



Presentasjon – 4. kvartal 2011

TICKER –DET NOR

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.

- Høydepunkt
- Økonomi
- Leteaktivitet
- Utbyggingsprosjekter
- Utsikter



Det norske - sterk basis for vekst

Notert på Oslo Børs • Markedsverdi 12 milliarder NOK • 74 lisenser • 31 operatørskap

Leteaktivitet

- Funnet mellom 400 og 550 mill. fat o.e. etter boring
- 20 prosent i Sverdrup West
- 35 prosent i Draupne
- Deltakelse i 10-13 brønner i 2012

Produksjon

- Produksjonsmål er mer enn 10.000 fat/dag pr. tidlig 2013
- Levert PUD for feltene Atla og Jette i 2011
- P50 reserver 67,9 Mboe

Finansiering

- 500 mill. USD trekkfasilitet inngått
- 300 mill. USD likviditet i balansen
- 600 mill. USD letefasilitet

En organisk vekststrategi, sikret med lønnsomme utbyggingsprosjekter, en balansert leteportefølje og 800 mill. USD i utbyggingsfinansiering

Høydepunkt siden tredje kvartal

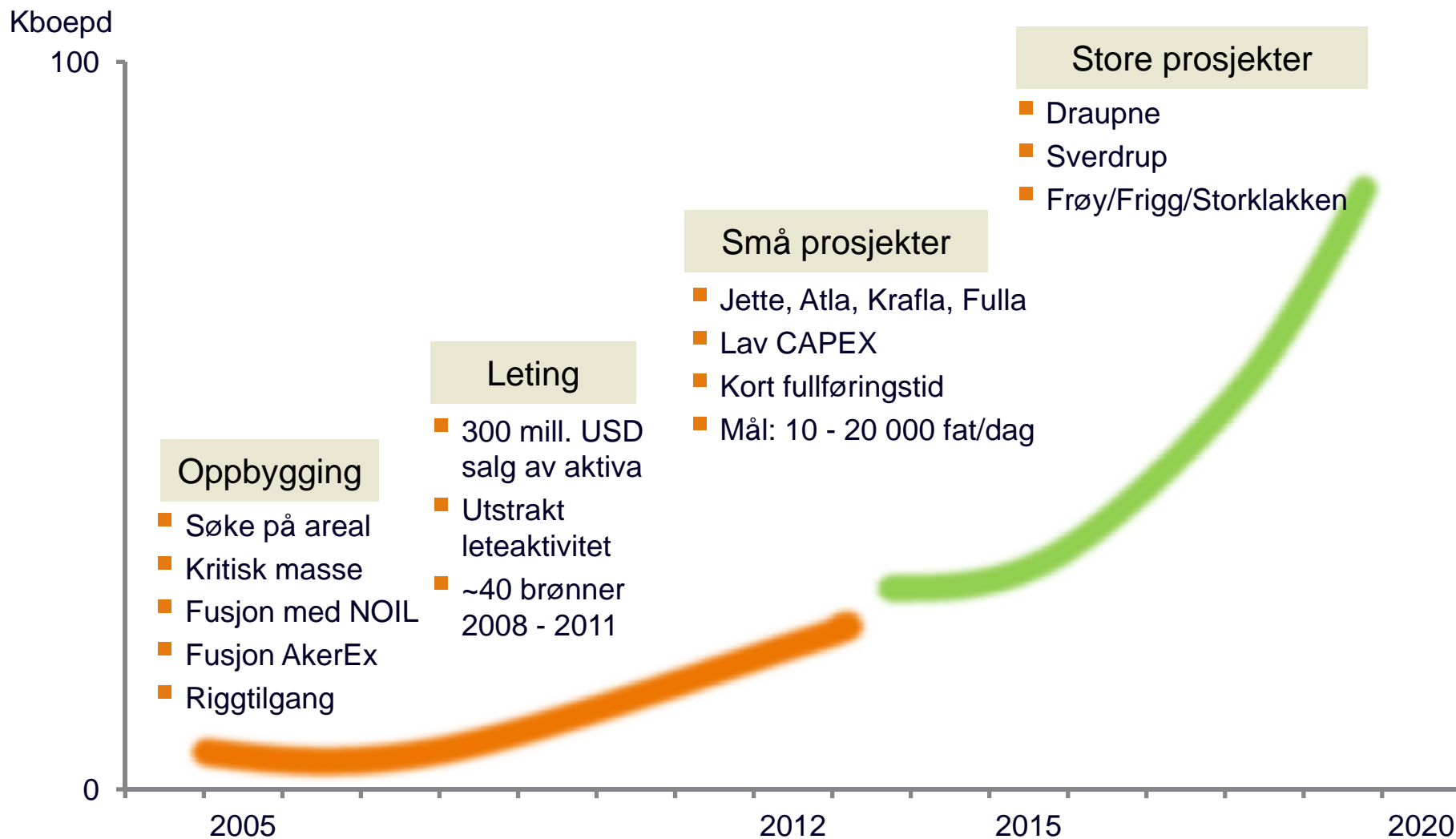
- Finansiering sikret
 - 500 mill. USD trekkfasilitet
 - 451 mill. USD økning i egenkapital etter konvertering til aksjer til 79,3 NOK/aksje

- Endring av retningslinjer for ressursrapportering fra OD til SPE-standarder
 - P50 reserver ved utgangen av 2011 ~ 67,9 millioner fat oljeekvivalenter.

