

8. UTSTYRSTEORI

- 8.1 Introduksjon
- 8.2 Innvendige barrierer
Float, dartsb/dart, Kelly Cook, I BOP
- 8.3 Utvendige barrierer
Annular Preventers, Ram Preventers, Ram locks, BOP koplinger
- 8.4 BOP kontrollsystemer
- 8.5 BOP testing
- 8.6 Avledningssystem (Diverter system)
- 8.7 Manifoldsystem
- 8.8 Slam gass separasjon
- 8.9 Diverse utstyr / instrumentering for kick deteksjon
- 8.10 Riser system for flyterigger (SS)

Forord

Denne delen av kompendiet er lagt opp til å dekke både IADC (International Association Of Drilling Contractors) og IWCF (International Well Control Forum) sitt pensum for trykkkontrollutstyr for både overflate- og havbunnsmontert BOP. Ettersom både IADC og IWCF er internasjonale organisasjoner, kan man ikke ta hensyn til lokale forhold. Dette pensumet er derfor basert på spesifikasjoner og anbefalinger fra API (American Petroleum Institute). I et forord til API's *Recommended Practices* (RP) heter det at:

"This publication is not represented to be so comprehensive as to present all theories and practices utilized in industry well control operations. Individuals and organizations using these recommended practiced are cautioned that operations and equipment must comply with requirements of Federal, state, and/or local laws or regulations. These requirements should be reviewed to ensure that violation will not occur".

IWCF testene er delt opp i en test for overflate BOP og kombinert test for overflate BOP og havbunnsmontert BOP. Testene er også delt inn i flere nivå, fundamental og superviseor. Kompendiet dekker alle nivå og det betyr at kompendiet nødvendigvis blir noe mer omfattende. Vær også klar over at teksten på flere områder dekker detaljer som ikke er en del av IADC / IWCF pensum, men som hører med til helheten.

Standarder som er benyttet:

API Std. 53 - 5. Edition, Dec. 2018, **Reaff. May 2023**

API Std. 64 - 3. Edition, Aug. 2017, Add. 1, Dec. 2018, Errata 1, March 2018, **Reaff. May 2023**

API Spec. 16 C – 3. Edition, Marc. 2021, API mon. progr. eff. date Sept. 2021

Errata1, July 2022, **Errata 2, Sept. 2022**

API Spec. 16 A – 4. Edition, April 2017, eff. date Febr. 1, 2018, Errata 3, May 2018,

Errata 2, Nov. 2017, Errata 1, Aug. 2017, Add. 1, Oct. 2017, **Reaff. May 2023**

8.1 Introduksjon

8.1.1 Innhold

I dette kapittelet skal vi se nærmere på trykkkontrollutstyr. Følgende hovedkomponenter vil bli diskutert:

- barrierer innvendig i borestrengen
- barrierer i annulus / ringrommet
- kontrollsistem
- divertersystem
- manifoldsystem
- diverse utstyr

Sentrale temaer vil være:

- Utstyrsterminologi
- Operasjonsprinsipper
- Prosedyrer
- Anvendelsesområder
- Undervannsutstyr og relatert problematikk
- Kapasitet/begrensninger/kalkulasjoner
- API's anbefalinger
- Vedlikehold og testing

8.1.2 Barrierefilosofi

Under boring utgjør det hydrostatiske trykket fra boreslammet den primære barrieren som hindrer innstrømming av formasjonsvæske inn i brønnen. Det betyr at det hydrostatiske trykket fra boreslammet til enhver tid er høyere enn formasjonstrykket.

Trykkkontrollutstyrets viktigste funksjoner er å virke som en sekundær barriere dersom den primære barrieren skulle feile, og gjøre det mulig å gjenopprette den primære barrieren på en sikker måte.

Dette innebærer at trykkkontrollutstyret må gjøre det mulig å stenge brønnen inne under de forhold som måtte oppstå, samt at boreslam kan sirkuleres inn i brønnen og influx ut av brønnen på en kontrollert måte. Brønnen skal kunne stenges inne på åpent hull, rundt BHA og borestrengen, og det skal være mulig å kutte borestrengen og henge denne av i BOP. I tillegg skal det være muligheter for å strippe strengen inn og ut av brønnen. Ved boring fra flyter må en også kunne kople av og på riseren (LMRP) ved dårlig vær.

Det må også bygges inn en rimelig grad av redundands (back-up) i alle deler av trykkkontrollutstyret for å hindre at funksjonssvikt ved enkelte komponenter fører til total svikt i systemet. Dette gjelder spesielt på subsea-systemer der tilgangen til brønnhodet er begrenset. Videre er det, både med tanke på sikkerhet og økonomi, svært viktig at utstyret vedlikeholdes og testes rutinemessig, samt at borepersonellet får relevant opplæring i korrekt bruk av dette. Det foreligger myndighetspålagte krav til slike tiltak.

8.1.3 Sekundære barrierer

Når det er borestreng i brønnen, er det to måter formasjonstrykket kan overføres til overflaten på:

- gjennom borestrengen
- gjennom annulus

Sikring av borestrengen skal utføres **FØR** man sikrer annulus/åpent hull.

For sikring av borestrengen benyttes innvendige barrierer:

- kelly type sikringsventiler (*)
- inside BOP (**)

For sikring av annulus (stenge rundt tubular) og åpent hull benyttes utvendige barrierer:

- Annular type preventer
- ram type preventer; pipe, blind, shear, shear/blind
- rotating head

I tillegg kan det monteres tilbakeslagsventiler (*float valve*) i BHA, men det er ikke vanlig å regne denne som en selvstendig barriere. Ved frakobling fra havbunnsmonterte brønnhoder pga dårlig vær, kan det også monteres spesielle ventiler i borestrengen for sikring av denne.

Oljedirektoratet krever at det skal være minst to barrierer tilgjengelige under normal operasjon. Disse skal være trykktestet. Når slamdensiteten er høyere enn poretrykksdensiteten, regnes slammet som en testet barriere.

() Kelly type sikringsventil (Kelly Cock) blir også kalt for TIW (Texas Iron Work) eller FOSV (Full Opening Safety Valve)). I denne manualen bruker vi betegnelsen Kelly Cock for både løse sikringsventiler og sikringsventiler fastmontert på Kelly. Fastmonterte sikringsventiler på Topdrive/DDM (DDM: Derrick Drilling Machine) omtales i industrien for IBOP og denne betegnelsen brukes i denne manualen.*

*(**) Definisjonen på en inside BOP er i følge API en tilbakeslagsventil som kan monteres i borestrengen. Denne kalles også Gray Valve (Gray Tool Company).*

8.2 Innvendige barrierer

8.2.1 Generelt

Innvendige barrierer (ventiler for montering i borestrengen) har to funksjoner:

1. Sikre borestrengen
2. Beskytte overflateutstyret

Når kelly/topdrive er frakoplet, er sikring av borestrengen svært viktig, ettersom en innvendig utblåsning kan utvikle seg hurtig i åpen streng. Dersom det skulle oppstå kraftig strømning fra borestrengen, vil sikring av denne være vanskelig, og i ekstreme tilfeller det kan bli nødvendig å bruke shear rams. Man må alltid sørge for å sikre innvendig i borestrengen før man sikrer annulus.

Under boring med topdrive/kelly påkoplet strengen, må det være mulig å beskytte/isolere overflateutstyret fra et eventuelt borestrengstrykk. Dette kan være aktuelt i tilfeller som:

- frakopling av kelly/topdrive for montering/pumping av inside BOP for strippeoperasjoner.
- lekkasje i overflateutstyret (f.eks. utløsning av *relief valve* på pumpa).
- frakopling av kelly/topdrive for montering av kick joint/cementing head, rigging av wirelineutstyr, etc.
- trykket nærmer seg kapasiteten for overflateutstyret.

Alle borestrengsventiler skal ha samme trykkklasse (*working pressure rating*) som BOP systemet, og testfrekvensen skal være den samme som for dette.

Vi kan skille mellom sikringsventiler som er montert permanent under boring (kelly type ventiler), og løse sikringsventiler som monteres på strengen i spesielle situasjoner (løse kelly type ventiler og Inside BOP). Kelly ventiler holder trykk i begge retninger, og kan benyttes som første sikring av borestrengen. Dersom strengen er av bunnen, må denne sikringen overføres til en tilbakeslagsventil (Inside BOP) som monteres over kelly cock, før en eventuell strippeoperasjon kan gjennomføres. Da kan en strippe inn i brønnen og dermed kunne etablere sirkulasjon fra et lavere punkt i brønnen (fortrinnsvis strippe inn til bunnen av brønnen).

8.2.2 Fastmonterte innvendige barrierer

8.2.2.1 Øvre drivrørsventil (*upper kelly cock*) for drivrør

Dersom det benyttes drivrør (*kelly*), er *upper kelly cock* montert rett under lageret (*swivel*) for drivrøret. Dette er en klaff- eller kuleventil. Noen holder trykk i begge retninger (f.eks. Hydril's Kellyguard (kuleventil)), men det finnes også ventiler som tillater begrenset pumping fra oversiden i stengt posisjon. Ventilen har full åpning, og aktiviseres med nøkkel fra utsiden (figur 8.4). På en klaffventil vil brønntrykket utgjøre en ekstra lukkekraft. Ventilen kan benyttes til å isolere borestrengen og kelly dersom f.eks. kellyen er helt nede, og det ikke er mulig å heise denne opp. Ventilen skal testes ved hver BOP trykktest. Dette gjøres ved å montere en testsub under ventilen. Etter bruk eller testing, er det viktig å åpne ventilen manuelt, slik at denne står i fullt åpen posisjon for videre boring for å unngå unødvendig erosjon (og trykktap). Boremannskapet må kjenne til hvor nøkkelen er oppbevart. Øvre drivrørsventil er venstregjenget fordi den er plassert over momentoverføringen fra rotasjonsbordet.

8.2.2.2 Nedre drivrørsventil (*Lower kelly cock*) for drivrør

Lower kelly cock er en kuleventil med full åpning, slik at wirelineoperasjoner er mulig gjennom denne. Lower kelly cock skal ha ytre diameter lik en tooljoint, slik at den kan kjøres inn i brønnen. Men dette medfører at den indre diameteren kan variere etter hvilket trykk den er beregnet for, noe som kan ha betydning for pumping av nedihullsventiler og wirelineoperasjoner. Ventilen er plassert nedenfor kelly/topdrive like over *saver sub*. Ventilinnsatsen er en "flytende kule", og det er ventilseter i både topp og bunn som vist i figuren, slik at den holder trykk i begge retninger. Ventilen aktiviseres ved å vri på en nøkkel, og kan være vanskelig å operere (åpne) under trykk. Boremannskapet må alltid kjenne til hvor nøkkelen er oppbevart, lett tilgjengelig.

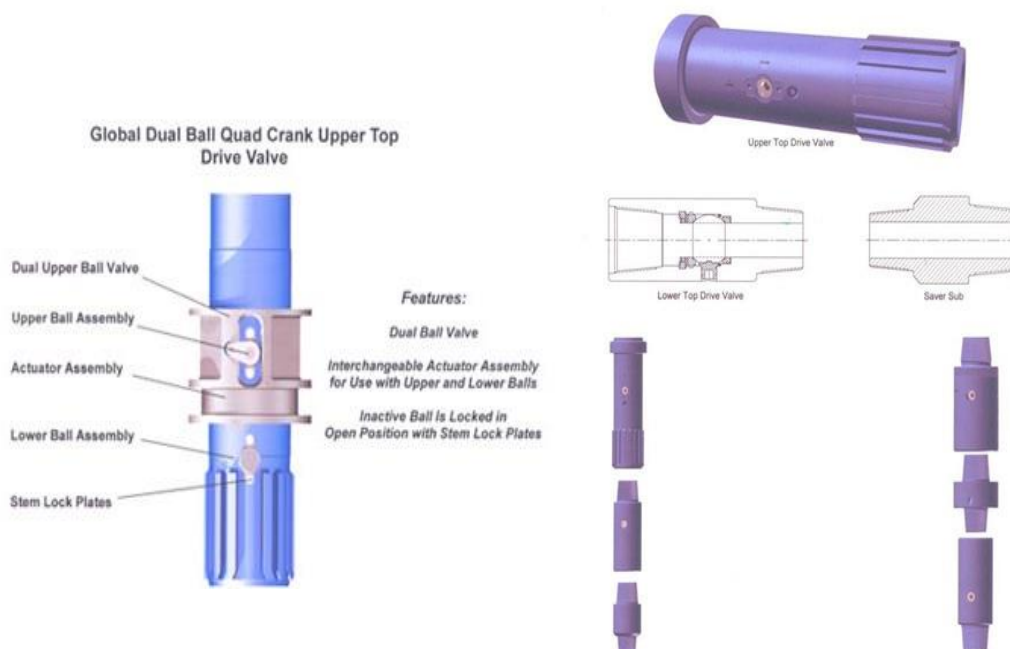
Foruten å være en sikkerhetsventil, kan lower kelly cock fungere som lukkeventil for å hindre slamsøl ved borerørstilkopling. Ventilen skal trykktestes ved hver BOP trykktest.

Det skal også være løse sikringsventiler av samme type som lower kelly valve for manuell montering på borestrengen. Denne skal være plassert lett tilgjengelig på boredekk og stå i åpen posisjon for montering på borestrengen ved evt kick under tripping.

8.2.2.3 Topdrive

På en Topdrive har man også to faste sikringsventiler som man kaller for øvre IBOP og nedre IBOP. Begge disse er kuleventiler og er høyregjenget. Man må være oppmerksomme på de spesielle problemene som kan oppstå ved bruk av Topdrive med tanke på sikring av borestrengen. Dersom en ved bruk av topdrive har en trykkontrollsituasjon der bit står på bunnen og standet står helt til toppen i boretårnet, vil arbeidshøyden skape problemer. Nedre IBOP kan være vanskelig tilgjengelig for avskruing, samt at øvre og nedre IBOP kan være vanskelig tilgjengelig for manuell operasjon. Imidlertid har en den fordelen med bruk av Topdrive at den øvre IBOP ventilen normalt er hydraulisk/pneumatisk fjernstyrt og at begge IBOP ventilene alltid vil være over boredekket.

IBOP ventilene skal trykktestes ved hver BOP trykktest.



Figur 8.1 Top Drive valve/IBOP

8.2.2.4 Nedihulls tilbakeslagsventil (*float valve*)

En tilbakeslagsventil kan monteres innvendig i overgangen (*bit sub* eller *stabilisator*) rett over borekronen. Den kan være basert på fjærbelastet flapper/klaff eller dart prinsipper, og forhindrer formasjonsfluid å strømme inn i borestrengen. Den virker dermed som en ekstra sikring i borestrengen som aktiviseres automatisk av differensialtrykk (i motsetning til kelly ventiler som må monteres og aktiviseres manuelt). Ventilen hindrer også inntrengning av borekaks i strengen. Dette kan være spesielt aktuelt ved boring av topphull med lav slamvekt, ettersom slammet i annulus da vil ha en tendens til å U-tube inn i borestrengen. Dermed kan en hindre plugging av borekrona og *wet connections*.

Dog finnes det en variant av denne ventilen som tillater en redusert strøm inn i borestrengen (*ported float*). Dette for å fylle borerøret med slam ved tripping, samt å forenkle avlesing av borerørstrykk ved kick.

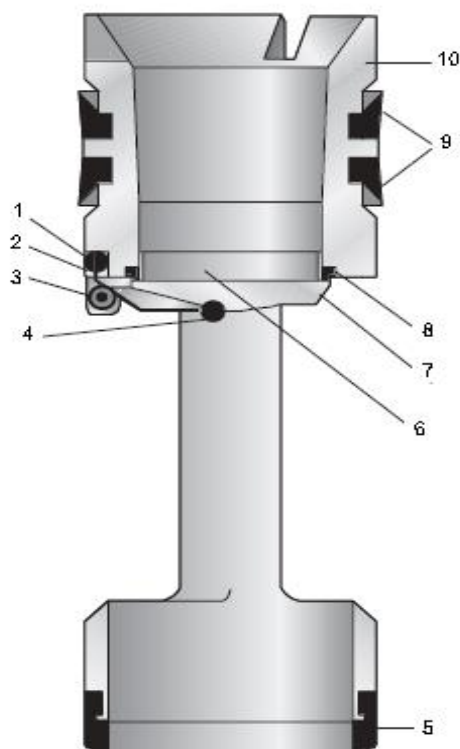
Ettersom status på en floatventil vil være usikker etter en tid i hullet, vil denne normalt ikke være godkjent som en barriere. Ventilen fungerer derfor kun som en ekstra sikring. Prosedyrene for sikring av borestrengen vil derfor være uendret. Det er opp til operatøren å bestemme om det skal brukes float eller ikke. Noen operatører benytter doble sett med testede floater. Denne avgjørelsen baseres blant annet på følgende vurderinger:

Fordeler ved bruk av float:

- Hindrer borekaksinntrengning.
- Hindrer gassinnstrømning (som kan vanskeliggjøre avlesning av korrekt SIDPP).
- Gir eksakt fortrenningsvolum ved kjøring inn i brønnen (*Closed End Displacement*)
- Hindrer redusert væskenivå i annulus når plugget dyser i borekronen åpnes ved høyt differensialtrykk.
- Hindrer tilbakestrøm av væske opp borestrengen ved hydrostatisk ubalanse. U-tube effekt.

Ulemper ved bruk av float:

- Avlesing av SIDPP blir mer komplisert.
- Borestrengen må fylles ved tripping inn i hullet (tar ekstra riggtid).
- Større surge effekt ved innkjøring av borestreng.
- Ikke mulig å reverssirkulere.
- Fare for utvasking, må inspiseres/skiftes ofte
- Triptank fylles raskt ved innkjøring av streng, mye tid går med til å tømme triptanken.
- Ved fylling av borestrengen så kan det "trappes" luft i strengen. Når en starter pumpene så kan denne luften i strengen gi kick signal, eller gi (muligens) kick, når den pumpes ut i annulus.
- Flowrestriksjoner i annulus som f.eks avpakking av hullet kan resultere i avpumping av borestrengen og løfte strengen ut av hullet. Det vil kunne gi innestengt trykk som vanskelig kan bløes av. Dette må tas hensyn til med tanke på mulighet for tapt sirkulasjon og også ved bruk av Jar hvis en er stuck.

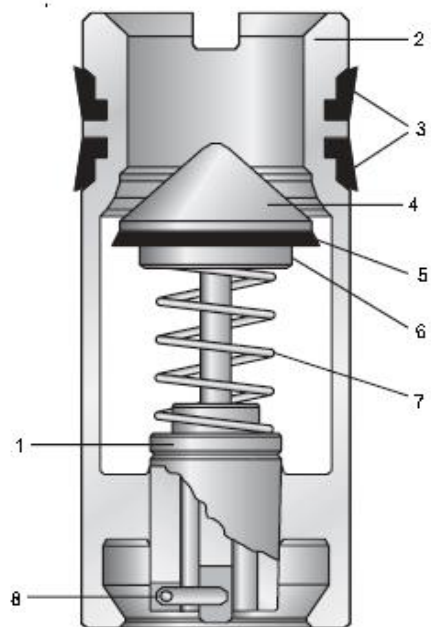


1. Liten demper
2. Fjær
3. Hengsel bolt
4. Stor demper
5. Sjokk absorber
6. Pakningsholder
7. Flapper Ventil
8. Pakninger til holder
9. Sidepakninger
10. Ventilhus



Model G Full Open Valve (Flapper Type)

Figur 8.2 Float Valve – Flapper type



1. Ventil styring
2. Ventilhus
3. Sidepakning
4. Ventil (plunger)
5. Ventil pakning
6. Ventil pakning skive
7. Fjær
8. Ventil nøkkel



Model FC Automatic Fill Valve

Figur 8.3 Float Valve – Plunger type

8.2.3 Løse sikringsventiler

8.2.3.1 Løse kelly type sikringsventiler (*Kelly Cock*)

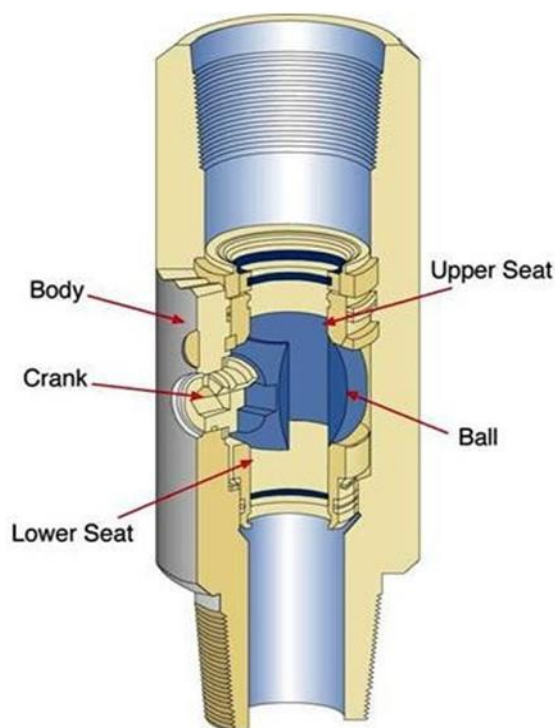
Kelly Cock (FOSV, TIW) er en kuleventil av samme type som lower kelly valve. Slike ventiler skal monteres for å sikre borestrengen både rutinemessig og i kicksituasjoner dersom borestrengen er åpen. Rutinemessig bruk kan f.eks. være under reparasjonsarbeider (*cut –slip av drilline*), og ved lengre opphold under tripping.

Det må alltid være slike ventiler tilgjengelig, og eventuelt nødvendige crossovers som passer til alle gjengetypene som benyttes i strengen. Boremannskapet må være kjent med disse. Ventilene skal oppbevares i åpen stilling, og være lett tilgjengelig på boredekket til enhver tid. De skal ha montert håndtak for å lette manuell håndtering. Ventilen har full åpning, slik at den lettere kan monteres (i åpen stilling) dersom det strømmer opp strengen. Det er viktig at når en trekker BHA'et ut av hullet, passer på at det er tilgjengelig crossovers mellom Kelly Cock og aktuelle gjengetyper på de rørstykkene som skal trekkes ut. Det kan være en komplisert affære å få tak i en crossover som er montert på en borerørslengde og med flere lengder vektrør plassert foran.

Spesielt ved bruk av topdrive kan det også være mulig å gå ned med denne og "stabbe" seg direkte på strengen slik at lower kelly valve kan benyttes som sikringsventil dersom strengen er åpen. Men det skal uansett være backup ventiler tilgjengelige på boredekket.

Ventilene skal testes ved hver BOP trykktest.

Kelly type sikringsventil (Kelly Cock Valve)



Figur 8.4 Kelly Cock Valve

8.2.3.2 Inside BOP

I tilfeller der det er aktuelt å strippe tilbake til bunnen av brønnen, må en tilbakeslagsventil (*check valve*) installeres i borestrengen, og kelly cock type ventilen åpnes. På denne måten vil en opprettholde sikring av borestrengen, men nå med mulighet til å sirkulere ned strengen. Ved bruk av shear/blind rams vil det også være fordelaktig om det installeres en tilbakeslagsventil i borestrengen. Åpning av brønnen vil da bli mindre komplisert ettersom borestrengen er sikret mot innstrømning.

Det er hovedsaklig to typer tilbakeslagsventiler som benyttes som inside BOP:

- * "Gray" type ventil for montering på toppen av strengen
- * Inside BOP for setting i bunnen av strengen

Når det er montert inside BOP, må borestrengen fylles under stripping, og lesing av trykk på denne vil bli mer komplisert. Surgingeffekten vil også øke, og reverssirkulering er ikke mulig. En må også være klar over at disse ventilene ikke gir full åpning, slik at det kan være vanskelig å passere punktet hvor de er satt med wireline/coiled tubing verktøy. Plugging kan også være et problem (LCM, sement, etc).

Inside BOP (Gray Valve):

Inside BOP benyttes ofte som typebetegnelse for Gray ventilen, selv om API definerer en inside BOP som en fellesbetegnelse for alle tilbakeslagsventiler som monteres i borestrengen. Gray type ventiler er basert på et fjærbelastet stengeelement som holdes åpent av en stang (release rod). Dette frigjøres ved å skru opp en utløerskrue, slik at ventilen går i stengt posisjon.

Når borestrengen er blitt sikret med en kelly type ventil (under tripping), kan en inside BOP monteres over denne. Deretter åpnes kelly type ventilen forsiktig for å sjekke at inside BOP'en holder trykk. Kelly ventilen skal da stå i fullt åpen stilling når det strippes tilbake til bunnen, Gray ventilen sikre mot væskestrøm opp borestrengen.

Inside BOP kan også fungere som back-up til løse sikringsventiler og monteres rett på strengen. Men fjerning av ventilen vil da ikke være mulig så lenge det står trykk på brønnen.

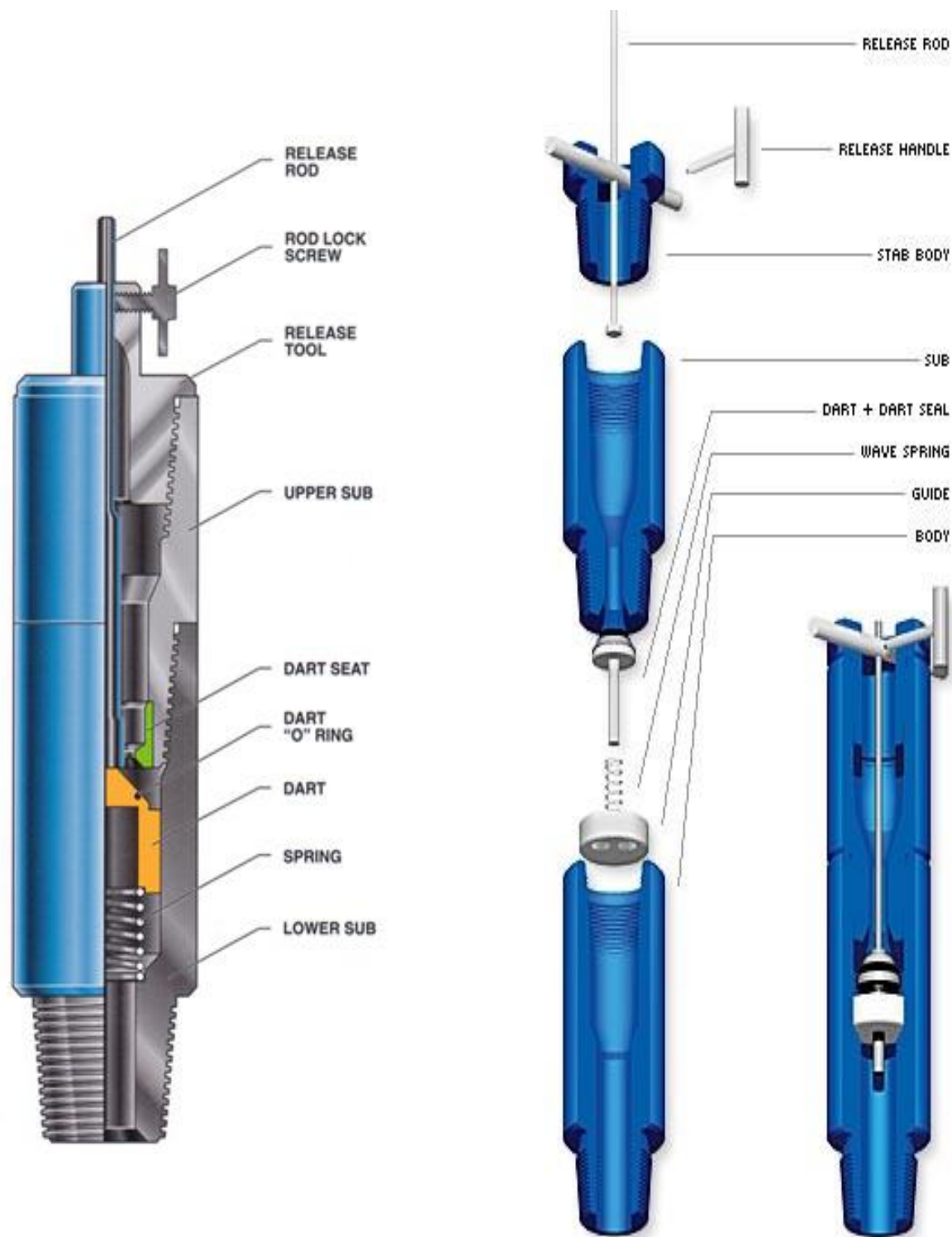
Ulempene ved bruk av inside BOP er at denne må monteres på toppen av strengen. Det vil derfor ikke være adgang til bunnen av strengen med coiled tubing eller wireline verktøy. Ventilen kan som nevnt heller ikke fjernes dersom denne er montert rett på strengen og det er trykk på denne. Det vil heller ikke være mulig å strippe ut av brønnen. Noen operatører foretrekker derfor å sette tilbakeslags-ventilen i bunnen av strengen ved hjelp av wireline eller pumping (se neste avsnitt).

Inside BOP for setting i bunnen av borestrengen

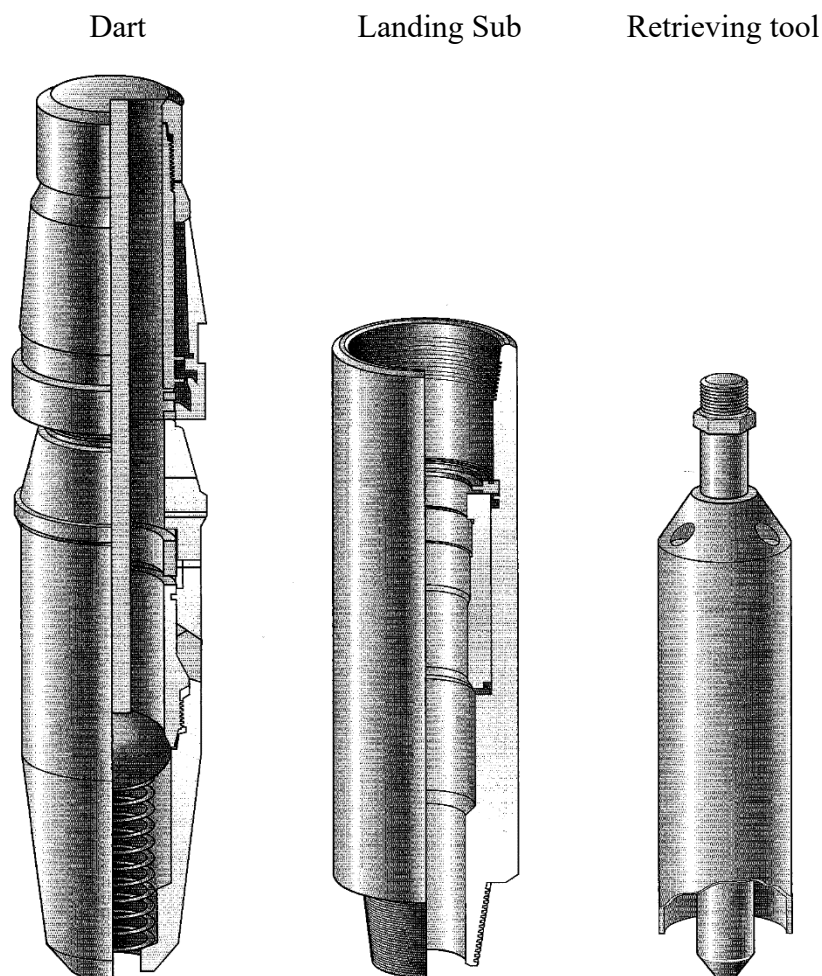
En tilbakeslagsventil kan settes i bunnen av strengen ved pumping (eller wireline). En typisk *drop-in dart* ventil for pumping består av en fjærbelastet ventilinnsats (*dart*), og en landingsprofil (*dart sub*) som ofte monteres helt i bunnen av drillpipe seksjonen.

Etter å ha sikret borestrengen med en kelly cock type ventil, legges ventilinnsatsen inn i denne. Kelly/topdrive skrues på, kelly cock åpnes, og ventilinnsatsen pumpes ned til landingsprofilen med konstant sirkulasjonstrykk. Når det registreres en markert trykkøkning, har ventilen landet. Da kan trykket forsiktig bløs av borestrengen, for å sjekke at den har kommet på rett plass og holder trykket.

Drop-In ventilen er svært anvendelig ettersom den kan settes hvor som helst i borestrengen. Ved å sette den i bunnen, vil en ha sikret adgang til hele strengen med wireline/coiled tubing verktøy. Dessuten vil en da ha muligheter for å strippe ut av brønnen (kan være aktuelt ved setting av slamtap-plugger). Landingsprofilen kan monteres på ønsket sted i strengen, og er ikke til hinder under vanlig operasjon pga innvendig diameter. Noen dart ventilinsatser kan også hentes ut igjen ved hjelp av wireline.



Figur 8.5 Gray Valve



Figur 8.6 Drop In Check Valve

8.2.4 Andre sikringsventiler

8.2.4.1 Storm Valve

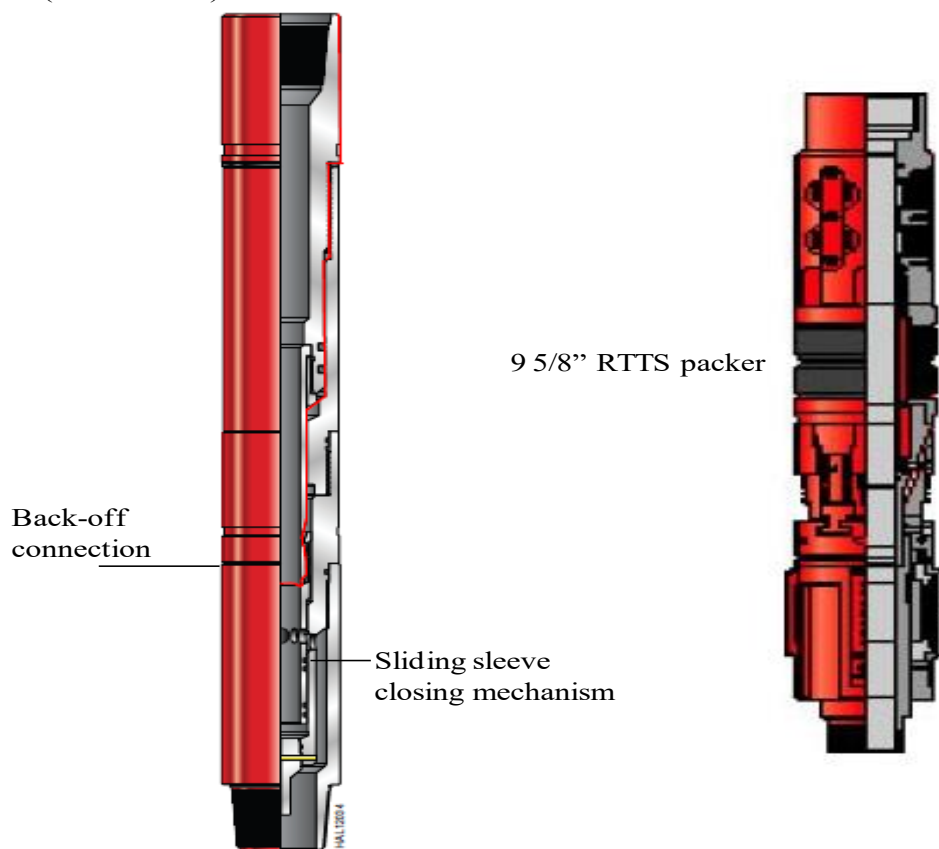
Dersom det opereres fra flyterigg og det er nødvendig å henge av strengen og kople fra stigerøret, eller BOP må trekkes for reparasjon, må brønnen sikres ved hjelp av spesielle teknikker.

Ved dårlig vær kan strengen henges på en pipe ram, slik at annulus blir sikret. For å sikre borestrengen, kan en *stormventil*, monteres på toppen av denne. Når kjørestrengen skrus ut for å etterlate toppen av borestrengen i BOP, lukkes stormventilen automatisk og tetter for eventuelt trykk som oppstår inne i borestrengen.

Når borestrengen skrus inn i ventilen ved åpning av brønnen, åpnes ventilen, slik at en kan sjekke om det står trykk på borestrengen.

Hvis BOP må trekkes for reparasjon, må annulus sikres under brønnehodet for å opprettholde to barrierer. Dette kan gjøres ved å montere en uttrekkbar ringromspakning (*retrievable packer*) under stormventilen. Denne vil holde borestrengen oppe vha. friksjonslåser (*slips*) mot foringsrør, og tette mellom foringsrøret og borestrengen. Vi vil da opprettholde en ekstra barriere i annulus og borestrengen i tillegg til slammet når BOP trekkes.

Sub-surface control
valve (Storm Valve)



Figur 8.7 Storm ventil og RTTS

8.2.5 Gjengetyper

API std sier at en Kelly Cock (FOSV) skal til enhver tid være tilgjengelig på boredekket. Denne ventilen skal være slik utstyrt at den kan skrues sammen til enhver del av borestrengen som er i bruk. Det vil si at en alltid skal ha tilgjengelig på boredekket, overganger som passer mellom drill pipe safety valve og aktuelle gjengetyper i borestrengen. Det nevnes her de mest vanlige gjengetypene som er i bruk under konvensjonelle boreoperasjoner.

Tabell 11.1 Vanlige gjengetyper

Borerørstype	Gjengetype	Gjengtype
3 ½" DP	NC 38	3 ½" IF
4 ½" DC	NC 38	3 ½" IF
5" DP	NC 50	4 ½" IF
6 ¾" DC	NC 50	4 ½" IF
5 ½" DP		5 ½" FH
6 5/8" DP		6 5/8" FH
8" DC		6 5/8" Reg
9 ½" DC		7 5/8" Reg

8.3 Utvendige barrierer (BOP stack)

8.3.1 API's anbefalinger

Det finnes flere filosofier for hvordan BOP arrangementet skal utformes. Disse er basert på forskjellige prioriteringer mellom fleksibilitet, redundansnivå, anvendelsesområde og vedlikehold. Forhold som må vurderes inkluderer dimensjoner på borestrengen, muligheter for stripping og behov for å kunne henge av strengen og stenge brønnen, samt å foreta utskiftninger av ventilinnsatser og vedlikehold både under normal operasjon og i trykkkontrollsituasjoner. Men hovedfilosofien er som tidligere nevnt at det skal være minst to barrierer tilgjengelige til enhver tid under normal operasjon, hvorav slammet kan være den ene.

Nedenfor presenteres American Petroleum Institute (API's) anbefalinger til BOP arrangementer. Disse er generelle, og gir rom for noe variasjon.

8.3.1.1 API: overflatemontert BOP:

- Lavtrykks BOP (20 3/4" eller 21 1/4") 3000 - 5000 psi:
 - 1 annular preventer
 - 2 ram preventers
 - 1 "drilling spool" for uttak til Choke/Kill line med ventiler (indre ventil: Manuell, ytre ventil: Fjernstyrt)
- Høytrykks BOP (13 5/8") 5.000 – 15.000 psi:
 - 1 annular preventer
 - 3 ram preventers
 - 1 "drilling spool" for uttak til Choke/Kill line med ventiler (indre ventil: Manuell, ytre ventil: Fjernstyrt)

API bruker et bestemt kodesystem på BOP:

A:	Annular
R:	Singel Ram
R _d :	Dobbel Ram
R _t :	Trippel Ram
S:	Spole (uttak for Kill/Choke Line, kun for overflate BOP)
G:	Rotasjons BOP (Rotating BOP)
M eller K:	1000 psi
C:	Connector

Drilling spolen med uttak for choke og kill liner kan plasseres etter ønske, men skal installeres under minst en pipe ram preventer. HCR (High Closing Ratio) ventiler (fjernstyrte) skal monteres som ytre ventiler på kill og choke liner. Indre ventiler skal være manuelle. Choke og kill linene kan også festes til uttak på selve ventilhusene. Dette eliminerer drilling spolen, reduserer stack høyden og antall pakninger. Fordelen med å bruke drilling spole er at eventuell erosjon kan lokaliseres til denne (billigere utskifting), og at den gir avstand mellom ram preventerene til å tillate stripping. Det brukes vanligvis ikke spole på subsea stacks.



Figur 8.8 Drilling spool

8.3.1.2 API: havbunnsmontert BOP: (SubSea)

Anbefalingene er stort sett de samme, men med følgende unntak:

- 1 stk ringromsventil (vanlig med 2 stk ringromsventiler (1 på LMRP og 1 på BOP-en)).
- Choke og kill linene er koplet til selve ventilhusene, men spoler kan likevel brukes til å gi rom for å henge av borestrengen, stripping, etc.
- Choke og kill linene er koplet slik at det kan pumpes opp og ned begge linene avhengig av behov, som f. eks ved stengt Blind/shear ram og borestreng hengt av i en borerørsventil. Dette for å gi øket fleksibilitet.
- Blind/shear ram blir brukt istedet for blind ram.
- 2 stk borerørs ventiler (variable bore rams kan brukes istedet for pipe rams).
- Blind/shear ventil og borerørsventilene skal ha integrert eller fjernstyrt sviktsikret ventiler (Failsafe).
- Failsafe (HCR) ventilene (2 stk i serie på både Kill og Choke linen) er fjernstyrte.

8.3.1.3 Eksempler på overflatemontert BOP

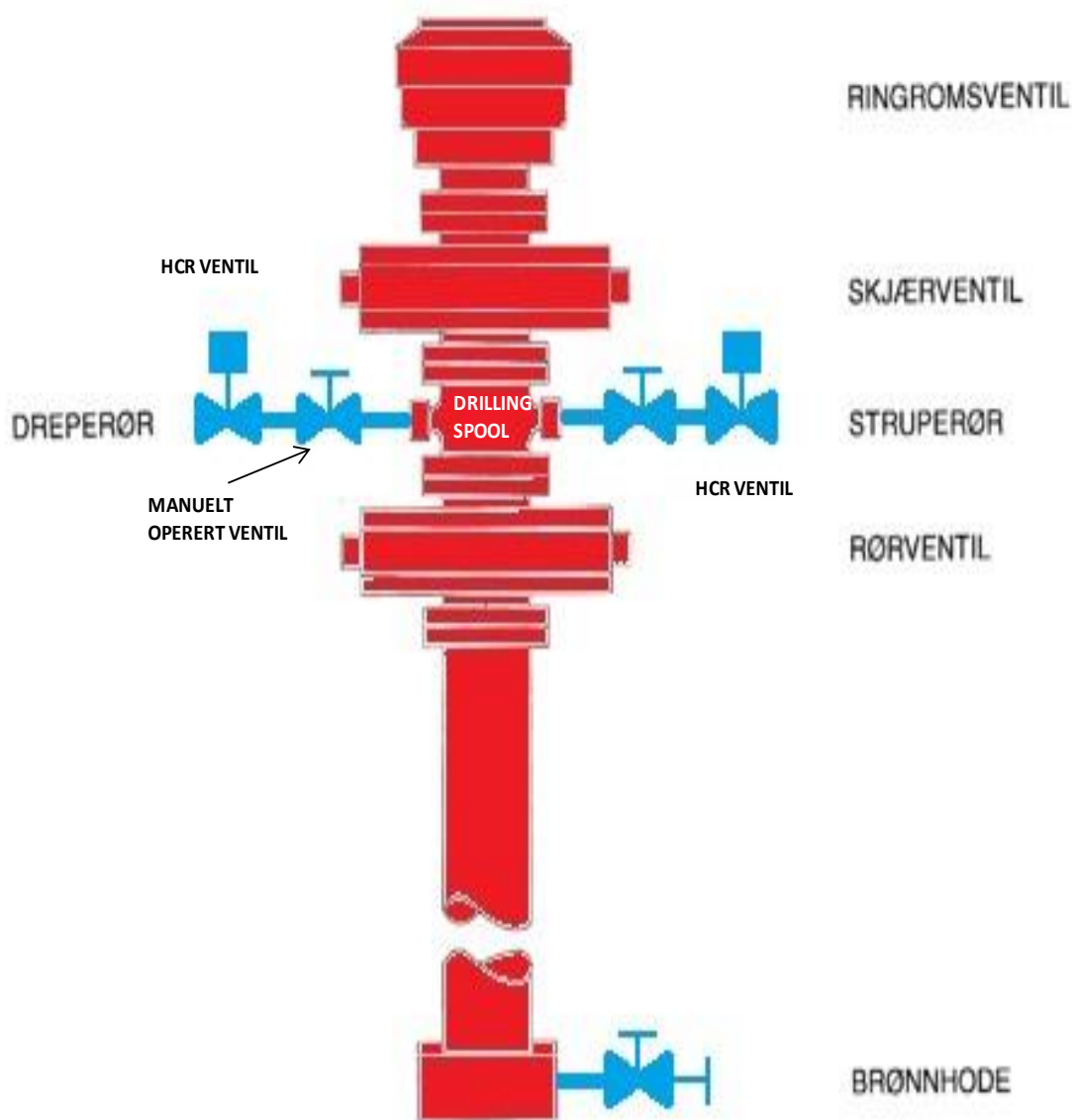
På faste installasjoner er det vanlig å benytte et *to-stack* system bestående av en lavtrykks- og en høytrykks BOP. Eksempelvis kan en benytte 20 3/4" eller 21 1/4" lavtrykks BOP til boring ut av 20" casing som vist i figur 8.9. Denne kan bestå av, fra bunn til topp:

- rørventil
- rørspole for tilkoling av drepe og struperørsventiler
- skjærventil
- ringromsventil

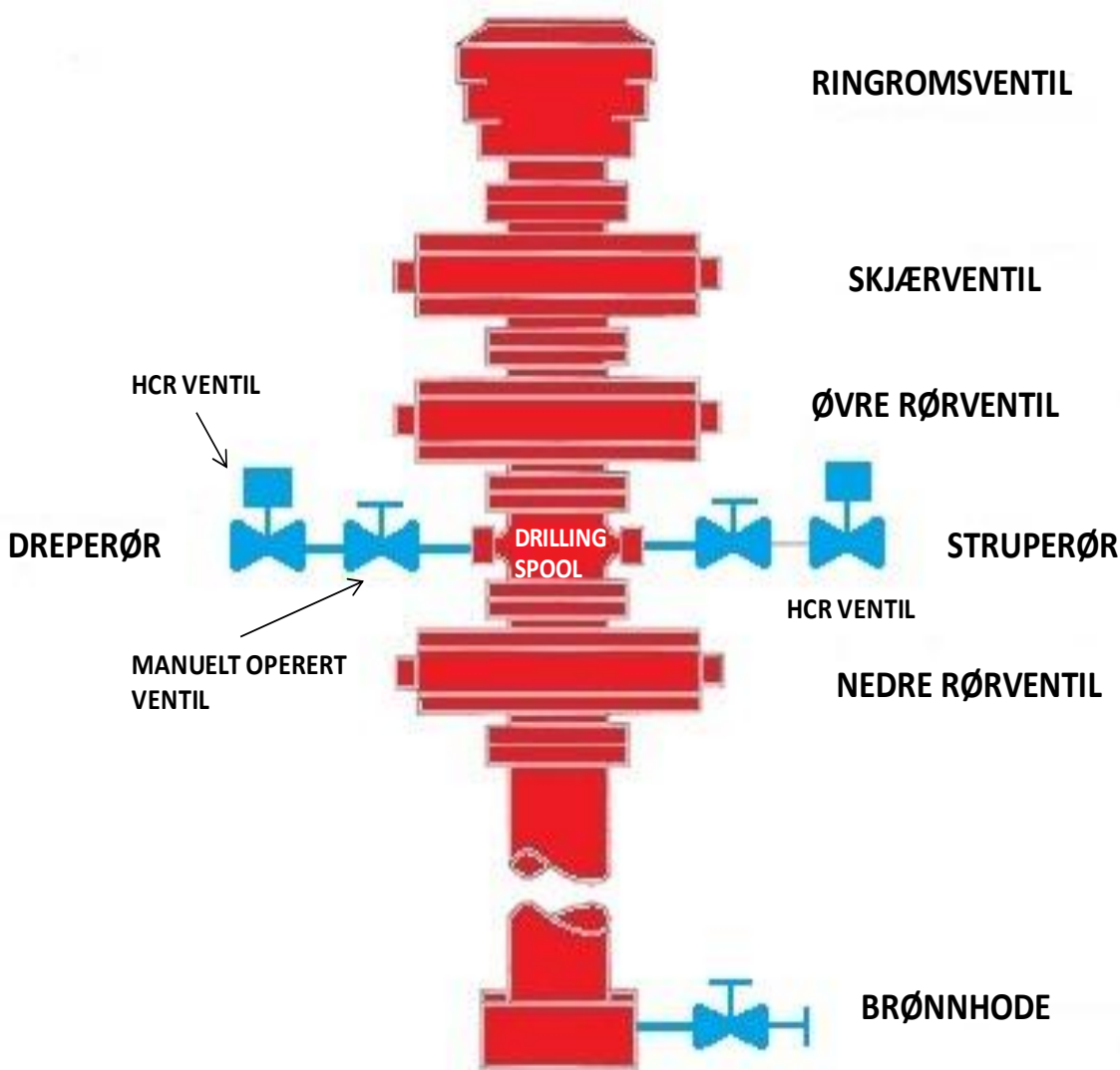
Når mellomrør er satt (13 3/8"), byttes BOP ut med et 13 5/8" høytrykksystem som vist i figur 11.10. Dette kan bestå av:

- (uttak til struperør)
- rørventil
- rørspole for tilkopling av strupe og dreperørsventiler
- rørventil
- skjærventil
- ringromsventil

Hvis en ønsker å benytte kun en BOP under hele operasjonen, må denne ha størrelse lik 16 3/4" eller større, og med trykkklasse og funksjoner som nevnte 13 5/8" stack.



Figur 8.9 Eksempel på 20 3/4" eller 21 1/4" lavtrykks BOP for overflatemontert BOP



Figur 8.10 Eksempel på 13 5/8" høytrykks BOP for overflatemontert BOP

8.3.1.4 Eksempel på subsea høytrykksBOP (SS)

De aller fleste havbunnsmonterte BOP er i dag basert på et *single stack* system som er 18 3/4" eller større. Dette gir store besparelser i forbindelse med installasjon av BOP på brønnhodet. Men en annular preventer er vanligvis inkludert i stigerørspakken (*lower marine riser package*), slik at denne kan byttes uten å trekke hele BOP stacken.

På en subsea BOP må alle funksjoner være fjernstyrte, og det må bygges inn en større grad av redundans i systemet ettersom det er begrenset tilgjengelighet til brønnhodet. Eksempler på dette er en ekstra ram preventer, bruk av multiple bore rams preventere, sammenkopling av choke og kill linene, samt to (tre) uavhengige kontrollsystemer. Ellers blir det ikke benyttet spoler for å redusere vekt og høyde.

Figur 8.11 viser det som idag er en vanlig subsea høytrykks BOP (single stack). Denne har 2 annular preventere, 4 ram preventere og inn/uttak for choke- og kill liner under de tre øverste ram preventerne. Shear/blind rams er plassert i øverste ram. Denne konfigurasjonen gir maksimal fleksibilitet til å håndtere forskjellige trykkkontrollsituasjoner som måtte oppstå. Den nederste ventilen fungerer som en master ventil på brønnen, og blir kun benyttet som siste alternativ.

Det finnes også konfigurasjoner der det er inkludert et choke/kill line uttak under nederste ram. Dette er ut ifra filosofien om at det skal være mulig å sirkulere under hver ram. Men dermed blir det introdusert flere pakninger i forbindelse med siste barriere (nederste ram), og dette vil mange ha betenkeligheter med. Et uttak under nederste ram vil eventuelt bare bli benyttet til trykktesting og overvåking. Nedenfor er noen av fordelene og ulempene med en tre inn/uttaksstack konfigurasjon diskutert.

Fordeler

I normale kicksituasjoner kan strengen henges av i øvre piperam, og brønnen sirkuleres gjennom øvre chokeline. Det bør også være avstand mellom blind/shear ram og øvre piperam til å tillate og henge av strengen i denne og kutte borerøret over tooljointen (ikke mulig dersom dobbelt ventilhus benyttes på toppen).

