

### 3. FELTUTBYGGING

Jon Steinar Gudmundsson © 2010

- 3.1 Utforskning og produksjon
- 3.2 Olje, gass og vann i undergrunnen
- 3.3 Typiske reservoarforhold
- 3.4 Forekomster av olje og gass
- 3.5 Parter i feltutbygging og drift
- 3.6 Produksjonsprofiler
- 3.7 Enkle reservoar- og produksjonsbetraktninger
- 3.8 Hovedfunksjoner til innretninger
- 3.9 Typer plattformer og flytere

#### 3.1 Utforskning og produksjon

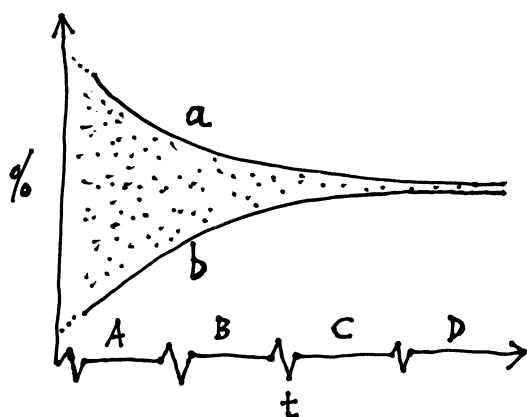
Oljeselskapene driver med utforskning og produksjon av olje og gass (eng. exploration and production, E&P). Vi kaller denne delen av industrien for oppstrøms (eng. upstream). Den handler om leting etter og produksjon av olje og gass. Olje og gass som produseres må prosesseres nok til å kunne transporteres til et raffineri eller gassterminal. Raffinering er nedstrømsdelen (eng. downstream) av oljeindustrien. I tillegg til oppstrøms og nedstrøms har vi også midtstrøms (midstream).

Olje som produseres til havs prosesseres nok til å kunne transporteres med tankbåt (eng. shuttle tanker) eller rørledning. Olje som pumpes kan være stabilisert eller delvis stabilisert. Gass som produseres til havs prosesseres nok til å kunne transporteres i rørledning til en ilandføringsterminal. På terminalen separeres ut væskefaser, gassen renses for karbondioksid, hydrogensulfid og deretter tørkes, forenklet forklart. Deretter komprimeres gassen og føres i rørledning til marked. Terminalen er en slags mellomstasjon mellom produksjon og marked og kalles gjerne for midtstrøms. Produksjon av flytende naturgass (LNG) betrakter vi også som midtstrøms. LNG transporteres med båt som alternative til rørtransport.

Utforskning og produksjon (U&P) av olje og gass foregår i flere faser: Utforskning (leting), vurdering (prøving, testing), utbygging og drift. Andre faser og begreper brukes også i industrien. I letingsfasen arbeider geologer med strukturer, kilder til hydrokarboner samt deres migrasjon over tid til potensielle reservoarer (feller). Geofysikere arbeider med seismiske undersøkelser for visualisering av strukturer og potensielle reservoarer. I letingsfasen gjennomføres også prøveboringer for å bekrefte strukturer og tilstedeværelse av hydrokarboner i feller. Boring er eneste måten å påvise hydrokarboner. I vurderingsfasen (eng. appraisal phase) testes størrelsen og produksjonsevnen til et funn (reservoar).

Fasene i utforskning og produksjon er vist i figur 3.1. Tidsskalaen er oppdelt fordi fasene tar forskjellig tid. Ved oppstart av leting er usikkerhetene om reserver (utvinnbare hydrokarboner) og inntjening (profitt, fortjeneste) størst. Usikkerhetene er vist som skravert felt med linje a for maksimum og linje b for minimum. Under vurderingsfasen reduseres usikkerheten og fører eventuelt til beslutning om utbygging. Også i driftfasen fortsetter usikkerhetene. Beslutning med usikkerhet

medfører risiko. Oljeselskapene tar større investeringsrisiko enn andre industrier (f.eks. kraftindustrien) fordi fortjenesten kan være så stor.



Figur 3.1 – Usikkerheter om reserver og inntjening under leting A, vurdering B, utbygging C og drift D. Linje <a> viser maksimum usikkerhet og linje <b> minimum.

Når vi kommer frem til utbygging (eng. development) av et olje- og/eller gassfelt har oljeselskapene gjennomført vurderingsfasen. Store praktiske oppgaver i vurderingsfasen som seismiske målinger, prøveboringer og testing av brønner er utført av eksterne leverandører (serviceselskaper) til oljeselskapene. Oljeselskapene jobber selv internt med egne kjerneoppgaver (eng. core business). Kjerneoppgavene eller kjernekunnskapen slipper oljeselskapene ikke ut av huset; denne kunnskapen gir selskapene deres antatte konkurransefortrinn. Enkelte U&P selskaper er gode til å finne hydrokarboner, andre er gode til utbygging mens enn andre er gode på drift.

I letingsfasen er usikkerhetene (eng. uncertainty) om reserver og fremtidig inntjening ganske store. I vurderingsfasen avtar usikkerhetene men fortsetter å være betydelige, både med hensyn på reserver og inntjening; dvs. størrelse på funn, fluidegenskaper, produksjonsevne samt utbyggingsløsning og drift. På dette tidspunktet presenteres data og innledende utbyggingskonsepter til eksterne parter (ingeniørselskaper) som skal gjennomføre utbyggingen for et oljeselskap. Med oljeselskap mener vi operatøren av en lisens på vegne av de rettighetshavende oljeselskaper.

Digitale verktøy har vidstrakt bruk i oljeindustrien. Tolking av seismiske målinger og simulering av reservoaroppførsel tar opp største delen av datakapasiteten. Det hevdes at bruken av digitale verktøy har ført til dramatisk bedre letesuksess (eng. exploration success rate). Fra 25 [%] suksessrate på 80-tallet har den økt til 40 [%] på verdensbasis (Jafarizadeh & Bratvold 2009).

### 3.2 Olje, gass og vann i undergrunnen

Oljebrønner i drift på norsk sokkel produserer mer vann enn olje; det samme gjelder oljebrønner på verdensbasis. Vann produsert med olje er formasjonsvann og akvifervann (eng. aquifer). Formasjonsvann finnes sammen med oljen i porene av den oljeholdige bergarten, som kan være vannfuktende eller oljefuktende. Akvifervann finnes i formasjoner omkringliggende selve oljeformasjonen, vanligvis underliggende.

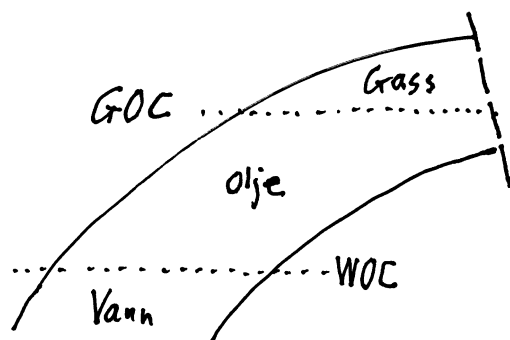
Formasjonsvann og akvifervann som produseres er ikke ferskvann men saltvann eller saltlake som inneholder henholdsvis <0,05 [%], 3-5 [%] og >5 [%] oppløste salter

(eng. total dissolved solids, TDS). Se tabell 3.1. Mengde oppløste salter i ikke-kondensert vann produsert med olje og gass varierer fra reservoar til reservoar. Det som kalles brakkvann inneholder 0,05-3 [%]. Standard sjøvann inneholder 3,5 [%] oppløste salter; alternativ måleenheter er 35.000 [mg/kg=ppm].

Tabell 3.1 – Typer vann.

Type vann	TDS [%]
Ferskvann (drikkevann)	<0,05
Brakkvann	0,05-3
Saltvann (sjøvann 3,5 [%])	3-5
Saltlake	>5

Gassbrønner produserer også litt vann, både formasjonsvann, kondensert vann og etter hvert akvifervann. Kondensert vann finnes som vanndamp i gassen ved reservoarbetingelser. Gassen kjøles ned og trykkavlastes ved produksjon til overflaten, noe som fører til kondensering av vanndampen.



Figur 3.2 – Enkelt tverrsnitt av et reservoar med forkastning.

Enkelt tverrsnitt av et reservoar er vist i figur 3.2. Skissen viser underliggende vann i kontakt med olje markert WOC (eng. water-oil contact). Skissen viser også overliggende gass i kontakt med olje markert GOC (eng. gas-oil contact). På klassisk vis må reservoaret ha overliggende tett bergart, såkalt takbergart (eng. cap rock). Skissen viser i tillegg en avgrensende forkastning som tetter. Geologiske og geofysiske metoder brukes for å predikere størrelsene på gassvolumet og oljevolumet samt strukturelle forhold som forkastninger og lagdeling. Vi bør merke oss at reelle reservoarer er betydelige flatere enn vist i figur 3.2; reelle reservoarer ser mer ut som en pannekake. Videre bør vi merke oss at reservoargeometrien er kun én av nesten uendelige mange reelle varianter.

I et gassreservoar vil gassvolumet være dominerende og i kontakt med akvifervannet som trykker på. Ved produksjon av gassen vil vannet strømme til i henhold til produsert volum og akviferens styrke. Sterk akvifer vil opprettholde reservoartrykket i større grad enn en svak akvifer. Plassering av brønner avgjør når og i hvilke omfang vann produseres. Vann kan også injiseres fra overflaten for å opprettholde reservoartrykket, men dette er ikke vanlig. Dermed støttes opp om strømning av gass til produksjonsbrønnene.

Sammensetningen av gassen samt trykk og temperatur bestemmer om reservoaret klassifiseres som gass eller gasskondensat. Når gass inneholder litt tyngre komponenter kan disse kondenseres ut når trykket synker ved produksjon. Dette kan skje i nærbrønn området, produksjonsrøret og/eller overflaten. Kondensatet beskrives

gjerne som lett olje. Vanlige gass- og gasskondensatreservoarer produserer ikke-assosiert gass.

I et oljereservoar vil oljevolumet være dominerende og i kontakt med akvifervannet som trykker på. Påvirkning av akviferen vil i prinsippet være den samme som for gassreservoarer (dvs. sterk eller svak). Oljen i oljereservoarer kan ha flere tilstander. Oljen kan være undermettet; dvs. inneholde lite gass. Ved trykkavlastning kan oljen komme under boblepunktet i selve reservoarformasjonen, i nærbrønnområdet eller i produksjonsrøret. Olje kan være mettet, som betyr at den er på boblepunktet. Ved trykkavlastning bobler gass fra oljen med en gang. Slike reservoarer har vanligvis et gasskapp (eng. gas cap); dvs. gassvolum på toppen. Gass som kommer fra olje kalles for assosiert gass.

For å opprettholde trykket i oljereservoarer kan vi injisere vann og/eller gass. Slik injisering praktiseres på neste alle vanlige oljefelt, med unntak kanskje små forekomster. Ved oljeproduksjon med injeksjon vil tykkelsen av den oljefylte formasjonen (eng. payzone) reduseres med tid: Gass tilføres ovenifra og vann nedenifra. Vann og gass kan også injiseres alternativt etter hver andre (eng. water alternating gas, WAG). Gassen løses i oljen for å gjøre den mer mobil, vannet presser så oljen i retning av produksjonsbrønnene.

