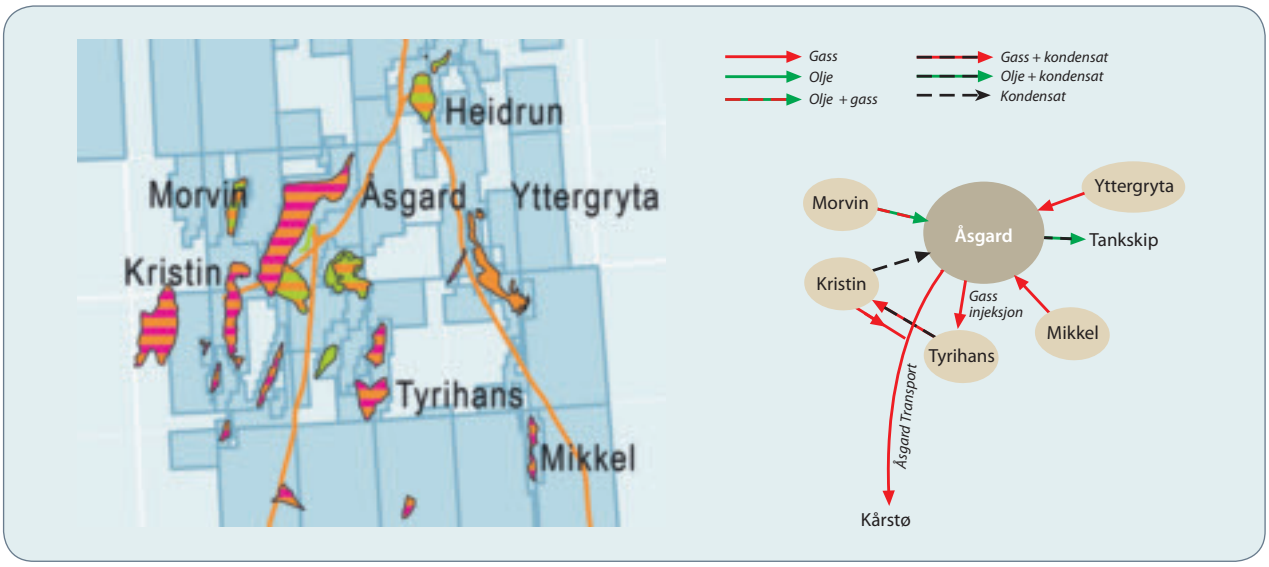
ÅSGARDOMRÅDET

Åsgardområdet ligger på Haltenbanken i Norskehavet, 200 km utenfor kysten av Trøndelag og 50 km sør for Heidrunfeltet. Åsgardutbyggingen åpnet en transportvei for olje og gass fra Haltenbanken. Denne tilgang på infrastruktur, kombinert med ny teknologi, gjorde det mulig å bygge ut Kristin, Mikkel, Tyrihans, Morvin og Yttergryta og koble disse til rørledningssystemet Åsgard Transport som transporterer gassen til Kårstø gassterminal i Rogaland.

Utbyggingen av Åsgard representerer et teknologisprang i dypet. Her er de bunnfaste plattformene som vi kjenner fra Nordsjøen, erstattet med dykkerløse dypvannsløsninger som er installert og drives ved hjelp av avanserte fjernstyringssystemer på overflaten. Mye av den eksisterende teknologi måtte utvikles videre.

Kristinfeltet er bygget ut med et undervanns produksjonsanlegg med brønnstrømsoverføring til en halvt nedsenkbar produksjonsplattform for prosessering. Med høyt trykk (910 bar) og høy temperatur (170 grader) er Kristinreservoaret den mest krevende undervannsutbyggingen så langt på norsk sokkel.



Åsgard

Åsgard er et olje og gassfelt. Åsgard er navnet på den samordnede enheten som består av Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard som ble funnet i henholdsvis 1981, 1984 og 1985. Operatør er Statoil. Utbyggingen av feltet resulterte i store kostnadsoverskridelser, mest i forbindelse med Åsgard A og B. Som en følge av overskridelsene, ble ledelsen i Statoil skiftet ut.

Reservoar og utvinningsstrategi

Smørbukk ligger på en rotert forkastingsblokk, avgrenset av forkastninger i vest og nord og et strukturelt dypere område mot sør og øst. Reservoarene i Garn-, Ile-, Tofte-, Tilje- og Åreformasjonene er av jura alder og inneholder gass, kondensat og olje. Reservoaret ligger på dyp fra 2.500 m ned mot 4.850 m, noe som gir brønnbaner på fra 5.000 til 8.000 meter. Smørbukk Sør, med reservoarbergarter i Garn-, Ile- og Tiljeformasjonene, er av tidligjura til mellomjura alder og inneholder olje, gass og kondensat. Midgardfunnet er delt inn i fire strukturelle segmenter med hovedreservoar i Garn- og Ileformasjonene av mellomjura alder.

