsflaten (top no-go). Det er viktig at man bare installerer en sete nippel med samme størrelse i brønnen.

Stoppkantstørrelsen bestemmer hvilket utstyr med tanke på ytre diameter som man kan kjøre gjennom sete profilen. Denne typen profiler er brukt i brønner med høy avvik vinkel i forhold til vertikal retningen. I slike brønner er det vanskelig å tolke utslag på vektindikatoren i et oppdrag med kabel (wireline). Da vil stoppkanten hjelpe oss med å avgjøre at vi er på rett dybde i brønnen.

Når låsestammen har truffet stoppkanten, kan vi hamre ned får å ekspandere låsefingrene inn i låseprofilen i sete profilen.



'X' Selective Landing Nipple



'XN' No Go Landing Nipple

Selektiv sete profil

Her er det samspillet mellom låseprofilen i sete profilen og låsefingrene på det strømningskontrollerende utstyret, som kjøres og som fester inn det

Trykkontroll Brønnservice

strømningskontrollerende utstyret. Ved å manipulere med installasjons-verktøyet (running tool) og følge prosedyren for låseoperasjonen. Med dette systemet kan man bruke flere sete profiler med samme størrelse, da man ikke har en stoppkant i sete profilen. Stoppkanten finner du på låsefingrene.

2.1.7 STRØMNINGS STYKKE (Flow Couplings)

Strømningsstykke er et tykkvegget rør som er installert i produksjon rør under/over andre produksjonsrør komponenter. Funksjonen den har er å motvirke den ekstra slitasjen eller erosjonen som oppstår dersom brønnstrømmen ikke er laminær, men turbulent (kaotisk). Typiske komponenter i produksjon rør som genererer slik turbulens er sete profiler (landing nipples), nedihulls sikkerhetsventil (down hole safety valve), glidemuffe (sliding side door), sidelommer (side pocket mandrels) og produksjon pakning (production packer).

De er fabrikkert av et hardere metall og med en store veggtykkelse enn produksjon røret. Den innvendige diameter er forøvrig ikke mindre. Ved å bruke disse vil trykkintegritet være sikret over brønnens planlagte levetid.

Det er spesielt i brønner med høy strømningshastighet det er viktig med denne komponenten

2.2 STRØMNINGS KONTROLLERENDE UTSTYR

2.2.1 PRODUKSJON RØRHENGER PLUGGER.

Den innerste rørhengeren(Hanger) kalles produksjon rørhenger (Tubing hanger). Denne inkluderer en profil hvor det er mulig å installere en mekanisk barriere i form av en plugg. (Tubing hanger plug) eller tilbakeslagsventil (Back pressure valve) eller dobbeltvirkende sjekkventil (Two way check valve) i brønnhodet(wellhead) Funksjonen til disse komponentene er å stenge av toppen av brønnen under ventiltreet slik at brønnstrøm fra reservoar er blokkert. Da er det mulig å trykk avlaste i ventiltreet for å utføre reparasjoner på enkelte ventiler eller å skifte ut hele ventiltreet. (BPV) or Two Way Check Valve (TWCV).

Denne typen av brønn forsegling komponenter kan man installere i brønner med brønntrykk. De vil blokkere for trykk fra reservoar slik at man kan fjerne ventiltreet.

Det er to typer av slike barrierer. En type er montert på kabel mens den annen type er mekanisk skrudd ned i profilen i rørhengeren. Den førstnevnte er mest vanlig.

2.2.2 KABEL TYPE PLUGG (Wireline type plugs)

Kabel typen er kjørt ned og landet i profilen og låsemekanismen aktivert. Ulike design finnes;

- *Stenger brønnbanen (wellbore) nedenfra men tillater væske å bli pumpet gjennom fra oversiden (BPVs),*

Trykkkontroll Brønnservice

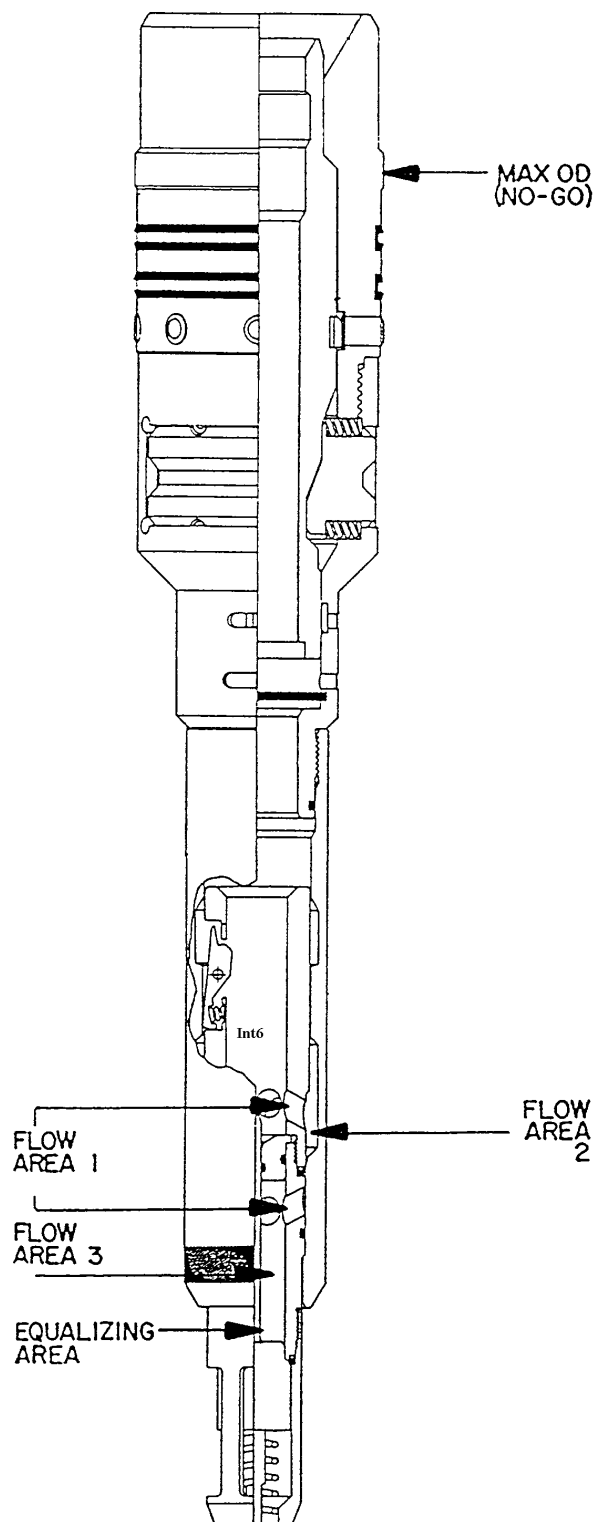
- *Stenger brønnbanen både nedenfra og ovenfra (Dette kalles en positive type plug). Noen typer er slik designet at de vil tillate at en begrenset væskemengde kan pumpes gjennom fra oversiden.*

Denne type plugger kan settes og trekkes fra profilen ved bruk av kabelutstyr eller ved å bruke en glattpolert stav i en tett hylse. (Polished rod lubricator)

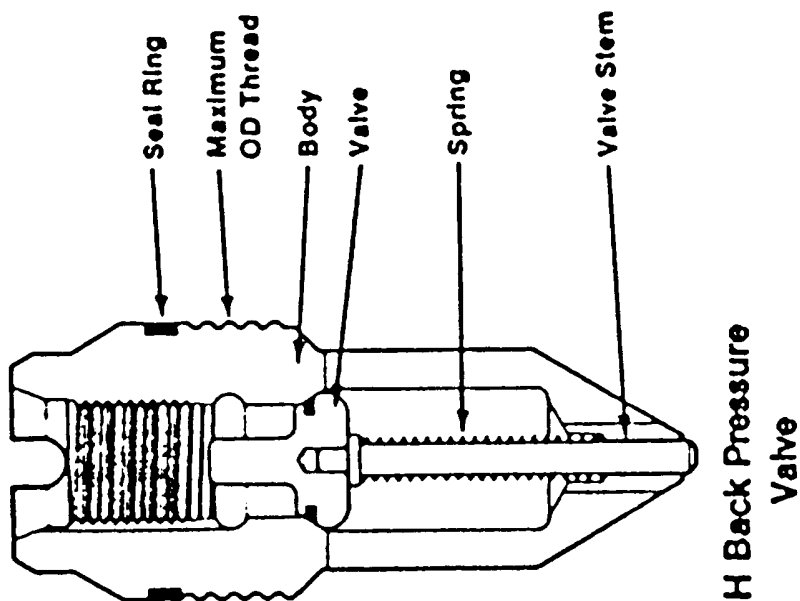
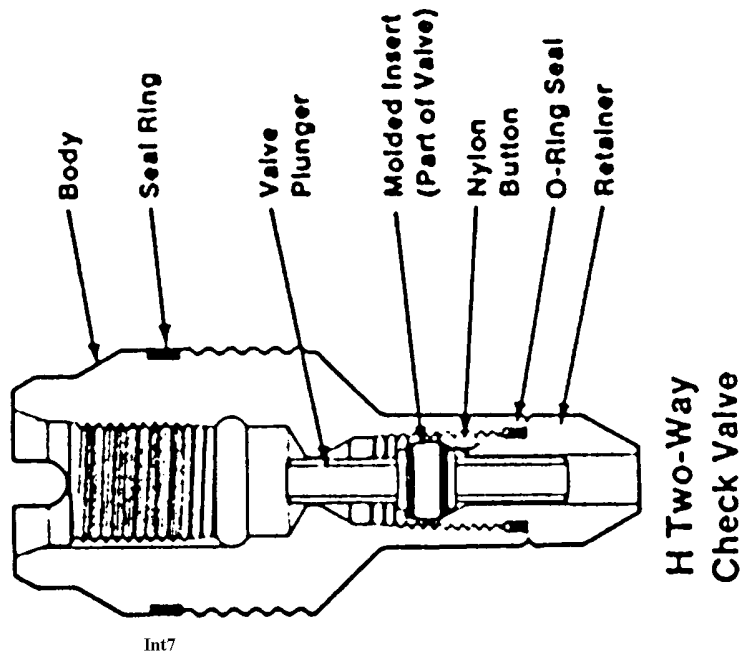
2.2.3 GJENGE TYPER PLUGG (Threaded plugs)

Denne typen er skrudd inn i produksjon rør henger med gjenger og samtidig tetter de utvendig i en glattpolert flate i rør hengeren. Det er trykk i brønnen under sette og trekke operasjonen.

Trykkontroll Brønnservice



Kabel type rørhenger plugg (Wireline Type Tubing Hanger Plug)



Gjengetype rørhenger plugg (Screwed in Tubing Hanger Plugs)

Trykkkontroll Brønnservice

2.2.4 ISOLERINGS PLUGGER (Blanking Plugs)

Isolerings plugger blir installert i sete profiler i produksjon rør får å stenge av all brønnstrøm. De tetter hele produksjon rørets indre tverrsnitts flate. Det finnes en type som ikke lar brønnvæsken strømme forbi under installasjon i brønnen. Ofte blir man da tvunget til å kjøre sent i brønnen. Det finnes en annen type som lar brønnvæsken strømme forbi under installasjonen i brønnen. Disse fabrikkeres i to utgaver. Den ene utgaven tetter hele brønnbanen på turen i brønnen. Den andre utgaven krever at det kjøres to turer i brønnen for å få brønnbanen tett. Før disse pluggene blir løst og trukket fra brønnen er det helt nødvendig at det er samme trykk over og under pluggen. (Pressure equalising feature)

2.2.5 SJEKK VENTILER (Check Valves or Standing Valves)

En veis ventiler (Standing valves or check valves er kjørt og landet I sete profiler. Noen står bare på stoppkanten (no go) uten at de er låst fast mens andre er låst fast til profilen. (Locking dogs). De er fabrikkert for å holde på trykk ovenfra. De er brukt får å teste alle rørgjenger i produksjon rør ned til sette dypet, samt å sette pakninger som krever tilførsel av trykk.

Sjekk ventilen kan trekkes ut etter at trykktest er utført eller pakningen er satt. Denne typen ventil er designet med en utligningsventil som aktiveres når vi trekker i ventilen.

Sjekkventilen settes, testes og trekkes ved en entring inn i brønn.

2.2.6 GJENNOMPUMPING PLUGG (pump through plug)

Denne typen plugg holder på trykk nedenfra og kan dermed brukes for å isolere mot reservoar trykk. Det er mulig å pumpe væske ovenfra gjennom pluggen. Dette gjør man dersom man vil drepe brønnen og etablere en tung væskekolonne mot reservoar.

2.2.7 PUMP ÅPEN PLUGG (Pump Open Plugs)

Denne typen er positive (holder trykk fra begge retninger) men dersom man øker trykket over pluggen mer enn en forhåndsbestemt verdi, vil pluggen åpne og forbli I åpen posisjon. De dekker behovet for en midlertidig positiv plugg som kan åpnes for produksjon uten at det er nødvendig med en kabeloperasjon for å hente dem ut fra brønnen.

2.2.8 UTVIDELSE PLUGGER (Expendable Plugs)

Denne typen er integrert I produksjon rør. Den er benyttet for å trykke opp produksjon rør enten for å sjekke for lekkasje eller blåse opp en pakning. Når pluggen utvides vil materialet gå i oppløsning slik at det ikke er noe som begrenser indre diameter i produksjon rør.

2.2.9 SYKLES PLUGG (Cycle Plugs)

Trykk syklus plugger er på mange måter lik pump åpen pluggen. Men den åpner med et litt annet design. Det er trykk pulser over pluggen som bestemmer når den åpner. Trykkpulsene må være større enn en definert verdi og antallet pulser må stemme. Designet er bra med tanke på at det ikke er ønskelig at pluggen åpner for tidlig. De er installert med kabel operasjon eller de kan være forhåndsinstallert i produksjon rør. Med kabel blir de kjørt til en sete profil og låst til profilen.

Trykkkontroll Brønnservice

2.2.10 PLUGG (Ice Plugs - Freeze Method)

Denne typen er ikke vanlig å installere. Den er klassifisert som en mekanisk plugg som er installert i en kunstig nedfrysings prosess. En is plugg kan man etablere i brønnhode eller i overflatelinjer. Prosessen inkluderer kjemikalier som glykol, varmeveksler, tørr is, flytende nitrogen og fersk vann. Prosessen er langsom og det kan ta opptil et døgn før is pluggen er sterk nok.

PAKNINGER(PACKERS)

En pakning er et utstyr som skal tette mellom produksjon rør og foringrøret utenfor. Når den er aktivert produserer vi gjennom den mens all brønnstrøm som prøver å strømme opp utenfor produksjon rør, blir stanset av denne pakningen. På denne måten oppnår vi et trykktett ringrom utenfor produksjon rør. Dette rommet er isolert fra foringsrør under pakningen og produksjon rør. Pakningen tillater brønnstrøm fra reservoar og opp produksjon rør til overflaten, samtidig som den hindrer at foringsrør utenfor blir eksponert for trykk. Det vil også beskyttes mot korrosjon og kjemisk angrep av sure brønnvæsker eller gasser

Det er flere metoder for å aktivere en pakning i brønnsystemet.

1. Mekanisk. Vekt eller strekk satte pakninger
2. Hydraulisk. Produksjonsrøret trykkes til pakningens sette trykk.
3. Wireline med pyroteknisk verktøy. Det er viktig at det er nok tyngde under pakningen ved dette metodevalget slik at det er strekk under sette sekvensen.

Pakningen (produksjon pakningen) er vanligvis plassert like over der hvor olje entre inn i brønnen eller like over der hvor det er skutt perforeringskanaler inn i formasjonen. (Top perforation)

En pakning består av:

- *Kiler i hardt herdet stål som skal bite seg fast i foringrør veggen og sikre pakningen mot bevegelse forårsaket av trykk eller strekk krefter.*
- *Pakningens gummi element som skal tette mot foring røret.*

Generelt kan vi si at vi har to grupper eller typer av pakninger:

- *Trekkbare eller midlertidig Permanente*

2.2.11 TREKKBARE PAKNINGER (Retrievable Packers)

Disse pakningene er en del av produksjon røret eller en test rørstreng som kjøres i brønnen. De vil aldri frigjøre seg fra produksjon røret, men tvert imot følge med produksjon røret opp når det blir trukket ut av brønn.

2.2.12 PERMANENT PAKNING (Permanent packer)

Disse blir installert i brønnen på en måte som gjør at de frigjøres fra produksjon røret. Når de er ferdig installert biter de seg fast i foring rør og blir på en måte en del av foring røret heller enn en del av produksjon røret. De forseglar rommet mellom produksjon røret og foring røret med en pakning type.

Produksjon røret kan vi frigjøre fra pakningen uten at pakningen følger med opp. Nytt produksjon rør kan installeres tilbake ned i den samme pakningen.

Trykkkontroll Brønnservice

Permanente pakninger må vi frese (milling operation) i stykker, dersom vi ønsker å fjerne dem fra brønnen.

2.2.13 TREKKBARE PAKNINGER (TILBEHØR)

TELESKOPIske ELLER EKSPANDERENDE RØR STYKKER Travel Joints (Telescoping or Expansion joints)

Et rør stykke som kan vandre opp og ned som følge av hovedsaklig temperatur og trykk endringer i brønnen, er brukt sammen med en trekkbar pakning. Denne komponenten skal kompensere for lengdeutvidelse eller sammentrekning av produksjon rør. Den kan under innstallasjonen være festet i øvre eller nedre posisjon. For en produksjonsbrønn vil den være festet i øvre posisjon og tillate en forlengning av produksjonsrøret. For en injeksjonsbrønn vil den være festet i nedre posisjon og tillate en krymping av produksjonsrøret. Trykk integritet oppnås ved elastomerer mellom den stasjonære og bevegelige hylsen.

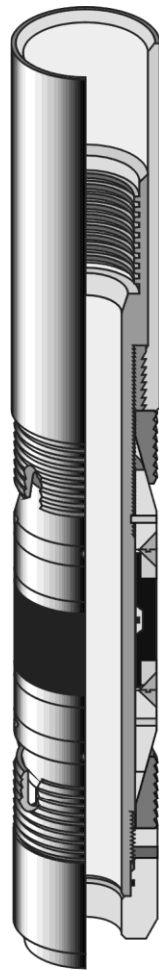
Trykkkontroll Brønnservice



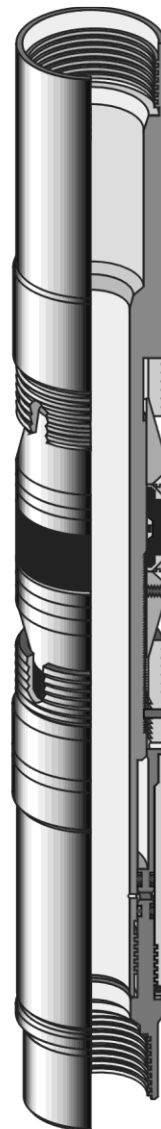
Single



Dual



Wireline Set



Hydraulic Set

Vanlige typer av hydraulisk pakning. (Common Types of Hydraulic Packer)

2.2.14 PERMANENT PAKNING (Tilbehør)

Et viktig krav i en komplettering med en permanent pakning er tetningen mellom produksjon rør og pakning og tetningen mellom pakningen og foringsrøret utenfor.

Trykkontroll Brønnservice

Siden pakningen låses fast til foringsrøret med motvirkende kiler, må det være en mulighet å frigjøre produksjonsrøret fra pakningen. Denne forbindelsen er bygd opp slik at den også inkluderer tetning som isolerer brønnvæske fra ring rom. Mekanismen kan være en rotasjon eller et rett strekk (stab in). Tetningen består av en rekke gummi elementer som er fordelt et stykke i lengderetningen slik at produksjonsrøret kan utvide seg litt i lengderetningen som følge av temperatur endringer. Gummielementene er klassifisert i en av to grupper;

- *Premium*
- *Non-premium*

Bruken av de to typene avhenger av forhold i brønnen. Såkalte sure brønnmiljøer, f.eks. brønner med CO₂ og H₂S gass, krever den ene typen. (Premium). Disse er vanligvis av V type pakning sett som er bygd opp av en rekke materialer som er mer eller mindre motstandsdyktige mot brønnvæskene.

Lokaliserendes produksjon rør tetning sammenstilling (Locator Tubing Seal Assemblies)

Denne tetning sammenstillingen er et langt rør med utvendige gummi elementer (elastomers). De tetter effektivt mellom produksjon rør og løpet (Bore) gjennom pakningen. Det finnes også en variant med en stoppe kant (no go) for å få den riktige posisjonen i produksjon pakningen. Disse tetning sammenstillingene er posisjoner slik i pakningen at de tillater både en oppad og en nedad produksjon rør bevegelse. Det er trykk, temperatur og strekk som forårsaker lengde endringene.

Tetnings rør forlenger (Seal Bore Extensions)

Denne typen består av et polert forlengelses rør som er montert under pakningen slik at lengre produksjon rør lengdeutvidelser kan finne sted. Det er samme indre diameter gjennom denne sammenstillingen som det er gjennom produksjon pakningen.

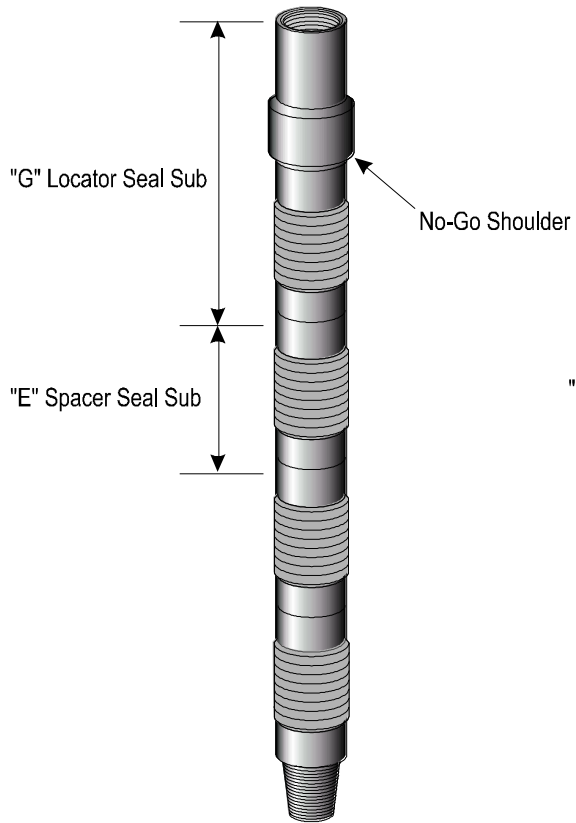
Anker Produksjon rør tetnings sammenstilling (Anchor Tubing Seal Assemblies)

Denne er brukt når det er nødvendig å feste produksjon rør inn i pakningen samtidig som det er mulighet for å løsne forbindelsen senere. Typen er mest brukt der hvor brønnforhold dikterer at produksjon rør må landes i strekk eller der hvor det ikke er nok vekt til å forårsake bevegelse i tetnings sammenstillingen.

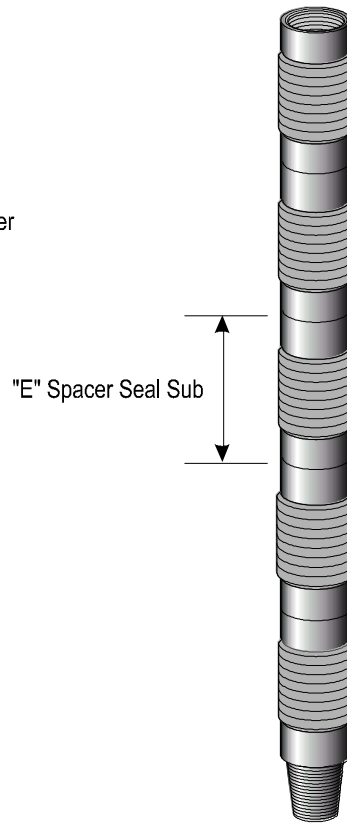
Finmaskinert/polert mottager rør (Polished Bore Receptacles (PBR))

Denne typen er montert over produksjon pakningen eller pakningen hvor foringsrøret gjennom reservoaret (liner) er hengt av. (Liner hanger packer). Rør med utvendige gummi elementer/ringer lander i denne sammenstillingen. Tverrsnittet gjennom denne sammenstillingen er ofte større en tverrsnittet gjennom produksjon røret.

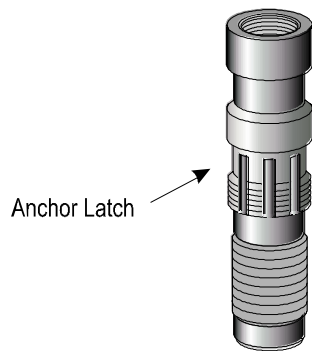
Trykkontroll Brønnservice



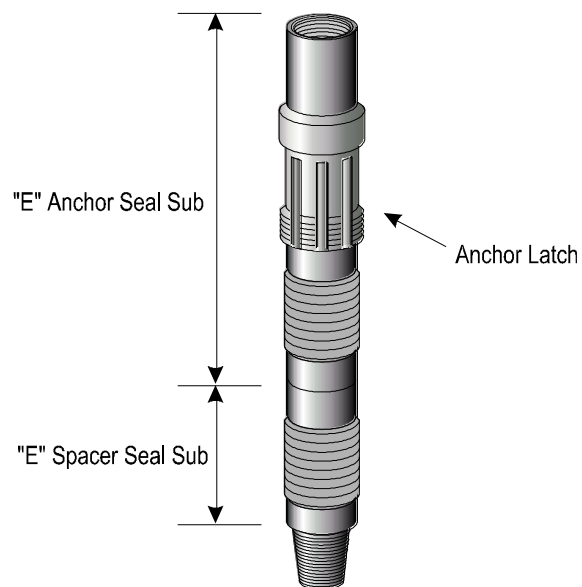
a) Locator Tubing Seal Assembly



b) Seal Extension

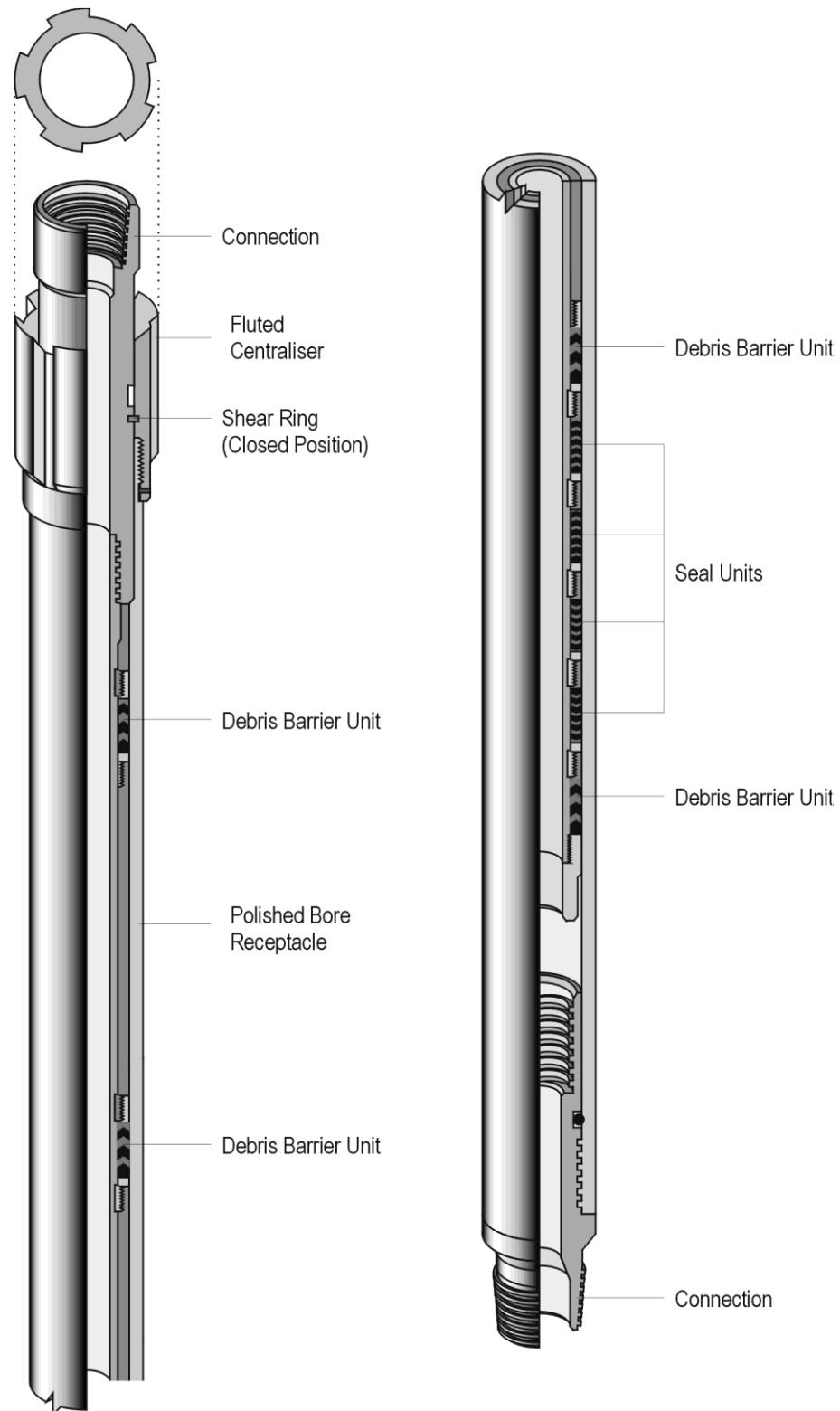


c) "K-22" Anchor Seal Nipple



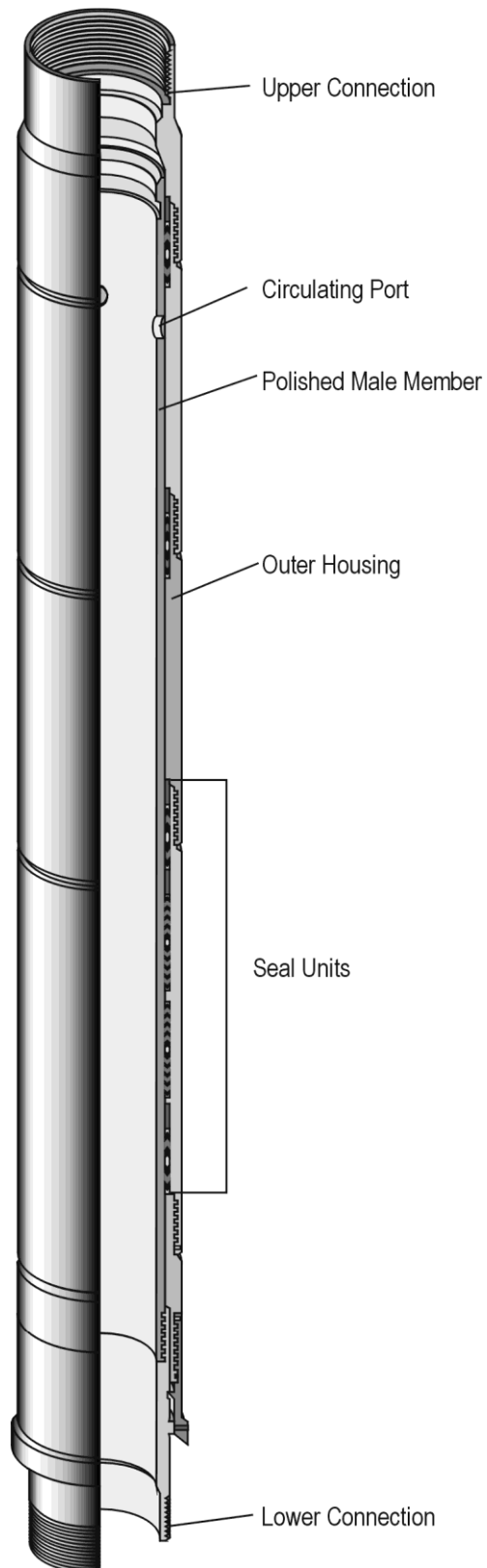
d) "EBH-22" Anchor Seal Assembly

Permanent Packer Accessories



Polished Bore Receptacle

Trykkontroll Brønnservice



Tubing Seal Receptacle

Trykkkontroll Brønnservice

Produksjon rør tetnings sammenstilling (Tubing Seal Receptacles)

Denne typen er en omvendt PBR. Den består av et maskinert utvendig (male member) polert rør som er montert over produksjon pakningen. Et rør med en tilsvarende innvendig (female member or overshot) høyglanspolert flate som er nederst på produksjonsrør tres over denne sammenstillingen. Gummi elementer er montert i denne delen slik at de følger med ut når produksjon rør trekkes.

2.2.15 GLIDE MUFFER (Sliding side door)

Glidemuffer ble opprinnelig brukt for å få kommunikasjon til ulike soner I reservoaret. De er også brukt I forbindelse med brønn trykk kontroll. De er da montert i produksjon rør ofte rett over produksjon pakningen. De kan åpne opp en midlertidig kommunikasjon mellom produksjonsrør og foringsrør. Det er da mulig å sirkulere en væske rundt mellom produksjon rør og foring rør.

Gledemuffer er brukt for å:

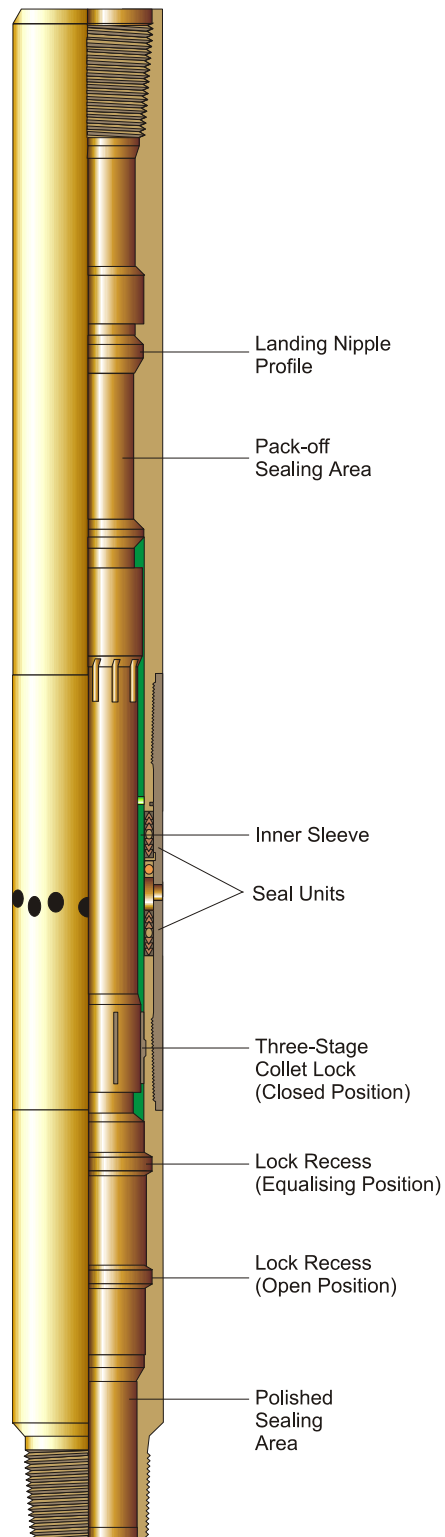
- *Starte produksjon fra en brønn etter at den er boret ferdig eller overhaldt. Dette gjøres ved å skifte ut en tung væske i brønnen med en lettere væske slik at brønnen kommer i underbalanse.*
- *Drepe brønnen før man skal trekke produksjon røret ut av brønnen. Dette gjøres ved å bytte ut lett brønnvæske med en tyngre væske slik at det er overbalanse trykkmessig mot trykket i reservoaret.*
- *Isolere soner eller produsere fra enkelte soner vekselvis eller samtidig.*

Anvendelse av glidemuffer som et verktøy for å sirkulere betyr at de bør installeres så nært ned mot produksjon pakningen som mulig. Men på oversiden av produksjon pakningen. Glidemuffene blir åpnet eller stengt ved å fore ned et verktøy ved hjelp av wire (wireline) Verktøyet fester seg til en indre hylse som skyves enten opp eller ned for å åpne glidemuffen. Det kan være flere glidemuffer i samme brønn og man velger selv hvilke glidemuffe man vil åpne eller stenge. Da bruker vi et selektivt manipulasjonsverktøy.

Obs: *Trykk på produksjon rør siden og ring rom siden bør være det samme før man åpner en glidemuffe. Hvis ikke kan trykkforskjeller løfte verktøy ukontrollert ut av brønnen. Det er også viktig å få åpnet portene fullstendig slik at det ikke oppstår skade på komponenten ved strømming eller sirkulering gjennom den.*

Dersom tetningene lekker i komponenten kan det bli nødvendig å trekke ut produksjon rør for å utbedre feilen. Det finnes riktignok en mulighet til å henge av et innvendig rør (pack off or straddle) gjennom komponenten, slik at brønnen kan produseres videre uten at det lekker brønnvæske inn på ring rommet. Dette er en midlertidig løsning. Det innvendige røret henges av og låses i en profil øverst i glidemuffen. Tetninger og tetningsflater gjør at det blir tett mot ring rommet.

Trykkontroll Brønnservice



Glidemuffe (SLIDING SIDE DOOR)

Trykkkontroll Brønnservice

2.2.16 SIDE LOMME (SIDE POCKET MANDRELS)

Sidelommen var egentlig fabrikkert for å være i stand til å føre gass ned i ring rom og inn i produksjon røret for å redusere vekten av brønninnholdet. Gassen ble pumpet ned i ring rommet og gjennom en gassløft ventil i sidelommen og inn i produksjon røret. En annen nytte av sidelommen er at vi kan sirkulere væske gjennom dem for å drepe

Sidelommen er en spesial komponent i produksjon rør sammensetningen. Den har en lomme parallell til brønnbanen. I lommen kan vi installere ulike ventiler. Dette gjør vi med spesialverktøy på enden av en wire (wireline) De ulike ventilene er:

- *Gas løfte ventiler (Gas lift valves)*
- *Instrumenter som måler nedihulls trykk og temperatur (BHP Instruments)*
- *Blindings ventiler (Dummy valves)*
- *Injeksjonsventiler for kjemikalie injeksjon (Chemical injection valves)*
- *Sirkulerings ventiler (Circulation valves)*
- *Ventiler som åpner ved trykk forskjell (Differential dump kill valves).*

Gass løfte ventiler (Gas Lift Valves)

Det er flere ulike typer gassløft ventiler basert på hvilken funksjon de har. Det finnes enkle strupeventiler og mer sofistikerte trykk opererte belg typer. Uansett er alle utstyrt med en tilbakeslagsventil som hindrer brønnvæske å strømme inn på ring rommet. Disse tilbakeslagsventilene kan lekke etter en lengre periode med gassløft og bør derfor aldri betraktes som en barriere i en brønn kontroll situasjon. De bør erstattes av blindventiler slik at trykk integriteten kan sjekkes ut.

Blind ventiler (Dummy Valves)

Disse ventilene isolerer produksjon rør og ring rom fra hverandre. Trykk kan anvendes fra begge sider av ventilen. Dersom en sidelomme (side pocket mandrel) har vært brukt for å sirkulere gjennom lukkes lommen med en slik blind ventil(dummy). Da trekkes sirkulasjonsventilen og en blindventil settes ved hjelp av wireline verktøy.

Injeksjonsventil for kjemikalier (Chemical Injection Valves)

De er laget for å kunne føre ønskede kjemikalier inn i brønnstrømmen i produksjonrøret. En lukkefjær sørger for å holde ventilen i stengt posisjon dersom det ikke injiseres kjemikalier. Tilbakeslagsventiler, en i bunnen og en i toppen er inkludert i ventilen. Disse tilbakeslagsventilene hindrer strømming fra produksjon rør til ring rom.

Kjemikaliene entrer ventilen fra ringrommet i et åpent injeksjon system. Det betyr at hele ringrom volumet fylles med kjemikaliet. En annen type system består i å føre kjemikaliene ned til ventilen gjennom en ¼ tommers rør som er festet inn på produksjon rør utvendig og som er terminert i sidelommen.

Når det hydrostatiske trykket fra kjemikaliekolonnen i ring rom blir større enn styrken til ventilmåler pludd trykket i produksjon røret på den samme vertikale dybden, vil ventilen åpne og kjemikaliet vil strømme inn i brønn strømmen.

Trykkkontroll Brønnservice

Sirkulasjon ventiler (Circulating Valves)

Det er anbefalt å installere en sirkulasjonsventil i sidelommen når det er ønskelig å sirkulere væske mellom produksjon rør og ring rom. Da beskytter vi tetningsflatene i sidelommen.

Ventilen slipper væske ut både i bunnen og i toppen av ventilen. Dette sikrer et så lite trykkfall som mulig. Det er to typer av sirkulasjon ventiler; En type gjør det mulig å sirkulere fra ring rom til produksjon rør mens en annen type gjør det mulig å sirkulere motsatt vei.

Dersom vi ikke installerer en sirkulasjonsventil i sidelommen, men likevel sirkulerer gjennom den ubeskyttede sidelommen kan en full brønn overhaling bli resultatet, for å skifte ut sidelommen.

Differensial trykkavlastningsventil (Differential Dump Kill Valves)

Denne ventilen er laget for å sikre at trykket på ring rom ikke blir større enn en tillatt verdi. Dersom trykkforskjellen er lav nok kan en slik ventil betraktes som en blindventil. Innvendig i ventilen er det et stempel som blokkerer for strømningsportene i ventilen og i sidelommen.

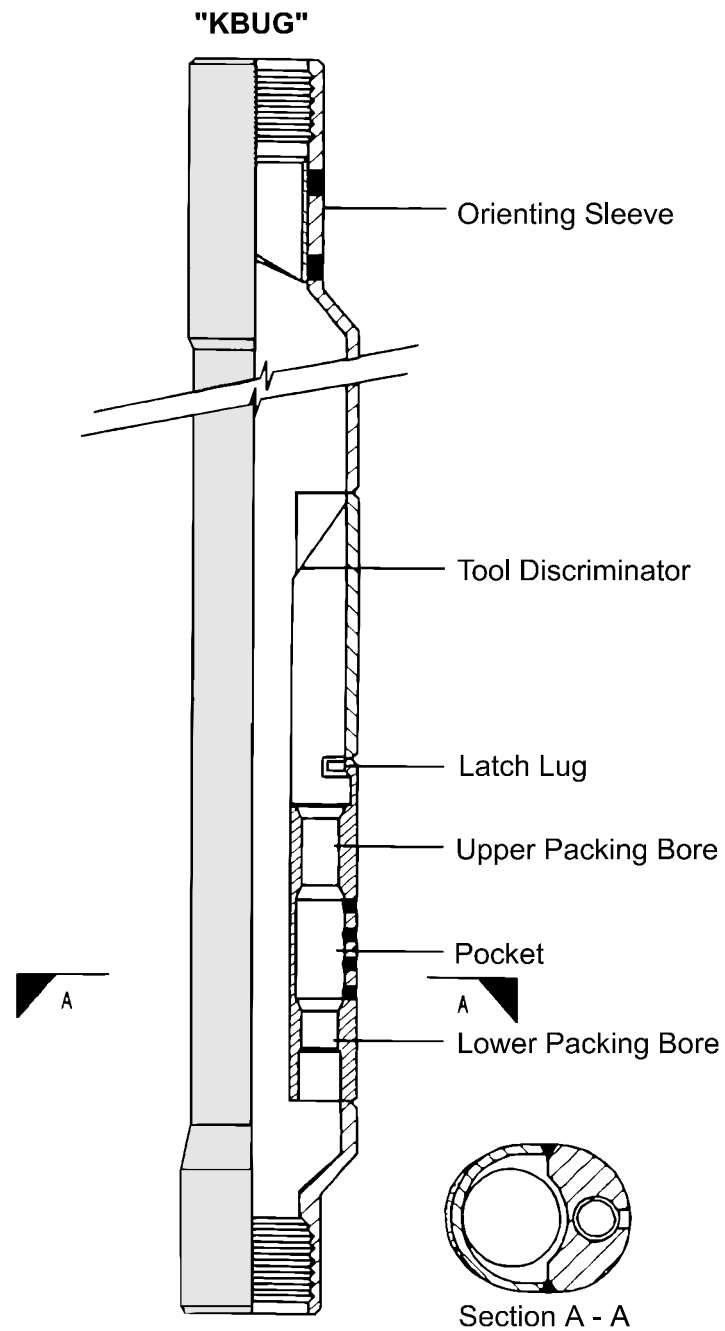
Hvilket differensial trykk ventilen åpner på avhenger av hvor mange skruer som holder stampelet på plass (shear screws). La oss si at verdien skruene har tilsvarer 2000psi trykk mot stempel arealet. Da må vi i ring rom anvende 2000psi + trykk i produksjon rør på samme vertikale dybde. Dersom trykket i produksjon rør blir større enn trykket i ring rom vil ventilen ikke åpne. Når ventilen er åpnet vil den forbli i åpen posisjon. Den tunge ring rom væsken vil strømme inn i produksjon rør og muligens drepe brønnen.

Blind ventiler med trykkutligning funksjon (Equalising Dummy Valves)

Utligningsventilen skal gjøre trykkene i produksjon rør og ring rom det samme slik at vi kan sirkulere væske gjennom ventilen, før vi trekker den ut av sidelommen.

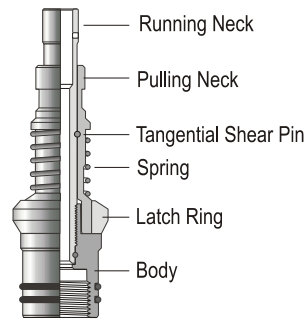
Ventilen har to sett med pakninger som isolerer strømningsportene i sidelommen. Da vil ett sett tette over portene og ett sett under. (straddle or pack of the ports) Trekke verktøyet opererer utligningsventilen i blindventilen, slik at trykkene blir det samme før vi frigjør ventilen fra sidelommen.

Trykkontroll Brønnservice

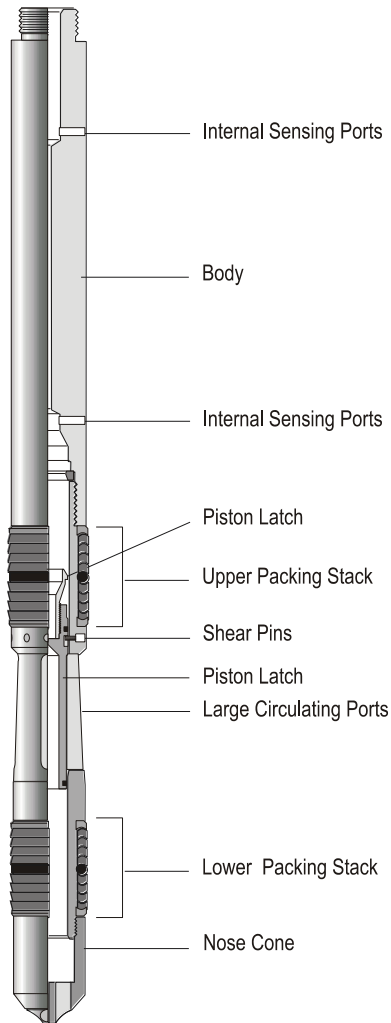


Sidelommer (Side Pocket Mandrel (SPM))

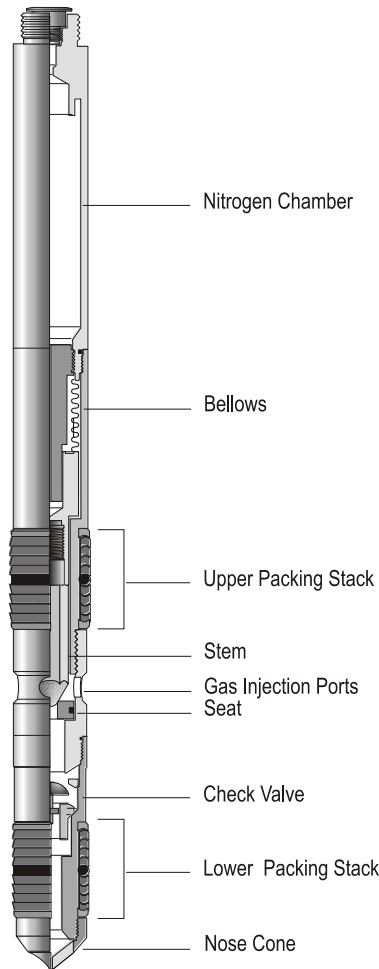
Trykkontroll Brønnservice



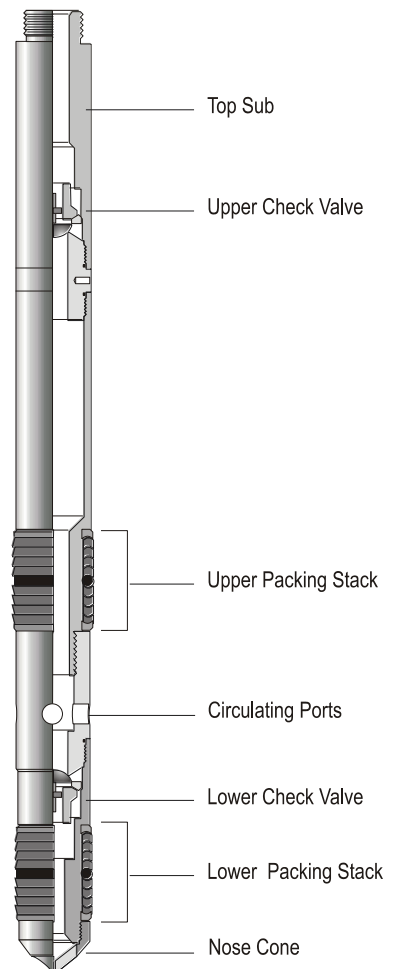
TYPICAL LATCH



DUMP KILL VALVE



GAS LIFT VALVE



CIRCULATING VALVE

Ventiltyper for sidelommer (Types of SPM Valves)

Trykkontroll Brønnservice

2.2.17 UNDERJORDISK SIKKERHETSVENTIL (SUB-SURFACE SAFETY VALVES (SSSV))

Den moderne sikkerhetsventilen er utviklet fra noen enklere modeller produsert I 1930 årene. Behovet kom for å ha en ventil som kunne stenge av brønnstrømmen i tilfelle utstyr på overflaten brøt sammen. Ventilen måtte tillate brønnstrøm under normale driftstilstander men stenge dersom unormale driftstilstander oppstod. Ventilen ble en del av produksjon røret

De første ventilene var enkle ventiler som ble fort utvasket av væskestrømmen gjennom dem. Ventilene tillot også en begrenset brønnstrøm forbi ventilen og det var vanskelig å kalibrere dem i forhold til normale driftstilstander for brønnen. Disse ventilene hadde ikke noe eksternt styre trykk inn mot seg. Lukkemekanismen var en kuppel mot et sete(dome). Siden ble en kule type (ball) og en klaff (flapper)lokk lukkemekanisme utviklet for å få en bedre strømningsprofil gjennom ventilen og dermed også mindre slitasje. Fra denne begynnelsen utviklet man i 1950 årene en ventil som kunne styres fra overflaten. Disse ventilene fikk god gjennomgang for brønnstrømmen og reagerte effektivt på ulike hendelser på overflaten. (Brann, linjebrudd, etc.). Ordretilgangen for denne type ventiler var lav i begynnelsen da det ofte var et problem for operatøren å akseptere den relativt høye prisen. Det viste seg også å være vanskelig å installere kontroll-linen ned til ventilen. Først i slutten av 1960 årene fikk ventilen sitt gjennombrudd i olje og gass sektoren.

Disse ventilene er kontrollert (Åpning og stengning) ved at et trykk fra en pumpe på overflaten føres gjennom en kontroll line ned til ventilen. Oljen er ofte en 32 kvalitet eller finere hydraulikkolje type. Pumpen var i begynnelsen manuell eller operatørvhengig men senere ble automatiske pumper montert. Da hadde man et fullverdig nød avstengningssystem slik det er i dag. Pumper som føler på trykket og opprettholder trykket automatisk. Ventilen kunne også fines I andre anvendelser enn nød avstengning.

Nedihulls overflate styrte sikkerhetsventiler (SCSSVs) finnes med kule eller klaff lukkemekanisme.

I tillegg til å beskrive ventilen med type lukkemekanisme, kan den deles inn i 4 hovedkategorier.

- *Kabel (Wireline) eller produksjon rør (tubing retrievable) trekkbare.*
- *Ventil uten utlignings funksjon eller ventil som utligner seg selv. (Non-equalizing or self-equalizing)*
- *Konsentrisk stempel eller stang stempel (Concentric or rod piston)*
- *Enkel kontrollinje eller ventil med to kontrollinjer for trykkgbalanse (Single control line or dual balanced line)*

En sikkerhetsventil kan ha en eller flere av disse funksjonene avhengig av brønn type og eller brønn forhold.

Trykkkontroll Brønnservice

Ventil typer-virkemåten:

Feil sikre nedihulls sikkerhetsventiler er laget for å holde trykk nedenfra med mulighet for å pumpe gjennom dem fra oven selv om den er i lukket posisjon. De er installert for å dekke behovet i et nødstilfelle for å beskytte personell, utstyr og miljø over ventilen. Ventilen skal stanse en ukontrollert brønnstrøm som skyldes kollisjon, utstyrs feil, menneskelig svikt, brann, eksplosjon eller sabotasje. Det er opp til de lokale myndigheter å avgjøre om brønnene i et område skal utstyres med nedihulls sikkerhetsventilen.

Nedihullstyrte ventiler uten styring fra overflaten er installert langt nede i produksjon røret i standard profiler i produksjon røret.

Trykk-forskjell sikkerhetsventil (Pressure-Differential Safety Valves)

Denne typen direkte styrt ventil nytter seg av en trykkforskjell over og under ventilen. Ventilen er i et normalt trykk forskjell regime i åpen posisjon. Det er en fjær som holder ventilen borte fra ventil sete så lenge brønnstrømmen (rate) er lav nok.

Brønnstrøm mengden kan kalibreres mot trykkforskjellen som oppstår når brønnstrømmen passerer en restriksjon eller dyse (orifice or flow bean). Når denne trykkforskjellen overstiger en gitt verdi vil et stempel flytte seg oppover mot en fjær med en på forhånd bestemt fjærstyrke. Denne bevegelsen vil stenge ventilen. Ventiler av denne typen, er ofte kalt storm ventiler.

Det finnes tre lukkemekanismer for denne type ventiler:

- *Halvkule (Poppet)*
- *Kule (Ball)*
- *Klaff (Flapper)*

Ventilen er holdt åpen av en fjærkraft som vi kan endre eller øke ved å bytte fjæra. Forholdet mellom brønnstrøm mengde(rate) og trykk forskjell (pressure differential) kan vi endre ved å endre størrelsen på restriksjonen gjennom ventilen (flow bean size)

Ventilen vil forbli i lukket posisjon inntil trykk blir påsatt over ventilen slik at trykkforskjellen blir utlignet. Fjæra vil da strekke seg ut og skyve stempelet ned til åpen posisjon.

Obs: Ved trekking av ventil må man sørge for at trykket er utlignet og ventilen er i åpen posisjon.

Disse ventilene er sjelden i bruk idag men det er en arvtager av disse ventilene; Injeksjonsventilen. Denne ventilen er vanligvis lukket, men åpner ved at vi pumper gjennom den fra oversiden. Den åpner når vi pumper gass eller væske gjennom den og beveger seg til fullt åpen posisjon når en på forhånd bestemt minimum injeksjonsmengde er nådd.

Trykkkontroll Brønnservice

Omgivelses sikkerhets ventiler (Ambient Safety Valves)

Denne typen av direkte styrt sikkerhetsventil er en feilsikker lukning type ventil. Den er forladet med et på forhånd bestemt kammer trykk. Omgivelses ventilen (ambient valve) åpner når brønntrykket blir like stort som forladetrykket i ventilens kammer. Ventilen vil stenge når brønnens strømningsstrykk der hvor ventilen står blir lavere enn det på forhånd bestemte forladetrykk.

Denne ventiltypen er ikke begrenset av en liten spalteåpning slik som trykk forskjell ventilen. Den har derfor stor indre diameter som gir et stort tverrsnitt for stor brønnstrøm. Væskefriksjon slitasjen i ventilen er også minimal.

Ventiltypen er kjørt med en utligningsfunksjon slik at trykket kan gjøres likt over og under ventilen hvis den er stengt. Den er låst i produksjon rør i en låseprofil.

Obs: Trykkforskjell ventiler og omgivelses trykventiler er direkte styrte ventiler som stinger ut fra forhåndsinnstilte verdier. Vi har ingen kontroll med disse ventilene inntil brønnforhold endres slik at ventilene stenger. Betingelsene ved stengning kan også endre seg ved at ventilen slites av væskefriksjon innvendig. Dersom dette er en fare bør sikkerhetsventiler som er styrt fra overflaten vurderes brukt.

Injeksjonsventiler er normalt stengte ventiler i injeksjonsbrønner. De oppfører seg som tilbakeslagsventiler da de tillater væske eller gass å strømme gjennom men lukker seg når injeksjonen opphører.

Lukkemekanismen er vanligvis en kule eller en klaff som åpner når injeksjonstrykket på ventilens dybde er like stort som trykket fra reservoaret under ventilen. Ventilen fortsetter å åpne til full åpning når vi øker injeksjonsmengden til en på forhånd bestemt verdi. Det er en spalte i ventilen som blir presset mot et fjærtrykk og åpner ventilen i full åpningstilling.

Dersom injeksjonsmengden er for lav eller for varierende vil ventilens mekanisme bli ødelagt av friksjonskrefter (flow cut) fra det som strømmer gjennom ventilen.

Ventilen med klaff som lukkemekanisme er den mest populære da den ikke blir så lett ødelagt av en for lav injeksjons rate.

Obs: Ventilen bør ha en trykkutligningsfunksjon mellom låse delen og selve ventilregulatoren Overflate kontrollert nedihulls sikkerhets ventil. (Surface Controlled Sub-Surface Safety Valve).

Trykkkontroll Brønnservice

Denne ventilen er en nedihulls sikringsventil (dersom den tilfredsstiller krav til en barriere). Ventilen skal stenge i en nødsituasjon og blokkere trykk mellom reservoar og overflaten. Ventilen kan kontrolleres fra overflaten ved å tilføre trykk fra et pumpesystem gjennom en kontrollinje til ventilen. Styresystemet for denne type ventiler kan koples til nød avstengnings systemet på plattformen og til et felles operasjon system. Ventiler av denne typen er holdt i åpen stilling av et trykk mot et stempel innvendig i ventilen. Trykket blir opprettholdt av trykk regulator som styrer hydraulisk pumpe. Trykket blir fordelt gjennom en manifoil til alle brønnene som er knyttet til dette systemet. En skade på systemet på overflaten vil sørge for bortfall av luft til styreventil. Denne vil i sin tur blokkere for trykk mot en 3 veis ventil som blokkerer trykket mot kontrollinjen til ventilen. Når dette skjer vil en kraftig fjær i ventilen sørge for at den går i stengt posisjon og stenger av all brønnstrøm.

Det er to hovedtyper av slike ventiler (SCSSVs)

- *Ventiler som kan trekkes på wireline (Wireline retrievable)*
- *Ventiler som kan trekkes med produksjon røret (Tubing Retrievable)*

Statistikk viser at det er den sistnevnte typen (TRSV) som er mest driftssikker. Lukkemekanismen består av en klaff og den er mer driftssikker enn en kule lukkemekanisme.

Ventilene er bygget med enten klaff eller kule lukkemekanisme.

Begge typene kan leveres med eller uten en utligningsfunksjon. Denne funksjonen i ventilen er for å gjøre trykket over og under ventilen det samme slik at den kan åpnes. Dersom ventilen ikke har denne funksjonen er det nødvendig å trykke opp produksjon røret over ventilen.

Ventilen med utligningsfunksjonen har flere deler og er mer utsatt for feil på ventilen. Det er likevel ikke alltid like lett å framskaffe nok trykk å fylle på med i produksjon rør og det kan i tillegg være en tidkrevende prosess.

Wireline trekkbar sikkerhetsventil (Wireline Retrievable SCSSV).

Ventilen er kjørt ned på kabel utstyr(wireline) og plassert i en profil i produksjon røret (landing nippel)

Når ventilen er plassert i profilen vil pakninger utvendig på ventilen tette over og under det punkt i profilen der hydraulikk oljen fra styringssystemet kommer ut i brønnen. Dermed styres hydraulikk oljen inn i ventilen og ventilen kan opereres til åpen posisjon.

Denne typen ventiler har relativt liten indre diameter og må ofte trekkes ut når vedlikeholdsarbeider skal utføres dypere i brønnen enn ventilen dyp i brønnen. Sammenlignet med den andre typen av slike ventiler (TRSV) har den et mye mindre tverrsnitt (bore) for brønnstrøm. (Well flow)

Sammenlignet med produksjon rør trekke typen er kabel trekke typen lettere å skifte ut ved svikt i ventilen, Det er ofte vanlig å trekke ut ventiler for å skifte med ny ventil før feil oppstår, etter et vedlikeholdsprogram. Utstyrskomponenter som er nødvendig for å få installert en kabel montert ventil.

Trykkontroll Brønnservice

- *Hydraulisk kontrollinje (Hydraulic control line)*
- *Kontroll linje beskyttere/klemmer (Control line protectors)*
- *Hydraulisk kontroll manifold (Hydraulic control manifold)*
- *Kabel montert ventil (Wireline retrievable safety valve)*
- *Sikkerhetsventil profil i produksjon rør (Safety valve landing nipple)*
- *Låse hylse (Locking mandrel)*
- *Kabel installasjons og trekke verktøy. (Wireline installation and retrieval tools for the locking mandrel.)*

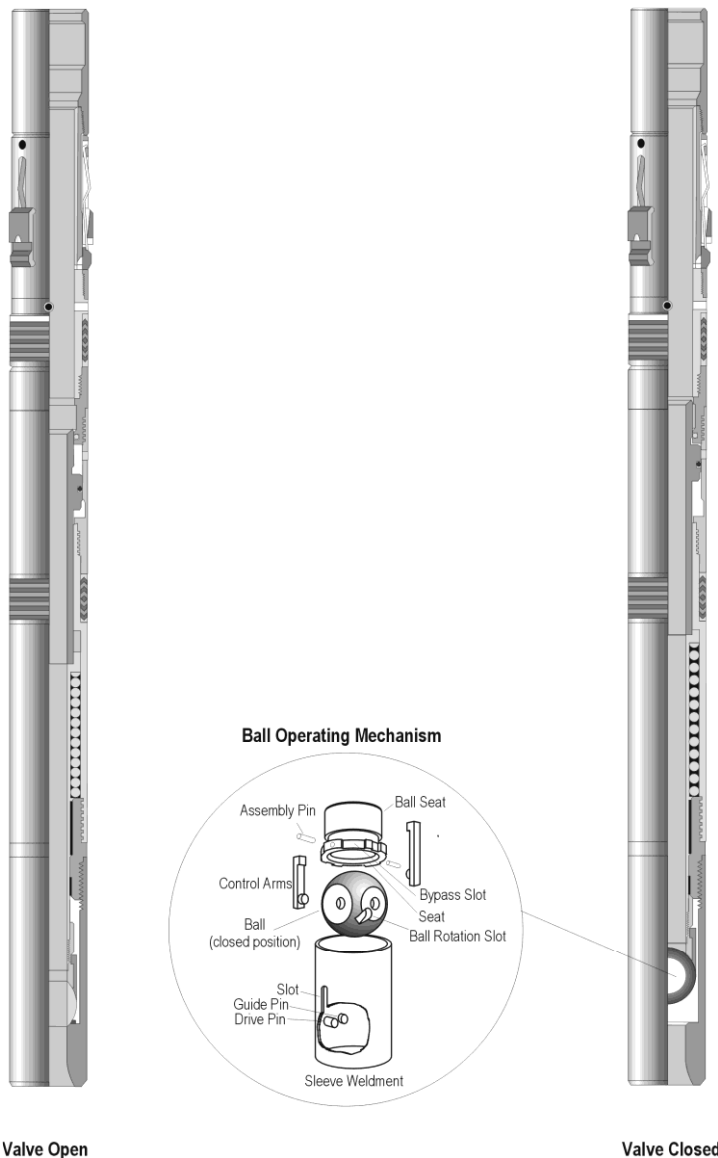
2.2.18 KJØRE INN I BRØNN (Running in hole).

Ventilen holdes i åpen posisjon når den kjøres i brønnen med en stang som er festet inn i kjøreverktøy (Prong in running tool). Dersom ventilen er kjørt sammen med produksjon røret er det hengt av en hylse i ventilen. Hylsen (straddle) trekkes ut senere med en kabel operasjon.

Linjen/kretsen som hydraulisk olje skal flyte gjennom er fullendt når de ytre pakningene på ventilen treffer de finmaskinerte tetningsflatene i profilen i produksjon rør. Da ledes hydraulikk oljen inn i ventilens stempelsystem.

Typisk kabel type sikkerhetsventil med kule lukkemekanisme. (Typical Wireline Retrievable SCSSV (Ball Type))

Trykkontroll Brønnservice



2.2.19 PRODUKSJON RØR TYPE SIKKERHETSVENTIL

(Tubing Retrievable SCSSV)

Disse ventiltypene anvender samme operasjonsprinsipp som de kabel monterte ventilene. Forskjellen er at alle komponenter ligger integrert i ventil kroppen og den er montert som en integrert del av produksjon rør.

Det finnes ventiler av denne typen med eller uten utligningsfunksjon. Noen av ventilene er også laget slik at de kan ta imot en kabel type ventil som monteres innvendig i ventilen. Dette gjøres hvis ventilen feiler. Dersom feilen skyldes lekkasje i kontroll linjen ned til ventilen hjelper det lite å sette en ny ventil innvendig.

For å sette en ny ventil innvendig i en ventil som har feilet må den ventilen som har feilet først bli låst i åpen posisjon. Brønnstrøm tverrsnitt(bore) blir naturligvis dramatisk redusert, noe som kan gi lavere strømningsmengder.

Komponentene som er nødvendig for en produksjon rør type sikkerhetsventil er;

- *Hydraulisk kontroll linje*
- *Kontroll linje klemmer / beskyttere*

Trykkkontroll Brønnservice

- *Manifold rørsystem.*
- *Tubing retrievable safety valve for insert capability:*
- *Wireline safety valve*
- *Locking mandrel*
- *Wireline installation and retrieval tools for the locking mandrel*
- *Lock-out tool for the tubing retrievable valve.*

2.2.20 KJØRE PROSEDYRE (Running in Hole.)

Produksjon rør typen sikkerhetsventil er i åpen posisjon ved at man har trykk satt kontrollinjen under innkjøring i brønn. Et annet alternative er å plassere en hylse gjennom ventilen forbi klaffen. (Straddle or hold open sleeve). Denne hylsen må trekkes ut ved hjelp av kabel (wireline) verktøy.

Lekkasje testing (Leak Off Testing)

Lekkasjetester for sikkerhetsventiler er utført straks ventiler er på plass i brønnen. Da vil brønnen bli stengt. Dernest vil trykket i kontrollinjen bli drenert ut slik at ventilen stenger. Til slutt må trykket i produksjon rør over ventilens klaff bli drenert ut.

Alle ventiler ut fra produksjon rør over ventilens klaff blir stengt og en eventuell trykkøkning over klaffen. Dersom trykket bygger seg fort opp tyder det på en kraftig lekkasje eller at ventilen ikke har operert til fullstendig lukket posisjon. Dersom en slik lekkasje oppdages skal man på nytt prøve å stenge ventilen en eller flere ganger.

Etter et på forhånd definert tidsintervall skal trykkstigningen ikke være over en gitt verdi. Det er operatøren som bestemmer hva denne verdien er og den kan være forskjellig fra API standarden.

Obs: Det er nødvendig med en grundig og korrekt logging av trykk under testen.

Etter installasjonen, lekkasjetester skal bli utført etter et periodisk test intervall. Dette innebærer sjekk av tre ting;

- *Sjekk av tetningsflater i ventilen.*
- *Sjekk at ventil av kabel type (WRSCSSV) er låst i profil i brønnen.*
- *For å bevege ventilens bevegelige deler slik at de ikke fester seg eller henger når ventilen er forsøkt operert etter lang tids stillstand. Spesielt er dette viktig å gjøre ofte der man mistenker brønn strømmen fra å legge et belegg av salt igjen på brønnveggen (scale).*

Obs: Bare fagkyndig personell bør utføre disse testene.

Driftssikkerhet

Statikk viser at driftssikkerheten er større for produksjon rør typen (TRSV) enn kabel typen(WRSV). Eller sagt på en annen måte: feilprosenten er lavere. Gjennomsnittlig operasjonstid før feil er 6 år for kabel typen og 15 år for produksjon rør typen. Produksjon rør typen har også ett større tverrsnitt gjennom ventilen, noe som gir større brønnstrøm.

Innsats ventiler (Insert Valves)

Disse ventilene er kabel type ventiler som er bygget for å kunne installeres i en produksjon

Trykkkontroll Brønnservice

rør type ventil som har feilet. Da kan man fortsette å strøkke / produsere fra brønnen inntil en overhaling av brønnen er planlagt. Brønn- strømmen er betydelig redusert i denne perioden.

Typiske turer I brønnen med kabel utstyr er:

- *Kjør i brønnen for å låse den ødelagte produksjon rør typen permanent i åpen stilling uavhengig av trykk på kontrollinjen eller ei.*
- *Kjør I brønnen med verktøy for å oppnå kommunikasjon med den nye ventilen gjennom den originale kontrollinjen.*
- *Kjør i brønnen med ny ventil (insert valve) og monter denne innvendig i den som er ødelagt. Den nye ventilen tetter på over og undersiden av porten hvor hydraulikkolje blir tilført ventilen.*
- *Ringrom sikkerhetsventiler (Annular safety valve)*

De ventilene vi hittil har beskrevet blokkerer tverrsnittet i produksjon rør.

Hensikten med en ring rom sikkerhetsventil er å feste en gummipakning mellom utvendig produksjon rør og innvendig foring rør, like under brønnhode. Denne ventilen er kjørt som en del av produksjonsrøret og sitter under sikkerhetsventilen i produksjon røret. Den vil da beskytte personell og utstyr dersom det oppstår en lekkasje i produksjon røret.

