

Reserverapport for 2008

Norecos reserveklassifisering er basert på Styringssystemet for Petroleumsressurser utgitt av Society of Petroleum Engineers (SPE) i 2007. Systemet er et anerkjent ressursklassifiseringssystem i samsvar med Børssirkulære 2/2007 "Retningslinjer for rapportering av hydrokarbonreserver, betingede ressurser og resultat av letevirsomhet" fra Oslo Børs.

SPEs system for ressursklassifisering benytter "reserver", "betingede ressurser" og "prospektive ressurser" for å klassifisere hydrokarbonressurser av varierende teknisk modenhet. Modenheten innen hver enkelt klasse beskrives også for å bidra til klassifiseringen av en gitt ressurs.

RESERVER

Norecos reserver består kun av de ressursene som vi anser å oppfylle modenhetskravet som SPEs klassifiseringssystem foreslår. Reservene er de hydrokarbonmengder man typisk regner med kan forventes å bli produsert fra kjente forekomster med utbyggingsplaner som er godkjent eller sannsynligvis vil bli godkjent i nærmeste fremtid. Reservene inkluderer de volumer som vil bli produsert med det nåværende utbyggingskonseptet (infrastruktur og brønner), volumer som vil bli produsert gjennom besluttet utbygging, brønner og prosjekter og volumer som vil bli produsert gjennom utbygginger, prosjekter eller brønner som anses å være utbyggingsberettiget. Utbyggingsberettiget er de investeringer som er kommersielt levedyktige på rapporteringstidspunktet og hvor det ikke er noen rimelige uforutsette omstendigheter som kan forhindre utbygging.

Reservene er også klassifisert i samsvar med usikkerheten og sannsynligheten for at reservene blir produsert. Noreco klassifiserer reserver i henhold til følgende kategorier:

1P – Dette er hydrokarbonmengder som har en rimelig sikkerhet for å kunne utvinnes (fra et felt, en utbygging, en brønn). I følge Norecos reservefilosofi skal 1P reserver være en realistisk/konservativ forventning av produserbare volumer uten å være for konservativ eller for optimistisk.

2P – Dette er hydrokarbonmengder som sannsynligvis vil bli produsert (fra et felt, en utbygging, en brønn). For de produserende feltene i Norecos portefølje er forskjellen mellom 1P og 2P reserver relativt liten ved at 1P reservene er klassifisert som realistiske/konservative. 2P reservene vil ha en litt høyere risiko for ikke å bli utvunnet. 2P reserver inkluderer også 1P reservene.

3P – Dette er hydrokarbonmengder som muligens kan bli produsert (fra et felt, en utbygging, en brønn). 3P reservene vil typisk omfatte evt. økt reservepotensial på feltet, dvs. reserver som har en lavere sannsynlighet for å bli utvunnet. 3P reservene inkluderer også 2P reservene.

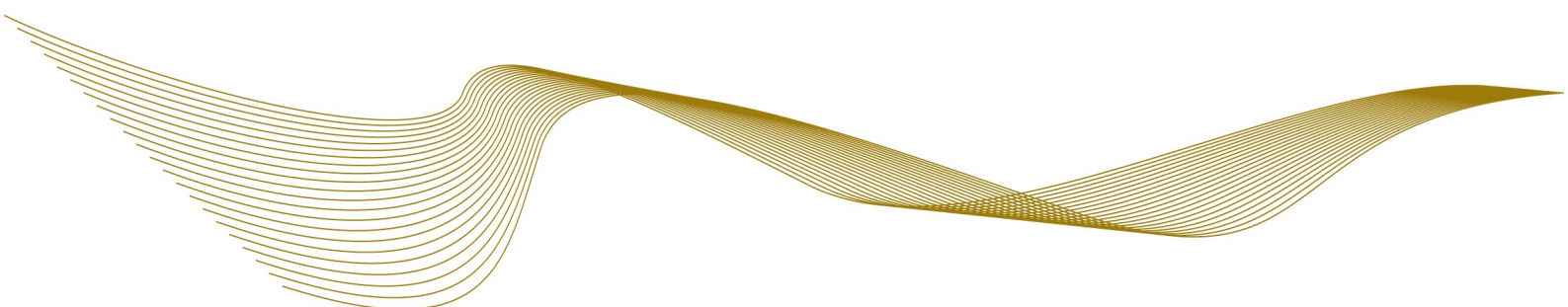
Alle hydrokarbonvolumer klassifisert som reserver i kategoriene 1P, 2P og 3P må oppfylle modenhetskriteriene for reserver, som beskrevet ovenfor (i produksjon, besluttet eller utbyggingsberettiget).