Reservoarets samlede utstrekning medfører behov for svært mange brønner. Særlig Smørbukk viste seg å by på utfordringer, og er regnet som et av de vanskeligste reservoarer på norsk sokkel. I tillegg til høyt trykk og høy temperatur representerer også strømningsegenskapene en stor utfordring.

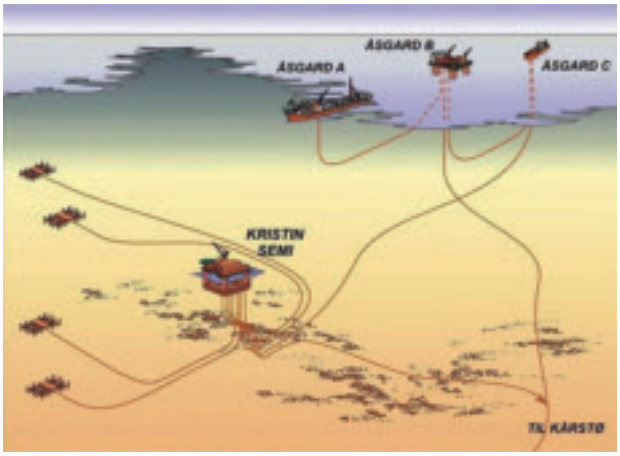
I Smørbukk og Smørbukk Sør blir oljeutvinningen hjulpet av gassinjeksjon. Midgard blir produsert ved trykkavlastning. Under gasskappen på Midgard er det en tynn oljesone (11,5 meter) som det ikke er planer om å produsere.

Transport

Olje og kondensat blir midlertidig lagret på feltet og transportert til land med tankskip. Gassen går i Åsgard Transport til Kårstø. Fra høsten 2006 blir kondensat fra Åsgard blandet med olje og solgt som «Halten Blend». Rikgass transporteres gjennom rørledningen Åsgard Transport for prosessering/fraksjonering av våtgasskomponentene i gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Tørrgassen transporteres videre fra Kårstø til kontinentet gjennom rørledningen Europipe II.

Utbyggingsløsning

Forsøk og studier viste at en tradisjonell løsning ville kreve flere bunnfaste plattformer for å dekke det store området. Dette ville bli alt for dyrt, og en ville likevel ha de samme naturgitte utfordringene. Bunnfaste plattformer ville også krevd mer tid, og det ville vært vanskeligere å gjennomføre så mye arbeid parallelt. Derfor måtte det en stor undervannsløsning til, med prosessutstyr plassert på flytende plattformer. Dette krevde bruk av ny og lite utprøvd teknologi under de naturgitte forholdene.



Åsgardfeltet og Kristinfeltet. Illustrasjon: Statoil

Havdypet er fra 240 til 310 meter, noe som ga utfordringer med å føre brønnstrømmer med svært varierende trykk gjennom stigerørene.

Åsgard er bygget ut med havbunnskompletterte brønner som er knyttet til produksjons- og lagerskipet Åsgard A, som produserer og lagrer olje, og den flytende halvt nedsenkbare plattformen Åsgard B som behandler gass og kondensat. Til Åsgard B er det knyttet et lagerskip for kondensat, Åsgard C.

Produksjonssystemene er spredt over et område på 20 x 60 kilometer, større enn hele Manhattan i New York. Verdens hittil største produksjonsanlegg under vann er installert på feltet, med i alt 53 brønner fordelt på 18 rammer på havbunnen.

I tillegg til å behandle egen produksjon blir gassen fra Mikkelfeltet og kondensat fra Kristin- og Tyrihansfeltene prosessert på Åsgard B.

Åsgard A – produksjonsskip

Åsgard A var ved installasjon verdens største produksjonsskip for olje- og kondensatproduksjon. Skipet er på 278 x 45 m, med en lagringskapasitet på 920.000 fat olje. Det var på plass 8. februar 1999 og kunne starte oljeproduksjonen 19. mai samme år. Aker Maritime hadde ansvaret for byggingen av

Åsgard A. Foto: Øyvind Hagen/Statoil

Åsgard A. Skroget ble bygget ved Hitachi i Japan. Høy grad av gassinjeksjon ga store krav til utstyret på Åsgard A, med ekstra sterk dreieskive og kraftige fleksible stigerør.