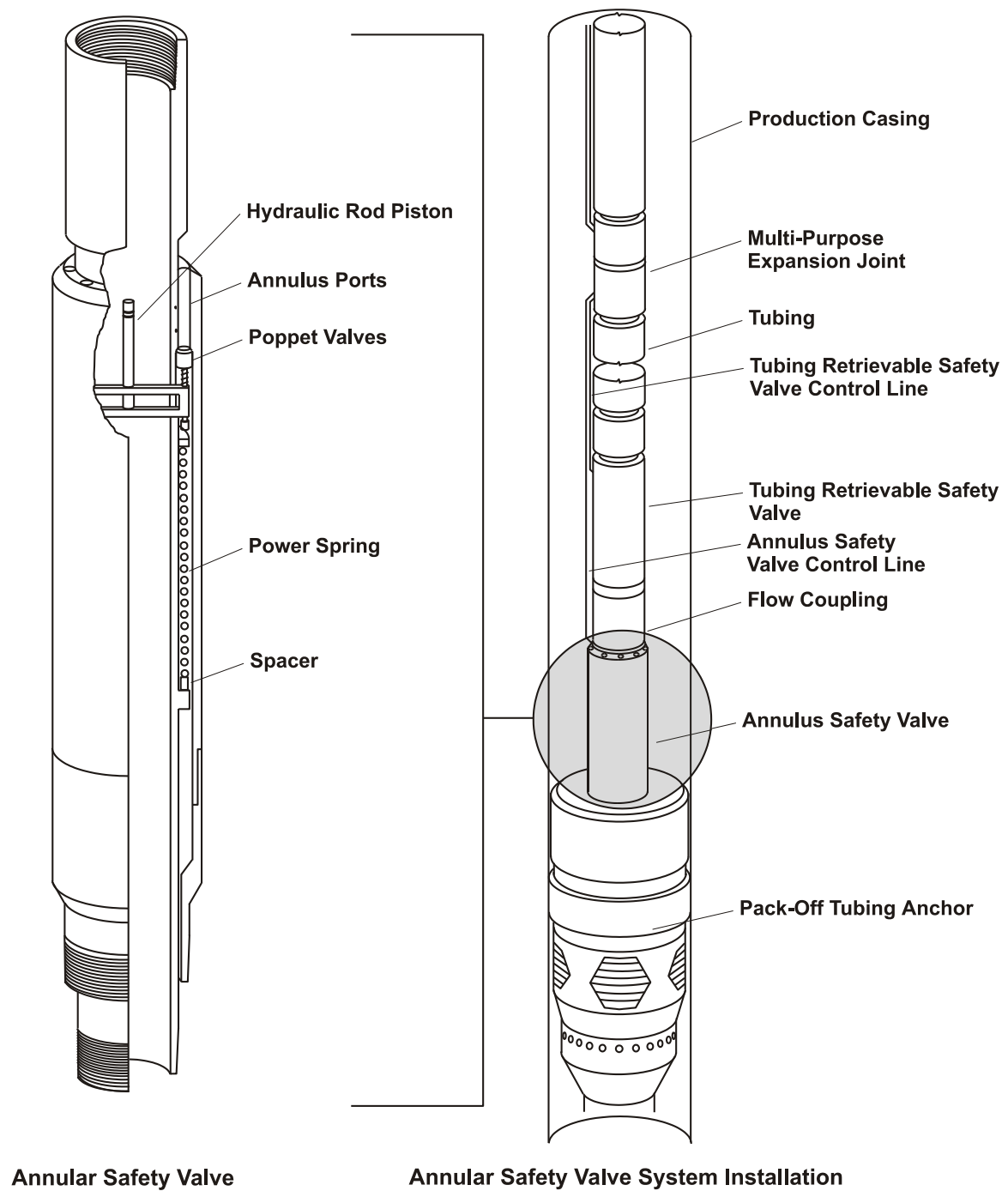
Ventilen er plassert så høyt som mulig slik at volumet over ventilen blir begrenset til et minimum. Ventilen vil da hindre et stort volum gass med å strøkke uten kontroll ut fra ring rom.

Ventilen er brukt der hvor ring rom trykkes opp med gass, gassløft systemer, eller gass kan unnslippe fra elektrisk nedsenkbare pumper til ring rom. Det finnes flere ulike typer av disse ventilen selv om operasjonsprinsippet er det samme. De hindrer da denne gassen å unnslippe ut fra ring rom selv om f.eks. tetningene utvendig på produksjon rør henger skulle svikte.

I gummipakningen er det en ventil mekanisme som er operert med hydraulisk trykk på samme måte som overflate kontrollert sikkerhetsventil i produksjon røret. Denne mekanismen er en feil sikring mekanisme som stenger kommunikasjonen med ringrommet under ventilen dersom trykket i kontrollinjen blir borte.

Lukkemekanismen kan være en sleideventil/muffe, halvkule eller en klaff.

Trykkontroll Brønnservice



Typiske ring rom sikkerhetsventil systemer (Typical Annular Safety Valve System)

2.3 SETTEDYP FOR SIKKERHETSVENTILER

Dette kravet kan variere fra land til land og operatør til operatør. Kravet kan være som følger:

Trykkkontroll Brønnservice

- *Montert under plattformens ben struktur eller det krateret som kan oppstå dersom en eksplosjon finner sted.*
- *Montert under grensen for hydrat dannelses kriteriet (trykk og temperatur) Dette gjelder ventiler som utligner seg selv.*
- *Montert under slam grensen (Below the mud line)*
- *Bestemt av lokale*
- *Montert på en dybde slik at uansett skade på plattformen vil det ikke ødelegge ventilens integritet.*

2.4 OVERFLATE KONTROLLSYSTEMERFORDELINGSNETT (Surface Control Manifolds)

Dette kontrollsystemet består av en eller flere luftregulerte hydraulikkpumper som vil opprettholde det hydrauliske trykket nødvendig for å holde ventilen i åpen posisjon. Dersom dette trykket uteblir vil ventilen stenges av en returfjær som løfter et stempel i ventilen oppover.

Hydraulikkoljen passerer gjennom en tre veis ventil som styres av luft piloter og brann følere. Følerne vil dumpe trykket dersom noe unormalt skjer.

Obs: Det er mye som kan aktivisere trykk dumpenfunksjonen. Blant annet brannfølere, nivå indikatorer, sand følere, alarmer-følere i nødavstengnings systemet etc.

Systemet består av en tank, trykk regulatorer, trykkavlastningsventiler, manometer, og ikke minst en pumpe som kan styres manuelt i nød.

2.4.1 PRODUKSJONS RØR HODE/HENGER (Tubing Head/Tubing Hanger)

Dette utstyret er montert øverst på brønnhode. Over foring rør hengerne.

Hoved funksjonene er:

- *Henge av /bære vekten av produksjon røret. (Completion tubing)*
- *Tillate en barriere (wireline plugg) å bli montert og låst i en innvendig profil i hengeren.*
- *Tette mellom produksjon rør og foring rør (ring rom) øverst i brønn konfigurasjonen.*
- *Låse hengeren i henger huset.*
- *Fundament for ventil tre. (x-mas tree)*
- *For flyterigg: Tillate kommunikasjon med ring rom.*

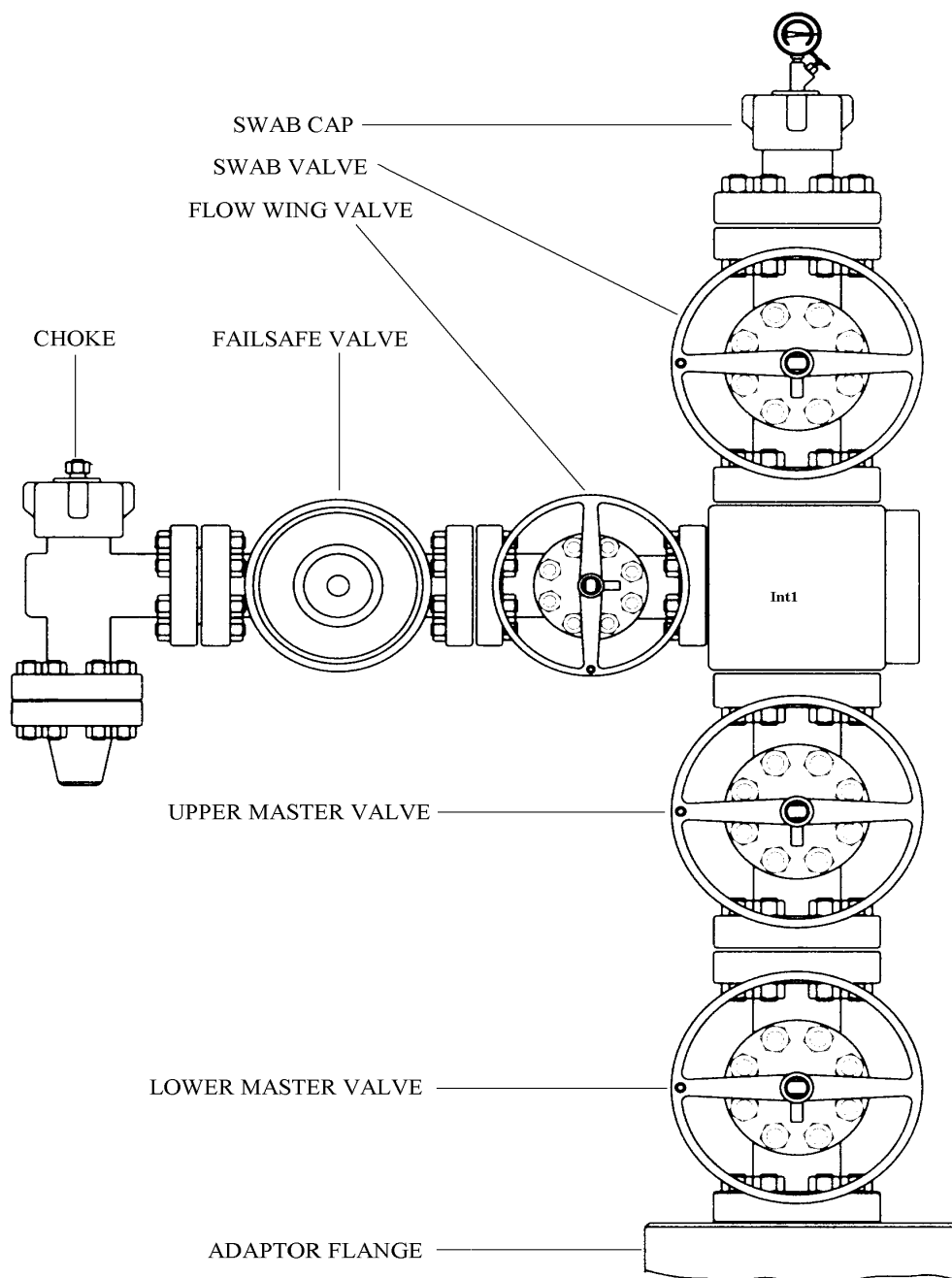
2.5 VENTIL TRE (Christmas Trees)

Dette er sammenstilling eller kombinasjon av ventiler for å kontrollere brønnstrømmen og for å kunne entre brønnen med utstyr som føres inn i brønnen ovenfra, eller pumpe inn i brønnen. Ventiltre er plassert og festet inn i brønnhode.

Trykkontroll Brønnservice

Ventiltre ventilene

Ventilene er sluseventiler (gate valves). Det er viktig å vite og å telle antall omdreininger rattet skal ha for å lukke eller åpne fullstendig. Da kan man avdekke om noe henger gjennom ventilens løp. Når ventilen går mot sete og lukker skal ventilens sluse trekkes ørlite tilbake ved å dreie rattet en del av en tårn tilbake. ($\frac{1}{4}$ turn) Dersom ventilen ikke lar seg lukke tyder det på at verktøy henger gjennom ventilen eller at der er noe annet gjennom ventilen. Det er god praksis å ha mer enn en ventil som en barriere for en gitt operasjon.



Ventilene i ventil tre skal bli testet for lekkasje før en operasjon iverksettes på brønnen. Under normal produksjon er det ventilene i ventil tre som er den primære og sekundære barrieren.

Ventilene i ventil tre er brukt som barriere ved brønnoperasjoner når verktøystrengen er over ventil tre. Med en ventil i ventil tre stengt kan utstyret over trykkavlastes og bli

Trykkkontroll Brønnservice

demontert.

Det er viktig å utligne trykket på begge sider av en stengt ventil før ventilen blir åpnet. Da unngår man belastning på utstyr som er montert på linjen nedstrøms av ventilen.

Det er mulig at ventilen selv kan bli ødelagt. Væskestrømmen som flyter gjennom ventilen idet den åpnes kan kutte seg inn i stålet i ventilen.

Det er også nødvendig med mye større krefter for å åpne ventilen. Da kan man i verste fall knekke spindelen som rattet er montert på. Vi kan montere på spesial utstyr som kan bore hull gjennom ventilen selv med trykk på nedsiden av ventilen. (Gate valve drilling machine) Når det er boret gjennom ventilen kan vi pumpe drepevæske i brønnen. Dette er et relativt dyrt problem å reparere.

Trykk som sleppes løs kan forårsake store skader på utstyr som skal kjøres inn i brønn. Spesielt er kabel verktøy utsatt. Dette verktøyet kan bli løftet opp og skade kabel som i verste fall kan brytes av og verktøy faller i brønnen.

Hoved brønnventiler (Master Valves).

Noen hoved brønnventiler har kapasitet til å kutte kabel (wireline)

Det er vanlig å montere nødvendige ventiler over ventil tre for å sikre brønnen idet det henger verktøy gjennom ventilen. Det er sjelden at brønnventilen kan kutte noe annet enn mekanisk kabel (slik line). Husk at brønnventilen er bygget for å stenge av for brønnstrøm og ikke noe annet. Det er derfor nødvendig med en ventil som har kuttekapasitet til å kutte det som til enhver tid kan henge gjennom ventil tre. Disse ventilene er bygget med kniver som kan kutte.

Utstyret som blir montert på brønnen, er tilpasset den operasjon man til enhver tid er i gang med. Derfor vil man finne et sett med ventiler som skal dekke behovet for å sikre brønnen under operasjonen. Disse ventilene er kategorisert som primær, sekundær eller tertiær barriere, så lenge ventilene i ventil tre ikke tilfredsstiller kravene til dette utstyret.

Før et brønnoppdrag i en brønn vil kontrollsystemet for brønnventilen i ventil tre bli koplet ut slik at brønnventilen ikke stenger uønsket mot verktøy som blir kjørt i brønn. Styringen legges da over på et lokalt panel/system som blir kontrollert av personell som arbeider på brønnen.

Nedre hoved ventil (Lower Master Valve)

Ventilen er ofte manuelt operert og ikke i bruk under normal drift eller for å stenge inn brønn strømmen. Ventilen er en reserveventil som kan benyttes dersom den øvre hoved ventilen lekker eller ikke vil stenge.

Øvre hoved ventil (Upper Master Valve)

Den øvre hoved ventilen er ofte hydraulisk operert og er den primære ventilen som benyttes når en ønsker å stenge for brønnstrømmen. Den er ofte koplet mot plattformens nød avstengnings system slik at den stenger automatisk når det går en alarm.

Øse ventil (Swab valve)

Denne ventilen finner vi øverst i ventil tre sammenstillingen og den er brukt når vi ønsker å føre verktøy inn og ut av brønnen.

Strømnings vinge/side ventil (Flow wing valve)

Trykkkontroll Brønnservice

Denne ventilen er montert slik på ventil tre at den fører brønnstrømmen ut på strømningsrøret(flowline) og videre til prosessutstyret. Det er ofte en tilleggs ventil på denne linjen (overflate sikkerhets ventil, SSV) Den er hydraulisk operert og er knyttet opp mot en strupeventil på strømnings røret. Ventilen vil da når stengt isolere brønnvæsken fra prosess utstyret. Strupeventilen kan være en justerbar strupeventil eller en ventil med fast strupeåpning og dermed et fast trykkfall over ventilen. Strupeventilens posisjon eller innsats bestemmer hvor mye væske som skal strømme ut av brønnen. Overflate sikkerhetsventilen stenger automatisk ved bortfall av trykk som holder den i åpen posisjon.

Drepe vinge/side ventil (Kill Wing Valve)

Denne ventilen tilbyr å kunne kople opp et rør/slange system mot ventil tre slik at man kan pumpe drepevæske inn i brønnen. Det er normalt montert en blind plugg mot denne ventilen når det ikke foregår en brønnoperasjon eller drepeoperasjon.

Ventil tre typer (Types of Christmas Tree)

2.5.1 SAMMENSATTE TRE (composite trees)

Denne ventil tre typen er bygd opp av enkelt ventiler som kan byttes ut en for en dersom de feiler. De er boltet sammen eller festet med klammer.

Fordelen med denne type trær er at alle komponentene er standard komponenter som kan byttes ut med hverandre. Trærne er også den rimeligste typen med tanke på pris.

Ulempen med dem er at det er flere potensielle lekkasjepunkter I denne sammensetningen på grunn av alle koplingene/sammenføyningene. De er forholdsvis høye sammenlignet med tre typen som består av en blokk (solid block tree).

2.5.2 EN BLOKK TRE (Solid Block Tree)

Denne ventil tre typen er mer kompakt og uten en eneste kopling bortsett fra topp og bunn koplingen. Ventilene er frest ut av en stålblokk,

Det er en stor fordel at det ikke er koplinger som kan begynne å lekk.

Ulempen med dem er at de er dyrere og at hele ventil tre blokken må skiftes dersom en ventil feiler.

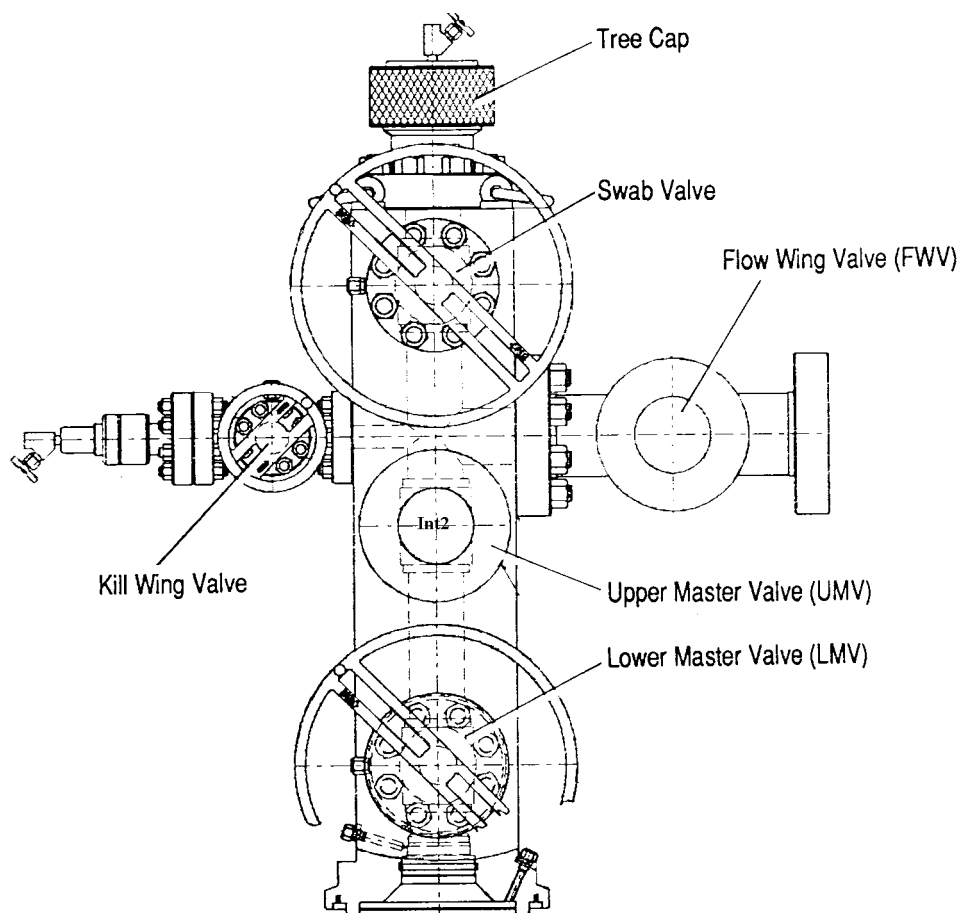
HORISONTALT VENTIL TRE.

Denne ventil tre typen er blitt populære for undervannsutbygginger og der hvor produksjon røret må trekkes ut ofte slik som i brønner med nedihull pumper(ESP) som trenger å skiftes ut. Det er ingen ventiler vertikalt gjennom dette tre. Det er to barrierer som kan monteres inn og ut med kabelverktøy. De sitter like under ventil tre hetten. (Cap) Hoved brønnventilene er montert på strømningsrøret horisontalt ut fra ventil tre, og her finner vi også drepe ventilen.

Fordelen med dette tre er at produksjon rør kan skiftes ut uten å trekke opp ventil tre først. For den første installasjonen av produksjon rør gjelder at det gjøres gjennom ventil tre med riggens utblåsningssikring (BOP) montert på toppen av ventil tre.

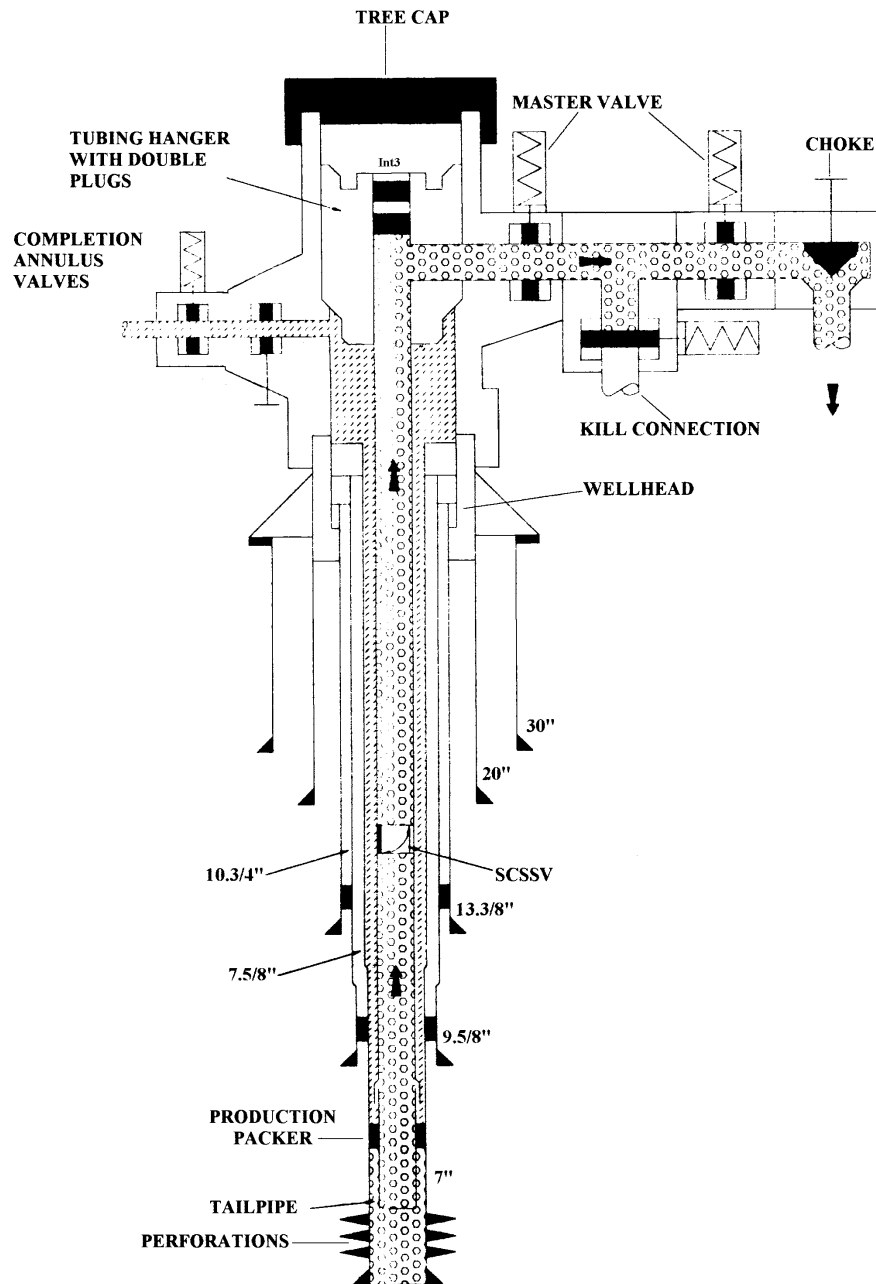
Uansett hvilket type av ventil tre gjelder at utstyr for en brønnoperasjon er montert på toppen av ventil tre. Under arbeidet på brønnen vil verktøy føres inn og ut av brønn. Det som gjelder er at når det ikke er noe verktøy gjennom ventil tre er ventilene her kategorisert som primær og sekundær barriere. Derfor er det vanlig å teste at disse ventilen kan holde på trykk før man går i gang med en brønnoperasjon.

Trykkontroll Brønnservice



Sammensatt tre (Composite Tree)

Trykkontroll Brønnservice



Horizontal tre (Horizontal Xmas Tree)

Trykkkontroll Brønnservice

2.6 OVERFLATE UTSTYR GENERELT

2.6.1 STRUPEVENTILER (Chokes)

I forbindelse med og under pumpeoperasjoner i brønnen. Det være seg sirkulering eller andre drepeoperasjoner, er det nødvendig med en strupeventil for å styre/regulere bunnhullstrykket. Bunnhullstrykket må sees i sammenheng med reservoartrykket. Bunnhullstrykket får man lest av dersom det er en permanent trykkmåler i brønnen. Dersom denne ikke er aktiv må man bruke trykket på toppen i brønnhodet. Det er da en fordel at man har en kjent fluid kolonne i brønnen mellom reservoaret og brønnhodet. Ofte er det nødvendig å kjøre trykk/temperaturmålere på kabel for å finne disse nedihullstrykkene og fluid fasene. Det er viktig å holde bunnhullstrykket konstant under pumpingen. Brønnstrømmen ut av brønnen kan også reguleres med en fast strupeåpning (Fixed choke) Disse strupeventilene er montert på strømningsrøret (flow line) ut fra brønnen eller ut fra returlinje på brønnintervensjons utstyr. Strupeåpningene kan endres og det finnes ulike størrelser. Størrelsene angis ofte som 64 deler av en tomme. En tomme er det samme som 25,4 mm. F.eks 1/64", 32/64"

Det er i hovedsak to typer av strupeventiler og det er viktig å forstå forskjellen på dem. Væsken som strømmer gjennom strupeventilen må gjøre en 90 grader sving. Dette gjelder for begge typene.

Typene er:

- *Fast strupeventil (fixed chokes)*
- *Justerbar strupeventil (adjustable chokes)*

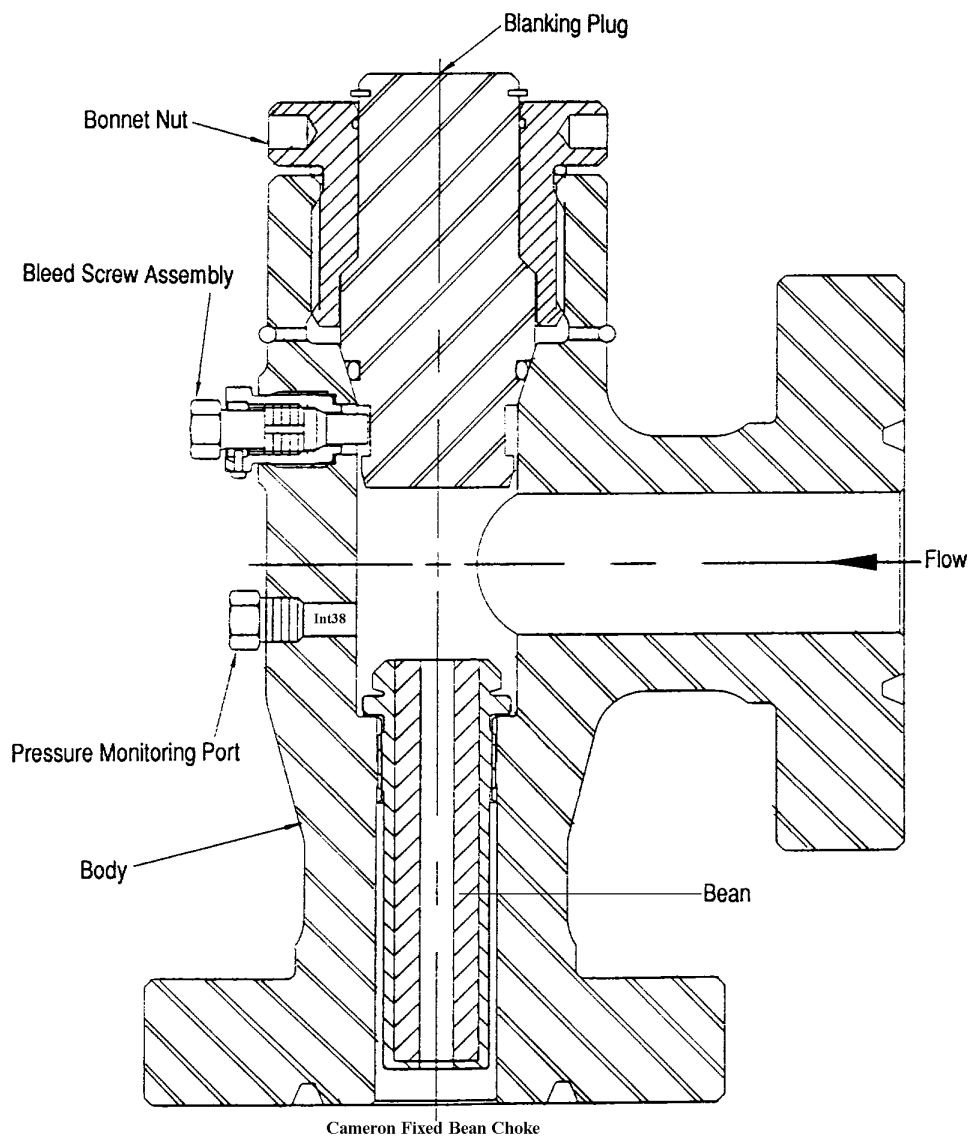
2.6.2 FAST STRUPEVENTIL

I en fast strupeventil må man skifte innsatsen (choke bean) for å endre brønnstrømmen og dermed også trykket. Dette er gjort når brønnstrømmen gjennom ventilen er stanset og ventilen isolert fra trykksiden. Trykket må reduseres til atmosfærens trykk før skifte blir utført.

JUSTERBAR STRUPEVENTIL

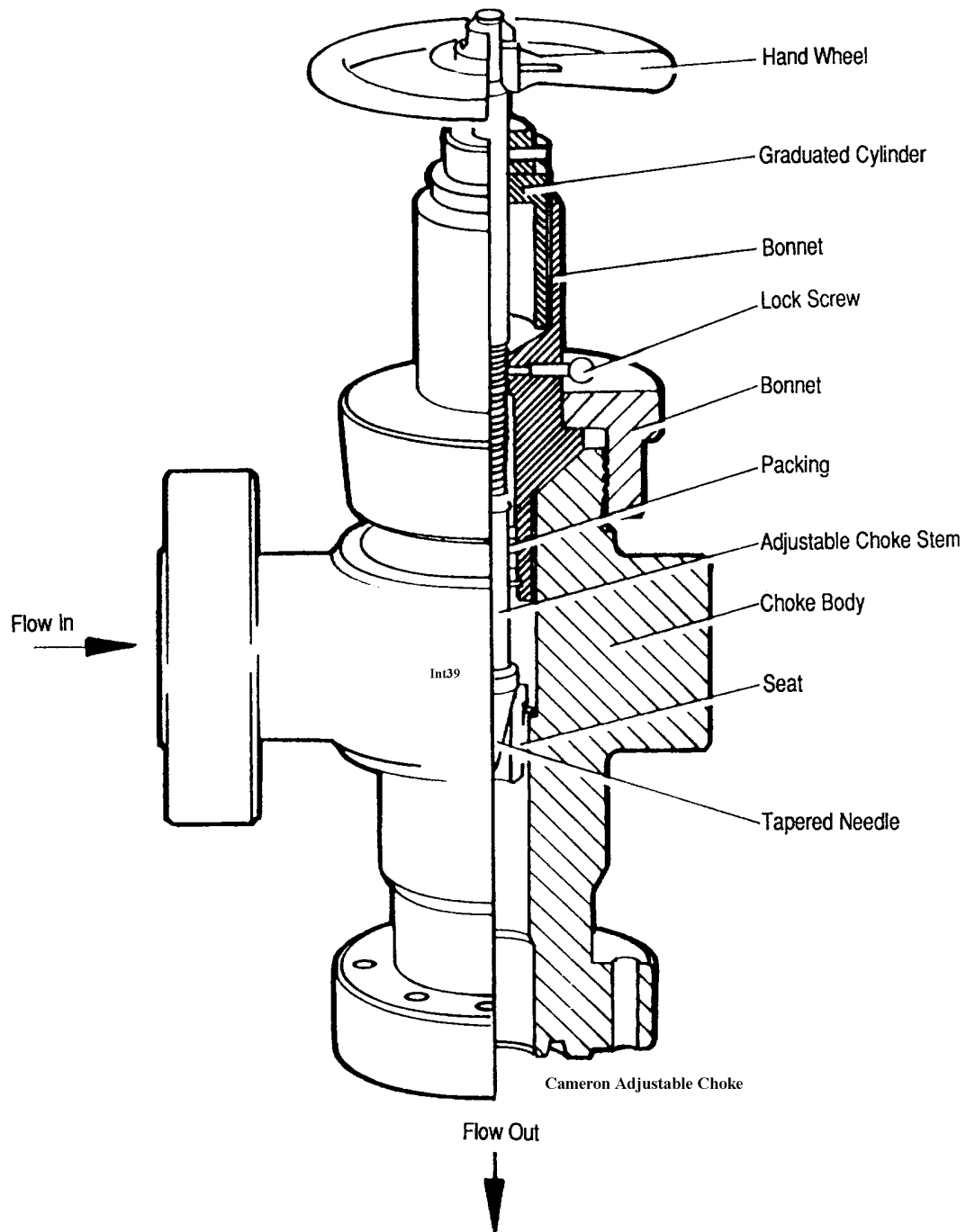
I en justerbar strupeventil kan brønnstrømmen endres når den strømmer gjennom ventilen. Vi trenger ikke å trykk avlaste. Den vanligste typen av den justerbare typen er konet nål og sete. (Tapered needle and seat)

Trykkontroll Brønnservice



Fast strupeventil

Trykkontroll Brønnservice



Justerbar strupeventil

Trykkkontroll Brønnservice

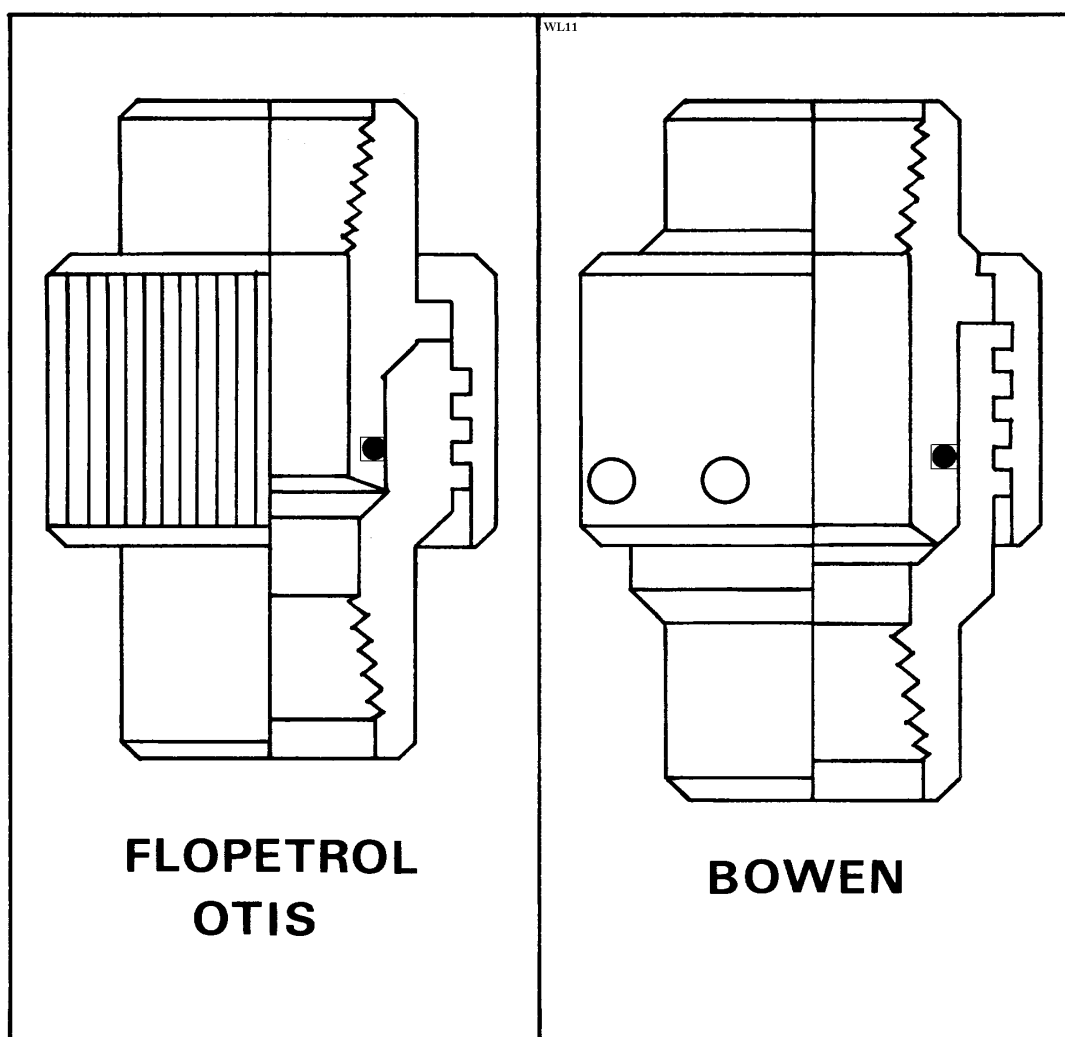
2.7 UTSTYR OG STIGERØRS KOPLINGER. (Equipment and Riser connections)

Utstyr brukt ved brønnoperasjoner er koplet sammen med følgende koplingstyper.

2.7.1 HURTIG KOBLINGER (Quick Unions)

Hurtig koplinger består av en krage/mutter/collar) som skrus nedpå et gjengeparti. Det er trapes gjenger av ACME typen. Det er en O-ring som tetter koplingen. Det er selvsagt nødvendig at denne o-ringen er i orden og tetningsflaten den skal ligge mot er glatt og fin. Det er ulike leverandører og typer av denne koplingen. To koplinger av ulik type må ikke benyttes sammen. Dersom det er vanskelig å frigjøre/lose en kopling kan dette skyldes to ting

1: Det finnes trykk i koplingen. Trykk avlast helt.



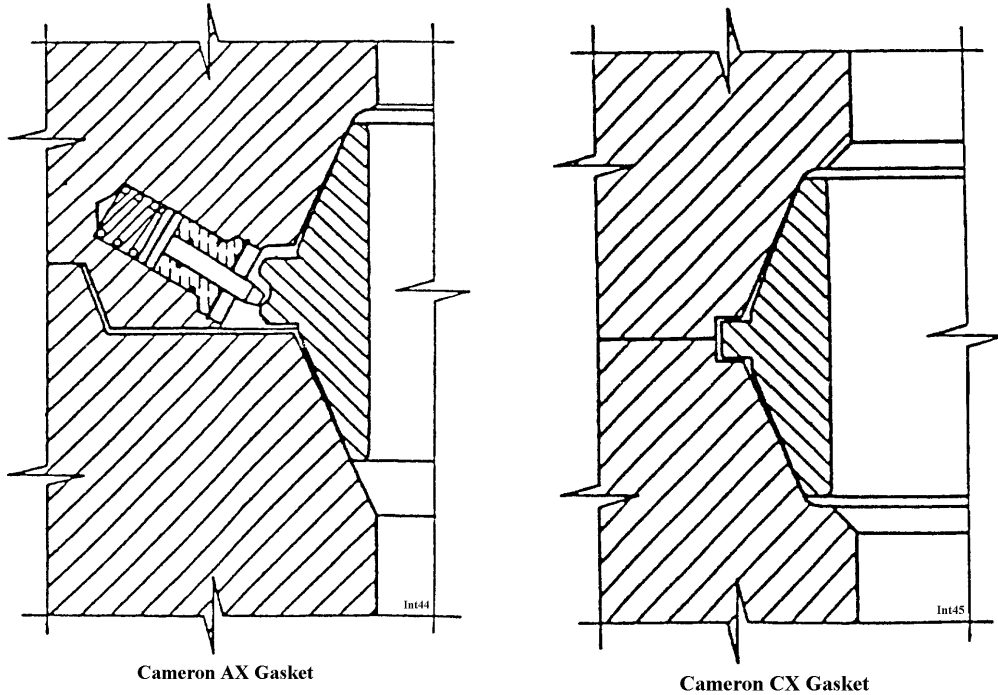
2: De to stigerørene som skal koples sammen henger skjevt i forhold til hverandre.

Trykkontroll Brønnservice

2.7.2 KLEMME TYPE KOBLINGER (Clamp Connections)

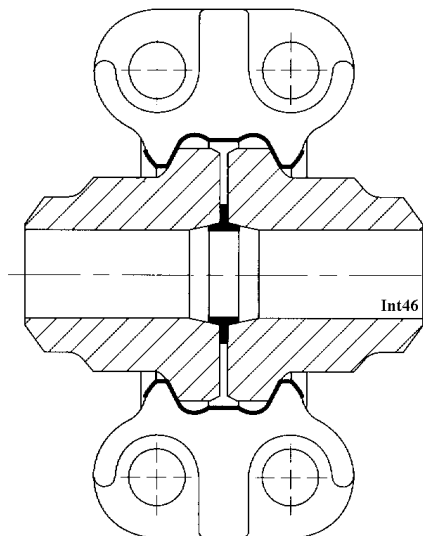
Disse koplingene er ofte levert av Cameron eller Grey. De støttes av trykket i brønnen for å tette.

Cameron typen er ikke vanlig å finne på ventil tre og brønnservice utstyr. Det finnes to typer: AX tetnings ring og CX tetnings ring. Begge typer er montert helt sammen slik at ikke tetningsringen er synlig mellom flensene.



Cameron klemme koplinger (Clamp Connections)

Trykkkontroll Brønnservice



Grayloc Clamp and Gasket

Grayloc koplingen er vanlig på brønnhoder og ventil tre. Tetningsringen er synlig mellom flensene. Tetningsringens form er slik at den tar opp bøyekrefter og kompresjons krefter mellom flensene.

Flens forbindelser: (Flange connections)

Flenser er koplinger beskrevet og tilhørende I API systemet. Det finnes to typer:

- *Type 6B for 2000, 3000 and 5000 psi. flenser (flange)*
- *Type 6BX for 10000, 15000 and 20000 psi. flenser.*

Det finnes ett og annet unntak til denne regelen. Lav trykk flenser (2000 & 3000psi) har avrundet ring spor i motsetning til flat bunn ring spor.

Type 6B flenser bruker enten R or RX tetnings ring. Tetningsringene kan brukes om en annen. Forskjellen på dem er at RX tetnings ring typen får hjelp av trykket i flensen til å tette med. Flensene ligger ikke mot hverandre når de er festet til hverandre.

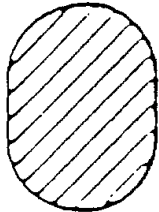
Type 6BX flenser bruker BX tetningsringer (ring gasket). Disse flensene ligger mot hverandre når de er gjort opp.

Obs: Størrelsen på flensen angir indre diameter gjennom flensen

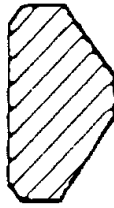
Alt nytt utstyr som skal holde på trykk (stigerør, ventiler, flenser, etc.) er testet til leverandørens (manufacturer) test trykk. Dette er vanligvis 50% høyere enn det som leverandøren oppgir som høyest tillatt arbeidstrykk.

I enhver utstyr sammenstilling er ikke sammenstillingen kvalifisert til mer enn den komponenten I sammenstillingen som har lavest tillatt arbeidstrykk.

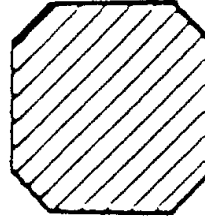
Trykkontroll Brønnservice



R



RX



BX

Tetningsringer for flenser (Ring Gaskets for Flanges)

'6B' and '6BX' flenser kan være integrerte flenser eller flenser som er påsatt ved sveising. Det kan også være blindflenser i enden av rør systemet. Det stilles naturligvis krav til sveis kvaliteten.

Type '6B' Kan også brukes som flenser med gjenger. Noen typer av '6BX' blind flenser kan også benyttes som test flenser. Flenser med segment er brukt ved flere størrelser komplettering i samme brønnhode og er integrert i rør systemene.

2.7.3 DESIGN

Trykk klasse og størrelses område for flens typer finner vi I tabeller.

2.7.4 TYPE '6B' FLENSER

Generelt.

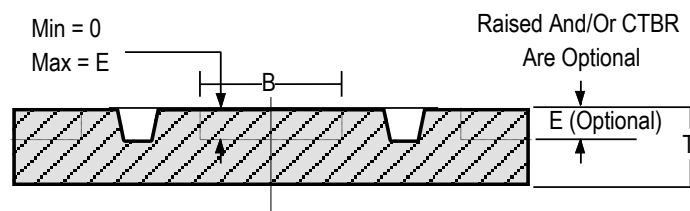
API (American Petroleum Institute) Type '6B' flenser er flenser med tetnings ring I spor mellom flensene og flensene ligger ikke mot hverandre. Kreftene som oppstår ved trekking på boltene blir overført til tetningsringen. Tetningsringen kan være av ulike material kvaliteter.

Unntak for integrert flens (Integral Flange Exceptions.)

Type '6B' flenser brukt som ende koplinger på foringsrør hoder (casing head) og produksjon rør hoder (Tubing head) kan ha spesielle kanter eller spor for å lande foring rør henger eller produksjon rør henger i dem.

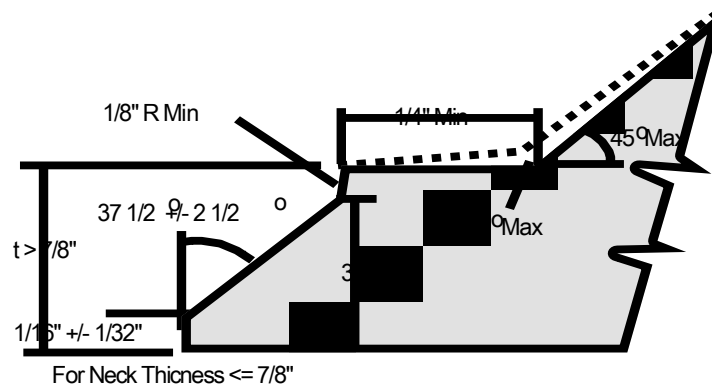
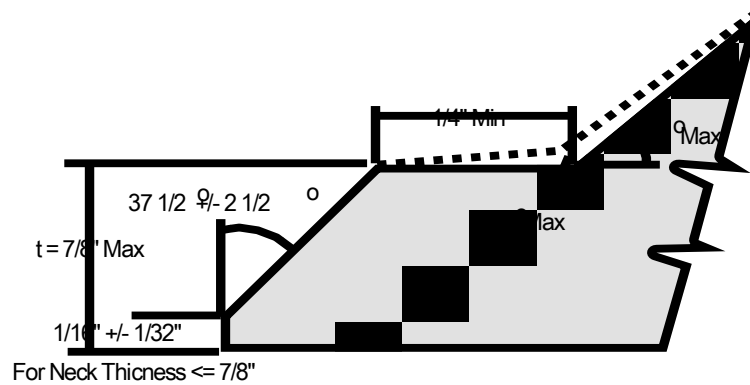
Type '6B' flenser skal bruke type 'R' or Type 'RX' tetnings ringer.

Ring spor (Ring Grooves.) kan leveres med en spesiell stål kvalitet som har høy motstand mot korrosjon. Dette er ofte et belegg som legges med sveis i ringsporet. Det er viktig at sveisen slipes ned til å gi full indre diameter gjennom flensen.



Trykkkontroll Brønnservice

pe 6B Blind Flenser



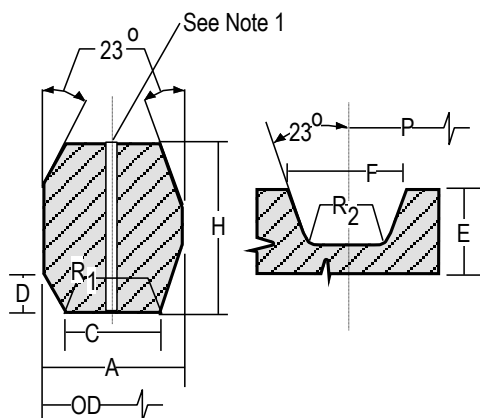
Trykkkontroll Brønnservice

Weld End Preparation for Type 6B and 6BX Weld Neck Flanges

2.7.5 TETNINGS RINGER

Generelt

Type 'R', 'RX', and 'BX' tetningsringer er brukt i flenser. Type 'R' og 'RX' tetningsringer kan vi bruke om en annen i en type '6B' flens. Bare type 'BX' tetnings ring skal vi bruke i type '6BX' flenser. Type 'RX' og 'BX' tetningsringer (gaskets) tetter med assistanse fra trykket i flensen men de kan ikke brukes om en annen.



Tolerances

A*	(width of ring)	+/- 0.008 - 0.000
C	(Width Of Flat)	+/- 0.006 - 0.000
E	(Depth Of Groove)	+/- 0.02 - 0
F	(Width Of Groove)	+/- 0.008
H*	(Height Of Ring)	+/- 0.008 - 0.000
OD	(OD Of Ring)	+/- 0.020 - 0.000
R1	(Radius In Rings)	+/- 0.02
R2	(Radius In Groove)	+/- Max
23°	(Angle)	+/- 1/2 deg

* A Plus Tolerance Of 0.008 ins for Width A and Height H Is Permitted
Provided The Variation In Width Or Height Of Any Ring Does Not
Exceed 0.004 ins Throughout Its Entire Circumference

Trykkkontroll Brønnservice

API TYPE 6B — FLANGE SPECIFICATIONS											Int48
Working Pressure (psi)	Standard Studs	Nominal Size (in.)	Outside Diameter (in.)	Total Flange Thickness (in.)	Hub Diameter (in.)	Bolt Circle Diameter (in.)	Pitch Diameter Ring Groove (in.)	R or RX Ring Number	Studs		
									Number Required	Diameter (in.)	Length (in.) All Thread Tap End
2,000		2 ¹ / ₁₆	6 ¹ / ₂	1 ³ / ₁₆	3 ⁹ / ₁₆	5	3 ³ / ₄	23	8	5/8	4 ¹ / ₂ 3 ¹ / ₂
		2 ³ / ₁₆	7 ¹ / ₂	1 ⁷ / ₁₆	3 ¹³ / ₁₆	5 ⁷ / ₈	4	26	8	3/4	5 ¹ / ₄ 4
		3 ¹ / ₈	8 ¹ / ₄	1 ⁹ / ₁₆	4 ¹ / ₈	6 ³ / ₈	4 ⁷ / ₈	31	8	3/4	5 ¹ / ₄ 4
		4 ¹ / ₁₆	10 ³ / ₄	1 ¹³ / ₁₆	6	8 ¹ / ₂	5 ⁵ / ₈	37	8	7/8	6 4 ¹ / ₂
		7 ¹ / ₁₆	14	2 ³ / ₁₆	8 ³ / ₄	11 ¹ / ₂	8 ⁵ / ₁₆	45	12	1	7 5
		9	16 ¹ / ₂	2 ¹ / ₂	10 ³ / ₄	13 ³ / ₄	10 ⁵ / ₈	49	12	1 ¹ / ₈	8 ¹ / ₄ 5 ¹ / ₄
		11	20	2 ¹³ / ₁₆	13 ¹ / ₂	17	12 ³ / ₄	53	16	1 ¹ / ₄	8 ³ / ₄ 6 ¹ / ₄
		13 ³ / ₈	22	2 ¹⁵ / ₁₆	15 ³ / ₄	19 ¹ / ₄	15	57	20	1 ¹ / ₄	9 ¹ / ₄ 6 ³ / ₄
		16 ³ / ₄	27	3 ³ / ₁₆	19 ¹ / ₂	23 ³ / ₄	18 ¹ / ₂	65	20	1 ¹ / ₂	10 ¹ / ₄ 7 ¹ / ₄
		21 ¹ / ₄	32	3 ⁷ / ₈	24	28 ¹ / ₂	23	73	24	1 ³ / ₄	11 ³ / ₄ 8 ³ / ₄
3,000		2 ¹ / ₁₆	8 ¹ / ₂	1 ¹³ / ₁₆	4 ¹ / ₈	6 ¹ / ₂	3 ³ / ₄	24	8	7/8	6 4 ¹ / ₂
		2 ³ / ₁₆	9 ⁵ / ₈	1 ¹⁵ / ₁₆	4 ⁷ / ₈	7 ¹ / ₂	4 ¹ / ₄	27	8	1	6 ¹ / ₂ 5
		3 ¹ / ₈	9 ⁹ / ₈	1 ¹⁷ / ₁₆	5	7 ³ / ₂	4 ³ / ₄	31	8	7/8	6 4 ¹ / ₂
		4 ¹ / ₁₆	11 ¹ / ₂	2 ¹ / ₁₆	6 ¹ / ₄	9 ¹ / ₄	5 ¹ / ₈	37	8	1 ¹ / ₈	7 5 ¹ / ₄
		7 ¹ / ₁₆	15	2 ¹ / ₂	9 ¹ / ₄	12 ¹ / ₂	8 ³ / ₁₆	45	12	1 ¹ / ₈	8 ¹ / ₄ 5 ³ / ₄
		9	18 ¹ / ₂	2 ¹³ / ₁₆	11 ³ / ₄	15 ¹ / ₂	10 ⁵ / ₈	49	12	1 ³ / ₈	9 6 ¹ / ₂
		11	21 ¹ / ₂	3 ¹ / ₁₆	14 ¹ / ₂	18 ¹ / ₂	12 ³ / ₄	53	16	1 ³ / ₈	9 ³ / ₂ 6 ³ / ₄
		13 ³ / ₈	24	3 ⁷ / ₁₆	16 ¹ / ₂	21	15	57	20	1 ³ / ₈	10 ³ / ₄ 7 ³ / ₄
		16 ³ / ₄	27 ³ / ₄	3 ¹⁵ / ₁₆	20	24 ¹ / ₄	18 ¹ / ₂	66	20	1 ³ / ₈	11 ³ / ₄ 8 ³ / ₄
		20 ³ / ₄	33 ³ / ₄	4 ¹ / ₈	24 ¹ / ₂	29 ¹ / ₂	23	74	20	2	14 ¹ / ₂ 10 ¹ / ₄
5,000		2 ¹ / ₁₆	8 ¹ / ₂	1 ¹³ / ₁₆	4 ¹ / ₈	6 ¹ / ₂	3 ³ / ₄	24	8	7/8	6 4 ¹ / ₂
		2 ³ / ₁₆	9 ⁵ / ₈	1 ¹⁵ / ₁₆	4 ⁷ / ₈	7 ¹ / ₂	4 ¹ / ₄	27	8	1	6 ¹ / ₂ 5
		3 ¹ / ₈	10 ¹ / ₂	2 ¹ / ₁₆	5 ¹ / ₄	8	5 ¹ / ₈	35	8	1 ¹ / ₈	7 ¹ / ₂ 5 ¹ / ₂
		4 ¹ / ₁₆	12 ¹ / ₄	2 ¹ / ₁₆	6 ³ / ₈	9 ¹ / ₂	6 ³ / ₈	39	8	1 ¹ / ₄	8 6
		7 ¹ / ₁₆	15 ¹ / ₂	3 ³ / ₈	9	12 ¹ / ₂	8 ³ / ₁₆	46	12	1 ³ / ₈	10 ³ / ₄ 7 ³ / ₂
		9	19	4 ¹ / ₁₆	11 ¹ / ₂	15 ¹ / ₂	10 ⁵ / ₈	50	12	1 ³ / ₈	12 8 ³ / ₂
		11	23	4 ¹¹ / ₁₆	14 ¹ / ₂	19	12 ³ / ₄	54	12	1 ³ / ₈	13 ³ / ₄ 9 ¹ / ₂

API TYPE 6BX — FLANGE SPECIFICATIONS											
Working Pressure (psi)	Standard Studs	Size and Bore (in.)	Outside Diameter (in.)	Flange Thickness (in.)	Hub Diameter (in.)	Bolt Circle Diameter (in.)	Outside Diameter Ring Groove (in.)	BX Ring Number	Studs		
									Number Required	Diameter (in.)	All Thread Tap End
5,000		13%	26½	4 ⁷ / ₁₆	18 ¹³ / ₁₆	23¾	16.063	BX-160	16	1½	12½ 8½
		16¾	30¼	5½	21 ¹ / ₈	26¾	18.832	BX-162	16	1¾	14½ 9½
		18¾	5%	6 ¹⁷ / ₃₂	26 ⁹ / ₁₆	31%	22.185	BX-163	20	2	17½ 11½
		21¼	39	7½	29%	34%	24.904	BX-165	24	2	18½ 12
10,000		1 ⁹ / ₁₆	7%	1 ²¹ / ₃₂	3½	5¼	3.062	BX-151	8	¾	5¼ 3¾
		2 ¹ / ₁₆	7%	1 ⁴⁷ / ₆₄	3 ¹³ / ₁₆	6¼	3.395	BX-152	8	¾	5¼ 3¾
		2 ³ / ₁₆	9%	2 ¹ / ₆₄	4¾	7¼	4.046	BX-153	8	7⁄8	6 4½
		3 ¹ / ₁₆	10%	2 ⁴⁹ / ₆₄	5 ¹³ / ₃₂	8½	4.685	BX-154	8	1	7 4¾
		4 ¹ / ₁₆	12 ¹ / ₈	2 ¹⁹ / ₆₄	7 ¹ / ₁₆	10 ³ / ₁₆	5.930	BX-155	8	1½	8¼ 5½
		7 ¹ / ₁₆	18%	4 ¹ / ₁₆	11%	15%	9.521	BX-156	12	1½	11¼ 7¾
		9	21%	4%	14¾	18¾	11.774	BX-157	16	1½	13 8½
		11	25½	5 ⁹ / ₁₆	17¾	22¼	14.064	BX-158	16	1¾	15 9½
		13%	30%	6%	21¾	26½	17.033	BX-159	20	1¾	17½ 11¼
		16¾	34 ⁵ / ₈	6%	25 ¹³ / ₁₆	30 ⁹ / ₁₆	18.832	BX-162	24	1¾	17½ 10¼
		18¾	40 ¹⁵ / ₁₆	8 ²⁵ / ₃₂	29%	36 ⁷ / ₁₆	22.752	BX-164	24	2¼	22¼ 14¼
		21¼	45	9½	33%	40¼	25.507	BX-166	24	2½	24¼ 15½
15,000		2 ¹ / ₁₆	8¾	2	4 ³ / ₈	6%	3.395	BX-152	8	7⁄8	6 4¼
		2 ³ / ₁₆	10	2¼	5 ¹ / ₁₆	7%	4.046	BX-153	8	1	7 4¾
		3 ¹ / ₁₆	11 ⁵ / ₁₆	2 ¹⁷ / ₃₂	6 ¹ / ₁₆	9 ¹ / ₁₆	4.685	BX-154	8	1½	7½ 5¼
		4 ¹ / ₁₆	14 ³ / ₁₆	3 ³ / ₃₂	7 ¹¹ / ₁₆	11 ⁷ / ₁₆	5.930	BX-155	8	1½	9½ 6½
		7 ¹ / ₁₆	19%	4 ¹¹ / ₁₆	12 ¹³ / ₁₆	16%	9.521	BX-156	16	1½	12¾ 8¼
		9	25½	5¼	17	21¾	11.774	BX-157	16	1¾	15¼ 10¼
		11	32	7¾	23	28	14.064	BX-158	20	2	19¼ 12
20,000		1 ¹³ / ₁₆	10%	2½	5¼	8	3.062	BX-151	8	1	7¾ 5
		2 ¹ / ₁₆	11 ⁵ / ₁₆	2 ¹³ / ₁₆	6 ¹ / ₁₆	9 ¹ / ₁₆	3.395	BX-152	8	1½	8¼ 5½
		2 ³ / ₁₆	12 ¹³ / ₁₆	3%	6 ¹³ / ₁₆	10 ³ / ₁₆	4.046	BX-153	8	1¼	9¼ 6
		3 ¹ / ₁₆	14 ⁷ / ₁₆	3%	7 ³ / ₁₆	11 ⁵ / ₁₆	4.685	BX-154	8	1¾	10¼ 6¼
		4 ¹ / ₁₆	17 ⁹ / ₁₆	4 ³ / ₁₆	9 ⁹ / ₁₆	14 ¹ / ₁₆	5.930	BX-155	8	1¾	12¼ 8¼
		7 ¹ / ₁₆	25 ³ / ₁₆	6½	15 ³ / ₁₆	21 ¹³ / ₁₆	9.521	BX-156	16	2	17½ 11¼

Trykkontroll Brønnservice

2.7.6 KOMPLETTERING

Komplettering er operasjonen hvor en skal kople reservoar til overflate eller undersjøiske produksjonsanlegg. Kompletteringen for en havbunn brønn og en plattformbrønn til sjøs er i prinsippene svært like. Vedlikeholdsarbeidet er imidlertid mer krevende på havbunn brønner spesielt med tanke på bevegelser over havbunn.

Når det gjelder havbunn brønner må man skille mellom vedlikehold hvor riser er montert mellom brønn og rigg og hvor riser ikke er nødvendig. (Riserless intervention)

Det er også vært nyttet en teknologi hvor verktøy er hydraulisk ført inn i brønnen og tilbake. (Snorre UPA) Denne metoden kalles gjennom strømningsrør teknologi (TFL).

Komplettering ulike design.

Komplettering kan deles inn i 3 hovedkategorier:

- 1.Åpent hull.
- 2.Perforert sementert rør i reservoar seksjonen (Liner/Casing).
- Perforert rør uten sement mot formasjonen, sandskjerming eller gruspakking.

Ut fra disse hovedkategorier finnes mange alternativer med tanke på valg av utstyr. Komplettering kan være enkelt med en pakning eller den kan være delt i flere seksjoner med bruk av multiple paknings arrangement.

Styring og kontroll av innstrømning fra formasjon til brønn kan være lagt opp for en mekanisk intervensjon eller med kontroll fra overflaten som et elektrisk eller hydraulisk system. (SCRAMS)

Brønntyper for valg av komplettering:

- 1.olje produsent
- 2.Gass produsent
- 3.Vann injektor
- 4.Gass injektor
- 5.Vann alternativt gass injektor
- 6.Olje produsent som senere blir en vann injektor
- 7.Gass produsent som senere blir en gass injektor
- 8.Brønn for injeksjon av uønsket væske om bord.

Kompletteringsvalget må også ta stilling til material kvalitet med tanke på produksjon av korrosive gasser, trykk, temperatur og strømningsmengder. (Flow Rates). En vurdering av reservoarets evne til å opprettholde trykket blir gjort basert på drivmekanismer og oljefelle utformingen.

Det blir beregnet en produksjon indeks for brønnen. Konsoliderte eller ikke konsoliderte formasjoner kartlegges og formasjons styrker beregnes i minst to plan (Matrix stress).

Trykkkontroll Brønnservice

Formasjons styrke er beregnet fra en integritet test eller lekkasjetest av formasjonen (FIT/LOT). På grunnlag av dette trykket og slam brukt under test kan vi regne ut et største overflatetrykk (MAASP) for å unngå å sprengre formasjoner som igjen kan føre til tap av borevæske og utvikling av en ukontrollert bevegelse av væske eller gass i undergrunnen.

Kompletteringsprogram

Kompletterings operasjonen må utføres etter at et signert og godkjent arbeidsprogram er skrevet. Signaturer skjer på flere nivåer i organisasjonen. Arbeidsprogrammet bør inneholde et organisasjonskart for den avdeling som har utarbeidet programmet.

Programmet skal presenteres for alle involverte mannskap og firma involvert i installasjonen i et arbeidsmøte i forkant. (Pre job meeting). Dersom endringer iverksetter man utarbeidelse av en endringslogg (MOC) og får denne signert ut på samme nivå som hovedprogram eller av en ansvarlig person med mandat til å signere.

Et typisk program kan inneholde følgende punkter:

- Kjør rense utstyr med børste og magnet og gjør rent der hvor pakninger skal stå.
- Sirkuler til sjøvann og senere til pakningsvæske
- Kjør komplettering strengen
- Sett produksjon pakningen over reservoaret.
- Sett sikkerhetsventil i ringrom (ASV) dersom det er planlagt for gass i ringrom.
- Lekkasje test komplettering strengen
- Demonter BOP
- Monter ventiltre (X-MAS TREE) og lekkasje test.
- Kjør wireline og åpne en kommunikasjon over produksjon pakning mellom produksjon rør og produksjon foring rør.
- Fortreng væske med gass (N2) for å skape en underbalanse i brønnen
- Kjør wireline og steng kommunikasjonen mellom produksjon rør og produksjon foring rør.
- Kjør wireline og fjern plugg i brønnen under produksjon pakning (Glass Plug) eller trykk opp brønnen for å fjerne plugg.
- Kjør wireline og perforer i den produktive sonen eller soner i reservoaret. Trykk vil nå bygge seg opp i ventiltre.
- Fyll ut og signer et brønn overleveringsdokument. Driftsleder aksepterer brønnstatus funnet i overlevering dokument og signerer.

Avdeling for komplettering utarbeider en skisse med nødvendig informasjon for brønnen (Well Schematic). Denne er brukt av intervensjoner ved senere brønnvedlikehold.

Avdeling for brønnintegritet utarbeider barriere type diagram som viser første og andre barriere sammensetninger. Det skal også foreligge barriere diagrammer for de enkelte sekvenser i en kompletteringsoperasjon.

Grunnlaget for gjennomføring av alle brønnoperasjoner er en risikovurdering.

Barrierer:

Ved kjøring av komplettering skal det alltid være minst 2 uavhengige barrierer som er testet til nok trykk. Følgende barriereelementer er brukt;

Trykkkontroll Brønnservice

1. Utblåsning sikring (BOP)
2. Brønnvæke med kjent densitet og volum i brønnen. Det skal foreligge et system som kan overvåke volumet.
3. Sement og testet foringsrør
4. Mekaniske barriere. Plugger og pakninger

Barrierene skal fortrinnsvis gjennomgå en test parallelt med strømrretningen. Dersom det ikke er mulig utføres en test fra overflaten er nødvendig. Dersom det utføres en test av barriere mot åpnet formasjon skal trykket for testen ligge 70 bar over formasjonens oppsprekkingstrykk.

Overflate ventiler:

Det er et krav at strengen kan lukkes på overflaten med en ventil (FOSV eller IBOP) under alle faser av operasjonen. Det krever at gjengeoverganger er sjekket ut og identifisert.

Ikke skjærbare rør i BOP:

Dersom det er rør i BOP som ikke kan skjæres skal det etableres et sikkerhets rør/brønnsparkekrør som kan monteres på strengen og senkes ned i BOP slik at omslutningsventiler i BOP da kan stenges. Det er da viktig at man hele tiden kjenner avstander til de enkelte omslutningsventiler i BOP fra et referansepunkt på boredekk (Space Out Diagram).

Barriere integritet krav:

Det er standarder som definerer hvilke krav som gjelder og ikke minst hvilke akseptkriterier som gjelder for barriere element. F. eks. ISO 14310-V0-V3, API RP53 eller API 16D

1. Alle barriere elementer må tåle det høyeste trykket som kan komme på posisjonen til elementet. Det kan være poretrykk minus en gassgradient (0,1psi/ft)
2. Sementplugger med unntak av plugger i åpent hull seksjoner skal utsettes for et test trykk parallelt med strømnings retningen. Sement plugg høyde må verifisere ved å sette ned vekt på toppen.
3. Ved sirkulering må volum kontroll føres i et volumregnskap. Overføringer mellom tank systemer bør unngås under sirkuleringen. Når det blir sirkulert til lettere væsker må volumet når brønnen går over fra overbalanse til underbalanse være kjent. Dersom det er avvik bør brønnen stenges inn og avviket sjekket ut.

Pumpe eller fortrenningsplan skal inneholde:

- Volumer og densitet til væsker pumpet
- Planlagte pumpe mengder/hastigheter
- Beskrivelse av barriere elementer i brønnen og trykket under elementet. Anta poretrykk for elementer i relativ kort vertikal avstand fra reservoaret.

Trykkkontroll Brønnservice

- Planlagt BOP status. Åpen eller stengt. Chokeline/Riser/Casing retur.
- Pumpe trykkutvikling og spesielt når en underbalanse inntreffer.

Pumpe planen må inneholde:

- Start trykk (ICP) ved etablert sirkulerings mengde (SCR)
- Volum og trykk når pumpet mengde når bunn av streng eller sirkulasjonspunkt i produksjons rør.
Høyeste sirkulasjonstrykk=start trykk(ICP)+statisk u rør trykk forskjell når lett væske er på bunn av strengen.
- Volum når underbalanse inntreffer. Underbalanse i forhold til trykk under en mekanisk barriere i brønnen. Hydrostatisk trykk i ring rom=trykk under barriere i brønnen.
- Slutt trykk med ny væske i hele brønn systemet (FCP)

Dersom der er brukt skillevæsker (Spacers) bør vekten på skillevæske være lik væsken på tung brønnvæske eller lettere væske som sirkuleres inn, slik at ikke trykk beregningene blir for kompliserte.

Dersom det under sirkulering kommer mer returvæske enn beregnet kan det tyde på tap av den mekaniske barrieren og sirkulering må stanse og brønnen stenges inn.

Spesifikke krav til barrierer brukt under komplettering:

BOP:

- Trykk klasse større enn maksimum forventet overflate trykk under operasjonen.
- Temperatur klasse
- Konfigurert for strengen som er i brønnen
- Sertifikat godkjent av leverandør.

Sementert shoe track:

- Test av foring rør er ikke en test av shoe track
- Innstrømningstest av shoe track må tåle det høyeste differensial trykket som kan oppstå, og kan utføres dersom hensikten er midlertidig eller permanent fratredelse fra brønnen.
- Innstrømning testet shoe track er en enkel barriere selv om tilbakeslags ventil er brukt ved kjøring av foring rør.

Sementert foring rør:

- Riktig og konsistent densitet
- Ingen feil ved prosedyre eller svikt i utstyr.
- Korrekt volumer registrert
- Korrekte pumpetrykk registrert
- Riktig teoretisk toppen av sement oppnådd basert på pumpetrykk (TTOC)

Trykkkontroll Brønnservice

- Sementen dekker alle permeable soner med potensiale for strømming av hydrokarboner
- Indikasjon på at topp pluggen landet (To steg sementering)
- Tilbakeslagsventiler som holder på trykket.

Generelt:

Bruk av prøver på overflaten kan gi feiltolkning av sement hardhet og styrke plassert i brønnen da nedi hulls forhold er mye forskjellig fra overflate forhold. Det er anbefalt å følge anvisninger i API RP65-del 2 for å sikre sement styrke

Sementplugg i brønnbanen

- Sementpluggen er kun godkjent etter god trykk test
- Sementpluggens posisjon i brønnen må verifiseres. (Tag)

Generelt:

Det er ikke nødvendig å teste en sementplugg som er plassert over en mekanisk plugg som allerede er testet. Det er ikke nødvendig å teste en sementplugg dersom den er plassert mellom andre sementplugg i brønnbanen og det ikke ble observert tap under etablering i brønnbanen.

