

Og dette er fremtiden vår

Årlig reserverapport 2007

Norecos reserveklassifisering er basert på Styringssystemet for Petroleumsressurser utgitt av Society of Petroleum Engineers (SPE) i 2007. Systemet er et anerkjent ressursklassifiserings-system 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. Reserver er de hydrokarbonmengder man typisk forventer å produsere fra kjente forekomster med planer 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 P1 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.

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.

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 2007.

Cecilie-feltet, dansk sokkel, operatør Dong, Noreco 61%
Reservene på Cecilie-feltet er basert på forventet nedgang i de reservene som allerede er i produksjon. Det er ingen planer om utbygging av nye reserver på Cecilie-feltet.

Lulita-feltet, dansk sokkel, operatør Dong, Noreco 28,2%
Reservene på Lulita-feltet er basert på en ”decline analysis” av produksjonen og en vurdering av begrensningene med å produsere Lulita på Harald-plattformen. Det er ingen planer om utbygging av nye reserver på Lulita-feltet.

Nini-feltet, dansk sokkel, operatør Dong, Noreco 30%
En vurdering av reservene på Nini-feltet er basert på ”decline analysis” av produksjonen fra eksisterende brønner, oppgradering av vanninjeksjonsrørledningen og boring av én vanninjeksjonsbrønn som dekker to områder i Nini-reservoaret.

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

Feltene Siri og Stine, dansk sokkel, operatør Dong, Noreco 20%
Reservene for feltene Siri og Stine er basert på en analyse av nedgangen i produksjonen fra eksisterende brønner. Én tilleggsbrønn er inkludert i reserveanslaget for Siri.

Syd Arne, dansk sokkel, operatør Hess, Noreco 6,56%
En vurdering av reservene på Syd Arne-feltet er basert på en vurdering av feltets produksjonsytelse og en gjennomgang

av resultatene av en reservoarmodell av Syd Arne-feltet. Reservene er basert på brønnaktivitet for å gjenopprette og forbedre produksjonen fra eksisterende brønner, samt boring av ytterligere to produksjonsbrønner.

Syd Arne-utvidelsen mot nord (SANE) er inkludert i ikke-utbygde sannsynlige reserver som vil kreve investeringer i ny infrastruktur og brønner.

Brage, norsk sokkel, operatør StatoilHydro, Noreco 12,62%
En vurdering av reservene på Brage-feltet er basert på en ”decline analysis” av produksjonen fra brønnene på Brage, og en vurdering av det fremtidige arbeidsprogrammet i den langsiktige planen for feltet. Boringen av en lang høyawiksbrønn for å utvinne nordflanken på Brage er nylig fullført; denne har hatt en betydelig innvirkning på feltytelsen og forventede reserver. Ytterligere boring er planlagt de neste tre årene, med tre brønner som skal fullføres i 2008. Det fremtidige bore-programmet omfatter en blanding av produksjons-, injeksjons- og letebrønner for å forbedre utvinningen og øke feltets tilstedeværende ressurser.

Felt/lisens	Andel (%)	Maksimal utvinning		Samlet produksjon		Påviste reserver (1P)		Påviste + sannsynlige (2P)	
		Olje/NGL (mill fat)	Gass (mrd kub.fot)	Olje/NGL (mill fat)	Gass (mrd kub.fot)	Olje/NGL (mill fat)	Gass (mrd kub.fot)	Olje/NGL (mill fat)	Gass (mrd kub.fot)
Cecilie	61.00%	3,91	0,00	3,39	0,00	0,53	0,00	1,53	0,00
Lulita	28.20%	1,82	6,24	1,48	5,28	0,34	0,96	0,63	1,48
Nini ¹	30.00%	10,74	0,00	5,97	0,00	4,78	0,00	8,35	0,00
Siri	20.00%	11,30	0,00	10,23	0,00	1,07	0,00	1,63	0,00
South Arne ²	6.56%	11,33	16,47	7,34	10,81	3,99	5,66	6,56	11,95
Stine	20.00%	1,23	0,00	0,93	0,00	0,92	0,00	1,27	0,00
Brage ³	12.62%	44,17	17,71	39,46	11,45	4,71	6,26	6,36	9,33
Enoch	4.34%	0,21	0,34	0,08	0,08	0,13	0,26	0,45	0,84
Totalt		84,71	40,76	68,87	27,62	16,47	13,14	26,78	23,60

¹ Inkluderer Nini Øst-utbyggingen

² Inkluderer SANE

³ Inkluderer A-28B Bowmore

Enoch, norsk sokkel, operatør Talisman, Noreco 4,36%
Reservene på Enoch-feltet er basert på forventet produksjons-
ytelse fra produksjonsbrønnen på feltet, med gassløft
og lavtrykksdrift fra 2009. Prosjektet for lavtrykksdrift er
i defineringsfasen med forventet oppstart i andre halvdel
av 2009.