Reserver er også delt inn i to kategorier basert på reservenes status. Utbygde reserver er slike hydrokarbonvolumer som kan utvinnes fra en allerede eksisterende utbygging, dvs. fra eksisterende brønner og infrastruktur uten betydelig innskudd av ny kapital. Ikke-utbygde reserver er slike volumer som planlegges produsert basert på nye kapitalinvesteringer.

Reserveportefølje

Noreco produserer reserver fra totalt syv felt; fem felt på dansk kontinentalsokkel og to felt på norsk kontinentalsokkel. Ytterligere informasjon om feltene er tilgjengelig på Norecos webside www.noreco.com og i årsrapporten for 2008.

Alle reserveangivelsene i årets reserverapport er Norecos nettoreserver.



Cecilie-feltet, dansk sokkel, operatør Dong, Noreco 61%

Reservene på Cecilie-feltet er basert på forventet produksjonstrend av allerede utbygde reseerver. Det er ingen planer om utbygging av nye reseerver på Cecilie-feltet.

2008 evalueringen av Cecilie 2P reseerver har ikke ført til noen endring av betydning i reservene. Reservene ved slutten 2008 er derfor på linje med estimatet ved slutten av 2007, justert for 2008-produksjonen.

Lulita-feltet, dansk sokkel, operatør Dong, Noreco 28,2%

P2 reservene på Lulita-feltet er basert på en analyse av historiske produksjonstrender samt en vurdering av Lulita produksjonsbegrensninger over Harald plattformen. Boring av ytterligere én brønn i 2010 anses som sannsynlig og er inkludert i Lulita reserve anslaget.

Produksjonen på Lulita er i tråd med forventningene. Reservetillegget på 1 millioner fat oljeekvivalenter reflekterer den forventete produksjonen fra boring av en ekstra produsent og fører til en betydelig økning av de resterende reservene på Lulita.

Nini-feltet, dansk sokkel, operatør Dong, Noreco 30%

Vurderingen av reservene på Nini-feltet er basert på en analyse av historiske produksjonstrender fra eksisterende brønner, boringen av én vanninjeksjonsbrønn og ytterligere én produksjonsbrønn til Ty-formasjonen. Injeksjonsbrønnen er i ferd med å bores og blir etterfulgt av boring av en produksjonsbrønn i andre kvartal 2009.

Det reviderte reserveanslaget for de eksisterende brønnene på Nini og det estimerte reservebidraget fra det pågående boreprogrammet på Nini gir et tillegg på 1 million fat oljeekvivalenter til feltets reseerver, tilsvarende en reserveerstatningsgrad på over 150% i 2008.

Den besluttede utbyggingen av Nini Øst-feltet er inkludert i ikke-utbygde reseerver på Nini-lisensen. Nini Øst-utbyggingen fører nye reseerver til Siri-plattformen og forlenger levetiden til feltene Siri, Stine og Nini gjennom å bidra til reduserte enhetsdriftskostnader for disse feltene.

Feltene Siri og Stine, dansk sokkel, operatør Dong, Noreco 50%

Reservene for feltene Siri og Stine er basert på en analyse av historiske produksjonstrender for eksisterende brønner inkludert produksjon fra to nye brønner som ble boret i 2008. Ytterligere boringer på Siri-feltet er ikke planlagt.

Reservene gjenspeiler overtakelsen av Talisman Denmark i andre kvartal 2008, som økte Norecos eierandel i Siri fra 20% til 50%.

Som et resultat av eierandelsøkningen fra 20% til 50% og en oppgradering av Siri-reservene basert på resultatene av tilleggsboringene i 2008, er nettoøkningen av feltets reseerver som tilfaller Noreco på over 3,2 millioner fat oljeekvivalenter. Dette tilsvarer en erstatning av reservene på Siri på 170% sammenlignet med produksjonen i 2008.

Syd Arne, dansk sokkel, operatør Hess, Noreco 6,56%

En vurdering av reservene på Syd Arne-feltet er basert på en vurdering av feltets 2008 produksjon og en gjennomgang av resultatene av en reservoarmodell av Syd Arne-feltet. Reservene er basert på fortsatt brønnintervensjon for å gjenopprette og forbedre produksjonen fra eksisterende brønner, samt boring av ytterligere to produksjonsbrønner tidlig i 2010.

