

## Årlig reserverapport

### Klassifisering av reserver og betingede ressurser

Reserver og betingede ressurser er klassifisert i henhold til Oljedirektoratets klassifiseringssystem ([http://www.npd.no/regelverk/r2002/Ressursklassifisering\\_n.htm](http://www.npd.no/regelverk/r2002/Ressursklassifisering_n.htm)) og Oslo Børs' retningslinjer for rapportering av hydrokarbonreserver og betingede ressurser. Se figur under.

OD Klasser	Potensielle ressurser		Betingede ressurser				Reserver		
	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Beskrivelse	Prospektmuligheter. Ikke kartlagte volum innen definert letemodell.	Prospekt, et kartlagt volum av sannsynlig akkumulasjon av hydrokarboner.	Funn under evaluering.	Funn som sannsynligvis ikke vil bli bygd ut.	Funn som sannsynligvis blir bygd ut.	Funn/felt hvor planlegging av utbygging foregår.	Felt som rettighetshavere har vedtatt å bygge ut.	Felt under utbygging hvor PUD er godkjent.	Felt i produksjon.

Figur: ODs klassifiseringssystem som benyttes av Det norske.

### Reserver

Det norske oljeselskap ASA har eierandeler i tre produksjonsfelt (kategori 1) og i et felt under utbygging, Yme (kategori 2):

- Varg: Opereres av Talisman, Det norske 5 %
- Glitne: Opereres av StatoilHydro, Det norske 10 %
- Enoch: Opereres av Talisman, Det norske 2 %
- Yme: Opereres av Talisman, Det norske 10 %

Våre vurderinger av gjenværende reserver på disse feltene er basert på operatørens evaluering.

**Vargfeltet** (PL 038) befinner seg sør for Sleipner Øst. Feltet er utviklet med produksjonsskipet Petrojarl Varg, og har integrert oljelager og en tilkoblet brønnhodeplattform. Oljen eksporteres med shuttletankere. Påviste reserver (1P/P90) inkluderer 90 % av forventet volum fra eksisterende brønner, under forutsetning av at ingen nye brønner bores og at feltet stenges 1. juli 2010. Eieren av Petrojarl Varg har ikke anledning til å fjerne produksjonsskipet fra feltet før tidligst denne dato. Gjenværende påviste og sannsynlige reserver (2P/P50) tar utgangspunkt i samme sluttdato, men omfatter operatørens mest sannsynlige volumestimat og produksjonsprofiler. Gjenværende påviste og sannsynlige reserver er 8,6 million fat, hvorav 7 millioner fat er påvist. Eieren planlegger å bore to nye produksjonsbrønner i 2008, noe som kan øke reservegrunlaget.

**Glitnefeltet** (PL 048B) befinner seg 40 kilometer nordøst for Sleipner-området. Feltet produseres av undersjøiske brønner koblet til produksjonsskipet Petrojarl 1, og oljen eksporteres med shuttletankere. Anslått varighet for feltet er per i dag juli 2009. Totale reserver beregnes av operatøren, basert på analyse av produksjonshistorikk kombinert med reservoarsimulering. Den største usikkerheten for fremtidig produksjon er knyttet til mengden av produsert vann i de enkelte brønner. Gjenværende reserver er beregnet basert på sannsynlighetsvurdering, der usikkerhet knyttet til vannproduksjon, oljepotensial og regulariteten til enkelte brønner og det totale produksjonssystemet er hensyntatt. Det er ikke

forutsatt at nye produksjonsbrønner vil bli boret. Alle påviste og sannsynlige reserver er klassifisert som ”utbygde reserver”.

