

Hva skal vi bygge videre på

Årlig reserverapport 2009

Norecos reserveklassifisering er basert på styringssystemet for petroleumssressurser utgitt av Society of Petroleum Engineers (SPE) i 2007. Systemet er et anerkjent ressursklassifiserings-system i samsvar med Børssirkulære 9/2009: “Opptakskrav og informasjonsplikter for olje- og naturgasselskaper”.

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

RESERVER

Norecos reserver består kun av de ressursene som vi anser å oppfylle modenhetskravet som SPEs klassifiseringssystem foreslår. Reserveene er de hydrokarbonmengder man regner med kan forventes å bli produsert fra kjente forekomster med planer som er godkjent eller sannsynligvis vil bli godkjent i nærmeste fremtid. Reserveene inkluderer de volumer som vil bli produsert med det nåværende utbyggingskonseptet (infrastruktur og brønner), volumer som vil bli produsert gjennom utbygging, brønner og prosjekter som er godkjent, 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 rapporterings-tidspunktet, 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 – Påviste reserver 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 – Påviste + sannsynlige reserver 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 har en litt høyere risiko for ikke å bli utvunnet. Vi gjør oppmerksom på at 2P-reserver også omfatter 1P-reserver.

Alle hydrokarbonvolumer som er klassifisert som reserver i kategoriene 1P og 2P, må oppfylle ovennevnte modenhets kriterier for reserver (i produksjon, besluttet eller utbyggings-berettiget).

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

Hvert år får Noreco utarbeidet en uavhengig fagrapport eller verifikasjonsrapport om de bokførte reserveene. Denne tjenesten leveres for tiden av Degolyer and MacNaughton, og rapporten utarbeides som et ledd i gjennomgangen av de årlige reserveene og innrapporteres sammen med årsrapporten. Degolyer and MacNaughton foresto gjennomgangen av de produserende feltene for årsrapporten for 2009.

Noreco rapporterer interne estimer for reserverapporteringen. Degolyer and MacNaughton verifiserer reserveene i selskapet basert på en vurdering av hvert enkelt felt. Både det interne estimatet og tredjepartsverifiseringen utføres i samsvar med SPEs standard for ressursklassifisering og er sammenlignbare både når det gjelder omfang og resultat. Reserveene ved årsslutt er verivisert for alle felt med unntak av Oselvar-feltet. Påviste reserver har et avvik på mindre enn 5 % fra Norecos reserve-etstimat. For Oselvar-feltet er operatørens estimat slik det fremgår av feltutviklingsplanen brukt som det beste estimatet for feltreservene. Disse estimatene vil bli verifisert i løpet av 2010 under forberedelsene til reserverrapporteringen ved årsslutt.

Betingede reserver er ikke verifisert av en tredjepart. De betingede ressursene består av et antall potensielle utbygninger og funn, og det har ikke vært praktisk gjennomførbart å få verifisert disse for reserverapporteringen ved utgangen av 2009.

Reserveportefølje

Noreco produserer reserver fra totalt åtte felt. Seks av feltene ligger på dansk kontinentalsokkel og to felt på norsk kontinental-sokkel. I tillegg har Noreco reserver i en utbygging på norsk sokkel.

Det finnes ytterligere informasjon om feltene på Norecos hjemmeside www.noreco.com samt i årsrapporten for 2009.

Alle reserveangivelsene i årets reserverapport er Norecos nettoreserver.

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

Reservene på Cecilie-feltet er basert på forventet nedgang i de reserveene som allerede er i produksjon. Det er ingen planer om utbygging av nye reserver på Cecilie-feltet.

2P-evalueringen i 2009 av reserveene på Cecilie har ikke ført til noen betydelig endring av reserveene. Reserveene ved utgangen av 2009 er derfor på linje med estimatet ved utgangen av 2008, justert for 2009-produksjonen.

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

2P-reservene på Lulita-feltet er basert på en analyse av nedgangen i produksjonen og en vurdering av begrensningene forbundet med å produsere Lulita på Harald-plattformen.

Lulita-produksjonen ble stanset fra juli 2009 til februar 2010 grunnet vedlikehold på vertsplattformen Harald. Produksjonen på Lulita var i tråd med forventningene før nedstengningen,

og det samme er tilfellet nå som produksjonen er gjenopptatt. I reserverapporten for 2008 var ytterligere tilleggsboring på Lulita planlagt og medregnet blant forventede reserver. Disse boreplanene er nå utsatt og ikke inkludert i Lulita-reservene ved utgangen av 2009.

Nini-feltet, dansk sokkel, operatør Dong, Noreco 30 prosent
Vurderingen av reserveene på Nini-feltet er basert på en analyse av nedgangen i produksjonen fra eksisterende brønner og detaljert reservoarmodellering av Ty-formasjonen, inkludert resultatene av to nye brønner boret til Ty-formasjonen i 2009.

