



Kjetil Alsvik/Statoil

Forfattere:

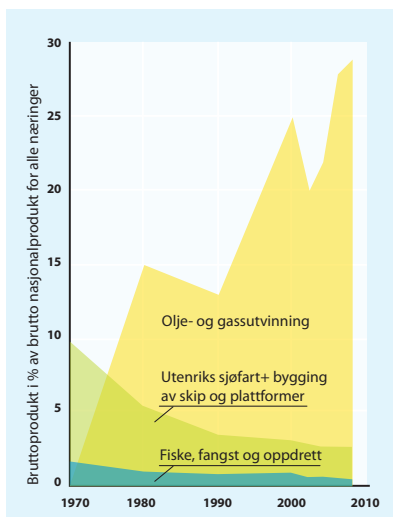
Carl Martin Larsen, Torgeir Moan, Jonas Odland

# Olje- og gassutvinning til havs

### Innhold

Innledning.....	2
Hvordan ble olje og gass dannet?.....	4
Hvordan finner vi olje og gass?.....	6
Fra reservoar til marked.....	8
Fasene i et felts levetid.....	10
Hvordan hentes olje og gass opp fra reservoarene?	
Bunnfaste produksjonsplattformer.....	12
Skip og flytende plattformer.....	14
Undervannsteknologi.....	18
Hvordan transporteres olje og gass til land?.....	20
Hvordan plasseres og sammenkobles utstyr på havbunnen?	
Slepeoperasjoner. Installasjoner. Løfteoperasjoner.....	24
Ubemannede undervannsfartøy.....	26
Forsyningsoperasjoner. Logistikk.....	28
Eksempler på utbygging av petroleumsfelt	
Ekofisk - det første oljefeltet.....	30
Statfjord - kronjuvelen i Nordsjøen.....	32
Rørledninger og ilandføringer.....	33
Norge blir storleverandør av gass.....	34
Det første oljefeltet med flytende produksjonsanlegg....	36
Sikkerhet i olje- og gassutvinningen.....	38
Miljøutfordringer i olje- og gassutvinningen.....	41
Hva har hatt betydning for utviklingen?.....	44
Litteratur.....	48

**Petroleumsvirksomheten har hatt enorm betydning for den økonomiske veksten i Norge og finansieringa av det norske velferdssamfunnet. Gjennom 40 år har næringa skapt verdier for godt over 7000 milliarder kroner, målt i dagens pengeverdi. I 2008 stod petroleumssektoren for 26 prosent av verdiskapingen i landet. Verdiskapingen i petroleumsnæringa er tre ganger høyere enn i landindustrien, og rundt 23 ganger den samlede verdiskapingen i primærnæringene. Og vi skal merke oss: All denne verdiskapingen knyttes til havromsteknologier.**



### **Fra skipsfart til offshore**

På mange måter kom oljevirksomheten til å overta mye av skipsfartens tradisjonelle betydning i det norske samfunnet. Det skjedde først og fremst ved at oljeeksporten ga inntekter og et handelsoverskudd atskillig større enn det skipsfarten hadde kunnet gi.

## **Begynnelsen på offshore industrien**

Før annen verdenskrig var offshore oljeaktiviteter begrenset til grunne farvann i Venezuela og Louisiana i USA. I 1947 ble det imidlertid boret en brønn fra en fast plattform langt fra land i Mexico golfen. Dette regnes som starten for den moderne offshore industrien. I 1959 ble det stor gassfeltet Groningen funnet på land i Nederland. Størrelsen ble ikke virkelig forstått før 1963. Geologene mente at tilsvarende funn kunne gjøres i sørlige del av Nordsjøen, og det var viktig for landene rundt Nordsjøen å få på plass et regelverk for virksomheten.

Norges statshøyhet over norsk kontinentalsokkel for utforskning og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster ble proklamert i 1963. Det ble slått fast at Staten var grunneier. Bare Kongen kunne gi tillatelse til leting og utvinning. I mars 1965 ble det inngått avtale om deling av kontinentalsokkelen etter midtlinjeprinsippet mellom Norge og Storbritannia. Samme år ble det inngått en tilsvarende avtale mellom Norge og Danmark. Det ble utformet et juridisk regelverk for oljeutvinning.

## **Første letebrønn på norsk sokkel**

Første konsesjonsrunde på norsk sokkel ble utlyst i 1965 og samme år tildelte regjeringen 22 utvinningstillatelser for 78 blokker til oljeselskaper eller grupper av selskaper. Esso var det første oljeselskapet som begynte å bore etter olje utenfor kysten av Norge. Det halvt nedsenkbare borefartøyet "Ocean Traveler" ble slept fra New Orleans til Norge. Fartøyet begynte å bore i juli 1966. Boringen skjedde på blokk 8/3, ca. 180 km sørvest for Stavanger. I løpet av 84 dager ble det boret ned til en dybde av 3015 meter, men det ble ikke funnet spor av olje og gass. Prøvene som ble tatt underveis, viste imidlertid at det fantes den type geologiske sedimentene som geologene var på jakt etter.

Våren 1968 gjorde Phillips Petroleum et gassfunn, men videre boring viste at Cod-funnet ikke var stort nok til lønnsom produksjon. Ingen fant olje det neste året heller. Sommeren 1969 begynte oljeselskapene å gi opp. Shell og Elf var i ferd med å trekke seg fra videre oljeleting i Norge. Phillips Petroleum hadde lyst til å gjøre det samme. Phillips Petroleum måtte uansett betale dyr leie for borefartøyet "Ocean Viking". Det ble derfor bestemt å bore en siste brønn på blokk 2/4. Boringen startet i august 1969.

Etter flere tekniske problemer, inklusive fare for ukontrollert utblåsing og evakuering på grunn av dårlig vær, kom boringen i gang igjen. Etter flere mislykkede boringer utover høsten var man i ferd med å utsette hele prosjektet inntil videre.



# Olje- og gassutvinning til havs

## Det norske oljeeventyret begynner

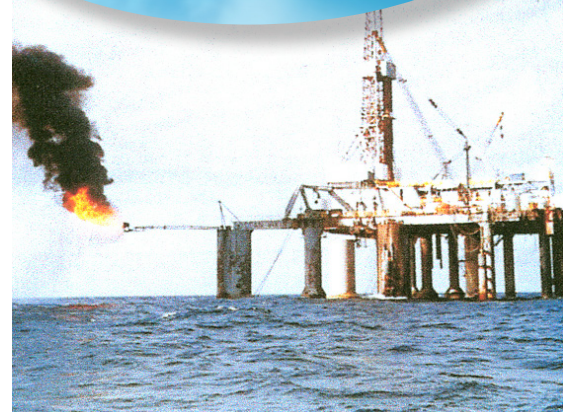
Sitat fra Karsten Alnes: Historien om Norge: "Rett før jul i 1969 begynte det likevel å sive noen greier ut fra flammebommen på "Ocean Viking". Karene holdt pusten. De gransket gasskyen som hvislet ut av munningen 15 meter over sjøen. Det kunne vel ikke være? Spenningen sitret. Alt arbeid stanset opp. Dette måtte de teste. Einar Grønlie Olsen tok et kosteskaft, bandt en vaskefille rundt skaftet, dyppet den i bensin, tente på og begynte å åle seg utover flammebommen med kosteskaftet i hånden. De var knyst på dekk. Der var han ute, stakk den brennende filla inn i gasskyen, og der! Gassen brølte, flammen sprutet opp, eksplosjonen blåste ham nesten på sjøen. Han tviholdt i røret, men hadde tent flammen på Norges første oljefunn! Skjelvende krøp han tilbake til plattformen. Der stod karene og lo. Det ble ingen champagne, ingen skjønnte at de hadde skutt gullfuglen."

Men da brønnen ble forlatt lille julaften i 1969 visste mange at det var gjort et stort oljefunn, som senere fikk navnet Ekofisk.

## Enorme nettoinntekter for staten

Skatt fra oljeselskapene og direkte eierskap sikrer staten en stor del av verdiene som petroleumsvirksomheten skaper. Gjennom mer enn 35 års produksjon har virksomheten gitt staten 3750 milliarder kroner i nettoinntekter, målt i dagens pengeverdi. Statens kontantstrøm blir overført til et eige fond, Statens pensjonsfond – Utland. I 2004 passerte fondet 1000 milliarder kroner og ved utgangen av 2008 var verdien av fondet 2275 milliarder kroner.

Vi har nå produsert omlag 38 prosent av det en regner med er de samlede ressursene på norsk sokkel. De gjenværende ressursene utgjør et stort potensial for verdiskaping også i mange tiår fremover.



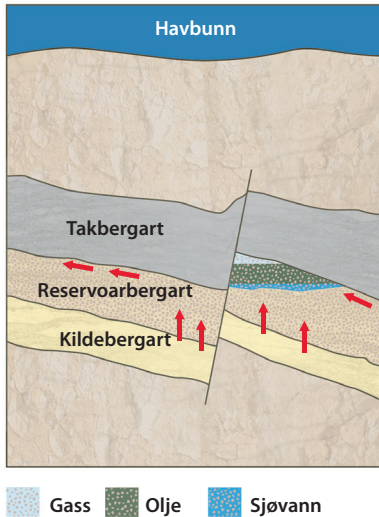
*Boreplattformen Ocean Viking fant olje på Ekofisk i Nordsjøen i desember 1969. Ocean Viking var også den første norskbyde plattformen.*

## MÅL

Etter å ha studert dette kapitlet skal du:

- Ha fått innblikk i de viktigste historiske trekk fra utbyggingen på norsk kontinentalsokkel og oversikt over hvilke nøkkelteknologier som har vært av betydning for utviklingen
- Kjenne til hvordan leteoperasjoner etter olje og gass foregår til havs
- Ha fått oversikt over hvordan produksjon/utvinning av olje og gass foregår på et felt
- Kjenne til hvordan olje og gass transporteres til land fra et felt
- Kjenne til de viktigste marine operasjoner som er nødvendige for utbygging og drift av et felt
- Kunne beskrive typiske forsyningsoperasjoner til et felt
- Ha fått innsikt i framtidig utvikling av olje- og gassutvinningen

# Hvordan ble olje og gass dannet?



## Dannelse av et petroleumfelt

*Forutsetninger: Riktig kombinasjon av bergarter, migrasjonsveier og oppsamlingsfelle. Denne typen felle kaller vi forkastningsfelle. Det kan også forekomme andre typer feller. Noen ganger er det primært olje som samles opp, andre ganger kan forekomsten bestå av olje med gass på toppen eller stort sett bare gass. Som regel er det sjøvann på bunnen.*

## Omdannelse av dødt, organisk materiale til hydrokarboner

På jordas overflate, spesielt i havområdene, har det gjennom millioner av år blitt dannet store mengder organisk materiale. Det meste av dette materialet ble brutt ned, men deler av det ble begravd sammen med slam og leire. I enkelte havområder hvor det er lite tilførsel av oksygen, kan større mengder organisk materiale bli bevart. Som det framgår av side 9-8, består dette materialet i hovedsak av hydrokarboner, det vil si kjemiske forbindelser mellom grunnstoffene hydrogen og karbon.

Slik organisk rik leirstein kalles *kildebergart*. Når kildebergarten blir begravd, øker temperaturen samtidig som trykket øker. Denne prosessen fører til at det blir dannet olje og gass, som blir presset ut av leirsteinen og inn i nærliggende *reservoarbergarter*, hvor den erstatter det vannet som var der fra avsetningen.

Som samlenavn for olje og gass bruker vi gjerne ordet **petroleum**.

## Migrasjon

Hydrokarbonenes vandring fra kildebergarten til reservoarbergarten kalles *migrasjon*. Dette er en langsom prosess som utspiller seg over flere millioner år - flere tusen meter under overflaten, og det er derfor umulig å studere den inngående. Men fordi vi har et godt bilde av både sluttproduktet og dets opprinnelse, er vi i dag i stand til å kunne gi et godt bilde av migrasjonsprosessen fra kildebergartene frem til reservoarbergartene.

**Hydrokarbonene samles under de ugjennomtrengelige bergartene.** Hydrokarboner, som er lettere enn vann, tenderer til å strømme oppover i berglagene. For at de skal holde seg i et *reservoar*, er en avhengig av at reservoaret er forseglet av en spesiell type bergart. En slik bergart kaller vi forseglingsbergart eller *takbergart*. Denne fungerer som en *hydrokarbonfelle* forutsatt for at den opptrer sammen med riktig geometri.

**Reservoarbergarten må være både gjennomtrengelig og porøs.** Sandstein avsatt på forskjellige måter, eller kalk og dolomitt fra revdannelse, er gode *reservoarbergarter*. Hydrokarbonene vil trenge inn og fortrenge vanninnholdet, som man finner i porene fra avsetningen. Gjennomtrengningen måles i *permeabilitet*, mens den potensielle plassen som er til rådighet i en bergart måles i *porøsitet* (mellomrom mellom kornene). Permeabilitet og porøsitet er dermed de to kritiske faktorene for en reservoarbergart.



## Når er det muligheter for funn?

For at vi skal kunne finne petroleum innenfor et bestemt område, er det altså flere geologiske faktorer som må opptre samtidig:

- det må finnes en *reservoarbergart* hvor petroleum kan oppbevares
- det må finnes en *felle*, slik at petroleum holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret
- det må finnes en *kildebergart* som inneholder organisk materiale som ved tilstrekkelig temperatur og trykk er omdannet til petroleum
- det må finnes en *migrasjonsvei*, slik at petroleum kan bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten

## Forekomster av olje og gass på norsk kontinentalsokkel

Kartet nedenfor viser hvor det hittil er funnet petroleumforekomster på norsk kontinentalsokkel. Ikke alle områder er foreløpig blitt undersøkt og det finnes derfor stadig nye felt. Særlig er da områdene i nord interessante.

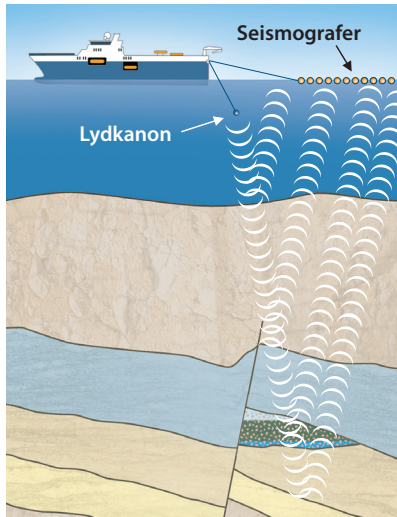


### Noen av petroleumfeltene i den norske økonomiske sonen i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet

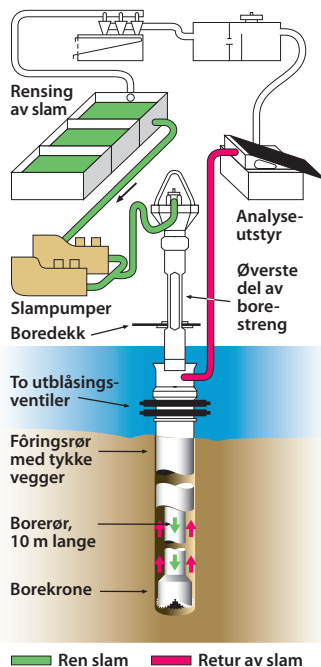
Kystnasjonene i verden har full økonomisk kontroll over alle økonomiske ressurser som ligger inntil 200 nautiske mil fra nasjonenes landområder. Hvis denne regelen gir overlapping med andre lands økonomiske soner, legges et nærmere definert midtlinje-prinsipp til grunn. For Norge gir dette en økonomisk sone som er vist på kartet. Vi ser at denne sonen er mange ganger større enn de norske landområdene, og hvis den regnes sammen med landarealene blir Norge et av de største landene i Europa. Den såkalte kontinentalsokkelen strekker seg noen steder utenfor den økonomiske sonen. Denne kalles da utvidet kontinentalsokkel. Her har en kystnasjon full økonomisk kontroll over ressurser som ligger på eller under havbunnen inntil 350 n. mil fra landområdene. Dette gjør den avtalen som ble inngått med Russland i 2010 om delelinjen i Barentshavet meget viktig. Det antas nemlig at det er store petroleumforekomster i disse nordområdene. Et eksempel er det russiske Shtokmanfeltet, som er verdens største gassfelt (ennå ikke utbygget).

Petroleumfeltene i Norges økonomiske sone omfatter:  
 64 felt i produksjon  
 9 felt som er under utbygging  
 12 felt hvor produksjonen er avsluttet

# Hvordan finner vi olje og gass?



**Seismiske undersøkelser**  
 Slike undersøkelser gjør det mulig for geofysikere å danne seg et godt bilde av hvordan de forskjellige bergartlagene ligger og mulighetene for forkastninger.



**Sirkulasjon av boreslam**  
 Analyse av boreslammet gir viktig løpende informasjon under boringen. Boreslammet har også andre funksjoner. Det har en tetthet som gjør at trykket i olje- eller gassreservoaret utbalanseres. Videre avkjøler det borekrona og fjerner "avsetninger" på denne.

Foran er nevnt fire geologiske forutsetninger for at olje og gass skal ha blitt samlet opp i et område. Hvordan finner vi så ut om disse forutsetningene er til stede, kanskje 2-4 km under havbunnen?

## Geologiske undersøkelser

Innledende trinn er en geologisk kartlegging av området, utført av geofysikere. Det blir da blant annet foretatt meget nøyaktige målinger av variasjoner av tyngdekraften og det jordmagnetiske feltet på stedet. Hvis resultatene synes interessante, er neste trinn seismiske undersøkelser.

## Seismiske undersøkelser

**Baseres på ekko.** Figuren til venstre viser et seismikkskip som brukes til slike undersøkelser. Fra en neddykket kilde som skipet sleper med seg i vannet, "skytes" det ut kraftige lydbølger med visse mellomrom. Disse forplanter seg nedover til havbunnen og videre inn i grunnen. Når bølgene går fra en bergart til en annen, oppstår det forandringer i forplantningshastigheten. Samtidig vil noe av lydbølgene reflekteres tilbake som et ekko fra overgangen til den nye bergarten. Ekkoet forplanter seg tilbake til overflaten. Til slutt fanges alle de reflekterte bølgene opp av seismografiske instrumenter som skipet sleper med seg i lange kabler. Vi skjønner at lydbølgene oppfører seg omtrent som det vi lar lært i fysikken om brytning og refleksjon av lysbølger.

## Tunge beregninger krever bruk av avanserte datamaskiner.

Signalene fra de seismografiske instrumentene sendes videre til seismikkskipet, hvor de behandles av datamaskiner om bord. Disse gir de første, foreløpige bildene av formasjonene av bergarter nedover under havbunnen. Signalene blir også gjenstand for meget tunge beregninger i datamaskiner på land. Sluttresultatet av undersøkelsene blir bilder med full oversikt over hvilke typer bergarter som finnes under havbunnen og hvilke formasjoner disse danner. Hvis det viser seg at alle de geologiske forutsetningene er oppfylt, stiger optimismen.

**Til "syvende og sist" må det foretas boring av hull.** Ennå vet man imidlertid ikke om det virkelig er petroleum til stede. Det kan bare påvises ved hjelp av boring av hull ned til reservoaret.

## Leteboring

**Boreslamanalyser gir viktig, løpende informasjon.** Figuren til venstre og på neste side viser hvordan leteboring i prinsippet foregår. En borekrone i enden av et roterende rør (borestrengen), som stadig skjøtes på under boringen, "graver" seg nedover gjennom bergartene. Borematerialet transporteres bort ved hjelp av boreslam som strømmer gjennom borestrengen og borekrona som vist i figuren til venstre. Ved å analysere boreslammet, som inneholder borematerialet, kan man finne ut hvilken type bergart som borekrona til ethvert tidspunkt befinner seg i, og spesielt om det finnes petroleum i bergarten.



**Hvordan hindres utblåsing?** Ukontrollert eller fri utblåsing er et av de største skrekks scenariene i oljevirkksomheten. Vi har på side 10-28 beskrevet den såkalte Bravoutblåsingen på Ekofiskfeltet i 1977. I 2010 skjedde en enda alvorligere utblåsing i Mexico-golfen.

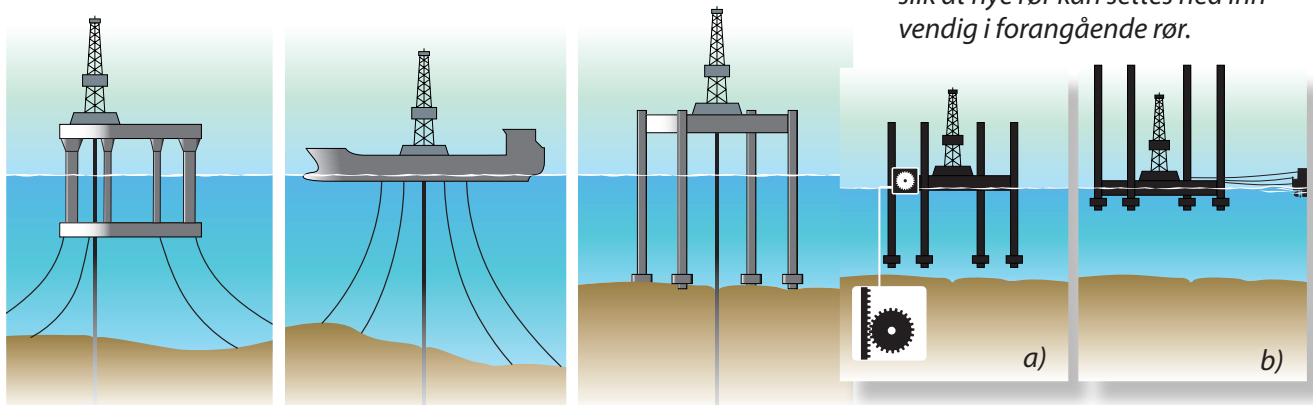
*Oljen eller gassen i reservoaret kan ha meget høye trykk.* Når boreprosessen har kommet så langt at reservoaret er blitt åpnet, vil en lekkasje eller brudd i for eksempel stigerøret mellom havbunnen og boretårnet kunne få katastrofale følger. For å hindre dette plasseres det en sikkerhetsventil på toppen av brønnhodet. Denne kalles Blow-Out Preventer (BOP, på norsk: utblåsingsventil). Den kan stenge strømmingen i stigerøret ved å "skjære av" borerøret og samtidig stenge rommet mellom borerøret og det utvendige hovedrøret. Av sikkerhetsmessige grunner plasseres ofte to slike utblåsingsventiler over hverandre, som det framgår av figur på venstre side. Dersom det skjer uhell som krever aktivering av en utblåsingsventil, prøves den øverste først. Dersom denne ikke fungerer som forutsatt, aktiveres den nedre ventilen. I produksjonsfasen plasseres det også ventiler nede i røret (nærmere reservoaret). En slik ventil kalles Down Hole Safety Valve (DHSV).

**Horisontalboring.** Vi har i forbindelse med beskrivelsen av Trollfeltet (side 9-30) og omtalen av viktige teknologiske faktorer (side 9-38) påpekt betydningen av horisontalboring. Det er altså mulig å foreta boringer i alle retninger. Dette gjelder også under en leteboring.

## Boreplattformer og boreskip.

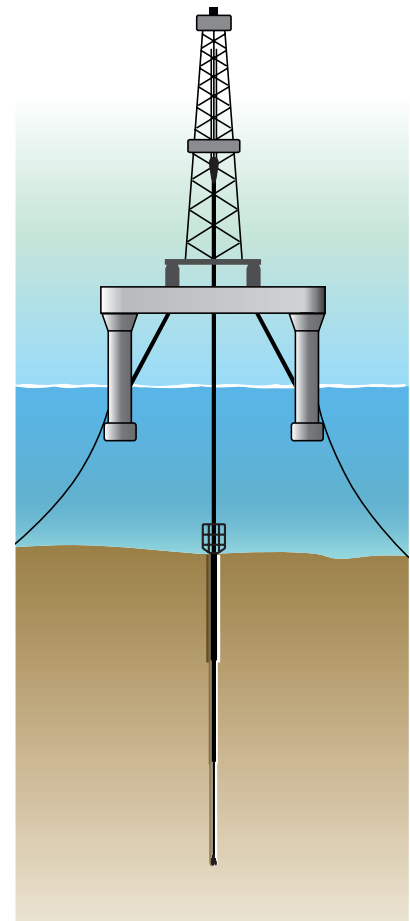
**Leteboring er enormt kostbart.** Som base for boreoperasjonen har man til havs tre forskjellige muligheter, se figur nedenfor. På grunt vann skjer boreoperasjonen fra en plattform som hviler på havbunnen, mens flytende plattformer eller skip benyttes på dypere vann. Da det kan koste 800 mill kr og ta 1-3 måneder å bore en undersøkelsesbrønn, er det grenser for hvor mange brønner som kan bores for å undersøke om et felt har en drivverdig forekomst av olje eller gass.

**Basen for boreoperasjonen må derfor være enkel å flytte.** Dette er selvsagt tilfelle for boreskip og halvt nedsenkbare plattformer (når ankersystemet er tatt opp). De oppjekkbare plattformene er derimot mer kompliserte å flytte på. Disse er understøttet av søyler (bein) som står på havbunnen når det utføres bore- eller andre operasjoner om bord, se figur. Flytting av slike plattformer er beskrevet i figuren.



### Flyttbare anlegg for leteboring

Boreskipet og den halvt nedsenkbare plattformen er enkle å flytte. Ved flytting av den oppjekkbare plattformen senkes først dekket inntil plattformen blir flytende p.g.a. tilleggs oppdriften fra dette (figur a). Deretter heves beina slik figur b viser og plattformen kan slepes til neste borehull.



### Boring etter petroleum.

*Etter hvert som man borer seg nedover, må borehullet sikres mot at veggene raser inn eller at boreslammet forsvinner inn i bergformasjonen. Heller ikke må gass/olje-strøm finne veien inn i slammene og dermed forårsake utblåsing. Derfor settes det løpende inn foringsrør som vist. Disse rørene har avtakende diameter, slik at nye rør kan settes ned innvendig i forangående rør.*

# Fra reservoar til marked

## Litt kjemi og termofysikk om hydrokarboner og deres gass- og væskefaser

### Oppbygging av hydrokarboner

De forskjellige grunnstoffenes atomer er bygget opp med like mange elektroner som det er protoner i kjernene. Elektronene holder seg i bestemte skall når de sirkulerer rundt kjernen. De to innerste skallene har plass til 2 og 8 elektroner. De seks elektronene i C-atomet er plassert som vist i figur nedenfor. Tunge grunnstoffer trenger opp til syv skall til sine elektroner

Alle atomer vil helst ha åtte elektroner i sitt ytterste skall. C-atomet forsøker å ordne dette ved å forbinde seg med andre stoffer og ta til seg elektroner fra disse. Det viser seg nemlig at atomer har evne til å bruke to og to elektroner i fellesskap. Binding mellom atomer til et molekyl ved felles bruk av elektronpar kalles **elektronparbinding**.

