



Presentasjon av resultater for 2. kvartal og første halvår 2008

- Adm. dir.
- Finansdirektør

Erik Haugane
Finn Øistein Nordam

Disclaimer

All presentations and their appendices (hereinafter referred to as “Investor Presentations”) published on www.detnor.no have been prepared by Det norske oljeselskap ASA (“Det norske oljeselskap” or the “Company”) exclusively for information purposes. The presentations have not been reviewed or registered with any public authority or stock exchange. Recipients of these presentations may not reproduce, redistribute or pass on, in whole or in part, these presentations to any other person.

The distribution of these presentations and the offering, subscription, purchase or sale of securities issued by the Company in certain jurisdictions is restricted by law. Persons into whose possession these presentations may come are required by the Company to inform themselves about and to comply with all applicable laws and regulations in force in any jurisdiction in or from which it invests or receives or possesses these presentations and must obtain any consent, approval or permission required under the laws and regulations in force in such jurisdiction, and the Company shall not have any responsibility or liability for these obligations.

These presentations do not constitute an offer to sell or a solicitation of an offer to buy any securities in any jurisdiction to any person to whom it is unlawful to make such an offer or solicitation in such jurisdiction.

[IN RELATION TO THE UNITED STATES AND U.S. PERSONS, THESE PRESENTATIONS ARE STRICTLY CONFIDENTIAL AND ARE BEING FURNISHED SOLELY IN RELIANCE UPON APPLICABLE EXEMPTIONS FROM THE REGISTRATION REQUIREMENTS UNDER THE U.S. SECURITIES ACT OF 1933, AS AMENDED. THE SHARES OF THE COMPANY HAVE NOT AND WILL NOT BE REGISTERED UNDER THE U.S. SECURITIES ACT OR ANY STATE SECURITIES LAWS, AND MAY NOT BE OFFERED OR SOLD WITHIN THE UNITED STATES, UNLESS AN EXEMPTION FROM THE REGISTRATION REQUIREMENTS OF THE U.S. SECURITIES ACT IS AVAILABLE. ACCORDINGLY, ANY OFFER OR SALE OF SHARES IN THE COMPANY WILL ONLY BE OFFERED OR SOLD (I) WITHIN THE UNITED STATES, ONLY TO QUALIFIED INSTITUTIONAL BUYERS (“QIBs”) IN PRIVATE PLACEMENT TRANSACTIONS NOT INVOLVING A PUBLIC OFFERING AND (II) OUTSIDE THE UNITED STATES IN OFFSHORE TRANSACTIONS IN ACCORDANCE WITH REGULATION S. ANY PURCHASER OF SHARES IN THE UNITED STATES, WILL BE REQUIRED TO MAKE CERTAIN REPRESENTATIONS AND ACKNOWLEDGEMENTS, INCLUDING WITHOUT LIMITATION THAT THE PURCHASER IS A QIB. PROSPECTIVE INVESTORS ARE HEREBY NOTIFIED THAT SELLERS OF THE NEW SHARES MAY BE RELYING ON THE EXEMPTIONS FROM THE PROVISIONS OF SECTIONS OF THE U.S. SECURITIES ACT PROVIDED BY RULE 144A.

NONE OF THE COMPANY’S SHARES HAVE BEEN OR WILL BE QUALIFIED FOR SALE UNDER THE SECURITIES LAWS OF ANY PROVINCE OR TERRITORY OF CANADA. THE COMPANY’S SHARES ARE NOT BEING OFFERED AND MAY NOT BE OFFERED OR SOLD, DIRECTLY OR INDIRECTLY, IN CANADA OR TO OR FOR THE ACCOUNT OF ANY RESIDENT OF CANADA IN CONTRAVENTION OF THE SECURITIES LAWS OF ANY PROVINCE OR TERRITORY THEREOF.

IN RELATION TO THE UNITED KINGDOM, THESE PRESENTATIONS AND THEIR CONTENTS ARE CONFIDENTIAL AND THEIR DISTRIBUTION (WHICH TERM SHALL INCLUDE ANY FORM OF COMMUNICATION) IS RESTRICTED PURSUANT TO SECTION 21 (RESTRICTIONS ON FINANCIAL PROMOTION) OF THE FINANCIAL SERVICES AND MARKETS ACT 2000 (FINANCIAL PROMOTION) ORDER 2005. IN RELATION TO THE UNITED KINGDOM, THESE PRESENTATIONS ARE ONLY DIRECTED AT, AND MAY ONLY BE DISTRIBUTED TO, PERSONS WHO FALL WITHIN THE MEANING OF ARTICLE 19 (INVESTMENT PROFESSIONALS) AND 49 (HIGH NET WORTH COMPANIES, UNINCORPORATED ASSOCIATIONS, ETC.) OF THE FINANCIAL SERVICES AND MARKETS ACT 2000 (FINANCIAL PROMOTION) ORDER 2005 OR WHO ARE PERSONS TO WHOM THE PRESENTATIONS MAY OTHERWISE LAWFULLY BE DISTRIBUTED.]

The contents of these presentations are not to be construed as legal, business, investment or tax advice. Each recipient should consult with its own legal, business, investment and tax adviser as to legal business, investment and tax advice.

There may have been changes in matters which affect the Company subsequent to the date of these presentations. Neither the issue nor delivery of these presentations shall under any circumstance create any implication that the information contained herein is correct as of any time subsequent to the date hereof or that the affairs of the Company have not since changed, and the Company does not intend, and does not assume any obligation, to update or correct any information included in these presentations.

These presentations include and are based on, among other things, forward-looking information and statements. Such forward-looking information and statements are based on the current expectations, estimates and projections of the Company or assumptions based on information available to the Company. Such forward-looking information and statements reflect current views with respect to future events and are subject to risks, uncertainties and assumptions. The Company cannot give any assurance as to the correctness or such information and statements.

An investment in the Company involves risk, and several factors could cause the actual results, performance or achievements of the Company to be materially different from any future results, performance or achievements that may be expressed or implied by statements and information in these presentations, including, among others, risks or uncertainties associated with the Company’s business, segments, development, growth management, financing, market acceptance and relations with customers, and, more generally, general economic and business conditions, changes in domestic and foreign laws and regulations, taxes, changes in competition and pricing environments, fluctuations in currency exchange rates and interest rates and other factors. Should one or more of these risks or uncertainties materialize, or should underlying assumptions prove incorrect, actual results may vary materially from those described in these documents.

Agenda

DETNORSKE

QUARTERLY INTERIM REPORT
Q2 and First Half-Year 2008

Trendheim, xxx, 2008



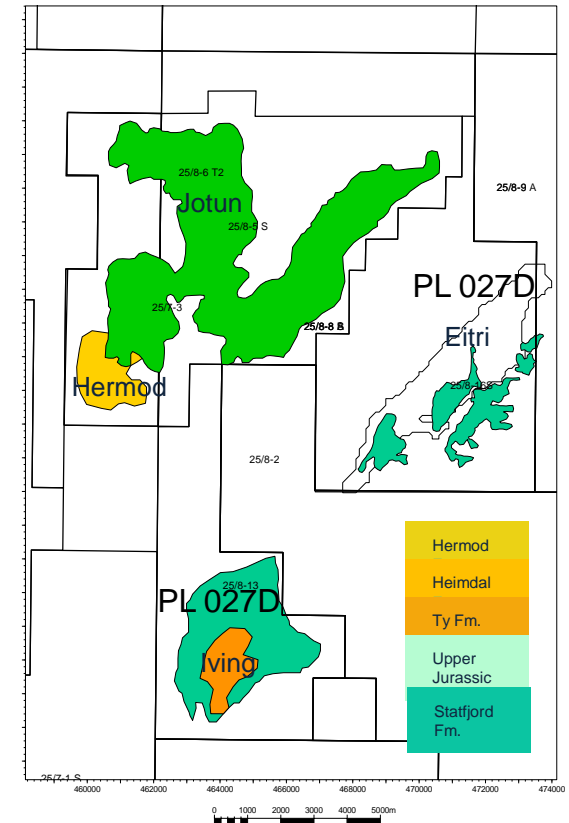
- **Siste hendelser**
- **Regnskap**
- **Utbyggingsprosjekter**
- **Oppdatering leteaktivitet**
- **Utsikter og oppsummering**
- **Vedlegg**