### 3.3 Typiske reservoarforhold

Trykk, temperatur, gass-olje forhold og vannkutt i reservoarformasjoner er viktige forhold i produksjon og prosessering av olje og gass. Trykk og temperatur øker med dyp. Minimum opprinnelig reservoartrykk (eng. initial reservoir pressure) er ikke langt fra hydrostatisk trykk

$$p = \rho gh$$

slik at ved 2000 [m] dyp er det om lag 200 [bara] og ved 4000 [m] om lag 400 [bara]. Vi merker oss at vanddyp må inkluderes i hydrostatisk trykk. Maksimum opprinnelig reservoartrykk går oppmot geostatisk trykk som kan være mer enn dobbelt så høyt som hydrostatisk trykk. Reelle reservoarer har opprinnelig trykk i mellom hydrostatisk og geostatisk og kalles for poretrykk (eng. pore pressure). Vi finner større variasjoner i reservoartrykk enn reservoartemperatur. Reservoartrykk avtar med produksjon mens reservoartemperatur forblir tilnærmet konstant (avtar litt i gassreservoarer).

Reservoartemperatur er ikke langt fra omgivelsestemperatur pluss geotermisk gradient

$$T_R = T + \frac{dT}{dh} h$$

Antatt 5 [C] på havbunnen og 30 [C/km] gjennomsnittlig geotermisk gradient vil reservoartemperatur på 2000 [m] dyp være om lag 65 [C] og 4000 [m] om lag 125 [C]. En oversikt over opprinnelige reservoartrykk og –temperatur på norsk sokkel (Ilahi 2005) viser at estimatene ovenfor er ikke langt fra de reelle. Vi kommer frem til at følgende områder kan være representative for vanlige reservoarer.

$$200[\text{bara}] < p_R < 400[\text{bara}]$$

$$75[\text{C}] < T_R < 150[\text{C}]$$

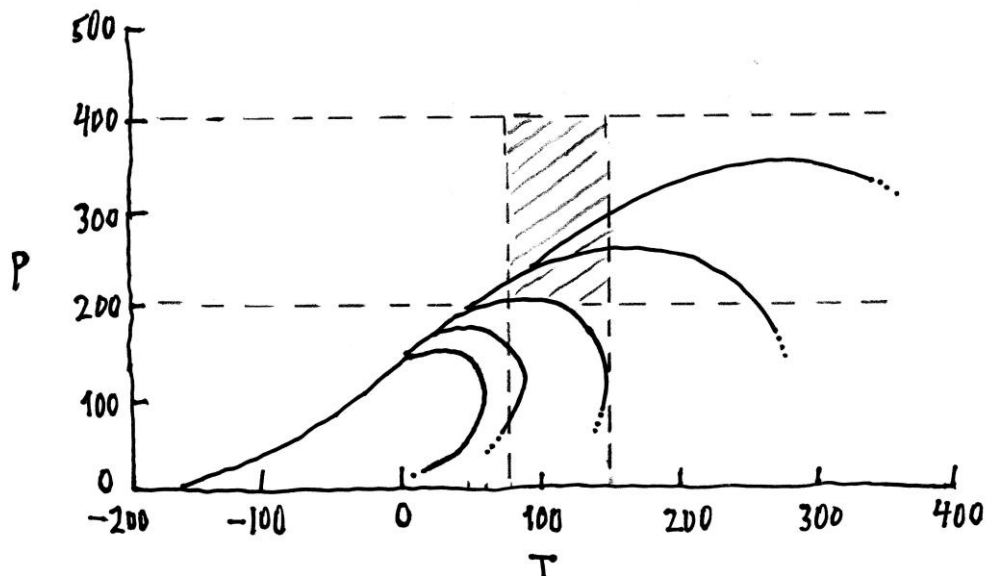
Samme oversikt viste at vannkutt (eng. watercut) på norsk sokkel varierer fra null til over 90 [%] og gass-olje forholdet (eng. gas-oil ratio) fra litt over null til 1500 [Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>]. Gass-olje forholdet for vanlige oljereservoarer ligger under 500 [Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>] og mellom 1000 og 1500 [Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>] for gassrike reservoarer. Vannkutt og gass-olje forhold defineres ved

$$WC = \frac{q_{\text{vann}}}{q_{\text{vann}} + q_{\text{olje}}} 100$$

$$GOR = \frac{q_{\text{gass}}}{q_{\text{olje}}}$$

ved standard betingelser (1 [atm] og 15 [C]).

Fasekonvolutter brukes for å vise trykk-temperature diagrammer til hydrokarboner. Gass består av en blanding av lette hydrokarboner og olje består av en blanding av flertalls hydrokarboner, fra lette til ganske tunge. Fasekonvolutter til gass finner vi ved lavere temperatur og trykke enn den til olje. Vi skal ikke gå innpå detaljene i fasekonvolutter men tillater oss å lage en forenklet skisse som illustrerer plassering av forskjellige hydrokarbonblandinger i et trykk-temperatur diagram, se figur 3.3.



Figur 3.3 – Typiske fasekonvolutter og skravert område for typiske reservoartrykk og –temperatur.

Trykk mot temperatur for fem hydrokarbonblandinger er vist i figur 3.3. I grove trekk er det slik at ovenfor konvolutter har vi væske, innenfor konvolutter har vi en blanding av gass og væske og til høyre for konvolutter har vi gass. Første konvolutter til venstre starter ved om lag -160 [C] som er boblepunktet til metan. Trykket øker

med temperatur opp til om lag 150 [bara] ved 50 [C] for deretter å synke til 100 [bara] ved 75 [C]. Konvolutten er typisk for ikke-assosiert og/eller prosessert gass. Den andre konvolutten inneholder tyngre komponenter og kan være typisk for assosiert gass. De øvrige kurvene representerer olje, fra lett til tyngre. Vi merker oss at fasekonvoluttene gir uttrykk for summen av partielle trykkene til alle hydrokarbonene tilstede.

Også vist i figur 3.3 er området for typiske reservoartrykk og –temperatur. Vi merker oss at for et reservoartrykk på 300 [bara] og reservoartemperatur på 100 [C] vil de to første konvoluttene representerer gass. De øvrige konvoluttene representerer væske (olje). Vi merker oss også at ved produksjon vil trykk og temperatur reduseres slik at de lokale trykk- og temperaturverdiene (nærbrønn, produksjonsrør, brønnhode/brønnledning, plattform/flyter) kommer innenfor tofasedelen av fasekonvoluttene.

Med tid bores det dypere og dypere i modne oljebassenger og/eller –provinser. Høye trykk og høye temperaturer, såkalte HPHT (eng. high-pressure, high-temperature) reservoarer blir mer og mer vanlige. Det finnes ikke noen spesiell eller formell grense for hva betraktes som HPHT. Temperaturen kan være fra 150 til 200 [C] og trykket fra 600 til 1200 [bara]. Vi merker oss at trykkøkningen er mer betydelig enn temperaturøkningen.

### **3.4 Forekomster av olje og gass**

Olje og gass finnes i porøse bergarter i undergrunnen i bestemte områder, provinser og/eller bassenger. Det er mest vanlig å finne olje- og gassforekomster ved munningen til nåværende eller tidligere store elver. I områder med olje- og gassforekomster varierer størrelsen av individuelle forekomster fra store til små. Særdeles store forekomster eller felt kalles gjerne for elefanter. Generelt gjelder i et bestemt område at for én særdeles stor forekomst har vi to store, fire ikke så store osv. En slik fordeling betyr at det finnes mange små forekomster. Fordelingen betyr også at når vi har funnet en særdeles stor forekomst er sannsynligheten liten for å finne en større forekomst.

Det finnes fellesbegreper om olje- og gassforekomster. De mest vanlige er petroleumsressurser og -reserver. Petroleum brukes som fellesbegrep for olje og gass. Ressurser er et samlebegrep som omfatter tekniske utvinnbare mengder olje, gass og NGL (eng. Natural Gas Liquids).

Ressursene deles inn i oppdagede ressurser og uoppdagede ressurser. De oppdagede ressursene deles inn i felt og funn. Funn oppstår når en undersøkelsesbrønn har påvist bevegelig petroleum (omfatter både kommersielt og teknisk funn). Funnet omdefineres til et felt når planen for utbygging og drift (PUD) er godkjent av myndighetene. De uoppdagede ressursene deles inn i kartlagte ressurser (prospekter) og ikke kartlagte ressurser (letemodeller).

Reserver er definert i henhold til Oljedirektoratets (OD) klassifikasjonssystem og omfatter gjenværende utvinnbare petroleumsmengder ifølge godkjente planer for felt i produksjon, for felt godkjent utbygd og for funn som rettighetshaverne har besluttet å

bygge ut. Reservene kan betraktes som de økonomisk gjenværende utvinnbare petroleumsmengdene i et felt.

Ressurs- og reserveanslagene endrer seg fra år til år som følge av nye funn, produksjon og justering i anslagene for felt og funn som kan skyldes ny kartlegging, nye boremaal eller bruk av utvinningsteknologi.

Olje, kondensat og gassmengder i Norge oppgis i standard kubikkmeter [ $\text{Sm}^3$ ] og NGL-mengder oppgis i tonn. I andre land kan andre enheter brukes, f.eks. tonn eller fat olje og kubikkfat gass. De totale ressursene er en kombinasjon av de forskjellige petroleumstypene og oppgis i standard kubikkmeter oljeekvivalenter [ $\text{Sm}^3$  o.e.]. For å kunne addere ressurser og reserver til samme enhet brukes de offisielle konverteringsfaktorene vist i tabell 3.2

Tabell 3.2 – Konverteringsfaktorer brukt i offisiell statistikk i Norge.

1 $\text{Sm}^3$ olje	1,0 $\text{Sm}^3$ o.e.
1 $\text{Sm}^3$ kondensat	1,0 $\text{Sm}^3$ o.e.
1000 $\text{Sm}^3$ gass	1,0 $\text{Sm}^3$ o.e.
1 tonn NGL	1,9 $\text{Sm}^3$ o.e.

Størrelsen på særdeles store olje- og gassforekomster (eller reserver) er 10 mrd. fat oljeekvivalenter (o.e) og oppover, se tabell 3.3. Store forekomster ligger i størrelsen 1-10 mrd. fat o.e. Mellomstore forekomster ligger i størrelsen 0,1-1 mrd. fat o.e. og små forekomster under 0,1 mrd. fat o.e. Erfaring viser at små forekomster bygges ikke ut med mindre de finnes i nærheten av eksisterende infrastruktur. Videre at særdeles små forekomster under 0,01 mrd. fat o.e. betraktes sjelden som lønnsomme.