Det framgår av det som er sagt ovenfor at C-atomer trenger fire elektronparbindinger med andre atomer for å fylle opp sine ytterste skall. Oftest er det da enklest å binde seg til hydrogenatomer eller andre karbonatomer. Dermed dannes molekyltyper som vi kaller hydrokarboner (H-C-molekyler). Disse kan forekomme med et **enormt stort antall ulike kombinasjoner** av elektronparbindingene både når det gjelder struktur og størrelser. Noen eksempler er vist til høyre.



### Dannelse av gasser og væsker.

Hydrokarbonenes kokepunkter øker med molekylstørrelsen. De som har de minste molekylene (1-4 karbonatomer) har meget lave kokepunkter (se tabell). Disse opptrer derfor i **gassform** ved vanlige trykk og temperaturer. Hydrokarboner med 5 eller flere C-atomer danner **væsker**. Disse

## Gassprodukter og oljeprodukter

**Hydrokarboner** er kjemiske forbindelser mellom hydrogen og karbon. Det enkleste hydrokarbonet er gassen *metan* som har den kjemiske formelen CH<sub>4</sub>. Deretter kommer etan, propan og butan, se figur. Hydrokarboner med flere enn fire karbonatomer er i væskeform og er mer tykflytende jo større antall karbonatomer det består av.

**Petroleum** er betegnelsen på en kompleks blanding av *hydrokarboner* som er naturlig til stede i bestemte bergarter. Petroleum kan forekomme som gass (naturgass), væske (råolje) eller fast stoff, og ofte er hydrokarbonene blandet eller forurenset med andre stoff som svovel og nitrogen. Det er også store variasjoner i tetthet, viskositet, farge og lukt.

Hydrogen- og karbonatomer	Kjemisk symbol/atommasse		H/1u	C/12u
	Antall elektroner (1 og 6) og plassering i skall			
Gassformede hydrokarbonmolekyler	Navn	Formel	Kokepunkt <sup>3)</sup>	Tetthet <sup>3)</sup>
	Metan	CH <sub>4</sub>	-162 °C	0,72 kg/m <sup>3</sup>
	Etan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-89 °C	1,36 kg/m <sup>3</sup>
	Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-42 °C	
Væskeformede hydrokarbonmolekyler	Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0 °C	2,67 kg/m <sup>3</sup>
	Syklopentan og heksen (eksempler på molekyltyper i bensin)	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	30 °C	0,71 kg/dm <sup>3</sup>
		C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	60 °C	0,73 kg/dm <sup>3</sup>

1) Som vist, kan C-atomer danne ringer i stedet for kjeder. De kan også ha grener på kjedene (ikke vist). 2) Videre kan det opptre varianter med både dobbeltbindinger (se figur) og tredobbelte bindinger. 3) Gjelder ved atmosfæretrykk (og 0 °C).

kan grupperes etter antall C-atomer og har da ulike anvendelsesområder, som vist nederst til høyre i figur på neste side.

Væskene har generelt høyere kokepunkt, større tetthet og seighet jo flere C-atomer de er bygget opp med. Kokepunkter (fordampningstemp.) for to av de letteste hydrokarbonvæskene er gitt i tabellen ovenfor. Kokepunktene gjelder ved atmosfæretrykk og øker når trykket øker. Om et hydrokarbon med få C-atomer (2-8) vil eksistere i gass- eller væskeform i et reservoar, bestemmes altså av både trykk- og temperaturforholdene. Det er godt mulig at forholdene i

et gassreservoar er slik at hydrokarboner med 5-8 C-atomer eksisterer i gassform, men kondenserer til væske (kondensat) under senere prosessering av brønnstrømmen, se figur side 10-20. De er også mulig at et oljereservoar inneholder hydrokarboner med 3-4 C-atomer i væskeform (NGL) og at disse under senere prosessering fordampes til gasser (assosiert gass), som vist i den samme figur.

**Oljeekvivalenter.** Den totale mengden av petroleum måles gjerne i oljeekvivalenter. Da skal gassvolumene omregnes til væskevolum basert på energiequivallens, se oppg. 10.3.



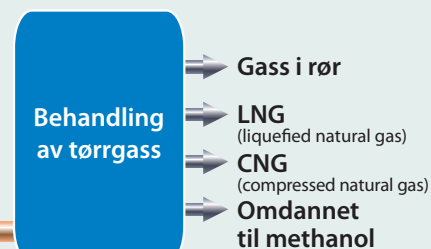
Petroleum finnes som nevnt i spesielle reservoarbergarter. Disse kan ligge dypt under overflaten. På norsk sokkel er størsteparten av petroleumssressursene funnet mellom 1500 og 4500 meter under havflaten. På så store dyp må vi forvente både høye trykk og høye temperaturer. For å gi en indikasjon på tilstanden antar vi gjerne at trykket tilsvarer hydrostatisk trykk pluss et overtrykk. Temperaturen stiger lineært med ca 4 °C pr hundre meter. Hvis vi har et reservoar 2500 meter under havbunnen og havbunnen ligger 250 meter under havflaten, kan det forventes et reservoartrykk på ca 300 bar og en temperatur på ca 100°C.

**Olje- og gassreservoar.** Hvis vi har funnet petroleum som er i væskeform i reservoaret, snakker vi om et *oljereservoar*, og hvis den er i gassform, snakker vi om et *gassreservoar*. Når hydrokarbonene produseres og kommer til overflaten, reduseres trykket, og vi får en naturlig separasjon. Ved produksjon fra et oljereservoar vil de letteste hydrokarbonene skilles ut og gå over i gassform (assosiert gass), mens de tyngre hydrokarbonene forblir i væskeform (råolje). Ved produksjon fra et gassreservoar vil de tyngste hydrokarbonene skilles ut og gå over i væskeform (kondensat), mens de letteste hydrokarbonene forblir i gassform. Kondensat kan betraktes som en lett olje. Dette betyr at ved all produksjon ender vi opp med et *oljeprodukt* og et *gassprodukt*. Mengden av olje i forhold til gass og sammensetningen av oljen og gassen varierer fra reservoar til reservoar. Det finnes ikke to reservoar som er helt like.

De tyngre komponentene som skilles ut omtales som *kondensat* og *NGL* (natural gas liquids). NGL består av komponenter som er i gassform ved atmosfæriske betingelser, men som kan gjøres flytende ved å øke trykket eller redusere temperaturen. Blandingen som utgjør NGL går gjennom et fraksjoneringsanlegg hvor de enkelte komponentene separeres og selges i flytende form som etan, propan og butan. Dette er verdifulle produkter med flere anvendelsesområder.

## Salgsprodukter

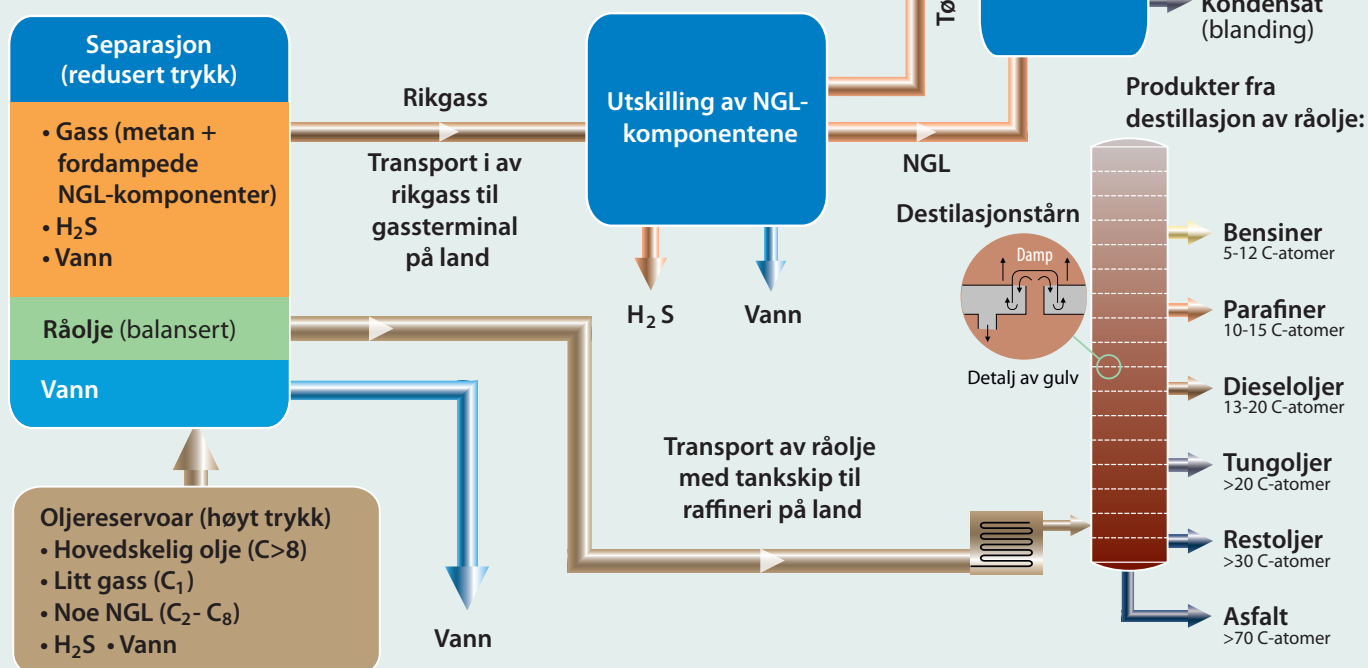
**Tørrgass**  
(metan og litt etan)  
leveres i disse formene:



**Tunge gasser**  
(etan, propan og butan)  
leveres i væskeform:



*Skjematisk oversikt over prosesser som hydrokarbonene gjennomgår på sin vei fra et oljereservoar til salgbare produkter. Se også side 10-20*



# Fasene i et felts levetid

## Konsesjonsrunder og lisenser

I Norge som i andre land er det staten som i utgangspunktet eier og har råderett over petroleumsforekomstene. Gjennom et system av lover og regler blir oljeselskap eller grupper av oljeselskap gitt tillatelse til å lete etter, og eventuelt utvinne petroleum på avgrensede områder. I Norge skjer dette gjennom *konsesjonsrunder* hvor definerte områder (blokker) lyses ut.

## Letefasen

Umiddelbart etter lisensdeling vil *rettighetshaverne* begynne å legge planer for videre kartlegging og leting. Rettighetshaverne er en gruppe oljeselskap som hver har sin andel i lisensen. Både kostnader og eventuelle inntekter fordeles i henhold til denne andelen. Et av selskapene har fått tildelt rollen som *operatør*, og er ansvarlig for utførelsen av arbeidet.

Selv om alle forutsetninger for petroleum er til stede, er det kun ved boring at petroleum kan påvises. Det er mange usikkerheter, og når det letes i nye ukjente områder er ofte sannsynligheten for å finne petroleum mindre enn 20 prosent. Siden en *letebrønn* kan koste mange hundre millioner kroner må boremålet vurderes nøye.

Hvis boringen er vellykket, er det gjort et funn. Neste steg er å finne ut om funnet er drivverdig. Hvis boringen er mislykket (tørr brønn), må det legges nye planer.

## Planleggingsfasen

*Funnbrønnen* gir alltid mye viktig informasjon, men ikke nødvendigvis så mye informasjon at det er mulig å starte utbyggingsplanleggingen. For å komme videre kan det være nødvendig å bore en eller flere *avgrensingsbrønner*. Det er særlig viktig å få en god forståelse av reservoaregenskaper, fluidegenskaper, utvinnbare mengder og hvor produksjons- og eventuelt injeksjonsbrønner bør plasseres.

Når rettighetshaverne har forsikret seg om at det i alle fall finnes en farbar vei mot utbygging, fokuseres det på å finne fram til *den beste utbyggingsløsningen*. Noen ganger kan svaret være opplagt, men andre ganger kan det være forskjellige oppfatninger om dette. I utgangspunktet ønsker alle rettighetshaverne en utbygging som gir mest mulig verdiskaping.

Det er operatørens ansvar å finne fram til en løsning som alle kan enes om, og til slutt blir det gjort et konseptvalg. *Konseptet* er en helhetlig og overordnet beskrivelse av reservoar, brønner, produksjonsanlegg og eksportsystem. Det valgte konseptet blir videre utviklet og dokumentert. Når rettighetshaverne føler seg tilstrekkelig trygge på det valgte konseptet, er de klare for å fatte en beslutning om å gjennomføre prosjektet. Operatøren utarbeider da et dokument som kalles



Plan for utbygging og drift (PUD). Dokumentet oversendes myndighetene ved Olje- og energi departementet. Sammen med konsekvensutredninger og eventuelle høringsuttalelser danner dette dokument grunnlaget for myndighetenes godkjenning. Plan for utbygging og drift er et omfattende dokument som omhandler ressursutnyttelse, produksjonsanlegg, kostnader og kommersielle forhold. Når planen er godkjent av myndighetene, vil alle fremtidige disposisjoner bli vurdert i forhold til det som er beskrevet. Hvis det er behov for endringer, enten det gjelder ressursutnyttelse eller anlegg, kan det bli nødvendig å søke om avvik eller å oppdatere planen. Det som tidligere ble omtalt som et funn, får nå status som et felt.

## Utbyggingsfasen

Når *Plan for utbygging og drift* er godkjent, starter utbyggingen av feltet. Hovedaktivitetene er detaljprosjektering, innkjøp av utstyr og materialer, bygging, installasjon på feltet, sammenkobling, boring av brønner og klargjøring for produksjon. Utbyggingen av et mellomstort felt (400 millioner fat olje) gjennomføres på ca tre år, og kostnadene kommer på ca 30 milliarder kroner (2010). Det dreier seg altså om svært store beløp, og det legges stor vekt på prosjektstyring og kontroll. Likevel er det mange eksempler på store kostnadsoverskridelser.

## Driftsfasen

På grunn av de store kostnadene i lete – og utbyggingsfasene er det svært viktig for rettighetshaverne å komme i produksjon raskt. I opptrappingsfasen er det gjerne antall ferdigstilte brønner som begrenser produksjonen. Etter hvert som flere brønner blir tilgjengelige, er det prosessanleggets kapasitet som er den begrensende faktoren. For operatøren er det viktig at regulariteten er god, og dersom det er spesielle "flaskehals" i anlegget, forsøkes disse fjernet.

Så lenge prosessanleggets kapasitet er fullt utnyttet, har vi det som kalles *platåproduksjon*. Men etter en tid avtar produksjonen eller det produseres mer vann og mindre hydrokarboner. Dette betyr reduserte inntekter, og operatøren bruker all sin kreativitet for å holde produksjonen oppe. Det kan dreie seg om å bore nye brønner, injisere vann eller gass mer optimalt osv. En rekke slike tiltak som skal øke utvinningen går under betegnelsen IOR (improved oil recovery). I tillegg til IOR tiltak vurderes hele tiden muligheten for tilleggsproduksjon fra mindre funn i nærheten (satellittfelt).

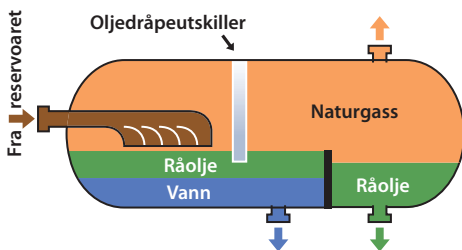
## Nedstengning og fjerning

Før eller senere kommer tidspunktet da anleggene må stenges ned. Dette kan være fordi ressursgrunnlaget i området er uttømt eller at anleggene rett og slett er for gamle. I utgangspunktet skal alle brønner plugges og feltinstallasjoner fjernes, men i praksis aksepteres det at deler blir stående igjen eller tildekkes. Dette blir en beslutning fra sak til sak, der ulempene ved at deler blir etterlatt blir vurdert. Fjerning av installasjoner krever utstrakt bruk av tunge kranfartøy, transport til land og opphogging. Kostnadene er høye.

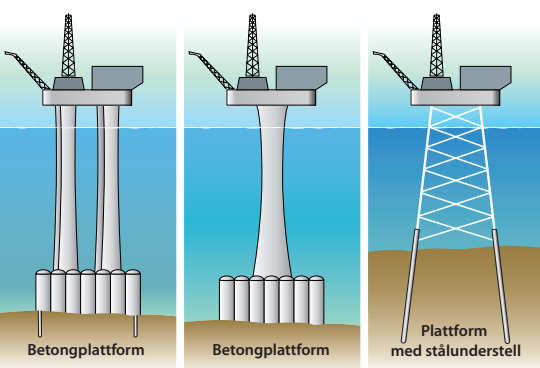
# Hvordan hentes olje og gass opp fra reservoarene? Bunnfaste produksjonsplattformer

## Drivmekanismer

Som oftest er trykket i et reservoar høyt nok til å etablere og holde en brønnstrøm opp til plattformdekket i gang på et tilfredsstillende nivå. Denne metoden kalles trykk-avlastning. For å opprettholde brønnstrømmen på sikt, må det imidlertid i en del reservoarer etableres trykk-støtte ved injeksjon av vann eller gasser (også f.eks CO<sub>2</sub>).



**Separator basert på tyngdeprinsippet.** De ulike tetthetene til gass, olje og vann gir automatisk separasjon (utskilling) av bestanddelene, forutsatt at strømnings-hastighetene ikke er for store. Undervannsproduksjon krever en noe annerledes type.



## Typer bunnfaste plattformer

Disse er enten fagverksplattformer i stål eller betongplattformer med flere bein eller bare ett bein (søyleplattform). På grunn av sin store tyngde trenger ikke betongplattformene noen annen fundamentering enn et jevnt underlag. De kalles derfor ofte for gravitasjonsplattformer. Noen ganger støttes likevel slike plattformer som vist til venstre ovenfor.

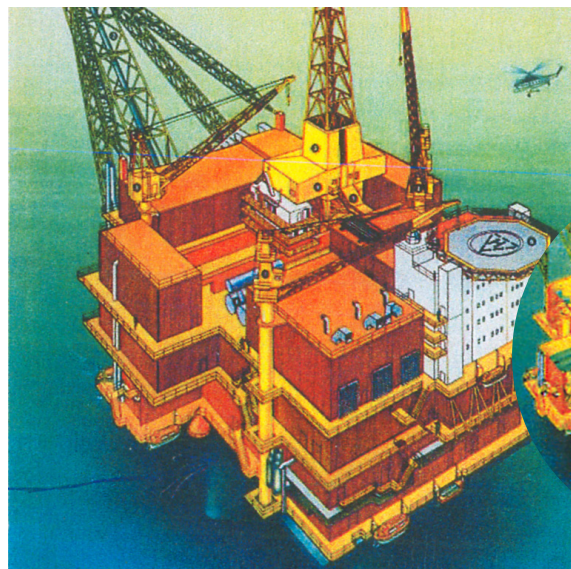
## Produksjon av olje og gass

**Valg av helhetlig konsept for utbygging av feltet.** De operasjoner som er nødvendige for å kunne hente opp olje og gass fra reservoaret, kaller vi med et samlebegrep produksjon. Som nevnt foran, må feltutbyggeren utrede hvordan produksjonen er tenkt gjennomført. Han må også bestemme seg for hvordan oljen og gassen skal transporteres vekk fra feltet. Til alt dette kreves en mengde utstyr (separatorer, pumper med elektriske motorer, anlegg for produksjon av elektrisk energi, tanker, rør, osv., osv.). Utstyret kan i prinsippet organiseres og bygges opp på tre ulike måter:

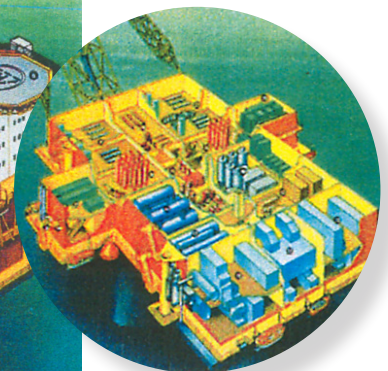
- Produksjonsanlegg med bunnfaste plattformer
- Produksjonsanlegg med flytende plattformer eller skip
- Komplette produksjonsanlegg på havbunnen

**Først må sand og vann skilles ut.** De nevnte produksjonsanleggene skal vi beskrive i det etterfølgende. En enhet, separatoren, er imidlertid helt sentral og inngår som første trinn i alle produksjonsanlegg. Vi ser derfor litt nærmere på denne med en gang. En typisk separator er vist skjematisk i figur til venstre. Når olje og gass tas opp fra reservoaret, vil det følge med både vann og sand, som må skilles ut. Dette kan enkelt gjøres ved å utnytte forskjellen i tettheter av bestanddelene, slik som det framgår av figuren.

**Oversikt over typer bunnfaste produksjonsplattformer.** Bunnfaste plattformer kan enten være stålplattformer (fagverksplattformer) eller betongplattformer (oftest kalt gravitasjonsplattformer), se figur. Betongplattformene utfores oftest med flere bein, men for små felt kan det bli tilstrekkelig med en enkeltstående søyle (søyleplattform). Bunnfaste installasjoner egner seg best for mindre havdyp, opptil ca 300 m i Nordsjøen og noe større dyp i mindre værfaste strøk. Både stål- og betongplattformer ble brukt under utbyggingen av Ekofiskfeltet, se figur side 9-28.



**Utstyr på Statfjord A-plattformen.** Plattformen er tettpakket med utstyr på flere dekk.



Nedre dekk



## Stålplattformer (fagverksplattformer)

**Billig og enkel konstruksjon.** Fordelen med fagverkskonstruksjoner er forklart i allerede i kapitlet om marine konstruksjoners styrke.

Her ble også vist hvordan disse kan styrkeberegnes, se side 5-22. De fundamenteres ved hjelp av peler som drives langt ned i bunnen (se figur til venstre og side 5-24). Fagverkskonstruksjoner for små dyp gir relativt billige løsninger. Dette gjør det mulig med bruk av flere små plattformer med broforbindelser, som vi ser på Ekofiskfeltet.

**Kan utføres som faste eller oppjekkbare.** De faste stålplattformene må transporteres i liggende tilstand på prammer som slepes ut på feltet. Her skjer den endelige installasjonen ved hjelp av store kraner, se side 9-22 om installasjon og løfteoperasjoner). Noen ganger kan det være hensiktsmessig å utføre også produksjonsplattformer som oppjekkbare, på samme måte som forklart på side 9-7 for boreplattformer. Dermed kan de slepes ut på feltet i flytende tilstand, samtidig som også installasjonen forenkles.

## Betongplattformer

Utbyggingen i Nordsjøen startet i Ekofiskområdet på forholdsvis grunt vann, 60-70 m. Da aktiviteten flyttet seg nordover, ble vandedybden større, ca 150 m. De nye feltene var store og ga behov for store plattformer, med dekkplanlegg på over 40000 tonn. Ofte var det uaktuelt med rørtransport fra feltene, slik at plattformene måtte gi muligheter også for oljelagring.

**Mange fordeler med betongplattformer.** Det ble derfor utviklet et norsk plattformkonsept basert på betong. Konseptet fikk navnet Condeep, og i forhold til de konvensjonelle stålunderstellende hadde det følgende fordeler, som var svært viktige i forhold til utfordringene:

- Plattformene kunne bygges i Norge, som hadde dype nok fjorder. Plattformene kunne så slepes ut og installeres på feltet i opprett stilling, i motsetning til faste fagverksplattformene.
- Dekkplanlegget kunne gjøres ferdig på land og kobles sammen med understellet senere, se figurtekst til høyre.
- Betongkonstruksjonen er robust, er lite utsatt for korrosjon og har lang levetid.
- Det er mulig å lagre store oljevolumer inne i selve konstruksjonen.

Plattform av Condeep-typen ble også valgt for Troll, hvor havdypet er over 300 m, selv om det her ikke var behov for oljelager. Behov for svært lang levetid var imidlertid en svært viktig faktor. Også Statfjordplattformen er av Condeep-type, se figur til høyre.

**Ulykke også med betongplattformer.** I august 1991 sank betongunderstellet til Sleipner A-plattformen, som var av Condeep-type og under bygging i Gandsfjorden ved Stavanger. Støpearbeidet med beina var ferdig og bare installasjon av dekket gjensto. Beina var derfor senket ned (fylt med vann) slik at bare toppene av disse stakk opp over vannflaten. Da den enorme konstruksjonen traff bunnen, var rystelsene så kraftige at folk som bodde ved fjorden, våknet. Årsaken var en feil beregning av krefter, samt en armeringsfeil. Dette ga for store påkjenninger i materialet og førte til brudd og ytterligere vannfylling. Plattformen, til en pris på 1,8 milliarder kroner, forsvant i dypet i løpet av noen minutter. Heldigvis medførte ikke ulykken tap av menneskeliv.



**De to mest kjente betongplattformene på norsk kontinentalsokkel.** Øverst: Statfjord A-plattformen under slep ut på feltet.

Nederst: Troll-plattformen.

Høyde: 472 m.

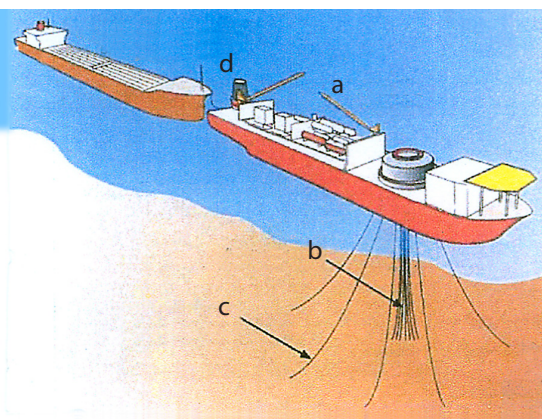
Vannndybde: 369 m.

Dette er den største konstruksjon som noen gang har blitt flyttet av mennesker. Prosjektleder for flyttingen var Anne Mürer, marin-ingeniør fra NTH. Prosjektet ble av Teknisk Ukeblad kåret som "århundredets ingeniørbragd".

Nesten hele verdens flåte av havgående slepebåter måtte hentes inn for å få tilstrekkelig slepekraft.

