

Rapport for tredje kvartal 2009

Norwegian Energy Company ASA

Norsk versjon

Rapport for tredje kvartal 2009

Norwegian Energy Company ASA

HØYDEPUNKTER

- All produksjon fra Siri, Nini og Cecilie stengt ned 31. august 2009, noe som påvirker produksjon i 3.kv og 2009 negativt
- 3.kv produksjon 9 725 fat oljeekvivalenter per dag, realisert på 65 dollar per fat
- 2009 produksjon revidert til 10 500 - 11 000 fat per dag
- Pågående utbygginger går som planlagt – Nini Øst starter produksjon i 4. kv 2009, plan for utbygging av Huntington er under utarbeidelse, og Oselvar-utbyggingen har startet
- Tørr letebrønn på Tasta – sikker operasjonell gjennomføring av Noreco's første opererte brønn i Norge
- Søkt om flere lisenser i TFO 2009 lisensrunde
- Driftsinntekter på 355 millioner kroner, EBITDA på -51 millioner kroner og et nettoresultat på -134 millioner kroner
- Styrket finansiell kapasitet gjennom en emisjon på 1,2 milliarder kroner og refinansiering av obligasjonslån på 2 milliarder kroner gir selskapet solid grunnlag for verdiskapning fra den omfattende lisensporteføljen

HOVEDTALL

Netto realisert oljepris (USD/fat oljeekvivalenter)

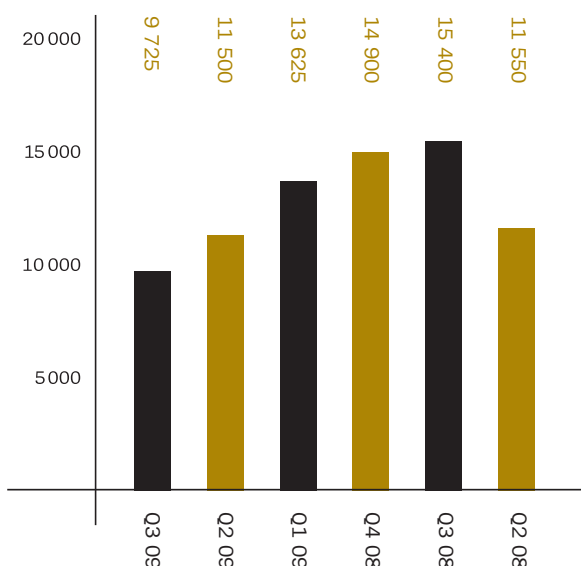
EBITDA (millioner kr)

Nettoresultater (millioner kr)

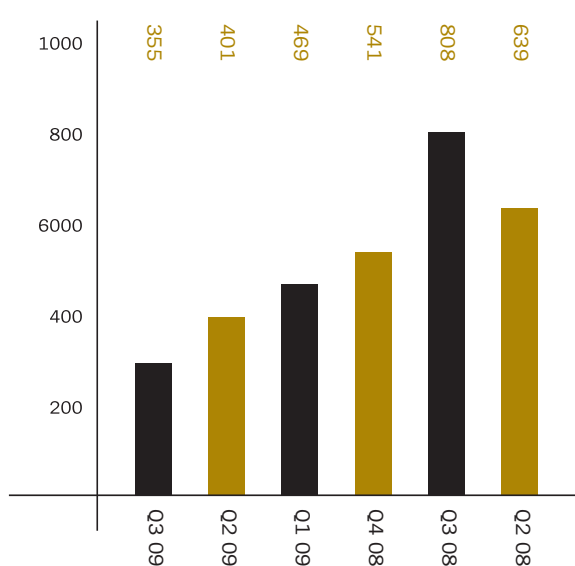
Sum eiendeler (milliarder kr)

Q3 09	Q2 09	Q1 09	Q4 08	Q3 08	Q2 08
65	60	55	58	104	120
-51	85	116	221	580	466
-134	-101	-46	-25	135	39
11,8	12,2	11,9	12,3	12,5	12,2

Produksjon (boed)



Driftsinntekter (millioner kr)



GRUPPENS ØKONOMI

Norecogruppen hadde driftsinntekter på 355 millioner kroner i tredje kvartal (3.kv) 2009, en reduksjon på 56% sammenlignet med 3.kv 2008. Nedgangen var hovedsakelig drevet av endringen i oppnådd oljepris og redusert produksjon grunnet den midlertidige nedstengningen av feltene i Siri-området. De oppnådde prisene for olje, gass og NGL justert for kostnader og inntekter fra salgsoptionene var 65 dollar per fat, sammenlignet med 104 dollar per fat i 3.kv. 2008. Driftsresultat, (før av- og nedskrivninger, renter og skatt) for 3.kv. 2009 var på -51 millioner kroner, sammenlignet med 580 millioner kroner i samme periode i 2008. Periodens resultat var -134 millioner kroner, sammenlignet med 135 millioner kroner i 3.kv. 2008. Noreco har salgsoptioner for oljepris, som sikrer en betydelig del av forventet produksjonsvolum etter skatt mot oljepriser under 75 dollar og 50 dollar per fat. Markedsverdien på salgsoptionene per 30. september 2009 ble beregnet til 131 millioner kroner og er balanseført under andre kortsiktige fordringer.

Produksjonsanlegg er avskrevet med 120 millioner kroner i 3.kv. 2009. Produksjonsomkostningene på 120 millioner inkluderer 7 millioner kroner vedrørende produksjonsstans på Siri-feltet. Påløpte kostnader vedrørende produksjonsstansen på Siri-feltet som forventes dekket under forsikringsordningen er balanseført under andre kortsiktige fordringer. Kostnadsførte letestkostnader var 180 millioner kroner. Dette inkluderer kostnader for tørr brønn (PL412) på 74 millioner kroner. Netto finansposter i tredje kvartal var -156 millioner kroner, en økning på 14% fra 3.kv. 2008. Økningen er i hovedsak knyttet til agio på bankinnskudd i utenlandsk valuta

samt valutaeffekter knyttet til tilgodehavende på lisenser. Rentekostnader i 3. kv 2009 var 92 millioner kroner, sammenlignet med 116 millioner i 3. kv 2008. Reduksjonen i rentekostnader er et resultat av restrukturering av egen- og fremmedkapital de siste 18 mnd.