2. kvartal og siste hendelser

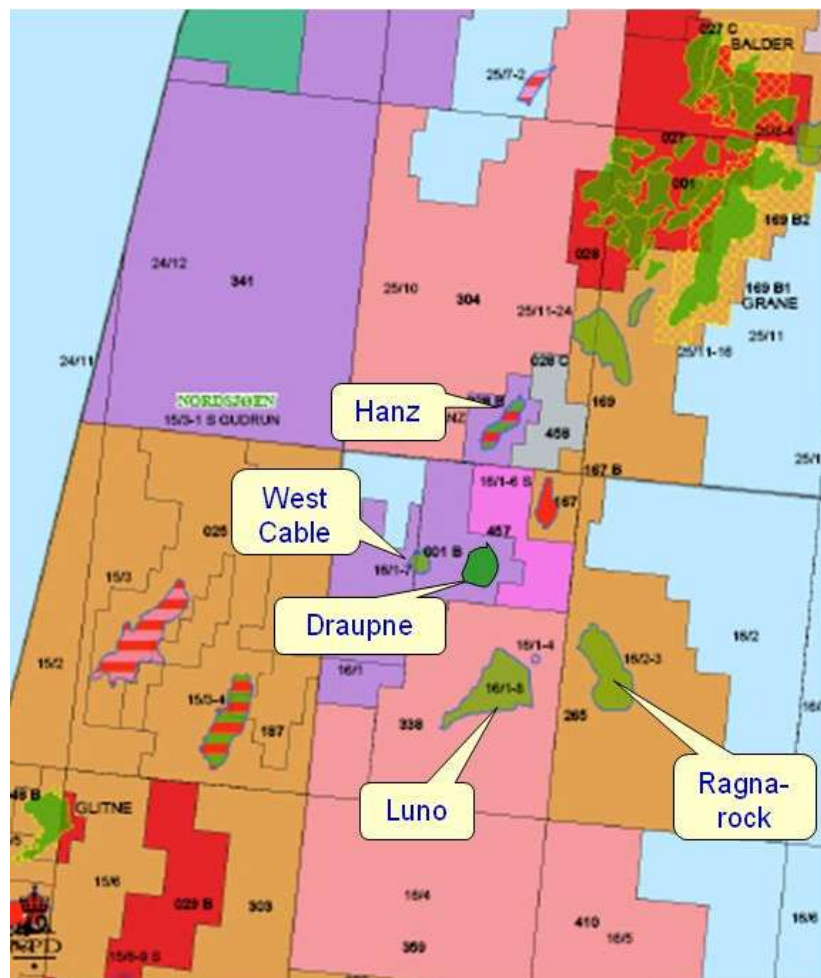
- Draupne oljefunn
- Funn på Lilleulv nær Varg – allerede i produksjon
- Tørr letebrønn på Trow-prospektet (PL 369)
- Styrket posisjon i Jotun-området
 - Kjøp av 70 prosent andel i PL 103B fullført (7 prosent i Jotun Unit)
 - Lisensbytte med Dana Petroleum vil øke Det norske andel i PL 027D med 10 prosent til 35 prosent
- Lisensbytte og salg med Concedo og VNG avsluttet
- Frøyfeltet er dokumentert å være drivverdig, innlevering av PUD forventet i slutten av uken
- 20. konsesjonsrunde i Barentshavet - Det norske er ett av få kvalifiserte operatørselskaper
- Fusjon mellom Det norske oljeselskap ASA og NOIL fullført
- Ledergruppen ytterligere styrket med viseadm. direktør, ny finansdirektør og IR-sjef

Stor oppside i Jotun-området

- Adgang til Jotuns produksjonanlegg
 - 7 prosent i Jotun Unit –avtale inngått med Lundin
 - ~ 500 fat/dag netto til Det norske
- Ytterligere oppside i nærliggende prospekter (PL 027D)
 - Avtale med Dana Petroleum vil øke Det norske andel til 35 prosent
 - Riskede potensielle ressurser beregnet til 17,7 MBO
 - To brønner for Eitri og Iving planlagt i 2009
 - Nærhet til Jotun vil resultere i tidlig produksjon
 - Det norske har målsetning om netto produksjon på 10 000 fat olje/dag innen 2010



Draupne – utbyggingsstudie iverksatt



- Mange utbyggingsmuligheter
 - Draupne/Hanz frittstående
 - Tilknytning til Grane
 - Felles utbygging med Luno, osv.
 - Planlegger avgrensingsbrønn 2. kvartal 2009
 - Plan: PUD 2010 / første olje 2013
- Potensielle brutto ressurser (mill. fat o.e.) (P50):

Funn	Lav – Middels - Høy
Draupne (O) (35%)	28 – 46 – 68
Hanz (O) (35%)	14 – 18 – 23
Sum	42 – 64 – 91
Luno*	65 – 115 - 190
Ragnarrock (P) (30%)	30 – 70 – 150
Sum	95 – 185 - 340

* Revus Energy estimat

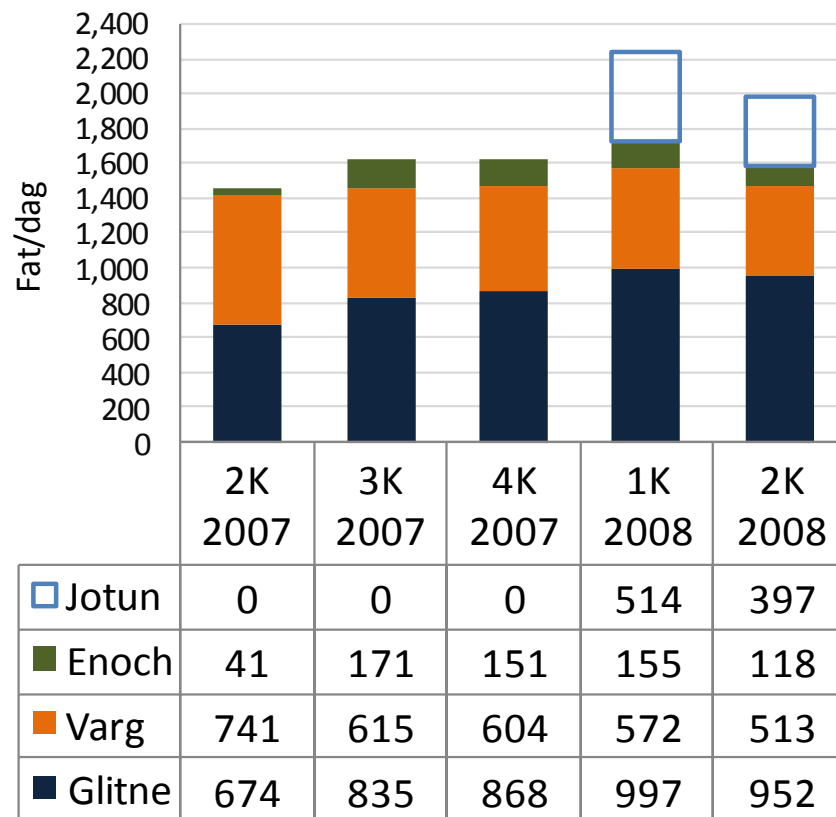
Porteføljeendringer for å styrke vår letestrategi

- I overensstemmelse med vår porteføljestrategi har vi redusert våre andeler i tre 100-prosent lisenser (PL 383, PL 380 og PL 450) gjennom bytte- og salgssavtaler
- Til gjengjeld har vi oppnådd
 - Adgang til interessant leteareal
 - 30 prosents bæring av to letebrønner
- Dana bytteavtale
 - Fått 10 prosent andel i PL 027D – dette styrket vår posisjon i Jotun-området
 - Reduserte vår andel i PL 450 fra 100 til 75 prosent (en forpliktet brønn)
 - Reduserte vår andel i PL 035/PL 362 med 10 prosent til 15 prosent
- Bytteavtale med Concedo SWAP godkjent
 - Målsetningen var å redusere vår 100 prosent andel i PL 383, hvor en brønn er planlagt boret i 2. kvartal 2009
 - Byttet 15 prosent i PL 383 mot en 15 prosent andel i PL 485
- VNG salgssavtale
 - Målsetningen var å redusere vår andel i PL 383 ytterligere, samt vår 100 prosent andel i PL 380
 - Salget inkluderte 30 prosent i PL 383, 30 prosent i PL 380 og 20 prosent i PL 447
 - VNG vil dekke 30 prosent av DETNORs borekostnader for to letebrønner