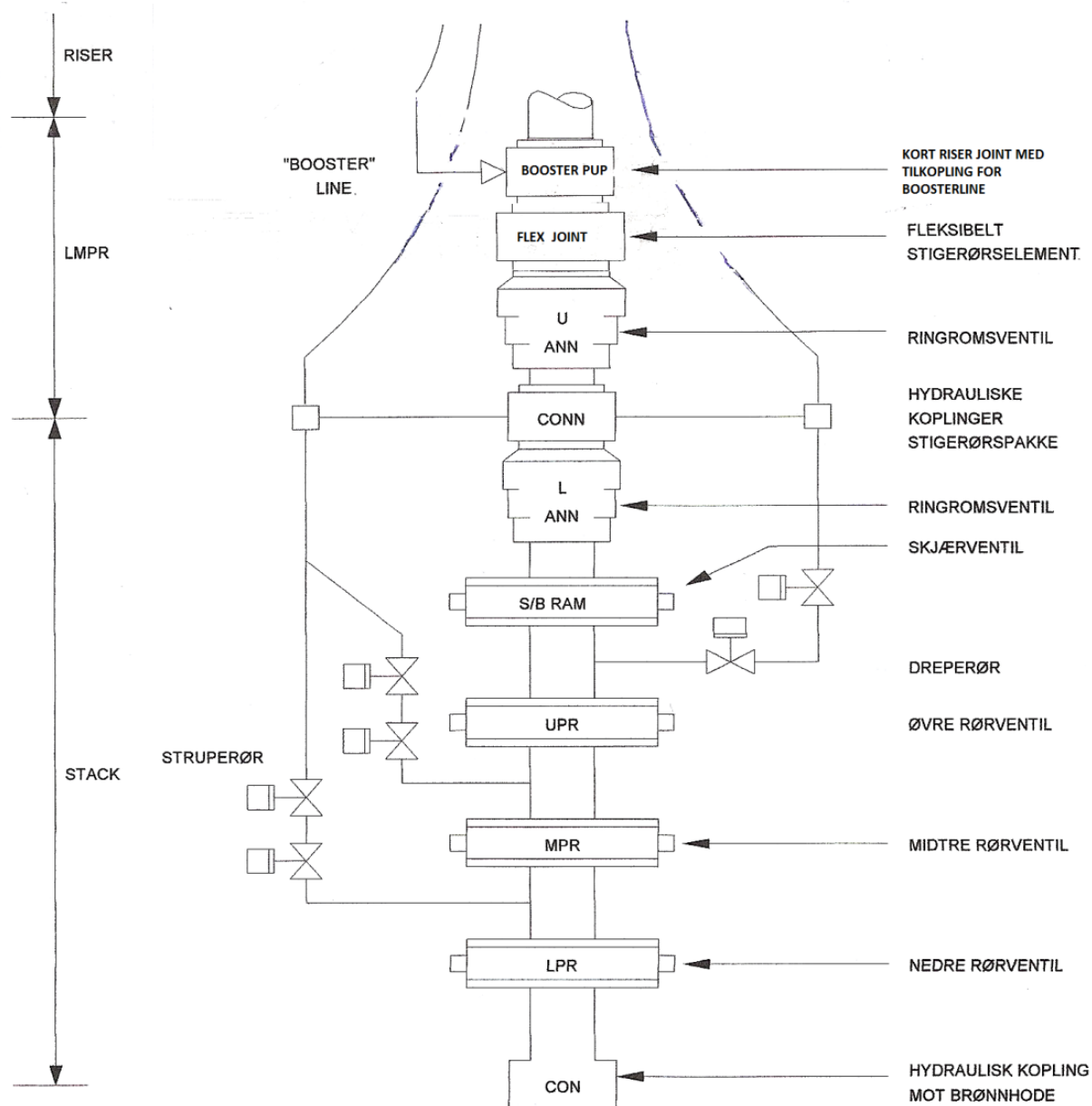
Den nedre kill linen kan benyttes til å overvåke brønnhodetrykket. Dersom øvre pipe ram eller chokeline skulle feile, kan man bytte til midtre piperam og nedre kill line. Nedre pipe ram fungerer som en master ventil som kun skal benyttes som siste mulighet. Det kan benyttes variable bore rams, men det må sjekkes hvilken kapasitet disse har for å henge av borestrengen. Annular og ram kombinasjon stripping er mulig.

Ettersom det er et inn/uttak under hver ram preventer, kan en eventuell gassrest etter en utsirkulering reduseres til et minimum (vi ser her bort ifra nederste ram).

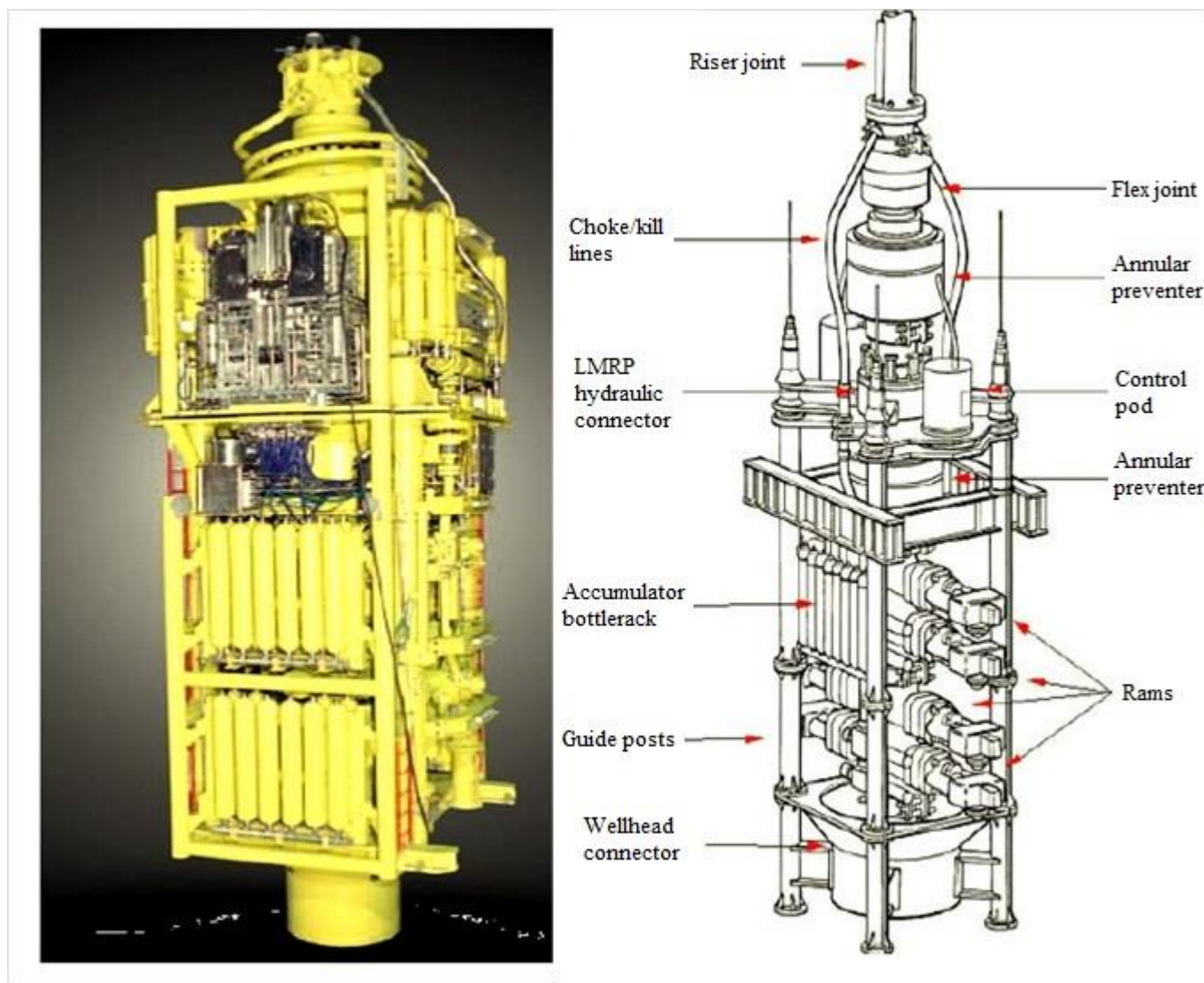
Øvre annular kan trekkes til overflaten sammen med LMRP.

Ulemper

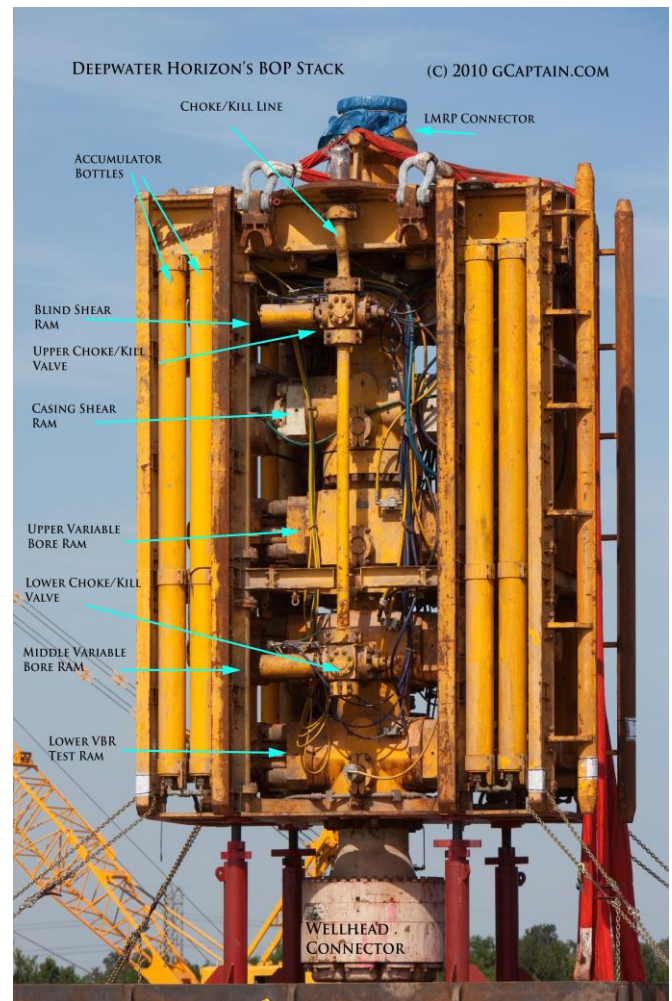
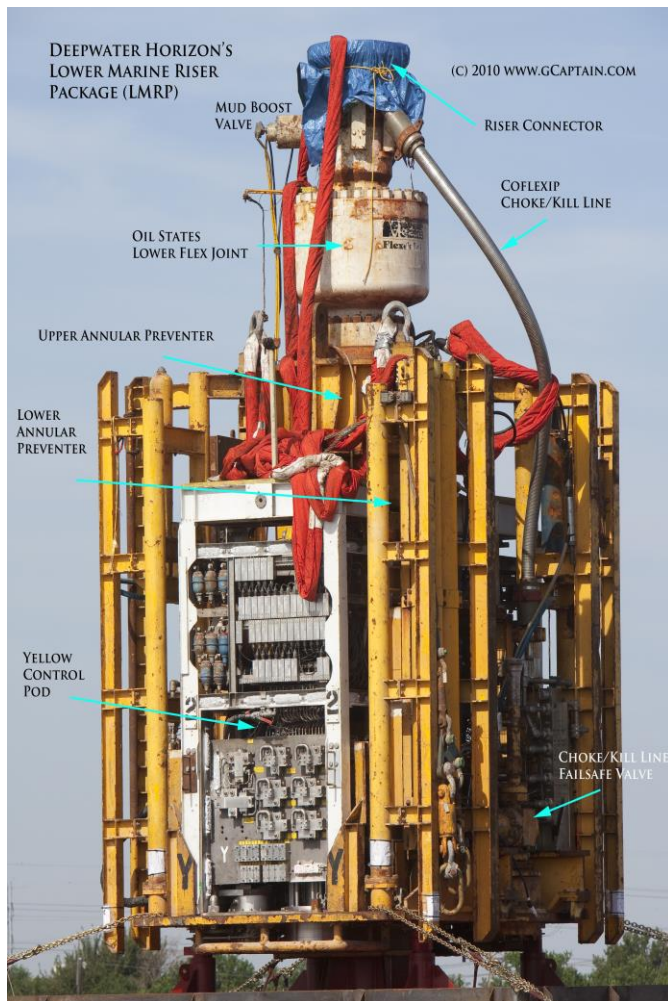
Annular preventerene er eneste sikring ved kjøring av casing. Dersom det ikke installeres variable bore rams, må BOP trekkes og modifiseres ved bruk av borestreng med ulike dimensjoner (tapered string).



Figur 8.11 Single stack konfigurasjon med 2 uttak for chokeline , 1 uttak for kill line og shear/blind rams på toppen for havbunnsmontert BOP



Figur 8.12 Subsea BOP stack



Figur 8.13 Deepwater Horizon LMRP and BOP

8.3.2 Ringromsventiler (annular preventers)

8.3.2.1 Operasjonsprinsipp og anvendelse

Ringromsventiler opereres ved at et sirkulært fleksibelt element presses ut i ringrommet og pakkes rundt borestrengen ved hjelp av et hydraulisk stempel som vist i figur 8.14. Dynamiske pakninger (*lip seals*) danner åpne og stengekamrene. Det fleksible elementet består av naturlig eller syntetisk gummi med innebygde stålsegmenter. Det er viktig at gummien er kompatibel med brønnforholdene med tanke på temperatur, trykk og væsketyper den kan bli utsatt for.

Fordelen med annular preventeren er at den kan stenge rundt nær sagt ethvert objekt på borestrengen. Dette inkluderer borerør, drill collars, perforering og loggeutstyr samt heksagonal kelly. Unntakene er begrenset til spiral collars og borekrona. Den kan også stenge uten borerør i brønnen, men dette er ikke anbefalt da bindingen mellom stålelementene og gummien kan ødelegges. Men en annular preventer kan altså fungere som en master ventil på brønnen, f.eks. ved wireline operasjoner.

Videre tillater en annular sikker og effektiv stripping. Brønntrykket bør være moderat, og *surge bottle* montert på stengelinen, slik at tooljoints kan manipuleres gjennom elementet på en smidig måte. Dette er en forladet akkumulatorflaske (10 gal/400 psi) som demper ut trykkøkningen som følge av at det hydrauliske stempelet blir presset tilbake når en tooljoint passerer. (reduert hastighet vil også hjelpe). Noen annular reguleringsventiler vil også dumpe kontrollfluid når

trykket bygger seg opp i stengekammeret. Dersom forholdene tillater det, kan en også justere stengetrykket slik at det er en liten lekkasje over elementet. Dette vil redusere friksjonen og dermed slitasje og temperaturoppbygging under operasjonen. Etterhvert vil gummielementet mykes opp og slites. Dette vil først føre til lavere nødvendig stengetrykk. Når elementet blir svært slitt må trykket økes for å oppnå samme tettingseffekt.

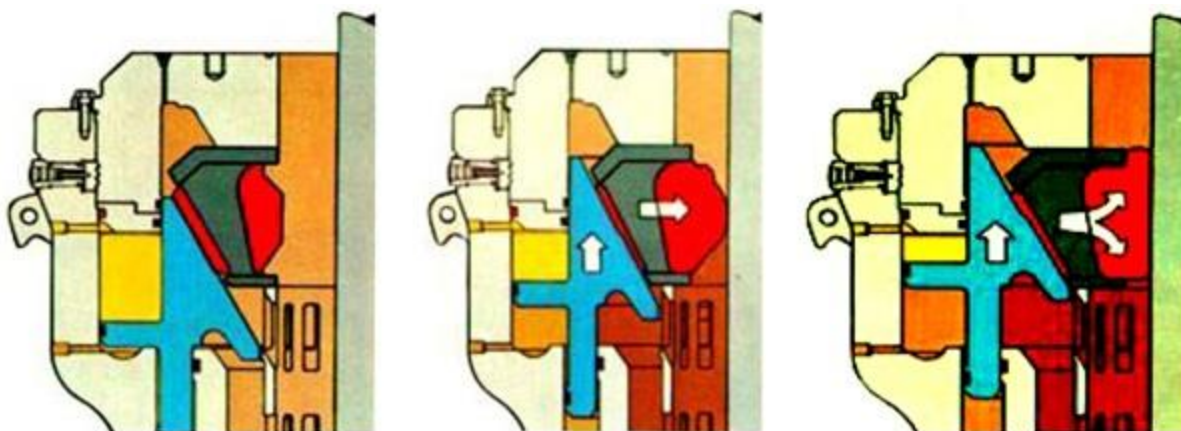


Figure 2 - OPEN

Figure 3 - CLOSING

Figure 4 - CLOSED

Figur 8.14 Operasjonsprinsipp for annular preventer

8.3.2.2 Stengetrykk

Det maksimale stengetrykket for ringromsventilen skal vanligvis ikke overstige 1500 psi. Anbefalt lukketrykk ligger fra 600 til 1500 psi avhengig av fabrikant og applikasjon. Det bør gjøres oppmerksom på at under foringsrørinstallasjon, må stengetrykket reguleres i forhold til foringsrørets størrelse og godstykkelse. Tynnveggede større foringsrør skal ha lavt stengetrykk for å hindre deformering. Figur 8.15 viser spesifikasjoner for stengetrykk for Shaffer elementer avhengig av rørstørrelse og brønntrykk.

Typisk stengetid kan være 26-60 sekunder og medgått væske kan variere mellom 20 - 60 gallon avhengig av modell, størrelse, havdybde og dimensjon på borerøret. Annular regulatortrykket kan styres fra kontrollmanifolden eller drillers panelet. Stengelinen bør ha stor ID (1") for å redusere stengetiden.

Ved boring på store havdyp, vil det hydrostatiske trykket i riseren virke på stengeelementet og utgjøre en kraft som prøver å åpne dette. Noen annular preventere er derfor utstyrt med et *mottrykkskammer* for å balansere dette trykket (ref. hydril GL). Dersom det ikke finnes et slikt kammer, må stengetrykket økes avhengig av havdyp og slamvekt.

På den annen side vil et eventuelt innstengingstrykk i brønnen i større eller mindre grad hjelpe til å holde ventilen stengt (*wellbore assisted closure*). Dette gjelder også overflatemonterte ventiler. Graden av brønntrykksassistanse er avhengig av designen på hver modell. Men man må alltid holde tilstrekkelig stengetrykk på elementet (ref. fabrikantens tabeller) for å sikre stenging ved lave brønntrykk. Ettersom annular preventere ikke er utstyrt med låsemekanismer, er stenging avhengig av at stengetrykket opprettholdes.

8.3.2.3 Vedlikehold og lagring

Gummielementet skal erstattes når det ikke lengre tetter ved normale stengetrykk. En skal være mistenksom ved store oppsprekninger og generell slitasje, men kun trykkprøving vil bekrefte om

elementet er godt nok. Husk levetid til neste overhaling. Gammel gummi blir stivere. Ved tegn på stivnet gummi, skift element. Bruk av så lavt stengetrykk som mulig under testing og eventuelt stripping operasjoner vil redusere slitasjen. Ved stripping bør som nevnt borestrengen smøres, og surge bottle benyttes på stengelinen. Fabrikantenes retningslinjer for stengetrykk må følges, med spesielt hensyn der det bores med subsea stack på store havdyp.

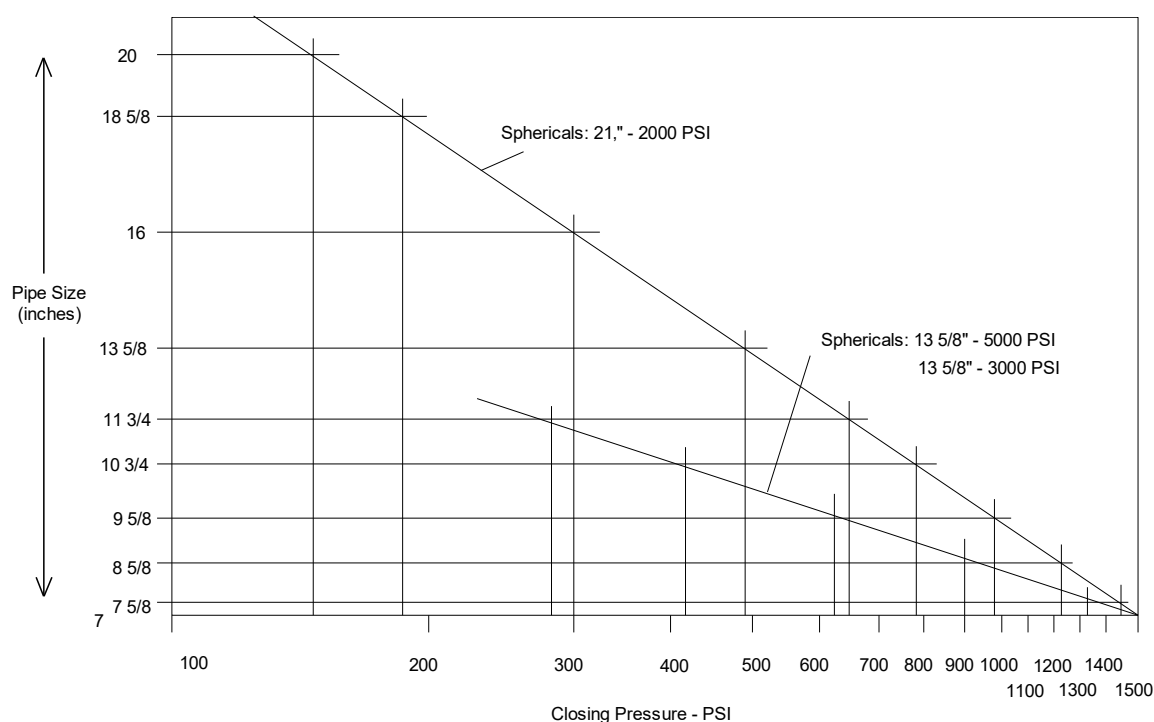
Sement og partikler fra boreslammet må fjernes fra ventilhuset med jevne mellomrom, slik at det hydrauliske stampelet, og dermed elementet, kan gå helt tilbake i åpen posisjon. Dette vil hindre at elementet blir skadet av borestrengen. Boreutstyr med skarpere kanter må senkes forsiktig gjennom BOP.

Elementet i en overflatemontert ventil kan faktisk skiftes med borerør i hullet og trykk på brønnen dersom dette skulle bli nødvendig. Elementene kuttes i to og installeres rundt borerøret. Avhengig av hvor alvorlig trykkkontrollsituasjonen er, vil en slik operasjon regnes for risikofylt (ikke bruk sag).

Gummielementene skal lagres borte fra sollys og annet u/v lys. Temperaturen skal ikke være for høy eller lav. Kontakt med petroleumsprodukter må unngås.

Det kan være installert 1" ventiler på de hydrauliske linene. Disse skal bare benyttes ved testing, og skal ellers stå i åpen posisjon. API har testprosedyrer for annular preventere.

I det følgende skal vi se litt nærmere på de vanligste annular preventerene som i dag er i bruk for subsea og overflate service.



Figur 8.15 Anbefalte stengetrykk for store rør (Shaffer annular preventere)

8.3.2.4 Hydril, type GK

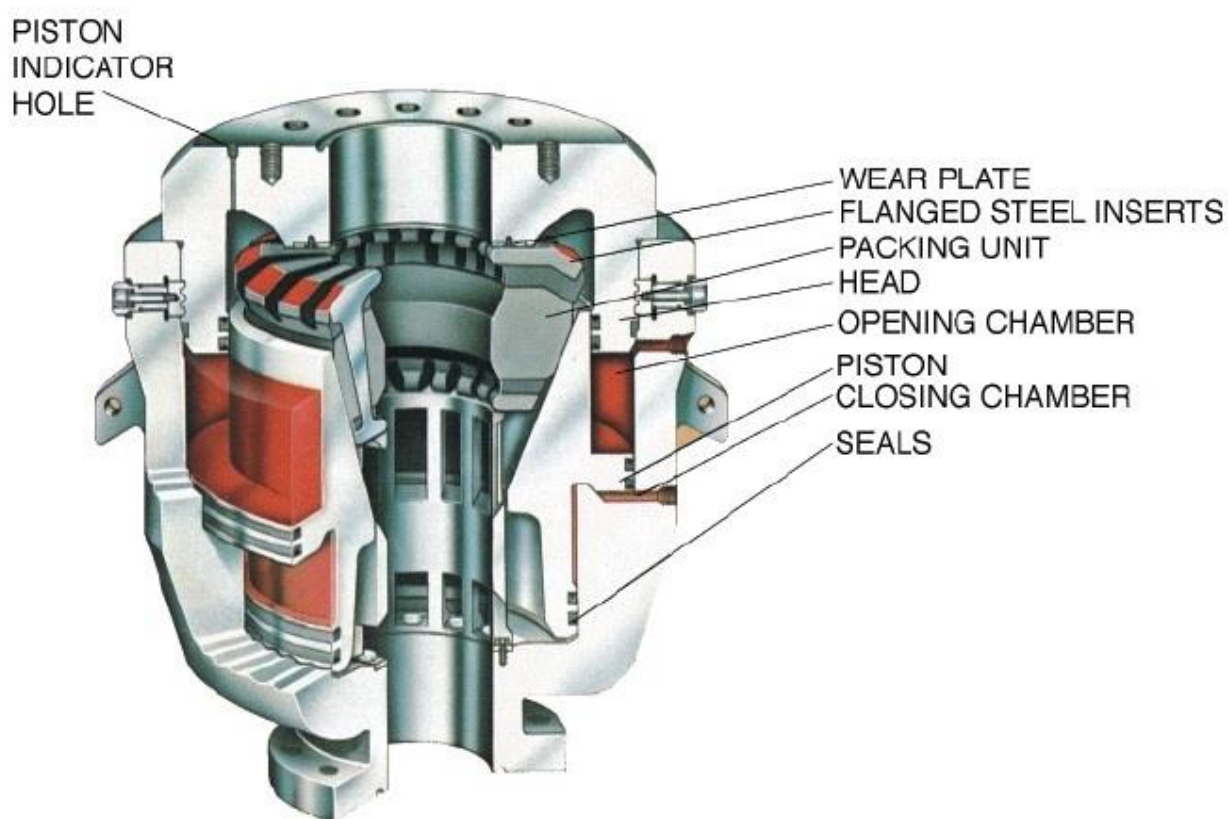
Hydril GK modellen ble egentlig konstruert for plattformbasert installasjon, men kan også anvendes på havbunnen. Ettersom det ikke er bygget inn et mottrykkskammer, må stengetrykket da økes for å balansere det hydrostatiske trykket av slammet i stigerøret. Hydril GK kan leveres

fra 2000 psi opptil 20.000 psi trykk klasse med boltet eller *latched* toppdeksel. Stenging er brønntrykksassistert.

For å lukke ventilen, trykkes stengesiden (*closing chamber*). Trykket utgjør en kraft på det hydrauliske stempelet som skyves opp, hvorpå pakningselementet (*packing element*) presses ut i ringrommet. For å åpne ventilen, trykkes åpningskammeret (*opening chamber*) samtidig som lukkesiden blir ventileret. Dette gjøres ved operasjon av 4-veis ventilen.

Pakningselementet vider seg ut og faller på plass når stempelet går ned. Pakninger (*u-seal eller v-seals*) forhindrer kommunikasjon mellom åpne og lukkekamrene, samt mellom disse og brønnen.

Pakningselementet har bygd inn forsterkende stålelementer formet som kakestykker. Utformingen av disse gjør at ventilen kan lukke et åpent hull totalt (ikke anbefalt). Med nytt gummielement kreves det 1500 psi for stenging av åpent hull. Det er også en kontrollport for stempelets slaglengde (*piston indicator hole*) som gir indikasjon på pakningselementets slitasje. Desto høyere oppe stempelet står, desto større er slitasjen. Et 18" element krever ca 21 gal for stenging og 14 gal for åpning på åpent hull.



Figur 8.16 Hydril GK annular preventer

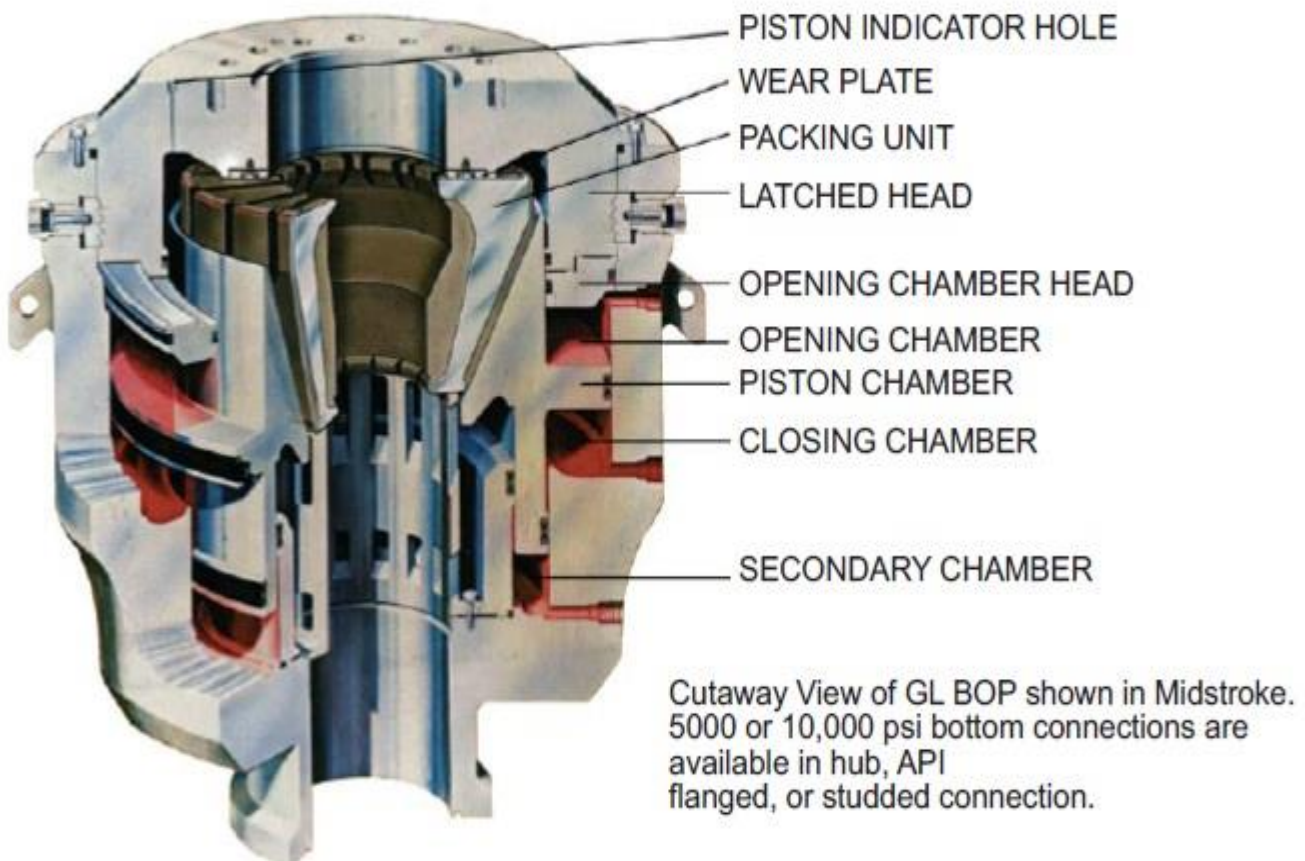
8.3.2.5 Hydril, type GL

Hydril GL preventeren er spesielt konstruert for havbunnsinstallasjon, men blir også benyttet til overflate service. Stenging er i mindre grad brønntrykksassistert.

I motsetning til GK modellen, har GL modellen to uavhengige kammer for stenging. Disse kalles for *closing chamber* og *secondary (balancing) chamber*. Dette gir større fleksibilitet med tanke på optimal oppkopling av hydraulikk etter ønsket prioritering. Balancing chamber kan benyttes til å

balansere det hydrostatiske trykket fra slammet i riseren, slik at man ikke trenger å ta hensyn til havdyp og slamdensitet. Dette gjøres ved å koble sammen riser og balancing chamber gjennom en akkumulator. En kan også koble secondary chamber mot sjøen, slik at en på denne måten kan kompensere en del av det hydrostatiske trykket i riseren. Som et alternativ kan trykket brukes til å manipulere med, ved behov for stengetrykk og væskeforbruk. Dette kan gjøres ved å koble secondary chamber sammen med enten closing eller opening chamber. Generelt sett kan en si at med hjelp av secondary chamber, kan en optimalisere operasjonen. Toppdekselet er formet som et innvendig lokk med utvendige spor (*latched type*). Ved nedlåsing skrues låsesegmentet inn i sporene på dekkelet fra utsiden.

Også GL modellen krever 1500 psi for stenging av åpent hull. Væskeforbruket for et 18 3/4" element er ca 44 gallon både for stenging og for åpning på åpent hull (dette er avhengig av ulik oppkoplingen av secondary chamber).

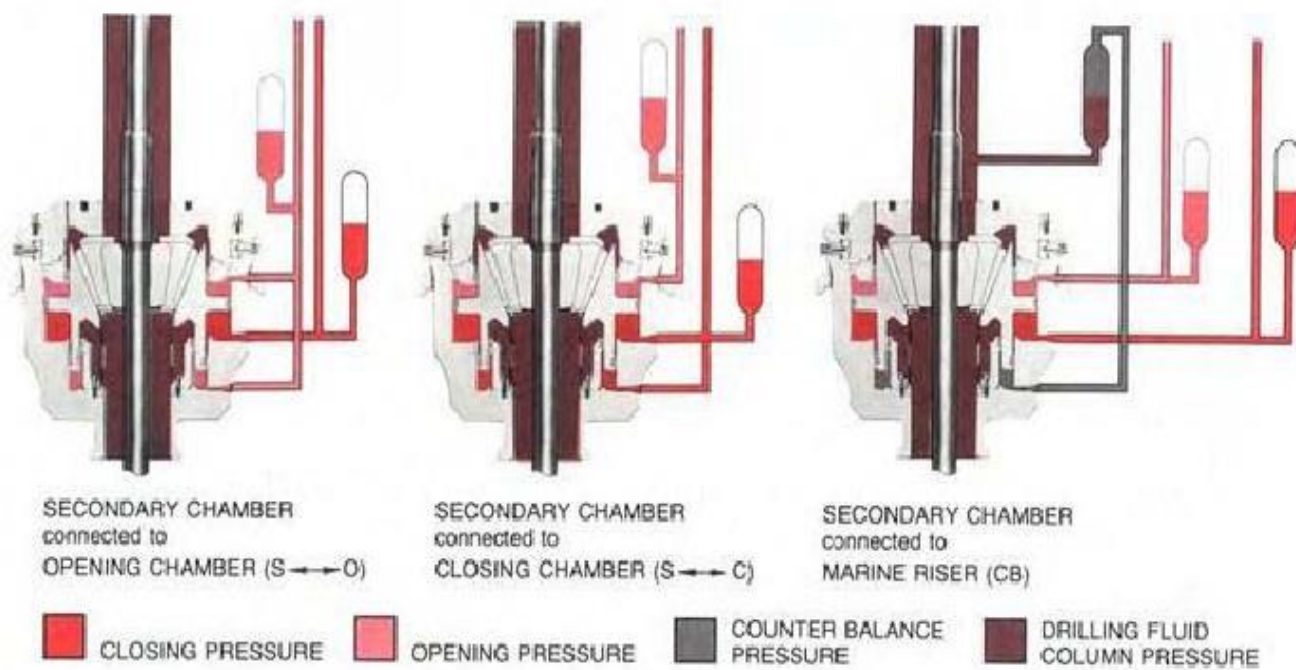


Figur 8.17 Hydril GL annular preventer

Standard oppkobling
som krever minst
væske og resulterer i
raskest stengetid

Stengetrykket reduseres
med 14% - 28% i forhold
til standard oppkobling.

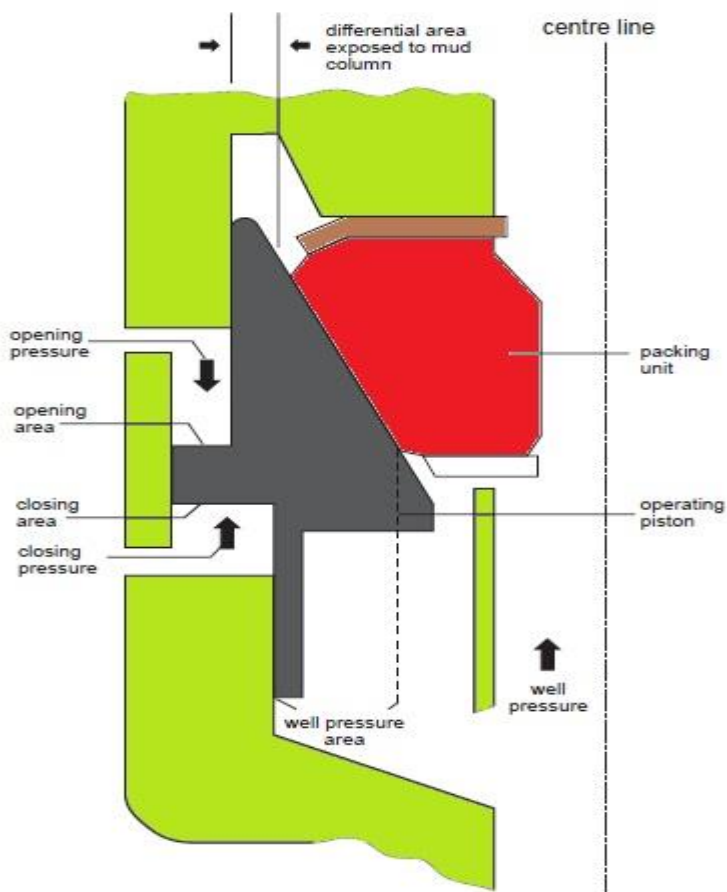
Stengetrykk uavhengig
av vandyp



CLOSING PRESSURE COMPARISON (in psi)			
SUBSEA HOOK-UP (18 3/4-inch 5M Hydril GL 5,000-psi well pressure with 16 lbs/gallons of drilling fluid)			
Water depth (feet)	STANDARD Secondary chamber to OPENING chamber	OPTIONAL Secondary chamber to CLOSING chamber	COUNTER BALANCE Secondary chamber to MARINE RISER
500	1,140	785	1,050
1,000	1,225	845	1,050
1,500	1,310	905	1,050
2,000	1,400	965	1,050
2,500	1,485	1,025	1,050
3,000	1,570	1,085	1,050
3,500	1,660	1,145	1,050
4,000	1,745	1,205	1,050
4,500	1,835	1,275	1,050
5,000	1,920	1,325	1,050

■ =Recommended hook-up

Figur 8.18 Oppkobling av sekundær kammer Hydril GL annular preventer



Figur 8.19 Annular snitt: Mottrykk areal for mudsøyle og areal for påvirkning på stempel fra brønntrykk

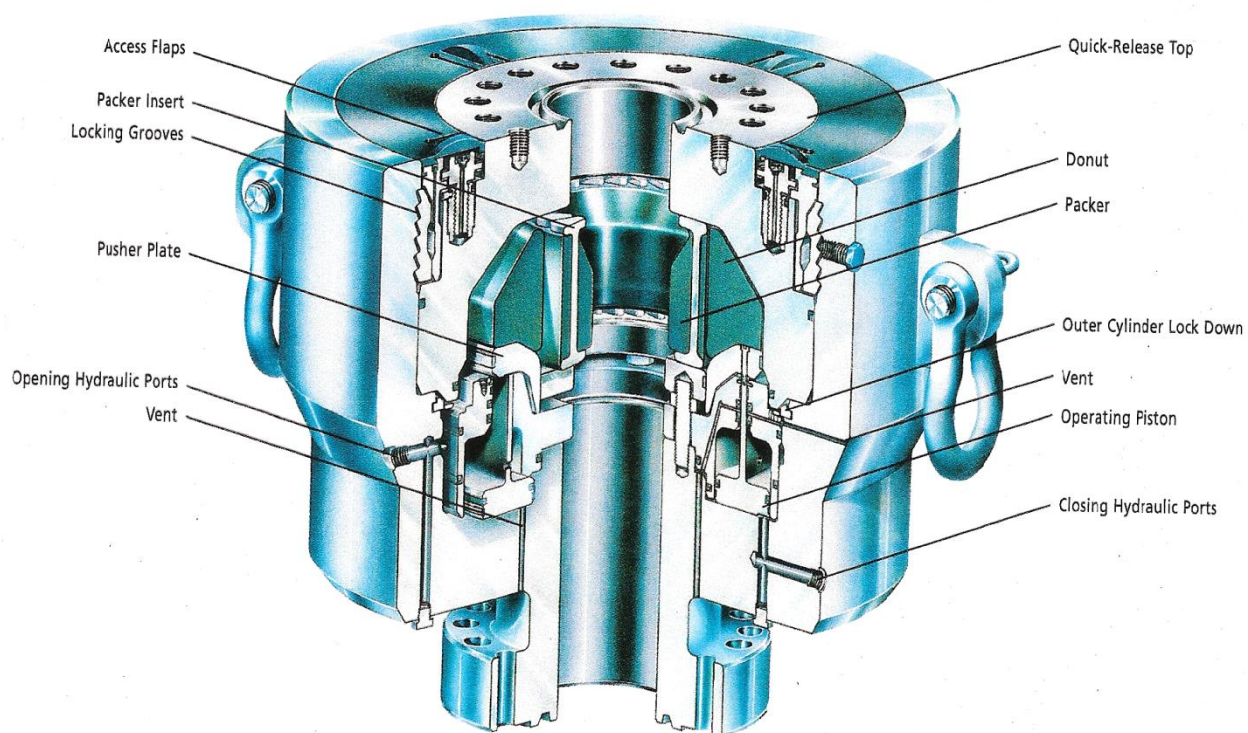
8.3.2.6 Cameron/Cooper type D

Cooper D er konstruert for både plattform og subsea bruk. Selv om pakningselementet er forskjellig fra de foregående, er virkemåten stort sett lik. Ved stenging skyver det hydrauliske stempelet en stålring (*pusher plate*) foran seg. Denne presses mot et fleksibelt element (*donut*), som igjen presses mot pakningselementet.

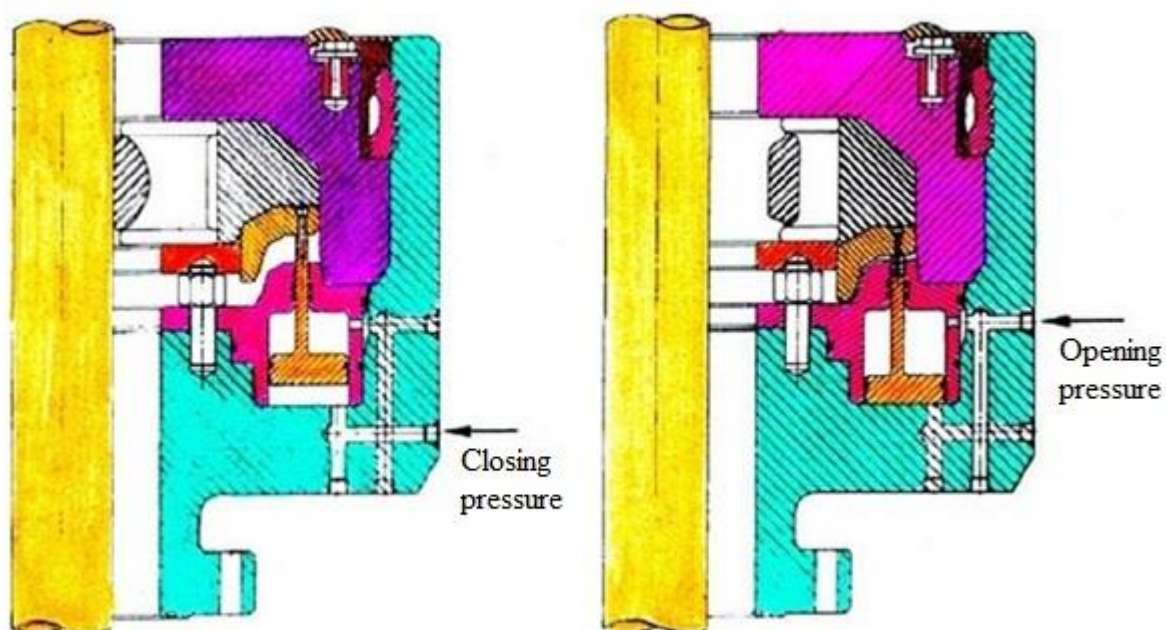
Pakningen er forsterket med spesielle stålsegmenter som roteres innover mot senter ved stenging. Segmentene er til enhver tid i kontakt med hverandre som vist i Fig. 8.22. Dette forsterker pakningselementet. Væskeforbruket er noe mindre enn for Shaffer og Hydril's modeller.

Denne ventilen krever 3000 psi for stenging på åpent hull. Dermed må det være muligheter for å gå utenom annular regulatoren. Brønntrykket virker ikke på pakningen. Cameron hevder at dette er en fordel under strippeoperasjoner, ettersom en da har uavhengig kontroll med stengetrykket.

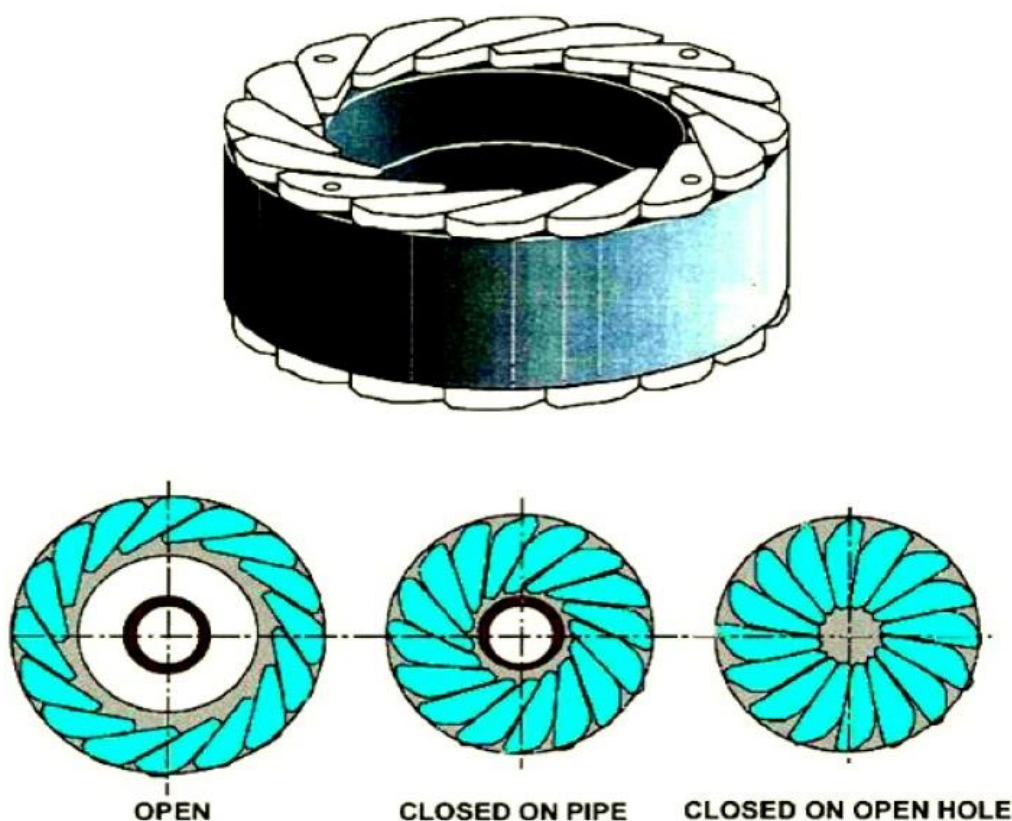
Toppdekselet holdes på plass av en låsering. Denne presses ut mot låseriller av en kileformet stålring og gir rask åpning av elementet for service og inspeksjon.



Figur 8.20 Cameron/Cooper DL annular preventer



Figur 8.21 Cameron/Cooper D annular closing and opening



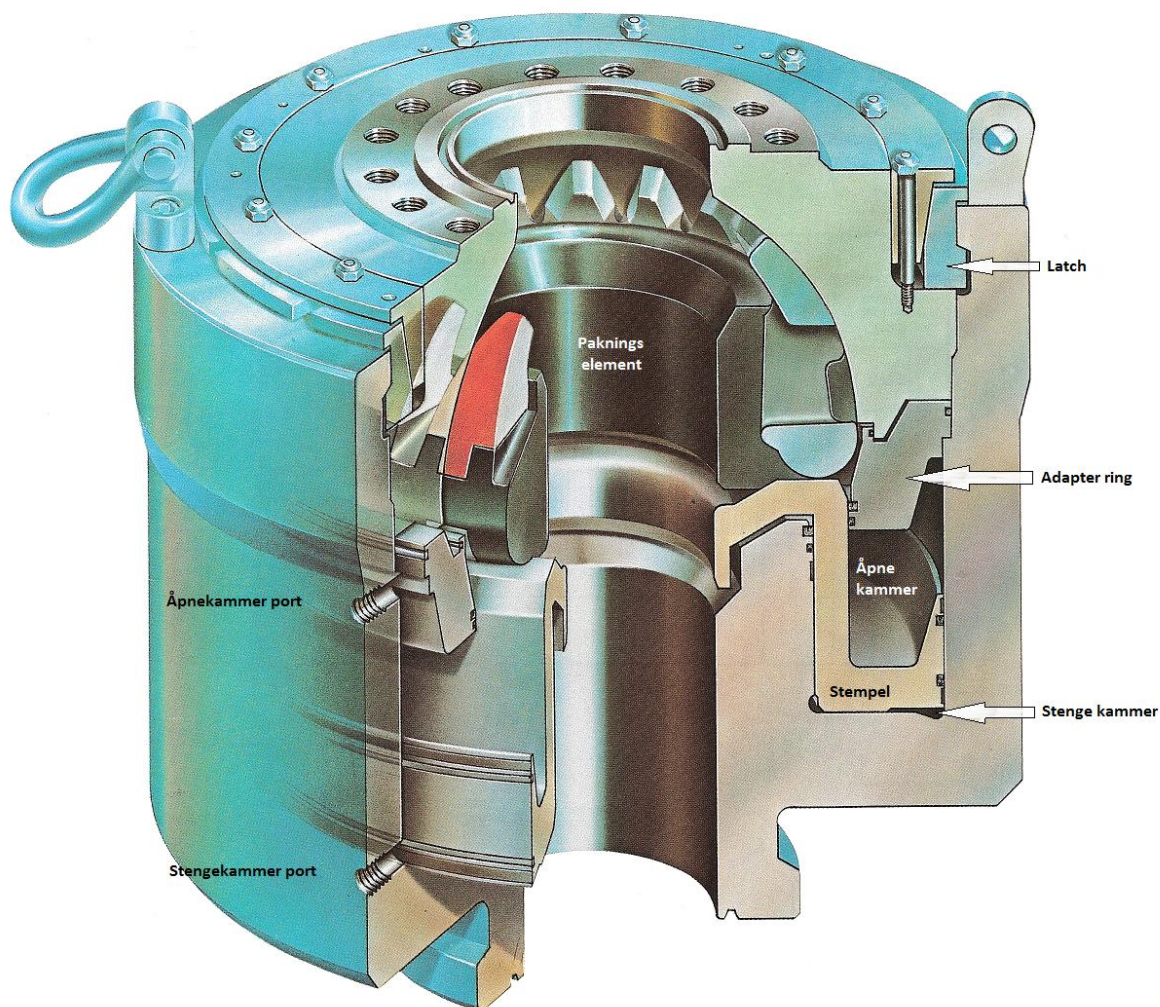
Figur 8.22 Cameron/Cooper D element in three different positions

8.3.2.7 Shaffer

Denne modellen er designet både for overflate og havbunnsinstallasjon. Virkemåte og konstruksjon er stort sett lik de andre modellene. Pakningselementet er forsterket med stålsegmenter. Når elementet er i åpen stilling, ligger de klolignende segmentene i tilnærmet vertikal stilling. Ved stenging presses segmentene mot toppdekselet, og vris nedover og inn mot senter. De tre dynamiske pakningssettene er *upper & lower piston seal ID*, *upper & lower adapter seals* og *piston OD seals*.

Væskeforbruket for et 18 3/4" element er ca 48 gallon for stenging og 38 gallon for åpning på åpent hull.

Det er to typer toppdeksel. Et holdes på plass av en låsering med samme prinsipp som for Cooper D (*wedge cover*) slik som vist i figuren nedenfor. Den andre typen er boltet fast.