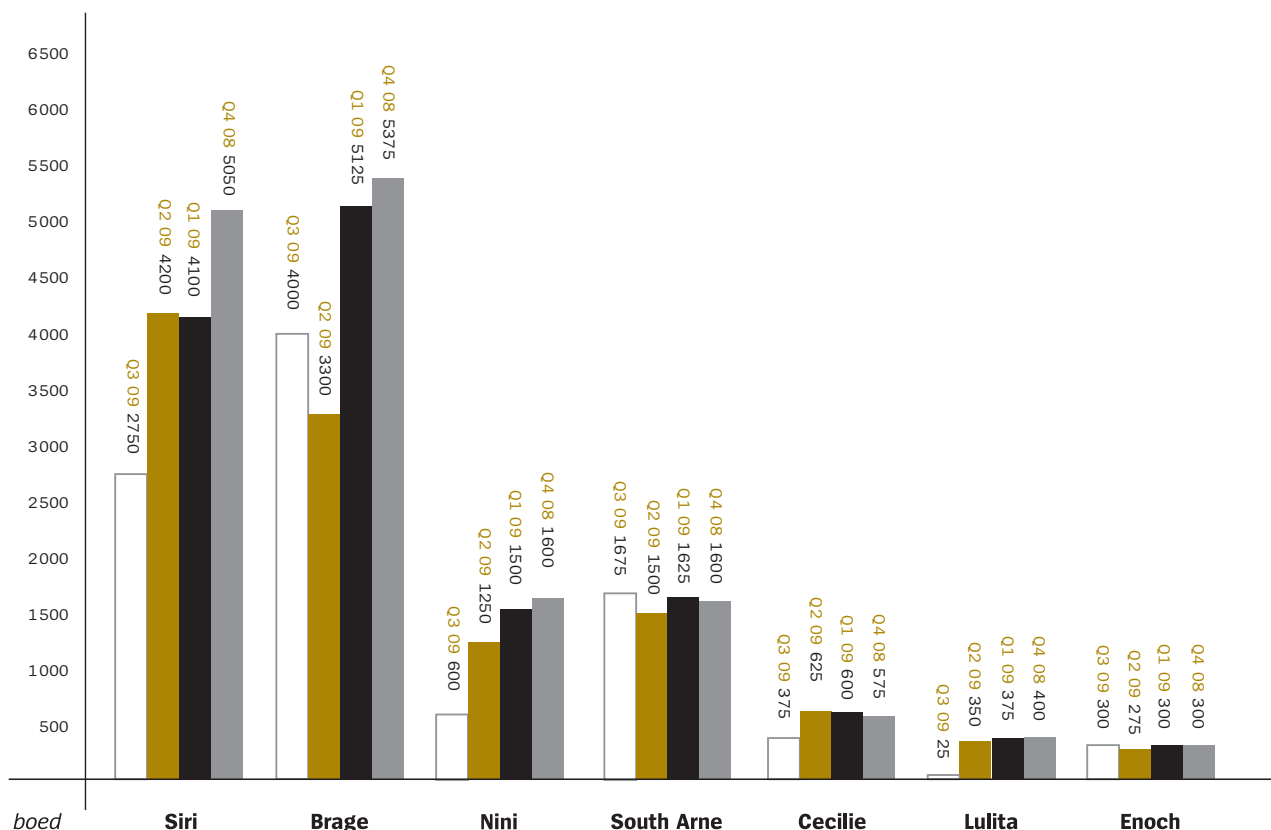
I 3. kv solgte Noreco sin andel i PL442 (Gamma). Netto tap er -12 millioner kroner, hvilket består av tap på salg av lisenser på 56 millioner kroner og 44 millioner i reversering av utsatt skatt.

Noreco har investert 236 millioner i brønner i produserende felt og i Oselvar og Nini Øst utbyggingene.

Egenkapital og gjeld per 30. september 2009 var 11 802 millioner kroner med egenkapital på 2 624 millioner kroner. Per 30. september 2009 var Gruppens netto rentebærende gjeld 4 621 millioner kroner.

Norsk Tillitsmann ASA, tillitsmann for Noreco's konvertible obligasjonslån med utestående beløp NOK 218,5 millioner, har stilt spørsmål ved om konverteringskursen skal justeres nedover fra nåværende NOK 22,25 til NOK 16 som følge av en rettet emisjon som ble gjennomført i mai 2009. Ingen rettslige skritt er tatt i denne forbindelse, og Noreco er av den oppfatning at slik justering ikke skal finne sted.

Noreco annonserte 23. september 2009 at en rettet emisjon på 80 millioner nye aksjer i selskapet var gjennomført til en pris på 15 kroner per aksjer, noe som ga en innbetaling på



1,2 milliarder kroner. Emisjonen vil styrke selskapets finansielle posisjon til å gjennomføre kapitalkrevende utbygginger av olje- og gassfunn samt andre foretningmessige formål. De nye aksjene ble utstedt 16. oktober 2009.

Etter rapporteringsperioden annonserte selskapet 19. oktober 2009 at de hadde gjennomført en vellykket plassering av to nye obligasjonslån på totalt 2 milliarder kroner. De nye lånene skal brukes til å refinansiere de eksisterende obligasjonslånene NOR01 og NOR02 på totalt 2,24 milliarder. Refinansieringen styrker Noreco's finansielle kapasitet ytterligere samt at lånekostnadene for selskapet blir redusert.

DRIFTSAKTIVITETER

Produksjon og felter

Norecogruppens produksjon i tredje kvartal 2009 var på gjennomsnittlig 9 725 fat oljeekvivalenter per dag (boed). Grafen nedenfor viser nettoproduksjonen til Noreco fra hvert av de syv feltene i porteføljen.