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

Vurderingen av reserveene på Nini Øst-feltet er basert på detaljert reservoarmodellering justert etter resultatene for de tre brønnene som ble boret på Nini Øst i 2009. Vurderingen av reserveene omfatter ytterligere to brønner som skal bores i neste borefase i 2011. Utbyggingen av Nini Øst fører nye reserver til Siri-plattformen og forlenger levetiden til feltene Siri, Stine og Nini gjennom å bidra til reduserte enhetsdriftskostnader for hvert av feltene.

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

Reservene for feltene Siri og Stine er basert på en analyse av nedgangen i produksjonen fra eksisterende brønner. Det er ikke planlagt ytterligere boring på Siri.

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

Vurderingen av reserveene på Syd Arne-feltet er basert på en vurdering av feltets produksjonsytelse og en gjennomgang av resultatene av en reservoarmodell av Syd Arne-feltet. Reserveene inkluderer korrigerende brønnaktiviteter for å gjenopprette og øke produksjonen fra eksisterende brønner, samt boring av én produksjonsbrønn på Tor-formasjonen og én på Ekofisk-formasjonen i 2010.

Fase III-prosjektet på Syd Arne-feltet er ikke inkludert i reserve-estimatet for utgangen av 2009. Det er forventet at prosjektet vil godkjennes i slutten av 2010 og kunne bokføres som reserver ved utgangen av 2010. Volumene er nå inkludert blant betingede ressurser.

Brage-feltet, norsk sokkel, operatør Statoil, Noreco 12,26 % i Brage Unit og 13,2 % i Sognefjord
Vurderingen av reservene på Brage-feltet er basert på en detaljert analyse av nedgangen for de fleste brønnene. For produksjons-brønnen Brent Knockando og fremtidige tilleggsbrønner er vurderingen av reservene basert på detaljerte reservoarmodeller. Reservene er basert på fortsatt boring på Brage inn i 2011, med boring av to produserende tilleggsbrønner på Statfjord, én på Fensfjord og én på Sognefjord. God produksjonsytelse fra tilleggsbrønnene som ble boret i 2008 og 2009, har gitt ekstra reserver på Brage ved utgangen av 2010, tilsvarende 60 prosent reserveerstatning til produksjonen i 2009.

Enoch-feltet, norsk sokkel, operatør Talisman, Noreco 4,36 %
Reservene på Enoch-feltet er basert på forventet produksjons- ytelse for Enoch-utbyggingen med eksisterende utbygging og vurdering av ulike produksjonsscenarioer basert på reservoar- modellering.

2P-evalueringen i 2009 av reservene på Enoch har ikke ført til noen betydelig endring av reservene. Reservene ved utgangen av 2009 er derfor på linje med estimatet ved utgangen av 2008, justert for 2009-produksjonen.

Oselvar-feltet, norsk sokkel, operatør Dong, Noreco 15 %
Vurderingen av reservene på Oselvar-utbyggingen er basert på detaljert reservoarmodellering utført i forbindelse med utbyggingsplanleggingen i 2009. Utbyggingen av Oselvar-feltet ble godkjent av partnerne og myndighetene i 2009. Volumene på Oselvar er følgelig omklassifisert fra betingede ressurser til reserver.

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)	BOE (mill st.fat)
Cecilie	61,00 %	4,6	0,0	3,7	0,0	0,5	0,0	0,9	0,0	0,9
Nini	30,00 %	9,1	0,0	7,0	0,0	1,4	0,0	2,1	0,0	2,1
Nini East	30,00 %	5,6	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	5,6	0,0	5,6
Siri	50,00 %	41,9	0,0	35,6	0,0	3,5	0,0	6,3	0,0	6,3
Lulita	28,20 %	1,8	6,6	1,6	5,7	0,2	0,6	0,2	0,9	0,4
South Arne	6,56 %	12,6	21,6	8,3	10,3	2,9	4,4	4,3	11,4	6,4
Brage	~12,45 % ⁽¹⁾	47,5	17,2	40,9	13,1	4,5	2,6	6,6	4,2	7,4
Enoch	4,36 %	0,7	0,1	0,3	0,0	0,3	0,0	0,4	0,1	0,4
Oselvar	15,00 %	3,7	23,0	0,0	0,1	2,6	14,7	3,7	23,0	7,8
Total		127,5	68,5	97,4	29,2	19,9	22,4	30,2	39,4	37,2

1 basert på 13,20 % i Sognefjord og 12,26 % andel i Brage Unit

BETINGEDE RESSURSER

Betingede ressurser er volumer av utvinnbare hydrokarboner som ligger i funn (kjente forekomster) hvor utbygging ennå ikke er godkjent, eller av andre grunner er usikker (behov for ny teknologi, ytterligere evaluering av ressursene, begrenset marked/eksportløsninger og så videre). I SPEs styringssystem for petroleumsressurser er sannsynligheten av betingede ressurser klassifisert i kategori 1C, 2C og 3C, i et klassifikasjons-system tilsvarende det som benyttes for reserver (1P, 2P og 3P).