Figur 8.23 Shaffer annular preventer

8.3.3 Ram type ventiler (ram preventers)

8.3.3.1 Generelt

Ram type preventere skal stenge brønnen inne med eller uten borestreng i hullet. I tillegg skal det være mulig å henge av borestrengen på en ram. Det finnes både enkle, doble og triple ventilhus på markedet, og fire forskjellige pakningskonfigurasjoner (*ram assemblies*) avhengig av bruksområdet:

- pipe ram
- shear / blind ram
- blind ram
- multiple bore rams

8.3.3.2 Operasjonsprinsipp og pakninger

Det generelle operasjonsprinsippet til de fleste ram type preventere er vist i figur 8.26. En hydraulisk sylinder og et stempel danner åpne- og stengekamrene. Alle ventilene skal ha en mekanisk lås (*ram locking mechanism*) for å sikre at de ikke åpner seg hvis det hydrauliske

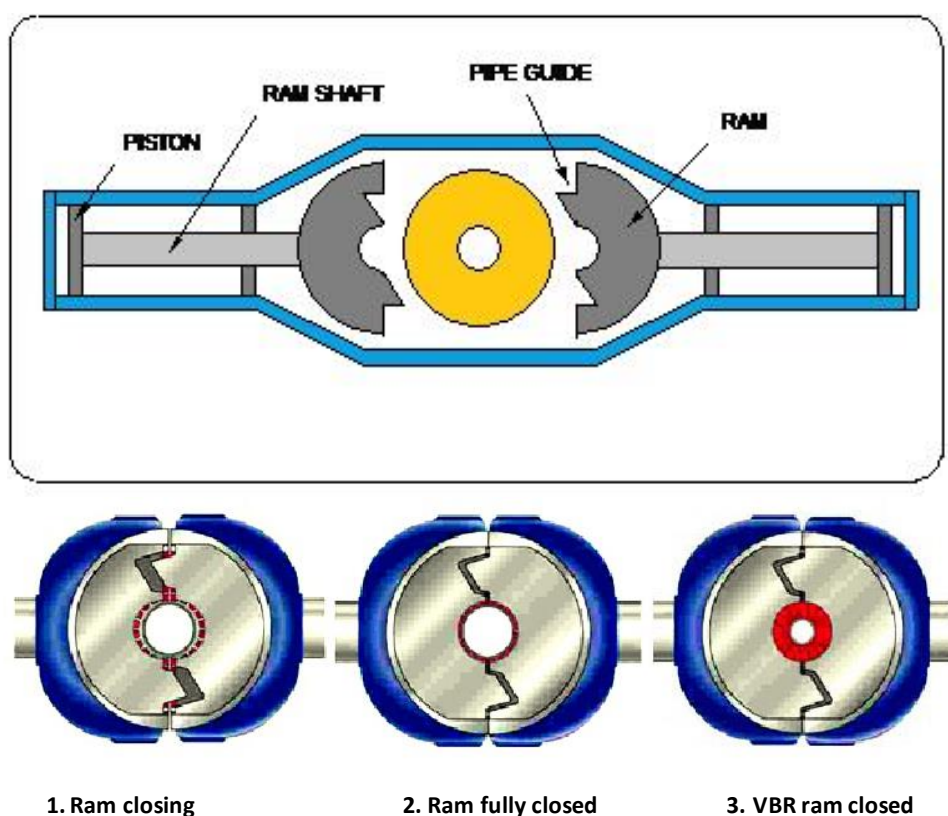
stengetrykket skulle forsvinne. Slike låser kan være manuelle, hydrauliske eller automatisk hydrauliske.

De fleste ram preventere er laget for å holde trykk fra undersiden. Ventilhuset må merkes slik at en unngår opp-ned montering. Trykksetting fra oversiden kan være skadelig.

Det finnes også ram preventere som er konstruert for å holde trykk fra begge sider. Disse blir ofte montert som nedre ram og benyttes i forbindelse med testing av BOP.

Pakningselementene er montert på ventilinnsatser (*ram body*), som er festet til stempelstengene. Det er også pakninger på stempelet mellom åpne- og stengekamrene, og i den mellomliggende flensen er det pakninger på stempelstanga mellom åpnekammeret og ringrommet. I tillegg har de fleste preventere for 5000 psi + service også innlagt muligheten for å aktivisere en backup pakning dersom pakningen rundt stempelstanga skulle begynne å lekke i en trykkkontrollsituasjon (se 8.3.3.6 for nærmere beskrivelse).

Dørpakningene (*bonnet seals*) hindrer lekkasje gjennom dørene. Disse er eksponert for brønntrykk/temperatur og væske. Ettersom det ikke er noe back-up alternativ dersom det skulle oppstå lekkasje, må disse installeres med største nøyaktighet (ikke tvinnes), og skiftes ut hver gang dørene åpnes. Pakninger som har ligget lenge på lager bør ikke brukes. Boltene på dørene kan kreve ekstremt høy torque.



Figur 8.24 Operasjonsprinsipp for ram preventer

8.3.3.3 Stenge- og åpnetrykk

Stengetrykket til ram type ventiler blir regulert med manifoldregulatoren. Regulert stengetrykk for rams er vanligvis 1500 psi. Er det behov for et høyere stengetrykk, kan en enten øke regulatortrykket eller bruke bypass funksjonen for å sette fullt akkumulatortrykk på manifolden. Dette kan være nødvendig når en skal kutte borestrengen med shear rams eller stenge ram ventilene

mot en brønn som har et så høyt trykk at 1500 psi stengetrykk blir for lite. For BOP'er med høy trykkklasse vil 1500 psi ofte være for lite til å kunne stenge mot maksimalt brønntrykk.

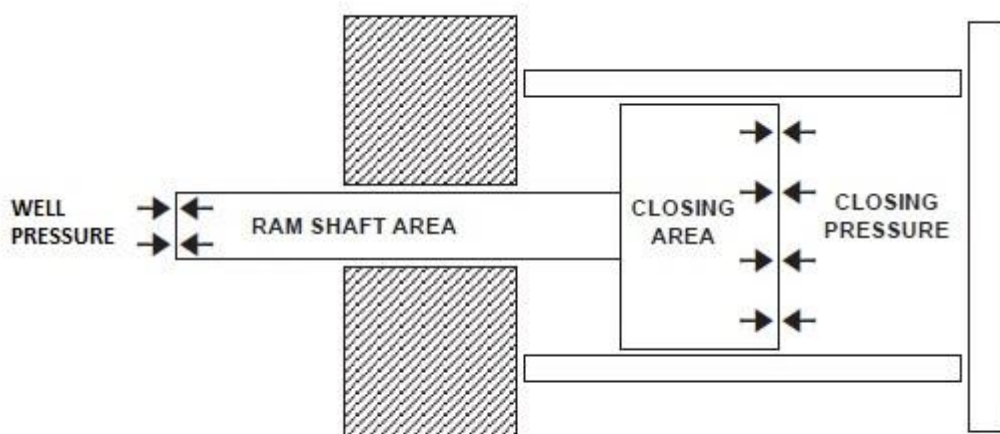
Alle ram ventiler har et stenge og åpne forhold. Disse er definert som det hydrauliske stenge/åpne trykket som en må ha for å kunne stenge/åpne ram ventilene mot et gitt brønntrykk. (Det har ingen sammenheng med den kraften som kreves for å kutte en borestreng).

BOP STENGEFORHOLD (CLOSING RATIO)

$$\text{Stengeforhold} = \frac{\text{Brønnhodetrykk ved BOP}}{\text{Nødvendighydrauliskstengetrykk}}$$

eller løst med hensyn på stengetrykk :

$$\text{Nødvendighydrauliskstengetrykk} = \frac{\text{Brønnhodetrykk ved BOP}}{\text{Closing Ratio}}$$



Åpne forholdet er ofte så lavt at en ved f.eks. ram til ram stripping operasjoner, vil være nødt til å redusere trykket under en ram for å kunne åpne denne.

Stenge-/åpne forhold for en gitt ram type, vil en finne i leverandør kataloger/-dokumentasjon. Typisk verdi kan være Closing Ratio 7,5 : 1

Subsea rams er mindre påvirket av det hydrostatiske trykket i stigerøret (slamdensitet og havdybde) enn noen av annular preventerne.

8.3.3.4 Vedlikehold og lagring

Ram ventiler må vedlikeholdes og testes i følge gjeldende krav og prosedyrer. Ventilhuset må holdes reint for sement og borekaks for å redusere friksjonen mellom ventilinnsatsene og

ventilhuset. Metalldele bør sprayes med antikorrosjonsstoff for lagring, og gummipakningene må oppbevares som annular pakninger. Se ellers 8.5 for API's prosedyrer for inspeksjon og testing av ram preventere.

8.3.3.5 Pipe ram

På rørventiler har ventilinnsatsene frontpakninger (*face seal* eller *front packer*) som presses sammen rundt borerøret. Disse tetter mellom borerøret og ventilinnsatsene. I tillegg er det en pakning på toppen av ventilinnsatsen (*top seal*) som forhindrer gass/væske å trenge ut på oversiden av disse. Figur 8.25 viser Cameron's design. Brønntrykket virker både på undersiden av ventilinnsatsene, slik at topppakningen presses mot ventilhuset, og på baksiden, slik at det assisterer det hydrauliske systemet med å presse frontpakningene mot hverandre.

En pipe ram må være spesielt tilpasset diameteren på røret den skal stenge mot. Det må brukes forskjellige størrelser på pakningselementene, avhengig av hvilke dimensjoner det er på borestrengen som er i bruk. På havbunnsmonterte BOP's der tilgang til ventilene er begrenset, blir det ofte brukt fleksible innsatser (*variable bore*). Figur 8.26 viser Cameron's design av slike. Vanlig bruksvidde er to tommer (3 1/2"- 5 1/2" eller 5"-7"). Men en av rørventilene er som regel av en fast størrelse for å gi styrke til å bære vekten av borestrengen. Denne ventilen skal både kunne støtte borestrengen og gi full tetting av annulus. Ved bruk av pipe ram preventere, må en følge *space out* prosedyrer for å unngå at det blir stengt på tool joints.

Ventilinnsatsene er utstyrt med profiler (*pipe guides*) som fører røret inn mot senter, slik at stengingen blir effektiv og deformering av røret unngås.

Pipe rams kan også benyttes til strippeoperasjoner dersom brønntrykket er for høyt til å tillate annular stripping. Tooljoints manipuleres gjennom BOP ved sekvensiell åpning og stenging av to pipe rams. Men dette gir færre backup alternativer og større stress på kontrollsystemet enn annular stripping. Slitasjen på pakningene må vurderes nøye under operasjonen.

På ventilinnsatsene (fig. 8.25) kan en se topp- og frontpakningene. Ved stenging møtes to metallplater før gummielementene møtes, slik at platene beveger seg bakover relativt til gummien. Metallplatene er forankret i selve gummien, slik at denne da blir tvunget fremover. Gummien begynner dermed å "flyte" utover mot røret i hullet og tetter. Dette kalles *rubber self-feeding action*, og er spesielt nyttig ved stripping operasjoner der slitasjen kan være betydelig. Store gummireserver er tilgjengelige.

Rørventiler skal ikke stenges på åpent hull da dette vil medføre deformering av frontpakningene!

(Gummien mates kontinuerlig og vulkaniseringen til platene sprekker opp).

8.3.3.6 Blind ram og shear / blind ram

Det finnes i hovedsak to (2) typer *ram assembly* ventiler for stenging av åpen brønn uten borestreng. En for lukking av brønnen (*blind rams*), og en som kutter av borestrengen (*shear ram*), og en som gjør begge deler (*shear /blind ram*). Oljedirektoratet har krav til skjæring av borerør og er shear/blind ram er derfor vanligvis brukt i Nordsjøen. Disse skal kunne kutte alle vanlige borerørstyper.

Ventilinnsatsene for skjæring har ikke frontpakninger. Derfor er det på Cooper's ram montert ekstra sidepakninger (*side packers*), mens disse er en del av topppakningen (*top seal*) for Shaffer og Hydril. For tetting langs skjærbladet ligger en knivpakning (*blade packer*), som skjærbladet presses mot etter at skjæring av borerøret er utført. Dette er en egen pakning hos Cooper, men en del av topppakningen for Shaffer og Hydril. Figur 8.28 og 8.29 viser henholdsvis Shaffer og Cameron's shear/blind rams.

Den ene ventilinnsatsen på skjærventilen har skjærbladet vendt oppover og kalles nedre ventilinnsats (*lower ram body*). Den andre ventilinnsatsen har skjærbladet vendt nedover, og kalles øvre ventilinnsats (*upper ram body*). Brønntrykket hjelper til å presse skjærflatene sammen.

For skjæring av borerøret er det behov for stengetrykk som overstiger manifoldtrykket. Manifoldregulatoren må derfor settes ut av funksjon (*override*). For å kutte 6 5/8" S135 borerør trengs det et trykk på opptil 2800 psi. Dette kan være vanskelig med de tradisjonelle 3000 psi systemene. På norsk sokkel er det derfor vanlig med et tilleggssystem for skjæring, der det koples inn dedikerte akkumulatorer. Noen av disse systemene har et ladningstrykk på 5000 psi som blir regulert ned til 3000 psi, mens andre har 3000 psi der skjærfunksjonen først settes inn etter at knivbladene (ramblades) er kommet i kontakt med borerøret.

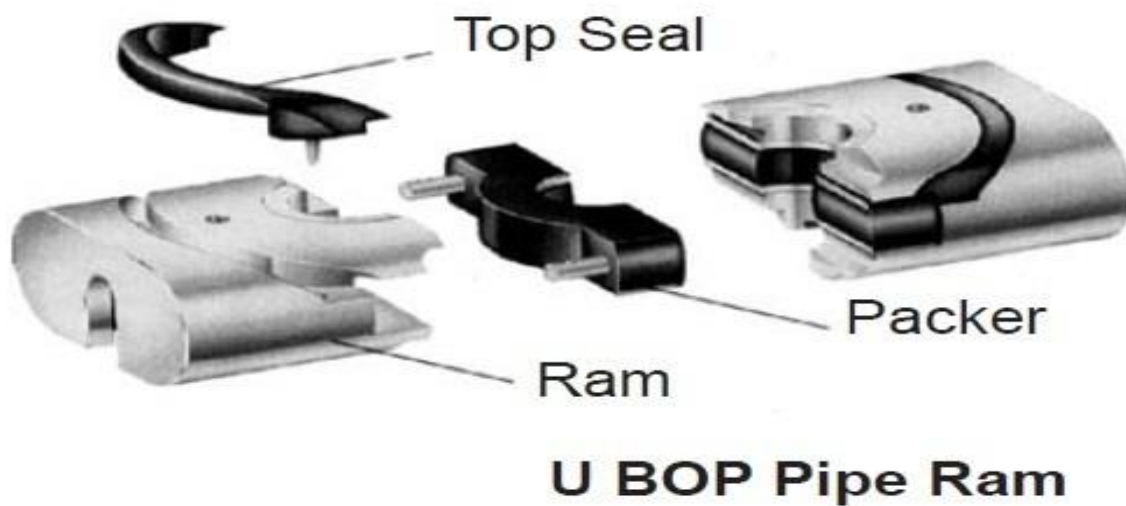
Prosedyre for bruk av shear rams

Bruk av shear rams er kun aktuelt i eksepsjonelle trykkkontrollsituasjoner. Dette kan være ved ukontrollert utblåsning opp gjennom borestrengen (intern utblåsning), eller dersom en flyterigg må flyttes bort fra brønnhodet på kort varsel. Når det ikke er borestreng i hullet, kan shear rams benyttes som blind rams, dersom de er konstruert for dette.

Cameron har produsert "Super Shear Rams" som kan kutte 7" drill collars og opp til 13 3/8" casing. Men de fleste shear rams er ikke konstruert for å kutte tooljoints og drill collars. Det er derfor viktig at boremanskapet er kjent med begrensningene til dette utstyret, og at det er prosedyrer for å forsikre at det ikke er en tooljoint ved skjærbladene. Videre vil det være ønskelig å henge av strengen i BOP etter skjæring, men strengen bør være i strekk under kuttingen. Det må også være stor nok avstand mellom shear rams og piperams som blir brukt til å henge av strengen. På mange subsea stacks vil det for eksempel ikke være mulig å benytte øvre pipe rams til dette formålet. Man skal heller ikke glemme at stressnivået ved bruk av slikt utstyr vil være høyt.

Følgelig må det utarbeides prosedyrer for bruk av shear rams som tar hensyn til disse forholdene:

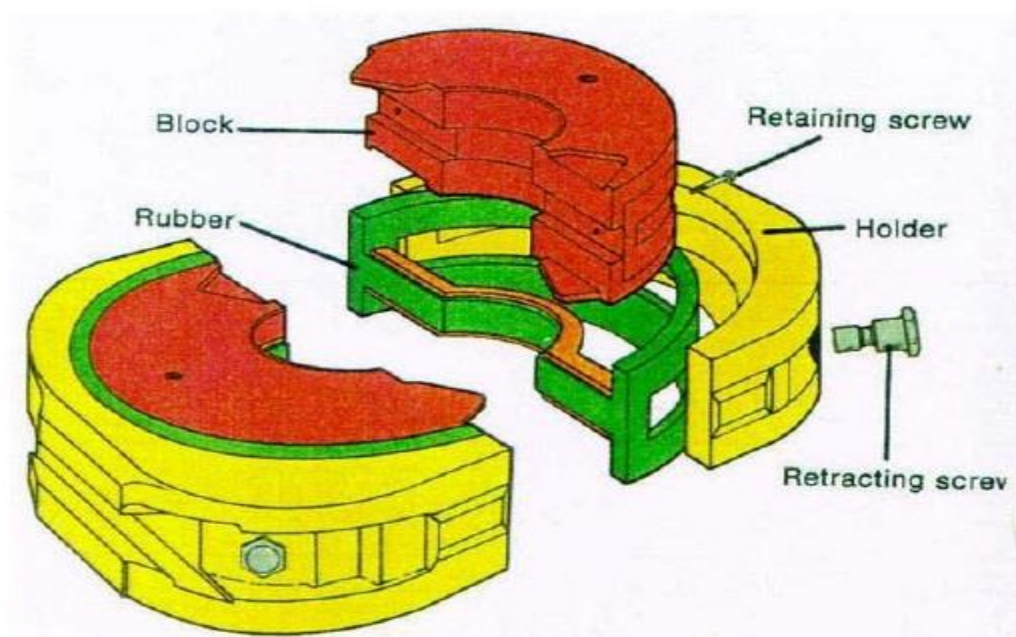
1. Plasser tooljoint over pipe ram som skal benyttes til å henge av strengen (*space out* beregnes på forhånd)
2. Steng pipe ram
3. Heng av, men sørg for at strengen forblir i strekk
4. Forbered operasjon av shear rams (øk trykket til fullt akkumulatortrykk)
5. Steng shear rams



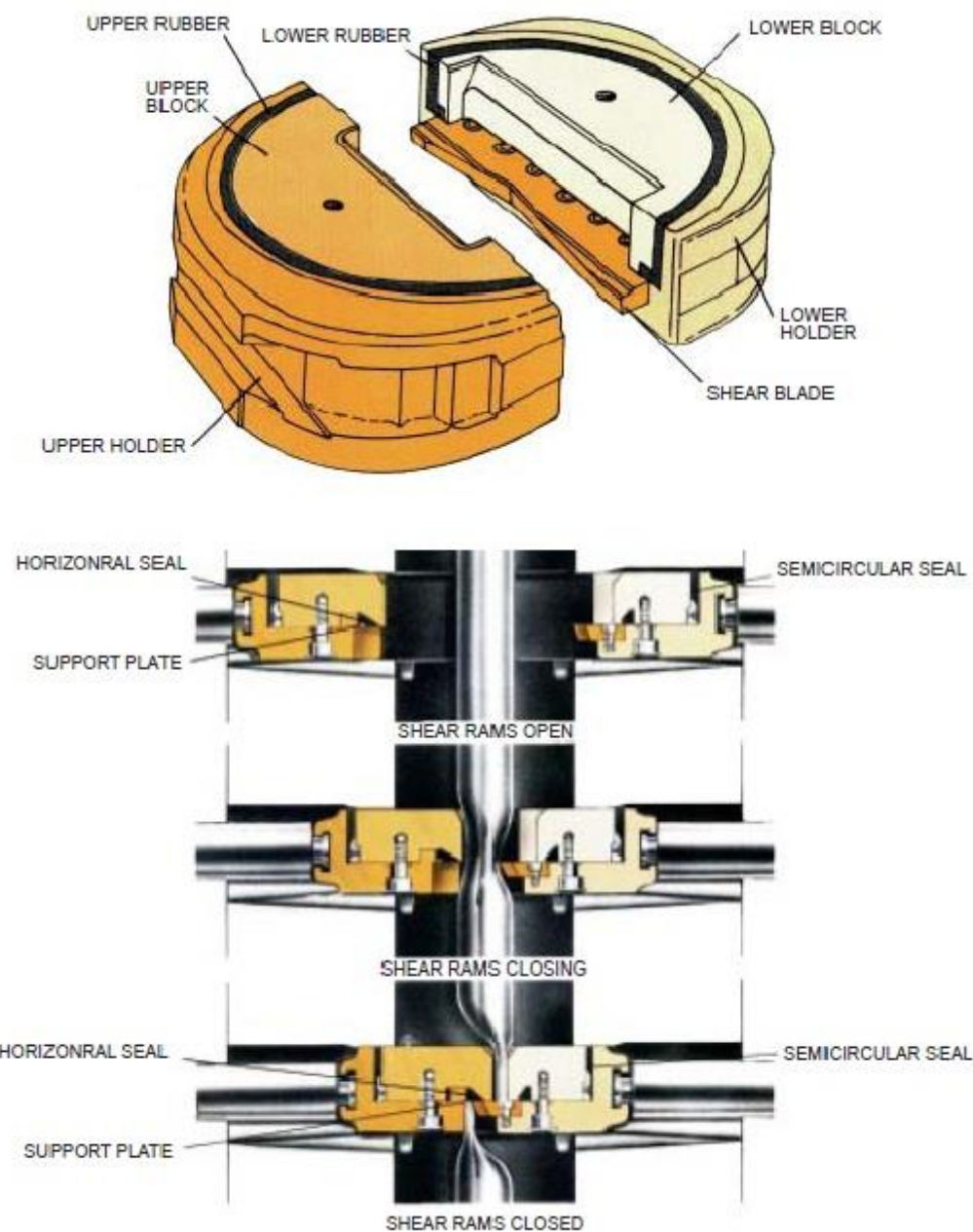
Figur 8.25 Cameron pipe ram assembly med self feeding action.



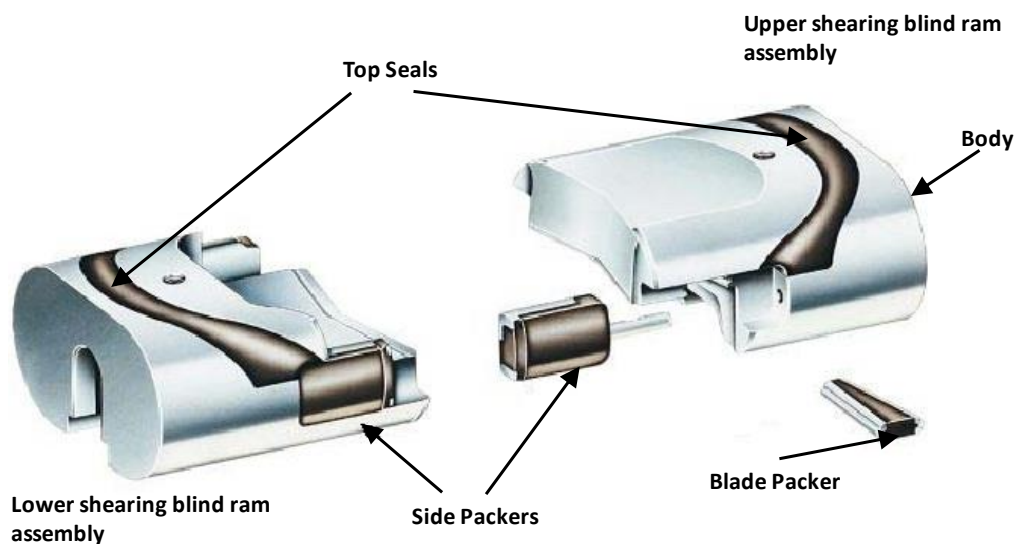
Figur 8.26 Cameron varibel packer.



Figur 8.27 Shaffer pipe ram assembly



Figur 8.28 Shaffer Shear/blind ram assembly shearing pipe



Figur 8.29 Cameron shear/blind ram assembly

8.3.3.7 Cameron U - ram:

Cooper U modellen som vist i figur 8.31 vil her bli brukt til å illustrere en typisk ram preventer mer detaljert. Tallene i parentes refererer til figuren. Cameron U II samt Shaffer og Hydril's ventiler vil også bli beskrevet der det er forskjeller i design.

Stengetrykket skal være 1500 psi, og væskeforbruket for en 18 3/4" ventil (10.000 psi) er ca 25 gallon for stenging og 23 gallon for åpning. Det er ingen synlig indikasjon på ventilens posisjon (åpen/stengt).

Pakninger

Komponentene (6) og (5) er den hydrauliske sylindere og hovedstampelet. Disse har stor diameter for å oppnå en høy closing ratio. Komponent (26) er pakningen mellom åpne- og lukkekamrene. Dørpakningen (*bonnet seal*) er komponent (22).

I den mellomliggende flensen (2) (*intermediate flange*) ligger det tre pakningssett rundt stempelstanga (*piston rod seals*)

- * (25) er pakningen mellom åpningskammeret og weephole
- * (20) er pakningen mellom weephole og brønnen
- * (18 & 19) er secondary seal pakninger, og ligger mellom (20) og weephole

Figur 8.32 viser en forenklet skisse over disse pakningene. Weephole har to funksjoner. For det første gir det en indikasjon på lekkasje i pakningsettene i den mellomliggende flensen. For det andre sørger det for at dersom det oppstår en lekkasje, blir brønnvæsken ventilerert til atmosfæren, slik at det ikke skal kunne virke på åpningskammeret og dermed åpne ventilen i en trykkkontrollsituasjon. Skulle det oppstå en lekkasje i primary seal 20 (*lip seal*), vil secondary seal pakningene (18 & 19) kunne aktivisere som backup. Dette gjøres ved å skru til en injeksjonsskrue (16). En plastikkmasse blir da injisert inn og presser på 19 (*energizing ring*) som igjen presser 18 (*plastic packing ring*) rundt stempelstanga og danner en secondary (emergency) tetning. Dette

erstatte da den ordinære pakningen hvor det var lekkasje. Secondary seal skal bare aktiviseres dersom ventilen begynner å lekke i en trykkkontrollssituasjon og det ikke er andre alternativer (se figur 8.32). F.eks. dersom det oppstår lekkasje i nederste ram. Plastikkpakningen vil ødelegges når ventilen opereres igjen (åpnes), og ventilen må demonteres for fjerning av plastikkmassen etter bruk. Dersom en skrur for godt til, kan det oppstå skade ved åpning.

Ram change pistons

Ventilnnsatsene kan skiftes ute på feltet. For å lette dette arbeidet, er det på Cameron montert spesielle hydrauliske stempel (*ram change pistons*), et på åpningsiden (9) og et på stengesiden (10). Den hydrauliske væsken blir ledet gjennom disse, som vist i figur 8.33. Når en ventilnnsats skal skiftes, blir stengetrykker redusert og boltene som holder dørene (3) mot ventilhuset (1) skrudd av, og ventilen settes i stengt posisjon. Da vil *ram change piston* på stengesiden åpne dørene, slik at disse glir ut parallelt med lengderetningen av ventilhuset. Ventilnnsatsene må så trekkes tilbake /blottlegges, og kan løftes av stempelstanga for utskifting. Når disse er skiftet, settes ventilen i åpen posisjon. (Hydraulisk trykk går da gjennom ram change piston på åpningssiden, og dørene lukkes når ventilen har kommet i åpen posisjon).

Ram locks

Låsen på ventilene sitter bak stempelstanga på hver side av ventilen. Ventilen kan ha manuell lås som vist i figur 8.31, eller den kan leveres med hydraulisk låsesystem som ekstrautstyr. Den manuelle låsen aktiviseres ved å skru til locking screw (8). Den hydrauliske låsen er en kilelås (*wedge lock*) som vist i figur 8.30, og blir aktivisert ved en egen kommando etter at ventilen er stengt. Låseplaten skyves inn bak stempelstanga ved hjelp av hydraulisk væske, og forblir i låst posisjon, selv om styretrykket skulle forsvinne. Låsen må åpnes igjen før ventilen kan åpnes. Låsing krever 0,5 gallon og åpning 2,8 gallon. I en nødsituasjon kan en også benytte den mekaniske låsen til å stenge ventilen manuelt. 4-veis ventilen må da settes i åpen stilling, slik at åpnekammeret blir ventiltet.

8.3.3.8 Cameron U II

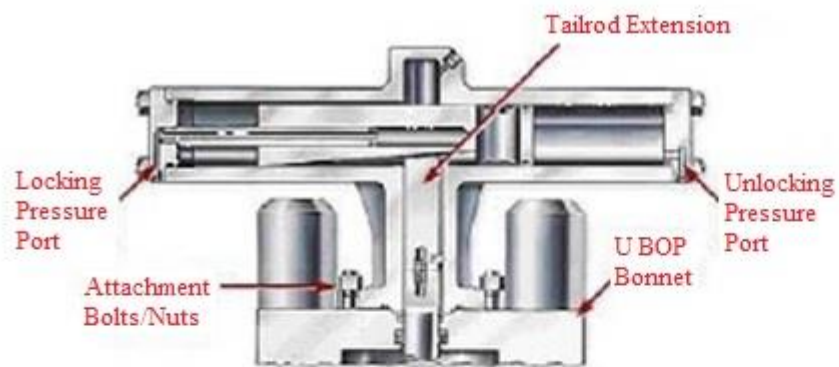
Cameron U II ventilen er en videreutvikling av U modellen. Den er spesielt konstruert for subsea anvendelse, og er større og tyngre enn U modellen (U modellen kan også benyttes subsea). Hovedprinsippene er de samme, men noen modifikasjoner er utført som vist i figur 8.34.

Pakninger i mellomliggende flens

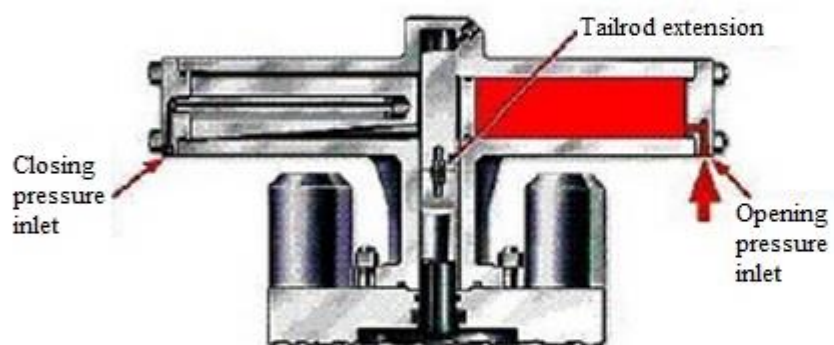
Også på U II ventilen er det mulighet for å aktivisere secondary seals (ved hjelp av dykker). Men det er her tre secondary seal ringer (28) som aktiviseres av plastikkmasse. I tillegg er det ofte installert en tilbakeslagsventil i porten for ventilering av lekkasje som hindrer sjøvann å trenge inn gjennom weephole.

Ram lock

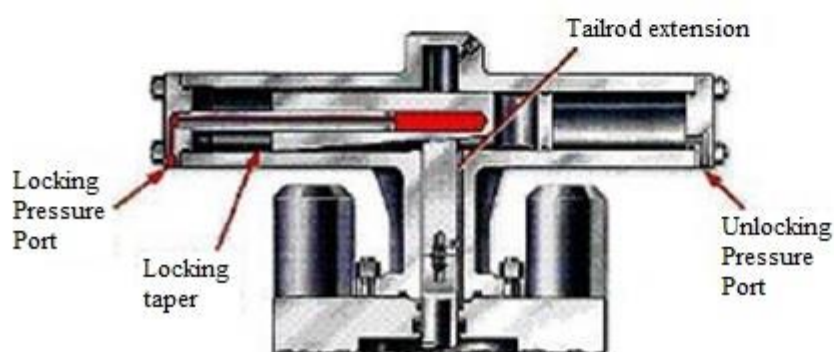
Kilelåsen er av samme type som for U modellen, men har et balanserende kammer, slik at ikke trykket fra sjøvann skal kunne åpne kilelåsen dersom lukketrykket skulle forsvinne. Aktivisering av låsen skjer ved en egen kommando fra overflaten.



Wedgelock components

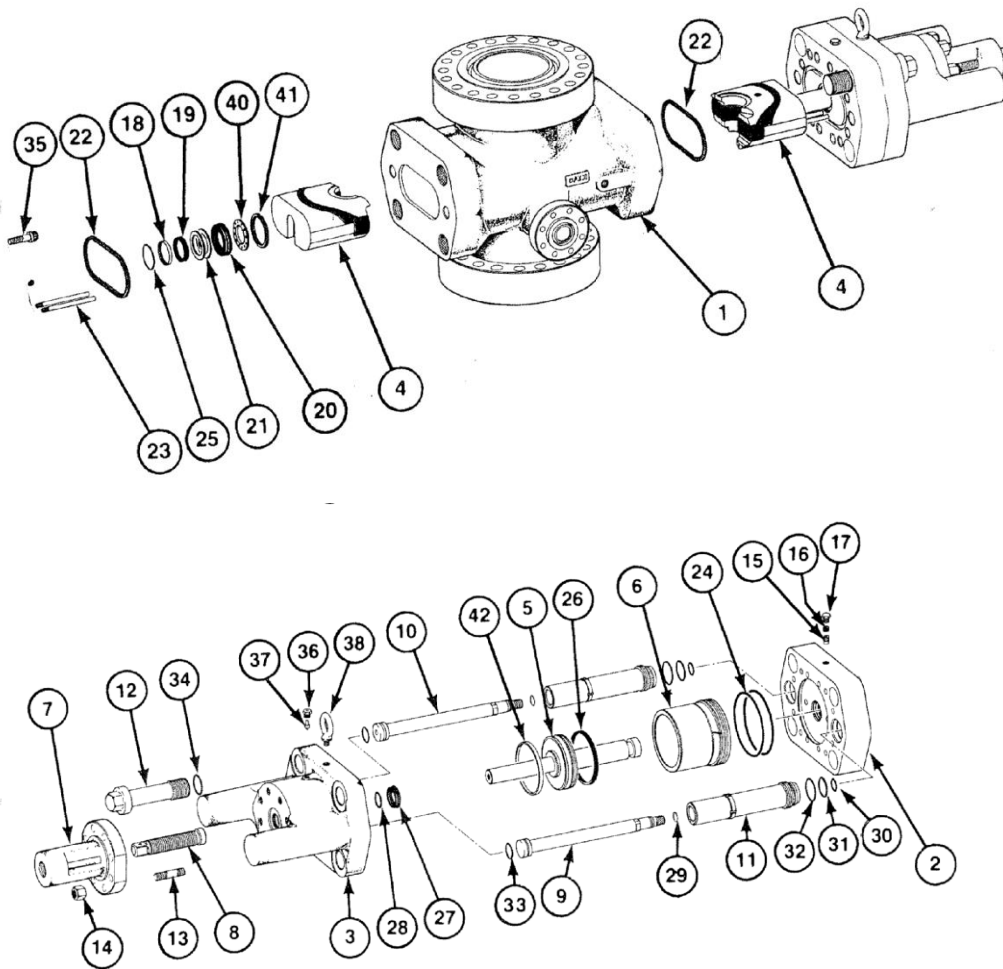


Wedgelock open



Wedgelock closed

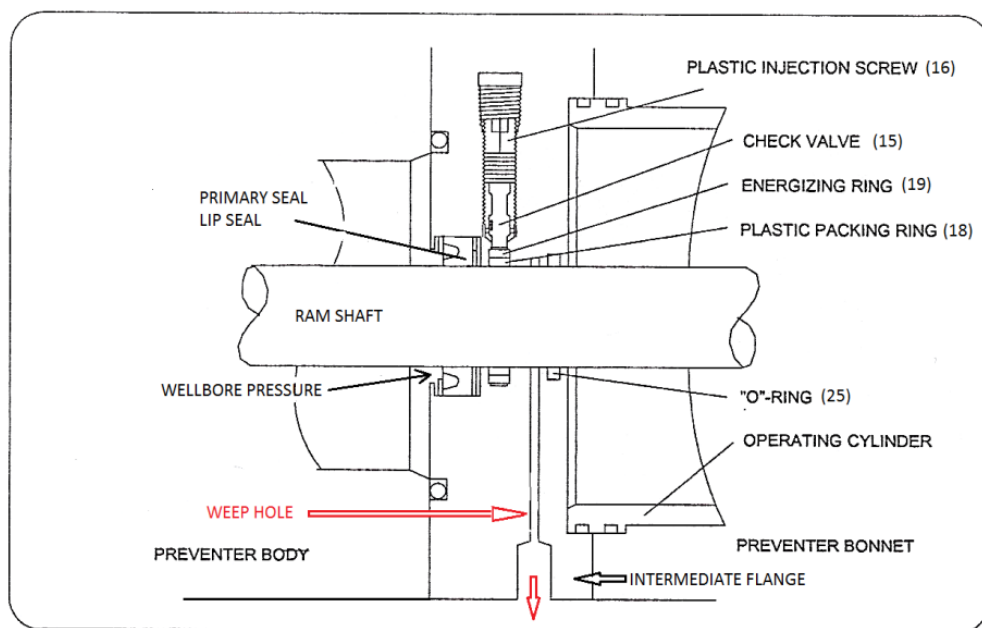
Figur 8.30 Cameron's ram wedgelock assembly. En kileformet låseplate skyves inn bak det hydrauliske stempelet. Låsen må åpnes før ventilen åpnes.



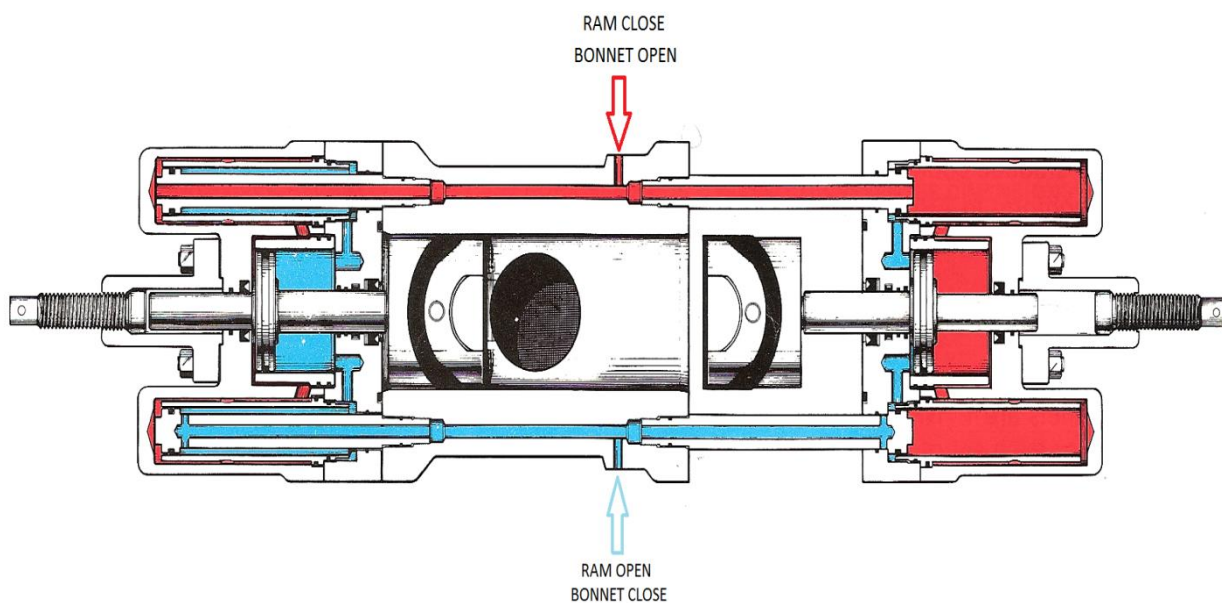
1	Body
2	Intermediate Flange
2A	Intermediate Flange/Shear
3	Bonnet
4	RamAssembly
5	Piston, Operating
5A	Piston, Operating/Shear
6	Cylinder, Operating
6A	Cylinder, Operating/Shear
7	Housing, Locking Screw
8	Locking Screw
8A	Locking Screw/Shear
9	Piston, Ram Change/Open
10	Piston, Ram Change/Close
11	Cylinder, Ram Change
12	Bolt, Bonnet
12A	Bolt, Bonnet/Shear
13	Stud, Locking Screw Housing
13A	Stud, Locking Screw Housing/Shear
14	Nut, Locking Screw Housing
15	Check Valve, Plastic Packing
16	Screw, Plastic Packing
17	Pipe Plug, Plastic Packing
18	Ring, Plastic Packing
19	Ring, Plastic Energizing

20	Seal Ring, Connecting Rod
21	Ring, Back-up
22	Seal, Bonnet
23	Pin, Ram Guide
24	O-ring, Operating Cylinder
25	O-ring, Operating Piston Rod to Int Flg
26	Lip Seal, Operating Piston
27	Seal Ring, Tail Rod
28	O-ring, Wiping
29	O-ring, Ram Change Piston to Body
30	O-ring, Ram Change Piston Rod to Int Flg
31	O-ring, Ram Change Cylinder to Int Flg
32	O-ring, Ram Change Cylinder to Bonnet
33	O-ring, Ram Change Piston
34	O-ring, Bonnet Bolt Retainer
35	Cap Screw, Int Flange to Bonnet
36	Gland, Bleeder
37	Plug, Bleeder
38	Lifting Eye
39	Packing, Plastic
40	Washer
41	Ring, Retainer
42	Wear Ring, Operating Piston
43	

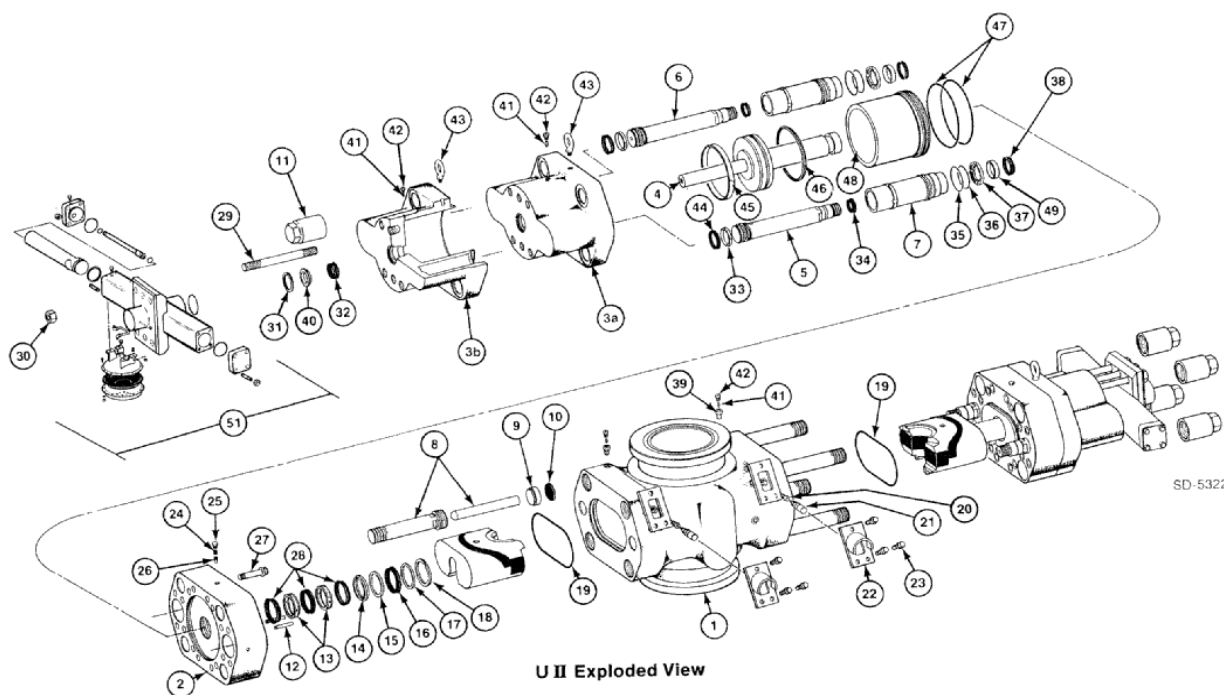
Figur 8.31 Cameron U type preventer (Surface)



Figur 8.32 Stempelstangpakninger og weephole Cameron.



Figur 8.33 Cameron Ram Change System.



Item No.	Description
1	Body, Clamped
2	Intermediate Flange
3a 3b	Bonnet Bonnet
4	Piston, Operating (Super Trim)
5	Piston, Ram Change Open
6	Piston, Ram Change Close
7	Cylinder, Ram Change
8	Stud, Bonnet
9	Piston, Bonnet Stud
10	Seal, Bonnet Stud
11	Nut, Bonnet Stud
12	Pin, Ram Guide
13	Lantern Ring
14	Ring Retainer, Back-Up Ring
15	Ring, Back Up
16	Seal Ring, Connecting Rod
17	Retainer Plate

Item No.	Description
18	Retainer Ring
19	Bonnet, Seal
20	Connector, Tbg
21	Quick Disconnect, Male
22	Protective Cover
23	Cap Screw
24	Screw, Plastic Packing
25	Pipe Plug, Plastic Packing
26	Check Valve, Plastic Packing
27	Cap Screw Int Flg to Bonnet
28	Ring, Seal Sec Conn Rod
29	Stud, Wedgelock
30	Nut, Wedgelock
31	Retainer Ring, Tail Rod
32	Seal Ring, Tail Rod
33	Wear Ring, Ram Change Piston Head
34	O-Ring, Ram Change Piston to Body

Item No.	Description
35	O-Ring, Ram Change Cylinder to Bonnet
36	O-Ring, Ram Change Cylinder to Int Flg
37	Bearing Gland, Intermediate Flg
38	Seal Ring, Ram Change Piston Rod to Int Flg
39	Connector, Tbg
40	Retainer Ring, Lip Seal Tail Rod
41	Gland, Bleeder
42	Plug, Bleeder
43	Lifting Eye
44	Seal Ring, Ram Change Piston Head
45	Wear Ring, Operating Piston
46	Lip Seal, Operating Piston
47	O-Ring
48	Cylinder, Operating
49	Bearing Retainer Ring, Seal
50	Plastic Packing
51	Wedgelock w/ Pressure Bal Cham

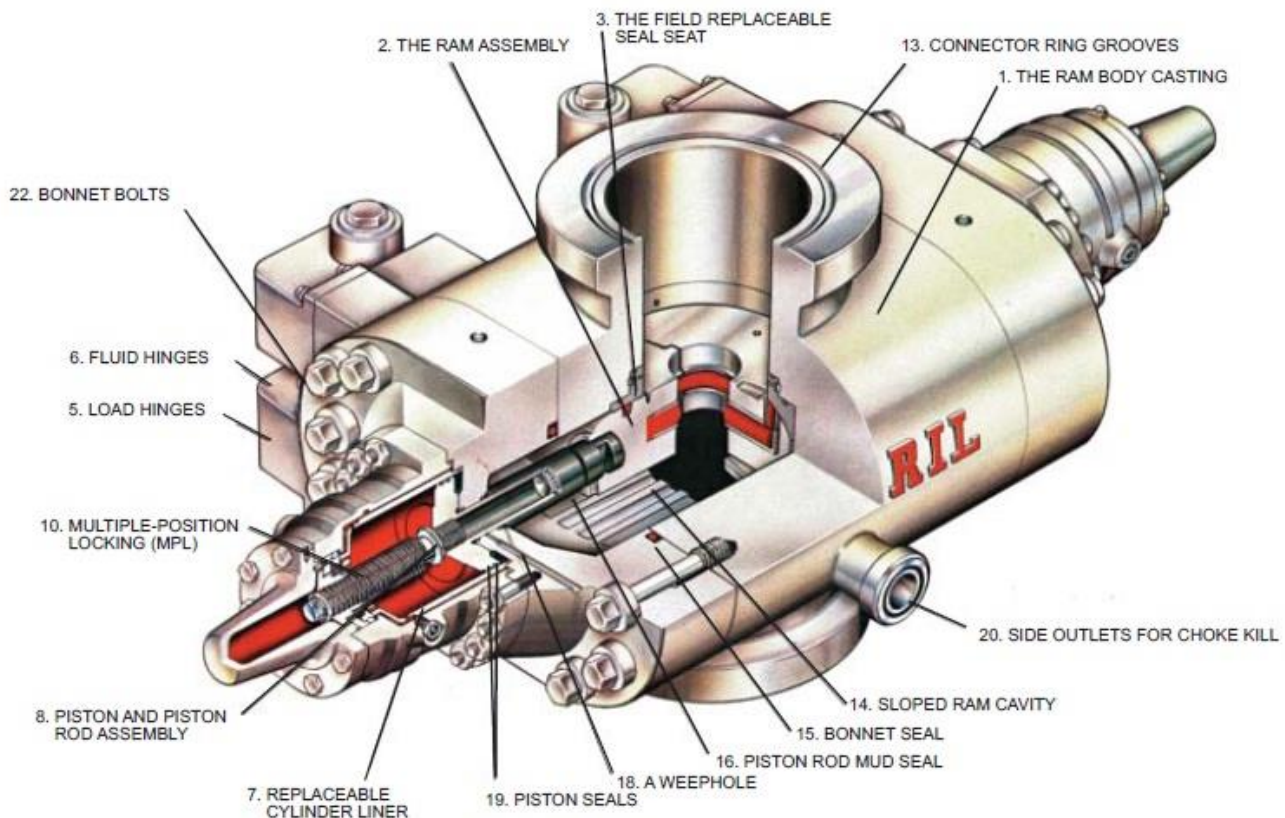
Figur 8.34 Cooper U II preventer (Subsea)

8.3.3.9 Hydril MPL (multiple position lock)

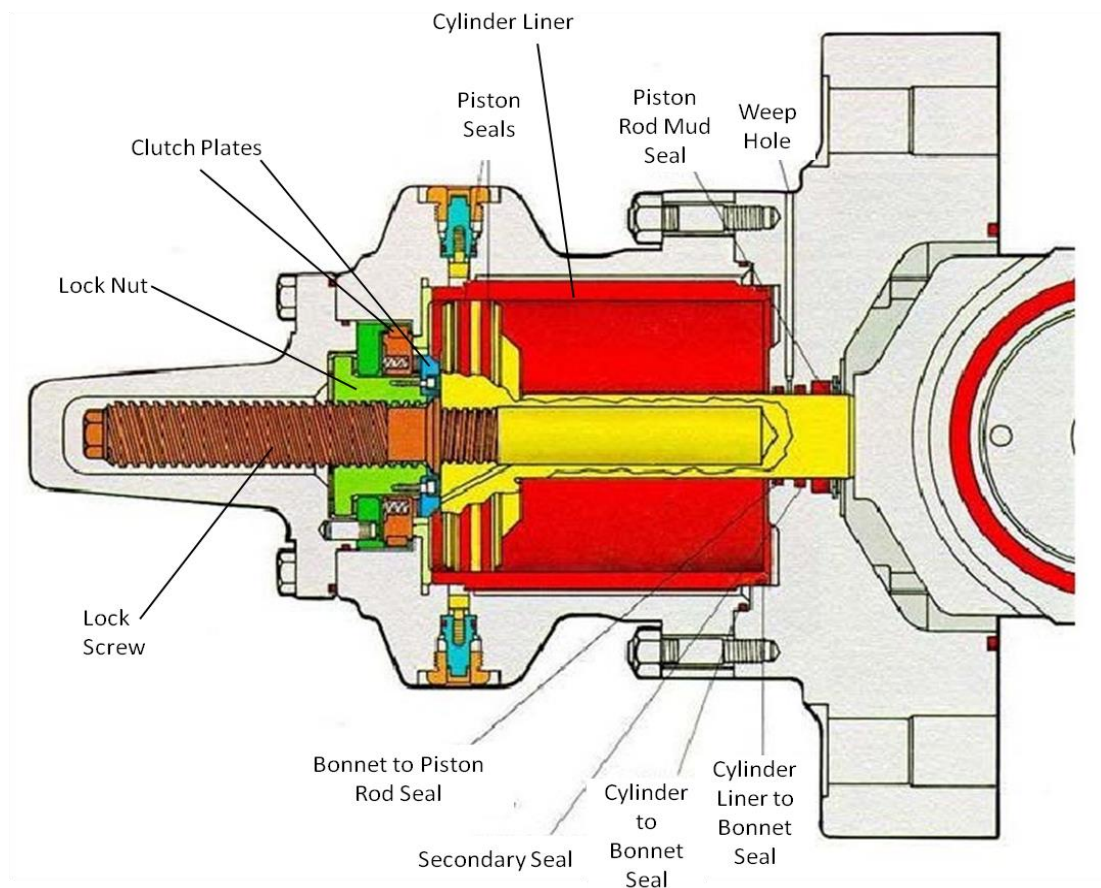
Prinsippet for stenging/åpning av Hydril MPL ventilen er stort sett lik Cameron's. Dørene er derimot hengslet for skifting av ventillinnsatser. Ventilen er utstyrt med secondary seals. Weephole er plassert i bonnet (dør).