Oljeproduksjon

- Gjennomsnittlig oljeproduksjon i 2. kvartal 2008 var 1 583 fat/dag vs. 1 724 fat/dag i 1. kvartal 2008, Jotun ikke inkludert
- Varg (PL 038) – Funnet på Lilleulv og ny tilleggsbrønn øker produksjonen til over 11 000 fat/dag
- Glitne (PL 048B) - Operatør StatoilHydro planlegger ny 4D kartlegging for å modne mulig tilleggsbrønn neste år
- Enoch (PL 048D) – Redusert produksjon i 2. kvartal grunnet tekniske problemer på Bræ-plattformen
- Produksjon fra Jotun er ikke inkludert i og med at avtalen ble godkjent 1. august 2008. Vi har imidlertid mottatt produksjon fra effektiv dato, 1. januar 2008. Feltet er beregnet å produsere 500 fat/dag netto til Det norske

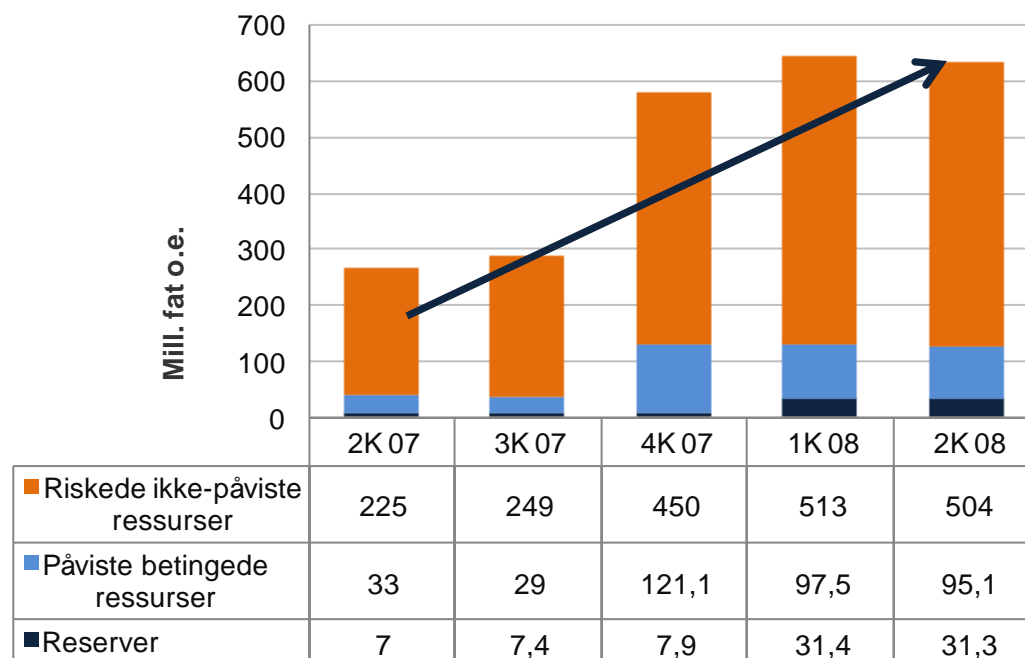
Gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon



Sterk vekst i reserver og ressurser

- **Vekst i porteføljen**
 - Det norske portefølje har økt fra 10 til 45 lisenser i løpet av tre år
 - Muliggjør optimalisering av porteføljen – kan selge eller bytte andeler, mens vi beholder interessante områder
 - Stort potensiale i leteprospekter
- **24 operatørskap**
 - Bedre kontroll over utvikling i lisenser
 - Styrker organisasjonens tekniske og kommersielle ekspertise

Reserver og ressurser



Agenda

DETNORSKE

QUARTERLY INTERIM REPORT
Q2 and First Half-Year 2008

Trenchin, xxxx, 2008



- **Siste hendelser**
- **Regnskap**
- **Utbyggingsprosjekter**
- **Oppdatering leteaktivitet**
- **Utsikter og oppsummering**
- **Vedlegg**

Resultater 2. kvartal 2008

MNOK	2K 2008	2K 2007
Driftsinntekter	89,5	26,6
Letekostnader	102,6	102,4
Produksjonskostnader	23,5	9,9
Avskrivninger	24,2	5,7
Driftsresultat/EBIT	-65,0	-91,0
Netto finansposter	-1,4	4,2
Resultat før skatt	-66,4	-86,8
Skattekostnader	-59,7	-68,9
Netto resultat	-6,7	-17,8

Letekostnader 2. kvartal 2008

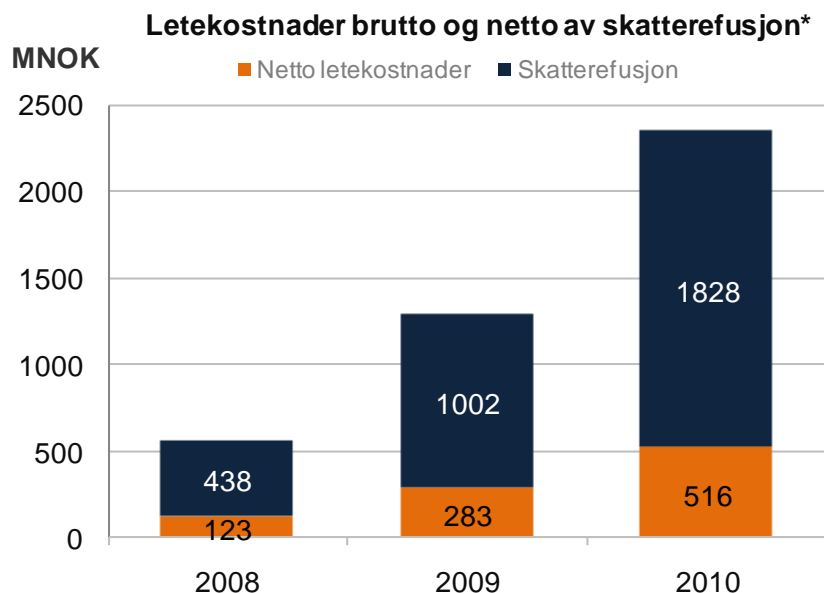
MNOK	2K 2008	2K 1H 2007
Letekostnader herav:	102,6	102,4
Seismikk, brønndata, feltstudier, osv.	35,0	21,2
Letekostnader fra deltakelse i lisenser	6,3	74,6
Kostnadsførte tørre brønner	16,7	-
OPEX reklassifisert som letekostnader	45,3	6,5
Forskning og utvikling	-0,8	0,2

Sammendrag balanse 2. kvartal 2008

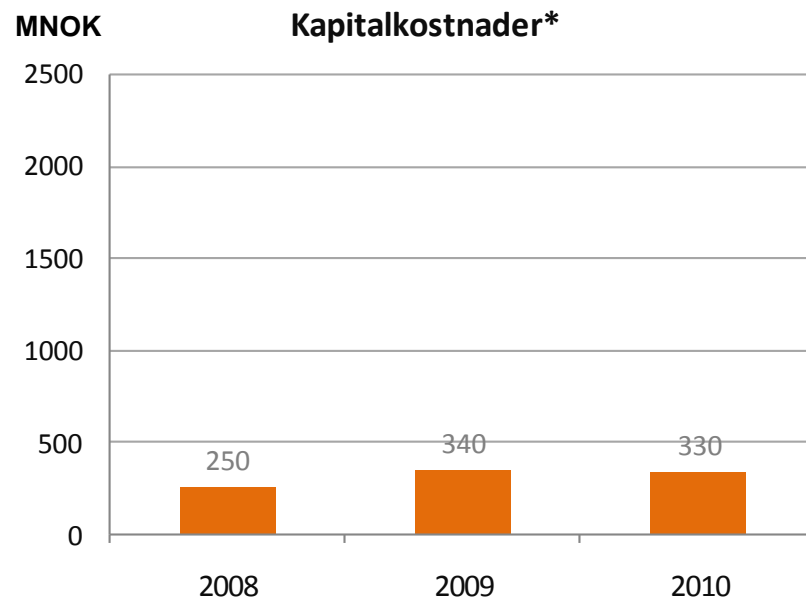
Eiendeler (MNOK)	2K 2008	2K 2007
Amleggsmidler	5 212	392
Beregnet skatt til utbetaling (utbetales 2009)	101	94
Omløpsmidler	1 201	694
Beregnet skatt til utbetaling (utbetales 2008)	624	116
Betalingsmidler	391	487
Sum eiendeler	6 413	1 086

Gjeld (MNOK)	2K 2008	2K 2007
Egenkapital	3 517	793
Avsetning for forpliktelser	2 273	61
Kortsiktig gjeld	623	233
Sum gjeld og egenkapital	6 413	1 086

Beregnete kostnader (2008 estimat - 2010 estimat)



* Gjeldsfinansierte letekostnader med sikkerhet i skatterefusjon fra norske myndigheter, utbetalt året etter at kostnadene er kostnadsført. Skatterefusjon for 2007 vil beløpe seg til ca. 624 MNOK og bli tilbakebetalt i desember 2008



* Eksklusive Goliat kapitalkostnader i treårsperioden estimert til 1 745 MNOK .

