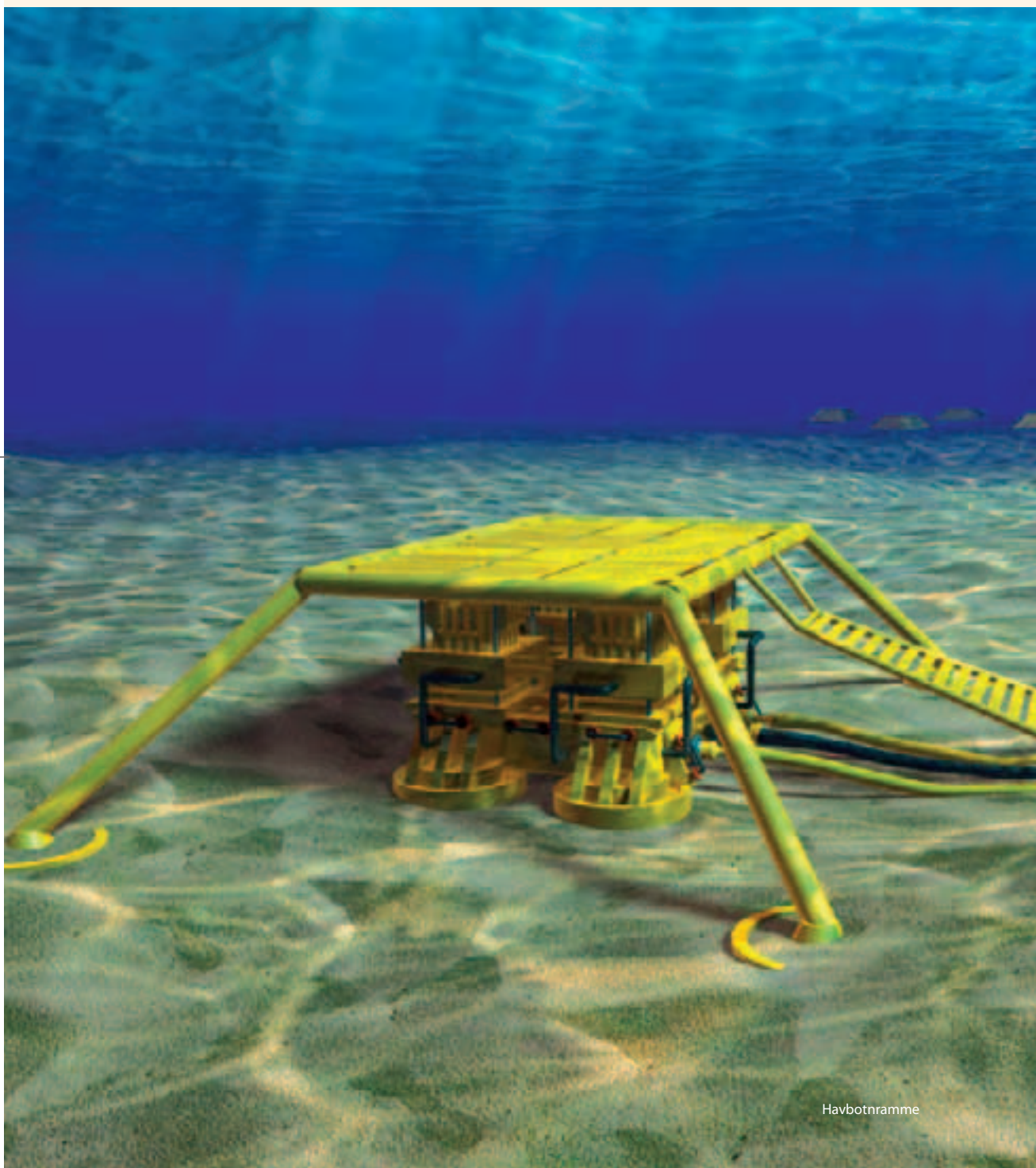


12

Utbyggingar i framtida



Havbotnramme



Funn i planleggingsfase

Lista tek ikkje med funn som fell inn under nye ressursar i eksisterande felt.

1/2-1 Blane	Utvinningsløyve 143 BS. Operatør: Paladin Resources Norge AS
Ressursar	Olje: 0,8 mill. Sm ³ . Gass: 0,1 milliardar Sm ³

1/2-1 Blane ligg på grenselina mellom britisk og norsk sektor og inneheld olje. Reservoaret er i marine sandsteinsbergartar av paleogen alder. Ut frå kartlegging og reservoarstudiar reknar ein med at størsteparten av ressursane ligg på britisk side av grensa.