Låsemekanismen på Hydrils MPL ventiler er basert på et clutchsystem som gir automatisk låsing. Stempelstanga har utvendige gjenger med høy stigning. På denne sitter en låsemutter som er festet til en clutch. Ved operasjon aktiveres clutchen, og mutteren frigjøres fra ei plate (*retainer plate*) som er festet i dørgodset. Pga. av den aksielle kraften som hydraulikkvæsken utgjør på stempelstanga, roteres nå mutteren fritt og stempelet kan bevege seg.

Væskeforbruket til en 18 3/4" ventil er ca 17 gallon for stenging og 16 gallon for åpning.



Figur 8.35 Hydril MPL ram preventer



Figur 8.36 Hydril Multi Position Lock (MPL) låsesystem

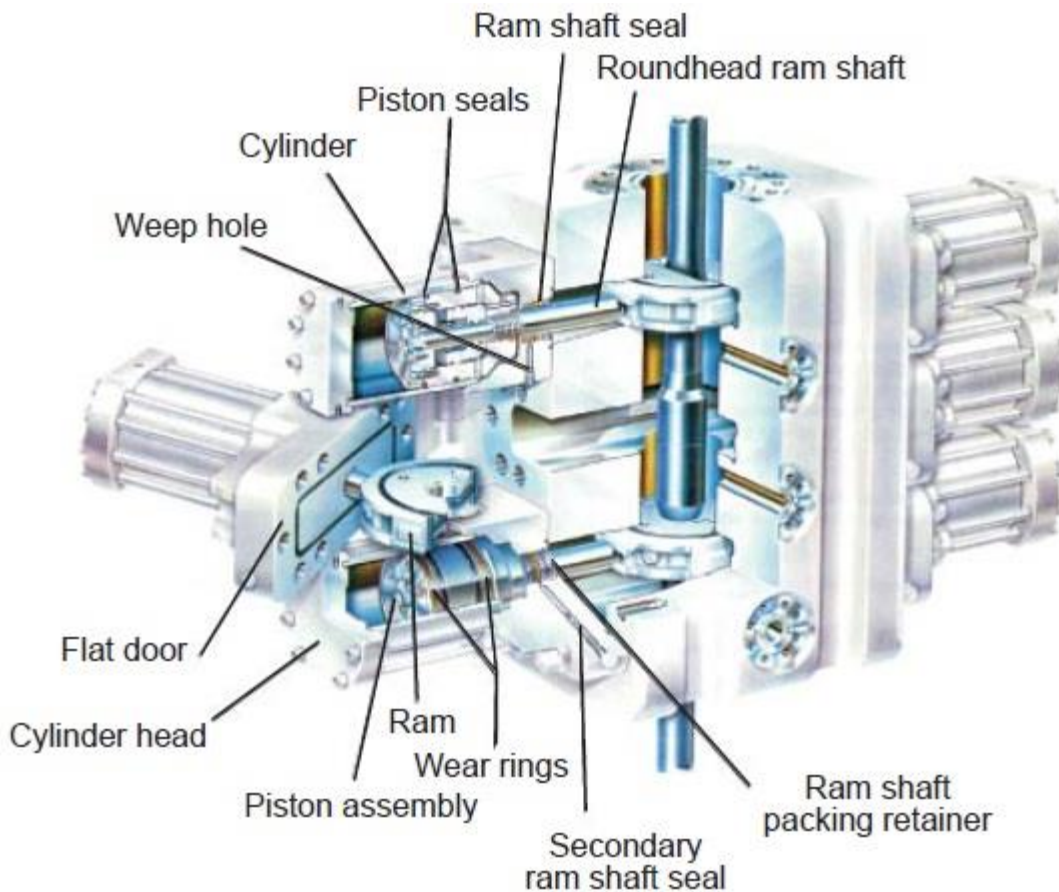
8.3.3.10 Shaffer SL.

Ventilen er bygd etter samme prinsipp som de foregående systemene. Dørene er hengslet.

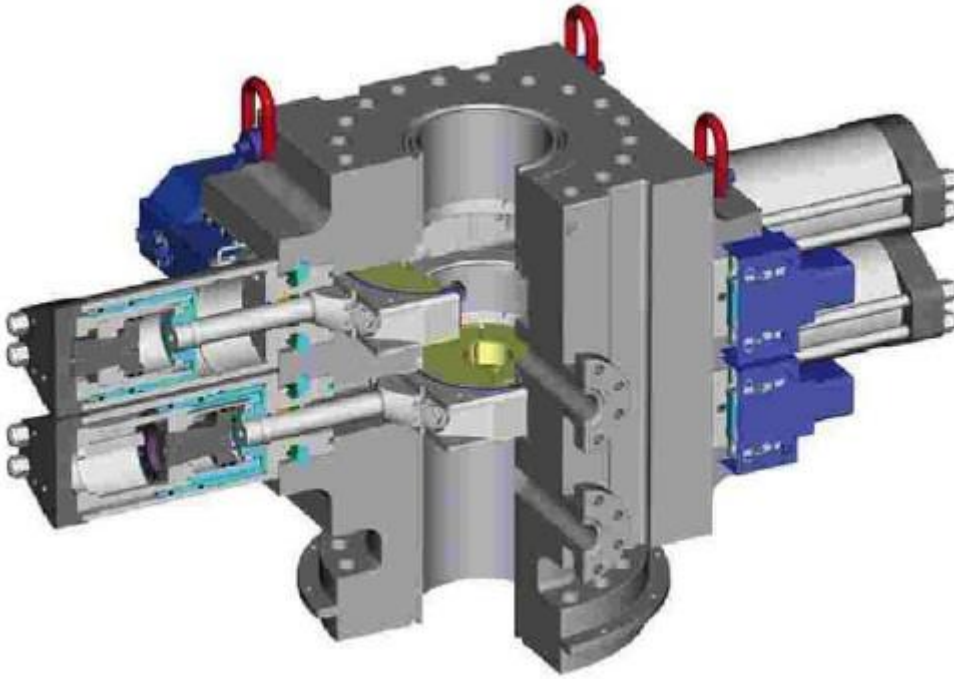
Shaffer kan levere sine SL-ventiler med automatisk låsemekanisme (*poslock*). Etter at stampelet er drevet inn av hydraulisk væske, fortsetter et innvendig stempel bevegelsen og presser låsesegment ut i et spor som ligger i godset. En fjær mellom innerstampelet og ytterstampelet holder låsesegmentene i posisjon selv om det hydrauliske trykket skulle forsvinne. Ved åpning av ventilen, skyves først innerstampelet tilbake slik at låsesegmentene frigjøres. Dette låsesystemet kan ikke brukes i forbindelse med variable rams, da det ikke kan kompensere for ulik slaglengde for operasjonsstampelet. Det kan heller ikke kompensere for slitasje på ram pakningen i forbindelse med *self feeding action*.

For å kunne bruke variable rams i SL ram preventere, har Shaffer innført et låsesystem de kaller for *UltraLock*. Dette låsesystemet består av taggformede låsesegment på stampelet som går i inngrep med et taggformet låseskaft som er plassert i selve operasjons sylindren.

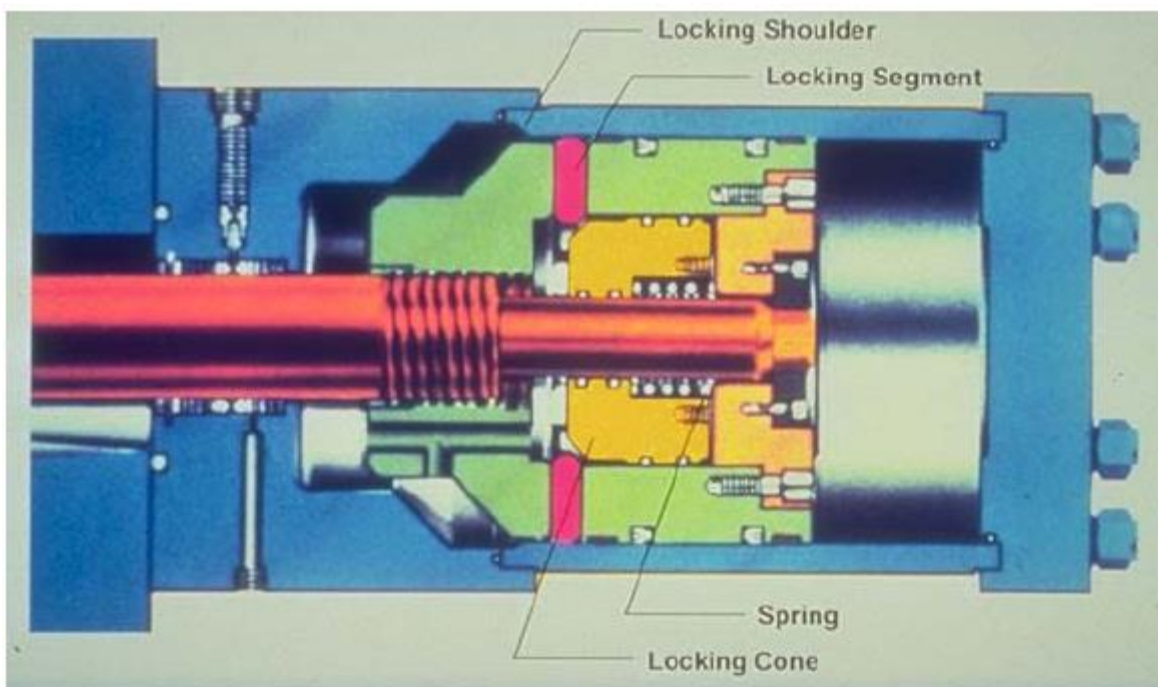
Ventiler med manuelle låsesystem gir indikasjon på ventilens posisjon. Ventilen er også utstyrt med secondary seal system for stempelstanga.



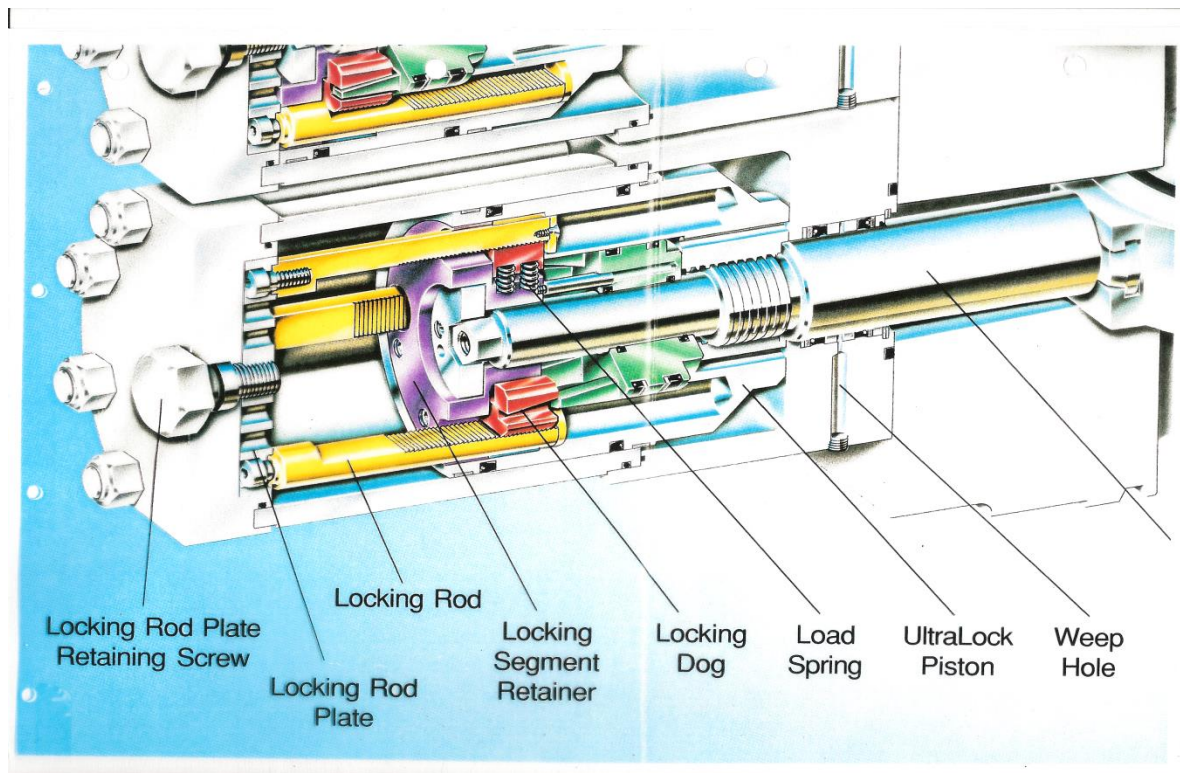
Figur 8.37 Shaffer SL ram preventer



Figur 8.38 Shaffer NXT double BOP ram preventer



Figur 8.39 Shaffer Poslock låsesystem



Figur 8.40 Shaffer Ultralock II B låsesystem

Shaffer Pos Lock blir ofte benyttet på Shear/blind ram fordi denne alltid står på samme posisjon og Shaffer Ultra Lock blir benyttet på pipe rams hvor vandringen på stempelstangen kan variere.

8.3.3.11 Koomey PB

Koomey ram-låsesystem kompenserer også for pakningsslitasje.

8.3.4 BOP koplinger

8.3.4.1 Koplingstyper

Det er fire typer høytrykkskoplinger som kan benyttes til kopling av BOP ventiler. Disse er:

- * **flange**
- * **studded**
- * **hub & clamp**
- * **hydraulic clamp connector** (subsea)

En *flange* kopling er en vanlig flens med API spesifikasjon der det brukes løse bolter. I flensen ligger det et pakningsspor (*ring groove*), som inneholder en RX eller BX metallpakning (*ring-joint gasket*). Boltene må være gjort opp med tilstrekkelig torque som spesifisert av API.

En *studded* kopling er basert på samme prinsippet som flenskoplingen, men boltene er her fastskrudd på den ene flensen.

En *hub & clamp* kopling består av to flenser som klemmes sammen ved hjelp av bolter på en klemme. Denne har færre skruer, og ettersom boltene er horisontale, trenger en mindre plass for å skru dem til på en vanlig flens der boltene er vertikale. Denne koplingstypen blir derfor ofte brukt på subsea stacks for å redusere vekt og høyde. Men montering av klemmen kan være vanskelig pga. dimensjon og tyngde. Cameron's klammesystem er det vanligste (figur 8.47). Til klammekoplinger kan det benyttes RX og BX ringer, men også en spesiell AX ring som beskrevet nedenfor.

Hydrauliske koplinger

På subsea stacks benyttes det hydrauliske klammekoplinger mellom LMRP og stack og mellom stack og brønnhodet. Disse må motstå strekk og bøyekrefter som oppstår under operasjon, samtidig som det må være mulig å kople ifra LMRP selv om riggen ikke står rett over brønnhodet. Det blir som regel benyttet samme type kopling i toppen og bunnen av BOP, men koplingen på LMRP vil normalt ikke bli utsatt for brønntrykk. På LMRP må det i tillegg være koplinger for choke/kill linene og kontrollboksene. De hydrauliske koplingene er basert på forskjellige klammepinsipper med AX metall til metall pakningsringer.

To vanlige typer er Vetco Gray's H-4 connector og Cameron's Collet connector. Begge har indikatorer som viser om koplingen er effektiv, og blir stående i låst posisjon selv om styretrykket skulle forsvinne.

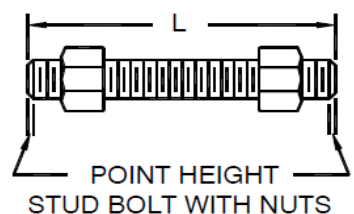
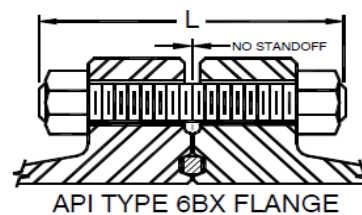
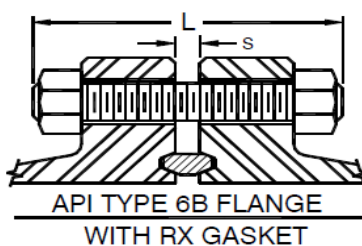
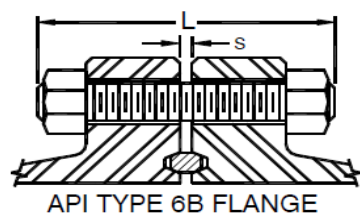
Cameron's Collet connector vist i figur 8.48 består av kileformede fingre som leder koplingen ned over flensen på brønnhodet/BOP. Når koplingen er på plass, blir fingrene presset inn i låst posisjon av en ring som det hydrauliske stampelet virker på. Det blir benyttet AX pakningsringer.

Vetco Gray's kopling er vist i figur 8.49. Her blir en låsering med flere spor presset inn mot tilsvarende spor på brønnhodet/BOP. Stresset blir dermed fordelt over et større område. Det blir her benyttet VX metall pakningsringer som vist på figuren.

Samme type koplinger kan benyttes på choke og kill linene mellom LMRP og stacken, og hydrauliske koplinger blir også brukt på overflateinstallasjoner.

Det er viktig at **åpne**kraften som er tilgjengelig på en subsea connector alltid er høyere enn **stenge**kraften. Man må alltid ha mulighet til frakopling ved evt dårlig vær. Dette er ofte arrangert ved en primær åpnekrets og en sekundær åpnekrets.

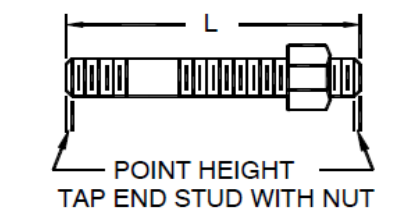
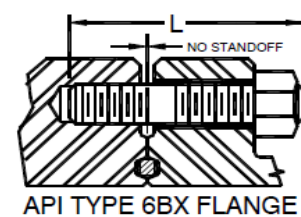
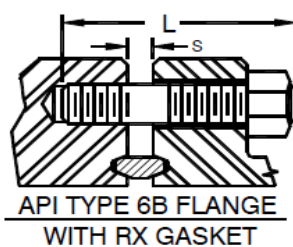
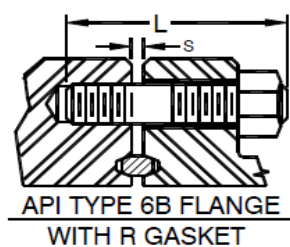
FLANGE



HUB & CLAMP



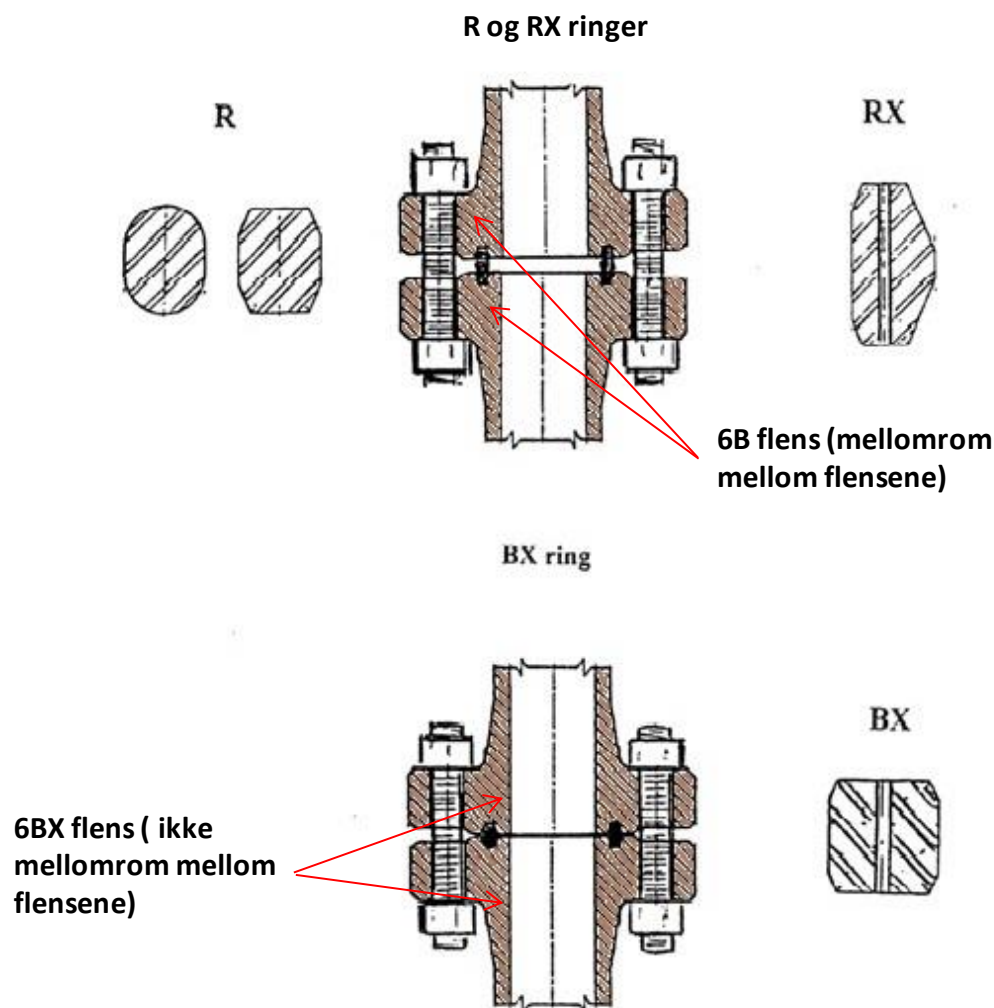
STUDED



Figur 8.41 Koplingstyper

Flenser og Ring Typer

Flens typer	Ring Typer		Trykk Rating
6B	R	RX	Opp til og med 5000 psi
6BX		BX	Høyere enn 5000 psi



Figur 8.42 Flenser og ringtyper

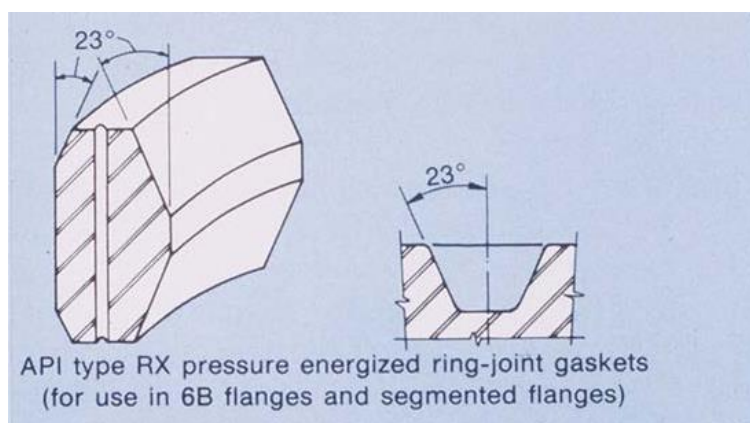
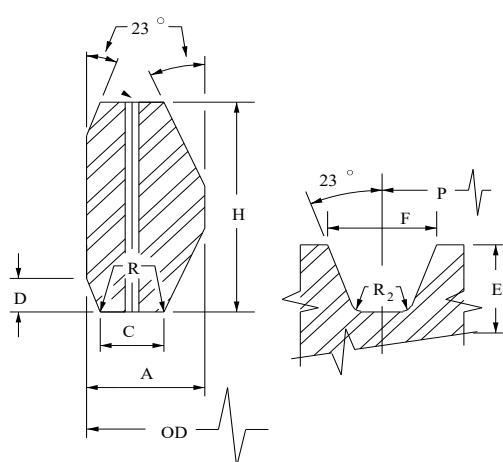
Pakningsringer

API spesifiserer tre typer pakningsringer som kan benyttes til høytrykksflenskoplinger. Disse har typebetegnelsene R, RX og BX og er av metall. I figur 8.42 er pakningene og pakningssporene illustrert. Type R ringer og RX ringer blir brukt til API 6B flenser, og BX ringer til API 6BX flenser. Det er kun BX ringer/6BX flenser som benyttes ved 10.000 psi og høyere trykk. RX og BX pakningene er *self energizing*, dvs at brønntrykket er med og aktiviserer pakningene. Dette forklarer hvorfor det kan være vanligere med lekkasjer på lavtrykkstest enn høytrykkstester. RX og BX ringer benyttes både til flanged, studded og clamp koplinger. R ringer passer i paknings-

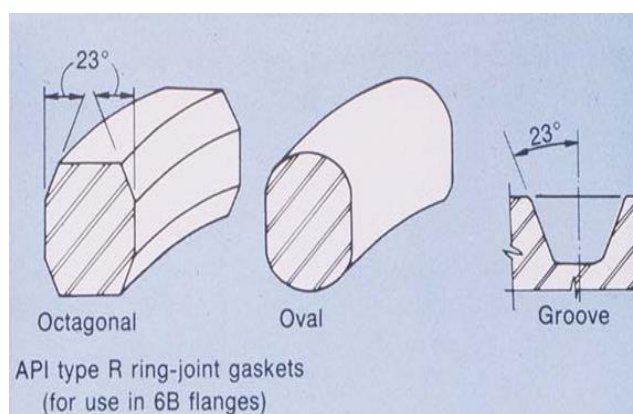
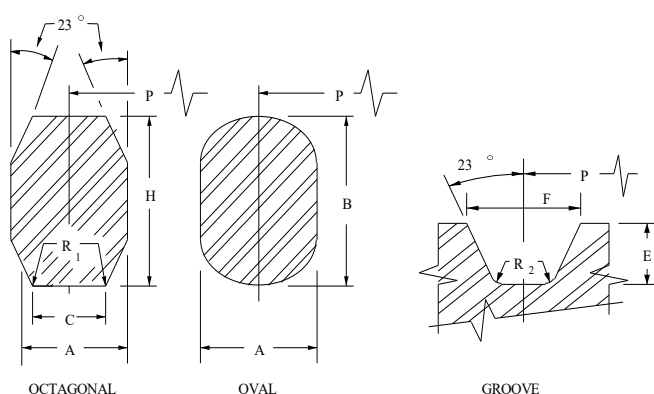
sporene til API 6B flenser men er ikke *self energizing*. R ringene sitt tverrsnitt er enten oktagonalt eller ovalt.

På clamp/hub koplinger kan det som nevnt også brukes en spesiell pakningsring (AX). Denne ligger i en V-profil som blir dannet av de to flensene og blir også aktivisert av brønntrykket. Det finnes også CX og VX ringer som blir brukt i tilknytning til riser. Disse er ikke API ringer.

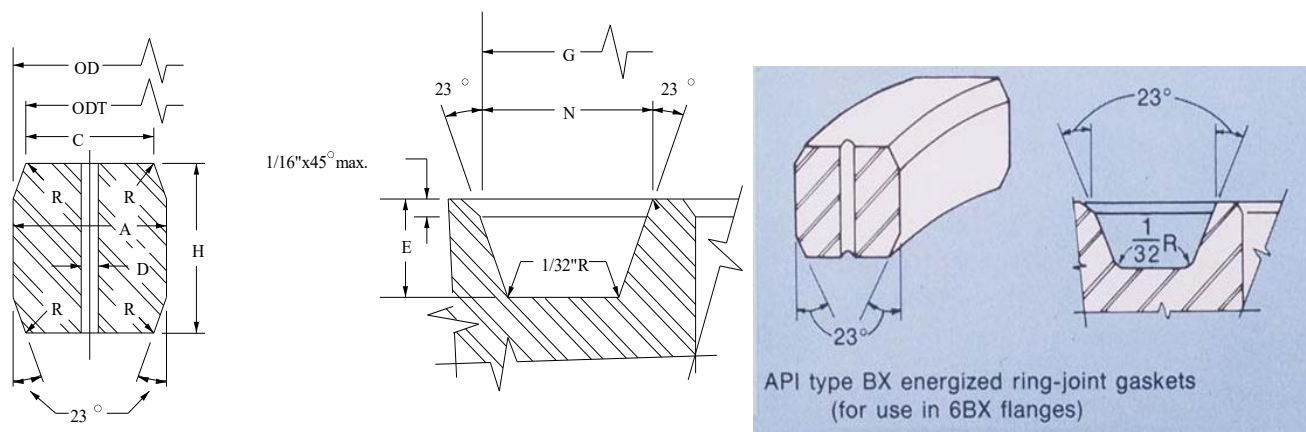
Det er ikke anbefalt å bruke en pakning mer en en gang. Det skal ikke brukes noe form for fett eller smøremiddel i pakningssporet, og ringene/sporene skal være rene da dette er metall-til-metall pakninger. NB ikke bruk stålbørste ved rengjøring. Eventuelle korrosjonsbeskyttende hinner må fjernes før installasjon.



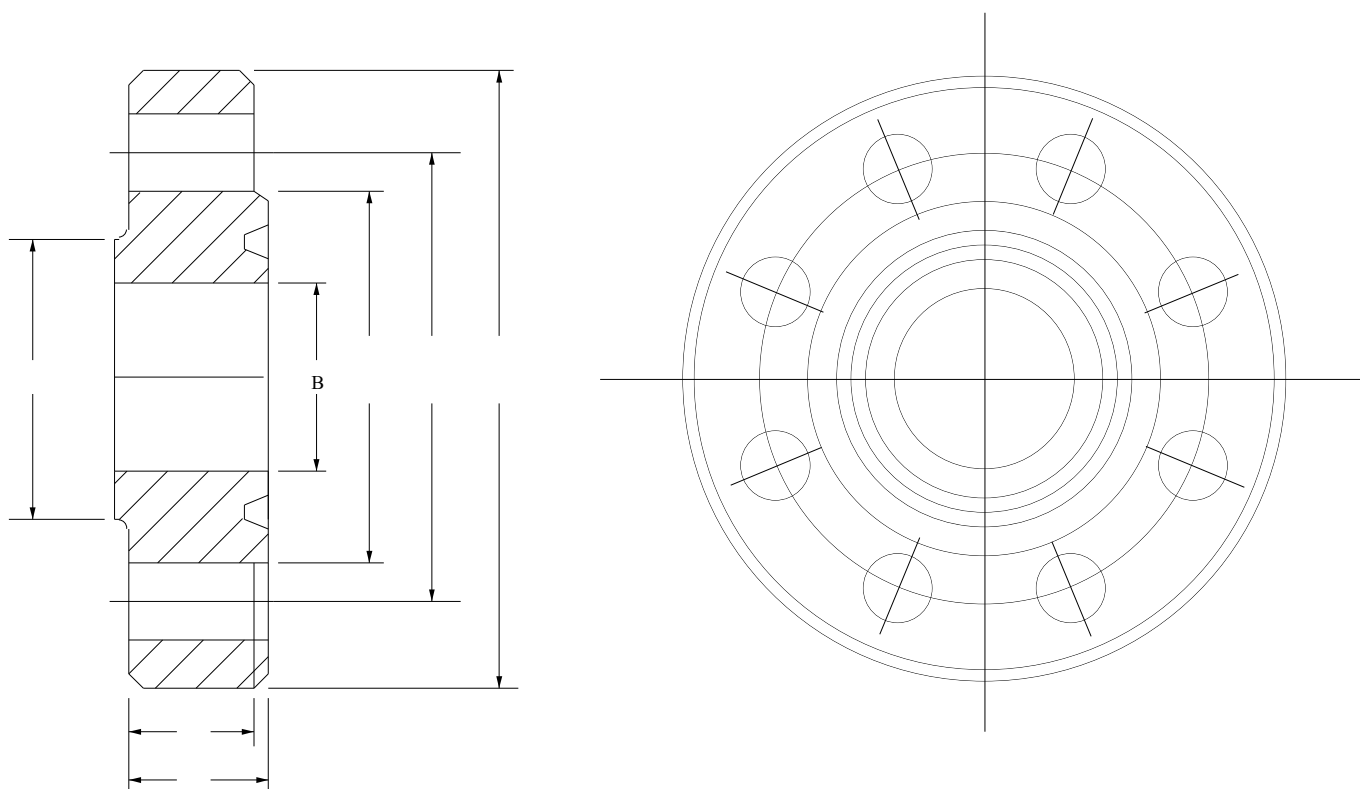
Figur 8.43 RX ring og pakningsspor



Figur 8.44 R ring og pakningsspor



Figur 8.45 BX ring og og pakningsspor



Figur 8.46 Nominell dimensjon for API flens



Cameron #13 Swing Bolt Clamp
Fits 13-5/8" 5M and 11" 10M Hubs

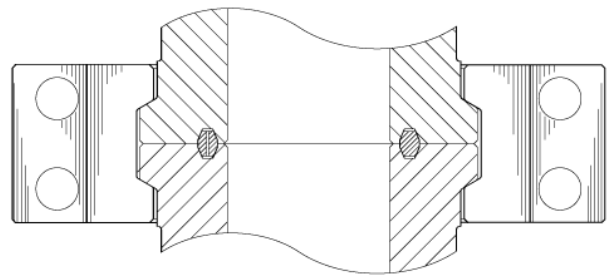
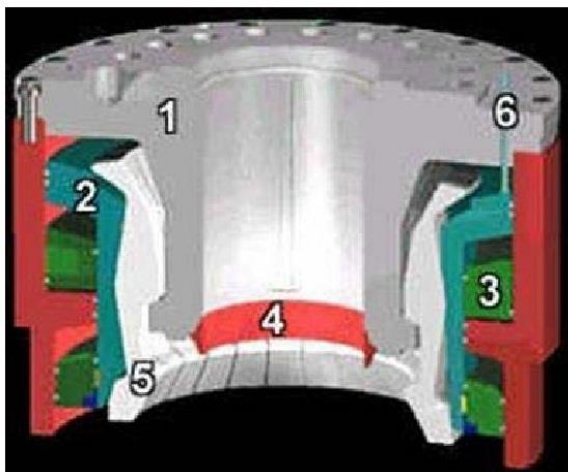
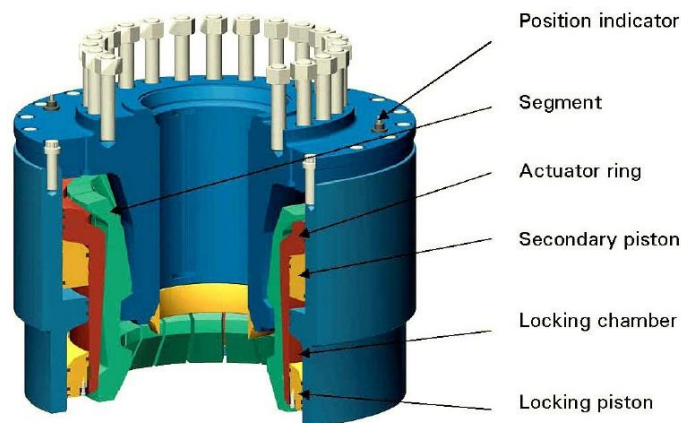


Illustration showing 16A Clamp and Hubs, joined face to face with BX Ring Gasket

Figur 8.47 Cameron Hub and Clamp

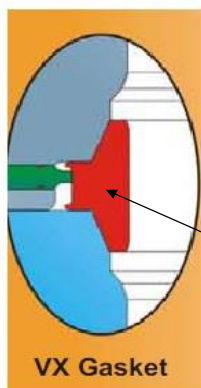
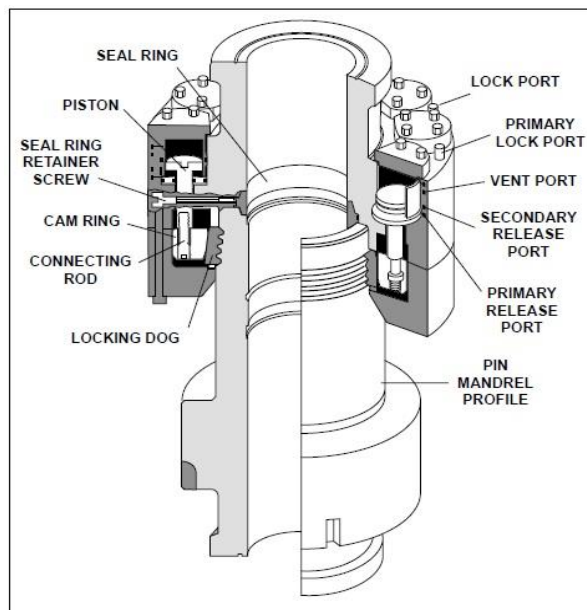


1. Body Centre Section
2. Actuator Piston
3. Secondary Unlock Piston
4. AX gasket
5. Segmented Finger Set
6. Indicator Rod

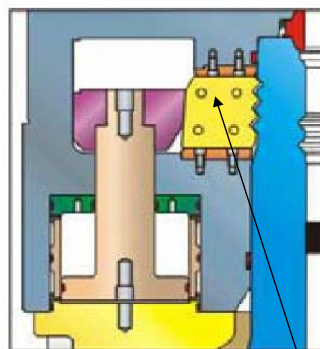


- Position indicator
- Segment
- Actuator ring
- Secondary piston
- Locking chamber
- Locking piston

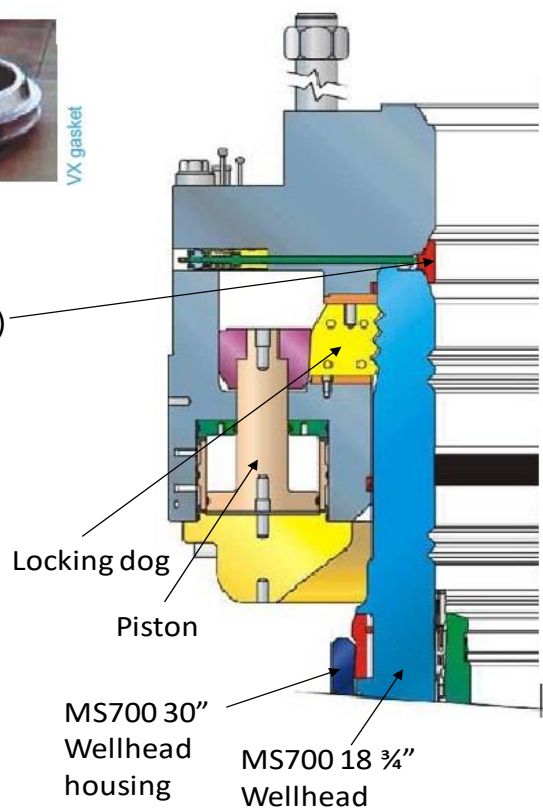
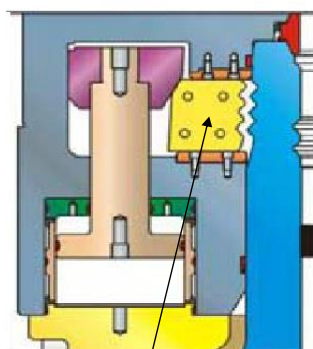
Figur 8.48 Collet Connector



VX Gasket (ring)



H-4 connector: locked and unlocked locking dog position



Figur 8.49 Vetco's H-4 subsea connector med VX ringpakning

8.4 BOP kontrollsystem

8.4.1 Generelt

For overflatemontert BOP er et typisk kontrollsystem et enkelt lukket hydraulisk system som består av følgende:

Et reservoar for lagring av hydraulisk væske, pumpeutstyr og akkumulatorer for lading og lagring av denne, samt en kontroll manifold bestående av ventiler, regulatorer, manometre og volumavlesere for styring og overvåking av BOP utstyret.

Hovedkontrollpanelet er på kontroll manifolden. I tillegg er det diverse fjernkontrollpaneler på riggen. Drillers panel på boredekket er vanligvis pneumatisk (luftstyrt). Backup panel f.eks. i boligkvarteret (toolpushers kontor), etc er vanligvis elektriske eller luftstyrte.

Når en funksjon blir aktivert ved operasjon av en 4-veis ventil på kontrollmanifolden (f.eks. steng annular preventer), blir hydraulisk væske med regulert trykk ledet direkte til funksjonene, dvs. stengekammeret på ventilene. Samtidig ventileres åpnekammeret tilbake til reservoaret. Det skal dermed ikke være noe forbruk av arbeidsvæske.

8.4.2 Overflatemontert BOP kontroll system

8.4.2.1 Komponenter og funksjoner

Figur 8.50a viser Koomey's hydrauliske kontrollsystem, som her blir brukt til en gjennomgang av et typisk system basert på API standarder. Nedenfor følger det en liste over de viktigste komponentene og deres funksjoner. Tallet i parentes refererer til komponentnummeret på tegningen. (API's skjematiske fremstilling er vist i figur 8.51).

Control manifold

Kontroll manifolden er senteret i kontrollsystemet, og består som nevnt av kontrollventiler, regulatorer, trykkmålere, etc for styring og overvåking av alle BOP funksjonene. Den er plassert på et sikkert sted skjermet fra boredekket. De forskjellige komponentene er beskrevet nedenfor.

Air operated hydraulic pumps & bypass valve (6 & 3)

Luftpumpa (6) opereres normalt ved 125 psi riggluft, og har samme funksjon som den elektriske pumpe (10). Manuell bypassventil (3) brukes til å overstyre den automatiske trykkbryteren (4) dersom høyere trykk enn 3000 psi er ønsket. Ellers står denne bypassventilen alltid i stengt posisjon. Smørepotte (2) tilfører automatisk litt smøremiddel til luft for å smøre de luftopererte pumpene.

Automatic hydro-pneumatic pressure switch (4)

Trykkbryteren (4) er satt til å kutte luftpumpa (cut out) når trykket har nådd 2900 psi når både luft- og elektrisk pumpe er i bruk. Ellers er den satt til 3000 psi hvis kun luft pumper er i bruk. Trykkene er regulerbare. Bryteren settes til å kople inn (cut in) når akkumulatortrykket har falt til ca 90 % av operating pressure, dvs ca. 2700 psi.

De luftopererte pumpene kan også slås helt av ved å stenge luftventil (5). Avstengning av væske fra tanken gjøres ved ventil (7) og (13).

Electric motor driven triplex or duplex pump assembly (10)

Elektrisk pumpe (10) for trykksetting av hydraulisk væske i akkumulatorene. Motoren starter og stopper automatisk etter signal fra motorstarteren som beskrevet nedenfor.

Electric motor starter (automatic) (12)

Gir automatisk start og stopp av den elektriske pumpa. Arbeider sammen med hydro-electric pressure switch (11). Motorstarteren (12) kan også sette i "ON" for å overstyre pressure switch (11). Starteren (12) kan også settes i "OFF" for å stanse pumpa.

Automatisk hydro-electric pressure switch (11)

Denne bryteren har samme funksjon for de elektriske pumpene som komponent (4) har for luftpumpene. Cut in & out verdiene er henholdsvis 2750 psi og 3000 psi.

Suction strainers (8 / 14) & check valves (9 / 15)

Suction strainers inneholder et filter, og er installert i suction linene til luft og elektriske pumper. Disse skal renses hver 30. dag. Tilbakeslagsventilene er montert på trykksiden fra begge pumpesystemene og hindrer kommunikasjon fra akkumulatorene tilbake til reservoaret gjennom pumpene.

Pressure reducing and regulating valves & panel unit selector (20 / 27 & 26)

Komponent (20) er manuell manifold regulatoren for justering av trykket på *main valve header*, og den gir væske til alle ram/HCR funksjonene. Regulatoren settes vanligvis til 1500 psi. Regulatoren (20) kan justeres manuelt fra unit, men også overrides ved bruk av *fjernoperert bypass ventilen* (23). Dette tillater fullt akkumulatortrykk (3000 psi) til alle funksjoner som er operert fra manifolden. (Annular preventer går på egen line). Åpning av bypassventil (23) er aktuelt ved bruk av shear ram, og for enkelte BOP'er er det nødvendig for å kunne stenge pipe rams mot et brønntrykk som er oppimot trykkratingen for BOP'en.

Komponent (27) er en tilsvarende regulator for annulartrykket. Denne er fjernoperert. Merk at det er en egen hydraulisk krets for annular preventeren, slik at denne ikke kan bli utsatt for fullt akkumulatortrykk. Dessuten unngår man å ha to trykkregulatorer koplet i serie. Panel unit selector (26) er en manuell treveis ventil. Med denne velger man om stengetrykket på annularen skal være regulerbart ved hjelp av luft fra regulatoren på selve kontroll manifolden (35), eller fra regulatoren på remotpanelet i drillerbua (39).

Akkumulator bank (17)

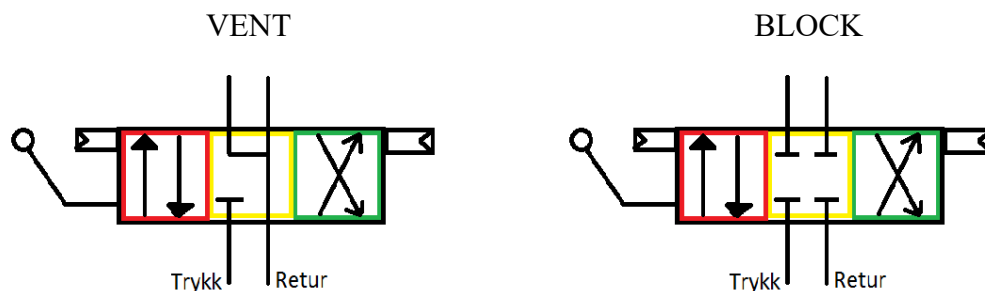
Akkumulatorene skal være forladet med nitrogen til 1000 psi +/- 10%. Forladningstrykket skal i hht API sjekkes før oppstart av hver brønn. Bare nitrogen skal brukes til forladning for å unngå brann og eksplosjonsfare.

Reservoar for hydraulisk væske

Hydraulisk væske suges inn fra reservoaret av pumpene for lading av akkumulatorene, og blir ventileret tilbake ved operasjon av funksjonene. Nivået i reservoaret (40) må sjekkes ofte, og det vil være tilkoplede alarmer for lavt nivå. Den hydrauliske væsken må være kompatibel med pakningsmaterialet som benyttes i kontrollsystemet og BOP ventilene. Væsken kan være lett hydraulisk olje, eller vannbasert med tilsatt olje. Man må også sørge for at det ikke samler seg klumper i bunnen.

Manipulator (4-veis) ventil (22)

4-veis ventilene (4-way valves) opereres for å styre den hydrauliske væsken til ønsket funksjon og samtidig ventilere væske fra den motsatte funksjonen. De er utstyrt med luft sylindre for fjernstyring. De har 4 porter og 3 posisjoner (4 / 3 retningsventil).



Rød posisjon gir trykk til stengessiden, og åpnesiden ventileres til reservoaret.

Grønn posisjon gir trykk til åpnesiden, og stengesiden ventileres til reservoaret.

Gul (senter) posisjon stenger for hydraulisk væsketilførsel fra pumpe/akkumulatorer. Avhengig av hvilken ventiltipe som benyttes, vil begge kontroll linene være ventilerte (VENT) eller begge kontroll linene blokkert (BLOCK).

Under vanlig operasjon skal ventilen ALDRI stå i senter posisjon. Det er kun ved testing eller feil på kontrollsystemet at denne posisjonen skal benyttes, f.eks. dersom det oppstår en lekkasje av slam inn i det hydrauliske systemet i en trykkkontrollsituasjon. Vitale funksjoner som skjær ventilen, skal være sikret mot utilsiktet operasjon (deksel eller liknende).

Diverse ventiler

Suction shut-off valves (7 & 13) stenger suction linene fra reservoaret til pumpene.

Accumulator shut-off valve (16) stenges under skidding og testing, eller når det er større trykk enn 3000 psi på åpne linen på ram preventere.

Accumulator relief valve (18) løses ut dersom akkumulator-trykket overstiger 3500 psi. Dette kan være aktuelt dersom trykkbryterne (11 eller 4) feiler.

Hydraulic Bleeder (25) er en manuell avblødningsventil for å gjøre hele uniten trykkløs.

Check valve (21) er tilbakeslagsventil fra manifold mot manifoldregulator.

Rig skid and test line

Dersom (16) stenges for å isolere akkumulatorene kan luft kjøre via baypassventil (3) direkte til de luftopererte pumpene og øke trykket til 5000 psi. Ved å sette retningsventil (42) i Test Line posisjon vil væsken kunne brukes til trykktesting av utstyr. Reliefventil (24) fungerer da som sikkerhetsventil og løser ut på 5500 psi. Retningsventil (42) kan også settis i Rig Skid posisjon. Da fungerer reliefventil (44) i systemet og er justert i forhold til rig skid systemet.

Det er også i meget spesielle tilfeller mulig å føre 5000 psi til manifold ved å line opp på samme måte som for Test Line (ovenfor), men også åpne fjernopererte bypass ventil (23). Det er da viktig å isolere funksjoner som er aktivert fra manifold og som ikke skal ha dette trykket.

Kontrollpaneler

I tillegg til drillers panel, er det vanlig å ha minst et fjernoperert (remote) panel i god avstand fra riggen. f.eks. toolpushers kontor.

Flow meter

Et flowmeter er ikke vist i figurene her, men skal være innstallert ifølge OD's krav. Dette vil måle hvor mye væske som blir brukt for å operere hver enkelt funksjon på BOP stacken. Slike målinger kan indikere om en funksjon blir utført ved aktivisering fra kontrollpanelet, samt responstiden og om det eventuelt er en lekkasje i systemet. Ettersom operasjon av en HCR ventil kan kreve mindre enn en gallon, må nøyaktigheten på flow meteret være tilsvarende.

8.4.2.2 Nød system

Et nitrogen back-up system består av nitrogenflasker som kan koples til kontroll manifolden dersom pumpene og akkumulatorene ikke kan levere hydraulisk væske.

8.4.2.3 Fjernkontroll teknikker

I tillegg til kontrollpanelet på selve kontroll manifolden, vil det være diverse paneler plassert andre steder på riggen for fjernkontroll av funksjonene i BOP systemet. Det skal være mulig å overstyre disse panelene fra kontroll manifolden. Typisk vil det være med et panel i drillerbua og et backup panel på toolpushers kontor. Kraftkilden til det fjernstyrte systemet skal være uavhengig av den kilden som benyttes til selve BOP funksjonene. Utforming av remote paneler er beskrevet i 8.4.4.2.

Det er flere teknikker som kan benyttes til fjernkontroll av kontroll manifolden:

- | | |
|-------------------------|--------------------------|
| * hydraulisk | * elektro-hydraulisk |
| * pneumatisk (luft) | * elektro-pneumatisk |

Pneumatisk og hydraulisk fjernkontroll

I pneumatiske systemer blir funksjonene på kontroll manifolden styrt ved hjelp av et direkte trykkluftsystem. Trykkluftventiler opereres fra remote panelet ved å aktivisere *master air valve* for å gi trykkluft til panelet, samtidig - og i minimum 5 sekunder, må man holde nede funksjonsventilen. Lufttrykket opererer da *air operating cylinders* som styrer hendlene på 4-veis ventilene. For å operere regulator ventiler er det ikke påkrevet å aktivisere *master air valve*.

Et slikt system har lang responstid dersom remote panelet har en viss avstand fra manifolden. Systemet er heller ikke anbefalt for bruk i temperaturer under frysepunktet. Montering/legging av luftliner innebærer også mye arbeid. De samme ulempene gjelder også for hydrauliske fjernstyringssystemer, men tilsetning av frostvæske kan eliminere temperaturproblemene.

Elektro-hydraulisk og elektro-pneumatisk fjernkontroll

De elektro-hydrauliske og elektro-pneumatiske systemene er basert på elektriske kretser mellom remote panelet og kontroll manifolden. Elektriske signaler styrer da hydrauliske eller pneumatiske solenoid ventiler som er montert på kontroll manifolden (en for stenging og en for åpning av hver funksjon). Disse leder hydraulisk væske eller trykkluft til operating cylinders som videre opererer 4-veisventilene. Dette prinsippet er illustrert i figur 8.53.

