

# Forurensningsmessige forhold ved petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen

Av petroleumsingeniør Geir Samstad

Geir Samstad er sivilingeniør og ansatt i Statens oljedirektorat, Stavanger.

*Foredrag i Norsk Forening for Vassdragspleie og Vannhygiene 7. november 1974.*

I det følgende skal en del forurensningsmessige aspekter ved oljevirk-somheten til havs belyses. Jeg vil legge hovedvekten på produksjons-prosessen eller utvinningsprosessen, men for helhetens skyld vil også enkelte forurensningsmessige sider ved boreprosessen summarisk gjennom-gås.

## *Boreoperasjonen.*

Boreoperasjonen til havs er i prinsippet den samme for alle typer plattform-er som benyttes til dette formål.

Den første del av boreoperasjo-nen omfatter setting av et drivrør som vanligvis har dimensjon 30 tom-mer og som hamres ned i havbunnen til en dybde av vel 100 fot.

Neste trinn i operasjonen er instal-lasjon av stigerøret som i tilfelle man har en flytende plattform, strekker seg fra brønnhodet til boreplattfor-men. Stigerøret må være fleksibelt

for å tillate noe bevegelse av bore-plattformen.

Stigerøret er av vital betydning for boreoperasjonen, fordi dette sør-ger for returstrømmen av boreslam-met med suspenderte rester av for-masjonen.

Neste trinn i boreoperasjonen om-fatter installasjon av sikringsventil-arrangementet (Blow-out preventer stack) BOP.

Blow-out preventeren er, som nav-net tilsier, den første forsvarslinje for å bekjempe en blow-out eller ukon-trollert utblåsning fra en brønn.

Sikringsventilene (BOP) fjernsty-res fra overflaten og kan lukkes på mindre enn 10 sekunder.

Under boreprosessen sirkulerer boreslammet kontinuerlig ned gjen-nom borerøret, ned til borekronen og tilbake opp ringvolumet mellom bore-rør og foringsrør. Boreslammet bringer således med seg formasjonsrester som er revet løs av borekronen.

På overflaten underkastes slam-strømmen eventuell avgassing og fø-res over sikter m.v. for fjerning av

sand og større partikler (formasjonsrester). Formasjonsrestene slippes vanligvis overbord dersom det benyttes boreslam på oljefri basis. Dersom oljebasert slam benyttes, forlanges det at formasjonsrestene vaskes før dumping overbord.

For en «typisk» brønn (Mexico-gulfen) av dybde 15 000 fot kan følgende karakteristiske data gis som en indikasjon på hvilke komponenter og mengder som kan være involvert.

<i>Boreslamkomponent:</i>	<i>Mengde:</i>
Bariumsulfat (Barytt)	500 tonn
Bertonittleire	30 tonn
Kaustisk soda	20 tonn
Aromatisk Detergent	1,5 tonn
Organiske polymere	2 tonn
Lignosulfomat	50 tonn
Natriumkromat	1 tonn

Vekt av «drill cuttings» (formasjonsrester) kan beløpe seg til ca. 1000 tonn for et slikt typisk hull.

En ukontrollert utblåsning representerer den største fare man vil ha for oljeforurensning fra boreoperasjonen.

Statistikken hittil på verdensbasis de siste 10 år har vist at gjennomsnittlig 1 brønn av 450 har gitt en blow-out. På bakgrunn av forbedringer innen teknologien antas det at denne rate i dag ligger adskillig lavere. Dog har det i Nordsjøen, på britisk og hollandsk del av kontinentalsokkelen, forekommet blow-out fra gassfelt for endel år siden.

På norsk side av sokkelen foretar kontrollmyndighetene en nitid gjennomgåelse av de boreprogrammer

selskapene legger fram. Heriblant inngår vurdering av settedybder for føringsrør m.v. og sjekk av beregningsgrunnlag for slamprogrammet som benyttes. Vurdering av seismiske data og tidligere kjennskap til de geologiske forhold i et aktuelt område, sikrer at overraskelser unngås i forbindelse med boringen.

Denne kontrollvirksomhet allerede på planstadiet må anses å virke til å redusere sjansen for ukontrollert utblåsning i betydelig grad, selv om det har vist seg at det ofte er boremannskapets dyktighet eller manglende sådan som har vært avgjørende når det oppstår krisesituasjoner under en boreoperasjon.

### **Produksjonsprosessen, kontroll og sikring.**

Hvorvidt en geologisk struktur inneholder olje eller gass kan bare påvises ved boring.