Reservene på Syd Arne representerer en nedgang på 1,7 millioner fat oljeekvivalenter, sammenlignet med reserverapporten for 2008. Denne reduksjonen er ikke et resultat av nedgradering av feltets produksjonsytelse, men er forårsaket av forsinkelsen i utbyggingsprosjektet Syd Arne-utvidelsen mot nord (SANE).

Nåværende status for SANE oppfyller ikke modenheitskriteriene i reserveretningslinjene fra SPE slik disse praktiseres av Noreco. Lisensen arbeider fremdeles med å modne planene for SANE, og SANE-reservene vil bli endret til 2P reseerver ved tidspunktet for innsending av utbyggingsplanen for SANE.

På Syd Arne-feltets sørflekk ble en vellykket letebrønn (Sør Tor Pod) boret i 2008. Ressursene som ble oppdaget gjennom denne letebrønnen er inkludert i betingede ressurser.

Brage, norsk sokkel, operatør StatoilHydro, Noreco 12,26% i Brage Unit, 13,2% i Sognefjord

En vurdering av reservene på Brage-feltet er basert på en detaljert analyse av historiske produksjonstrender for brønnene i Brage og Sognefjord. For de nylig fullførte produksjonsbrønnene i Bowmore og Knockandoo er detaljerte reservoarmodeller benyttet for å anslå reservene. Reservene er basert på fortsatt boring på Brage inn i 2010, med boringen av en injeksjonsbrønn i Bowmore og ytterligere tre produksjonsbrønner til formasjonene Fensfjord og Statfjord.

Harmoniseringsavtalen for Brage Unit og Sognefjord ble ikke fullført i 2008, og reserverapporten for 2008 gjenspeiler nå andelen i Brage Unit (12,2575%) og Sognefjord (13,2%), i motsetning til fjorårets reserverapport hvor et kombinert estimat ble brukt for Norecos interesser på Brage.

I 2008 ble Brage-reservene økt med 1,7 millioner fat oljeekvivalenter. Reserveøkningen gjenspeiler oppgraderingen av Bowmore-reservene, et resultat av den gode produksjonen i 2008, samt tillegget av Knockando-reservene som er et resultat av avgrensings- og produksjonsboring på Knockando i fjerde kvartal 2008. Knockando-brønnen ble ferdigstilt som en produksjonsbrønn i november 2008. De reviderte Brage-reservene omfatter også en nedjustering av gassreservene.

Reserve-erstatningen på Brage er med dette over 100% i 2008 til tross for svært høy 2008-produksjon.

Enoch, norsk sokkel, operatør Talisman, Noreco 4,36%

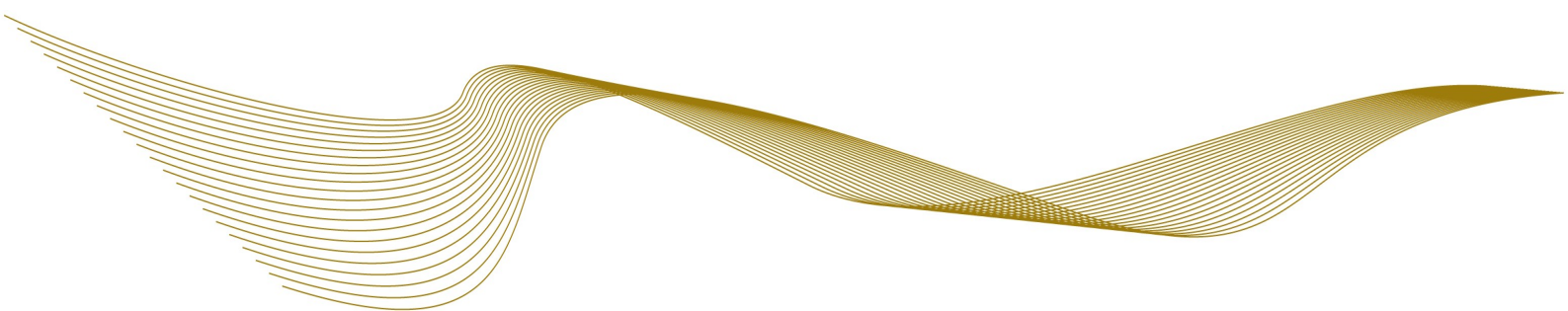
Reservene på Enoch-feltet er basert på forventet produksjonutvikling fra feltets eksisterende produksjonsbrønn..