Fra [10.3]

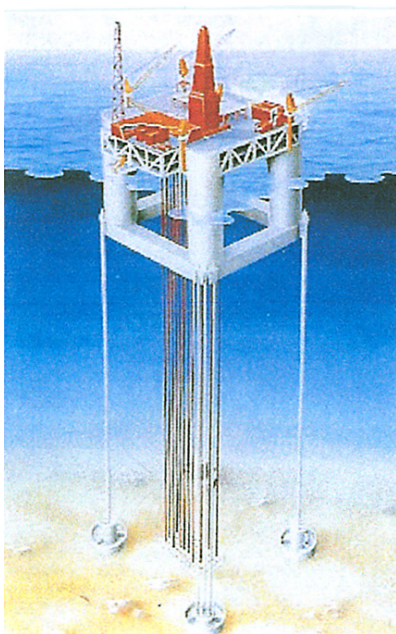
# Hvordan hentes olje og gass opp fra reservoarene? Skip og flytende plattformer



**Eksempel på flytende produksjonssystem: Produksjonsskip og tankskip for ilandføring ("skytteltankskip").** Fra [10.8].

Det er mange varianter av flytende produksjonssystem, men alle består av følgende undersystem:

- Flytende produksjonsheter (plattform eller skip)
- Dekksanlegg, a
- Skrog
- Forankringssystem, c
- Stigerørssystem, b
- Eksportsystem, d (se side 10-20)
- Brønnsystem



**Strekstagplattform**

Flytende produksjonssystemer ble først tatt i bruk på 1970 tallet. Det var antatt at slike løsninger ville være særlig interessante og konkurransedyktige for små oljefelt på dypt vann. Den videre utviklingen har vært tett knyttet opp mot utviklingen av undervannsteknologi.

**Plattform- og havbunnskomplettete brønner, "tørre" og "våte ventiltrær".** Det finnes to hovedgrupper av flytende produksjonssystemer – de med "plattformkomplettete" brønner og de med "havbunnskomplettete" brønner. En plattformkomplettet brønn kontrolleres via et "tørt ventiltre" som er plassert på toppen av brønnen (på selve plattformen), mens en havbunnskomplettet brønn kontrolleres via et "vått ventiltre" som står på havbunnen. Operasjonsmessig er det mange fordeler ved "tørre trær", men det er vanskelig, for ikke å si umulig, å få til dette på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte på plattformer som beveger seg mye i sjøen. "Tørre trær" benyttes derfor bare i forbindelse med faste plattformer, strekkstagplattformer og flytende plattformer med svært stor dypgang.

## Oversikt over flytende produksjonsheter

Flytende produksjonsheter kan være mer eller mindre spesialiserte. De viktigste funksjonene er: Produksjon/injeksjon, boring/brønnvedlikehold og lagring av olje. I tabellen nedenfor er sammenstilt hvordan disse funksjonene kan ivaretas av de ulike typer produksjonsheter som er utviklet for flytende produksjonssystemer.

Typer produksjonsheter	Produksjon	Boring	Lager	Tørre trær	Våte trær
Strekstagplattform	•	•		•	•
Dyptflytende plattform	•	•		•	•
Bøyeformet plattform	•	•	•		•
Halvt nedsenkbar plattform	•	•			•
Produksjonsskip	•		•		•

## Strekstagplattform

Verdens første strekkstagplattform ble installert på britisk sokkel i 1984. Vi har to slike plattformer på norsk sokkel, og for øvrig finnes de i Mexico-golfen, Vest Afrika og Indonesia. En strekkstagplattform omfatter deksanlegg, understell og forankringssystem bestående av vertikale, forspente stag – derav navnet. Understellet er altså forankret til havbunnen med vertikale forspente strekkstag. Hvert stag er utformet som et stålør med en diameter på mellom en halv og en meter. Med denne type forankring kan plattformen hovedsakelig bevege seg i horisontalplanet. Det betyr at plattformens vertikale bevegelse på grunn av bølger, begrenses til den elastiske tøyningen av stagene, se figur i oppgave 10.1. Med en slik bevegelseskaraktistikk er det mulig å benytte et brønnsystem med "tørre trær", og det er nettopp dette som er hensikten med en strekkstagplattform. Strekkstagplattformer er derfor utstyrt med boreanlegg og utfører både boring, produksjon og injeksjon på samme måte som bunnfaste plattformer. Strekkstagplattformer er konkurransedyktige i forhold til bunnfaste plattformer når vanddybden overskrider ca 300 meter og de passer godt for store vanddyb – kanskje opp mot 2000 meter.



## Dyptflytende plattform

En dyptflytende plattform er en plattform med stor dypgang – gjerne 150-200 meter. På grunn av den store dypgangen blir vertikalbevegelsene så små at det er mulig å benytte brønner med "tørre trær" på samme måte som for strekkstagplattformer. En dyptflytende plattform har samme funksjonalitet som en strekkstagplattform og er derfor en direkte konkurrent til denne.

En dyptflytende plattform består av dekkсанlegg, understell og et "konvensjonelt" forankringssystem bestående av kjetting, wire, fibertau eller en kombinasjon. De kan brukes på enda større vandyp – kanskje opp mot 3000 meter.

Et understell bestående av en vertikal sylindrisk konstruksjon kalles en "SPAR-plattform", mens et understell bestående av flere sylindriske søyler omtales som en "flersøyler dyptflytende plattform". SPAR-plattformen er den vanligste typen. De fleste SPARplattformene finnes i Mexico-golfen.

## Halvt nedsenkbar plattform

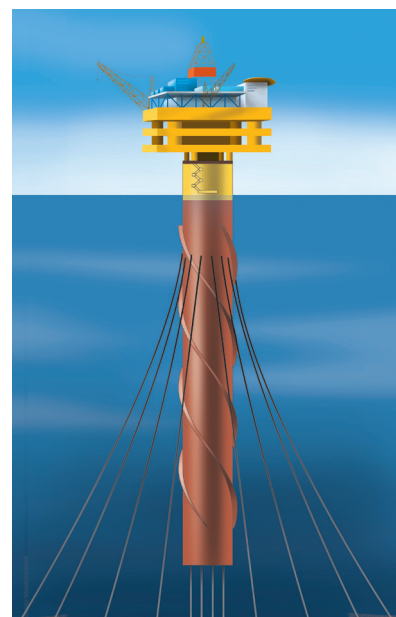
Flytende plattformer av såkalt halvt nedsenkbar type ble først utviklet til bruk som flyttbare boreplattformer. Verdens første flytende produksjonsplattform var en ombygd boreplattform som ble tatt i bruk på britisk sokkel i 1975. Særlig i Brasil finnes det mange produksjonsplattformer av denne typen, men i senere år er det tatt i bruk mange spesialbygde produksjonsplattformer, blant annet på norsk sokkel.

Halvt nedsenkbare plattformer består av dekkсанlegg, understell og et "konvensjonelt" forankringssystem bestående av kjetting, wire, fibertau eller en kombinasjon. Understellet er bygget opp av vertikale sylindriske elementer (søyler) og horisontale elementer med rektangulært tverrsnitt (pongtonger).

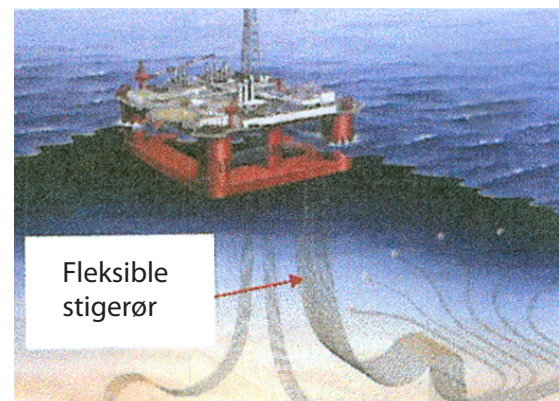
Denne typen plattform kan brukes til boring, produksjon eller kombinert boring og produksjon, og de er velegnet for bruk på dypt vann – kanskje opp til 3000 meter. Det er en type plattform som i dag regnes som vel utprøvd og kjent, men det er også en optimalisert konstruksjon som har vist seg sårbar i skadet tilstand. Gjennom tidene har det vært flere alvorlige ulykker med tap av menneskeliv med halvt nedsenkbare plattformer – "Alexander L. Kielland", "P-36 Roncador" og "Deepwater Horizon".

## Produksjonsskip

De første produksjonsskipene (1977) var vanlige tankskip som ble utstyrt med et forankringssystem og et prosessanlegg og benyttet til produksjon og lagring av olje. Det vises i denne forbindelse også til side 10-46, som omtaler velkjente norske bidrag til utvikling av denne teknologien (Petrojarl 1, 1986). Slike løsninger viste seg å være interessante for små felt i områder uten infrastruktur. Konverteringen fra tankskip til produksjonsskip kunne gjøres raskt, og oljen kunne overføres direkte til tankskip. Gassen ble ikke utnyttet. Fortsatt tas det i bruk slike produksjonsskip, men det er også utviklet og tatt i bruk mer komplekse produksjonsskip for større felt med både olje- og gassproduksjon, blant annet på norsk sokkel.



**Dyptflytende plattform (SPAR-type).** Vertikale, forspente stigerør kommer opp i en åpning midt inne i skroget. De er derfor beskyttet mot bølgekrefter og eventuelt is, og er utstyrt med oppdriftstank som sørger for nødvendig forspenning. Det finnes også dyptflytende plattformer med flere søyler. Dyptflytende plattformer kan brukes sammen med "tørre trær".



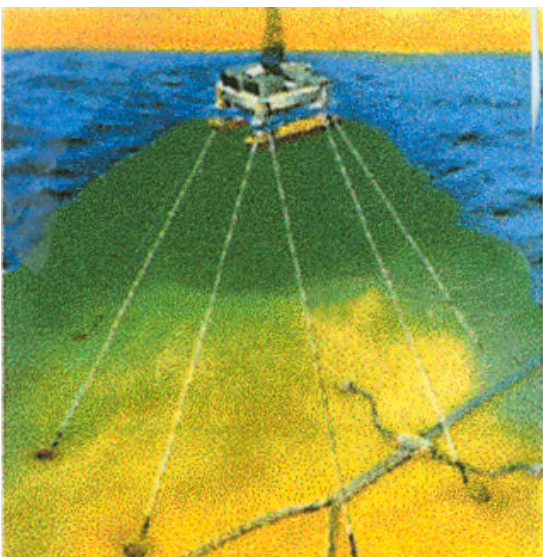
**Halvt nedsenkbar plattform.** Under transport flyter plattformen på pongtongene. Dette gir minimum tauemotstand. Under operasjon på feltet senkes plattformen ned ved hjelp av ballast til en større dypgang – ca 25 meter – noe som gir bedre bevegelseskaraktistikk, derav navnet. Den "transparente" formen gjør at bølgekreftene blir forholdsvis små.





### **Bøyeformet plattform.**

Konseptet er utviklet av det norske selskapet Sevan Marine AS. En slik plattform skal installeres på Goliatfeltet i Barenshavet og er planlagt å komme i drift i 2013.



### **Stram forankring.**

Stram forankring gir betydelig kortere ankerlinjer, men må ikke forveksles med strekkstagforankring. Ankerlinene er av syntetisk materiale. **Kjedelinjeforankring** framgår på side 9-36. Her brukes kjettinger.

Det vises til figurer på side 10-14 og side 10-36. Produksjonsskip som benyttes i værharde farvann tåler ikke å få vind og bølger inn på tvers. De er dreibart forankret og ligger alltid med baugen mot været. Dette gjøres ved at alle ankerlinene er koblet opp mot en plugg eller "turret" som skipet kan dreie rundt. Med en slik løsning må også alle stigerørene henges opp i turreten og brønntrømmen må overføres til prosessanlegget på skipet via en svivel. Avhengigheten av en turret og en svivel er en komplikasjon og dermed ulempe for produksjonsskip. Det er vanskelig for ikke å si umulig å kombinere dette med boreanlegg.

### **Bøyeformet plattform**

En sparplattform som er beskrevet tidligere kan ses på som en bøye med liten diameter og stor dypgang. Det norske selskapet Sevan Marine AS har utviklet et annet bøyekonsept med stor diameter og liten dypgang. Dette består altså av et dekkсанlegg, et sylindrisk understell og et såkalt "konvensjonelt" forankringssystem bestående av kjetting, wire, fibertau eller en kombinasjon.

Det sylindriske understellet er inndelt i tanker som kan brukes til lagring av olje, på samme måten som i et skip. De geometriske proporsjonene til den relativt enkle konstruksjonen sammen med en dempeanordning er nøye bestemt slik at bevegelseegenskapene er blitt så gode at det også er mulig å utføre boreoperasjoner. Det betyr at dette er et konsept som kan brukes til både boring, produksjon og lagring. Konseptet er fortsatt ganske nytt og lite utprøvd, men det anses som svært lovende.

Konseptet kan brukes på samme måte som en halvt nedsenkbar plattform, men har i tillegg oljelager. Det kan også brukes på samme måte som et produksjonsskip, men på grunn av at det ikke er behov for turret/svivel er det også mulig å utføre boreoperasjoner. Konseptet synes derfor å ha større fleksibilitet og utvidet funksjonalitet i forhold til både halvt nedsenkbar plattform og produksjonsskip.

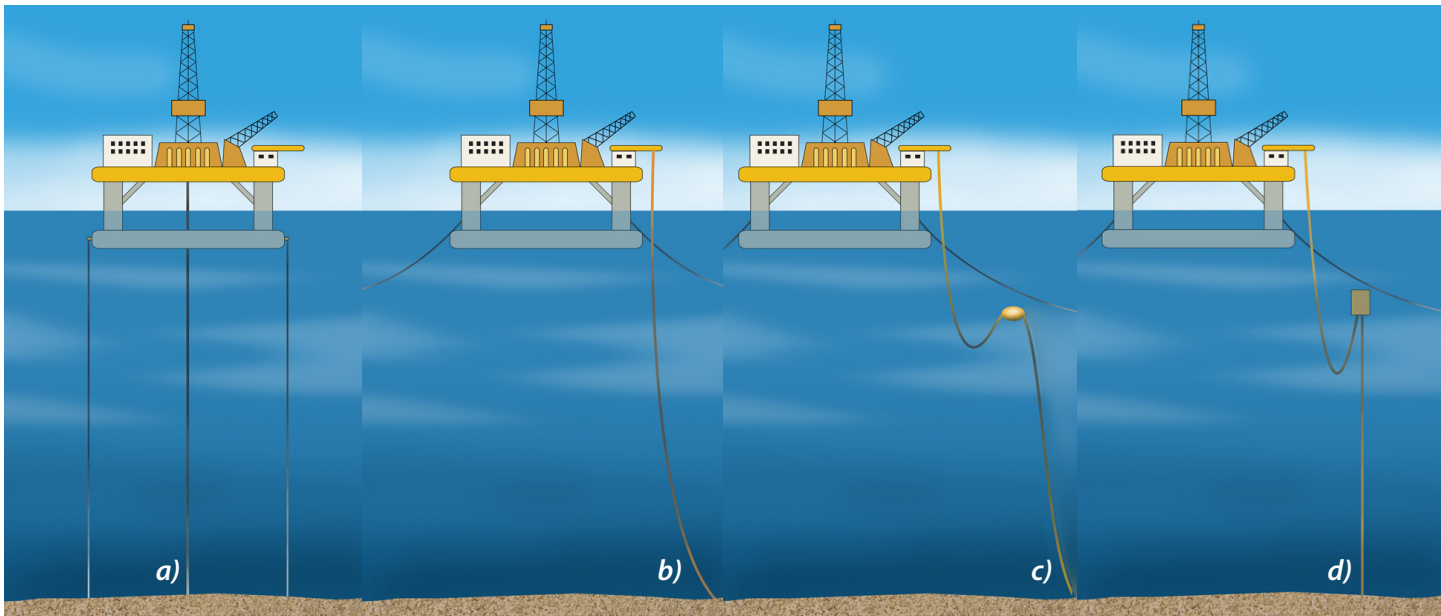
### **Forankringssystem**

Kjedelinjeforankring er den mest vanlige typen forankring, særlig på relativt grunt vann. Navnet refererer seg til den geometriske formen ankerlinene inntar på grunn av gravitasjon. Ankerlinene tangerer bunnen horisontalt og en del av ankerlinen ligger på bunnen. Det betyr at ankerene kun utsettes for horisontalbelastning.

Stram forankring betyr at ankerlinene er forspent og stramme. De danner en vinkel med havbunnen der de er festet til ankerene. Det betyr at ankerene også utsettes for vertikale krefter og må motstå disse uten å miste festet. På grunn av dette må det benyttes pæleanker eller sugearker.

## Stigerørssystem

Flytende produksjonsenheter trenger stigerør for å videreføre brønnstrømmen fra havbunnen og opp til den flytende enheten. Det brukes forskjellige typer stigerør for produksjon, boring og eksport. Det er tre hovedgrupper av stigerør: produksjonsstigerør, stigerør for boring og brønnvedlikehold og eksportstigerør. Siden de fleste flytende produksjonsenhetene ikke har boreanlegg, behøver de ikke stigerør for boring og brønnvedlikehold. Stigerørene kan ha forskjellig form, se figur.



## Brønnsystem

Det er to hovedgrupper av brønnsystem: Plassert direkte under plattformen, eller borte fra plattformen. Brønnsystem plassert direkte under plattformen må benyttes for alle tilfeller hvor produksjonsenheten har eget bore- og brønnvedlikeholdsanlegg og kan i prinsippet ha "tørre" eller "våte" trær. Brønnsystemer plassert borte fra plattformen har alltid "våte" trær og må bores og vedlikeholdes ved hjelp av mobile boreplattformer.

Brønnene kan være frittstående enkeltbrønner eller de kan være arrangert i brønnrammer. Når det benyttes "tørre" trær (strekstagplattformer og dypflytere), benyttes et forspent vertikalt stigerør pr brønn. Når det benyttes "våte" trær er det vanlig å koble sammen flere brønner via en manifold slik at antall stigerør kan reduseres.

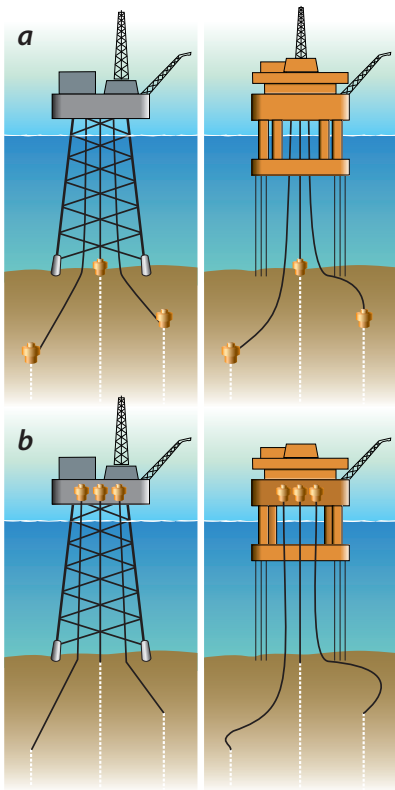
Når brønnene ligger et stykke borte fra produksjonsenheten, må det benyttes rørledninger på havbunnen til å forbinde brønner med stigerør. Det er også behov for kabler for å brønnkontroll og kjemikalieinjeksjon.

### Ulike typer stigerør. Fra [10.6]

- a) Rett forspent stigerør av stål (forspenning ved hjelp av hydrauliske sylindere, ikke vist)
- b) Fritthengende stigerør av stål
- c) Fritthengende, fleksibelt stigerør med oppdriftselement
- d) Kombinasjon av forspent- og fritthengende, fleksibelt segment (hybrid stigerør)

# Hvordan hentes olje og gass opp fra reservoarene?

## Undervannsteknologi



**"Tørre" og "våte ventiltrær"**  
Strømmen av olje og gass opp fra et reservoar må kunne reguleres, eventuelt avstenges. Dette krever flere ventiler. Disse samles i en "pakke", som vi kaller et "ventiltre".

**a. "Vått ventiltre".** "Ventiltreet" kan plasseres i brønnåpningen på havbunnen og kalles da et "vått ventiltre". Dette "stikker" opp over havbunnen som et brønnehode eller et tre, derav navnet. Når en brønn avsluttes på denne måten, sier vi ofte at den er "havbunnskomplett".

**b. "Tørt ventiltre".** Alternativt kan brønnen forlenges med rørledninger opp til plattformdekket. Dette gir et arrangement med "tørt ventiltre", eller vi kan si at brønnen er "plattformkomplett". Slike arrangementer kan bare brukes for bunnfaste plattformer, strekkstagplattformer og dyptflytende plattformer, mens "våte trær" kan tilpasses alle typer produksjonssystemer, se tabell side 10-14.

### Definisjoner

Noen av begrepene nedenfor er også omtalt på side 10-14, men presiseres på nytt. Et undervannsproduksjonssystem er et produksjonssystem der brønnene er **havbunnskomplett**. Dette betyr at **ventiltrærne er plassert på havbunnen**. De refereres derfor ofte til som "våte" trær. Undervannsteknologi er et ganske generelt begrep som knyttes både til utstyr og metoder som benyttes i forbindelse med leting, boring, utbygging og drift av olje og gassfelt. Dette kan være på både grunt og dypt vann. Undervannsteknologi er ikke nødvendigvis det samme som dypvannsteknologi, selv om mange elementer av undervannsteknologi passer godt for operasjoner på dypt vann. Undervannsteknologi er også nødvendig under is i arktiske farvann.

### Om bruk av undervannsproduksjonssystemer

Undervannsproduksjonssystemer brukes både på grunt og dypt vann. Undervannssystemer for grunt vann benyttes gjerne i kombinasjon med bunnfaste plattformer. Det kan dreie seg om perifere deler av et felt som ikke kan nås med plattformborede brønner, eller det kan dreie seg om mindre felt i nærheten – såkalte satellittfelt. Undervannssystemer for dypt vann benyttes gjerne i kombinasjon med flytende plattformer eller skip.

De havbunnskomplettete brønnene kan være plassert direkte under en produksjonsplattform. Brønnene er da direkte koblet til plattformen med stigerør gjennom vannet. Det vanligste er imidlertid at brønnene ligger et stykke til side for plattformen og er forbundet til plattformen via rørledninger på havbunnen og stigerør. I noen tilfeller er brønnene forbundet til et prosessanlegg på land.

Det er grenser for hvor stor avstanden mellom brønnene og mottaksanlegget kan være. Det er imidlertid ikke noe enkelt svar på dette. Brønnstrømkomposisjonen betyr mye. Tørr gass strømmer mye lettere enn tung olje. Det er mange forhold som må tas i betraktning og dette blir ivarettatt gjennom strømningsanalyser.

### Karakteristikk av undervannsproduksjonssystemer

Undervannsproduksjonssystemer varierer i kompleksitet fra enkle satellittbrønner til mange brønner arrangert i brønnrammer eller i klynger rundt manifolder. Brønnene kan være koblet opp med rørledninger og kontrollkabler mot faste eller flytende plattformer eller mot anlegg på land.

Undervannsproduksjonssystemer er hensiktsmessige til utbygging av reservoarer eller deler av reservoarer der det er nødvendig å bore fra flere steder. Stort vanddyb kan også gjøre det nødvendig å benytte undervannsproduksjonssystemer, fordi det rett og slett ikke finnes alternativer som er teknisk/økonomisk forsvarlige.

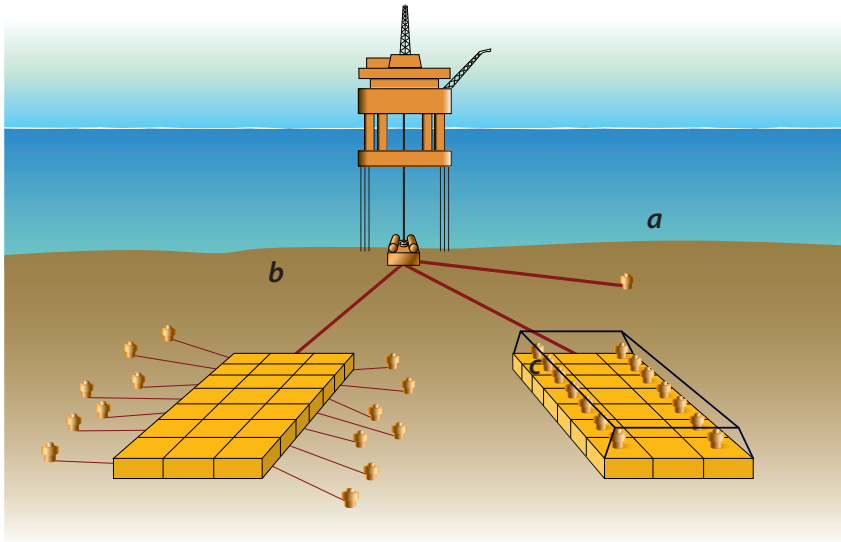


Det er behov for høyt spesialisert utstyr som må være robust og pålitelig for å sikre miljøet mot uhell og lekkasjer. Installasjon av utstyret er avhengig av spesialiserte og kostbare fartøy. På grunt vann kan det benyttes dykkere, men på dypere vann må alle operasjoner kunne utføres dykkerløst ved hjelp av robotteknologi. Dette betyr at reparasjon og/eller utskifting av utstyr på havbunnen kan bli svært kostbart. Det er viktig at alle mulige situasjoner er gjennomtenkt på forhånd. Grundig testing og kvalifikasjon av nytt utstyr er særdeles viktig.

## Elementene i et undervannsproduksjonssystem

Hovedelementene i et undervannsproduksjonssystem er:

- Brønnhode og ventiltrø
- Kontrollsystem
- Kontrollkabel
- Intervensjonssystem
- Brønnrammer og rørsystem
- Rørledninger og stigerør
- Utstyr for undervanns prosessering (måling, pumping, separasjon)



## Undervannsprosessering

Undervannsprosessering representerer ny teknologi, og pr i dag er det ikke så mange eksempler å vise til. Flerfasepumping har vært viktig for å øke utvinningsgraden og grovseparasjon av vann er viktig i situasjoner hvor mottaksplattformen ikke har kapasitet til å ta imot alt produsert vann. *Det aller viktigste med undervannsprosessering er å gjøre det mulig å transportere brønnstrøm over lengre avstander uten bruk av plattformer og uten av det går ut over utvinningsgraden.*

De siste årene har det vært satset store beløp på forskning og teknologiutvikling av elementer relatert til undervannsprosessering. De viktigste satsingsområdene har vært:

- Undervannsseparasjon
- Undervannspumping
- Undervannskraftforsyning
- Undervannskompresjon

### Brønnsystemer for "våte" ventiltrø

**a. Frittliggende enkeltbrønner,** liggende rett under plattformen (hvis denne har eget bore- og brønnvedlikeholdsanlegg) eller borte fra plattformen (må da vedlikeholdes av mobile bore/vedlikeholdsplattformer).