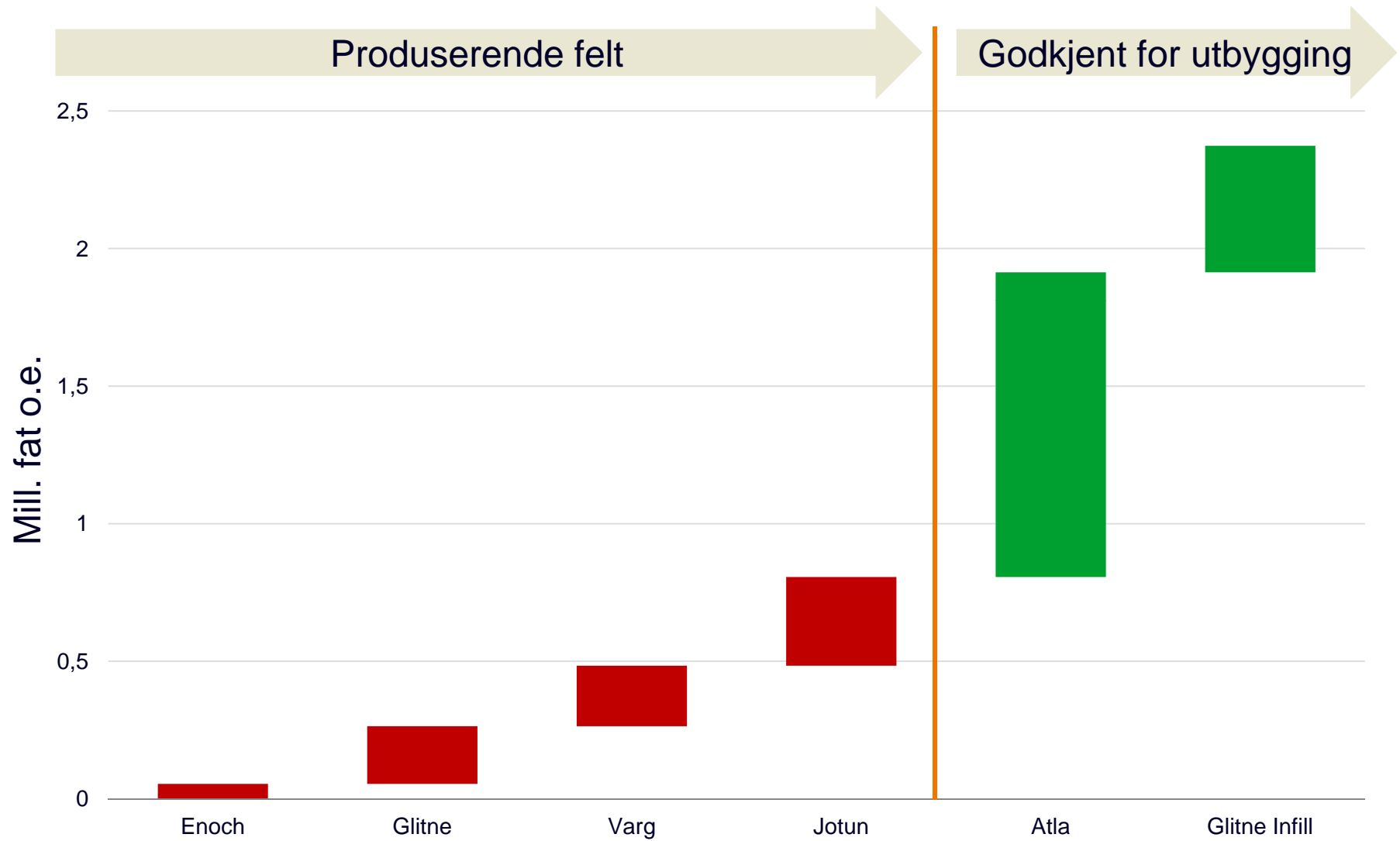
- Leteaktiviteter
 - Avgrensingsbrønn bekreftet Sverdrup-funnet
 - Tørr brønn på Kalvklumpen
 - Storstilt boreprogram - 10 -13 brønner planlagt boret i 2012

- Utbyggingsprosjekter
 - Glitne forlengelse – ny brønn og reforhandlet kontrakt for Petrojarl 1
 - Plan for utbygging og drift av Jette godkjent.
 - Fremdrift i Atlaprosjektet som planlagt
 - Sverdrup - Forhandlinger om intensjonsavtale for unitisering
 - Draupne – Forhandlinger med Lunolisensen om samordnet områdeutbygging

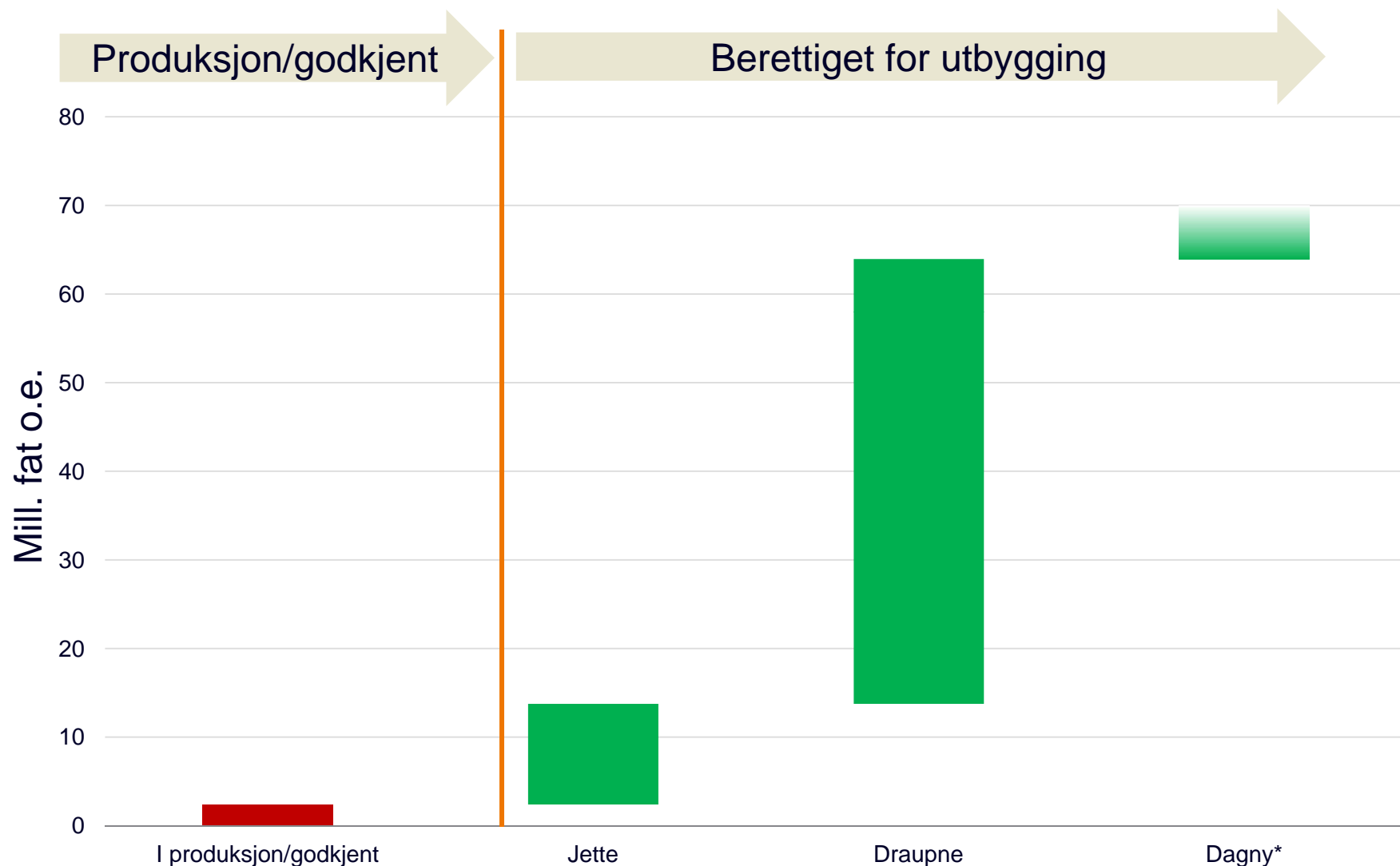
Strategien – trinn for trinn



Reserver



Reserver (2)