BETINGEDE RESSURSER

Betingede ressurser er de volumer utvinnbare hydrokarboner
som ligger i funn (kjente 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.).

Sannsynligheten av betingede ressurser er klassifisert i kategori
1C, 2C og 3C i et klassifikasjonssystem som samsvarer til
den som benyttes for reserver som er beskrevet ovenfor.

1C – Disse betingede ressursene er et realistisk/konservativt
estimat for de mengder som kan produseres fra funnet med
et antatt gitt utbyggingskonsept.

2C – Disse betingede ressursene er mengder som det er
sannsynlig vil bli produsert gjennom en utbygging av funnet.

3C – Disse betingede ressursene er mengder som muligens
kan forventes å bli produsert gjennom en utbygging av funnet.

Betingede ressurser er basert på deterministiske vurderinger
av utvinnbare volumer.

Porteføljen av betingede ressurser

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

Eiendel/ felt	Andel	Betingede ressurser (2C)
	(%)	(Net mill fat o.e.)
P1114, Huntington, britisk sokkel, Forties & Fulmar	20,00%	34,50
P1114, Huntington, britisk sokkel, Trias	20,00%	15,10
PL274 Oselvar, norsk sokkel	15,00%	6,30
PL148 Nemo, NCS	15,00%	4,40
PL006C Sørøst- Tor, norsk sokkel	25,00%	6,10
7/06 Rau, dansk sokkel	40,00%	5,20
7/86 Amalie, dansk sokkel	29,92%	10,50
PL018C Flyndre, norsk sokkel	13,34%	6,20
PL048C J1, norsk sokkel	5,45%	0,70
PL442 Gamma, norsk sokkel	20,00%	4,80
PL256, Sklinna, norsk sokkel	10,00%	1,80
PL348, Tau, norsk sokkel	17,50%	1,00
16/98, Connie, dansk sokkel	61,00%	1,10
PL055B Brage- flanke	12,62%	4,00
6/95 Sofie, dansk sokkel	20,00%	0,20
PL412, 25/6-1, norsk sokkel	40,00%	0,20
Totale betingede ressurser		102,10

Evalueringen av de betingede ressursvolumene er ikke blitt
revurdert siden Norecos aksjeinnbydelse i november 2007.
Tabellen over indikerer avgrensningsaktivitetene på funnene
siden november 2007 (fullførte avgrensningsboringer med fet
skrift), som indikerer at disse funnene er ytterligere modnet.
Imidlertid kvalifiserer de ikke som reserver i henhold til SPEs
klassifikasjonssystem over ressurser.

Huntington – et omfattende boreprogram er utført for å avgrense
Forties-formasjonen på Huntington. En avgrensningsbrønn
med åtte sideboringer og to produksjonstester er gjennom-
ført, samt innsamling av omfattende kjerneprøver.

Data fra avgrensningsprogrammet blir innlemmet i 3D reservoar-
modeller for å evaluere tilstedeværende ressurser og utvinn-
bare ressurser. Dette evalueringsarbeidet pågår fremdeles
og man forventer en konklusjon om ressursgrunnlaget i 2./3.
kvartal i 2008. En avgrensningsbrønn er også boret til Fulmar-
formasjonen som har gitt verdifull informasjon. Det er fremdeles
betydelig usikkerhet omkring reservene i Fulmar og ytterligere
avgrensning er nødvendig for å bestemme det fulle potensialet.
Det vil bli samlet inn seismiske data over Hungtington-feltet
i 2008 for å forbedre kartleggingen av reservoarene. Uten bedre
seismiske data og sannsynligvis også ytterligere avgrensnings-
boring vil det være vanskelig å redusere usikkerheten omkring
volumene i Fulmar. Parallelt med evalueringen av undergrunns-
forholdene lages det planer for en rask trinnvis utbygging
av Huntington-feltet, med en mulig rask utbygging av Forties-
formasjonen, etterfulgt av utbygging av Fulmar, når Fulmar-
formasjonen er tilstrekkelig avgrenset. En bokføring av
ressursene i Forties-formasjonen forventes i 2008, etterfulgt
av en utbyggingsbeslutning og når en plan for utbygging
og drift (PUD) er sendt inn.