**b. Brønnarrangement med en felles manifold.** Denne samler sammen flere brønnstrømmer, og fører disse videre i et felles rør opp til plattformen og videre i et felles stigerør.

**c. "Ventiltrøer"** (og annet nødvendig utstyr) arrangeres i en **brønnramme**. Dette er en rammekonstruksjon som gir god beskyttelse av utstyret og mye av monteringen kan skje på land. Også her føres brønnstrømmene videre til plattformen (eventuelt produksjonsskipet) gjennom et felles samlerør.

# Hvordan transporteres olje og gass til land?

Kjemisk sammensetning	Betegnelser på hydrokarboner i et gassreservoar	Betegnelser på salgbare hydrokarbon produkter fra et gassfelt
CH <sub>4</sub>	NGL	LNG, CNG
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		Div. etanbaserte produkter
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>		
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>		LPG
C <sub>5</sub> C <sub>9</sub>		Kondensat (væske)
CO <sub>2</sub> H <sub>2</sub> S Vann	Natur-gass	

**Terminologi for hydrokarboner med 1-8 C-atomer når disse er**

- bestanddeler i et gassreservoar
- og når de er produsert til salgbare produkter

Se for øvrig sidene 10-8/9

NGL = Natural Gas Liquids  
 LNG = Liquefied Natural Gas  
 CNG = Compressed Natural Gas  
 LPG = Liquefied Petroleum Gas  
 CH<sub>4</sub> = metan  
 C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> = etan  
 C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> = propan  
 C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> = butan  
 C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> = hydrokarboner med 5-8 C-atomer. Disse er i gassform i gassreservoaret (høyt trykk), men går over i væskeform når trykket reduseres og kalles da kondensat.  
**Merk forskjellen mellom NGL og LNG**  
 CO<sub>2</sub> = karbondioksid  
 H<sub>2</sub>S = hydrogensulfid (meget giftig gass)

## Transporterbare produkter. Transportmetoder

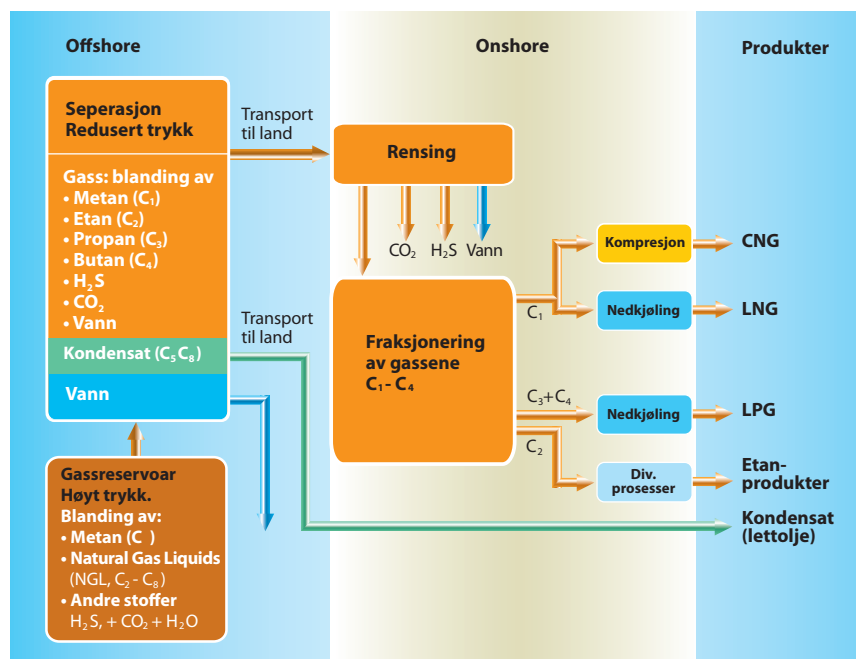
Brønnstrømmen fra et reservoar består av en blanding av hydrokarboner, vann og forskjellige andre elementer. Hensikten med offshore prosessering er å lage transporterbare produkter som kan videreføres på land. Siden offshore prosessering er dyrt, ønsker vi i utgangspunktet minst mulig prosessering før ilandføring.

## Transport av ubehandlet brønnstrøm.

I noen tilfeller lar det seg gjøre å sende ubehandlet brønnstrøm til land. Dette gjelder først og fremst felt som ligger nær land og som inneholder forholdsvis tørr gass. I slike tilfeller transporteres brønnstrømmen i rør til et prosessanlegg på land. Ormen Lange og Snøhvit er eksempler på dette. Slik brønnstrømtransport er ikke uproblematisk. Det er som regel nødvendig å tilsette kjemikalier for å motvirke korrosjon, hydratdannelse og avleiring av voks og andre faste stoffer på rørveggen. Dette kan medføre store operasjonelle problemer og i verste fall blokkere rørledninger fullstendig.

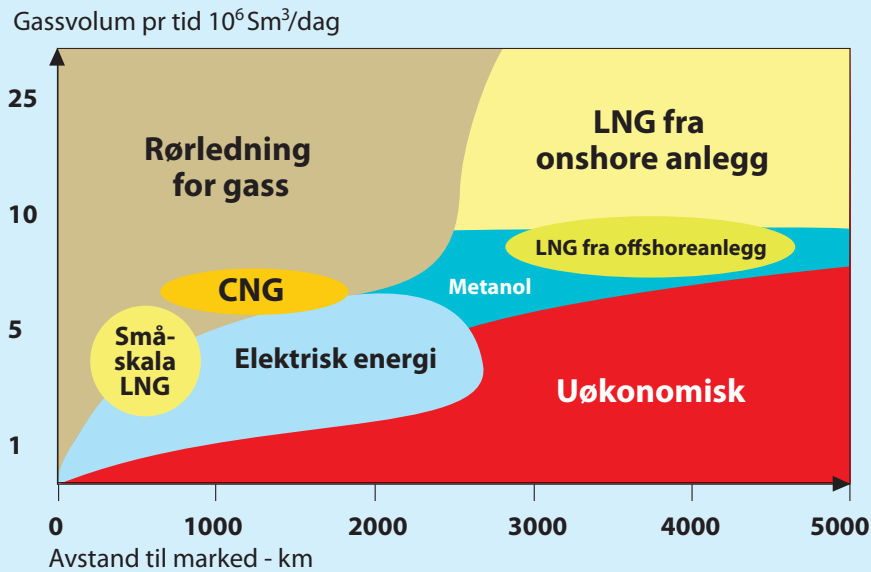
## Offshore separasjon.

Det vanligste er imidlertid å separere olje, gass og vann offshore (se side 10-12). Ved produksjon fra et oljereservoar vil de letteste hydrokarbonene (C=2-8) skilles ut og gå over i gassform (assosiert gass), mens de tyngre hydrokarbonene forblir i væskeform (råolje), se side 10-9. Ved produksjon fra et gassreservoar vil de tyngste hydrokarbonene (C=5-8) skilles ut og gå over i væskeform (kondensat), mens de letteste hydrokarbonene forblir i gassform. Kondensat kan betraktes som en lett olje. Vannet renses og slippes ut i sjøen eller det injiseres tilbake i reservoaret.



**Skjematisk oversikt over prosesser som hydrokarboner gjennomgår på sin vei fra et gassreservoar til salgbare produkter.** Se også side 10-9 som gir tilsvarende oversikt for et oljereservoar.

C<sub>1</sub> = metan (CH<sub>4</sub>), C<sub>2</sub> = etan (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), C<sub>3</sub> = propan (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), C<sub>4</sub> = butan (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>)  
 C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub>, CNG, LNG, NGL, LPG, CO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>S: se figurtekst til venstre.



*Til venstre: Prinsipielle metoder for sjøtransport av energi produsert av gass (metan), avhengig av gassvolumet per tid og avstand til markedet. Fra [10.6]*

*Energitransport i skip kan nyttes for gass som omformes til*

- LNG i onshore (store) anlegg
- metanol i onshore-anlegg
- LNG i offshore-anlegg (små-anlegg eller mulige, framtidige, flytende, større anlegg)

*Energitransport til havs kan også foregå i*

- rørledninger, for både olje og gass
- elektriske kabler, dersom gassen brukes som brensel til produksjon av elektrisk energi i et kraftverk

Mengden av væske i forhold til gass varierer fra reservoar til reservoar. I noen tilfeller er det hensiktsmessig å blande væske og gass slik at transporten kan foregå i en og samme rørledning. Dette er særlig aktuelt hvis vi har mye gass og litt kondensat.

**Transportmetoder.** Oppsummert kan vi altså snakke om "flerfasetransport" (ubehandlet brønnstrøm, det vil si olje, gass og vann), "tofasetransport" (olje/kondensat og gass) og "enfasetransport" (olje og gass hver for seg). Både flerfasetransport, tofasetransport og transport av ren gass foregår i rørledninger med høyt trykk, gjerne opp mot **200 bar**.

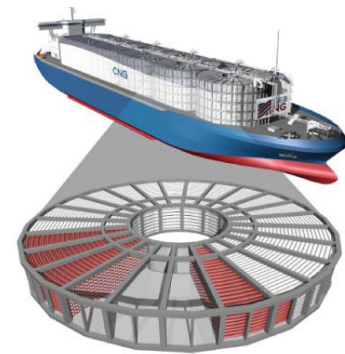
**Gass** kan også transporteres i skip, da i form av LNG eller CNG, se figurene ovenfor. Omformingen til LNG krever så store og komplekse anlegg at dette til nå ikke har vært gjort offshore. Gass fra en felt må altså først transporteres til land i rørledning før den eventuelt transporteres videre som LNG.

**Olje og kondensat** transporteres til land i rørledninger eller skip. Ved rørledningstransport er væsken under trykk og kan inneholde noe gass. Ved skipstransport har væsken atmosfærisk trykk. Den må derfor være stabilisert, noe som betyr at den kun kan inneholde små mengder av lette hydrokarboner som ellers ville fordampe.

## Transport av olje i skip

Transport av olje i tankskip er en svært fleksibel transportform. Transporten kan foregå over korte og lange avstander og lasten kan leveres i forskjellige havner etter behov. Hvis produksjonsnivået endrer seg kan transportkapasiteten tilpasses ved å endre antall skip. Det er imidlertid behov for et eget system for offshore lasting, også kalt bøyelasting. Dette er et system for overføring av olje fra produksjonsanleggene til tankskipene.

Det er helt avgjørende at systemet for offshore lasting er så pålitelig og robust at produksjonen kan gå kontinuerlig, uavhengig av værforhold, og at operasjonene ikke fører til uhell med utslipp av olje eller



*Ovenfor: Skip for frakt av CNG (komprimert til 220 bar).*

*Gassen lagres i rør som er kveilet opp i karuseller. Fra [10.6, se også [www.Coselle.com](http://www.Coselle.com)]. Skipet drives av gass fra egen last*



andre skader. Det dreier seg om store volumer. I den perioden da Statfjordfeltet produserte for fullt, ble det i gjennomsnitt fylt opp et tankskip hver dag.

**Skipstransport krever mellomagring** (bufferlagring). Det er vanskelig å koble opp systemene hvis signifikant bølgehøyde er høyere enn 4-5 meter. For å sikre regulariteten benyttes det i de aller fleste tilfellene et bufferlager på feltet. Det har vist seg at lagerkapasitet tilsvarende 5-6 dagers produksjon er tilstrekkelig for å sikre regulariteten. Et bufferlager for olje kan være integrert i selve produksjonssanleggene på feltet. Dette er tilfelle både når det benyttes bunnfaste betongplattformer og produksjonsskip. I andre tilfeller benyttes egne lagerskip som er permanent forankret på feltet.

Når oljen mellomagres i produksjonsskip eller lagerskip, overføres oljen direkte fra lageret til tankskipet via en lasteslange. Skipene er forbundet med en trosse. Når oljen mellomagres i en bunnfast betongplattform overføres oljen via en lastebøye til tankskipet. Flere bøyetyper har vært benyttet – flytende bøyer og store tårn leddet til et fundament på havbunnen. Tankskipet kobles til lastebøyen med trosse og lasteslange.

**Imponerende teknologi: Dynamisk posisjonering kan forenkle lasteoperasjonen på feltet.** De tankskipene som benyttes til bøyelasting i Nordsjøen er spesialskip med avanserte system for dynamisk posisjonering. Disse systemene er blitt så gode at det nesten ikke er behov for trossene lenger. Det er til og med tatt i bruk et par systemer hvor oljen overføres fra en rørledning på havbunnen til tankskipet via fleksible rør uten bruk av verken bøye eller trosse. De skipene som benyttes i Nordsjøen har en lastekapasitet på ca 100000 tonn. Et slikt skip kan fylles opp i løpet av ca 15 timer.

## Transport av olje og gass i rørledninger

Rørledningstransport til havs er en svært effektiv transportmetode når avstanden ikke er altfor stor og det ikke er altfor dypt. Det kan være en del utfordringer knyttet til legging av røret, men når dette først er gjort, har vi en løsning med mange operasjonelle fordeler.

**Store dimensjoner og påkjenninger på rørene.** Transportkapasiteten bestemmes først og fremst av diameteren som gjerne defineres i tommer. De største gassrørledningene har en diameter på over 40 tommer, det vil si ca en meter. De kan være flere hundre km lange. I forbindelse med Ormen Lange prosjektet ble det lagt et nytt 1200 km langt gassrør fra Nyhamna via Sleipnerfeltet til Easington i England.

Veggtykkelsen til røret, som gjerne er 25-35 mm for et stort rør, bestemmes av flere forhold. Før det første må røret dimensjoneres for å motstå det innvendige trykket, som kan være mer enn 200 bar. Videre må røret, når det er tomt, kunne motstå det utvendige vanntrykket uten å kollapse. Under selve installasjonen av røret utsettes det for bøyning, og særlig kombinasjonen av bøyning og utvendig vanntrykk kan føre til overbelastning, kollaps og flattrykking. Dette kan videre føre til kollaps også av rørdelen som allerede ligger på havbunnen. For å hindre slike sammenbrudd settes det gjerne inn "bulestoppere" i form av rørelementer med større veggtykkelse med jevne mellomrom.

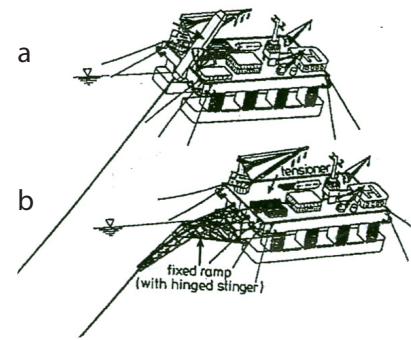
## Rørlegging

Installasjon av rørledninger til havs er store og komplekse operasjoner. Rørene produseres i lengder på 12 meter og transporteres så til et anlegg hvor de påføres et vektbelegg av asfalt og betong slik at det ferdige røret ikke skal flyte opp. De bearbejdede rørelementene transporteres deretter ut til rørleggingsfartøyet, hvor de sveises sammen og legges kontrollert ned på havbunnen.

Rørleggingsfartøyene er store anlegg med flere sveisestasjoner og flere hundre arbeidere. Rørledningen som ble lagt i forbindelse med Ormen Lange er sammensatt av 100 000 rørlengder og det gikk med en million tonn stål.

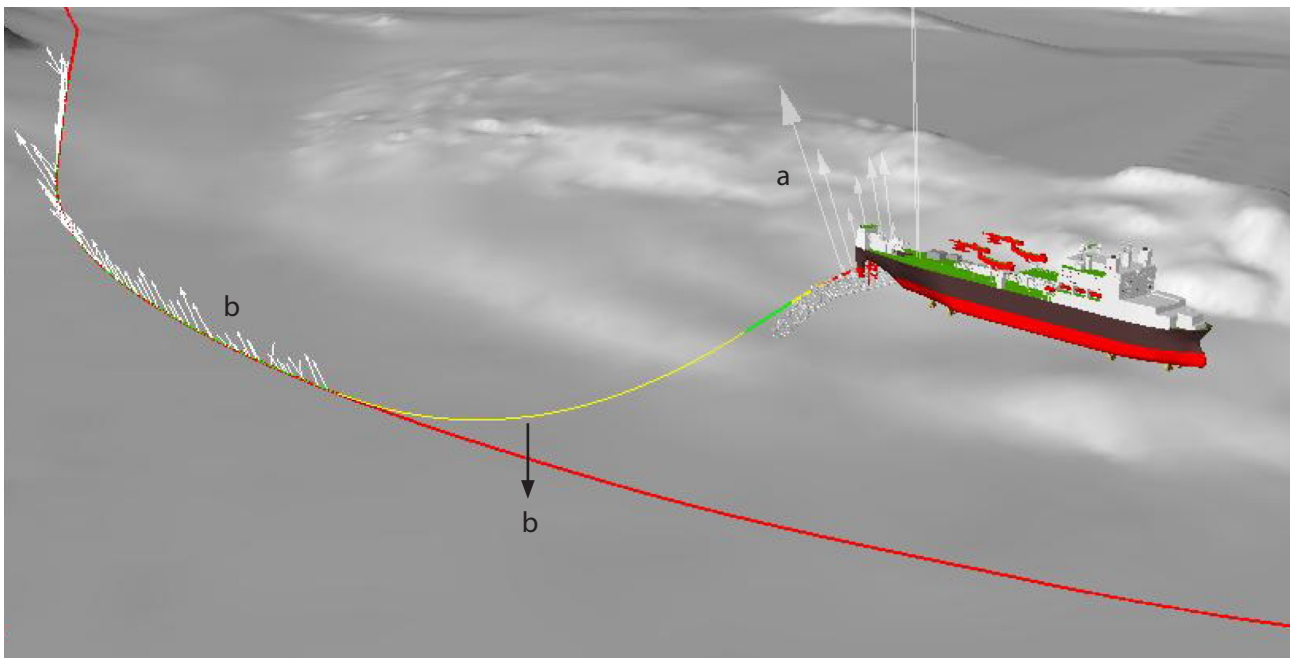
**Havbunnen.** Store områder av havbunnen er jevn og flat, men i noen områder kan den være svært kupert. Rørledningen kan da bli hengende fritt over en grop eller "dal". Lengden av slike "frie spenn" må reduseres. Strøm på tvers av rørledningen kan føre til vibrasjoner og utmatting. For å redusere lengden av frie spenn legges det ned mye arbeid i kartlegging og trasevalg. Om nødvendig kan groper fylles opp med stein og høyder kan fjernes, men dette er kostbart.

**Vedlikehold og reparasjon.** Rørledninger må også konstrueres slik at det kan sendes både renseplugg og inspeksjonsverktøy gjennom rørledningen i driftsfasen. Dette krever spesielle sende- og mottaksinnretninger for slikt utstyr, og det er viktig å tenke gjennom alle konsekvenser av eventuelle sprang i diameter og bruk av Y eller T koblinger av eventuelle grenrør.



### Rørleggingsmetoder

- Rørgaten/sveisestasjonene på rørleggingsfartøyet er plassert slik at kreftene på røret ikke gir bøyemomenter (J-metode)
- Metode som gir bøyemomenter. Rørformen ligner på bokstaven S under legging (S-metode)
- Dersom rørdiameteren ikke er for stor, tas røret om bord i rørleggingsfartøyet kveilet opp på en trommel



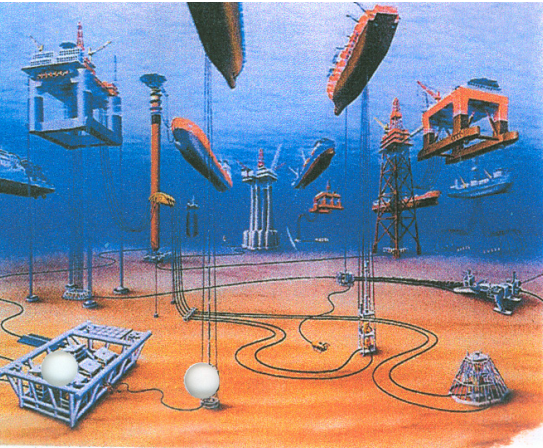
**En rørledning på havbunnen utsettes for flere typer krefter under rørleggingen:**

a. Normalkrefter mellom røret og rampen på rørleggingsfartøyet.

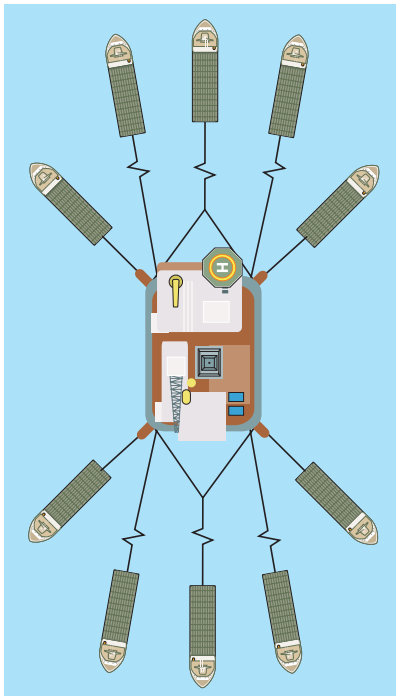
b. Opplagerkrefter fra ujevnheter på havbunnen. c. Tyngde fra fritthengende rør

Under drift omfatter påkjenningene spenninger fra innvendig trykk og bøyenspenninger p.g.a. ujevnheter på havbunnen. Figuren er hentet fra numerisk simulering, utført for Marintek ved Svein Sævik.

# Hvordan plasseres og sammenkobles utstyr på havbunnen? Slepe- og løfteoperasjoner. Installasjoner



Et utvalg av produksjonsutstyr som er i bruk på et petroleumsfelt. Med marine operasjoner menes slike operasjoner som kreves for å bringe utstyret på plass og gjøre det driftsklart. Fra [10.11]



Eksempel på arrangement av slepebåter ved innskjærs sleping av en plattform (Heidrun). Fra [10.5]

Det kreves da mange slepebåter til manøvreringen. Ved sleping på åpent hav samarbeider slepebåtene i en retning, se foto på side 10-13.

## Hva mener vi med marine operasjoner?

Det vises til figur til venstre. Kort sagt er marine operasjoner de operasjoner som er nødvendige for å installere alle de viste enhetene og klargjøre feltet for produksjon, samt sørge for forsyninger under drift. De viktigste av disse operasjonene omfatter:

- **Slepeoperasjoner.** Plattformen og andre store utstyrsenheter slepes ut på lektere eller i flytende tilstand. Noen eksempler er omtalt nedenfor. Mindre utstyrsenheter og forsyninger transporteres med forsyningskip eller andre spesialskip.
- **Løfteoperasjoner** er nødvendig både i forkant og etterkant av selve transporten, Eksempler på tungløfteoperasjoner er vist nedenfor, mens reguleringstekniske sider ved vanlige kranoperasjoner til havs er tatt opp i kapittel 8.
- **Posisjonering.** Ofte skal utstyr plasseres meget nøyaktig i forhold til borehullet på havbunnen eller i forhold til annet utstyr på overflaten. Dette stiller store krav til bestemmelse av posisjon, som dessuten må opprettholdes uavhengig av strøm, bølger og vind. Slike forhold ble tatt opp i kapitlet om regulering (side 8-xx).
- **Installasjon og driftsklargjøring.** Når alle enheter er kommet på plass, skal de forankres, kobles sammen og gjøres driftsklare. I tillegg til konstant assistanse av kranfartøyer, kan slikt installasjonsarbeid kreve spesialskip, dykkere og/eller ubemannede fartøyer (AUV og ROV, se side 9-23).
- **Rørlegging.** Utbygging av et felt krever oftest både legging av eksterne og interne rørsystemer, se side 9-22.
- **Forsyningsoperasjoner.** Disse skjer med forsyningskip, som ble nærmere omtalt i hovedkapittel 8 (se side 8-xx). Mer om forsyningsoperasjoner og logistikk i denne forbindelse er dessuten gitt på side 9-24.

## Slepeoperasjoner

**Manøvrering av tunge slep er krevende.** Fagverksplattformer (stålplattformer) slepes oftest i liggende tilstand på lektere, mens oppjekkable plattformer, betongplattformer og halvt nedsenkbare plattformer slepes i flytende tilstand (se eksempel side 10-13). Slepebåter er nærmere beskrevet på side 8-xx.. Plattformer har ofte svært store masser. Det tar derfor lang tid å forandre fart eller retning for en plattform under slep, se eksempel nedenfor. Dette stiller store krav til planlegging av operasjonen og personalets dyktighet under manøvrering. Særlig gjelder dette før slepet kommer ut på åpent hav.

**Eksempel. Akselerasjon av stor plattform.** Vi tar for oss en betongplattform med masse  $0,6 \cdot 10^6$  tonn. Tar vi hensyn til tilleggsmassen av vann som dras med under slepet, regner vi med  $D=1,0 \cdot 10^6$  tonn. Plattformen slepes med tre slepebåter som hver genererer en slepekraft på 2000 kN, som settes konstant. Hvor stor akselerasjon får da plattformen og hvor lang tid tar det å øke hastigheten fra 0 til 1 knop? **Løsning:**

$$a = F / m = 3 \cdot 2000 \cdot 10^3 \text{ N} / 1,0 \cdot 10^9 \text{ kg} = 0,00067 \text{ m/s}^2$$

$$t = v / a = 1 \cdot (1852/3600) \text{ (m/s)} / 0,00067 \text{ (m/s}^2) = 770 \text{ s} = 13 \text{ min.}$$



## Tungløfteoperasjoner

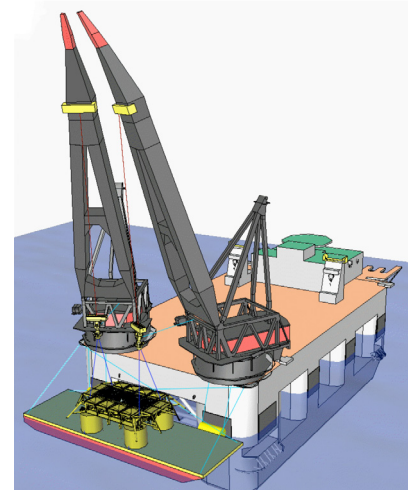
**Løfteoperasjoner til havs er svært krevende.** Dette gjelder i spesiell grad for tungløfteoperasjoner. Disse omfatter ofte installasjoner av enheter som skal plasseres med stor nøyaktighet på et gitt sted. Vind, strøm og bølger kan gi både store krefter og ukontrollerbare bevegelser. Det er derfor nødvendig med grundig planlegging og beregninger på forhånd. Beregningene gjøres for å finne maksimalgrenser for bølgehøyde og vind, for at operasjonen skal kunne gjennomføres på en sikker måte. Figur øverst til høyre viser løft av en 1150 tonn undervannskonstruksjon fra en leker. Det tredje bildet viser simulert nedsetting av konstruksjonen på 850 meters dyp på gassfeltet Ormen Lange utenfor Molde. Konstruksjonen ble satt ned med mindre enn en meter fra planlagt posisjon.