Åsgard B – flytende prosessplattform

Åsgard B er en halvt nedsenkbar flytende plattform med prosessanlegg for gassbehandling og stabilisering av olje og kondensater. Plattformen ble utviklet av Kværner/GVA Consultants AB i Göteborg som en GVA70-enhet. Skroget ble bygget av Daewoo Heavy Industries i Korea. Dekksmodulene kom fra Polen, Russland, Nederland, Sverige og Egersund og ble satt sammen med skroget i Stavanger. Hovedkontraktør for byggingen var Kværner Oil and Gas. Plattformen var til da den største halvt nedsenkbare plattformen noensinne bygget for produksjon med en dekksvekt på 3.700 tonn. Sammenlignet med andre flytende produksjonsanlegg har produksjonsanlegget en behandlingskapasitet som er større enn summen av Njord og Visund. Kraftbehovet på Åsgard B er betydelig på grunn av behovet for å komprimere store gassvolum. Plattformen hadde produksjonsstart den 1. oktober 2000.

Åsgard B. Foto: Øyvind Hagen/Statoil

Åsgard C – lagerskip for kondensat

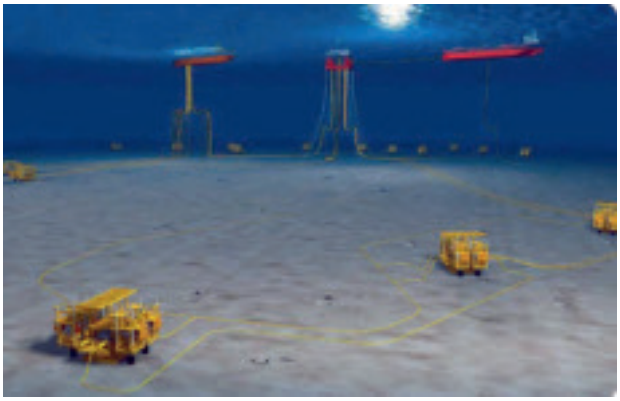
Skipet ble sjøsatt i Bilbao i Spania september 1999 og døpt «M/T Jorunn Knutsen». Siden år 2000 har det operert som lagerskip for kondensatproduksjonen fra Åsgard og så lenge skipet ligger på Åsgardfeltet har det navnet Åsgard C. Åsgard C eies av rederiet Knutsen OAS Shipping AS. Rederiet har ansvaret for bemanning, drift og vedlikehold, mens Statoil har det overordnede ansvaret overfor Petroleumstilsynet og partnerne. Etter en ombygging i 2005 bru-

Åsgard C. Foto: Dag-Tore Anfinsen/Statoil

kes skipet som et felles kondensatlager for feltene Åsgard og Kristin. I forbindelse med ombyggingen og utvidet bruk har Statoil inngått en ny leieavtale med rederiet med opsjoner frem til 2018.

Havbunnsinstallasjoner Åsgard E – Z

Havbunnsrammene ble konstruert av FMC Technologies på Kongsberg og bygget i Dunfermline i Skottland.



Åsgard havbunnsinstallasjoner. Illustrasjon: FMC Technologies.

Åsgard

Blokker	6406/3, 6407/2, 6407/3, 6506/11, 6506/12 og 6507/11
Utvinningstillatelser	062, 074, 094, 094B, 134 og 237
Tildelt	1981, 1982, 1984, 1987, 1998 og 2002.
Utvinnbare reserver totalt	614 mill fat olje 185,9 mrd Sm³ gass 36,1 mill tonn NGL 16 mill Sm³ kondensat
Gjenværende 31.12.2008	217 mill fat olje 110,8 mrd Sm³ gass 23,0 mill tonn NGL

Funnår	1981
Godkjent utbygget	14.06.1996
Produksjonsstart	19.05.1999
Operatør	Statoil
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovedforsyningsbase	Kristiansund
Rettighetshavere	
Petoro	35,69%
Statoil	34,57%
Eni Norge	14,82%
Total E&P Norge	7,68%
ExxonMobil	7,24%

Mikkel

Mikkel er et gass- og kondensatfelt som ligger øst på Haltenbanken i Norskehavet, ca. 40 km sør for Midgard og 30 km nord for Draugen, på 220 meters havdyp. Forekomsten ble funnet i 1987. Produksjonsstart var den 1. oktober 2003.