Sirkulasjon systemet:

Det er viktig at mannskapet kjenner til kapasitet og operasjon av hele sirkulasjon systemet.

- Borevæskepumper
- Sement pumpe
- Kill manifold
- Strupemanifold
- Sement manifold
- Top drive med ventiler
- Bulk systemet/tanker
- Tank system for borevæske
- Tank system for kompletteringsvæske
- Overførings linjer
- Tur tank systemet (Trip tank)
-
- Avleder systemet (Diverter)

Det er også viktig at mannskapet kjenner til oppbygning og trykk kapasitet for utblåsning sikring (BOP). Det er også viktig å identifisere skjære kapasiteten til skjære ventilen (Shear Ram)

Arbeidstrykk og test trykk for BOP ventiler er avhengig av hvilken hull seksjon/størrelse som er i bruk. Generelt gjelder at små dimensjoner tåler høyere trykk enn store dimensjoner.

Trykkkontroll Brønnservice

Det er like galt med en før høy topp av sement som en for lav topp av sement. Det krever kanskje fjerning og etablering av en ny sementplugg.

Trykk i ringrom (Sustained casing pressure). Metoden for å undersøke en eventuell lekkasje inn mot et ringrom er å trykke opp eller blø av ringrom, for så å registrere trykk endringer i nabo ringrom eller produksjonsrør. Dersom en lekkasje er verifisert kan et tracer materiale benyttes for å estimere lekkasjens posisjon i brønnen. Eventuelt kan et loggeverktøy benyttes som kan detektere lekkasjen og/eller eventuell strømming bak foringsrøret.

Kapittel 3

Prinsipp & Prosedyrer

Trykkkontroll Brønnservice

3 GENERELL TRYKKKONTROLL (P&P)

3.1 HYDROSTATISK TRYKK

Trykk er definert som kraft (F) per flateenhet (A).

Formel for trykk mot en flate :
$$p = \frac{F}{A}$$

I SI systemet er måleenheten *Pascal* (1 Pa = 1 N/m²)

I det amerikanske systemet (oil field units) er enheten *punds per square inch* (psi).

Benevnelser

Videre i manualen vil vi avvike litt fra SI-systemet da noen av grunnenheter (Pa, N) vil være upraktiske.

For trykk vil vi bruke bar der:

$$\begin{aligned} 1 \text{ bar} &= 100\,000 \text{ Pa} = 100\,000 \text{ N/m}^2 \\ 1 \text{ bar} &= 100 \text{ kPa} \\ 1 \text{ bar} &= 0,1 \text{ Mpa} \quad \rightarrow \quad 1 \text{ MPa} = 10 \text{ bar} \\ 1 \text{ bar} &= 1 \text{ daN/cm}^2 \\ 1 \text{ bar} &= 14,5038 \text{ psi} \\ 1 \text{ psi} &= 1 \text{ lbf / in}^2 \end{aligned}$$

Tettheten til borevæsker og formasjonsfluid er normalt uttrykt som spesifikk tetthet. Denne måleenheten er benevningsløs, men i størrelse relaterer den seg til tettheten av vann. Tettheten kan også uttrykkes som masse per volum med benevnelsen g/cm³ eller kg/liter.

1,0 s.g. = 1,0 kg/liter = 1,0 g/cm³ = 1000 kg/m³

Spesifikk tetthet blir noen ganger kalt relativ densitet (RD). På engelsk specific gravity (sg).

Det hydrostatiske trykket (p) i en søyle med væske eller gass er kun avhengig av tettheten på væsken/gassen og søylens vertikale høyde. Hydrostatisk trykk er *isotropisk*, dvs. at det virker med samme "kraft" i alle retninger. Tettheten av væsker forandrer seg lite selv om trykket varierer, mens tettheten av gass er svært avhengig av trykket den er utsatt for. Dette skyldes at gass har høy kompressibilitet, mens væsker nesten ikke er kompressible.

Formel for trykk i en væskesøyle :
$$p = 0,0981 \cdot \rho \cdot TVD$$

Her får vi trykket ut i bar når vi setter inn densiteten i spesifikk tetthet og dybden i meter.

Vi benytter den greske bokstaven ρ (rho) for densitet og betegnelsen TVD (True Vertical Depth) for dybde. Den faste faktoren 0,0981 har sitt utspring i tyngdeakselerasjon 9,81 m/s² men vi har flyttet komma for å tilpasse våre enheter.

Trykkkontroll Brønnservice

Trykkgradienten angir hvor mye det hydrostatiske trykket øker per vertikal dybde-enhet. Måleenheten blir dermed bar/m eller psi/ft i Field systemet. Ved beregning av trykkgradient bør en ha med minst 3 desimaler.

Formel for trykkgradient : $gradient = 0,0981 \cdot \rho$

Vi kan snu på den opprinnelige trykkformelen vår for å finne:

Formel for slamdensitet : $\rho = \frac{p}{0,0981 \cdot TVD}$

Formel for vertikal høyde : $TVD = \frac{p}{0,0981 \cdot \rho}$

Eksempel :

- a) Beregn hydrostatisk trykk av en 2500m høy søyle med 1,32 sg slam.
- b) Beregn slamdensiteten når slamgradienten er 0,145 bar/
- c) Beregn trykkgradienten for en væske med densitet 1,68 s.g.
- d) Beregn slamdensiteten til en væske når trykket er 260 bar på 1770m.

Løsning :

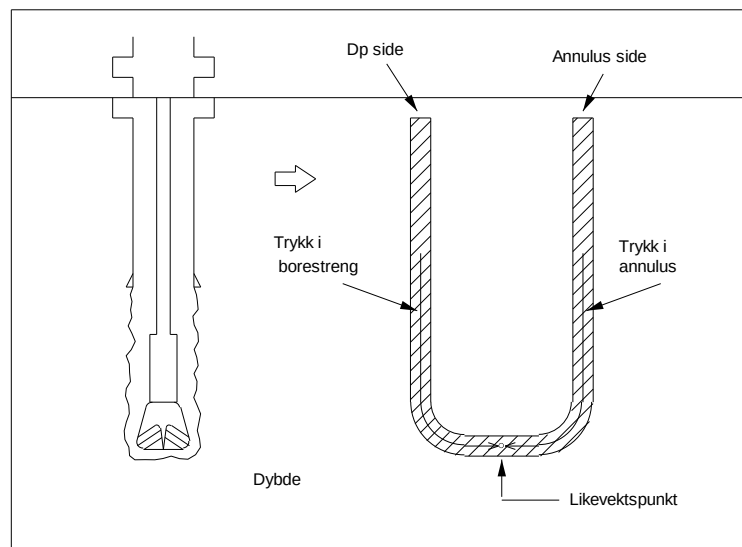
- a) Trykk = $1,32 \cdot 0,0981 \cdot 2500 = 324$ bar
- b) Slamdensitet = $\frac{0,145}{0,0981} = 1,48$ kg/liter
- c) Trykkgradient = $1,68 \cdot 0,0981 = 0,165$ bar/m
- d) Slamdensitet = $\frac{260}{0,0981 \cdot 1770} = 1,50$ kg/liter

Trykkkontroll Brønnservice

U-Rør modellen

Det er ofte nyttig å sammenlikne borestrengen og annulus som de to beina av et U-rør når vi skal analysere trykkforholdene i en brønn. Dette kan vi gjøre fordi slammet i annulus og slammet i borestrengen utgjør to væskesøyler som står i kommunikasjon med hverandre gjennom borekrona som vist i figuren.

Dersom U-røret kommer i ubalanse, vil fluid strømme fra den "tunge" siden til den "lette" siden inntil balansen har blitt gjenopprettet (*U-tubing*). Denne strømmingen kan bare stoppes ved å stenge for kommunikasjonen mellom de to sidene, ved bruk av float, eller å stenge U-røret på toppen av den lette siden (overflaten). Blir ikke dette gjort, vil væske strømme inntil systemet finner et likevektspunkt der de to søylene gir like stort hydrostatisk trykk.



Slugg i borestrengen

Ved pumping av slugger ned borestrengen (for å trekke tørr borestreng) vil U-røret komme i ubalanse inntil et slamvolum har blitt fortrent fra borestrengen som gjør at balansen blir gjenvunnet. Dette volumet vil være en direkte funksjon av volumet på sluggen og forskjellen i tetthet på denne og slammet. Luftvolumet vi nå får innvendig på toppen av borestrengen blir like stort som det slammet som vil strømme tilbake fra ringrommet på grunn av u-tube effekten.

(Vi forutsetter at borerøret har samme innvendig kapasitet over hele lengden samt at brønnen er vertikal).

Vi kan sette opp et uttrykk for trykket på begge sider og av dette utlede to nye formler som er nyttige i trykkkontrollssammenheng.

Trykkontroll Brønnservice

Formel for returvolum :

$$\text{Slugvolum(liter)} \cdot \left(\frac{\text{Slugdensitet(sg)}}{\text{Slamdensitet(sg)}} - 1 \right)$$

Dersom vi ønsker en bestemt høyde til væsknivået innvendig i borestrengen kan vi beregne hvor stort volum slug som er nødvendig:

Formel for nødvendig slugvolum :

$$\frac{\text{Ønsket lengde av tørre rør(m)} \cdot \text{Rørkapasitet(l / m)} \cdot \text{Slamdensitet(sg)}}{\text{Slugdensitet(sg)} - \text{Slamdensitet(sg)}}$$

Eksempel :

Før tripping ut av hullet blir det pumpet 3000 liter slug med densitet 1,55 sg.

Slamdensiteten i brønnen er 1,35 sg.

- a) Hvor stort volum vil strømme tilbake fra annulus pga. U-tube effekten?
- b) Hvor mange liter slug må vi pumpe hvis vi vil ha 60m tørt rør under flow-line og kapasiteten i røret er 9,16 liter/m?

Løsning :

a) Ekstra volum: $3000 \cdot \left(\frac{1,55}{1,35} - 1 \right) = 445 \text{ liter}$

b) Nødvendig slugvolum: $\frac{60 \cdot 9,16 \cdot 1,35}{(1,55 - 1,35)} = 3710 \text{ liter}$

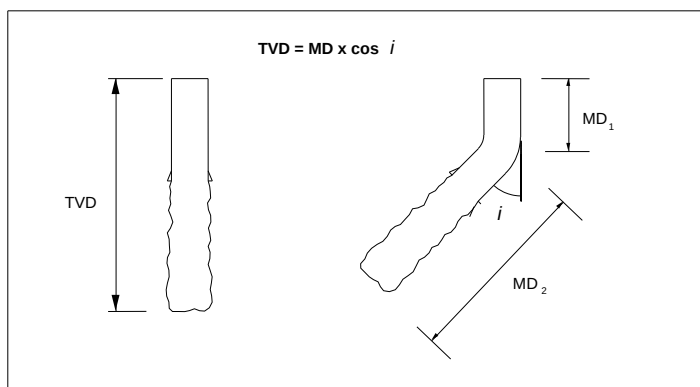
Trykkontroll Brønnservice

3.1.1 VERTIKAL OG MÅLT DYBDE

Dersom brønnbanen har et avvik fra vertikalen, må vi regne om fra målt lengde til vertikal høyde. Dette er nødvendig fordi det hydrostatiske trykket i brønnen er avhengig av TVD. De to brønnene i figuren under har samme TVD og dermed samme bunnhullstrykk dersom slamvekten er den samme. Ved å forenkle brønnbanen som vist i figuren til høyre, kan følgende formel brukes til å regne om fra MD til TVD i de delene av brønnen som har avvik.

$$\text{Vertikal høyde} = \text{målt lengde} \cdot \cos i$$

Her er i inklinasjonsvinkelen (vinkelen mellom vertikalen og brønnen).



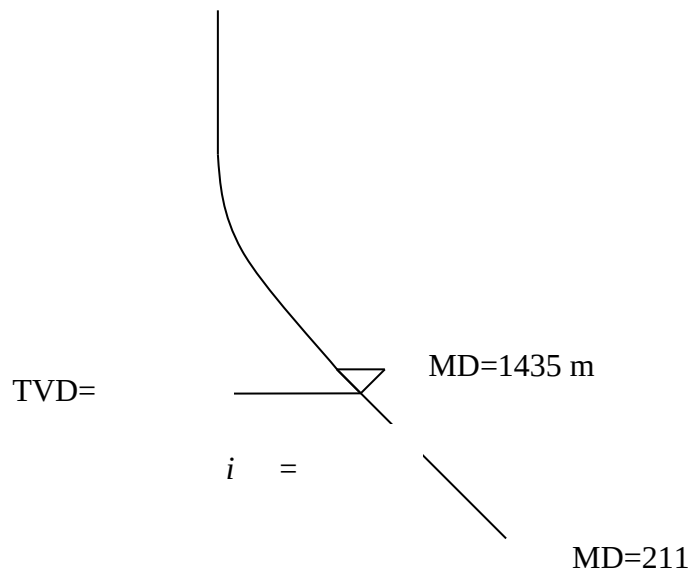
Det er viktig her at vi deler opp brønnen i ulike seksjoner, vertikal seksjon, byggeseksjon og tangentseksjon. Brønnen er vertikal ned til KOP (kick off point) og derfra er det en bue til EOB (end of build) , herfra følger brønnen en rett linje (tangentseksjon) med en gitt vinkel i forhold til vertikalen.

Utgangspunktet for våre beregninger blir da et punkt på tangentseksjonen hvor vi har oppgitt både vinkel, vertikalt og målt dybde.

Trykkontroll Brønnservice

Eksempel:

Beregn vertikal dybde av brønnen nedenfor og finn bunnhullstrykket når slamdensiteten i brønnen er 1,43 sg.



Løsning:

Vertikalt dybde: $TVD = 1100 + (2119 - 1435) \cdot \cos 38^\circ = 1639 \text{ meter}$

Bunnhullstrykk: $p = 0,0981 \cdot 1,43 \cdot 1639 = 230 \text{ bar}$

Legg merke til at det er målte dybder inne i parentesen.

Trykkontroll Brønnservice

3.1.2 PUMPEBEREGNINGER

Pumpeberegninger er nødvendige for en rekke brønnoperasjoner som sementering, alle former for slamsirkulasjon og ut sirkuleringer av en kick.

Først må vi fastslå hvor mange liter pumpen vår faktisk leverer pr pumpeslag. Teoretisk her sylindrene i pumpa et gitt volum, men pga volumetrisk virkningsgrad blir den faktiske leveringen noe mindre.

Volumetrisk virkningsgrad for en godt vedlikeholdt pumpe ligger ofte rundt 95 – 97 %.

Faktisk kapasitet = Teoretisk kapasitet · volumetrisk virkningsgrad

Når vi vet volumet vi skal pumpe, kan vi beregne antall pumpeslag og tiden det tar med en gitt pumperate:

$$\text{Antall pumpeslag} = \frac{\text{Volum}}{\text{Faktisk pumpekapasitet}}$$

$$\text{Tid} = \frac{\text{Antallpumpeslag}}{\text{Pumperate}}$$

3.1.3 VOLUMBERGENINGER

Kapasitet av en sylinder kan beregnes ved hjelp av formelen:

$$\text{Kapasitet} = \frac{\text{diameter}^2}{1,9735} \quad \text{eller en tilnærmet formel} \quad \frac{\text{diameter}^2}{2}$$

Vi setter inn diameteren i tommer og får kapasiteten i liter pr. meter ved å benytte faktoren 1,9735.

Vi kan beregne kapasiteten av et ringrom ved:

$$\text{Kapasitet} = \frac{(\text{ytre diameter}^2 - \text{indre diameter}^2)}{1,9735}$$

Vi kan finne alle mulige kapasiteter i Drilling Data Handbook (DDH) eller di kan være gitt på annen måte.

Vi må også vite den målte lengden av hver enkelt seksjon slik at vi kan finne f.eks. det totale slam volumet i borestrengen eller ringrommet.

Trykkkontroll Brønnservice

Ved praktisk "hoderegning" er det vanlig å avrunde faktoren 1,9735 til ≈ 2

Dvs: Diameter opphøyet i annen og så dividere på 2.

Eksempel:

Beregn kapasitet i et vekt rør med innvendig diameter $2 \frac{13}{16}$ ".

$$\text{Kapasitet} = \frac{\left(2 \frac{13}{16}\right)^2}{1,9735} = 4,01 \text{ liter/meter}$$

Beregn kapasitet mellom $12 \frac{1}{4}$ " hull og 8" vekt rør.

$$\text{Kapasitet} = \frac{12,25^2 - 8^2}{1,9735} = 43,6 \text{ liter/meter}$$

Det er viktig å sette parentes rundt brøker før de opphøyes i 2 hvis vi benytter brøkfunksjonen på kalkulatoren. Hvis ikke vil som oftest kun nevneren bli kvadrert.

Eksempel:

Vi skal pumpe et totalt slam volum på 32000 liter med en slampumpe som har en teoretisk kapasitet på 17,00 liter/slag. Pumpens volumetriske virkningsgrad er 96 % og vi skal benytte en pumpe rate på 90 slag/minutt.

Hvor mange minutter vil dette ta?

Løsning:

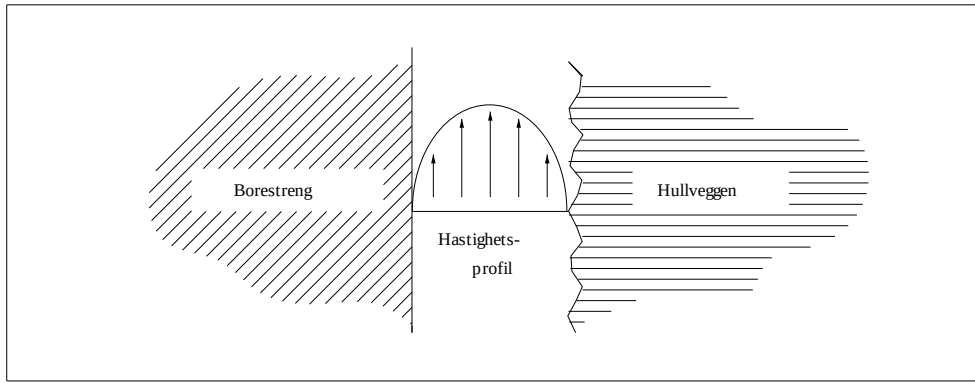
Faktisk pumpekapasitet: $17,00 \cdot 0,96 = 16,32 \text{ liter/slag}$

Antall pumpe slag: $\frac{32000}{16,32} = 1961 \text{ slag}$

Tid: $\frac{1961}{90} = 22 \text{ minutter}$

Under en ut sirkulering vil pumpe slagberegningene ikke gi nøyaktig svar på hvor mye slam som må pumpes, eller hvor lang tid operasjonen vil ta. Dette skyldes at hastighetsprofilen ikke vil være den samme over hele tverrsnittet av annulus ved lave strømningshastigheter (*laminar flow*). Den vil være høyest midt i strømmen, og nær null ved ytterkantene som vist i figuren. Dermed vil noe av kicken bli liggende etter.

Trykkontroll Brønnservice



3.1.4 HASTIGHETSBEREKNINGER

Hastighet på boreslammet er avgjørende for slammets løfteevne og dermed for hullrensingen. Slamhastigheten er bestemt av leveringsmengden og annulus kapasiteten. Vi ser at slamhastigheten øker dersom annulus klaringen reduseres. Dermed vil slammets bl.a. ha større hastighet når det strømmer forbi BHA, enn når det strømmer i DP annulus.

$$\text{Slamhastighet (m/min)} = \frac{\text{Pumpeleveranse(liter/minutt)}}{\text{Kapasitet(liter/meter)}}$$

Eksempel:

Beregn slamhastighet når vi pumper 2000 liter pr. minutt og ringromkapasiteten er 43,6 liter/m.

$$\text{Hastighet} = \frac{2000}{43,6} = 45,9 \text{ meter/minutt}$$

3.1.5 TRYKKTAPSBEREKNING VED TRIPPING

Under tripping må vi kjenne til hvor mye slam som skal etterfylles (borerør trekkes ut av hullet) eventuelt komme i retur (borerør senkes ned i brønnen). Dersom kontinuerlig etterfylling med en triptankpumpe IKKE finner sted når det trippes ut, faller slamnivået på toppen av brønnen. Det vil da være viktig å kjenne til trykktapet pr lengdeenhet med rør som trekkes ut, slik at man ikke mister den hydrostatiske overbalansen før brønnen etterfylles.

Volumet som skal erstattes per meter borestreng vil være avhengig av om strengen trekkes tørr (*opened end*) eller våt (*closed end*). Ved trekking av Drill Collars kreves betydelig større etterfyllingsvolum enn ved trekking av borestreng.

Ved tripping inn i brønnen skal volumet av returslammet være tilsvarende det volum som ble etterfylt ved tripping ut, avhengig av om vi tripper inn med eller uten float.

For å finne en øvre grense for hvor mange stand som kan trekkes uten etterfylling, må vi beregne trykktap pr lengdeenhet med borestreng som trekkes ut av brønnen.

Trykkkontroll Brønnservice

NB! Det er kapasiteten der nivået faller som brukes i disse beregningene. Dersom det bores med riser, må riser kapasiteten benyttes. Dersom det bores fra en fast installasjon benytter vi casingkapasiteten. Dersom vi trekker tørt benytter vi metallfortrengning og dersom vi trekker vått benytter vi closed end fortrenning. Dersom vi trekker ut de siste rørlengdene fra hullet (resten av BHA) må vi dele på hele tverrsnittet der hvor nivået faller.

Formler for bruk ved tripping uten etterfylling:

Trykktap ved trekking av **tørt** borerør:

$$\text{Tap(bar)} = \frac{\text{Slamdensitet (kg/l)} \cdot 0,0981 \cdot \text{Metallfortrengning (l/m)} \cdot \text{Trukket lengde (m)}}{\text{Stigerør eller Casingkapasitet (l/m)} - \text{Metallfortrengning (l/m)}}$$

Trykktap ved trekking av **vått** borerør:

$$\text{Tap(bar)} = \frac{\text{Slamdensitet (kg/l)} \cdot 0,0981 \cdot \text{Closed end fortrenning (l/m)} \cdot \text{Trukket lengde (m)}}{\text{Stigerør eller casingkapasitet (l/m)} - \text{Closed end fortrenning (l/m)}}$$

Fall i væskenivå ved trekking av **gjenværende** rør i hullet **tørt**:

$$\text{Nivåreduksjon (m)} = \frac{\text{Lengde av rør (m)} \cdot \text{Metallfortrengning (l/m)}}{\text{Stigerør eller casingkapasitet (l/m)}}$$

Fall i væskenivå ved trekking av **gjenværende** rør i hullet **vått**:

$$\text{Nivåreduksjon (m)} = \frac{\text{Lengde av rør (m)} \cdot \text{Closed end fortrenning (l/m)}}{\text{Stigerør eller casingkapasitet (l/m)}}$$

Lengde av rør som kan trekkes **tørt** før overbalansen er tapt:

$$L \text{ (m)} = \frac{\text{Overbalanse (bar)} \cdot [\text{Stigerør eller casingkapasitet (l/m)} - \text{Metallfortrengning (l/m)}]}{\text{Slamdensitet (kg/l)} \cdot 0,0981 \cdot \text{Metallfortrengning}}$$

Lengde av rør som kan trekkes **vått** før overbalansen er tapt:

$$L \text{ (m)} = \frac{\text{Overbalanse} \cdot [\text{Stigerør eller casingkapasitet (l/m)} - \text{Closed end fortrenning (l/m)}]}{\text{Slamdensitet (kg/l)} \cdot 0,0981 \cdot \text{Closed end fortrenning}}$$

Trykkkontroll Brønnservice

Eksempel:

Vi skal trekke ut av hullet på en flyterigg.

Borerør:	Kapasitet:	9,05 l/m
	Metall fortrenkning:	4,15 l/m
	Lengde:	27,8 m/stand
Vektrør:	Kapasitet:	4,01 l/m
	Closed End Dispel:	32,43 l/m
	Longed:	26,4 m/stand
Stigerør:	Kapasitet:	178,1 l/m
Foringsrør:	Kapasitet	77,2 l/m
Slamdensitet:		1,43 sg

- a) Beregn trykkfall når vi trekker ut 15 stand borerør tørt uten etterfylling i brønnen.
- b) Beregn trykkfall når vi trekker ut 3 stand vekt rør vått uten etterfylling i brønnen.
- c) Beregn nivå- og trykkreduksjon når vi trekker ut de 5 siste stand vekt rør tørt uten etterfylling.
- d) Beregn hvor mange hele stand borerør som kan trekkes ut av brønnen tørt dersom overbalansen er 2 bar.

Løsning:

a)
$$\text{Trykktap} = \frac{1,43 \cdot 0,0981 \cdot 4,15 \cdot 15 \cdot 27,8}{(178,1 - 4,15)} = 1,4 \text{ bar}$$

b)
$$\text{Trykktap} = \frac{1,43 \cdot 0,0981 \cdot 32,43 \cdot 3 \cdot 26,4}{(178,1 - 32,43)} = 2,5 \text{ bar}$$

c)
$$\text{Nivåreduksjon} = \frac{5 \cdot 26,4 \cdot (32,43 - 4,01)}{178,1} = 21,1 \text{ meter}$$

$$\text{Trykkfall} = 21,1 \cdot 1,43 \cdot 0,0981 = 3,0 \text{ bar}$$

Trykkkontroll Brønnservice

$$d) \quad \text{Lengde} = \frac{2 \cdot (178,1 - 4,15)}{(1,43 \cdot 0,0981 \cdot 4,15)} = 597 \text{ meter}$$

$$\text{Antall stand} = \frac{597}{27,8} = 21,4 \approx 21 \text{ stand}$$

Trykktap ved casing kjøring

Dersom float i casing skulle svikte under kjøring vil vi kunne få trykkfall i annulus. Dette trykkfallet vil være avhengig av hvor mye av casingen som ikke er fylt innvendig. Ringromskapasiteten er der hvor toppen av slammet vil synke i annulus (mellom riser og casing strengen vi kjører).

Trykktap ved svikt i casingfloat:

$$\text{Tap (bar)} = \frac{\text{Slamdensitet (kg/l)} \cdot 0,0981 \cdot \text{Casingkapasitet (l/m)} \cdot \text{Ikke fylt casinghøyde (m)}}{\text{Casingkapasitet (l/m)} + \text{Ringromskapasitet (l/m)}}$$

Eksempel:

Vi kjører 13 3/8" casing med innvendig kapasitet 78,1 liter/meter.

Ringromskapasiteten er 92,3 liter/meter.

Slamdensiteten i hullet er 1,48 sg og topp væsknivå (tom innv.) står 150m under flowline.

Beregn trykktap ved svikt i casing float.

$$\text{Trykktap} = \frac{1,48 \cdot 0,0981 \cdot 78,1 \cdot 150}{(78,1 + 92,3)} = 10 \text{ bar}$$

3.1.6 OPPVEIING AV BORESLAM

Mengden av barytt (med densitet 4,2 sg) som må legges til for å øke slamdensiteten fra ρ_1 til ρ_2 er gitt ved:

$$\frac{[\text{Ny Slamdensitet (kg/l)} - \text{Gammel Slamdensitet (kg/l)}] \cdot 4,2 \cdot \text{Slamvolum (liter)}}{4,2 - \text{Ny Slamdensitet (kg/l)}}$$

Ved å multiplisere med volum direkte i formelen slipper man store avrundingsfeil. Formelen gir da TOTAL baryttmengde direkte.

Den tilsatte mengden barytt utgjør en volumøkning i slamtanken.

Volumøkningen som følge av å øke slamvekten med barytt er gitt ved:

Trykkontroll Brønnservice

$$\text{Volumøkning} = \frac{\text{vekt av tilsatt barytt}}{\text{tetthet av tilsatt barytt}}$$

Eksempel:

En kick er tatt og slamdensiteten må økes fra 1,62 s.g til 1,73 s.g. Barytt med tetthet 4,2 kg/liter skal brukes som oppveiingsmateriale. Slam volumet er 85m³

Beregn hvor mange kg barytt som vil gå med til oppveiingen.

Beregn også volumøkningen pga. oppveiingen.

Løsning:

$$\text{Baryttmengde} : \frac{(1,73 - 1,62) \cdot 4,2 \cdot 85000}{(4,2 - 1,73)} = 15899 \text{ kg} \approx 15,9 \text{ tonn}$$

$$\text{Volumøkning} : \frac{15899}{4,2} = 3785 \text{ liter} \approx 3,8 \text{ m}^3$$

Trykkkontroll Brønnservice

3.2 FORMASJONSSTRYKK

3.2.1 RESERVOAR PARAMETERE

Porøsitet

Porøsiteten beskriver hulrommet i bergarten, og er dermed et mål for lagringsevnen til en formasjon. Hulrommet kan bestå av porer eller sprekker. Porøsiteten måles i % av bulk (*totalt*) volum, og er normalt 15 - 35 %. Sandstein som ikke er ekstremt komprimert har ofte høy porøsitet pga av hulrom mellom sandkornene. Kalkstein har opprinnelig lav porøsitet, men kjemisk omdannelse og oppsprekking kan øke porøsiteten betraktelig. Leirskifer og leire er forholdsvis tette, men alle sedimentære bergarter har porøsitet. Porøsiteten reduseres normalt med dybde pga. sammenpressing av formasjonene.

Høytrykksjoner har ofte høyere porøsitet enn normalt fordi disse er mindre sammenpresset.

Under boring vil porøsiteten innvirke på borehastighet. (ROP - rate of penetration).

Høy porøsitet gir mindre materiale å bore ut, og dermed en høyere borehastighet.

Permeabilitet

Permeabiliteten beskriver strømningskapasiteten til bergarter, og er dermed et mål for hvor mye væske/gass som kan strømme gjennom formasjonen under et gitt differensialtrykk. Leirskifer (shale) og leire er ikke permeable, mens sandstein og oppbrukt kalkstein kan ha høy permeabilitet.

For at et reservoar skal kunne produsere, må det være permeabelt. Boring av impermeable gassholdige formasjoner i underbalanse vil gi øket gassnivå i slammet pga. gass i det utborete materiale, men ikke gassinnstrømning.

En høy permeabel sandformasjon med høy porøsitet vil gi en større kick enn en tett leireformasjon (dersom underbalansen er den samme). Porøsitet og permeabilitet kan være uavhengige egenskaper; høy porøsitet betyr ikke nødvendigvis høy permeabilitet.

Overlagringstrykk

Overlagringstrykket er trykket gitt av de overliggende bergarter og væsken i disse. Under normale forhold er overlagringstrykket direkte proporsjonalt med vekten av de overliggende formasjonene, og øker dermed lineært med dybde.

(Trykkgradienten kan variere fra ca. 0,15 – 0,25 bar/m avhengig av formasjonstype og kompaksjon).

Trykkkontroll Brønnservice

3.2.2 PORETRYKK

Poretrykket (formasjonstrykket) er trykket i formasjonsvæsken. Det er dette trykket som må balanseres med boreslam for å unngå innstrømning i brønnen. Poretrykket kan være lavt, normalt eller høyt som forklart nedenfor.

Normalt poretrykk

Når formasjonstrykket på en gitt dybde tilsvarende det hydrostatiske trykket en søyle med formasjonsvann til samme dybde utgjør, kalles dette for normalt poretrykk.

En normal trykkgradient i Nordsjøområdet vil være ca. 0,1 bar/m (9,8 – 10,0 kPa/m), eller 0,452 psi/ft (0,433 – 0,465 psi/ft) i amerikanske enheter.

(I Gulf of Mexico kan verdien være 0,465 psi/ft eller 0,105 bar / meter).

NB! Vær oppmerksom på at IWCF i noen tilfeller bruker bar/10m som enhet for trykkgradient.

Vertikal kommunikasjon mellom porene i bergartene og sjøbunnen er ei forutsetning for at poretrykket skal være normalt. Unormale trykk vil da ikke kunne dannes. Kommunikasjon er avhengig av permeabilitet i formasjonene. I normale trykksoner vil poretrykket og matrixtrykket (selve bergarten) være uavhengig av hverandre. Sedimentene antas da å være en selv bærende struktur som hviler på et underliggende grunnfjell.

Unormal poretrykk

Unormale poretrykk finner vi i høy- og lavtrykksoner. Det er spesielt høytrykksoner som skaper vanskeligheter og farer i forbindelse med boring. Dersom poretrykket er høyere enn bunnhullstrykket og formasjonen er permeabel, vil formasjonsvæske strømme inn i brønnen.

Lavtrykksoner kan føre til slam tap, som i neste omgang kan gi innstrømning av formasjonsvæske.

Mangel på vertikal kommunikasjon mellom formasjonen og sjøbunnen er ei forutsetning for at en unormal trykksone skal kunne eksistere i en formasjon. Det må med andre ord være et reservoar for å kunne holde på unormale trykk. Et reservoar virker som en trykkbeholder i undergrunnen.

Overgangssone

Et reservoar er kjennetegnet ved at det er omgitt av impermeable formasjoner som danner en kappe. Kappen hindrer kommunikasjon med de overliggende formasjonene.

Overgangssonen er betegnelsen på formasjonen der poretrykket gradvis forandres fra normalt til unormalt. Muligheten til å detektere kommende høytrykksoner kan gjøres i overgangssonen.

Overgangssonen hindrer at trykket utjevner seg mellom reservoaret og de overliggende formasjonene pga. mangel på vertikal kommunikasjon.

Høytrykksoner

I tillegg til et reservoar med en cap rock, må det også være en mekanisme som fører til at det bygger seg opp et høyere trykk enn normalt. Slike mekanismer kan være:

Trykkkontroll Brønnservice

Migrerende hydrokarboner tar med seg trykket fra dype formasjoner (source rocks), og samler seg i reservoar høyere opp.

Forkastninger og andre bevegelser i jordskorpa kan føre dypereliggende formasjoner høyere opp. Dersom det ikke oppstår kommunikasjon med de nye omgivelsene, vil vi ha et reservoar med høyere trykk enn normalt på denne dybden.

Underkompaksjon. Dersom et lag med sedimenter blir hurtig begravet av andre impermeable sedimenter, kan dette føre til at væsken som det begravde sediment laget inneholder ikke blir drenert skikkelig, før det er omgitt av impermeable sedimenter. Ettersom vekten av de overliggende sedimentene øker, og formasjonsvæsken ikke får unnsnippe, vil et overtrykk oppstå i formasjonen. Formasjonen vil også ha høyere porøsitet, og dermed romme mer formasjonsfluid enn normalt pga. mindre kompaksjon. Et eksempel på dette er en sandlinse som har blitt hurtig begravet i leirsedimenter.

I reservoarer der det er stor vertikal avstand mellom topp og bunn, vil forskjellen i tetthet på hydrokarboner og formasjonsvann føre til betydelige overtrykk i toppen av reservoaret.

I områder rundt produksjonsbrønner kan det oppstå høye trykk som følge av lekkasjer fra andre brønner.

Diapirisk effekt. Store tykke salt lag, kan oppføre seg plastisk (som tyggegummi). Høye overlagingstrykk på en slik formasjon kan føre til at saltlaget “buler” ut oppover på de steder overlagingstrykket er minst (formasjonen svakest). Det skapes saltdomer som fører til at lokalt overliggende formasjoner blir sammenpresset. Høye trykk kan oppstå dersom formasjonsvæsken ikke kan unnsnippe.

Artesisk effekt. En formasjon som inneholder formasjonsvann der vannet har kommunikasjon til et høyereliggende punkt over havoverflaten, vil ha hydrostatisk trykk lik vannsøylehøyden til øverste punkt.

Vanninjeksjons brønner. Vanninjeksjon over lengre tid, kan føre til trykkoppbygging. Denne trykkoppbyggingen kan være ulik i forskjellige deler av reservoaret.

Lavtrykkssoner

Lavtrykkssoner er mest vanlig i områder der betydelig produksjon har funnet sted, slik at reservoartrykket er blitt redusert. Forkastninger kan også føre til lavere trykk enn normalt

Trykkkontroll Brønnservice

3.2.3 FORMASJONSSTYRKE

Generelt

En formasjon kan bli overbelastet dersom trykket i brønnen er for høyt eller for lavt. Er trykket i brønnen for høyt, får vi oppsprekking av formasjonen. Er det for lavt, kan vi få ustabilitet i hullveggen, og eventuelt underbalanse og innstrømning.

Ustabil hullvegg pga for lavt brønntrykk

Impermeable formasjoner kan bli ustabile dersom slamvekten blir for lav. Dette skyldes at trykket i formasjonsvæsken som er fanget i porene får en sprengende effekt når brønntrykket er for lavt (men vi vil ikke få innstrømning så lenge formasjonen som bores er impermeabel). Spregning av hullveggen kan gi seg utslag i øket torsjon (torque) ved boring.

Økt motstand når borestrengen dras opp (tension ved connections) kan også forårsakes ustabil hullvegg.

Ustabil hullvegg resulterer i at borekaks fra skifer blir avlange og større (shale splinters). Observasjon av borekakset kan derfor gi verdifull informasjon. Indikasjoner som de over tyder på at slamvekten er for lav.

Oppsprekking pga for høyt brønntrykk (Leak Off Test)

Oppsprekkingstrykket er det trykket som fører til at formasjonen sprenges. Oppsprekkingsstyrken er hovedsakelig bestemt av overlagingstrykket, eventuelle tektoniske stress som følge av forkastninger, samt formasjonstypen. Oppsprekkingstrykket øker derfor normalt med dybde, og er som regel (men trenger ikke være) mindre enn overlagingstrykket (fig. 2.3).

Oppsprekkingsstyrken vil være lavere ved boring på store havdyp ettersom en større del av de overliggende bergarter (overburden) er erstattet med sjøvann.

Det er viktig å kjenne til hvor høye trykk brønnen vil tåle før oppsprekking både under boring og i en kick-situasjon. Dette blir bestemt ved en *Leak-Off Test (LOT)*. Ved en Leak Off test kan integriteten til både casingen, sementeringen og formasjonen testes. Normalt skal formasjonen ved casingskoen representere det svakeste punktet i den neste seksjonen som skal bores, men dette trenger ikke alltid være tilfellet. Avhengig av formasjonens egenskaper, vil Leak-Off inntreffe før formasjonen sprekker opp.

I noen tilfeller vil det ikke være nødvendig (eller aktuelt) å teste brønnen helt til Leak Off inntreffer. Dette kan f.eks. skyldes at det maksimale trykket for casingen da vil overstiges, eller at en er godt kjent med poretrykket i området. En trykker da bare brønnen opp til en forhåndsbestemt verdi, som en vet er tilstrekkelig for videre boring.

En slik test kalles *Formation Integrity Test (FIT)*.

I andre tilfeller vil det være ønskelig (eller aktuelt) å teste brønnen helt til formasjonen faktisk sprekker opp. Dette kan f.eks. skyldes at man er usikker på hva formasjonen faktisk tåler etter mye boring, produksjon og vanninjeksjon på feltet. Bergmekanikerne kan på denne måten danne seg et bedre bilde av spenningene i formasjonen. Man trykker i slike tilfeller opp formasjonen flere ganger.

Trykkkontroll Brønnservice

En slik test kalles *Extended Leak off Test*.

Vurderinger av Litologi

Casingen skal settes så dypt som mulig i en formasjon med høy styrke og lav permeabilitet. Formasjonen bør også ha en viss tykkelse (minimum 10 meter). En tykk impermeabel leirformasjon er ideell. Dersom det lenger nede bores gjennom formasjoner som man mistenker for å ha en lavere formasjonsstyrke enn den som er blitt testet ved sko, må det vurderes om det må utføres ny LOT. Dette gjøres for å unngå slam tap i formasjoner med høy permeabilitet.

Det er ikke anbefalt å foreta Leak-Off tester i formasjoner med stor sprøhet som f.eks. kalkstein (limestone). Slike formasjoner vil vise liten elastisitet, og kan sprekke opp uten at noe klart Leak-Off punkt blir observert. Oppsprekking kan også føre til permanent formasjonsskade, dvs at formasjonstyrken blir redusert permanent. Store mengder slam kan også mistes.

Dersom det er en sand med høy permeabilitet som skal testes, kan det være nødvendig å bruke en høyere pumperate enn normalt for å kompensere for slam tap til formasjonen.

Noen operatører ønsker i noen tilfeller å foreta en extended Leak Off, altså fortsette inn pumpingen til formasjonen sprekker opp. Dette begrunnes ofte med at man ønsker bedre kunnskap om hvor mye trykk formasjonen faktisk tåler. På felter hvor det er mange brønner og f.eks. vanninjeksjonsbrønner, kan formasjonene i feltet endre seg over tid.

Praktiske vurderinger før en Leak Off Test

Før det kan settes trykk på brønnen, er det viktig at slamdensiteten er den samme i hele brønnen. Det vil si at brønnen sirkuleres inntil slamdensitet inn = slamdensitet ut. Dersom det skal pumpes ned choke/kill-line, må det også vurderes hvilken fluid som står i disse linene. Sementen må også ha hardnet slik at man unngår dannelse av *mikro annulus* (sementen størkner ikke fast til casing, men det dannes et gap mellom casing og sement) når casingen ekspanderer under trykk.

Trykket på overflaten må heller ikke føre til at vi overstiger sprengningstrykket for casingen.

Det må være bestemt om det skal utføres en LOT eller en FIT. Dersom det er en LOT som skal utføres, må det være klart om testen skal stoppes straks Leak-Off inntreffer, eller om man skal fortsette å pumpe inntil man har plottet et par data punkter etter at Leak-Off har blitt observert (se figur 2.1). API anbefaler at testen stoppes umiddelbart!

Testen må utføres med en pumpe med høyt trykk og lav leveringsmengde (20 - 200 liter/min). Sementpumpa blir derfor ofte brukt.

Pumperaten må bestemmes. Dersom formasjonen er permeabel kan det være nødvendig å bruke en høyere rate enn vanlig.

Trykket må kunne leses av på et kalibrert manometer med en passende måleskala.

Vi kan ikke lese 300 psi Leak-Off på et 10,000 psi manometer!

Generell prosedyre for Leak-Off test

Trykkkontroll Brønnservice

Casingen trykk testes før sementen bores ut.

Bor ut sementen og 3-10 m av ny formasjon.

Sirkuler brønnen rein og sørg for at slamdensitet inn = slamdensitet ut.

Trekk strengen inn i casingskoen.

Rigg opp utstyret i henhold til testprosedyren. Trykktest sementlinene mellom sementpumpe og brønnhode/kelly.

Steng BOP.

Pump slam med konstant rate. Plot trykkoppbyggingen mot volumet som blir pumpet (plot et punkt hver 40 - 80 l). Hvilket manometer som brukes til lesing av trykk kan variere.

Stopp pumpene når Leak-Off trykket blir oppnådd. Noter innestengningstrykket.

Hold brønnen innestengt i ca. 10 minutter etter innestengingen, eller inntil trykket har stabilisert seg. Les trykket med jevne mellomrom.

Blø av trykket og noter volumet som blir blødd tilbake. Dette volumet skal være mindre enn det som ble pumpet inn.

Vurdering av test resultatene

I figur 2.1 er vist en typisk kurve fra en LOT tatt i en kompetent leirformasjon.

De første punktene på grafen må ofte ignoreres pga komprimering av luft i testlinene som gir lavere trykkoppbygging. Deretter får vi en tilnærmet lineær trykkoppbygging slik at en rett linje kan tegnes gjennom de neste koordinatene. Når vi registrerer at et koordinat faller markert til høyre for den rette linja, er dette en indikasjon på Leak-Off. Det er da vanlig å definere Leak-Off trykket (P_{LO}) som det siste punktet på den rette linja som vist i figuren. Dette vil gi en konservativ Leak-Off verdi.

Dersom en hadde fortsatt å pumpe, ville trykket ha bygget seg videre opp til et punkt der formasjonen hadde sprukket opp. Oppsprekkingstrykket (P_{FRAC}) er karakterisert av et markert trykkfall. Erfaringer viser at en formasjon sjeldent tar skade av en slik oppsprekking, men de fleste operatører vil stoppe Leak-Off testen straks Leak-Off er registrert.

I tilfeller der det er store avvik fra det forventede resultatet av LOT, må først alle mulige feilkilder undersøkes (lekkasjer, misvisende manometre, slamdensitet, etc.). Deretter må en eventuelt vurdere å gjennomføre en ny test. Dersom det viser seg at formasjonsstyrken er lavere enn forventet, må man vurdere å gjennomføre en squeeze operasjon på casingskoen inntil et tilfredsstillende resultat er oppnådd. Eventuelt må casing-programmet endres.

Trykkkontroll Brønnservice

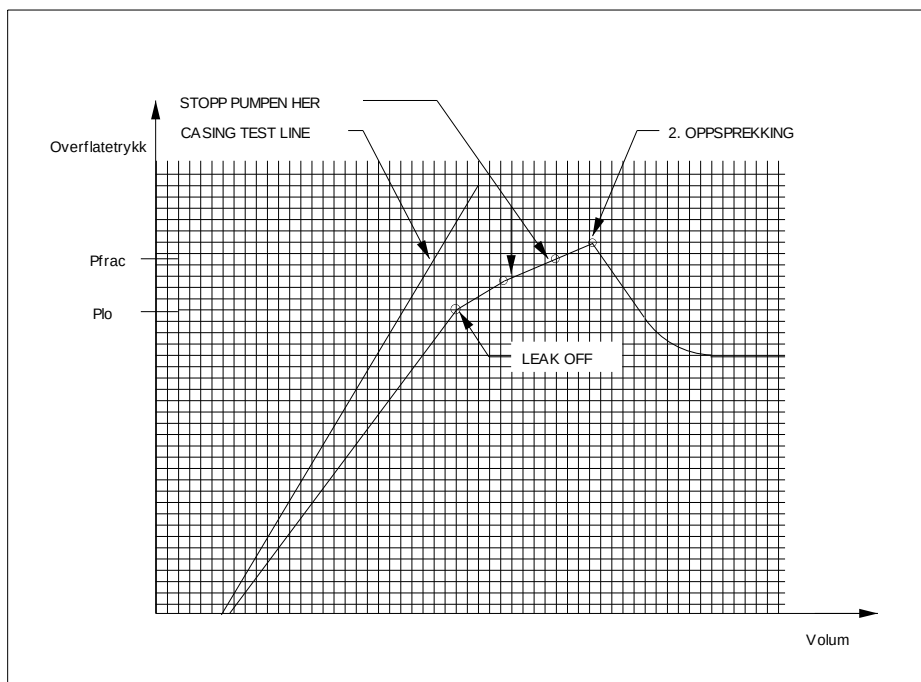


Fig. 2.1 Typisk Leak-Off resultat fra test i impermeabel leireformasjon (shale).

3.2.4 EKVIVALENT LEAK – OFF SLAMDENSITET

Ved Leak-Off test registrerer vi et lekkasjetrykk på overflaten med en gitt slamdensitet i hullet. Vi kan på grunnlag av dette beregne den *maksimale* slamdensitet vi senere kan benytte uten fare for at formasjonen sprekker opp under casingskoen.

Maks tillatt slamdensitet (kg/liter)

$$\frac{\text{Lekkasjetrykk på overflaten ved test (bar)}}{0,0981 \cdot \text{CasingskoTVD (meter)}} + \text{Slamdensitet under test (kg/l)}$$

Eksempel:

Vertikal høyde til sko: 1725 m

Slamdensitet under testen: 1,38 sg

Lekkasjetrykk på overflaten: 67 bar

Ekvivalent (maks) slamtetthet: $\frac{67}{(0,0981 \cdot 1725)} + 1,38 = 1,775 \approx 1,77 \text{sg}$

NB! Ekvivalent slamdensitet (leak off) må alltid avrundes nedover.

Trykkkontroll Brønnservice

3.2.5 MAASP (MAXIMUM ALLOWABLE ANNULAR SURFACE PRESSURE)

MAASP er det høyeste innestengte overflatetrykket som kan tillates på annulus siden av brønnen for å unngå slam tap. Som det fremgikk av figur 2.2, er MAASP avhengig av slamdensitet, dybde til den svake sonen og oppsprekingsstyrken.

Brukes samme slamdensitet som under LOT, har vi:

MAASP = lekkasjetrykket

Blir slamdensiteten forandret, vil MAASP endres tilsvarende:

MAASP (bar)

$$[\text{Maks tillatt slamdensitet (kg/l)} - \text{Aktuell Slamdensitet nå (kg/l)}] \cdot 0,0981 \cdot \text{CasingskoTVD (m)}$$

Dersom vi øker slamtettheten til 1,41 s.g. vil MAASP bli redusert til:

$$(1,77 - 1,41) \cdot 0,0981 \cdot 1725 \text{ m} = 60,9 \text{ bar} \approx 60 \text{ bar}$$

NB! MAASP må alltid avrundes nedover.

Dersom vi vet ekv. Formasjonsstyrkegradienten i stedet for en oppgitt leak off test kan vi benytte følgende formel for MAASP:

$$[\text{Ekv. formasjonsstyrkegradient (bar/m)} - \text{Slamdensitet nå (kg/l)} \cdot 0,0981] \cdot \text{CasingskoTVD (m)}$$

Kommentarer

Merk at MAASP er basert på at casingen er full av slam ned til formasjonen. Dersom det f.eks. er gass i casingen under en ut sirkulering, vil brønnen kunne tåle casingtrykk som overstiger MAASP. Dette skyldes at den hydrostatiske belastningen ned til skoen da er mindre.

MAASP kan også være bestemt av kapasiteten på casingen pga casingslitasje (avviksboring) eller høy formasjonsstyrke der casingen blir svakere enn formasjonen. En dårlig sementjobb kan også sette en lavere grense for MAASP.

Det viser seg at MAASP kan øke noe under boring. Dette vil i så fall gi en ekstra margin.

Trykkkontroll Brønnservice

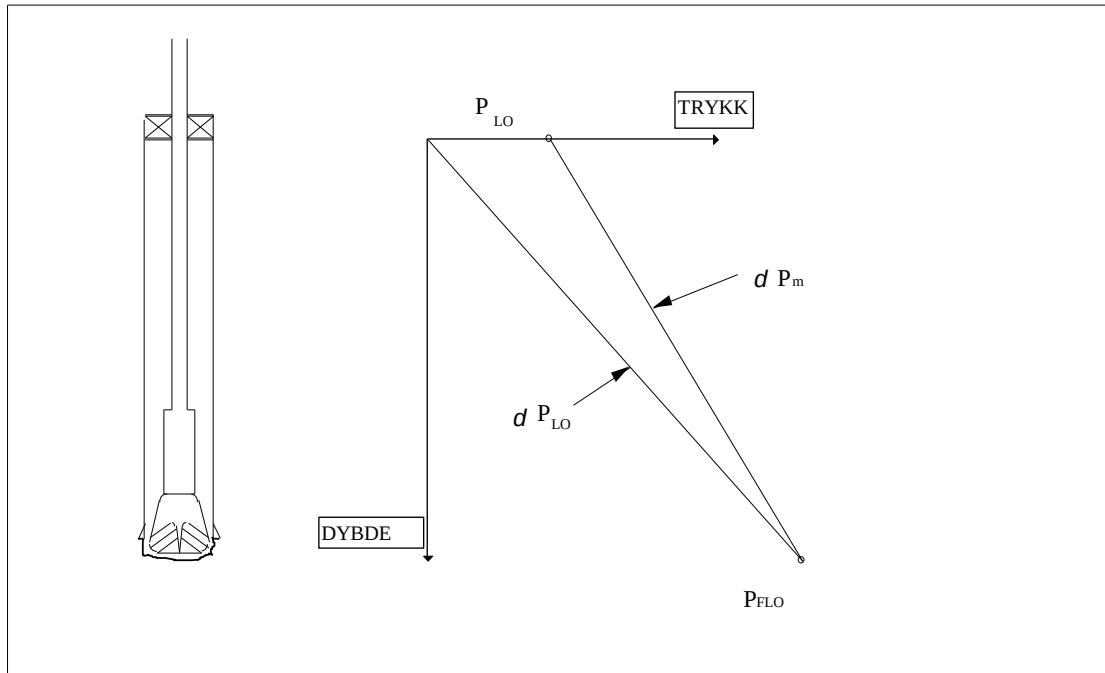


Fig. 2.2 Trykkprofil for LOT

3.2.6 MARGINER

Under boring skal slammet til enhver tid ha en densitet slik at bunnhullstrykket er høyere enn poretrykket men under fraktureringstrykket (problemer med slamtap og oppsprekking):

$$\text{poretrykk} < \text{slamtrykk} < \text{fraktureringstrykk}$$

I tillegg må det være en trykkmargin for å kunne håndtere større brønntrykk uten at formasjonen sprekker opp (kan oppstå i en kicksituasjon). Tap av slam vil kunne skape store komplikasjoner under en ut sirkulering. Merk at ved å bruke Leak-Off trykket som øvre grense, vil det være en viss margin før brønnen faktisk sprekker opp.

Undersøkelser viser at marginene har en tendens til å bli redusert med økt dybde. Samtidig øker ECD effekten, slik at det blir stadig vanskeligere å bore uten slam tap. Dersom vi skal ta hullstabilitet med i bildet, kan marginene bli ytterligere redusert.

Marginen mellom nødvendig slamdensitet og formasjonsstyrken må vurderes når casingprogrammet blir planlagt. Casingprogrammet må tillate fleksibilitet slik at problemer med uventede høytrykksoner og svake formasjoner kan løses underveis (ved å sette casing/liner)

Trykkkontroll Brønnservice

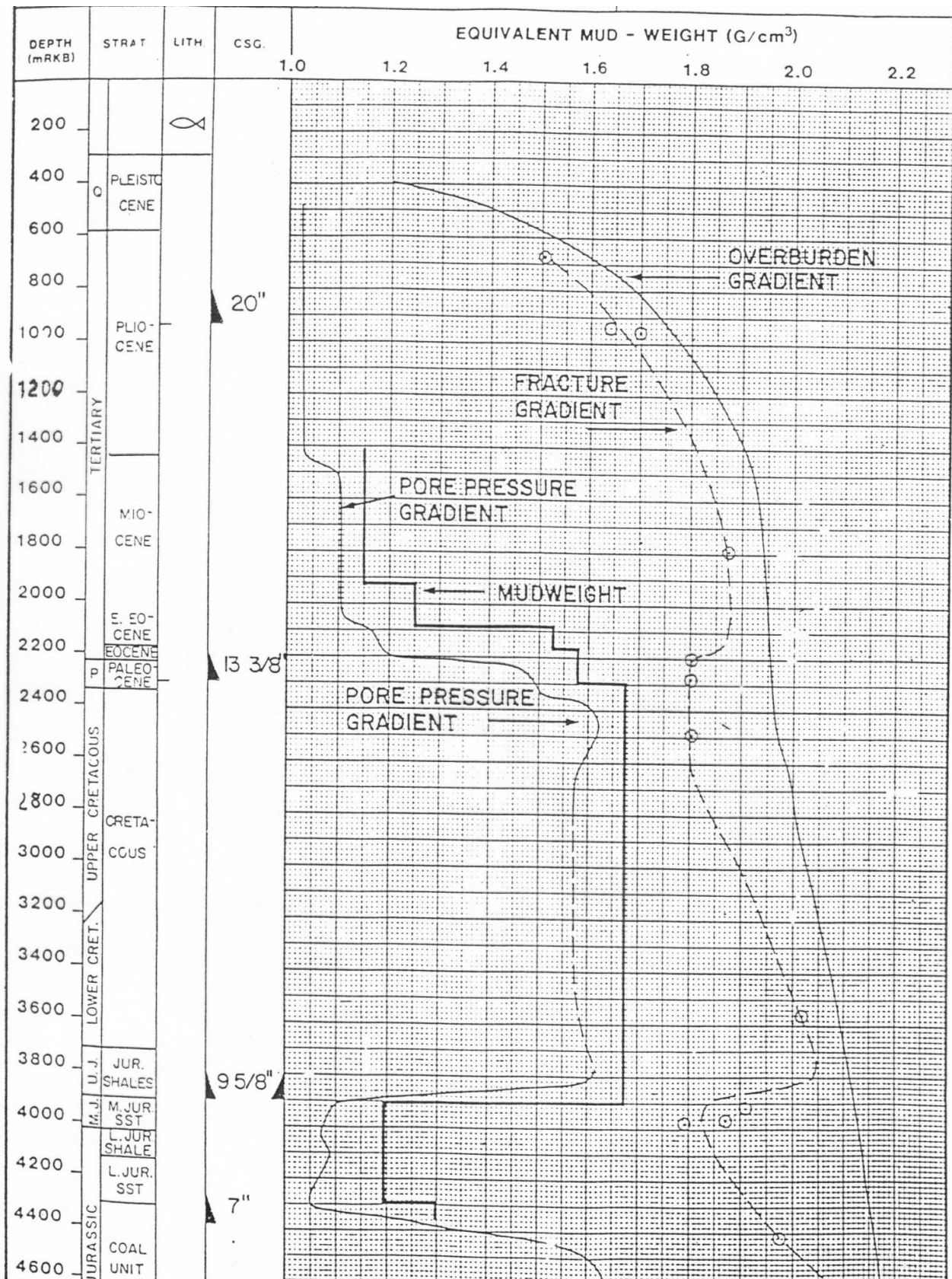


Fig. 2.3 Typiske trykkprofiler

Trykkkontroll Brønnservice

3.3 GASSTEORI

3.3.1 TILSTANDSLIKNINGEN OG GASSLOVEN

For å bedre forstå trykkutviklingen i brønner under trykkkontrolloperasjoner, er det nødvendig å studere gassers fysiske egenskaper litt nærmere. Under en ut sirkulering vil en in fluks bli utsatt for skiftende trykkforhold og temperaturforhold. For umettede væsker vil trykk og temperatur ha liten praktisk påvirkning, mens for gasser, vil spesielt trykkforholdene være avgjørende for gassens volum. Gasser er svært kompressible, spesielt ved lave trykk. Dette innebærer at det lett lar seg gjøre å forandre gassens volum. En gass vil oppta det volumet (rommet) den til enhver tid har tilgjengelig.

Tilstandslikningen

Dersom volumet eller temperaturen i en gass forandres, vil dette ha direkte innvirkning på trykket i gassen.

Forholdet mellom trykk, temperatur og volum er gitt ved *tilstandslikningen*

$$p V = Z n R T$$

Hvor:

p = absolutt gasstrykk

V = gassvolum

n = mol nummeret (et mål for gassens masse)

R = universell gass konstant

T = absolutt temperatur (= °C + 273 eller °F + 460)

Z = korreksjonsfaktor for kompressibilitet

Det følger av tilstandslikningen at økt volum gir redusert trykk, og at økt temperatur gir økt trykk for en gitt gassmengde. Korreksjonsfaktoren for kompressibilitet er nødvendig ved høye trykk, og er for en gitt gasstype avhengig av trykk og temperatur. *Absolutt trykk* får vi ved å legge det atmosfæriske trykket til det trykket som et manometer viser. Et manometer viser bare hvor mye det målte trykket overstiger atmosfæretrykket. Atmosfæretrykket er 1 bar (14,5 psi)

Den korrekte skrivemåten er å benytte betegnelsen (barg) for manometertrykk og (bara) for absolutt trykk, men det "syndes" ofte mot dette og det kan igjen føre til misforståelser. Når man benytter gassloven skal det benyttes absolutt trykk.

Trykkkontroll Brønnservice

Vi kan altså beregne hvor stort et gassvolum vil være under gitte trykk og temperatur forhold. Dette er nyttig informasjon når vi skal forsøke å danne oss et bilde av hva som skjer i annulus ved en gasskick, eller når gass sirkuleres til overflaten i åpen brønn.

Gassloven (Boyle's lov)

Med utgangspunkt i tilstandslikningen, antar vi følgende:

Ved små temperaturendringer regnes temperaturen som konstant ($T_1 = T_2 = \text{konstant}$)

Ved trykk lavere enn 400 bar (6000 psi) og moderate temperatur regnes $Z = \text{konstant}$

Molekylmassen til gassen vil være uforandret ($n = \text{konstant}$)

Dersom vi setter at temperaturen er konstant, kan tilstandslikningen forenkles og beskriver da forholdet mellom trykk og volum for to forskjellige *gasstilstander* ($p_1 V_1$) og ($p_2 V_2$) ved hjelp av *gassloven*, og vi kan løse likningen for å finne nytt trykk eller nytt volum

GASSLOVEN

$$P_1 \cdot V_1 = P_2 \cdot V_2 \qquad P_2 = \frac{P_1 \cdot V_1}{V_2} \qquad V_2 = \frac{P_1 \cdot V_1}{P_2}$$

Dette betyr at så lenge de nevnte antagelsene (forenklingen) gjelder, vil det være et konstant forhold mellom trykket i en gass og dens volum:

$p V = \text{Konstant}$

Trykkkontroll Brønnservice

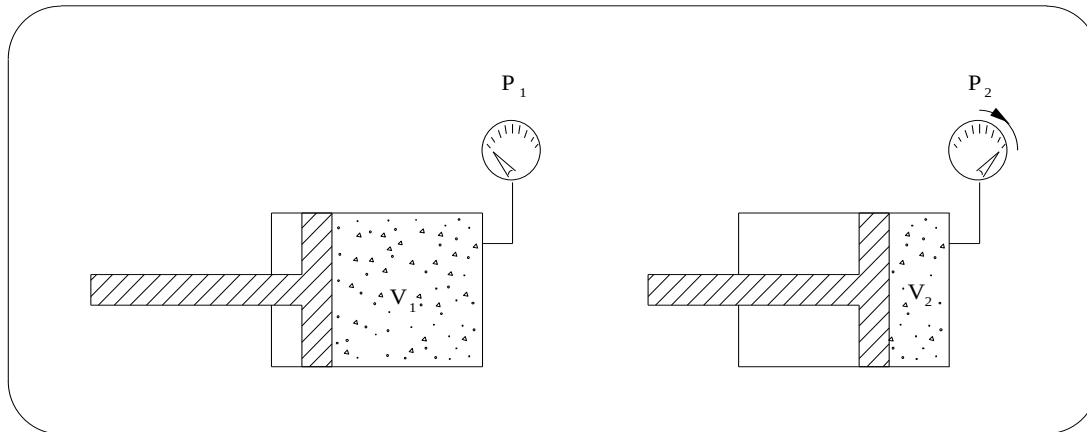


Fig.3.1 Forhold mellom trykk og volum.

Eksempel:

En gass kick på 0,5 m³ blir tatt inn og formasjonstrykket er 175 bar. BOP er stengt og gassen blir sirkulert ut gjennom choken. Gassen ekspanderer på vei opp annulus og når toppen av gassen kommer til choken, er choketrykket 55 bar.

- Bruk gassloven til å finne hvor stort gassvolumet var på dette tidspunktet.
- Hvor stort vil volumet være når gassen ventileres til atmosfæren?

Tilstand 1: (gass på bunnen av brønnen) $p_1 = 175 + 1 \text{ bar}$ $V_1 = 0,5 \text{ m}^3$

Tilstand 2: (gass rett under choke) $p_2 = 55 + 1 \text{ bar}$ $V_2 = ?$

Tilstand 3: (gass til atmosfæren etter choke) $p_3 = 1 \text{ bar}$ $V_3 = ?$

a) Ekspandert volum V_2 er:

$$V_2 = \frac{p_1 \cdot V_1}{p_2} = \frac{176 \cdot 0,5}{56} = 1,6 \text{ m}^3$$

b) Ventilert gassvolum vil bli:

$$V_3 = \frac{p_1 \cdot V_1}{p_3} = \frac{176 \cdot 0,5}{1} = 88 \text{ m}^3$$

3.3.2 GASSMIGRASJON I STENGT BRØNN

Teori - gassloven

En fri gasskick vil migrere i en brønn p.g.a forskjellen i densitet mellom gass og slam.

Trykkkontroll Brønnservice

Dersom gassen går i løsning med slammet (oljebasert slam), vil influksen ikke migrere. I horisontale seksjoner vil også fri gass ha vanskelig for å migrere. Gassmigrasjon er derfor hovedsakelig assosiert med vertikale brønner der det bores med vannbasert slam.

Gassloven tilsier at trykket i en gass ikke kan forandre seg dersom volumet ikke forandrer seg og temperaturen holdes konstant ($\text{trykk} \cdot \text{volum} = \text{konstant}$). Dette betyr at hvis en gasskick ikke får ekspandere når den migrerer opp annulus (eller blir sirkulert ut), vil den ta med seg formasjonstrykket til overflaten. Dette vil føre til en fordobling av bunnhullstrykket, noe som i de fleste tilfeller vil føre til oppsprekking.

Figur 3.2 illustrerer denne teorien og viser trykkutviklingen i annulus for en gasskick som migrerer i en stengt brønn uten å få ekspandere. Vi antar at gassen migrerer til overflaten som en samlet boble og at slammet er inkompressibelt. Formasjonstrykket er 200 bar, og brønnen har en TVD på 1700 m.

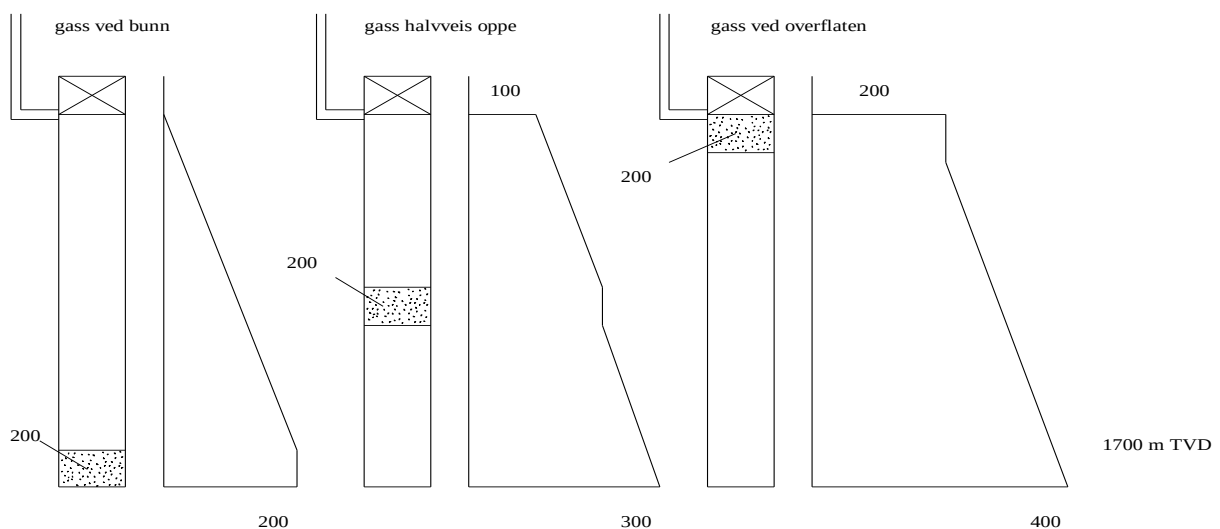


Fig.3.2 Trykkutvikling i annulus ved gassmigrasjon i stengt brønn etter swabbet kick.

NB: Vi antar at gassboblen har en ubetydelig høyde og densitet og uten borestreng i hullet.

Trykkkontroll Brønnservice

Operasjonelle vurderinger ved gassmigrasjon i stengt brønn

Man kan identifisere migrerende gass etter innestengning ved å observere trykkoppbyggingen i brønnen på DP- og annulus siden. Dersom innestengningstrykket fortsetter å stige etter at brønnen har kommet i balanse (*second build-up*), er dette et tegn på gassmigrasjon. I slike tilfeller kan det være vanskelig å avgjøre nøyaktig når brønnen er i balanse.

Ved å plote trykkoppbyggingen mot tid, vil det være lettere å tolke innestengningstrykkene.

Hvis trykkøkningen i brønnen p.g.a migrerende gass er betydelig, kan vi risikere oppsprekking av formasjonen. Dette kan forhindres ved å la gassen få ekspandere kontrollert når den migrerer (volumetrisk metode). Det samme gjelder for en ut sirkulering; gassen må få ekspandere når den blir tatt til overflaten.

Trykkoppbyggingen vil mest sannsynlig bli mindre dersom noe av gassen løser seg opp i slammet. Elastisitet i hullveggen, boreslammet kompressibilitet og fluid loss til formasjonen vil også bidra til at den faktiske trykkøkningen blir mindre enn den teoretiske.

3.3.3 GASSEKSPANSJON I ÅPEN BRØNN

Teori

Vi har nå slått fast at gass må tillates å ekspandere når den blir sirkulert (eller migrerer) til overflaten. Det er også nyttig å kjenne til *hvordan* gass ekspanderer i annulus. Vi ser først på naturlig ekspansjon i åpen brønn.

Når en gasskick blir sirkulert fra bunnen av hullet til overflaten i åpen brønn, vil trykket i gassen gradvis bli redusert fra formasjonstrykket til atmosfærisk trykk. Dette vil totalt sett føre til en dramatisk ekspansjon av gassen. Som det ble vist, kan gassloven (eller mer kompliserte modeller) brukes til å beregne hvor stor ekspansjonen vil være til enhver tid avhengig av hvilket trykk gassen er utsatt for (dvs hvilken dybde den er på).

Ved å løse likningen (gassloven) med hensyn på nytt volum, V_2 fikk vi:

$$V_2 = V_1 \cdot \frac{p_1}{p_2}$$

Det følger at for hver gang avstanden mellom gassen og overflaten halveres, vil gassvolumet fordobles. Dette skyldes at når avstanden mellom gassen og overflaten halveres i åpen brønn, vil det hydrostatiske trykket i gassen bli halvert ($\frac{p_1}{p_2} = \frac{2}{1} = 2$).

Dette gir en *eksponensiell* ekspansjon når kicken blir sirkulert til overflaten. Dvs. at svært liten gassekspansjon finner sted når gassen er på stort dyp, deretter øker den gradvis for så å bli dramatisk i den øvre delen av brønnen der trykket er nær atmosfærisk.

Trykkontroll Brønnservice

Reduksjon av bunnhullstrykk p.g.a gas cutting

Slam som er forurensset av gass vil ha lavere tetthet enn normalt. Reduksjonen kan være dramatisk på overflaten, men på grunn av gassens kompressibilitet, vil reduksjonen i bunnhullstrykket ofte være liten. Gassforurensing kan skyldes underbalanse eller at formasjonen som blir boret ut inneholder gass.

Overbalansen vil være minimal ved boring av topphull p.g.a. svake formasjoner. Selv små reduksjoner av denne overbalansen vil være kritisk. Gas cutting vil derfor utgjøre en større risiko, spesielt dersom det også forekommer “belching” ved overflaten (gass fortrenger slam p.g.a stor ekspansjon).

Operasjonelle vurderinger ved gas cutting

Vi kan ta inn relativt store mengder gass i en dyp brønn (høyt trykk-lite volum), før dette blir detektert på overflaten som pit gain.

Formasjoner med lav permeabilitet gir ofte relative lave gassinnstrømninger per tidsenhet hvis en borer i underbalanse. Økning i volum på overflaten kan derfor være vanskelig å oppdage.

Dersom det bores med oljebasert slam, vil fri gass bli ytterligere maskert p.g.a gassens løselighet i slammets oljefase.

Store gasskonsentrasjoner kan forbli maskert inntil gassen er like ved overflaten, hvor den koker ut på dramatisk vis. Det er flere forhold som må vurderes når det observeres gas cutting av slammet.