Nedenfor er vist enda et eksempel på en tungløfteoperasjon. Her er det en boligmodul som skal på plass på toppen av en stålplattform. Vi skjønner at også dette krever en meget nøyaktig posisjonering av kranfartøyet under operasjonen. Lærebokas omfang tillater ikke bruk av mer plass til dette temaet, men figuren øverst på forrige side viser at det ikke hadde vært vanskelig å finne en rekke andre eksempler.

## Installasjon og driftsklargjøring.

Til slutt må det sørges for at alle utstyrsenheter kobles sammen til et system og gjøres driftsklare for det som er hovedoppgaven, nemlig å hente opp olje og/eller gass fra feltet. Ser vi på figuren øverst på forrige side, skjønner vi fort at dette krever ytterligere en rekke ulike installasjonsoppgaver i tillegg til å plassere enhetene der de skal være. Bortsett fra beskrivelse av ubemannede fartøyer, som er meget viktige, kan vi likevel ikke overkomme plass for tog i akropia-En boligmodul skal plasseres på en stålplattform.

Fra [xxxxxx]

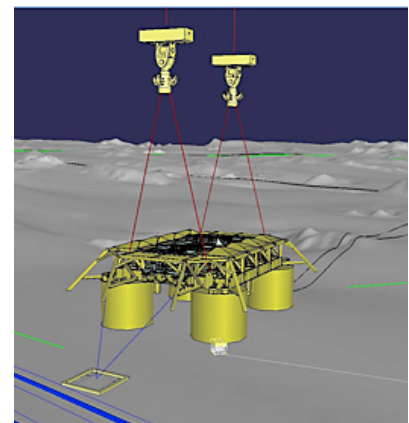


**Kranfartøyet "Thialf" er et av verdens største, med løftekapasitet 2x7000 tonn.**

Her skal en bunnramme løftes fra en leker, før installasjon på havbunnen.



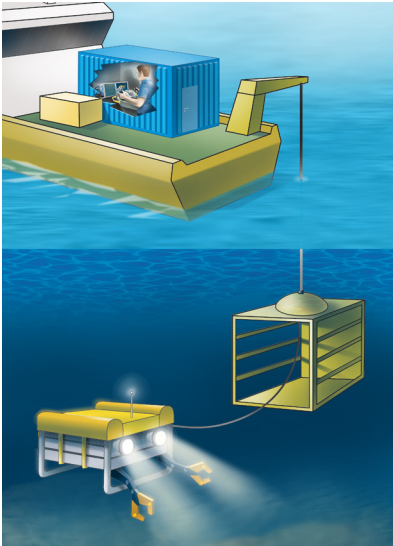
**Fotografi av bunnrammen, tatt fra dekket til Thialf.** Legg merke til wiredimensjonene



**Bunnrammen like før plassering på havbunnen.** Sylinderne vil synke ned i det bløte bunnmaterialet og stabilisere konstruksjonen.

Det øverste og nederste bildet er hentet fra en numerisk simulering, utført av MARINTEK, [2, Peter Sandvik]. Fotografiet er tatt av Norsk Hydro.

# Hvordan plasseres og sammenkobles utstyr på havbunnen? Ubemannede undervannsfartøy



## Elementer i et ROV-system

**Kontrollkontaineren** inneholder kontrollsystem, pilotkonsoll, videomaskiner, monitorer, sonar, videoswitch etc.

**Verkstedkontaineren** inneholder det meste av verktøy for å gjøre reparasjoner på utstyret.

**Løftesystemet** består av en A-ramme og en vinch med løftekabel til å senke utstyret ned til ønsket dybde med.

**Garasjen** har et eget computer-system som styrer funksjonene på denne. samt en kabel som spoles ut når ROV'en beveger seg.

**ROV'en** blir manøvrert ved hjelp av hydrauliske eller elektriske thrustermotorer (virkemåte forklart på side x-xx). Vanligvis er det 2 forover/bakover-thrustere, 1-2 sideveis-thrustere, og 2-3 vertikalthrustere. Hydraulisk kraft skaffes fra hydrauliske pumper drevet med elektromotorer. Hydraulikk-anlegget betjener også diverse verktøy, bl.a. for operasjoner som krever tilgang på momenter, børster for rengjøring, manipulatorer, wirekutting, osv. Alt dette styres via en egen computer, som også opererer kameraere, sonarer, etc.

Ubemannede undervannsfarkoster spiller i dag en viktig rolle innenfor offshorevirksomheten. Det skiller mellom to hovedgrupper av slike farkoster:

- Fjernstyrt undervannsfarkost – ROV (remotely operated vehicle)
- Autonom undervannsfarkost – AUV (autonomous underwater vehicle)

Farkoster av begge typer brukes til både kommersielle, militære og vitenskapelige formål.

## Fjernstyrt undervannsfarkost – ROV

Fjernstyrte undervannsfarkoster er svært viktige verktøy innen offshorevirksomheten. De utfører i dag mange oppgaver som før krevde dykkere. Dette er undervannsfarkoster som blir fjernmanøvrert fra et kontrollrom på et skip eller en offshoreplattform. Farkostene blir brukt til utallige oppgaver som detaljert kartlegging av havbunn, inspeksjon, vedlikehold og reparasjon av havbunnsinstallasjoner, søk og bergingsoperasjoner osv.

## Beskrivelse av et ROV system

Selve ROV'en inngår som element i et større ROV system består av flere større deler, se figur til venstre. I tillegg er det ofte en egen enhet for å rense oljen på ROV'en, og en enhet for strømforsyning. Et ROV-system er teknisk avansert og det kreves høy kompetanse

## Hovedtyper av ROV'er

**Observasjonsfarkoster.** En observasjonsfarkost er som oftest en forholdsvis liten farkost med varierende utforming. Størrelsen kan variere fra størrelse med en skoese til en fryseboks. Den blir drevet av tre eller flere elektriske posisjonspropeller, er utstyrt med et videokamera som sender levende bilder til overflaten og noen ganger utstyrt med et stillbilde-kamera, i spesielle tilfeller har den også en eller flere "armer". Observasjonsfarkosten blir brukt til små, visuelle kartleggings- og inspeksjonsjobber og som støttefarkost for arbeidsfarkoster og ved dykkeoperasjoner.

**Arbeidsfarkoster.** Arbeidsfarkoster er vesentlig større enn observasjonsfarkostene, i likhet med observasjonsfarkostene er de elektrisk drevet. De har dog som oftest med et hydraulikkaggregat som driver posisjonspropellene. Hydraulikkaggregatet driver også en mengde valgfritt ekstrautstyr som høytrykksspyler, moment-trekkeverktøy, kutteverktøy, roterende børsteverktøy og annet. De fleste arbeidsfarkostene har også en eller flere hydrauliske "armer". Alt ekstrautstyret kan demonteres og monteres raskt og farkosten kan relativt raskt skreddersys til hvert enkelt arbeidsoppgave.

**Kartleggingsfarkoster.** Kartleggingsfarkoster er i hovedsak oppbygd på samme måte som arbeidsfarkostene, men har kartleggingsutstyr som mer eller mindre er montert permanent på farkosten. Kartleggingsutstyret er akustisk utstyr som kartlegger havoverflaten og grunnforhold. Særlig før, etter og under legging av rør og kabler på havbunnen. Surveyfarkostene har også flere videokameraer. Det finnes også en rekke ekstrautstyr og verktøy for forskjellige arbeidsoppgaver, som sporing av rør og kabler under havbunnen, sporing av pigger i rør osv.



## Autonom undervannsfarkost – AUV

**Hugin – en norskutviklet AUV.** En autonom undervannsfarkost an gjennomføre mange forskjellige oppdrag under vann. Siden den kan operere uavhengig av plattformer og kabler, har den en mengde forskjellige bruksområder innen oseanografi, miljøovervåking, havbunnskartlegging og fiskeriforskning.

**Kontakt med moderskipet** ivaretas via hydroakustisk link. Over denne kan operatøren sjekke data, at alle systemene virker, samt legge inn korreksjoner på kurs. Også kommandoer for oppstigning kan sendes via denne linken.

**Instrumentering.** Instrumenteringen av Hugin er forskjellig i forhold til hvilket formål den skal brukes til. Når Hugin brukes for havbunnskartlegging, er den utstyrt med et penetrerende ekkolodd, et multi-stråle ekkolodd og en sideskannende sonar. Dataene fra disse samles opp i et eget datalager om bord i farkosten. Disse dataene lastes så videre over i andre systemer for å generere kart.

Det penetrerende ekkoloddet er svært kraftig. Det sender en lyd puls ned i havbunnen fra farkosten. Denne lyd pulsen er så kraftig at de kan trenge flere titalls meter ned i havbunnen. De reflekterte lyd pulsene angir da hva slags sjøbunn som finnes i de forskjellige posisjonene Hugin har passert.

**Nøyaktig kartlegging av havbunnen er av største betydning** for områder der det skal installere utstyr. Å få vite riktig topografi og havbunnsforhold på områder som kan ligge mer enn 1000 meters havdyp er viktig når milliarder skal brukes på å utvikle et petroleumsfelt.

**Ekkoloddet brukes også for å navigere farkosten.** Operatørene kan stille inn ønsket høyde over havbunnen slik at farkosten alltid vil holde en konstant avstand. Dataene som samles inn vil da korrigeres slik at de blir riktige i forhold til havoverflaten. Multistråle ekkolodd er svært nøyaktig. Det kan tolke forskjeller på centimeternivå, slik at det er mulig å konstruere svært nøyaktige 3D-terrengmodeller, som igjen danner grunnlaget for havbunnskart. Sideskannende sonarer brukes i tillegg for å kunne utvide område som dekkes av et sveip med Hugin.

**Lang driftstid under vann.** Driftsiden er inntil 60 timer, noe som er en stor fordel. Hastigheten fremover er rundt to knop. Da er det mulig å kartlegge store områder i løpet av relativt kort tid.



### **”Hugin” – en norskutviklet AUV**

AUV'en lages av Kongsberg Maritime. Den har operert i flere år på petroleumsfeltene. Farkosten finnes i tre forskjellige varianter, for 1000, 3000 og 4500 meters vanddyp. Et nøkkelement er ”Hugins” bruk av standard teknologi som muliggjør tilpasning til både sivile, kommersielle og vitenskapelige anvendelser. Den modulare oppbygningen tillater en rekke konfigurasjoner med nytte-last, slik at den kan skreddersys til kundens ønsker og behov.

Selve farkosten ser ut som en fisk, men med styrefinner og propell i halen. I prinsippet er ”Hugin” en selvgående plattform for å bære forskjellige undervannsinstrumenter som skal erstatte fjernstyrte undervannsfarkoster, ROV'er, som krever kabel opp til fartøyet.

For å drive AUV'en er det installert en elektrisk motor, et batteri eller en brenselcelle for å levere kraft til fremdrift og instrumentering. Navigasjon gjøres med undervannsakustikk via havbunnsplasserte hydroakustiske sendere som er plassert i kjente posisjoner. Siste generasjon av ”Hugin 4500” er i tillegg utstyrt med treghetsnavigasjon.



# Forsyningsoperasjoner – tjenester – logistikk

**Logistikk -et emne av spesiell viktighet for petroleumsutvinning til havs**

*For en installasjon til havs er det viktigere enn i de aller fleste tilfelle på land at operatøren legger så stor vekt på logistikk som mulig.*

*Med logistikk mener vi systemer som sørger for at:*

- riktig materiell
- riktig mengde
- riktig tilstand foreligger på
- riktig sted
- riktig tid, og til
- riktig kostnad

## Forsyningsvirksomheten – skip og baser

Mens vanlige handelsskip kan ta om bord forsyninger når de ligger ved kai, er de permanent plasserte offshoreplattformene – bunnfaste og flytende, avhengige av at forsyninger blir tilført kontinuerlig og at avfallsprodukter blir tatt med til land. Det er nesten alltid behov for drivstoff, vann og kjemikalier på offshore plattformer. Andre kjemikalier, materialer og avfall må tas til land for deponering eller behandling for gjenbruk. Til dette benyttes spesielle forsyningsskip. Produisert olje transporteres normalt ikke av forsyningsskip.

Forsyningsskip har store dekkareal og håndterer en kombinasjon av dekkslast og bulklast i tanker under dekk. Dekkslast kan være mekanisk utstyr, materialer og containere. Lastetanker benyttes for boreslam, sement, diesel, ferskvann og kjemikalier. Dekkslast håndteres ved hjelp av plattformens dekkskraner, mens bulklast overføres gjennom plattformens lasteslangesystem.

Forsyningsskip kan også være utrustet for andre oppgaver, som brannsløkking, oljevern/opsamling og undervannsoperasjoner.

Forsyningsskipene opererer fra forsyningsbaser på land. Det er etter hver blitt etablert en rekke slike forsyningsbaser langs kysten. Noen er blitt utviklet til store industrielle samlingssteder som tilbyr komplette logistiktjenester for kundene. Det er behov for personell innen de forskjellige logistikkdiriplinene, dypvanns-kaier, maskinpark for godshåndtering og lagringsplass.

## Den norske offshoreflåten

Norge er en av verdens største skipsfartsnasjoner, og innenfor kompetansekrevene og avanserte områder er vår markedsandel enda høyere. Innen offshore har vi verdens mest moderne og verdens nest største offshoreflåte etter USA. Norge kontrollerer nærmere om lag 450 offshorefartøy. Av disse utgjør forsyningsskip 37 % og ankerhåndteringskip 25 %, slik at disse gruppene til sammen utgjør mer enn 60 % av den norskkontrollerte offshoreflåten.

De viktigste oppdragsgiverne er oljeselskap som driver olje- og gasutvinning offshore. Andre oppdragsgivere er boreselskap, seismikk-selskap og undervannsentreprenører. Tradisjonelt har disse rederiene arbeidet i Nordsjøen, som deles i norsk og britisk sektor, og Norskehavet har etter hvert fått større aktivitet. I dag har andre internasjonale markeder fått samme størrelse, og viktige markeder er Brasil, Australia, Mexico-golfen og Vest-Afrika. Totalt utgjør nå aktivitet i utemarkedene en større andel enn Nordsjøaktiviteten.

## Tjenester og aktiviteter

De fleste offshore-rederiene har forsyningstjenester og ankerhåndtering som viktigste tjeneste. Rederiene yter i varierende grad støttetjenester til offshoreoperasjoner som seismikk, kabel- rørlegging og andre havbunnsoperasjoner, samt oljevernberedskap og redning. I dag utvikles nye, avanserte tjenester knyttet til anleggsvirksomhet på havbunnen og brønntjenester.

Utviklingen synes å gå i retning av at de tyngste rederiene satser på kapitalintensive tjenester knyttet til seismikkundersøkelser og avanserte operasjoner knyttet til havbunnsinstallasjoner og brønnintervenering, mens andre satser mer på støtte-operasjoner og tradisjonelle forsyningstjenester. Dermed er vi på vei til å få en viss spesialisering innenfor enkelte av rederiene.

## Skipstyper som brukes i offshorevirksomheten

Tradisjonelt har offshore service rederiene satset på forsyningstjenester og ankerhåndtering, men det er et økende innslag av mer sofistikerte skipstyper, og her har rederiene vært særdeles innovative. Skipstypene som da er mer eller mindre spesialiserte har etter hvert fått engelske navn og betegnelser:

**AHTS, Anchor Handling Tug Supply:** Dette er skip med løftekapasitet på opptil 500 tonn som hjelper rigger med ankerfortøyning, og kan i tillegg ha andre funksjoner for sleping, forsyning, redning osv.

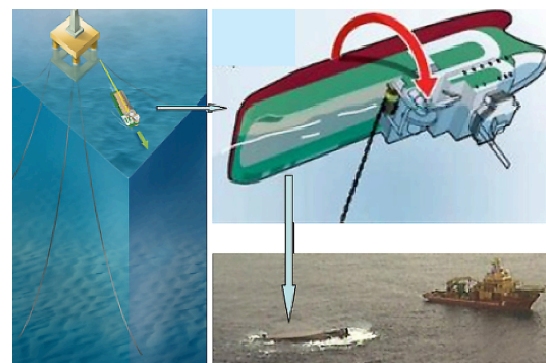
**PSV, Platform Supply Vessel:** Dette er forsyningsskip som kan ta med mange typer flytende last og dekkslast.

**MPSV, Multi Purpose Supply Vessel:** Skip bygget for forsyningstjenester kan i tillegg ha utstyr for diverse tilleggfunksjoner for arbeid offshore.

**ROV, Remote Operated Vehicle:** Dette er skip med utstyr for betjening av fjernstyrt ubåt for inspeksjon eller arbeid på havbunn.

**Construction:** En økende andel av offshorefeltene blir bygget ut med havbunnsinstallasjoner. Dette krever skip med stor krankapasitet tilpasset arbeid på havbunnen.

**Well intervention:** Dette er skip utrustet for påkopling på oljebrønner, for tidligproduksjon eller vedlikehold. Disse utfører arbeid som tidligere ble utført fra plattformer og rigger.



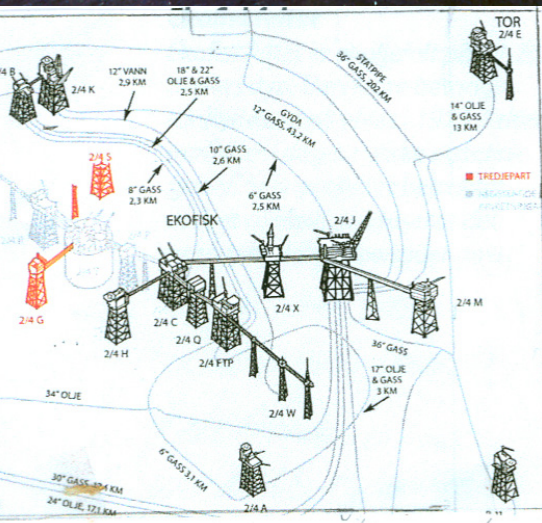
*Et ankerhånderingsskip (AHTS) kan utsettes for enorme krefter. Her ser vi hvordan havariet av det norske Bourbon Dolphin skjedde utenfor Shetland i 2007. Fra [10.6]*



*Forsyningsskip (PSV, Plattform Supply Vessel)*

# Eksempler på utbygging av petroleumsfelt

## Ekofisk - det første oljefeltet'



### Ekofiskfeltet. Fra [10.2]

Ekofiskfeltet er et oljefelt på 70-75 meters dyp. Den store betongtanken kom på plass i 1973. Feltet omfatter i dag en rekke installasjoner. Flere av de eldste er tatt ut av drift. Det pågår stor aktivitet med å fjerne disse. De stengte installasjonene er på tegningen markert med med svake konturer.

Selv om feltet betraktes som et oljefelt, produserer det også betydelige mengder gass, se figur på neste side.

### Ekofiskfeltet

Produksjonen fra Ekofisk startet i 1971, og de første årene ble feltet produsert til lasteskip fra fire brønner, til betongtanken med prosessanlegg var på plass i 1973. Denne betongtanken ble den første i en lang rekke betongplattformer som ble bygget i Norge. Flere felt i området ble knyttet opp mot Ekofisksenteret i årene som fulgte. Samtidig ble det lagt en oljerørledning til Teeside og en gassrørledning til Emden (Norpipe).

Ekofisk ble opprinnelig utbygd med trykkavlastning som drivmekanisme. Siden har begrenset gassinjeksjon og omfattende vanninjeksjon bidratt til en betydelig økning av utvinningsgraden for olje, fra opprinnelig 18 prosent.

I 2010 har Ekofisk vært i produksjon i nesten 40 år. Det bygges fortsatt nye plattformer og det bores nye brønner, og det forventes at produksjonen vil fortsette i nye 40 år.

### Uhell på Ekofiskfeltet

**Bravo utblåsningen.** Den 22. april 1977 skjedde den første ukontrollerte utblåsningen på norsk sokkel på oljeplattformen Ekofisk B (Bravo) på Ekofisk. De profesjonelle brønndreperne "Red Adair" og "Boots" Hansen ble fløyet inn fra USA for å få kontroll over brønnen. Etter åtte dager klarte de det. Imidlertid har en ikke kunnet påvise alvorlige følger av ulykken, verken for sjøfugl, fiskebestand eller strender. En av grunnene er trolig at oljen fra Ekofisk er lett. Den fordamper hurtig og brytes raskt ned av vind og bølger.

### Aleksander I. Kielland ulykken (se også side 5-26).

Aleksander L. Kielland var en flyttbar plattform av type Pentagone. Plattformen hadde fem søyler (legger) som gikk fra dekket og ned til pongtongene. Det var en pongtong for hver søyle. Søylene, som var vertikale rør, hadde en diameter på 8,5 m. De var forbundet med et sett horisontale og skråstilte stag. Plattformen hadde et ankringsystem med to liner fra hvert av de fem hjørnene- til sammen ti liner.

Den ble bygget som boreplattform, men ble hele tiden benyttet som flotell (boligplattform). Plattformen ble brukt på Ekofiskområdet, og de siste ni månedene før ulykken var den forankret like ved produksjonsplattformen Edda 2/7C. Det var forbindelse mellom de to plattformene ved en gangbro som ble heist over i Aleksander L. Kielland ved dårlig vær. Da ble også plattformen flyttet noe bort fra Edda 2/7C ved at man slakket på ankerwirene til to av søylene samtidig som man strammet ankerwirene på to av de andre søylene.



Dette ble også gjort om ettermiddagen 27. mars 1980. Det var dårlig sikt, vindhastighet på 16-20 meter per sekund (stiv kuling). Omkring kl. 18.30 om kvelden kunne de som var om bord høre noen kraftige lyder fra understellet på plattformen. Like etter kantret den.

Plattformen, som opprinnelig var bygd for å tåle bølger over 25 meter, krenget kraftig – opp til 32 grader – på kort tid, og bare 20 minutter etter at man hadde hørt de første ulydene, lå plattformen opp ned i det iskalde vannet. Mange av arbeiderne var fremdeles igjen inne i selve plattformen, i lugarer og fellesrom. Ettersom ulykken skjedde såpass raskt, var det få som rakk å få på seg redningsvest eller overlevelsedrakt. Noen prøvde å nå livbåtene, men mange falt – eller kuppet – i det iskalde vannet.

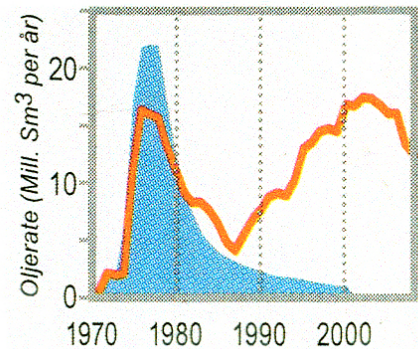
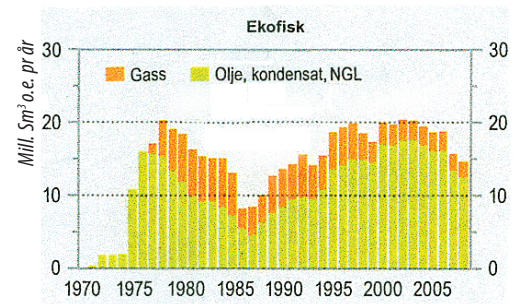
Ulykken var den verste i Nordsjøen på norsk område siden den annen verdenskrig. 123 av de 212 om bord omkom.

**Innsynkingen på Ekofisk.** Høsten 1984 ble det oppdaget at avstanden fra havflaten til dekk på plattformene på Ekofisksenteret var mindre enn da de ble installert. Flere målinger ble satt i gang for å kartlegge innsynkningsraten. Det ble klart at havbunnen på enkelte steder sank med nesten en halv meter i året. Reservoarbergarten i Ekofisk består for det meste av kalk. Bergarten er ekstremt porøs – det finnes soner der hulrommene utgjør mer enn 50 prosent av bergartvolumet. Oljen i reservoaret hadde etter forholdene høyt trykk og bidro til å bære vekten av overliggende lag.

Etter hvert som hydrokarbonene ble produsert, måtte bergarten bære en stadig større del av vekten av lagene over. I dag vet vi at belastningen ble for stor. Kalken ga etter og sammenpressingen forplantet seg oppover til havbunnen. Spørsmålet var så om dette var noe en kunne leve med? Problemet var at bølgene ville kunne slå opp i dekket, noe de ikke var designet for.

Etter at mange mulige løsninger var vurdert, ble det konkludert med at plattformene måtte jekkes opp. Den endelige beslutningen om å heve de åtte stålplattformene, de to flammearnene og brystøttene med rundt seks meter ble tatt i 1986. Dette var et veldig omfattende og komplisert prosjekt, men i august 1987 var selve jekkingen fullført. Selve Ekofisktanken kunne ikke jekkes opp, og sommeren 1989 fikk den montert en ekstra beskyttelsesvegg på utsiden. Oppjekkingen av plattformene på Ekofisk var en suksess, men innsynkingen fortsatte.

Havbunnen under innretningene på Ekofisk synker fortsatt, men bare 0,2 meter årlig. Total innsynking er i dag målt til nærmere ni meter. Vanninjeksjon benyttes i dag som hovedvirkemiddel mot reservoar-sammentrykking.