Reservoar og utvinningsstrategi

Mikkel har en 300 meter tykk gass- og kondensatkolonne og en tynn underliggende oljesone. Reservoarene som ligger på 2.500 meters dyp, er bygd opp av sandsten av mellomjura alder i seks strukturer som er skilt av forkastinger, alle med god reservoarkvalitet. Utvinningen foregår ved hjelp av trykkavlastning.

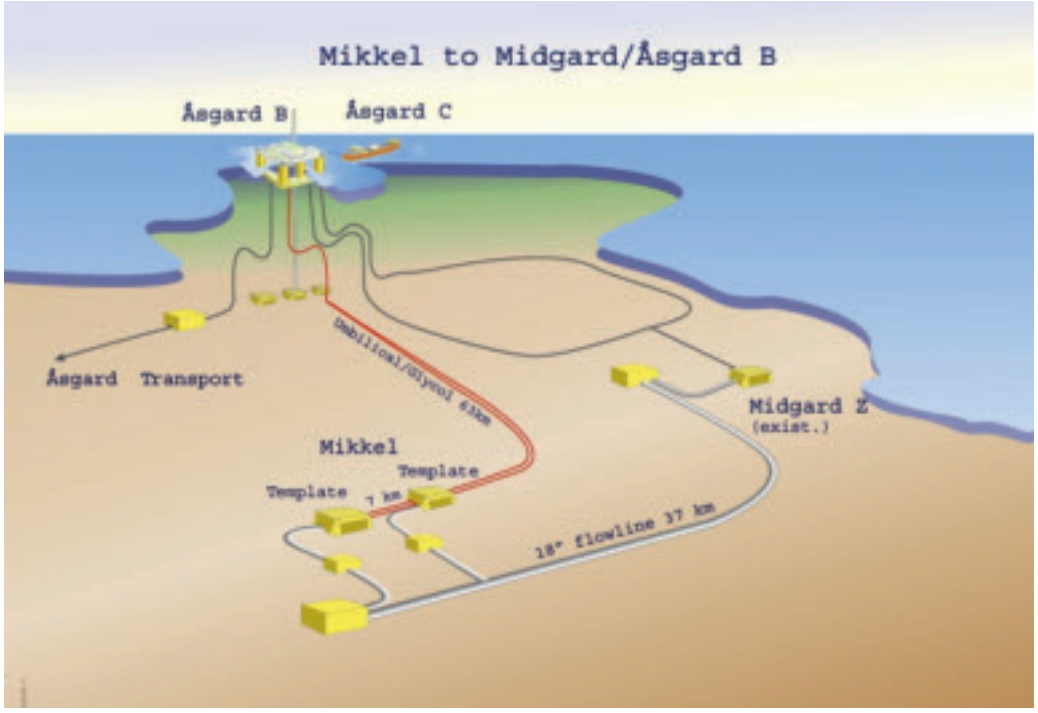
Transport

Fra Mikkel går brønnstrømmen til Åsgard B-plattformen for prosessering. Her blir kondensatet skilt fra gassen og stabilisert før det blir skipet fra feltet sammen med kondensatet fra Åsgard. Kondensatet blir solgt som olje (Åsgard Blend). Rikgassen går i rørledningen Åsgard Transport til Kårstø, der NGL blir skilt ut. Tørrgassen blir transportert videre til kontinentet gjennom rørledningen Europipe II.

Utbyggingsløsning

Feltet er bygget ut med havbunnsanlegg med to brønnrammer, Mikkel A og Mikkel B som er knyttet til Åsgard B.

Mikkel	
Blokker	6407/5 og 6407/6
Utvinningstillatelser	092 og 121
Tildelt	1984 og 1986
Utvinnbare reserver totalt	28,9 mill fat olje
	21,9 mrd Sm³ gass
	6,0 mill tonn NGL
	2,3 mill Sm³ kondensat
Gjenværende 31.12.2008	19,5 mill fat olje
	13,0 mrd Sm³ gass
	3,6 mill tonn NGL
Funnår	1987
Godkjent utbygget	17.12.2001
Produksjonsstart	01.08.2003
Operatør	Statoil
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovedforsyningsbase	Kristiansund
Rettighetshavere	
Statoil	43,97%
ExxonMobil	33,48%
Eni Norge	14,90%
Total E&P Norge	7,65%



Havbunnsinstallasjoner på Mikkel med rørledning til Åsgard B. Illustrasjon: Statoil

Kristin

Kristinfeltet er et gass- og kondensatfelt som ligger sør for Åsgardfeltet i Norskehavet, sørvest på Haltenbanken. Produksjonslisensene 134B, 199 og 257 omfatter forekomstene Kristin, Lavrans, Erlend og Ragnfrid. Kristinfeltet ble funnet i 1997, og godkjent for utbygging den 17. desember 2001. Produksjon fra feltet startet den 3. november 2005. Operatør for feltet var først Saga Petroleum, men Statoil overtok den 1. januar 2000.