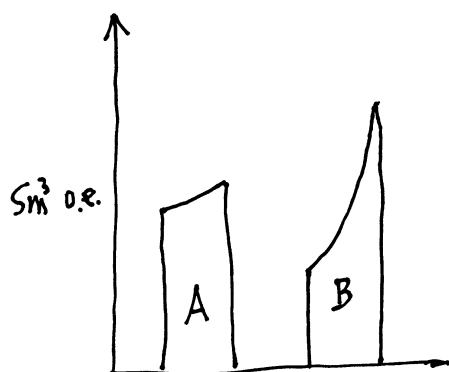
Store felter er ikke alltid lønnsomme og bygges ikke ut inntil ny teknologi blir tilgjengelig (f.eks. boring av horisontale brønner) og/eller ny infrastruktur bygges i nærheten.

Tabell 3.3 – Størrelser på olje- og gassforekomster målt i reserver.

Størrelse	Reserver Mrd. [fat o.e.]	Reserver mill.[ $\text{Sm}^3$ o.e.]
Særdeles stor	>10	>1590
Stor	1-10	159-1590
Mellomstor	0,1-1	15,9-159
Små	0,01-0,1	1,59-15,9
Særdeles små	<0,01	<1,59

Et viktig begrep i olje- og gassindustrien er R/P som står for reserver delt på årlig produksjon. F.eks. hvis et oljeselskap har 1 mrd. [ $\text{Sm}^3$  o.e.] utvinnbare reserver og daglig produksjonsrate ligger på 100,000 fat o.e. (36,5 million fat o.e. per år) vil R/P forholdet være 27 år. Et mål for neste alle oljeselskaper er å finne mer olje hvert år enn selskapet produserer; for land som Norge er det også et viktig mål. Men vi må merke oss at forskjellige selskaper og land bruker ikke reserver i R/P forholdet men ressursene (dette gjelder bl.a. Norge). Forholdet blir dermed mye større enn ellers. Det har lenge vært vedtatt sannhet at Norge har olje i 50 år og gass i 100 år.

Ressurser har større usikkerhet enn reserver. For å illustrere usikkerheten kan vi lage diagrammer som vist i figur 3.4. Kolonne A til venstre viser reserver med mindre usikkerhet enn kolonne B til høyre for ressurser.



Figur 3.4 – Reserver A og ressurser B med indikerte minimums- og maksimumsverdier.

Ovenfor har vi generalisert om størrelsen på oljereserver, fra særdeles store til særdeles små. Erfaring viser at det oppnås bedre utvinningsgrad i store felt enn små felt (Loughman 2009). På de største oljefeltene kan det oppnås over 60 [%] utvinningsgrad mens på de små feltene oppnås det litt over 20 [%]. På de største gassfeltene kan det oppnås en utvinningsgrad på om lag 80 [%] mens på de små feltene oppnås det en utvinningsgrad på over 30 [%].

### 3.5 Parter i feltutbygging og drift

Mange parter er involvert i utbygging av olje- og gassfelt. Prosessen fra lisenstildeling til oppstart av produksjon tar typisk 20 år. Historisk på norsk sokkel tar det litt over 15 år for plattformer og flytere og litt under 25 år for undervannsutbygginger (Loughman 2009). Langs slike tidshorisonter gjennomføres det mange kompliserte prosesser mellom de mange partene involvert.

Olje- og energidepartementet (OED) tildeler lisenser til rettighetshavere, dvs. oljeselskaper. Oljedirektoratet (OD) er myndighetenes tekniske etat som bistår departementet i denne prosessen. Med lisens mener vi produksjonslisens (PL og nummer) som finnes innenfor en blokk (nummer/nummer). Oljeselskaper søker om lisenser hvor de bl.a. presenterer sin kompetanse og argumenterer for en tildeling. Utfallet av lisenstildeling skjer i skjæringsfeltet mellom gjeldende næringspolitikk og de teknologiske og økonomiske utfordringene vedkommende lisens innebærer.

Et kjent oljeselskap med godt omdømme har større sjanse for tildeling enn et ukjent selskap. Et oljeselskap med dypvannserfaring har større sjanse for tildeling av en dypvannslisens enn et selskap med ingen slik erfaring. Og store selskaper har bedre evner (økonomiske og teknologimessig) til å gjennomføre store feltutbygginger enn små selskaper. Men vi merker oss at det finnes ikke noe faste regler ved tildeling av lisenser.

Oljeselskapene søker om lisens for å utforske og prøvebore en geografisk blokk på sokkelen. Olje- og energidepartementet tildeler flere oljeselskaper prosenter i en lisens. En lisens kan ha to eller flere oljeselskaper som rettighetshaver; det er ikke



uvanlig at 6-8 selskaper får tildelt rettigheter. Prosentandelene kan være fåtalls til titalls prosent.

Ett av oljeselskapene som blir tildelt rettigheter i en lisens blir også tildelt operatørskapet. Operatørskap betyr at vedkommende selskap tar hånd om alt det praktiske fra utforskning til utbygging; ansatte i selskapet gjennomfører oppgavene. Å bli tildelt operatørskap er verdifullt for et oljeselskap; der ligger økte inntektsmuligheter og utvikling av egen kompetanse og teknologi. Men, alle store beslutninger angående lisensen tas av alle rettighethaverne (lisenskomité).

Driften av en lisens kan tildeles det samme selskapet som får tildelt utforskning og utbygging eller den kan tildeles et annet selskap. Tidlig i oljealderen ble utenlandske selskaper gjerne tildelt utforskning og utbygging men driften til statseide selskaper. I nyere tider har det motsatte skjedd.

Tradisjonelt skiller vi imellom nasjonale oljeselskaper (eng. National Oil Company, NOC) og internasjonale oljeselskaper (eng. International Oil Company, IOC). NOC-er forvalter gjerne all oljeproduksjon i eget land mens IOC-er er store og opererer på verdensbasis i flere land i henhold til lokale spilleregler. Om lag 80 [%] av oljereservene i verden kontrolleres av NOC-er. Tidlig i oljealderen var det IOC-er som startet opp oljeproduksjon som senere ble overtatt av vedkommende NOC. De senere årene har viktigheten av NOC-er økt i forhold til IOC-er. I tillegg finnes det flertalls mellomstore og små oljeselskaper verden rundt.

Store sørvisselskaper (eng. service company) gjennomfører både store og små oppgaver for oljeselskapene; f.eks. seismiske målinger og prøveboring. Etter hvert også produksjonsboring. Det finnes et stort antall mellomstore og små sørvisselskaper. Store ingeniørselskaper (eng. engineering company) gjennomfører aller slags oppgaver for oljeselskapene, alt fra tidlige studier til prosjektering og bygging av installasjoner. Leverandører og underleverandører (eng. vendor) leverer utstyr og produkter til oljeindustrien, direkte til et oljeselskap eller igjennom et ingeniørselskap. Et ingeniørselskap kan også sitte inne med egen teknologi som leveres til oljeindustrien.

Myndighetene har krav om tekniske informasjoner fra oljeselskapene om undergrunnen og hva produseres på installasjoner. Oljedirektoratet er oppbevaringsstedet på vegne av myndighetene. OD lager oversikter og prognoser om ressurser, reserver og produserte mengder.

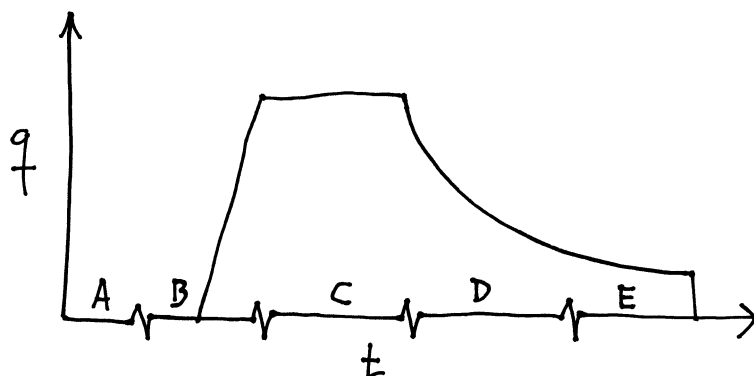
Petroleumstilsynet (PTIL) er myndighetenes etat for sikkerhet ved utforskning og produksjon av olje og gass. Klima- og forurensingsdirektoratet (KLIF) er myndighetenes etat for godkjenning og kontroll av utslipp ved utforskning og produksjon av olje og gass.

### **3.6 Produksjonsprofiler**

Prosessanlegg på plattformer og flytere må kunne behandle alle fluidstrømmer som ankommer fra produserende brønner over tid, fra oppstart til avvikling. Fluidstrømmene består av olje, gass og vann. Strømningsraten til og forholdet til de tre fluidfasene varierer over tid samt at trykket avtar (mindre forandringer i

temperatur). For en planlagt utbygging lager oljeselskapene produksjonsprofiler til olje, gass og vann som viser estimerte strømningsrater over feltets levetid (eng. field life cycle).

En typisk produksjonsprofil er vist skjematisk i figur 3.5. Profilen viser produksjonsrate mot tid for ett oljefelt. For enkelhets skyld kan vi anta at profilen baseres på oljerate ved reservoarbetingelser; dvs. den viser ikke oppløst gass. Alternativt kan vi anta at profilen baseres på gassrate ved reservoarbetingelser; dvs. den viser ikke kondensat. I begge tilfeller antar vi ingen vannproduksjon. Produksjonsprofilen vist i figuren er derfor forenklet og idealisert.



Figur 3.5 – Typisk produksjonsprofil: Leting A, utbygging B, platå C, moden D, hale E. Tidsaksje fra lisenstildeling til

På tidsaksen vises hovedfasene i levetiden til et felt: Leting, utbygging, platå, moden og hale. Tidsaksen starter ved tildeling av lisensen og ender ved avvikling og fjerning av installasjoner. Når letefasen er ferdig begynner utbyggingsfasen. Ut i utbyggingsfasen begynner produksjonen som så gradvis øker inntil platåfasen begynner. I platåfasen produseres ideelt ved konstant rate som indikerer kapasiteten til hele feltutbyggingen, hovedsakelig prosesseringskapasiteten til installasjonen (plattform eller flyter).

I årenes løp vil produksjonsraten avta og modenfasen begynner; feltet er modent og høye produksjon kan ikke lenger vedlikeholdes. Fallende produksjonsrate betyr at enhetskostnadene [NOK/fat] øker. På et senere tidspunkt går feltet over i haleproduksjon; de siste dråpene skal utvinnes. Overgangen fra modenfase til halefase avhenger mange forhold og skjer bl.a. ved at et stort oljeselskap overfører produksjonslisensen til et mindre oljeselskap som har lavere driftskostnader. Store oljeselskaper trenger store produksjonsvolumer for lønnsomhet mens mindre oljeselskaper som spesialiserer seg i haleproduksjon kan drive lavproduksjon mer effektivt. Halefasen slutter ved avvikling av produksjonen og fjerning av installasjonene.