Oselvar – en vellykket avgrensningsbrønn ble fullført i februar
2008, som var oppmuntrende med hensyn til utbyggingen av
feltet. Det pågår arbeid med å inkludere avgresningsresultatene
og det foregår studier for å vurdere mulige utbyggingskonsepter
for feltet. En plan for utbygging og drift (PUD) er planlagt i 2008.

Nemo – en vellykket avgrensningsbrønn er fullført i mars 2008.
Man har startet arbeidet med å innlemme brønnresultatene
og å modne utbyggingsmulighetene for Nemo-funnet.

Rau – en funnvurdering er fullført og registrert av danske
myndigheter. En utbyggingsbeslutning vil være avhengig av
en drivverdighetsevaluering og en etterfølgende drivverdighets-
erklæring til danske myndigheter. Evalueringsarbeidet pågår
og man forventer en konklusjon i andre halvdel av 2008.

Amalie – det er for tiden ingen direkte evalueringsarbeid
knyttet til Amalie. En utbygging av feltet vil være avhengig
av en gassløsning for Amalie-området. Det planlegges lete-
boring på feltets naboblokker, noe som vil kunne fremskynde
en løsning for Amalie. Med dette utgangspunkt er Amalie
flyttet til betingede ressurser.

Brage-flanke – etter den vellykkede avgrensnings-/produk-
sjonsbrønnen på Bowmore, som ble fullført i februar 2008, er
0,9 millioner fat oljeekvivalenter registrert som reserver. Inntil
nylig har det foregått avgrensningsboring på funnene Hunting-
ton, Oselvar og Nemo. Reservoarstudier og –analyser pågår
for å vurdere betydningen av disse funnene for betingede
ressursestimatet, som betyr at en ny evaluering av betingede
ressursvolumene ikke var klar ved årets slutt.

DISKUSJON OG ANALYSER

De rapporterte reserveanslagene for de danske felten
i produksjon er utarbeidet av DeGoyler and MacNaughton,
en uavhengig tredjepart, basert på feltdata fra Noreco og
lisenspartnerne. For de norske feltene er reserveanslaget
utarbeidet av erfarne fagpersoner i Noreco.

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 antydte i slike fremstillinger om fremtidige forhold.

Norecos totale 1P reserver er 18,8 millioner fat oljeekvivalenter. Hovedbidraget til 1P reservene kommer fra Syd Arne og Brage, som begge er store felt med betydelige tilstedeværende reserver og et stort antall produksjonsbrønner. Modne satellittfelt som Ceclie og Lulita har lave 1P reserver, mens Siri, Nini og Nini Øst bidrar hver i overkant av 2 millioner fat oljeekvivalenter til 1P reserveanslaget.

2P reserveanslaget representerer de forventede feltresultatene basert på produksjonen frem til nå, vår forståelse av feltene og de planlagte aktivitetene på lisensen. Estimater av 2P reserver i Norecos portefølje er 31 millioner fat oljeekvivalenter, hvor Brage og Syd Arne utgjør ca halvparten av disse reservene. Den andre halvparten er dominert av produksjonen fra Nini, Nini Øst og Siri.

Det som utgjør forskjellen mellom 1P og 2P reservene på feltene Syd Arne og Brage er hovedsakelig programmet for tilleggsbrønner samt en vurdering av forventet produksjon fra de eksisterende brønnene. Tilleggsbrønnene på Syd Arne er en kombinasjon av ytterligere brønner fra den eksisterende infrastrukturen og brønner boret av SANE prosjektet, som krever ytterligere infrastruktur. Tilleggsbrønnene på Brage er for å få ut gjenværende olje i Statfjord-formasjonen.

Nini-feltet har også betydelige sannsynlige reserver, som vil registreres som påviste reserver i takt med fremdriften av utbyggingen og boringen av produksjonsbrønner.

Dette er den første årlige reserveoversikten utarbeidet av Noreco. Den siste reservevurderingen ble presentert i forbindelse med Norecos aksjeinnbydelse i november 2007. Reservene, justert for produksjonen i 2007, har hovedsakelig vært uendret for Cecilie, Lulita, Nini, Nini Øst, Brage og Enoch. 2P reservene på Siri-feltet er økt med ca 0,7 millioner fat oljeekvivalenter, mens Syd Arne feltets 2P reserver er nedskrevet med ca 2 millioner fat oljeekvivalenter.

Betingede ressurser i 15 funn er inkludert i denne rapporten. Flere av funnene er i ferd med å bli foreslått for utbygging, og forventes å bli overført fra betingende ressurser til reserver innen slutten av 2008.

Scott Kerr
Adminstrerende direktør
Noreco