Finansiering

- Det norske har en letefasilitet på 1 500 MNOK med DnB NOR
 - Varighet 2011 (for letekostnader frem til og inkludert 2010)
 - Letefasiliteten er begrenset til 95 prosent av skatteverdien av DETNORs letekostnader
 - Per 1. halvår 2008 er 394,5 MNOK trukket mot denne fasiliteten
 - Ytterligere tilgjengelig letefasilitet per 30. juni 2008 er 295 MNOK
 - Ytterligere tilgjengelig letefasilitet per 31. desember 2008 er beregnet til 850 MNOK
 - Sikkerhet i skatt til utbetaling fra tidligere letekostnader
 - Letefasiliteten har gunstige rentesatsbetingelser
- Det norske har per i dag ingen rentebærende gjeld
- Selskapet vurderer salg av andeler og banklån/obligasjoner for å styrke balansen med henblikk på fremtidige utbyggingsprosjekter

Agenda

DETNORSKE

QUARTERLY INTERIM REPORT
Q2 and First Half-Year 2008

Trendheim, xxx, 2008



- **Siste hendelser**
- **Regnskap**
- **Utbyggingsprosjekter**
- **Oppdatering leteaktivitet**
- **Utsikter og oppsummering**
- **Vedlegg**

PL 316 Ymeutbygging – oppstart produksjon i 2009



Operatør: Talisman (70 prosent)

Det norske: 10 prosent

Forventede brutto reserver (P50): 67 mill. fat o.e.

- Yme ble nedstengt i 2001 etter å ha produsert 51 millioner fat o.e. over en periode på fem år (18 prosent gjenvinningsrate)
- Gjenværende reserver på 67 mill. o.e.
- Forventet platåproduksjon er 40 000 fat o.e./dag
- Jack-up med produksjons- og lagringsanlegg (MOPU store)
- Operatøren forventer at feltet skal være i produksjon i 2. kvartal 2009
- Bygging av plattform pågår i Abu Dhabi
- 3. kvartal 2008 – Lagertank installeres
- 4. kvartal 2008 - Borestart
- 2. kvartal 2009 – Plattform installeres og oppstart

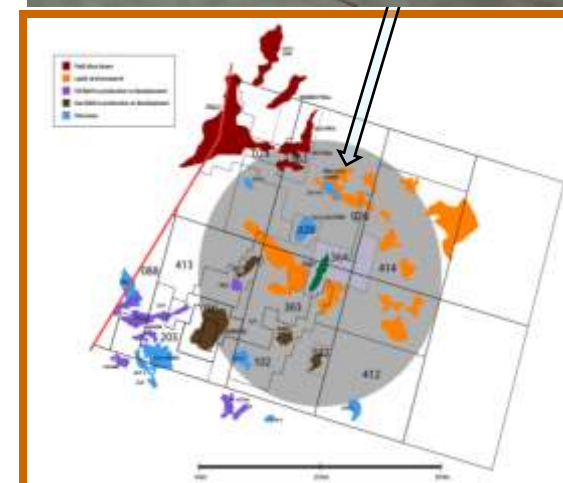
Lagertank forlater verftet i Ølen neste uke

Frøy – Økonomiske nøkkeltall

Økonomiske nøkkeltall	
NPV@8 % etter skatt, 80 USD/fat	786 MNOK
“Break-even” pris @8 %	62 USD/fat
NPV@8% etter skatt, 115 USD/fat	2 300 MNOK
Reserver P50	56 mill. fat o.e.

Produksjonskostnad	
Investeringer for PL 364 (i 2012+)	2 623 MNOK
Leiekostnader:	6 150 MNOK
Produksjonstariff (P50)	1 265 MNOK

Tidsplan	
Oppstart utbygging:	1. oktober 2008
Oppstart produksjon	4K 2012
Kontraktører:	Ikke offentliggjort



Frøy tidsplan

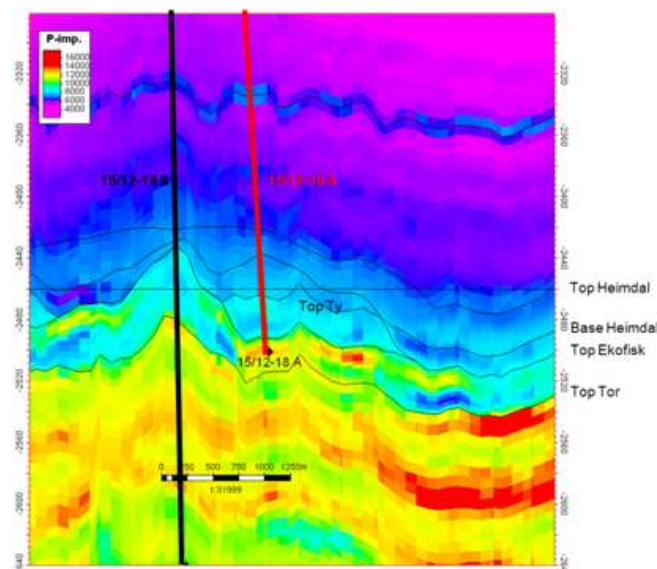
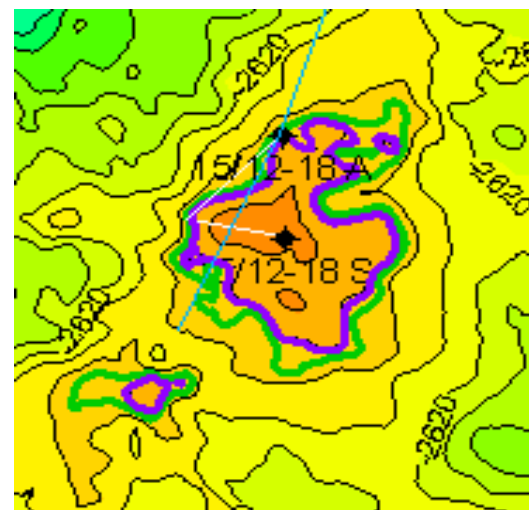
- Prinsippavtale med kontraktør har muliggjort fast kostnadsbasis
- Styringskomiteen forventet å levere PUD i august
- Myndighetsgodkjenning av PUD medio oktober
- Kontraktsinngåelse leie- og driftsavtale umiddelbart etter godkjenning av PUD
- Produksjonsriggen på lokasjon og borestart første brønn i 3. kvartal 2012
- Første olje 80 dager etter borestart første brønn