Gjennomsnittsprøduksjonen fra **Brage-feltet** i tredje kvartal var ca 32 800 boed brutto. Produksjonsutviklingen på Brage har vært positiv i 3.kv hovedsaklig grunnet god respons fra trykkstøtten i A-28 Bowmore produksjonsbrønnen og høy gasseskport og brønnarbeid.

Boringen av en ny produksjonsbrønn fra Fensfjordformasjonen er fullført og produksjonen har startet med rater som forventet før boring. Borekampanjen på Brage fortsetter med boring av flere tilleggsbrønner.

Bruttoproduksjonen på **Enoch-feltet** var i tredje kvartal 2009 på ca 6 500 boed. Produksjonen var redusert i første halvdel av kvartalet grunnet regularitetsproblemer og manglende gassløft til produksjonsbrønnen. I løpet av siste halvdel av kvartalet er produksjonsregulariteten forbedret. Reservoaroppførselen på Enoch er fortsatt god, med lite reduksjon i reservoartrykket og uten nevneverdig økning i gass- eller vannproduksjon.

På **Syd Arne-feltet** var gjennomsnittlig produksjon i tredje kvartal ca 25 300 boed brutto. Utbyggingsplan for Syd Arne fase III har blitt sendt til danske myndigheter, og forventes å bli godkjent tidlig i 4. kvartal 2009. Planen inneholder faste planer for boring av to tilleggsprodusenter i 2010 og gjennomføring av studier for videre utbygging av Syd Arne feltet inkludert de nordlige segmenter og boring av ytterligere produsenter i Tor og Ekofisk formasjonene i feltets hovedområde. Lokasjon og design av brønnene planlagt for 2010 er ferdigstilt og godkjent i partnerskapet.

På **Lulita-feltet** har produksjonen vært stengt ned i store deler av tredje kvartal grunnet planlagt vedlikeholdsarbeid på prosesserings- og eksportplattformen Harald. Produksjonen er forventet å gjenopptas i oktober. Gjennomsnittlig produksjon i 3.kv er derfor redusert til om lag 100 boed brutto.

Produksjonen fra feltene i **Siri-området** (Siri, Nini og Cecilie) har vært stengt ned siden 31. august, etter at en rutineundersøkelse avdekket sprekker i stålplater på en subsea vann-

buffertank som er forbundet med lagringstanken på feltet. Det har ikke blitt registrert noen utslipp av olje eller annen forurensning som en følge av sprekkene. Gjennom omfattende inspeksjoner og analyser av Siri installasjonen har man fått en god forståelse for årsaken og virkningene av sprekkene. Basert på denne forståelsen har man utarbeidet en plan for å gjenoppta produksjonen fra Siri, Nini og Cecilie feltene. Planen innebærer støtte fra en jack up rig for en begrenset periode samt fabrikasjon og installasjon av utstyr på Siri. Noreco forventer at produksjonen gjenopptas i november. Tidspunktet er hovedsaklig avhengig av operasjonell risiko forbundet med fabrikasjon og installasjon av tilleggsutstyr på Siri og værforhold.

På **Siri-feltet** var gjennomsnittlig brutto produksjon 5 476 boed. Produksjonsytelsen før nedstengningen i slutten av august var stabil og over guidingen. Grunnet utskiftningen av vanninjeksjonsrørledningen på Nini, har det ikke vært vanninjeksjon inn i Stine Segment 1 i august og september. Over-skuddskapasiteten på vanninjeksjon ble brukt på Siri Main og Segment 2, og antas å ha påvirket produksjonen på Siri positivt de første to månedene i kvartalet.

På **Nini-feltet** var gjennomsnittlig brutto produksjon i 3 kv 2009 1 940 boed, og er påvirket av nedstengningen av Siri feltet, i tillegg til en syv-dagers uplanlagt nedstengning i august, grunnet en feil i gassløft nødavstengingsventil i forbindelse med forflytningen av riggen fra Nini til Nini Øst. Riggforflytningen markerte avslutningen av borekampanjen bestående av to brønner på Nini. Grunnet utskiftningen av vanninjeksjonsrørledningen på Nini, har det ikke vært vanninjeksjon på Nini i august og september. Produksjonen på Nini er fortsatt dominert av god underliggende ytelse fra NA-8 brønnen i Ty-formasjonen. Når vanninjeksjon blir tilgjengelig vill NA-8 støttes av den nylig borede vanninjeksjonsbrønnen NA-9, og produksjon fra denne formasjonen blir ytterligere forsterket av nok en produksjonsbrønn NA-10.

På **Cecilie-feltet** var gjennomsnittlig brutto produksjon 612 boed i 3.kv i 2009, og er påvirket av nedstengningen på Siri-feltet.

UTBYGGINGER

Nini Øst-utbyggingen, hvor Noreco eier 30%, går etter planen. Produksjonstart ventes i fjerde kvartal 2009. Plattform og rørledninger er installert og produksjonsboring startet 19. august. Den første brønnen ble ferdigstilt i oktober. Ytterligere to brønne er underveis. Produksjonen forventes å starte når produksjonen starter på Siri. I likhet med plattformene Nini og Cecilie, vil Nini Øst være en ubemannet satellitt-plattform. Fra Nini Øst vil oljen bli sendt via Nini til Siri for videre behandling og transport.

Noreco er 20% partner i **Huntington-utbyggingen** i Storbritannia. Operatøren på feltet er E. On Ruhrgas UK. Målsetningen i partnerskapet er å foreta konseptvalg i 4 kv 2009, etterfulgt av en utbyggingsplan til myndighetenes godkjenning i 1 kv 2009. I 3. kv har lisensaktivitetene vært fokusert rundt å forberede det tekniske grunnlaget for å velge utbyggingskonsept. Hovedutbyggingskonseptene for Huntington er undervanns tilbakeknytting

til et eksisterende felt eller en flytende produksjonsløsning for selvstendig feltutbygging. Endelig utviklingskonsept og tidspunkt for første olje vil være avhengig av tilgjengelige utbyggningsløsninger. Basert på nåværende informasjon er produksjonsoppstart forventet å være fra sent 2011 til midten av 2012

Oselvar plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent av norske myndigheter i juni 2009. Noreco har en 15% eierandel i Oselvar. Utbyggingskonseptet er tre undervannsbrønner knyttet tilbake til Ula-prosesseringsplattformen, der gassen vil bli brukt til reinjisering på Ula. Produsert olje og prosessert gass vil bli eksportert via Ekofisk til markedet. Prosjektteamet for Oselvar-utbyggingen er etablert, og utbyggingsaktiviteter er godt i gang, herunder fabrikasjon av subsea-utstyr, detaljert planlegging av modifisering på Ula og godkjenning i lisensen for hovedkontraktene for utbyggingen.