- Høydepunkt
- **Økonomi**
- Leteaktivitet
- Utbyggingsprosjekter
- Utsikter



Finansielle høydepunkt – 4. kvartal 2011

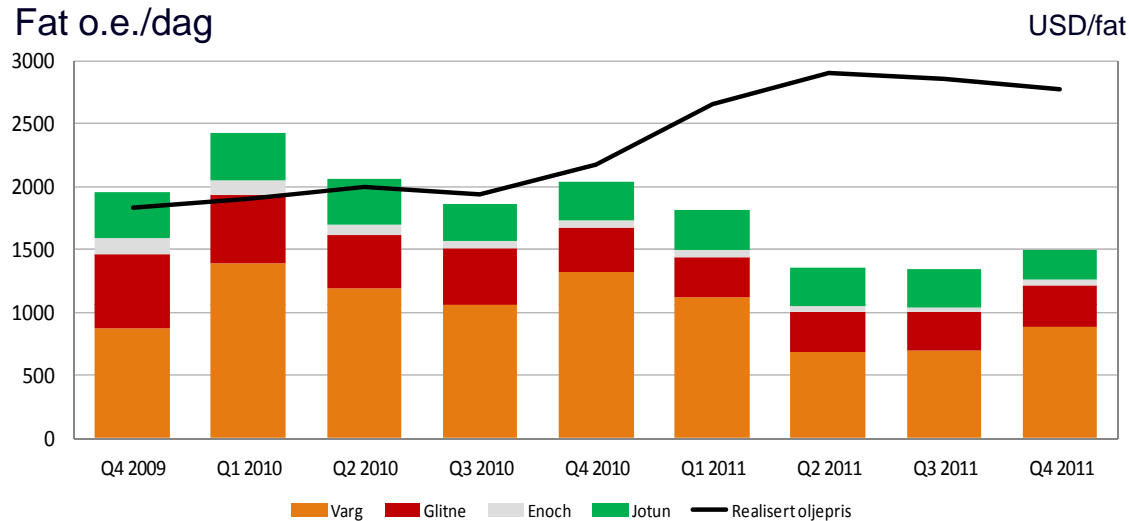
- Sikret finansiering av utbygging opp til 600 mill. USD
 - 500 mill. USD trekkfasilitet + kan økes med 100 mill. USD (“accordion”)
- Konvertible obligasjoner pålydende 457,5 mill. NOK ved forfall
 - 451,5 mill. NOK konvertert til egenkapital
- Letefasilitet redusert fra 4.500 mill. NOK til 3.500 mill. NOK
- Skatterefusjon på leteknader, 2.369 MNOK inkl. renter, mottatt 22. desember 2011
- Solid balanse med egenkapitalandel på 48 prosent
- Mellomsiktige utbyggingsprosjekter fullfinansiert gjennom maksimum låneavtale, pluss likvide midler på 800 mill. USD (4,8 milliarder NOK) tilgjengelig

Finansielle høydepunkt

	4.kv. 2011	3.kv. 2011	4.kv. 2010	4.kv. 11 vs 4.kv. 10	Året 2011	Året 2010	% endring
Produksjon fat o.e./dag	1495	1309	2041	-27%	1505	2092	-28%
Oppnådd oljepris (USD/fat)	110,8	114,5	87,1	27%	111,9	80,2	40%
Kontantstrøm fra produksjon, MNOK	46,6	36	59	-21%	179,9	207,2	-13%
Letekostnader, MNOK	105,3	120	571	-82%	1012,2	1777,3	-43%
Netto resultat, MNOK	-125,4	-40	-331	62%	-459,3	-690,4	-33%
Letekostnader før skatt, MNOK	178	548	513	-71%	1810,0	2729,0	-34%

Fortsatt høy oljepris, stabil produksjon

Historisk oljeproduksjon



Produserende felt

- Fire produserende felt:
 - Varg 5 %
 - Jotun Unit 7 %
 - Glitne 10 %
 - Enoch 2 %

Resultatmargin	4. kv. 2010	1. kv. 2011	2. kv. 2011	3. kv. 2011	4. kv. 2011	Kommentar
Oljeinntekter USD/fat o.e.	87,1	106,1	116,3	114,5	110,8	Basert på løftede volum
Tredjeparts tariffinntekt USD/fat o.e.	4,3	3,9	8,5	5,7	7,2	Basert på produserte volum
Driftskostnader USD/fat o.e.	40,6	47,2	74,9	63,5	53,2	Basert på produserte volum
Kontant skatt USD/fat o.e.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Drift KS USD/fat o.e.	50,8	62,8	49,9	56,7	64,8	
Drift KS (MNOK)	58,6	56,0	41,1	36,2	46,6	

Resultatregnskap og balanse

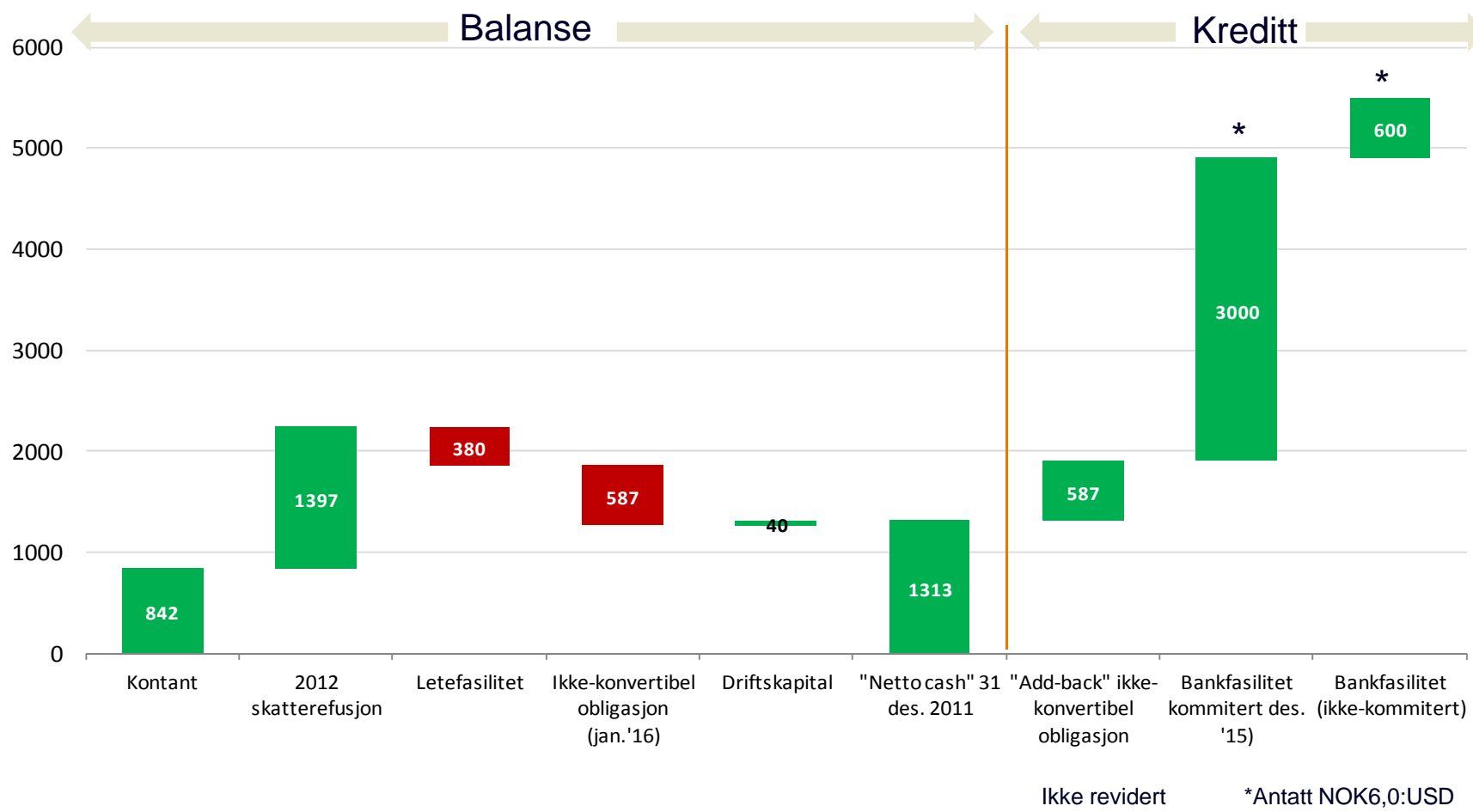
Resultatregnskap (MNOK)	4 kv. 2011	4 kv. 2010	Kommentar
Inntekter	92.4	99.5	Høye salgspriser og sterkere dollar i 4 kv. 2011 ble utlignet av lavere produksjon og produksjon for lager på Varg
Produksjonskostnader, G&A	51.7	44.8	3 parts tariffinntekt (MNOK 5.7) reklassifisert som inntekt for 4 kv. 2011. Sterkere USD i 4 kv. 2011
EBITDAX	40.7	54.7	
Leting, utv, avskr, nedskr, andre	318.2	862.0	Inkludert 15.8 på Kalvklumpen. Jotun nedskrivning. PL341, PL523 & PL538 tilbakelevering
Driftsresultat	-225.8	-762.5	
Netto finansposter	-41.4	-65.3	4 kv.'11 inkluderer MNOK 10.4 gevinst på salg av AKX01
Resultat før skatt	-267.3	-827.8	
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-141.8	-496.7	Lav skattesats (53%) grunnet nedskrivning og finansposter(28%)
Resultat	-125.4	-331.1	