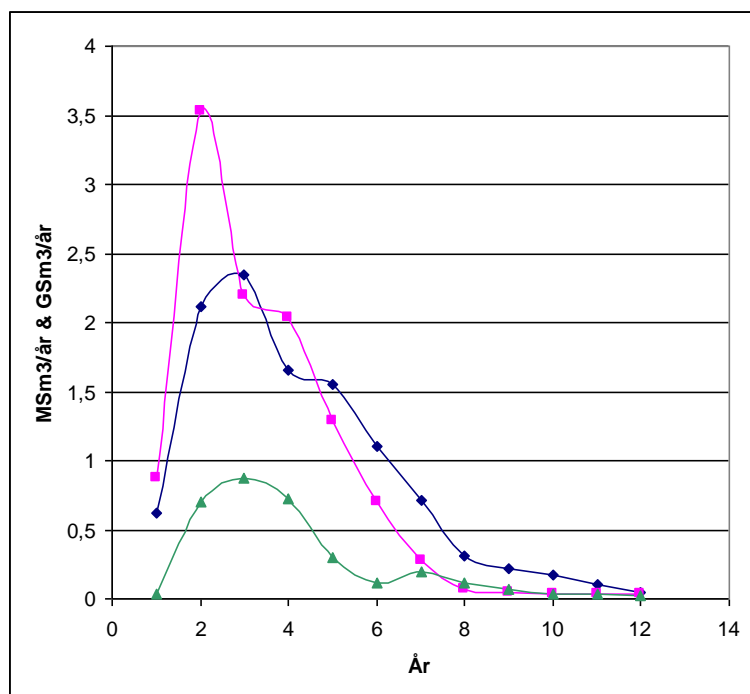
Erfaring viser at ved overgangen fra utbyggingsfasen og platåfasen har om lag 20 [%] av utvinnbar olje (reservene) vært produsert. Ved overgangen fra platåfasen til modenfasen har om lag 50 [%] av oljereservene vært produsert. Og ved overgangen fra modenfasen til halefasen har 95 [%] vært produsert. Vi merker oss at prosentene refererer til oljereservene, ikke utvinningsgraden. Prosentene for gassreserver er ikke

de samme som for olje. Når et gassfelt går av platå vil betydelig mer enn 50 [%] av reservene vært produsert.

Produksjonsprofilene for et mellomstort olje- og gassfelt er vist i figur 3.6. Første produksjonsåret produseres om lag 0,9 [MSm<sup>3</sup>] olje og 0,6 [GSm<sup>3</sup>] gass. Vi merker oss at volumenheten har million [M] for olje og milliard [G] for gass.

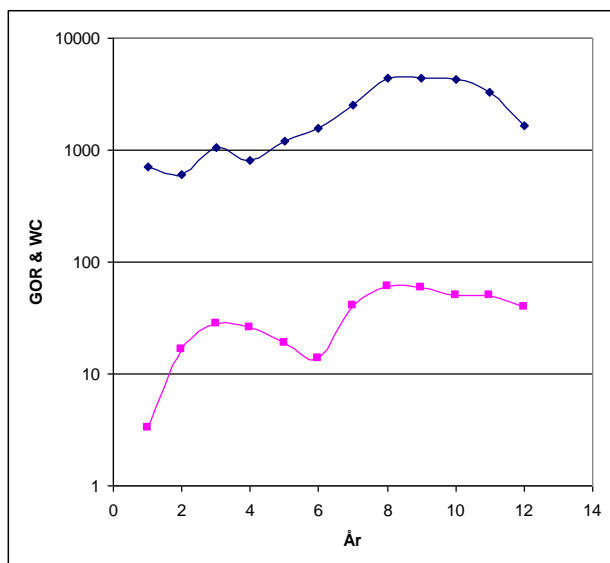
Vannproduksjonen første året er liten. Maksimum oljerate oppnås straks andre året av produksjon og faller deretter til minimumsrate etter åtte år. Gassprofilen følger oljerate men litt forskjøvet ut i tid. Vannprofilen øker i takt med de andre profilene. For andre felt vil produksjonsprofiler for NGL og muligens CO<sub>2</sub> også presenteres.

Etter hvert som produsert vann (vannkutt) øker kan vannbehandlingskapasiteten bli begrensende for olje- og gassproduksjonen. Brønnene må da strupes (strupeventil på brønnhode). Alternativt ved økende vannkutt kan løfteevnen til brønnene reduseres så kraftig at de må stenges.

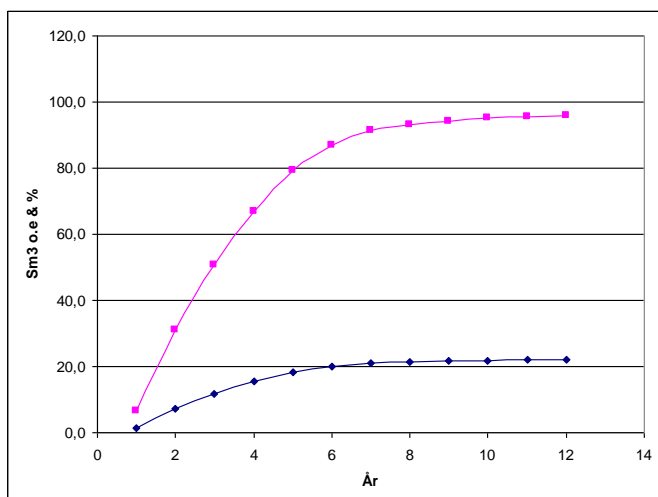


Figur 3.6 – Produksjonsprofiler for et mellomstort olje- og gassfelt som viser øverst oljerate og nederst vannrate i [MSm<sup>3</sup>] og i midten gassrate i [GSm<sup>3</sup>].

Produksjonsprofiler kan brukes for å beregne GOR og WC mot tid som vist i figur 3.7. Logaritmiske skala er brukt for å kunne illustrere begge verdiene på samme diagram. Profilene kan også brukes til å beregne kumulativ produksjon mot tid samt prosent reserver produsert som vist i figur 3.8. Reservetallene brukt i figuren baseres på 10 [MSm<sup>3</sup>] olje og 13 [GSm<sup>3</sup>] gass, totalt 23 [MSm<sup>3</sup> o.e.] siden 1000 [Sm<sup>3</sup>] gass korresponderer til 1 [Sm<sup>3</sup> o.e.]. Med henvisning til utbyggingsfase, platåfase og modenfase viser figuren at 20 [%] av reservene er produsert etter 1,5 år, 50 [%] etter 3 år og 95 [%] etter 10 år.

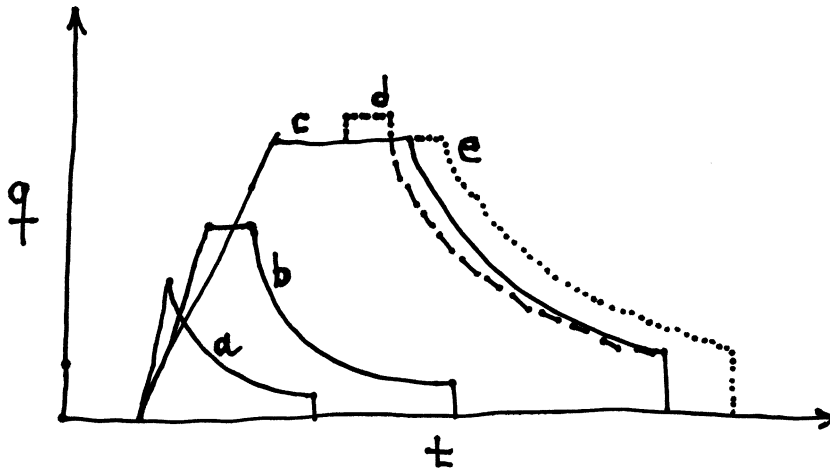


Figur 3.7 – GOR [Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>] og WC [%] for et mellomstort olje- og gassfelt vist henholdsvis øverst og nederst (obs. logaritmisk vertikal skala).



Figur 3.8 – Kumulativ produksjon [Sm<sup>3</sup> o.e.], nederste kurven, og prosent totalreserver (olje og gass) produsert mot tid.

Ovenfor har vi sett på den klassiske produksjonsprofilen (figur 3.5) med en godt definert platåfase og en typisk profil for et mellomstort felt uten tydelig platåfase (figur 3.6). Produksjonsprofilene for særdeles store og store felt vil vanligvis ha en godt definert platåfase. Det samme kan gjelde mellomstore felt som ligger ikke langt under store felt. Produksjonsprofilene vist i figur 3.6 gjelder et mellomstort felt som ligger langt under reservene i store felt. Mellomstore og små felt kan bygges fult ut raskere enn store og særdeles store felt. I figur 3.8 er forskjellen illustrert hvor feltstørrelsen øker fra profil <a> til <b> til <c>.



Figur 3.8 – Produksjonsprofiler for tre felt (a, b og c) og ny prosess teknologi (d) og ny utvinningsteknologi (e).

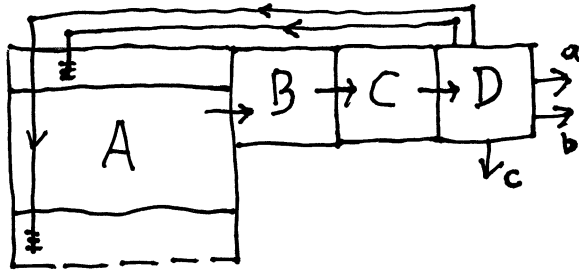
Produksjonsprofilene kan forandres i årenes løp etter hvert som ny teknologi blir tilgjengelig og/eller brønner overhales (eng. workover) eller nye bores. I figur 3.8 vises hvordan ny prosess teknologi (profil <d>) kan øke produksjonsraten (platåraten). F.eks. med bedre separasjonsteknologi og/eller økt kompressorkapasitet. Vi merker oss at platåraten bestemmes av kapasiteten til prosesseringsfasilitetene. Men produksjonen går tidligere av platå og installasjonen blir avviklet ved samme minimumsrate. Bedre prosess teknologi øker ikke de utvinnbare reservene.

Ny utvinningsteknologi kan øke olje- og gassreservene, som vist med profil <e> i figur 3.8. Økt oljeutvinning kan resultere fra bruken av ny teknologi innenfor både geofysikk og petroleumsteknologi (produksjon, reservoar, boring). Profil <e> viser at platåfasen forlenges og at avvikling av produksjonen utsettes like langt ut i tid; dvs. skjer ved samme minimumsrate. Vi merker oss at arealet under produksjonsprofilene, integralet gitt ved rate ganget med tid, gir totalreservene produsert fra oppstart til avvikling.

### 3.7 Enkle reservoar- og produksjonsbetraktninger

Produksjon av olje- og gassreserver bygger på et samspill mellom reservoarteknikk, produksjonsteknikk og prosesseteknikk. Begrepet leveringsevne (eng. deliverability) kan brukes for å beskrive reservoarets og brønnenes evne til å produsere fluider. En måte til å gjøre dette på er å analysere leveringsevnen i tre deler: Reservoarevne (eng. reservoir performance), innstrømningsevne (eng. inflow performance) og utstrømningsevne (eng. outflow performance). Ordet ytelse kan brukes i stedet for evne.