PUD vil venteleg bli levert styresmaktene våren 2005. Utbygginga vil basera seg på ei brønnhovudinnretning med to produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn med røyrleidning til Ulafellet.

2/12-1 Freja	Utvinningsløyve 113. Operatør: Amerada Hess Norge AS
Ressursar	Olje: 2,9 mill. Sm ³ . Gass: 0,6 milliardar Sm ³

2/12-1 Freja ligg nær grenselina mellom dansk og norsk sektor og inneheld olje og assosiert gass. Reservoaret er i sandsteinsbergartar av seinjura alder, på ca. 4900 meters djup. 2/12-1 ligg i eit komplekst, forkasta område mellom Fedagraben i vest og Gertrudgraben i aust. Ein reknar med at reservoaret er delt i separate forkastingsblokker. Det er òg påvist olje i førekomsten Gert på dansk side av delelina.

2/12-1 vart erklært drivverdig i juni 1992. Det er mest sannsynleg at funnet får ei enkel utbyggingsløyving som baserer seg på å bruka eksisterande infrastruktur i området.

3/7-4 Trym	Utvinningsløyve 147. Operatør: A/S Norske Shell
Ressursar	Gass: 3,3 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,8 mill. Sm ³

3/7-4 Trym ligg nær grenselina mellom dansk og norsk sektor og inneheld gass og kondensat. Reservoaret er i sandsteinsbergartar av seinjura og mellomjura alder. Funnet ligg på den same saltinduserte strukturen som det danske feltet Lulita. Ein reknar med at førekomstane er skilde av ei forkastingsone på norsk side av delelina, men det kan vera trykkommunikasjon i vassona.

PUD vil venteleg bli levert styresmaktene i 2005. Det er mest sannsynleg at funnet får ei enkel utbyggingsløyving som baserer seg på å bruka eksisterande infrastruktur på dansk sektor.



15/3-1 S Gudrun	Utvinningsløyve 025, 187. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 15,2 mill. Sm ³ . Gass: 8,4 milliardar Sm ³ . NGL: 5,4 mill. tonn.

15/3-1 S Gudrun ligg 13 km aust for grenselina mellom britisk og norsk sektor og ca. 50 km nord for Sleipnerområdet. Funnet inneheld både olje og gass. Reservoaret er i sandsteinsbergartar av seinjura alder, på ca. 4000–4500 meters djup. Utbygginga vil vera havbotninstallasjonar som baserer seg på å bruka eksisterande infrastruktur.

15/5-1 Dagny	Utvinningsløyve 029, 048. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Gass: 3,8 milliardar Sm ³ . NGL: 0,2 mill. tonn. Kondensat: 1,2 mill. Sm ³

15/5-1 Dagny ligg like nordvest for hovudstrukturen på Sleipner Vest og er eit mindre funn med gass og kondensat. Funnet er delt mellom to utvinningsløyve, 048 og 029. Reservoara er oppbygde av sandsteinsbergartar av mellomjura alder i Huginformasjonen.

Utbygginga vil mest sannsynleg bli basert på ei undervassinnretning knytt til eksisterande infrastruktur på Sleipner A eller til Sleipner T via Alfa Nord. 15/5-1 Dagny kan koma i produksjon i perioden 2008–2010, når det blir tilgjengeleg kapasitet på Sleipnerfeltet.

15/9-19 S Volve	Utvinningsløyve 046. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 11,0 mill. Sm ³ . Gass: 1,2 milliardar Sm ³ . NGL: 0,2 mill. tonn. Kondensat: 0,1 mill. Sm ³