Dersom det treffes på petroleum ved en boring, er det aktuelt å teste funnet for å bestemme hvorvidt det foreligger hydrokarboner i mengder av økonomisk interesse.

Vanligvis vil det være nødvendig å bore flere hull på en struktur før det kan avgjøres om en forekomst er økonomisk drivverdig.

Fra det øyeblikk et felt anses drivverdig, vil det settes i gang et omfattende planleggingsarbeid for å forberede installasjon av faste produksjonsanlegg på feltet.

Produksjonsanleggene på forskjellige felter vil variere både m.h.t. *antall* faste plattformer, *type prosess*

utstyr på plattformene og *type ilandføringssystem* fra feltet.

Det produksjonsutstyr som velges, må være tilpasset den reservoarstype man har med å gjøre. I grove trekk kan de forskjellige typer hydrokarbonreservoarer gi produkter som tørr gass, olje og «våt» gass, eller våt gass og kondensat. I tillegg vil vanligvis et felt utenom hydrokarboner også produsere gassformige forurensninger som karbondioksyd (CO<sup>2</sup>), nitrogen og hydrogensulfid (H<sub>2</sub>S).

Spesielt dersom produksjonsstrømmen er rik på CO<sup>2</sup> og/eller H<sub>2</sub>S kan det være nødvendig med omfattende rensesprosesser allerede på plattformene i sjøen.

Det relative forhold mellom olje og gass fra et felt vil i mange tilfeller variere betydelig med tiden, noe som må tas hensyn til ved design av et produksjonsanlegg. Dessuten vil mengden produsert vann fra et felt kunne bli betydelig mot slutten av et felts levetid, og dette må betraktes som en ikke liten og permanent forurensningskilde dersom vannet tiltales sluppet i sjøen uten rensing.

Ved felt av mindre utstrekning kan det være tilstrekkelig med en kombinert bore- og produksjonsplattform, mens det for større felt er aktuelt med flere plattform-enheter. Fra hver plattform bores en rekke brønner ned i reservoaret. Boreplattformene er da knyttet til en sentral terminalplattform v. h. a. rørledninger. Terminalplattformen sørger for den nødvendige prosessering av oljen og gassen slik at produktene kan egne seg for ilandføring.

Dersom flere felt ligger nær hverandre, kan det være aktuelt å kople

produksjonen fra alle feltene til et felles transportsystem, jfr. Ekofisk-utbyggingen.

En produksjonsplattform, offshore, vil omfatte et stort oppbud av prosessenheter, maskineri, røropplegg og kontrollsystemer, og meget av utstyret kan i en viss grad sammenlignes med tilsvarende enheter i prosessindustrien eller i et oljeraffineri på land.

Forskjellen mellom et produksjonsanlegg offshore og et tilsvarende anlegg på land er først og fremst at anlegget i sjøen har et meget mindre areal til disposisjon for plassering av utstyr. Spesielt der hvor vannnybden er stor vil det ofte ikke være aktuelt å benytte mer enn én plattform til å romme alle de ønskede funksjoner.

Det er ganske innlysende at på et lite areal med et stort oppbud av prosessutstyr hvor det behandles olje og gass under høye trykk, vil sjansen for at ulykker skjer alltid være tilstede.

Konsekvensen av en ulykke, som f.eks. blow-out, brann eller eksplosjon på en produksjonsinstallasjon, kan være katastrofal for det personell som oppholder seg på plattformen. Samtidig representerer slike ulykker en risiko for forurensning av sjøen.

#### *Produksjonsprosessen.*

De fleste former for prosessindustri representerer visse farer for forurensning. Produksjon av olje og gass fra havområder representerer

ikke noe unntak fra denne regel, til tross for de sikringstiltak som vil kreves for slik virksomhet.

Ved vurdering av produksjonsprosessen som potensiell forurensningskilde kan det være hensiktsmessig å skille mellom

#### *to hovedtyper oljeforurensning.*

For det første vil man ha den forurensning som inntreffer ved driftsuhell, ulykker (brann, eksplosjoner, blow-out etc.) eller feil fra driftsoperatørens side. Sjansen for forurensning fra denne type tilfelle må ses i nøye sammenheng med den sjanse det vil være for at selve driftsuhellet skjer.

På den annen side vil man ved produksjon av petroleum også ha et forurensningsproblem av mer *permanent karakter*. Dette skyldes de utslipp som normalt vil følge med slik virksomhet, bl.a. fra oljen før denne går til rørledning eller direkte til tankskip via lastebøye.