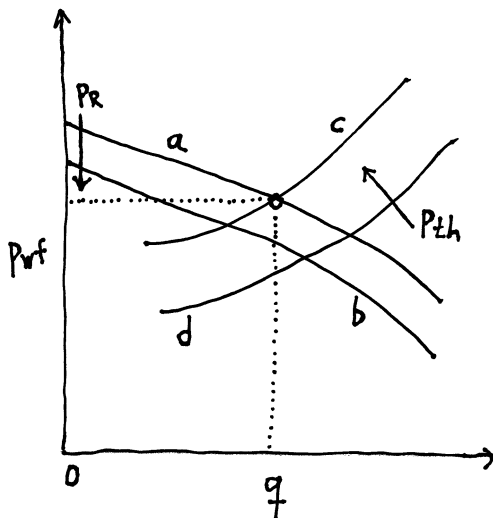
En skisse som viser samspillet mellom reservoar, nærbrønnsområdet, brønn og prosess er vist i figur 3.9 (typisk oljereservoar). At et reservoar kan inneholde olje, gass og vann har vært diskutert ovenfor. Et reservoar har en ganske stor utstrekning og reservoartrykket avtar langsomt med tid (reservoarevne). Under produksjon skjer mesteparten av det lokale trykktapet i nærbrønnsområdet (innstrømningsevne) fra reservoaret til brønnene. Fra bunnen av brønnene strømmer olje, gass og vann til overflaten, dvs. utstrømningsevnen.



Figur 3.9 – Reservoar (olje, gass, vann) A, nærbrønnsområde B, brønn C og prosess D. Injeksjon fra prosess til reservoar. Prosessert olje <a>, gass <b> og vann <c>.

I en prosess på en plattform eller flyter separeres olje-, gass- og vannfasene. Vannet renses og slippet ut til sjøen eller injiseres i en deponeringsbrønn. Prosessert olje og gass går til lager/båt og/eller rørledning. Gass kan injiseres på toppen av reservoaret for å opprettholde reservoartrykket. Behandlet sjøvann eller brakkevann kan også injiseres for å opprettholde reservoartrykket. Injeksjon er vanlig på store og mellomstore oljefelt men ikke på gassfelt uansett størrelse.

Leveringsevnen til olje- og/eller gassfelt kan illustreres ved bunnhullstrykk mot produksjonsrate for en typisk brønn som vist i figur 3.10. Ved null produksjon vil bunnhullstrykket  $p_{wf}$  (eng. well flowing pressure), også kalt BHP (eng. bottom hole pressure) være tilnærmet det samme som reservoartrykket  $p_R$ . Kurve <a> viser innstrømningsevnen til nærbrønnsformasjonen slik at desto lavere bunnhullstrykk desto større innstrømning.



Figur 3.10 – Leveringsevne til en brønn vist som bunnhullstrykk mot produksjonsrate. Kurver <a> og <b> viser nærbrønnsformasjonens innstrømningsevne henholdsvis tidlig og senere i et felts levetid. Kurver <c> og <d> viser brønnens utstrømningsevne ved henholdsvis høyt og lavt brønnehodetrykk.

Kurve <a> gjelder kun ved et bestemt tidspunkt i levetiden til et felt. Fasongen av kurven vil ikke forandres med tid med mindre nærbrønnsformasjonen skades eller fasefordelingen mellom olje, gass og vann forandres betydelig. Over tid vil reservoartrykket avta slik at innstrømningskurven i figur 3.10 synker ned fordi reservoartrykket avtar. Kurve <b> illustreres innstrømningsevnen på et senere

tidspunkt (måned eller år) enn kurve <a>. Kurver <a> og <b> kalles ofte IPR kurver (eng. inflow performance relationship) i industrien.

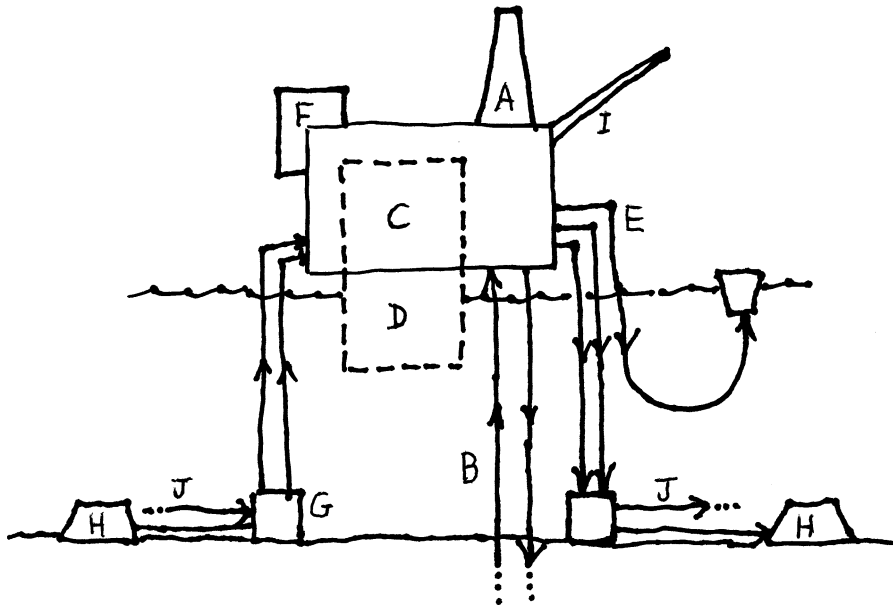
Utstrømningsevnen til en brønn er vist i kurver <c> og <d> i figur 3.10. Kurve <c> gjelder for et høyere brønnehodetrykk  $p_{th}$  (eng. tubing head pressure), også kalt WHP (eng. wellhead pressure), enn kurve <d>. Krysningspunktet mellom innstrømningskurver og utstrømningskurver bestemmer produksjonsraten til en brønn. Ved høyt brønnehodetrykk er produksjonsraten lavere enn ved lavt brønnehodetrykk. Stiplede linjene i figur 3.10 viser produksjonsraten på et tidspunkt når innstrømningskurve <a> gjelder. Kurver <c> og <d> kalles gjerne for løftekurver (eng. vertical lift curves) i industrien.

Strømningsrater, sammensetning av brønnfluider og trykk brukt i prosjektering av prosessanlegg på plattformer og flytere utarbeides av oljeselskapene, vanligvis i form av designbasis (eng. design basis). Reservoaringeniører utarbeider reservoarytelsen (reservoartrykk mot tid samt fluidsammensetning) og produksjonsingeniører innstrømnings- og utstrømningsytelsen (produksjonsrate ved gitte reservoar- og brønnehodetrykk). Resultatene brukes så for å lage produksjonsprofilere bl.a. Mens teoriene bak leveringsevnen til et felt er kjente gjelder ikke det samme for inngangsparametrene. Usikkerheten er størst for reservoarytelsen, dernest innstrømningsytelsen og så utstrømningsytelsen. Usikkerheter i prosjektering av prosessering av olje, gass og vann er betraktelig mindre enn de øvrige usikkerhetene, jf. figur 3.1.

### 3.8 Hovedfunksjoner til innretninger

Innretninger til havs har flere hovedfunksjoner: Boring, produksjon, prosessering, lagring og transport. Ikke alle innretningene har alle funksjonene og enkelte innretninger kan ha kun ett par funksjoner. Vi finner et spekter av funksjoner fra en brønnehodeplattform (ubemannet) til en fullt integrert plattform (hundrettalls av sengeplasser) med alle funksjonene. Innretninger til havs kan være faste, flytende eller undervanns. For faste og flytende innretninger må vi bygge selve tomten (understell) for hovedfunksjonene. Tomtekostnadene øker raskt med havdyp.

En skisse som viser funksjonene til innretninger til havs er vist i figur 3.11. Tomten kan være fast eller flytende. Skissen viser brønnledninger til og fra brønnrammer og rørledninger til og fra andre installasjoner. Brønnledninger (eng. flowline) og rørledninger til og fra installasjoner føres i stigerør (eng. riser) fra sjøbunn til plattform. På faste installasjoner må stigerørene være under tensjon for å holdes stive nok til ikke utsettes for bøyninger som fører til tretthetsbrudd. For å holde stigerørene stive brukes en bunnfast koblingsanordning som kalles stigerørsbase (eng. riser base). På flytende installasjoner må stigerørene være fleksible, men kobles til brønnledninger og rørledninger med en egen stigerørsbase.



Figur 3.11 – Boring A, produksjon og injeksjon B, prosess C, lagring D, bøyelasting E, boligkvarter F, stigerørbase G, brønnramme H, fakkell I og rørledning J.

La oss se litt nærmere på figur 3.11. Hvilke hovedfunksjoner legges til en innretning avhenger mange faktorer. En borerigg (merket A) brukes kun hvis det er mange brønner (produksjon og injeksjon) som skal bores og vedlikeholdes i feltets levetid. Feltets utstrekning påvirker også om en installasjon skal ha en borerigg. En brønn må rekke de hydrokarbonholdende formasjonene. En flytende borerigg må brukes når avstandene er for store. Da brukes en brønnramme (merket H) og fluidstrømmene føres til plattformen eller flyteren i brønnledninger (merket J). Skissen viser ikke helikopterdekk og kraner som alle innretninger har.

Lagring av olje (merket D) brukes når avstandene til infrastruktur og/eller land er store. Også når havdyp og bunnforhold forhindrer legging av rørledninger. Behovet for oljelagring påvirker hvilke type plattform eller flyter brukes. Ved lagring må det også brukes bøyelasting (merket E).

En plattform eller flyter lokalisert i et modent område (provins, basseng) med mange innretninger kan fungere som en mellomstasjon. Olje og gass fra omkringliggende felt kan tilkobles (eng. tie-in) for prosessering eller simpelthen for videre transport til en annen innretning til havs eller ilandføringsterminal.

### 3.9 Typer plattformer og flytere

Plattformen og flytere til havs bygges av stål eller betong. Materialene har forskjellige egenskaper og kostnader. Betongen som brukes er armert med stål. Stål er fleksibelt og har gode strekkeegenskaper mens betong er lite fleksibelt. Men betong har til gjengjeld gode trykkspenningsegenskaper; dvs. kan bære tunge laster. Grunnforhold, havdyp, vær og strømforhold samt vekt på dekk (særdeles viktig) er blant faktorene som bestemmer om stål eller betong brukes.

Havdyp er viktig i utbygging av olje- og gassfelt. En enkel generalisering (se tabell 3.4) er å betrakte felt med havdyp 0-500 [m] som grunnvannsfelt (eng. shallow

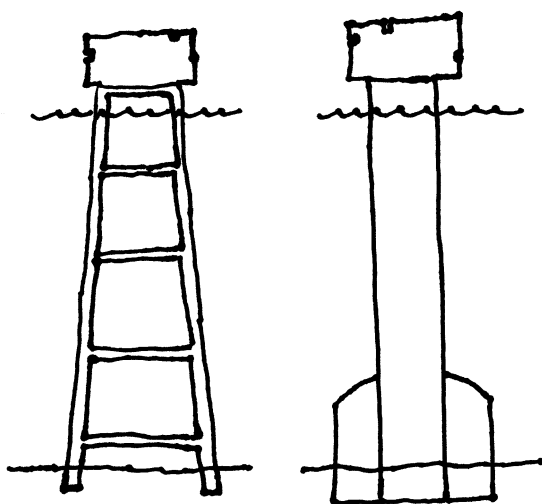


water), med havdyp 500-1500 [m] som dypvannsfelt (eng. deepwater) og med havdyp over 1500 [m] som ultradypvannsfelt (eng. ultradeep water). Havdyp påvirker hvilke type innretning velges. Andre havdyp kan også brukes for å beskrive type felt, for eksempel 0-100 [m] grunnvann, 100-300 [m] dypvann og 300-1500 [m] ultradypvann.