Reservoar og utvinningsstrategi

Kristin- og Lavransfunnene av kondensat og gass er påvist i sandsten av jura alder på 4.300-5.900 meters dyp. Strukturene har formen av langstrakte roterte forkastningsblokker. Kristin, som har høyere væskeinnhold enn Lavrans, strekker seg inn i blokk 6506/11. Reservoarene ligger i Garnformasjonen, Ileformasjonen og Tofteformasjonen, og inneholder gass og kondensat under svært høyt trykk (910 bar) og høy temperatur (170ºC). Utvinningen foregår ved hjelp av trykkavlasting.

Transport

Rikgassen fra Kristin blir transportert gjennom en egen rørledning til Åsgard Transport og videre til Kårstø, der etan og NGL blir skilt ut. Salgsgassen blir transportert videre til kontinentet. Kondensat blir separert og stabilisert på Kristin og overført til Åsgard C for lagring og utskiping. Kondensat fra Kristin blir solgt som olje (Halten Blend).

Utbyggingsløsning

Kristinfeltet er bygget ut med et havbunnsanlegg med tolv brønner fordelt på fire brønnrammer og med brønnstrømsoverføring til en halvt nedsenkbar produksjonsplattform for prosessering. Havdypet er 370 meter.

Kristinplattformen (Kristin 6406/2)

Kristin- plattformen er en halvt nedsenkbar flytende produksjonsplattform. Hovedkontraktør for byggeprosjektet var Aker Kværner (Aker Stord). Skroget ble bygget av Samsung i Korea. Stigerørsbalkong og fakkeltårn kom fra Dragados Cadiz i Spania og boligkvarteret fra Emtunga i Sverige. Fra november 2005 er det produsert gass og kondensat fra Kristinreservoaret under rekordhøyt trykk og temperatur. Kondensat og gass fra Tyrihansfeltet blir prosessert på Kristinplattformen før videre transport.

Kristinplattformen. Foto: Trond Sigvaldsen/Statoil

Kristin	
Blokker	6406/2 og 6506/11
Utvinningstillatelser	134 B og 199
Tildelt	1993 og 2000
Utvinnbare reserver totalt	150 mill fat olje
	26,0 mrd Sm³ gass
	5,7 mill tonn NGL
	2,1 mill Sm³ kondensat
Gjenværende 31.12.2008	88,7 mill fat olje
	15,5 mrd Sm³ gass
	3,5 mill tonn NGL
Funnår	1997
Godkjent utbygget	17.12.2001
Produksjonsstart	03.11.2005
Operatør	Statoil
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovedforsyningsbase	Kristiansund
Rettighetshavere	
Statoil	55,30%
Petoro	19,58 %
ExxonMobil	10,88 %
Eni Norge	8,25 %
Total E&P Norge	6,00 %

Tyrihans

Tyrihans ligger omtrent 35 km sørøst av Kristinfeltet og var det første funnet på norsk sokkel nord for den 62. breddegrad. Feltet omfatter Tyrihans Sør, som er et oljefelt med gasskappe, og Tyrihans Nord som er et gass- og kondensatfelt med en tynn oljesone. Olje- og energidepartementet mottok i juli 2005 plan for utbygging og drift (PUD). Tyrihans forventes å ha en oljeproduksjonsperiode frem til og med år 2025. Havdypet i området er omtrent 270 meter.

Tyrihans	
Blokker	6406/3 og 6407/1
Utvinningstillatelser	073, 073B og 091
Tildelt	1982, 1984 og 2004
Utvinnbare reserver totalt	186 mill fat olje 35,5 mrd Sm³ gass 6,5 mill tonn NGL
Funnår	1983
Godkjent utbygget	16.02.2006
Produksjonsstart	08.07.2009
Operatør	Statoil
Rettighetshavere	
Statoil	58,84%
Total E&P Norge AS	23,18%
ExxonMobil	11,75%
Eni Norge AS	6,23%