Etter en vellykket avgrensingsbrønn på **Nemo-feltet** i lisens 148 i 2008, evaluerer partnerne nå alternative utbyggingskonsepter og eksportruter, og forventer å være klar til å avgjøre foretrukket konsept i 4. kvartal 2009. Noreco eier 20% av feltet, Lundin Norway er operatør.

Noreco, som operatør for den danske lisensen 7/06, evaluerer utbygging av **Rau-feltet**, hvor det ble funnet olje i mai 2007, bare 9 km sørvest for produksjonsplattformen Cecilie.

På **Flyndre-feltet** i den sydlige Nordsjøen er rettighetshaverne og operatør Mærsk i lisens PL018C i gang med å ferdigstille en avtale om en felles utbyggingsstudie med de britiske lisensene P255 og P079. Flyndre Paleocen feltet strekker seg over alle tre lisensene. Studiet har som mål å klarlegge det kommersielle potensialet i Flyndre funnet samt utpeke det foretrukne utbyggingsalternativet. Mærsk planlegger å levere en PUD for Flyndre Paleocen funnet til britiske myndigheter i andre halvår 2010.

LETEAKTIVITET

Noreco har et selektivt leteprogram, med fokus på letebrønner med et betydelig verdiskapingspotensiale for selskapet. I 2009 vil Noreco være involvert i fem letebrønner, som allerede har resultert i tre funn annonsert i 2. kvartal 2009.

På Gita/Maja funnet i Danmark jobber Noreco's undergrunns- og feltutviklingsteam sammen med partnerskapet mot en avgrensingsplan, en foreløpig utvelgelse av feltutviklingsalternativer og en utvidelse av Maja lisensen (9/95). Ny prosessering av seismiske data er nødvendig for å bygge en basis for feltutbygging, og planen er å starte opp avgrensingsboring i de nærmeste 12-18 månedene.

I PL348 danner de tre funnene Tau, Galtvort og Gygrid som ble boret i 2. kv 2009 en veldig bra base for videre modning av lisensen. En forestående re-prosessering av seismiske data vil bli integrert i feltutviklingsstudiene for disse funnene samt videre utnyttelse av den gjenværende prospektiviteten, som er betydelig.

Grossbeak funnet i PL378 er det første i en lisens med en betydelig gjenværende prospektivitet. Både avgrensings- og

leteboring er under planlegging i lisensen, og Grossbeak funnet har ført til tilleggsprospektivitet og har bidratt til betydelig nedjustering av risikoen forbundet med gjenværende prospektivitet.

I 3. kv 2009 ferdigstilte Noreco, som operatør for PL412 og med 40 % eierandel, boringen av letebrønnen 25/9-3 (Tasta). Brønnen ble boret 15 km øst for Jotun feltet. Hensikten med brønnen var å påvise hydrokarboner i reservoarbergarter av midt jura alder (Huginformasjonen). Brønnen påviste ikke hydrokarboner. Reservoarbergarter ble påtruffet med forventet mektighet og kvalitet. Brønnen er den første i utvinningstillatelse 412 som ble tildelt i februar 2007 (TFO 2006). Brønnen ble boret til et vertikalt dyp på 2249 meter under havoverflaten, og ble avsluttet i Statfjordformasjonen. Tasta-brønnen var Noreco's første opererte brønn i Norge, og ble boret på 22 dager, 9 dager før planen, godt innenfor budsjettet, og uten noen HMS-hendelser.

I denne lisensen er det fortsatt et mulig Paleocene prospekt, Eiganes, og arbeid pågår for å evaluere og modne dette.

Noreco leverte flere søknader i TFO 2009, både i Nordsjøen og i Midt-Norge. Selskapet har inngått flere AMI'er, og søknadene representerer en god balanse av kort- til mellomtsiktige prospekter, letemodellutvidelse, og prospekter som gitt suksess vil åpne opp letemodeller med høy innvirkning på fremtidig prospektivitet. Dette er i tråd med selskapets forpliktelse til å generere og vedlikeholde en balansert leteportefølje. Noreco har også levert inn en søknad om prekvalifisering som operatør til Grønlands Bureau of Minerals and Petroleum. Søknaden ber om godkjenning for å bli en arktisk operatør for den forestående Baffin Bay runden i 2010. Tilbakemelding er forventet i 4 kv i år.

Noreco arbeider med å ferdigstille leteboringsprogrammet for de neste 12-15 månedene, og med å starte planlegging av de neste brønnene etter 2010. Ni beslutninger om boring eller tilbakelevering skal tas innen utgangen av 2010. Den neste brønnen som skal bores er på Frusalen prospektet i PL476, der Noreco eier 30 %. Denne lisensen ble tildelt i TFO 2007, og er lokalisert på Haltenbanken, rett øst for gassfeltet Midgard. Det norske oljeselskap ASA er operatør. Prospektiviteten er i midt-jura Fangstgruppen, og i tillegg til hovedprospektet Frusalen er det et mindre prospekt kalt Trolltind. Området inneholder flere funn og felt i samme letemodell. Frusalen-brønnen er forventet å starte opp i desember i år med avslutning i 1. kv 2010. Prospektet er lokalisert på en horst, og har en liten, selvstendig lukning. Den geologiske hovedrisiken er migrasjon av hydrokarboner inn i prospektet. Oppsidevolumet er avhengig av en forkastningsforsegling mot en strukturelt høyereliggende forkastningsblokk. En tilknytning til Midgard gir tilgang til Åsgård prosessering- og transporteringsfasiliteter.