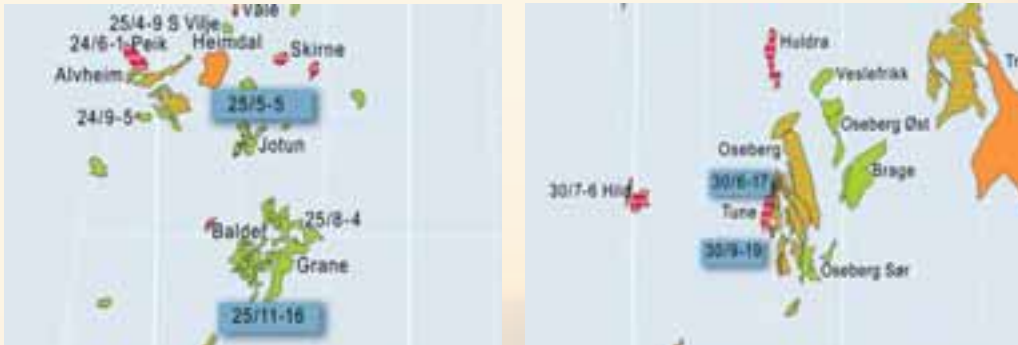
15/9-19 S Volve ligg ca. 8 km nord for Sleipner A-innretninga på Sleipner Øst, og ca. 3 km vest for Loke. Reservoaret er i ei kombinert stratigrafisk og strukturell felle og er oppbygd av bergartar av jura og trias alder i Huginformasjonen på Theta Vest-strukturen. Reservoaret inneheld olje. Den vestlege delen av strukturen er sterkt forkasta, og det er usikkert om det er kommunikasjon over forkastingane. Om lag 80 prosent av oljeførekostane er kartlagde i den austlege delen av strukturen, der tolkinga er mindre usikker.

Utbyggingkonseptet er ei oppjekkbar prosess- og boreinnretning og skip for lagring av stabilisert olje. Rikgassen skal sendast til Sleipner A og eksporterast derifrå. PUD er sendt inn til styresmaktene i februar 2005.

15/12-12	Utvinningsløyve 038. Operatør: Pertra AS
Ressursar	Gass: 4,3 milliardar Sm ³ . Kondensat: 1,4 mill. Sm ³

15/12-12-funnet ligg i sørlege Nordsjø nær grensa mellom norsk og britisk sektor. Funnet ligg rundt ein saltstruktur. Reservoaret er oppbygd av sandsteinsbergartar av seinjura alder og har ei oljesone med gasskappe. Operatøren har delt reservoaret inn i tre soner. Sone 1 og sone 2 har gode reservoareigenskapar. Toppen av reservoaret ligg på 2823 meters djup. Trykkmålingar på 15/12-12-funnet viser at reservoaret er i trykkkommunikasjon med Vargfeltet.

Operatøren planlegg å byggja ut funnet.



25/5-5 Utvinningsløyve 102. Operatør: Total E&P Norge AS

Ressursar Olje: 3,5 mill. Sm³. Gass: 0,1 milliardar Sm³

25/5-5-funnet ligg ca. 8 km aust for Heimdalfeltet. Havet i området er ca. 120 meter djupt. Reservoaret er i sandstein av paleocen alder, avsett som turbidittstraumar frå vest. Det ligg ca. 2130 meter under havflata. I funnbrønnen vart det påvist ein oljekolonne på 18 meter.

Funnet ligg nær eksisterande infrastruktur i eit område med fleire mindre, nye funn. Ein vurderer om funnet skal byggjast ut, men det ligg ikkje føre konkrete planar.

25/11-16 Utvinningsløyve 169. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS

Ressursar Olje: 3,6 mill. Sm³

25/11-16-funnet ligg like vest av Granefeltet og inneheld olje og assosiert gass. Reservoaret er i sandstein av paleocen alder i Heimdalformasjonen, på ca. 1750 meters djup. Reservoaret ligg i eit område med ei mengd sandlekamar som høyrer til eit submarint viftesystem.

Det er fleire alternativ til utbyggingsløyving. Mest sannsynleg er ei undervassstilknytning til Grane, eventuelt langtrekkande brønner frå Grane.

30/6-17 Utvinningsløyve 053. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS

Ressursar Gass: 1,5 milliardar Sm³

30/6-17-funnet er eit lite olje- og gassfunn i Osebergområdet. Reservoaret er i sandstein som høyrer til Cookformasjonen av tidlegjura alder. Det ligg under hovudreservoaret i Osebergfeltet, på ca. 2200 meters djup. Reservoaret inneheld hovudsakleg gass og har ei tynn oljesone.

Utbyggingsløyvinga vil sannsynlegvis bli ein langtrekkande produksjonsbrønn på ca. 9500 meter frå Oseberg B. Fordi det er planlagt kontinuerleg boring frå Oseberg B til brønnmål i Osebergfeltet, vil det sannsynlegvis ikkje bli aktuelt å bora ein produksjonsbrønn til 30/6-17-funnet før i 2007.