Fordelene med elektrisk fjernkontroll er kort responstid, og en betydelig lettere installasjon ettersom det benyttes elektriske kabler mellom kontroll manifolden og remote panelene. For operasjon i lave temperaturer, bør det benyttes et elektro-hydraulisk system med frostvæske.

Ved operasjon av elektriske kontrollpanel, må en først trykke på funksjonensknappen og så trykke inn og holde inne master knappen samtidig med funksjonsknappen, dette pga. *two handed operation* som kreves av API for slike panel. *Two handed operation* er ikke påkrevet for operasjon av regulatorventiler.

8.4.2.4 Feilsøking på kontrollsystem

Et normalt forløp ved f.eks. operasjon av en ram ventil fra et elektrisk remote panel vil være som følger: funksjonen blir aktivisert, først reduseres manifoldtrykket et øyeblikk, før det stiger opp igjen til normalt nivå (1500 psi). Akkumulatortrykket senkes fra 3000 psi til en lavere verdi. Samtidig slukkes lyset for normal status for funksjonen (grønn) og lampen for unormal status tennes (rød).

-  **Grønt lys indikerer at funksjonen står i normal drilling posisjon.**
-  **Rødt lys indikerer at funksjonen står i en unormal posisjon.**

På flowmeteret leses et normalt væskeforbruk, og trykkbryterne setter igang de hydrauliske pumpene for å bringe akkumulatortrykket opp til 3000 psi igjen.

Feil og problemer i denne sekvensen kan skyldes operatør eller komponentfeil. Nedenfor er en oversikt over indikasjoner, og mulige årsaker til noen av de problemene som kan oppstå i kontrollsystemet (vi regner her ikke med eventuelle alarmer som måtte være bygget inn, og feil ved manometre). I noen tilfeller er det opplagt hva som må gjøres for å rette på problemet, men lekkasjer kan kreve omfattende søking. Lekkasje kan oppstå i rørene, og kan da observeres ved at det lekker ut hydraulisk olje. Men dersom det f.eks. oppstår lekkasje fra ventilene og ut i brønnen, eller gjennom 4-veis ventilen tilbake til reservoaret, kan problemet være vanskeligere å identifisere. Tallene i parentes refererer til Koomey's system (fig 8.50a).

Akkumulatortrykket er høyere enn normalt:

- * trykkbryterne (4 & 11) i ustand, eller er feil innstilt
- * bypass ventilen for luftpumpene (3) lekker/står i åpen stilling
- * den elektriske motorstarteren (12) står i override posisjon
- * dersom akkumulatortrykket er over 3500 psi, betyr dette at relief ventilen (18) for akkumulatorene ikke ventilerer tilbake til reservoaret

Akkumulatortrykket er lavere enn normalt:

- * trykkbryterne (4 & 11) i ustand, eller er feil innstilt
- * pumpene lader ikke som normalt
- * lekkasjer
- * ikke nok hydraulisk væske i reservoaret

Pumpene går oftere enn normalt (eller kontinuerlig):

- * lekkasjer
- * trykkbryterne (4 & 11) virker ikke, er feil innstilt eller (12) står i override posisjon

Manifoldtrykket er høyere enn normalt

- * trykkregulatoren (20) i ustand eller er feil innstilt
- * bypass ventilen (23) for trykkregulatoren lekker eller står i åpen stilling

Manifoldtrykket er lavere enn normalt:

- * trykkregulatoren (20) i ustand, eller er feil innstilt
- * akkumulatortrykket er lavere enn 1500 psi.
- * blokkering mellom akkumulator/pumpe og manifold

Manifoldtrykket returnerer ikke umiddelbart til normalt nivå etter aktivisering av en funksjon

- * feil ved reguleringsventilen (20)
- * blokkering mellom akkumulator og manifolden (ising)
- * lekkasje mellom 4-veis ventilen og funksjonen

Manifoldtrykket synker ikke når en funksjon blir aktivisert

- * funksjonen er ikke aktivisert (sjekk væskeforbruk)
- * blokkering i line mellom unit og BOP (ikke væskeforbruk)

Større væskeforbruk enn normalt

- * lekkasjer mellom 4-veis ventilen og funksjonen
- * flowmeteret virker ikke

Mindre væskeforbruk enn normalt

- * funksjonen ikke aktivisert
- * flowmeteret virker ikke

Kontroll lampene på elektrisk panel virker ikke som normalt

- * pæra er gått
- * den elektriske kretsen for lampen(e) har feilet

Samme type analyse gjelder for annular funksjonen.

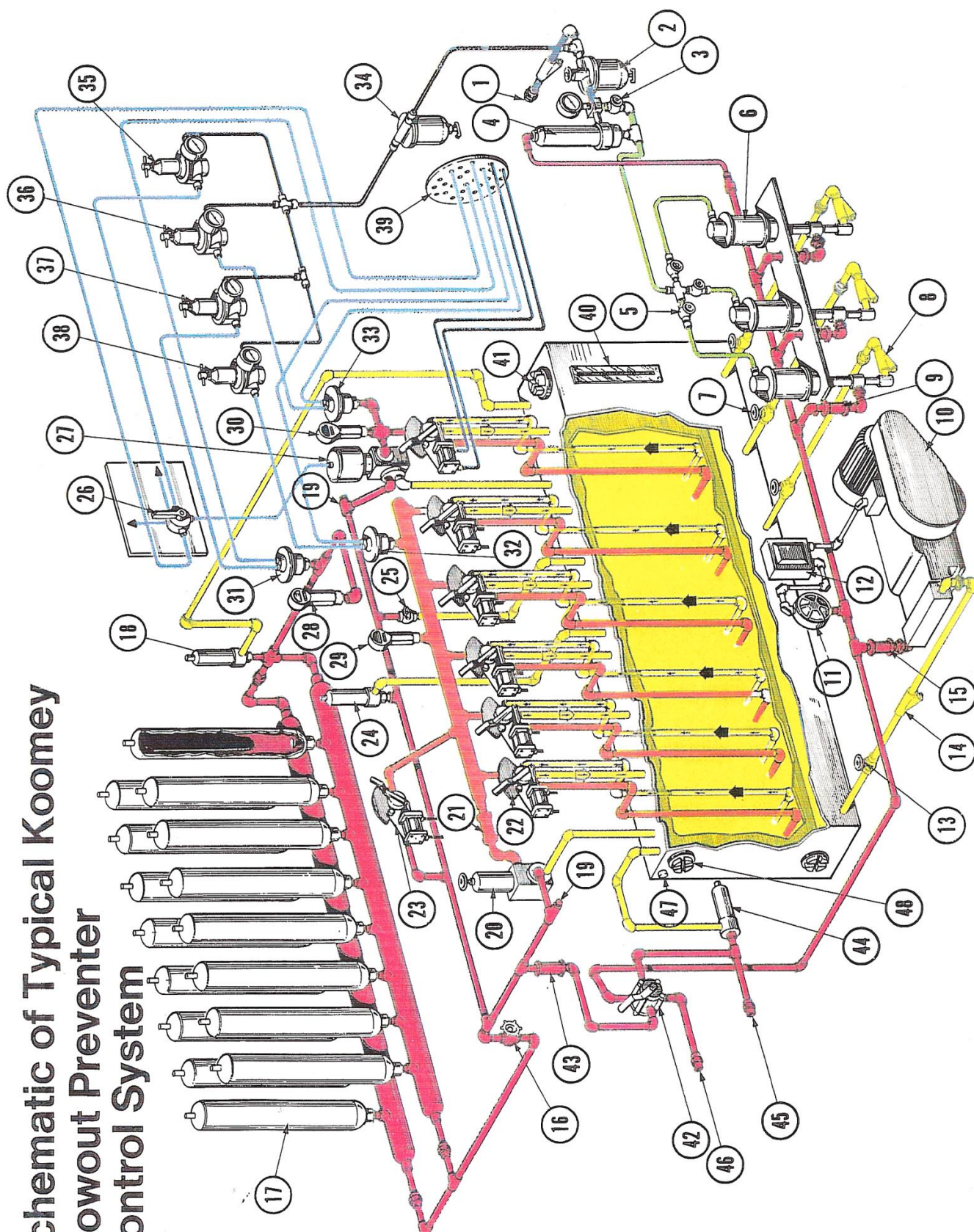
Denne listen er ikke endelig, men gir eksempler på hvordan en kan resonnere seg frem til årsaker til aktuelle problemer. I tillegg vil også diverse alarmer selvsagt være til hjelp.

Items Included in Below Schematic of Typical Koomey Blowout Preventer Control System

1. **CUSTOMER AIR SUPPLY:** Normal air supply is at 125 psi.
2. **AIR LUBRICATOR:** Located on the air inlet line to the air operated pumps. Use SAE 10 lubricating oil.
3. **BYPASS VALVE:** To automatic hydro-pneumatic pressure switch. When pressures higher than the normal 3,000 psi are required, open this valve. Keep closed at all other times.
4. **AUTOMATIC HYDRO-PNEUMATIC PRESSURE SWITCH:** Pressure switch is set at 2,900 psi cut-out when air and electric pumps are used. Otherwise set at 3,000 psi for air pumps alone. Adjustable.
5. **AIR SHUT-OFF VALVES:** Manually operated - to open or close the air supply to the air operated hydraulic pumps.
6. **AIR OPERATED HYDRAULIC PUMPS:** Normal operating air pressure is 125 psi.
7. **SUCTION SHUT-OFF VALVE:** Manually operated. Keep normally open. One for each air operated hydraulic pump suction line.
8. **SUCTION STRAINER:** One for each air operated hydraulic pump suction line. Has removable screens.
9. **CHECK VALVE:** One for each air operated hydraulic pump delivery line.
10. **ELECTRIC MOTOR DRIVEN TRIPLEX OR DUPLEX PUMP ASSEMBLY.**
11. **AUTOMATIC HYDRO-ELECTRIC PRESSURE SWITCH:** Pressure switch is set at 3,000 psi cut-out and 250 psi cut-in differential. Adjustable.
12. **ELECTRIC MOTOR STARTER (AUTOMATIC):** Automatically starts or stops the electric motor driving the triplex or duplex pump. Works in conjunction with the automatic hydro-electric pressure switch.
13. **SUCTION SHUT-OFF VALVE:** Manually operated, normally open. Located in the suction line of the triplex or duplex pump.
14. **SUCTION STRAINER:** Located in the suction line of the triplex or duplex pump.
15. **CHECK VALVE:** Located in the delivery line of the triplex or duplex pump.
16. **ACCUMULATOR SHUT-OFF VALVE:** Manually operated. Normally in open position when the unit is in operation. **Close** when testing or skidding rig or when applying pressure over 3,000 psi to open side of ram preventers. **OPEN WHEN TEST IS COMPLETED.**
17. **ACCUMULATORS:** Check nitrogen precharge in accumulator system every 30 days. Nitrogen precharge should be 1000 psi $\pm$ 10%. **CAUTION: Use NITROGEN when adding to precharge.** Other gases and air may cause fire and/or explosion.
18. **ACCUMULATOR RELIEF VALVE:** Valve set to relieve at 3,500 psi.
19. **FLUID STRAINER:** Located on the inlet side of the pressure reducing and regulating valves.
20. **KOOMEY PRESSURE REDUCING AND REGULATING VALVE:** Manually operated. Adjust to the required continuous operating pressure of ram type BOP's.
21. **CHECK VALVE:** Located on the delivery side of the pressure reducing and regulating valve.
22. **4-WAY VALVES:** With air cylinder operators for remote operation from the control panels. Keep in open position when controls are not in use.

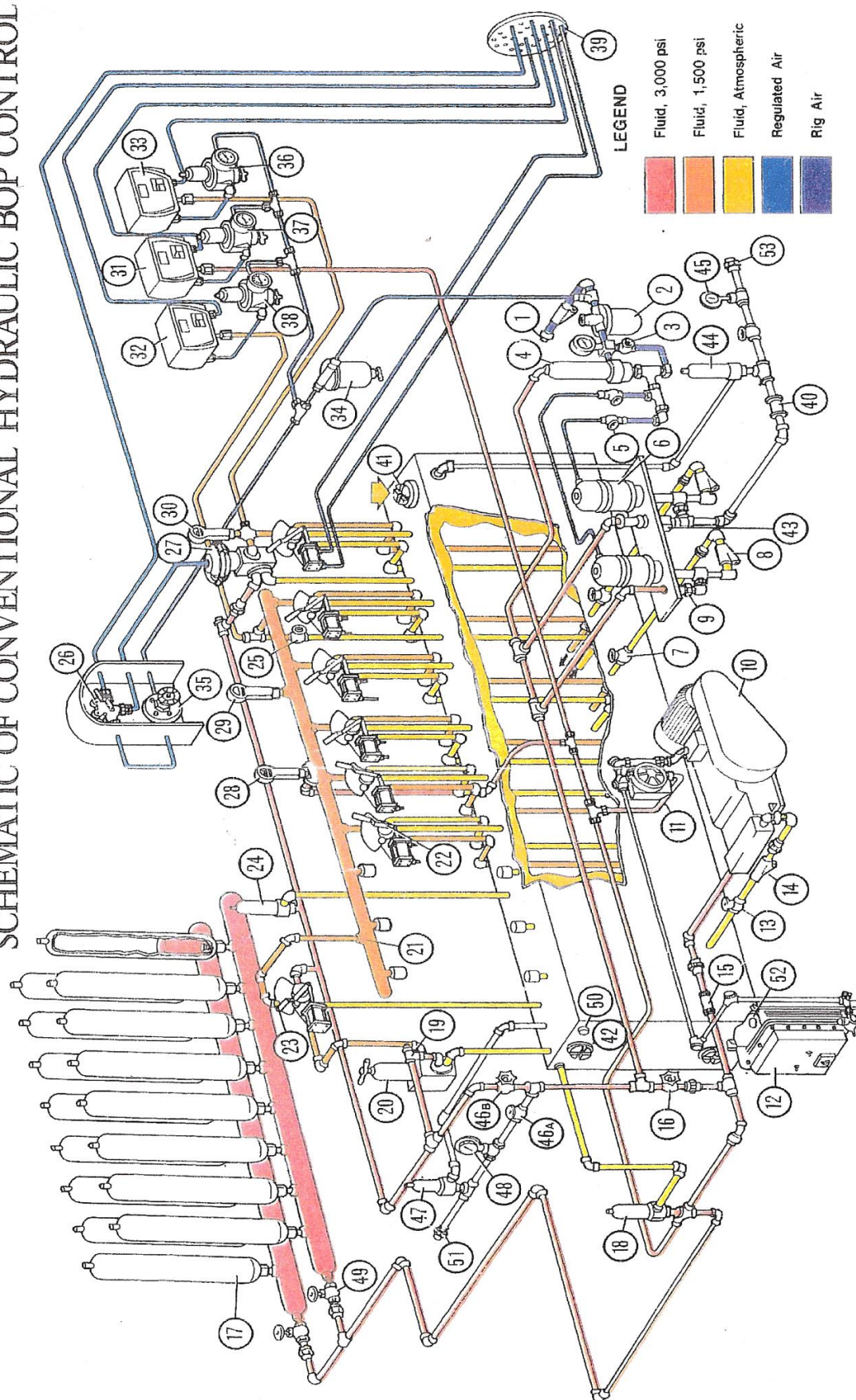
23. **BYPASS VALVE:** With air cylinder operator for remote operation from the control panels. Keep closed unless 3,000 psi (or more) is required on ram type BOP's.
24. **RELIEF VALVE:** Valve set to relieve at 5,500 psi.
25. **HYDRAULIC BLEEDER VALVE:** Manually operated - normally closed.
NOTE: This valve should be kept OPEN when precharging the accumulator bottles.
26. **PANEL-UNIT SELECTOR:** Manual 3-way valve. Used to allow pilot air pressure to the air operated Koomey pressure reducing and regulating valve, either from the air regulator on the unit or from the air regulator on the control panel.
27. **KOOMEY PRESSURE REDUCING AND REGULATING VALVE - AIR OPERATED:** Reduces the accumulator pressure to the required annular operating pressure. Pressure can be varied for stripping operations. Maximum downstream pressure for the annular preventer should not be exceeded.
28. **ACCUMULATOR PRESSURE GAUGE.**
29. **MANIFOLD PRESSURE GAUGE.**
30. **ANNULAR PREVENTER PRESSURE GAUGE.**
31. **PNEUMATIC PRESSURE TRANSMITTER FOR ACCUMULATOR PRESSURE.**
32. **PNEUMATIC PRESSURE TRANSMITTER FOR MANIFOLD PRESSURE.**
33. **PNEUMATIC PRESSURE TRANSMITTER FOR ANNULAR PREVENTER PRESSURE.**
34. **AIR FILTER:** Located on the supply line to the air regulators.
35. **AIR REGULATOR FOR KOOMEY PRESSURE REDUCING AND REGULATING VALVE - AIR OPERATED.**
36. **AIR REGULATOR FOR PNEUMATIC TRANSMITTER FOR HYDRIL PRESSURE.**
37. **AIR REGULATOR FOR PNEUMATIC PRESSURE TRANSMITTER FOR ACCUMULATOR PRESSURE.**
38. **AIR REG. FOR PNEUMATIC PRESS TRANSMITTER FOR MANIFOLDPRESSURE.**
39. **AIR JUNCTION BOX:** To connect the air lines on the unit to the air lines coming from the remote control panels through air cable.
40. **FLUID LEVEL INDICATOR.**
41. **HYDRAULIC FLUID FILL HOLE.**
42. **RIG SKID AND TEST LINE - 4-WAY VALVE:** Manually operated, open center. Accumulator Position: Valve handle to the right position. Test Position: Valve handle to the center position. Skid Position: Valve handle to the left position. **CAUTION: Return valve handle to accumulator position after skidding or testing.**
43. **CHECK VALVE:** Located on the outlet line from the rig skid and test valve and inlet line to the accumulators.
44. **RIG SKID RELIEF VALVE:** Located on the rig skid line.
45. **RIG SKID CUSTOMER CONNECTION.**
46. **TEST LINE CUSTOMER CONNECTION.**
47. **RIG SKID RETURN CUSTOMER'S CONNECTION.**
48. **INSPECTION PLUG.**

Schematic of Typical Koomey Blowout Preventer Control System



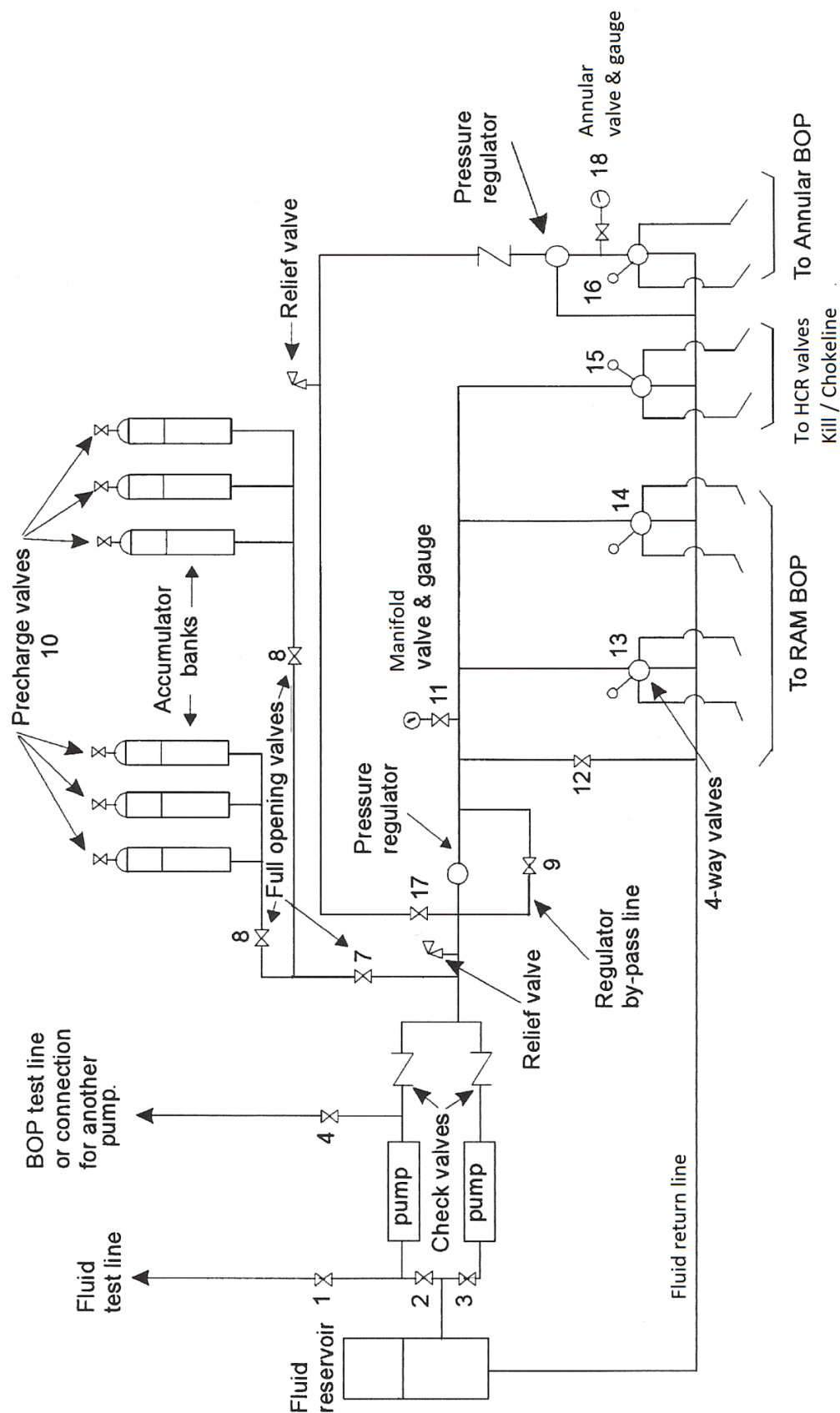
Figur 8.50a Koomey kontrollsystem for overflatemontert BOP

SCHEMATIC OF CONVENTIONAL HYDRAULIC BOP CONTROL



Nummerering av komponentene på Shaffer Unit følger i hovedtrekk den samme nummereringen som for Kookey Unit. Når det gjelder "Rig Skid" og "Test Line" systemet er nummereringen noe endret.

Figur 8.50b Shaffer kontrollsystem for surface BOP

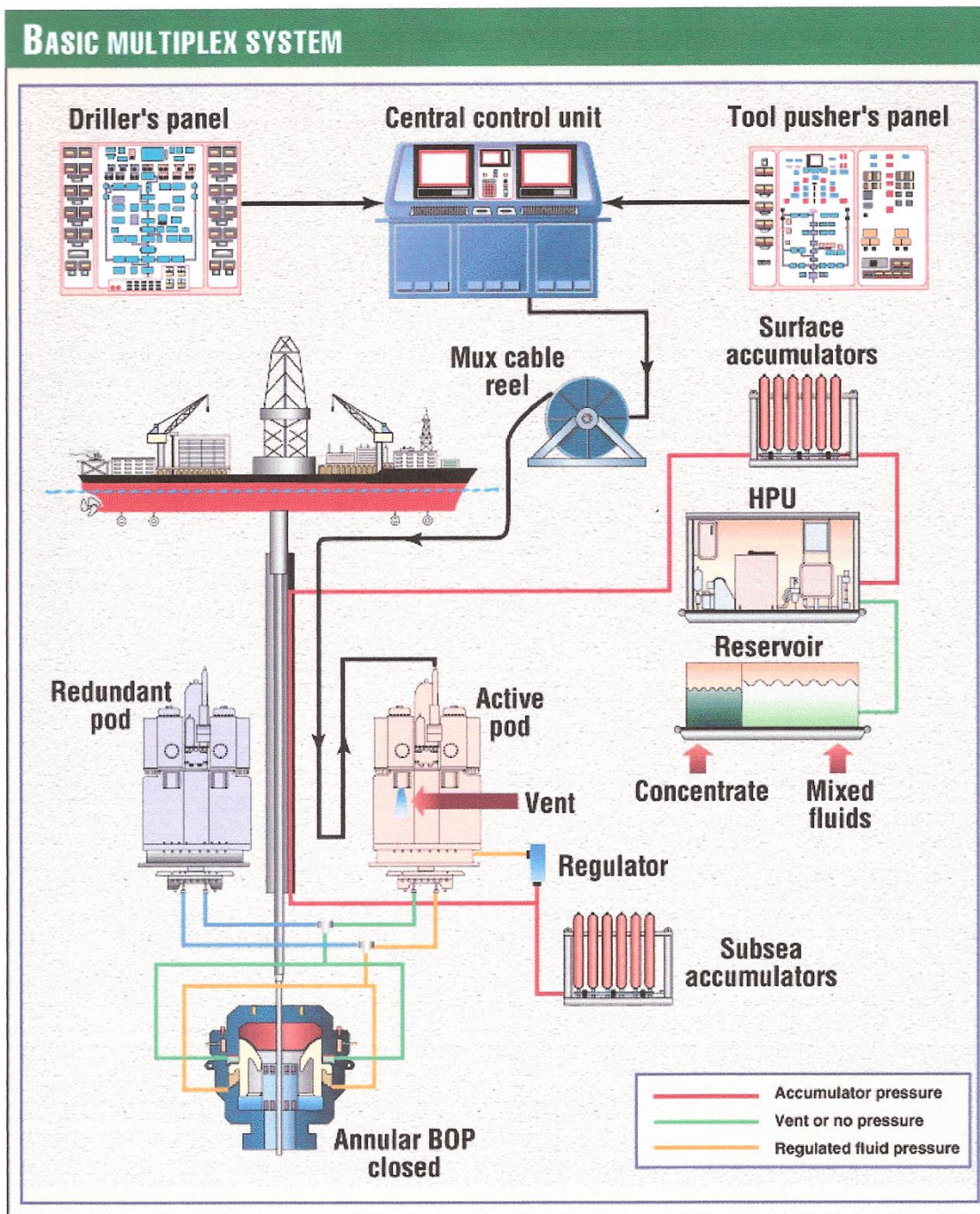


. Figur 8.51 APT's skisse for BOP kontrollsystem (overflatemontert)

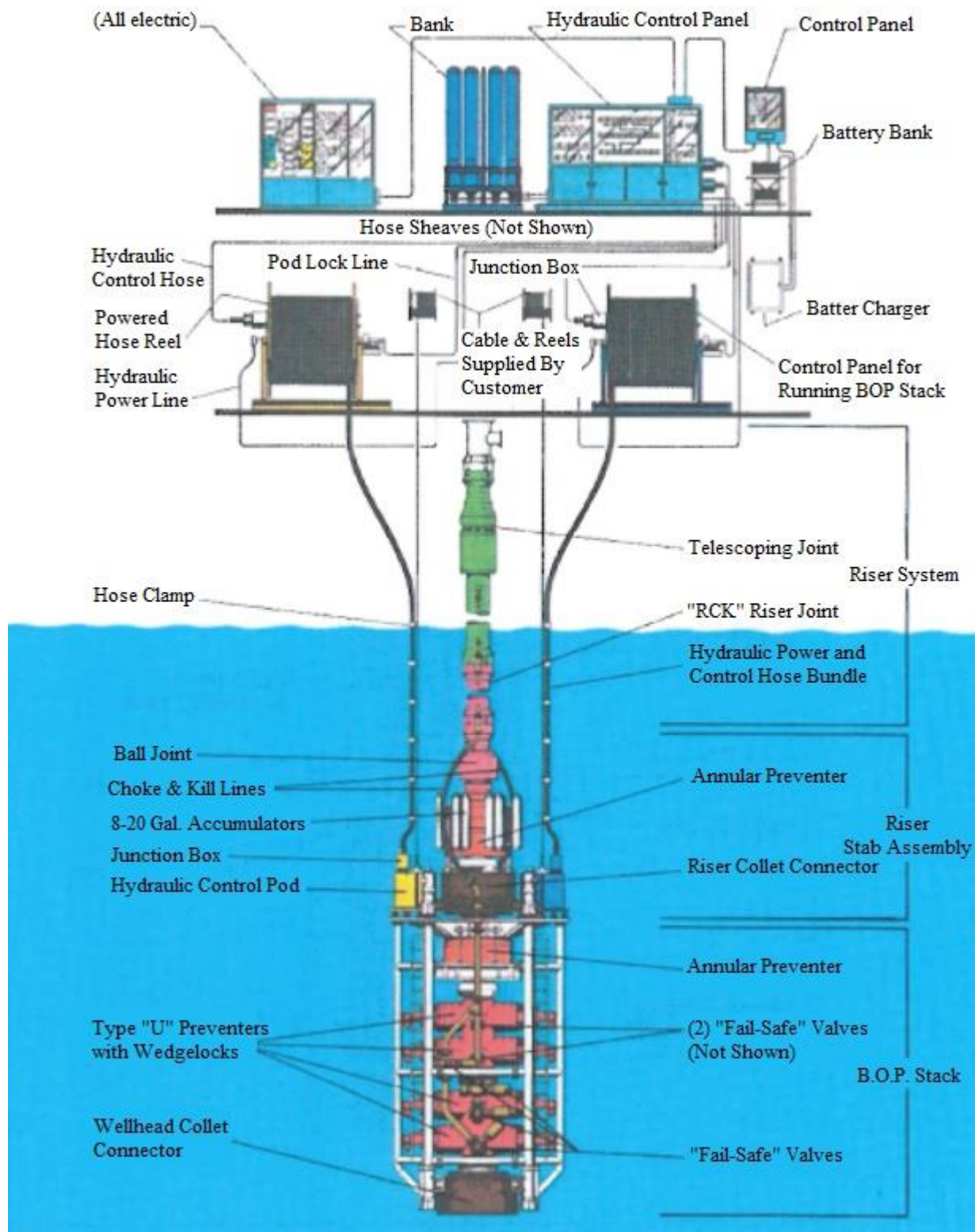
8.4.3 Havbunnsmontert BOP kontrollsystem

På en subsea BOP kan man ikke benytte et direkte hydraulisk system slik man har på overflate BOP. Diameteren på kontrollinene blir for stor, slik at disse ville blitt uhåndterlige. Et direkte hydraulisk system vil også gi en uakseptabel responstid på store havdyp. Dette skyldes friksjon i de hydrauliske linene, samt at disse utvider seg og kontrollvæsken komprimeres under trykk. Det er derfor vanlig å benytte kontrollteknikker basert på pilotstyring for subsea stacks. Elektriske eller hydrauliske pilotsignaler sendes i pilotliner til pilotventiler som sitter i en kontrollboks (*control pod*) på LMRP. Disse styrer så hydraulisk væske fra en *power line*, via lokale akkumulatorer montert på BOP, til funksjonene.

I tillegg til hovedkontrollsystemet, kan det på flytere også være helt uavhengige backup kontroll systemer, f.eks. basert på akkustiske signaler, til bruk dersom en skulle miste forbindelsen mellom riggen og brønnhodet.



Figur 8.52 BOP kontroll system Subsea (Hydril MUX system)



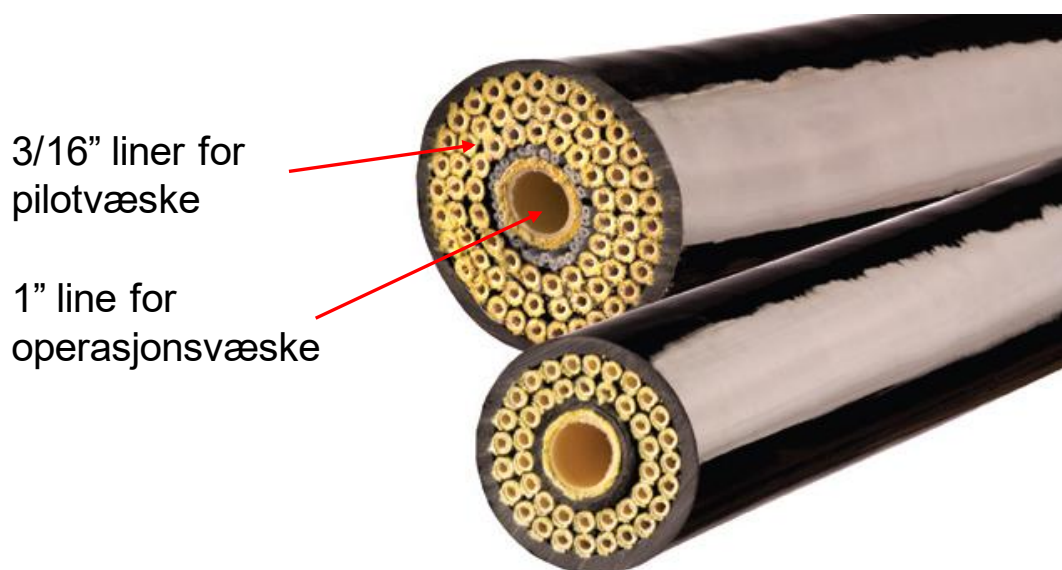
Figur 8.53 BOP kontrollsystem Subsea (Cameron)

8.4.3.1 Pilot hydraulisk kontrollsystem

Hovedkomponentene til hydraulisk pilotstyrt BOP system er vist i figur 8.53. Kontroll manifolden har en separat pilotmanifold for operasjon av subsea pilotventiler. En felles master power unit eller to separate pumpesystemer gir hydraulisk væske til den hydrauliske hovedlinen (*operating fluid*)

og pilotlinene (*pilot fluid*) via felles eller separate akkumulatorflasker. BOP'en kan kontrolleres både fra kontroll manifolden eller diverse uavhengige remote paneler på riggen.

Pilot og operating fluid blir sendt til funksjonene på BOP gjennom kontrolliner (*pod lines/control umbilicals*). Det er to uavhengige kontrolliner med hver sin kontrollboks (*yellow and blue pod*) der pilotventilene sitter. Dette gir komplett backup helt ned til *shuttle ventile*. Disse er montert på selve stacken, og tillater bare operating fluid fra den operative poden å passere som vist i figur 8.59 og 8.60. Det velges fra overflaten med pod selector hvilken pod som skal være aktiv (trykksatt med arbeidsvæske). Det er kun den aktive pod som blir trykksatt med arbeidsvæske, mens pilotlinene vil trykkesett i begge podslangene parallelt. Powerlinen er gjerne knyttet opp mot BOP monterte akkumulator flasker, og ender i reguleringsventiler for annular og ram preventer trykk. Det regulerte trykket leses tilbake til overflaten gjennom egne read back liner. En typisk kontrolline vil bestå av en 1" line for felles operating fluid og ca 64 stk 3/16" pilotliner.

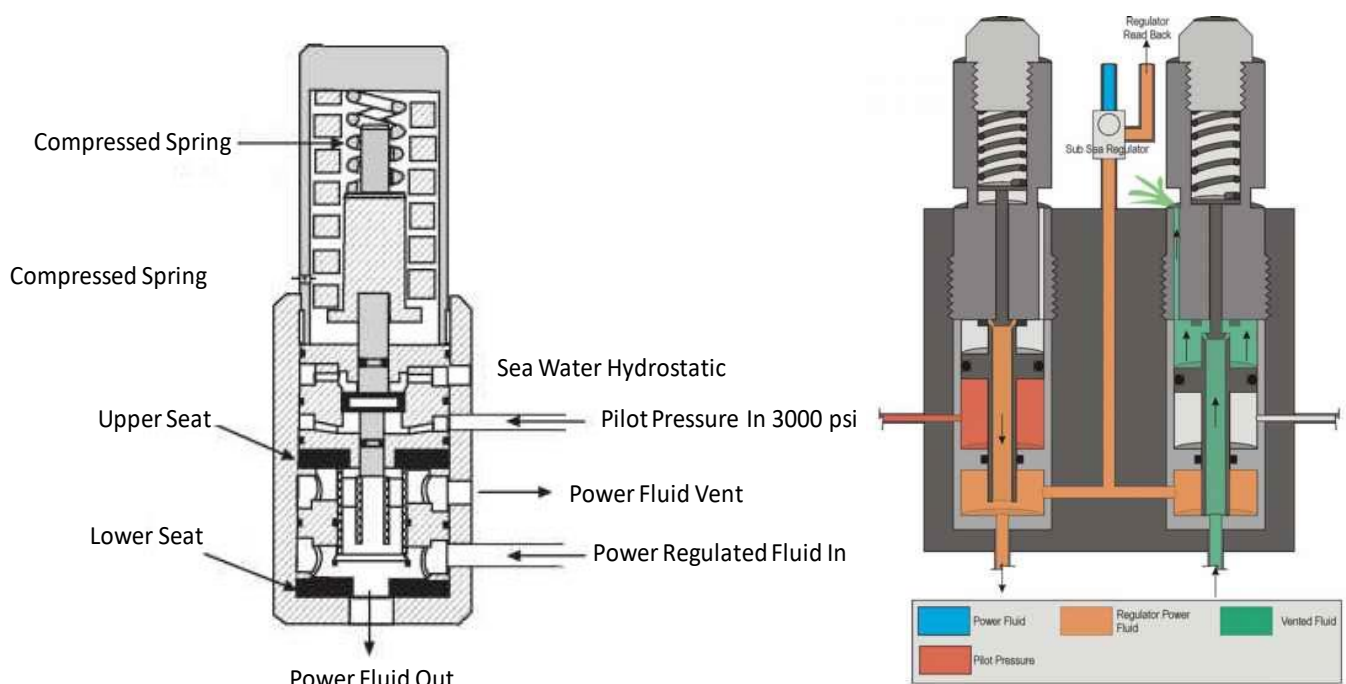


Figur 8.54 Hydraulisk kontroll line

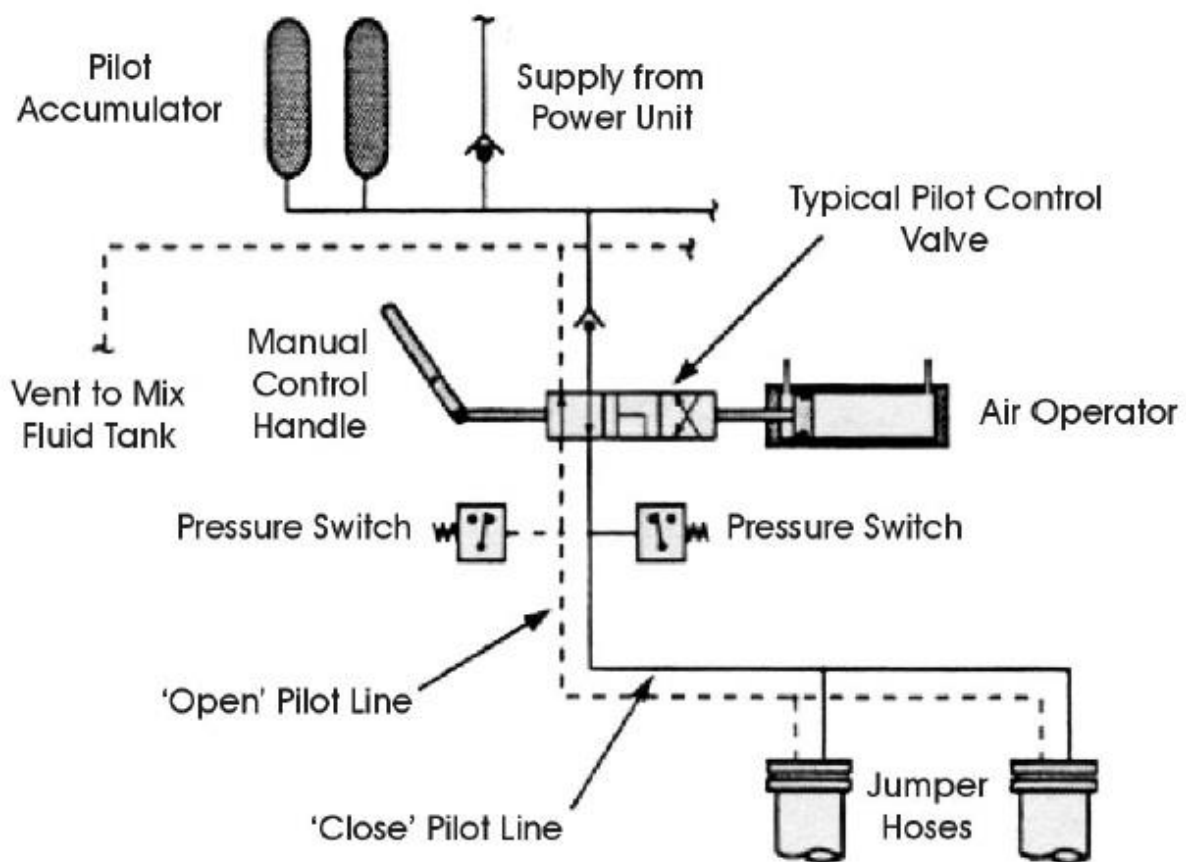
Operasjonsprinsippet er illustrert i figur 8.59 og 8.60; Når en funksjon blir aktivisert på overflaten, trykkesett den aktuelle pilotlinen til 3000 psi, slik at pilotventilen (SPM) for denne funksjonen åpnes. Denne styrer operating fluid ved regulert trykk fra powerlinen til funksjonen via shuttle ventilen samtidig som motsatt funksjon ventileres til sjø gjennom samme. Det er derfor nødvendig å bruke miljøvennlig hydraulisk væske (vannbasert) og det må holdes nøye kontroll med nivået i reservoaret. Væsken i pilotlinene blir ventilerert tilbake til reservoaret på overflaten som vist.

Kontrollpodene er koplet til BOP via lower marine riser package, og kan trekkes til overflaten individuelt for overhaling samtidig som det opprettholdes full kontroll med BOP'en. Når stacken blir kjørt ned til havbunnen, legges kontrollinene ut fra to tromler. Tromlene er utstyrt med et manifoldsystem slik at noen funksjoner kan opprettholdes under kjøringen. Når stacken er landet, blir den hydrauliske kontrollenheten koblet til tromlene gjennom koblingsbokser på disse.

Som tidligere nevnt, kan noe av den hydrauliske væsken lagres lokalt på stacken for å redusere responstiden. I tillegg kan det lagres hydraulisk væske på stacken som er isolert fra hovedsystemet og dedikert til et nødsystem (akustisk eller lignende).



Figur 8.55 Operasjonsprinsipp for pilot ventilene (SPM-ventil (Sub - Plate - Mounted Valve))



Figur 8.56 Kretsløp for pilottrykket

8.4.3.2 Elektro-hydraulisk kontrollsystem

Ved boring på store havdyp, vil responstiden i hydrauliske pilotsystemer også bli for lang slik at en ikke oppfyller tidskravene for stenging og åpning av BOP rammer og annular. Leverandører anbefaler å ikke bruke hydrauliske pilotsystem på havdyp over 1500m. Parallellt med boring på større havdyp startet utviklingen av det elektro-hydrauliske systemet der de hydrauliske pilotlinene ble erstattet av elektriske liner som opererer solenoid ventiler i kontrollpodene. Disse styrer pilotsignaler (dvs. hydraulisk væske som blir tatt fra powerlinen) til de hydrauliske pilotventilene som videre styrer power fluid til funksjonen. Et elektrisk system åpner også for en større grad av overvåking av BOP funksjonene. En videreutvikling av dette konseptet er å erstatte alle de elektriske kablene med bare to for overføring av multiplexe (MUX) koder. Disse blir dekodet i poden av en elektronisk prosessor (Subsea Electronic Module, SEM), slik at den aktuelle solenoidventilen kan åpnes. Alle rigger der en borer på havdyp over 1500 m har et MUX-system.

8.4.3.3 Fjernkontroll

Mye de samme type teknikker som for overflatemontert BOP benyttes til fjernstyring av kontroll manifolden for subsea systemer. Det mest typiske systemet er basert på elektrisk fjernkontroll som vist i figur 8.53. Remote panelene skal være uavhengige, slik at eventuelle feil ikke hindrer kontroll av BOP fra kontroll manifolden. Se 8.4.4.2 for krav til remotepaneler.

Når en på et elektrisk panel aktiviserer en funksjon, går det et elektrisk signal til kontrollmanifolden hvor en luftmagnetventil (solenoid) blir aktivert. Luftmagnetventilen gir så luft til en 4-veis/3-posisjonsventil og det blir åpnet for tilførsel av 3000 psi hydraulisk væske ned pilotlinene (gul og blå). Pilotlinene gir så trykk til SPM ventilene og SPM ventilen på aktiv pod åpner for regulert operasjonsvæske til aktuell BOP funksjon. Lyssignalene på de elektriske kontrollpanelene (rødt/grønt for stengt/åpen) er styrt av trykkløpere tilknyttet pilotlinene som går til SPM ventilene. Lyssignalene gir derfor ingen garanti for at funksjonen er utført. For å kunne si om funksjonen er utført, må en ha observert trykkløpere og trykkoppbygging på akkumulator og regulatortrykk (readback trykk).

Elektriske panel har en memory funksjon som når ventilen står i block/vent, også gir signal om hvilken funksjon ventilen sto i før den ble satt i block/vent.

På elektriske subsea panel kan en også kjøre block/vent funksjonen ifra panelet. Når en trykker på block/vent funksjonen vil begge luftmagnetventilene åpne og luftsylindren på 4/3 ventilen vil bli sentrert. Både åpne og stenge pilotlinene vil da bli ventileret tilbake til hydraulikkvæske tanken. Når begge pilotlinene blir ventileret, vil SPM ventilen ventilere både åpne og stengelinene til BOP funksjonen til sjø. Supply linen med regulert operasjonsvæske blir blokkert.

Ved regulering av manifold og annular trykk fra et elektrisk panel, vil en ved å trykke på øke/minke knappene på panelet operere luftmagnetventiler på kontrollmanifolden som reduserer og øker lufttrykk til den luftstyrte hydrauliske regulatoren på kontrollmanifolden. Denne regulerer så trykket på den hydrauliske væsken som går ned pilotlinen til den respektive regulatoren som er montert i poden på BOP'en. Alt etter hvilket trykk denne væsken har, vil subsea regulatoren tilsvarende regulere trykket på væsken som kommer fra supplylinen og gi trykkregulert supply fluid til SPM ventilene. Etter regulatorene går det signalliner fra supply linene opp til overflaten, slik at en på overflaten kan lese av hvilket trykk som går til funksjonene.

8.4.3.4 Emergency backup kontroll system

Selv om systemene som er beskrevet ovenfor gir redundans helt ned til shuttle ventilene (i og med at det blir installert to separate kontrollbokser med egne kontrolliner), er det i tillegg vanlig å installere et helt uavhengig backup kontroll system på flyterigger. Dette for å tillate kontroll av

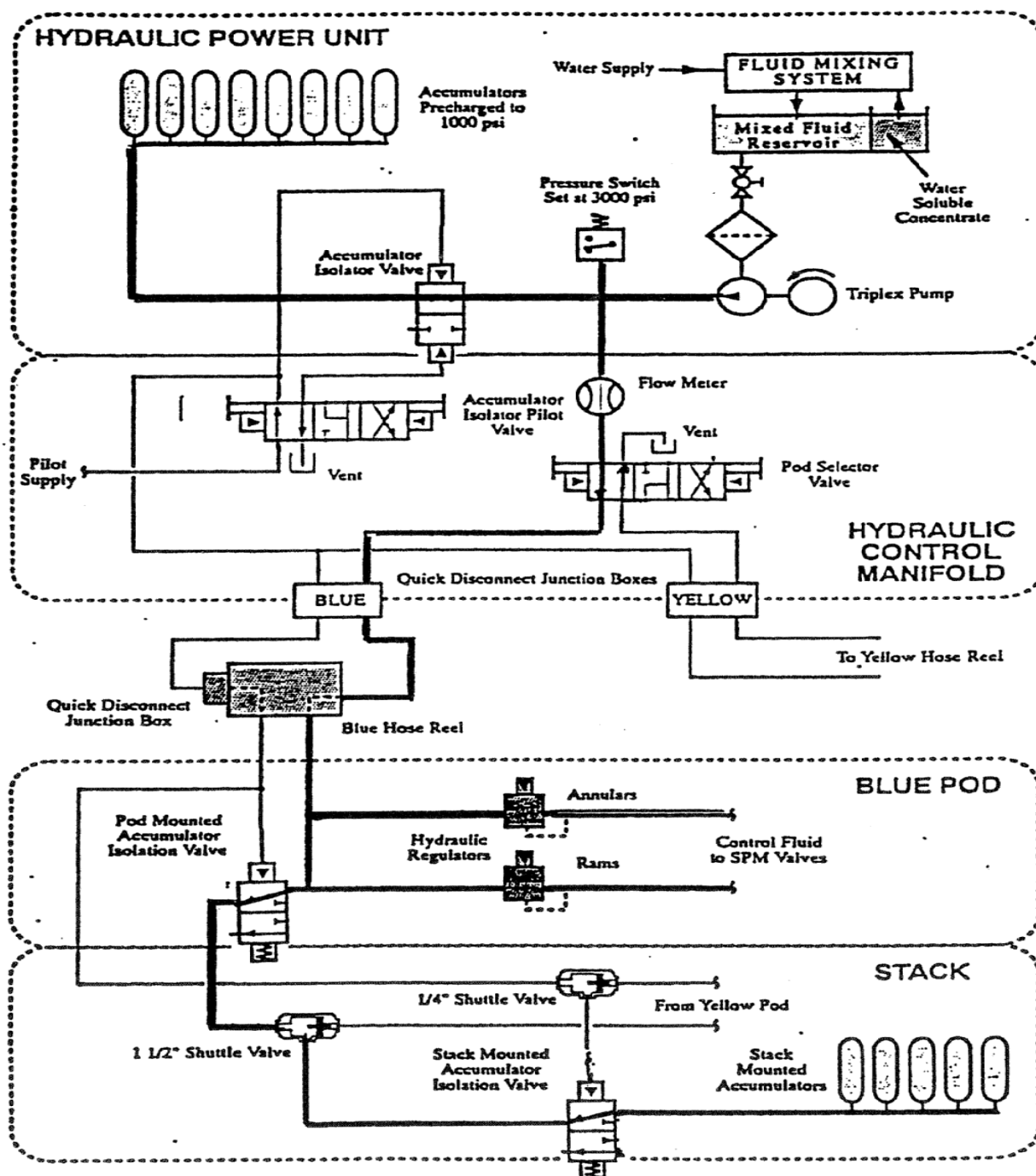
vitale BOP funksjoner, selv om en skulle miste forbindelsen med BOP gjennom kontrollinene. Vitale funksjoner vil være frakopling av riser og aktivisering av shear og pipe ram, samt ram locks. Slike systemer har separate akkumulatorflasker montert på BOP. Det finnes flere typer backup kontrollsystemer; akustisk, ROV basert og LMRP recovery.