Oljereservene på Enoch er justert opp med nærmere 30% som et resultat av feltets svært gode produksjonoppførsel 2008, som igjen førte til en 150% erstatning av oljereservene sammenlignet med anslaget ved slutten av 2007. Gassreservene er justert nedover, som følge av mindre negative gass/oljeforhold på feltet og en forbedret opprettholdelse av reservoartrykket og energien enn tidligere antatt.

NORECOS ÅRLIGE RESERVERAPPORT (Årsslutt 2008)

Felt	Andel	Maksimal Utvinning		Samlet Produksjon		Påviste Reserver (1P)		Påviste + Sannsynlige (2P)	
		Olje (mill st.fat)	Gass (mrd kub.fot)	Olje (mill st.fat)	Gass (mrd kub.fot)	Olje (mill st.fat)	Gass (mrd kub.fot)	Olje (mill st.fat)	Gass (mrd kub.fot)
Cecilie	61,00%	4,56	0,00	3,56	0,00	0,87	0,00	1,00	0,00
Nini/Nini Øst	30,00%	15,43	0,00	6,70	0,00	5,04	0,00	8,73	0,00
Siri	50,00%	40,67	0,00	34,55	0,00	5,51	0,00	6,13	0,00
Syd Arne	6,56%	12,16	21,53	7,81	9,75	3,41	3,11	4,35	11,78
Lulita	28,20%	2,55	9,88	1,56	5,58	0,58	2,44	0,99	4,30
Brage Feltet	12,26% ¹	48,88	17,36	41,76	12,16	4,90	3,03	7,12	5,21
Enoch	4,36%	0,69	0,24	0,19	0,09	0,38	0,08	0,50	0,14
TOTALT		124,94	49,01	96,13	27,58	20,70	8,66	28,81	21,43

1 består av Brage Unit og Sognefjord Reserver med en beregnet andel på henholdsvis 12,26 i Brage og 13,2% i Sognefjord



BETINGEDE RESSURSER

Betingede ressurser er de volumer utvinnbare hydrokarboner som ligger i funn (påviste forekomster), hvor utbygging enda ikke er besluttet eller er usikker av andre grunner (behov for ny teknologi, ytterligere evaluering av ressursene, begrenset marked/eksportløsninger osv.).

I SPEs system for ressursklassifisering er sannsynligheten av betingede ressurser klassifisert i kategori 1C, 2C og 3C i et klassifiseringssystem som samsvarer med systemet som benyttes for reserver (1P, 2P, 3P).

For Norecos betingende ressurser er ikke hele spekteret av ressurser rapportert (1C til 3C) for hvert funn, ettersom funnenes tekniske modenhet og definisjon varierer.

Ressursestimatet nedenfor er ansett å være representativt for et 2C ressursestimat, med mindre noe annet er angitt i ressurskommentaren til det aktuelle feltet.

Betingede ressurser er basert på deterministiske vurderinger av utvinnbare reserver.

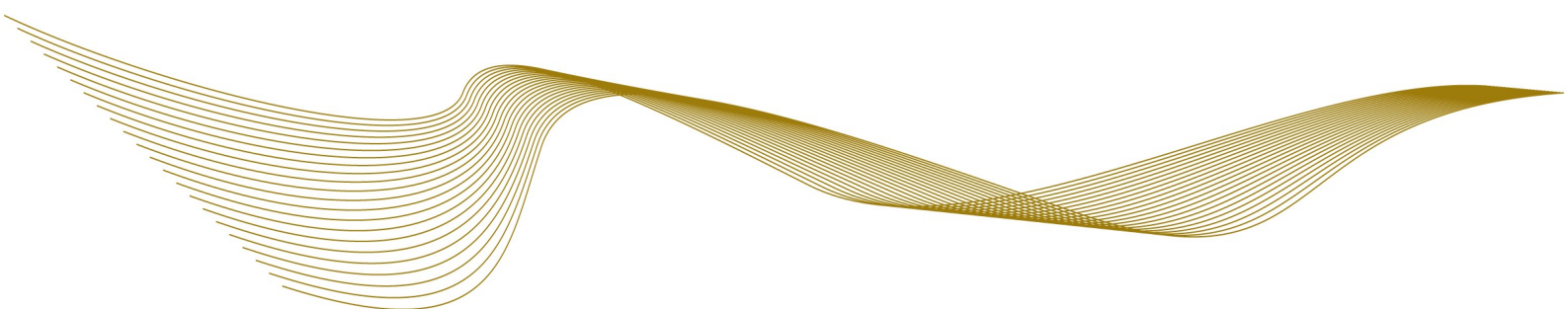
NORECOS ÅRLIGE RAPPORT OVER BETINGEDE RESSURSER