- Årsaken til gas cutting
- Slamdensitet ut (reduksjon i bunnhullstrykk)
- Slamdensitet inn (kapasitet på degasser utstyr)
- Penetrasjonsrate (utbøringsrate)
- Sirkulasjon gjennom chokemanifold (unngå overrisling av riggen og eksplosjonsfare)
- Tømming og kollaps av riser
- Connections/tripping

Det primære vil være å gjøre seg opp en mening om årsaken til at gassnivået øker; utboring, swabbing eller innstrømning fra en formasjon med lav permeabilitet.

Følgende prosedyre kan her benyttes:

- Flow check!
- Dersom ingen flow, sirkuler bunn opp.
- Dersom gassnivået returnerer til bakgrunnsnivå, kommer gassen fra utboret formasjon
- Dersom gassnivået **ikke** returnerer til bakgrunnsnivået, øk slamdensiteten i små

Trykkkontroll Brønnservice

-Inkrementer inntil gassen forsvinner.

En viss økning i gassnivå vil ofte forekomme etter en lengre sirkulasjonsstans, men denne skal forsvinne når sirkulasjonen gjenopptas.

En liten reduksjonen i bunnhullstrykket pga gas cutting bør ikke nødvendigvis være den største bekymringen, selv om effekten på overflaten kan være dramatisk. Det blir ofte overreagert på gas cut mud med for store økninger i slamdensiteten. Er brønnen i balanse, kan gas cutting kontrolleres ved å redusere boreraten slik at det ikke er nødvendig å øke densiteten.

Hvis gassen ikke blir fjernet fra slammet (dårlig degasser) før slammet pumpes ned i brønnen igjen, vil bunnhullstrykket reduseres. Er det store mengder gass i slammet, kan det være nødvendig å stanse boringen helt for å sirkulere brønnen rein for gass.

Er det mistanke om store gassmengder i annulus, vil det være god praksis å sirkulere gjennom chokemanifolden (over åpen *bleedline*) med lav rate. Dette vil gi et lite mottrykk på brønnen, slik at gassekspansjonen blir kontrollert, og gassen ventilert fra MGS. (*mud gas separator*) På denne måten kan man unngå den dramatiske utkokingen nær overflaten med reduksjon av bunnhullstrykk, eventuelt tømning/kollaps av riser samt overrisling av riggen med påfølgende eksplosjonsfare.

NB: Ved boring av topphull må enhver økning i bakgrunnsgassnivå tas meget alvorlig!

Trykkkontroll Brønnservice

3.3.4 GASSEKSPANSJON UNDER UTSIKULERING

Pit gain under en ut sirkulering med vannbasert boreslam vil være direkte avhengig av gassens ekspansjon. Brønnen skal sirkuleres med konstant bunnhullstrykk som balanserer formasjonstrykket, for å hindre videre innstrømning. Det må derfor sirkuleres over en choke som gir mottrykk mot formasjonen. Dette vil gi en gassekspansjon, og dermed en pit gain, som er betydelig lavere enn tilfellet ville vært dersom gassen ble sirkulert til overflaten i åpen brønn.

Pit gain kurven viser gradvis økende ekspansjon etter hvert som gassen nærmer seg overflaten (figur 3.3). Det finnes også enkle metoder for å estimere maksimalt pit gain under en ut sirkulering av en gitt gasskick. Et slikt estimat kan være en viktig rettesnor under ut sirkuleringen. Når vi har dannet oss et bilde av hvordan nivået i slamtankene normalt skal utvikle seg, vil det være lettere å gjenkjenne et unormalt forløp p.g.a. problemer som slamtap eller underbalanse.

Dette er til en viss grad avhengig av at vi vet hvor gassen befinner seg når operasjonen starter. Ved bruk av oljebasert boreslam vil pitgainkurven se forskjellig ut, ettersom gassen vil gå i løsning med slammet.

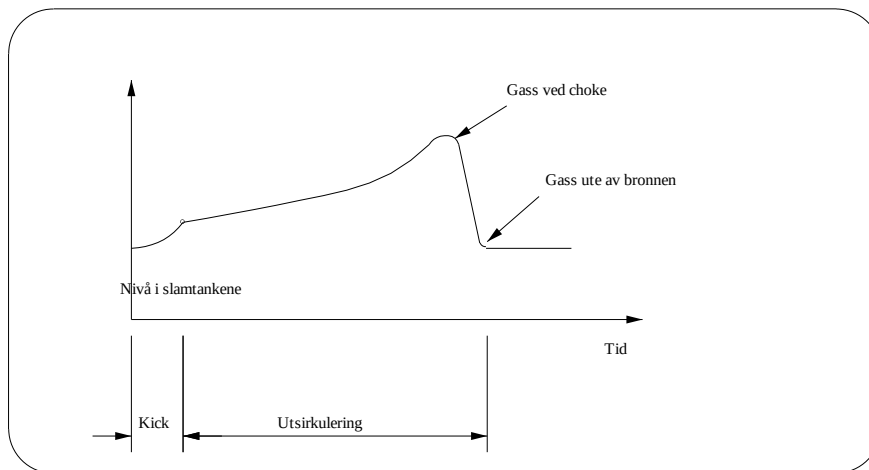


Fig. 3.3. Pit gain som funksjon av pumpeslag (gassens posisjon i annulus) i vannbasert slam.

NB: dersom gass allerede har blitt pumpet høyt opp i brønnen p.g.a. sein detektering, vil selvsagt pit gain komme raskere.

Trykkkontroll Brønnservice

Eksempel:

En gasskick på 4 m³ er tatt på 2800 m TVD. Under ut sirkulering med konstant bunnhullstrykk observeres det at pit gain har økt til 8 m³ når gassen har nådd 2100 m TVD. Er dette normalt?

I dette tilfellet har gassen tilsynelatende doblet sitt volum selv om den bare har tilbakelagt ¼ av TVD. En normal ekspansjon skulle vært betydelig mindre dersom brønnen var åpen under sirkuleringen, dvs. ca. en fordobling av kick volumet først når gassen var ved ½ TVD. Det er derfor sannsynlig at brønnen sirkuleres med for lavt bunnhullstrykk, slik at gass fremdeles strømmer inn, eller at gassen befinner seg nærmere overflaten enn antatt.

3.3.5 MIGRASJONSHASTIGHET

Gassens migrasjonshastighet (perkolasjonshastighet) vil hovedsaklig være avhengig av to faktorer:

- Forskjellen i densitet mellom slam og gass.
- Størrelsen på gassboblene.

Stor forskjell i densitet mellom gass og slam samt relativt store gassbobler gir høyest migrasjonshastighet.

Små gassbobler kan stoppe helt opp i slam med høy viskositet.

Store gassbobler får vi fra konsentrerte innstrømninger og under ekspansjon av gassen nær overflaten. Forsøk viser at slam med høy viskositet kan gi større gassbobler og dermed høyere migrasjonshastigheter. Under sirkulasjon vil tettheten på gassen i annulus reduseres, noe som fører til økt boblestørrelse og økende migrasjonshastighet.

Migrasjonshastigheten (m/time) kan beregnes etter at brønnen er stengt inne:

$$\frac{\text{Økning i overflatetrykk (bar / time)}}{\text{Slamdensitet (kg / l)} \cdot 0,0981} \quad \text{NB ! bar/time}$$

Denne formelen tar ikke hensyn til boreslammets kompressibilitet, brønnveggenes elastisitet eller filtrering av slam (*fluid loss*) når brønntrykket øker. Nyere forskning viser at migrasjonshastigheten dermed kan bli underestimert ganske betydelig! Tradisjonelt har man hatt som tommelfingerregel at migrasjonshastigheten i vannbasert slam vil være ca 150 - 300 m/time. Mer nøyaktige modeller, som tar hensyn til de overnevnte faktorene, anslår raten til å være opptil 6 ganger høyere, altså 1800 m/time! Det vil være svært vanskelig å forutsi en nøyaktig rate på forhånd, men man skal være forberedt på at de første gassboblene kan komme til overflaten i løpet av relativt kort tid, selv om det ikke sirkuleres. Under sirkulering, vil den første gassen komme til overflaten betydelig tidligere enn det som blir antydnet av pumpe­slagsberegningene.

Trykkkontroll Brønnservice

Eksempel:

En brønn ble stengt inne og var stabil. Etter 15 minutter ble det observert en trykkøkning på 16 bar. Slamdensiteten var 1,79 sg.

Beregn migrasjonshastigheten:

$$H\ddot{o}yde = \frac{16}{1,79 \cdot 0,0981} = 91 \text{ m i l\ddot{o}pet av 15 minutter}$$

$$\text{Migrasjonshastighet} = \frac{91 \cdot 60}{15} = 364 \text{ meter / time}$$

3.3.6 VOLUM Å BLØ AV FOR Å OPPRETTHOLDE BUNNHULLSTRYKKET

Når gassen migrerer vil den beholde trykket inntil vi lar den ekspandere. Vi kan blø av slam på choken og redusere drillpipetrykket til det opprinnelige stabiliserte SIDPP. Da vil vi redusere bunnhullstrykket tilbake til opprinnelig formasjonstrykk.

En annen metode er å beregne hvor stort volum vi må blø av for å gjenvinne bunntrykk tilsvarende formasjonstrykk.

Vi må først beregne bunntrykket (formasjonstrykket):

$$\text{BHP} = \text{Hydrostatisk trykk i borestrengen (bar)} + \text{SIDPP (bar)}$$

Deretter kan vi beregne volumet vi må blø av for å gjenvinne bunntrykk tilsvarende formasjonstrykket:

$$\text{Volum (liter)} = \frac{\text{Økning i overflatetrykk (bar)} \cdot \text{Innstrømningsvolum (liter)}}{\text{Formasjonstrykk (bar)} - \text{Økning i overflatetrykk (bar)}}$$

Eksempel:

Vi har stengt inn en brønn og har følgende data:

TVD: 2051 m

Slamdensitet: 1,57 sg

SIDPP: 24 bar

Kick volum: 2800 liter

Bunnhullstrykk: $p = 24 + 2051 \cdot 1,57 \cdot 0,0981 = 340 \text{ bar}$

Volumet å blø av for å opprettholde bunnhullstrykket dersom vi har hatt en trykkøkning på 16 bar på overflaten:

Trykkkontroll Brønnservice

$$\text{Volum} = \frac{16 \cdot 2800}{(340 - 16)} = 138 \text{ liter}$$

Årsaken til at vi trekker trykkøkningen fra bunnhullstrykket er at vi ønsker å redusere trykket i influxen med så mange bar. Det er viktig å ikke blø av mer enn 138 liter for ikke å komme i underbalanse.

Når vi blør av 138 liter på choken er det viktig å holde choketrykket konstant. Dersom choketrykket reduseres vil vi komme i underbalanse.

3.3.7 HYDRATER

Hydrater kan anta ulike former, for eksempel som en «sørpe» i rørledning eller som store «linser» i gassystemer. Hydrater oppstår i en hydrokarbongass/vann blanding. I all hovedsak oppstår hydrater av metangass, men også av de andre av lette hydrokarbon-gassmolekyler og vann. Gasser som har tyngre molekyler enn butan vil ikke kunne skape hydrater.

Hydrater dannes under relativt høyt trykk og lave temperaturer (under 20-30 grader Celsius). Merk at hydrater også kan forekomme ved høyere temperatur dersom trykket er tilstrekkelig høyt. Boring på større havdyp og lavere temperaturer gjør problematikken knyttet til hydrater enda viktigere.

Vannet vil skape en gitterstruktur og gassmolekylene vil bli fanget i dette gitteret. Man har funnet at hydratene kan gjennomgå tre faser: først oppfører de seg som løs kramsnø. Etter en stund blir de klebrige og klumper seg sammen som seige snøballer. Disse ”snøballene” tetter rørledninger og ventiler og skaper problemer.

Hydrater unngås i praksis ved å tilsette metanol eller glykol, som fungerer på samme vis som frostvæske på bil. Metanol eller glykol binder vannet slik at det ikke får anledning til å danne hydrater. Dersom metanol eller glykol er tilsatt hydrokarbonet, blir metanol/glykol skilt fra hydrokarbonet, vannet fjernes og metanol/glykolen brukes på nytt (regenerering). Dette skjer i behandlingsanlegget på plattform eller på land. En ulempe er at det trenges relativt mye frostvæske for å forhindre hydratdannelse. Videre må man utforme robuste system (egne rørledninger for frostvæske, regenerering av brukt frostvæske osv.) for å unngå at tilførselen av frostvæske ikke svikter. Dette kan være en utfordring i seg selv, især på store havdyp.

Hydratdannelse forekommer ofte på steder hvor det er trykkfall i systemet. Det vil derfor fort kunne danne seg hydrater etter (nedstrøms) choken ved ut sirkulering av kick.

3.4 SONER MED TAP

I noen brønner kan det forekomme et tap i en sone, samtidig som en annen produserer. En slik sone, kan være over, under eller mellom produserende soner. Slike brønner gjør det vanskelig om en skal vask ut sand eller scale, og en må da ofte blokkere de produserende sonene midlertidig. En kan da bruke saltpartikler av en bestemt størrelse, til å blokkere

Trykkontroll Brønnservice

formasjonen, uten å blokkere den permanent. En squeeze jobb med sement kan også være et alternativ.

Med både Coiled Tubing og Snubbing, må en bruke spesielt utstyr og følge spesielle prosedyrer for å revers sirkulere (ned annulus, opp i røret). Normalt sett er det to enveisventiler i enden av strengen, som hindre innstrømning. Om en skal utføre revers sirkulasjon, må disse ventilene kunne settes ut av funksjon mens en sirkulerer, men settes tilbake når en skal trekke ut av hullet. I noen tilfeller brukes en SSD (sleeve), som åpner og stenger ved at kuler blir pumpet ned. Noen enveisventiler kan pumpes ut, og så pumpes inn etterpå.

3.5 BARRIEREFILOSOFI

Årsaken til at vi lager en brønn, er at vi ønsker å produsere olje og gass på en sikker og lønnsom måte. Kompletteringen spiller da en viktig rolle i dette arbeidet. Målet er til enhver tid å ha to uavhengige barrierer mellom reservoaret og omgivelsene.

En barriere er enhver innretning, væske eller stoff, som hindrer strømming av brønnvæsker i produksjonsrør, og gjør dette ved å tette hele strømningsarealet.

Om en barriere feiler, skal en utsette videre arbeid inntil barrieren har blitt reparert, erstatter eller gjeninnsatt.

Det er god praksis å forsikre seg om at en har minst to testede barrierer tilgjengelig til enhver tid. Husk også at en brønn som ikke produserer naturlig, har de samme kravene til barrierer som andre brønner.

Det er to typer barriere:

- Mekanisk
- Hydrostatisk (væske)

3.6 KLASSIFISERING AV BARRIERER

Barrierer er klassifisert som følger:

- Primær; barrieren som holder trykket fra brønnen under kontroll under normal operasjon. Normalt en stengt barriere.
- Sekundær; barrieren som sikrer kontroll over brønnen om primærbarrieren feiler. Som regel en barriere som en kan stenge ved behov.
- Tertiær; barrieren som brukes når primær og sekundær barriere feiler.

Den primære barrieren for slickline (pianotråd) er stuffingboxen (pakkboksen), og for flettet kabel (med og uten elektrisk leder) er det grease hodet. For Coiled Tubing og Snubbing er det stripperen (Stripper packer, Stripper rubber eller Stripper ram) som gjør samme jobben.

Den sekundære barrieren for Wireline (kabeloperasjoner) er BOP, med ram for den aktuelle kabelen. For Coiled Tubing og Snubbing er det pipe ram (ram som passer rundt røret).

Den tertiære barrieren for alle tre operasjonene er en kutteventil. En shear and seal ram (evt. Safety head). Den skal være så nære juletreet som mulig, slik at det er få koblinger som kan lekke under ram'et. Denne barrieren benyttes kun i nødssituasjoner.

Trykkkontroll Brønnservice

3.6.1 STENGBARE BARRIERER

En stengbar barriere karakteriseres ikke som en barriere før den er stengt.

3.7 TYPER MEKANISKE BARRIERER

3.7.1 STENGTE BARRIERER

- Stuffing box (pakningsboks)
- Strippers (element som klemmes rundt rør)
- Grease Injection Head (trykk fra olje med høy viskositet som holder tett i en trang passasje mellom flettet kabel og veggen i utstyret)
- BHA Check valves (tilbakeslagsventiler i bunn av verktøystrengen.
 - Plugs (plugger)

3.7.2 BARRIERER SOM KAN STENGES

- BOP'er (sikringsventiler)
- Shear Seal/BOP ventiler
- Annular Preventers (ringromsventil)
- Gate ventiler (juletreet)
 - Sub-Surface Safety Valves (sikkerhetsventiler)

I noen områder er ikke Sub-Surface Safety Valves klassifisert som en barriere, siden API spesifikasjonene tillater så stor lekkasje. De kan likevel bli godkjent om de holder tett.

3.7.3 HYDROSTATISKE BARRIERER

Hydrostatiske barrierer er primærbarrierer, om trykket blir overvåket og monitorert. Det er viktig å vite at en hele tiden har en liten overbalanse på toppen av perforeringene. Hydrostatiske barrierer bruker trykk som er stort nok, til å holde overbalanse.

3.8 BARRIERE KONVOLUTTER

Barrierer er en gruppe komponenter, som lager en barriere-konvolutt.

Eksempelvis er stuffingboksen bare en enkelt komponent. Men sammen med lubricator og BOP utgjør de en konvolutt som inneholder brønnvæske.

I tegningen som kommer er konvolutten av barriereelementer som hindrer strømming av hydrokarboner fra reservoar og ut tubing som følger (med stengt tre);

- Casing under packeren
- Packeren
- Tubing

Trykkkontroll Brønnservice

- Tubing Hanger/Hanger Spool
- Juletreet

Om et av elementene i denne konvolutten skulle feile, er det flere sekundære barrierer som vil hindre brønnvæsken i å strømme ut av brønnen. Eksempelvis om det skulle oppstå en lekkasje gjennom packer og inn i annulus (ringrommet), så vil den tunge kompletteringsvæsken hindre brønnvæsken i å nå casingen. Dette vil kanskje endre seg etter en tid, da kompletteringsvæsken vil komme ut av annulus. Men brønnen er fremdeles hindret fra å komme videre, på grunn av casing, tubing, tettingen i tubing hangeren og ventilene ut fra annulus.

Når vi jobber på levende brønner, stoler vi på barrierene. Dette kan være barrierer ned i brønnen (mekanisk plugg, en væske etc.) eller det kan være barrierer på overflaten. Barrierer er delt inn i primær, sekundær og tertiær barriere eller barriere element.

Under brønnintervensjoner vil det være en primærbarriere, eksempelvis stuffingboksen på en slickline operasjon. Denne primære barrieren er bare primærbarrieren så lenge det er kabel i brønnen. Når en er ute av brønnen, og ventilene på juletreet er stengt, er de den primære barrieren.

I backup har vi sekundærbarrieren. I tilfellet med slickline operasjon, er det en BOP for slickline. Den siste barrieren er da tertiærbarrieren, og det er en kutteventil, som også holder tett.

Det kan være flere barrierer, slik som når to eller flere plugger er plassert i en brønn. Eller når en har to ventiler etter hverandre som begge er stengt. For å sikre operasjoner skal en alltid ha doble barrierer.

Det kan være flere barrierer i bruk, eksempelvis to eller flere plugger i en brønn, eller to stengte ventiler etter hverandre. For å ha en sikker operasjon, skal det alltid være to barrierer.

Barrierer alene holder ikke brønntrykket tilbake. Eksempelvis vil ikke en stuffingboks (primær barrieren) holde tilbake brønnvæsken, om o-ringen i koblingen under lekker, eller andre komponenter ned til treet feiler. Det er bare på dette ene punktet primærbarrieren holder tett.

Derfor er det vi snakker om konvolutter - barriere konvolutter. Konvolutten lages av barrierene som sammen er med på å holde inne trykket fra brønnen. I en slickline rigup, dannes konvolutten av juletreet, risere, BOP, lubricator og stuffingboks til sammen.

Om noen av elementene i en konvolutt skulle feile, er det flere sekundærelementer som hindrer brønnen i å strømme. Skulle eksempelvis packeren begynne å lekke, vil kompletteringsvæsken i annulus (som har overtrykk) stoppe brønnvæske fra å nå casing. Over tid vil kompletteringsvæsken renne ut, og brønnvæsken strømme inn. Men da vil casing, annulus ventiler og hangeren hindre lekkasje ut i fra annulus.

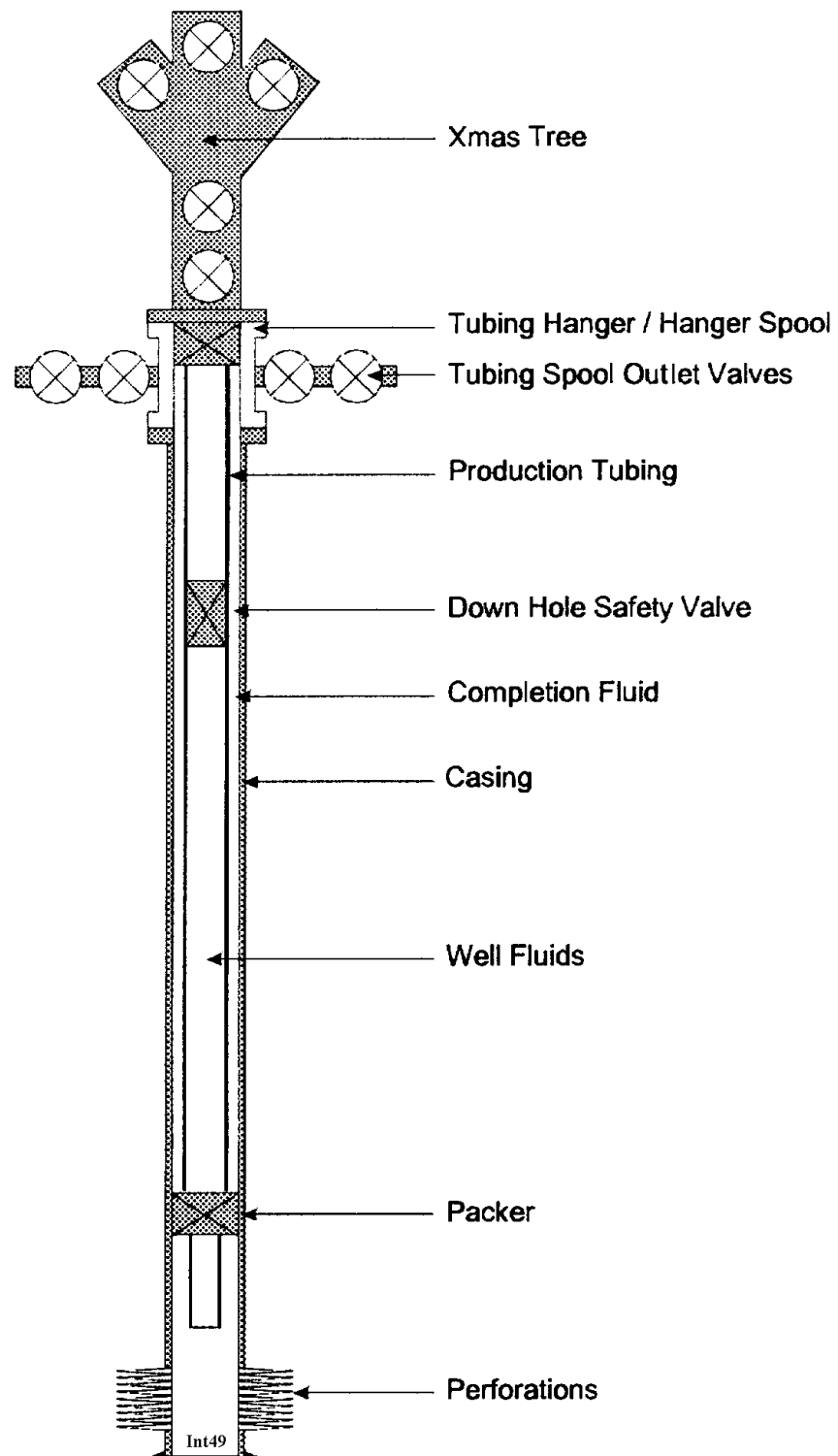
Hver gang en jobber på en levende brønn, må en ta hensyn til brønnvæskene som kommer til overflaten. Når en blør av trykk fra brønnintervensjons utstyr, og når en sirkulerer i brønnen, kommer det ut hydrokarboner. Disse hydrokarbonene må vi behandle riktig, men det er ingen fasit på hvordan, siden det er så mange ulike jobber som blir utført. På en rigg kjøres gjerne det meste fra brønnen inn i lukket avløp, mens det i ørkenen gjerne slippes til atmosfære. Ved sirkulasjon, kan det være nødvendig med en testseparator, og åpen flamme

Trykkontroll Brønnservice

vil muligens bli brukt. I alle tilfeller må følgende spørsmål bli besvart:

- Hvor mye væske vil bli produsert?
- Er det gass eller olje?
- Er det H₂S til stede?
- Må vi ta forhåndsregler ved avblødning? Hvilke?
- Er det mulig å brenne det som kommer, eller er det blandet med for mye vann?
- Hvilket utstyr er tilgjengelig, for behandling av brønnvæsker?
- Hva trenger vi av ekstra utstyr?

Trykkontroll Brønnservice



Trykkkontroll Brønnservice

3.8.1 TEST AV BARRIERER OG INFLOWTESTING

Barrierer skal testes i strømningsretning, for å vise at den holder trykket. En må derfor blø av noe av trykket over pluggen i en tubing, og monitorere det over tid, for å se at det er stabilt, og at plugg ikke lekker. Dersom mulig kan det monteres en strømningsmåler (flow meter) for å måle lekkasjemengden mot tid. Stiger trykket over pluggen, er det mulig at det er en lekkasje. Naturlig vis må vi ha trykk under pluggen, for å kunne utføre en innsrtrømningstest (inflowtest). Om det ikke er nok trykk under pluggen, må vi teste pluggen ovenifra. Dett er en pålitelighets test av barrieren.

3.9 DREPEPROSEDYRER FOR EN LEVENDE BRØNN

Når en brønn skal drepes, er det flere faktorer som spiller inn. Så som integriteten til casing, muligheten til å sirkulere ut annulus væsken, formasjonstrykket og hvordan brønnen er komplettert.

Generelt ved pumpeoperasjoner skal operatøren gjøre seg kjent med pumpe type og pumpe kapasitet. Kapasiteten er definert med trykk og mengde. Eksempelvis 345 bar/1500LPM. I tillegg skal det foreligge en oversikt over tankkapasitet og overføringslinjer. Dette kaller vi ofte et linjediagram eller P&ID. Alle ventiler i bruk skal inngå i denne oversikten. Trykk klassen til alle deler av drepesystemet skal være beskrevet og kjent for pumpe operatøren. Alle deler av pumpesystemet skal lekkasjetestes til minimum forventet drepetrykk. Det er nødvendig med tilstrekkelig margin mellom brønntrykk og tillatt trykk i drepelinjer og komplettering, minimum 200 psi.

Utstyret som inngår i pumpoperasjoner må ha gyldig sertifikat (5 årlig kontroll). Trykkmålere skal være kalibrert og vise trykk innen korrekt måleområde. Mekaniske defekter som knust glass tolereres ikke og utstyret skal byttes ut.

Det er nødvendig med volumkontroll for alle drepeoperasjoner slik at ICP og FCP stemmer mot innpumpet volum. Det er også viktig når drepevæsker fortrenses med lettere væsker som gir underbalanse, at man vet nøyaktig når underbalansen inntreffer. Husk at tidligere testede barrierer kan lekke på et senere tidspunkt.

Verd lekkasjer under pumping, eksempelvis en flens, skal lekkasjepunktet isoleres og trykkavlastning iverksettes. Lekkasjen utbedres så og ny lekkasjetest foretas.

Når dreping av en brønn blir krevd i løpet av en brønnintervensjon, eller på grunn av en brønnintervensjon, er den letteste, raskeste og sikreste måten ved sirkulasjon. Det krever at det er en form for kommunikasjon så nært over den produserende sonen som mulig. Sliding Side Door (SSD) eller sleeve om dere vil, kan åpnes like over packer (det kan punches hull, eller en tar og trekker en dummy i en sidepocket). Dette kan gjøres med en streng (Coiled Tubing eller Snubbing) når en er kommet ned til et passende dyp.

I dette tilfellet drepes brønnen med å sirkulere en drepevæske, samtidig som en holder et konstant BHP (bunnhullstrykk), som gir litt overbalanse mot formasjonen. Dette reguleres med å bruke en choke på overflaten, og ved å følge skjemaet som er laget for drepeoperasjonen. Skjemaet skal beskrive trykket på tubing siden og annulus siden gjennom hele operasjonen. Prinsippet for å lage skjemaet er det samme om en velger forward eller revers sirkulering.

Det er flere faktorer som må bli tatt med i beregningen når en skal regne ut en drepejobb.

- Har tubingen samme diameter i hele lengden, både utvendig og innvendig?

Trykkkontroll Brønnservice

- Vekten på væsken som er i tubing og annulus, og vekten på drepevæsken
- Trykket i annulus, og innstengningstrykket (WHP)
- Innholdet i brønnen, om det er olje eller gass

Typiske drepevæsker er:

- Sjøvann
- Kompletteringsvæske
- Drilling mud (olje og vannbasert)

Det er meget viktig at drepevæsken passer sammen, og ikke reagerer med formasjonen/formasjonsvæskene. Om de ikke passer, kan en oppleve at leiere sveller opp, scale avleiringer og andre problemer som kan blokkere perforeringene permanent, og påvirke produktiviteten negativt.

3.9.1 FORWARD SIRKULASJON

Når en sirkulerer med en forward sirkulasjon, pumper man ned tubing, gjennom utstyret i bunn av strengen, og opp annulus. Om en skal sirkulere med forward sirkulasjon for å vaske i bunn av brønnen, må en gjøre det veldig forsiktig, på grunn av:

- Sammen med det eksisterende BHCP, kan en mengde partikler i annulus føre til en radikal økning i vekten på væsken, og dette kan føre til tap av sirkulasjon. Dette forutsetter at brønnen er drept, og at packeren er trekt.
- Om det er store mengder partikler i annulus, og pumpen skulle stoppe, er det stor mulighet for at partiklene faller ned, og forårsaker at en går stuck. Dette forutsetter at brønnen er drept, og at packeren er trekt.

Om brønnen ikke er plugget, og man skal sirkulere gjennom en sleeve (SSD) eller en side pocket, er det mulig at hydrokarboner kommer inn i annulus. Der skal det bare være spesielt tilpasset kompletteringsvæske, vanlig vis en brine eller sjøvann med oksygen fjerner, stoff som hindrer korrosjon og biosider. I slike tilfeller ønsker man å heller bruke revers sirkulasjon ned annulus og inn i tubing.

Etter at en komplettering er kjørt, blir det ofte pumpet ned en lett væske (ofte diesel). Dette gjøres for at vi skal få en lett væskesøyle, og dermed underbalanse når vi perforerer. Denne operasjonen etterfølges av kompletteringsvæsken, med forsiktig sirkulasjon, slik at den blir værende i annulus. Etterpå stenges sleeveen (SSD) eller side pocketen (SPM), slik at en unngår u-tubing. Når det ikke lenger er kommunikasjon, og kompletteringen er tett, kan vi blø av trykket på annulus siden. En observerer så om det er noen lekkasjer.

Forward sirkulasjon har flere bakdeler, sammenliknet med revers sirkulasjon

- Det krever høyere sirkulasjonstrykk
- Væsken strømmer ikke naturlig ut gjennom kommunikasjonsportene i røret.
- Det er vanskeligere å pumpe oljen eller gassen foran drepevæsken.
- Væsken i brønnen vil mest sannsynlig blande seg med væsken i annulus. Det gjør det vanskelig å regulere choken.

Det tomme røret må etterfylles på vei ned i brønnen, for å hindre at det kollapser.

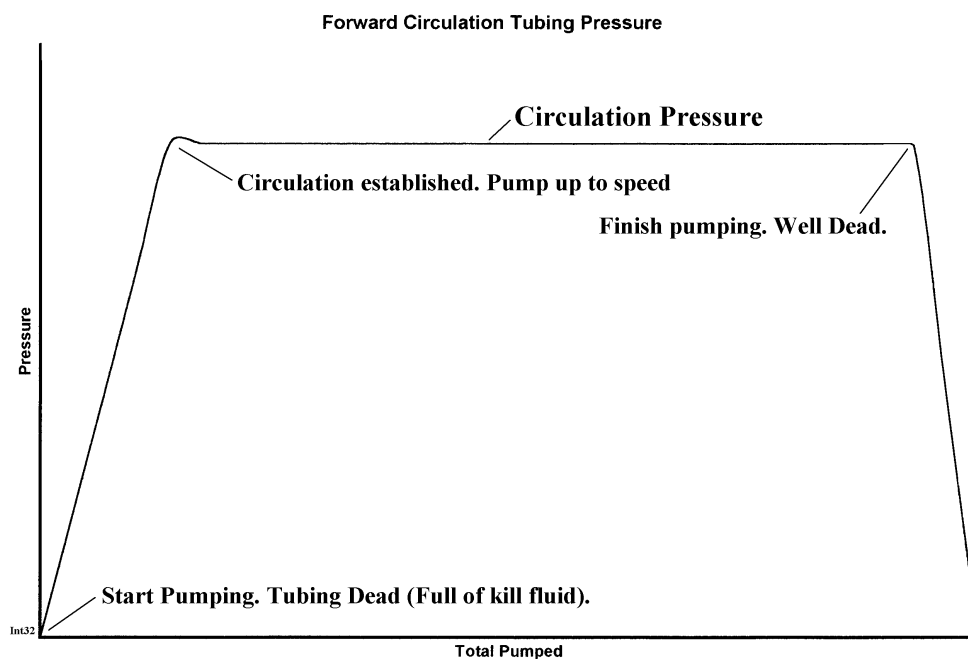
Trykkkontroll Brønnservice

Når pumpene går for fullt, stiger trykket i tubing, og brønnen blir drept av væsken som kommer ut i bunnen av pipe'en, og opp på utsiden. En kontrollerer trykket ved å regulere på choken. Den må være der væskestrømmen kommer ut av treet, og en må se til at trykket ikke overstiger det som er planlagt på skjemaet for drepeoperasjonen.

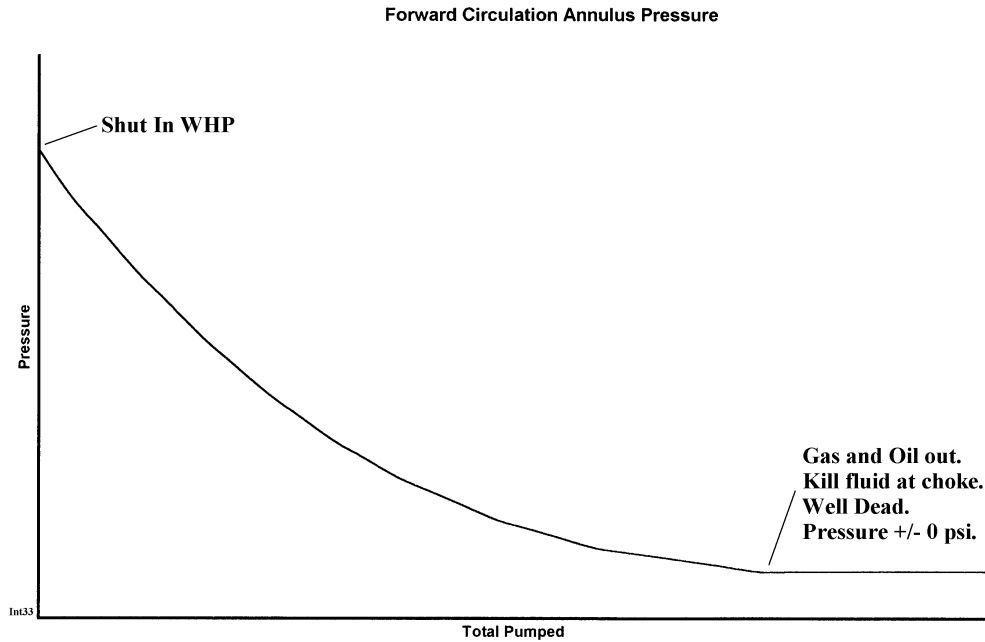
Normalt sett vil en bare bruke forward sirkulasjon med bruk av Coiled Tubing eller Snubbing i brønnen.

Grafene som kommer på de følgende sidene, er typiske eksempler på trykket (tubing pressure) som kan være på toppen av Coiled Tubing strengen, eller Snubbestrengen, og på toppen av annulus (ringrommet). Disse grafene er veldig forenklet, og forutsetter følgende;

- Det er ingen variasjon i diameter, verken utvendig eller innvendig i work over strengen, eller kompletteringen.
- Work over strenger er full av drepevæske når jobben starter.
- Brønnbanen er ikke horisontal.
- Det er en olje- og gassbrønn.
 - Det er ingen gass som strømmer inn og blander seg med drepevæsken på vei opp annulus.



Trykkkontroll Brønnservice



3.9.2 REVERS SIKULASJON

Revers sirkulering er når vi pumper ned annulus siden, enten det er i kompletteringen eller annen streng vi har i brønnen. Returen blir tatt opp i tubing, eller i arbeidsstrengen som er i brønnen. Dette er en meget god måte for å få løftet partikler ut av brønnen, når en er i en brønn og utfører en vaskejobb med en arbeidsstreng.

En kan oppnå større løftekapasitet og transporthastighet når væsken strømmer fra et stort annulus volum, inn i et lite volum i arbeidsstrengen. Dette reguleres ved å endre på pumperatene, og krever ofte lavere pumperate, for å oppnå samme løftekapasitet. I tillegg er det mye mindre sjanse for å gå stuck, eller miste sirkulasjonen.

Revers sirkulasjon er trolig den enkleste og sikreste måten for å drepe en brønn. En utnytter den naturlige u-tube effekten, som kommer med de tunge væskene i annulus, og de lette som er i strengen eller tubing. Det eneste som kreves av pumpetrykk, er når en nærmer seg at det er balanse på innsiden og utsiden av røret.

Under en revers sirkulasjon, sirkuleres brønnen og en holder tilbake formasjonstrykket, slik at det er mulig å ha et konstant bunnhullstrykk. Dette hindrer at det strømmer mer væske inn i brønnen. Dette er enda mer effektivt om en kan isolere kompletteringen med en plugg, og dermed hindre brønnvæsken i å komme opp til drepevæsken.

For å hindre ytterligere strømning fra reservoaret, er det vanlig å legge på en 15-20 bar. Mens man pumper, kan en sakte men sikkert redusere overflatetrykket, i samsvar med grafen for drepejobben.

Når drepevæsken kommer ned i brønnen, er det alltid en fare for at gass skal blande seg med den. Dette kan begrenses ved at en legger inn litt mer viskøs væske, som hindre gassen i å blande seg.

Trykkkontroll Brønnservice

Dette er den drepemetoden en foretrekker, når det er mulig å opprette kommunikasjon mellom annulus og tubing. Det er en stor fordel å kunne fylle begge disse volumene i en operasjon, og alle brønner kan drepes med denne metoden.

Når en regner ut grafen for drepejobben, for en revers sirkulasjon, må en huske på at det er en tung væskesøyle i annulus. Det må sjekkes om dette er en tyngre eller lettere væske enn drepevæsken.

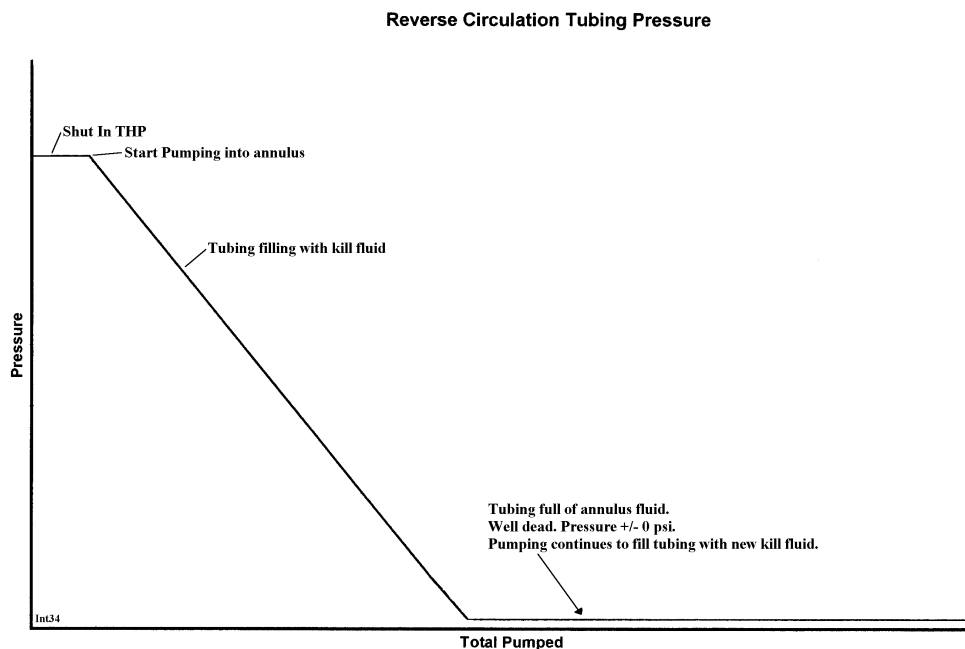
Grafene representerer typiske trykkavlesninger ved revers sirkulering.

De forutsetter:

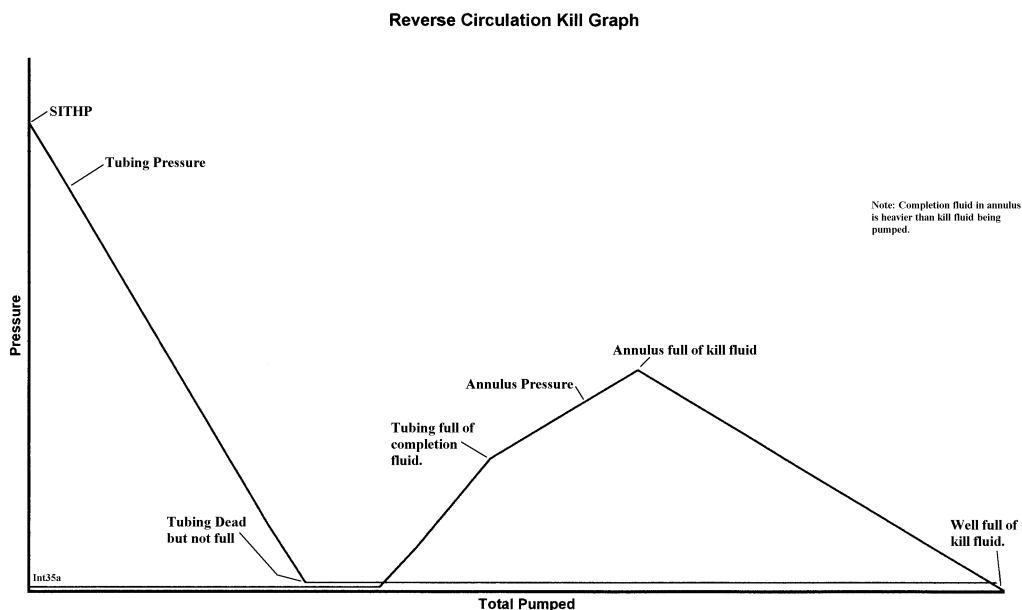
- Samme hulldiameter i hele kompletteringen
- Ingen gass strømmer inn
 - Det er ikke noen vinkel på brønnbanen

En antar også i følgende graf at det er større volum i annulus enn det er i tubingen, og at drepevæsken er lettere enn kompletteringsvæsken som er i annulus fra før. Dette kan være tilfelle i en gammel brønn, der trykket har falt, og en nå bruker en lavere vekt på væsken enn hva som var planlagt.

Grafene har null trykk over nedre linje, slik at de er synlige på skissen.

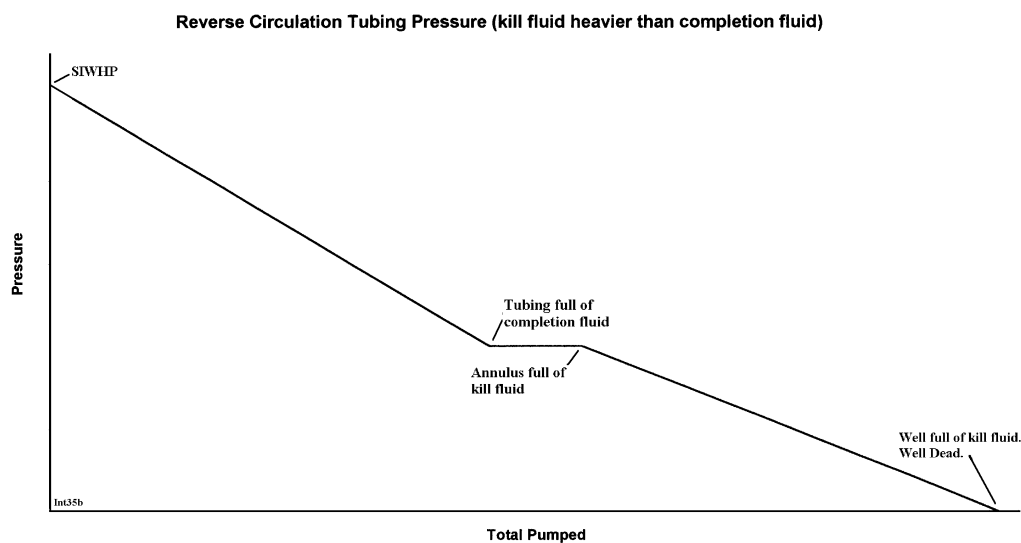


Trykkkontroll Brønnservice



Noen selskaper liker å kombinere de to revers sirkulasjonsgrafene på en og samme skisse.

I mange deler av verden, brukes en drepevæske som er mye tyngre enn den kompletteringsvæsken som er i brønnen. I de tilfellene vil grafen ikke se ut som den over.



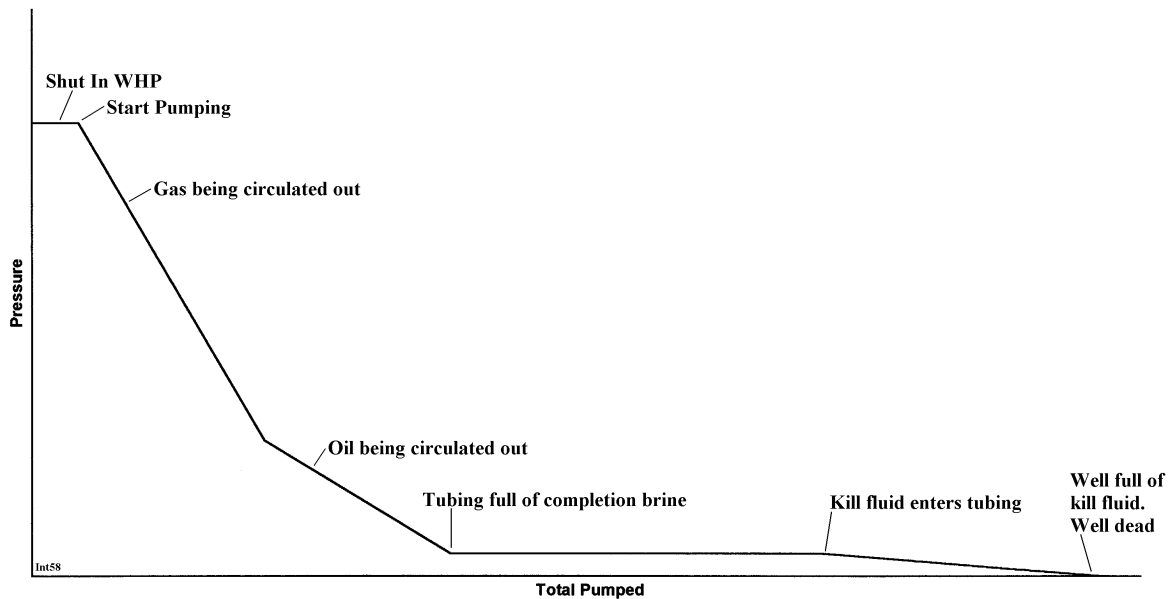
I denne grafen er drepevæsken tyngre enn kompletteringsvæsken.

I begge grafene er det blitt antatt at annulus volumet er større enn volumet i tubing, og de andre forutsetningene er som tidligere.

Trykket i en revers sirkulasjon, eller en hver drepejobb, vil variere veldig mye. Kompletteringsvæskene har ulik vekt, det er ulikheter på brønnvæsker og drepevæsker, og det er avgjørende om det er gass til stede i brønnen når jobben starter.

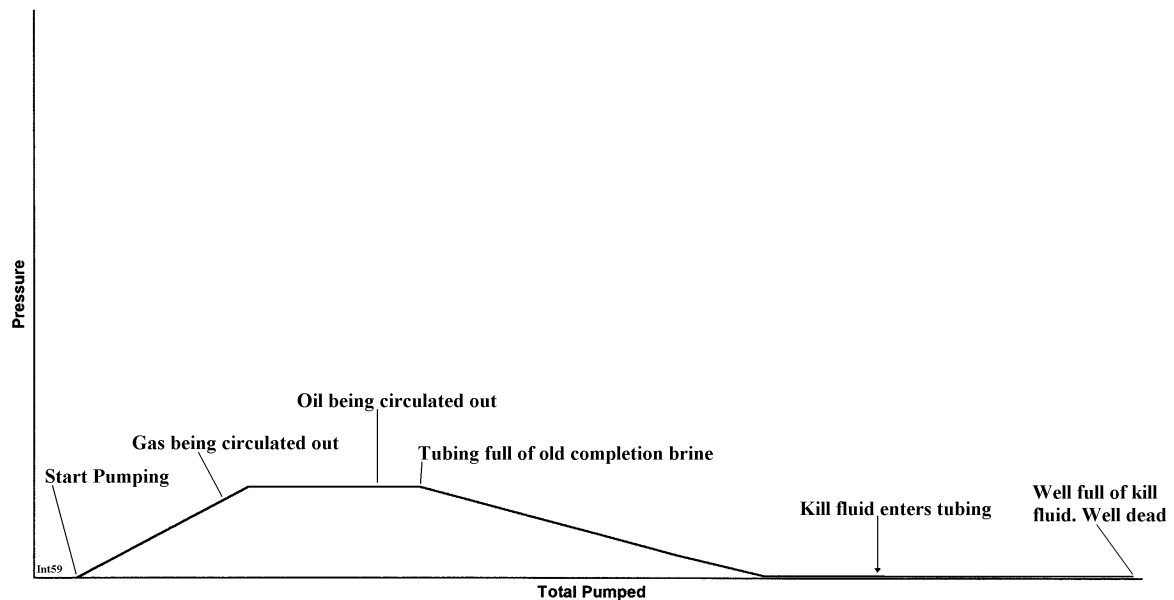
Trykkkontroll Brønnservice

Reverse Circulation Tubing Pressure (completion fluid approx. equal to kill weight)



Grafene representerer typiske trykkavlesninger på overflaten, ved en drepeoperasjon. Null trykk er over akse, slik at den er synlig.

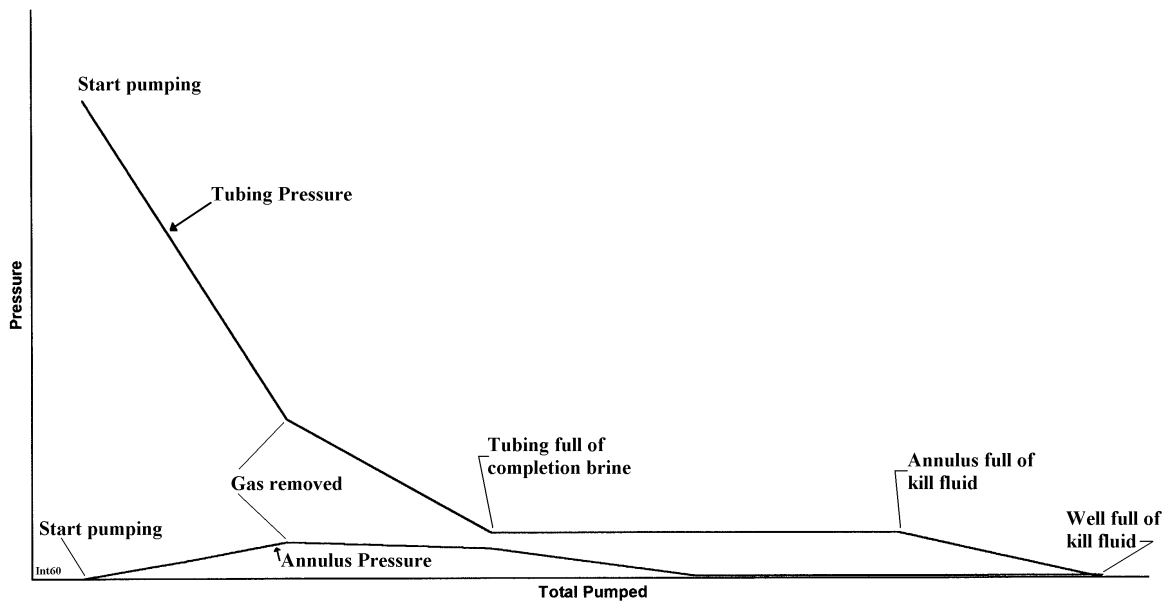
Reverse Circulation Annulus Pressure (completion fluid approx. equal to kill weight)



Disse grafene er av og til tegnet sammen, slik en kan se under. Da som en enkel revers sirkuleringsgraf.

Trykkontroll Brønnservice

Reverse Circulation Kill Graph (completion fluid approx. equal to kill weight)



I de fleste tilfellene, der en holder på med brønnoperasjoner, vil det ikke være mulig å drepe brønnen ved å sirkulere. Den beste måte er da å bruke bullheading. Om det ikke er mulig å bruke bullheading, kan en bruke lubricate and bleed, men det tar veldig lang tid.

3.9.3 BULLHEADING

Når vi skal bullheade, pumper vi ned drepevæske i tubing. Den væsken som er i tubing, blir presset ned og inn i reservoaret. Dette er bare mulig om brønnforholdene tillater det. Om tubing eller perforeringer er blokkert, kan vi ikke bruke bullheading. Metoden brukes også når tubing er landet i en packer, og det ikke er mulig å etablere sirkulasjon rundt skoen i enden av tubing.

Under bullheading, er det viktig å ha en så stor pumperate, slik at gass ikke migrerer opp gjennom drepevæsken, og drepevæsken blander seg med de væskene som er i brønnen. Ideelt sett skal det være som en "vegg" i fronten av væsken, som skyver alt annet foran seg.

Pumperaten (og trykket) må ikke overstige trykket som skal til for at vi frakturer. Skulle det skje, kan vi få store tap som er vanskelige å stoppe, selv ved bruk av LCM (lost circulation material). En må også ta hensyn til hvilket trykk overflateutstyret er godkjent for.

Mange produsenter har redusert formasjonstrykk, og en kolonne med drepevæske (eksempelvis sjøvann) kan forårsake et bunnhullstrykk som er for stort. I et slikt tilfelle kan væskesøylen forsvinne inn i reservoaret, og vi mister overtrykket. I slike tilfeller kan en bruke partikler i væsken, så som salter, eller calcium karbonat. Dette vil blokkere perforeringene, og væskesøylen vil ikke forsvinne.

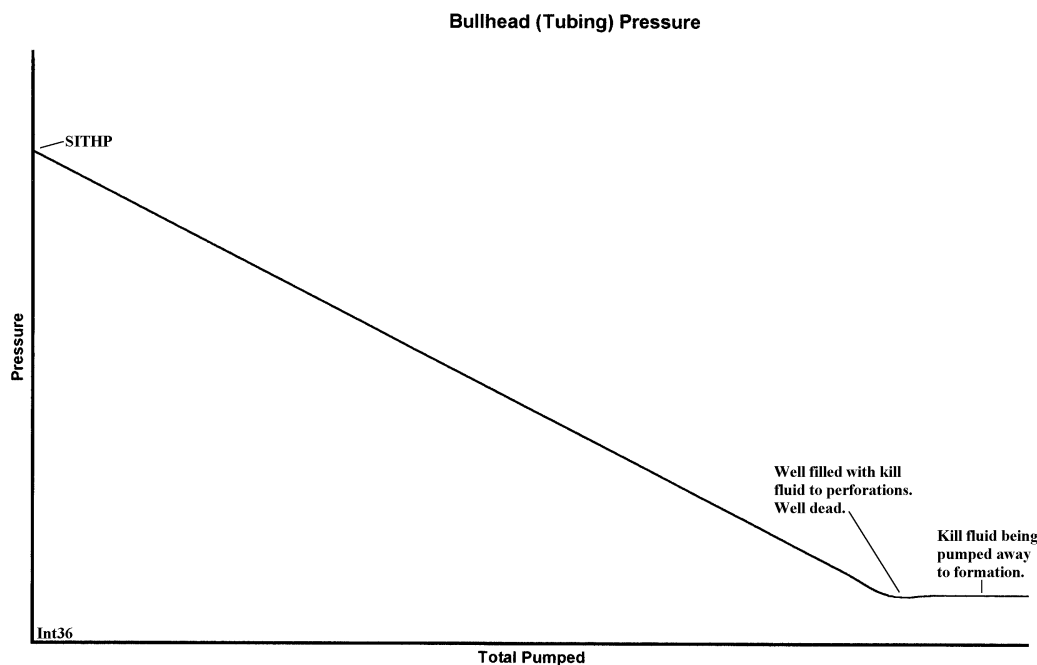
I brønner med lav permeabilitet, kan det være vanskelig å pumpe væsker inn i formasjonen. I slike tilfeller vil en kunne få svært høye trykk på overflaten, og må være spesielt opptatt av trykket som utstyret utsettes for.

Trykkontroll Brønnservice

I en tubing med liten diameter, vil det være en mye større friksjon enn hva det er i en med stor diameter. Dette fører til store trykktap i en liten tubing. I en tubing med stor diameter, er ikke trykktapet noe problem. Men det kan være vanskelig å ha et klart skille mellom den væskesøylen som er i brønnen, og den som pumpes inn. Det kan igjen føre til at drepejobben tar lenger tid, og at mye mer væske går til formasjonen, før en kan si seg fornøyd med jobben som er utført.

Mest negativt med bullheading, er det faktum at alt som er i brønnen, inkludert scale, forvittringsrester, sand osv. kan bli ført tilbake og inn i formasjonen. En kan til og med risikere at formasjonen blir plugget før drepejobben er utført. Både bunnhuls trykk og overflatetrykk er høyest ved denne drepemetoden.

En typisk graf av pumpetrykket er illustrert, og igjen antar vi at brønnen har en diameter fra topp til bunn, at den ikke går ut i horisontal, ingen gass migrerer opp, og væskene som er i tubing fra før går lett inn i formasjonen.



3.9.4 LUBRICATE AND BLEED

For en gassbrønn, eller en gassfylt tubing, hender det at det ikke er mulig å sirkulere eller bruke bullheading fordi overflatetrykket blir for høyt. Et alternativ vil da være å bruke lubricate and bleed. Det innebærer en mye mindre risiko for å pumpe væsker inn i formasjonen, og det er betydelig mindre sjanse for at en pumper partikler som scale og avleiringer inn i perforeringene, hvilket også kan være en grunn til å bruke denne metoden. Metoden kan også brukes i starten av en bullheading operasjon, slik at en ikke får for stort trykk på overflateutstyret.

Men i den settingen, er det stor sjanse for at en pumper mye drepevæske inn i formasjonen.

Lubricate and bleed utføres ved å:

- Kalkulere hvilken kapasitet tubing har, og pumpe halve volumet med drepevæske inn i brønnen.

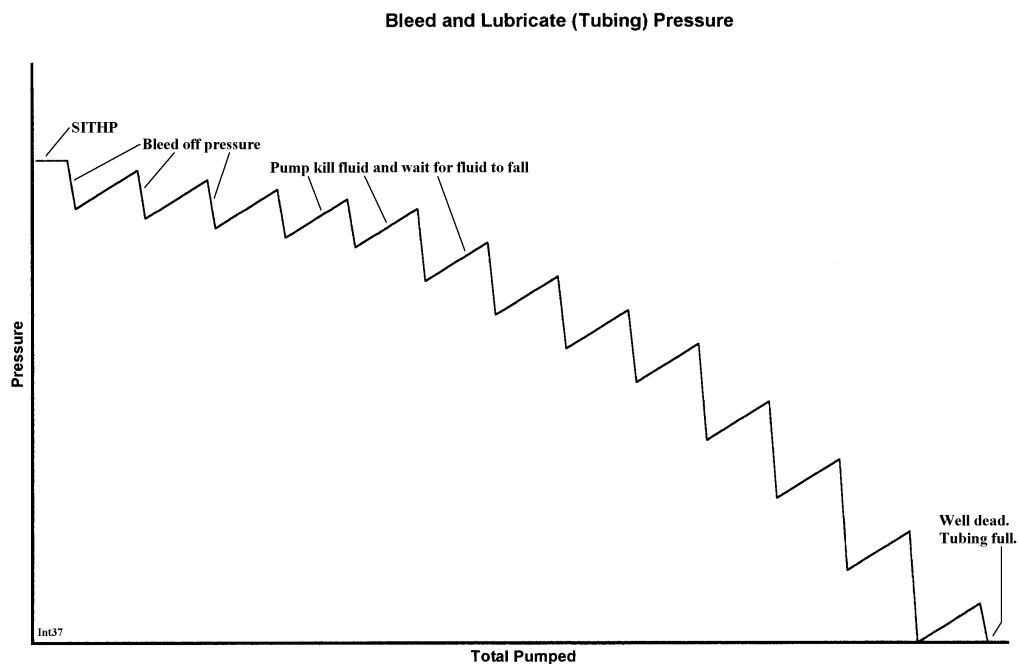
Trykkkontroll Brønnservice

- Observerer brønnen i 30-60 minutter. Trykket i tubing skal nå synke, på grunn av den hydrostatiske søylen. Når trykket igjen blir stabilt, utføres neste steg.
 - Pump en til to kubikk med drepevæske, og pass på at ikke trykket på toppen av brønnen kommer mer enn 15bar over det trykket som tidligere var avlest på brønnhodet.

Blø av gass fra tubingen med en høy rate, like etter at pumpingen er fullført. Trykket på brønnhodet skal droppe like mye som den væskesøylen som er pumpet inn. Om en ikke blør av trykket fort nok, kan en risikere at en del av væskesøylen forsvinner som tap til formasjonen.

I en brønn som er loddrett, og med en væske med lav viskositet, kan gassen migrere med om lag 10 meter per minutt. Noe tid må en med andre ord tillate seg, slik at gassen kan migrere, før avblødningen starter. Det er for å unngå at vi blør av den drepevæsken som vi akkurat har pumpet inn. Lubricate and bleed kan ta svært lang tid.

Med en 2⁷/₈" tubing i brønnen, og en tetthet på 1,1 kg/l, vil en typisk trykkreduksjon være på om lag 35 bar/m³ som er pumpet inn. I en brønn på 2000m, vil det kunne gå med godt og vel 6m³ for å fylle tubing. Grafen viser et typisk pumpetrykk i løpet av en drepejobb.



Når brønnen er drept, vil den inneholde en full kolonne med væske. Om en antar at væsken ikke siger inn i reservoaret, og heller ikke kommer opp, er denne væsken å se på som en primær barriere.

3.10 VESKER BRUKT TIL WORKOVER FLUIDS

Væskene som brukes ved kompletteringer, eller brønnintervensjoner, skal ha mange

Trykkontroll Brønnservice

egenskaper. Eksempelvis ved perforering, sementering, frakturering, syrejobber, drepejobber, rekomplettering, milling, boring, vaskejobber og forhindring av tap til formasjon. Noen ganger skal væsken virke over lang tid, slik som kompletteringsvæsker og packerfluid.

For å få alle disse egenskapene, bruker en mange typer væsker, som mud, væsker til milling, ulike typer brine, saltmettede brine typer, diesel og olje.

Kompletteringsvæsker er som oftest uten partikler, slik at en skal hindre bunnfall, men de er fulle av biosider, stoffer som hindrer korrosjon og scale. En av de viktige egenskapene til en packervæske, er å ha overbalanse der som packeren er, slik at en kan få indikasjoner på en eventuell lekkasje.

Vanlig vis brukes den billigste væsken som møter alle kriteriene, og den skal også være fri for partikler og ikke miljøskadelig.

Dette gjør at en ofte bruker klare typer brine, siden de er billige, lette å få tak i, lette å transportere og ofte har de riktige vektegenskapene. Men de negative sidene er at de lett forsvinner inn i formasjonen ved overtrykk, og at de ikke har noen bindingsevner.

En kompletteringsvæske er enhver væske som blir brukt i nedihulls-operasjoner etter at brønnen er boret og casing er satt. De skiller seg fra borevæsker, siden de er designet med en kombinasjon av følgende egenskaper:

- Minske formasjons skader
- Opprettholde sirkulasjon evnen

Kompletteringsvæsker er ofte designet etter følgende parameter:

- Evnen til brønnkontroll
- Tilsetninger skal ikke påvirke temperatur, heller ikke over tid
- Skal skade formasjonen så lite som mulig
- Minimal korrosjon på komponentene
- Kostnadseffektiv

Ved å være nøye med utvelgelsen av kompletteringsvæsker, kan det være mulig å unngå formasjons skader.

Trykkkontroll Brønnservice

3.11 VÆSKER MED PARTIKLER

Modifisert vannbasert boremud, som inneholder tilsetninger som skal være bra for kompletteringen, kan være klar og tilgjengelig på stedet. Men en skal unngå å bruke dem ved kompletteringer, med mindre en perforerer brønnen med underbalanse.

3.12 SPESIELLE KOMPLETTERINGS VÆSKER

Oljebasert mud, omvendt av emulsjoner; som skum emulsjoner og kalk emulsjoner kommer inn under denne typen kompletterings væsker. Den oljeholdige væsken brukes for å beskytte formasjoner som er sensitiv for vann, eksempelvis formasjoner med leire.

3.12.1 KOMPLETTERINGSVÆSKER UTEN PARTIKLER

Klare brine typer uten partikler, minsker faren for skade på formasjonen og er tilgjengelig med ulike densitet. Slike typer brine er også med på å hindre at leire sveller og at fremmedpartikler slipper inn i formasjonen.

Brine har vekten uten tilsetninger, og er fri for partikler opp til et gitt metningspunkt.

Tettheten på brine, endrer seg med temperaturen, og blir mer tyntflytende når temperaturen synker.

På tross av at det er god praksis å bruke en klar brine, har det sine bakdeler.

- Ingen kontroll på væsketap. Å øke viskositeten ved å tilsette polymerer har vist seg å være en god metode for å hindre væsketap. Det innebærer å plassere en liten kolonne med en tykkere kompletteringsvæske ved perforeringene. Væsketap kan også blitt unngått ved å tilsette av en gitt størrelse, som tetter av perforeringene. Videre kan en ha kontroll med partikler som løser seg opp i syre. I senere tid er det også blitt produsert kompletteringsvæsker med en tetthet på over 2 kg/l.
- Krystallisering av noen salter
- Høye kostnader på tilsetninger
- Høye kostnader ved fjerning av partikler
- Farlig for ved behandling

Trykkkontroll Brønnservice

3.13 ULIKE TYPER BRINE

Denne listen viser ulike typer brine, og deres vekttegenskaper.

Navn	kg/liter
Potassium Chloride	1,00-1,16
Sodium Chloride	1,00-1,20
Calcium Chloride	1,00-1,42
Calcium Chloride/Calcium Bromide	1,42-1,82
Calcium Chloride/Calcium Bromide/Zinc Bromide	1,73-2,30
Calcium Bromide/Zinc Bromide	1,74-2,30
Zinc Bromide	1,62-2,54

3.13.1 VALG AV BRINE

Når en skal velge en type brine, kan en ikke bare ta den som har de beste egenskapene i forhold til vekt og pris. Brinen må ha den vekten som er perfekt, slik at det ikke er for stort overtrykk mot formasjonen, men likevel tung nok til å hindre strømning. Væsken må også være kompatibel med formasjon og formasjonsvæskene, slik at ikke permeabiliteten blir redusert av leire som sveller osv. En væske som ikke er kompatibel, kan forårsake store problemer.

3.14 HYDRATER

Hydrater kan forventes under alle typer brønnoperasjoner der det er gass og vann til stede. Hydrater er en kompleks krystallisering av en gass/vann struktur, i en frossen blanding av vann fylt med gass (ofte metan). Enkelt forklart så er hydrater gass som har blitt til is.

For at hydrater skal dannes, er en avhengig av fritt vann og lette gasser som kommer i kontakt, ved spesifikke trykk og temperaturforhold. Hydrokarbonene blir som is, og strømmer ikke, men kan brått blokkere flowlines, og prosessutstyr.

Under noen omstendigheter, kommer hydratene plutselig og krever ikke alltid et fall i temperaturen.

Hydrater dannes normalt sett når en gass strøm blir kjølt ned, under den temperaturen der hydrater dannes. Ved høyt trykk, kan en danne hydrater ved temperaturer langt over null grader. Det som påvirker dannelse av hydrater mest, er gassen som har en gitt temperatur og trykk, og at gassen er ved eller under vannets frysepunkt, med fritt vann til stede. For hvilken som helst gass ved et gitt trykk, er det en temperatur under hvor det vil være dannelse av hydrater. Etter som trykket stiger, vil også temperaturen der hvor hydrater dannes stige. Det vil si at hydrater kan dannes selv om det er plussgrader. Men uten fritt vann, dannes ikke hydrater.

Under normale omstendigheter vil det ikke dannes hydrater når det er brine til stede, og varm brine er med på å løse problemet.

Punktet der hydrater blir dannet kan senkes, spesielt der det er tofase strømning, ved å ha mye turbulens.

Trykkkontroll Brønnservice

En kan også gjøre andre tiltak, får å unngå dannelse av hydrater. Ved trykktesting er det lurt å bruke en blanding av glykol og vann. Det er to typer glykol; Mono-etylen glykol (MEG) og Tri-etylen glykol (TEG). De er best ved blandinger på rundt 50/50, gjerne med mer glykol enn vann.

Selv om det ikke nødvendig vis må være et trykkfall for å få dannet hydrokarboner, så vil et trykkfall resultere i at temperaturen også faller. Dette skjer over en choke, en trykkreduksjonsventil, eller en lekkasje i trykkkontroll utstyret, og hydrater dannes ofte der. Grunnet kondensering av vann, kan det oppstå dannelse av hydrater.

Hydrater er lettere enn vann, de kan komme ved temperaturer langt over vannets frysepunkt, og kan av og til vises som iskrystaller på utsiden av det utstyret som har en isplugg på innsiden (det viser bare når det er høy nok luftfuktighet).