I tillegg kan det være tale om forurensning forårsaket av prosessering av gassen på plattformen: f.eks. fjerning av CO<sub>2</sub> eller svovelforbindelser fra gassen.

Fra reservoaret vil olje, gass og vann samt eventuelle forurensningskomponenter, strømme opp gjennom brønnen og inn i en enhet for primærseparasjon.

For å utføre de forskjellige funksjoner er det på produksjonsplattformen installert en rekke typer prosessutstyr.

Blandingen av olje, gass og vann strømmer gjennom en varmeveksler for avkjøling og deretter inn på første separatortrinn. Her trykkav-

lastes den innkommende strøm, og gass, olje og vann skiller seg. Oljefraksjonen fra 1. separatortrinn strømmer videre til 2. trinn hvor trykket er lavere. Ved denne trykkreduksjon avgis ytterligere mengde gass fra oljen. Dessuten skilles ytterligere vann fra oljen. Oljen fra 2. separatortrinn går videre til et 3. trinn som opererer ved atmosfærisk trykk. Den resterende del av oppløst gass skilles ut av oljen, og det foregår samtidig en videre adskillelse mellom oljen og eventuelt vann.

Etter 3. separasjonstrinn er oljen gassfri og kan lastes i tankskip eller føres til lagringstank.

Blandingen olje/gass/vann slynges inn i separatoren slik at en best mulig separasjon oppnås allerede ved inngangen. Separatoren vil gi de enkelte komponenter en viss oppholdstid som er påkrevd for god adskillelse.

Nivåkontroller og trykksensorer sikrer at enheten opererer som ønsket. Vannet vil samle seg nederst. Høy grad av instrumentering og prosesskontroll vil inngå. Det stilles store krav til materialkvalitet og utførelse for slike trykkapparater.

Gassen som skilles ut ved separasjonsprosessen underkastes videre behandling på plattformen.

Gassen er mettet med vanddamp, og før den kan føres til en rørledning eller eventuelt komprimeres opp og føres ned i reservoaret igjen, må vanninnholdet i gassen fjernes. Dette skjer i et absorpsjonstårn hvor gassen strømmer gjennom glykol, fortrinnsvis TEG (tritylenglycol) som trekker til seg fuktigheten. Det finnes også andre metoder, f.eks. ab-

sorbsjon av fuktigheten på fast materiale, men disse systemer har vist seg vanskelig å operere offshore. Et gassstørkeanlegg på glycolbasis viser seg meget effektivt og medfører lite tap av torkemediet.

Glycolen regenereres forholdsvis enkelt og uten større tap, hvilket er en stor fordel på slike installasjoner. En blanding av vann og kondensat vil samle seg i bunnen av kolonnen, og det er nødvendig at disse komponenter skilles.

Den største del av vannet i gassen opptas imidlertid av selve glycolstrømmen ved regenereringen, som i prinsippet er en koking av glycolen, hvorved det oppløste vann driver av. Glycolen oppkonsentreres derved. Vannmengden, som på denne måte utskilles av gassen, vil avhenge av størrelsen på gassstrømmen og hvilke spesifikasjoner man ønsker å ha på gassen. Akseptabel vannmengde i gassen avhenger av hva som skal gjøres videre med den aktuelle gass.

Dersom vanninnholdet i gassen er høyt, vil det ved kompresjon eller ekspansjon danne seg hydrater som virker som is og tetter til ventiler og rør.

Karakteristisk for et produksjonsanlegg er at oljen i seg selv benyttes til delvis tørking av gassen, mens den endelige tørking også her foregår ved hjelp av glycol (f.eks. TEG). Vekselvirkningen mellom olje og gass gir her god utnyttelse av absorpsjonskolonnen.

Det produserte vann føres til en såkalt «sump», som i prinsippet er et vertikalt rør som rekker fra plattformen og nesten ned til havbunnen.

Røret er åpent nederst og dette muliggjør at faste partikler faller ut. Oljen samler seg derimot øverst i røret, og ved hjelp av nivåkontroller og pumpeanordninger bringes oljen fra sea-sumpen tilbake til produksjonsprosessen.

Som det vil framgå av det foregående synes hovedprosessene som inngår med primær prosessering av olje og gass ganske enkle.

Mere komplisert vil prosessopplegget bli dersom det er nødvendig å rense gassen for svovelforbindelser eller CO<sub>2</sub>, og slik ytterligere behandling øker også risikoen for forurensning av omgivelsene.