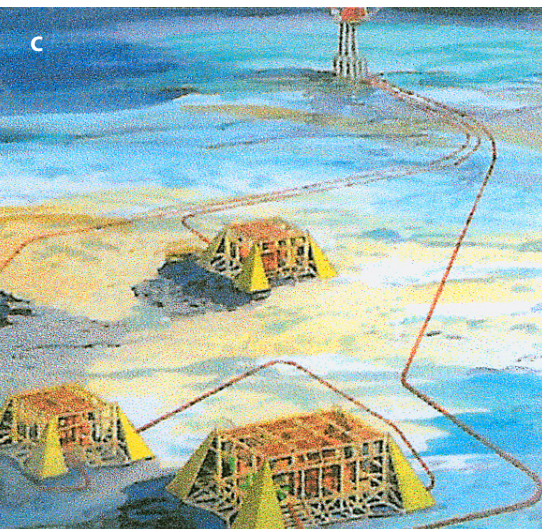


### Produksjonsutvikling på Ekofisk

#### feltet. Fra [10.2]

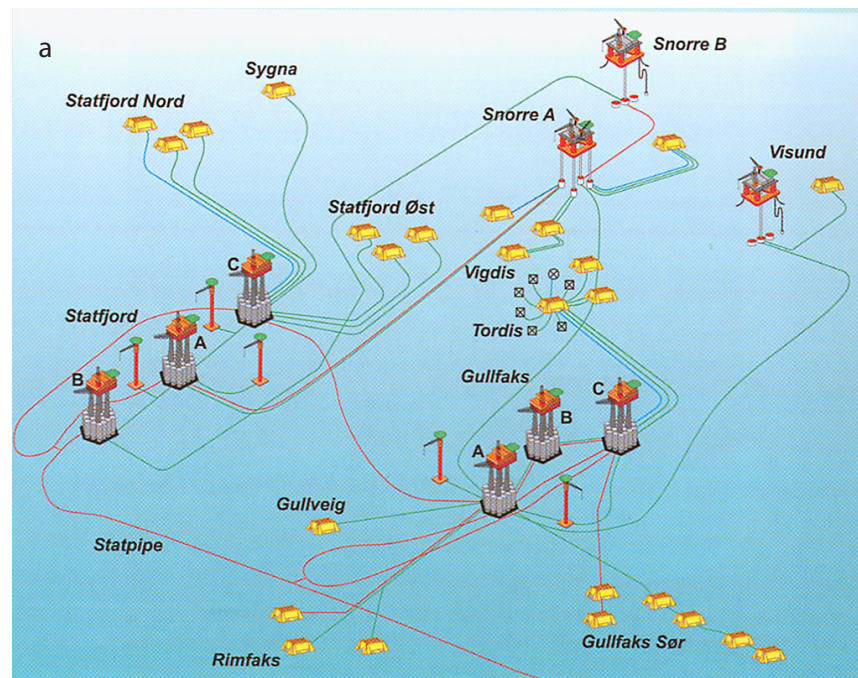
Fra 1987 ble det tatt i bruk vanninjeksjon som drivmekanisme for å øke utvinningsgraden. Senere er bruk av metoden øket i flere trinn, og dessuten supplert med en viss grad av gassinjeksjon. Særlig vanninjeksjonen har hatt en meget gunstig innvirkning på produksjonen. Årlig produksjon var planlagt å nå maksimum allerede før 1980 mens den virkelig nådde nesten samme maksimumsverdi i ca år 2003. Dette har medført at utvinningsgraden totalt for feltet har kunnet økes fra 18 % opprinnelig til ca 50 %.

# Eksempel på utbygging av petroleumsfelt: Statfjord – kronjuvelen i Nordsjøen



## Statfjordfeltet

Statfjordfeltet ble bygget ut i tre faser med fullt integrerte plattformer. Stabilisert olje lagres i lagerceller som er en integrert del av hver plattform. Lasting av olje foregår via ett av de tre oljelastesystemene som er på feltet. Gass transporteres gjennom Statpipe-rørledningen via Kårstø til Emden i Tyskland.



## Installasjoner på Statfjordfeltet

Den nordlige delen av Nordsjøen omfatter hovedområdene Tampen, Oseberg/Troll og Balder/Heimdal, se kart på neste side. I Tampen-området ligger mange av de største oljefeltene på norsk kontinentalsokkel, blant annet Statfjord, Snorre og Gullfaks, som vist på figur a ovenfor. Selv om områdene ble utbygd tidlig, er ressurspotensialet stadig stort og man antar at det vil foregå oljeproduksjon i enda i 20 år og gassproduksjon enda flere tiår.

**Statfjordfeltet** ligger på ca 150 m dyp på begge sider av norsk og britisk kontinentalsokkel. Feltet ble bygget ut i perioden 1979 - 85 med tre fullt integrerte betongplattformer, Statfjord A, B og C. Statfjord A er vist på figur b ovenfor (og på side 10-13). Denne plattformen ble etter manges mening kronjuvelen på norsk kontinentalsokkel. Utbyggingskostnadene ble totalt på ca 90 milliarder kr, hvorav selve plattformen utgjorde ca 18 milliarder. Inntektene fra salg av olje og gass fra Statfjordfeltet har imidlertid vært enorme (ca 1300 milliarder kr fra produksjonsstarten i 1979 og fram til i dag (2010). Produksjonen var i 1983 rekordstor,  $40 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$  o.e.

I tillegg er det bygget ut et satellittfelt 17 km nord for hovedfeltet (Statfjord Nord) og et felt 7 km nordøst for hovedfeltet (Statfjord Øst). På Statfjord Nord er det undervannsproduksjon fra to brønner. I tillegg brukes en brønn for vanninjeksjon. Figur c viser brønnerammene. Gassen føres i to rør til C-plattformen, hvor den blir prosessert og lagret før videre transport. Statfjord Øst er bygget ut på samme måte (to brønner for undervannsproduksjon og en brønn for vanninjeksjon).



# Eksempel på utbygging av petroleumsfelt: Rørledninger og ilandføring

Som tidligere nevnt ble det i forbindelse med Ekofisk i 1977 etablert en gassrørledning til Tyskland og en oljerørledning til Storbritannia. I forbindelse med den store Friggutbyggingen i 1978 ble det lagt nye gassrørledninger til Storbritannia. For å få en større del av verdiskapingeni Norge var det et klart ønske fra norske myndigheter om at både olje og gass skulle ilandføres til Norge.

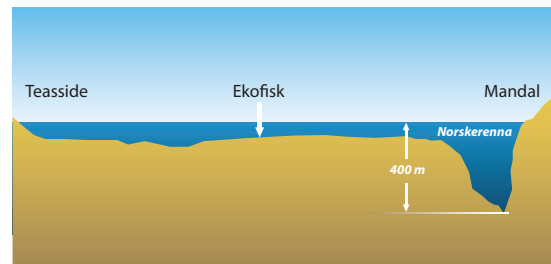
Ved inngangen til 80-tallet var det imidlertid mange som betraktet den dype Norskerenna som en uoverstigelig hindring for rørledninger til fastlandet. Det ble satset stort på teknologiutvikling og kvalifisering, og det ble besluttet å bygge ut rørledningssystemet Statpipe for å kunne eksportere gassen via Norge.

**Kårstøanlegget, det første prosessanlegg på land.** Statpipeprosjektet har vist seg å være uhyre viktig både for Norge og norsk sokkel. Anlegget på Kårstø mottar i dag gass ikke bare fra Statfjord, men fra en lang rekke felt i Nordsjøen og Norskehavet. Gassen som kommer i land er en såkalt rikgass, det vil si en gass som inneholder de hydrokarbonene som ikke kan være innblandet i råoljen som skal fraktes i skip.

### Flere prosessanlegg på land:

#### Kollsnes, Nyhamna, Tjeldbergodden og Melkøya.

På samme måten som Kårstø ble etablert for Statfjordgassen, så ble Kollsnes etablert for Troll, Nyhamna for Ormen Lange, Tjeldbergodden for Heidrun og Melkøya for Snøhvit. Disse anleggene er viktige knutepunkter i det vi kaller infrastruktur.



### Norskerenna

Med Statpipe-prosjektet ble Norskerenna krysset to ganger. Det ble lagt rørledning fra Statfjord til Kårstø og ut igjen til Ekofisk-området for tilkobling til det allerede etablerte transportsystemet Norpipe. Senere er Norskerenna krysset mange ganger. Norskerenna er også lagt inn på kartet nedenfor.

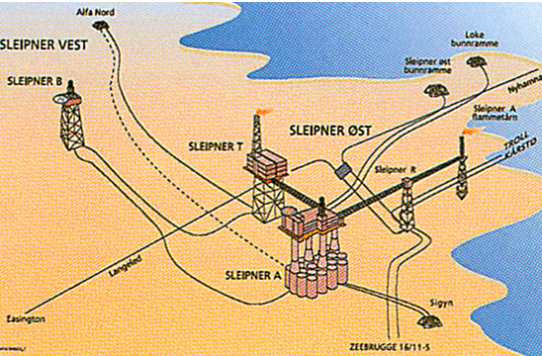


### Rørledninger i Nordsjøen og Norske-havet.

**Prosessanlegg på land.** Rørledningene utgjør i dag et omfattende nettverk på totalt 7800 km. De fleste er gassrør.

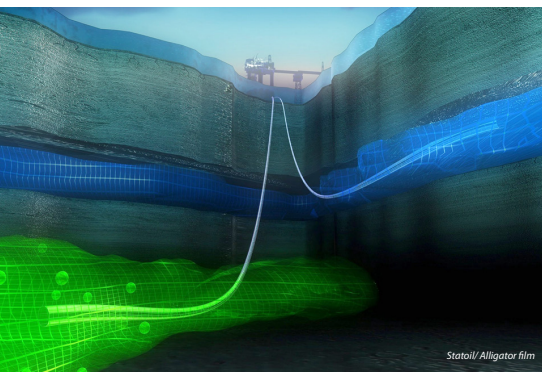


# Eksempler på utbygging av petroleumsfelt: Norge blir storleverandør av gass



## Sleipner feltet Fra (10.2)

Feltet består av et gassfelt på ca 110 m havdyp (Sleipner Vest) og et gasskondensatfelt på 82 m dyp (Sleipner Øst). Gassreservoarene ligger på hhv. 3450m og ca 2300 m dyp. B-plattformen fjernstyres fra A-plattformen, se figuren. Sleipner T-plattformen skiller ut CO<sub>2</sub>, som transporteres videre og lagres i Utsira-formasjonen, se figur nedenfor.



## Tilbakeføring av CO<sub>2</sub> til havbunnen. Fra [10.3]

Fra naturgassen fra Sleipner Vest skilles det årlig ut en million tonn CO<sub>2</sub>, som pumpes ned i Utsira-formasjonen. Dette er en 250 m tykk, porøs sandsteinformasjon med et 80 m tykt, tett lag av leirskifer som tak. CO<sub>2</sub>-gassen tilføres gjennom det øverste røret og brer seg utover i den porøse formasjonen, som har plass til 600 milliarder tonn. Dette er nok til å kunne ta imot CO<sub>2</sub>-innholdet i forbrenningsgassene fra alle varmekraftverkene i Europa i 600 år. Fra [x].

## Sleipner-feltet, det første store gassfunnet

Utbyggingen gikk ikke problemfritt, for den 23. august 1991, kort tid før dekket og betongunderstellet til Sleipner A skulle koples sammen, sank understellet på over 200 meters dyp i Gandsfjorden ved Stavanger. Konstruksjonsfeil var årsaken, men et nytt understell ble bygget i rekordfart. Sleipner-feltet ble etter hvert bygget ut med flere plattformer, se figur.

Gassen fra Sleipner Vest inneholder ni prosent CO<sub>2</sub>. Det er langt over salgsgassspesifikasjonen, og CO<sub>2</sub>-innholdet må derfor reduseres. På Sleipner T skilles CO<sub>2</sub> fra brønnstrømmen og lagres i en spesiell geologisk formasjon (Utsira) 800 meter under havbunnen.

## Troll-feltet, en historie om å flytte grenser

**Enorme gassreservoarer.** Troll-feltet ligger i nordre del av Nordsjøen, om lag 65 kilometer vest for Kollsnes i Hordaland. Feltet strekker seg over et område på 750 kvadratkilometer. Troll er selve hjørnesteinen i norsk gassproduksjon og det største gassfunnet som er gjort i Nordsjøen. Feltet inneholder om lag 40 prosent av de samlede gassreservoarene på norsk kontinentalsokkel. Det er ventet at de enorme gassreservoarene 1400 meter under havoverflaten vil kunne produsere i minst 70 år.

Norske Shell fikk ansvaret for første fase av utbyggingen av gassdelen på Troll. Opprinnelig var det tenkt at dette skulle bli en fullt integrert plattform av enorme dimensjoner, men det ble senere enighet om å legge prosessanleggene på land. Kollsnes nord for Bergen ble valgt som ilandføringssted. Dermed kunne det bygges en mye enklere plattform med lavere bemanning ute i havet. Produksjonen startet i 1996, med Norske Shell som operatør.

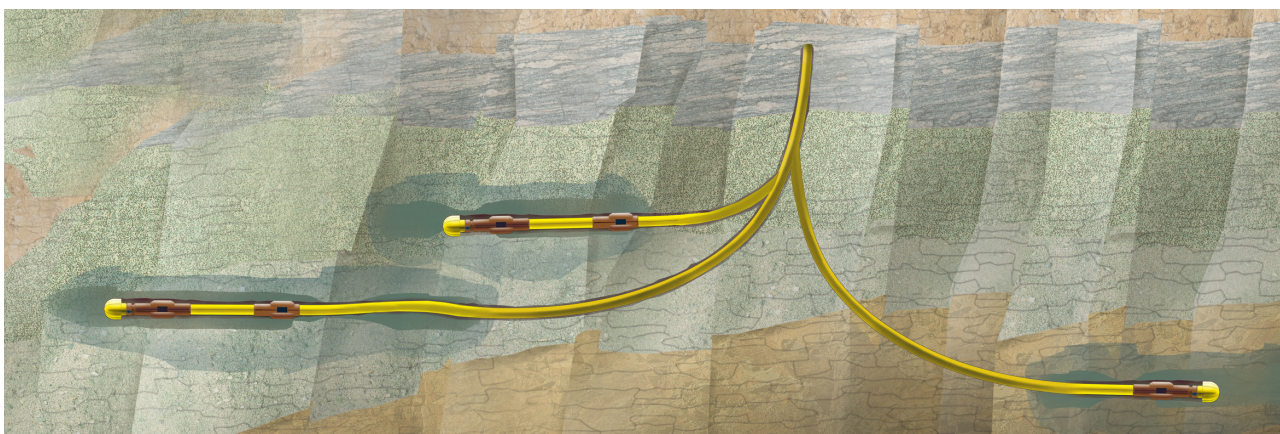
Betongplattformen Troll A har likevel enorme dimensjoner, se figur side 10-13, og er den høyeste installasjon som noensinne er flyttet av mennesker på jordens overflate. Plattformens understell er bygget for en levetid på 70 år. Trykket i Troll reservoaret synker etter hvert som gassen produseres. Gassen trenger derfor trykkstøtte før den sendes i rørdningene til Kollsnes. I 2005 ble to kompressorer installert på plattformen for å opprettholde produksjonen. Kompresjonsutstyret drives med strøm fra land. Dette sikrer null utslipp av karbondioksid og nitrogenoksider fra plattformen og fra gassbehandlingsanlegget på land.

**Troll produserer også olje.** Troll er også blant de største oljefeltene på den norske kontinentalsokkelen. Plattformene Troll B og Troll C produserer fra de tynne oljeførende lagene i Troll Vest. Troll B er en flytende prosess- og boligplattform med betongunderstell, mens Troll C er en tilsvarende plattform med stålunderstell.

## Avansert brønnteknologi, horisontalboringer og forgreninger.

De oljeførende lagene er på mellom 22 og 26 meter i Troll Vest olje-provins og mellom 11 og 13 meter i Troll Vest gassprovins. For å kunne utvinne olje fra de tynne oljelagene, har det vært nødvendig å utvikle avansert bore- og produksjonsteknologi. Alle de 110 produksjonsbrønnene som etter planen skal bores i Troll Olje, er horisontale brønner.





Det innebærer boring i to faser, først ned til reservoaret som ligger 1600 meter under havbunnen og deretter opptil 3200 meter horisontalt utover i reservoaret. 28 av brønnene er såkalte grenbrønner, det vil si de har to eller tre horisontale seksjoner som er samlet i et krysspunkt i reservoaret.

**Horisontalboring.** Denne teknikken gir betydelig økt utvinningsgrad av petroleumsfelter

## Åsgard – et av de mest komplekse prosjektene, med massiv satsing på undervannsteknologi og nærmere 60 brønner

Åsgard er et fellesnavn for en utbygging som omfatter tre felt: oljefeltet Smørbukk Sør, gass/kondensatfeltet Smørbukk og gassfeltet Midgard. Utbyggingen ble gjort i to faser, en væskefase (Åsgard A) og en gassfase (Åsgard B). For væskefasen er det benyttet et produksjonsskip og for gassfasen en flytende plattform og et lagerskip. All produksjon kommer fra havbunnsbrønner.

Det som kanskje har hatt størst betydning er at Åsgard med sine store gassvolumer gjorde det mulig å legge et stort gassrør hele veien fra Haltenbanken til Kårstø. I ettertid har alle feltene i området knyttet seg til dette røret og eksporterer nå gass til Europa via Kårstø. Utbyggingen medførte også en stor utvidelse av Kårstøanleggene.

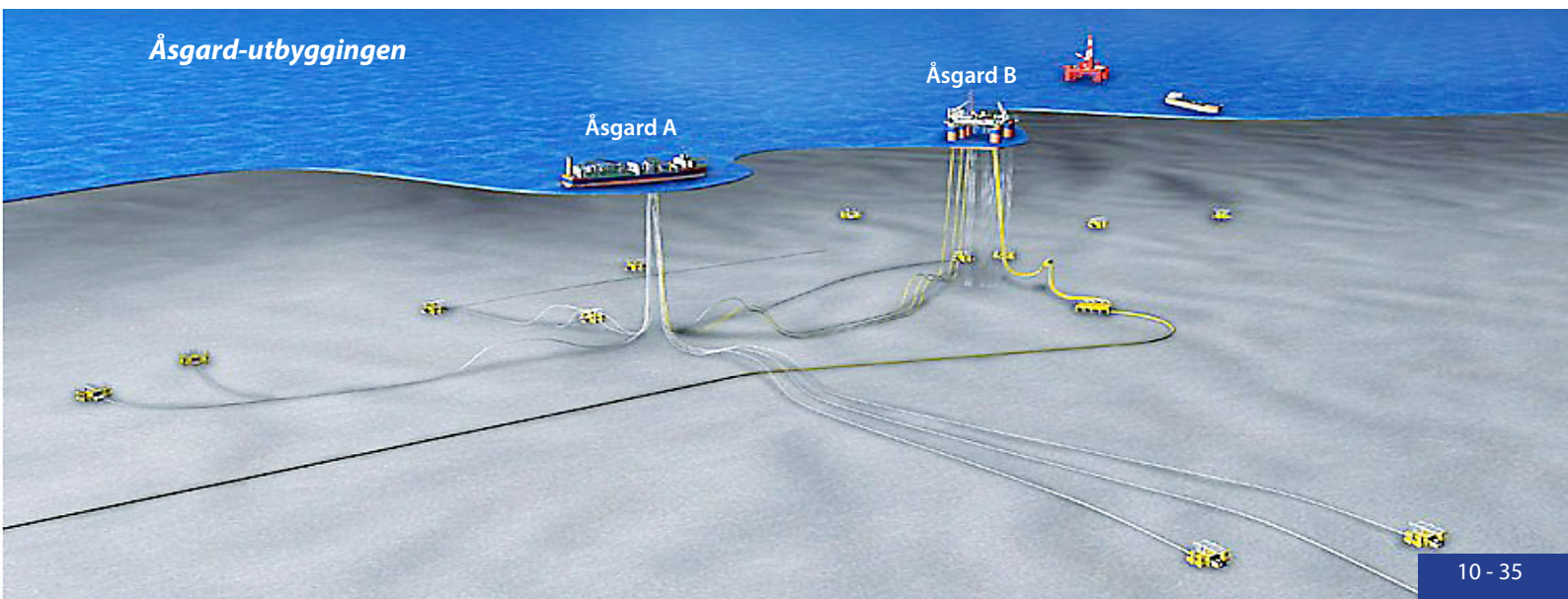
## Snøhvit- uten plattformer

For Snøhvit var avstanden til alle aktuelle gassmarkeder så stor at det ikke lot seg gjøre å satse på rørledningstransport. I stedet ble det på Melkøya laget et anlegg for nedkjøling av gassen slik at den kunne transporteres flytende i spesialskip til Europa, USA og Japan. Slik nedkjølt gass i flytende form kalles LNG (liquefied natural gas). Temperaturen under lagring og transport er  $-161^{\circ}\text{C}$ . På mottaksterminalen blir væsken gjort om til gass igjen og ført inn på et distribusjonsnett.



**Anleggene på Melkøya.** Gasstrømmen fra brønnene på feltet (inkl.  $\text{CO}_2$ , NGL og kondensat) blir ført i et 160 km langt rør direkte til videre behandling på Melkøya

## Åsgard-utbyggingen





# Eksempler på utbygging av petroleumsfelt: Norne - det første med flytende produksjon

Norne er et oljefelt med en overliggende gasskappe lokalisert omlag 200 km vest for Sandnessjøen og 85 km nord for Heidrunfeltet, og var i sin tid den nordligste utbyggingen på norsk sokkel. Havdybden i området er rundt 370 meter. Ved tildelingen var det fem rettighetshavere, med Statoil som operatør.

## Leting og avgrensning

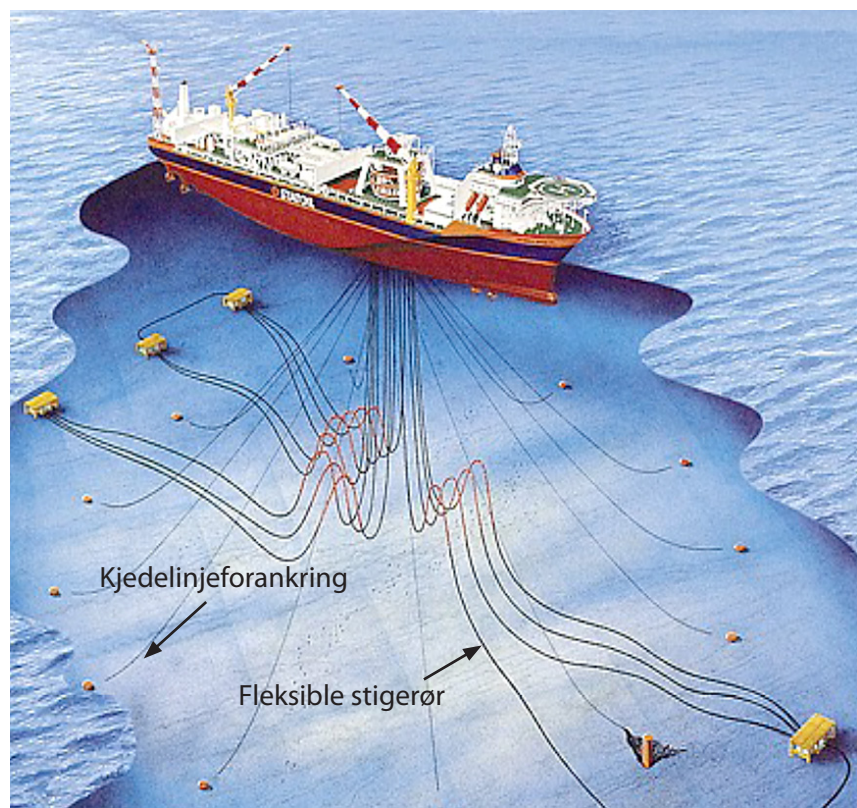
Det ble påvist en olje-vannkontakt på 2690 meter under havflaten. Hydrokarbonene finnes i en rundt 110 meter tykk oljesone med en overliggende gasskappe. Reservoartrykk og temperatur ble bestemt til om lag 275 bar og 98 °C. Det påviste hydrokarbonporevolumet ble beregnet til 263 mill.m<sup>3</sup>. Ved overflatebetingelser tilsvarer dette 160 mill Sm<sup>3</sup> olje og 29 mrd Sm<sup>3</sup> gass, hvorav 18 mrd Sm<sup>3</sup> assosiert gass og 11 mrd Sm<sup>3</sup> fri gass i gasskappen.

## Planlegging av utbygging

For å finne fram til en god dreneringsstrategi ble ulike drivmekanimer studert, trykkavlastning, vanninjeksjon, kombinert vann- og gassinjeksjon og gassinjeksjon. Reservoarsimuleringer viste at ren vanninjeksjon ville vært en god løsning, men fordi det ikke fantes eksportmuligheter for gass ble det valg å satse på kombinert vann- og gassinjeksjon. Det ble imidlertid bestemt at det skulle legges til rette for at en på et senere tidspunkt skulle kunne gå over til ren vanninjeksjon med gasseksport.

En rekke utbyggingsløsninger ble vurdert. Bunnfaste plattformer ble vurdert som uaktuelle på grunn av vanndybden. Strekkstagplattform og dyptflytende betongplattform ble vurdert, men eliminert etter en grov kostnadsvurdering. De gjenstående løsningene var produksjonsskip, flytende plattform og spar plattform (dyptflytende bøye). Etter inngående studier ble det valgt å satse på et produksjonsskip.

*Norne-feltet ble bygget ut med undervanns brønnsystem tilkoblet et kombinert produksjons- og lagerskip.*





## Utbyggingsfasen

Så snart Plan for utbygging og drift var godkjent av Stortinget startet utbyggingsprosjektet. I henhold til planen omfattet utbyggingen et kombinert lager- og produksjonsskip og et undervanns brønnsystem tilkoblet skipet.

Skroget til produksjonsskipet ble bygget ved et verksted i Singapore. "Turreten" og dekkmodulene ble bygget ved verksteder i Norge og installert på Stord. Også brønrammene ble bygget i Norge.

Prosjektet ble betraktet som et pilotprosjekt og gjennomført i henhold til prinsipper som var anbefalt av NORSOK – utbyggings og driftsforum hvor både oljeselskap, leverandørindustri og myndigheter var aktive. Prosjektet ble betraktet som meget vellykket og hadde en beregnet balansepris før skatt på kun 42 NOK'94 pr fat, noe som ble ansett som særdeles gunstig. Balanseprisen er den oljeprisen som gir null i nåverdi, og kan tolkes som prosjektets lønnsomhetsgrense.



### *Dynamisk posisjonering av skytteltanker.*

*Under lastning må skytteltankeren bruke propellene slik at den hele tiden ligger på linje med produksjons- og lagerskipet og i passende avstand. Dette krever et komplisert reguleringsteknisk system hvor avdriften måles og den nødvendige propellkraften beregnes. Nærmere beskrivelse er gitt på side 8 - xx.*

## Drift

Driftsfasen startet da produksjonen kom i gang i 1997, og anleggene har fungert bra. Produksjonsrekorden er på 236.000 fat pr dag som er godt over den opprinnelige designkapasiteten. De beste brønnene har levert opptil 50.000 fat pr dag. Den assosierte gassen ble reinjisert de første årene, men så snart Åsgardrørledningen var på plass koblet Norne seg til denne, og har senere eksportert gass.