Tabell 3.4 – Felt og havdyp (Utengen 2009)

Felt	Dyp [m]
Grunnvannsfelt	<500
Dypvannsfelt	500-1500
Ultradypvannsfelt	>1500

Grunnvannsfelt med havdyp under 500 [m] kan bygges ut med faste innretninger som står på havbunnen; dvs. plattformer. To typer plattformer er vist i figur 3.12. Den ene har understell av stål (eng. jacket) den andre har understell av armert betong (eng. gravity based structure, GBS). Føttene til et understell av stål er festet til havbunnen med fundamentpæler som går titalls meter ned i bunnmassene. De geotekniske forholdene er viktige ved valg av lokasjon for faste plattformer.



Figur 3.12 – Stålunderstell (eng. jacket) og betongunderstell (eng. GBS).

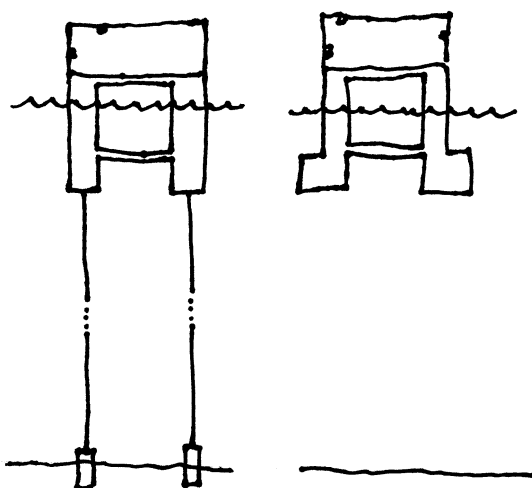
Stålunderstell er enkelt (og raskt) å bygge og installere. De bygges og transporteres fra verft til felt horisontalt og senkes (installeres vertikalt) ved hjelp av flyteanordninger og løftefartøy (kraner). Men bruken av stålunderstell begrenses av tillatt vekt på dekk slik at flere plattformer må bygges i utbygging av store felt. Alt som står på dekket på en plattform eller flyter kalles for toppside (eng. topside). En viktig ulempe med stålplattformer er mangelen på lagerplass til olje.

Betongplattformer (se figur 3.12) tåler betydelig vekt på dekk og har mulighet til oljelager. Å tåle betydelig vekt betyr bl.a. muligheten til mange brønnsliiser (eng. well slots) og dermed store produksjonsrater samt tilsvarende stor prosess; toppsiden kan være tung. Et betongunderstell (GBS) kan ha ett eller flere skafter (eng. shaft) som er sirkulære, fra dekk til havbunn. Skaftene kan være tett inntil hverandre eller separert. Utstyr kan plasseres inni skaftene. På oljeproduiserende GBS'er kan lagertanker bygges på havbunnen rundt skaftene. Rørledninger til og fra plattformene er tilkoblet skaftene på havbunnen. GBS'er sitter neddykket flere titalls meter i

bunnmassene uten fundamentpæler. Vi merker oss at geotekniske forhold er særdeles viktige for GBS'er.

Bygging av betongunderstell må foregå på dypt nok vann, f.eks. fjorder i Norge. Strukturen bygges vertikalt og kan dermed ikke bygges på land, med unntak av bunnelementene, inkludert lagertankene for olje. Selve skaftene bygges nedenifra og opp. Det krever god logistikk å bygge på fjorden, noe som øker byggekostnadene. Men dekket og dekkutrustningen (moduler) kan bygges på land og monteres fra prammer med hjelp av heisekraner.

Dypvannsfelt med havdyp 500-1500 [m] kan bygges ut med flytende innretninger som strekkes direkte til havbunnen eller rene flytere. To typer innretninger er vist i figur 3.13. Den ene er såkalt strekkstagsplattform (eng. tension leg platform, TLP) og den andre er halvnedsenkbar flyter (eng. semi-submersible plattform). Begge typene kan egentlig brukes på både grunnvann, dypvann og ultradypvann. Enkeltstående er TLP-plattformen en flyter men den trekkes (dykkes) ned i vannet ved strekkstag festet til havbunnen. Flere strekkstag (typisk fire) brukes på hvert hjørne av plattformen. Strekkstagene festes til spesielle fundamentpæler som sitter dypt i bunnmassene. Fordi en strekkstagsplattform er festet til havbunnen beveges den ikke opp/ned med havbølgene. Men den kan beveges sidelangs i alle retninger etter en svakt buet linje, også kalt kuleskall.



Figur 3.13 – Strekkstagsplattform (eng. TLP) og halvnedsenkbar plattform (eng. semi-submersible).

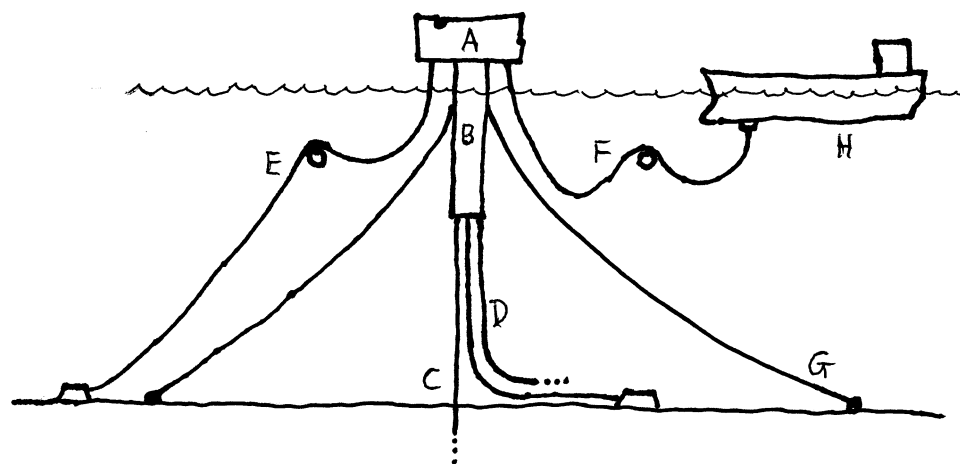
En TLP kan bygges av stål eller betong. Flere materialer kan brukes i strekkstagene. For å gjøre stagene lette og korrosjonsbestandig kan titan brukes. Strekkstagene kan også lages av komposittmaterialer. En TLP er mer følsom for vekt enn faste plattformer og bygges derfor uten oljelager. TLP-enes store fordel er relativt liten strekk- og trykkspenning i stigerørene. Slike plattformer kan ha mange brønnsliiser for både produksjons- og injeksjonsbrønner samt brønnledninger fra brønnrammer og rørledninger generelt (lastebøye og transportledninger). TLP-ene ligger ganske stille i havet.

Halvnedsenkbare plattformer (se figur 3.13) har etter hvert blitt vanlige i produksjon av olje og gass til havs. Dekket (toppside) sitter på en flytende struktur sammensatt av

vertikale søyle/kolonner (eng. column) og horisontale pontonger (eng. pontoong). Halvnedsenkbare plattformer er gjerne bygget lave og brede for stabilitet. De kan bygges av stål eller betong. For å holde slike plattformer på plass (lokasjon) brukes mest vanlig ankersystemer (eng. catenary mooring lines) men også dynamisk posisjonering (eng. dynamic positioning). Ankersystemene kan bestå av kombinasjon av ankerkjetting, vier og tau. Halvnedsenkbare plattformer kan brukes på ultradypvann men da med dynamisk posisjonering.

Selv om halvnedsenkbare plattformer er godt ankret er de utsatt for havets bevegelser. Dermed er det ikke mulig å bruke stive stigerør for brønner og brønnledninger (også rørledninger). Fleksible stigerør må brukes. Alle stigerørene blir gjerne plassert på én av plattformens fire sider. Ikke alle nedsenkbare plattformer er bygget for produksjons- og injeksjonsbrønner. Enkelte slike plattformer er bygget som prosesseringsplattformer for nærliggende produksjonsinnretninger og/eller undervannsbrønner.

Sparplattformer er flytende plattformer som kan brukes for dypvann og ultradypvann (se figur 3.14) Toppsiden sitter på en flytende struktur som består av én eller flere dype søyler av stor diameter, også integrerte stålrammer. Ordet spar kommer fra engelske ordet for bøye. Søylene kan deles opp i flere vertikale tanker for ballastering, ikke bare under vanlig drift men også ved installering. Ved installering må plattformen oppendes (eng. upending); gå fra horisontal stilling til vertikal stilling. Sparplattformer kan ha alle samme funksjoner som strekkstagsplattformer og halvnedsenkbare plattformer.



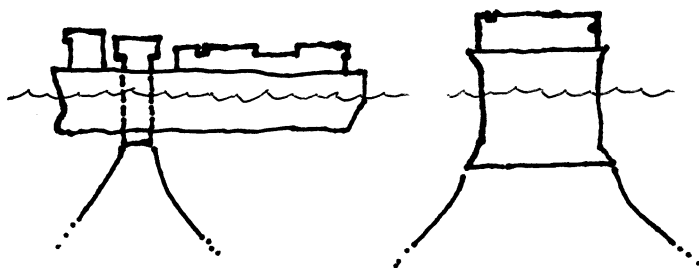
Figur 3.14 – Sparplattform A/B, brønner C, brønn- og rørledninger D, fleksibelt stigerør E, fleksibel lasteledning F, ankersystem G, lastebåt H.

Ovenfor har vi ikke vist tilkoblinger mellom plattformer samt flytere og brønner, brønn- og rørledninger samt bøyelasting. Heller ikke ankersystemer. Vi vil bruke figur 3.14 til formålet. Plattformdekket A sitter på flytesøylene (spartornet) B. Brønner med stive stigerør C og brønn- og rørledninger med bueformet (joddkobling) stålrør D er vist i figuren. Stive stigerør kan kun brukes på plattformer med ubetydelig vertikal bevegelse (flytere, kun sparplattformer og sylinderformet plattformer). Sparplattformer er dypgående og påvirkes nesten ikke av havets bølger. Fleksible stigerør brukes for brønnledninger E (her vist fra en brønnramme) og for bøyelasting

F. Fleksible stigerør har flyteelementer, vist som liten sirkel under rørene i figur 3.14. Ankersystemet G kan ha en utstrekning på ett par kilometer fra plattformen.

En tankbåt H lastes med prosessert olje. Permanent plassert lastebåt kalles FSO (eng. floating storage and offloading). For plattformer med lagertanker (GBS og FPSO) vil en tankbåt anløpe så ofte som nødvendig (typisk et par ganger per uke). På alle andre plattformer må oljen lastes kontinuerlig; én lastebåt må alltid være tilkoblet slik at flere båter brukes. Enkleste lastemetoden er rørledning D til en annen innretning eller ilandføringsterminal.