VEKST OG FORRETNINGSUTVIKLING

Den aktive forvaltningen av leteporteføljen fortsetter å være en viktig del av Noreco's strategi. Noreco's syn er at for å kunne drive et vellykket leteprogram er det viktig å gjøre en grundig utvelgelse av hvilke brønner som skal bores og hvilke man ikke bør delta i.

Denne forvaltningen blir gjort med bakgrunn i solid geoviten-skapelig arbeid og økonomisk analyse. I 3. kvartal har Noreco gjennomført to transaksjoner:

- Noreco inngikk i juli 2009 en avtale om å kjøpe en 30% eierandel i lisens 471 i Norge fra Sagex Petroleum Norge AS. Lisensen ligger rett nord for lisens 348 hvor Noreco nylig annonserte oljefunnet Gygrid; det tredje funnet i den lisensen. Det er betydelig prospektivitet i kritt og midt jura bergarter i lisens 471, og lisensen har et potensiale på over 300 millioner fat utvinnbare oljeekvivalenter. En lete-brønn er planlagt i 2010 eller 2011.
- Noreco inngikk i juli 2009 en avtale om å selge en 20% eierandel i lisens 442 i Norge til Svenska Petroleum Exploration AS.

Noreco mener at betydelig verdi kan genereres gjennom inorganisk aktivitet, og planlegger å fortsette den aktive tilnærmingen til oppkjøp, fusjoner og avhendelser. Noreco fortsatte dette programmet i første halvdel av 2009. Transaksjoner vil bli vurdert såfremt de understøtter den strategiske retningen og skaper verdier for aksjonærene.

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

Det var ingen hendelser i i Noreco-opererte aktiviteter i 3.kv. 2009, men det har vært fire hendelser som medførte tap av tid på installasjoner der Noreco er partner. Disse hendelsene har blitt fulgt opp tilfredsstillende av operatøren.

Den første Noreco-opererte brønnen i Norge ble gjennomført i løpet av 3.kv og omfattende verifiseringsaktiviteter fant sted.

Nødvendige godkjenninger for å bore brønnen ble gitt av Petroleumstilsynet. I løpet av operasjonen var Noreco's interne beredskapsorganisasjon og beredskapssenter operativt. Vi er godt fornøyd med at operasjonen ble gjennomført på en sikker måte, og i henhold til våre HMS-mål og prinsipper.

I mai 2009 gjennomførte Petroleumstilsynet en revisjon av styringen av storulykkerisiko i et driftsledelsesperspektiv i Noreco. Rapporten fra Ptil, mottatt i september, konkluderte med at Noreco har gitt en evaluering og presentasjon av styringen av storulykkerisiko på selskapsnivå, som samlet svarer på de spørsmålene selskapet ble stilt.

MENNESKELIGE RESSURSER

Noreco har 77 ansatte hvorav 30 % er kvinner. Noreco har ansatte fra ni forskjellige nasjoner.

Resultatene fra den årlige arbeidsmiljøundersøkelsen viser at Norecos ansatte er stolte over å være en del av organisasjonen og føler de kan påvirke prosjektene og verdiskapningen i Noreco. Detaljerte resultater fra undersøkelsen er delt med de ansatte, og organisasjonen har bidratt til å gi tilbakemelding om aksjoner for å videre utvikle og styrke arbeidsmiljøet.

Noreco's arbeidsmiljøutvalg og underkomite for pensjon har hatt regelmessige møter.

Sykefraværet er fortsatt lavt med et gjennomsnitt på under 1% så langt i år.

Resultatregnskap

Konsolidert

Alle tall i tNOK	Note	3 kvartal - 09	3 kvartal - 08	HIÅ 2009	HIÅ 2008	2008
Driftsinntekter	1	355 085	807 687	1 224 557	1 882 942	2 423 531
Produksjonskostnader	2	120 282	128 294	351 039	296 981	414 893
Lete- og vurderingskostnader	3	179 578	59 232	490 402	114 388	258 664
Lønnskostnader		22 129	24 990	95 148	88 465	114 135
Andre driftskostnader		28 049	15 200	81 826	63 951	95 480
Tap ved salg av lisens		55 594	0	55 594	0	0
Driftsresultat før av- og nedskrivninger (EBITDA)		-50 547	579 971	150 548	1 319 157	1 540 359
Avskrivninger	6	119 965	211 018	443 030	503 762	716 799
Nedskrivninger	5	0	0	125 700	0	0
Driftsresultat (EBIT)		-170 512	368 953	-418 182	815 395	823 560
Netto finansposter	4	-155 872	-136 475	-369 856	-445 673	-555 593
Ordinært resultat før skattekostnad (EBT)		-326 384	232 478	-788 038	369 722	267 967
Skattekostnad		-192 250	97 391	-506 866	224 122	147 754
Resultat		-134 134	135 087	-281 172	145 600	120 213
Resultat		-134 134	135 087	-281 172	145 600	120 213
Øvrige resultatelementer:						
Verdijustering finansielle instrument		13 922	2 127	-240 418	-770	388 516
Omregningsdifferanser valuta		-896	12 987	-67 894	24 941	18 889
Sum totalt resultat for perioden		-121 108	150 201	-589 484	169 771	527 618
Resultat per aksje		-0,85	0,95	-1,87	1,16	0,92
Resultat per aksje utvannet		-0,85	0,91	-1,87	1,14	0,93