Eiendeler (MNOK)	31.12.11	31.12.10	Kommentar
Sum anleggsmidler	4 739.5	4 037.7	Kapitalisert Krafla, Krafla West, Skalle, Norvarg, Aldous og Skaugumsåsen i 3. kv. 2011. Utb: Jette, Atla, Varg
Sum omløpsmidler	2 976.5	3 681.9	Konter, fordringer og and skatterefusjon
Sum eiendeler	7 716.0	7 719.6	

Egenkapital og gjeld (MNOK)	31.12.11	31.12.10	Kommentar
Egenkapital	3 676.6	3 160.2	4 kv.'11: AKX01 Konvt. obligasjoner MNOK 451
Utsatt skatt, avs. fjerning og nedstenging	2 375.8	2 060.2	
Sum kortsiktig og langsiktig gjeld	1 663.6	2 499.2	Obligasjon (detnor01), letefasilitet, leverandørgjeld
Sum egenkapital og gjeld	7 716.0	7 719.6	

Netto kontanter og likviditetsposisjon

Netto kontanter og likviditetsposisjon pr. 31. desember 2011 (MNOK)



- Høydepunkt
- Økonomi
- **Leteaktivitet**
- Utbyggingsprosjekter
- Utsikter



TFO 2011- tildelinger

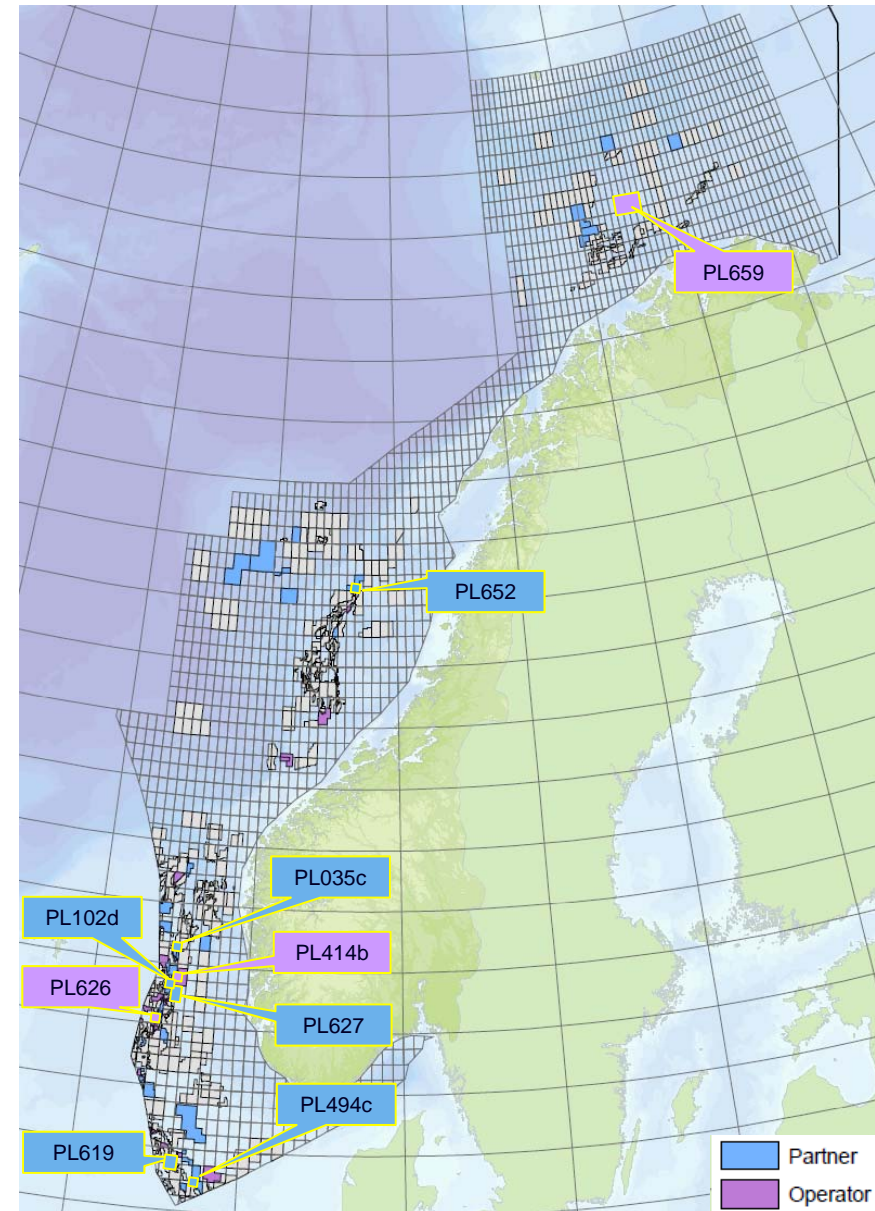
■ Tildelt ni lisenser

■ Opererte

- PL 626 50 %
- PL 659 30 %
- PL 414b 40 %

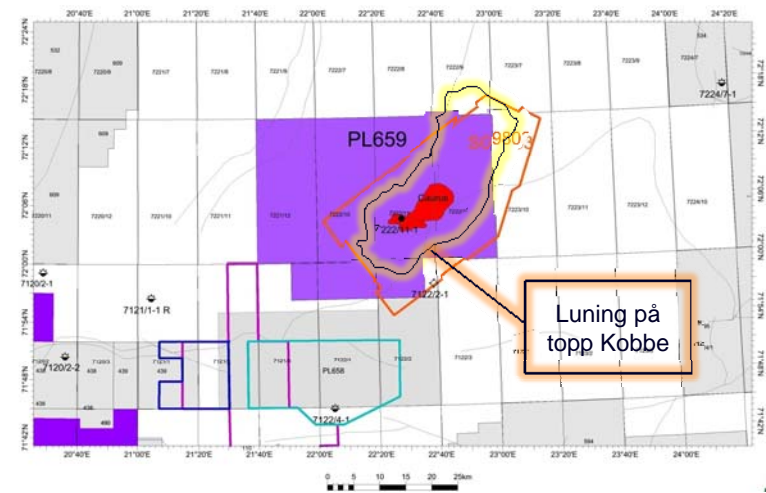
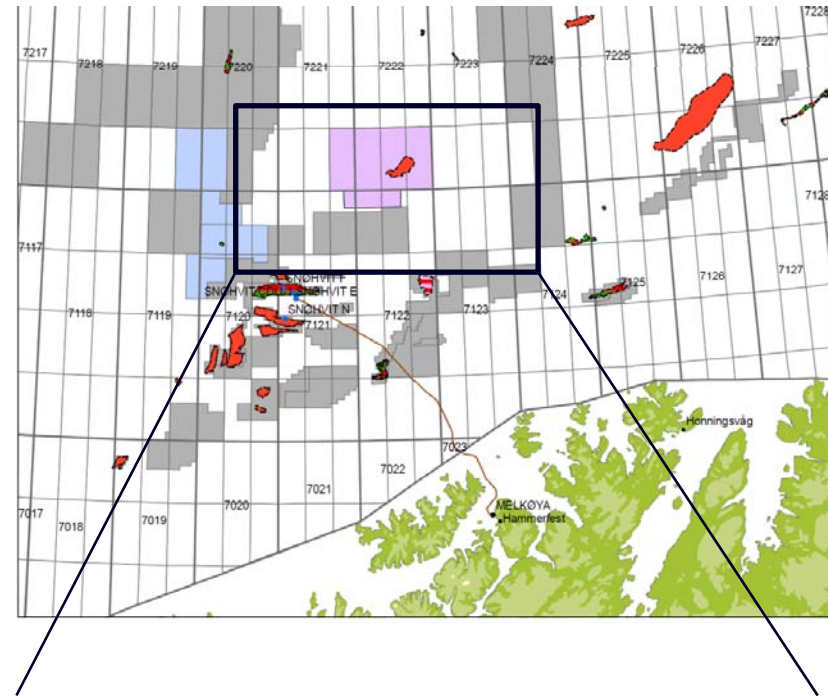
■ Partneropererte

- PL 619 30 %
- PL 627 20 %
- PL 652 20 %
- PL 035c 25 %
- PL 102d 10 %
- PL 494c 30 %



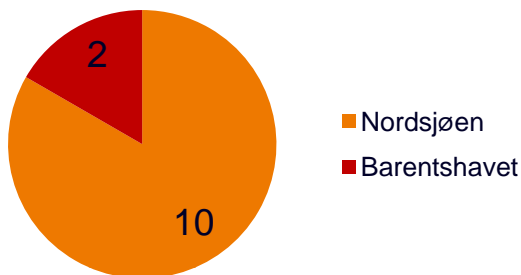