Reservoar og utvinningsstrategi

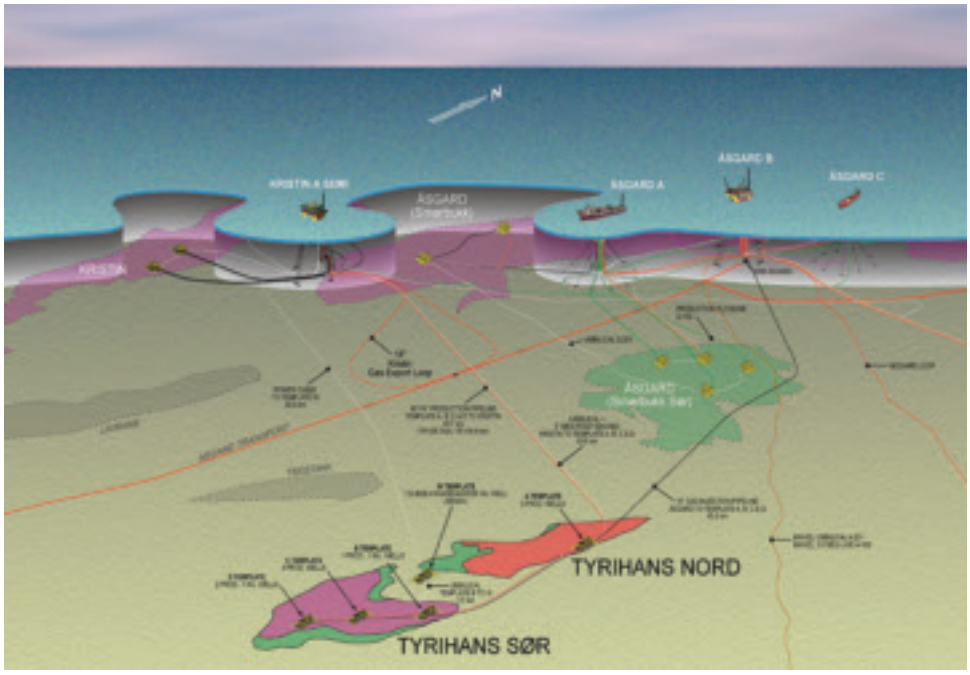
Tyrihans Sør har en oljekolonne med en gasskappe som er rik på kondensat. Tyrihans Nord inneholder gasskondensat med en underliggende oljekolonne. Garnformasjonen av mellomjura alder er hovedreservoaret for begge forekomstene og ligger på om lag 3500 meters dyp. Utvinningen baserer seg på gassinjeksjon med gass fra Åsgard B i Tyrihans Sør de første årene. I tillegg vil det benyttes havbunnspumper til injeksjon av sjøvann for å øke utvinningen. Det er også vedtatt å utvinne oljesonen i Tyrihans Nord.

Transport

En 43-kilometer lang rørledning med varmekabler for å forhindre dannelse av hydrat- og voksplugger, fører brønnstrømmen til Kristinplattformen. Gassen sendes, som gassen fra Kristin, gjennom rørledningen Åsgard Transport til behandlingsanlegget på Kårstø. Oljen og kondensatet fra Tyrihans stabiliseres med væskeproduksjonen fra Kristin og sendes gjennom eksisterende rørledning til lagerskipet Åsgard C for videre transport med tankskip.

Utbyggingsløsning

Feltet er utbygd med tolv brønner fordelt på fem havbunnsrammer, fire for produksjon/gassinjeksjon og en for vanninjeksjon. Brønnrammene er knyttet til Kristinplattformen for prosessering og eksport. Driftsorganisasjonen er felles for Kristin og Tyrihans.



Tyrihans med Kristin og Åsgard i bakgrunnen. Illustrasjon: Statoil

Morvin

Morvin er et kombinert olje- og gassfelt på Haltenbanken i Norskehavet. Feltet ligger omkring 20 kilometer vest for Åsgard B-plattformen, omkring 200 kilometer utenfor kysten av Midt-Norge. Havdypet er om lag 350 meter. Morvin ble oppdaget i 2001, og plan for utbygging og drift (PUD) ble sendt inn i februar 2008. Planen fikk en rask behandling, og ble godkjent i statsråd den 25. april 2008. Det er anslått at produksjonen fra feltet vil begynne sent i 2010.

Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoarforholdene på Morvin er tilnærmet de samme som på det tilstøtende Kristinfeltet, med høyt trykk og høy temperatur. Reservoaret vil bli produsert ved trykkavlasting.