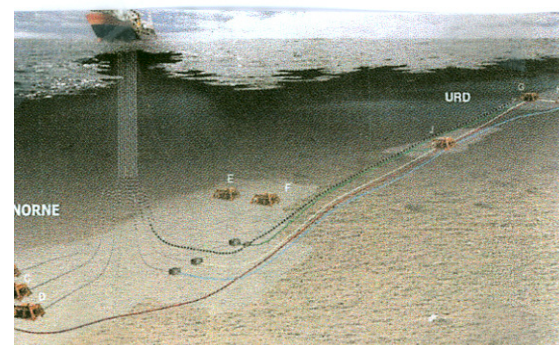
I dag snakker vi om Norneområdet som omfatter feltene Norne, Urd og Alve. Urd er betegnelsen på et oljefelt som ligger 10 km nordøst for Nornefeltet på om lag 380 meters havdyp. Alve er et gass- og kondensatfelt 16 km sørvest av Nornefeltet. Vanddypet i området er på 390 meter.

På denne måten håper en å kunne drive anleggene mest mulig økonomisk. Til slutt vil alderen på anleggene bli et problem. Selv med godt vedlikehold må en anta at utmatting og korrosjon vil gjøre det stadig mer krevende å holde anleggene i gang. Siden produksjonsinretningen på Norne er et skip, kan det om nødvendig tas til land, dokksettes og oppgraderes i betydelig grad. Dette har vært gjort med andre flytende anlegg, bl.a. Veslefrikk, men det er en stor og kostbar operasjon.

## Nedstengning og fjerning

Fjerning av installasjonene utføres i henhold til gjeldende regelverk. For Norne vil dette innebære: Plugging av brønner, fjerning av brønrammer, fjerning av stigerør og ankerlinjer, fjerning eller tildekking av rør og fundamenter som ikke allerede er nedgravd, opphogging av produksjonsskipet – gjenbruk om mulig.

Som nevnt er det høye kostnader forbundet med fjerning. Som regel må en regne med at det vil tilsvare mellom fem og ti prosent av utbyggingskostnadene.



**Oljefeltet Urd er også koblet til Norne-skipet. Fra [10.2]**

# Sikkerhet i olje- og gassvirksomheten

**Dødsrisiko for transport av passasjerer i Norge 1988-93 og for ulike yrkesaktiviteter i Norge 1988-93 for personer 15-74 år.**

Transportmiddel/ Yrkesaktivitet	Dødsfall pr 100 mill. person km	Dødsfall pr 100 mill. persontimer
Tung motorsykel	6,3	272
Moped	2,3	54
Sykel <sup>1)</sup>	1,7	17
Fotgjenger	4,0	20
Personbil <sup>2)</sup>	0,4	18
Tog	0,12	6
Skip <sup>3)</sup>	0,26	5
Fly	0,24	120
Fritidsbåt <sup>4)</sup>		189
Jordbruk og skogbruk		9,1
Industri, bergverk, anlegg		1,7
Skipsfart		16,1
Olje- og gassutvinning		3,5
Fiskeri		29,4

<sup>1)</sup> Gjelder syklisten <sup>2)</sup> Private biler  
<sup>3)</sup> Innenlands <sup>4)</sup> Gjelder opphold i båten



“Stup-livbåt”. Fra [10.6]

Før vi går inn på sikkerhetsproblemer i olje- og gassvirksomheten, skal vi se litt nærmere på temaet sikkerhet i sin alminnelighet. Temaet er for øvrig også tatt opp i hovedkapitlene om skip og skipsfart, se side 8-xx, og fiske- og havbruksteknologi, se side 12-xx.

## Hva mener vi med sikkerhet?

Sikkerhet vil si å unngå ulykker, det vil si at

- mennesker ikke skal dø eller bli skadet
- naturmiljøet ikke skal forurennes av akutte utslipp
- materielle tap skal unngås

Sikkerhet er kort sagt knyttet til de tre m`er: mennesker, miljø og materiell.

Miljøutfordringene i olje- og gassutvinningen tas opp i neste kapittel.

## Generelt om dødsrisiko for mennesker

Mennesker kan skades ved at de faller, får noe i hodet eller blir utsatt for en brann. Skader kan også oppstå når vi kjører motorsykel, foretar dykking (som er en viktig aktivitet ved petroleumsvirksomheten), benytter helikopter (for eksempel for transport fra land og ut til plattform), tar toget eller arbeider på et handelsskip eller en oljeplattform.

Mennesker kan også omkomme ved at en oljeplattform bryter sammen eller kantrer som Alexander L. Kielland- plattformen gjorde (se sidene 10-30/31). Tap av menneskeliv kan enten skje direkte i tilknytting til den enkelte persons virksomhet eller ved at plattformen bryter totalt sammen eller kantrer. Dette kan skje for eksempel etter at den er blitt skadet i hardt vær, ved skipssammenstøt, brann eller eksplosjon. Hvis plattformen eller skipet utsettes for mindre skade, vil det som regel ikke være fare for tap av menneskeliv.

Tabellene til venstre viser såkalt dødsrisiko ved ulike aktiviteter. Noen aktiviteter som innebærer høy risiko for dødsfall og skade er frivillige, slik som kjøring med tung motorsykel, mens bruk av offentlige kommunikasjonsmidler er et samfunnsansvar, og samfunnet må sørge for at sikkerheten er akseptabel.

## Tiltak for å oppnå så stor sikkerhet som mulig

Det viktigste av alt er selvsagt å unngå at ulykker inntreffer i det hele tatt. Sikkerhetsforskriftene for en plattform eller et bore/produksjonsskip er derfor ekstremt strenge i de fleste sammenhenger. Generelt legges det stor vekt på å lære menneskene om bord til å “tenke sikkerhet” i enhver situasjon. I det etterfølgende er gitt eksempler på noen tiltak som er spesielt viktige, både for mennesker, miljø og materiell.

## Gode rømningsmuligheter når ulykken først er ute

Hvis en ulykke, for eksempel i form av en brann, er i ferd med å utvikle seg på en plattform, er det avgjørende at mennesker om bord kan evakueres, forlate plattformen på en sikker måte. Hvis det er en brann, vil evakuering skje ved bruk av livbåter. I dag benyttes "fritt fall"- eller stup-livbåter, som glir på en rampe og stuper ned i sjøen,, gjør et kontrollert dykk og kommer opp et stykke fra plattformen.

## Tiltak for å unngå ukontrollerte utslipp av olje eller gass

Akutte, ukontrollerbare situasjoner kan skje både i forbindelse med bore- og produksjonsoperasjoner, slik at det oppstår kontinuerlig utstrømning fra reservoaret (utblåsing). Dette skjedde for eksempel på Bravoplattformen i 1977 (se side 10-30) og i Mexico-Gulven under Ixtoc i 1979 og Deepwater Horizon i 2010. I begge tilfelle var det olje som strømmet ut.

Som kjent kan slike utslipp få katastrofale følger for strender, fugle- og dyreliv, og tiltak for å unngå dette har høyeste prioritet. Figuren til høyre viser flere barrierer som hver for seg skal kunne stanse eller forsinke utviklingen av en utblåsing.

Et av de viktigste tiltakene er installasjon av en eller to brønnsikringsventiler (BOP-ventiler Blow out Preventer). Disse er omtalt foran på side 10-7. Under produksjon kommer en såkalt DHSV (Down Hole Safety Valve) i tillegg.

## Regelmessig inspeksjon for å oppdage rust og sprekker

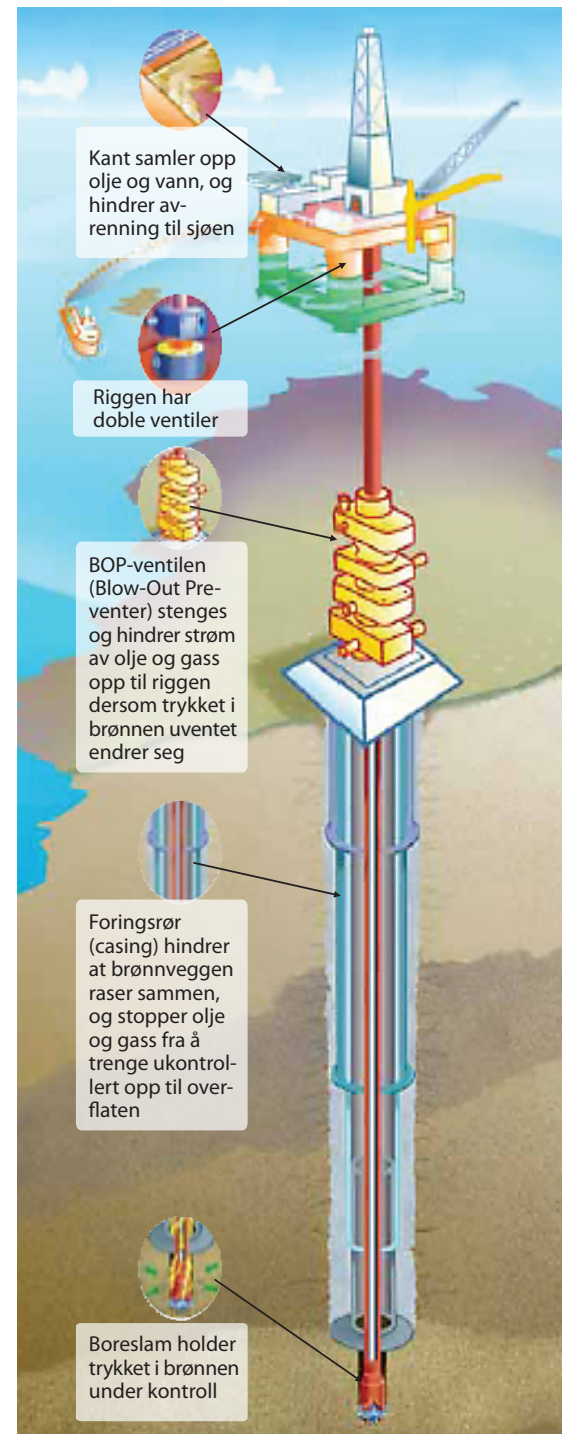
Hvis rust ikke oppdages og repareres i tide, kan det føre til sammenbrudd av en konstruksjon på grunn av redusert tykkelse på stålplater, stag ofte i kombinasjon med utmatting av disse. Det er også av største viktighet å oppdage eventuelle **sprekkdannelser** i en konstruksjon tidlig, slik at utbedringer kan utføres. Alexander L Kiellandulykken er et eksempel på dette, se side 6-26.

## Tiltak mot brann – et av de største skrekk-scenariene<sup>1)</sup>

Branner, ofte i kombinasjon med forutgående eller etterfølgende eksplosjoner, har vært årsak til noen av de alvorligste ulykkene som har skjedd i forbindelse med olje- og gassvirksomheten. De kan medføre både store tap av menneskeliv og store forurensninger av naturmiljøet, i tillegg til de materielle tapene.

**Eksempler på brannulykker.** En av de verste ulykkene som har skjedd offshore, var brannen på gassplattformen **Piper Alpha** på britisk sokkel i 1988. Den krevde 167 menneskeliv. Brannen eskalerte voldsomt etter at høye temperaturer førte til sammenbrudd av stigerør med gass fra nærliggende plattformer. Dermed ble det åpnet opp for tilførsel av store mengder gass fra den lange rørledningen på sjøbunnen.

Eksplosjonen og brannen på oljeplattformen **Deepwater Horizon** i Mexico-Gulven i 2010 er eksempel på at slike ulykker også kan hende i våre dager.



### Brønnsikring og barrierer. Fra [6-xx]

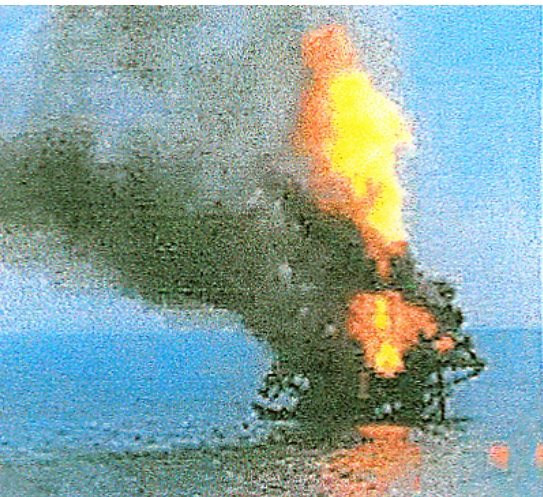
- Boreslam kontrollerer trykket
- Foringsrør forsegler permeable soner og stabiliserer hullet
- Brønnsikringsventil (BOP) stopper strømning av olje og gass til overflaten hvis man mister kontroll på brønnen
- Lensesystemer nært riggen
  - Responstid 2 timer
  - Mobilisering av ytterligere ressurser innen 15-66 timer
- Lukket dren og doble ventiler

<sup>1)</sup> Skrevet av Jørgen Amdahl, som også er forfatter av kapittel 6





**Piper Alpha i en kritisk fase av brannen.** Fra [10.7]  
Brannen eskalerte voldsomt da store gass-stigerør brast, noe førte til utstrømning av flere tonn gass per sekund



**Piper Alpha plattformen i slutt-fasen av brannen**  
Store deler av plattformen har kollapset og sunket

**Temperaturfordeling på undersiden av dekket på en flytende plattform under brann.** Fra [10.10]  
Basert på simulering med CFD-programmene Kameleon FireEX KFX® og FAHTS (www.computit.com). Temperaturen kan komme opp i 1000 °C på enkelte partier.

**Høye temperaturer har stor virkning også på stålkonstruksjoner.**

Vi skulle kanskje tro at brann i en konstruksjon, som i hovedsak er bygget opp av stål, ikke er så farlig. Men det er ikke tilfelle. I olje- og gassbranner kan temperaturen i forbrenningsgassene bli så høy som 1100 °C. Temperaturen bygges raskt opp i ubeskyttet stål som eksponeres for gasser med så høy temperatur. Det foregår varmeovergang både på grunn av stråling og konveksjon (se termofysikken). God varmeledning i stål spiller også rolle. De høyetemperaturene har følgende virkninger på stålet:

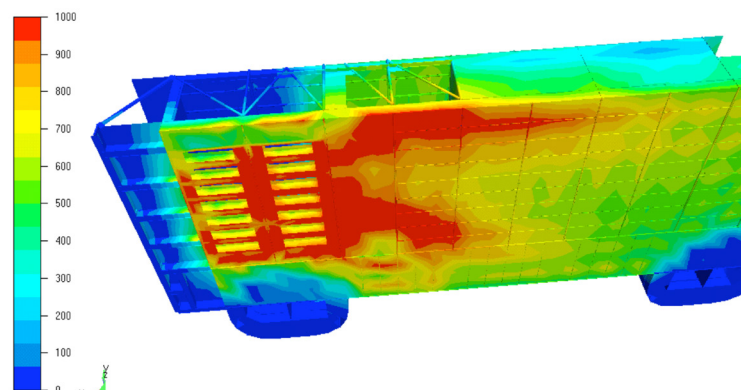
- Materialet blir mykere (E-modulen reduseres). Dermed vil deformasjoner øke, men heller ikke dette er normalt av avgjørende betydning for sammenbrudd.
- Flytegrensen til materialet (se side 4-12) blir redusert. Denne virkningen skyter fart allerede når temperaturen blir mer enn 400 °C. Dette er alvorlig fordi styrken til plattformen reduseres etter hvert som temperaturen stiger. Til slutt kan flytespenningene bli mindre enn de virkelige spenningene, og det kan oppstå fullstendig sammenbrudd
- Materialet utvider seg. Dette kan resultere i knekning i enkelte konstruksjonselementer, men fører som regel ikke til totale sammenbrudd.

**Et viktig tiltak for å redusere virkningen av brann, er passiv beskyttelse.**

Viktige konstruksjonskomponenter i partier som i ubeskyttet tilstand antas å nå 600-800 °C, må gis passiv brannbeskyttelse. Mye brukt er epoxyprodukter, som legges på i 5-10 mm tykkelse på utsatte steder. Når det utsettes for brann, ekspanderer belegget voldsomt og gir god beskyttelse gjennom dårlig varmeledningsevne i 1-2 timer, inntil for eksempel evakuering har blitt gjennomført. På partier hvor deformasjonene kan bli store, må slike belegg armeres med "netting" for å hindre at det faller av. Sementbaserte produkter brukes også i noen grad som beskyttelse på enkelte partier.

**Tiltak for å begrense branners varighet er også viktig.** Dette gjøres ved hjelp av en rekke nødstengningssystemer, noe som er særlig viktig for rørledninger som fører gass. Kvelning ved innsprøytning av forstøvet vann er enda et tiltak. Ofte kan man klare å kvele en brann etter 20 minutter. Kravet til passiv brannbeskyttelse kan dermed reduseres. Det er nemlig ikke ønskelig å bruke beskyttelsesbelegg i ubegrenset omfang, blant annet fordi det under dette kan danne seg rust som ikke oppdages i tide og som dermed gir kostbart vedlikehold.

Ved bruk av **avanserte dataprogrammer** har man etter hvert fått meget gode kunnskaper om hvordan branner oppfører seg i plattformer og hvordan man best kan dimensjonere mot disse. Ikke minst er det utviklet CFD-programmer (Computational Fluid Dynamics) som simulerer brannprosesser på en svært realistisk måte.



# Miljøutfordringer i olje- og gassvirksomheten

På de forangående sidene om sikkerhet i olje- og gassutvinningen har vi sett på hvordan *akutte* utslipp, altså utslipp ved uhell, kan forurense naturmiljøet. Miljøet kan imidlertid også ødelegges av *kontinuerlige* utslipp av stoffer som er skadelige, men som ikke er til unngå når bore- og produksjonsprosesser skal gjennomføres. Det er slike skadelige utslipp som er tema for dette kapitlet om miljøutfordringer.

## Oversikt over løpende, skadelige utslipp i olje- og gassvirksomheten

Vi skiller gjerne mellom utslipp til luft og utslipp til sjø. De viktigste av de skadelige stoffer som slippes ut, er sammenstilt nedenfor og illustrert i figuren til høyre.

### Utslipp til luft:

- Karbondioksid, CO<sub>2</sub>
- Nitrogenoksider, NO<sub>x</sub>
- Lettfordampelige hydrokarboner, nmVOC

### Utslipp til sjø:

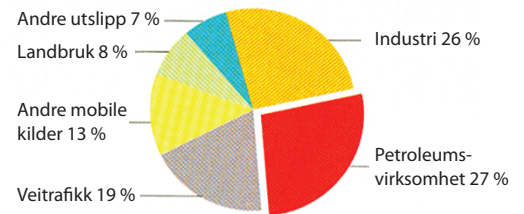
- Diverse kjemikalier
- Vann fra separasjon av brønnstrømmen
- Akutte oljeutslipp

## Utslipp av CO<sub>2</sub>

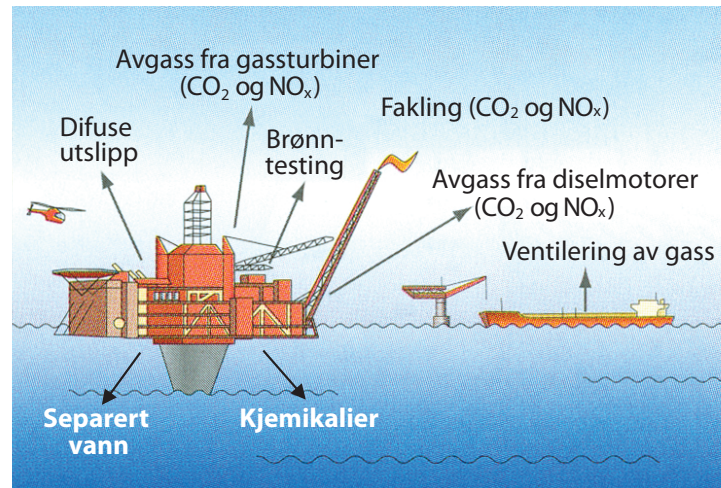
### Kilder til utslipp av CO<sub>2</sub> i olje- og gassvirksomheten

Skadelige virkninger av CO<sub>2</sub> er nevnt en rekke ganger tidligere i boka, se særlig sidene 7-3 og 7-34, og det er av største viktighet å begrense utslippene av denne miljøgassen. Vi ser av figuren øverst til høyre at petroleumsvirksomheten er den største bidragsyteren til utslipp av CO<sub>2</sub> i Norge (27 %) og tiltak for å redusere disse utslippene har derfor høy prioritet. Som forklart nærmere foran i boka (side 7-34), dannes CO<sub>2</sub> når hydrokarboner (olje og gass) forbrenner. Som også ofte ellers er det forbrenningsmotorene som er den største "syndebukken". I motsetning til hva som er tilfelle for skipsdrift (og i veitrafikken), er det imidlertid gassturbiner som står for mesteparten av CO<sub>2</sub>-utslippene i olje- og gassutvinningen. Nesten 80 % av utslippene kommer fra forbrenningen i disse motorene, mens bare 6,6 % skyldes dieselmotorer, se nest nederste figur.

Det vises for øvrig til sidene fra 7-30 og utover når det gjelder beskrivelse av gassturbiner og hvorfor disse foretrekkes i så stor grad om bord i plattformer. De brukes i første rekke til å skaffe elektrisk energi, som trenges til en lang rekke formål. Behovet har vokst etter hvert som gass-produksjonen har økt. Denne er nemlig mer energikrevende enn oljeproduksjon.

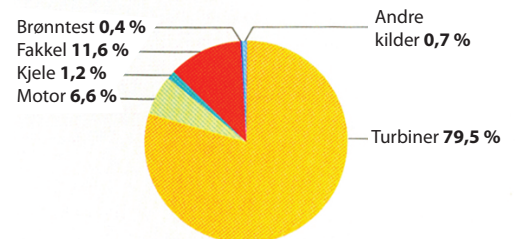


Kilder til utslipp av CO<sub>2</sub> i Norge i 2008. Fra [10.2, data fra Statistisk sentralbyrå]



### Oversikt over utslippskilder i olje- og gassutvinningen.

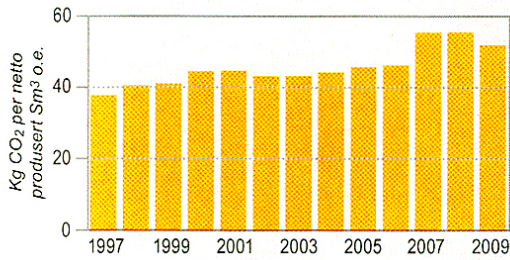
Fra [10.2]



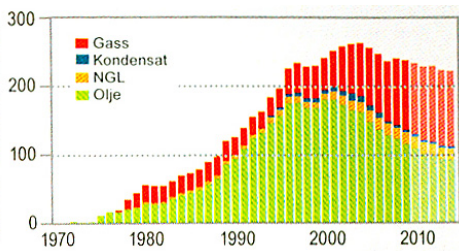
### Kilder til CO<sub>2</sub>-utslipp i olje- og gassutvinningen. Fra [10.2, data fra Oljedirektoratet]

Behovet for elektrisk energi til drift av utstyr og andre formål om bord er meget stort. Den elektriske energien skaffes først og fremst av gassturbiner, men delvis også av dieselmotorer, som driver elektriske generatorer.

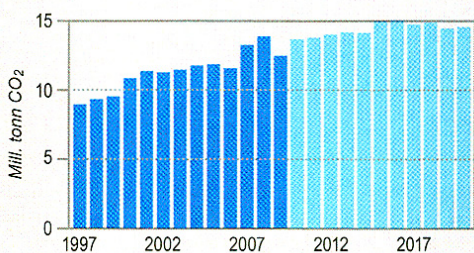




**Gjennomsnittlig utslipp av CO<sub>2</sub> per produsert enhet olje- og gass (målt i Sm<sup>3</sup> o.e.) på norsk sokkel.** Fra [10.2, data fra Oljedirektoratet]. Det kreves mer energi til produksjon av gass enn olje. Etter hvert som produksjonen av gass øker, se figur nedenfor, vil derfor de totale CO<sub>2</sub>-utslipp fra olje- og gassutvinningen øke. Dette framgår for øvrig også av den nederste figuren på denne siden.



**Olje- og gassproduksjon siden petroleumsvirksomheten startet, samt prognoser fram til 2015.** Fra [10.2, data fra Oljedirektoratet]



**CO<sub>2</sub>-utslipp fra petroleumsvirksomheten i Norge fram til 2009, samt prognoser for utslippene fram til 2020.** Fra [10.2, data fra Oljedirektoratet]

## Tiltak for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub>

Det er særlig fire typer tiltak som er mest aktuelle og vi skal nedenfor se nærmere på disse.

• **Myndighetenes bruk av avgiftspolitik og konsesjonsordninger.** Norske myndigheter har vært flinke til å utnytte politiske virkemidler til å redusere miljøproblemer fra olje- og gassutvinningen.

**CO<sub>2</sub>-avgiften** er et av de sentrale virkemidlene. Fra 2010 er denne 47 øre pr liter olje og per Sm<sup>3</sup> gass. Dette svarer til ca 192 kr pr tonn utslipp av CO<sub>2</sub> (se for øvrig oppgave 10.6). Klimakvoteloven er et annet virkemiddel. I forbindelse med godkjenning av utbyggingsplaner (PUD, se side 10-11) har myndighetene en tredje mulighet til å påvirke valg av CO<sub>2</sub>-vennlige løsninger.

• **Energieffektivisering.** I prinsippet er det tre "veier" å gå for å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene fra forbrenningsmotorer som brukes i forbindelse med produksjon av elektrisk energi:

- Generell energiøkonomisering, altså reduksjon av behovene for elektrisk energi om bord.
- Energiøkonomisering i prosessene som omformer energi i brenslere til elektrisk energi, se nedenfor
- Overføring av elektrisk energi fra land, se eget kulepunkt

Det er mulig å utnytte den termiske energien i de varme avgassene fra gassturbiner og dieselmotorer til å produsere damp, som i sin tur produserer elektrisk energi (såkalte kombikraftanlegg). Dette gir dermed bedre energiutnyttelse av brenslere, og tilsvarende mindre CO<sub>2</sub>-utslipp. Eksempel på et kombikraftanlegg er nærmere beskrevet på side 7-30. Slike anlegg er installert på feltene Oseberg, Snorre og Eldfisk, noe som er enestående i verden i offshore olje- og gassvirksomhet.