Når en har fått hydrokarboner, er det tre måter å fjerne dem på;

- Øke temperaturen (over den temperaturen der hydratene ble dannet).
- Senke trykket (men vær på vakt, at ikke hydratpluggen løsner, og gjør skade på utstyr)
- Kjemikalier

Om det skal ha en god effekt med trykkreduksjon, må trykket fjernes på begge sider av hydratpluggen. Reduseres trykket bare på den ene siden, er det ikke bare lite effektivt, men det er også meget risikabelt i forhold til at utstyr kan skades. Injeksjon av metanol der en har en hydratplugg er meget effektivt. Om en kjører braided line, så må en huske på at metanolen kan påvirke greasen som holder kontroll på brønntrykket. Om metanol injiseres i ventiltreet, kan skade ventilene. Noen BOP'er kan også ta skade av metanol. Som et preventivt virkemiddel anbefales glykolinjeksjon mens en kjører inn i brønnen eller trekker ut. Ved temperaturer nær frysepunktet, blandes det i 10% vann, slik at det lar seg pumpe.

Det er grafer som viser hvilke trykk og temperaturområder som har størst sannsynlighet for dannelse av hydrokarboner.

Advarsel. *Det er farlig å blø av trykket over en hydratplugg som befinner seg i tubing*

Hydrater er formet av metan, etan, og propan, H₂O eller CO₂.

Eksempel: ved 70 bar, kan hydrater dannes ved temperaturer under 20°C om det er fritt vann til stede. Hydrater kan plugge rør, ventiler og annet utstyr.

Metanol som blir injisert i en gasstrøm senker temperaturen der hydrater kan oppstå. Dette er meget effektivt, fordi metanolen blander seg som en del av gassen. Ofte blir dette brukt i

Trykkkontroll Brønnservice

brønner der det er stor sjanse for plugging, om dette ikke ble injisert. På havbunnsinstallasjoner er det også mye brukt.

Glykolinjeksjon i en gasstrøm senker temperaturen der hydrater oppstår, med fritt vann til stede. Dette brukes ofte der en skal ha en kontinuerlig injeksjon, fordi glykol er lett å skille fra gassen siden, og kan da injiseres en gang til.

Med temperatur, er det mulig å heve temperaturen over det punktet der hydrater dannes.

Tester har vist at en vann/gass blanding som ble satt under trykk, hadde følgende karakteristikk; Trykk ble senket gradvis, og hydrater ble dannet etter at trykket var senket en god del. Når dette så skulle varmes opp, krevde det en mye høyere temperatur for å smelte hydratene, enn den temperaturen som var, da de frøs.

Trykkkontroll Brønnservice

Gas Correction Factors

CORRECTION FACTORS					Int29
WELL DEPTH ft	0.6 GRAVITY	0.7 GRAVITY	0.8 GRAVITY	0.9 GRAVITY	
3.000	1.064	1.075	1.087	1.098	
3.500	1.075	1.089	1.102	1.115	
4.000	1.087	1.102	1.117	1.133	
4.500	1.098	1.115	1.113	1.151	
5.000	1.109	1.129	1.149	1.169	
5.500	1.121	1.143	1.165	1.187	
6.000	1.133	1.157	1.181	1.206	
6.500	1.145	1.171	1.197	1.224	
7.000	1.157	1.185	1.214	1.244	
7.500	1.169	1.204	1.232	1.264	
8.000	1.182	1.214	1.248	1.282	
8.500	1.193	1.239	1.266	1.304	
9.000	1.206	1.244	1.282	1.324	
9.500	1.218	1.259	1.302	1.345	
10.000	1.232	1.275	1.320	1.366	
10.500	1.244	1.289	1.338	1.388	
11.000	1.257	1.306	1.357	1.410	
11.500	1.270	1.322	1.376	1.433	
12.000	1.282	1.338	1.395	1.455	
12.500	1.297	1.354	1.415	1.477	
13.000	1.311	1.371	1.434	1.500	
13.500	1.324	1.388	1.455	1.523	
14.000	1.338	1.405	1.475	1.548	
14.500	1.352	1.422	1.495	1.573	
15.000	1.366	1.438	1.515	1.596	

Trykkkontroll Brønnservice

FLUID WEIGHT CONVERSION TABLE Int28 Oil, Water and Mud Specific Gravity - Weight and Pressure Table.											
Degrees A.P.I.	Specific Gravity	WEIGHT (Density)		FLUID HEAD		Degrees A.P.I.	Specific Gravity	WEIGHT (Density)		FLUID HEAD	
		Gallon	Cubic feet	Height Per Pound	Pressure Per Foot			Gallon	Cubic feet	Height Per Pound	Pressure Per Foot
		Pounds		Foot	Lbs/Sq.in.			Pounds		Foot	Lbs/Sq.in.
60.	.739	6.16	46.1	3.13	.320		1.20	10.0	74.8	1.93	.519
59.	.743	6.20	46.4	3.11	.322		1.22	10.2	76.3	1.89	.530
58.	.747	6.23	46.6	3.09	.324		1.25	10.4	77.8	1.85	.540
57.	.751	6.26	46.8	3.08	.325		1.27	10.6	79.3	1.81	.551
56.	.755	6.30	47.1	3.06	.327		1.29	10.8	80.8	1.78	.561
55.	.759	6.33	47.4	3.04	.329		1.32	11.0	82.3	1.75	.571
54.	.763	6.36	47.6	3.03	.330		1.34	11.2	83.8	1.72	.582
53.	.767	6.40	47.9	3.01	.332		1.37	11.4	85.3	1.69	.592
52.	.771	6.43	48.1	2.99	.334		1.39	11.6	86.8	1.66	.603
51.	.775	6.46	48.3	2.98	.336		1.41	11.8	88.3	1.63	.613
50.	.780	6.51	48.7	2.96	.338		1.44	12.0	89.8	1.61	.623
49.	.784	6.54	48.9	2.94	.340		1.46	12.2	91.3	1.58	.634
48.	.788	6.57	49.2	2.93	.341		1.49	12.4	92.8	1.55	.644
47.	.793	6.61	49.5	2.92	.343		1.51	12.6	94.3	1.53	.655
46.	.797	6.65	49.8	2.90	.345		1.53	12.8	95.8	1.50	.665
45.	.802	6.69	50.0	2.87	.348		1.56	13.0	97.3	1.48	.675
44.	.806	6.72	50.3	2.87	.349		1.58	13.2	98.7	1.46	.686
43.	.811	6.76	50.6	2.85	.351		1.61	13.4	100.	1.44	.696
42.	.816	6.81	50.9	2.82	.354		1.63	13.6	102.	1.42	.706
41.	.820	6.84	51.2	2.82	.355		1.65	13.8	103.	1.39	.717
40.	.825	6.88	51.5	2.80	.357		1.68	14.0	105.	1.38	.727
39.	.830	6.92	51.8	2.79	.359		1.70	14.2	106.	1.36	.738
38.	.835	6.96	52.1	2.76	.362		1.73	14.4	108.	1.34	.748
37.	.840	7.01	52.4	2.75	.364		1.75	14.6	109.	1.32	.758
36.	.845	7.05	52.7	2.73	.366		1.77	14.8	111.	1.30	.769
35.	.850	7.09	53.0	2.72	.368		1.80	15.0	112.	1.28	.779
34.	.855	7.13	53.3	2.70	.370		1.82	15.2	114.	1.27	.790
33.	.860	7.17	53.6	2.69	.372		1.85	15.4	115.	1.25	.800
32.	.865	7.21	53.9	2.67	.375	Common Cement Slurry	1.87	15.6	117.	1.23	.810
31.	.871	7.26	54.3	2.65	.377		1.89	15.8	118.	1.22	.821
30.	.876	7.31	54.7	2.63	.380		1.92	16.0	120.	1.20	.831
29.	.882	7.36	55.1	2.62	.382		1.94	16.2	121.	1.19	.842
28.	.887	7.40	55.4	2.60	.384		1.97	16.4	123.	1.17	.852
27.	.893	7.45	55.7	2.58	.387		1.99	16.6	124.	1.16	.862
26.	.898	7.49	56.0	2.57	.389		2.01	16.8	126.	1.15	.873
25.	.904	7.54	56.4	2.55	.392		2.04	17.0	127.	1.13	.883
24.	.910	7.59	56.8	2.54	.394		2.06	17.2	129.	1.12	.894
23.	.916	7.64	57.2	2.52	.397		2.09	17.4	130.	1.11	.904
22.	.922	7.69	57.5	2.51	.399		2.11	17.6	132.	1.09	.914
21.	.928	7.74	57.9	2.49	.402		2.13	17.8	133.	1.08	.925
20.	.934	7.79	58.3	2.47	.405		2.16	18.0	135.	1.07	.935
19.	.940	7.84	58.7	2.46	.407		2.18	18.2	136.	1.06	.945
18.	.946	7.89	59.0	2.44	.410		2.21	18.4	138.	1.05	.956
17.	.953	7.95	59.5	2.42	.413		2.23	18.6	139.	1.04	.966
16.	.959	8.00	59.8	2.40	.416		2.25	18.8	141.	1.02	.977
15.	.966	8.06	60.3	2.39	.419		2.28	19.0	142.	1.01	.987
14.	.973	8.11	60.7	2.38	.421		2.30	19.2	144.	1.00	.997
13.	.979	8.16	61.0	2.36	.424		2.33	19.4	145.	.992	1.01
12.	.986	8.22	61.5	2.34	.427		2.35	19.6	147.	.982	1.02
11.	.993	8.28	61.9	2.33	.430		2.37	19.8	148.	.972	1.03
10° API or pure water	1.00	8.34	62.4	2.31	.433		2.40	20.0	150.	.962	1.04
	1.01	8.40	62.8	2.29	.436		2.42	20.2	151.	.953	1.05
	1.03	8.6	64.3	2.24	.447		2.45	20.4	153.	.943	1.06
	1.06	8.8	65.8	2.19	.457		2.47	20.6	154.	.935	1.07
	1.08	9.0	67.3	2.14	.468		2.49	20.8	156.	.925	1.08
	1.10	9.2	68.8	2.09	.478		2.52	21.0	157.	.917	1.09
	1.13	9.4	70.3	2.05	.488		2.54	21.2	159.	.908	1.10
Salt Water	1.15	9.6	71.8	2.00	.499		2.57	21.4	160.	.899	1.11
	1.154	9.625	72.0	2.00	.500		2.59	21.6	162.	.891	1.12
	1.18	9.8	73.3	1.96	.509		2.61	21.8	163.	.893	1.13

Trykkontroll Brønnservice

3.15 PERMANTE BARRIERER

Disse barrierene skal være robuste i fremtiden/evigheten også med tanke på kjemiske og geologiske prosesser.

Følgende barrierer er påkrevd

Primær barriere	Første barriere mot innstrømning
Sekundær barriere	Back up til primær
Barriere mellom reservoar soner	isolere soner

Krav: Barrierens base skal være plassert der hvor formasjonsstyrke er høyere enn potensielt trykk.

Åpent hull – overflate barriere isolere åpent hull

Krav: Så dypt som mulig i overflate foringen (surface casing) og med toppen minimum 50 m over permeabel sone.

3.15.1 GENERELLE KRAV

Fast permant plugget brønn skal bli forlatt med et evig perspektiv med hensyn til eventuelle overskuelig kjemiske og geologiske prosesser

3.15.2 FASTE BRØNN BARRIER

Permanente brønnbarrierer skal strekke seg over hele tverrsnittet av brønnen, inkludere alle ringrom og forsegle både vertikalt og horisontalt. En intern WBE skal plasseres der det er bekreftet ekstern WBE (på tvers av alle ringrom). 50 m kumulative intervall er nødvendig for å virke som en fast ytre barriere

Barrieren(e) skal plasseres i tilknytning til en ugjennomtrengelig formasjon

En permanent brønnbarriere skal ha følgende egenskaper:

- Ugjennomtrengelig
- Langsiktig integritet
- Ikke-krymper
- Seig – (ikke sprø) være i stand til å tåle mekanisk belastning / slag
- Motstand mot kjemikalier / stoffer (H₂S, CO₂ og hydrokarboner)
- Fukting, for å sikre liming av stål

Trykkkontroll Brønnservice

Foringsrør sement skal verifiseres. Følgende observasjoner er gjort for å kvalifisere en sement jobb;

- Korrekte volumer
- Trykk responsen
- Logging
- Lekkasjetest
- Størkningstid/leverandørens anbefalinger

Stålrør er ikke en akseptabel permanent WBE med mindre det er støttet av sement, eller et tettemateriale med lignende funksjonelle egenskaper som er nevnt ovenfor

Pakninger brukes som tetting komponenter i WBEs er ikke akseptabelt for faste brønnbarrierer

Kontrollkabler og linjer skal fjernes fra områder hvor faste brønnbarrierer er installert, siden de kan skape vertikale lekkasjebaner gjennom brønnbarriere

For å kvalifisere sement i liner lap som en permanent barriere element, skal høyde av sement og sement bonding verifiseres, jfr. WBEAC 22

3.15.3 FLERE RESERVORSONER/PERFORERINGER

Flere reservoarsoner / perforeringer som befinner seg innenfor det samme trykk regime, kan betraktes som et reservoar, Primær og sekundær brønnbarriere skal installeres.

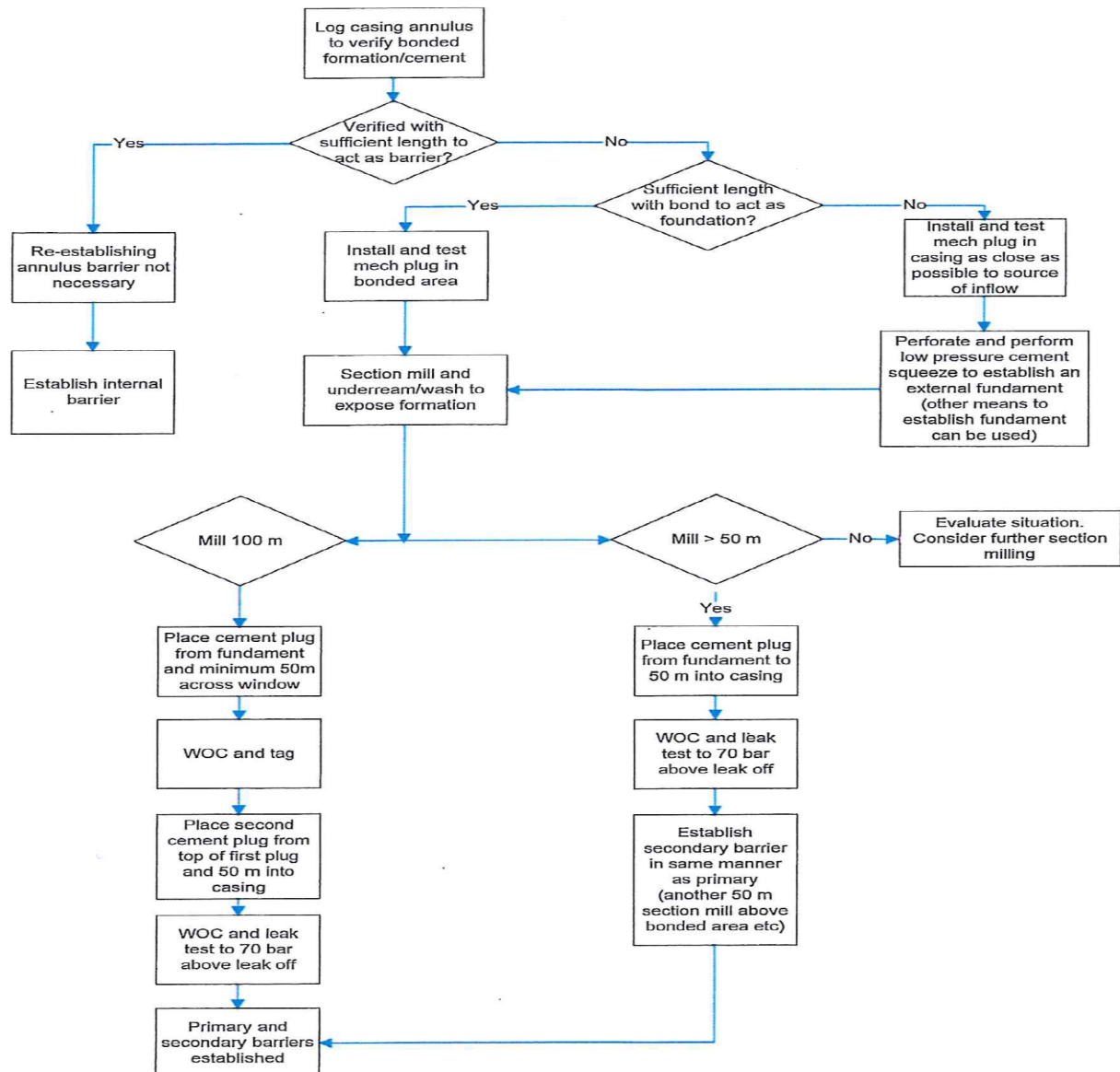
Ugjennomtrengelig formasjon (dvs. skifer, salt) er akseptert som et barriereelement hvis det er kvalifisert ifølge WBEAC 56. Det må være dokumentert at det er null vertikal permeabilitet.

3.15.4 ALTERNATIVE METODER FOR Å OPPNÅ RINGFORMET TETNING

Forskjellige fremgangsmåter og teknikker er tilgjengelige for å etablere et tett ringrom, se flytkart neste side

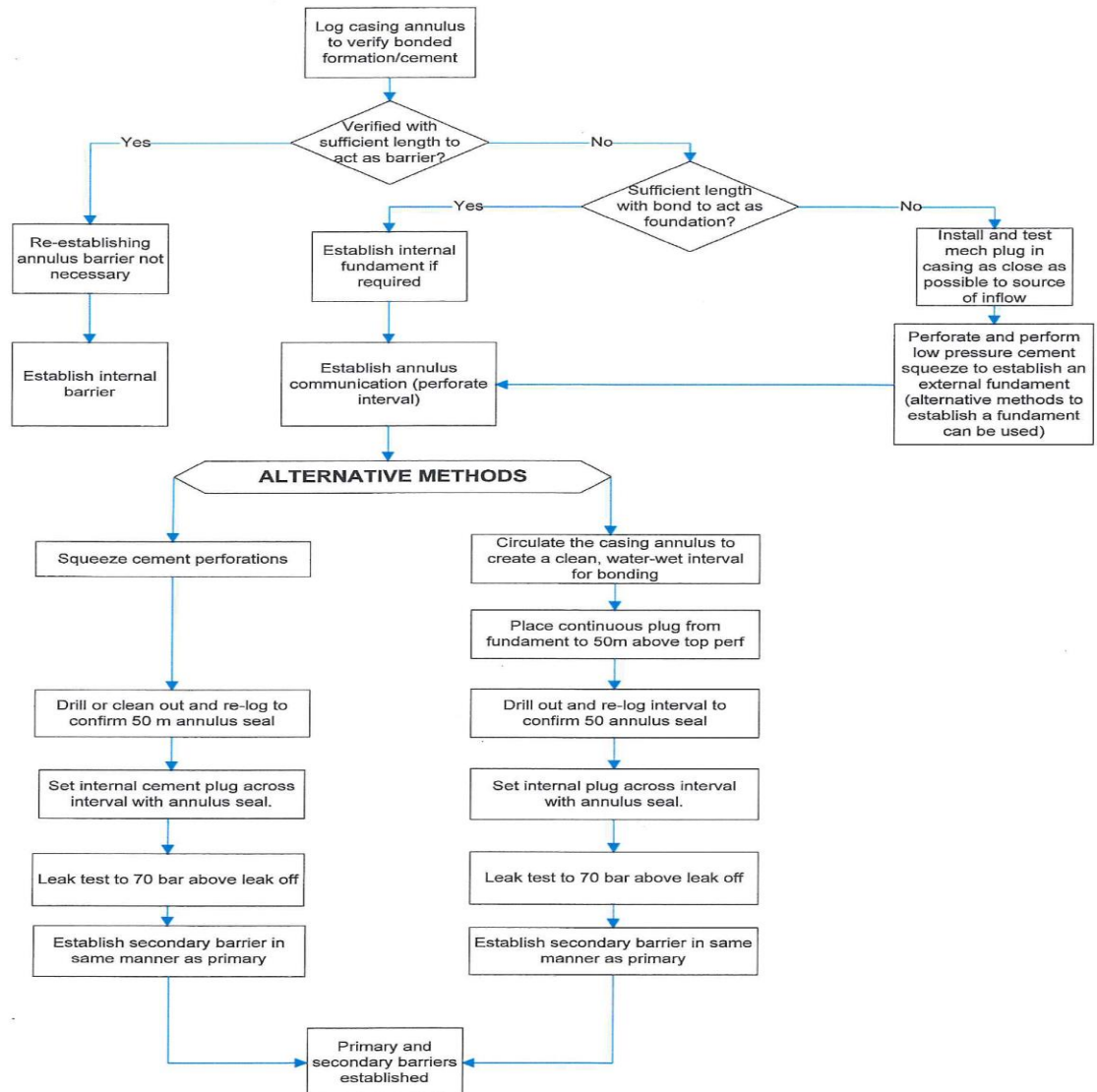
Trykkkontroll Brønnservice

Seksjon fresing (milling)



Trykkontroll Brønnservice

Ulike perforering og presse teknikker



Trykkontroll Brønnservice

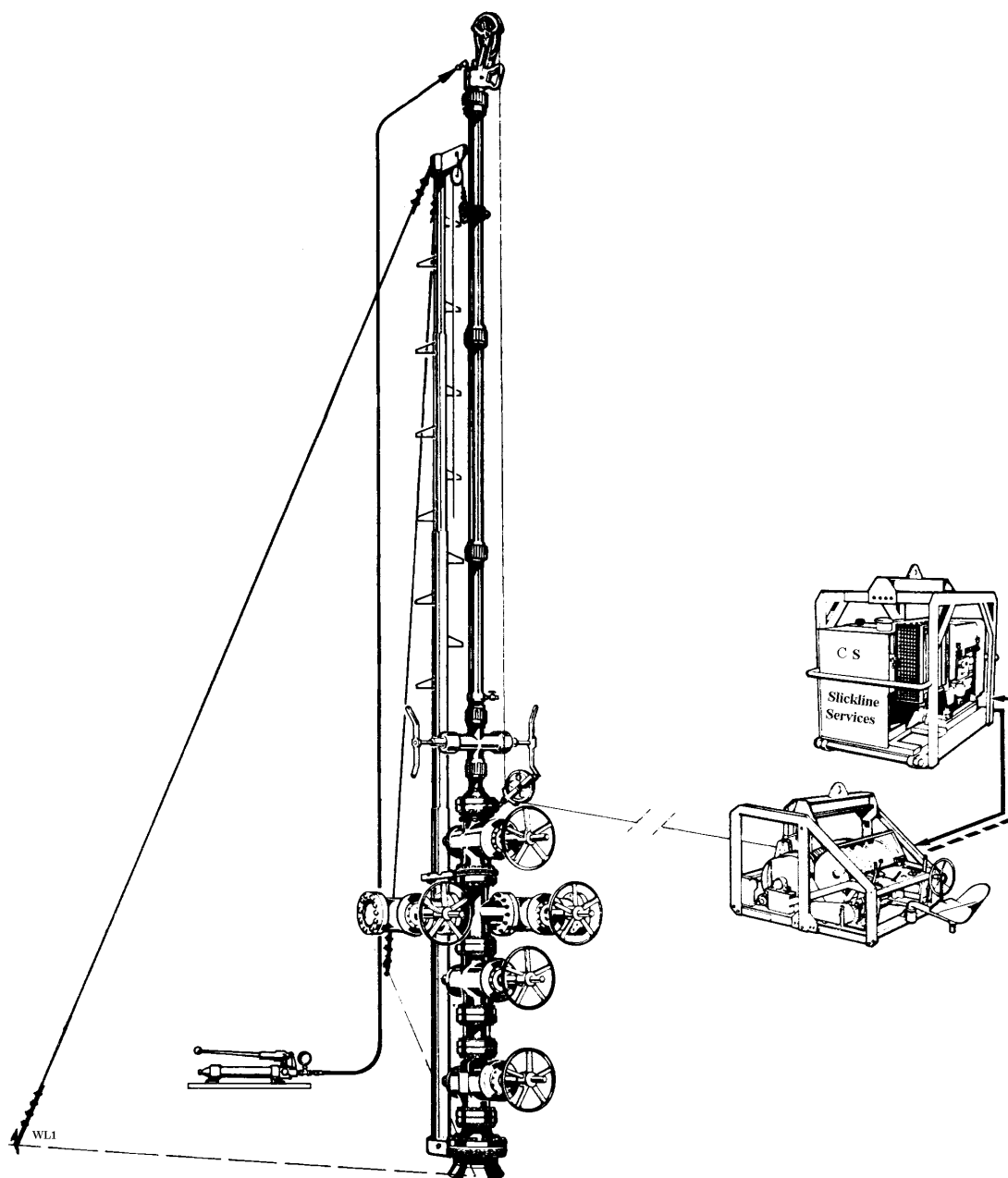
3.15.5 BRØNN KONTROLL ØVELSER

Cutting/perforering av foringsrør hvor tetninger (seal assembly) er innstallert skal utføres med trykkkontrollutstyr aktivert for å avlaste eventuelle trykk i ringrom mellom foringsrør eller tetningssammenstillinger i produksjonsrøret.

All elementer av brønnbarrieren skal tåle trykkforskjellen over brønnbarrieren ved installasjonstidspunktet og så lenge brønnbarriere vil være i bruk. Barrierens posisjon i brønnsystemet skal fremkomme av WBS.

Kapittel 4

Wireline



Trykkkontroll Brønnservice

4. WIRELINE

Slickline (glatt kabel) er en lang wire, som har en enkel tråd (som pianotråd). Brided line (flettet kabel) består av mange kordeler som er flettet sammen til en wire. Den er så godt som identisk med electric line (logge kabel), som har en eller flere ledere i kjernen av kabelen.

Det er ulikt trykkkontroll utstyr for de typene kabel (flettet og glatt).

4.1 SLICKLINE

Rundt 1920 startet de med wireline, da for å måle dybden i brønnen. Det var en flat tråd, nesten som et målbånd

Otis var det første selskapet som brukte runde wirer, og lagte egne uniter som de plasserte på lastebiler.

Slickline er en wire med liten diameter, som brukes til å manipulere ulike brønnverktøy i brønner, både med og uten trykk.

Wireline utstyr er lett å flytte på, og det tar kort tid å rigge det opp.

Brønnbaner som går ut i horisontal, kan være en utfordring med slickline, siden det er jordens gravitasjon som gjør at brønnverk tøyene ”faller” ned i brønnen. I avviksbrønner ligger verktøystrengen ned mot brønnveggen, og dette gir restriksjon. Det er mulig å kompensere noe med hjul montert på verktøystrengen.

Slickline brukes i mange ulike brønnoperasjoner, så som:

- Sette og trekke plugger i brønnen
- Åpne og stenge sleevers (SSD)
- Logger som kan sjekke innsiden av tubing for avleiringer, scale, korrosjon eller skader.
- Skrape og pusse på komponenter i kompletteringen
- Sette og trekke utstyr som skal i sidelommer
- Sette og trekke DHSV (sikkerhetsventiler)
- Bunnhullsprøver, bailing
- Kjøre trykk og temperaturmålere
- Måling av dybde
- Fisking av utstyr

Trykkontroll Brønnservice

Slickline er en metode for å bevege mekaniske verktøy nede i brønnen, og det er bare mulig å ha en bevegelse opp og ned, og en kan bruke en jar (mekanisk hammer) til å slå med. Rotasjon er ikke mulig.

Det er tusenvis av brønnverktøy som har blitt designet for bruk med slickline, men alle virker etter de samme prinsippene.

Den største fordelene med slickline, er at det koster relativt lite sammenlignet med andre intervensjonsmetoder, det er lett å frakte rundt, tar kort tid å få rigget opp/ned, kjøre hastigheten er høy og ikke minst muligheten til å jobbe på en levende brønn.

De negative sidene er at kabelen lett blir skadet, siden den er så tynn og fleksibel. Når en brønn blir 65-70° vil det også bli vanskelig å komme lenger ned, spesielt med tanke på slag nedover med jar'en/hammeren.

Det er mange størrelser på slickline i dag, de vanligste er her;

- 0.072"
- 0.082"
- 0.092"
- 0.105"
- 0.108"
- 0.125" (som er vanlig i Norge)

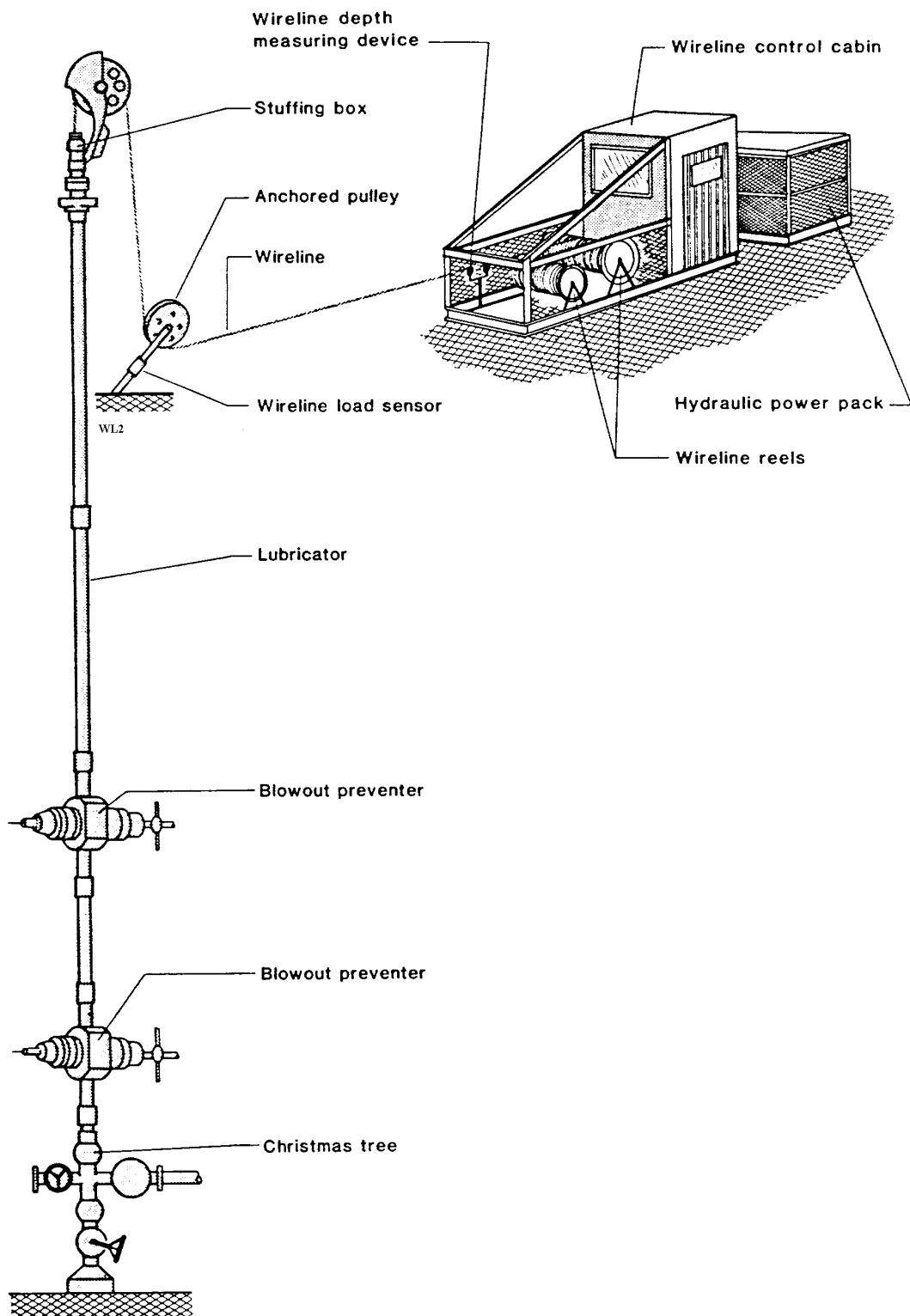
Det er de to største som trolig er mest brukt. (En enda tykkere kabel er på vei inn i markedet). Wiren består av spesielle stål legeringer, slik at den kan stå i mot alle de påkjenningene som er nede i brønnene, og de leveres i lengder på over 9000 meter (30000ft.)

Moderne teknologi har sikret en kvalitet på slickline kabler som er svært høy, og den tåler H₂S veldig bra.

Tromler med slickline har en begrenset levetid, og service selskapene sjekker alltid kabelens tilstand, før den blir tatt i bruk. Det utføres en simpel vridningstest, for å kontrollere at kabelen er god nok. Kabelen og testen er i henhold til API 9A spesifikasjonene.

En trommel med 0,108" wire vill ha en bruddstyrke på mellom 1720 lbs og 2730 lbs (780 - 1200 kg). Når en jobber med kabelen er det viktig å ikke overstige flytegrensen til metallet, og det er omtrent på 50% av bruddstyrken. Grunnen til at bruddstyrken på kabelen varierer så mye, er at de leveres med så mange ulike legeringer.

Trykkontroll Brønnservice



Slickline Equipment

Trykkkontroll Brønnservice

4.2 OVERFLATE UTSTYR

En slickline pakke, består i hovedsak av tre komponenter:

- Power pack
- Winch
- Trykk kontroll utstyr

4.2.1 POWER PACK - KRAFTFORYNING

Power packen er laget på mange ulike måter og størrelser, tilpasset lokasjonen der den skal brukes, og jobben den skal brukes til. De kan være veldig små, for bruk på lasteplanet til små unitar som brukes i små brønner på land, der det ikke er bruk for store krefter. Eller de kan være store unitar i egne containere som er designet for dype brønner, som gjerne går ut i horisontal.

De fleste slike unitar er drevne av diesel motorer, men noen unitar på offshore installasjoner bruker strøm. Unitten driver en eller to hydrauliske pumper, som gir hydraulikk til winchen.

De fleste slickline unitar har power pack og winch hver for seg. Nye moderne unitar, er bygget slik at alt (winch og powerpack) er i en og samme container, som inkludere et rom til operatøren.

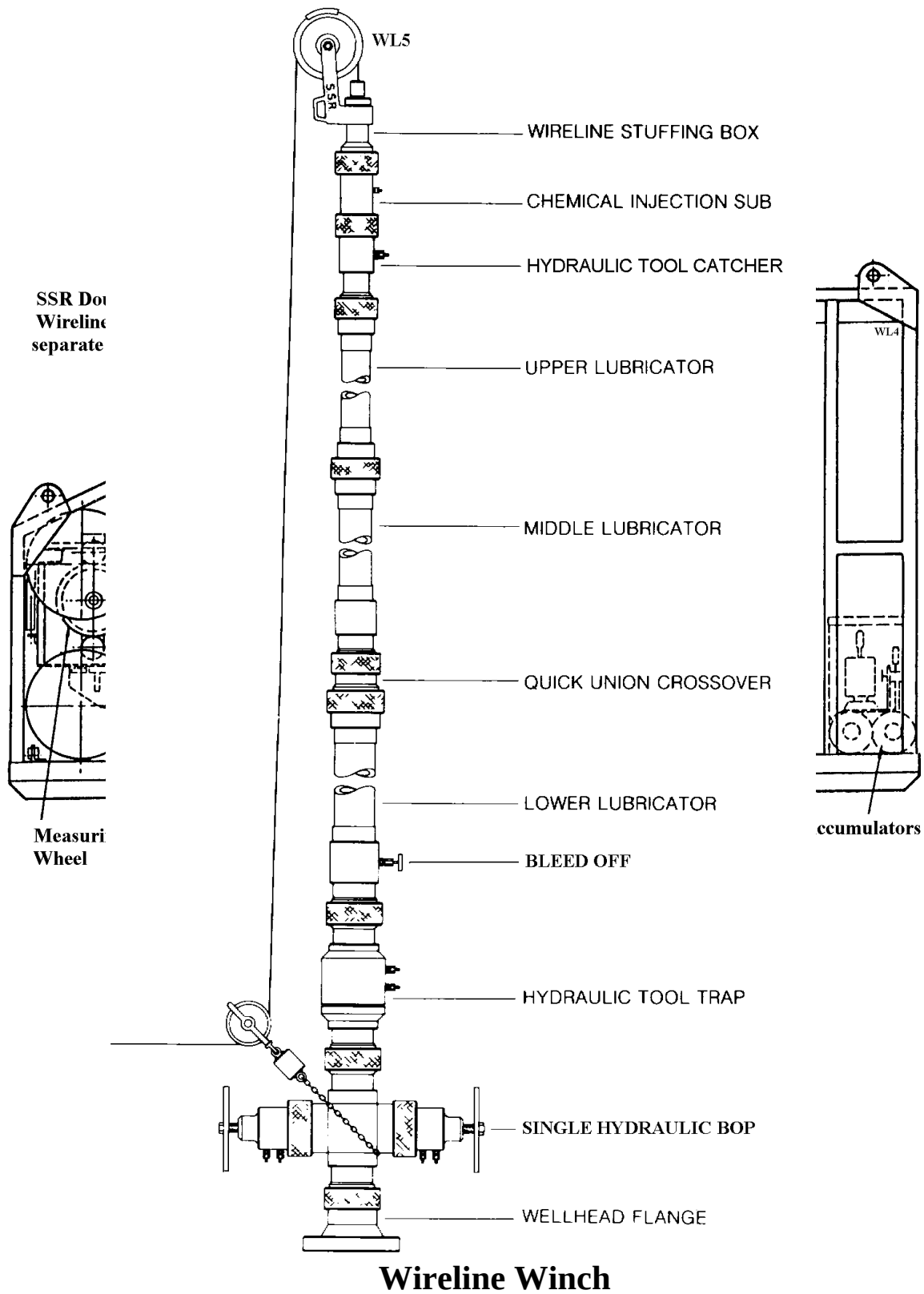
4.2.2. WINCHEN

Trommelen eller tromlene er montert i forkant av selve winchen. Kraft i form av hydraulisk trykk kommer fra power packen, ofte via en firetrins gearboks (i Norge er dette utrangert utstyr, og en har ikke en egen gearkasse). Det er spaker inne i winchen, og en kan styre fremover og bakover, som i brønnen blir ned og opp. I tillegg er det en spake til bremsen, som gjør at trommelen med wire kan stoppes. Selv om det er mer enn en trommel på uniten, så er det bare en som kan brukes samtidig. Som oftest er det en slickline trommel, og en trommel med flettet kabel som er påmontert. Mange unitar kan kjøre så fort som 900m/minutt, men det er ikke vanlig i Norge.

Wiren blir spolt av, og plassert slik at den går gjennom tellerhjulene som er fremfor winchen. Før operatøren kjører i brønnen, sjekker han alltid at dybde telleren er satt til 0 meter (eller det dypet som er riktig i forhold til brønntegning).

En vektindikator, viser vekten på det som er i enden av wiren. Det vil si vekten av wire, og vekten av verktøystrengen. Andre krefter, eksempelvis når en produserer en brønn samtidig som en er i brønnen, vil også påvirke vekten. Vektindikatoren er meget viktig for operatøren.

Trykkontroll Brønnservice



Trykkkontroll Brønnservice

4.2.3 TRYKK KONTROLL UTSTYR

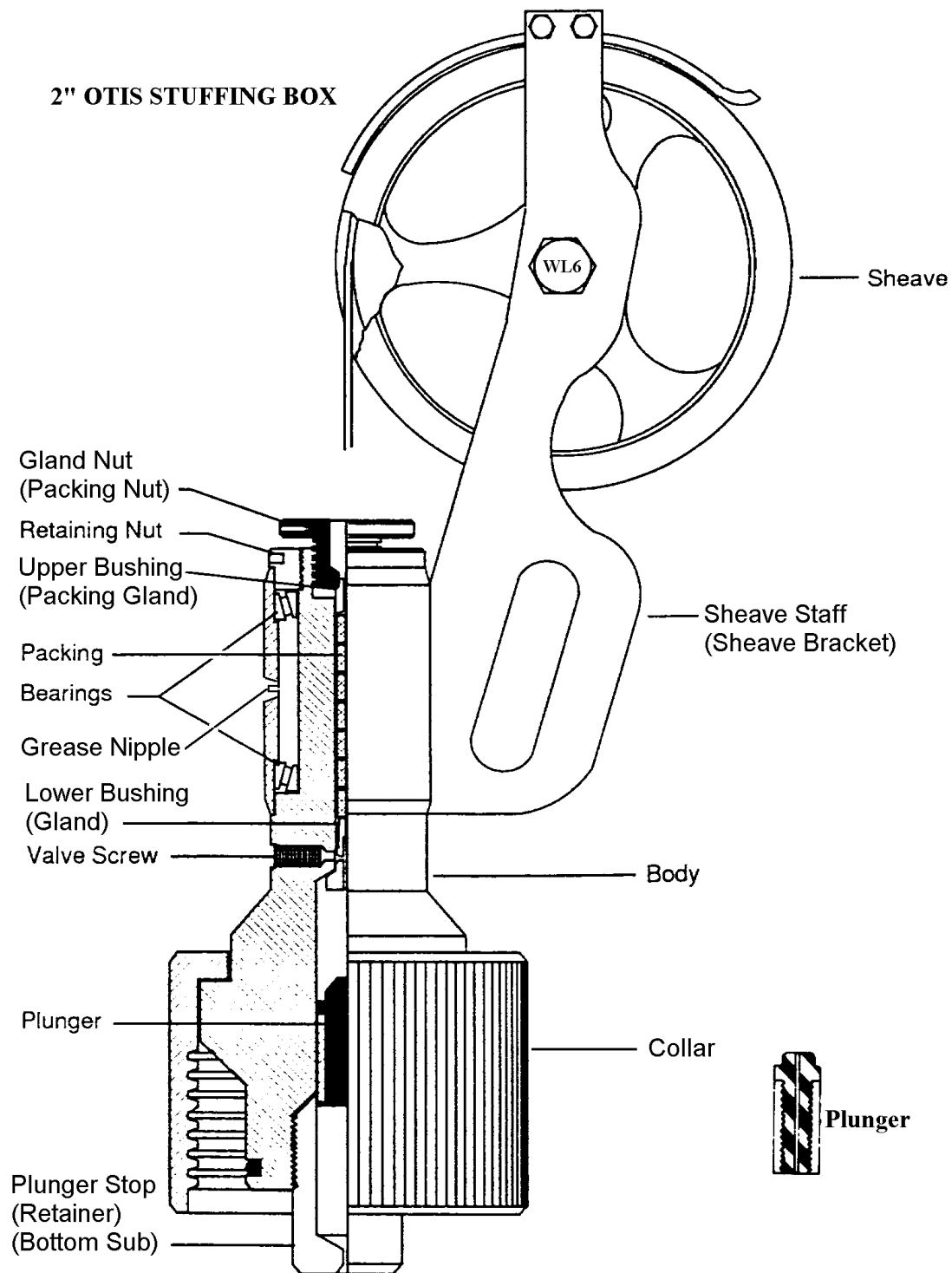
Stuffing Box

Under slickline jobber, er det stuffingboksen (pakkboksen) som er primærbarrieren. Stuffingboksen har ofte et skivehjul påmonter, og det er med på å guide wiren ned gjennom pakningene i toppen. Det er disse pakningene som holder tett rundt wiren, slik at ikke brønnvæsken kommer ut i atmosfæren. Pakningene presses inn mot wiren enten ved at man skrur manuelt på toppen, eller ved at et hydraulisk stempel presser pakningene sammen. Bakdelen med den manuelle løsningen er naturligvis at når det lekker, så må en klatre opp og stramme. Hydraulisk stuffingboks har en slange som går ned til en pumpe, og operatøren kan lett gi et litt høyere trykk om det skulle oppstå en lekkasje.

Stuffingboksen skal alltid sjekkes før en rigger opp utstyret, slik at man kan verifisere at det fremdeles er mulig å komprimere pakningene. Om ikke må man bytte de gamle pakningene med nye. Disse pakningene er lette å skifte ut, og de koster lite. Men det må gjøres når det ikke er wire gjennom stuffingboksen.

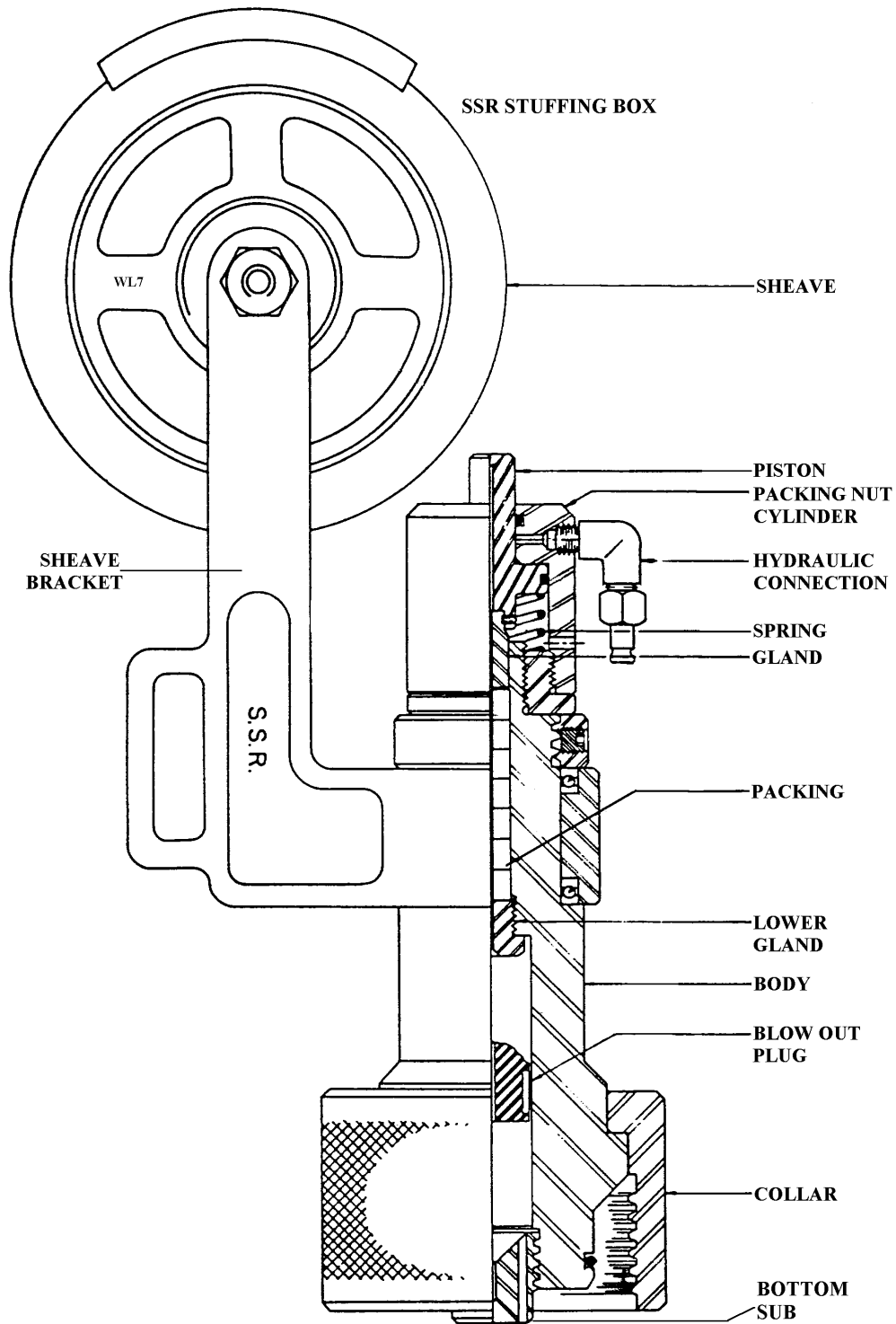
Det skal ikke være nødvendig med noen kraft på pakningene når de er nye. Etter hvert som pakningene slites, må mer trykk til på pakningene. Om dette trykket blir for høyt, kan det hindre wiren i å komme ned i brønnen.

Begge typer stuffingboks har en plunger (liten gummiplugg), som wiren går gjennom til vanlig. Om wiren skulle ryke, og forsvinne ut av stuffingboksen (enten ned eller opp), vil brønntrykket blåse denne plunger'en opp i mot et sete med en kon. Gummien vil presses sammen, og tette det lille hullet som er i toppen.



Manual Stuffing Box

Trykkontroll Brønnservice



Hydraulic Stuffing Box

Trykkkontroll Brønnservice

Lubricator

Lubricatoren kalles også sluserøret. Denne rørseksjonen brukes til å sluse inn verktøystrengen, når vi jobber på brønner med trykk.

Antallet lubricatorer vil variere etter hvor mye plass som er nødvendig i forhold til verktøystrengen som skal kjøres. På offshore installasjoner, må man også ta hensyn til plassen som er ombord.

Quick Unions er den typen gjengekobling som er mest brukt for å skru sammen alt trykkkontroll utstyr.

Quick Unions

Quick Union koblingene har Acme gjenger, som her en firkantprofil. Som tetning er det en o-ring. Når disse koblingene blir skrudd sammen, skal det bare strammes for hånd. I forkant av monteringen sjekker vi o-ringen, at den ikke har noen skader.

Den nedre seksjonen med lubricatorer har ofte en større diameter enn de som er høyere oppe. Det er fordi det toolet (brønnverktøyet) som er nederst på strengen, ofte har en stor diameter, sammenlignet med resten av verktøystrengen.

På lubricatoren over BOP'en (blow out preventer) er det plassert en manifold med ventiler, og ofte en trykkindikator. Når en kommer ut av brønnen, og ventilene på ventiltreet er stengt, brukes disse ventilene til å blø av det trykket som er i lubricatoren. En velger ofte å blø dette trykket mot lukket avløp.

Når en planlegger en opprigg, er det viktig at en tar med i beregningen, det som skal hentes ut av brønnen. Verktøystrengen er lenger, når vi kommer ut, enn når vi kjørte inn.

Lubricatorer leveres i ulike trykk klasser, og for vanlige operasjoner, og når det er fare for "sure" væsker. Ofte ser man på det som en god regel, at lubricatorer for trykk over 5000 psi (345bar) skal ha quick union koblingen sveiset fast, og ikke bare skrudd fast til røret.

Trykktesting

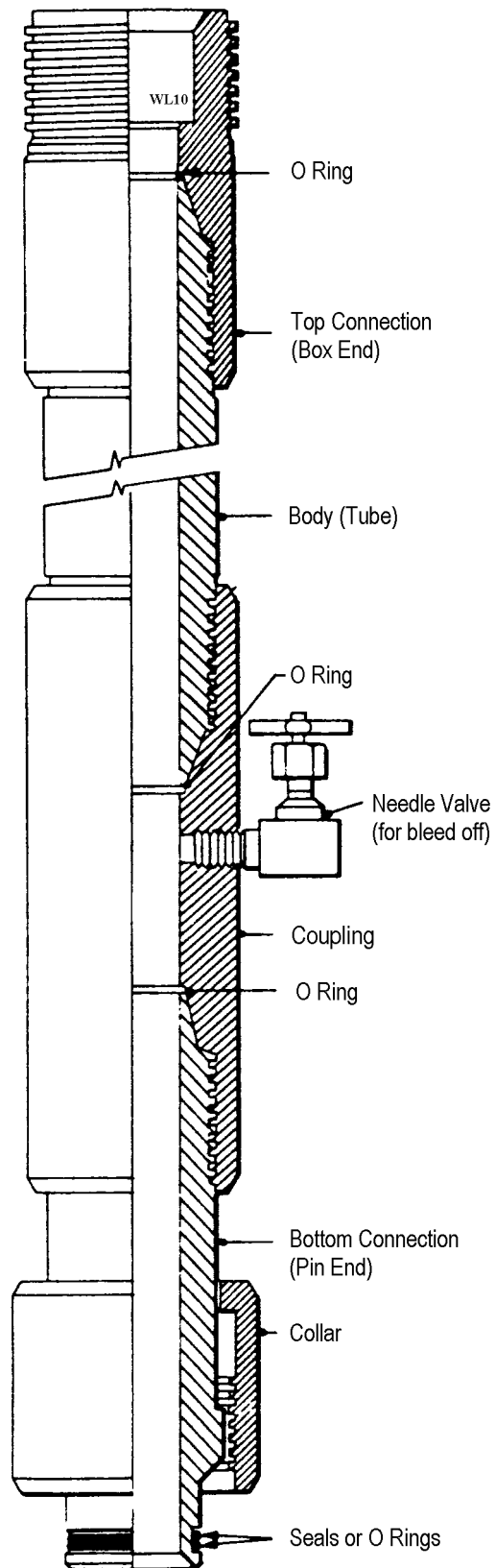
Lubricatorer testes med jevne intervaller til produsentens oppgitte test trykk, slik at de beholder sine sertifiseringer.

Tester i arbeidssituasjoner

Før brønnen åpnes, så er det vanlig å utføre en lekkasjetest på oppriggen, før brønnen blir åpnet. Ulike selskaper har forskjellige krav til testene, og det er forskjellige krav i fra ulike myndigheters side. Men det som er vanlig praksis de fleste steder er å teste til minst det som er forventet innstengnings trykk (SIWHP).

Før en rigger opp og bruker lubricatorseksjonene, er det viktig å sjekke at utstyret er ratet til den riktige trykk klassen, og at utstyret er i orden.

Trykkontroll Brønnservice



Lower Lubricator Section

Trykkkontroll Brønnservice

BOP'er

BOP'en er montert under lubricatorene, og svært ofte er det mellom lubricatorene og BOP'en at verktøystrengen blir tatt inn og ut.

BOP'en er en sekundær barriere, når det er wire i brønnen. De fleste steder blir BOP'en montert så nære ventiltreet som mulig, slik at det er så få punkter som mulig, der lekkasje kan oppstå.

Når en har stengt en BOP rundt en wire, er det mulig å blø av trykket i utstyret over, og en kan fikse utstyret som har en feil.

Om brønnverktøy setter seg fast i brønnen, så er det ønskelig å kutte wiren så nært brønnverktøyet som mulig. I slike tilfeller er det BOP'en som må stenges, og ikke ventiltreet (som vil kutte wiren). Med BOP'en stengt, slik at det tetter rundt kabelen;

- Steng BOP
- Blø ned trykket i lubricator
- Inflow test over BOP
- Løsne lubricatoren

En cutter kan så festes til wiren, klar til å bli droppet, når BOP'en blir åpnet.

Equalising ventil

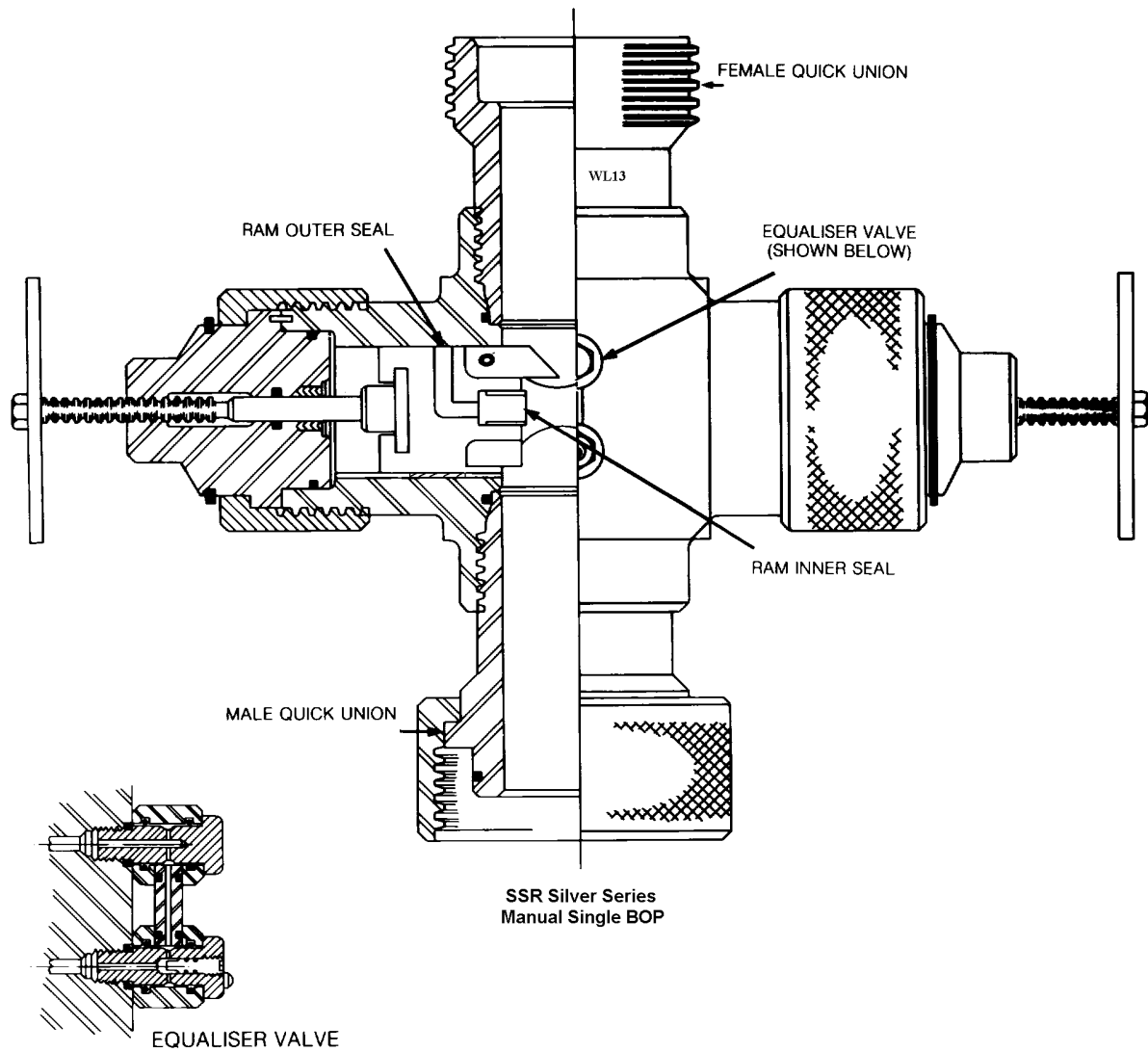
Over ram'ene som er på BOP'en, er det ventiler for equalizing (trykkutligning). Disse ventilene brukes for å ikke ha differensial trykk over ram'ene i BOP'en, som kan ta skade om de åpnes med trykk på.

Om det skal kjøres med glatt wire og flettet kabel om hverandre, brukes ofte en BOP med flere sett ram, slik at en sparer tid på å ikke bytte frem og tilbake.

Trippel BOP er tilgjengelige og kan ha to sett til flettet kabel og en til slickline. Det er også mulig med fire ram, og da er shear&seal med.

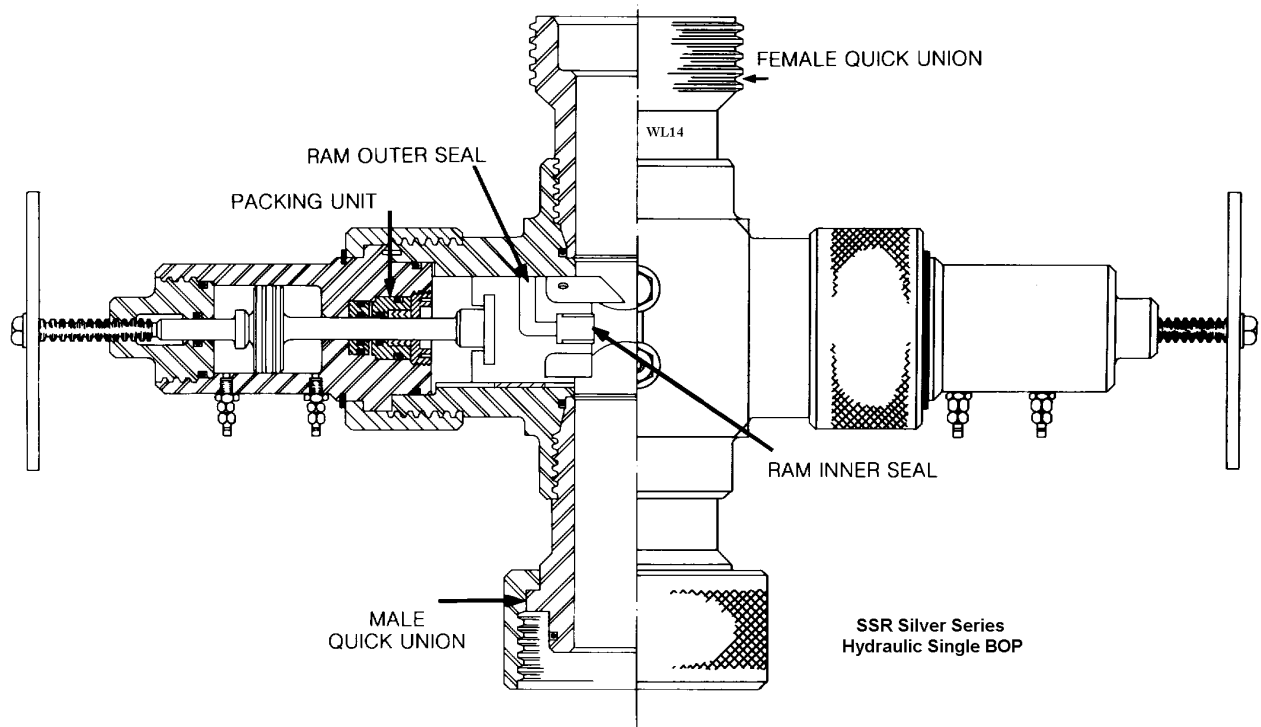
Slickline og shear & seal holder trykk fra nedsiden, og brønntrykket er med på å stenge dem. Flettet kabel må ha grease injeksjon, for å holde tett. Og brønntrykket jobber mot stengningen.

Trykkontroll Brønnservice



Manual BOP

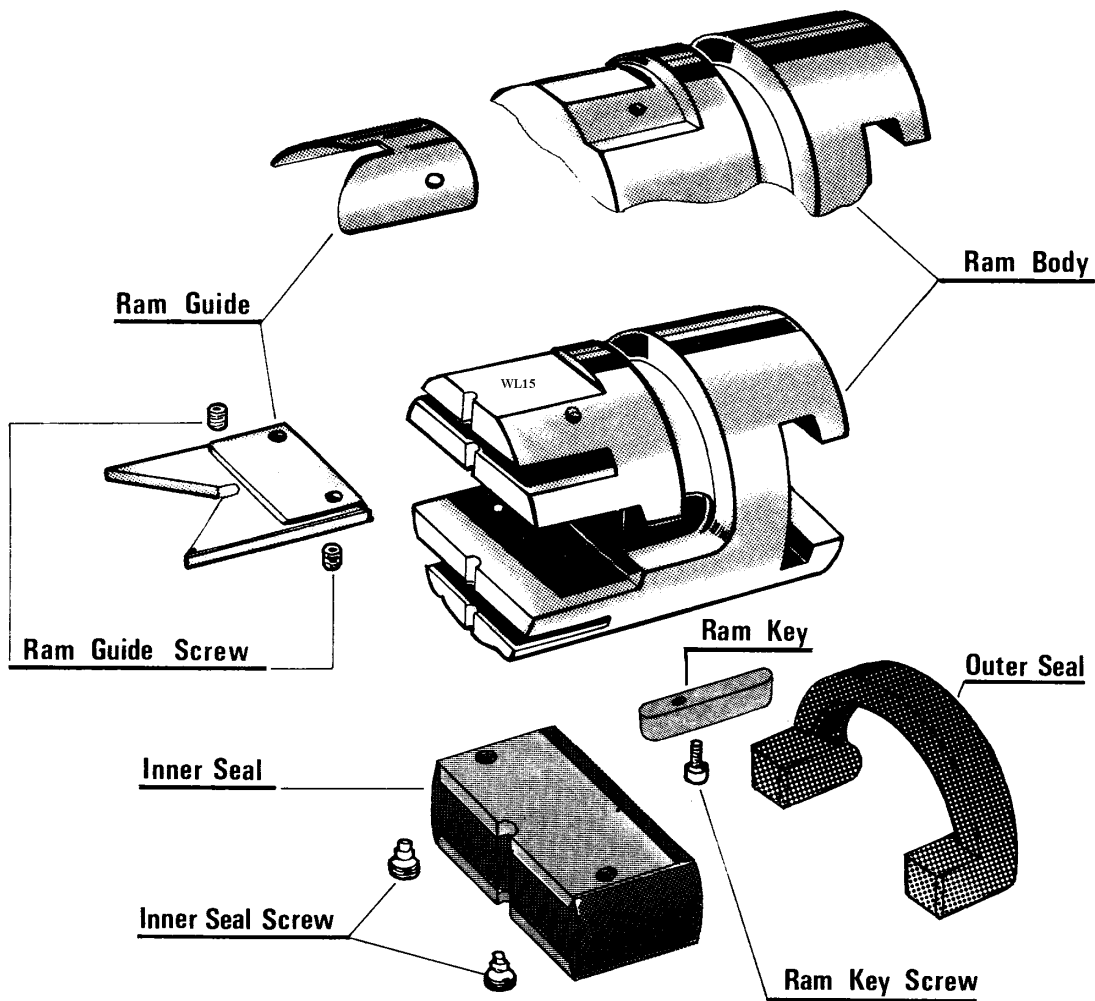
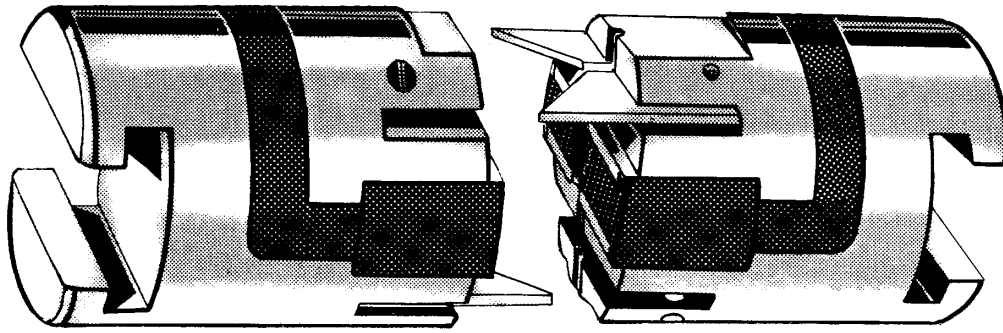
Trykkontroll Brønnservice



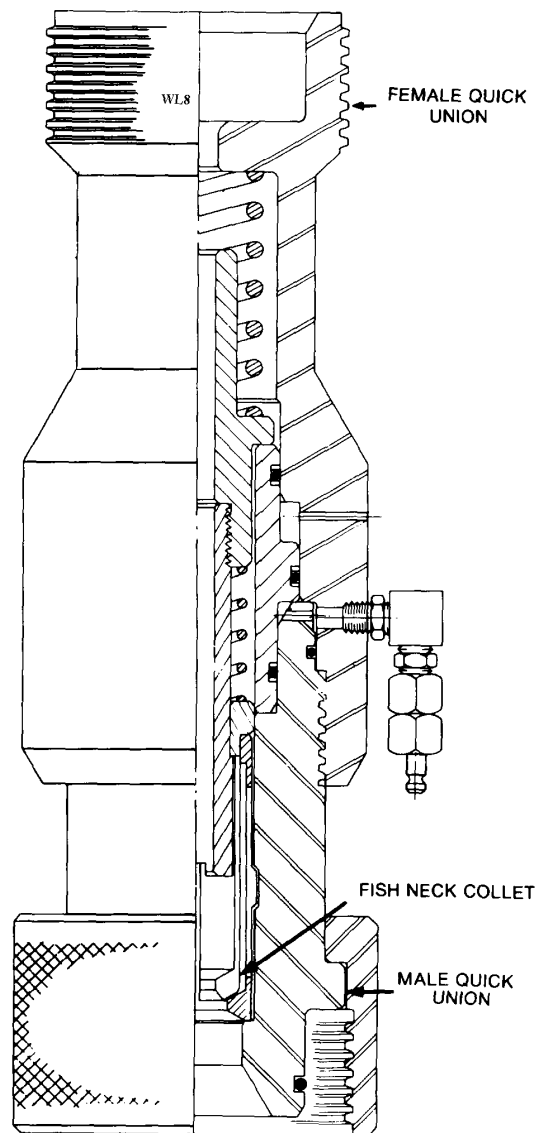
Hydraulic BOP

Trykkontroll Brønnservice

RAM ASSEMBLY



Ram Assemblies



Hydraulic Tool Catcher

Trykkkontroll Brønnservice

4.2.4 HYDARULISK TOOL CATCHER

Denne innretningen plasseres ofte like under stuffingboksen. Det er et hydraulisk verktøy, som brukes til å sikre brønnverktøyet når det kommer ut av brønnen. Det som griper toppen av verktøystrengen, er som fingre, under kanten som er på toppen av verktøystrengen.

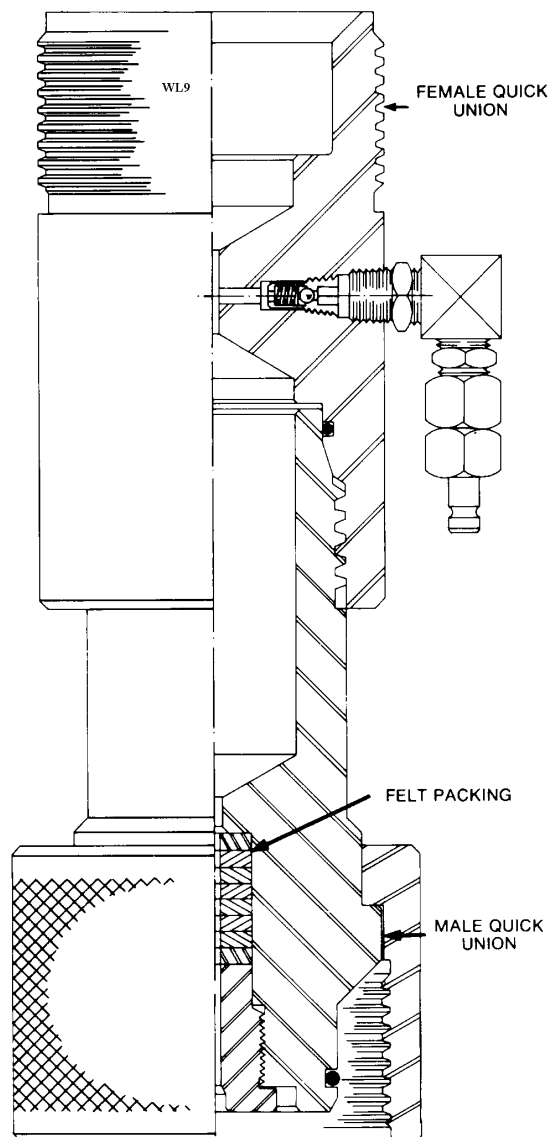
Når verktøystrengen henger i tool catcheren, kan en trygt blø av trykket, og koble lubricator og BOP fra hverandre, uten fare for at brønnverktøyene faller ut og skader hender og føtter. For at verktøystrengen så skal kunne komme løs, er det nødvendig med hydraulisk trykk. Fingrene som holder rundt verktøystrengen slipper da taket. Det er en størrelse på fingrene som fanger, til hver størrelse verktøystreng.