To typer flytere er vist i figur 3.15. Den ene er båtformet og den andre sylinderformet (sirkelrund plattform). En båtformet flyter kalles for en FPSO (eng. floating production, storage and offloading), dvs. flytende produksjon, lagring og lasting. Den store fordelen med en FPSO er muligheten for oljelagring. De andre plattformene og flyterne beskrevet ovenfor har ikke mulighet til oljelagring med unntak av GBS'er. En båtformet FPSO har et stort dreieskive- og svivelsystem hvor brønn- og rørledninger tilkobles, også ankersystemet til båten (dynamisk posisjonering kan også brukes). Båten roterer med baugen mot vind og vær mens dreieskive- og svivelsystemet har samme retning hele tiden.



Figur 3.15 – Båtformet flyter og sylinderformet flyter, såkalte FPSO-er.

Dreieskive- og svivelsystemet er en komplisert konstruksjon. For hvert stigerør tilkoblet en brønn- eller rørledning har systemet ett sett med to stålringar av stor diameter (flere meter) med et halvsirkelhull (radius til et rør) i kanten. Den indre stålringen er koblet fast til et stigerør mens den ytre ringen er koblet fast til båten. Halvsirkelene møtes for å lage et rørtverrsnitt rundt hele sirkelen og har over- og underliggende tettinger. Indre sirkelen har inntak til dette røret mens ytre sirkelen har uttaket.

Antall brønn- og rørledninger som kan tilkobles en FPSO bestemmes bl.a. av hvor mange sett av stålringar kan bygges opp i dreieskive- og svivelsystemet. Vi merker oss at antall mulige tilkoblinger kan være begrensende for produksjons- og prosesskapasiteten til en skipsformet FPSO. Til gjengjeld har den rikelig med dekkplass til prosessmoduler. FPSO'er kan ha alle hovedfunksjoner til innretninger til havs, også boring. Da kalles innretningen gjerne FDPSO hvor D'en står for "drilling" (Moon 2010).

Det er en stor fordel å ha en borerigg på en plattform eller flyter. Brønner som bores med en flytende borerigg (eng. mobile drilling unit, MoDu) er gjerne dobbelt så dyre som brønner boret fra en plattform eller flyter. Det samme gjelder overhaling (eng. workover) av brønner.

En stor fordel med FPSO'er er at de kan brukes på ett felt og så flyttes til et annet felt. Det samme gjelder andre flytende plattformstyper. Fordelen kommer best til syne for små felt med relativt kort levetid.

Sylinderformet flyteren i figur 3.15 kalles også for en FPSO. Største fordelen med denne formen er stabiliteten på havoverflaten. Plattformen er ankret fast (f.eks. i fire retninger) og trenger ikke et komplisert dreieskive- og svivelsystem. Kanten (slingrekanten) nedentil på sylindere gir flyteren ekstra god stabilitet slik at faste stigerør kan brukes. Faste stigerør koster betydelig mindre enn fleksible stigerør. Brønn- og rørledninger tilkobles flyteren på innsiden igjennom et åpent basseng (eng. moonpool). En sylinderformet flyter kan ha alle hovedfunksjoner ved olje- og gassproduksjon til havs.

### 3.10 Prosessdiagrammer

Et diagram kommuniserer relevant informasjon på en enkel måte. Vi bruker prosessdiagrammer for å kommunisere hovedtrekkene i utformingen av prosesser for behandling av olje, gass og vann på plattformer og flytere, også på ilandføringsterminaler. Diagrammene kan rekke fra det enkle til det kompliserte, alt etter formål. Og diagrammene utvikles og utvides i løpet av fasene i feltutbygging fra beslutningspunkt til beslutningspunkt. To bestemte diagrammer er gjennomgående brukt i oljeindustrien: flytediagram (eng. process flow diagram, PFD) og rør- og instrumenteringsdiagram (eng. piping and instrumentation diagram, P&ID).

Et flytediagram (PDF) skal vise hovedutstyr og -styring brukt i en prosess. Symboler brukes for å vise utstyr og linjer viser strømmer til og fra. Utstyr og strømmer nummereres. Mest vanlig er at nummeret til hovedutstyr også har en bokstav(er) for funksjon, f.eks. P for pumpe. Vi kaller slik identifikasjon for nummer eller lapp (eng. tag). Nummer til utstyr er gjerne gitt i en sirkel mens nummeret til strømmer gitt i en firkant eller trekant. Hvilke symboler brukes og hvordan utstyr og strømmer identifiseres kan variere fra oljeselskap til oljeselskap og fra ingeniørselskap til ingeniørselskap. Men, disse skal ikke variere i samme prosjekt og/eller feltutbygging.

Et flytediagram skal vise størrelsen på hovedutstyret; f.eks. separatorer, varmevekslere, pumper og kompressorer. Og diagrammene skal vise trykk og temperatur for hovedutstyret (gjerner både designtrykk- og temperatur samt driftstrykk og –temperatur). Rørdiametre vises ikke på flytediagrammer men på P&ID. Ikke heller dubletter vises på flytediagrammer; f.eks. om to eller flere pumper brukes til samme funksjon.

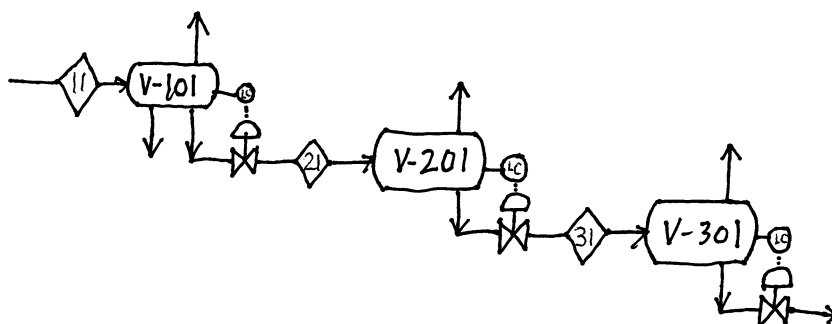
Enhver endring i et flytediagram skal dateres samt at det fremkommer hvem gjorde endringen (prosessingeniør), hvem kontrollerte riktigheten av endringen (prosessansvarlig) og hvem godkjente endringen (prosjektleder), f.eks. Vi må merke oss at hvordan gjennomføringen av prosjekter er organisert vil variere fra små til store prosjekter og type selskap; oljeselskap eller ingeniørselskap.

Et flytediagram er ugjenkallelig (riktig ord?) knyttet til masse- og energibalanser i tabellform. Balansene viser alle komponentene i strømmene med molefraksjoner (eller massefraksjoner), masserater (eller molerater) samt trykk og temperatur.

Balansene viser også relevante egenskaper til strømmene; f.eks. tetthet, varmekapasitet og viskositet. For enkle prosesser kan masse- og energibalansene vises på samme ark som flytediagrammet, men det er mer vanlig å vise balansene separat.

### Vedlegg A: PFD og P&ID

Vi velger å illustrere hva inngår i et forenklet flytediagram ved å betrakte tredje separatortrinnet i en prosess (se figur 3.1.1). Separatorene er vist som tykketanker, V-101, V-201 og V-301. Vann i væskefase separeres i 1. trinn separatorene; oljefase går videre til 2. trinn. Hver av separatorene har nivåkontroll (eng. level control) som styrer en nedstrømsventil. Hver ventil sørger for riktig trykkreduksjon mellom separatorene. Tofase strøm nr. 31 går til 3. separatortrinn.



Figur A3.1.1 – Tretrinnsseparasjon.

Masseraten til første separatortrinn er antatt 600.000 [kg/h] med en sammensetning for lettolje (eng. volatile oil) fra Pedersen o.a. (1989). Vi adderer vilkårlig 0,1 molefraksjon vann til den opprinnelige sammensetningen som blir dermed 0,0909 av totalen, se tabell 3.1.1. Dette for å vise vann i gass og olje nedstrøms. Gass-olje forholdet (GOR) er om lag 650 [ $\text{Sm}^3/\text{Sm}^3$ ] og vannkutt (WC) om lag 4 %. Oljens API spesifikk tett er om lag 63 [ $^\circ$ ].

Tabell 3.1.1 – Sammensetning av 600.000 [kg/h] strømmen til 1. trinns separator.

Komponent	Molefraksjon
Metan	0,5501
Etan	0,0684
Propan	0,0431
i-Butan	0,0375
n-Butan	0,0000
i-Pentan	0,0270
n-Pentan	0,0000
n-Heksan	0,0181
n-Heptan	0,0223
n-Oktan	0,0219
n-Nonan	0,0154
n-Dekan	0,0129
n-C11	0,0093
n-C12	0,0483
Nitrogen	0,0152
Karbondioksid	0,0198
Vann	0,0909

Masseratene i første, andre og tredje separatortrinn er vist i tabell 3.1.2. Separatortrykk i andre og tredje trinn er vilkårlig og henholdsvis valgt 15 [bara] og 2 [bara]. Temperaturene avhengere separasjonstrykket; fasene kjøles ned når oljen avgir gass som ekspanderer. Masseratene benevnes faser fordi gassfasen vil inneholde litt vanddamp og oljefasen litt oppløst vann. Likeledes vil vannfasen inneholde litt oppløst gass og olje.

Tabell 3.1.2 – Masserater til fasene ved separasjon.

Trinn	p [bara]	T [C]	Q <sub>gassfase</sub> [kg/h]	Q <sub>oljefase</sub> [kg/h]	Q <sub>vannfase</sub> [kg/h]	Q <sub>total</sub> [kg/h]
1.	80	80	208.200	368.700	23.180	600.000
2.	15	72	38.750	329.900	0	368.700
3.	2	64	23.150	306.800	0	329.900

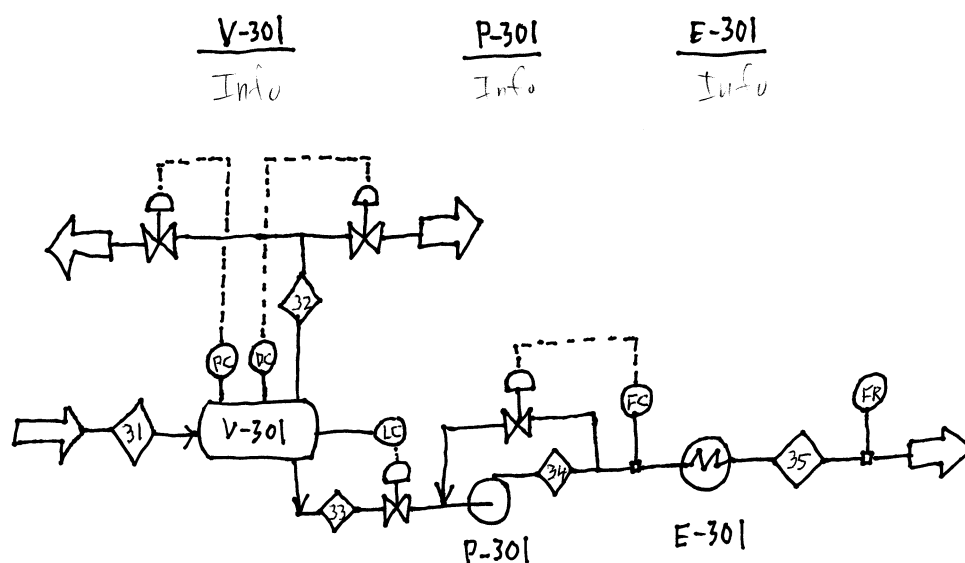
Et forenklet flytediagram for tredje separatortrinn er vist i figur 3.1.2. Trykket reduseres oppstrøms fra 15 [bara] til 2 [bara]. Strøm 31 er tofasestrøm etter trykkreduksjon. Gassen går til omkompresjon, strøm 32. Separatoren V-301 har to trykkkontrollere, PC, den ene for gassraten til omkompresjon, den andre til fakkell for oppstart og nedstengning samt nødstop. Separatoren har nivåkontroll, LC. Sammensetningen til strømmene etter separatoren (gasstrøm 32 og oljestrøm 33) er vist i tabell 3.1.3. Vi merker oss at gassfasen er rik av metan samt nitrogen, karbondioksid og vann.