**Enochfeltet** (PL 048B) strekker seg på begge sider av den norske og britiske grensen, og befinner seg på den britiske blokken 16/13a og den norske blokken 15/5, sørvest for Glitnefeltet. Feltet er utviklet med én horisontal undersjøisk brønn og produserer gjennom UK Brae A-plattformen, hvor oljen blir prosessert og eksportert via Forties rørledninger. Gassen selges til Brae. Produksjonen på Enoch startet i mai 2007. Det er inngått en felles eierskapsavtale med lisenseierne på britisk sektor, og Det norskes totale andel er 2 % (10 % av den norske lisens PL 048D). Opprinnelige påviste og sannsynlige reserver (Enoch Unit) anslås av operatøren å være 15 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 12,8 millioner fat er gjenværende. Totale påviste gjenværende reserver utgjør 3,8 millioner fat, eller 29 % av 2P-volum. Volum i tabell 1 inkluderer bare den norske del av feltet, og er klassifisert som ”utbygde reserver”.

**Ymefeltet** (PL 316) befinner seg i Egersundbassenget, og ble produsert med Statoil som operatør fra 1996 til 2001. PUD for gjenåpning av Ymefeltet (PL 316) ble levert i januar 2007, og godkjent av myndighetene i mai 2007. Reservene er derfor klassifisert som ”under utbygging”. Reserveanslagene er i samsvar med operatørens innrapportering i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett 2007, og er basert på omfattende geologiske og geofysiske studier, dynamisk simulering av reservoaret og historietilpasning. En sensitivitetsanalyse som reflekterer usikkerhetsmomentene i ulike parametre har blitt utarbeidet, og danner grunnlaget for anslag over påviste reserver (1P/P90) og sannsynlige reserver (2P/P50).

Det norskes andel av produksjonen fra Varg-, Glitne- og Enochfeltet i løpet av 2007 utgjør 0,3 millioner fat oljeekvivalenter. Enoch og Glitne er inkludert etter overtakelsen av NOIL medio november. Inkluderingen av NOILs andel av reservene ved Glitne- og Enochfeltet i slutten av 2007 utgjør 0,8 millioner fat oljeekvivalenter.

**Tabell 1: Reserver per felt**

<b>Reserver</b>										
millioner fat = millioner fat										
<b>I produksjon</b> (Kategori 1)										
Per 31.12.2007	<b>1P / P90 (lavt estimat)</b>					<b>2P / P50 (beste estimat)</b>				
	Olje		Gass			Olje		Gass		
	(Mbbbl)	(bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe	(Mbbbl)	(bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe
<b>PL 038 - Varg</b>	5,20	0,0	5,20	5%	0,26	6,96	0,0	6,96	5%	0,35
<b>PL 048B - Glitne</b>	1,45	0,0	1,45	10%	0,15	5,55	0,0	5,55	10%	0,56
<b>Enoch-enhet (Norge)</b>	0,56	0,0	0,56	10 %	0,06	1,66	0,0	2,56	10 %	0,26
<b>Totalt</b>					<b>0,47</b>					<b>1,17</b>
<b>Under utbygging</b> (Kategori 2)										
Per 31.12.2007	<b>1P / P90 (lavt estimat)</b>					<b>2P / P50 (beste estimat)</b>				
	Olje		Gass			Olje		Gass		
	(Mbbbl)	(bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe	(mbbl)	(bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe
<b>PL 038 - Varg</b>						1,64	0,0	1,64	5%	0,1
<b>PL 316 - Yme</b>	54,0	0,0	54,0	10%	5,4	67,0	0,0	67,0	10%	6,7
<b>Totalt</b>					<b>5,4</b>					<b>6,8</b>
<b>Utbygging vedtatt</b> (Kategori 3)										
Per 31.12.2007	<b>1P / P90 (lavt estimat)</b>					<b>2P / P50 (beste estimat)</b>				
	Olje		Gass			Olje		Gass		
	(Mbbbl)	(bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe	(Mbbbl)	(bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe
	0,0	0,0	0,0	0%	0	0,0	0,0	0,0	0%	0
<b>Totalt</b>					<b>0</b>					<b>0</b>