Balanse

Konsolidert

Alle tall i tNOK	Note	30-09-09	31-12-08	30-09-08
Anleggsmidler				
Lisenser og aktiverte letekostnader	5	4 327 577	4 595 387	4 784 936
Utsatt skattefordel		308 476	230 421	189 092
Goodwill	5	1 540 798	1 540 798	1 558 047
Produksjonsanlegg	6	3 651 062	3 538 789	3 464 147
Kontormaskiner og inventar	6	1 251	3 594	4 356
Tilgode skatt		571 963	0	387 905
Sum anleggsmidler		10 401 127	9 908 989	10 388 483
Omløpsmidler				
Kundefordringer		115 884	219 488	277 067
Tilgode skatt		542 644	542 644	265 866
Andre kortsiktige fordringer	7	306 474	749 312	466 822
Bankinnskudd, kontanter, kontantekvivalenter		436 065	867 349	1 057 515
Sum omløpsmidler		1 401 067	2 378 793	2 067 270
Sum eiendeler		11 802 194	12 287 781	12 455 753
Egenkapital				
Aksjekapital		487 534	444 428	442 970
Annen egenkapital		2 136 403	2 552 058	2 303 236
Sum egenkapital		2 623 937	2 996 486	2 746 206
Avsetning for forpliktelser og langsiktig gjeld				
Utsatt skatt		2 567 103	2 725 879	2 653 937
Avsetning for forpliktelser		774 920	852 851	1 050 982
Konvertibelt obligasjonslån	8	194 186	187 127	184 737
Obligasjonslån	8	1 511 157	2 530 982	3 103 622
Annen rentebærende gjeld	8	1 651 408	1 463 722	1 487 624
Sum avsetning for forpliktelser og langsiktig gjeld		6 698 774	7 760 561	8 480 902
Kortsiktig gjeld				
Annen rentebærende gjeld	8	1 700 029	533 371	238 598
Leverandørgjeld		12 843	138 058	69 632
Betalbar skatt		420 007	564 911	521 608
Skyldige offentlige avgifter		30 794	29 365	50 711
Annen kortsiktig gjeld	9	315 809	265 029	348 095
Sum kortsiktig gjeld		2 479 482	1 530 734	1 228 643
Sum gjeld		9 178 256	9 291 295	9 709 545
Sum egenkapital og gjeld		11 802 194	12 287 781	12 455 752

Kontantstrømoppstilling

Konsolidert

(NOK 1000)	HIÅ 2009	HIÅ 2008
Resultat før skattekostnad	-788 035	369 722
Betalt skatt	-282 154	-137 577
Ordinære avskrivninger	443 029	503 761
Nedskrivninger	125 700	0
Tap ved salg av lisenser	55 594	0
Effekt av valutakursendringer / effekter egenkapital	-469 165	83 992
Finansielle instrumenter til markedsverdi	416 113	3 746
Amortisering av opptakskostnader	49 709	47 187
Kalkulatorisk rente fjerningsforpliktelser	51 465	28 873
Andre poster uten kontanteffekt	3 000	61 863
Endring i kundefordringer	103 604	-187 221
Endring i leverandørgjeld	-125 215	649
Endring i andre omløpsmidler og andre gjeldsposter	442 679	113 032
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	26 324	888 026
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		
Innbetaling ved salg av immaterielle eiendeler	27 272	0
Utbetaling ved kjøp av varige driftsmidler	-705 644	-277 088
Utbetaling ved kjøp av immaterielle eiendeler	-189 255	-376 849
Kjøp av datterselskap, redusert med kontanter i virksomheten	0	-434 151
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-867 627	-1 088 088
Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		
Innbetaling av egenkapital	211 040	491 351
Innbetaling ved opptak av langsiktig gjeld	616 615	1 145 573
Utbetaling ved nedbetaling av langsiktig gjeld	0	-883 379
Innbetaling ved opptak av kortsiktig gjeld	0	16 598
Utbetaling ved nedbetaling av kortsiktig gjeld	-52 374	0
Betalte renter	-341 983	-505 395
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	433 298	264 748
Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter	-408 005	64 686
Kontanter og kontantekvivalenter ved årets begynnelse	867 349	973 661
Effekt av endring i valutakurser for kontanter og kontantekvivalenter	-23 280	19 167
Kontanter og kontantekvivalenter ved årets slutt	436 065	1 057 515

Egenkapitaloppstilling

Konsolidert

Alle tall i tNOK	YTD 2009	31-12-08	YTD 2008
Egenkapital ved periodens start	2 996 486	1 784 257	1 784 257
Kapitalforhøyelse	211 040	710 737	702 851
Konvertering av konvertibel obligasjon	0	-27 088	-27 106
Verdi av opsjonsprogram	5 894	963	1 500
Verdijustering finansielle instrument	-240 418	388 516	41 507
Omregningsdifferanser valuta	-67 894	18 889	97 598
Årets resultat	-281 172	120 211	145 600
Egenkapital ved periodens slutt	2 623 937	2 996 486	2 746 207

Noter

REGNSKAPSPRINSIPPER

Hovedprinsipper

Det konsoliderte regnskapet for 3. kvartal 2009 sammenstiller Norwegian Energy Company ASA (NORECO) og dets datterselskaper. Det konsoliderte regnskapet er utarbeidet i samsvar med IAS 34 og Den norske Verdipapirhandellovens § 5 – 6. Det konsoliderte regnskapet for 3. kvartal inneholder ikke all informasjon som en vil finne i selskapets årsrapport og må av den grunn leses sammen med Noreco's årsrapport for 2008.

De anvendte regnskapsprinsipper er utarbeidet i samsvar med International Financial Reporting Standards (IFRS) og er godkjent av EU og fortolkninger er godkjent av International Accounting Standard Boards (IASB).

Aksjekapital/egenkapital

Konsernets aksjekapital per 30.09.2009 er på mNok 487,5 og er uendret fra 30.06.2009.

Lete- og vurderingskostnader samt utbyggingskostnader for olje og gas

Lete- og vurderingskostnader er regnskapsført i samsvar med prinsippet om "Successful effort method". Med dette forstås at lete- og vurderingskostnader til forberedelse til drift (kjøp av seismikk, seismiske studier og interne timekostnader) kostnadsføres. Kostnader knyttet til kjøp av lisens og borekostnader aktiveres midlertidig i påvente av resultatet fra boringen. Dersom en oppdager hydrokarboner og funnet er økonomisk drivverdig blir kostnaden aktivert. Dersom en ikke finner hydrokarboner eller at et funn ikke er økonomisk drivverdig vil kostnadene bli kostnadsført. Alle kostnader knyttet til utbygging av produksjonsanlegg er aktivert.

Avskrivninger

Produksjonsanlegg avskrives i henhold til produksjonshetsmetoden. Det samme legges til grunn for avskrivning av merverdier allokert til produksjonsmidler som følge av oppkjøp.