Videre vil et produksjonsanlegg ofte omfatte enheter for gjenvinning av tyngre hydrokarbonfraksjoner fra gassen slik at disse kan gjenvinnes i oljestrømmen. Slike anlegg omfattende *kjøleanlegg*, *absorpsjonstårn* og *stabiliseringstårn* kan utgjøre en stor del av det prosessutstyr som inngår i et produksjonsopplegg.

I den anledning kan det nevnes at størstedelen av arealet på Ekofisk-tanken vil dekkes av prosessutstyr for behandling av oljen og gassen fra feltet i dette område før ilandføring i rørledninger til henholdsvis Teeside og Emden.

#### *Kontroll og sikring.*

Den oljeførende sone er isolert mellom et pakningselement og føringsrørets bunn. Kommunikasjon mellom den oljeførende sone og brønnhodet foregår gjennom produksjonsrøret (tubing).

På toppen av brønnen er brønnhodet eller juletreet, som omfatter et ven-

tilarrangement som ofte kan ha betydelige dimensjoner. Brønnhodearrangementet er valgt slik at det med god sikkerhetsmargin vil kunne motstå ethvert forventet trykk fra brønnstrømmen.

Fra en produksjonsplattform vil det være boret flere produksjonsbrønner for en effektiv drenering av reservoaret.

#### *Sikkerhetsventil på overflaten.*

Denne ventil kan være montert like ved juletreet eller som en hovedventil plassert i den vertikale strøm i treet. Ventilen holdes åpen ved hjelp av trykkluft fra et instrumentluftsystem. Når instrumentlufttrykket er unormalt, vil ventilen automatisk stenge ved hjelp av det indre trykk i produksjonsstrømmen eller ved hjelp av en fjær. Ventilen er feilsikker da lufttrykket må opprettholdes for å holde den åpen.

Flere typer sensorer, f.eks. trykksensorer, nivåkontroller, smeltepluggen m.v. anvendes i kontrollkretsen for denne ventilen. Ved hjelp av sensorer kan ventilen også stenge automatisk ved høyt/lavt nivå i separatorene eller annen trykkapparat. Likeledes kan sikkerhetsventilen aktiviseres av gassdetektorer i prosessområdet eller brønnområdet, eller brann på forskjellige områder av plattformen. I tillegg kommer muligheten for manuell avstengning flere steder på en plattform.

#### *Sikkerhetsventiler under havbunnen (Down hole safety valves) DH*

Av slike sikkerhetsventiler har man 2 hovedtyper. Den første type reagerer på abnormal strømning eller

trykk i produksjonsbrønnen, mens den annen type kontrolleres fra plattformen og opereres hydraulisk.

Ulempen med førstnevnte type DHV er at den er vanskelig å teste på plass i hullet og den er følsom overfor sanderosjon.

Sikkerhetsventiler av den annen type er vanligvis montert nærmere overflaten, f.eks. 100—200 meter under havbunnen. Disse opereres hydraulisk og installeres i hulrommet mellom foringsrøret og produksjonsrøret. Ventilen kan være tilknyttet overflateventilenes kontrollsystem eller det benyttes et separat kontrollsystem. I begge tilfeller vil det hydrauliske kontrolltrykk automatisk reduseres når det oppstår en unormal situasjon på plattformen.

Reduksjon i kontrolltrykket får ventilen til å lukke.

Typisk for sikkerhetssystemene på produksjonsplattformene er at separatorene og annen høytrykksapparat er utstyrt med

- sensorer for høyt/lavt trykk, med kopling til avstengningsfunksjoner.
- nivåkontroller koplet til avstengningsfunksjoner.
- utblåsningssystemer (relief valves).

Utblåsningssystemer for hydrokarboner er forbundet med et lukket avluftingssystem, enten til avbrenningsflamme (fakkeltårn) eller til luftør (cold vent).

Alle olje- og gassledninger utstyres med *tilbakeslags*-ventiler for å hindre uønsket tilbakestrømning. Tilbakeslagsventiler vil hindre olje og gass

å strømme tilbake fra manifolder etc. i tilfelle rørbrudd.

Dette må ses som en viktig faktor for å redusere omfanget av en forurensning fra et slikt brudd.

Flammesperre (flamme arresters) benyttes på produksjonsinstallasjoner for å hindre at en flamme sprer seg bakover i ledningssystemet når trykket avtar. Flammesperre er montert på hetaanordning for dampkjeler, oppvarmingsenhet for glykol samt på fakkeltårn eller avluftings-tårn.