Tabell 3.1.3 – Sammensetning til strømmer fra 3. trinns separator, gassfase (23.150 [kg/h]) og oljefase (306.800 [kg/h]).

Komponent	Strøm 32	Strøm 33
Metan	0,2211	0,0019
Etan	0,1470	0,0052
Propan	0,2003	0,0205
i-Butan	0,2104	0,0476
n-Butan	0,0000	0,0000
i-Pentan	0,1196	0,0785
n-Pentan	0,0000	0,0000
n-Heksan	0,0374	0,0821
n-Heptan	0,0208	0,1181
n-Oktan	0,0085	0,1252
n-Nonan	0,0025	0,0910
n-Dekan	0,0009	0,0778
n-C11	0,0003	0,0564
n-C12	0,0006	0,2951
Nitrogen	0,0015	0,0000
Karbondioksid	0,0214	0,0004
Vann	0,0076	0,0002

Oljefasen går til en pumpe P-301 med shuntledning og videre til en kjøler E-301 for videre transport til lager eller rørledning. Oljeraten måles med strømningsmålere, FR. Oljen er ved 1.15 [bara] og 30 [C] med tetthet på 709 [kg/m<sup>3</sup>]. Ved standard betingelser (1 [atm] og 15 [C]) vil denne oljen (etter videre separasjon av oppløst gass) ha tetthet på 727 [kg/m<sup>3</sup>] og spesifikk tetthet på 0,727. API spesifikk tetthet blir

om lag 63 [°] som klassifiser oljen som lettolje (eng. light crude). Vi skriver om lag fordi API skalaen bruker 60 [F], som er lik 15,6 [C].

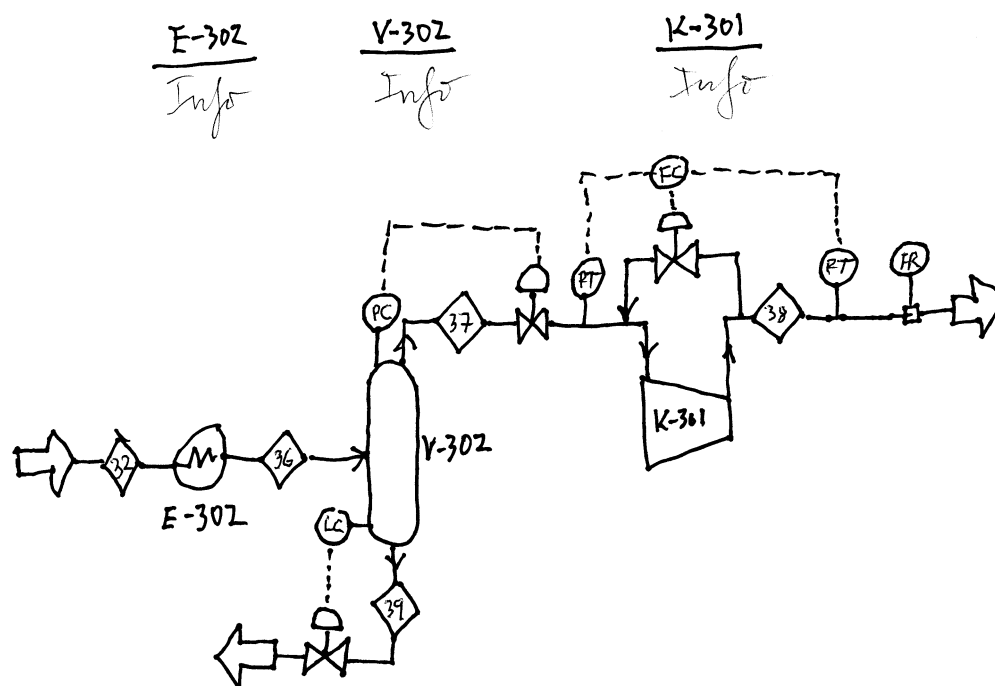


Figur A3.1.2 – Forenklet flytediagram som viser hovedsakelig oljefasen.

Gassfasen går til en kjøler E-302 og deretter en dråpefjerner (eng. scrubber) V-302 med nivåkontroll, LC. Væskefasen fra dråpefjernerer går tilbake til selve prosessen, for eksempel oppstrøms andre separatortrinn. Dråpefjernerer har også trykkmåler, PT (må rette på figur), som går til strømningskontroll. Kjøling reduserer kompressoreffekten som er proporsjonal med absolutt temperatur og fjerning av dråper forhindrer erosjonsskader i kompressoren. Dråpene stammer fra kondensering i kjøleren og muligens medriving (eng. carry over) fra separatorene.

Gassfasen går til kompressor med shuntmulighet (forhindrer tilbakestrømning) for omkompresjon (eng. recompression), K301. Trykket økes fra 1,5 [bara] til 18 [bara] for å kunne blandes med gass ved 15 [bara] fra andretrinnseparatoren. Vi merker oss at varmeveksleren E-302 medfører et trykktap på 0,5 [bar]. Det samme gjelder varmeveksler E-301.





Figur A3.1.3 – Forenklet flytediagram som viser hovedsakelig gassfasen.

Tabell 3.1.4 – Masse- og energibalanse for separator og nedstrøms pumpe og varmeveksler.

	31	32	33	34	35
Metan	0,0394	0,2211	0,0019	0,0019	0,0019
Etan	0,0294	0,1470	0,0052	0,0052	0,0052
Propan	0,0513	0,2003	0,0205	0,0205	0,0205
i-Butan	0,0754	0,2104	0,0476	0,0476	0,0476
n-Butan	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
i-Pentan	0,0856	0,1196	0,0785	0,0785	0,0785
n-Pentan	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-Heksan	0,0745	0,0374	0,0821	0,0821	0,0821
n-Heptan	0,1015	0,0208	0,1181	0,1181	0,1181
n-Oktan	0,1053	0,0085	0,1252	0,1252	0,1252
n-Nonan	0,0759	0,0025	0,0910	0,0910	0,0910
n-Dekan	0,0647	0,0009	0,0778	0,0778	0,0778
n-C11	0,0468	0,0003	0,0564	0,0564	0,0564
n-C12	0,2448	0,0006	0,2951	0,2951	0,2951
N <sub>2</sub>	0,0003	0,0015	0,0000	0,0000	0,0000
CO <sub>2</sub>	0,0040	0,0214	0,0004	0,0004	0,0004
H <sub>2</sub> O	0,0014	0,0076	0,0002	0,0002	0,0002
q <sub>gass</sub> kg/h	23.150	23.150	0	0	0
q <sub>olje</sub> kg/h	306.800	0	306.800	306.800	306.800
p [bara]	2,0	2,0	2,0	12,0	11,5
T [C]	63,6	63,6	63,6	64,0	30,0
α [-]	0,1708	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1-α [-]	0,8292	0,0000	1,0000	1,0000	1,0000
M [kmol/kg]	-	45,65	124,6	124,6	124,6
ρ [kg/m <sup>3</sup> ]	-	3,339	679,5	680,9	709,1
z [-]	-	0,9767	-	-	-

$C_p$ [kJ/kg.C]	2,253	1,891	2,280	2,279	2,116
$C_v$ [kJ/kg.C]	2,238	1,692	2,213	1,972	1,825
$\mu$ [mPa.s]	-	0,0100	0,4351	0,4341	0,6351
$h$ [kJ/kg]	-2104	-2561	-2069	-2067	-2142
Osv.	-	-	-	-	-

Tabell 3.1.5 – Masse- og energibalanse for kjøler, dråpeutskiller og kompressor.

	32	36	37	38
Metan	0,2211	0,2211	0,2280	0,2280
Etan	0,1470	0,1470	0,1514	0,1514
Propan	0,2003	0,2003	0,2057	0,2057
i-Butan	0,2104	0,2104	0,2145	0,2145
n-Butan	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
i-Pentan	0,1196	0,1196	0,1184	0,1184
n-Pentan	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-Heksan	0,0374	0,0374	0,0327	0,0327
n-Heptan	0,0208	0,0208	0,0138	0,0138
n-Oktan	0,0085	0,0085	0,0033	0,0033
n-Nonan	0,0025	0,0025	0,0004	0,0004
n-Dekan	0,0009	0,0009	0,0001	0,0001
n-C11	0,0003	0,0003	0,0000	0,0000
n-C12	0,0006	0,0006	0,0000	0,0000
N <sub>2</sub>	0,0015	0,0015	0,0016	0,0016
CO <sub>2</sub>	0,0214	0,0214	0,0221	0,0221
H <sub>2</sub> O	0,0076	0,0076	0,0079	0,0079
q <sub>gass</sub> kg/h	23.150	21.680	21.680	21.680
q <sub>olje</sub> kg/h	0	1470	0	0
p [bara]	2,0	1,5	1,5	18,0
T [C]	63,57	30,0	30,0	145,0
α [-]	1,0000	0,9693	1,0000	1,0000
1-α [-]	0,0000	0,0307	0,0000	0,0000
M [kmol/kg]	45,65	-	44,10	44,10
ρ [kg/m <sup>3</sup> ]	3,339	2,865	2,684	25,45
z [-]	0,9767	-	0,9781	0,8973
C <sub>p</sub> [kJ/kg.C]	1,891	81,07	1,749	2,336
C <sub>v</sub> [kJ/kg.C]	1,692	1,585	1,545	2,038
μ [mPa.s]	0,0100	-	0,0091	0,0134
h [kJ/kg]	-2561	-2643	-2669	-2465
Osv.	-	-	-	-

Flytediagrammer har informasjon om størrelse av hovedutstyr. Størrelsen av separator V-301 kan estimeres ved å anta oppholdstid på ett minutt til gassfasen; dette fordi oljen er lettolje. Gassrate på 23.150 [kg/h] er lik 1,93 [m<sup>3</sup>/s] som gir volum på 116 [m<sup>3</sup>]. Vi antar vanligvis at separatorene er halvfulle av væskefase. Gassvolumet må derfor dobles for å finne diameteren. En gass-væske separator med slankhetsfaktor på L/d=5 vil ha en diameter på 3,89 [m] og lengde på 19,45 [m], eller om lag 4 [m] og 20 [m].