Inntektsskatt

Skattekostnad for perioden er beregnet med utgangspunkt i gjeldende skattesats. Ordinær inntektsskatt i Danmark er 25% og 28% i Norge og Storbritannia. I tillegg, er det en ekstra petroleumsskatt i Norge på 50% knyttet til petroleumsaktivitet på den Norske Sokkel. I Danmark er det en petroleumsskatt på 70%, men med gjeldende oljeprisnivå vil de danske datterselskapene ikke være i skatteposisjon til å betale den ekstra petroleumsskatten.

Utsatt skatt og utsatt skattefordel er basert på forskjellen mellom regnskapsmessig verdi og skattemessig verdi på eiendeler og gjeld.

Goodwill – Utsatt skatt forpliktelse

Oppkjøpet av Altinex ASA og Talisman Oil Denmark AS er blitt regnskapsført i samsvar med IFRS 3 – Business Combinations. Kjøpsprisen er allokert til eiendeler og gjeld med bakgrunn i beregnede markedsverdier på oppkjøpstidspunktet.

Skattegrunnlaget på de kjøpte eiendeler og gjeld er ikke påvirket av oppkjøpet.

Siden alle oppkjøp er regnskapsført som Business Combinations, gir forskjellen mellom markedsverdi og regnskapsmessig verdi på oppkjøpstidspunktet grunnlag for en utsatt skatt forpliktelse, motposten til endringen i utsatt skatt forpliktelsen er goodwill. I samsvar med IFRS så avskrives ikke Goodwill løpende, men vil løpende være gjenstand for en nedskrivningstest.

Hendelse etter balansedagen

I forbindelse med selskapets ekstraordinære generalforsamling avholdt 14. oktober ble selskapets forslag om en rettet emisjon godkjent. Kapitalutvidelsen er på i alt 80.000.000 aksjer til NOK 15,00. Totalt er det innbetalt NOK 1.200.000.000. Ny aksjekapital er NOK 735,533,704,70 fordelt på 237.268.937 aksjer. Kapitalutvidelsen er registrert i Foretaksregisteret.

Den 19. oktober ble selskapets 2 nye obligasjonslån på til sammen 2 milliarder fulltegnet. De nye lånene vil bli brukt til å refinansiere selskapets to eksisterende obligasjonslån (NOR 01 og NOR 02) på tilsammen 2,240 milliarder. Selskapet vil utøve tilbakekjøpsretten i henhold til låneavtalen på 103% av pari. I tillegg vil selskapet kostnadsføre gjenstående amortisert kost knyttet til NOR 01 og NOR 02 på tilsammen 37,6 millioner kroner i 4. kvartal.

1 Driftsinntekter

(NOK 1 000)	Q3 - 09	Q3 - 08	HIÅ 2009	HIÅ 2008
Salg av olje	336 865	783 812	1 048 301	1 823 095
Salg av gass og NGL	12 315	32 657	49 928	80 667
Inntekt oljeprissikring	12 329	0	148 479	0
Kostnad oljeprissikring	-6 424	-8 783	-22 150	-20 821
Sum driftsinntekter	355 085	807 687	1 224 557	1 882 942

En andel av gruppens salg av olje er sikret mot prisreduksjon ved bruk av opsjoner. Kostnader vedrørende sikring rapporteres som inntektsreduksjon, gevinster som inntekt.

2 Produksjonskostnad

(NOK 1 000)	Q3 - 09	Q3 - 08	HIÅ 2009	HIÅ 2008
Direkte produksjonskostnader	97 564	80 212	272 797	186 486
Avgifter, tariff, royalties	14 983	41 415	52 480	95 959
Andre kostnader	7 735	6 668	25 763	14 537
Sum produksjonskostnader	120 282	128 294	351 039	296 981

3 Lete- og vurderingskostnader

(NOK 1 000)	Q3 - 09	Q3 - 08	HIÅ 2009	HIÅ 2008
Kjøp seismikk, analyser og generelle G&G kostnader (fra operatør)	148 392	48 097	438 687	98 140
Kostnadsføring av aktiverte letebrønner tidligere år	6 537	0	6 537	0
Andre lete- og vurderingskostnader	24 649	11 136	45 179	16 249
Sum lete- og vurderingskostnader	179 578	59 232	490 402	114 388

Spesifikasjon av kontantstrøm vedrørende lete- og vurderingsaktiviteter

(NOK 1 000)	Q3 - 09	Q3 - 08	HIÅ 2009	HIÅ 2008
Påløpte lete- og vurderingskostnader aktivert som immateriell eiendel i året	-14 505	65 514	189 255	376 849
Påløpte lete- og vurderingskostnader direkte resultatført i året	173 042	59 232	483 866	114 388
Investert beløp i lete- og vurderingsaktiviteter i året	158 537	124 746	673 122	491 237

4 Finansinntekter og -kostnader

(NOK 1 000)

Finansinntekter	Q3 - 09	Q3 - 08	HIÅ 2009	HIÅ 2008
Renteinntekter	2 729	15 950	8 333	34 301
Andre finansinntekter	30 272	8 241	105 326	49 678
Sum finansinntekter	33 002	24 191	113 660	83 979

Finanskostnader	Q3 - 09	Q3 - 08	HIÅ 2009	HIÅ 2008
Rentekostnader på obligasjonslån	67 606	87 692	203 452	329 049
Rentekostnader på konvertibelt obligasjonslån	3 278	17 475	9 833	30 518
Rentekostnader annen langsiktig gjeld	12 848	15 841	38 783	29 727
Rentekostnader letefinansiering	8 746	10 593	20 994	22 761
Amortisering av opptakskostnader	19 095	10 735	49 709	47 187
Kalkulatorisk rente fjerningsforpliktelser	16 389	11 810	51 465	28 873
Rentekostnader kortsiktig gjeld	283	1 894	1 459	2 641
Andre finanskostnader	60 629	4 626	107 823	38 896
Sum finanskostnader	188 874	160 666	483 517	529 652