PL 659 Caurus

- Beliggenhet – Barentshavet
- Lite utforsket letemodell
- Arbeidsprogram
 - Kjøp av 3D
 - Fast brønn
- Største utfordring
 - Koble reservoaregenskaper
- Vanndybde er 350 meter
- Det norske er operatør
 - Det norske 30 prosent
 - Petoro 30 prosent
 - Lundin 20 prosent
 - Rocksource 10 prosent
 - Spring 10 prosent

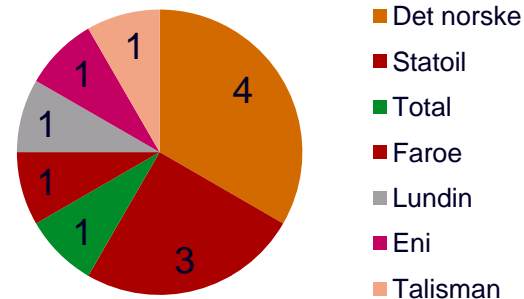


2012 Boreprogram*

Nordsjødominert program



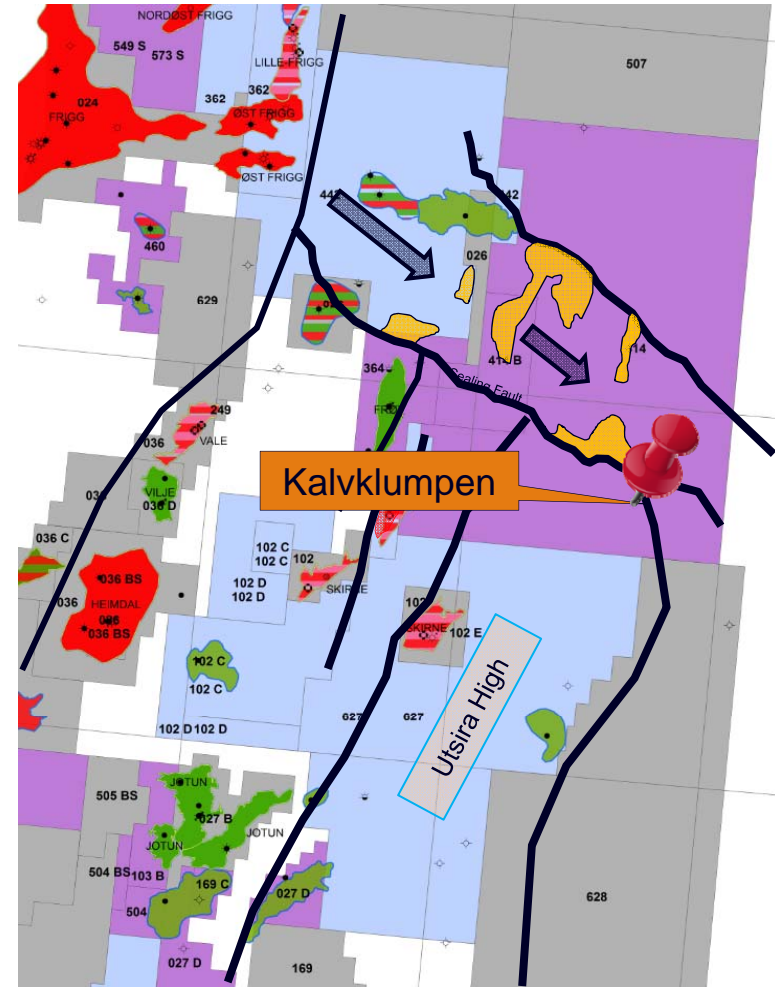
Operatørfordeling



PL	Prospekt	Netto %	Kostnad %	Start	Brutto m.fat oe	Operatør	Rigg
414	Kalvklumpen	40	40	Tørr	75-180	Det norske	Songa Delta
450	Storebjørn	60	~45	29. jan	90-160	Det norske	Maersk Guardian
440S	Clapton	10	~0	2. kv.	25-105	Faroe	Partner
554	Guarantiana	20	~10	2. kv.	25-60	Total	Partner
497	Geite	35	35	2. kv.	80-300	Det norske	Maersk Guardian
533	Salina	20	20	2. kv.	30-110	Eni	Partner
265	Geitungen	20	20	2. kv.	100-300	Statoil	Partner
265	Espeværhøgda	20	20	3. kv.	Avgr.**	Statoil	Partner
265	Kvitsøyhøgda	20	20	4. kv.	Avgr.**	Statoil	Partner
356	Ulvetanna	50	50	3. kv.	70-250	Det norske	Maersk Guardian
453S	Ogna	25	25	3. kv.	20-190	Lundin	Partner
568	Isbjørn	20	20	Q4	10-170	Talisman	Partner