PL 337 Storskrymten – Det norske 45 prosent

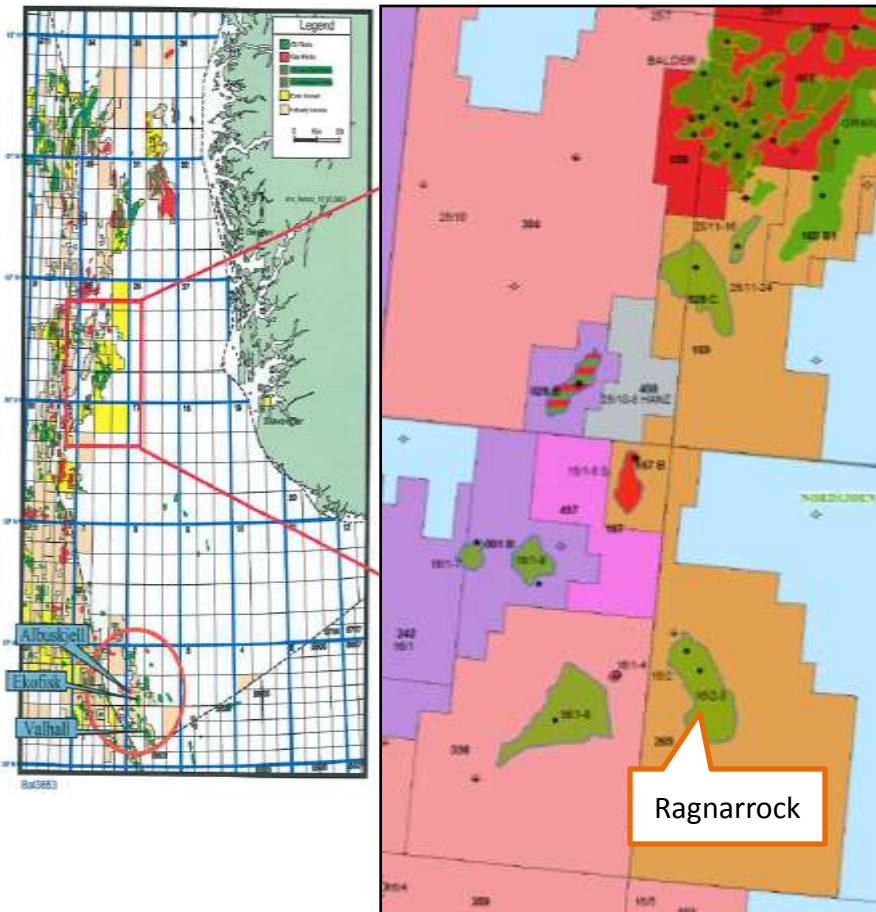
Beregnete gjenvinnbare reserver

Funn	Lav – Middels - Høy
Ty sandstein	3,4 – 5,5 – 8,1
Heimdal sandstein (P 55%)	22 – 31 – 40
Sum	25,4 – 36,5 – 48,1

- Storskrymten utforskningsbrønn fant mellom 3 og 8 mill. fat o.e. i Ty sand – 2,5 mill. fat netto til DETNOR.
- Heimdal-formasjonen over Ty-nivå har stort potensiale, men kolonnen er tynn og ressurspotensialet usikkert. **Nye spesielle geostudier bekrefter store volumer.**
- Avgrensingsbrønn planlagt i 2009 – dette vil avklare potensialet i Heimdal-sanden.
- Oppkobling til Varg sannsynlig utbyggingsløsning.
- Resultater fra den nærliggende Grevling-brønnen , operert av Talisman Energy, i 2009 vil bli viktig for området.
- Planlagt borestedsundersøkelse i Høgtangen-området i sørlige del av lisensen.



PL 265 Ragnarrock – Sannsynlig kommersielle gassvolumer



- **Rettighetshavere**
 - StatoilHydro (O) 30 prosent
 - Det norske 30 prosent
 - Petoro 30 prosent
 - Talisman 10 prosent
- Ytterligere arbeid påkrevd for å avgjøre hydrokarbonpotensialet i krittreservoaret. Kun den øvre Ekofisk-formasjonen anses å være produserbar.
- Gass funnet i underliggende grunnfjell har stort potensiale i og med at det dekker mesteparten av lisensen
- StatoilHydro skal bore en letebrønn i lisensen tidlig i 2009, mål er et nytt prospekt på Luno-trenden.

PL 229 Goliat – Første olje utbygging i Barentshavet

Partnere

- Eni (O) 65 prosent
- StatoilHydro 20 prosent
- Det norske 15 prosent

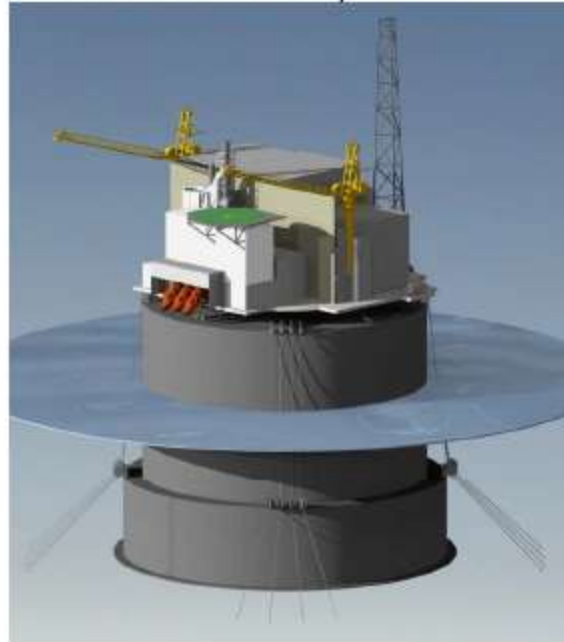
Operatørens reserveestimat:

	Olje (MSm3)	Gass (MSm3)	Sum (MSm3 oe)
Base case	29,0	6,0	35,0

- Funnet i 2000 – fire avgrensingsbrønner boret etter funn
- Hydrokarboner påvist i fire reservoarenheter
- PUD innen årsslutt 2008

Mulige utbyggingskonsepter

Aker Kværner Condeep Floater



Sevan



Boreplan:

23 brønner i løpet av de neste 24 måneder!

Prospekt	PL	Operatør	Andel	Brønn	Borerigg	2008		2009				2010						
						3K	4K	1K	2K	3K	4K	1K	2K	3K	4K			
15/12-A-08	PL 038	Talisman	5%	Prod.	Partnerrigg	■	■											
Fulla	PL 362	StatoilHydro	15%	Letebr.	Partnerrigg		■											
Freke	PL 028B	Det norske	35%	Letebr.	Bredford Dolphin		■											
Grevling	PL 038	Talisman	5%	Letebr.	Partnerrigg		■											
Storlakken	PL 460	Det norske	40%	Letebr.	Aker Barents			■										
Eitri	PL 027D	Det norske	35%	Letebr.	Bredford Dolphin			■										
Aubrey	PL 316	Talisman	10%	Letebr.	Partnerrigg			■										
Struten	PL 383	Det norske	55%	Letebr.	Deep Sea Delta				■									
Draupne	PL 001B	Det norske	35%	Appr.	Bredford Dolphin				■									
Geitfjellet	PL 321	Det norske	25%	Letebr.	Aker Barents					■								
Fongen	PL 380	Det norske	70%	Letebr.	Deep Sea Delta					■								
Optimus	PL 332	Talisman	40%	Letebr.	Partnerrigg					■								
Kalvklumpen	PL 414	Det norske	40%	Letebr.	Bredford Dolphin					■								
Frigg Gamma	PL 442	StatoilHydro	20%	Letebr.	Partnerrigg						■							
Iving	PL 027D	Det norske	35%	Letebr.	Bredford Dolphin						■							
Trolltind	PL 476	Det norske	40%	Letebr.	Deep Sea Delta						■							
Trolla	PL 483S	Det norske	40%	Letebr.	Deep Sea Delta						■							
Røy	PL 482	Det norske	65%	Letebr.	Deep Sea Delta							■						
Storskrynten	PL 337	Det norske	45%	Appr.	Bredford Dolphin							■						
Nebba	PL 432	Det norske	100%	Letebr.	Deep Sea Delta								■					
Stabben	PL 356	Det norske	100%	Letebr.	JU tba									■				
Gamma NE	PL 316	Talisman	10%	Letebr.	Partnerrigg										■			
Clapton	PL 440S	Det norske	30%	Letebr.	JU tba											■		
Hoåsen	PL 321	Det norske	25%	Letebr.	Aker Barents												■	
Beta West	PL 316	Talisman	10%	Letebr.	Partnerrigg													■
Storebjørn	PL 450	Det norske	75%	Letebr.	JU tba													■
Stirby	PL 341	Det norske	30%	Letebr.	Deep Sea Delta													■

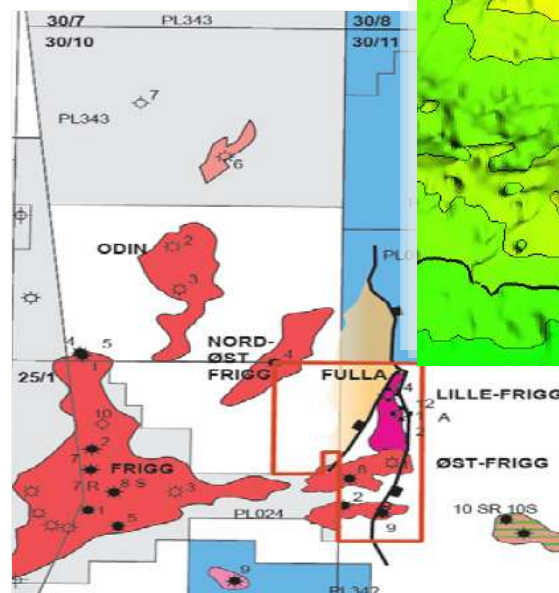
- Bredford Dolphin En disponibel slot i 2. kvartal 2010
- Deepsea Delta En disponibel slot i 4. kvartal 2009, fem slotter i 2010