Transport

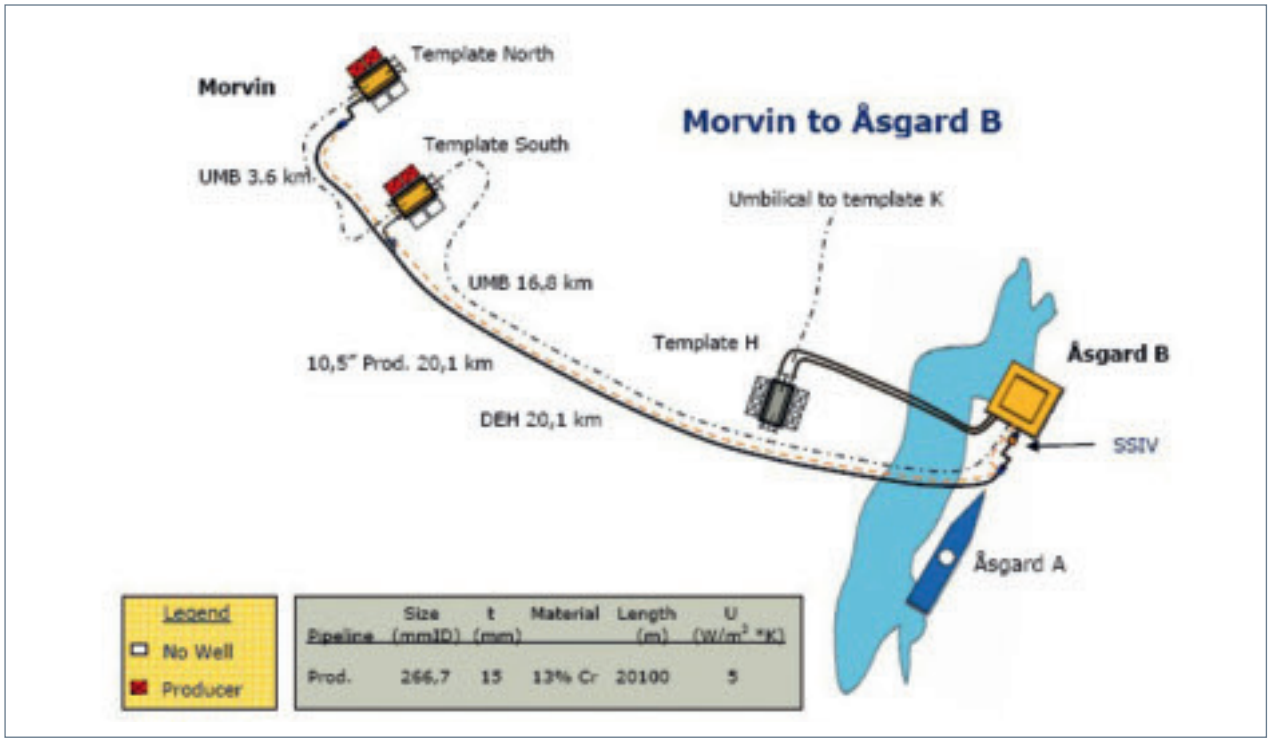
Morvin knyttes til Åsgard B for prosessering, transporten vil skje gjennom en 20 kilometer lang rørledning.

Utbyggingsløsning

Morvin blir bygget ut med to produksjonsbrønnrammer og til sammen tre produksjonsbrønner. Produksjonssystemet på havbunnen vil bygge på teknologi utviklet for Kristinfeltet.

Kristin

Blokk	6506/11
Utvinningstillatelse	134 B
Tildelt	2000
Utvinnbare reserver totalt	58,5 mill fat olje 3,2 mrd Sm³ gass 0,7 mill tonn NGL
Funnår	2001
Godkjent utbygget	25.04.2008
Produksjonsstart	2010 (planlagt)
Operatør	Statoil
Rettighetshavere	
Statoil	64,00%
Eni Norge AS	30,00%
Total E&P Norge AS	6,00%



Morvin havbunnsinstallasjon knyttet opp mot Åsgard B. Illustrasjon: Statoil

Yttergryta

Yttergryta er et gass- og kondensatfelt som ligger om lag 5 kilometer nord for Midgard på 298 meters vanndyp. Funnet ble gjort sommeren 2007, og plan for utbygging og drift ble sendt til myndighetene i januar 2008. Boring startet i september samme år med produksjonsstart i januar 2009.

Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoaret inneholder gass i sandsten tilhørende Fangstgruppen av mellomjura alder og ligger på 2.390-2.490 meters dyp. Feltet produserer ved trykkavlasting.