30/9-19 Utvinningsløyve 079, 190. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS

Ressursar Olje: 2,3 mill. Sm³. Gass: 5,9 milliardar Sm³

30/9-19-funnet vart påvist i 1998. Det er ein 14 meter tjukk oljekolonne med gasskappe i deltastrukturen på Osebergfeltet. Reservoaret ligg på ca. 3200 meters djup, og det er oppbygt av sandstein av mellomjura alder (Tarbert- og Nessformasjonane). Ein arbeider no med PUD for funnet, og planen er å levera PUD til styresmaktene i juli 2005.



34/10-23 Valemon	Utvinningsløyve 050, 193. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Gass: 18,1 milliardar Sm ³ . NGL: 0,8 mill. tonn. Kondensat: 5,6 mill. Sm ³

34/10-23 Valemon ligg i blokkene 34/11 og 34/10. Det er bora fire leitebrønner på funnet, i tre av dei er det påvist gass. Funnet har ein kompleks struktur med mange forkastingar. Reservoara er sandstein i Brent-gruppa og Cookformasjonen av mellomjura alder. Reservoara ligg på ca. 4000 meters djup, og har høgt trykk og høg temperatur.

Planen er å bora ein avgrensingsbrønn på 34/10-23 Valemon frå Kvitebjørn i 2005. Funnet skal etter planen byggjast ut med ei havbotnramme knytt til eksisterande infrastruktur. Det mest sannsynlege tilknytingspunktet er Kvitebjørn. I tillegg vurderer ein å bruka langtrekkande produksjonsbrønner frå Kvitebjørn.

35/9-1 Gjøa	Utvinningsløyve 153. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 7,1 mill. Sm ³ . Gass: 30,4 milliardar Sm ³ . Kondensat: 1,4 mill. Sm ³

35/9-1 Gjøa vart påvist i 1989 og ligg ca. 42 km nord for Framfeltet. Området, som har fleire segment med delvis usikker kommunikasjon, har reservoar i sandstein i Fensfordformasjonen. Funnet inneheld gass med ei relativt tynn oljesone.

Statoil er operatør i utbyggingsfasen, men Gaz de France vil overta operatøransvaret når feltet kjem i produksjon. Fleire utbyggingsalternativ blir vurderte, både produksjonsskip (FPSO), innretningar og havbotnutbygging. Våren 2005 vil ein velja konsept. Etter planen skal styresmaktene få PUD ved årsskiftet 2005/2006.

6407/1-2 Tyrihans Sør	Utvinningsløyve 073, 091. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 24,7 mill. Sm ³ . Gass: 32,6 milliardar Sm ³ . NGL: 5,8 mill. tonn

6407/1-2 Tyrihans Sør omfattar òg 6407/1-3 Tyrihans Nord. Dei to funna vart påviste i høvesvis 1982 og 1983 og ligg ca. 25 km søraust for Åsgardfeltet. I tillegg til undersøkingsbrønnane er det bora ein avgrensingsbrønn i kvart av funna. 6407/1-2 Tyrihans Sør har ein oljekolonne med ei kondensatrik gasskappe. 6407/1-3 Tyrihans Nord inneheld gasskondensat med ein underliggjande oljekolonne. Hovudreservoaret for begge er Garnformasjonen.

Rettsshavarane har valt tilknytning til Kristin og prosessering der. Styresmaktene vil sannsynlegvis få PUD sommaren 2005. Utvinninga vil basera seg på gassinjeksjon frå Åsgard B i 6407/1-2 Tyrihans Sør dei første åra. I tillegg vil ein nytta undervasspumper til injeksjon av sjøvotn for å auka utvinninga ytterlegare. Rettsshavarane vurderer òg andre tiltak som kan auka væskeutvinninga, som å forlengja perioden med gassinjeksjon og utvinning av oljesona i 6407/1-3 Tyrihans Nord.

Rettsshavarane har i 2004 førehandsinvestert i Kristininnretninga, som er under bygging, for å redusera omfanget av arbeid til havs på Kristinfeltet.



6507/3-3 Idun	Utvinningsløyve 159. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Gass: 13,2 milliardar Sm ³ . NGL: 0,9 mill. tonn. Kondensat: 0,3 mill. Sm ³

6507/3-3 Idun ligg mellom Heidrun og Norne i eit forkasta område på Dønnterrassen i Nordland II-området. Funnet inneheld gass. Reservoaret er oppbygt av sandsteinsbergartar av mellomjura alder. Toppen av reservoaret ligg på om lag 3330 meters djup.