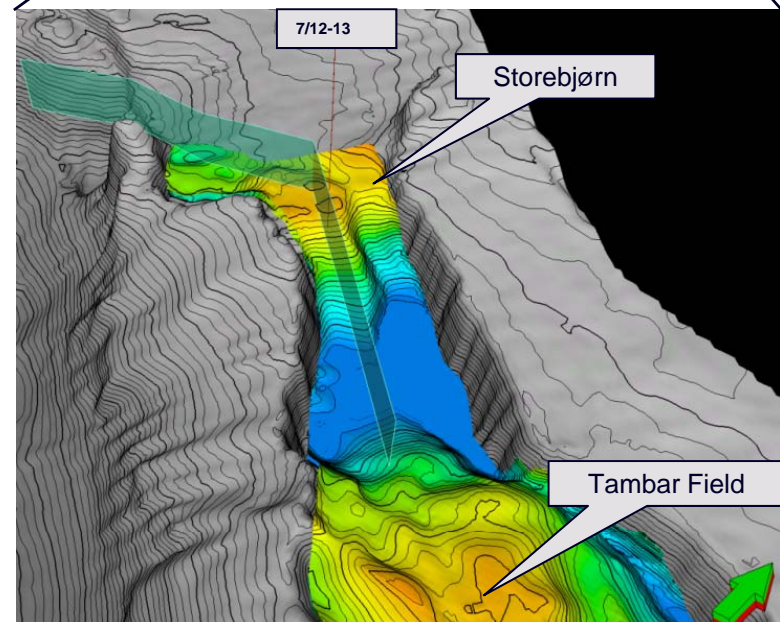
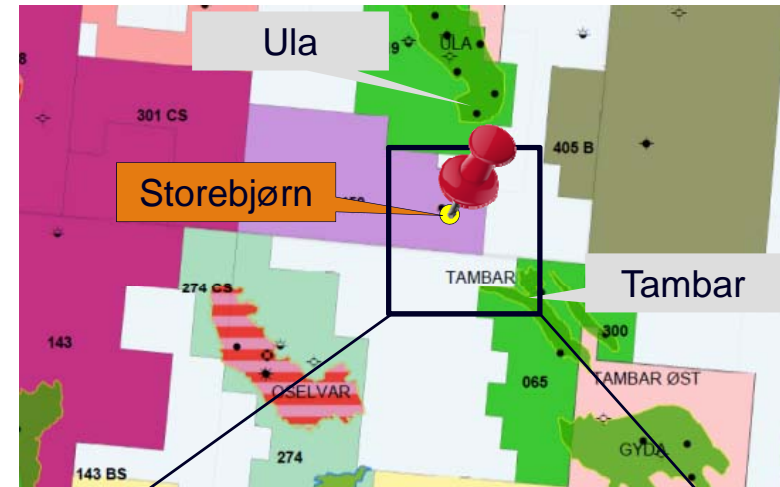
PL 414 Kalvklumpen

- Beliggende øst for Frøyfeltet
- Tørr 
- Resultat
 - Reservoar av god kvalitet, men sanden var vannbærende
 - Ytterligere boring kan være aktuelt for å teste migrasjonsbanen
- Vandybde 110 meter
- Operatør Det norske
 - Det norske 40 prosent
 - Noreco 20 prosent
 - Bayerngas 20 prosent
 - Faroe 20 prosent



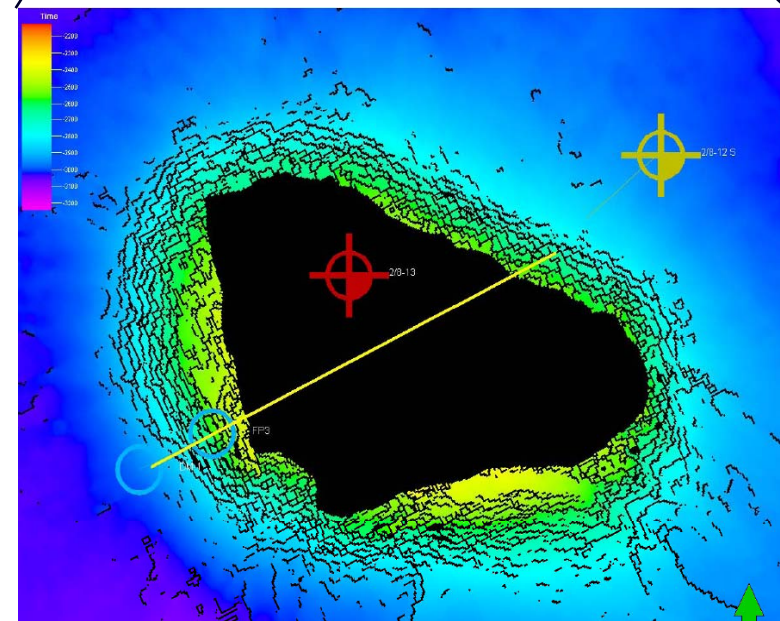
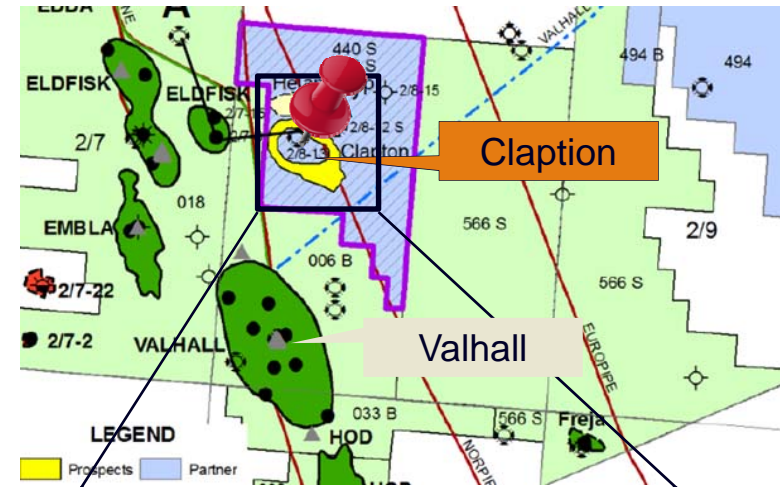
PL 450 Storebjørn

- Beliggenhet – sørlige Nordsjø
- Etablert petroleumsregion
- Borestart sent i januar
- Prospektstørrelse og primær risiko:
 - 90 til 160 Mboe brutto uriskede ressurser
 - Primær risiko ligger i migrasjon og forsegling
- Vanddybde er 70 meter
- Det norske er operatør
 - Det norske 60 prosent (~45% av kostnad)
 - Dana 25 prosent
 - North 15 prosent