Felt	Andel	Betingede Ressurser NETTO mill fat o.e.
Huntington Deep	20,00%	21,8
Huntington Forties	20,00%	18,9
Amalie	29,92%	10,5
Oselvar	15,00%	7,8
S.Ø. Tor	15,00%	6,4
Flyndre	13,34%	4,9
Frigg Øst Gamma	20,00%	4,8
Rau	40,00%	4,7
Galtvort	17,50%	4,3
Nemo	20,00%	4,2
25/6-1 Funn	40,00%	4,2
Ipswich	15,00%	2,3
Sør Tor Pod	6,56%	1,8
6406/1-2 Sklinna	10,00%	1,8
U1	21,80%	0,6
Connie	61,00%	0,5
Tau	17,50%	0,3
Sofie	20,00%	0,2
TOTALT		100,0

Porteføljen av betingede ressurser

Norecos betingede ressurser er fra funn av varierende grad av modenhet for utbygging på dansk, norsk og britisk kontinentalsokkel.

Evalueringen av de betingede ressursvolumene revurderes på ulike stadier i modningsprosessen av funnene. Ikke alle funnene har vært gjenstand for en full revurdering i forbindelse med denne reserveoversikten, men det er nye estimater for funnene hvor man har fullført studier og vurderingen i løpet av 2008. Kommentarer gis for enkelte funn basert på aktivitetene i 2008.



Huntington

Et omfattende boreprogram ble utført i 2008 for å avgrense Forties-formasjonen på feltet, etterfulgt av en full vurdering og planlegging av utbyggingen. Utbyggingsaktivitetene ble midlertidig stanset i fjerde kvartal 2008, etter brønner som resulterte i ytterligere to funn i Forties-formasjonen i blokk 22/14a mot øst og sørøst for Huntington-feltet. En av brønnene i 22/14a påviste at Forties-forekomsten strekte seg utover blokken, som vil nødvendiggjøre en harmonisering av feltet samtidig med utbyggingsaktivitetene.

I løpet av 2008 gjennomførte Noreco omfattende undergrunnsstudier av funnet i Huntington Forties, innbefattet tolking av seismikk, full geologisk og reservoarmodellering i tillegg til bore- og utbyggingsstudier for å kvantifisere utvinnbare ressurser og muligheten for en utbygging.

Vurderingene har nå nådd et modent stadium og ressursevalueringen kan gjennomføres med en rimelig grad av nøyaktighet. Imidlertid skal det påpekes at nøkkeldata fra reservoartechniske arbeider knyttet til metningsmodeller (spesielle kjerneanalyser) fremdeles gjenstår og forventes mottatt sent i andre kvartal 2009.

Noreco har anslått blokkens utvinnbare ressurser til ca. 18,9 millioner fat oljeekvivalenter for Huntington Forties-utbyggingen. Anslaget er vurdert til å være mellom 2C og 3C i ressursklassifiseringssystemet. Man forventer å kunne bokføre 11,7 millioner fat oljeekvivalenter når feltet besluttes utbygd, mens det resterende ressurspotensialet vil kreve ytterligere produksjonsdata før det bokføres.

Huntington Forties-utbyggingen er basert på 3 til 5 brønner. Fremleggelsen av en feltutbyggingsplan og en beslutning om utbygging av Huntington Forties er forventet i tredje/fjerde kvartal 2009, da ressursene i forbindelse med Forties-utbyggingen vil flyttes til reserver i samsvar med Norecos retningslinjer for reserveklassifisering.

Ytterligere avgrensning av Fulmar-reservoaret planlegges av Huntington-lisensen. Nye seismiske data blir nå prosessert og en anbefaling om neste avgrensingsbrønn på Fulmar forventes mot slutten av andre kvartal 2009.