Ein arbeider med fleire utbyggingsalternativ for funna i området. Per i dag er ei havbotnløysing knytt til eit framtidig feltcenter på 6507/5-1 Skarv mest sannsynleg. I 2005 kan det bli gjort vedtak om å byggja ut funna i området og velja utbyggingskonsept.

6507/5-1 Skarv	Utvinningsløyve 159, 212, 212 B, 262. Operatør: BP Norge AS
Ressursar	Olje: 14,1 mill. Sm ³ . Gass: 38,4 milliardar Sm ³ . NGL: 6,1 mill. tonn. Kondensat: 3,9 mill. Sm ³

6507/5-1 Skarv vart påvist i 1998 og inneheld olje og gass i sandstein av jura og krit alder i tre forkastingssegment. Funnet ligg ca. 200 km utanfor kysten av Helgeland, hovudsakleg i utvinningsløyve 212, men òg i utvinningsløyva 262 og 159. Havet er ca. 400 meter djupt.

Skarv kan bli eit feltcenter for oljeutvinning og gasseskport ved at det blir knytt til eksisterande infrastruktur. Ein reknar med at ei utbygging vil basera seg på eit sjølvstendig utbyggingskonsept. Både produksjonsskip og ei halvt nedsenkbar produksjonsinnretning er under vurdering. Utbyggingsløyvinga og tidspunktet for oppstart er avhengig av ei løysing for eksport av gassen.

7122/7-1 Goliat	Utvinningsløyve 229. Operatør: Eni Norge AS
Ressursar	Olje: 6,9 mill. Sm ³

Oljefunnet 7122/7-1 Goliat ligg mellom Snøhvitfeltet og Hammerfest. Reservoaret er sandsteinsbergartar av seintrias til mellomjura alder, ca. 1100 meter under havflata. Funnet er oppbygt av ei mengd strukturelle segment opp mot Troms-Finnmark-forkastinga.

Det er planlagt boring i 2005 for å avklara om funnet kan byggjast ut.



Vedteke i utvinningsløyvet

25/4-9 S Vilje	Utvinningsløyve 036. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS
Ressursar	Olje: 8,9 mill. Sm ³

25/4-9 S Vilje ligg ca. 11 km nord-nordaust for Heimdalfeltet og 5 km sørvest for Vale. Havet i området er ca. 120 meter djupt. Reservoaret er turbidittsandstein av paleocen (tidleg tertiær) alder, omkring 2150 meter under havflata. Funnbrønnen påviste ein ca. 65 meter høg oljekolonne i sand frå Heimdalleddet i Listaforma-sjonen.

Norsk Hydro Produksjon AS leverte på vegner av rettshavarane PUD for Vilje 23.12.2004 og planen blei godkjend 18.03.2005. Etter planen skal Vilje byggjast ut med to havbotnbrønner som skal knytast opp mot det komande Alvheim FPSO. Utvinninga av ressursane skal gå føre seg med naturleg vassdriv. Produksjonen skal ta til i februar 2007.

33/12-8 A Skinfaks	Utvinningsløyve 152. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 3,0 mill. Sm ³ . Gass: 1,5 milliardar Sm ³ . NGL: 0,3 mill. tonn.
	Kondensat: 0,2 mill. Sm ³

33/12-8 Skinfaks ligg i Gullfaksområdet, og inneheld gass i den øvre delen, medan den nedre delen av reser-voaret er oljefylt. Reservoaret er sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og Statfjordforma-sjonen av tid-legjura alder. Skinfaksfunnet inneheld fleire reservoar i separate, roterte forkastingsblokker. Brentreser-voaret ligg på ca. 2800 meters djup og Statfjordreser-voaret på 3300 meters djup.

Styresmaktene fekk PUD for utbygginga i desember 2004. Skinfaks skal etter planen byggjast ut med ei havbotnramme og ein satellittbrønn, og med rørleidningar til Gullfaks Sør for vidare transport i eksisterande røyr til Gullfaks C. Utbygginga blir samordna med ei tilleggsutbygging av Rimfaks og Gullfaks Sør. Skinfaks vil bli inkludert i Gullfaks Sør. Produksjonen skal ta til i 2007.

Planen for utbygging og drift for Skinfaks vart godkjend av Kongen i statsråd 11.02.2005.