Akustisk backup kontroll system

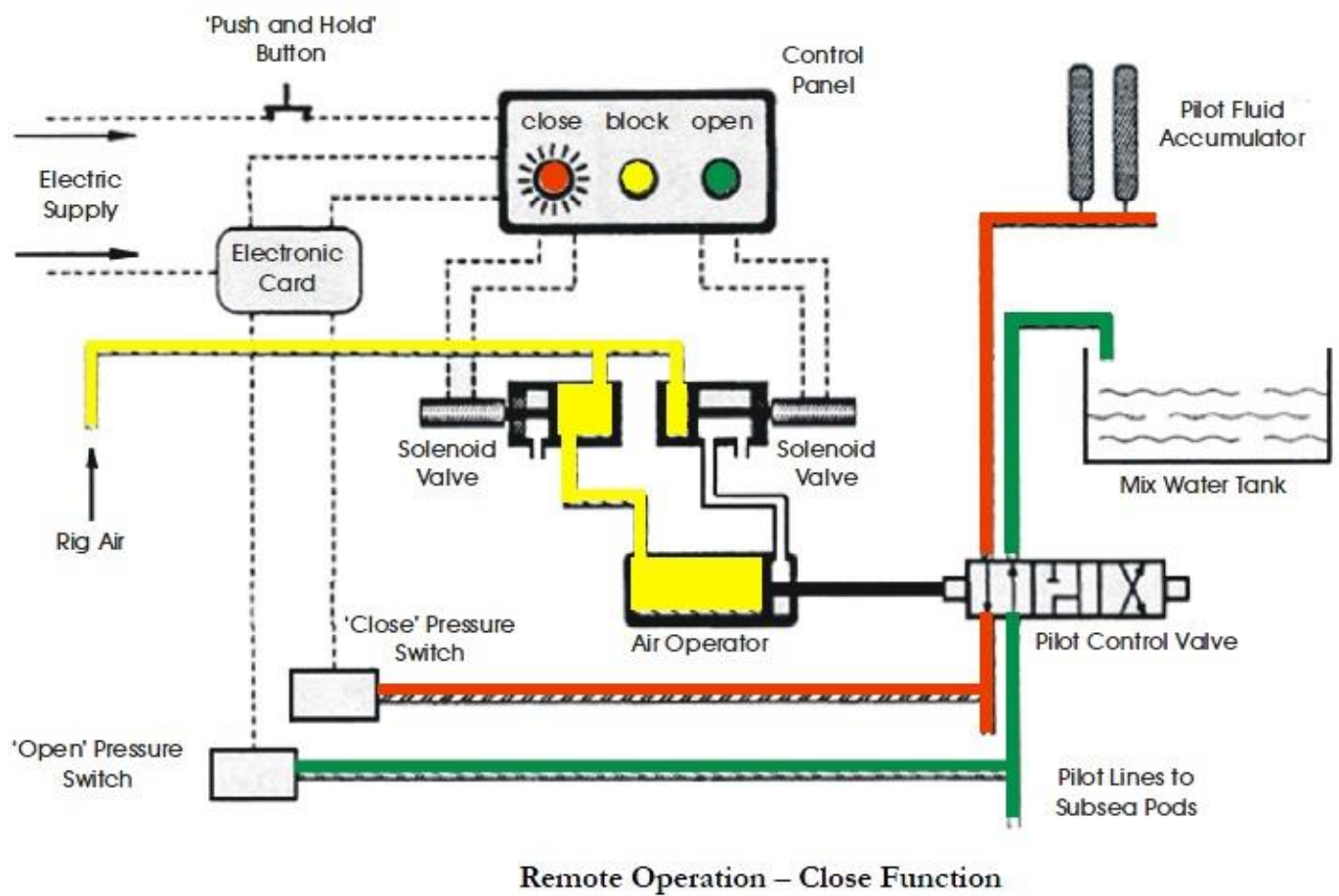
Kodede akustiske signaler sendes fra en overflatesender (portabel eller montert under vann på plattformen). På BOP finnes mottakere (*transducers*) for signalene og en elektronikkpakke med batteri for tolkning av disse, slik at elektriske signaler kan bli gitt til solenoid ventilene for styring av hydraulisk væske til funksjonene. Akkumulatorene er montert på stacken.

ROV backup kontroll system

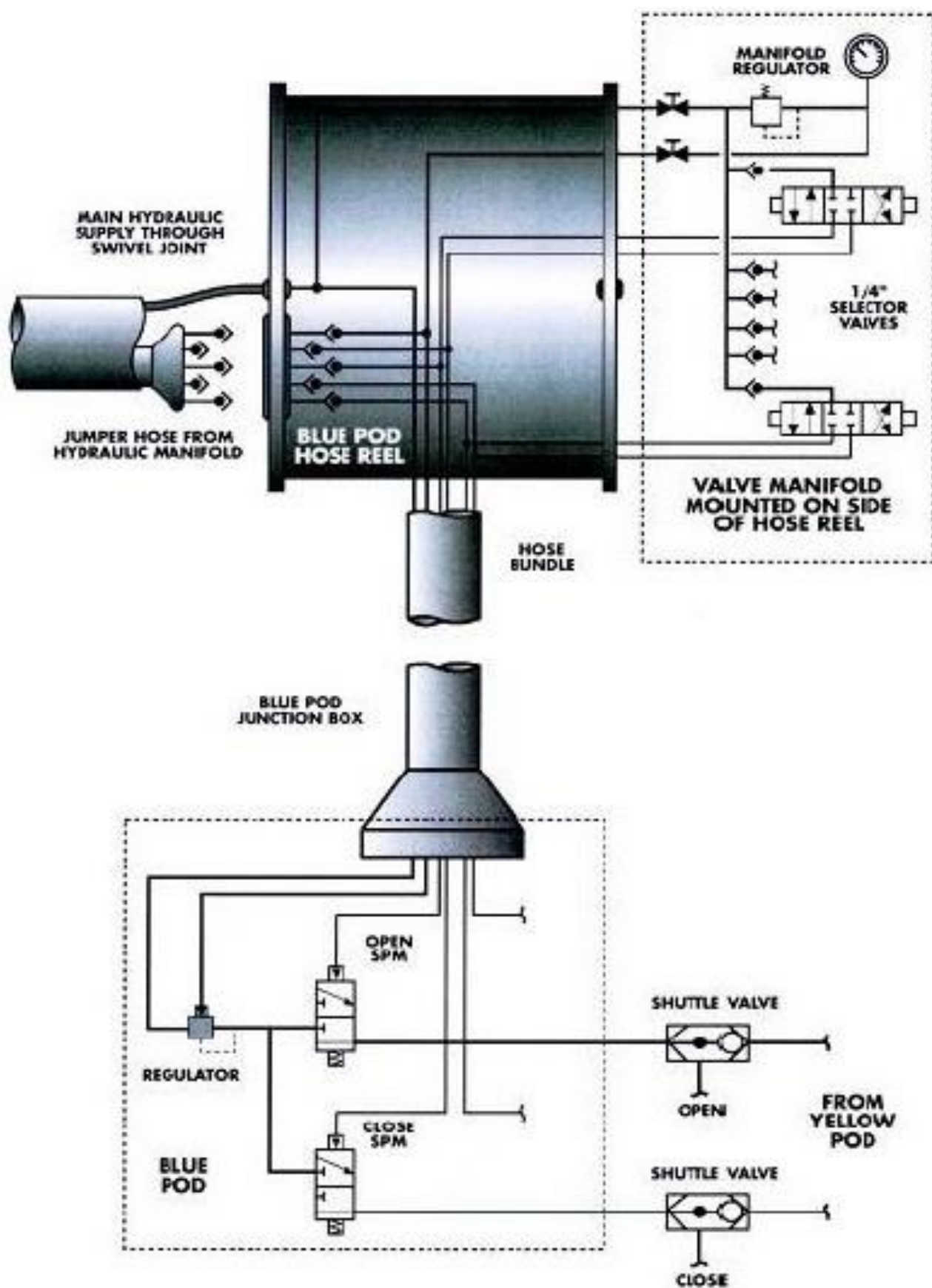
Det kan også benyttes ROV baserte nødsystemer der en kopler seg til BOP ved spesielle uttak for aktivisering av vitale funksjoner.



Figur 8.57a . Operasjonsvæske med Pod Selector ventil, og ventil for isolering av akkumulatorer



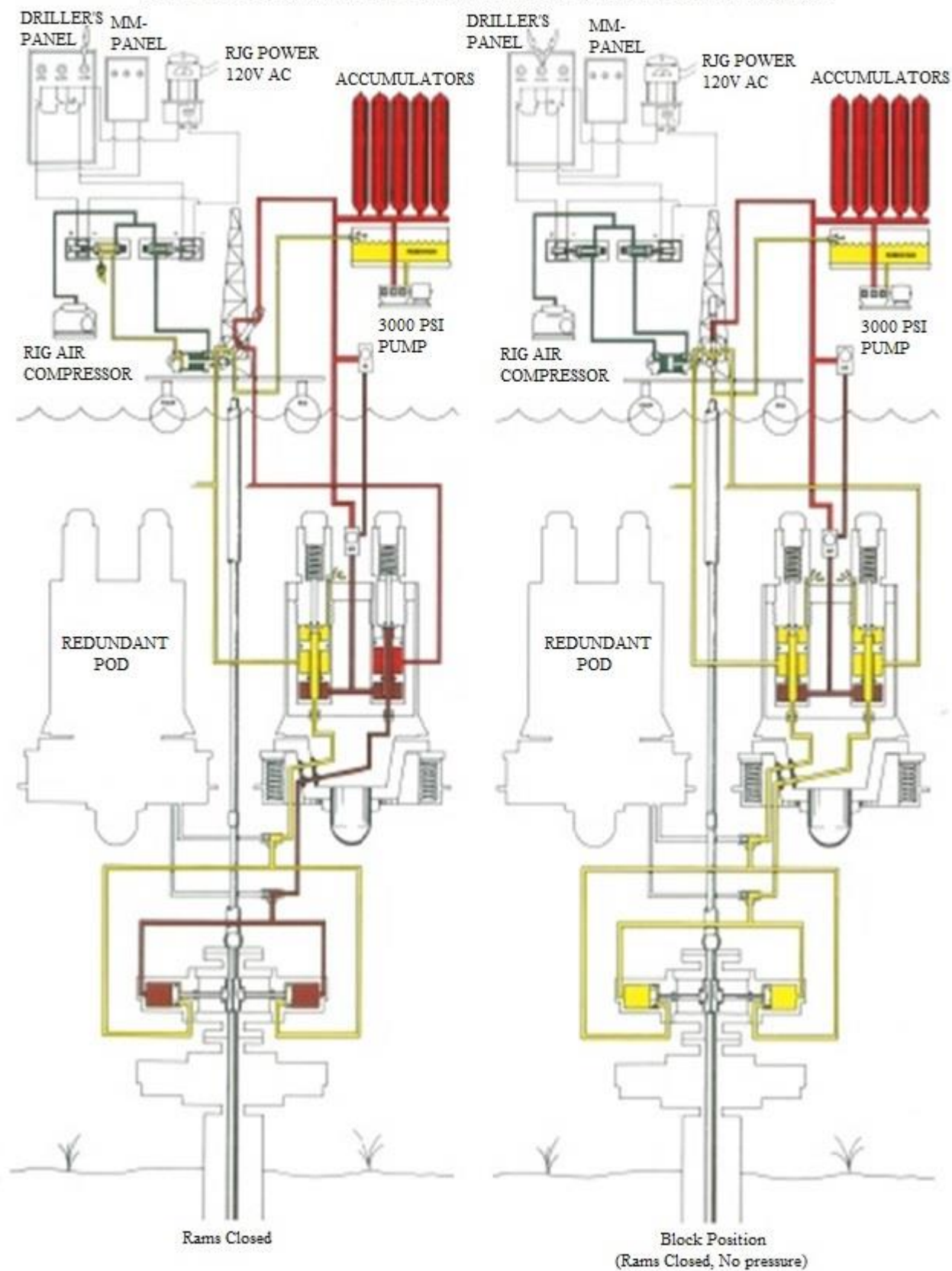
Figur 8.57b. Styling av lys på fjernstyrt kontrollpanel



Figur 8.58 Kontrolline trommel kontrollsystem

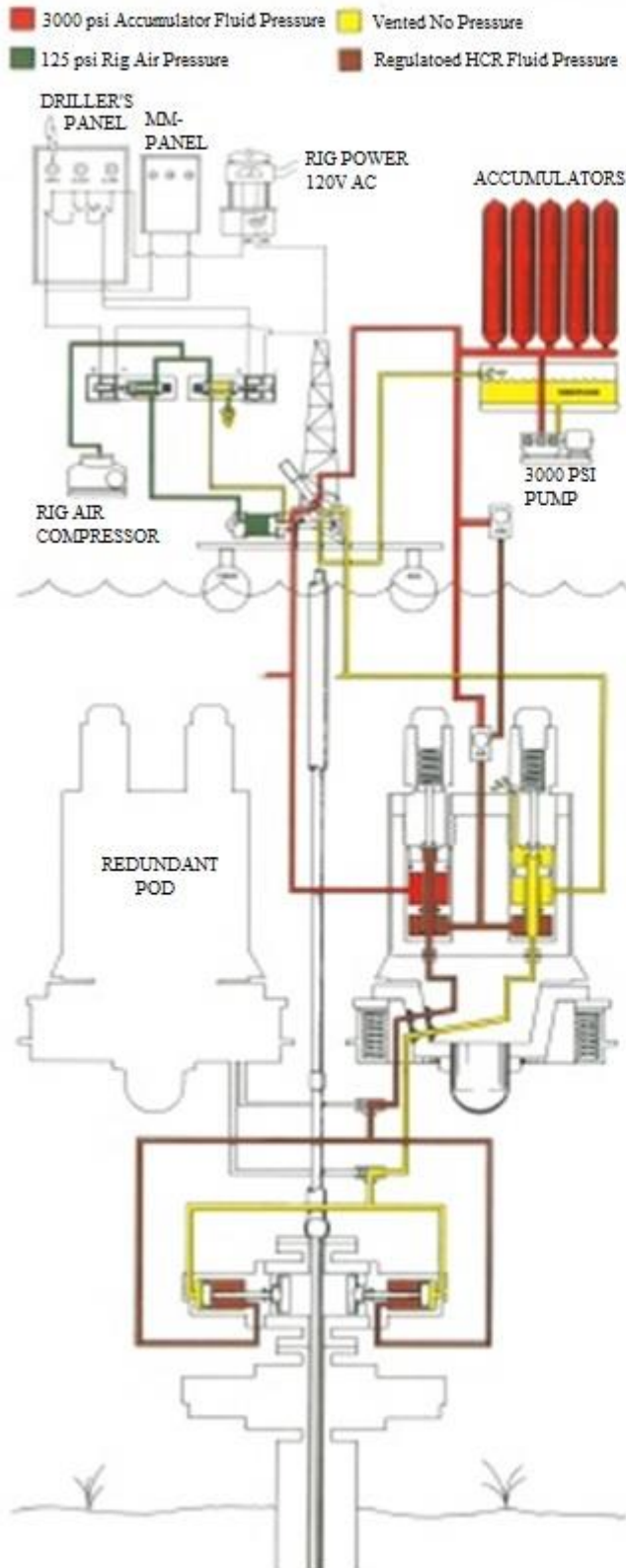
HYDRAULIC SYSTEM OPERATION — RAMS CLOSED AND RAMS BLOCK

Rams Block is an important feature of the NL Shaffer subsea hydraulic BOP control system. See full explanation of all positions on the next page.



Figur 8.59 Operasjonsprinsipp for subsea kontrollsystem (Shaffer)

HYDRAULIC SYSTEM OPERATION — RAMS OPEN



RAMS CLOSE: As shown in this flow diagram, the driller pushes the RAMS CLOSE button on one of the control panels. This actuates the CLOSE solenoid valve on the hydraulic manifold, allowing the CLOSE solenoid valve on the right to permit air pressure to flow in the air cylinder and move the pilot hydraulic valve to the RAMS CLOSE position. The OPEN solenoid valve on the left vents the other side of the air cylinder. The pilot hydraulic valve allows the pilot hydraulic pressure to lift the spindle in the RAMS CLOSE SPM valve on the right so that the top of the spindle is against the upper seat. This blocks the vent and allows main hydraulic pressure past the bottom of the spindle and into the valve block in the male and female sections of the control pod. The fluid travels from the bottom female section, through interconnecting hose or piping, to the shuttle valve and then through the shuttle valve to the CLOSE side of the BOP ram cylinders. Simultaneous reciprocal action in the left RAMS OPEN SPM valve vents the hydraulic fluid in the OPEN side of the BOP rams. The BOP CLOSE sequence is a "parallel opposite" of the BOP OPEN sequence.

RAMS BLOCK (System Operational Sequence): As shown in the flow diagram on this page, the driller pushes the BLOCK button on one of the control panels. This actuates both the left OPEN and right CLOSE solenoid valves, pressuring both sides of the air cylinder and centering the air cylinder piston. This causes the pilot hydraulic valve to be centered, venting the pilot line to both the RAMS OPEN and the RAMS CLOSE SPM valves. The springs in both SPM valves push the SPM valve spindles against the bottom seats, closing off the main hydraulic pressure to the control pod. This vents both the OPEN and the CLOSE sides of the BOP ram cylinders.

The RAMS BLOCK feature of the NL Shafter system is important because: 1) By centering each valve individually, a leak in the control system or preventers can be isolated and located easily, and repairs can be made quickly, and 2) By using the RAMS BLOCK and centering all valves when the accumulator unit is first being pressured, unintentional and inadvertent operation of the various other functions and positions is eliminated.

RAMS OPEN: As shown in this flow diagram, the driller pushes the RAMS OPEN button on the driller's panel (or mini-panel) to open the BOP rams. This actuates the OPEN solenoid valve on the hydraulic manifold. As pictured, the OPEN solenoid valve on the left allows air pressure to flow to the air cylinder, moving the pilot hydraulic valve to RAMS OPEN position. The solenoid valve on the right vents the other side of the air cylinder. The pilot hydraulic valve allows pilot hydraulic pressure to lift the spindle in the RAMS OPEN SPM valve on the left so that the top of the spindle is against the upper seat. This blocks the vent and allows main hydraulic pressure past the bottom of the spindle and into the valve block in the male and female sections of the control pod. The fluid travels from the bottom female section, through interconnecting hose or piping, to the OPEN shuttle valve and then through the shuttle valve to the OPEN side of the BOP ram cylinders. Simultaneous reciprocal action in the right RAMS CLOSE SPM valve vents the hydraulic fluid in the CLOSE side of the BOP ram cylinders.

Figur 8.60 Operasjonsprinsipp for subsea kontrollsystem (Shaffer)

Stengefunksjon

Fig 8.61: Når en av BOP rams blir stengt fra Drillers master kontrollpanel aktiveres solenoidventiler slik at lufttrykk (Grønn line) beveger pilot kontroll ventilen til stengt posisjon. Solenoidventilen til høyre i diagrammet ventilerer den andre siden av luftsylinderen.

Når pilot kontroll ventilen er i stengt posisjon blir pilotvæske med 207 bar / 3000 psi trykk sendt ned pilotline (Rød line) til rams-stenge SPM ventilen i subsea kontroll pod. Trykket løfter en spindel i denne ventilen slik at den sealer mot øvre sete og blokkerer vent.

Samtidig passerer powerfluid med sitt regulerte trykk gjennom bunnen av ventilen i kontroll pod'en. Fra pod'en går powerfluid gjennom shuttleventilen til stengeside av BOP ram sylinder. Samtidig åpner SPM ventilen fra åpnesiden og ventilerer hydraulisk væske fra åpnesiden. (Grønn line)

Blockfunksjon

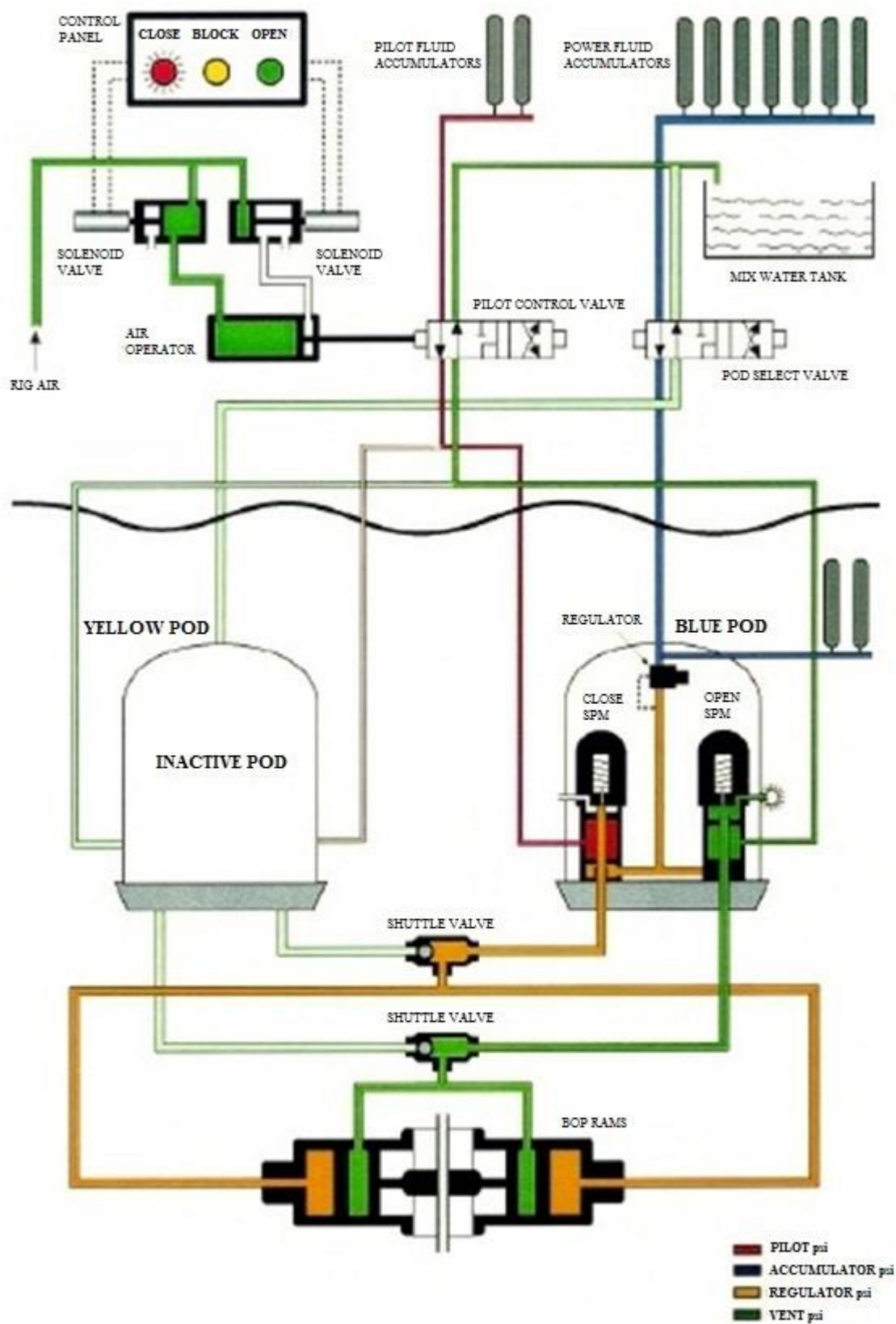
Blockfunksjonen blir brukt for å ventilere en pilot kontroll ventil. Ved å gjøre dette individuelt på hver ventil kan en lekkasje i kontrollsystemet eller ventiler lokaliseres og isoleres.

Fig 8.62: Når en av BOP rams blir satt i block posisjon blir begge solenoidventilene aktivert slik at det blir påført trykk på begge sider av luftaktuatoren. Dette fører til at pilot kontrollventilen går i senterposisjon og åpner for ventilasjon av både åpne og stenge liner. Fjærkraften i begge SPM ventilene trykker spindlene ned slik at de sealer mot bunnsetene og blokkerer flow av powerfluid gjennom ventilene. Samtidig ventilerer dette også begge sider av BOP ram operasjonssylindere.

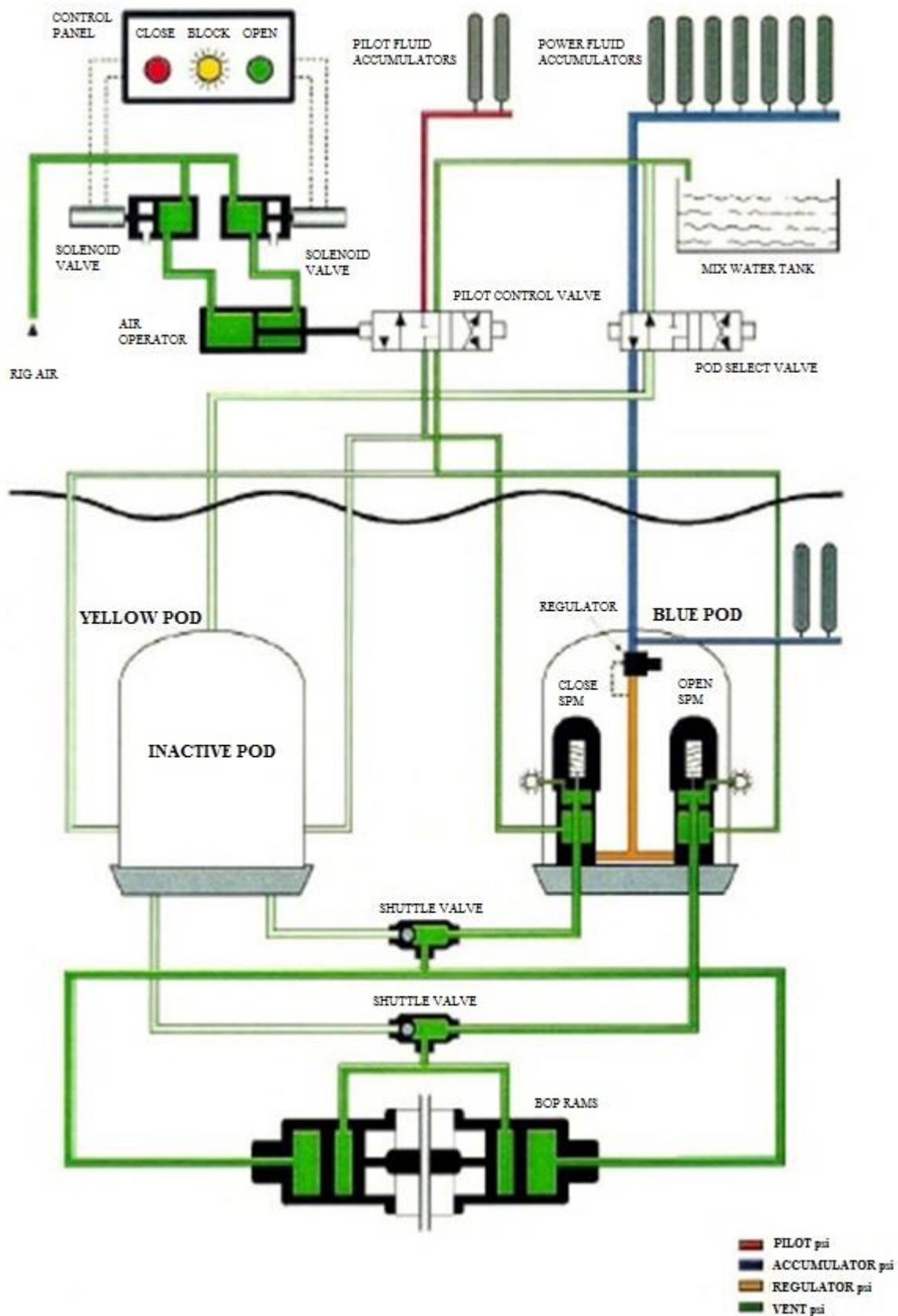
Åpnefunksjon

Fig 8.63: Denne sekvensen er motsatt av stengefunksjonen. Når man trykker åpne-knappen blir solenoidventilene aktivert og lar trykkluft bevege aktuatoren på pilot kontrollventil til åpen posisjon. Solenoidventil til venstre i diagrammet ventilerer stengesiden av operasjonssampelet.

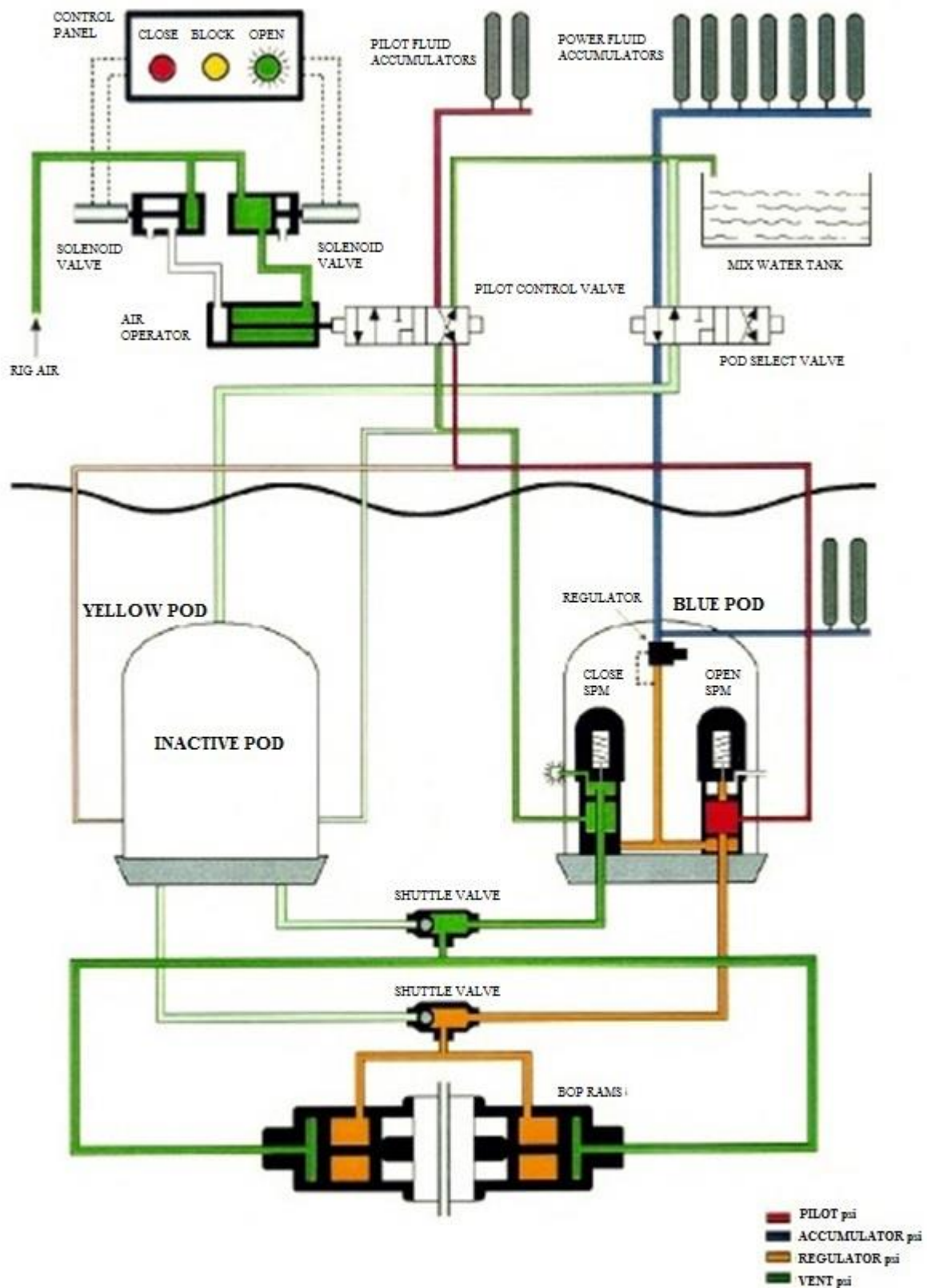
Pilotvæske kan så strømme ned til subsea kontroll pod hvor den løfter spindelen i rams åpne SPM-ventilen som da blokkerer vent og lar powerfluid med regulert trykk flowe gjennom ventilen. Fra pod'en går powerfluid gjennom shuttleventilen til åpnesiden av BOP ram operasjonssylinder. Samtidig med bevegelsen i rams stenger SPM ventilen og lar væske fra stengesiden av operasjonssylindere bli ventilt.



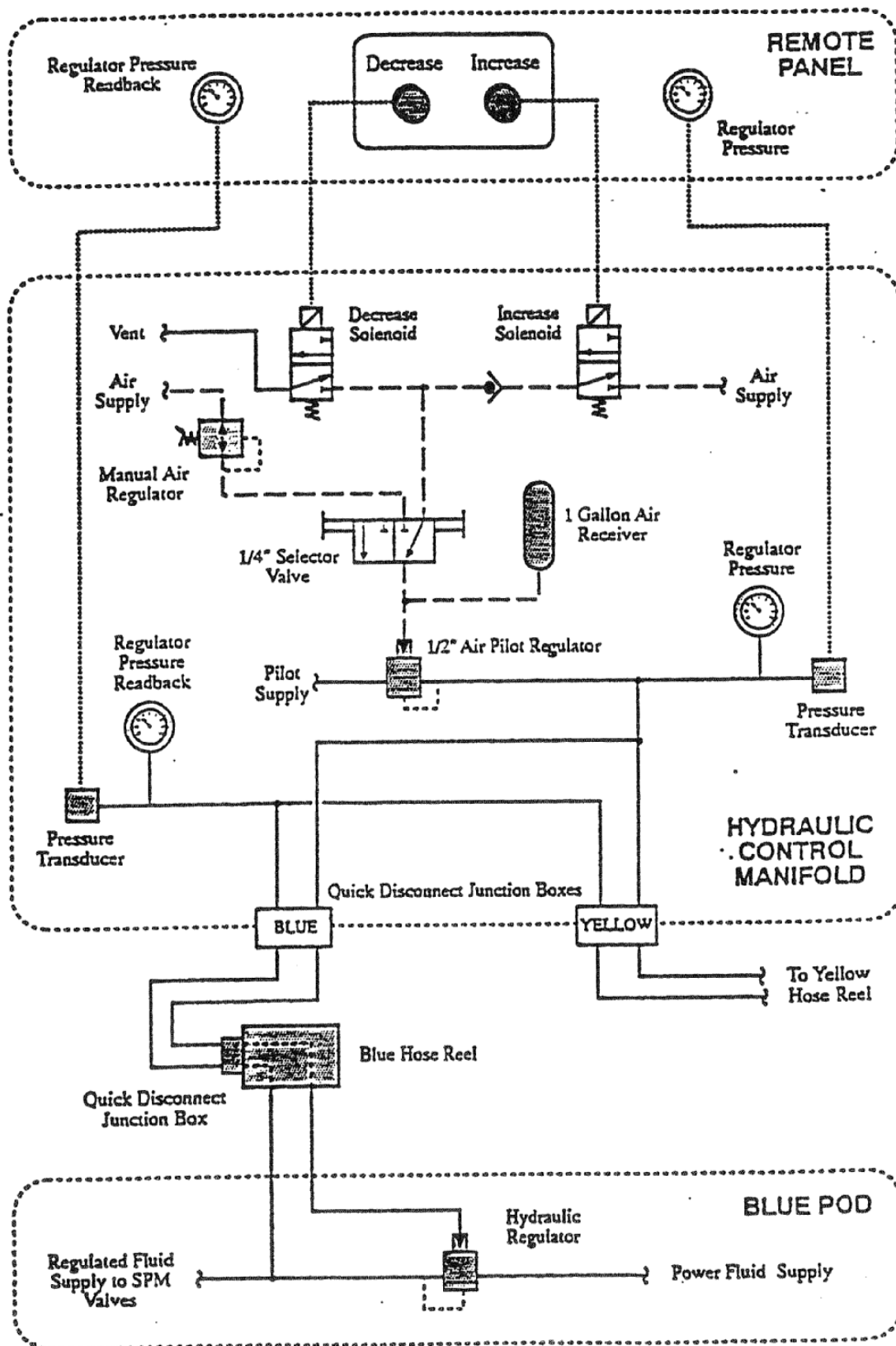
Figur 8.61 Kontrollsystem aktivert i lukket posisjon



Figur 8.62 Kontrollsystem aktivert i blokk/vent posisjon



Figur 8.63 Kontrollsystem aktivert i åpen posisjon



Figur 8.64 Regulator for operasjonsvæske

8.4.4 API's anbefalinger for BOP kontrollsystemer

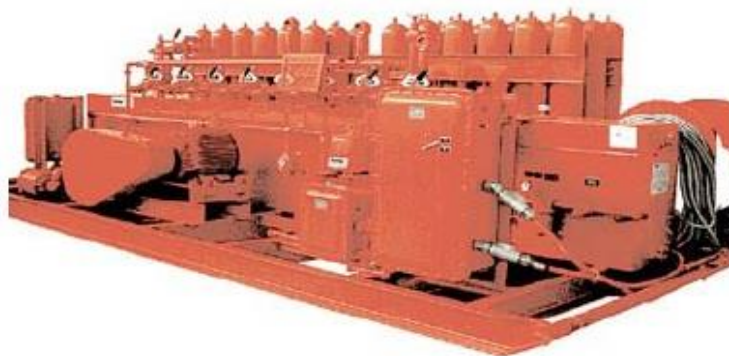
API's anbefalinger til BOP kontroll systemet er gitt i API RP 16E og API Std. Det gjøres oppmerksom på at vi her bare har tatt med krav til hydraulikkstyrte systemer. Liknede spesifikasjoner er gitt for elektro-hydrauliske systemer.

8.4.4.1 Akkumulatorkapasitet:

Dersom pumpesystemene skulle være inoperative, skal det være kapasitet nok i akkumulatorene til å sikre operasjon av BOP slik at brønnkontrollen kan opprettholdes. For definisjoner og beregninger, se 8.4.5.

API: overflatemontert BOP

Akkumulatorflaskene skal inneholde tilstrekkelig hydraulisk væske til å stenge alle BOP ventilene + 50% reserve uten trykk på brønnen. Etter å ha stengt alle ventilene, skal akkumulatortrykket være større enn det minimale operasjonstrykket som kreves for å stenge hvilken som helst av ram preventerne ved brønntrykk tilsvarende stackens trykkklasse (unntatt shear rams) (ved å bruke BOP stengeforholdet). Minimalt operasjonstrykk tas vanligvis som forladningstrykk + 200 psi = 1200 psi. For BOP systemer med høy trykkklasse vil ofte 1200 psi være for lite, en må da se på stengeforholdet i forhold til trykklassen for BOP'en.



API: havbunnsmontert BOP

For havbunnsmonterte systemer skal det være tilstrekkelig kapasitet til å stenge + åpne alle ram preventere og 1 annular preventer + 50 % reserve uten trykk på brønnen. Trykket i flaskene etter å ha utført disse operasjonen skal ikke være mindre enn det minimale operasjonstrykket som kreves for å stenge hvilken som helst av ram preventerne ved brønntrykk tilsvarende stackens trykkklasse (unntatt shear rams). Det skal også være større enn trykket som kreves for å åpne og holde oppe en hvilken som helst choke eller kill line ventil ved maksimalt brønntrykk. Beregningene av akkumulatorvolum må justeres for hydrostatisk trykk som vist i 8.4.5.3.

For akkumulatorer dedikerte til backupformål, skal disse romme nok væske til å operere de valgte nødfunksjonene + 50 % reserve. Disse vil inkludere åpning av hydraulisk kopling til stack, stenging av to ram preventere samt skjærventilen og ram locks.



8.4.4.2 Kontrollpaneler:

API: overflatemontert BOP

Hovedpanelet på kontroll manifolden skal være plassert i god avstand fra boredekket, men lett tilgjengelig for boremannskapet. Fra denne skal alle funksjoner kunne opereres og overvåkes. I tillegg skal det være et kontrollpanel på boredekket (Drillers panel). Det kan også installeres remote panel(er) med god avstand fra boremodulen (f.eks. på toolpushers kontor). Drillers panel skal gi mulighet for følgende:

- * operere alle BOP funksjoner (rams, annulars, HCR ventiler)
- * avlese posisjon på BOP funksjonene, og indikere når akkumulatorpumpene går (kun offshore)
- * foreta regulering av stengetrykket på ringromsventilen med en nøyaktighet på +/-150 psi.
- * operere bypass ventil for manifold regulatoren, eller direkte kontroll av manifold regulatoren.
- * driller's panelet skal være utstyrt med avlesing for følgende parametre:
 - akkumulator trykk
 - regulert manifoldtrykk
 - regulert trykk for annular preventer
 - lufttrykk til luftpumpe



- * driller's panelet på offshore installasjoner skal ha overvåkbare og synlige alarmer for følgende
 - lavt akkumulatortrykk
 - lavt lufttrykk til pumpene
 - lavt nivå på hydraulisk væske i reservoaret
 - panelet skal om mulig være tilkoblet "standby power"
- * BOP konfigurasjonen med status for funksjonene skal være grafisk illustrert
- * alle kontroller bortsett fra regulatorfunksjonene, skal ha doble funksjonsaktuatorer. Dvs. at ingen funksjoner skal kunne aktiviseres ved hjelp av bare ett håndgrep. Knappene på elektriske remote paneler skal ha god avstand for å unngå utilsiktet aktivering av funksjoner. Master air valve på luftstyrte remote paneler må opereres samtidig for at en funksjon skal kunne opereres (min. 5 sek). Dekslar eller liknende skal være installert som sikring mot utilsiktet operasjon av essensielle funksjoner (shear ram etc).

Andre remote paneler kan inneholde et mindre utvalg av funksjoner

API: havbunnsmontert BOP

For havbunnsmontert BOP kommer i tillegg:

- * minimum et ekstra remote panel i tillegg til Drillers panel
- * lesing av annular og manifold regulator pilottrykk
- * lesing av pilottrykk
- * lesing av hydraulisk væskeforbruk (essensielt)
- * riser og wellhead unlock funksjoner
- * alarmer for lavt glykol og lubrikantnivå

Remote panelet skal være tilknyttet en batteripakke som tillater operasjon dersom hovedkraftkilden skulle svikte (ref. fig. 8.53). I tillegg kommer et (portabelt) remote panel til et eventuelt emergency backup system



8.4.4.3 Responstid

Responstiden for en funksjon defineres som tiden det tar fra funksjonen blir aktivert, til den er fullført. En BOP ventil kan betraktes stengt når operasjonstrykket har returnert til den normale verdien. Dersom stenging skal bekreftes, må det gjennomføres en trykktest.

API: overflatemontert BOP

Alle funksjoner skal være utført innen 30 sekund etter aktivisering. Dog kan det tåleres stengetid på 45 sekunder for ringromsventiler 18 3/4" og større. Responstid for HCR ventiler skal være mindre enn minimum observert stengetid for ram-ventiler.

API: havbunnsmontert BOP: (SS)

For havbunnsinstallert BOP skal responstiden være mindre enn 45 sekunder for ram-preventere. Stengetiden for annular preventere skal ikke overstige 60 sekunder. Tiden det tar å kople ifra LMRP skal ikke overstige 45 sekunder.

8.4.4.4 Pumpesystem

API: overflatemontert BOP

Det skal være to separate pumpesystem, f.eks. luft (*pneumatic*) og elektrisk (*triplex pumps*). Det kombinerte pumpesystemet skal kunne lade opp akkumulatorene fra forladningstrykk (1000 psi) til fullt trykk (3000 psi) innen 15 min. Hvert av pumpesystemene skal ha kapasitet til (med isolert akkumulatortrykk) i løpet av 2 min. å stenge annular, åpne HCR choke og gjenvinne tilstrekkelig trykk til at annular holder tett. Pumpene skal koples inn automatisk når trykket faller til ca 90 % av fullt akkumulatortrykk De skal stoppe når trykket har steget til +0/-100 psi av arbeidstrykket. Det skal være installert utløserventiler som hindrer for høyt trykk hvis pumpene ikke kobler ut.

Hvert pumpesystem skal kunne gi maks arbeidstrykk. Luftpumpesystemet skal kunne gjøre dette med lufttrykk på 75 psig.

API: havbunnsmontert BOP (SS)

For havbunnsmontert BOP skilles det mellom det primære og sekundære pumpesystemet (elektrisk og luft). Det primære skal automatisk starte når akkumulatortrykket har falt til 90 % av operating pressure, og stoppe ved 100 %. For det sekundære systemet kan tilsvarende tall være henholdsvis 85 % og 95 %.

Benyttes det et hydraulisk pilotsystem, kan det som tidligere nevnt være separate eller felles akkumulatorer og pumper til pilot og power væske.

8.4.4.5 API: hydraulisk væske og kapasitet på reservoar

En blanding av vann og en oppløselig lubrikant blir anbefalt som hydraulisk væske. Diesel skal ikke benyttes! Det må tilsettes frostvæske dersom nødvendig (ethylene glykol). API Std anbefaler at tanken for hydraulisk væske skal romme minst to ganger volumet av nyttbar væske i akkumulatorene. Dette gjelder både for overflatemontert BOP og for havbunnsmontert BOP. Det må også være tanker tilgjengelige for miksing av lubrikant og frostvæske dersom relevant.

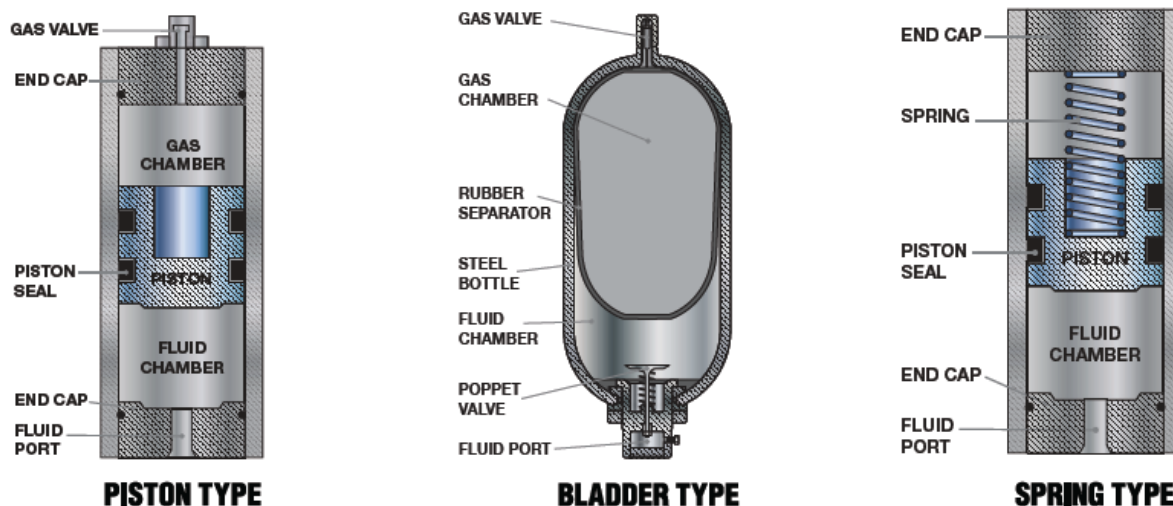
Tabell 8.2 API krav

Function	Surface	Subsea
RAM's	30 sec	45 sec
Annular	30 sec (45 sec if $\geq 18 \frac{3}{4}$ ")	60 sec
Fail Safe's /HCR	Faster than fastest Ram /Annular (API std 53: / API 16 E:)	Faster than fastest Ram /Annular (API std 53: 13.3.5 / API 16 E:)
Closing time: (API std 53:)	Time from pressing button to read back pressure is back to setting pressure	
Pump start / stop (API 16E:) (API std 53:)	Primary: 2700 -3000 psi Secondary: 2700 – 2900 psi	Primary: 2700 -3000 psi Secondary: 2700 – 2900 psi
Accumulator capacity: (API std 53:) (API 16E:)	1) Close from full-open position all BOP's in stack at 0 (zero) wellbore pressure + 50% reserve capacity. 2) Remaining pressure after closing all BOP's should exceed pressure to close any RAM at full wellbore pressure (closing ratio)	1) Open and close all of RAM's and one annular BOP in stack at 0 (zero) wellbore pressure + 50% reserve capacity. 2) Remaining pressure after opening and closing as in 1) to exceed: a) Pressure to close any RAM at full wellbore pressure (not shear) b) Min. pressure to open and hold open any K&C valve or choke at max. wellbore pressure.
Pump system: (API std 53:) (API 16E:)	Each system: With closed accumulators – close annular on min DP size + open hydr. Choke line valve in less than 2 min. Both systems: Capacity of both systems together able to charge accumulators from precharge to WP in less than 15 min.	Both systems: Capacity of both systems together able to charge accumulators from precharge to WP in less than 15 min

Air pumps: (API std 53:) (API 16E:)	Able to give WP with 75 psi air pressure	
Storage tanks: (API std 53:) (API 16E:)	2 x Useable volume in accumulators	a) 1 x Useable volume in accumulators + bleed back volume for biggest accumulator bank. b) Tank for mixing fluid to have volume to allow mixing of 10 x accumulator capacity.
Mixing capacity	N/A	Faster than capacity of both pump systems.

8.4.5 Akkumulatorer

Akkumulatorflaskene kan være basert på blære, stempel eller float prinsipper. Blæreprinsippet er illustrert i eksempelet nedenfor. Slike flasker inneholder en gassblære som er forladet med nitrogengass. Før oppladning av flaskene med hydraulisk væske starter, vil blæren da oppta hele flaskevolumet. Når flasken lades opp, vil volumet av gassblæren reduseres og trykket i akkumulatoren øke. Trykket i gassen vil til enhver tid være det samme som trykket i den hydrauliske væsken. Når det blir brukt hydraulisk væske til å operere en funksjon, vil blæren ekspandere og trykket i flaskene synke.



8.4.5.1 Definisjoner:

Atmosfæretrykk:

er trykket i lufta vi omgir oss med. Dette trykket er omtrent 15 psi (1 bar).

Manometertrykk (*gauge pressure*):

er det trykket som leses av på manometeret. Dette leser bare forskjellen mellom det atmosfærisk trykket og akkumulatortrykket. Korrekt benevnelse er psig eller barg, men "g" for gauge blir ofte utelatt.

Absolutt trykk (*absolute pressure*):

Benevnelsen er psia eller bara. Her er atmosfæretrykket (15 psi) lagt til manometertrykket. Generelt: $psia = psig + \text{atmosfæretrykk}$. Absolutt trykk benyttes i beregninger (gassloven)

Forladningstrykk (*precharge pressure*):

er trykket i gassblæren før hydraulisk væske pumpes inn, vanligvis 1000 psi

Fulladettrykk (full charge pressure eller *maximum operating pressure*):

er det største tillatte trykket etter full ladning med hydraulisk væske (vanligvis 3000 psi)

Minimum operasjonstrykk (*minimum operating pressure*):

er det minste trykket som tillates etter ventilfabrikantenes anbefalinger. API setter at dette skal være 200 psi over forladningstrykk (som regel 1200 psi).

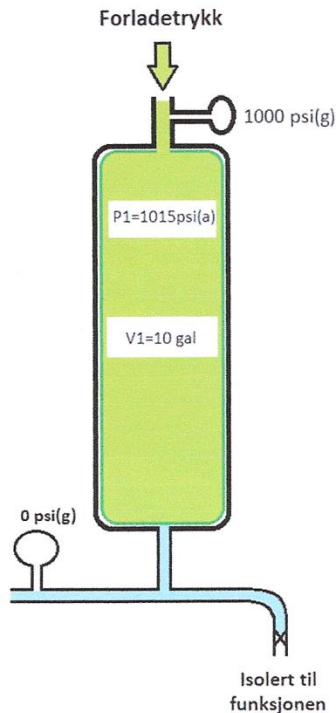
Nyttbart væskevolum (*usable fluid*):

er det væskevolumet som kan hentes ut av akkumulatorene ved å redusere trykket fra maksimum operasjonstrykk til 200 psi over forladetrykket

8.4.5.2 Beregninger av akkumulatorvolum

Beregning av nødvendig akkumulatorkapasitet er basert på gassloven for en isoterm prosess, dvs. der temperaturen er konstant (ref. kapittel 3) Væsken regnes som inkompressibel, dvs at dens volum er konstant og uavhengig av temperatur og trykk.

Akkumulator beregninger.



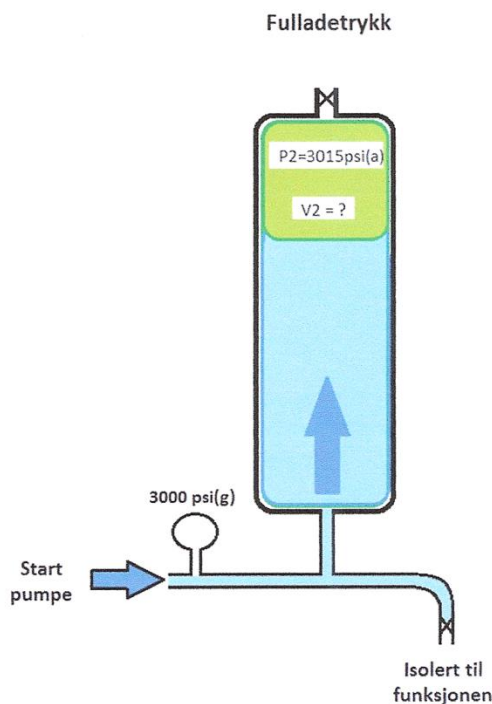
Vi tar utgangspunkt i en akkumulatorflaske med innvendig volum 11 gal. Dersom gummien i belgen utgjør 1 gal, vil nitrogenvolumet ved forladetrykk være 10 gal. Dette er grunnlaget for hele akkumulator beregningen.

Det er viktig at væsken i systemet under flasken er trykløs ved forlading. Da vet vi at belgen ligger inntil flaskeveggen og fyller hele flasken og volumet av nitrogen $V1 = 10$ gal.

Vi forlader flasken fra toppen gjennom en nåleventil inntil trykket på manometeret viser 1000 psi(g).

Absolutt trykket inne i flasken blir nå $P1 = 1015$ psi (a).

Forlading foretas før oppstart av hver brønn og så isoleres påfyllingen av nitrogen på toppen av flasken.



Vi starter pumpene på uniten og fyller fluid inn på flasken. Nitrogengassen i belgen komprimeres etter hvert som trykket stiger.

Trykkbryteren stanser pumpa når trykket på manometeret viser 3000 psi(g).