• **Overføring av elektrisk energi fra land.** Det vises til figur på side 7-3, hvor kurve a gjelder for den reduksjon som er vedtatt av Stortinget i det såkalte "Klimaforliket". Elektrifisering av offshorevirksomheten vil da være viktig for å kunne oppnå denne reduksjonen. Flere felt er allerede "elektrifisert", for eksempel Troll A og Ormen Lange. I 2009 kom 44 % av norsk gasseskport fra felt som fikk delvis eller all forsyning av elektrisk energi fra land. Men ikke alle felt er egnet for "elektrifisering". For eksempel er det som sikkerhetstiltak påkrevet at det skal være fakling på alle plattformer, noe som gir CO<sub>2</sub> utslipp som vist i figur nederst på forrige side. Det må dessuten alltid tas hensyn til at kraftoverføring til havs kan gi for stor belastning på kraftnettene i relevante landområder

• **Lagring av CO<sub>2</sub>.** Dette er trolig den mest interessante løsning på CO<sub>2</sub>-problematikken. CO<sub>2</sub> kan injiseres og lagres i olje- eller gassreservoarer hvor produksjonen er avsluttet. Det finnes også andre geologiske formasjoner som kan gi plass for lagring av CO<sub>2</sub>. Utsiraformasjonen, som tar imot CO<sub>2</sub> fra Sleipnerfeltet, er et eksempel på dette, se side 10-34. Et annet eksempel er Snøhvitfeltet, hvor CO<sub>2</sub> skiller ut på Melkøya og sendes tilbake til feltet. Lagring av CO<sub>2</sub> fra forbrenningsmotorer krever utskilling fra resten av motoravgassene. Dette kan gjøres som vist på side 7-34.



## Utslipp av NO<sub>x</sub>

### Kilder til utslipp av NO<sub>x</sub>

NO<sub>x</sub> er stort sett en blanding av gassene NO og NO<sub>2</sub> og beskrives kjemisk sett med samlenavnet nitrogenoksider eller nitrose gasser. Dannelsesmekanismer og miljømessige skadevirkninger er nærmere beskrevet på sidene 7-29 og 7-35. Som det framgår, dannes NO<sub>x</sub> under de høye temperaturene som opptrer når hydrokarboner forbrenner. Utslippskildene i petroleumsvirksomheten er derfor de samme som for CO<sub>2</sub>, altså gasturbinene, dieselmotorene og faklingen om bord i plattformene. Utslippene ligger stort sett på ca 0,20 kg per produsert Sm<sup>3</sup> o.e. Dette gir totale utslipp som beregnet i oppgave 10.7. Andre utslippsskilder i Norge framgår av figur øverst til høyre. Veitrafikken gir utslipp på mer enn 60 %, mens petroleumsvirksomheten bidrar med ca 25%.

### Tiltak for å redusere utslipp av NO<sub>x</sub>

Som for CO<sub>2</sub>-utslippene har myndighetene benyttet seg av sine muligheter til å påvirke også NO<sub>x</sub>-utslipp. For det første er det innført en NO<sub>x</sub>-avgift, som for 2010 ble satt til 16,40 kr per kg NO<sub>x</sub> som slippes ut. For det andre brukes prosessen med godkjenning av feltutbyggingsplaner (PUD, se side 10-11) til å stille krav, for eksempel til utstyrstutforminger. Det vises for øvrig til side 7-35 når det gjelder hvilke muligheter som eksisterer til bruk av f.eks NO<sub>x</sub>-filtre på forbrenningsmotorene.

## Utslipp av nmVOC

### Kilder til utslipp av nmVOC

NmVOC er diverse flyktige organiske forbindelser (unntatt metan) som i mindre mengder fordampes fra blant annet råolje. Stoffene er skadelige for både miljø og menneskers helse. Petroleumsvirksomheten er den største bidrageren til utslipp av nmVOC. Utslippene skjer særlig i under lagring og lasting av råolje ute på feltene.

### Tiltak for å redusere utslipp av nmVOC

Slike tiltak omfatter særlig teknologisk forbedring av de metoder som brukes under lasting av olje fra lagertanker. Fra 1990 har operatørselskapene klart å redusere utslippene av nmVOC med 43 %

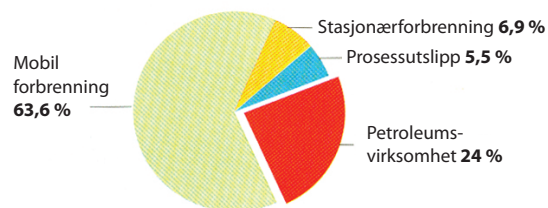
## Utslipp til sjø

### Utslipp av kjemikalier

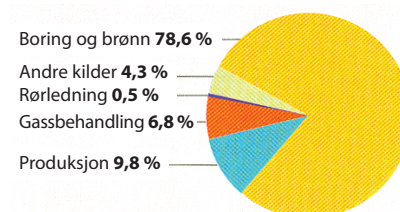
Slike utslipp omfatter særlig kjemikalier og sement fra boreoperasjoner, se figur nest nederst til høyre. 99% av kjemikaliene som brukes i norsk petroleumsvirksomhet er stoffer som praktisk talt ikke er miljøskadelige.

### Utslipp av produsert vann og akutte oljeutslipp

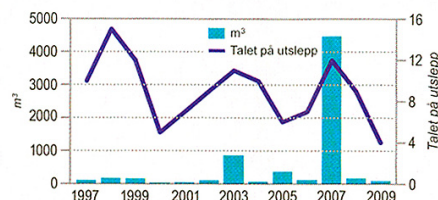
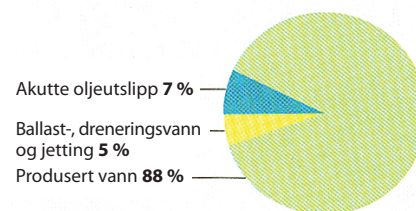
Med produsert vann mener vi vann som blir separert fra brønnstrømmen, se f. eks. side 10-12. Nederste figur til høyre viser at det også kan forekomme akutte oljeutslipp, men disse har vært beskjedne og ikke ført til miljøskader.



**Kilder til NO<sub>x</sub>-utslipp i Norge, 2008.** Fra [10.2, data fra Statistisk sentralbyrå]



**Utslipp av kjemikalier fra petroleumsvirksomheten i Norge, 2009.** Fra [10.2, data fra Oljedirektoratet]



**Utslipp av vann og akutte årlige oljeutslipp fra petroleumsvirksomheten i Norge.** Fra [10.2, data fra Oljedirektoratet]. Akutte årlige oljeutslipp har i volum vært meget små, bortsett fra året 2007. Da var det et uhell på Statfjordfeltet. Akutte oljeutslipp fra skipsfarten er et vesentlig større problem, se side 9.xx i kapittel om skip og skipsfart. Det vises forøvrig til oppgave 10.4 hvor de nevnte utslippene sammenlignes med utslippene fra Deepwater Horizon og Exxon Valdez.

# Hva har hatt betydning for utviklingen av norsk olje- og gass?

## Reservoarene

Da oljevirksomheten startet, ble de mest lovende områdene undersøkt først. Det førte til en rekke store funn, som Ekofisk, Statfjord, Gullfaks, Oseberg og Troll. Det ble bygget store plattformer, lagt rørledninger og etablert store gassanlegg på land. Disse er fortsatt viktige, og de har gitt grunnlag for utvikling av en infrastruktur som nye felt kan knyttes opp mot.

Virksomheten startet i områder med forholdsvis grunt vann, men flyttet seg raskt nordover til områder med større havdyp. Plattform-løsningene måtte tilpasses forholdene, og etter hvert ble det utviklet undervannsteknologi. Undervannsproduksjonsanlegg benyttes både i kombinasjon med flytende produksjonsplattformer og skip, og som utbyggingsløsning for små felt der undervannsproduksjonsanlegget knyttes opp mot eksisterende plattformer.

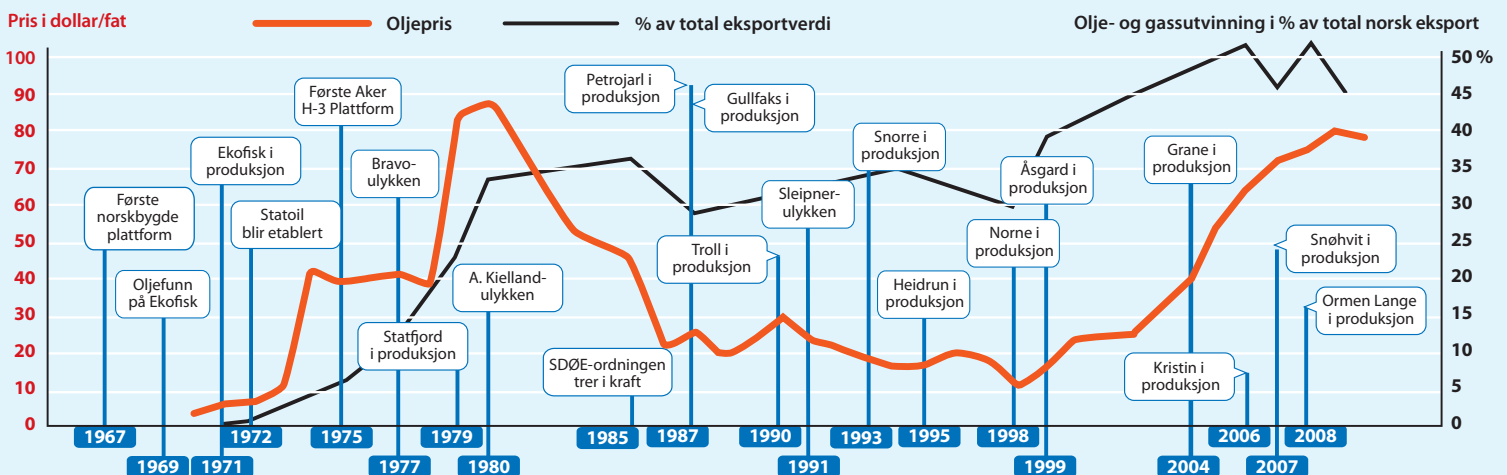
## Pris på olje og gass

Mens olje selges nærmest last for last har det vært vanlig å selge gass under langsiktige kontrakter. Dette har sammenheng med at gass transporteres i rørledninger. For å sette i gang med store rørledningsprosjekter har det vært nødvendig å ha garantier for langsiktig produksjon og leveranse. De store gassprosjekter har derfor alltid vært komplekse og avhengige av avtaler mellom selskaper og mellom land. I perioder har det vært vanskelig å bli enige om slike avtaler, og store gassfunn er blitt liggende uutnyttet.

Det er enklere å selge olje, selv om det finnes råoljekvaliteter som ikke er like attraktive for alle raffineriene. Oljen kan lett transporteres over store avstander. Men oljeprisen har variert, ofte på grunn av krig og storpolitiske hendelser, noe som har ført til store svingninger i aktivitetsnivået.

I perioder med høy oljepris øker optimismen. Flere prosjekter vurderes som lønnsomme og settes i gang. Leverandør- og serviceindustrien

**Oljepriser (årsgjennomsnitt), eksportandeler og milepæler i norsk olje- og gassvirksomhet.**  
Grafen for oljeprisen er indeksregulert. For eksempel ser vi at maksimalprisen i 1980 kan avleses til 87 dollar/fat. Nominell (virkelig) oljepris det året var egentlig 37 dollar/fat. Forskjellen mellom nominell verdi og indeksregulert verdi blir mindre og mindre jo nærmere vi kommer "våre dager". I 2008 svingte oljeprisen voldsomt (mellom 136 og 40 dollar pr fat).



går for full kapasitet og kostnadsnivået øker. Når oljeprisen faller, blir oljeselskapene bekymret for lønnsomheten. Prosjekter som ikke er kommet skikkelig i gang, blir utsatt, og nye prosjekter holdes igjen. Leverandør- og serviceindustrien går etter hvert tom for oppdrag og strukturen endres etter konkurser og oppkjøp. Hvis oljeprisen holder seg lav lenge, begynner hele bransjen å tenke nytt. Det satses kanskje på ny og billigere teknologi kombinert med nye former for samarbeid mellom leverandør- og operatørselskap.

Perioden fram til 1985 var preget av høye oljepriser. Dette bidro til robuste løsninger, høy kvalitet og høyt kostnadsnivå. Prisfallet i 1986 gjorde det helt nødvendig å redusere kostnadsnivået. Veslefrikk er eksempel på en "billigløsning". Etter at en serie store prosjekter var ferdigstilt (Snorre, Sleipner, Draugen, Heidrun) ble det "prosjekttørke". Nye konsepter og nye samarbeids-former ble lansert. Dette ga grunnlag for en ny serie av mer kostnads-effektive prosjekter med Norne, Njord, Visund og Åsgard som eksempler. Men et raskt økende aktivitetsnivå førte til ny kostnadsøkning. Flere prosjekter fikk store kostnads-overskridelser noe som igjen førte til mer forsiktighet. Etter noen år med stabile forhold begynte oljeprisen å stige mot rekordhøyder. Igjen ble aktivitetsnivået drevet opp og kostnadsnivået fordoblet seg i løpet av 2-3 år. Det hele kulminerte med finanskrisen i 2008. Etter et dramatisk prisfall har igjen oljeprisen stabilisert og styrket seg, men det er fortsatt stor usikkerhet i industrien om hvordan fremtiden blir.

## Teknologien

Utbyggingen startet i Ekofiskområdet på forholdsvis grunt vann, 60-70 meter. Det ble bygget plattformer med stålunderstell av den typen som var vanlig i for eksempel Mexico golfen. På så grunt vann er selve understellene ganske billige. Da er det ingenting i veien for å bygge flere små plattformer med broforbindelse.

Da aktiviteten flyttet seg nordover til Statfjordområdet, ble vanddybden større, ca 150 meter. Det var store felt og dermed behov for store plattformer med dekkсанlegg på over 40.000 tonn. Fordi bøyelasting var aktuelt var det også viktig med oljelager.

Det ble utviklet et norsk plattformkonsept basert på betong. Konseptet fikk navnet Condeep, og i forhold til de konvensjonelle stålunderstellene hadde det mange fordeler som var svært viktige i forhold til utfordringene, se side 10 - 13.

Etter hvert som det ble behov for flere plattformer på havdyp mellom 300 og 400 meter ble det klart at flytende plattformer ville måtte ta over. Utfordringen ved flytende plattformer er at brønnene da må være "havbunnskomplett". Det betyr at utstyr og ventiler som ellers er plassert på plattformen må stå på havbunnen.

Siden uprosessert gass kan transporteres lange avstander gjennom rør, ble det tidlig sett som en mulighet å plassere hele prosessanlegget på land. Dette er blitt gjort i to tilfeller på norsk sokkel, Snøhvit og Ormen Lange.

I begynnelsen ble undervannsutstyr og rørledninger installert og koblet sammen ved hjelp av dykkere. I Norge ble det tidlig satsset på såkalt dykkerløs teknologi som gjorde det mulig å installere utstyr uten bruk av dykkere.



## Eksempler på hvordan norsk ingeniørkunst har bidratt til den teknologiske utviklingen i olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel

Olje- og gassutvinning baserer seg i stor grad på internasjonal kompetanse, men ren norsk ingeniørkunst har likevel markert seg tydelig. Nedenfor er gitt noen eksempler og forklaringer på dette.

**1. Topp, teknologisk kompetanse innen norsk skipsfart og skipsbygging kunne raskt overføres til den nye næringen.** Da petroleumsvirksomheten i Norge startet, hadde den lenge foregått til havs både i USA og andre steder. Det var derfor ikke overraskende at den første operatøren på norsk sokkel ble det amerikanske selskapet Conoco Phillips. Både Statoil og andre norske aktører lærte imidlertid fort og kom tidlig med som operatører. Når det gjelder bygging av plattformer, var Norge allerede med fra letefasen. Gullalderen på 1960-tallet hadde medført en skipsteknologisk revolusjon og gitt Norge høy ingeniørmessig kompetanse innen skipsbygging (se side 9.13). Den første norskbygde plattformen ble derfor en enkel oppgave (Ocean Viking, levert fra Aker Verft i 1967, se figur side 10-3). Konstruksjonen var amerikansk, men allerede i 1975 kunne den først norsk-designede plattformen leveres fra samme verft. Dette var den velkjente Aker H-3 plattformen, se figur til høyre. Denne ble en stor suksess. Blant annet var konstruksjonen mye enklere enn amerikansk praksis.

I den videre perioden framover "eksploderte" norsk offshoreaktivitet, som vi skjønner blant annet av sidene 10-30/37. Se også grafen over nasjonalproduktet på siden foran. Fra 1975 satte, som tidligere nevnt, den såkalte skipsfartskrisen inn. Dette medførte stor ledighet av skipsbyggingskompetanse, som enkelt kunne overføres til utvikling og oppbygging av den nye næringen.

**2. Condeep-konseptet for betongplattformer ble en annen stor, norsk suksess.** Fordelene er omtalt på side 10-13. Den mest berømte Condeep-plattformen er Troll A. Mange mener at dette prosjektet var århundrets norske ingeniørbragd. Totalt ble det bygget 14 understell av Condeep-design ved Norwegian Contractors anlegg i Gandsfjorden ved Stavanger.

**3. Imponerende, flytende produksjonsplattformer av norsk design var neste trinn etter hvert som som virksomheten flyttet seg ut på stadig dypere vann.** H-3 var egentlig en flytende boreplattform, men den la også grunnlaget for flytende *produksjons*-plattformer. Flytende konstruksjoner er generelt følsomme for bølgeinduserte bevegelser og de tradisjonelt sterke, norske skipsingeniørmiljøene var sentrale i utviklingen av både typen halvt nedsenkbare og typen strekkstagplattformer. Eksempel på en halvt nedsenkbar plattform er Åsgard B (1999, se side 10-35). De mest kjente strekkstagplattformene er Snorre A og Heidrun. Begge kom i drift i 1992. Heidrun er en helnorsk design, med understell av betong, og er både verdens eneste og verdens største strekkstagplattform i betong. Heidrun er et kjent navn fra mytologien, se figur til venstre.



### Heidrun – et kjent navn fra mytologien

En rekke av feltene på norsk sokkel har fått navn fra norrøn mytologi. For eksempel er Heidrun ei geit som går på taket av Valhall og spiser av et tre. Fra juret hennes renner det mjød ned i et kar som de døde krigerne som kommer til Valhall kan drikke av. Denne kilden blir aldri tom. (Illustrasjon fra et islandsk manuskript fra det 18. århundrede. Wikipedia).



**4. Petrojarl I (1986) var det første produksjonsskipet som tålte det meget barske havmiljøet på norsk sokkel.** Skipet var fullt ut norskutviklet og bidro til å flytte grenser for bruk av skip til produksjon. Det kunne operere med god regularitet på felter hvor bølger, vind og strøm ga store ingeniørmessige utfordringer, med blant annet vanskelige krav til forankrings- og posisjoneringssystemene.

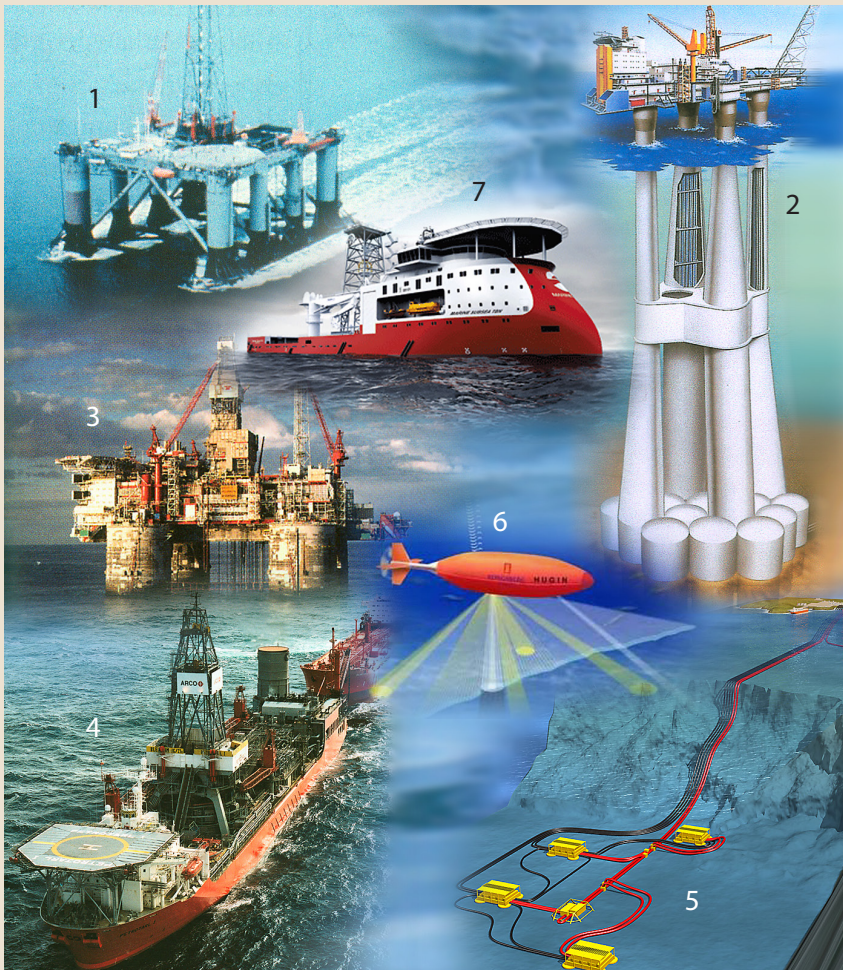
**5. Tidlig satsing på dykkerløs undervannsteknologi.** Dette har resultert i en rekke norske selskaper som ligger i verdenstoppen når det gjelder løsninger for slik avansert teknologi.

**6. Blant de fremste i verden innen marin kybernetikk.**

Som eksempler kan nevnes utviklingen av systemer for dynamisk posisjonering (se side 10-22) og autonome undervannsfarkoster (se side 10-27).

**7. Verdens mest moderne og verdens nest største offshoreflåte,** med over 450 offshorefartøy. Se sidene 10-28/29

**8. Norsk marinteknisk utdanning og forskning – verdensledende toppen både når det gjelder kvantitet og kvalitet.** Eksempelvis kan nevnes at NTNU i årene 1975-2010 har utdannet nesten 3000 mariningeniører med mastergrad og xxx med doktorgrad (PhD). De fleste av disse arbeider innen norsk maritimt næringsliv. Forskningsvirksomheten er også i verdenstoppen, se beskrivelsen av den norske maritime klyngen på side 9-xx.



Eksempler på hvordan norsk ingeniørkunst har bidratt til den teknologiske utviklingen i olje- og gassvirksomheten gjennom 35 år. Framtiden gir en rekke nye utfordringer for norsk ingeniørkunst.

*Norsk ingeniørkunst har helt siden starten gjort seg gjeldende i den teknologiske utviklingen innen olje- og gassvirksomheten til havs.*

*Collagen viser noen eksempler:*

**1. Aker H-3 boreplattform (1975)**  
Denne første helnorske plattformkonstruksjonen ble meget vellykket. Det ble bygget 37 stykker av dette konseptet, flere enn av noen annen plattformtype. Det ble også etterlignet av flere utenlandske selskaper.

Noen er fortsatt i drift. Plattformen hadde pongtonger formet som skipsskrog og ble drevet av eget maskineri. Fra [10.11]

**2. Troll A betongplattform (1990)**  
Århundrets norske ingeniørbragd. Se også side 10-13. Fra [10.3]

**3. Heidrun strekkstagplattform (1995).** Eksempel på flytende plattform. Verdens største strekkstagplattform og den eneste i betong. Fra [10.2]

**4. Petrojarl I, skytteltankskip Petroskald.** Produksjonsskip for ekstreme værforhold. Skytteltanker med dynamisk posisjonering. Fra [10.11]

**5. Havbunnsrammer for gassfeltet Ormen Lange**

Eksempel på avansert undervannsteknologi. Feltet har verken plattform eller produksjonsskip. Det ligger i Mørebasenget på 800-1100 m havdyp og omfatter 24 brønner fordelt på tre bunnsrammer. Brønnstrømmen (gass og kondensat) føres gjennom to flerfaserør til landanlegget på Nyhamna. Her tørkes gassen, komprimeres og sendes videre i rør til England

**6. Ubemannet undervannsfartøy Hugin.** Helnorsk design, se side 10-27. Brukes over hele verden

**7. Offshorefartøy for inspeksjon, reparasjon og vedlikehold**

Eksempel på fartøy i den moderne og meget store norske offshoreflåten. Fartøyet er designet og bygget ved Ulstein Verft, og levert rederiet Marine Subsea TBN.



## Litteraturhenvisninger

- 10.1 Statistisk sentralbyrå: Statistisk årbok 2009 ([www.ssb.no/](http://www.ssb.no/))
- 10.2 Olje-og energidepartementet / Oljedirektoratet:  
Fakta. Norsk petroleumsverksemd 2009
- 10.3 Bjørn Vidar Larsen: Dråper av svart gull. Statoil 1972-2002.  
Statoil 2002
- 10.4 Dag Bakka, Marit Eggen: Skipsfartens bok . Norges maritime næringer 2007  
Breakwater Publishing. 2007
- 10.5 Finn Gunnar Nielsen: Lecture notes in SIN 1546 Marine Operations.  
Institutt for marin hydrodynamikk, NTNU, 2002
- 10.6 Torgeir Moan 1) : Marine Structures and Operations for a Future Safe and  
Sustainable Use of the Oceans. Centre for Ships and Ocean Structures.  
Keynote lecture, PRADS conference, Rio de Janeiro, 2010.  
1) Norwegian University of Science and Technology. Trondheim, Norway
- 10.7 Hans Veldman, Georg Lagers: 50 years offshore. Foundation for Offshore Studies,  
Delft, 1997
- 10.8 Frank Jahn, Mark Cook, Mark Graham: Hydrokarbon exploration and  
production. Elsevier, 2008
- 10.9 Stein Fosser, Rune Elvik: Dødsrisiko i vegtrafikken og i andre aktiviteter.  
TØI notat 1038/1996
- 10.10 T.Holmås 1), J. Amdahl 2): Fire resistance of offshore structures.  
ECCM 2010. IV European Conference on Computational Mechanics  
1) Usfos AS, Norway 2) NTNU, Norway
- 10.11 Stig Kvaal, Torgeir Moan, Johannes Moe, Gjert Wilhelmsen (red.): Et hav av muligheter.  
Institutt for marin teknikk, NTNU, i samarbeid med Tapir. 2003