Av sikkerhetssystemene på en produksjonsplattform skal følgende beskrives nærmere:

- Deteksjonssystemer (flamme, røyk, varme, gass)
- Sprinklersystemer (slukking, kjøling)
- Inertgass systemer (slukking)
- Nødstoppsystemer ESD (Emergency Shut Down systemer)

#### *Deteksjonssystemer.*

Et hovedprinsipp ved sikkerhetsfilosofien for produksjonsinstallasjoner er at en potensiell faresituasjon fortest mulig skal oppdages for å bringes under kontroll.

For å detektere fri gass på plattformen benyttes et omfattende deteksjonssystem med kontinuerlig overvåking av hvert målepunkt. Dersom det detekteres gass i en konsentrasjon av f.eks. 30 % av nedre eksplosjonsgrense for metan i luft, vil alarm utløses og operatøren vil kunne ta de nødvendige forholdsregler. Dersom det detekteres gass tilsvarende f.eks. 60 % av nedre eksplosjonsgrense, vil automatiske avstengningsfunksjoner

inntre, dvs. produksjonslinjen fram til ventilene på brønnhodet lukkes.

For deteksjon av flamme eller varme (temperatur) benyttes spesielle sensorer som ved aktivering utløser alarm, avstengningsfunksjoner i prosessen og bevirker utløsning av sprinkleranlegg og start av brannpumper. Spesielle varmesensorer (smelteplugg) i brønnhodeområdene vil ved aktivering bevirke omfattende avstengningsfunksjoner, også innbefattet lukking av sikkerhetsventiler i produksjonsbrønnene.

#### *Sprinklersystemer.*

Disse er vanligvis installert i brønnhodeområdet og områder hvor høytrykksapparat er montert. Formålet med vannsprinklersystemene er å slukke braner samt kjølestrukturelle bære-elementer og trykkapparat.

Sprinklersystemer utgjør således et viktig ledd ved bekjempelse av mindre braner eller eksplosjoner slik at ikke disse utløser katastrofer.

#### *Inertgass-systemer.*

Disse benyttes for brannslukking i lukkede rom og hittil har CO<sub>2</sub> systemer vært dominerende. I den senere tid har nye typer brannslukkingsmidler kommet opp, først og fremst halogenerte hydrokarboner av typen «Halon». Disse slukningsmedier har antikatalytisk virkning på flammen, og virker derfor som en gift på flammen. Derimot er slukningsmidler av Halon-typen lite giftig for mennesker slik at det er mulig å installere slukkesystemer med automatisk ut-

løsning. Dette har gitt nye muligheter til effektive slukkesystemer på produksjonsplattformer.

#### *Nødstoppsystemer (ESD) (Emergency Shut Down)*

Nødstoppsystemet eller ESD systemet er kanskje den mest karakteristiske del av en produksjonsplattforms sikkerhetssystemer. Systemet er bygget opp for å gi maksimal beskyttelse for personell og utstyrdersom unormale driftsforhold eller potensielle faresituasjoner skulle opptre.

Nødstoppsystemet kan aktiviseres ved at en føleanordning detekterer en situasjon som krever øyeblikkelig aksjon. Et signal sendes da for automatisk å operere bestemte ventiler eller stenge av maskineri eller elektriske anlegg. Nødstopp spiller derfor en vital rolle for å redusere omfanget av en forurensning i forbindelse med en katastrofesituasjon.

Både gassdeteksjonssystemet og systemet for deteksjon av flamme/varme er koplet til nødstoppsystemet slik at en kritisk situasjon, f.eks. fri gass i et område, ikke skal utvikle seg til en katastrofe.

I tillegg til de automatisk utløsbare avstengningssystemer er det også manuelt utløsbare ESD systemer. I dette tilfelle vil operatøren selv være det avgjørende element ved en helhetsvurdering av situasjonen.

Dette er en typisk situasjon på petroleumsinstallasjoner: Det vil aldri være sikkerhetsmessig forsvarlig å kople alle avstengningssystemer til automatisk utløsning. Eksempelvis vil det under en spesiell kritisk fase av en boring være større fare forbundet med å stenge av all elektrisk kraft enn å fortsette boringen med elektrisk kraft tilgjengelig. Det vil i et slikt tilfelle være den ansvarlige leders egen vurdering som må legges til grunn.