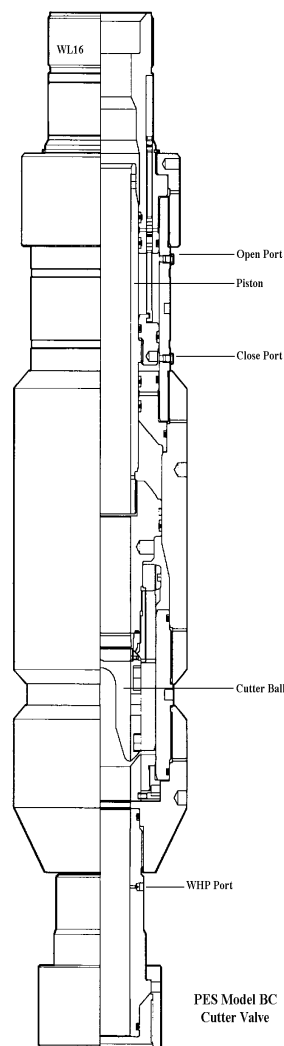
4.3 TILLEGGSUTSTYR

4.3.1 CHEMICAL INJECTION SUB

Chemical injection sub (sub til kjemikalieinjeksjon), brukes til injeksjon av væsker som skal hindre ising eller korrosjon. Kjemikaliene forsvinner ikke rett ned i brønnen, fordi det er et kammer med filt, som holder på kjemikaliene. Denne sub'en plasseres like under stuffingboksen, siden det ikke er mulig å kjøre noen brønnverktøy gjennom. Det er også noen sub'er som ikke har denne filten, og det er da mulig å injisere større volumer. I Norge er denne lite brukt. Kjemikalier blir ofte pumpet rett inn i brønnen, gjennom en manifold på lubricatoren.

Chemical Injection Sub





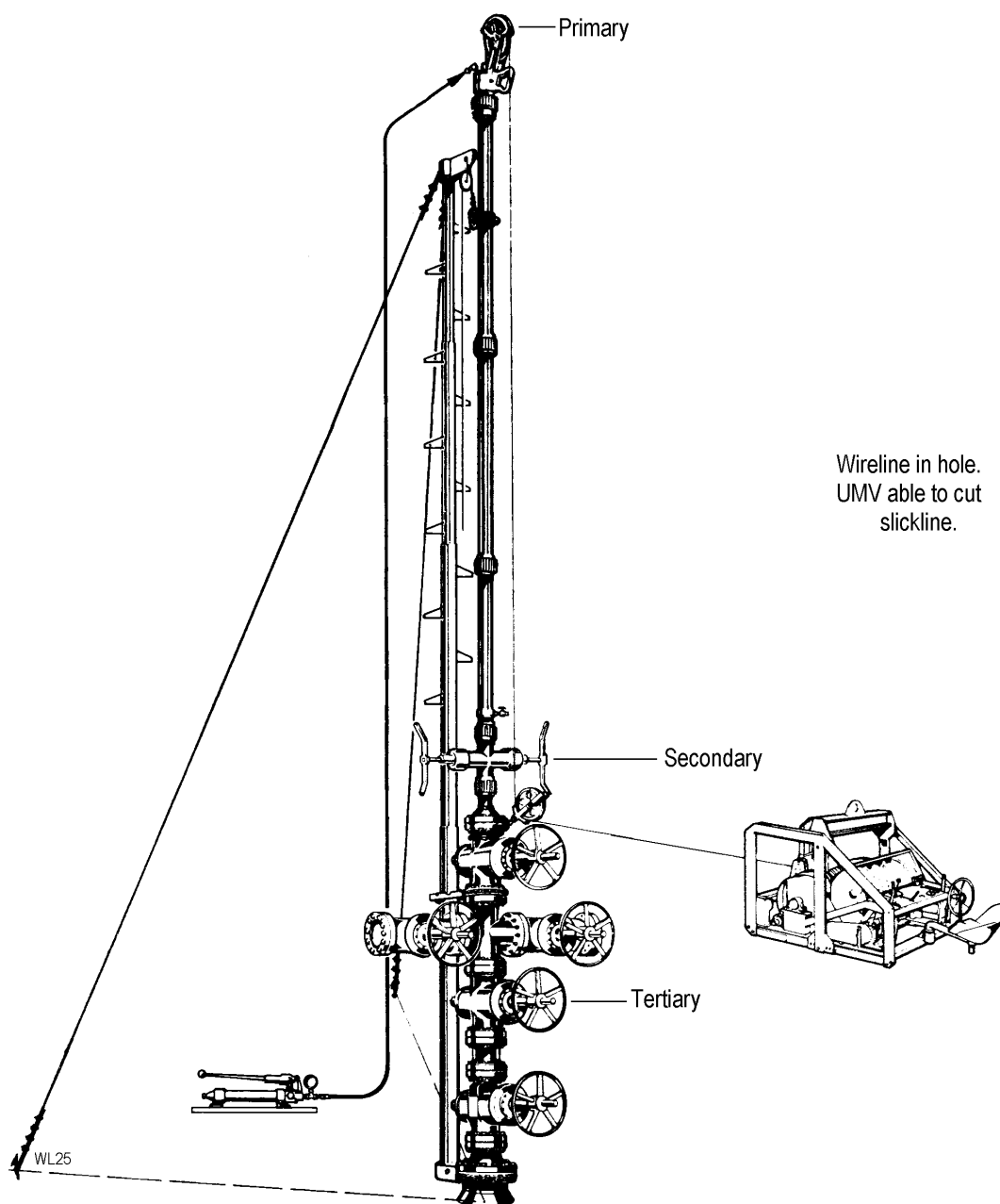
Cutter Valve

4.3.2 CUTTER VAVLES

Cutter valves plasseres like over ventiltreet. Det kan være som en BOP, med svære sylindrer som stikker ut horisontalt, eller det kan være en kule. Felles er at de skal holde tett etter at de har kuttet. Dette regner vi som tertiær barrieren, med andre ord, siste utvei.

Cutter valves brukes ofte på store plattformer, for å kutte slickline, flettet kabel, eller coiled tubing. Disse skal kunne kutte, uten at det er noen skader på ventiltreet. Det er to typer design. En der det skal pumpes for å stenge, og en fail safe, som virker likt en sikkerhetsventil eller hydraulisk master.

Trykkkontroll Brønnservice



4.4 BARRIERE FILOSOFI I WIRELINE

Barrierene vi her beskriver, er med wire i brønnen. Hydraulisk master (Upper Master) kan ikke kutte den wiren som brukes, men det kan være en ventil i oppriggen som kan kutte wiren.

Om wiren ryker, og blir blåst ut av stuffingboksen, så blir swab-ventilen sekundær barrieren, og stuffingboksen forblir primærbarrieren. Men med en gang trykket er blødd av over swab-ventilen, og lubricatoren koblet fra, er swab-ventilen primær barrieren.

Det er viktig å huske på at klassifiseringen av en barriere kan endres i løpet av en brønnoperasjon. Eksempelvis så ventiltreet brukes når det ikke er noe gjennom, men kan ikke brukes under kjøring i brønnen.

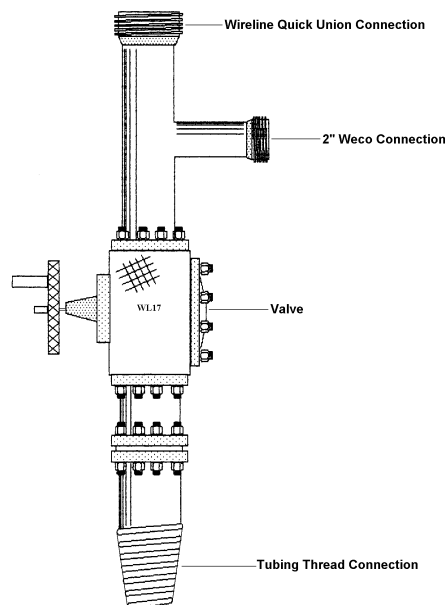
Trykkontroll Brønnservice

4.5 RISERS OG ULIKE KOBLINGER

Av og til er det nødvendig med risers, for å komme fra ventiltreet og opp til BOP'en. De fleste ventiltre har quick union på toppen, og de fleste risere har også quick union. Men i noen tilfeller, velger man å koble oss opp med flens. Det kan være med høyt trykk, men i Norge er det når ventiltreet ikke er sertifisert til å kappe det som går gjennom. Eksempelvis en tykk kabel eller coiled tubing. Det gjelder da å ha kutteventilen så nært treet som mulig.

Noen operasjoner i brønnen krever at en har koblet opp en pump in sub (en rør der det kommer et til rør inn i siden). Dette brukes når det ikke er tilgjengelig på kill wing på treet. I mange tilfeller er det en kort riser, med en 2" Weco kobling på siden.

Når en kjører en komplettering, er brønnen normalt sett død, og det er en væske som er vår primære barriere. Det er mulig at det blir kjørt wireline i brønnen, for å åpne kommunikasjon. I et slikt tilfelle er det ikke installert et tre på brønnen, og det er tubing som kommer opp på boredekk. Det vil da være en overgang (cross over) fra tubing til wireline trykkontroll utstyr. Flow head blir mye brukt ved slike operasjoner.



Circulating Head

4.6 ARBEIDSOPERASJONER

Når wireline uniten er rigget opp og funksjonstestet, må en teste trykkontroll utstyret. I de fleste tilfeller, er det en lekkasjetest av hele oppriggen, fra ventiltreet og opp til stuffingboks eller grease injeksjons hode. Det vil si at alle o-ringer eller tetninger som ikke er testet fra før, må testes. Det er ikke vanlig å teste BOP med stengte ram, når den er rigget opp. Men en slik test vil bli gjort i forkant av at en rigger opp.

Siden wireline blir utført på brønner som har produsert en stund, er det ikke noe poeng i å teste oppriggen til fullt arbeidstrykk, om en vet at maks forventet SIWHP (innstengningstrykk) bare er 20-30 bar. I Norge har de fleste brønner et mye høyere trykk, og det er derfor en annen praksis.

Trykkkontroll Brønnservice

I noen tilfeller, eksempelvis langt ute i en ørken, er det ikke alltid med en trykktestpumpe. Da åpner en swab ventilen litt, og utfører testen på den måten. Heller ikke dette blir gjort i Norge, selv om vi mangler testpumpe.

Når en kjører inn i brønnen, er det viktig at en tar hensyn til alle restriksjonene. De første er gjennom ventiltreet, videre ned er det alle profiler og DHSV (sikkerhetsventilen). Om det ikke er blitt kjørt wireline i brønnen over lenger tid, er det viktig å ta det ekstra rolig. Før det kjøres inn, skal operatøren ha følgende tilgjengelig:

- Skisse over brønnen/kompletteringen.
- Erfaringer fra tidligere operasjoner i brønnen
- HUD (hold up depth)
- Informasjon om vinkel på brønnbanen
- Skisse og alle mål på verktøystrengen

Det er god praksis å:

- Påse at trykk er likt over og under plugger som skal trekkes. Om ikke kan en risikere å bli blåst ut av brønnen.
- Ta det rolig gjennom restriksjoner, slik at en kan stoppe fort, om en setter seg fast. Kjør en for fort, risikerer en at wire ryker, når en setter seg fast og ikke klarer å stoppe.
- Telle antallet turn på ventiltreet, slik at en vet at de er helt åpne, eller helt stengt.
- Kjøre verktøystrengen til toppen av oppriggen, slik at en ikke risikerer skade på wire.
- I brønner med gass, vil wiren tørke ut, og dette gjør at pakningene på stuffingboksen slites fortere enn normalt. Pakningene må derfor sjekkes mellom hvert run, slik at den ikke plutselig mister primær barrieren.

Ved jaring over lenger tid, kan en få brudd på wiren, gjerne i et stresspunkt som skivehjul eller tellerhjul. Derfor er det en god praksis å skjære seg av etter et gitt antall slag, avhengig av fakturer som type kabel, brønnforhold, om en slår opp eller ned, hvor stor belastning som er på kabel etc. På overflaten bygges et nytt kabelhode, og noen meter kappes av wiren. Det blir på den måten en forskyvning av stresspunktet.

4.7 CONTINGENCIES

Når det skjer uønskede hendelser, er det svært ofte en operatør i fra et service selskap som er den første til å oppdage problemet. Det er også han som har kontroll på utstyret. Derfor er det operatøren fra brønnservice selskapet som har ansvaret for å sikre brønnen, om noe skulle skje.

I de brønnene som har wireline retrievable DHSV (sikkerhetsventil som trekkes med wireline), må denne trekkes, for å kunne komme ned med brønnverktøy med en større diameter.

Brønner av nyere dato, har ofte en DHSV som er en del av tubing (tubing retrievable). Under intervensjoner, skal da hydraulikk linjen til denne ventilen, og hydraulisk styrt master ventil, være kontrollert av personene fra service selskapet. På den måten kan ikke ventilene stenge utilsiktet.

Trykkkontroll Brønnservice

4.7.1 LEKKASJE I OVERFLATEUTSTYR OVER BOP

Ved en lekkasje som det, steng BOP'en blø av trykket som er på oppsiden, og fiks problemet. I noen tilfeller er det mulig å løse problemet, uten å stanse operasjonen, eksempelvis om en kan komprimere pakninger i stuffingboks, eller øke trykk på grease.

Note: En skal aldri kjøre inn i brønnen, når pakningene i stuffingboksen er slitt.

4.7.2 OM WIRE BLIR TREKT UT AV ROPESOCKET

Om det av en eller annen grunn skulle skje, at wire blir trekt ut av kabelhodet (som en følge av at en har kjørt for fort i en restriksjon som en hang fast i, eller at det ble kjørt rett i stuffingboksen), så kan wiren forsvinne ut av stuffingboksen. I slike tilfeller skal plunger'en (utblåsningsplugg) som er i stuffingboksen tette hullet, og stoppe lekkasjen ut av brønnen. Neste steg er å stenge BOP eller kroneventil(swab). Ved Braided line operasjon stenger man først normal ram så inverted ram.

4.7.3 KRAFT TILFØRSELEN FORSVINNER

Skulle powerpack slutte å virke, eller strømmen forsvinner, skal sjåføren sette på bremsen, og clamp wiren, før han prøver å finne årsaken til problemet.

Hydrauliske stuffingbokser har som regel en håndpumpe. Og om ikke er det ofte en akkumulator som gjør at de fremdeles kan brukes.

4.8 BRØNNKONTROLL PROBLEMER

Hydrat plugger

Brønnkontroll problemer kan være forårsaket av hydrater som har plagget brønnen, og forhindrer bevegelse opp og ned. Om det plugges seg i BOP'en, kan det skje at den ikke virker som den skal.

Fisking

Dersom man ender opp med verktøy og kabel i brønnen må det utarbeides en plan for en fiskeoperasjon. Det innebærer et metodevalg når det gjelder fiskeutstyr. Det er også nødvendig å beregne hvor kabelenden befinner seg i brønnen. Om det blir brudd på kabelen nede i brønnen, blir det ofte mer operasjonelle problem, enn problemer med brønnkontroll.

For å unngå problemer knyttet til fiskeoperasjonen, vil det trolig være nødvendig med ekstra trykkkontrollutstyr. Verktøystrengen vil bli lenger, siden det i praksis kan bli to verktøystrenger som skal opp, og inn i trykkkontroll utstyret. Det kan bli aktuelt med gjennomføring av revers cut and thread prosedyren. Det kan bli aktuelt med stripping gjennom BOP.

Det er også mulig at det er en større og sterkere kabel som blir brukt til fiskejobben, og da må vi i tillegg ha BOP til den typen kabel.

Swabbing

Swabbing kan bli brukt for å redusere det hydrostatiske trykket på formasjonen, for å få brønnen til å strøme. Dette blir gjort under kontrollerte former, og det blir brukt spesialverktøy.

Trykkkontroll Brønnservice

Under operasjoner i åpnet hull, kan det oppstå swabbing som er utilsiktet. Det kan skje når det er en stor ytre diameter på brønnverktøyene, og det er liten klaring mot brønnveggen.

Utilsiktet swabbing kan forårsake problemer i forhold til brønnkontroll, fordi det kan bli underbalanse i brønnen, forårsaket av den væskesøylen som forsvinner, og renner ut på overflaten. Lavere væskesøyle, gir som kjent lavere trykk mot formasjonen.

Under trekking eller kjøring av kompletteringer, kan også swabbing være et problem, på grunn av den lille klaringen som er mellom kompletteringskomponentene og brønnen. De fleste brønn kontroll hendelser er relatert til tripping av streng.

Surge

Denne effekten oppstår når en streng senkes ned i utboret hull. Den kan føre til et for høyt overtrykk mot formasjonen som kan sprekke opp. Dette kan igjen føre til tapt sirkulasjon og tap av borevæske og underbalanse. Husk at noen formasjoner er slik at det er lite margin mellom formasjonstrykk og oppsprekkingstrykk (fracture pressure). Og når permeabiliteten(Darcy) i tillegg er stor kan konsekvensen bli alvorlig.

4.9 BRAIDED LINE

Bridged line (flettet kabel) er tilgjengelig i mange ulike størrelser, og to typer; med og uten elektrisk leder. Bridged line uten leder blir i noen tilfeller kalt for fiskekabel, eller sand line, og er en kabel som blir bruk til å utføre jobber som krever ekstra styrke på kabelen.

I Norge er de vanligste størrelsene på slik wire 7/32" og 5/16", men det er også andre størrelser i bruk.

4.10 ELECTRIC LINE

I utgangspunktet er det samme kabelen som bridged line, bare med en eller flere ledere i kjernen. Electric line brukes bare til jobber der det er nødvendig å sende og/eller motta signaler fra verktøy og utstyr som er i brønnen. Bruddstyrken til en kabel med leder, er naturligvis mye lavere enn bruddstyrken på en kabel uten leder.

Electric line finnes med en leder, og heter da mono conductor. Størrelsene brukt i Norge er 7/32", 5/16" og 7/16" kabel. Andre typer kabel har syv ledere, og brukes i størrelser opp til 15/32". De brukes også ved logging i åpent hull, og ikke bare i ferdige brønner. I noen unntak brukes også kabeltyper med to ledere, men det er ikke vanlig.

De vanligste jobbene med electric line er:

- Innsamling av data
- Perforering
- Kjemikaliekutting
- Setting av packere og plugger
- Traktorjobber

Trykkkontroll Brønnservice

Schlumberger brødrene startet med electric line så tidlig som i 1927, for å samle inn data, og det har utviklet seg til å bli en rekke ulike tjenester i dag. Jobber med electric line er ikke for å manipulere verktøy i brønnen, og det er ikke med noen jar. Det er også en helt annen type settevertøy som blir brukt med electric line. Av den grunn, er det lettere å sette seg fast med electric line, og ikke komme seg løs. I forkant av slike jobber blir det derfor ofte kjørt et drift run eller et dummy run. Og kabelhodet er laget på en slik måte at en kan ha det som et weak point (svakeste punkt når en drar), og på den måten komme seg ut av brønnen. I etterkant må man da ned i brønnen og fiske ut de brønnverktøyene som ligger igjen.

I prinsippet er det ingen forskjell på å kjøre braided line og å kjøre slickline. Den største forskjellen, ligger i trykk kontroll utstyret som tetter rundt kabelen. Siden braided line består av mange tråder som er flettet rundt hverandre, er det mulig for brønntrykket å emigrere på innsiden/i senter av kabelen. En olje med høy viskositet og de riktige egenskapene blir derfor brukt, for å lage et grease seal (tetning av olje) rundt kabelen. Dette gjelder i grease injeksjons hode, og i BOP'en.

4.10.1 TRYKK KONTROLL UTSTYR FOR BRAIDED LINE

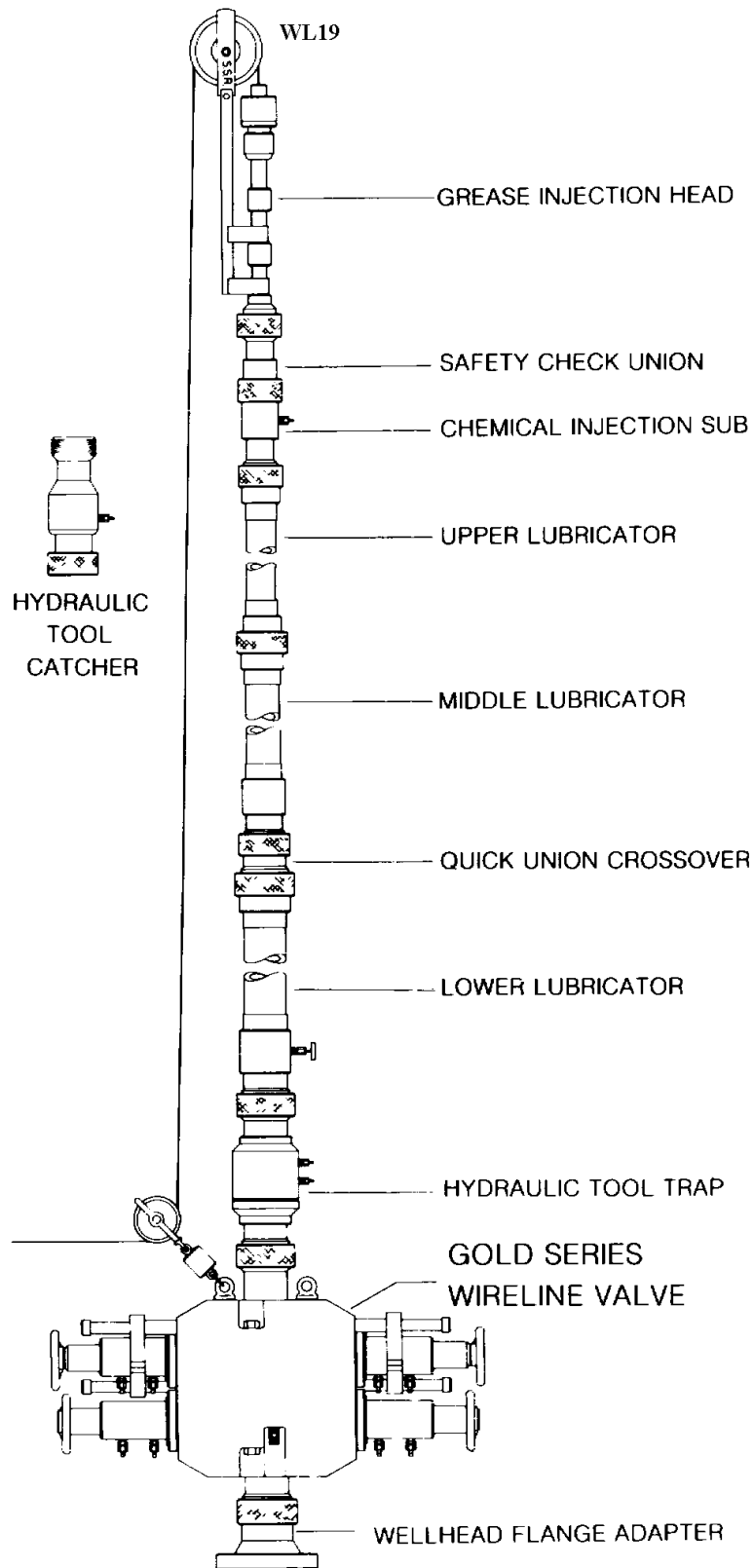
Overflateutstyret er stort sett som på slicklineutstyret. Noen steder har de en større winch, og det er gjerne utstyr for logging plassert i winchen. Datamaskiner og annet utstyr kan også være i en annen container. Loggere og de som kjører traktor er ofte i samme container. Da er det ofte eget aggregat eller strømforsyning til disse unitene.

For å ha kontroll på injeksjon av grease i grease hode og BOP'en, bruker vi en grease injeksjons skid. Her er det også et styrepanel, slik at en kan justere av og på med trykk, og regulere hvor mye trykk man ønsker.

En verktøystreng på electric line, består av mange ulike tool, som har hver sine funksjoner. Disse verktøystrengene er ofte svært lange, og krever en høy opprigg. Offshore vil det ofte være restriksjoner på lengdene, på grunn av plassen på installasjonen. Når et har høye opprigger, er det vanlig å bruke en mast.

Trykkontroll Brønnservice

Braided Line Pressure Control Equipment



Trykkkontroll Brønnservice

4.10.2 GREASE INJEKSJONS HODE

Også kalt grease hode, og er primær barrieren som blir brukt ved kjøring av flettet kabel. Tegningen viste et grease hode med skivehjul fastmontert, men det er ikke vanlig i Norge. Her er det som regel et separat skivehjul, som henger i fra en mast eller i blocken i riggen.

I grease hode er det flow tubes, som er rør med en indre diameter som bare er litt større enn kabelen. Grease blir pumpet inn mellom flow tuben og kabelen med et høyt trykk, og det trykket må være høyere enn brønntrykket. På denne måten blir det tett mellom brønn og atmosfæren.

4.10.3 FLOW TUBES

For at det skal være et så godt seal (tetning), må det være svært lite rom mellom kabel og flow tube. En klaring på 0,006" er vanlig rundt kabelen.

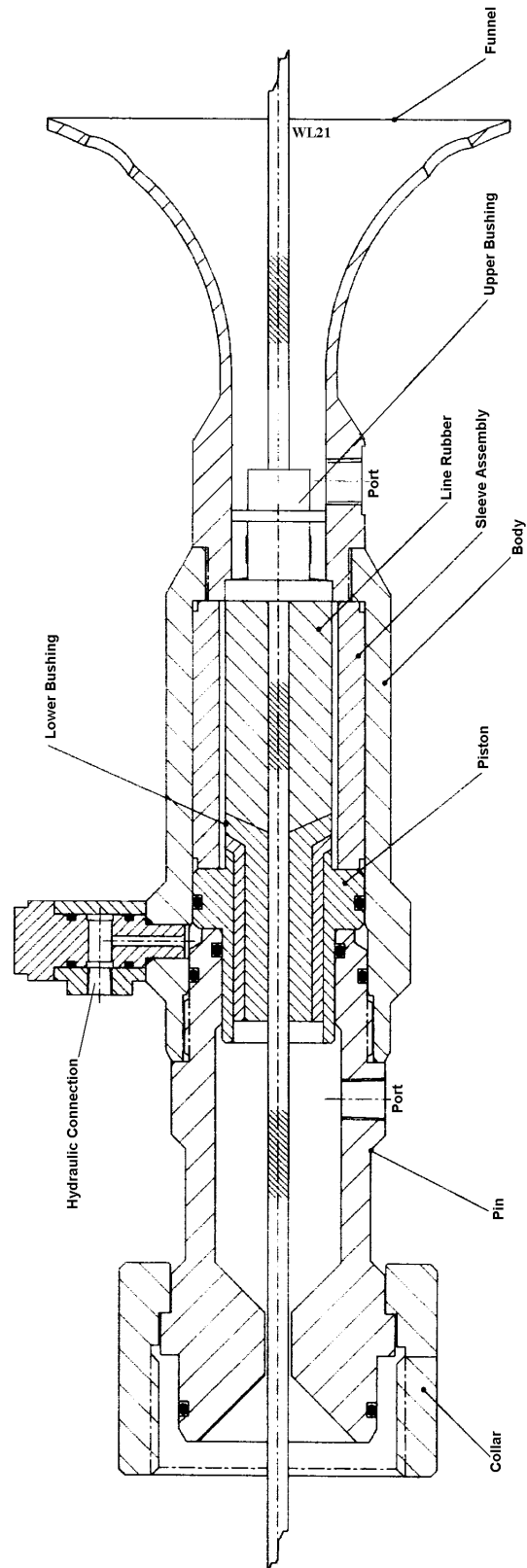
I de aller fleste tilfeller, brukes minst tre flow tubes (men to kan være nok under 140bar). I brønner med høye trykk, gjerne sammen med gass, kan det være fem eller flere flow tubes. Ofte ligger trykket på greasen en 70 bar (avlest på pumpen) over brønntrykket.

Greasen blir pumpet direkte fra en pumpe, som er plassert i en stor tank med grease. Greasen blir så pumpet inn i bunnen av grease hodet, og returen kommer ut helt i toppen. Det som kommer ut, er å se på som et avfallsprodukt, og skal ikke brukes mer.

4.10.4 PACK OFF

Pack off'en eller stuffingboksen, er det som gir et siste seal rundt kabelen. I en del tilfeller, spesielt når det blir kjørt med stor diameter på kabelen, brukes en line wiper til å skrape av grease fra kabelen. På den måten kan en unngå at det blir så mye grease som drypper i fra wiren, på vei over dekk.

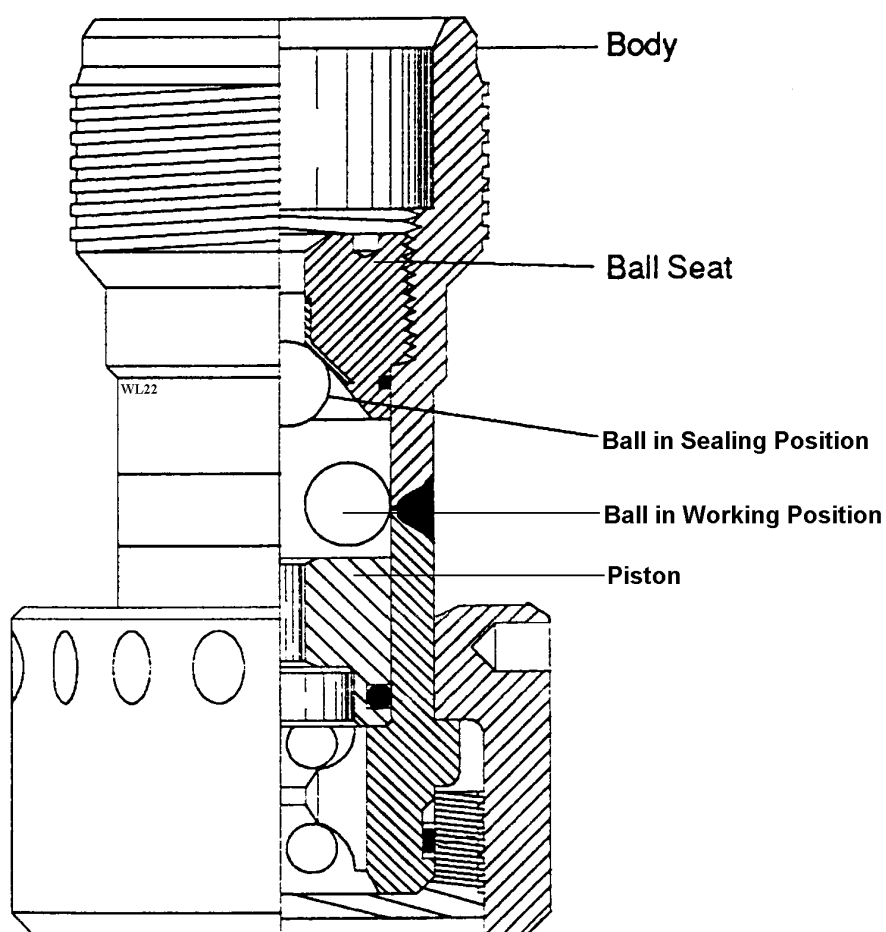
Fra line wiperen er det en slange, som sender greasen i retur ned til dekk.



PECO Bell Type Line Wiper

Line Wiper

Trykkontroll Brønnservice



Safety Check Union

Trykkkontroll Brønnservice

4.10.5 SAFETY CHECK UNION

I bunnen av grease hodet er det en type sjekkventil, som skal virke på samme måte som blow out pluggen i en stuffingboks. Denne sjekkventilen, kan være en del av grease hodet, eller en separat del, og består av en kule, og et sete som kulen blir blåst opp i. Under normal operasjon, vil ikke kulen ha en funksjon, men ligge litt til siden for wiren som går gjennom. Skulle wire ryke, og en bit kommer opp av hullet, vil kulen bli blåst opp i setet av trykket som er i bønneren, og det vil forhåpentlig vis holde tett.

4.10.6 DUAL BOP

BOP'en som brukes til flettet kabel er alltid en dobbel. Det er fordi den ikke bare skal tette rundt kabelen, men også innvendig. På en dobbel BOP er de nederste ram'ene snudd opp ned.

Det er en port for injeksjon av grease mellom de to settene med ram. I tillegg er det equalizing ventiler også over disse ram'ene. Når ram er stengt, skal det injiseres grease mellom, med et høyere trykk, enn brønntrykk.

Ram for flettet kabel er designet for å holde tett rundt en kabel, og pakningen har et spor i seg. Det er derfor ikke meningen at denne skal kunne holde tett, og det ikke er kabel gjennom. Da trenger man en blind ram, som har et flatt seal uten profil. Det er tatt i bruk multi seal blokker som fungerer som kabel ram for flere kabelstørrelser og samtidig kan fungere som en blind ram.

Om det i tillegg settes på en shear ram, blir oppsettet som følger:

- Braided line, riktig veg(normal)
- Braided line, snudd opp ned, og holder tett ovenfra(inverted)
 - Shear Seal,kutter kabelen og tetter brønneren, når ingenting går gjennom

4.10.7 TRYKKTESTING

Det er viktig at teste stav for BOP er designet med tanke på krefter fra trykk ved åpning av BOP. Det bør være en ordning med en nogo som hindrer staven for å skyte ut av BOP ved åpning av rams. Det bør også være en ordning for å hindre at stav faller ned i brønneren ved åpning av ram.

For å teste in BOP for flettet kabel:

- Sett BOP'en (med åpne ram) på testsub eller treet
- Fyll BOP med testemedium
- Sett ned en teste-rod, med samme diameter som seal og wire, og steng ram'ene
- Pump inn porten for grease injeksjon, slik at trykket kommer mellom ram.

Trykkkontroll Brønnservice

4.11 ARBEIDOPERASJONER

Kjøring av electric line, har de samme operasjonelle aspektene som kjøring av slickline. Forskjellen er at det ikke utføres mekanisk arbeide (eksempelvis jarring opp/ned på brønnverktøy), og farene forbundet med den aktiviteten forsvinner. Men det er verre når man går stuck (fast) nede i brønnen, og ikke kan slå opp eller ned. Det er derfor god praksis å kjøre et drift run for å verifisere at det ikke er mulig for fastkjøring ved entring av brønn med dyre delikate sensorer. Spesielt er det viktig med introduksjon av radioaktivt materiale i måleinstrumentene som senkes i brønnen.

Det er også nødvendig å følge opp status på DHSV. Trykket i kontrollinjen sjekkes før wireline toolstring entrer inn i DHSV. Dersom den ikke er i fullt åpen posisjon kan stengemekanismen hindre verktøy fra å bli trukket ut av brønnen. Kabelen kan også skade stengemekanismen slik at den ikke holder tett lenger. Full åpning kan verifiseres ved å måle volum for å oppnå driftstrykket i kontrollinjen.

4.11.1 CONTINGECIES

Ved kjøring av braided line, er det nødvendig å ha et grease seal rundt wiren hele tiden.

Lekkasjer fra grease hode

- Det er for lavt trykk på grease som blir injisert
- Greasen er forurenset
- Trykket i brønnen stiger
- Ulik diameter på kabelen

I alle tilfellene, er det nødvendig å stoppe operasjonen, slik at kabelen ikke lenger beveger seg. Feilen rettes opp, og jobben kan fortsette (men det er muligens forutsetninger for valg av eksempelvis hastighet på wire).

Gassbrønner gjør det enda vanskeligere å etablere nytt grease seal, når det er borte. Gassen har en høy hastighet, og drar lett med seg grease ut gjennom grease hode, og det er for stor passasje. I tillegg vil trykkfallet føre til at temperaturen synker, og det kan være med på å gjøre greasen tykkere, og den vil ha problemer med å trenge inn i kabelen. Hydrater kan også bli et problem i en slik situasjon.

Ved stengning av BOP, så stenger en først den øverste ram (som holder trykk fra nedsiden), og så den nedre ram (som holder trykk ovenifra). Når begge ram er helt stengt, pumpes grease inn i mellom ram, med høyt trykk. Designet av en BOP er slik at kabelen skal være i ro, når ram er stengt.

Problemer med kabelen

Et problem som kan oppstå med braided line er at en outer strand (en av de ytre kordelene på kabelen) ryker, og forårsaker et bird nest (stor vase på wiren) mens en trekker ut av brønnen. Sjøføren i winchen kan se endring på vekt, og at det er en sort stripe på wiren der det mangler et strand. Om dette ikke blir oppdaget, kan det føre til relativt store problemer.

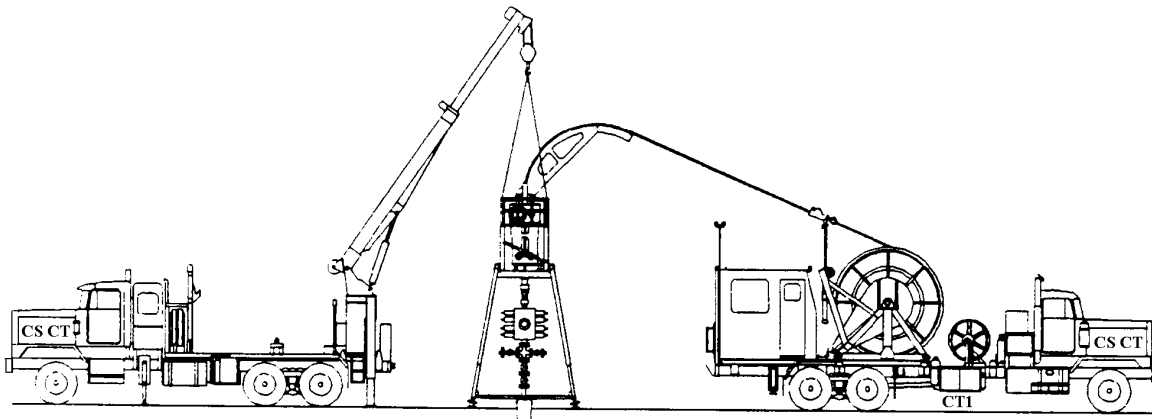
I de fleste tilfeller oppdages problemet i tide, og BOP'en kan da stenges forsiktig rundt kabelen, mens en sjekker om det er noen uvanlig restriksjon under stengingen. Om det er motstand, kan det tyde på at vasen på kabelen er i BOP'en. Etter at BOP er stengt og trykket er blødd av, kan lubricatoren løftes av. Det strandet som er skadet, kan fikses med en midlertidig spleis, slik at denne delen også kommer gjennom grease hode. Kabelen må

Trykkkontroll Brønnservice

ikke kjøres i brønnen igjen, i denne tilstanden.

Kapittel 5

COILED TUBING



5 COILED TUBING

Coiled tubing er en lang rør, som er på en stor trommel, og blir kjørt ned i brønnen, selv en brønn med trykk. Utstyret kan transporteres i moduler (men en del tromler er svært tunge, og det er begrenset hvor de kan transporteres, og hvilke rigger som har kraner med kapasitet), og det tar relativt kort tid å rigge opp utstyret. Avhengig av brønnforholdene, kan coiled tubing bli kjørt med hastigheter opp til 80m/min inn/ut av brønnen. Det gjør at coiled tubing kan gjøres på små og kjappe jobber.

Det som begrenser hvo dypt en kan kjøre med coiled tubing, er som regel begrenset av lengden på coilen (røret), og ikke dybden på brønnen. I likhet med wireline, er det gravitasjonskrefter som gjør at coiled tubing beveger seg ned en brønn. Derfor kan det også være problematisk med horisontale brønner for coiled tubing. I likhet med wireline, er det traktor også for coiled tubing, som gjør det lettere å komme ut i horisontale brønner.

Coiled tubing brukes til mange ulike jobber, som:

- Nitrogen injisert for å hjelpe i gang produksjonen i en brønn som har en tung væskesøyle etter endt komplettering.
- Kjøring av cleanup jobber etter workover
- Plassere syre ved perforeringene (enten for å vaske perforeringene, eller for å fjerne formasjons skader)
- Fiske jobber
- Spyle rent i rottehull i brønnen
- Plassering av sementplugger.
- Kjøring av straddle packers og bro plugger
- Coiled tubing med wireline innvendig
- Side track (sidesteg) og boring av hull med liten diameter
- Boring og milling (fresing)
- Åpning og stenging av sleeve
- ESP deployment
- Memory PLT (produksjonslogg med minne)

De største fordelene med coiled tubing er at det kan transporteres, tar liten tid å rigg opp/ned, kjørehastigheten inn/ut av brønnen og muligheten til å jobbe på levende brønner med høyt trykk.

Den største bakdelen er at veggene er tynne, og at røret lett blir skadet. Men det er i ferd med å endre seg, og det er etter hvert tykkere vegger.

Selv om det så tidlig som under andre verdenskrig ble lagt en rør over kanalen fra England til Frankrike (PLUTO prosjektet), så var det ikke før på 60-tallet at coiled tubing ble brukt i oljeindustrien. I begynnelsen ble det brukt $\frac{3}{4}$ " rør, men etter hvert har dette utviklet seg og i dag er det mulig å få tromler med 2-7/8" tubing. Kvaliteten var heller ikke noe god i starten, da mange rør ble sveiset sammen til en kveil.

Trykkontroll Brønnservice

I løpet av 70-tallet, kom man enda dypere med coiled tubing og gjorde enda vanskeligere jobber. Som et resultat av det, var det mange uhell, og det ble stilt kritiske spørsmål til denne typen jobber. I begynnelsen av 80-tallet produserte de rør av en mye høyere kvalitet, ved hjelp av nye produksjonsteknikker. Moderne teknologi gjør det nå mulig å lage rør så lange som ønskelig, uten sveiser. De blir produsert av høyteknologisk metall, som er nøye kontrollert, slik at hele lengden har samme egenskaper og kvalitet.

En skal likevel huske på at en coiled tubing alltid skal behandles forsiktig, om en ønsker å unngå problemer.

Coiled tubing tromler kan i dag være på over 6000m, og tromlene kan veie over 30 tonn. For å gjøre trommelen lettere, er det mulig å lage en trommel med varierende tykkelse. Den vil da være tykkest øverst oppe i brønnen, der hvor trekk kreftene er størst. Per i dag lages det tromler med opptil seks ulike indre diameter.

Coiler kan også leveres med en logge kabel innvendig, og noen kan bli levert med to linjer innvendig (som linjene til en DHSV). De kan brukes til spesielle verktøy som kan være i enden av en coiled tubing streng. Coiler med en rør innvendig, er også på vei, slik at ulike væsker kan pumpes ned.

At det oppstår huller i en coil er svært sjelden i dag. Og de er mye mer motstandsdyktige mot H₂S enn tidligere.

Alle coiled tubing tromler har en begrenset levetid, som begrenses av de jobbene som er blitt utført. Mens det kjøres inn og ut av brønnen, pumpes det og coilen utsettes for mange ulike påkjenninger, som er med på å redusere levetiden på en coil.

Kreftene som påvirker røret er:

- Strekk krefter av røret som henger i brønnen
- Komprimerings krefter om brønnen går ut i horisontal
- Burst (sprekk) fra trykket innvendig
- Collapse (sammenbrudd) grunnet trykk på utsiden
- En kombinasjon av kreftene nevnt over, lager mange stressfaktorer rundt veggen i coilen.

Røret vil bli utsatt for bøyingskrefter når det blir spol av trommelen og kjøres inn i brønnen. Dette skjer også når tubingen blir dratt ut av brønnen, og spolt inn på trommelen. Det er en stor påkjenning for røret å bli rettet ut og bøyd gjentatte ganger. Når det går av trommel rettes den, over gooseneck bøyes den, og så rettes den igjen når den entrer injektoren.

Den naturlige radiusen til en coil er fra 4-13meter, men med en mindre diameter på trommelen.

Disse påkjenningene, vil være mye større når det er trykk, og syrer strømmer gjennom røret. Alle påkjenningene nevnt ovenfor, er med på å gi røret en bestemt levetid.

Trykkkontroll Brønnservice

Mange selskaper praktiserer 80 sykluser, der en syklus er en gitt lengde rør spolt av trommelen, injisert inn i brønnen, trekt ut, og spol på trommelen. Størrelsen, tykkelsen på veggene og kvaliteten på stålet avgjør den maksimale levetiden til en coil. For en trommel på 2-3/8" kan det eksempelvis være så lite som 40 sykluser. Disse syklusene blir vektet med en faktor på 2, 3, 4 eller 5, alt etter om det har vært høye vekter, trykk eller syrer involvert i jobben. Jobber som krever at det samme stykket med coil inn og ut av brønnen, kan fort forårsake at den delen av røret når sine 80 sykluser. Da er det mulig å kappe bort den delen, og sveise sammen de delene som ikke er så slitt.

Data fra hver jobb blir loggført for hver lengde med coil, og coil tubing operatøren kan på den måten avgjøre om en coil (eller seksjon av coilen) må skrapes. Disse loggene føres manuelt noen steder. Men i Norge er det ofte en datamaskin som tar seg av den jobben.

Simuleringsprogrammer kan i dag hjelpe til med utregninger, for å se om det er fysisk mulig å komme ned i en avviksbrønn, og ikke minst ut igjen.

I en avviksbrønn, er det mulig at en coiled tubing streng danner en spiralform nede i brønnen. Dette skjer når friksjonen mellom coilen og brønnveggen blir større enn gravitasjonskreftene. Avviksbrønner kan også skape problemer når det skal trekkes ut. I det røret trekkes forbi en kant i tubingen, kan det bli for høy friksjon/bøy i røret. Dette kan føre til at en må trekke mer enn røret tåler.

Med det utstyret som man kan bruke i dag, er det mulig å forutsi problemene lenge før de oppstår. Antagelsene fra simuleringene kan sammenlignes med de opplysningene vi får under kjøringen. Slik forsikrer vi oss om at jobben blir utført slik en ønsker. Noen kontrollerer også røret, i forhold til om det er blitt ovalt.

Noen selskaper har grenser for pumping gjennom coilen:

- Maks pumpetrykk mens coilen er i bevegelse = 275bar
- Maks pumpetrykk når coilen er i ro = 345bar
- Maks differensialtrykk mot kollaps = 100bar

Ved store pumperater kan det være store trykkfall, siden coilen har så liten diameter. Det er tabeller som viser trykktapet per 1000meter av coil, for en gitt størrelse, og en gitt væske ved ulike pumperater.

Eksempelvis så kan en halvering av raten, føre til at trykket faller med over 60%, eller motsatt veg; så kan en dobling av raten, føre til at pumpetrykket stiger med over 150%

Det er i dag mer og mer vanlig med bruk at coiled tubing på 2" og større.

5.1 COILED TUBING UTSTYR

5.1.1 OVERFLATE UTSTYR

Det er fem hovedkomponenter: power pack, kontroll kabinen, trommel med rør, injektor head (det som mater coilen ned i brønnen) og BOP'ene.

I tillegg til de fem komponentene er det ofte en ekstra trommel offshore, og på flyterigger er det en spesiell løfteramme som brukes for at uniten skal kunne kobles sammen med kompensatoren. Når det utføres jobber uten boretårn, er det en ramme som støtter opp vekten fra injektoren og goosenecken (istedenfor en krane gjennom hele jobben).

Trykkkontroll Brønnservice

5.1.2. POWER UNIT

Ofte er dette en stor diesel drevet motor, som driver hydrauliske pumper, som brukes til kontroll av de ulike funksjonene som styres fra uniten. Den brukes til trykkkontroll utstyret, med akkumulatorer på skid'en. For akkumulatoren til BOP'ene er det ofte en egen kraftkilde. Det kan være en luftpumpe. Arbeidstrykket til akkumulatorene er 200 bar, og pumpen til akkumulatorene starter å gå ved 180 bar (90%). Nitrogen brukes til forladning.

5.1.3 KONTROLL KABINEN

De fleste kabiner kan løftes ved hjelp av hydraulikk, slik at operatøren kan se over trommelen som er foran, og samtidig se pipen som går over goosenecken.

Operatøren har følgende kontrollstikker foran seg:

- Trommel og spoling kontroll
- Alle BOP'ene
- Injektor head (injektor hode)
- Data og instrumenter
- Dybde teller og vekt indikator

5.1.4 TROMMEL MED COILED TUBING

Trommelen med coiled tubing har normalt sett hele lengden som er nødvendig for å utføre den jobben som skal gjøres i brønnen. Lengdene varierer fra 1500m til 6500m. Vekten på en trommel stiger med lengden, diameteren og tykkelsen på godset. I de mest ekstreme tilfeller, med høy vekt og liten kran, må en coiled tubing spoles fra en trommel på en supply båt, over på en tom trommel på riggen. I spesielle tilfeller er det også mulig å koble to tromler sammen.

Trommelen er støttet av en aksling, og roterer ved at et kjede driver den rundt. Dette drives kontinuerlig under inn og utkjøring, slik at det hele tiden er litt strekk i røret mellom trommelen og goosenecken. Reguleringen foregår ved å justere det hydrauliske trykket på motoren som driver trommelen.

Trommelen brukes IKKE til å kjøre coiled tubing inn og ut av brønnen, det gjør injektoren.

Til å sikre at påspolingen av røret inn på trommelen, skjer helt riktig, er det en synkronisert aksling som står i forkant av trommelen. Når det er en runde på trommelen, er det en forskyvning av påspolingsmekanismen mot høyre og venstre, som er nøye tilpasset trommelen. På denne spole-armen, er det dybdeteller er plassert. Annet utstyr som måling av røret i forhold til om det er ovalt, skjer også her.

Akslingen på trommelen har en rør gjennom, som er koblet til en svivel, slik at trommel kan rotere, samtidig som det pumpes i coilen. Ved siden av trommelen er det en ball launcher. Det er en innretning slik at det skal være mulig, når som helst i operasjonen, å sende ned en kule, og operere ulike verktøy nede i brønnen. Denne innretningen kan også brukes når en skal ha en skillevæske i forkant og etterkant av en sementplugg.

På en trommel skid er det ofte et system for å spraye olje, slik at en unngår korrosjon på coilen.

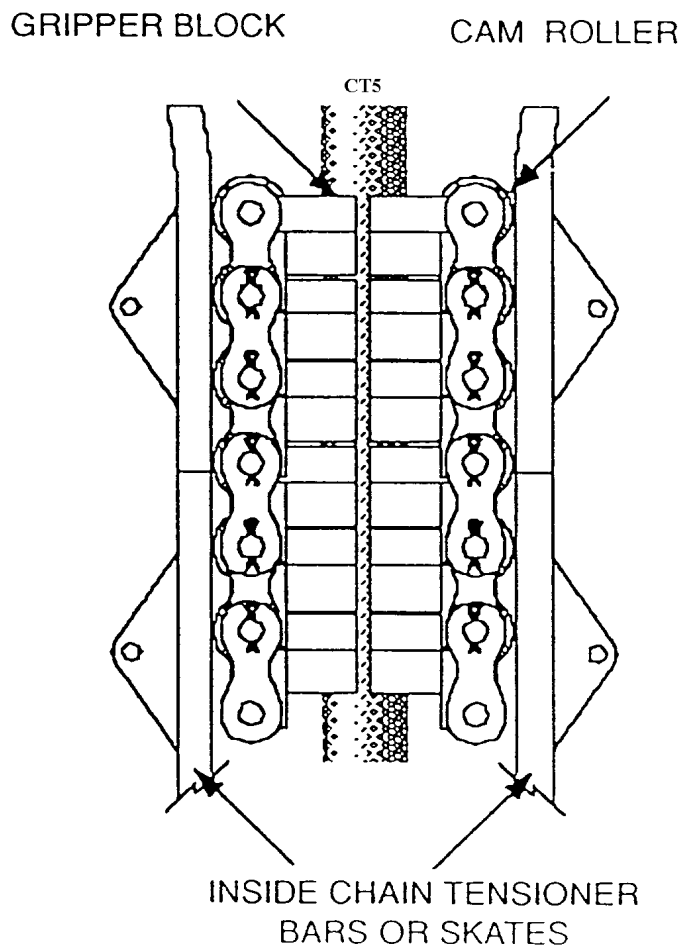
Trykkontroll Brønnservice

5.1.5 INJECTOR HEAD

Injector headen er det utstyret som skyver røret ned i brønnen, eller drar det ut av brønnen. Hydraulikk motorer driver et kjede med noen tilpassede gripeverktøy, som er til en bestemt størrelse coil. Denne injector headen er med på å skyve inn, eller trekke ut av brønnen.

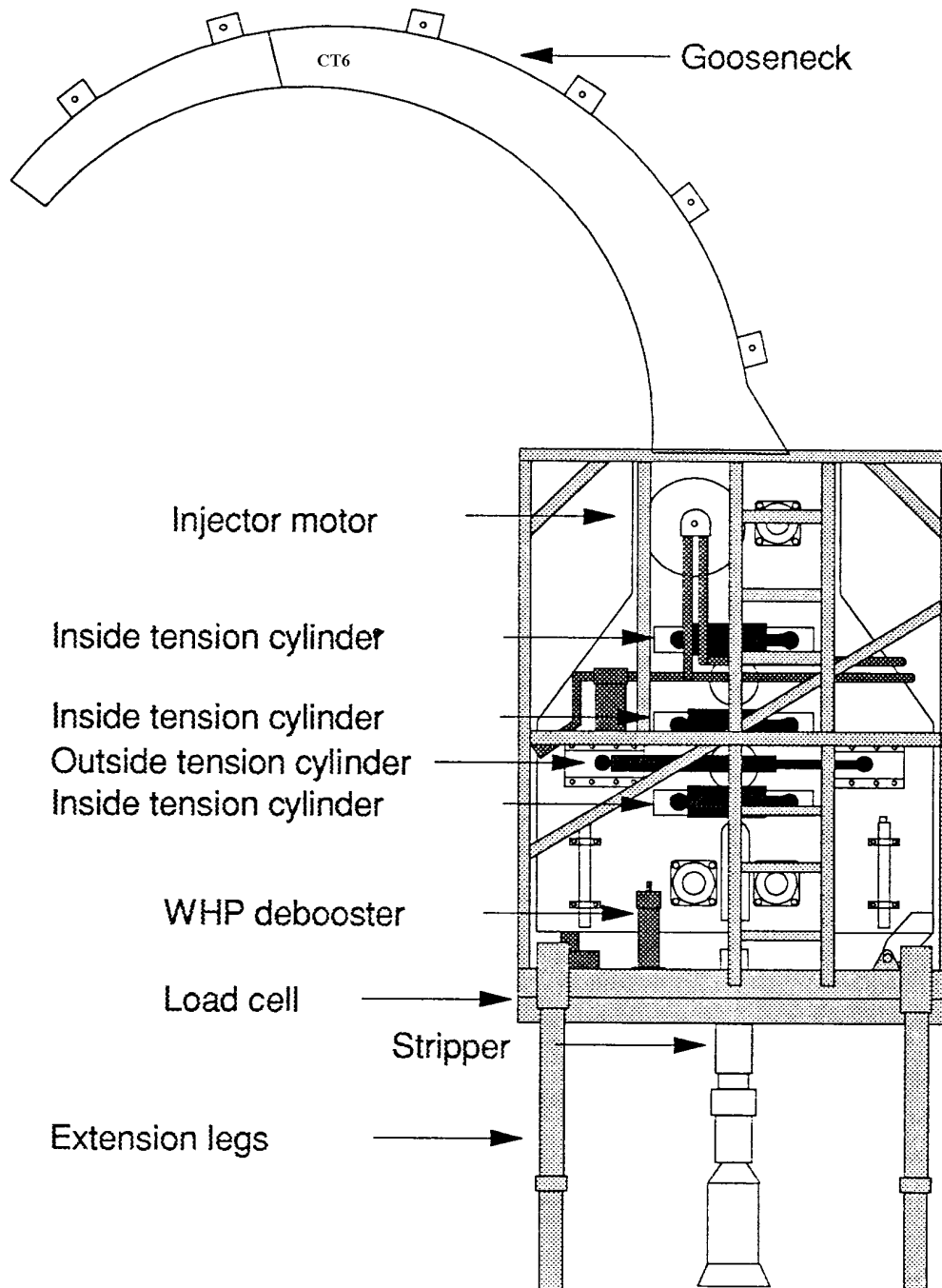
Det er ulike størrelser på injectro heads, og noen kan trekke over 50 tonn på de store coiled tubing størrelsene. Som regel er det to gir, som tillater opp til 40m/min og 80m/min. Operatøren har kontroll over både hastigheten på injectoren og på kraften som brukes. Han må passe på at han ikke bruker en for stor kraft inn i brønnen (den kan være det er en restriksjon), fordi det kan føre til skade på coilen. Det kjøres med spakene slik at det er akkurat nok kraft til å kjøre inn eller ut. Til å justere kraften som klemmer på coilen i injectoren, er det hydrauliske sylindrer. På utsiden er det strammere for kjedet, slik at det også er stramt.

Vektsellen er montert på injectoren. Og på toppen av injectoren er goosenecken (en bue som guider røret fra trommelen og ned i injectoren).



Trykkontroll Brønnservice

Gripper Blocks



Injector Head

Trykkkontroll Brønnservice

5.2 TRYKK KONTROLL UTSTYR

Det er mye forskjellig trykk kontroll utstyr som brukes til coiled tubing. I prinsippet virker de på samme måte som alle andre BOP'er i boring, wireline eller snubbing.

Her er en gjennomgang av utstyret, fra toppen og ned.

5.2.1 STRIPPER

Like under injectoren er stripperen plassert. Det kan være en enkel, eller en dobbel. Under kjøring av coiled tubing er dette den primære barrieren, og strippen holder tett rundt røret (slik som stuffingboksen rundt slickline).

Det er tre typer strippere (også kalt stuffingbox og tubing stripper):

- Conventional
- Side Door
- Radial

Radial stripper er ikke så mye brukt, om en ikke kjører veldig store størrelser coil, som 2-7/8" og 3-1/2"

Prinsippet er det samme for alle tre; det er operatøren som justerer det hydrauliske trykket mot et stempel, som virker på et pakningselement, som tetter rundt røret som går gjennom. Dette pakningselementet vil ha ulik levetid, avhengig av faktorer som;

- Trykket på brønnhodet
- Trykket mot pakningene
- Overflaten på røret
- Smøringen av røret

Om pakningene blir slitt, kan de byttes med og uten coiled i brønnen. For å kunne bytte pakningene mens en er i brønnen, må BOP'en stenges (slip ram og pipe ram). Trykket over blir så blødd av.

Conventional stripper er nok den som det er vanskeligst å bytte pakningselement i, fordi elementet kommer ut/inn på toppen av stripperen, som jo er festet i bunn av injectoren. Side door stripperen og radial stripperen er designet på en annen måte, som gjør det mulig å bytte elementene fra siden.

I dag er det relativt vanlig å bruke to strippere, og det gir en i backup til primær barrieren (upper), om et pakningselement skulle være utslitt. Istedenfor å stoppe operasjonen, og skifte pakning, trykkes bare den andre (lower) stripperen. Dette gjøres uten at operasjonen stopper, men betyr at en nå bare har en barriere tilgjengelig

Denne praksisen er akseptert noen steder i verden, mens andre steder må operasjonen stanses, inntil den øvre stripperen har fått ny pakning.

Det er mulig å ha en side door stripper under en conventional. Strippere har som regel en størrelse fra 3" - 4" innvendig, men det kan være andre størrelser om det skal kjøres veldig

Trykkkontroll Brønnservice

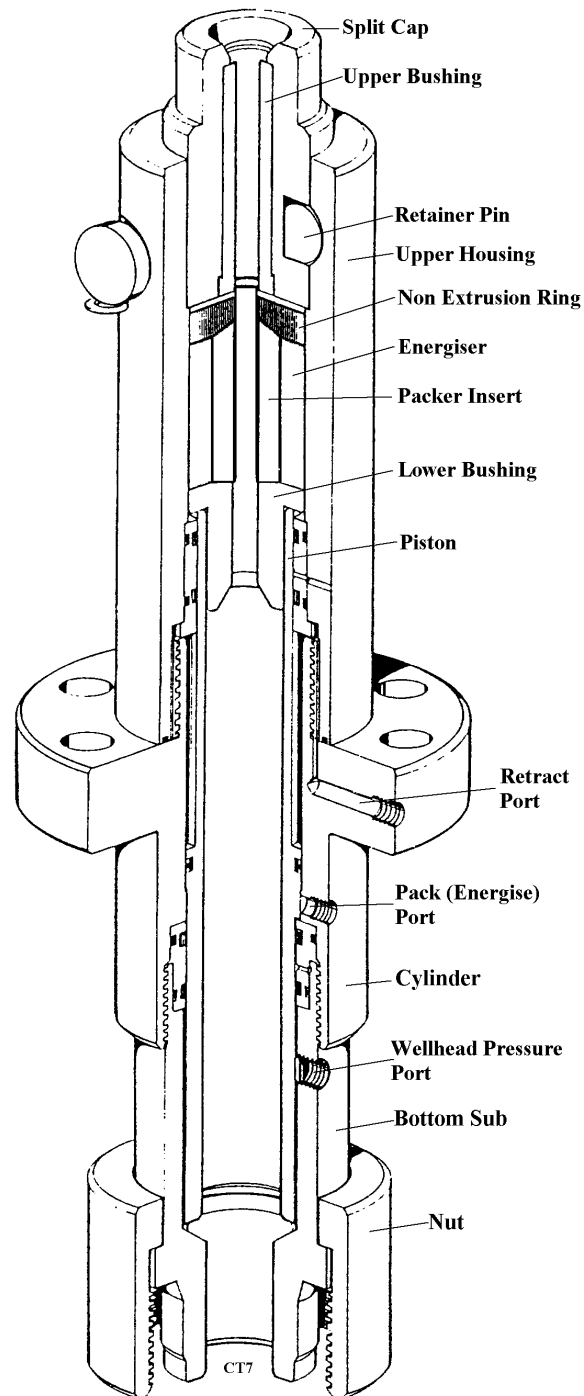
store eller små størrelser på rørene.

Strippere er klassifisert til 345 eller 690 bar til vanlig. Dette referer til trykk ratingen i nedre kobling og body.

I en conventional stripper, vil hydraulikktrykket skyve stempelet opp. Den skyver så på lower bushing (nedre foring), og pakningen blir presset sammen rundt røret. Når dette er gjort, er det mulig å sakte blø av det hydraulikktrykket, og brønntrykket vil være med å holde trykk på pakningen.

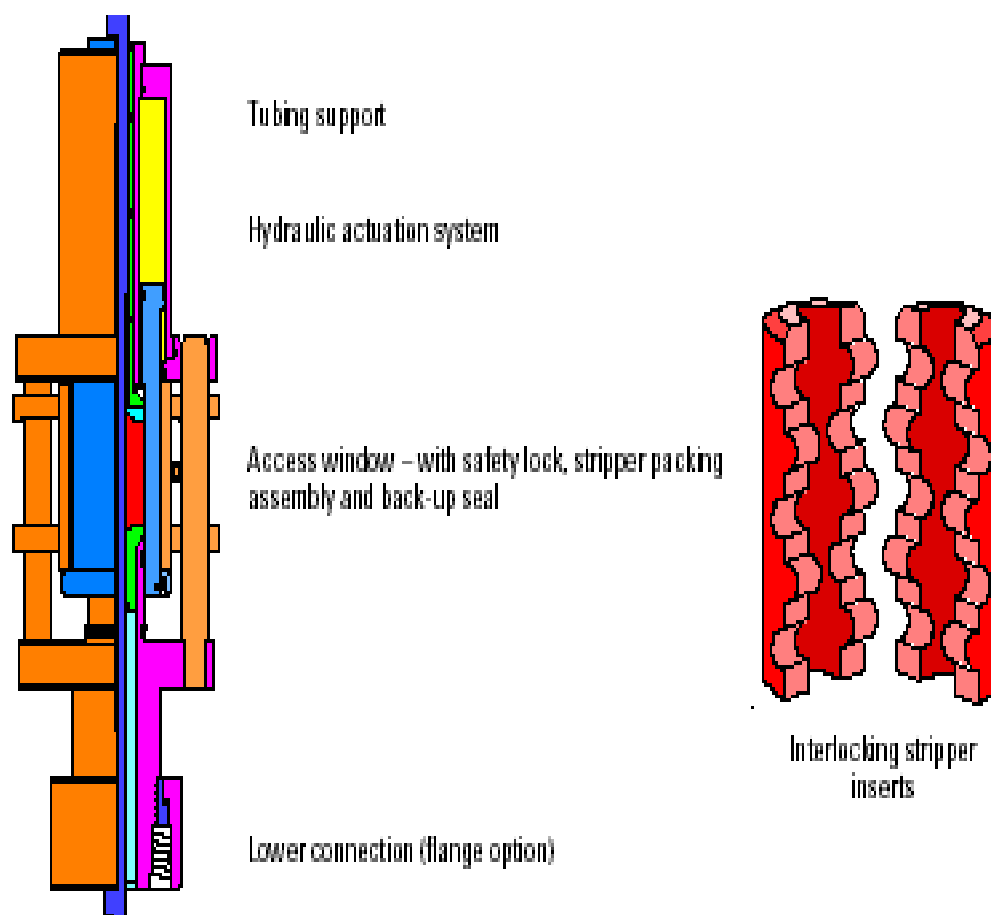
En side door stripper virker motsatt. Stempelet blir presset nedover av hydraulikk trykket, og brønntrykket vil ikke være med å stenge. Det er derfor viktig å beholde hydraulikktrykket hele tiden.

Conventional Stripper

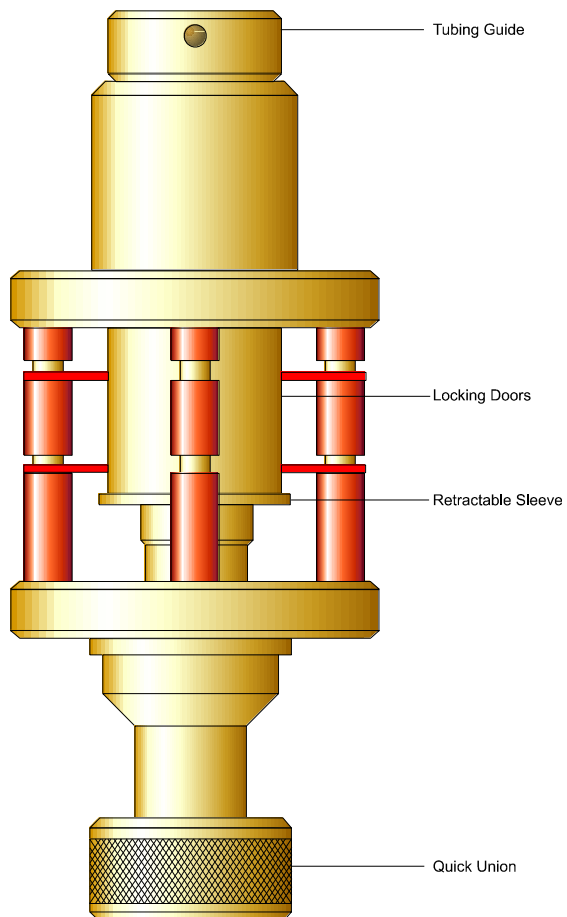


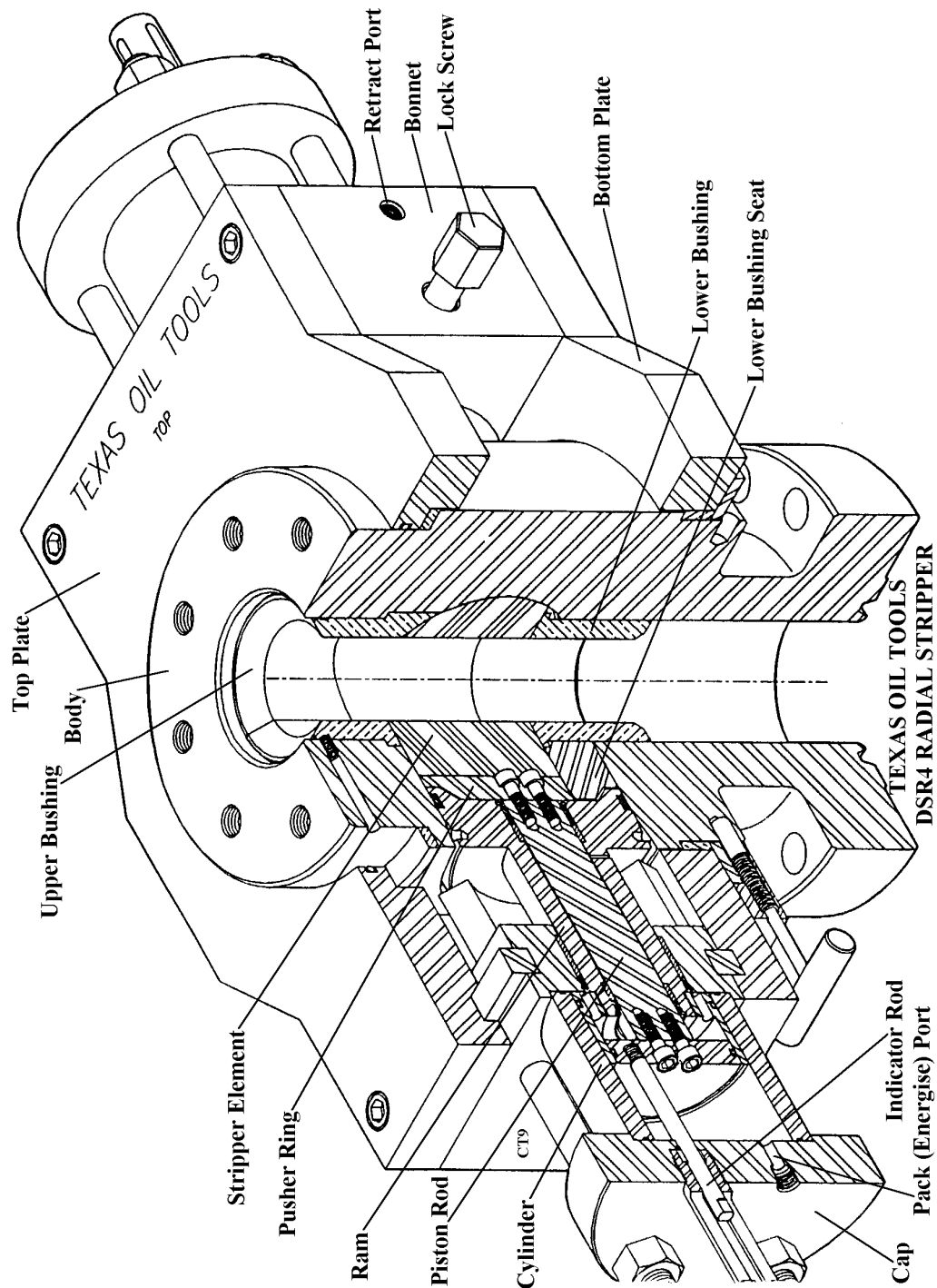
TEXAS OIL TOOLS
DS34 CONVENTIONAL

Trykkontroll Brønnservice



Side Door Stripper





Radial Stripper

Trykkkontroll Brønnservice

5.2.2 BOP'ER AV RAM TYPEN

Det er mange ulike produsenter og typer av BOP'er. Alle ram type BOP'er har samme utseende, og leveres som single, doble, trippel og med fire ram.

Coiled tubing BOP'er blir kontrollert fra et panel som er plassert i kontroll kabinen. Hydraulikk trykket som kreves for å kjøre dem, er mellom 100 og 200 bar. Som regel er de på 3" - 4", men er tilgjengelige i andre størrelser om det blir kjørt en coiled tubing som er mye større eller mindre.