Norecos betingende ressurser rapporteres ikke i alle ressurs-klasser (1C til 3C) for hvert funn da funnene varierer i teknisk modenhet og definisjon. De betingede ressursene er basert på deterministiske vurderinger av utvinnbare volumer.

Rapporteringen av betingede ressurser er endret fra foregående år, noe som reflekterer de nye kravene i Oslo Børssirkulære 9/2009 ”Opptakskrav og informasjonsplikter for olje- og naturgasselskaper”. Denne rapporten fokuserer på endringer siden forrige rapport. Merk at ressursestimatene nedenfor er antatt å være representative for 2C estimer, til forskjell fra den årlige reserverapporten for 2008, der 3C var inkludert for enkelte felt, inkludert Huntington.

I hovedsak er endringene i betingede ressurser fra forrige år:

- *Flytting av Oselvar fra betingede ressurser til 2P reserver*
- *Nye betingede ressurser gjennom de nye funnene Grosbeak, Gygrid og Gita*
- *Salg av Gamma*
- *Huntington Forties revidert til 11,8 millioner fat olje-ekvivalenter for å reflektere betingede ressurser i kategori 2C.*

Disse endringene er kommentert nedenfor. De resterende betingede ressursene er uendret fra forrige rapport.

9/95 9/06 Gita (DKS), operert av Mærsk, Noreco 12 %
Netto betingede ressurser er 28,7 millioner fat oljeekvivalenter basert på omfattende subsurface arbeid gjort av Noreco etter funnet ble gjort i 2009. Nabofunnet Amalie har netto betingede ressurser på 10,5 millioner fat oljeekvivalenter. Disse to funnene kan være forbundet.

PL348 Gygrid (NKS), operert av Statoil, Noreco 17,5 %
Netto betingede ressurser er 7,3 millioner fat oljeekvivalenter. Brønnen som påviste funnet ble boret i 2009 og påviste lettolje i både Ile- og Tilje-formasjonene i Fangst-gruppen. Operatøren Statoil planlegger en fast-track tieback utbygning av funnet med oppstart av prosjektet i 2010/2013.

PL378 Grosbeak (NKS), operert av Wintershall, Noreco 20 %
Netto betingede ressurser er 6,8 millioner fat oljeekvivalenter. Brønnen som påviste brønnen ble boret i 2009 og påviste hydrokarbonintervaller i øvre jura bergarter i Sognefjord- og Fensfjord formasjonene, og i midtre jura bergarter i Brent-formasjonen.

P1114 Huntington Forties (UKKS) operert av E.On Ruhrgas UK, Noreco 20 %
Netto betingede ressurser er 11,8 millioner fat oljeekvivalenter. Estimatet er et teknisk ressursestimat og er basert på Norecos tolkning og evaluering av all tilgjengelig data og tester fra Forties-funnet og avgrensningsbrønnene fra 2007 og 2008. Operatørens ressursbasis for konseptvalg og feltutviklingsplan er forventet å være lavere enn Norecos estimat, hovedsakling grunnet forskjellige tolkninger av ressurskarakteristikker av den nedre reservoarsonen i Forties-formasjonen. Valg av utbyggnings-konsept for Huntington Forties er planlagt i andre kvartal 2010. Det er ingen nye data eller rapporter for de dypere Huntington-funnene, og dermed forblir det rapporterte ressurspotensialet uendret fra forrige års rapport (21,8 millioner fat oljeekvivalenter).

LEDELSENS DISKUSJONER OG ANALYSER

De rapporterte reserveanslagene for Norecos produserende felt er utarbeidet av erfarne fagpersoner i Noreco. Evalueringene er basert på standard praksis og metodikk i bransjen, bl.a. analyser av produksjonsnedgang, reservoarmodellering 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 uavhengig tredjepartsvurdering av de produserende feltene (inkludert Nini Øst) er utført av Degolyer and MacNaughton. Vurderingen er basert på data fra Noreco samt full tilgang til subsurface-data og lisensdokumentasjon. På grunnlag av denne informasjonen gjør Degolyer and MacNaughton en uavhengig vurdering av reservene. Den uavhengige vurderingen understøtter Norecos estimat ved å konkludere med et reserveestimat som ligger innenfor 5 prosent av Norecos estimat.