### Betingede ressurser

Det norske har eierandeler i åtte funn klassifisert som ressurser. Frøy og Goliat er klassifisert som ”utbygging planlegges” (kategori 4), deler av Ragnarrock og Desmond er klassifisert som ”utbygging sannsynlig” (kategori 5) og de fire andre er klassifisert som ”under evaluering” (kategori 7):

- Frøy: Opereres av Det norske 50 %
- 7122/7-1 Goliat: Opereres av ENI, Det norske 15 %
- 16/2-3 Ragnarrock: Opereres av StatoilHydro, Det norske 30 %
- 25/2-10 S Frigg Gamma Delta: Opereres av Statoil, Det norske 20 %
- 25/10-8 Hanz: Opereres av Det norske 35 %
- 16/1-7 West Cable: Opereres av Det norske 35 %
- 15/12-18S Storskrymtten: Opereres av Det norske 45 %
- 2/2-2 Desmond: Opereres av Talisman, Det norske 40 %

**Frøyfeltet** (PL 364) opereres av Det norske (50 %), med Premier som partner. Beslutning om videreføring ble fattet i januar 2008, og innlevering av PUD for gjenåpning av feltet planlegges i første kvartal 2008. Feltet var i produksjon fra 1995 til 2001, og produserte 35 millioner fat med Elf som operatør. Basert på en omfattende vurdering av reservoaret og produksjonshistorikken tilsier beste estimat at utvinningsgraden kan økes fra de opprinnelige 18 % til minimum 40 %, som tilsvarer en ytterligere produksjon på 47 millioner fat. Disse volumene er klassifisert som betingede ressurser i "utbygging planlegges".

**Goliatfeltet** (PL 229, 229B) befinner seg 80 km vest for Hammerfest og 40 km sørøst for Snøhvitfeltet, og forventes å bli den første oljeutbyggingen i Barentshavet. Goliat ble oppdaget i 2001 av brønn 7122/7-1. Deler av oljefeltet er dekket av et gasslag. Rettighetshaverne har utført omfattende undersøkelser for utbygging av felt og flere utbyggingsalternativer vurderes. Utvelgelse forventes å skje i første kvartal 2008, og en periode for definering av konseptet vil foregå fra andre kvartal 2008. Totalt utvinnbare reserver anslås å være 204 millioner fat oljeekvivalenter, og disse er klassifisert som betingede ressurser i "utbygging planlegges".

**Desmond** (PL 332) og deler av **Ragnarrock-funnet** (PL 265) er klassifisert som betingede ressurser som "utbygging sannsynlig" (kategori 5). Gassfunnet Desmond, med totalt utvinnbare ressurser anslått til 26 millioner fat oljeekvivalenter, kan være aktuell for levering av injeksjonsgass til Gydafeltet for. Ragnarrock-funnet er antatt å inneholde mer enn 1 milliard fat tilstedeværende olje. For tiden anslås utvinnbare ressurser til 42 millioner fat av operatøren StatoilHydro, som forventer lav utvinningsgrad på grunn av dårlige produksjonsegenskaper i kalkreservoaret.

**Del av Ragnarrock** (PL 265), **Hanz** (PL 028B), **West Cable** (PL 001/242) og **Storskrymtan** (PL 337) er klassifisert som betingede ressurser "under evaluering" (kategori 7). Nedre del av Ragnarrock-funnet, som har dårligere produksjonsegenskaper enn den øvre delen, er anslått til å inneholde 67 millioner fat produserbare oljeekvivalenter. Ytterligere boringer for avgrensning og testing er planlagt før avgjørelse om utbygging. For Hanz og West Cable oljefunnene anslås totalt utvinnbare ressurser til henholdsvis 16 og 4 millioner fat oljeekvivalenter. Nylige funn i nærheten øker sannsynligheten for utbygging. Utvinnbare ressurser for det nylig påviste Storskrymtan-funnet er vurdert til 10-40 millioner fat, men anslaget er svært usikkert. Frigg Gamma Delta (PL 442) like nord for Frøy er anslått til 26 millioner fat oljeekvivalenter. En avgrensingsbrønn er planlagt i 2009.