Single BOP'er som er av shear and seal typen (kutt og hold tett), er ofte en del større, for å sikre at det er nok kraft til å kutte det som måtte være i brønnen. De fleste BOP'er tåler et arbeidstrykk på 690 bar.

Som primær barriere har vi stripperen, som tetter rundt coilen, deretter kommer pipe ram, som også tetter rundt pipen, men når den står stilt. Den er sekundær barrieren. Til slutt, er det safety head, eller shear/seal som er siste utvei, og er tertiær barrieren.

Om det er en annular BOP, så er den å regne som sekundær barrieren. Om det er en til stripper, er den enten sekundær barrieren eller en back up til den primære barrieren. Bare en barriere er klassifisert som primærbarrieren, men det kan godt være mange sekundære og tertiære barrierer.

5.2.3 QUAD BOP

BOP'en med fire ram, er laget ut av et metallstykke. I en slik BOP for coiled tubing, er oppsettet av ram alltid slik som vist her.

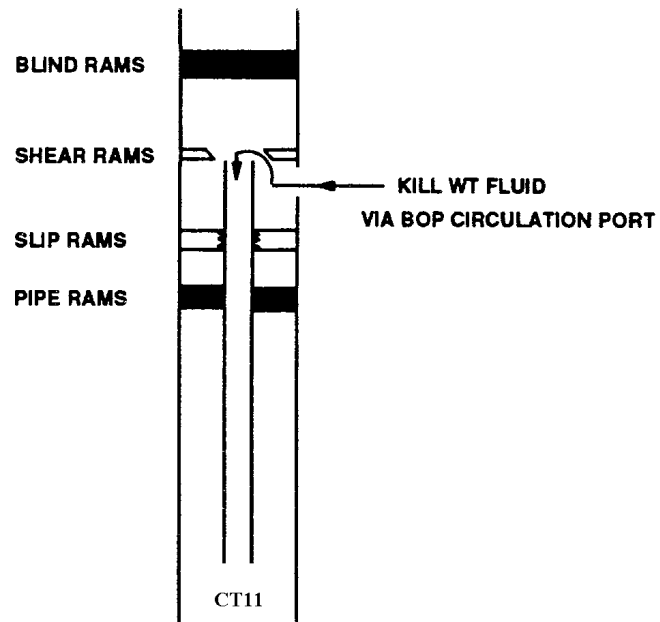
- **Blind** Stenger for et åpent hull
- **Shear** Kutter av røret
- **Kill** Oppkobling for kill line
- **Slip** Holder røret fast
- **Pipe** Stenger og tetter rund røret

Prosedyre for å kutte røret:

- Steng slip ram, slik at røret er last fast
- Stenge pipe ram, som tetter rundt røret
- Steng shear ram, slik at røret blir kuttet
- Trekk resten av røret opp over blind ram
- Steng blind ram
 - Om nødvendig, pump gjennom kill koblingen på BOP'en, og ned coiled Tubingen.

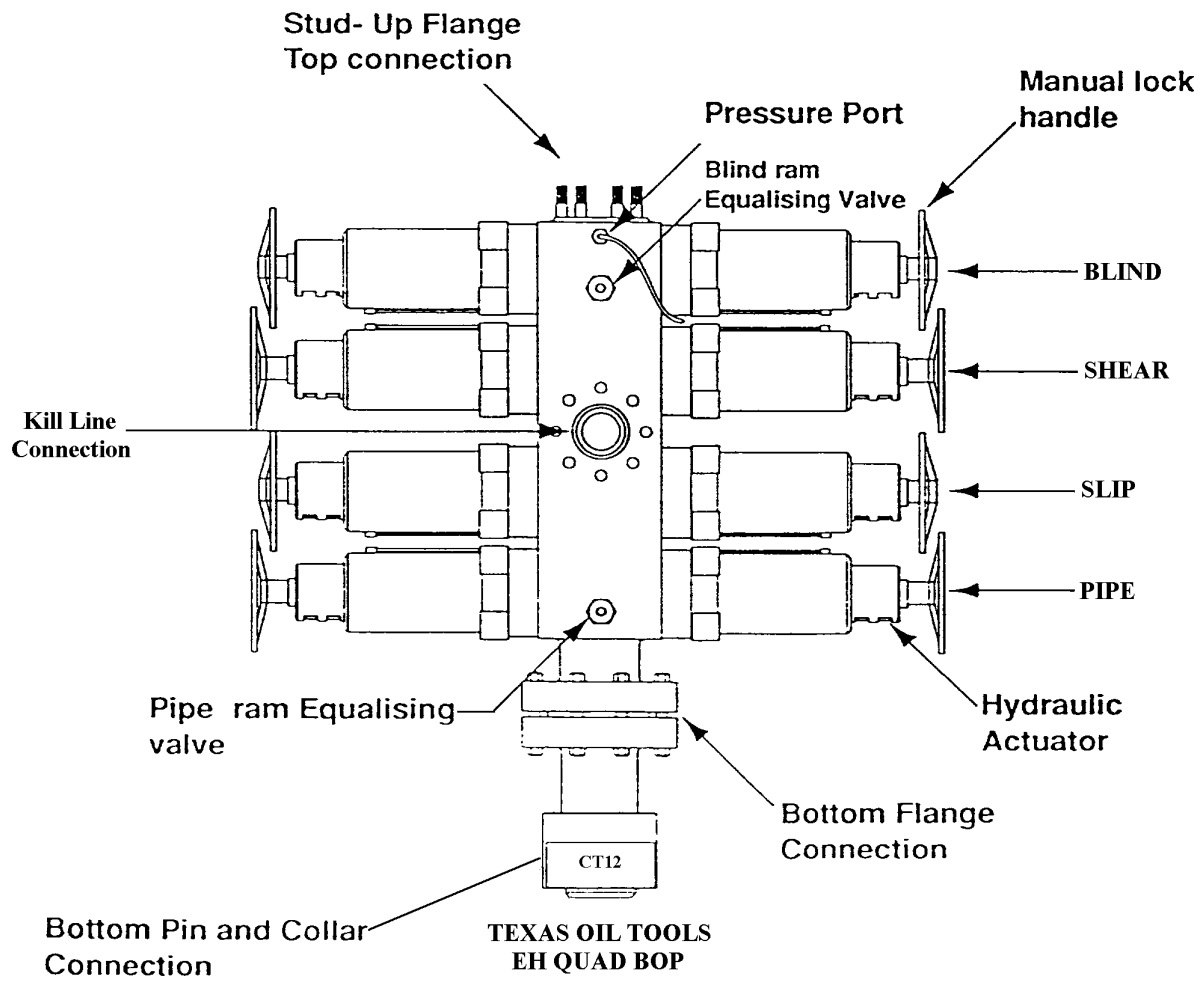
Nyere design på kutte ram, gjør at røret ikke blir klemmt flat, og det er derfor mulig å pumpe ned gjennom det, og ned i brønnen.

Trykkontroll Brønnservice



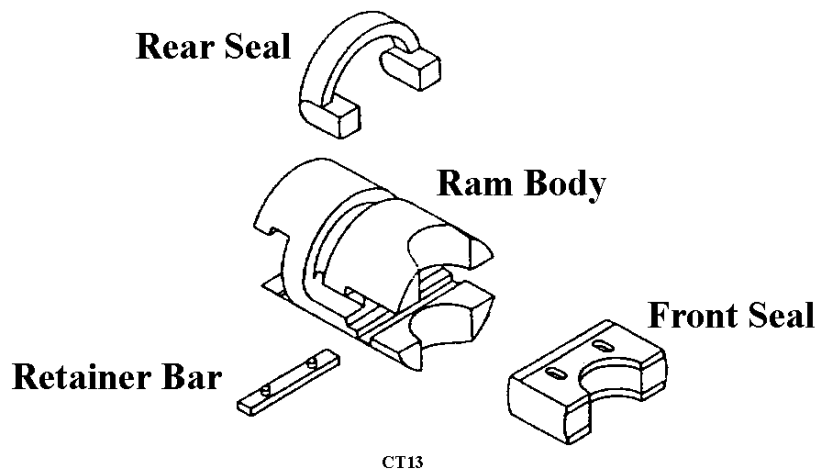
Coiled Tubing after being cut

Trykkontroll Brønnservice

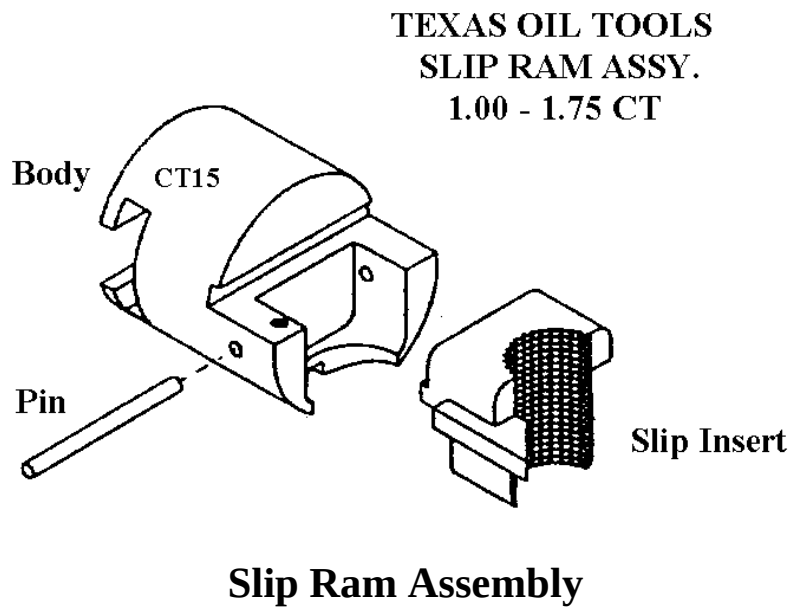


Quad BOP

Trykkontroll Brønnservice



**TEXAS OIL TOOLS
PIPE & BLIND RAM ASSY.
(pipe ram illustrated)**



Slip Ram Assembly

Trykkontroll Brønnservice

5.2.4 COMBI

Combi BOP'en gjør akkurat det samme som en med fire ram, men den gjør det med to ram.

Den øverste ram har shear og blind, den nederste har pipe og slip. På samme måte som den andre BOP'en, er det en kill linje som kommer inn mellom ram.

Om det blir nødvendig å kutte ram, gjøres det på den samme måten som beskrevet over.

Når en kutter, er det en fordel å ha litt strekk i coilen, og i hvert fall ikke kompresjon.

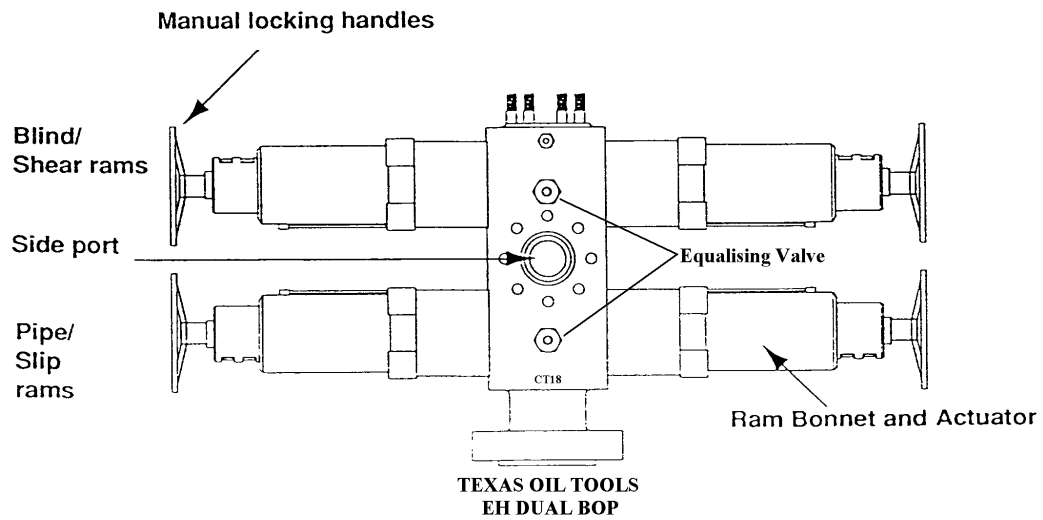
Fordelene med en combi, fremfor en quad er;

- Den er kortere
- Det er færre operasjoner i et nødstilfelle, sparer tid
- Ikke nødvendig å løfte opp røret over kuttebladet, hvilket gjør at det går fortere å stenge i et nødstilfelle
- Krever mindre hydraulikk, noe som gjør at hele operasjonen kan utføres med akkumulatorene, selv om pumpen ikke virker. (Noen steder har de så liten kapasitet, at akkumulatoren ikke klarer å utføre alle fire stegene uten pumpene).

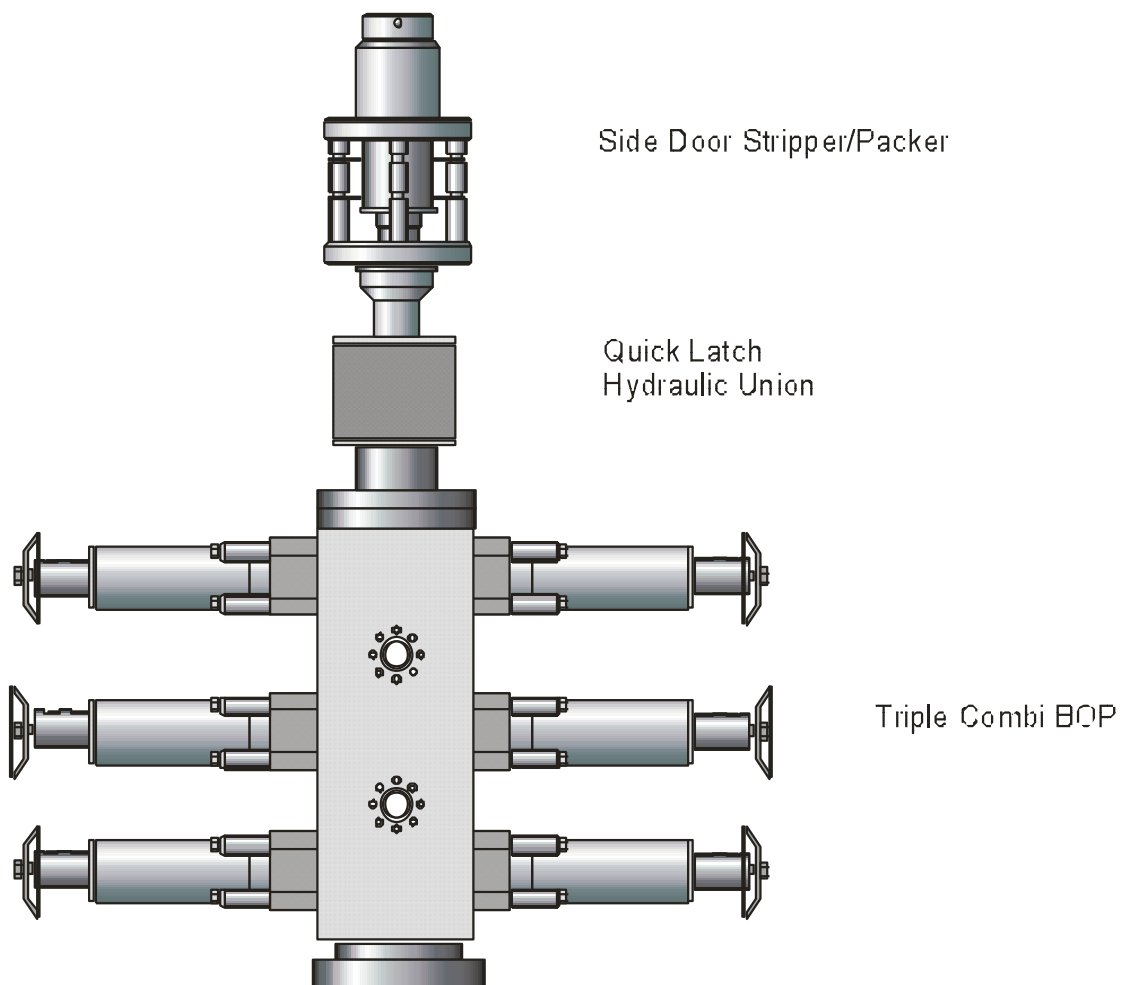
Bakdelene er;

- Den gir mindre fleksibilitet under operasjon.
 - Det er vanskeligere å pumpe inn i røret, etter at det er kuttet, noe som gjør drepejobben vanskelig.

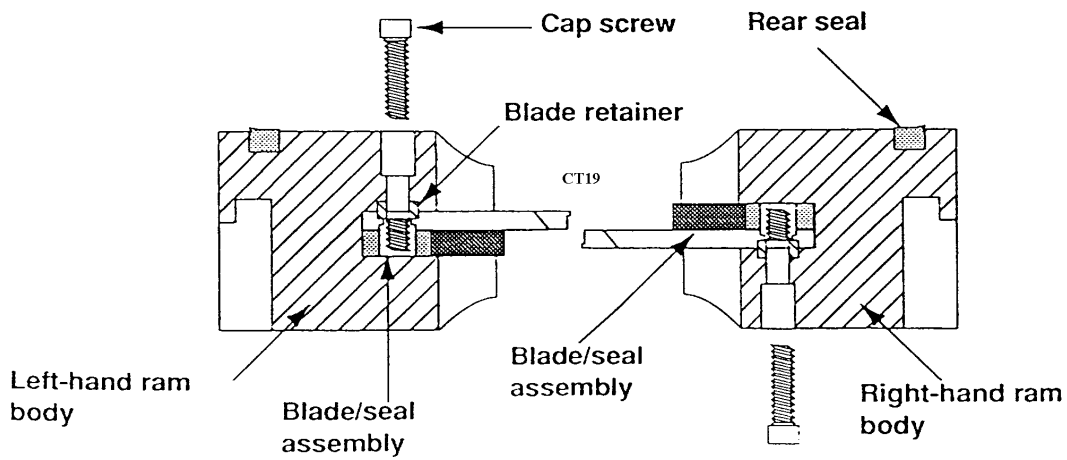
Trykkkontroll Brønnservice



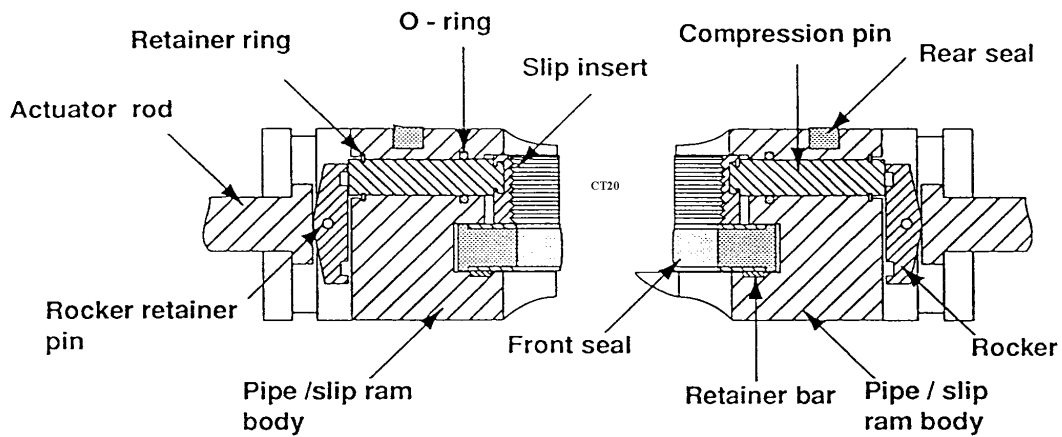
Combi BOP



Trykkontroll Brønnservice



Blind/Shear Ram Assembly



Pipe/Slip Ram Assembly

Trykkkontroll Brønnservice

5.2.5 TRIPPEL BOP

Noen ganger blir en trippel BOP brukt, de kalles også for trippel combi BOP. Disse kan settes opp slik at de er tilpasset den enkelte jobb som skal gjøres.

Alle standard ram kan settes inn, og det kan ha en hydraulisk booster aktuator om nødvendig. I mange tilfeller har de combi-ram, og det er årsaken til at de ofte blir kalt for trippel combi BOP.

Ofte har de to koblinger for pumping, en mellom de to øvre og en mellom de to nedre.

Ram konfigurasjonen kan da være:

- Blind /shear
- Slip
- Pipe

5.2.6 SHEAR/SEAL (Safety Head)

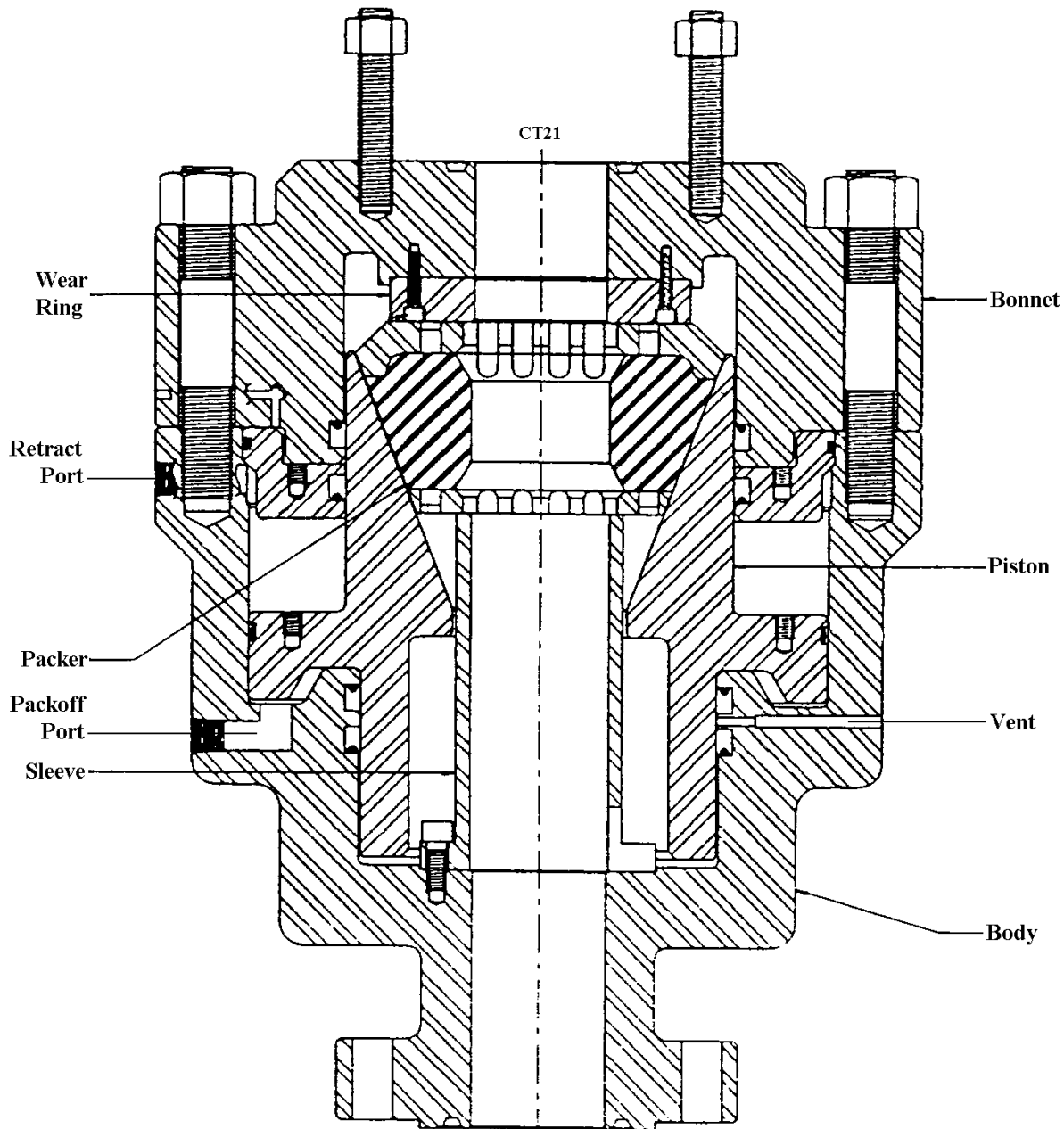
I tillegg til vanlig shear seal, brukes ofte en safety head. Den plasseres like over ventiltreet, og er en singel BOP (gjørne litt stor og kraftig). De hydrauliske sylindrene er ekstra store, for å gi ekstra kraft ved stengning. Den skal kunne kutte coiled tubing (også med loggwire), og den skal kunne kutte eventuelle brønnverktøy. Det kan ikke garanteres at en vanlig shear ram klarer å kutte alt som kan komme foran et ram. Når ram er stengt, er det ikke noe som holder på røret, og det vil trolig falle forbi treet. Treet vi da bli stengt.

Denne store shear/seal BOP'en er ofte styrt fra en egen skid, eller bare et eget kontrollpanel. Et slikt panel kan plasseres hvor som helst, bare det er i et sikkert område, og gjerne nære folk.

5.2.7 ANNULAR BOP'ER

Annular BOP'er er mer og mer brukt, spesielt på rutinejobber. De blir alltid brukt i tillegg til ram type BOP, og de kan plasseres der det er mest hensiktsmessig for jobben som skal utføres. Fordelen med en annular BOP er at den kan tette rundt alle størrelser på strengen, ikke bare selve røret. Dette er veldig bra når en skal deploye inn lange verktøystrenger. Videre kan den brukes som en back up for en singel stripper.

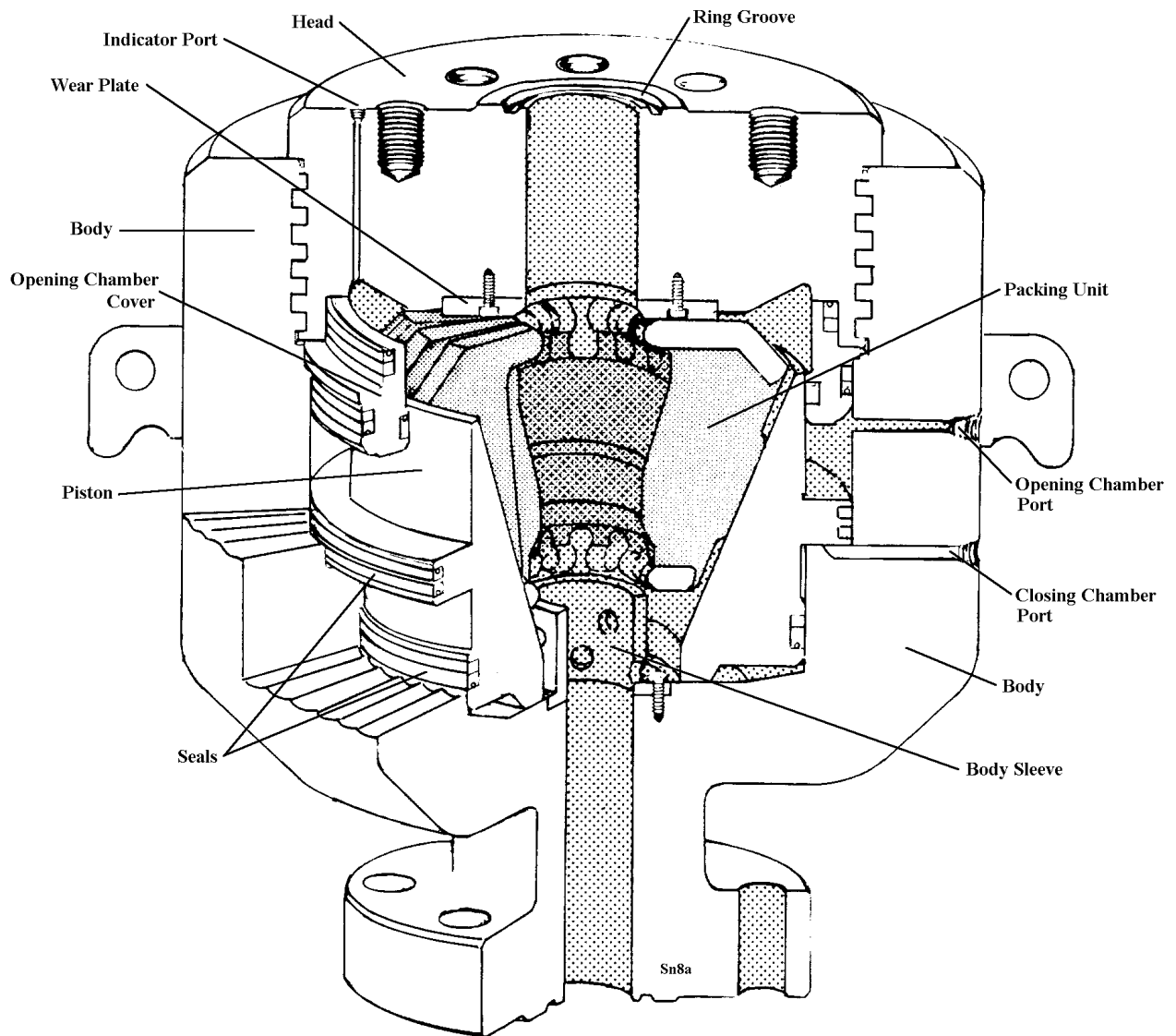
De er tilgjengelige i de samme størrelsene og trykk klassene som vanlige ram BOP'er



**TEXAS OIL TOOLS
EJ44 ANNULAR BOP**

Annular BOP

Trykkontroll Brønnservice



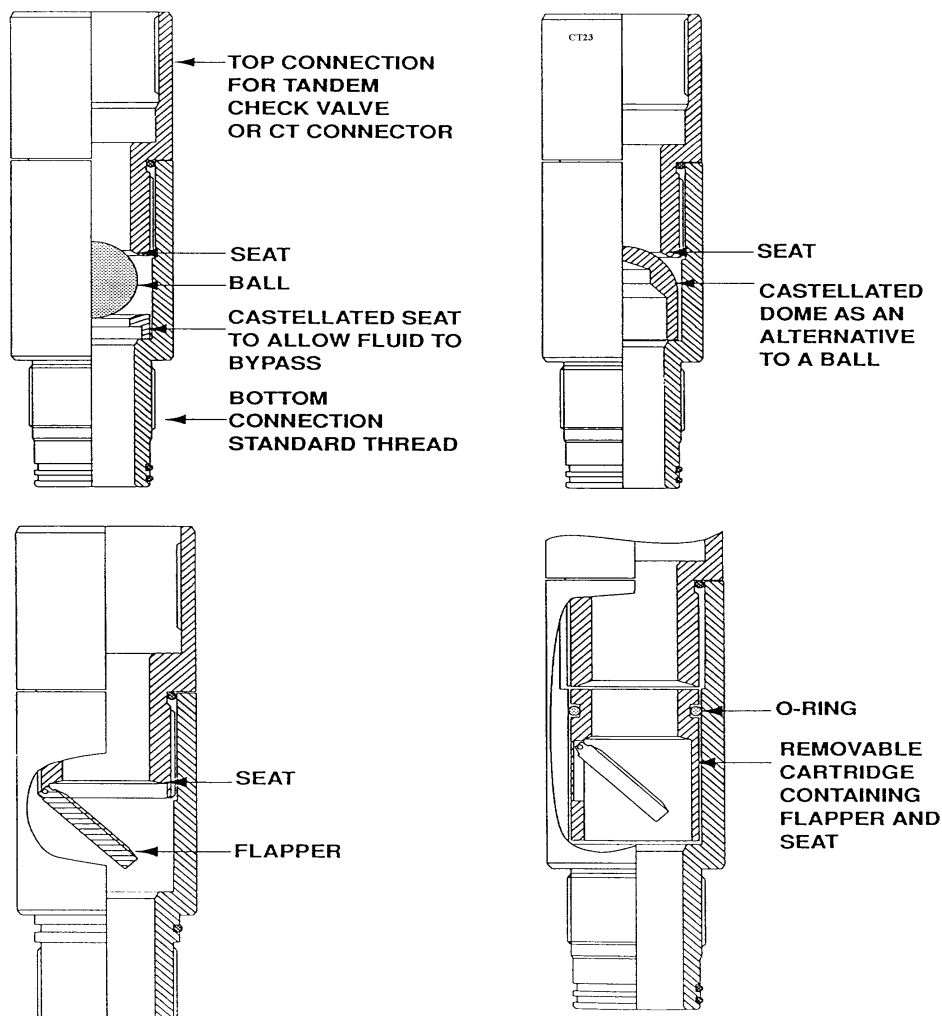
Hydril 4.1/16" 15000 psi GS

Small Drilling Annular Preventer

Trykkontroll Brønnservice

5.2.8 SJEKK VENTILER

Med mindre revers sirkulering er planlagt, hvilket er meget sjeldent, er det vanlig å ha to sjekkventiler i bunnen av røret. Disse enveisventilene er plassert på toppen av verktøystrengen, like under connectoren. Connectoren er festet på ulike måter til røret, og har gjenger i bunnen.



Under connectoren er det vanlig vis en "straight bar". Dette er en rørbit som er skrudd på connectoren, og gjør enden på coiled tubing rett når det skal kjøres gjennom overflate utstyret og treet. Siden røret er lagret på en trommel, er det vanskelig å få de to siste meterne til å være rette, slik at en unngår problemer med at en henger seg opp i BOP eller treet.

Utstyr for å rette ut røret er nå tilgjengelig, og en kan på den måten unngå å måtte bruke en "stright bar".

Trykkontroll Brønnservice

5.3 RISERE AND KOBLINGER

Disse utgjør en del av trykkontroll utstyret, siden de inneholder brønnvæsker og trykk. Koblingene på risers er samme type (quick union) som på wireline, men de bruker også flensedede koblinger på coiled tubing. BOP'en kan ha begge typer kobling, men den mest vanlige er quick union. I noen land og noen operatørselskaper bruker flenser på noen jobber, spesielt ved høyt trykk. Det er vanlig å ha shear/seal så nære treet som mulig.

Den hydrauliske koblingen (hydraulic quick latch) ble i utgangspunktet designet for bruk på flyterigger, i bunnen av løfterammen. Nå blir det mer og mer brukt på land og plattformer, som en rask og sikker måte å koble injektoren fra BOP'ene, slik at bunnhullsverktøyene kan byttes ut.

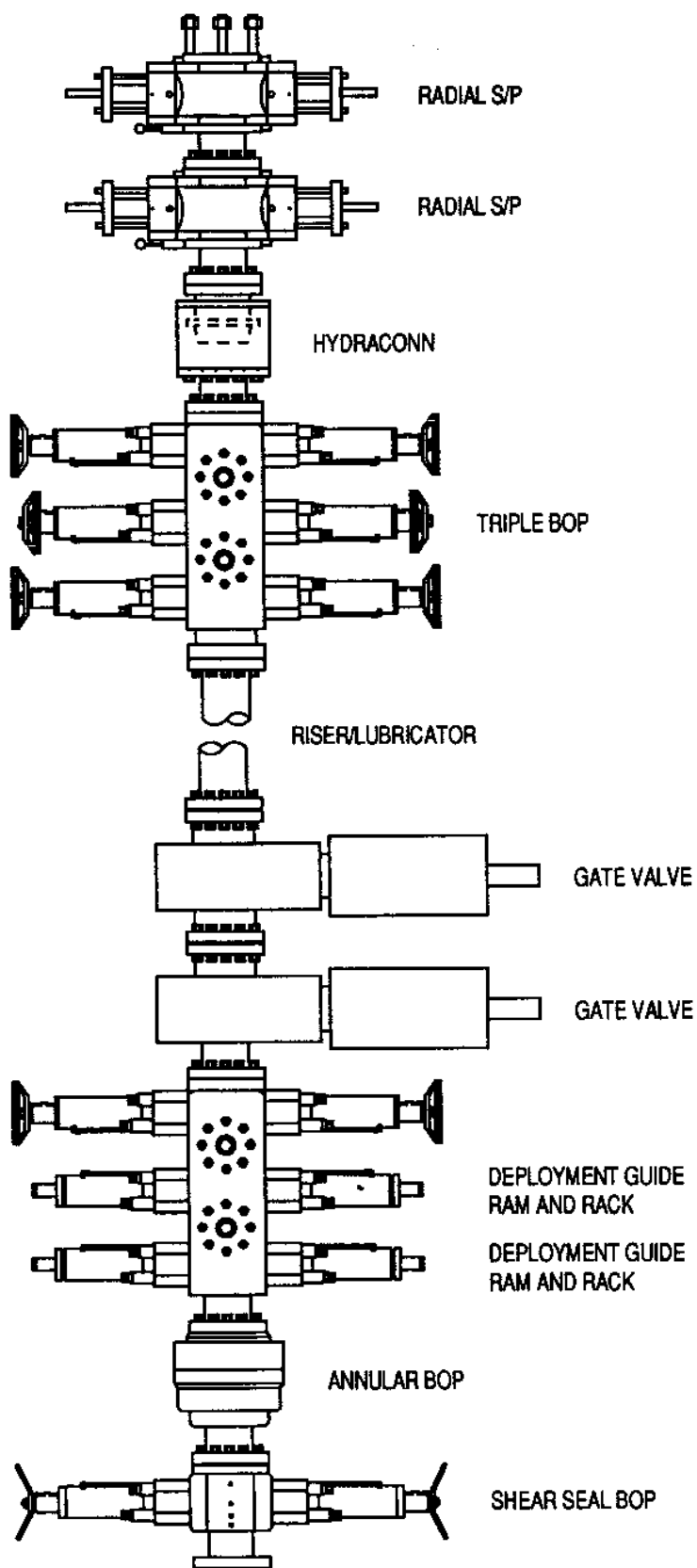
Den hydrauliske koblingen tetter og sikrer ved operasjon, men låsen kan fjernes ved å bruke hydraulisk trykk. Når låsen er ute, kan en dele de to halvdelene på koblingen. Det er mange typer av disse koblingene, men det de alle har til felles, er at det ikke kan være innvendig trykk når låsen skal ut.

5.4 DEPLOYMENT SYSTEMER

Under normale jobber, er avstanden fra swab på juletreet til stripperen det som avgjør den maksimale lengden med brønnverktøy som kan kjøres ned i brønnen. For spesielle jobber, der en krever lange strenger, er det nødvendig å deploye inn verktøystrengen. Før det ble vanlig med deployment, brukte de bare DHSV som eneste stengte barriere når opp til 1500m med TCP kanoner ble kjørt ned i brønnen.

Det er flere måter å deploye på, men selv om det er litt ulike løsninger, så er prinsippene de samme. Deployment systemet bruker et ekstra sett med BOP'er, som er plassert under de vanlige BOP'ene. Verktøystrengen blir laget som flere seksjoner, som blir kjørt ned i brønnen en etter en. De henges av på en egen seksjon, som har en diameter som passer til det ram'et som er i deployment BOP'en. Når den delen er kjørt ned, kan en ny kjøres ned og festes i toppen av den første. Begge to kan så kjøres et stykke ned i brønnen. Svært lange seksjoner kan bli kjørt på denne måten. Til slutt vil en feste alle disse seksjonene med brønnverktøy til coilen. Injektoren blir festet, og verktøystrengen kan kjøres ned i brønnen. Selve kjøringen er som en normal operasjon. Når verktøystrengen kommer ut av brønnen, gjøres alt sammen en gang til, men motsatt veg.

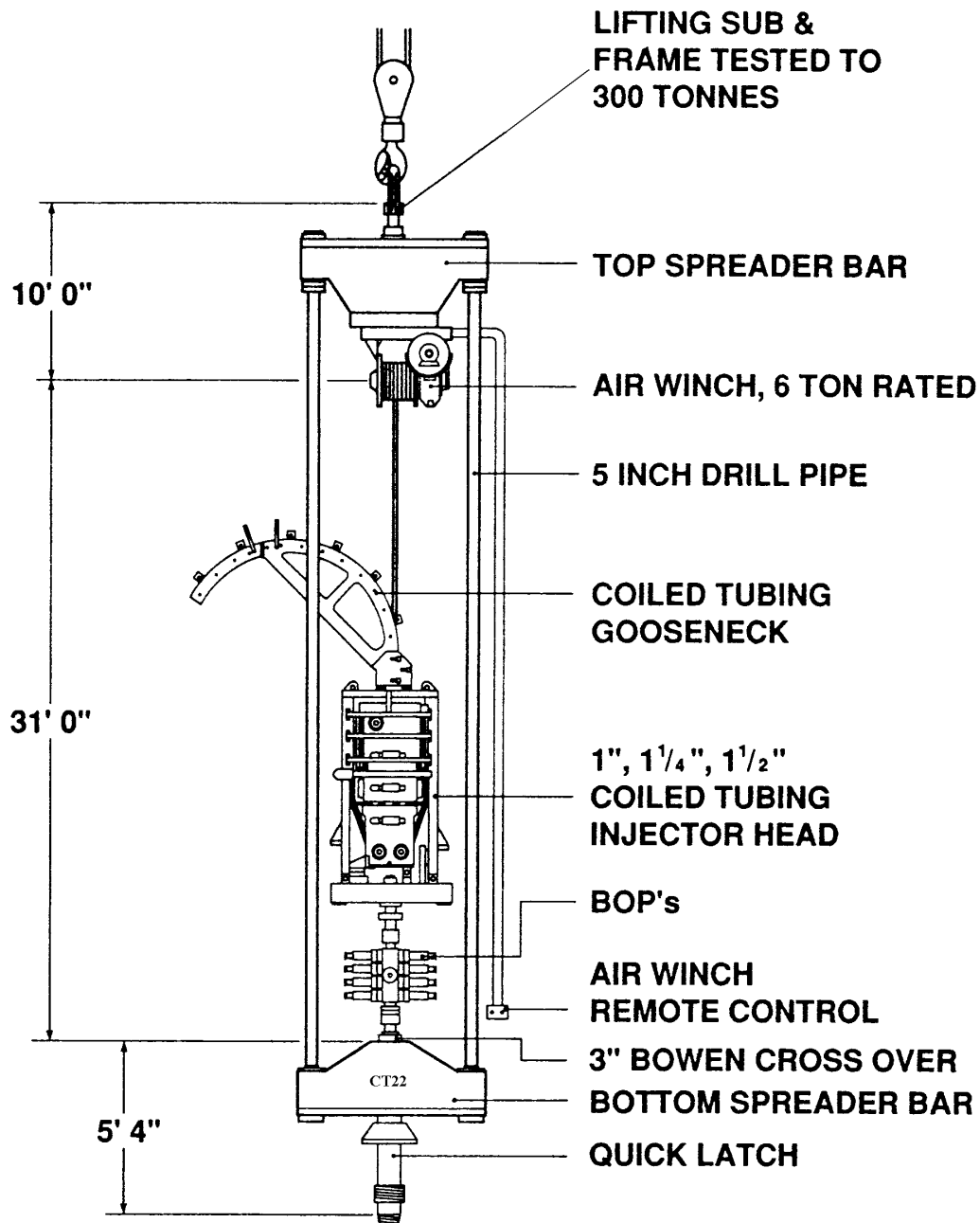
Trykkontroll Brønnservice



Trykkontroll Brønnservice

5.5 ANNET OVERFLATEUTSTYR

Utstyret som her nevnes er ikke trykkontroll utstyr, men er likevel meget viktig når det er



behov for det.

5.5.1 LIFTING FRAME

Når coiled tubing blir kjørt på flyterigger, må det være hiv kompensering på overflateutstyret. For å få dette til, plasseres injektor hodet og BOP'ene i en ramme, med en hydraulisk kobling i bunnen. Den festes til røret (borerør eller tubing) og i toppen henger rammen i blocken.

Trykkontroll Brønnservice

5.5.2 STØTTERAMMER

Både injektoren og BOP'en er relativt tunge, og de blir av og til installert et stykke over ventiltreet. Det er da viktig med støtte, slik at en unngår at det blir en stor belastning der treet er koblet sammen med utstyret. For å få til dette blir det brukt en støtteramme. I nødstilfelle kan en bruke riggkranen. Rammen som brukes, festes i bunnen av injektoren, og overfører kreftene fra BOP og injektor, over til dekket rammet settes på.

I spesielle tilfeller, vanlig vis når en pumper ned store mengder med kalde væsker i en brønn som har produsert i lenger tid, kan det skje at brønnhodet synker fordi brønnen blir kortere. Utstyret som da er festet i toppen vil naturlig vis være med ned, og dette kan forårsake at kranen blir overbelastet. Det er derfor viktig å passe på hvilken last som er i kranen til en hver tid under operasjonen.

Dette kan også føre til at føttene på støtterammen blir utsatt for meget store påkjenninger. Om støttene er sylindrer som er fylte med hydraulikk, går det som regel greit. De vil da bli utsatt for høyt trykk, men vil ikke bøye seg og gi etter.

5.5.3 NEDIHULLS TRYKKONTROLL UTSTYR

Stripperene og BOP'ene er alle med på å tette rundt utsiden av coiled tubing. Det er også nødvendig å hindre at det strømmer væske ut av selve røret, og det er derfor to enveisventiler i enden av strengen.

5.6 ANDRE NEDIHULLS VERKTØY

Når en har dekket trykkontroll utstyr for innvendig og utvendig bruk, må det likevel nevnes noen spesielle nedihullsverktøy. Som nevnt, så kan det kjøres så godt som alle wireline verktøy og logge verktøy. Noen av disse verktøyene har større risiko for å sette seg fast enn andre. Derfor er det noen hjelpemidler som hjelper oss i å unngå det.

5.6.1 SHEAR SUBS

Når det er stor fare for å sette seg fast med brønnverktøyet, brukes en shear sub. Da er det mulig å komme løs fra det verktøyet som sitter fast nede i brønnen.

Det er flere navn på denne, som BOSS tools (ball operated shear subs), hydraulic disconnects og CTSRJ (coiled tubing shear release joints) som alle aktiveres ved at en kule pumpes ned i coilen. Kulen lander i et sete, og en setter trykk på. Noen pinner vil så bli skåret, og en sleeve kan bevege seg. En collet kollapser og den nedre delen er løs fra den øvre delen.

Det er noen sub'er som ikke krever en kule, men som deler seg ved strekk. Disse er ikke å foretrekke, siden de kan løse ut ved et uhell, og at en ikke alltid vet hvor stor strekk kraft som faktisk er på verktøystrengen.

I noen få tilfeller der verktøystrengen holder trykk, er shear sub'er som bare krever trykk for å løse ut tilgjengelig.

Avhengig av hva bunnhullstrengen består av, kan det være mer enn ett BOSS tool eller andre verktøy som krever at en ball blir droppet. Verktøyene som plasseres nederst på coiled tubing strengen kan ha ulik størrelse på setene, slik at en liten kule kan gå gjennom det øverste verktøyet.

Trykkkontroll Brønnservice

Det finnes brønnverktøy som kan hjelpe til med nøyaktighet på dybdemålinger. Tubing end locators, og tubing nipple locators vil gi en mer nøyaktig indikasjon av hvilket dyp en befinner seg på, enn dybdetelleren som er på overflaten. Begge disse verktøyene krever at det er en mulighet til å skjære seg av over dem. I tillegg har de ofte en shear sub under seg også, om det er nødvendig å skjære av et av brønnverktøyene som er i bunn.

5.7 OPERASJONER

Når coiled tubing uniten er rigget opp og funksjonstestet, er det nødvendig å utføre lekkasjetester på hele uniten. Det må bland annet inkludere:

- Koblingen mellom treet og undersiden av shear/seal
- Blind ram og piperam fra undersiden
- Alle koblingene i oppriggen
- Koblinger på kill systemet
- Sjekkventilene i bunn av coiled tubing
- Selve coilen
- Koblingene på brønnverktøy og selve verktøyet

Noen av testen kan utføres samtidig, om en planlegger litt. Når alle lekkasjetestene er utført, og brønnverktøyene er koblet på coilen, settes injektor hodet på, og en utligner trykket over ventiltreet. En må være forsiktig når en setter på injektoren, slik at det ikke oppstår trykk i oppriggen, som kan skade coilen med kollapstrykk. Den beste måten å utligne trykket på, er å pumpe opp med selve coilen (som da ikke kan kollapse). Ved innkjøring i brønnen er det vanlig å pumpe hele tiden, slik at en unngår kollaps. Både en væske og N₂ kan brukes.

Når trommel blir mobilisert, er den alltid tørr/tom. Det gjøres for å ha en lavere vekt under transport, og for å hindre korrosjon i coilen. Den blåses tørr med nitrogen etter hver jobb. Derfor må coilen fylles opp før en starter trykktesting, når utstyret er rigget opp.

Om det er forventet stor mengde gass når brønnen åpnes, må en vurdere om glykol skal tilsettes vannet for å hindre danning av hydrater. Det er vanlig å pumpe to volumer av coilen, og en pig for å rense ut det som måtte være av dritt og partikler. En kule pumpes også gjennom for å se at indre diameter er riktig, og at det ikke er kommet noen skader siden siste jobb.

Ulike koblinger til selve coiled tubing oppriggen er tilgjengelig, og det rigges opp linjer slik at alt er klart til en eventuell drepeoperasjon. Om det planlegges pumping av mye nitrogen til løfting av en væskesøyle, er det en kobling til den pumpen også, og tankene. Slike koblinger har vanlig vis enveisventiler, slik at en ikke får brønnen i retur om noe skulle gå galt.

Blir det nødvendig å drepe brønnen, gjøres det normalt sett med bullheading. I noen tilfeller er det mulig å pumpe ned i coilen, og sirkulere ut på vanlig måte. Revers sirkulering er som regel ikke mulig på grunn av enveisventilene som er i bunnen av coilen.

I noen spesielle tilfeller hender det at revers sirkulasjon er nødvendig, og da brukes spesielle nedihullsverktøy.

Trykkkontroll Brønnservice

Note: *Mens det kjøres inn i brønnen, er det veldig viktig å ta det rolig når verktøystrengen passerer gjennom en innsnevring eller utstyr i brønnen.*

Hastigheten er da redusert betraktelig, i en brønn som ikke har noen historikk, og som er ukjent for coiled tubing operatøren, er hastigheten kanskje 15 m/min i glatt tubing. Denne hastigheten kan økes på neste run, og de følgende, når en vet hvor det er innsnevring og problemer. Det er god praksis å ta opp-vekter, mens man kjører inn i brønnen, og loggføre disse. i en vertikal brønn, kan dette eksempelvis være hver 300m. Om brønnen er deviert eller om det er mye partikler i bunn, må en ta opp-vekter oftere. Det er for å forhindre at coilen går stuck, og en blir sittende fast.

Før coiled tubing operatøren kjører inn i brønnen for første gang, må han ha følgende informasjon tilgjengelig:

- Tegning/skisse av brønnens komplettering
- Informasjon om tidligere jobber utført i brønnen
- Tall eller en profil som viser brønnens vinkel på ulike dyp
- All nødvendig informasjon om verktøy som er med ned i brønnen.
- Om det er tilgjengelig, skal det være en simulering av coiled tubing jobben.

5.7.1 CONTINGENCIES

Om det skulle oppstå en unormal situasjon, så er det trolig coiled tubing operatøren som oppdager problemet først. Det er han som har kontroll på utstyret, og det er hans ansvar å sikre brønnen om det skulle oppstå noe som helst.

Om det er mulig, fjernes DHSV og en setter i en protection sleeve i nippelen. Skulle det ikke være mulig å fjerne DHSV, er det viktig at coiled tubing personell har kontroll på hydraulisk linjen som styrer ventilen. Også hydraulisk master ventil på ventiltreet må være kontrollert av personell fra brønnservice selskapet. Disse ventilene må sikres, slik at ikke noen utilsiktet stenger dem, og skader den operasjonen som foregår i brønnen. Selve ventilen kan også bli skadet om de stenger mot noe av utstyret.

Før en setter i gang med arbeidet på brønnen, er det viktig at en sjekker alle de utvendige målene på selve coiled tubing røren, og alle verktøy som skal kjøres ned i brønnen. Ytre diameter blir så sammenlignet med den indre diameteren som er i brønnen. Største diameter på verktøy må naturlig vis være mindre enn minste diameter i brønnen.

Det som trolig er den vanligste feilen i coiled tubing, er buckling. Ofte forårsakes det av at en kjører i en hindring en plass i brønnen, mens injektoren fremdeles presser røret ned i brønnen.

Det er alltid en mulighet for at stripperen skal begynne å lekke i løpet av en jobb. Operatøren vil oppdage det, og han skal da stoppe kjøringen, og sette på mer hydraulisk trykk. Etterpå kan jobben fortsette.

Coiled tubing pinhole

Om det er et hull i coiled tubing, og det er over stripperen, vil vi kunne se lekkasjen. Sjekkkventilene som er i bunnen av coilen, skal da stoppe denne lekkasjen. Skulle sjekkkventilene ikke klare å holde trykket, vil en mengde andre omstendigheter være med på

Trykkkontroll Brønnservice

å avgjøre hva som blir neste steg. Det kan være å stenge BOP, kutte coilen, drepe brønnen og fiske ut røret som da havner i brønnen.

Coiled tubing deler seg

Skulle coiled tubing røret dele seg ned i brønnen (slik at en mister tilbakeslagsventilene), vil operatøren se plutselige endringer på overflaten. Pumpetrykket vil trolig endre seg, siden det er mindre motstand, eller det kan være at vekten endre seg. For å trekke ut, er det viktig å hele tiden pumpe for å sirkulere. En må også være observante og se om en kommer ut. Hvor mye som mangler, er det mulig å ta et omtrentlig estimat på, ved å se hvor mye vekt som mangler. Når en er oppe, kan swab ventilen stenges forsiktig med jevne mellomrom, for å sjekke om en er ute. Husk å telle turn på ventilen.

Om coilen skulle dele seg på overflaten, skal sjekkventilene i bunn hindre at det strømmer olje fritt opp til overflaten. Lekker disse ventilene er det ikke så mange veier utenom å stenge BOP og kutte røret.

Feil på sjekkventilene

Skulle sjekkventilene ikke lenger holder trykket, er det mulig å trekke ut av brønnen, samtidig som en pumper kontinuerlig. Dette er litt avhengig av arbeidet som utføres, og de forholdene som en har i brønnen. I noen tilfeller kan det være nødvendig å drepe brønnen før en trekker ut.

Coiled tubing kollaps

Når coilen blir utsatt for store utvendige trykk, og forhold til trykket på innsiden, kan det forårsake en kollaps. Når det skjer, er det mulig at røret setter seg fast når det skal gjennom stripperen. Ved å sjekke om røret er ovalt, kan en få en tidlig indikasjon på om røret er kollapse. Om det er helt flatt, kan det være umulig å dra røret ut, og en må kutte seg fri.

Coiled tubing runaway

Dette er når røret beveger seg fortere enn det skal, og operatøren ikke har kontroll på det som skjer. Det kan skje både ved kjøring inn i brønnen, og når en trekker ut. Som regel er det injektoren som har mistet grepet når dette skjer. Regulering av tension må da utføres. I høytrykks brønner er det størst sjanse for at røret blir sendt ut av brønnen, og i lavtrykksbrønner er det størst sjanse for at røret går ukontrollert inn i brønnen.

Om røret blir spyttet ut av brønnen, vil ikke operatøren klare å kjøre trommelen fort nok, og alt vil samle seg mellom gooseneck og trommel. Operatøren kan selv øke trykket på stripperen, og stenge slip ram i BOP'en for å stoppe røret. BOP'en må ha slip ram som holder begge veier om den skal hjelpe.

Om en kjører inn, vil røret "falle fritt" inn i brønnen. Operatøren kan stoppe røret fra å fortsette på sin ferd ned i brønnen, ved å stoppe pumping ned i røret, og øke trykket på stripperene, som vil gi mer friksjon.

Stuck coiled tubing.

Røret er per definisjon stuck, når en må trekke over 80% av bruddstyrken på røret. Skulle coiled tubing gå stuck nede i brønnen, vil det bli nødvendig å finne ut hvor en er stuck. Ved å strekke i røret, vil en kunne avgjøre hvor en sitter fast. Hvorfor det sitter fast kan man også finne ut, ved å se på skissen over brønnen, og se om det er noe utstyr i kompletteringen som kan være årsaken. Noen av de vanligste årsaken til at en går stuck er:

Trykkontroll Brønnservice

- Under vasking har partikler samlet seg rundt røret under en vaskejobb.
- En hindring i brønnen
- Økt friksjon mot brønnveggen (Ved å pumpe ned friksjonsreduserende væsker kan det bli unngått)
- At en får differential sticking

Hver enkelt situasjon avgjør hvilke tiltak som må iverksettes, for at en skal få røret ut av brønnen. I verste fall, kan det innbefatte kutting av røret ned i hullet, ved hjelp av en kjemisk kutter og wireline. Dette må i så fall gjøres etter at en har drept brønnen og BOP er stengt (kuttet coilen). Som regel går det greit å bare droppe en ball, slik at en kommer løs fra verktøyet i bunnen.

Lekkasjer på overflateutstyr

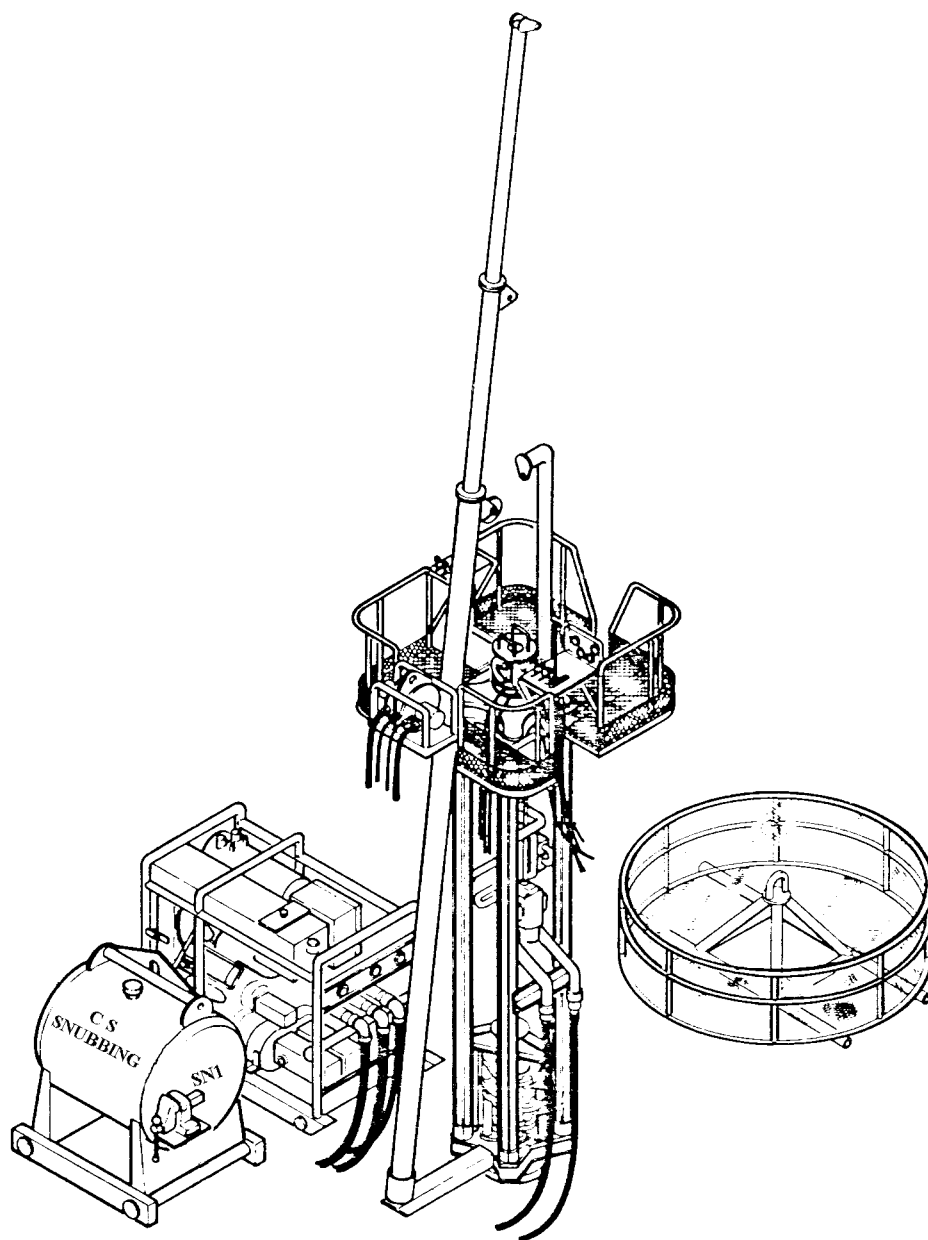
Det er sjelden, men det forekommer at overflateutstyr lekker i koblinger. Hvor stor lekkasjen er, brønntrykket og hvor en er i brønnen da dette inntreffer vil være med på å avgjøre hva en skal foreta seg videre. I beste fall, er det mulig å trekke ut av brønnen og fikse problemet. I verste fall, må en stenge shear/seal (safety head), slik at coilen faller ned i brønnen, og treet kan stenges for å stoppe lekkasjen.

Feil på powerpack

At noe skjer med en power pack, skal ikke ha betydning for kontrollen over brønnen. Alle funksjonene som er på uniten er fail safe, eller det er manuell styring, og bremses som kan settes på. BOP'ene trenger heller ikke tilførsel fra power packen, siden den har en pakke med akkumulatorer som er koblet opp. Det er noen akkumulator pakker som ikke klarer å kjøre alle ram'ene på en quad BOP, men det er veldig lite sannsynlig at det vil være nødvendig. Noen uniter har store nok pakker, og kan brukes også til store quad BOP'er, uten å være avhengig av en power pack som virker. De fleste power packer har i tillegg en back up, som en håndpumpe eller en liten luftdrevet pumpe. På den måten kan en kjøre ram, selv med feil på power packen.

Kapittel 6

Snubbing



6 SNUBBING

Snubbe uniten, også kalt hydraulic workover unit (HWO) kan brukes på både levende brønner, og døde brønner uten trykk. Å snubbe er å presse et rør ned i en brønn med trykk, der trykket er så stort, at den vil presse røret ut om en slipper det. I praksis gjelder det i starten av en jobb, når det ikke er så mange rør i brønnen. Da brukes snubbere til å presse strengen ned i brønnen. Når en gjør dette, snakker man om pipe light mode.

Stripping er når pipe blir kjørt gjennom et gummielement, enten en er i light mode eller heavy mode (som er når rørene er så tunge at de ikke presses ut, men må holdes igjen slik at de ikke faller ned i brønnen). I praksis så snakker man om snubbing når det blir brukt en snubbe unit og HWO utstyr.

HWO uniter blir også brukt istedenfor en vanlig rig, siden det er mye billigere å bruke. Dette gjelder både ved vanlig boring og ved workover som skjer i brønner uten trykk.

Snubbing utføres ved at en rør som er stengt i enden kjøres ned i en levende brønn, med trykk. BOP'er brukes til å holde tett rundt røret. Etter hvert fylles rørene med væske, slik at de ikke vil kollapse. Toppen er åpen ut til friluft.

Snubbing brukes til mange ulike operasjoner, når det ikke er ønskelig eller mulig å drepe en brønn. Dette inkluderer, men er ikke begrenset til:

- Trekking og kjøring av kompletteringer
- Kjøring av strenger i en eksisterende komplettering
- Milling og vasking under tail pipen
- Gravel pack
- Utvask av propanter etter en fraktureringsjobb
- Fisking av ulike verktøy, og coiled tubing
- Plassere og pumpe syre og sement
- Fjerne hindringer i tubing, casing, drillpipe
- Perforere og re-perforere, spesielt ved bruk av lange TCP kanoner
- Kjøring og trekking av plugger og utstyr i brønner med store avvik, der wireline ikke kommer ned og kan gjøre jobben.
- Brønner som på grunn av kraftig cross-flow eller andre problemer ikke kan drepes, eller holde en væske kolonne.

Snubbing bruker enkle BOP'er eller BOP'er som står to og to som primær barriere, avhengig av brønntrykk, forholdene i brønnen, rørene som skal brukes og den jobben som skal utføres.

Trykkontroll Brønnservice

Når det arbeides på brønner med veldig høye trykk, kan det bli brukt back up BOP'er, og når det er en streng som har ulike diameter oppe og nede, må det også bli brukt flere BOP'er. Dette fører til at det kan være opp til 10 BOP'er i bruk på en jobb.

Utstyr til snubbing opprigg er meget fleksibelt, og settes sammen på den måte som er best, ut i fra den jobben som skal utføres.

Alt utstyr må være klassifisert til det trykket som en kan forvente i brønnen. Av de ca. 60 snubbing unitene som er utenfor Nord Amerika, er det nesten ingen like. De har ulike størrelser og produsenter, og det er ikke noe som heter en standard unit.

6.1 HWO

Hydraulisk workover blir utført på same måte som snubbing, selv om det da blir brukt færre BOP'er. Det er fordi primær barrieren er en væskesøyle eller en mekanisk plugg.

Når det utføres HWO, så er det i utgangspunktet en snubbing unit som består av en work over rig.

En vanlig rigg vil ha:

- Blind/Shear rams
- Pipe rams
- Annular BOP

HWO utføres av ulike årsaker, som i øde områder, der det er vanskelig eller umulig å komme til med en borerigg. I tillegg vil pris bety en del.

HWO jobber kan være:

- Full workover
- Utvasking av en brønn
- Squeeze jobber
- Re-perforere
- Bore dypere (eks. i produserende soner)
- Kjøring og trekking av kompletteringer med kontrollinjer

Trykkkontroll Brønnservice

De første snubbing riggene ble designet rundt 1920 av H. Otis, slik at en borerig skulle kunne kjøre inn pipe i en brønn med trykk. Disse rig assist riggene brukes bremdeles i Nord Amerika.

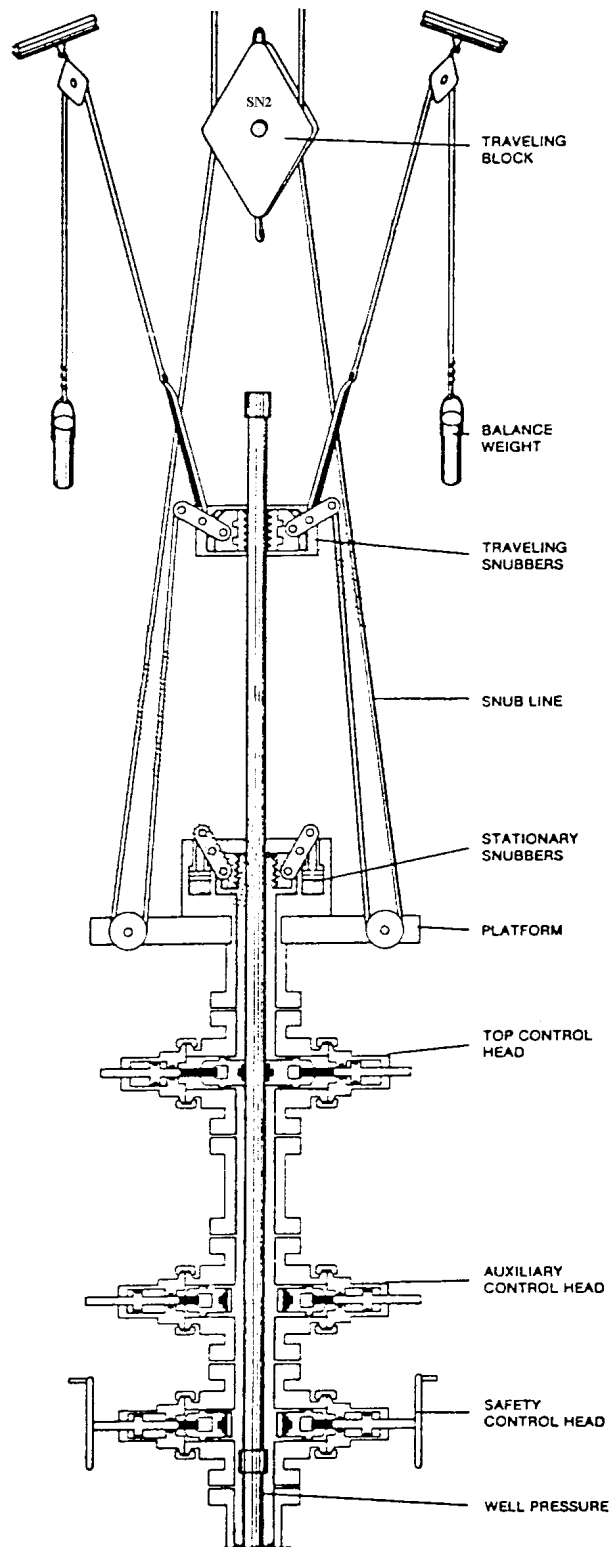
Rig assist uniter blir rigget opp på boredekket, og er bare i bruk til ”pipe light” (som er når de første rørene skal inn i brønnen). Når det er nok vekt i strengen, blir rig assist utstyret rigget ned, og selve boreriggen brukes til å kjøre inn resten av strengen.

Rig assist uniten blir operert ved hjelp av to kabler som er festet til blocken i boreriggen, videre går de ned i hver sin pulley som er på arbeidsplattformen. Der ifra går kablene opp til snubberene (som brukes til å kjøre inn pipen). Snubberene blir så holdt på plass av noen andre kabler, som går via kasteblokker i derriken, til balansevektene (s. figur side 180). Disse vektene er med å holde travelling snubberene i likevekt, og holde noe strekk i de andre kablene fra blocken.

Den stasjonære delen er festet til BOP stacken på boreriggen, og har gjerne ekstra ram for snubbing.

Rig assist uniter har blitt bygd for at rigger skal kunne trippe ved under balansert boring. De ser ut som små fjernstyrte uniter, som er plassert under rig floor, på toppen av BOP stakken. De brukes kun til de første rørene, som må presses ned i brønnen.

Trykkontroll Brønnservice



Rig Assist Snubbing Unit

Trykkontroll Brønnservice

I løpet av 1950 årene ble det designet hydraulisk opererte snubbing uniter, og de består av to typer:

- The Long Stroke unit
- The Short Stroke unit

Prinsippene for de to typene er i all hovedsak de samme. Det er en eller flere hydrauliske sylindrer som løfter en plate hvor det er plassert ett eller to sett med slips (travellers). Det er også et par med slips som står fast (stationary). Disse slipsene blir så brukt annen hver gang, når rørene skal inn eller ut av brønnen.

Long stroke unitene har en ramme som har alt nødvendig utstyr. I bunnen er den festet til BOP'en, og inne i rammen er det en over 5m lang sylinder. Ved hjelp av kabler og skivehjul, er det mulig å få over 11m stroke.

Det er vanlig med 50 tonn løftekapasitet, og 25 tonn til å snubbe inn.

Fordelene med long stroke er:

- Hurtigere å rigge opp og ned
- Lite behov for kraner
- Noen har muligheten til å racke pipen singles og doubles

Bakdeler

- Noen løft blir tyngre
- Lavere løfte og snubbe kapasitet (vekt)

Short stroke uniter er de vanligste typene uniter, siden de er så fleksible i bruk og at de er lette å transportere. I Nordsjøen (og i Europa) er det short stroke uniter som blir brukt.

Short stroke uniter består av en eller flere (vanlig vis fire) hydrauliske sylindrer, som er festet til en ramme. På bunnen av rammen er det stasjonære slips og på toppen er travelling slips.