2008 prospektoversikt

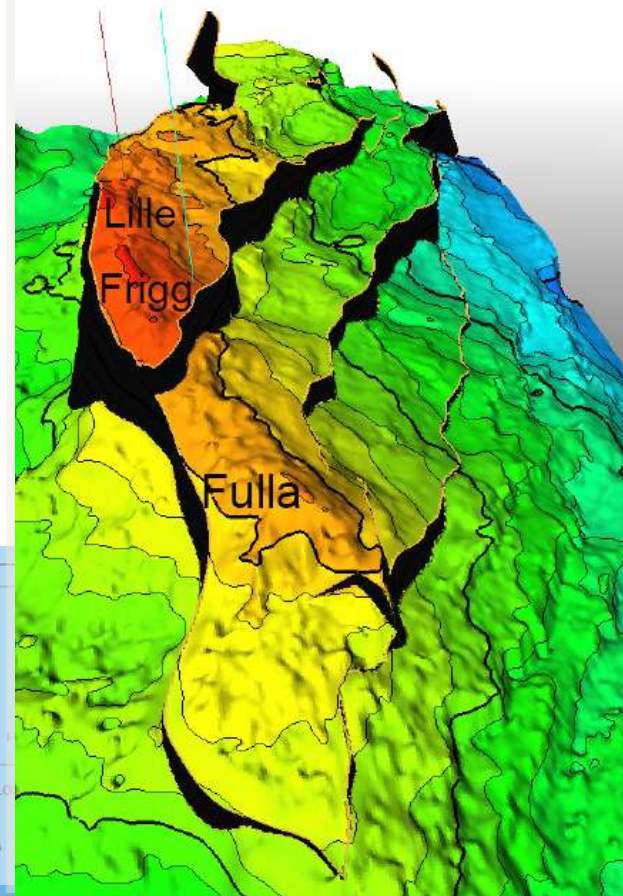
2008	Andel %	Volumer - Mill. fat o.e. (P50)	Riskede ressurser DET NOR (Mill. fat o.e.)	Operatør
PL 001B Draupne (16/1-9)	35 %	46	16,00	Det norske
PL 038 Lilleulv (15/12 A-07)	5 %	2	0,08	Talisman
PL 369 Trow	20 %	0	0,00	Talisman
PL 038 15/12-A-08	5 %	2	0,07	Talisman
PL 362 Fulla	15 %	63	2,77	StatoilHydro
PL 029B Freke	20 %	88	10,91	ExxonM/Det norske
Sum			29,83	

PL 362 Fulla

- Rettighetshavere
 - StatoilHydro (O) 50 prosent
 - Svenska Petroleum 25 prosent
 - Det norske* 15 prosent
 - Dana* 10 prosent
- Forventet borestart: september 2008
- 63 mill. fat o.e. (P50) beregnede gjenvinnbare volumer
- Prospektet er forventet å inneholde både olje, gass og kondensat



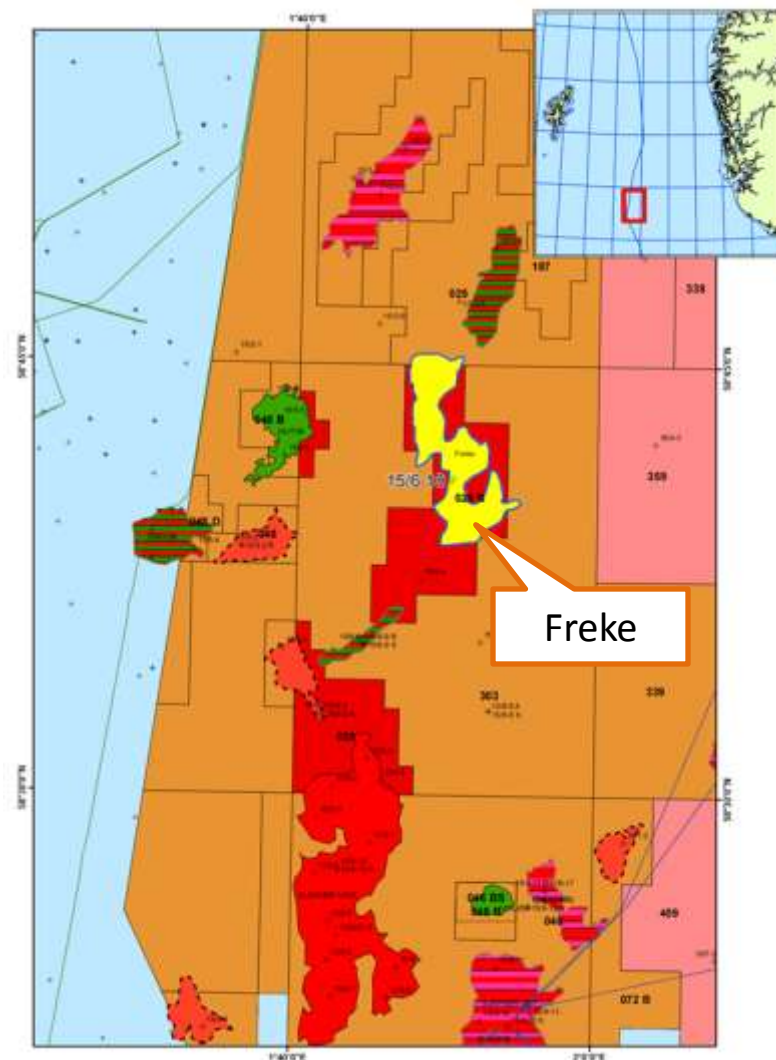
25/2-12 25/2-4



* Includert avtale med Dana, ikke myndighetsgodkjent

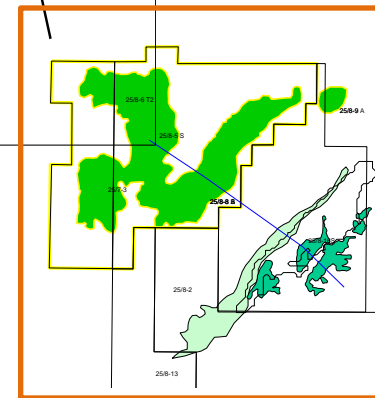
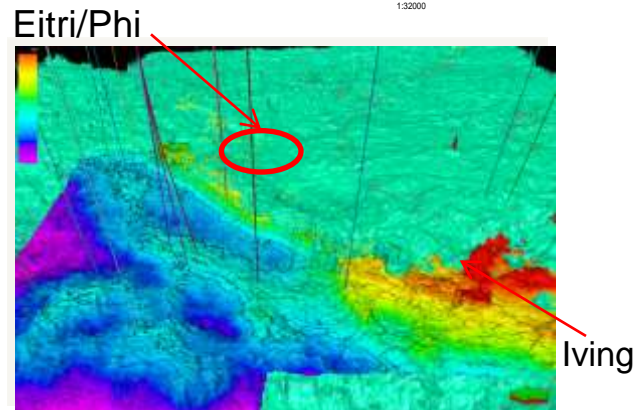
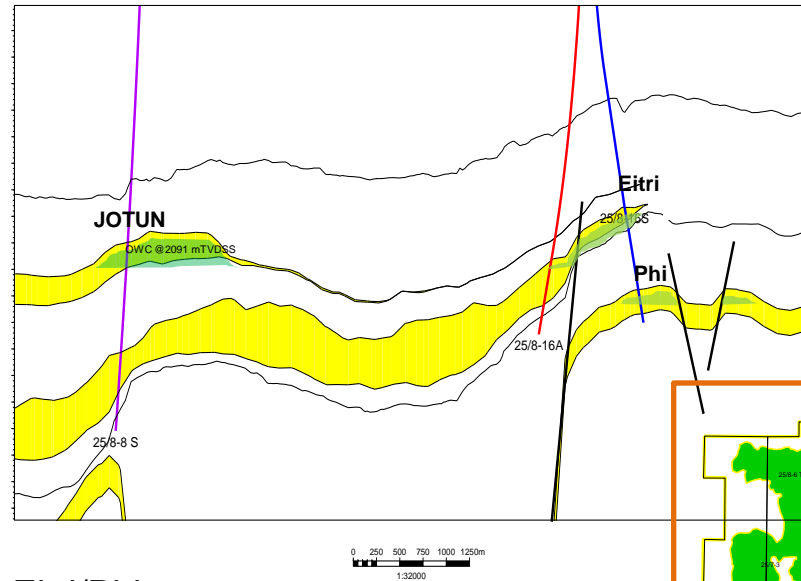
PL 029B Freke – Brønn operert av Det norske