Netto finanskostnader	-155 872	-136 475	-369 856	-445 673
------------------------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

5 Immaterielle eiendeler

(NOK 1000)	Aktiverte lete- og vurderingskostnader	Andre patenter og lisenser	Goodwill	Total
Anskaffelseskost 01.01.09	4 539 073	56 314	1 540 798	6 136 185
Tilgang	189 255	0	0	189 255
Overført til anlegg under utbygging	-154 216	-42 513	0	-196 729
Avgang	-82 866	0	0	-82 866
Omregningsdifferanser	-51 770	0	0	-51 770
Anskaffelseskost 30.09.09	4 439 476	13 801	1 540 798	5 994 075

Akkumulerte av- og nedskrivninger

Akkumulerte av- og nedskrivninger 01.01.09	0	0	0	0
Avskrivninger	0	0	0	0
Nedskrivninger	125 700	0	0	125 700
Akkumulerte av- og nedskrivninger 30.09.09	125 700	0	0	125 700

Bokført verdi 30.09.09	4 313 776	13 801	1 540 798	5 868 375
-------------------------------	------------------	---------------	------------------	------------------

6 Varige driftsmidler

(NOK 1000)	Anlegg under utbygging	Produksjons- anlegg	Kontorutstyr og inventar	Total
Anskaffelseskost 01.01.09	176 666	4 564 679	10 160	4 751 505
Tilgang	283 929	421 715	0	705 644
Overført fra aktiverte letetekstnader	196 729	0	0	196 729
Omregningsdifferanse	-54 078	-437 676	-110	-491 864
Anskaffelseskost 30.09.09	603 246	4 548 718	10 050	5 162 014
Akkumulerte av- og nedskrivninger				
Akkumulerte av- og nedskrivninger 01.01.09	0	1 202 557	6 561	1 209 118
Avskrivninger	0	440 794	2 235	443 030
Omregningsdifferanser	0	-142 449	3	-142 447
Akkumulerte av- og nedskrivninger 30.09.09	0	1 500 902	8 799	1 509 701
Bokført verdi 30.09.09	603 246	3 047 816	1 251	3 652 313

7 Andre kortsiktige fordringer

(NOK 1 000)	30-09-09	30-09-08
Tilgodehavende operatører vedr. deltagelse i lisenser	83 433	247 631
Mindreuttak olje/NGL	41 868	78 487
Finansielle instrumenter	130 557	78 897
Andre fordringer	50 616	61 807
Sum andre kortsiktige fordringer	306 474	466 822

8 Rentebærende gjeld

(NOK 1000)		Bokført verdi 30.09.09
Langsiktig rentebærende gjeld	Pålydende	
Obligasjonslån Noreco ASA	1 020 000	996 648
Obligasjonslån Noreco ASA	220 000	216 629
Konvertibelt obligasjonslån Noreco ASA	218 500	194 186
Letefinansiering Noreco ASA	486 174	472 966
Obligasjonslån Altinex Oil Norway AS	300 000	297 880
Reservebasert lån Altinex Oil Denmark A/S	1 207 428	1 178 441
Sum langsiktig gjeld	3 452 102	3 356 751
Kortsiktig rentebærende gjeld	Pålydende	Bokført verdi 30.09.09
Obligasjonslån Noreco ASA	820 000	812 503
Obligasjonslån Noreco ASA	180 000	176 665
Letefinansiering Noreco ASA	481 798	481 798
Obligasjonslån Altinex Oil Norway AS	50 000	49 891
Reservebasert lån Altinex Oil Denmark A/S	179 172	179 172
Sum kortsiktig gjeld	1 710 970	1 700 029

9 Annen kortsiktig gjeld

(NOK 1 000)	30.09.2009	30.09.2008
Skyldig operatør vedrørende deltagelse i lisenser	149 412	198 988
Meruttak olje	12 468	22 465
Påløpte renter lån	80 580	92 962
Annen kortsiktig gjeld	73 350	33 680
Sum annen kortsiktig gjeld	315 809	348 095

10 Annen kortsiktig gjeld

Konsernets virksomhet er i sin helhet knyttet til leting og utvinning av olje, gass og NGL. Konsernets virksomhet vurderes til å ha en homogen risiko og avkastningsprofil før skatt, og utgjør således ett virksomhetssegment. Dette segmentet betraktes sammenfallende med konsernets konsoliderte resultat, balanse og kontantstrøm.

Konsernets geografiske segment består av landene Norge, Danmark og England. I hvert av disse landene har konsernet etablerte datterselskaper.

Transaksjoner mellom de geografiske segmentene skjer til ordinære betingelser som ville vært de samme for uavhengige parter.

Segmenteiendeler og -gjeld gjenspeiler i all hovedsak balansepostene til konsernselskapene i de respektive land.

Merverdier er allokert til de enheter som forventes å få fordeler av oppkjøpet. Investeringer i datterselskaper, lån, fordringer og gjeld mellom selskapene inngår i segmenteiendeler og gjeld. Disse elimineres i konsernets balanse.

Geografisk fordelt per 30.09.2009

(NOK 1000)	Norge	Danmark	England	Annet/ elimineringer	Konsern
Driftsinntekter	433 324	577 938	213 295		1 224 557
Driftsresultat	(570 679)	136 734	15 764		(418 182)
Netto finansposter					(369 856)
Ordinært resultat før skattekostnad					(788 038)
Skattekostnad					(506 866)
Resultat					(281 172)
Eiendeler	4 742 153	4 893 157	3 727 341	(1 560 458)	11 802 194
Gjeld	5 802 332	3 095 186	1 841 197	(1 560 458)	9 178 256
Investeringsutgifter	251 208	597 784	45 907	-	894 899
Av-og nedskrivninger	235 739	238 655	94 337	-	568 730

Stavanger, 21. Oktober 2009
Styret og administrerende direktør
Norwegian Energy Company ASA

Lars Takla Rebekka Herlofsen Therese Log Bergjord John Hogan Aasulv Tvetereid Søren Poulsen Scott Kerr
Styreleder Styremedlem Styremedlem Styremedlem Styremedlem Styremedlem Administrerende direktør