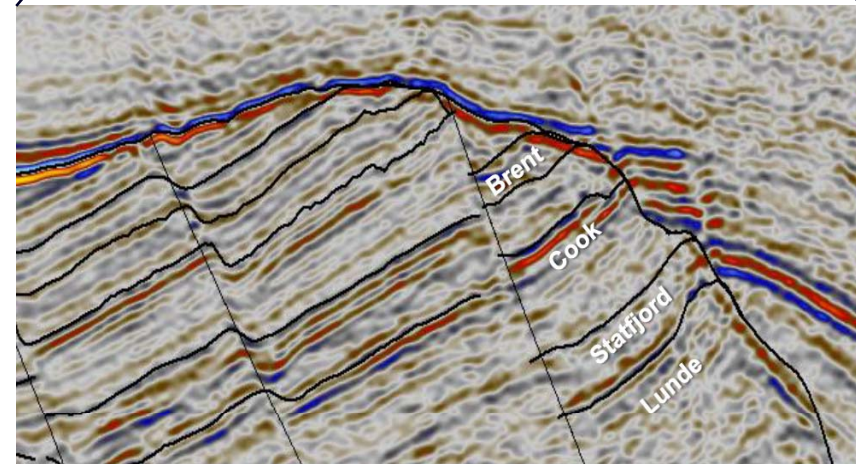
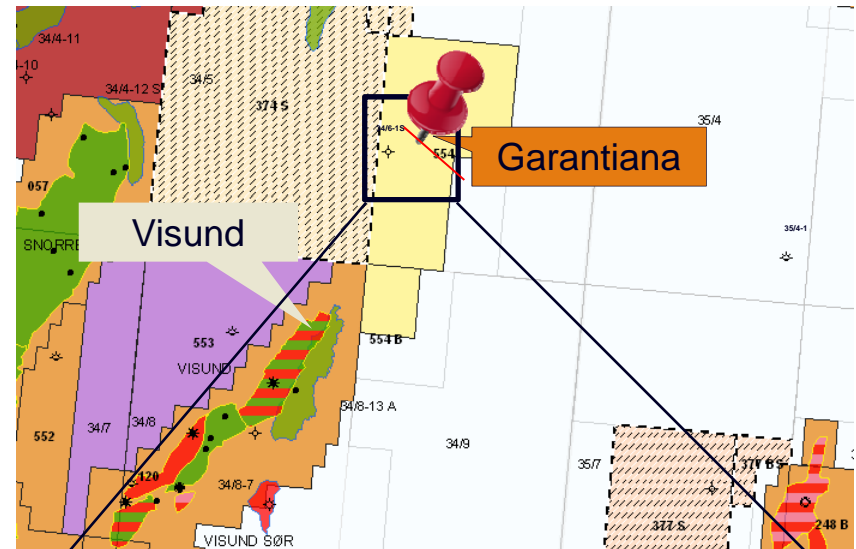
PL 440S Clapton

- Beliggenhet – nordøst for Valhallfeltet
- Borestart forventet i 2. kvartal
- Prospektstørrelse og primær risiko
 - 70-105 Mboe brutto uriskede ressurser
 - Primær risiko ligger i forsegling
- Vanddybde er 70 meter
- Faroe Petroleum er operatør
 - Det norske 10 prosent (0% av kostnad)
 - Faroe Petr. 40 prosent
 - Dana 20 prosent
 - Lundin 18 prosent
 - Noreco 12 prosent



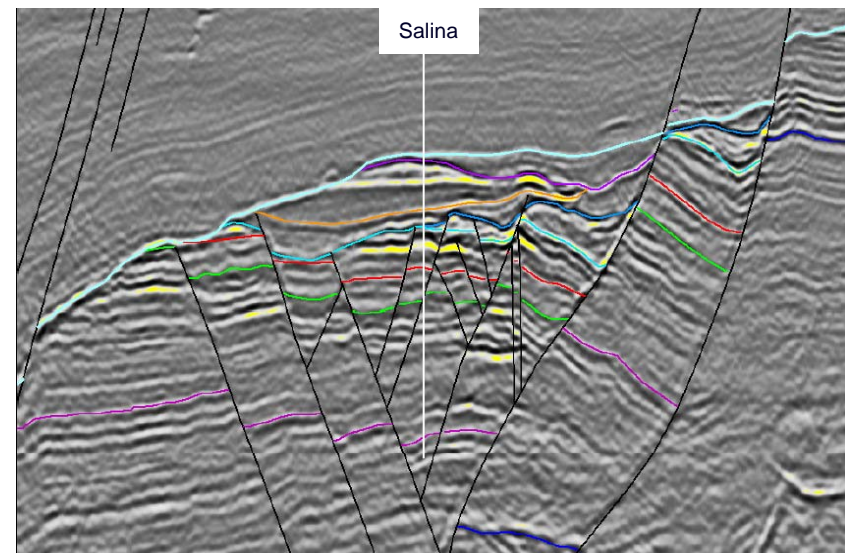
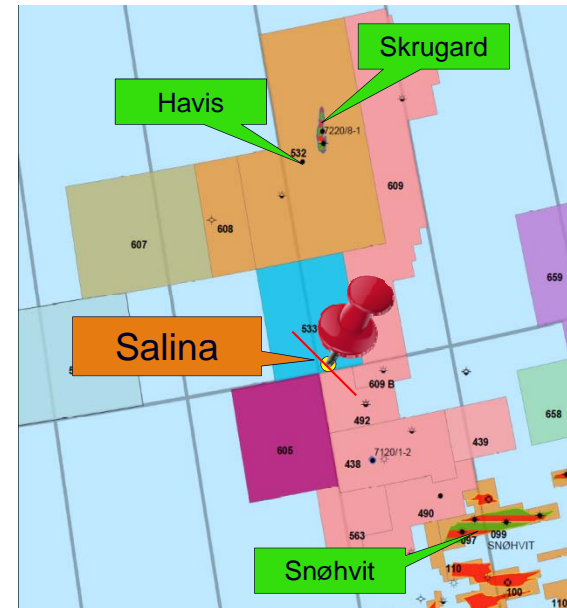
PL 554 Garantiana

- Beliggenhet – nordøst for Visundfeltet
- Borestart i 2. kvartal
- Prospektstørrelse og primær risiko
 - Brutto uriskede ressurser 25-60 MBOE
 - Rotert forkastningsblokk nedflanks av Visund
- Vanndybde er 125 meter
- Total er operatør
 - Det norske 20 prosent (10% av kostnad)
 - Total 40 prosent
 - Bridge 20 prosent
 - Svenska 20 prosent



PL 533 Salina

- Beliggenhet – sør for Skrugard/Havis
- Forventet borestart i 2. kvartal
- Prospektstørrelse og primær risiko
 - 30-110 Mboe brutto uriskede ressurser (kritt)
 - Tilleggspotensiale i jura
 - Primær risiko ligger i reservoarkvalitet og hydrokarbonfase
- Vanddybde er 340 meter
- ENI er operatør
 - Det norske 20 prosent
 - Eni (O) 40 prosent
 - Lundin 20 prosent
 - RWE Dea 20 prosent



Rigg

- Rigg sikret for Draupne
 - Maersk CJ-70 design
 - Treårig fast kontrakt
 - Opsjon på ytterligere fire år