- Rettighetshavere
 - ExxonMobil (O) 30 prosent
 - StatoilHydro 50 prosent
 - Det norske 20 prosent
- Beregnet borestart: oktober 2008
- Jura letemodell i Sørlige Viking Graben
- 88 MBO (P50) beregnede gjenvinnbare volumer
- Det norske skal bore brønnen på vegne av operatøren ExxonMobil med den halvt nedsenkbare riggen Bredford Dolphin
- Prospektet er lokalisert i nærheten av StatoilHydros funn Ermitrude



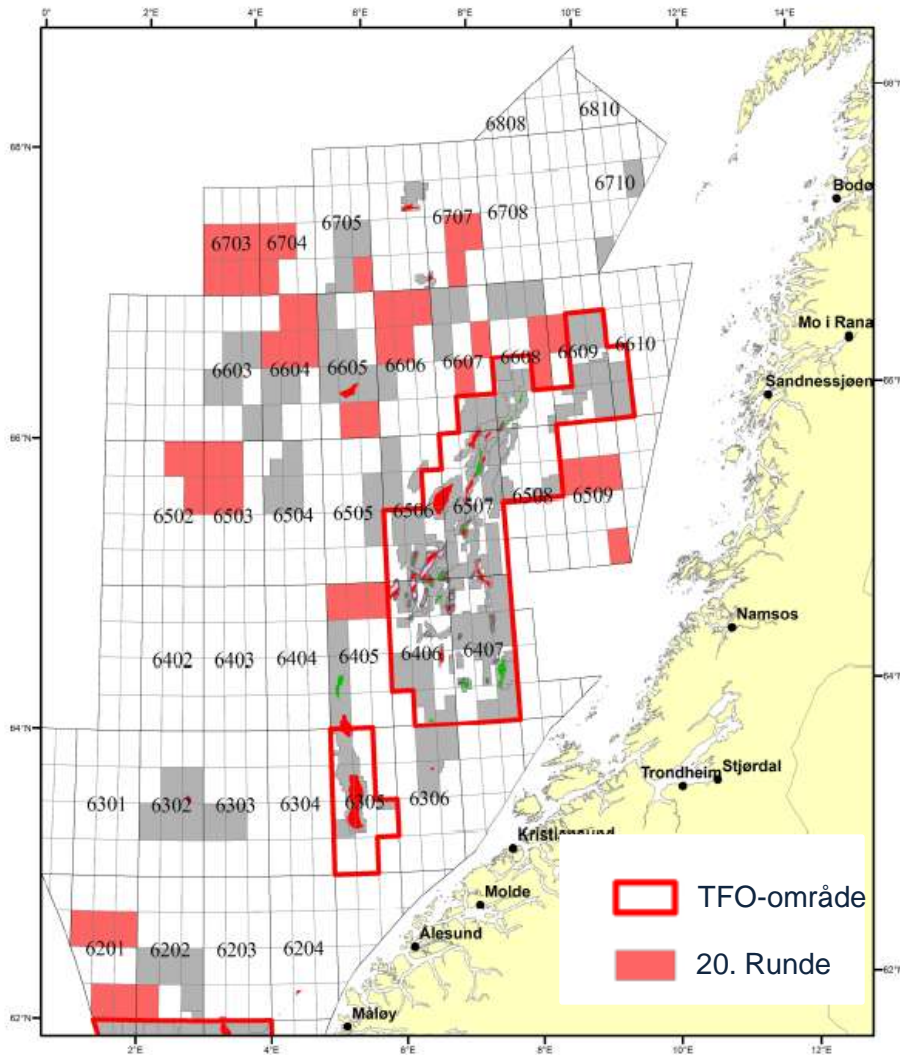
PL 027D Eitri/Phi – Mulighet for tidlig produksjon

- **Partnere i PL 027D**
 - ExxonMobil 25 prosent
 - Det norske 35 prosent *
 - Dana Petroleum 40 prosent *
- **Beregnet borestart: februar 2009**
- **Brønn25/8-16S(A) Eitri/Phi**
 - Eitri 40 MBO urisiket gjenvinnbar olje
 - Tilstedeværelse av felle største risiko
 - Phi – sekundær målsetning om 15-20 MBO urisiket gjenvinnbar olje
 - Migrasjon og felle utgjør største risikofaktorer
 - Mulig å teste begge prospekter med én brønn

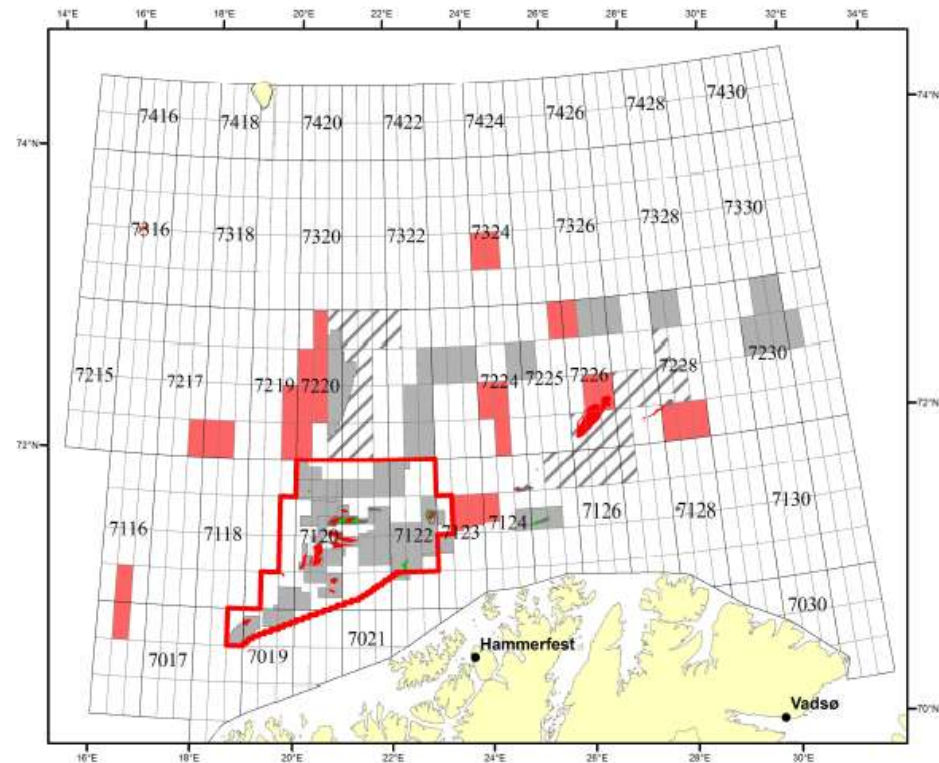


* Ennå ikke godkjent

20. konsesjonsrunde



- Elleve godkjente operatørselskaper for Barentshavet: StatoilHydro, Shell, BG, ConocoPhillips, Det norske, Eni, ExxonMobil, Lundin, Marathon, Talisman og Total
- Det norske har inngått samarbeid med et større internasjonalt oljeselskap



Oppsummering og utsikter

- Stabil produksjon økes med 45 000 fat olje/dag innen 2013
 - Nåværende produksjon på Varg, Jotun, Glitne og Enoch er synkende
 - Økt produksjon kan forventes fra Jotun og Varg
 - Yme vil tredoble DETNOR produksjon innen årsslutt neste år
 - Produksjonsstart for Frøy og Goliat i henholdsvis 2012 og 2013
- Produksjonsavtale for Frøyfeltet sikrer bærekraftig utvikling
 - I påvente av godkjenning fra partner
- Omfattende leteprogram med målsetning om 210 MBO til slutten av 2010
 - Det norske skal styrke posisjonen som nest største leteselskap
- Styrket posisjon i Jotun-området
 - Det norske has identifisert betydelige muligheter for tidlig produksjon fra nærliggende lisenser
 - Vår målsetning er å øke produksjonen i Jotun-området til 10 000 fat olje/dag netto til Det norske innen 2010
- Funn på Draupne anses å være økonomisk bæredyktig
 - Oppstart tidligfaseprosjekt i 2. kvartal 2008
- Styrke investeringsevne gjennom salg av verdifulle andeler og lånefinansiering