**Tabell 2: Totale reserves, produksjon, utbygginger og justeringer**

<b>Reserveutvikling</b>						
Netto tilskrevet Mboe Kalenderår, rapportering som per årsslutt	<b>I produksjon</b>		<b>Under utbygging</b>		<b>Utbygging vedtatt</b>	
	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50
Status per 31.12.2006	0,5	1,0	0,0	0,0	4,5	6,0
Produksjon	0,3	0,3				
Ervervelse/avhending	0,2	0,8				
Forlengelser og funn						
Utbygginger			4,5	6,0		
Justeringer av tidligere estimat	0,1	-0,3	0,9	0,8	-4,5	-6,0
Status per 31.12.2007	0,5	1,2	5,4	6,8	0,0	0,0

## Ledelsens redegjørelse og analyse

Vurderingen av reserver og ressurser foretas av erfarne fagfolk i Det norske, basert på informasjon fra operatøren og lisenspartnere i tillegg til våre egne tolkninger. Til tross for dette knyttes det betydelig usikkerhet til beregningene. ”2P/P50” representerer våre beste estimat av reserver/ressurser, mens ”1P/P90” reflekterer våre volumanslag som har høy sikkerhetsgrad. Metodene som benyttes til kartlegging av undergrunnen avdekker ikke alle usikkerhetene knyttet til tilstedeværende volum, eller om hydrokarbonene kan produseres. De faktiske resultat kan derfor vise seg å være lavere enn 1P/P90. En betydelig endring i oljeprisen vil også påvirke reservene. Lave oljepriser kan i verste fall tvinge rettighetshaverne til å stenge felt i produksjon og å avbryte igangsatte utbygginger.

Det norskes reserver og ressurser er begrenset til den norske kontinentalsokkelen. Lisensandeler og lisensbetingelser fremgår av ODs hjemmesider. Operatøren vil, i samarbeid med partnerne, årlig innrapportere reserver til OD. Fire felt i vår lisensportefølje er klassifisert som reserver; tre opereres av Talisman og ett av StatoilHydro. Reserveestimatene som rapporteres er i overensstemmelse med de tall som partnerne for de aktuelle lisensene har blitt enige om og har rapportert inn til myndighetene. Det foreligger ingen uavhengig vurdering av reservene.

Vargfeltet produseres av Petrojarl Varg, som er innleid fra Teekay Petrojarl ASA. Det pågår en rekke utforskningsprosjekter innen mulig tilknytningsdistanse fra Vargfeltet, inkludert PL 337 hvor Det norske er operatør, der Storskrynten ble påvist i 2007. Ytterligere leteboringer er planlagt i området. En mulig tilknytning av tilleggsreserver til Varg vil forlenge feltets levetid og resultere i en produksjonsøkning fra dette feltet. Produksjonslisens 038 utløper i juni 2021. Operatøren på Glitnefeltet vurderer for tiden muligheten for å bore en ny brønn som kan øke feltets utvinning og forlenge levetiden. Det foreligger ingen planer om ytterligere utbygging av Enochfeltet. PUD på Ymefeltet ble godkjent av den norske regjering i mai 2007. Ymefeltet forventes å være i drift i 2009. Feltet vil produseres fra en leid installasjon levert av SMB og operert av Talisman.

De betingede ressurser referert til i denne rapporten inkluderer åtte funn. Evaluering av både Goliat og Frøy er i slutfasen, og vi forventer innlevering av PUD for begge i løpet av 2008. Ytterligere informasjon om egenskapene til kalksteinsreservoaret i Ragnarrock er nødvendig, men tatt i betraktning det betydelige volumet av tilstedeværende olje er vi optimistiske for at utvinning vil være lønnsom. Gjenstående funn er små, men befinner seg alle i områder med eksisterende eller sannsynlig infrastruktur i fremtiden, og derfor har vi store forhåpninger om at disse ressursene vil vise seg å være drivverdige.

*Erik Haugane*