Det vil også være behov for videre avgrensning av Triasreservoaret, men forventes etter avgrensningen av Fulmar.

Noreco anser Fulmar- og Triasressursene å være mindre modne enn ressursene i Forties, og det samlede ressurspotensialet til Fulmar- og Triasreservoarene er anslått å være 21,8 millioner fat oljeekvivalenter. Det rapporterte ressurspotensialet i Fulmar- og Triasreservoarene er nå anslått til å være et 3C estimat, men vil kunne flyttes til 2C ved en evt. vellykket avgrensning.

Oselvar og Ipswich

En vellykket avgrensingsbrønn ble fullført i februar 2008, og med utgangspunkt i denne har lisenspartnene utført utbyggingsstudier i løpet av 2008. I mars ble det bestemt å sende inn en plan for utbygging og drift (PUD) for Oselvar-utbyggingen med tilknytning til Ula-feltet.

Ressursene på Oselvar er anslått til 7,8 millioner fat oljeekvivalenter, og vil bokføres som reserver mot slutten av første kvartal 2009, som resultat av en utbyggingsbeslutning og innsending av en PUD til norske myndigheter. Ressursanslaget er vurdert til å være et 2C estimat. PL274, som inneholder Oselvar-utbyggingen, inkluderer også Ipswich-funnet som Noreco vurderer som drivverdig.

Nemo

En vellykket avgrensingsbrønn er fullført i mars 2008, og lisenspartnene fullførte nøkkelstudier av undergrunnen høsten 2008. Partnerne er nå i ferd med en gjennomgang av utbyggingsalternativer og økonomiske forhold, for å avgjøre om en PUD skal sendes til myndighetene i siste halvdel av 2009.

Nemo-ressursene er anslått til 4,2 millioner fat oljeekvivalenter basert på utbyggingsvurderinger som omfatter resultatene av den siste avgrensingsbrønnen. I tillegg er det et betydelig potensiale for ytterligere reserver under der oppdagelsesbrønnen til Nemo ble boret. Ressursanslaget er vurdert til å være et 2C estimat.

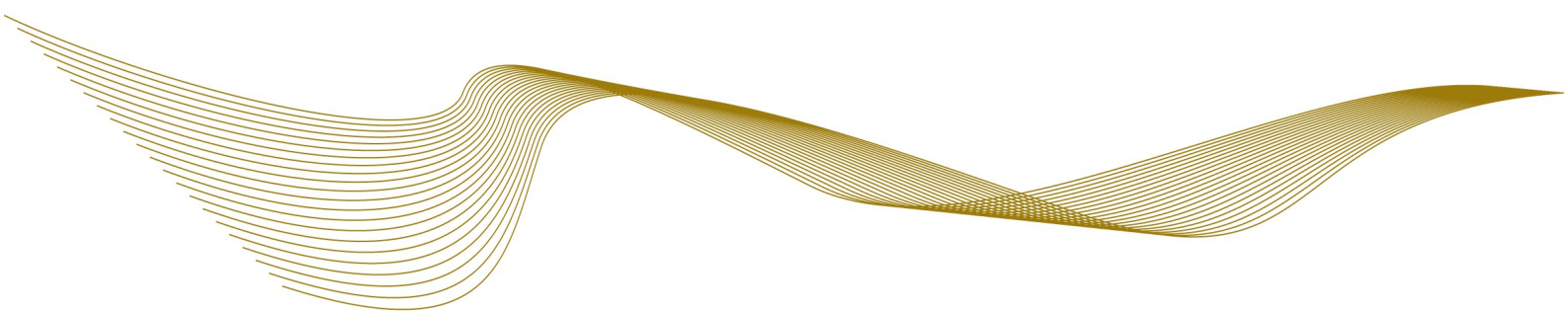
Rau

I løpet av 2008 gjennomførte Noreco omfattende undergrunns- og utbyggingsstudier for å kartlegge og kvantifisere utbyggingsalternativer for Rau. Det mest sannsynlige utbyggingskonseptet er en ubemannet brønnhodeplattform knyttet til Nini-plattformen med behandling og eksport av oljen på Siri-installasjonen. En evt. utbyggingsbeslutning er avhengig av endelige økonomiske analyser og fullføringen av forhandlingene med eierne av Siri-feltet.