Absoluttrykket inne i gassen (og væsken) er nå

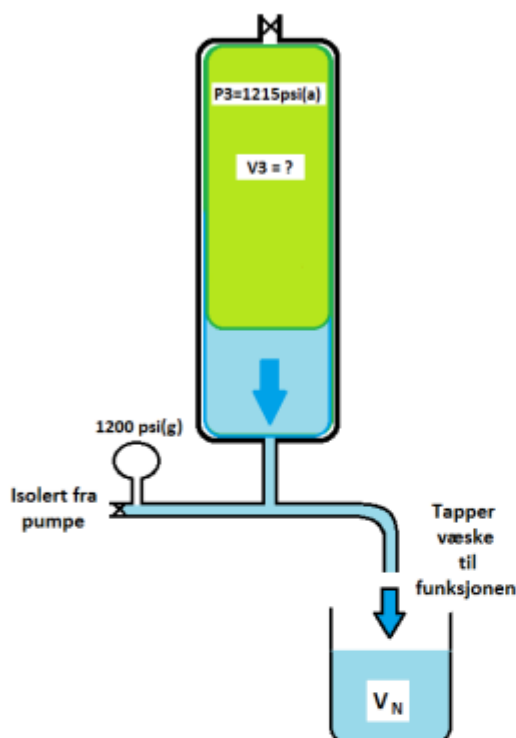
$P2 = 3015$ psi(a).

Volumet av nitrogen kan nå beregnes utfra gassloven.

$$V2 = V1 * \frac{P1}{P2} = 10 * \frac{1015}{3015} = 3,37 \text{ gal (gass)}$$

Vi har nå "lagret" et væskevolum med trykk inne på akkumulatorflasken.

Minimum operasjonstrykk



Vi isolerer pumpa og begynner å tappe væske ut av systemet. Trykket faller etter hvert som gassen utvider seg.

API definerer nedre trykkgrense for nyttbar væske til 200 psi over forladetrykket, det vil si når manometeret på pumpa viser 1200 psi(g).

Absoluttrykket $P_3 = 1215 \text{ psi(a)}$

Vi benytter igjen gassloven og beregner

$$V_3 = V_1 * \frac{P_1}{P_3} = 10 * \frac{1015}{1215} = 8,35 \text{ gal (gass)}$$

Gassen har nå utvidet seg fordi trykket har blitt redusert. Vi har "presset" væske ut av flasken.

Nyttbart væskevolum blir da lik gassutvidelsen, dvs differansen mellom de to gassvolumene.

$$V_N = V_3 - V_2 = 8,35 - 3,37 = 4,98 \text{ gal (væske)}$$

Vi kan med andre ord få 4,98 gal væske ut av hver akkumulatorflaske ved å redusere manometertrykket fra 3000 psi og ned til 1200 psi.

De 3 beregningene over kan settes sammen til en formel og beregne nyttbart væskevolum direkte.

$$V_N = V_1 * \left(\frac{P_1}{P_3} - \frac{P_1}{P_2} \right) = 10 * \left(\frac{1015}{1215} - \frac{1015}{3015} \right) = 4,98 \text{ gal (væske)}$$

I mange tilfeller kan vi ikke benytte væske med trykk ned mot 1200 psi. Alle komponentene har en oppgitt *Closing Ratio*. Dette er et forholdstall mellom brønnhodetrykk og nødvendig stengetrykk. Vi må da benytte dette og beregne nedre trykkgrense for nyttbar væske. Dersom den beregnede trykkverdien er høyere enn API grense på 1200 psi så må vi benytte den beregnede verdien i stedet for 1200 psi. Dersom beregnet verdi for nødvendig stengetrykk blir lavere enn 1200 psi så må API verdien på 1200 benyttes.

En type 10 000 psi Cameron piperam har en oppgitt Closing Ratio på 7,4 : 1

$$\text{Nødvendig stengetrykk} = \frac{10000}{7,4} = 1352 \text{ psi} \quad \text{Dette er høyere enn 1200 psi og må benyttes}$$

Grensen for nedre absoluttrykk blir da $1352 + 15 = 1367 \text{ psi(a)}$ og må benyttes i stedet for 1215 psi(a)

$$\text{Nyttbart volum} = 10 * \left(\frac{1015}{1367} - \frac{1015}{3015} \right) = 4,05 \text{ gal (væske)}$$

8.4.5.3 Beregning av akkumulatorvolum for havbunnsmontert BOP (SS)

I subsea systemer har vi som tidligere nevnt ofte en kombinasjon av overflate- og havbunnsmonterte akkumulatorflasker. Når det skal installeres havbunnsmonterte akkumulatorflasker (for å redusere responstiden eller i forbindelse med det akustiske systemet), kan forladingstrykket økes for å kompensere for virkningen av det hydrostatiske trykket fra sjø. Når det nyttbare volumet skal beregnes for de havbunnsmonterte flaskene, må det tas hensyn til det hydrostatiske trykket fra sjø og i den hydrauliske forsyningslinen fra overflaten. For å illustrere dette, tar vi utgangspunkt i samme tall som ble brukt i foregående eksempel (disse gjelder altså bare for de overflatemonterte flaskene i systemet):

Forladetrykk: 1000 psi

Fulladetrykk: 3000 psi

Minimum operasjonstrykk: 1200 psi

I tillegg har vi:

Hydrostatisk trykk fra vann og hydrostatisk trykk fra kontrollfluid i forsyningsline til subsea akkumulator.

Ulike tettheter og høyder på sjøvann og kontrollfluid gir tilnærmet samme trykk av de to hydrostatiske søylene.

Eksempel for subsea BOP: (SS)

Vi antar at det bores fra flyterigg på 300 m (984 ft) havdyp.

Dette gir hydr. Tilleggstrykk: $984 \cdot 0,445 = 438$ psi gasstrykk ved:

Forlading: $1000 + 438 + 15 = 1453$ psi

Fullading: $3000 + 438 + 15 = 3453$ psi

Minimum operasjonstrykk: $1200 + 438 + 15 = 1653$ psi

Med referanse til tilstand 2 i det foregående eksempelet, har vi da at det minste tillatte volumet på gassblæren vil være:

$$\begin{aligned} V_2 &= \frac{V_1 \times P_1}{P_2} \\ &= \frac{10 \times 1453}{3453} = \underline{4.21 \text{ gal}} \end{aligned}$$

Det største tillatte volum på gassblæren vil være gitt ved:

$$\begin{aligned} V_3 &= \frac{V_1 \times P_1}{P_3} \\ &= \frac{10 \times 1453}{1653} = \underline{8.79 \text{ gal}} \end{aligned}$$

Nyttbart volum blir dermed

$$\begin{aligned} V_{\text{nytt}} &= V_3 - V_2 \\ &= 8.79 - 4.21 \\ &= \underline{4.58 \text{ gal}} \end{aligned}$$

En ser da at en får mindre nyttbart volum fra havbunnsmonterte flasker:

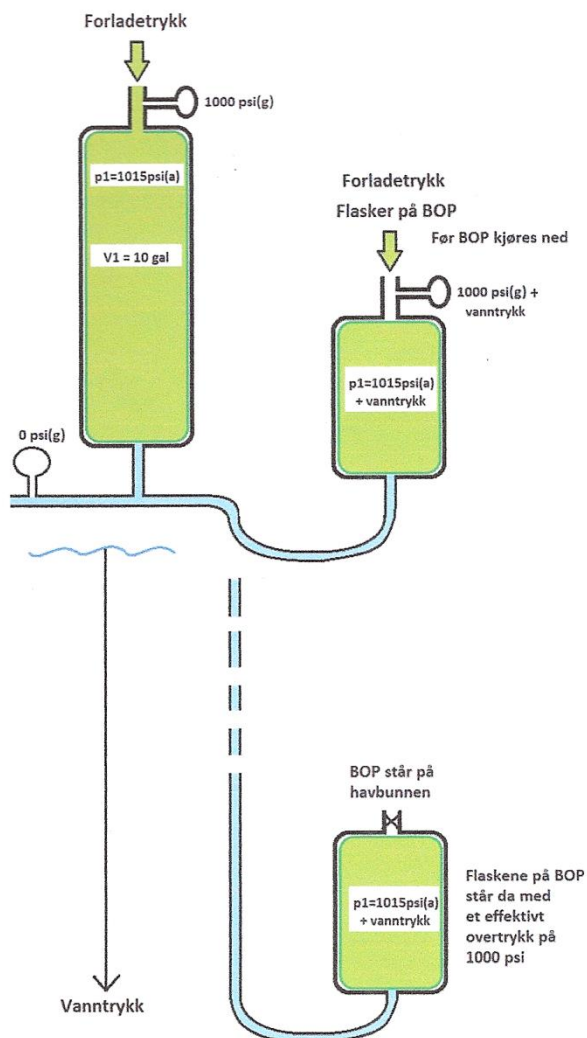
Nyttbart volum fra overflatemonterte flasker: 4.98 gal

Nyttbart volum fra havbunnsmonterte flasker: 4,58 gal
0,4 gal

Sammenliknet med en overflatemontert akkumulator gir en havbunnsmontert flaske på 300m 0.4 gal mindre nyttbar væske! Vi har at desto større havdyp, desto mindre nyttbart volum vil en havbunnsmontert flaske gi.

Når det gjelder økning av forladetrykket, er det grenser for hvor mye dette kan økes før en får bruk for svært mange nitrogenflasker for å forlade akkumulatorene (standard for nitrogenflasker er 50 liter og 200 bar). Hvis en ikke er i stand til å kompensere for havdyp med økning av forladetrykk, vil en få en vesentlig reduksjon i nyttbart volum fra akkumulatorene.

Akkumulator på Subsea BOP



På en subsea BOP som skal settes på havbunnen må vi også ta hensyn til vanddybden når vi skal forlade akkumulatorflaskene som er montert på BOPen.

Dersom disse flaskene kun hadde blitt forladet til det samme som flaskene i uniten på overflaten og så kjørt ned på havbunnen, ville belgen ved store havdyp kunne blitt komprimert før vi starter pumpene. Dette skyldes det hydrostatiske trykket fra væskesøylen inne i 1" supply linen i PODslangen. Dermed hadde vi ikke hatt et korrekt nitrogenvolum som utgangspunkt.

Før BOP kjøres ned må flaskene som er montert på BOP forlades til det samme som for overflateflaskene + vanntrykk. Da vil de når BOP står på havbunnen fortsatt stå med et effektivt overtrykk på 1000 psi.

Det er vanlig å benytte vanntrykket selv om dette ikke er helt korrekt. Subsea ingeniørene benytter ofte en tabell for dette, men dersom slike tabeller ikke er tilgjengelig (f.eks oppgaver) benyttes vanntrykket som tillegg ved forlading av subsea akkumulatorflasker.

BOP i eksempelet over skal settes på et brønnhode på 409 m vanddyp og sjøvannsdensitet er 1,03 sg.

Vi fyller nitrogen til vi leser forladetrykk på 1000 psi(g) på manometeret på flaskene montert i unit.

Vanntrykk : $P = 1,03 * 0,0981 * 409 = 41,33 \text{ bar}$ (gjør om til psi) $P = 41,33 * 14,5 = 600 \text{ psi}$

Forladetrykk på subseaflaskene blir $1000 + 600 = 1600 \text{ psi(g)}$

Når vi forlader flaskene som er montert på BOP må vi fylle på nitrogen inntil vi leser forladetrykk lik 1600 psi(g) på manometeret. Så stenges påfyllingen og BOP er klar til å kjøres.

8.5 BOP testing

8.5.1 Generelt

Vedlikehold og testing av BOP utstyret må ha høy prioritet både ut ifra sikkerhetsmessige og økonomiske hensyn. Vanlige problemområder kan være:

- * Casing slitasje
- * Plugging av liner med barytt
- * Koplinger som løsner pga vibrasjon
- * Slitasje av pakninger i preventere og andre ventiler
- * Lekkasje og feil som oppstår i kontroll systemet

API Std gir anbefalinger for inspeksjon og testing av BOP ventiler som har gjennomgått reparasjon eller har ukjent status (*field acceptance inspection and testing*), samt prosedyrer for rutinemessig funksjonstesting (*operating test*) og trykktesting (*hydraulic test*) av BOP utstyret.

8.5.2 Manufacturer's acceptance test (min. test pressures)

Før BOP utstyr blir sendt ifra fabrikanten skal det monteres sammen og trykktestes.

- * Alle BOP's blir nå testet til 150% av RWP (rated working pressure)

Rev. januar 2025

Test Pressure (psi)

Rated Working Pressure (psi)	All BOP's Test pressure (psi)
2000	3000 (+ 50%)
3000	4500 (+ 50%)
5000	7500 (+ 50%)
10000	15000 (+ 50%)
15000	22500 (+ 50%)
20000	30000 (+ 50%)

8.5.3 Field acceptance inspection and testing - surface stack (før installasjon)

8.5.3.1 Visuell inspeksjon

Ventilhus, ventildører, ventilinnsatser, pakninger og pakningspor skal inspiseres for skade, korrosjon og slitasje. Bolter skal sjekkes for riktig type, størrelse og tilstand. Metallpakningene (*ring gaskets*) skal inspiseres. Tilstanden til alle gummipakninger skal sjekkes med tanke på slitasje, hardhet og skade.

8.5.3.2 Trykktest av ram-preventere

Alle kritiske pakninger skal testes. Det skal utføres lav- og høytrykkstest. Lavtrykkstesten skal være 2-300 psi og høytrykkstesten til *rated working pressure*. Erfaringer viser at ram preventere ofte lekker ved lavt brønntrykk, selv om de holder tett ved høytrykkstest. Lavtrykkstesten skal derfor utføres før høytrykkstesten. Rent vann (fritt for partikler) skal benyttes som testfluid. Weepholes må observeres under testen for lekkasje i stempelstangpakningene.

Testing av de interne pakningene i den hydrauliske sylindren kan utføres ved å trykksette det ene kammeret mens det andre ventileres. F.eks. kan en teste pakningen mellom kamrene ved å trykksette stengekammeret mens kontrollinen til åpningskammeret er frakoplet. Hydraulisk væske vil da komme ut gjennom åpningskammeret dersom det er en lekkasje i stempelpakningen. Motsatt prosedyre kan benyttes for åpningskammeret, men dette inneholder også pakninger mot brønnen (piston rod seal), og disse må også sjekkes. Lekkasje i disse vil gi kontrollvæske i weepholes.

8.5.3.3 Trykktest av annular preventere

Trykktesting av annular preventere følger samme prinsipper som ramtestene. Men ettersom det kan være to stengekammer, kan prosedyrene for testing av de interne pakningene være mer kompliserte.

8.5.4 BOP funksjonstest for overflatemontert BOP

En preventer funksjonstest skal utføres rutinemessig ved hver round trip, men ikke mer enn en gang daglig. En funksjonstest skal utføres som følger:

1. installer en sikringsventil på borestrengen
2. operer chokeline ventilene og remote chokene
3. pump gjennom chokemanifolden (dersom denne inneholder frostvæske, vurder andre måter for å forsikre at det ikke er oppstått plugging)
4. steng alle pipe ram-preventere og returner til normal posisjon (NB ikke steng på åpent hull)
5. annular preventere trenger ikke funksjonstestes ved hver round trip, men minst hver 7. dag

8.5.5 BOP trykktest for overflatemontert BOP ved og etter installasjon

8.5.5.1 Generelle retningslinjer

Ved og etter installasjon skal trykktesting innbefatte BOP stack, alle komponenter i chokemanifolden oppstrøms av chokene, HCR ventiler, samt alle kelly ventiler (løse og monterte) og inside BOPs.

En trykktest skal utføres ved installasjon av BOP på brønnhodet (*initial test*). Denne skal være til det laveste av trykklassen for BOP, brønnhodet og casing.

Etter installasjon skal det utføres trykktest før det bores ut av casing, før det bores inn i en overgangssone, og ellers når det har blitt arbeidet på BOP eller choke manifolden. Men det skal ikke gå mer enn 21 dager mellom hver test. Alt utstyr skal da testes til minst 70 % av rated *working pressure* for BOP, men mindre enn 70% av *yield pressure* for øvre del av casingen. Under ingen omstendigheter skal testtrykket være mindre enn forventet overflatetrykk. Men annular preventeren kan testes til 50 % av dennes trykkklasse for å redusere slitasjeen.

Hver test skal holdes i minst 3 minutter. Secondary seal ports skal overvåkes for lekkasje i innvendige pakninger. Ved alle BOP tester utføres en lavtrykktest (2-300 psi) før høytrykktest for hver funksjon. Kontrollsystemet skal testes til 3000 psi eller rated working pressure for preventerne dersom dette er mindre. Oppdages det lekkasjer, må reparasjoner utføres øyeblikkelig.

Samtlige rørventiler, skjærventiler og ringromsventiler skal trykktestes fra undersiden. Strupe og drepeledningsventiler skal holde trykk fra begge sider. Øvre og nedre kelly ventil, og inside BOP skal testes til samme trykk som BOP med trykk fra undersiden.

Følgende forhold må sjekkes i forbindelse med hver trykktest:

1. trykkklasse for utstyret som skal testes
2. plassering av ram-preventere og dimensjon på pipe rams
3. for overflatemontert BOP: åpne casing ventil for å hindre trykkoppbygging i brønnen under test dersom testplugg skulle lekke
4. test trykket skal ikke overstige rated working pressure gitt av utstyrersfabrikantene for noen av komponentene, eller verdiene for tensile yield eller collapse for borestrengen som benyttes

8.5.6 **BOP test og inspeksjon for havbunnsmontert BOP (SS)**

Test- og inspeksjonsprosedyrene er stort sett de samme som for overflatemontert BOP:

Field acceptance inspection and testing blir utført før levering offshore, og følger samme prosedyrer som for overflatemontert BOP; alle komponenter testes til working pressure med lavtrykkstest til 200 psi og høytrykkstest til rated working pressure for preventerne. Kontrollsystemet skal testes til 3000 psi.

Før en subsea stack installeres på brønnhodet, skal den monteres på en *test stump* og trykk/funksjonstestes igjen på overflaten (samme prosedyre som ovenfor). Dette inkluderer høytrykkskoplingene. Det skal noteres responstid og medgått hydraulisk væskevolum.

Anbefalinger til funksjonstesting er som for overflatemontert BOP, men blind/shear rams trenger bare opereres før det bores ut av casing.

Etter tilkopling på brønnhodet skal det utføres ny trykktest. Hver individuell BOP komponent trykktestes til 70 % av trykklassen eller høyeste forventede trykk ved brønnhodet. Ved å måle væskeforbruk kan en identifisere unormale forhold.

Trykk ved rutinemessig testing etter dette kan begrenses til 70 % av trykkklasse for BOP eller casing, eller høyeste forventede brønntrykk dersom dette er mindre. Annular preventeren er untatt fra dette, og kan testes til 50 % av rated working pressure for å begrense slitasje. Blir det foretatt betydelig reparasjonsarbeide, må det derimot testet til fullt trykk igjen. Rutinemessig testing skal foretas som for overflatemontert BOP, men ikke oftere enn hver 7. dag.

NB: Begge kontrollboksene må testes.

8.5.7 Test plugger

Ved trykktesting blir det benyttet spesielle plugger for å isolere den delen av brønnen som skal testes. Det finnes hovedsaklig to typer test plugger; *hanger type* og *cup type*. Disse kjøres i brønnen sammen med en test joint.

8.5.7.1 Hanger (plug) tester

Hanger typen er mest vanlig (figur 8.65), og benyttes til testing av BOP stacken. Pluggen settes i brønnhodet og forseglers mot dette ved hjelp av en O-ring, slik at casingen isoleres fra testtrykket. Dermed trenger man ikke å ta hensyn til trykklassen på denne. Brønnen trykkes opp ved å pumpe rent vann ned en choke eller kill line. Hanger type pluggen kan benyttes til testing av både pipe og blind-rams. Ved testing av blind-rams, bakkes kjørestrengen ut av pluggen etter at denne er satt. På plattformmontert BOP's er det mulig å åpne en ventil på brønnhodet for å unngå trykksetting av foringsrør i tilfelle lekkasje i pluggen. Slike åpne ventiler må overvåkes kontinuerlig.

8.5.7.2 Cup tester

Hvis siste foringsrør er satt, eller man også ønsker å teste casingen, kan en *cup tester* benyttes (figur 8.66). Denne må være av størrelse lik indre diameter av foringsrør. Når den trykkes, vil en kopplende pakning forsegle mot foringsrøret. Trykksetting skjer ved pumping, eller ved å trekke pluggen oppover i brønnen ved hjelp av kjørestrengen. Man må være klar over at strengen blir utsatt for en strekk-kraft under testen, og det må gjøres beregninger for å forsikre at denne ikke overstiger kapasiteten til strengen. Se eksempelet nedenfor. Ettersom øvre del av casingen også blir eksponert til testtrykket, må ikke dette overstige kapasiteten på casingen under en slik test.

Ved bruk av cup tester er det ikke mulig å forhindre trykksetting av brønnen dersom lekkasje ved å åpne på sideventiler på brønnhodet. Men ved å kjøre testeren med åpen borestreng, og trykke brønnen opp ved pumping ned choke/kill line, kan man unngå slik trykksetting. En kan også identifisere lekkasjer ved å sammenlikne volumene som må pumpes inn i brønnen ved hver trykktest.

Det er vanlig å sette cup testeren ca 30 m (90 ft) under rotasjonsbordet (faste innstallasjoner) ut ifra at det er i dette området casingslitasjen vil være størst. Men pluggen kan også settes dypere dersom det er mistanke om slitasje lenger nede i brønnen. Er det indikasjoner på hull i casingen, kan en lokalisere dette punktet ved å variere settedybden på cup testeren.

En må være forsiktig og unngå swabbing når cup testeren trekkes ut av brønnen. På noen plugger er det mulig å etablere kommunikasjon mellom over- og undersiden ved å droppe en plugg, slik at swabbingeffekten blir redusert.

Cup tester kan ikke brukes til testing av skjærventiler, da den må kjøres ned i hullet v.h.a. borerør.

NB: Det må alltid være mulig å avbryte en test og sikre brønnen dersom nødvendig.

Se eksempel neste side

Beregning for cup test - eksempel

Testing innvendig i 13 3/8" casing 72 ib/ft

Inside diameter casing:	12,347"	313.6 mm
Pipe diameter	5"	127 mm
Testtrykk	5000 psi	345 bar = 34 500 000 Pa

OIL FIELD

METRISK

Areal invendig casing:

$$A = ID^2 \times \pi/4$$

$$= 12,347^2 \times 3.14/4$$

$$= 119,672 \text{ in}^2$$

$$= 0.313^2 \times 3.14/4$$

$$= 0,0772 \text{ m}^2$$

Areal testpipe:

$$A = 5^2 \times 3.14/4$$

$$= 19.625 \text{ in}^2$$

$$= 0,127^2 \times 3.14/4$$

$$= 0.01266 \text{ m}^2$$

Arealet som test-trykket virker på (*cup pressure area*):

$$A = 119.672 - 19.625$$

$$= 100.047 \text{ in}^2$$

$$= 0.0772 - 0.01266$$

$$= 0.06454 \text{ m}^2$$

Kraft som virker på borestrengen under test:

$$F = P \times A$$

$$= 5000 \times 100.047$$

$$= \underline{500\,235 \text{ lbs}}$$

$$= 34\,500\,000 \times 0.06454$$

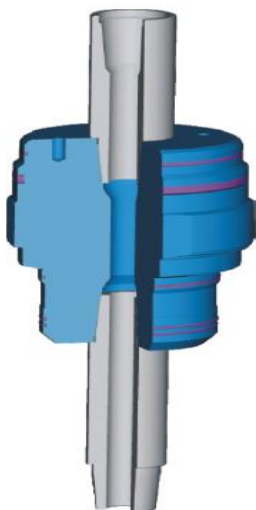
$$= \underline{2\,226\,613 \text{ N}}$$

$$= \underline{2.226,6 \text{ kN}}$$

I tillegg kommer vekten av borestrengen. (Det finnes tabeller som gir cup test area direkte).

Plug Test Tool

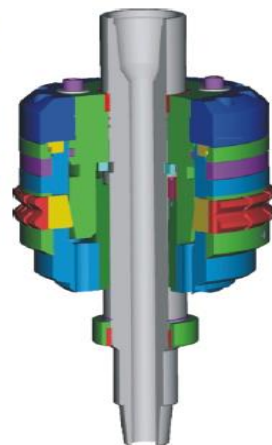
The MS-700 Plug Test Tool is a simple and economical tool used to seal off the well bore to test the BOP stack up to pressures as high as 15,000 psi. This tool is a universal design which can stab into and seal the casing hanger bore, or it can be inverted to seal to a wear bushing or even the bare wellhead bore.

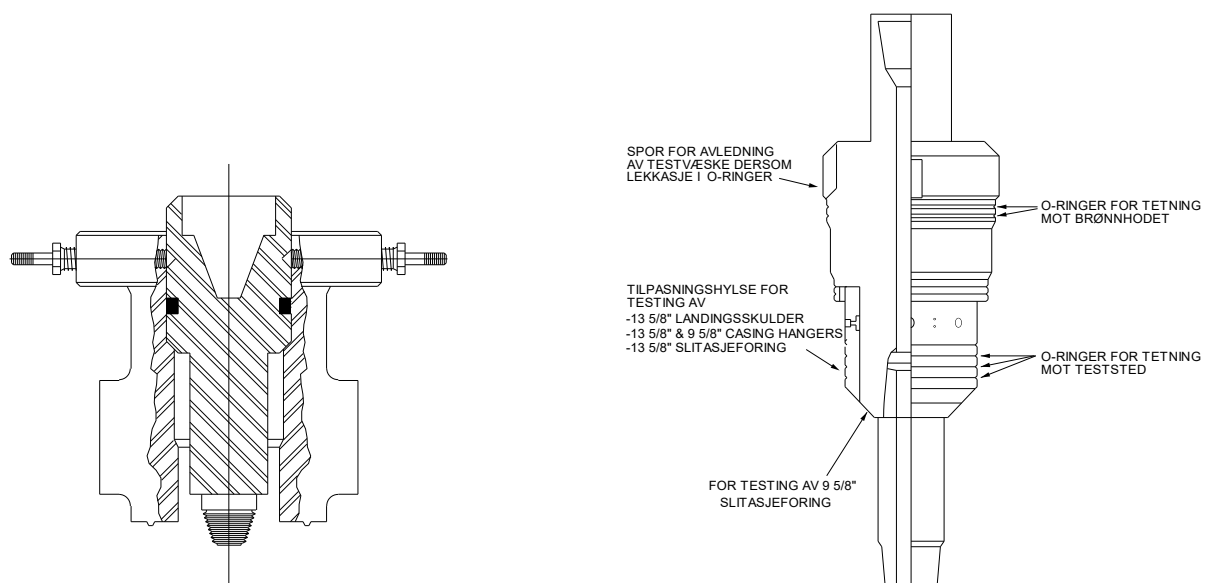


Isolation BOP Test Tool (ISOT)

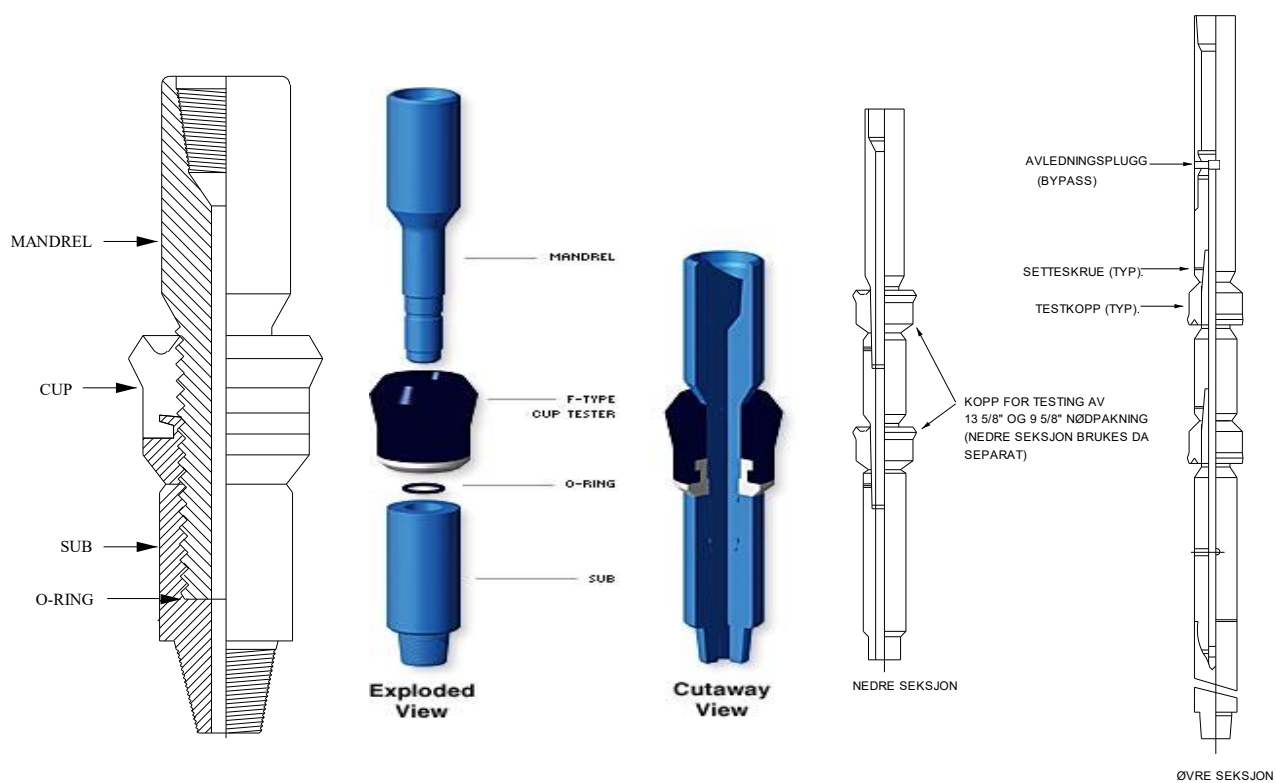
The Isolation BOP Test Tool is used for testing the BOP stack. The tool seals in the wellhead housing bore and isolates the casing string/casing hanger seal from the BOP cavity test pressure.

This tool functions and tests to 15,000 psi with or without the Nominal Seat Protector, wear bushings or casing hangers in place.





Figur 8.65 Hanger (plug) type tester for (i) overflate og (ii) havbunn



Figur 8.66 Cup type testere

8.6 Avledningssystem (diverter system)

8.6.1 Generelt

Under boring av topp hull seksjonen for å sette forankningsrør (*surface casing*), vil formasjonen som regel ikke tåle at brønnen blir stengt inn dersom en skulle få en innstrømning (grunn gass). Dette skyldes at fraktureringsstyrken i ukonsoliderte sedimenter nær havbunnen er lav. Det må derfor være mulig å la brønnen strømme bort fra riggen på en sikker måte under et minimalt mottrykk fra overflaten. Et divertersystem er altså ikke laget for å stenge inne brønnen, men tvert imot redusere mottrykket fra overflaten til et minimum! Avledningssystemet består av en annular preventer, samt uttak for *vent liner* til å lede strømmen bort fra riggen.

For å redusere mottrykket fra overflaten, skal vent linene ha stor diameter og få *bends*. API anbefaler ID fra 4" - 12", men det er i dag en vanlig oppfatning at disse bør være minst 10" til 12", og gjerne opp til 17". Linene må også ha solid veggtykkelse, spesielt ved bends, og være godt festet, for å tåle kraftig erosjon og vibrasjon. Grunn gass utblåsninger kan utvikle seg hurtig. Responstiden må derfor være kort.

8.6.2 Avledningssystem for plattformmontert brønnhode

Avledningssystemet består av et fleksibelt ringromselement montert i stigerøret for stenging av brønnen mot boredekk og røret til slamristerom (*flowline*). Det fleksible ringromselementet kan være erstattet av en annular preventer eller være i tillegg til en annular preventer. Under elementet er det rørutgang(er) til diverter linen(e). De kan inneholde en eller flere ventiler. Disse skal ha full åpning og være styrt slik at de aldri kan være lukket samtidig som elementet er lukket. Dersom slik styring ikke finnes, skal ventilen(e) stå i åpen stilling. Rørstrømmen (gass, væske og sedimenter) ledes vekk fra plattformen gjennom diverter linen. Den har gjerne to utganger med en retningsventil slik at eventuell gass alltid ledes vekk fra plattformen medvinds. Denne må eventuelt også være sekvensstyrt, eller stå åpen mot en ventline. Ved å plassere diverterlinen over flowlinen, kan ventilarrangementet i diverterlinen forenkles. Figur 8.67 viser forskjellige diverter systemer. Figur 8.68 viser den hydrauliske styringen til et ABB Vetco Gray KFDJ diverter system.

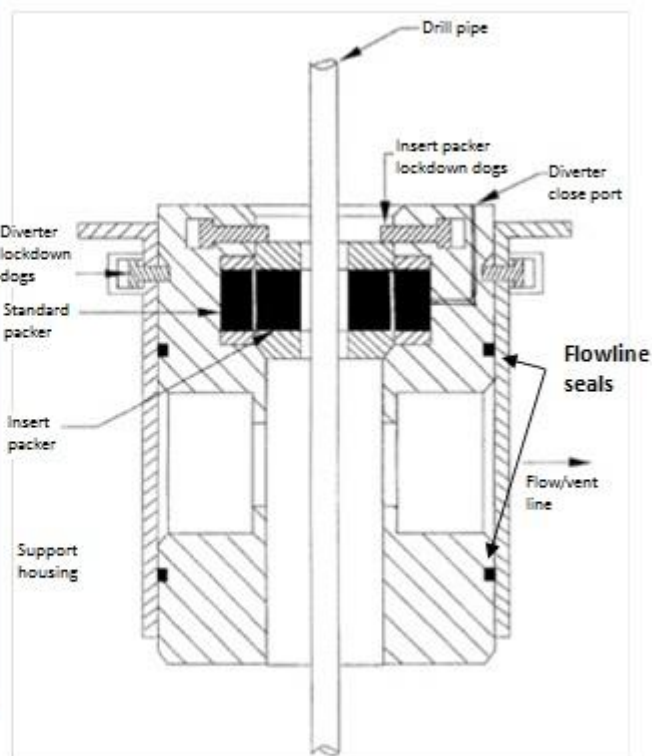
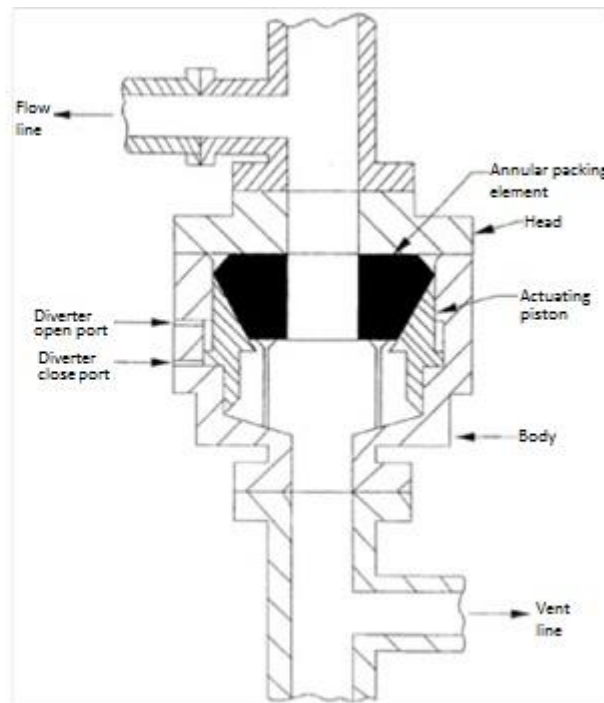
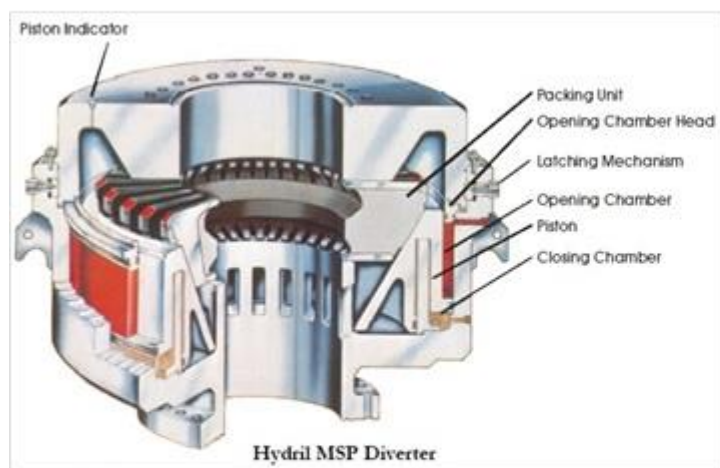
Funksjonstesting må utføres rutinemessig for å forsikre at diverterelementet og eventuelle ventiler i vent linene fungerer som de skal. Ventlinene må pumpes gjennom for å forsikre at disse ikke er plugget av borekaks, is, etc.

8.6.3 Avledningssystem for havbunnsmontert brønnhode (SS) (IP)

I dag bores ofte topp seksjonen uten stigerør installert, slik at en unngår bruk av avledningssystemet i forbindelse med grunn gass utblåsninger. Dersom det ikke lykkes å få kontroll med en grunn gass innstrømning ved hjelp av dynamiske drepeteknikker, blir da riggen trukket bort fra brønnen inntil videre. Man unngår da faren med å ta strømmen av gass og sedimenter opp på dekk. Men på flytere vil det i tillegg være behov for å avlede hydrokarboner på overflaten også etter at BOP er installert. Dette skyldes at det kan oppstå situasjoner der riseren fylles opp med gass før BOP blir stengt, eller eventuelt for å avlede en gassrest i BOP etter en drepeoperasjon. Denne gassen kan utgjøre store volum ved overflatetilstand, og må kunne ledes bort fra riggen på en sikker måte. Oljedirektoratet krever at det skal være installert divertersystem sammen med BOP system ved boring fra flyterigg.

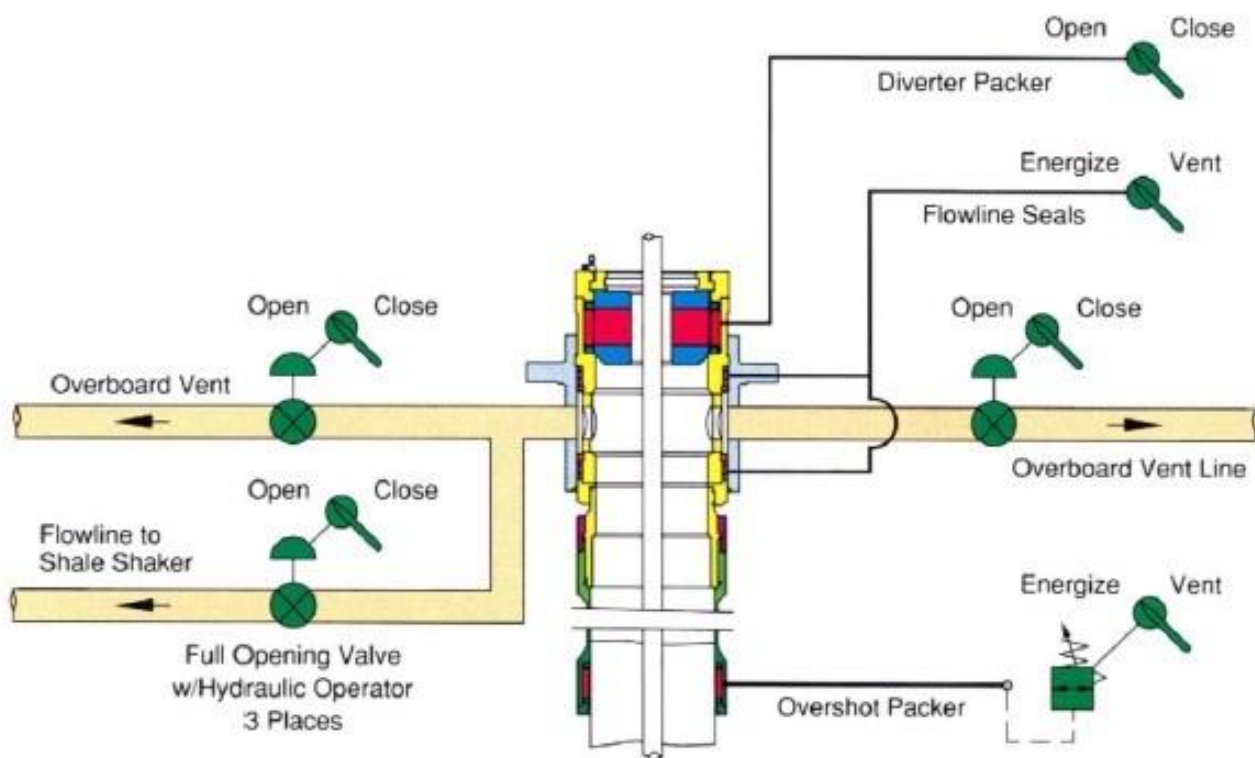
Ellers er de divertersystemene som benyttes på flytere basert på samme konsept som for de plattformbaserte. Men disse vil ha en eller to ventiler montert i stigerøret mot sjø for å unngå tømning av dette under gassutblåsing, noe som kan føre til kollaps.

Et havbunnsplassert divertersystem kan også benyttes. Lukkeelementet er da montert nær havbunnen med avledningsventilene rett til sjø. Fordelen med et slikt system er at en igjen unngår faren forbundet med å ta en eventuell strøm av gass og sedimenter opp på riggen.



Vetco KFDJ diverter

Figur 8.67 Øverst: Hydril MPS diverter. Nederst: Vetco KFDJ diverter



Figur 8.68 Hydraulisk styring for et ABB Vetco Gray KFDJ diverter system

8.7 Manifoldsystem

8.7.1 Generelt

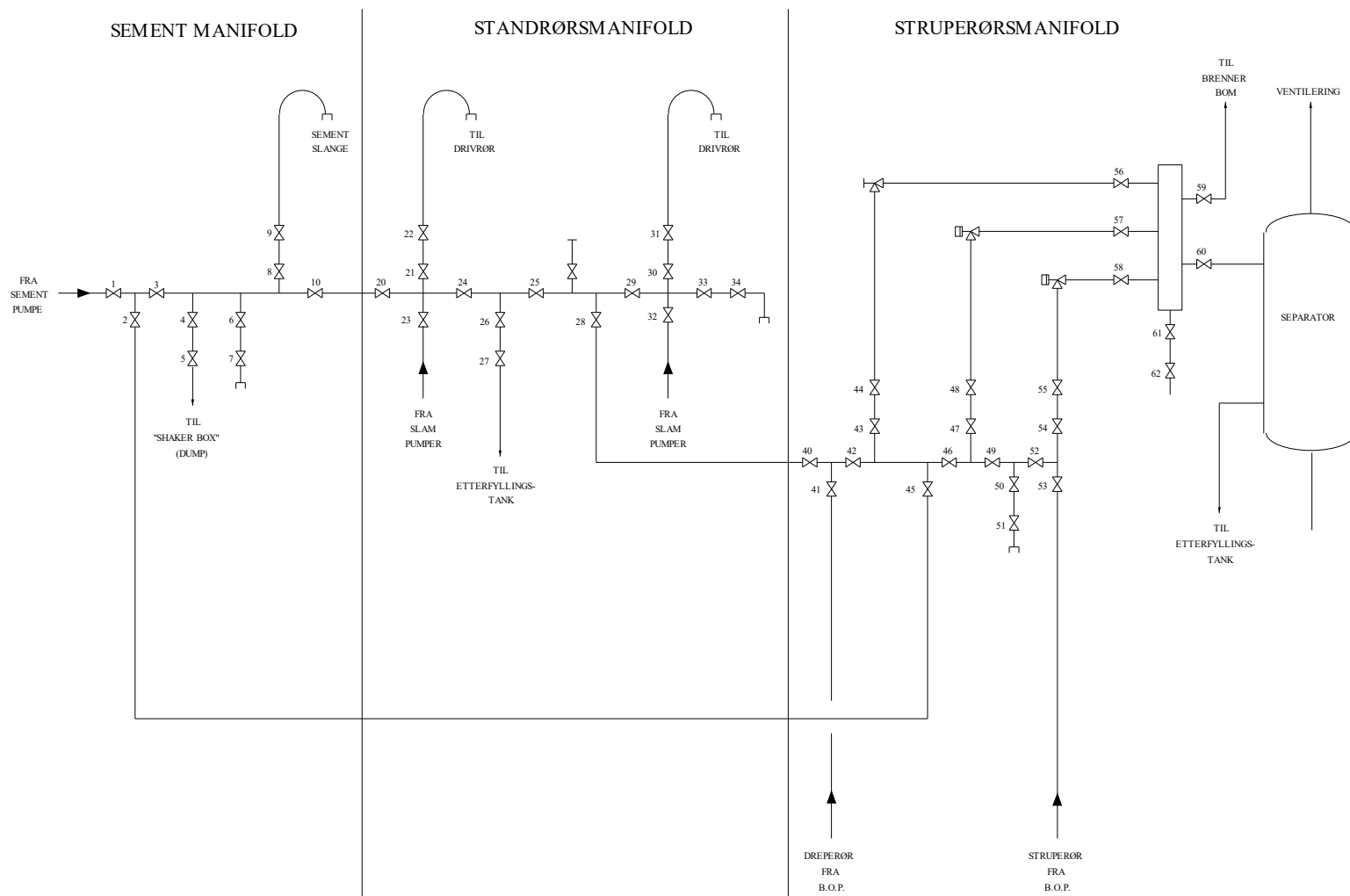
Det er tre høytrykksrørsystemer som blir benyttet til å kontrollere strømmen av fluiden inn og ut av brønnen i en trykkontrollsituasjon. For subsea applikasjoner anbefaler API at disse kobles opp mot hverandre. En slik oppkopling er vist i figur 8.69.

- 1: Struperørsystemet (*choke manifold*) som er direkte knyttet opp mellom BOP og gass/slambehandlingsutstyr.
- 2: Standrørsystemet (*standpipe manifold*) som har forbindelsesmulighet til struperørsystemet.
- 3: Sementeringsrørsystemet som er forbindelsen mellom sementeringspumper og borerør.

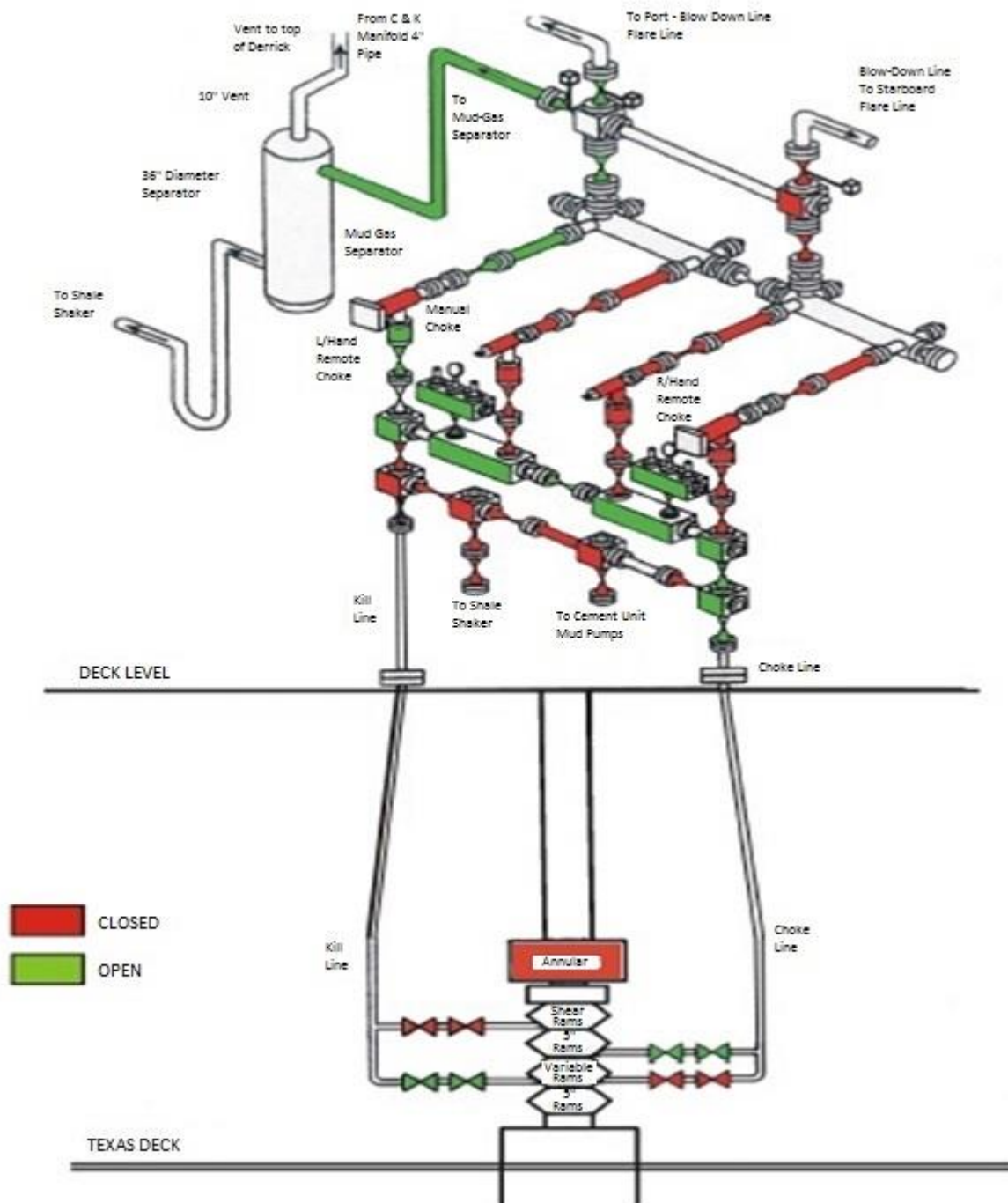
8.7.2 Funksjoner

Manifoldsystemene skal utfylle en rekke oppgaver og krav (disse kan variere noe):

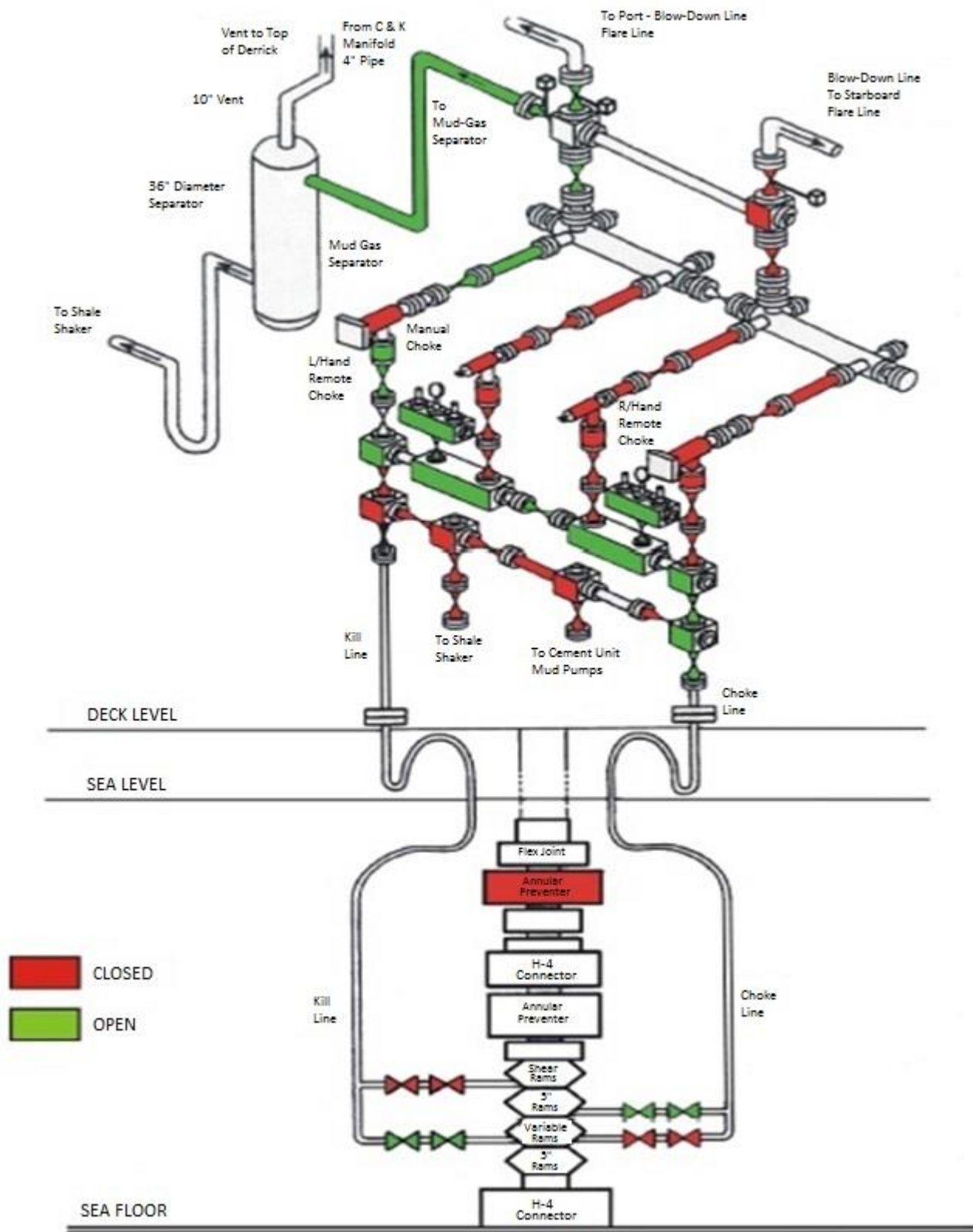
- * trykklassen må være minst like høy som BOP systemet, og ha redundans i hvert ledd
- * det må være minst to ventiler mellom trykksatt rør og atmosfære/lavtrykk
- * trykkmålere med trykktransmittere må være installert (ikke vist i figur 8.69)
- * ventiler må være lett tilgjengelige for operasjon
- * chokelinen må kunne tåle erosjon og kraftig vibrasjon
- * chokemanifolden må inneholde både hydrauliske og manuelle chokeelementer. (Se 8.7.4 for API's anbefalinger). Disse må være arrangert slik at det er mulig å skifte choke under en utsirkulering dersom dette skulle være nødvendig
- * kunne trykktestes med sementeringspumpe eller annen tilgjengelig Pumpe
- * ha mulighet til å pumpe med slampumper og sementeringspumper ned strupe og drepeledning
- * ha mulighet til å pumpe med slampumper ned sementeringsslange.
- * ha mulighet til å pumpe fra sementpumpe ned drivrørsslange.
- * kunne motta returslam fra borerør og lede dette til slamristerom etc.
- * kunne behandle gass/slamstrøm fra både strupe og drepeledning.
- * kunne lede slam til måletank (evt. triptank)
- * kunne lede gass til ufarlig område



Figur 8.69 Typisk manifoldsystem



Figur 8.70 Surface BOP/Choke manifoldsystem



Figur 8.71 Subsea BOP/Choke manifoldsystem

8.7.3 Choke og kill line ventiler

For BOP med med rating 5M eller høyere, anbefaler API at det brukes doble ventiler med full åpning på uttak for choke og kill line. Disse skal plasseres så nær BOP som mulig for beskyttelse, og for å redusere sannsynligheten for lekkasje mellom BOP og ventilen. Som nevnt kan en av to ventiler på hver side være manuell på en plattformmontert BOP i følge OD's krav.