Ved å kjøre sylindrene opp og ned, kan man kjøre pipe fra en slips, og ned til det andre, eller motsatt, og slik jekke strengen inn og ut av brønnen. Uniten inneholder alt selv, og kan heise opp og legge ned rør med pipe ved hjelp av wincher og gin pole. I arbeidskurven i toppen er det 3-4 mann som jobber.

Fordelene med short stroke er:

- Høy kapasitet på løfting og snubbing
- Bedre torque på rotary
- Det er ikke begrensninger på BOP stacken
- En kompakt konstruksjon, som gjør at den tar liten plass når den er rigget opp
- Den veier lite, og delene er små og lette å transportere
- Etter den er rigget opp, er det liten vekt på dekk.

Short stroke uniten krever en kran som kan rigge på plass alt utstyret, på toppen av ventiltreet. All vekten som er av selve oppriggen og av rørene, er på toppen av ventiltreet. Selv om det er store krefter som virker på selve treet, er det ytterst sjelden av det ikke tåler

Trykkontroll Brønnservice

vekten. Da er det vanligere at det er vektbegrensninger på dekket om bord på riggen. I de fleste tilfeller er det mulig å komme opp med en løsning, slik at en jobb kan utføres.

Crewet som styrer jobben, er på arbeidsplattformen, og der er det som oftest følgende arbeidsfordeling; en mann styrer counterbalance winchene, en mann kjører hydraulikk spakene til jacken, og en tredjemann opererer tengene og kjører rørene opp og ned.

Snubbing uniter har fra 35 tonn løftekapasitet (og 15 tonn snubbekraft) med en ID i hydraulikksylinderen på 4-1/16". Med en ID på 11" i hydraulikksylinderen har den en løftekapasitet på 270 tonn (og 135 tonn snubbekraft). Begrensning på dybden avgjøres ofte av tilgjengelige størrelser på rørene.

Kapasiteten til rotary er om lag 6000 fotpund, og det er som regel mer enn nok til å trekke til på rørene. Ved høyere vridningsmoment nede i brønnen, brukes mud motorer i strengen.

Årsaken til at kraften nedover ikke er så stor som kraften opp på jekken, er at den hydrauliske sylinderen har et areal som er nesten dobbelt så stort oppover.

Det blir utført jobber som er litt tunge for coiled tubing, og noen jobber der det er lettere å komme til enn med borerigger.

Kjøring av kompletteringer er nå vanlig, etter at en rigg har boret, og sementert fast en casing. Perforering av nye brønner uten bore rigg over er også vanlig i en del områder. Andre typer jobber er;

- Jobber i brønner der en ikke kommer ned med coiled tubing, som i horisontale brønner
- Kjøring og trekking av veldig lange TCP kanoner (opp til 1500m) Spesielt der coiled tubing ikke kommer ned
- Når brønner/rigger skal stenges inn for godt, der det ikke er boretårn (eller at der boretårnet ikke er i god nok stand til å bli brukt)
- Underbalansert boring og tynne hull ved multi lateral boring, der en bruker tynn pipe

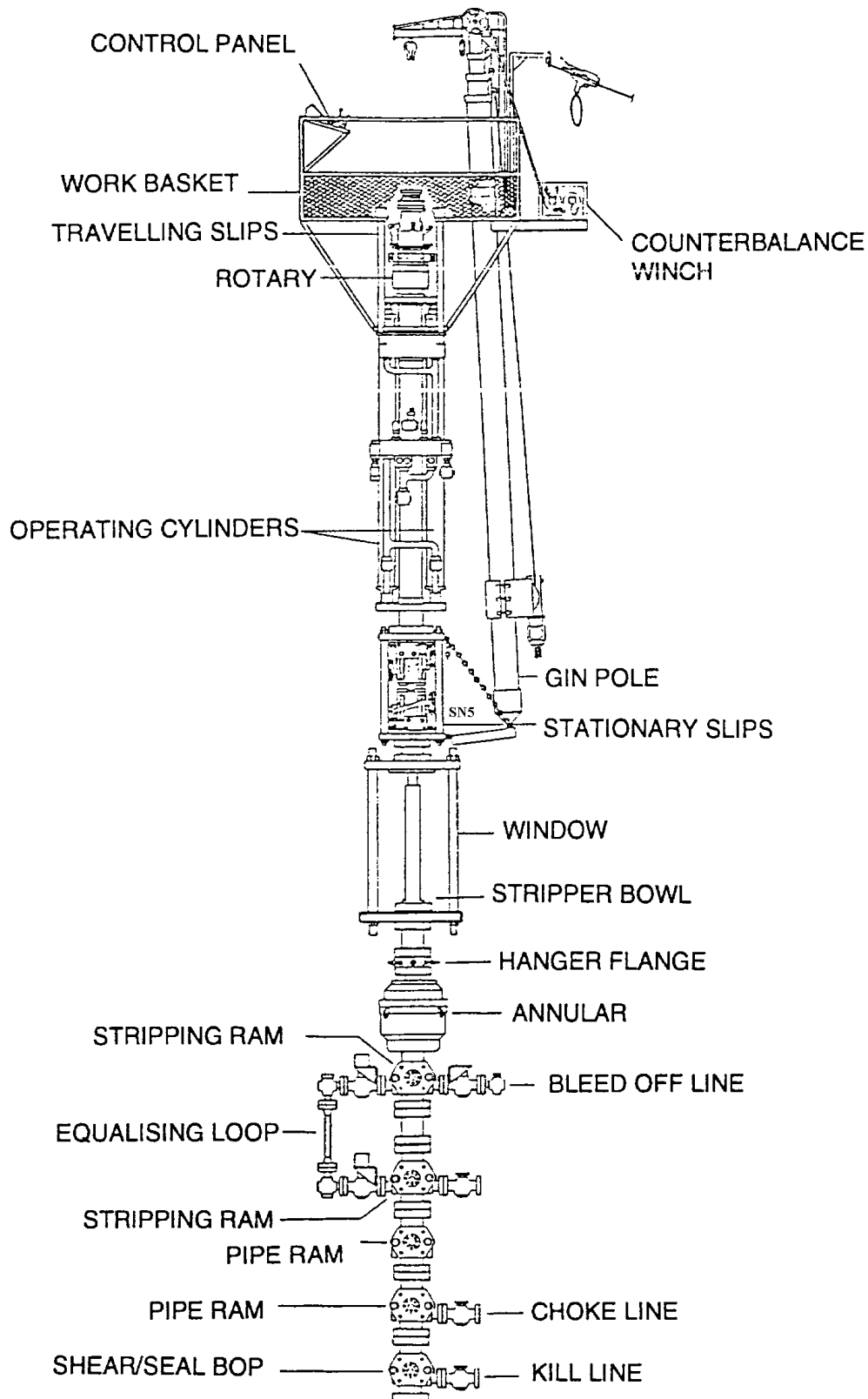
Det er nå en ny generasjon uniter, der en bygger en long stroke unit inn i en standard HWO rigg, for å få mulighet til å snubbe. I Norge brukes short stroke uniter, og det er blitt utviklet uniter der det ikke er nødvendig å stå oppe på arbeidsplattformen. Disse unitene blir styrt med joy sticks nede fra dekk.

Snubbing uniter rigges opp direkte på ventiltreet, om det er jobber som skal gjøres i tubing. Om en komplettering skal trekkes eller kjøres, blir uniten rigget på brønnehodet.

Utstyres heises på plass som en og en del, og de blir nipplet rett på treet eller brønnehodet, eller den komponenten som er under. De største utstyrspakkene har utstyr som veier opp mot 6 tonn, som da er de tyngste løftene. Om det skal rigges veldig høyt, på grunn av mange BOP'er som skal stå ovenfor hverandre, kan kranen ha litt problemer med å nå opp. I slike tilfeller er det av og til nødvendig å bruke en oppriggskran, som blir satt opp. Men det gjør at det tar lenger tid, og er med på å fordyre operasjonen.

Utstyret blir transportert i basketer, eller på skid'er. En hel short stroke unit, har så mye utstyr, at den kan fylle et helt dekk på en supply båt.

Trykkontroll Brønnservice



Snubbing Unit Rig Up

Trykkkontroll Brønnservice

6.2 OVERFLATE UTSTYR

6.2.1 HYDRAULISK JEKK

Jekken er en sammensetning av hydrauliske sylindrer og slipsenen som gjør det mulig å kjøre pipe'en inn og ut av brønnen. Arbeidsplattformen er på toppen av dette. Tenger, gin pole og counterbalance winch er festet til arbeidsplattformen.

På toppen av sylindrene er travelling head, som har to sett med slips, og rotary. Hydraulikk slangene kan kobles på ulike måter, for å få ulik hastighet og krefter til travelling head'en. Hydraulikken kan ledes inn i fire sylindrer, eller bare to. På noen uniter er det mulig å velge hvilke sylindrer, men det er ikke mulig på alle. Dette blir kalt for 4-leg og 2-leg operasjoner. Det er også mulig å velge om hydraulikk oljen som kommer i retur ut av hydraulikk sylindren, skal gå til tank, eller om den skal pumpes inn på andre siden av sylindren. Dette kalles regenerering, og er som høy og lav giring.

Det er med andre ord fire operasjonsmodus;

- 2 leg high (der hydraulikken går inn i sylindren igjen) Raskest, men minst kraft
- 2 leg low
- 4 leg high (der hydraulikken går inn i sylindren igjen)
 - 4 leg low Går treigest, men har størst kraft.

Det er vanlig å starte med 2 legs high, og etter hvert som vekten øker, skifter over til de andre. Det er da vekten som er med på å avgjøre når det måtte bli. Å skifte fra den ene til den andre er veldig lett, og det er bare en ventil eller to som skal sende hydraulikken i en annen retning.

Hvor lang stroke det er på en jekk varierer, men i Nordsjøen er det vanlig med 3 meter stroke, som arbeidslengde.

6.2.2 GUIDE TUBES

Jo høyere trykket er i brønnen, jo større er kraften som presser opp på en rør som blir snubbet inn i brønnen. Siden pipe'en som kommer opp gjennom vinduet bare holdes tilbake fra stripper bowl'en, er det et problem med potensialet for buckling av røret i vinduet. Av den grunn blir det i brønner med høye trykk brukt guide tubes, i vinduet og i jekken. Disse sikrer at røret ikke buckler seg. Disse støtte rørene kan lett settes inn, og fjernes. Et rør henger i jekken, og det andre er festet i travelling head'en, og glir opp og ned.

6.2.3 VINDUET

Vinduet er en stor og tung konstruksjon, som består av to tunge plater, men stål bein mellom dem. Til vanlig er det fire bein, og et slikt vindu har alltid en rating slik at det tåler det utstyret som er plassert over. Lengdene på vinduet varierer fra 4 fot til 15 fot, og

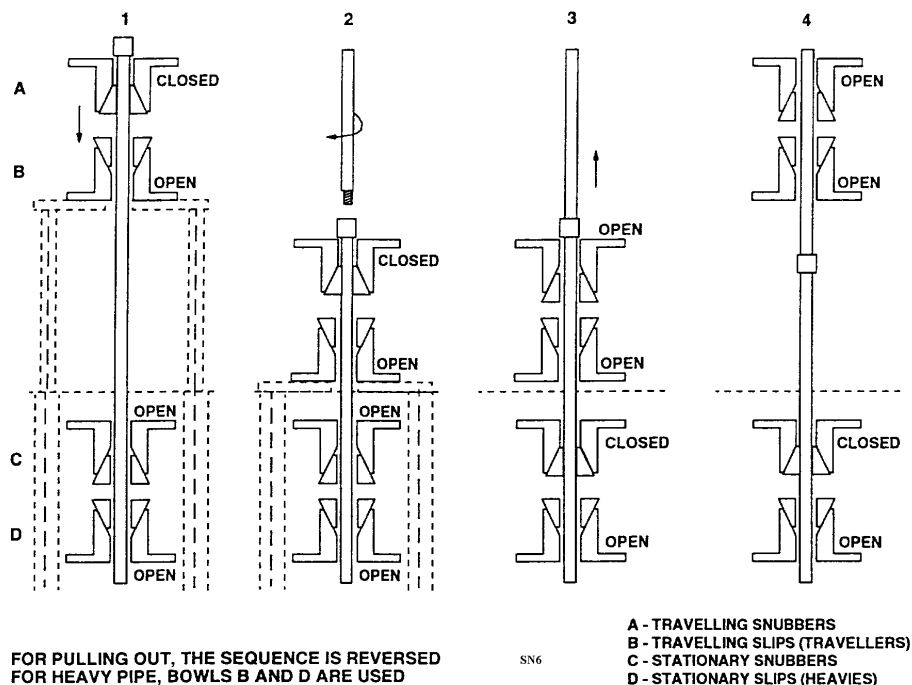
Trykkontroll Brønnservice

vinduet brukes til verktøy med stor OD og kompletteringer som skal kjøres eller trekkes uten at de må kjøres med slipsene. Det er hull i hver av platene i vinduet, og platene er festet til toppen av stripperen, og jekken er boltet fast på toppen. Om det rigges opp direkte på et ventiltre, og det skal brukes en streng med liten diameter, er det ikke alltid nødvendig med et vindu. Mange jobber, slik som kjøring av kompletteringer, er mye tryggere om en kjører dem uten å måtte gå gjennom slip bowls.

Noen vinduer er utstyrt med en bjelke på toppen som kan brukes til en tang, slik at det er mulig å trekke til koblinger på utstyret.

6.2.4 SLIPS

Travelling slips er festet til travelling head'en, og består av et sett til pipe heavy og et sett til pipe light. De er alltid hydraulisk opererte, og de to settene er likt det pipe light slipset som er snudd andre vegen. Stasjonære slips er plassert nær bunnen av jekken, og beveger seg ikke. I brønner med svært høye trykk, er det vanlig å bruke et ekstra sett med



stasjonære snubbere som ekstra sikkerhet.

Slip Operating Sequence (Light Pipe Running In)

Trykkontroll Brønnservice

6.2.5 ROTRAY TABLE

Rotary sitter festet til travelling head'en. På den måten er det mulig å rotere pipe'n samtidig som en kjører inn og ut av brønnen. Per i dag er normal kraft rundt 6000 fot-pund ved maksimal belastning. Som regel er det mer enn hva en tool joint tåler, og er derfor ikke en begrensning for operasjonen.

Siden rotary er plassert på toppen, kan det være maks 3-4 meter over toppen av sylindrene ved fullt utslag på sylindrene. Derfor er dagens kapasitet på rotary nær maksimum av det den er designet for. De nyeste short stroke unitene som lages for bruk i Nordsjøen har en mye større kapasitet. Men det lager en begrensning på muligheten til å rotere samtidig som en kjører inn/ut.

6.2.6 ARBEIDSPLOTTFORMEN

Arbeidsploattformen er festet på toppen av jekken, og er arbeidsstedet for de tre som jobber med kontrollene til hele snubbing uniten i denne basketen. Rørene blir skrudd sammen ved hjelp av power tongs.

En standpipe er plassert på utsiden av uniten, og avslutter der. En slange med en svivel, er festet til denne og muliggjør sirkulasjon. Ved å feste denne slangen til en pipe som er i hullet, er det mulig å sirkulere samtidig som en trekker opp en pipe, eller kjører inn.

Ved operatørens panel, er det to vektindikatorer. En er for heavy pipe og en er for light pipe. Vektindikatorene leser det hydrauliske trykket som er på jekken, og viser ikke noen vekt når all belastning av strengen er i de stasjonære slipsene.

6.2.7 COUNTER BALANCE

Winchene som brukes til å løfte og å låre ned pipe heter counterbalance wincher, fordi de er justert slik at de akkurat holder vekten til det som blir løftet. Vektbelastningen vil variere fra 700-900kg, og hver winch styres fra BOP panelet med en hydraulikk ventil. Med dette systemet, vil kraften som kommer til hver winch, være akkurat nok til å løfte en pipe, og den resterende hydraulikken vil gå til tank. En god og erfaren operatør klarer å justere ventilene så godt, at pipe'n henger helt i ro. Han kan selv løfte den litt opp, og stappe pin enden ned i boks enden som sitter i slipse, med hendene.

6.2.8 POWER PACK

De fleste power packene er dieselmotorer som driver hydrauliske pumper. Alle funksjoner som skal utføres, får sin hydraulikk kraft i fra power packen. Men ved bruk av back up tenger for kjøring av casing eller tubing, så har operatøren av disse tengerne ofte med seg egen power pack.

6.2.9 POWER TONGS

Tengene henges normalt sett fra en arm som er festet i siden av arbeidsploattformen. I de tilfellene en gjør jobber i tubing, med pipe som skal ned og utføre en jobb i brønnen, så tilhører tengene snubbing selskapet, og hydraulikken kommer fra power packen.

På noen uniter er det mulig å henge tengene i vinduet, for å skru sammen kompletterings strenger.

Trykkkontroll Brønnservice

6.2.10 GUY WIRES

Barduner er påkrevd av de fleste HWO og snubbe uniter, fordi de ikke tåler krefter som påvirker oppriggen fra siden. De skal være med å støtte opp, når oppriggen utsettes for moment sideveis. Hvor wirene plasseres er avhengig av høyden på oppriggen, og krefter fra vind etc. Om arbeidsplattformen er innebygd, er det et mye større vindfang, og dette må en ta hensyn til ved festing av barduner. Fire wirer festes i toppen, og så er det i noen tilfeller fire til lenger nede. Festene må være plassert slik at de er så spredt som mulig, og at festene gir godt grep.

6.2.11 ANNET UTSTYR

Alle snubbing uniter kan ha manuelt opererte slips i bunnen av vinduet. Disse brukes når det er nødvendig å henge av pipe, for å skru en sammenskruning i vinduet. Det gjelder ved brønnverktøy med store ytre diameter, kompletterings utstyr, bytte av elementer i stripper etc.

På noen uniter er det vanlig å rigge opp en hanger flens på stacken. Dette er vanlig vis like under stripper bowl, og i noen tilfeller annularen. Denne gjør samme nytten som manuelle slips, men er mye tregere, og har 8 dogger som må bli skrudd inn for hånd. Når en stenger av etter 12 timer, og går hjem, kan det være greit å sikre strengen på denne måten.

På grunn av formen på pipe'en og BOP'en, er det ikke vanlig å henge av pipe'en i BOP'en i en snubbe unit. Et annet poeng er at store deler av jobben utføres med negativ vekt, eller at det så vidt er positiv vekt på strengen.

6.3 STRIPPER BOWL

Stripper bowl er spesiell anordning som brukes til følgende;

- Som primær barriere for å holde kontroll over brønnen. (Gjelder ved lave trykk i brønnen)
- Skraper selve pipe'en ren når den er på vei ut av hullet
 - Forhindrer avleiringer fra å falle ned i wellboren mens en tripper

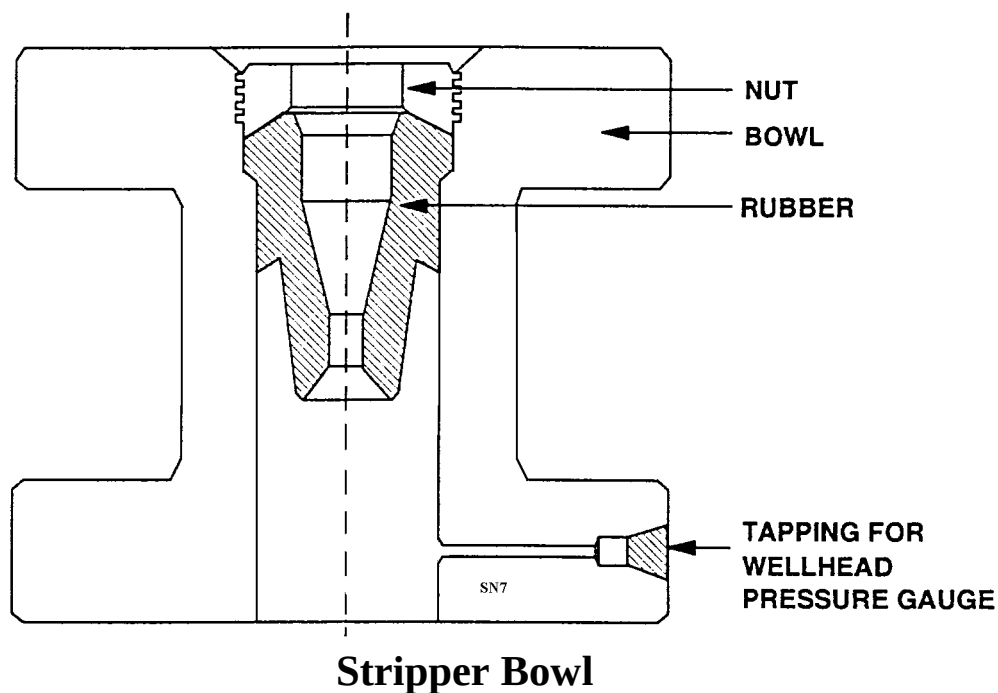
Stripper bowl finnes med enkle og doble elementer. Enkle elementer er det vanligste per i dag. De er ratet til maks 3000 psi, men i praksis så stoler en ikke på stripperen som primær barriere når trykket er over 2500 psi.

Ved å bruke en stripper som dette, er det mulig å kjøre pipe'en ned, uten å måtte stoppe grunnet ulik diameter fra rør til sammenskruning. Det er vanlig å skifte elementene i stripperen i løpet av en jobb.

Slitasje på elementet påvirkes av;

- Brønnhode trykket
- Smøringen av elementet
- Overflaten på pipe'en som kjøres

Trykkontroll Brønnservice



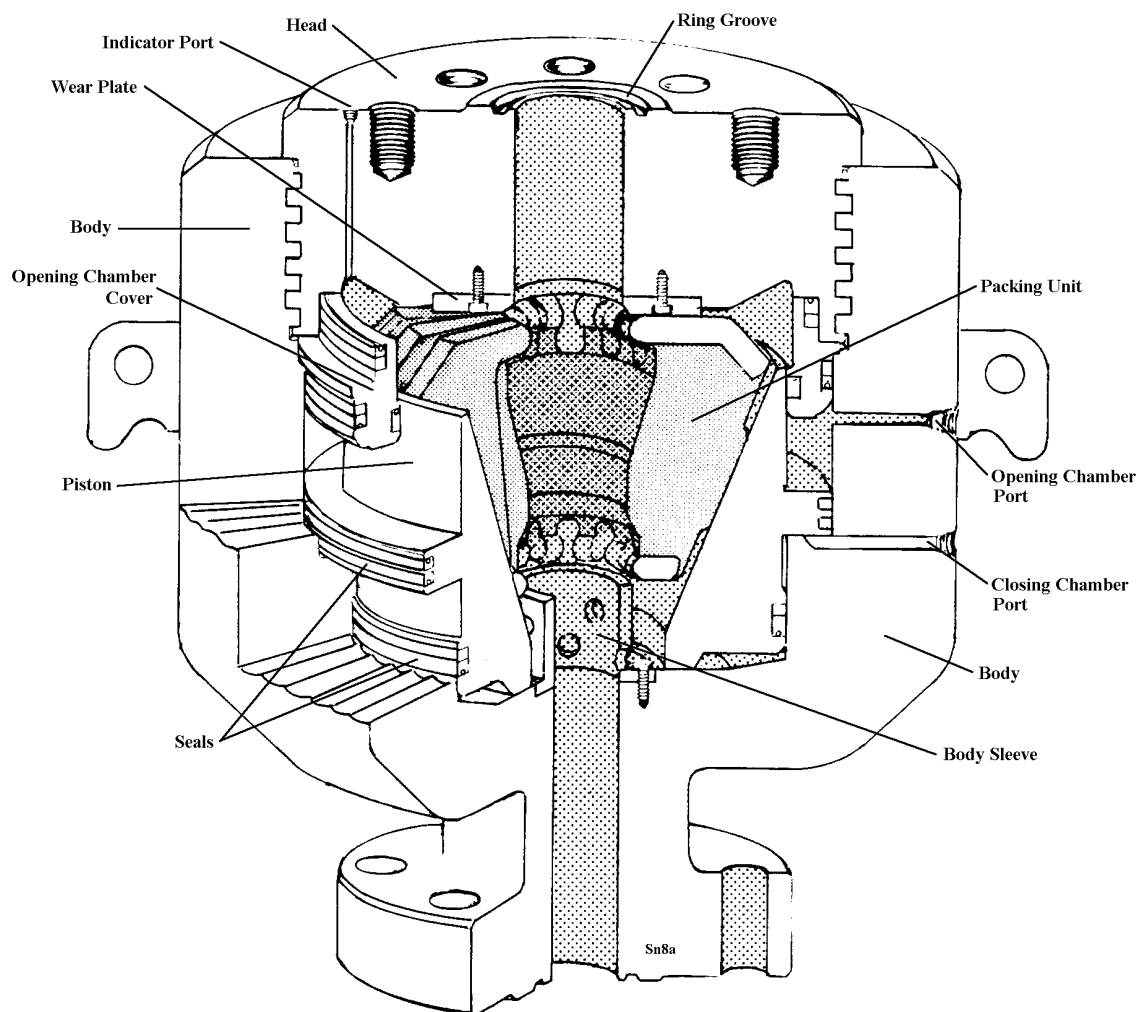
6.3.1 ANNULAR BOP

Om en skal deploye inn lange verktøystrenger med ulik diameter, kan det hende at det ikke er mulig å bruke stripper rubber eller stripper ram, fordi avstanden fra treet og opp til stripperen er for liten. Da kan det være nødvendig med en annular BOP

Annular BOP'en er identisk med de som blir brukt innen drilling, bare at de er mindre i størrelse. De er vanligvis levert av Shaffer eller Cameron og er 11" eller 7-1/16". Trykkklassen er spesifisert, og må passe overens med trykket som vil være i brønnen.

Annular BOP brukes når en ram-type BOP ikke kan holde tett rundt en stor diameter, slik som en side pocket mandrel, en blast joint eller en slip joint. Annularen er en sekundærbarriere. Det er mange produsenter og typer, og det er ikke alle som kan holde tett med åpent hull.

Trykkontroll Brønnservice



Hydril 4.1/16" 15000 psi GS

Når en er i gang med snubbing, er det vanlig å ha en liten accumulator på stengetrykk siden, som tillater at brønnverktøy stripres gjennom annularen, samtidig som det holdes et stabilt hydraulisk stengetrykk, og hindre at det blir for mye trykk.

Hydril sin "GS" er laget spesielt for snubbing jobber. Den produseres i ulike størrelser og trykk klasser, og den er designet slik at brønntrykket i større grad er med på å stenge rundt BOP'en.

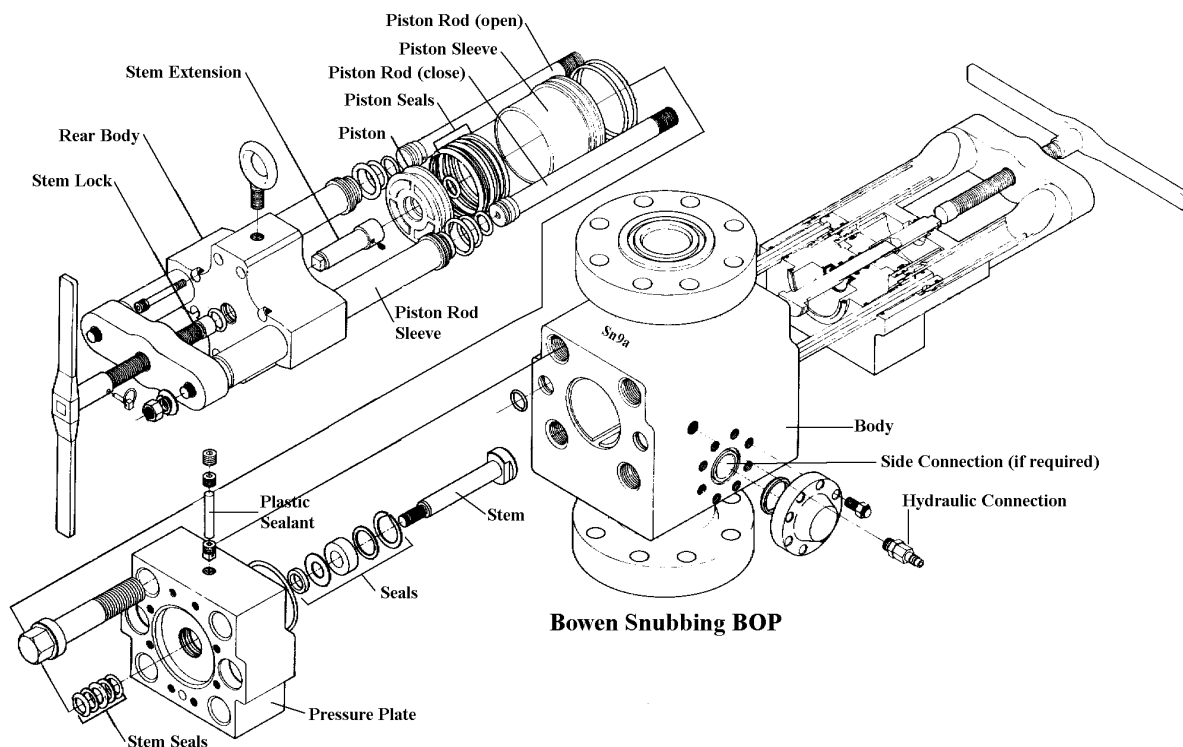
6.3.2 STRIPPING BOP'ER

Stripping BOP'er er helt standard ram-type BOP'er, lik de som brukes ved boring. Elementene er spesielle, siden de skal holde tett når strengen roterer. Det er mange ulike produsenter av BOP'er, men Bowen er trolig de eneste som lager dem spesielt for snubbing, og med ram body som lett kan byttes ut. En typisk BOP stack for snubbing kan ha alt fra 2-9/16" med 20000 psi, til 13-5/8" og 5000 psi.

Som alle andre BOP'er er de designet for å holde trykk fra nedsiden, og trykket må alltid utlignes før en åpner et sett med ram.

En slik BOP kan være dresset både som en stripping BOP, eller som en pipe ram (safety ram). BOP'en er den samme. Det er også mulig å sette inn ulike ram, slip ram, blind ram eller shear ram.

Trykkontroll Brønnservice



6.3.3 STRIPPING RAM SEALS

Disse BOP'ene brukes som primær barriere når trykket på brønnhodet er større enn det stripper bowl tåler (2500-3000psi).

Hvilke type jobb som skal utføres og trykket på brønnhodet, er med på å avgjøre hvilken trykk klasse utstyret må ha. De brukes alltid sammen, to over hverandre, slik at en kobling mellom rørene kan komme gjennom. På slike jobber er det vanlig at en må bytte inner seal på stripping ram i løpet av jobben i brønnen.

Levetiden på en insert påvirkes av;

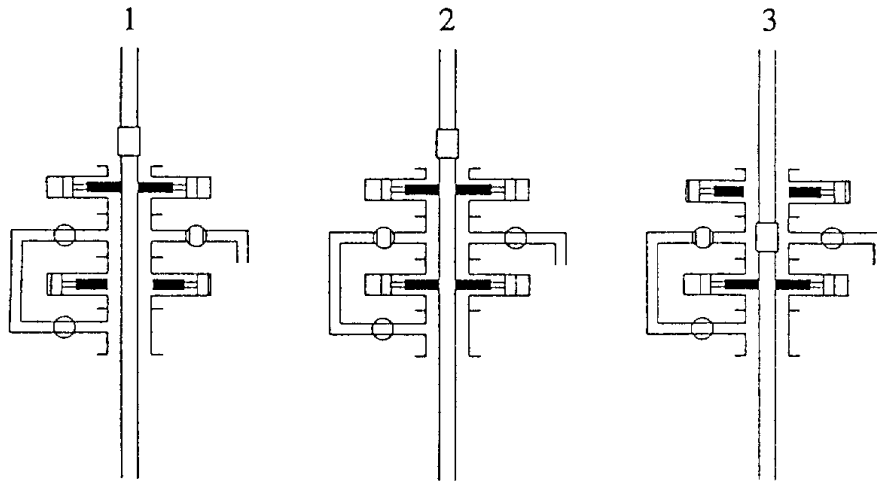
- Hvordan overflaten er på pipe'en
- Brønntrykket
- Hastigheten på rørene

Det er vanlig å bruke en stripper bowl i tillegg for å;

- En ekstra barriere
- Skrape rørene rene
- Hindre avfall å komme ut

Røret mellom de to stripperene må være langt nok til at pipe kan kjøres sakte gjennom BOP'ene, samtidig som en åpner og stenger dem (med equalising og det som følger med). Normal lengde er 1-1,5 meter. Røret og equalising loopen er i ulik størrelse, fra unit til unit. Når pipe kjøres gjennom BOP'ene, senkes farten, men det er ikke nødvendig å stoppe helt opp.

Trykkontroll Brønnservice

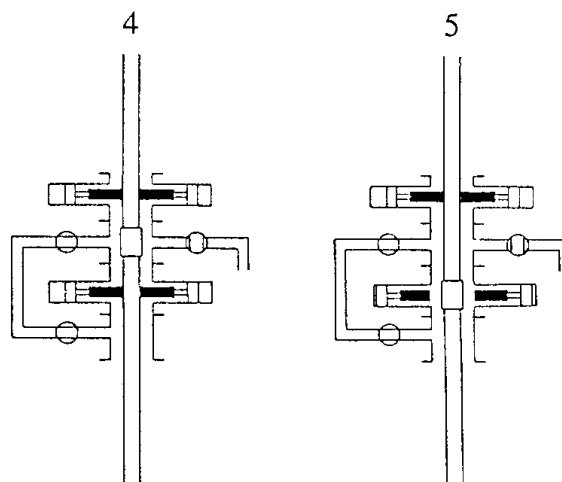


- TOP BOP CLOSED
- BOTTOM BOP OPEN
- EQUALISING VALVE OPEN
- BLEED OFF CLOSED
- TOOL JOINT ABOVE BOPS

- TOP BOP CLOSED
- BOTTOM BOP CLOSED
- EQUALISING VALVE CLOSED
- BLEED OFF OPEN
- TOOL JOINT ABOVE BOPS

- TOP BOP OPEN
- BOTTOM BOP CLOSED
- EQUALISING VALVE CLOSED
- BLEED OFF OPEN
- TOOL JOINT BETWEEN BOPS

Sn11



- TOP BOP CLOSED
- BOTTOM BOP CLOSED
- EQUALISING VALVE OPEN
- BLEED OFF CLOSED
- TOOL JOINT BETWEEN BOPS

- TOP BOP CLOSED
- BOTTOM BOP OPEN
- EQUALISING VALVE OPEN
- BLEED OFF CLOSED
- READY FOR NEXT TOOL JOINT

Stripping Ram Sequence (Running In)

Trykkkontroll Brønnservice

6.3.4 EQUALISING LOOP

Linjen for equalising, brukes for å utligne trykket over den nedre stripper BOP'en.

Note: *BOP ram skal bare åpnes når det er likt trykk over og under, om ikke kan de ta skade av differanse trykket.*

Loopen går fra undersiden av den øvre stripper BOP'en, til undersiden av den nedre stripper BOP'en. For å åpne og stenge ram og disse ventilene, fjernstyres dette i fra arbeidskorgen.

I denne loopen er det også en choke som er justert, som kontrollerer raten. Det er også et sett med manuell ventiler slik at en kan fikse de fjernstyrte ventilene.

6.3.5 BLEED OFF LINE

Avblødningslinjen brukes til å blø av trykk fra undersiden av den øvre stripper ram, slik at den kan åpnes uten å bli skadet.

6.3.6 RAM TYPE BOP'ER

Dette er ofte drilling BOP'er, og brukes som pipe ram eller blind ram, shear eller blind/shear ram. De kan også bli satt opp med slip ram, eller ram med variabel størrelse.

Siden en ikke kan bytte ut ram under en jobb, må det være en ram for hver av de størrelsene pipe som skal kjøres ned i brønnen. De jobbene som har ulike størrelser på pipe'en, lange fiskestrenger eller lignende, krever to eller flere safety BOP'er. De kalles ofte for safeties, og er som regel plassert like under stripping ram. Ved utskiftning av elementer i stripping ram, annular eller stripper bowl, blir de brukt. Safeties blir sekundær barriere, og tetter rundt røret når det står i ro. Shear ram er tertiær barriere.

Når shear og seal ram ikke er de samme, kan de plasseres ulike steder, alt etter hvilken operasjon som skal gjøres, og hva operatørselskapet ønsker. Den hender at shear seal plasseres under blind ram, siden brønnen i en del tilfeller vil prøve å presse pipe ut av brønnen når det er nødvendig å kutte.

Shear ram er ikke alltid i stand til å kutte av strengen, eksempelvis om det er akkurat ved der brønnverktøyene er. Det er da nødvendig å kjøre ned et stykke, slik at BOP'en klare jobben.

6.3.7 CAMERON U BOP

Tetningen rundt stempelstangen et sett med seal og backup ringer rundt stangen. På de fleste merker og modeller er det en backup i tillegg som består av en plastikk pakning. På Cameron sin U type BOP er dette mellom kammer og er alltid utenfor primær tetningen på stempelstangen.

Årsaken til at det er en backup for den primære tetningen er at om den skulle lekke, skal det ikke komme brønnvæske inn i hydraulikk kammeret. Om det lekker i tetningene, er det ikke mulig å se dette. Derfor er svært mange

BOP'er utstyrt med et weep hole, slik at en kan se om det er en liten lekkasje forbi tetningen, ved at det drypper fra dette hullet. Skulle en slik lekkasje oppstå, må BOP'en

Trykkkontroll Brønnservice

redresses ved første anledning.

6.3.8 SHEAR AND SEAL BOP'ER

Egen shear and seal BOP'er (safety head) blir brukt når en har jobber der det kan bli nødvendig å kutte mer enn bare selve strengen/pipe'en. De fleste vanlige BOP'er vil ikke klare å kutte over større ting som brønnverktøy, en fisk, wirer med mer. Men en safety head har et mye større hydraulisk kammer, og et stempel som gir større kraft. Og i likhet med en vanlig shear and seal BOP vil den holde tett etter de har kuttet rørene. Utover sylindrene, er en shear and seal BOP ofte ganske lik en vanlig BOP.

En safety head BOP er plassert så nærme treet eller brønnhodet som mulig. Disse BOP'ene er tertiær barrierer.

6.3.9 RISERE OG KOBLINGER

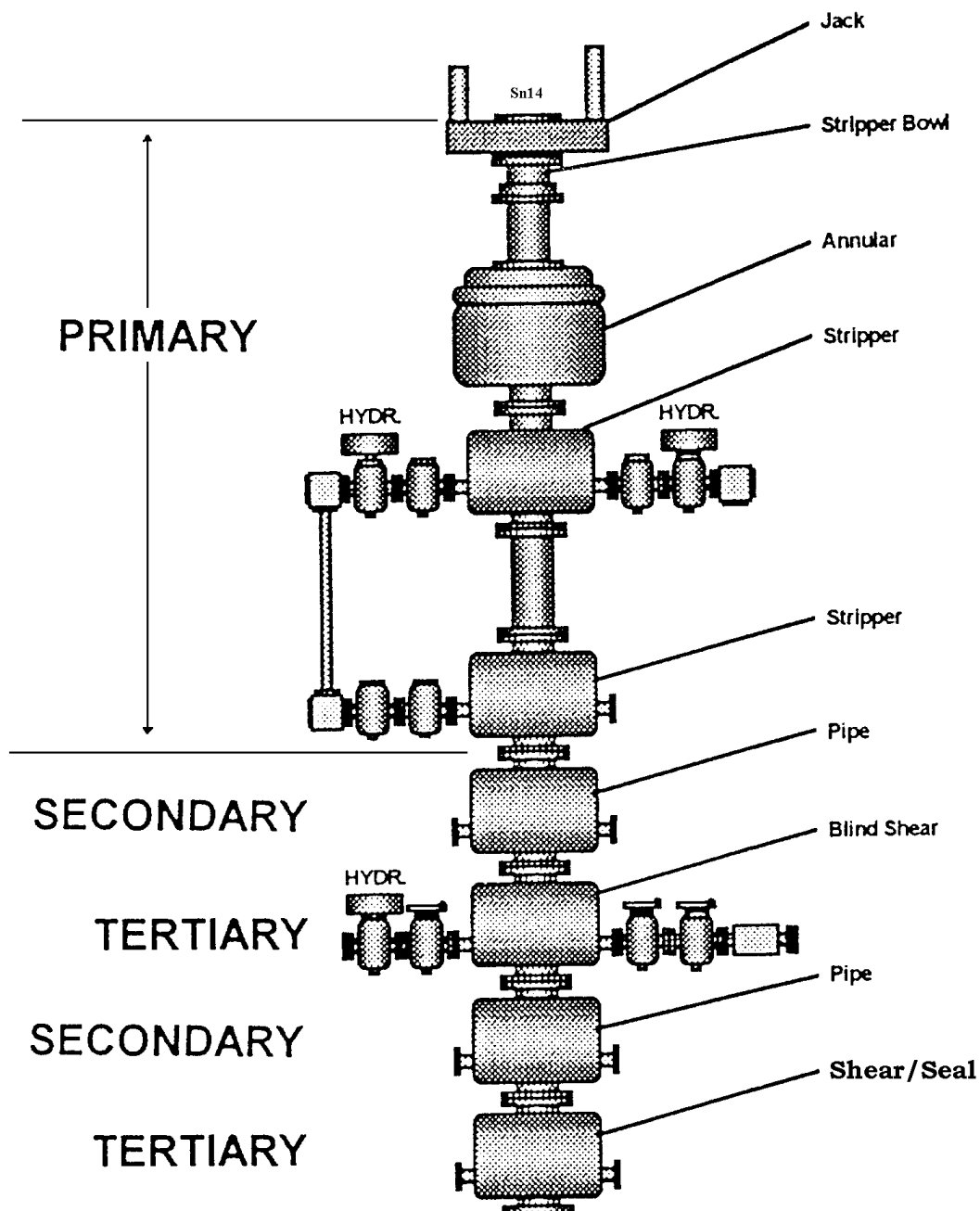
Dette utgjør en del av trykk kontroll utstyret, siden det er brønnvæsker innvendig under en jobb. Det er også brønntrykk, og alle koblingen er flenset under en snubbing operasjon. Nederst på oppriggen er shear/seal BOP, like over treet.

6.3.10 BOP CONTROL SKID

Alle uniter for HWO og snubbing som er i Nordsjøen har en egen BOP kontroll skid som er separat fra power packen. BOP skid mottar kraften fra power packen, men har en egen separate tilgang, som enten er drevet av luft eller strøm, som en backup. De aller fleste funksjoner til BOP'ene kan styres fra arbeidsplattformen. Noen uniter har også shear and seal på arbeidsplattformen. Styring av BOP'en er også ved skid'en (men det er ikke alltid at stripper ram kan styres der i fra).

På noen jobber, der hvor uniten er rigget opp utenfor boretårnet (offshore), hender det at operatørselskapet krever at det skal være et tredje kontroll panel. Det skal styre sekundær og tertiær barriere, og være plassert ved riggens eget panel, ved rømningsveien. Alle kontroll skid'er har akkumulatorer som er forladet med nitrogen. Antallet akkumulatorer er avhengig av hvor mange BOP'er som skal kunne opereres, og regler i landet der en utfører arbeidet. Utstyret vil kunne variere fra en unit til en annen. Noen steder er det som nevnt en back up med luft eller strøm, andre steder i verden er det gjerne en håndpumpe.

Trykkontroll Brønnservice



6.4 BARRIERE FILOSOFI (SNUBBING)

6.4.1 UTSTYR PÅ STRENGEN

Det er to hovedtyper som er vanlige i bruk:

- Sjekk ventiler
- Pump down plugger og profiler

Trykkkontroll Brønnservice

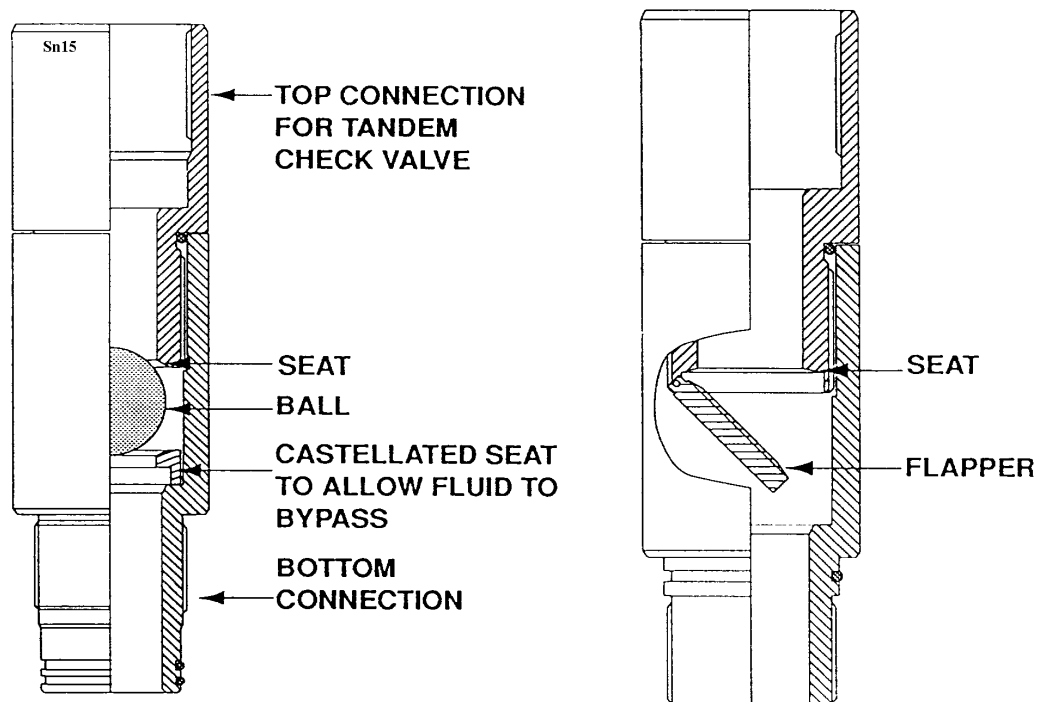
Sjekk ventil

Rørene er hele tiden åpne fra bunn til overflaten, og derfor plasseres to sjekkventiler (BPV'er) i bunnen av strengen, like over verktøyene som er i bunnen. På den måten er det mulig å pumpe væsker ned i brønnen, uten at brønnvæsker kommer opp når pumpingen stopper. Det brukes både sjekkventiler som er kuleventiler og sjekkventiler som er av flappertypen. Fordelen med flapper ventilene er at en kan pumpe kuler gjennom dem, som kan virke på brønnverktøy lenger nede i strengen.

Siden diameteren gjennom disse ventilene er relativt liten, så er det sjanse for at avleiringer i rørene kan plugge dem. For å forhindre dette i å skje, kan en gjøre to ting:

- Inspeksjon av rørene som skal sendes ut, og brukes på neste jobb.
- Når en fyller opp strengen, så pumpes et par hundre liter gjennom ventilene hver 10-20 rør, slik at en hindrer kollaps av rørene. Det gjøres for å forsikre seg om at ventilene fremdeles er åpne, og spyle ut eventuelle avleiringer

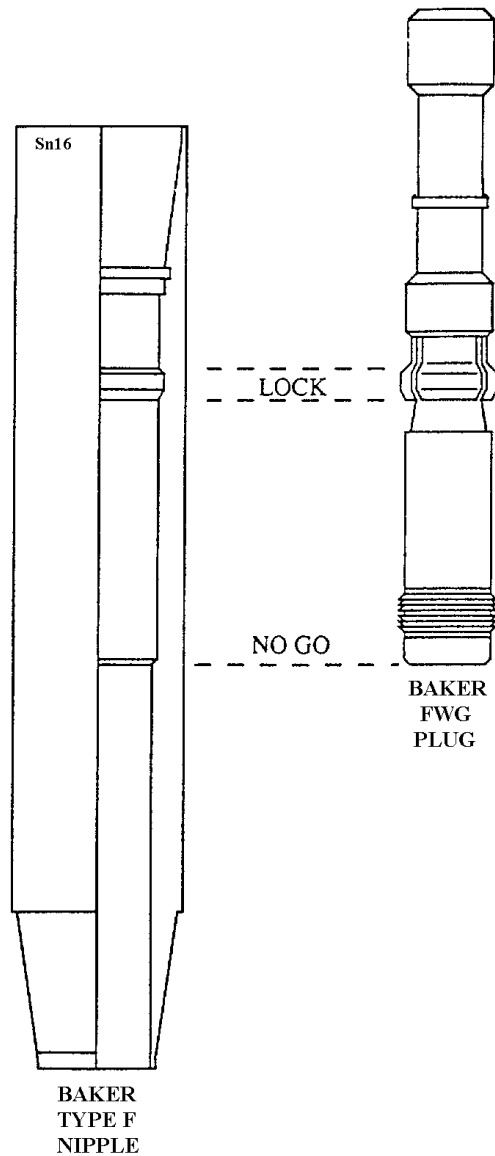
Sjekkventilene er den innvendige primærbarrieren.



BPV'er (sjekkventiler)

Trykkontroll Brønnservice

Når det utføres store pumpejobber, er det ikke uvanlig med utvasking av begge sjekkventilene. Det er alltid en landing nippel like over sjekkventilene, og i forkant av at en trekker ut av brønnen, er det mulig å sette en plugg der med wireline. Ved trekking av strengen er det vanlig å pumpe rørene fulle av vann før pluggen settes, slik at ikke rørene er fulle av hydrokarboner eller en korrosiv brine. Dette blir sett på som en sekundær barriere.



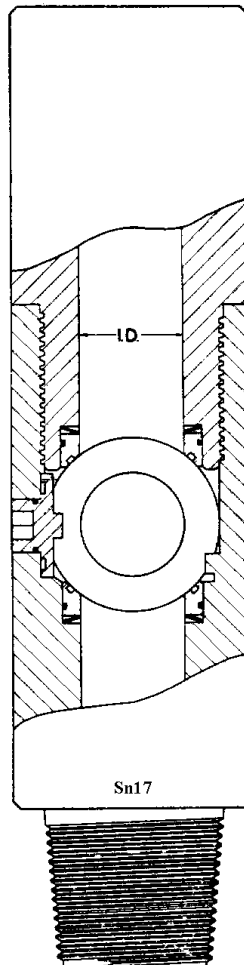
Pump down plug and landing nipple

Trykkontroll Brønnservice

6.4.2 PUMP DOWN PLUG AND NIPPEL

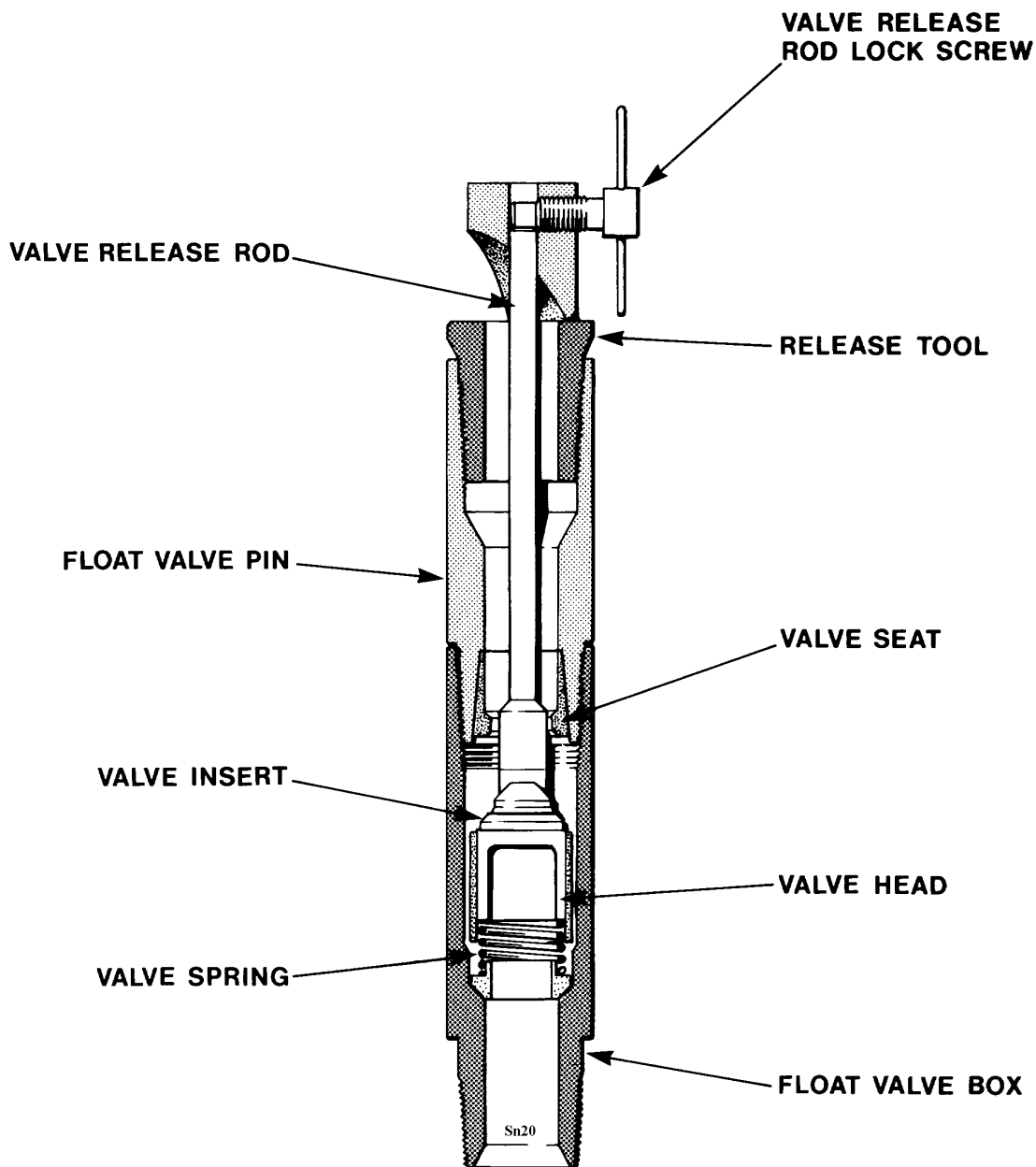
Som primær brønnkontroll i en verktøystreng kan en bruke en mengde ulike komponenter. Eksempler er:

- Pump out plugger eller pump out BPV'er
 - Sliding Side Doors eller Sliding Sleeve sammen med en positiv plugg. Dette er ved revers sirkulering



Full Opening Safety Valve

Trykkontroll Brønnservice



Gray Inside BOP

Disse ulike typene med utstyr kan tillate verktøy å bli operert i verktøystrengen, ved å droppe baller (inkludert release joint) og tillater strengen å bli kjørt inn med sjekkventiler, for siden å kunne revers sirkulere. Etter reversering, er det nødvendig å sette inn en komponent slik at en igjen har full kontroll innvendig i strengen.

I tillegg til ventilene i bunnen av strengen, må det alltid være ventiler tilgjengelige på arbeidsplattformen (TIW/innside BOP/stabbing valve) Disse brukes om de i bunnen svikter, eller ved brudd på strengen.

Trykkontroll Brønnservice

6.4.3 STABBING VALVE

Stabbing valve er som oftest en plugg ventil, med en gjengeforbindelse i bunn og en 2" Weco kobling for pumping over.

Fordelene er:

- Den er lett
- Lett å stabbe på rørene, selv om det strømmer væske
- Innebygd pumpekobling

Bakdeler:

- Liten indre diameter
 - Det er ikke mulig å kjøre wireline gjennom den

6.4.4 FULL OPENING SAFETY VALVE

Full opening safety valve er som navnet tilsier, mye større enn en stabbing valve.

Fordeler er:

- Større diameter
- Lett å stabbe på rørene, selv om det strømmer væske
- Det er mulig å rigge opp wireline på toppen

Bakdeler:

- Den er tung
 - Krever en ekstra overgang på toppen om en skal pumpe

6.4.5 INSIDE BOP

Innside BOP var egentlig laget for å kunne strippe på boredekk, og har kobling for pipe i begge ender.

Fordelene er:

- Kan kjøres ned i brønnen

Bakdeler:

- Tung
- Vanskelig å stabbe på en brønn som strømmer
- Kan ikke kjøre wireline gjennom den
 - Krever en ekstra kobling på toppen om det blir nødvendig å pumpe gjennom den.

Trykkkontroll Brønnservice

6.4.6 RØR PÅ OVERFLATEN OG MANIFOLDER

Kravene til pumping og sirkulering varierer fra en jobb til en annen, men alle jobbene krever en form for pumpe som kan utføre følgende operasjoner:

- Miksing og dreping av en brønn på en offshoreinstallasjon
- Oppkobling på en offshore installasjon, og sammenkobling med riggens systemer
 - En landjobb i ødemarken krever trykktest utstyr og pumper til de jobber som skal utføres

På choke ventilen, kill og avblødingslinjene er trykket styrt via hydraulisk opererte ventiler, som kontrolleres fra arbeidsplattformen, med manuelle ventiler som back up til hver av dem. De manuelle ventilene må være på innsiden av de hydrauliske, og skal være i åpen posisjon gjennom hele jobben. De manuelle ventilene brukes bare når det skal utføres arbeider på de hydrauliske.

Kill linjen er koblet opp mot kill wing på treet.

Noen jobber på brønner uten trykk, så blir trip tanken og linjene koblet sammen til toppet av stakken, under vinduet, og brukes under tripping.

Ved alle snubbing jobber kreves en pumpe, ofte en sementpumpe eller en frace pumpe. Den brukes til trykk testing, fylling av rørene, displacing i rørene før en trekker ut for å hindre hydrokarboner og brine, pumping gjennom strengen etc.

6.5 EKSEMPEL PÅ EN JOBB

Snubbing utføres på levende brønner, og bruker BOP'er og annet mekanisk utstyr som barrierer og til brønnkontroll. På det området er prinsippene de samme som for coiled tubing.

En typisk jobb kan være som følger:

Uniten er rigget opp på en stor platform, ved siden av boretårnet som utfører en vanlig workover. Det må vaskes ut avfallstoffer og avleiringer i perforeringene og rat hole. SIWHP er på forhånd 2850 psi.

Uniten er rigget opp på toppen av juletreet med (nedenfra og opp) 1 blind/shear ram, 1 pipe ram, 2 stripper ram, 1 annular BOP, og en stripper bowl. I riseren som går fra ventiltreet og BOP'ene er det plass til brønnverktøy som inkluderer en mill, under reamer, mud motor og tilbakeslagsventiler.

Choke linjen og drepelinjen er koblet til riggens sirkulasjons system og en sementpumpe via en choke manifold.

Mens en kjører inn i brønnen med strengen, er trykket lavt nok til at en bruker stripper bowl. Tilbakeslagsventilene i strengen hindrer at det strømmer opp gjennom rørene som kjøres ned.

Så snart en er nedenfor tailpipe'en, brukes riggen sine sementpumper til sirkulasjon, samtidig som under reamer roterer. Retur blir tatt ut til degasser og separator før den ender i pit'en. Brønnen holdes nå under kontroll av annular'en og stripper bowl. Stripper BOP'ene blir brukt når en når rat hole.

Når utvaskingen er ferdig, oppdages det at begge tilbakeslagsventilene lekker. Derfor

Trykkkontroll Brønnservice

pumpes det ned en pump down plug i profilen i bunn av strengen. Da er det igjen full kontroll på trykket på brønnhodet, og rørene trekkes ut og stripper ram brukes til brønnkontroll.

BOP'ene kontrolleres fra arbeidsplattformen, selve BOP skid'en og en tredje sett er satt opp ved siden av riggen sitt eget panel.

På grunn av at det er en kompleks jobb, og mye utstyr som skal opereres, er det behov for en som har dybdekunnskap i forhold til operasjonen. I slike tilfeller er det vanlig å ha en snubbing supervisor (tilsvarende boresjef) på hvert snubbing crew.

Det er hans ansvar å forsikre seg om at alle prosedyrer blir fulgt og at det jobbes sikkert til enhver tid. Dette gjelder spesielt ved bruk av stripping BOP'er, og når en er ved strengen sitt balansepunkt/flytepunkt.

Etter at uniten er rigget opp på brønnen, blir alt utstyr testet. Etterpå blir alle koblingene i oppriggen trykktestet, sammen med alle linjer, ventiler og manifolder. For å få testet ram i BOP'en må en pipe heises ned. I bunnen er da sjekkventilene, som blir testet samtidig. Det er viktig at en passer på røret, slik at ikke trykket presser det ut, under trykktesten.

6.5.1 ÅPNING AV BRØNNEN

En av de mest kritiske operasjonene er når selve strengen skal inn i brønnen. Det er på dette tidspunktet at strengen er lettest, og kreftene oppover er størst. De prøver å presse strengen ut, og det er fare for at rørene bøyer seg.

En må være veldig forsiktig, og en må forsikre seg om at snubbe slipsene har fått et godt tak i rørene. Ofte blir de brukt en clamp eller dog collar under slipset som en back up.

I det en går inn i brønnen, blir først stripper elementet satt inn og sikret. Brønnverktøyene blir så montert sammen, og satt på det første røret, før dette kjøres ned gjennom gummielementet. Ram kan så bli stengt, og brønnen åpnet (etter at en har trykkutlignet over ventiltreet).

Det er vanlig å bruke en stripping BOP eller annular'en til å sentrere strengen/brønnverktøyene, og hindre den i å henge seg opp i ventilene.

Trykkkontroll Brønnservice

6.5.2 PASSERE BALANSEPUNKTET

I teorien er dette på et bestemt sted, men på grunn av faktorer som friksjon, kan denne delen av operasjonen være opp til hundre meter. Det som er vanlig, for å passere det punktet der rørene ”flyter”, er å fylle dem når en nærmer seg punktet, og på den måten passere punktet, slik at vekten blir så tung at rørene vil falle ned i brønnen, og ikke komme opp.

Når en er nær dette punktet, er det vanskelig å få slipsene til å bite skikkelig, siden de ikke blir presset opp, og heller ikke faller ned. Det er heller ikke en mulighet å bruke de slipsene som holder opp, sammen med de som holder ned, fordi en da risikerer at røret låser seg fast mellom de to slipsene.

Det er flere metoder for å korte ned denne kritiske delen av operasjonen, men samme hva en prøver, vil det alltid være noen rør som er litt vanskelige.

Til vanlig blir rørene fylt med jevne mellomrom, slik at det ikke oppstår en kollaps. Prosedyren for å krysse balanse punktet er som følger:

- Stopp
- Ikke slipp travelling snubbers, men la dem være aktive
- Steng stasjonære heavies
- Fyll opp rørene

En antar at rørene nå har passert balansepunktet, og bytter over fra travelling snubbere til vanlige slips, og fortsetter inn i brønnen.

I noen tilfeller stemmer det ikke at en nå passerer balansepunktet. Da kan en gjøre ett av følgende:

- Strømme brønnen for å senke SIWHP
- Fyller røret med en tyngre væske
- Fortsette inn og bruke dog collars

Når en trekker ut av brønnen, er rørene fulle av væske, og siden det ikke er mulig å tømme ut væsken for å redusere vekten, vil brønntrykket være det som kan påvirkes ved å:

- Strømme brønnen for å forlenge den fasen der en har tunge rør. Når en så stenger inn stiger trykket, og en får lette rør som presses ut av brønnen. På den måten kan en passere balansepunktet.
- Om omstendighetene tillater det, så kan en plassere en tung væske rundt rørene, slik at SIWHP synker.

Under spesielle omstendigheter, der brønntrykket endrer seg, kan det hende at en har gått over den grensen der rørene er ”vektløse”, og at en så finner dette punktet en gang til. En må da være på vakt, så en ikke mister rørene, eller at de blir presset opp av brønnen.

Trykkontroll Brønnservice

6.5.3 TREKKE UT AV BRØNNEN

Det er viktig at når en nærmer seg de siste rør seksjonene, så er det et merke som forteller at det er like før brønnverktøyene kommer ut av brønnen.

En slik merking skjer ofte ved at seksjonen med en profil til en plugg, er plassert over en pipe, som så har tilbakeslagsventilene og brønnverktøy under seg. Når denne profilen er ved arbeidsplattformen, kan en stenge inn brønnen og blø av trykket over.

Om det er blitt kjørt en land seksjon med brønnverktøy, eller en fisk er på vai opp, kan det være at denne profilen sitter like over tilbakeslagsventilene.

6.5.4 UTSETTELSE AV EN JOBB

Noen steder jobber de bare i 12 timer per døgn. Det er da vanlig å gjøre følgende når kvelden kommer:

- Sette på en stengt stabbing valve, etter at rørene er fylt.
- Stenge safety ram og låse dem manuelt
- Stramme dog på hanger flensen

6.6 NØD AVSTENGINGS SYSTEMER

Om nød avstengningen på en plattform påvirker nedstengningen av en snubbing unit, så er dette forbundet med flere ulemper enn fordeler.

Det som er viktigst, er at brønnen blir sikret i et nødstilfelle. På samme måte som med en borerigg, (om snubbing uniten er koblet til nød avstengnings systemet), vil en shut down kunne føre til at en ikke kan stenge rundt rørene på ønsket måte. Det er i tillegg mulig at det røret som henger i en winch, kan begynne å gli ned og forårsake skade på mennesker og utstyr.

6.7 TØRRE GASSBRØNNER

Om det jobbes på en brønn med tørr gass, må en ta spesielle hensyn til de hydrauliske koblingene som er på snubbing uniten. En må unngå søl av hydraulikk olje, fordi tørr gass som reagerer med oljen er en meget flyktig blanding. Alt olje eller dope som bygger seg opp rundt stripper elementet, eller på toppen av stripper ram blir fort forurensset med gass, og utgjør en fare.

Disse brønnene er heldig vis ikke vanlige, og en vurdere alltid å pumpen inn litt væske i brønnen før innkjøring av rørene tar til.

Det er viktig å smøre stripper elementet og stripper ram med jevne mellom rom, slik at det tetter godt rundt røret.

Trykkontroll Brønnservice

6.8 KOMBINERT WIRELINE OG SNUBBING

Både slickline og elektrisk line kan bli kjørt gjennom en snubbing opprigg. Det kan gjøres ved å koble trykkontroll utstyr til enten selve oppriggen, eller til pipe'en.

I begge tilfeller er det nødvendig med trykk kontroll utstyr. Om det rigges opp på snubbing uniten, er det mulig å bruke blind ram som master ventil, og ikke må en master plasseres like over rørene i strengen.

6.8.1 CONTINGENCIES

Om det skulle oppstå et problem i brønnen, så er det personellet som er på arbeidsplattformen som har ansvaret for å stenge inn og sikre brønnen. Sjefen for operatørene kjører som regel jekken, og andre mann kontrollerer som regel BOP panelet. Dette vil variere etter hvordan mannskapet er sett sammen, pauser etc.

BOP lekkasje i elementene

Ram type

Dette kan skje på to måter:

- BOP elementene skiftes som vanlig rutine, grunnet slitasje
- Lekkasje rundt elementene som kommer uventet

I tilfellet der det skal skiftes element på grunn av slitasje, (noe som skjer med stripping rams), så kan inner seal skiftes ved at en stenger safety ram. Trykket over blir blødd av over, og ram blir tatt ut, og gummielementet byttet. Begge elementene byttes samtidig.

Om det skulle oppstå en uventet lekkasje, så kan alle BOP'ene over safety'ene repareres ved å stenge safety'ene. En sjekker at de holder trykk, før en begynner å jobbe på utstyret. Om det er mulig, så skal det brukes to barrierer, eksempelvis to BOP'er, under det punktet der en jobber.

Annular

Om det lekker i annularen, er det nødvendig å trekke ut av brønnen, stenge blind ram og rigge av jekken, før en kan gå i gang med å fikse annularen. Alle jobber skal starte med et nytt og ubrukt element i annularen, og det er da sjeldent at en blir nødt til å bytte element i annularen i løpet av en jobb. Om en annular likevel må byttes i løpet av en jobb, er det vanlig å trekke ut, og ikke åpne annularen mens det er en streng i brønnen.

Trykkontroll Brønnservice

Shear/Seal

I de tilfeller der det lekker i shear/seal BOP, safety BOP, eller en riser connection, blir en nødt til å trekke ut av brønnen og stenge inn på ventiltreet, og om det ikke er mulig, blir en nødt til å drepe brønnen.

Om en brønn ikke har så mye trykk, og safety'ene ikke holder trykket, er det mulig å bruke lower stripping ram frem til en har fått strengen ut av hullet.

Sjekk ventil som feiler

Det er ikke uvanlig at enveisventilene i bunnen lekker, om det har vært mye pumping. I slike tilfeller tar man en pump down plugg og pumper den ned og inn i sin nippel. En inflow test utføres, og rørene kan så trekkes ut av brønnen.

Lekkasjen i rørene

Før rørene blir tatt i bruk, skal de bli grundig sjekket, og ristes, slik at en minsker sjansene for lekkasjer og avleiringer.

Om en ikke har sjekket godt nok, kan det oppstå lekkasjer. Vanlig vis skjer disse lekkasjene når rørene blir trukket opp for første gang etter innkjøring. De som jobber på arbeidsplattformen ser etter dem, spesielt om rørene ikke ser ut til å være helt gode.

Etter som rørene blir kjørt, så kan operatøren føle hver kobling som går gjennom stripper elementet. Om det kommer væske ut på toppen, vil en operatør oftest reagere med å trekke røret ut, og sette på stabbing valve'en, og stenge den. Det er så mulig å blø av trykket i rørene, og se om det forsvinner, noe som indikerer at det ikke lenger lekker. Alternativet er å kjøre rørene lenger inn, før en setter på stabbing valve, og stenge den etterpå.

Om lekkasjen ikke stopper, er det en lekkasje i enveisventilene, og det kan være de som lekker. En plugg blir da kjørt ned i profilen, slik at en kan få verifisert hvor hen det lekker. Skulle det være en lekkasje i rørene, kan det i noen tilfeller være mulig å kjøre en broplugg på wireline, om ikke må brønnen drepes.

Enhver lekkasje som kommer brått, før en trekker ut eller etter en vaskejobb, indikerer at det er en utvasking i strengen eller i tilbakeslagsventilene. Løsningen er den samme som nevnt over.

Trykkkontroll Brønnservice

Bytte av elementene i stripperen

Dette er en rutine jobb, og utføres på følgende måte:

- Steng inn annularen og nedre stripper ram. Sjekk at de faktisk holder tett
- Skru tilbake retaining nut, og trekk ut gummielementene
- Heng av rørene, og steng safety ram
- Blø av trykket under annularen
- Brekk strengen i vinduet
- Sett inn et nytt gummielement, ved å plassere den på box'en og skru inn pin'en
- Skru på et nytt rør, og ta opp vekten av strengen
- Åpne safety ram, og kjør inn for å sette gummielementet
- Stram til retaining nut
- Åpne BOP'ene og kjør i brønnen.

Om en mister kraftforsyningen

Om en skulle miste kraftforsyningen til snubbing uniten, vil ikke det påvirke BOP'ene, siden de er styrt fra en egen skid, som har to tilførsler av energi (eks. diesel og luft)

Det er verst om en mister kraftforsyningen like etter at et rør er skrudd på strengen, og mesteparten stiger opp i luften over arbeidsplattformen. Om det da oppstår lekkasje i enveisventilene, må en mann sendes opp med en winch, for å kunne sette på stabling valve'en.