Rau inneholder anslagsvis 4,7 millioner fat oljeekvivalenter basert på utbyggingsvurderingen i 2008. Ressursanslaget er vurdert til å være et 2C estimat.

Amalie

Det foregår for tiden ikke noe direkte evalueringsarbeid knyttet til Amalie. En utbygging av feltet vil være avhengig av en gassløsning for Amalie-området. Det foregår leteboring på feltets naboblokk (prospektene Gita/Maja), og et positivt resultat vil kunne fremskynde en utbyggingsløsning for Amalie. Med dette utgangspunkt er Amalie klassifisert under betingede ressurser og ressursanslaget er vurdert til å være et 2C estimat.



DISKUSJONER OG ANALYSER

De rapporterte reserveanslagene for de danske feltene i produksjon er utarbeidet av erfarne fagpersoner i Noreco. Evalueringene er basert på standard praksis og metodikk i bransjen bl.a. analyser av produksjonstrender, reservoarmodeller og geologiske og geofysiske analyser. Evalueringene og vurderingene er utført av fagpersoner med 10-20 års bransjeerfaring og resultatene og metodikken er diskutert med ledelsen i Noreco.

En tredjeparts uavhengig vurdering er utført av Degolyer and MacNaughton basert på data fra Noreco, i tillegg til informasjon fra feltoperatørene om feltenes produksjonstetthet og fremtidige planer. Resultatene av disse uavhengige vurderingene bekrefter Norecos netto reserver i selskapets portefølje.

Denne informasjonen kan inneholde enkelte fremstillinger om fremtidige forhold som tar opp aktiviteter, hendelser eller utbygginger som Noreco forventer, planlegger, mener eller forutser vil eller kan skje i fremtiden. Disse fremstillingene er basert på ulike antakelser gjort av Noreco, som er utenfor selskapets kontroll og er underlagt enkelte tilleggsrisiki og usikkerhetsmomenter. Som et resultat av disse faktorene kan faktiske hendelser avvike betydelig fra det som er indikert eller antydnet i slike fremstillinger om fremtidige forhold.

Norecos totale 1P reserver er 22,2 millioner fat oljeekvivalenter, sammenlignet med 18,8 millioner fat oljeekvivalenter ved årsslutt 2007, som representerer en økning av 1P reservene på 8,6 millioner fat oljeekvivalenter, justert for produksjonen i 2008. Hovedbidraget kommer fra ervervelsen av ytterligere 30% av Siri-feltet gjennom overtakelsen av Talisman, i tillegg til økte reserver i feltene Syd Arne og Brage. Økningen i 1P reservene representerer en erstattingsgrad på 168% i 1P kategorien.

2P reserveanslaget representerer de forventede feltresultatene basert på produksjonen frem til nå, vår forståelse av feltene og de planlagte aktivitetene på lisensen. Estimert av 2P reserver i Norecos portefølje er 32,6 millioner fat oljeekvivalenter, sammenlignet med 31,0 millioner fat oljeekvivalenter i reservoarrapporten ved årsslutt 2007. Justert for 2008-produksjonen er dette en økning i 2P reservene på over 6,8 millioner fat oljeekvivalenter i 2008, og en økning i reserveerstattingsraten i 2P på over 130%.

Økningen i 2P reservene er dominert av bidraget som kom gjennom overtakelsen av Siri-feltet og reserveendringen, samt tillegget i reservene på Brage-feltet gjennom boringen av brønnene på Bowmore og Knockandoo. Feltene Siri og Brage utgjør 6,8 millioner fat oljeekvivalenter i tilleggsreserver. Reserveøkningene på andre felt er utlignet gjennom en nedgradering av 2P reservene i Syd Arne, som et resultat av forsinkelsen i utbyggingsprosjektet Syd Arne-utvidelsen mot nord.

Betingede ressurser i 15 funn er inkludert i denne reserverapporten. Flere av funnene er i ferd med å bli foreslått for utbygging, og forventes å bli overført fra betingende ressurser til reserver i nærmeste fremtid og innen slutten av 2009. Spesielt reservene i Oselvar og Huntington Forties vil flyttes henholdsvis fra betingede ressurser til reserver i 1H og 2H i 2009. Reservetillegget fra Oselvar og Huntington skulle kunne gi grunnlag for fortsatt vekst i Norecos reserver også i 2009.

Scott Kerr
Administrerende direktør
Noreco