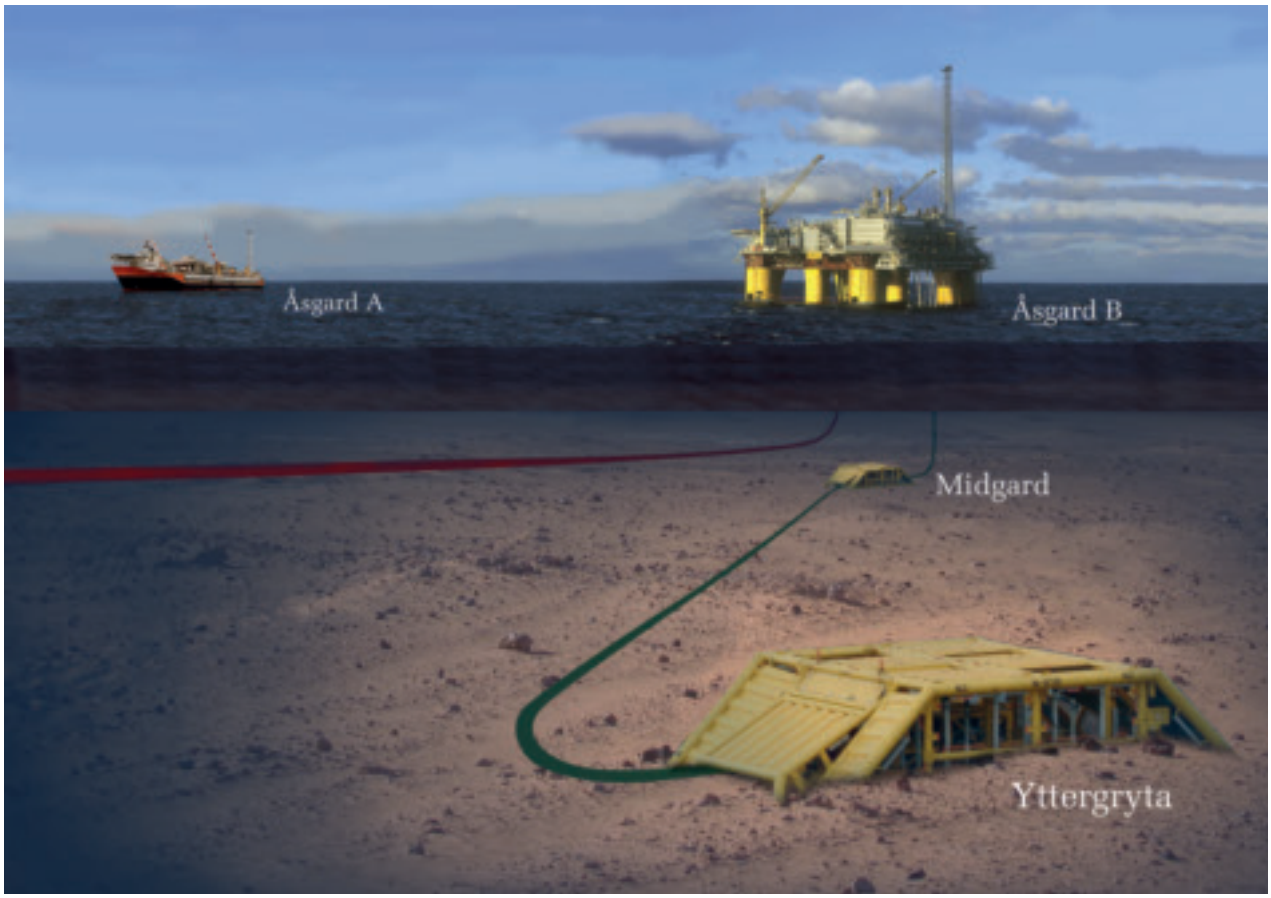
Transport

Brønnstrømmen føres til Midgard og videre gjennom Midgard-rørledningen til Åsgard B-plattformen for prosessering og videre transport. Gassen er CO_2-fattig og er derfor en god "blandegass" for Åsgard Transport.

Utbyggingsløsning

Feltet er bygget ut med en havbunnsramme med en horisontal produksjonsbrønn.

Yttergryta	
Blokk	6507/11
Utvinningstillatelser	062 og 263 C
Tildelt	1981 og 2008
Utvinnbare reserver totalt	0,63 mill fat olje 1,6 mrd Sm³ gass 0,3 mill tonn NGL
Funnår	2007
Godkjent utbygget	21.05.2008
Produksjonsstart	05.01.2009
Operatør	Statoil
Rettighetshavere	
Statoil	45,75%
Total E&P Norge AS	24,50%
Petoro	19,95%
Eni Norge AS	9,80%



Yttergryta utbyggingsløsning. Illustrasjon: Statoil