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 antagelser gjort av Noreco; de er utenfor selskapets kontroll og er underlagt tilleggsrisiko 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 23,8 millioner fat oljeekvivalenter, sammenlignet med 22,2 millioner fat oljeekvivalenter ved årsslutt 2008. Dette er en økning på 5,4 millioner fat oljeekvivalenter justert for produksjonen i 2009. Hovedbidraget kommer fra Oselvar-utbyggingen. Økningen i 1P-reserver representerer en reserveerstatningsgrad på 143 prosent 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. Estimetet av 2P-reserver i Norecos portefølje er 37,2 millioner fat oljeekvivalenter mot 32,6 millioner noe i reservoarrapporten ved årsslutt 2008. Justert for 2009-produksjonen er dette en økning i 2P-reservene på over 8,4 millioner fat oljeekvivalenter i 2009, og en økning i reserveerstatningsraten i 2P på over 222 prosent.

Økningen i 2P-reservene kan hovedsakelig tilskrives overføringen av Oselvar-ressursene fra betingede ressurser til reserver på 7,8 millioner fat oljeekvivalenter. Reserveøkningene for produserende felt kan hovedsakelig tilskrives den høye produksjonen på Brage-feltet etter en vellykket borekampanje i 2008 og 2009.

Betingede ressurser omfatter funn av ulik modenhet og materialitet. Norecos netto betingede ressurser har økt til 125 millioner, opp fra 100 millioner fat oljeekvivalenter i forrige reserverapport. Økningen skyldes hovedsakelig letesuksess i 2009.

Gjennom reservene og betingede ressurser slik de er beskrevet her, er Noreco godt posisjonert for å øke produksjon og reserver fra sin egen portefølje i løpet av de neste 3–5 årene.

Scott Kerr
Administrerende direktør, Noreco

Reserves

Developed Assets

(On production)

As of 31.12.2009	1P					2P				
	Liquids (mbbl)	Gas (bcm)	mboe	Interest %	Net mboe	Liquids (mbbl)	Gas (bcm)	mboe	Interest %	Net mboe
Cecilie	0,8	0,0	0,8	61,0	0,5	1,4	0,0	1,4	61,0	0,9
Nini	4,8	0,0	4,8	30,0	1,4	6,9	0,0	6,9	30,0	2,1
Nini East	10,6	0,0	10,6	30,0	3,2	14,9	0,0	14,9	30,0	4,5
Siri	7,0	0,0	7,0	50,0	3,5	12,6	0,0	12,6	50,0	6,3
Lulita	0,6	0,1	1,0	28,2	0,3	0,9	0,1	1,4	28,2	0,4
South Arne	40,4	1,6	50,4	6,6	3,3	58,4	4,5	86,5	6,6	5,7
Brage	32,5	0,6	36,1	12,3	4,5	45,2	0,9	51,0	12,3	6,3
Enoch	7,1	0,0	7,2	4,4	0,3	9,0	0,0	9,3	4,4	0,4
Total					17,0					26,5

Under development

(Approved for development)

As of 31.12.2009	1P					2P				
	Liquids (mbbl)	Gas (bcm)	mboe	Interest %	Net mboe	Liquids (mbbl)	Gas (bcm)	mboe	Interest %	Net mboe
Brage	1,2	0,0	1,3	12,3	0,2	3,1	0,0	3,2	12,3	0,4
South Arne	3,7	0,3	5,5	6,6	0,4	7,5	0,4	10,3	6,6	0,7
Oselvar	17,3	2,8	34,7	15,0	5,2	24,7	4,3	52,0	15,0	7,8
Total					5,7					8,9

Non-developed assets

(Justified for development)

As of 31.12.2009	1P					2P				
	Liquids (mbbl)	Gas (bcm)	mboe	Interest %	Net mboe	Liquids (mbbl)	Gas (bcm)	mboe	Interest %	Net mboe
Brage	2,5	0,0	2,6	12,3	0,3	5,1	0,0	5,2	12,3	0,7
Nini East	2,7	0,0	2,7	30,0	0,8	3,9	0,0	3,9	30,0	1,2
Total					1,1					1,8

Reserves Development						
Net attributable mboe. Calendar years, reporting as of year end	Developed assets		Under development (Approved for Development)		Non-developed assets (Justified for development)	
	1P	2P	1P	2P	1P	2P
Balance as of 31.12.2008	16,6	23,9	3,2	4,7	2,5	4,0
Production	-3,8	-3,8				
Acquisitions/disposals						
Extentions and discoveries						
New developments	3,2	4,7	2,0	3,1		
Revisions of previous estimates	0,9	1,7	0,5	1,1	-1,4	-2,2
Balance as of 31.12.2009	17,0	26,5	5,7	8,9	1,1	1,8