■ **Vedlegg**



Resultatregnskap 2. kvartal 2008

Det norske oljeselskap - konsern		2. kvartal		01.01. - 30.06.	
(Alle tall i NOK 1000)	Note	2008	2007	2008	2007
Petroleumsinntekter		86,053	26,560	164,218	55,966
Andre driftsinntekter		3,418		4,736	
DRIFTSINNTEKTER		89,471	26,560	168,954	55,966
Utforskningskostnader	2	102,572	102,401	159,479	126,980
Beholdningsendring		-1,499	-881	-1,842	594
Produksjonskostnader		23,486	9,871	46,855	22,595
Lønn og lønnsrelaterte kostnader		1,549	313	8,468	744
Avskrivninger	5	24,217	5,685	49,473	11,875
Andre driftskostnader		4,160	133	8,818	353
DRIFTSKOSTNADER		154,484	117,523	271,250	163,141
DRIFTSRESULTAT		-65,013	-90,963	-102,296	-107,175
Renteinntekter		12,384	5,301	24,955	13,023
Annen finansinntekt		943	1,934	2,466	2,395
Rentekostnader		13,218	739	20,185	1,475
Annen finanskostnad		1,536	2,307	16,171	3,749
NETTO FINANSPOSTER	3	-1,427	4,190	-8,935	10,193
ORDINÆRT RESULTAT FØR SKATTEKOSTNAD		-66,440	-86,774	-111,231	-96,982
Skattekostnad (+)/skatteinntekt(-) på ordinært resultat	4	-59,705	-68,931	-95,532	-79,938
PERIODENS RESULTAT		-6,735	-17,843	-15,699	-17,044
Minoritetens andel av resultatet				-21	
Majoritetens andel		-6,735		-15,678	
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		64,925,020	26,538,350	64,925,020	26,525,954
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden utvannet		64,925,020	26,538,350	64,925,020	26,525,954
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt)		(0.10)	(0.67)	(0.24)	(0.64)
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt) - utvannet		(0.10)	(0.67)	(0.24)	(0.64)

Balanse / kontantstrøm for 2. kvartal og H1 2008

Konsernbalanse		30.06.		31.12.	Konsolidert kontantstrømanalyse			
(Alle tall i NOK 1000)		2008	2007	2007	01.01.- 30.06.		01.01.-31.12.	
EIENDELER					2008	2007	2007	
Immaterielle eiendeler					Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter			
Goodwill	1, 5	1,716,774	43,875	1,671,556	-111,231	-96,982	-247,485	
Aktiverte leteutgifter	5	538,617	15,308	517,867		-28	323,795	
Andre immaterielle eiendeler	5	2,421,641	22,229	2,423,340			34,553	
Varige driftsmidler					49,473	11,875	3,129	
Varige driftsmidler	5	413,368	216,474	354,692	3,245	440	62,975	
Finansielle anleggsmidler					-6,610	-2,983	127,640	
Langsiktig depositum		20,827		5,160	-170,345	158,933		
Beregnet skatt til utbetaling		101,117	93,792					
SUM ANLEGGSMIDLER		5,212,343	391,679	4,972,614	NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER	-235,469	71,255	304,607
Varer					Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter			
Varelager		4,461	1,971	2,579	-102,684	-144,227	-170,824	
Fordringer					-75,810	-8,096	-194,444	
Kundefordringer		52,782	11,902	128,237	-46,099		-365,267	
Andre fordringer	6	128,404	77,513	119,718	NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER	-224,593	-152,323	-365,267
Beregnet skatt til utbetaling	4	624,011	115,852	618,044	Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter			
Betalingsmidler					Innbetalinger av egenkapital/kapitalutvidelse	2,091	2,091	
Betalingsmidler	7	390,916	486,913	585,127	Utgifter relatert til oppkjøp av selskaper		-13,775	
SUM OMLØPSMIDLER		1,200,574	694,150	1,453,704	Nedbetalning av lån		-290,686	
SUM EIENDELER		6,412,916	1,085,829	6,426,319	Opptak kortsiktig lån	265,852	130,000	
EGENKAPITAL OG GJELD					NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER	265,852	2,091	-172,369
Innskutt egenkapital					Netto endring i betalingsmidler			
Aksjekapital	8	12,985	5,308	12,985	-194,211	-78,977	-233,029	
Overkursfond		3,503,919	787,203	3,519,597	Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	585,127	565,890	565,890
Minoritetsinteresser				30,725	Konter i oppkjøpt virksomhet på oppkjøpstidspunktet			252,267
SUM EGENKAPITAL		3,516,904	792,511	3,563,307	BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT	390,916	486,913	585,127
Avsetning for forpliktelser					<i>Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:</i>			
Pensjonsforpliktelser		7,480	5,126	8,125	Bankinnskudd	362,606	229,323	552,741
Utsatt skatt		2,161,055	32,729	2,166,470	Bundne bankinnskudd	5,409		8,806
Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser		84,377	22,806	81,133	Kortsiktige plasseringer	22,900	257,590	23,580
Utsatt inntekt	9	19,787		10,402	Sum betalingsmidler ved periodens slutt	390,916	486,913	585,127
SUM AVSETNING FOR FORPLIKTELSE		2,272,699	60,661	2,266,130				
Kortsiktig gjeld								
Kortsiktig lån		394,477		128,625				
Leverandørgjeld		32,606	20,207	112,788				
Offentlige trekk og avgifter		6,418	5,076	12,044				
Annen kortsiktig gjeld	10	189,813	207,374	343,423				
SUM KORTSIKTIG GJELD		623,314	232,657	596,881				
SUM GJELD		2,896,013	293,318	2,863,012				
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		6,412,916	1,085,829	6,426,319				

Reserve- og ressursoversikt per 30. juni 2008

Ressurs-klasse	Oljedirektoratets klassifikasjon	Reserver (P90) 30.06.2008 <i>Mill. fat</i>	Reserver (P50) 30.06.2008 8 <i>Mill. fat</i>	Ressurser (P50) <i>Mill. fat</i>	Riskede potensielle ressurser (P50) <i>Mill. fat</i>
1	I produksjon Enoch Unit PL 048 B Glitne PL 038 Varg	0.34 0.05 0.06 0.24	1.00 0.23 0.38 0.39		
2	Under utbygging PL038 Varg PL 316 Yme	5.4 5.4	6.8 0.1 6.7		
3	Utbygging vedtatt PL 364 Frøy	17.5 17.5	23.5 23.5		
4	I planleggingsfasen PL 229 Goliat			30.6 30.6	
5	Utbygging sannsynlig PL 365 Ragnarrock (Ekofisk)			9.0 9.0	
7	Under evaluering PL332 PL001B Draupne PL028B Hanz PL242 West Cable PL 265 Ragnarrock (Basement N) PL 337 Storskrynten (Ty) PL 442 Øst Frigg Gamma Delta			55.5 10.4 16.0 6.3 1.4 13.2 2.5 5.7	
8	Prospekter				504
Sum		23.2	31.3	95.1	630

2009 prospektoversikt

2009	Andel %	Riskede ressurser DET NOR (mill. fat)	Operatør
PL 038 Grevling	5 %	0,54	Talisman
PL 460 Storklakken	40 %	6,86	Det norske
PL 316DS Aubrey	10 %	0,44	Talisman
PL 027D Eitri	25 %	3,60	ExxonM/Det norske
PL 383 Struten	55 %	16,78	Det norske
PL 321 Geitfjellet	25 %	6,06	Det norske
PL 380 Fongen	70 %	11,78	Det norske
PL 332 Optimus	40 %	3,35	Talisman
PL 414 Kalvklumpen	40 %	8,64	Det norske
PL 476 Trolltind	40 %	1,59	Det norske
PL 027D Iving	25 %	1,38	ExxonM/Det norske
PL 483S Trolla	40 %	13,87	Det norske
Sum		74,89	

2010 prospektoversikt

2010	Andel %	Riskede ressuser DETNOR (mill. fat)	Operatør
PL 482 Røy	65 %	6,31	Det norske
PL 432 Nebba	100 %	38,40	Det norske
PL 337 Storskrymtten Heimdal	45 %	7,63	Det norske
PL 356 Stabben	100 %	14,12	Det norske
PL 316 Yme Gamma NE	10 %	0,37	Talisman
PL 440S Clapton	30 %	5,13	Det norske
PL 321 Hoåsen	25 %	7,16	Det norske
PL 450 Storebjørn	100 %	20,56	Det norske
PL 341 Stirby	30 %	38,10	Det norske
Sum		137,80	