På et overflatemontert system er det vanlig å ha den ytre ventilen stengt og den indre åpen. På en undervannsmontert BOP skal begge ventilene være stengt.

En manuell Cameron FLS-R gate valve med *balanced stem* (forklart nedenfor) er vist i figur 8.72. En hydraulisk aktuert Cameron FC gate ventil er vist i samme figur. Legg merke til pakningene; *stem seal* (12), *seat seal* (7), O-ring (6), *balance stem seals* (12).

Cameron introduserte den første hydrauliske ventilen for bruk i subsea choke og kill liner. Denne hadde betegnelsen HCR (*High Closing Ratio*), og ble så vanlig at dette ble en fellesbetegnelse for alle slike ventiler. Subsea ventiler skal være "svikt sikker stengt" (*failsafe closed*). Det innebærer at ventilene skal gå i stengt stilling ved hjelp av fjærbelastning (og eventuelt trykk i ventilhuset) hvis styretrykket forsvinner. Figur 8.75 viser operasjonsprinsippet for en slik ventil.

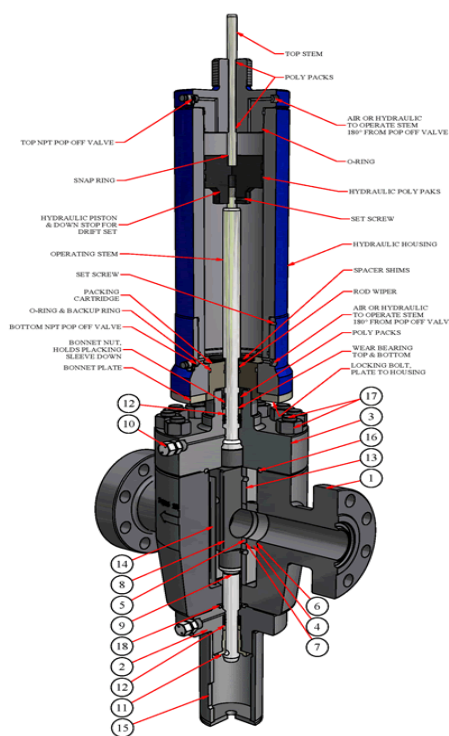
Cameron type DF (figur 8.74) og Shaffers type DB er i dag blant de vanligste. Styretrykket er 1500 psi, slik at det passer sammen med resten av kontrollsystemet. Mange ventiler, f.eks. Cameron F og AF, kan kontrolleres med bare en kontroll-line (for åpning). Fjærbelastning sørger for at ventilen stenger. Men det kan også være en egen stengeline. Væskeforbruket kan være mindre en en gallon avhengig av ventilens størrelse.

Hydraulisk blokkering kan være et problem med gate ventiler (spesielt subsea der ventiler er montert i serie med kort avstand imellom). Problemet oppstår i ventiler der åpning medfører at væske må fortrenkes ut av ventilhuset når stampelet beveger seg ned. Dersom dette ikke er mulig pga at det står en stengt ventil oppstrøms, og fluiden imellom har liten kompressibilitet, kan ventilen blokkeres i stengt posisjon. Blokkering kan også være et problem på manuelle overflateventiler.

Dette problemet kan løses på flere måter. Et alternativ er å ventilere ventilhuset til linen i motsatt retning av naboventilen (Cameron AF, figur 8.73). En annen løsning er å benytte *balancing stem prinsippet*; et gjennomgående stag gjør at det ikke er nødvendig å ventilere væske ut av ventilhuset når gaten beveger seg ned for å åpne ventilen. Intern ventilering gjennom gaten sørger for at væsken i ventilhuset blir omfordelt på over- og undersiden av denne når ventilen opereres og gaten beveger seg opp og ned. Dette gjør også at ventilen kan holde trykk i begge retninger. Cameron's DF ventil (figur 8.74) er basert på dette prinsippet. En balancing stem gjør det også mulig å se om ventilen er stengt eller åpen.

På store dyp vil det hydrostatiske trykket i åpneline ha en tendens til å åpne ventilen. Spesiell design er da nødvendig for å balansere dette trykket. En mulighet er å benytte en *balancing stem* som er eksponert til sjøtrykket og eventuelt en *close assist line* til å motvirke det hydrostatiske trykket som virker i åpnekommeret. Cameron's DF subseaventil er basert på dette prinsippet, og kan brukes helt ned til 1800 meterer. Ellers kan en tillate sjøtrykket å virke også på stengesiden av det hydrauliske stampelet ved å innkapsle denne i en elastisk blære som vist i Cameron's F modell.

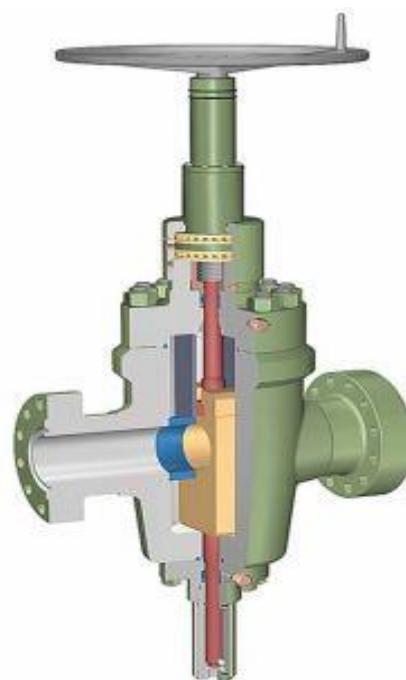
Pga plassbegrensninger er ofte den første ventilen 90° på subsea stacks. Disse har ekstra tykt gods for å tillate erosjon. Hydrauliske ventiler for både overflate- og havbunnsinstallasjon kan ha manuell override (hånddratt).



Model FC Gate Valve

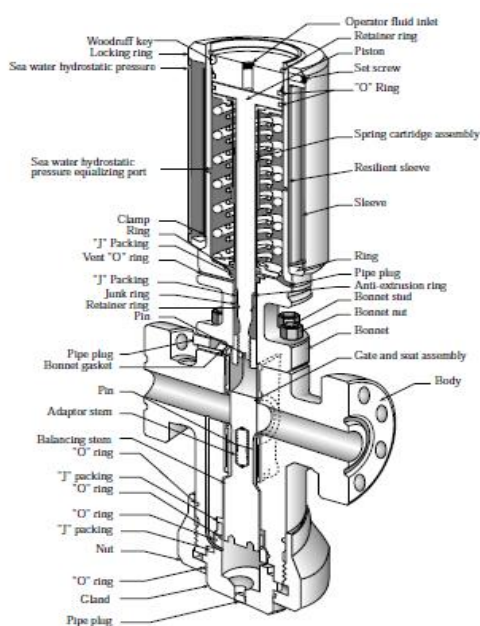
Item Description

- 1 Body
- 2 Bonnet, Lower
- 3 bonnet, Upper
- 4 Body Bushing
- 5 Seat
- 6 O-Ring
- 7 Seat Seal
- 8 Gate
- 9 Stem Balance
- 10 Autoclave Fitting
- 11 Packing Gland
- 12 Packing
- 13 Retainer Plate
- 14 Gate Guide
- 15 Stem Protector
- 16 Bonnet Seal Ring, Upper
- 17 Stud & Nuts
- 18 Bonnet Seal Ring, Lower

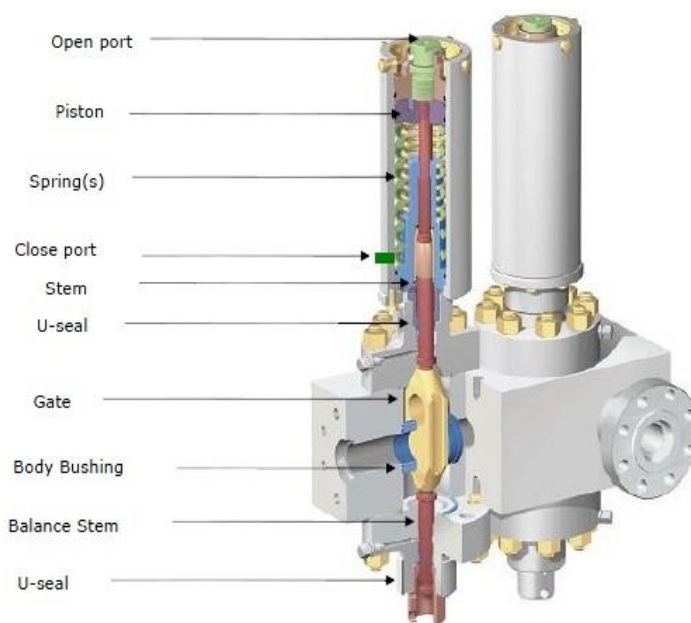


Cameron FLS-R gate valve

Figur 8.72 Manuell gate ventil med balancing stem

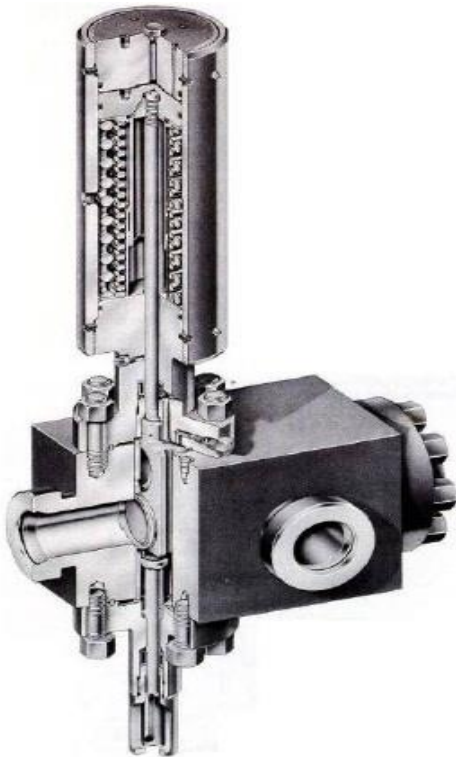


Cameron AF failsafe valve



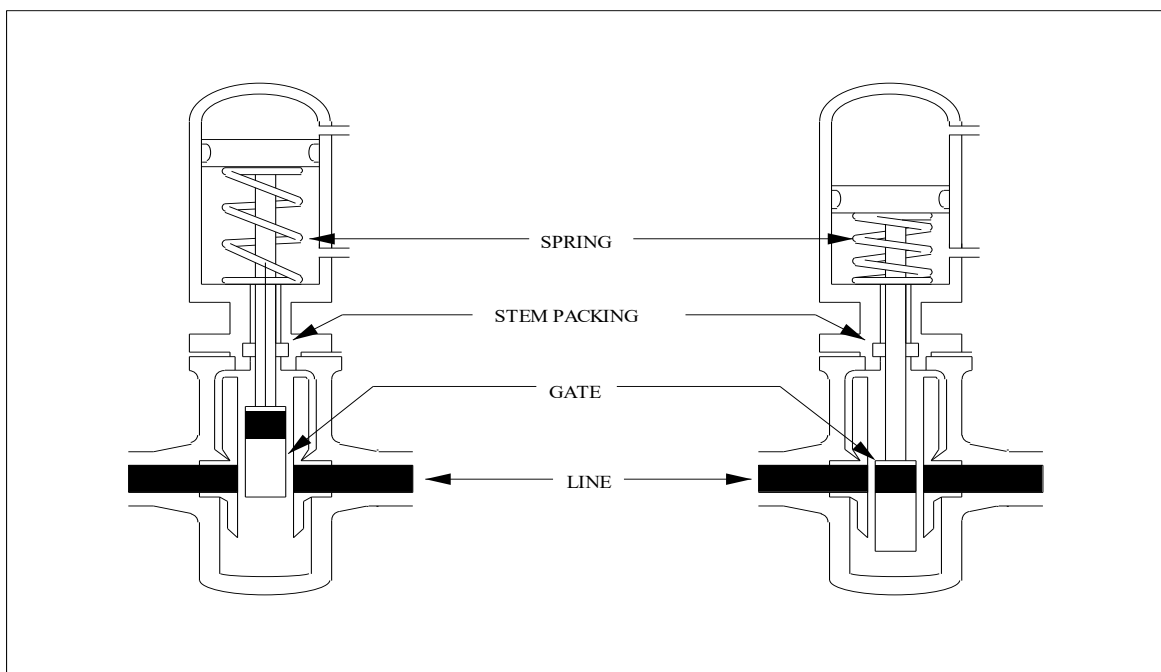
Cameron MCK failsafe valve

Figur 8.73 Cameron AF fail-safe ventil og Cameron MCK subsea fail-safe ventil med balancing stem



Cameron DF failsafe valve with balancing stem

Figur 8.74 Cameron DF med balancing stem



Figur 8.75 Failsafe prinsippet: ventilen går i stengt posisjon ved hjelp av fjærbelastning dersom styretrykket forsvinner

8.7.4 Choke elementer

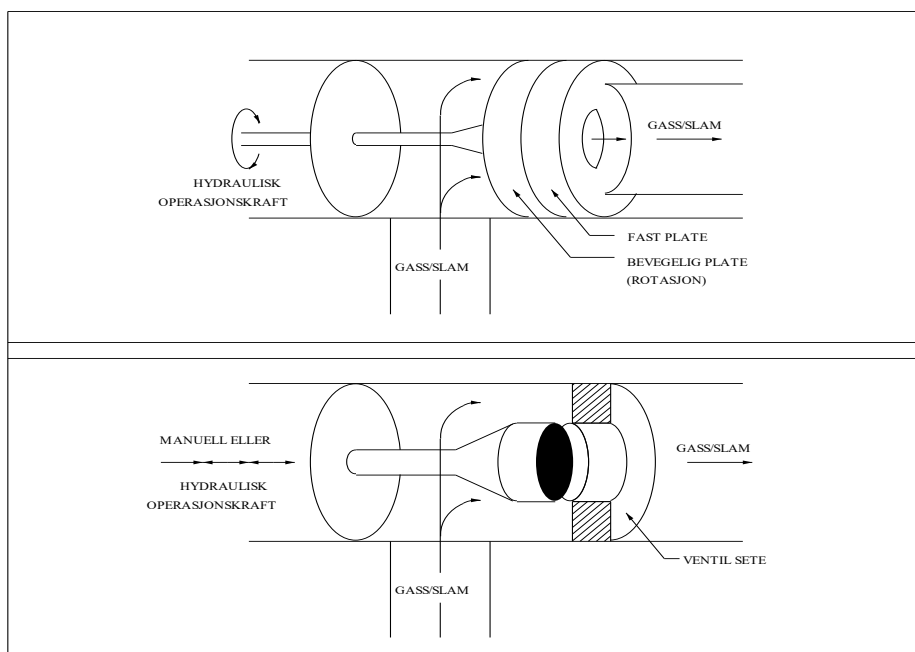
Choke-elementene gjør det mulig å variere mottrykket på brønnen under utsirkuleringer. Chokene kan være manuelle for operasjon på chokemanifolden, eller hydrauliske for fjernkontroll fra chokepanelet. På en chokemanifold kan det være både manuelle og fjernkontrollerte choker. API anbefaler at det installeres minst en fjernkontrollert choke for 5M psi service og høyere. For å ha full nytte av en manuell chokeventil, må det være mulig å lese sirkulasjonstrykket fra chokemanifolden.

Den variable strupe-effekten kan være basert på flere prinsipper. Figur 8.76, øverst, viser prinsippet bak Swaco's hydrauliske høytrykkschoke. Strupeeffekten oppnås ved at to plater med halvmånespalter roteres relativt i forhold til hverandre. Dermed skapes en spalte med varierende areal. Rotasjons-prinsippet gjør at opening og closing ratios blir svært lave, og at problemer med plugging blir redusert. Ventilen kan holde fullt brønntrykk (10.000 psi), og tåler mye slitasje (platene er forsterket med *tungsten carbide*).

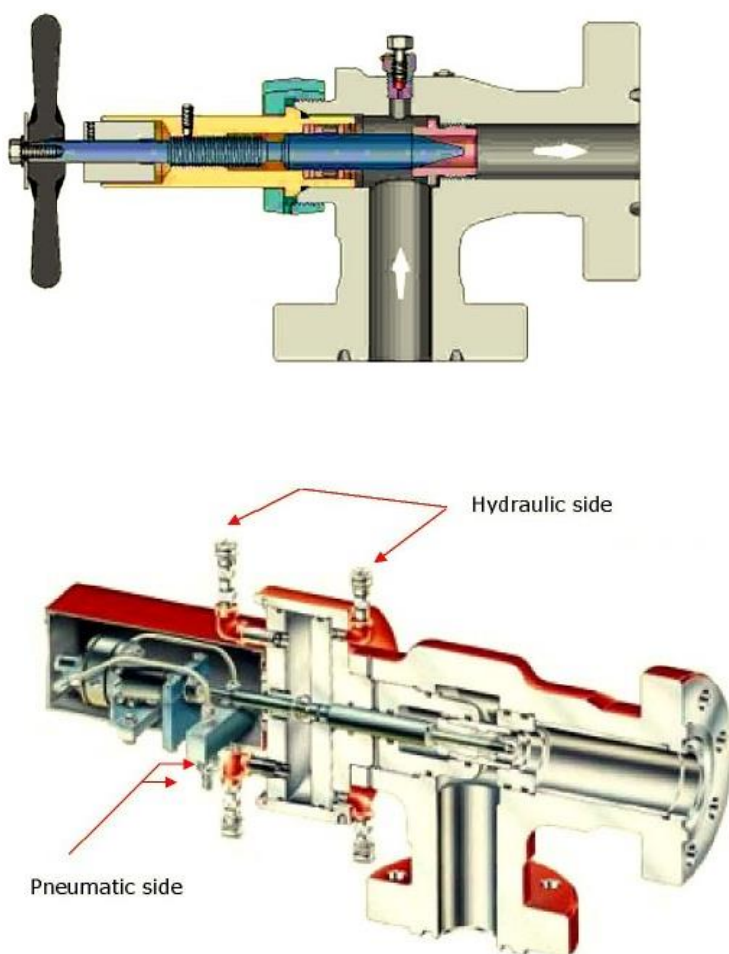
Prinsippet bak Camerons AX-choke er vist i figur 8.76, nederst, (Shaffer's choke er basert på samme). Et kileformet stempel av tungsten carbide beveges manuelt eller hydraulisk inn og ut av en kileformet spalte for å gi strupeeffekt. Denne choken kan leveres med 5000 psi og 10.000 psi trykkklasse, men er ikke konstruert for å holde brønntrykket i stengt posisjon.

Fjernkontroll av de hydrauliske chokene utøves fra chokepanelet. Dette vil i tillegg til chokemanipulatoren, ha gauger for sirkulasjonstrykk og casingtrykk, samt pumperate, antall slag, choke posisjon indikatorer og mulighet for kontroll av sensitivitet (justeringshastigheten). Både Cameron og Swaco's remotepaneler er luftstyrte. Dvs at chokejusteringene blir utført ved hjelp av hydrauliske luftpumper. Dersom en mister styreluften til chokepanelet, kan en opprettholde kontroll ved hjelp av en manuell hydraulisk pumpe (Swaco og Shaffer's panel).

En positiv choke er et chokeelement med åpning som ikke er justerbar (fast choke). Slike kan være aktuelle f.eks. ved produksjonstesting. Enkelte eldre rigger har en positiv choke i tillegg til en fjernstyrt og en manuell choke.



Figur 8.76 Operasjonsprinsipper for chokeelementer

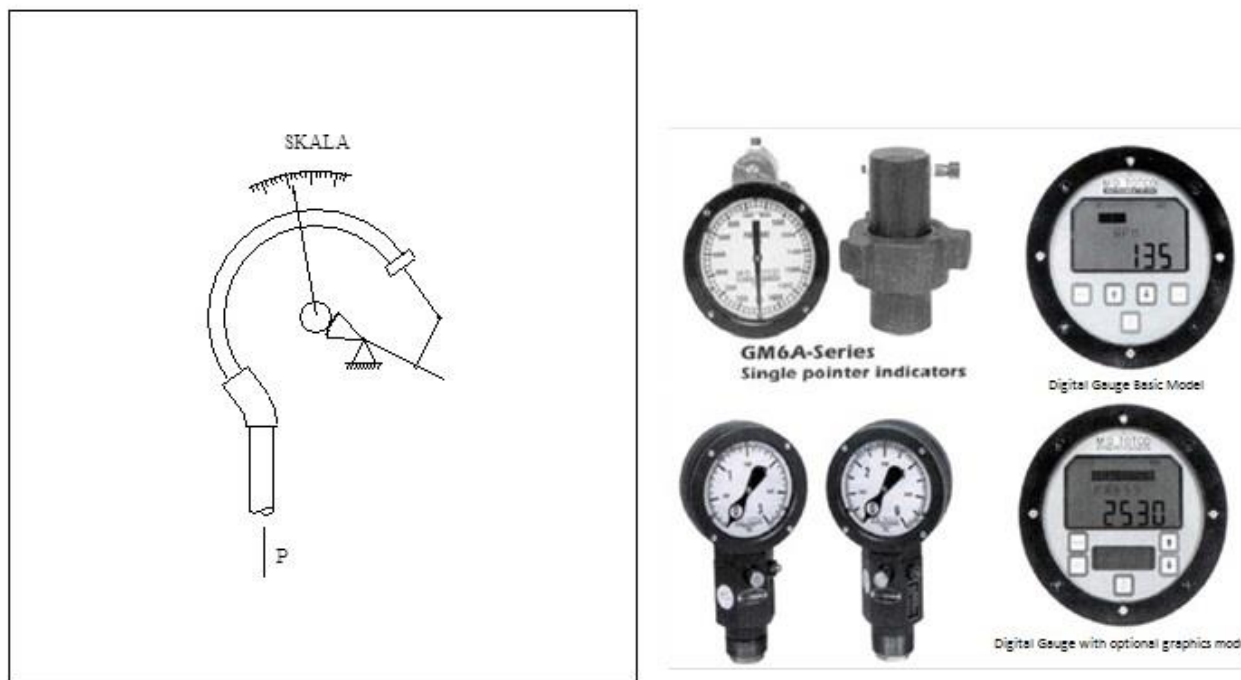


Figur 8.77 Cameron choke and Choke panel

8.7.5 Manometre (gauger)

Operasjonsprinsippet for et standard manometer er vist i figur 8.78. Trykket ledes inn i et *Burdon-rør* som er koplet sammen med en indikator som gir utslag mot en måleskive. Når røret blir trykksatt, vil det ha en tendens til å rette seg ut, og dette gir utslag på indikatoren. Manometerhuset vil ofte være fylt med olje for rustbeskyttelse og demping av vibrasjoner.

Gauger vil normalt indikere forskjellen på atmosfærisk trykk og det målte trykket. Manometre som er installert på chokemanifolden må kunne lese av trykk når mediet er enten gass, vann, olje, slam eller en blanding av disse. Et manometer bør ikke anvendes til 100 % av skalaen, men begrenses til ca 75 %. Gaugene skal monteres vertikalt. Nøyaktigheten oppgis gjerne som % av det totale måleområdet.



Figur 8.78 Operasjonsprinsipp for gauge (burdon rør) og bilder av forskjellige gauger

8.8 Slam gass separasjon

8.8.1 Generelt

Etter choke manifolden er det installert separator utstyr for å skille gass fra slammet. Gjennom dette føres slammet tilbake til det aktive systemet for viderebehandling, mens gassen ledes vekk til ufarlig område. Røret for gassventilering føres vanligvis til over boretårnet. Det finnes hovedsaklig to typer degassere; en som opereres ved atmosfærisk trykk (*Poor Boy Degasser*), og en som opereres ved et lite overtrykk. Alle separatorene som har et system for kontroll av væsknivået, kan klassifiseres som trykkopererte (*pressurized mud/gas separators*). I begge tilfeller må det installeres en by-pass line til flammebommen dersom plugging, overbelastning eller andre problem skulle oppstå i separatoren. Tradisjonelt har separatorene vært svært enkelt utstyr med lav kapasitet. Men nødvendigheten av å kunne behandle stadig større gassrater har ført til utvikling av mer avanserte systemer med elektronikk og automatisk kontroll av kritiske parametre, for bedre kontroll med prosessen. Noen av disse tåler også at hele ventlinen blir fylt med slam. Trykksatte separatorene bør være utstyrt med en gauge for lesning av operasjonstrykket. Ved fare for overbelastning, må sirkulasjonsraten justeres ned.

8.8.2 Trykksatt MGS

For å ha kontroll med væsknivået i en trykksatt separator, går slammet igjennom en hydrostatisk væskelås (*mud leg*) som vist i figuren nedenfor. Dette er for å hindre gassen i å slå ned og gå ut til shakerrommet sammen med slammet. På væskelåsen er det montert en ventil for luftinnussuging (*siphone breaker*). Denne er for å unngå hevertvirkning, slik at separatoren suges tom for slam hvis utløpet er montert under separator.

Når gass ventileres, oppstår det et mottrykk i ventilasjonslinen. Dette må ikke overstige det hydrostatiske trykket i væskelåsen. For en gitt slamvekt (ρ_m), væskelåshøyde (h) og

sikkerhetsfaktor (s), kan vi altså beregne det maksimale trykket (P_{maks}) som en trykksatt separator kan opereres ved (vi ser her bort ifra gas cutting av slammet):

$$P_{maks} = \rho_m \times 0,0981 \times h \times s$$

Eksempel:

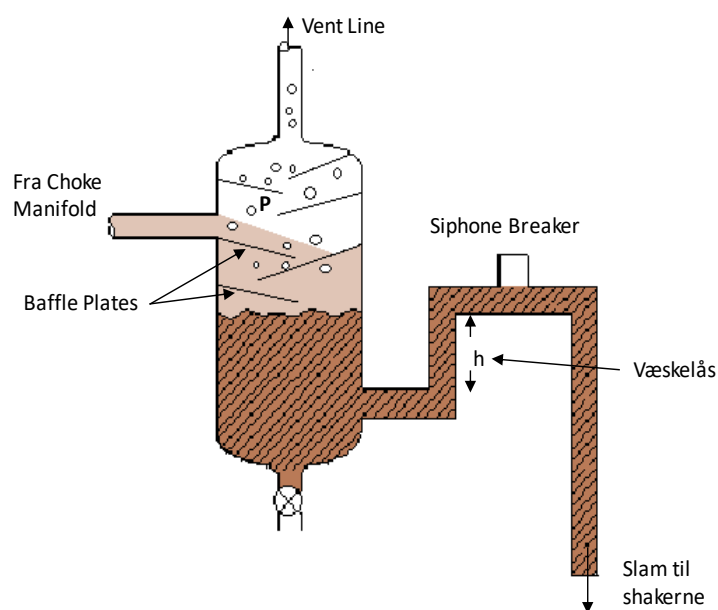
Væskelåshøyde: 9 m

Slamdensitet: 1,25 s.g.

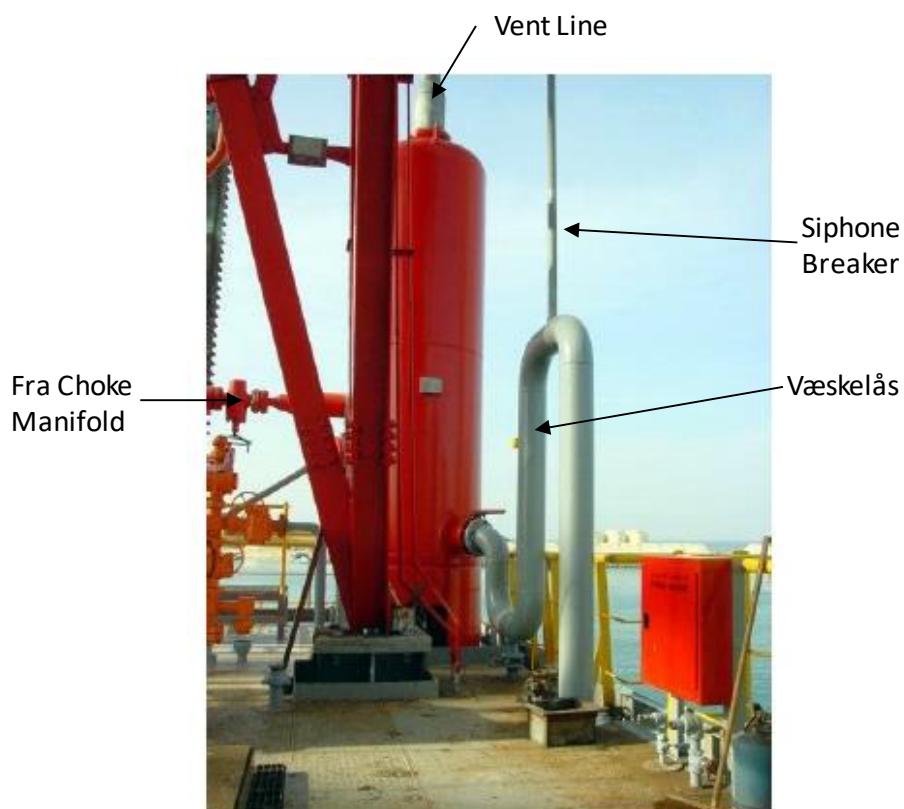
Sikkerhetsfaktor: 0,8

Beregn det maksimalt operasjonstrykket:

$$\begin{aligned} P_{maks} &= \rho_m \times 0,0981 \times h \times s \\ &= 1,25 \times 0,0981 \times 9 \times 0,8 \\ &= \underline{0,88 \text{ barg}} \end{aligned}$$



Det maksimale operasjonstrykket er 0,88 barg for den oppgitte slamvekten. Dermed ser vi hvor viktig det er å redusere ventlinefriksjonen ved å benytte stor ID og få bend.

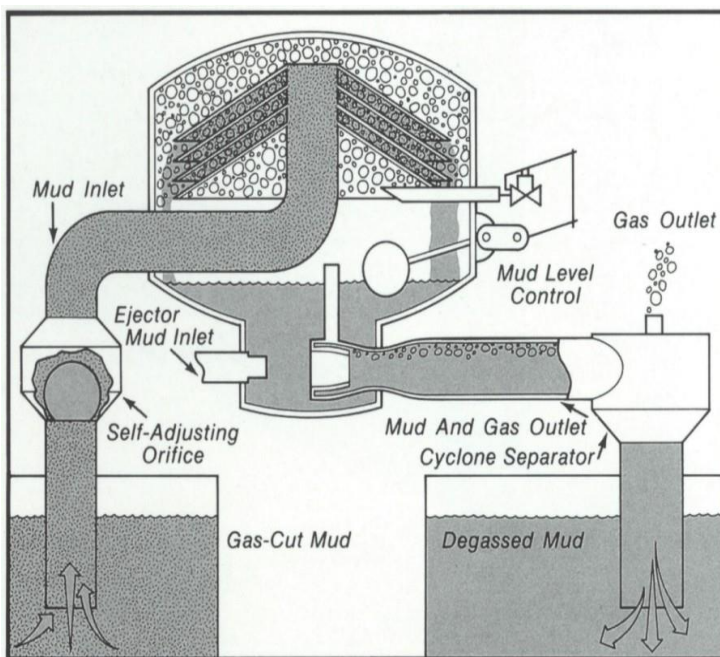


Figur 8.79 Mud gas separator

Degasser

Degassere brukes til å fjerne små gassbobler som ikke lar seg frigjøre i MGS der trykket er høyere enn atmosfærisk. Disse er basert på å skape et undertrykk (*vacuum*) for å lette frigjøringen. Figur 8.80 viser en Wellco 5200 degasser. Gassfritt slam pumpes gjennom dysen (*ejector*). Det oppstår da et undertrykk inne i degasseren, slik at gassholdig slam blir sugd opp ved *mud inlet*. Det innsugde slammet munner ut høyt oppe i degasseren, og renner ned langs perforerte plater der gassen ved undertrykk blir frigjort fra slammet. Renset slam blir ført ut sammen med slam fra dysene og ned i en tank. Gassen føres også ut samme utløp, men er nå samlet i større gassbobler som lar seg ventilere ut gjennom en vent line som vist.

Igjen er det viktig at kapasiteten på utstyret ikke overstiges, da dette vil føre til at gassholdig slam sirkuleres ned i brønnen.



Figur 8.80 Operasjonsprinsipp for Wellco 5200 degasser

8.9 Diverse utstyr/instrumentering for kick deteksjon

På riggen er det installert en rekke sensorer og recordere for å overvåke boreprosessen, slik at eventuelle kicksignaler raskt skal kunne oppfattes. Kritiske parametre er slamvolum og strømningsrate, samt gasskonsentrasjoner i slam og på riggen.

I returlinen er det montert utstyr for måling av returstrømmen: *Flowline paddle* er den enkleste, og består av en plate montert i returlinen. Posisjonen til platen vil variere med returstrømmen, og denne informasjonen kan leses i drillerbua. Systemet fungerer dårlig dersom returlinen er helt fylt med slam. Den gir ikke nøyaktig avlesning, men kan avsløre trender for gain/loss. Systemet kan testes og kalibreres ved å observere avlesninger for varierende returstrøm. Problemer kan skyldes at sensoren er pakket av med borekaks eller "gumbo".

Alle aktive slamtanker er utstyrt med nivåmålere. Disse er basert på diverse flotørprinsipper eller laser, og gir den beste indikasjonen på økt returslam. Desto mindre arealet av det aktive slamsystemet er, desto større blir nøyaktigheten ved måling av variasjoner i slamnivået. Slamnivået skal også rutinemessig overvåkes av boremannskapet.

I slamristerom er det måleapparat for fri gass og gassinnhold i slam. I slamtankområde er det måleapparat for gass. Alle disse målingene skal kunne avleses fra borers posisjon.

En triptank for nøyaktig måling av slam inn og ut av brønnen skal være installert. Det skal være mulig å lese nivået i tanken fra borers posisjon. API Std sier at en triptank skal ha en kapasitet på inntil 100 bbl (15.9m³), samt at den skal ha et tverrsnitt (målenøyaktighet) slik at en volumforandring i størrelsesorden en halv barrel lett kan detekteres.

Delta flow deteksjonsteknikker er basert på å måle små forskjeller i strømningsrate inn og ut av brønnen ved å montere sensorer på standpipen og returlinen. Nøyaktigheten kan økes ved å koble slike målinger opp til software og andre sensorer for å kompensere for bevegelse av borestrengen. Det er i dag også mulig å adoptere slike systemer til flytere. En deteksjonsterskel på 1 barrel blir hevdet for slike systemer, forutsatt en viss innstrømningsrate. På samme måte kan små tap detekteres.

Ved operasjon fra flytere, må det bestemmes en øvre grense for heave med tanke på kick deteksjon ettersom mye heave vil vanskeliggjøre kontrollen med volumene.

Gauger ble diskutert i 8.7.5.

Vedlikehold og regelmessig kalibrering av måleutstyret må ha høy prioritet.

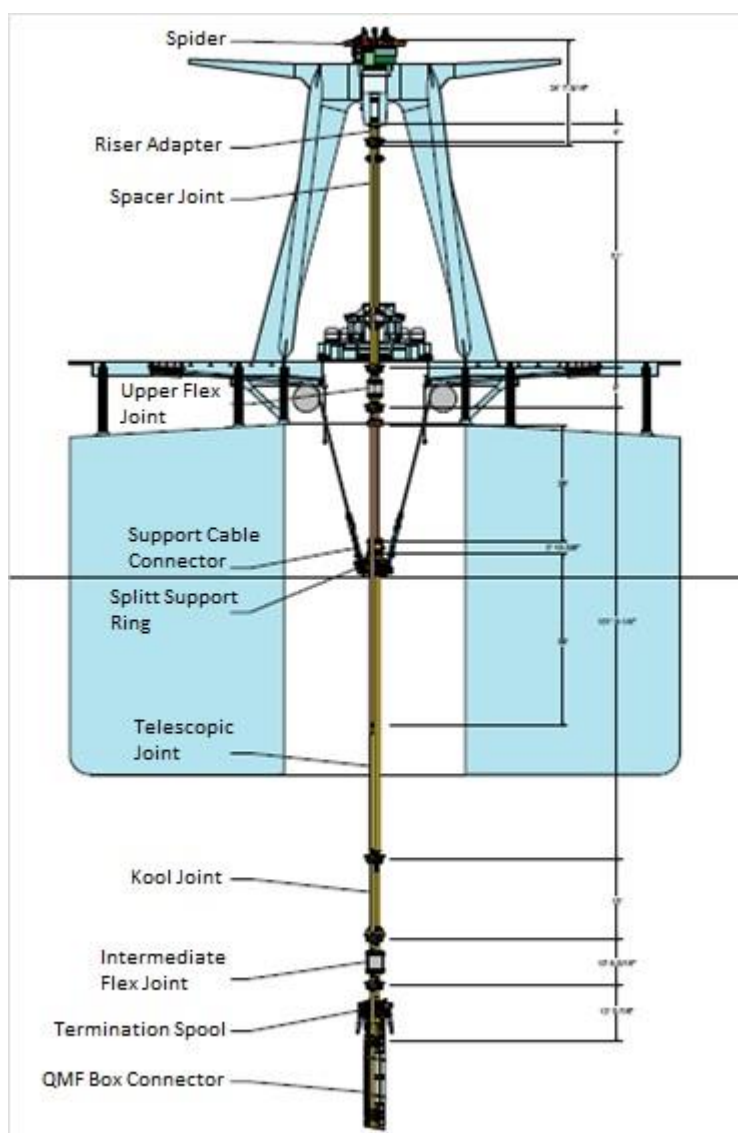
8.10 Riser system for flyterigger (SS)

8.10.1 Generelt

Vi skal her se litt nærmere på riser systemet som forbinder brønnhodet med en flytende installasjon. Spesifikasjonene er basert på API Std. Riserens primære oppgaver er å tillate retur fra brønnen til platformen, samt å lede borestrengen ned til brønnhodet, og består av:

- * riser rør
- * choke og kill liner
- * hydrauliske koplinger
- * teleskopisk ledd
- * fleksibelt ledd

Et slikt system må kunne motstå en rekke forskjellige belastninger: dynamiske krefter ved kjøring av BOP stacken, sidekrefter fra havstrøm og platform, sykliske krefter fra bølger og plattformbevegelse, samt strekk fra tension systemet. Når det gjelder trykkratingen for et slikt system, bør denne være lik diverterens + forskjellen i hydrostatisk trykk fra sjøvann og slam ved BOP. I tillegg kan kollapsstyrke være en faktor ved boring på dypt vann der det er fare for å tømme riseren for slam, enten ved stort slamtap eller ved grunn gass utblåsning.



8.10.2 Hydraulisk kopling

Den hydrauliske koplingen (*remotely operated connector*) er montert i bunn av Lower Marine Riser Package (LMRP), og forbinder riseren med BOP stacken (ref. 8.3.4). Den kan også tjene som en nødfrakopling dersom dette skulle være nødvendig. Kopling og frakopling skal kunne gjennomføres selv om det er et vist avvik fra vertikalen. Den indre diameteren må minst være lik den for stacken.

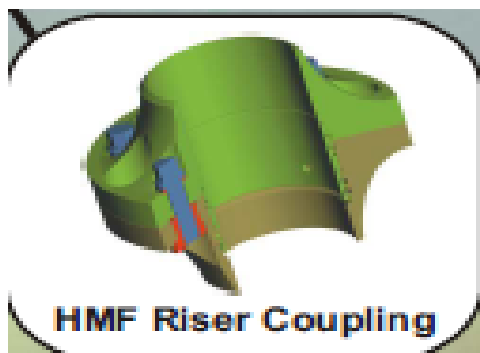
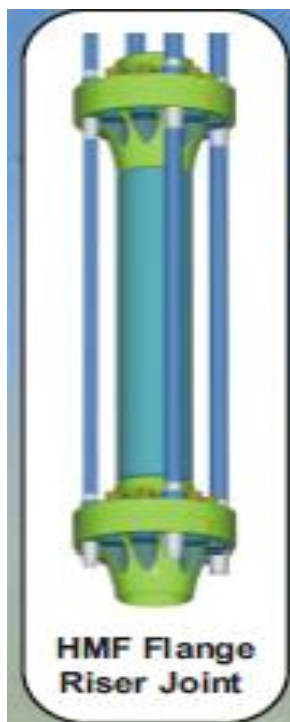
8.10.3 Fleksibelt ledd

Et fleksibelt ledd (*flexible joint*) monteres i LMRP for å hindre bøyemomenter og problemer med til/fra koplinger. En bevegelighet på 10 grader fra vertikalen er vanlig. Der det er montert en diverter, er det også vanlig å installere et fleksibelt ledd mellom denne og teleskop leddet. Maksimalt anbefalt utslag under operasjon er 1 grad.

8.10.4 Riser rørseksjoner

Rørseksjonene må designes for å tåle de nevnte belastningene. Den indre diameteren må gi rom for kjøring av casing hangers, packoffs, wear bushings etc. Kill og choke linene er integrert som fastmonterte rør med pin & box kopling: Integral type riser.

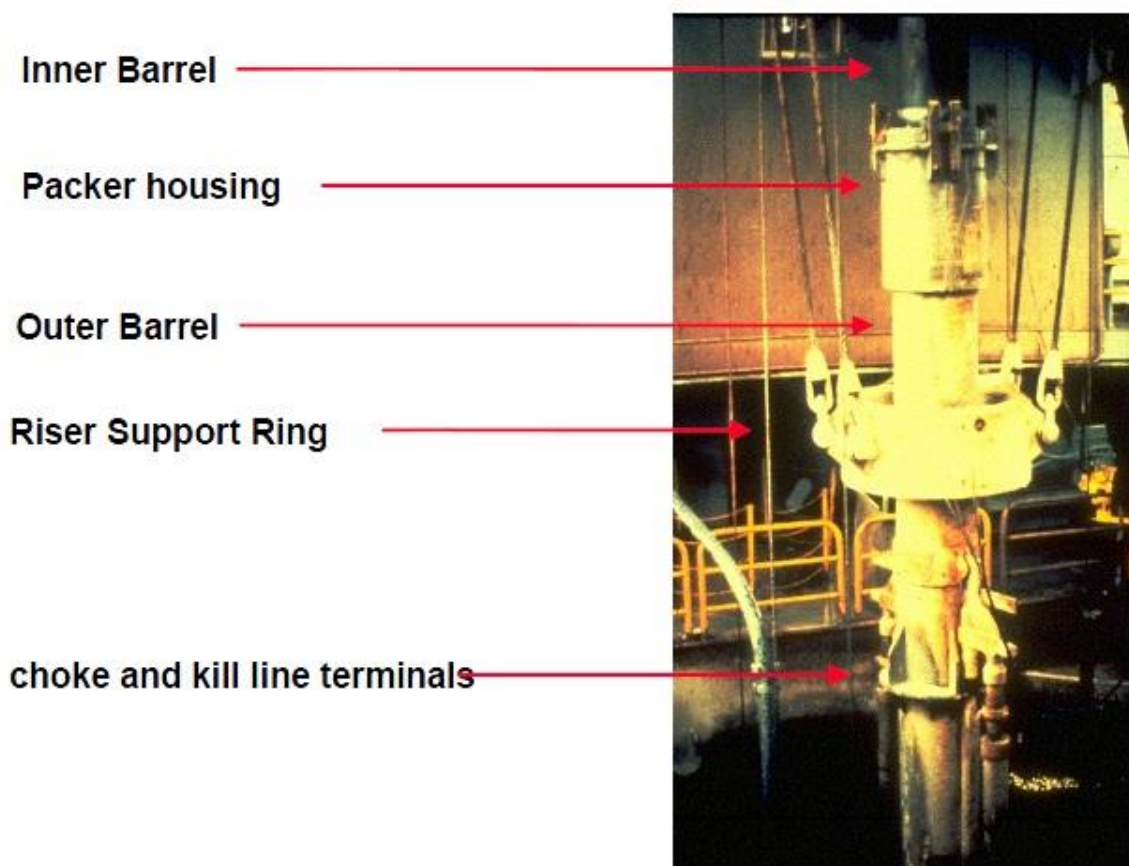
Chokelinene er vanligvis 3" eller større. Doble HCR ventiler skal være montert, og minst en av disse skal være failsafe closed. Figur 8.81 viser typiske arrangementer for fleksibel kopling av choke og kill-linene mellom riseren og plattformen, og mellom riser og BOP. Disse skal ta opp bevegelsen mellom riggen og brønnhodet. Det kan også installeres en *booster line* på riseren. Denne har utløp i bunn av riseren, og kan benyttes til sirkulasjon dersom det er behov for å øke strømningshastigheten i riseren.



Vetco MR-4 joints

8.10.5 Teleskop ledd

Teleskop leddet (*telescopic joint, slip joint*) tjener som forbindelse mellom riggen og riseren og tar opp vertikal bevegelse mellom disse. Det består av to deler: *Inner og outer barrel*. Outer barrel er festet til riseren og som dermed er stillestående i forhold til brønnhodet. Riser tensioning systemet og uttak for choke og kill linene er festet til denne som indikert i figur 8.81. Inner barrel beveger seg inn og ut av outer barrel med riggen. Denne kan være festet til en diverter like under boredekket. Luft eller hydraulisk operert pakningselement sørger for å tette mellom outer og inner barrel. Slaglengden på teleskop leddet må være tilpasset det som regnes som en øvre grense for operasjon av riggen (heave/tide).



8.10.6 Tensioning system

Tensioning systemet skal kompensere for riggens bevegelse og holde strekk på riseren. Dette består av:

- * hydrauliske sylindre med taljer
- * hydropneumatiske akkumulatorer/lufttrykk akkumulatorer
- * kontroll panel og rørsystem
- * høytrykk luftkompressor enheter og akkumulatorer for reserveluft

Ved å holde riseren i strekk, vil den ha en så rett profil som mulig, slik at bøyemomentene blir redusert. Men for høyt strekk vil gi stor aksial belastning. Avhengig av forhold som riser vekt, havdyp, slamvekt, avvik fra vertikalen etc, vil det derfor være et optimalt riser strekk. Ved boring på store havdyp, kan det være nødvendig å avlaste tensioning systemet med å montere flytelementer på riserrørene.

Bevegelsen mellom riggen og riseren blir tatt opp av hydrauliske stempler. Når riggen beveger seg ned, trykkes den hydrauliske sylindren sammen, slik at hydraulisk væske blir tvunget ut. Dermed blir luften i høytrykksakkumulatorene sammenpresset. Ettersom luftvolumet i akkumulatorene er stort i forhold til volumet som blir sammenpresset, vil strekk-kraften være tilnærmet konstant. Når riggen beveger seg opp, trykkes hydraulisk væske tilbake igjen, og den hydrauliske sylindren slår ut. Strekk kraften er direkte proporsjonal med lufttrykket i systemet.

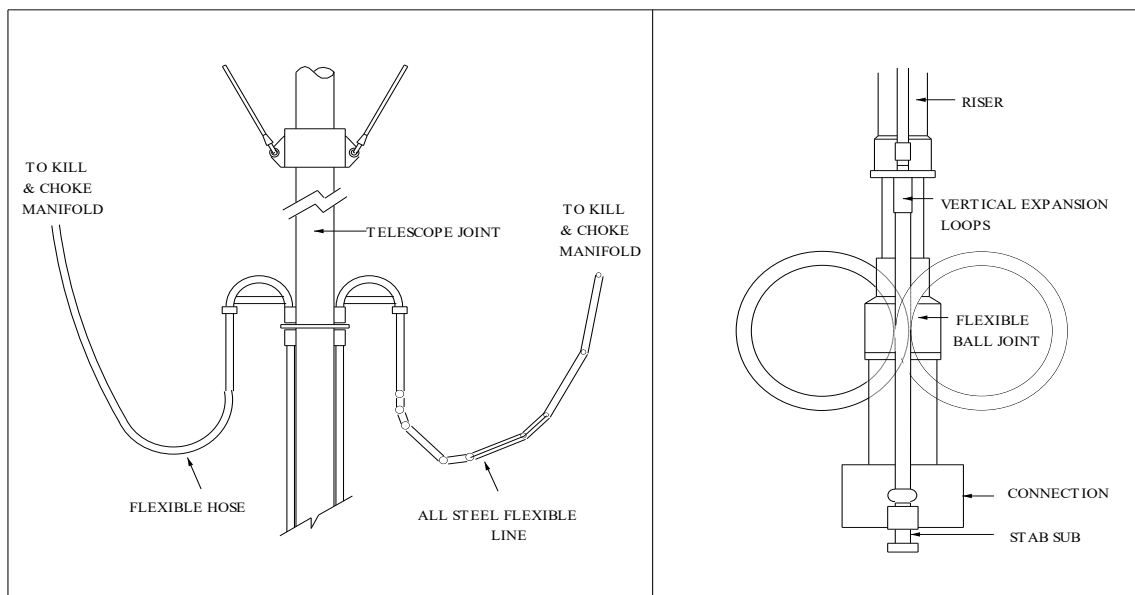
Ettersom et riser tensioning system kan gjennomgå ca 6000 sykluser per dag, er det viktig med regelmessig inspeksjon og vedlikehold. Spesielt må det være et program for slipping av wiren som benyttes.

8.10.7 Automatic riser fill-up valve.

Avhengig av hvor stort kollapstrykk riser jointene kan tåle og havdyp kan en installere en automatic riser fill valve. Denne ventilen åpner automatisk ved et visst differensialtrykk, slik at riseren fylles med sjøvann og en unngår at den kollapse når den tømmes for slam og differensialtrykket blir for stort. De fleste typer fill-up ventiler åpner automatisk når det innvendige trykket faller til 150 psi under det ytre. Ventilen må plasseres minimum 100m (325 fot) under havflaten.



Cameron fill-up valve



Figur 8.81 **Fleksibel kopling av choke- og kill liner på top av riser og teleskopjoint**