- Maersk Guardian
 - Tre sloter – Storebjørn, Clapton, Geite

- Aker Barents
 - Førsteklasses operasjon
 - Høy oppetid
 - Vil bore Jettebrønnene for Det norske
 - Tilnærmet fullbooket gjennom fast kontrakt
 - Opsjon på forlengelse til 2016

- Ytterligere jack-up kapasitet
 - Søker ytterligere kapasitet i 2013

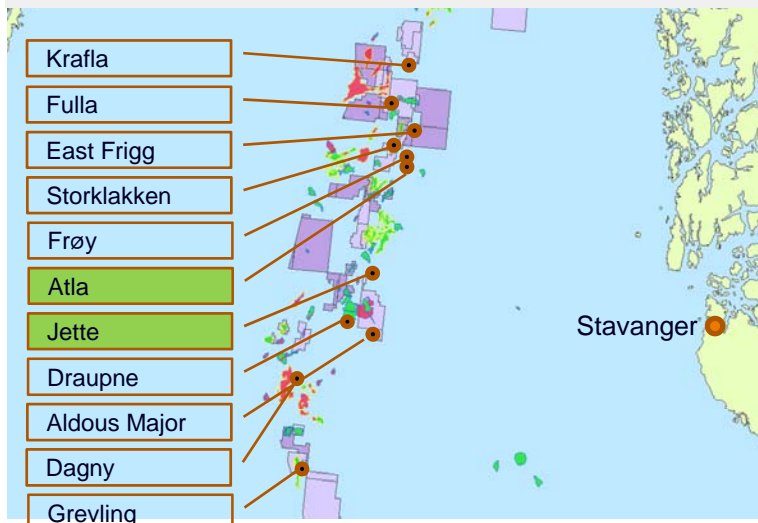


- Høydepunkt
- Økonomi
- Leteaktivitet
- Utbyggingsprosjekter
- Utsikter



Utbyggingsportefølje

Funn



Prosjektportefølje – hovedtrekk

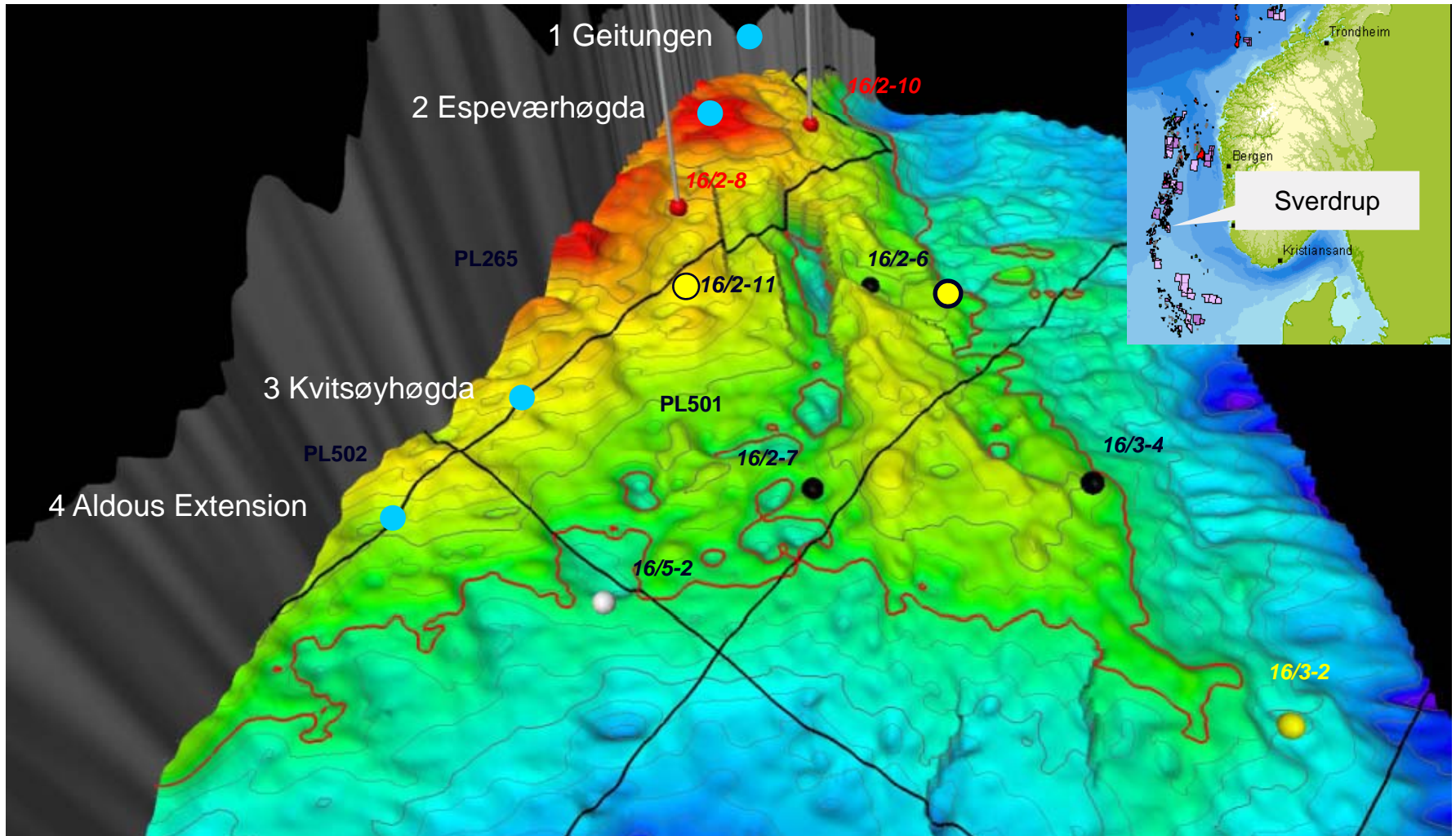
- Kun Nordsjøprosjekter
- Sterke partnerskap i alle prosjekter
- En god porteføljeoptimering med gradvis større prosjekter

Funn	Det Norges andel	Mill. fat o.e. (Brutto)	Netto fat o.e./dag Det norske	Mulig konsept	Operatør	Tidligst første produksjon
Atla (David)	10%	11	~1,000	Tie-back til Heimdal, via Skirne	Total	2012
Jette	88%	13	~12,500	Tie-back til Jotun	Det norske	2013
Krafla/Krafla West	25%	36-84	~6,000	Tie-back til Oseberg	Statoil	2015->
Draupne	35%	143	~23,000	Samordnet Draupne - Luno utb..	Det norske	2016
Fulla	15%	40-55	TBD	Tie-back Heimdal eller Bruce	Statoil*	2015->
Dagny	2-4%	198	TBD	Selvstendig utbygging – jacket plattform	Statoil	2016
Sverdrup	20%	900-1500	TBD	Selvstendig utbygging , faset	Statoil	2017->
Frøy	50%	50-85	~20,000	Områdeutvikling	Det norske	2017->
Storklakken	100%	8-12	TBD	Områdeutvikling	Det norske	2017->
East Frigg GD	20%	50-150	TBD	Områdeutvikling	Statoil*	2017->
Grevling	30%	40-95	TBD	?	Talisman	2018->

* Centrica fra 1. april 2012

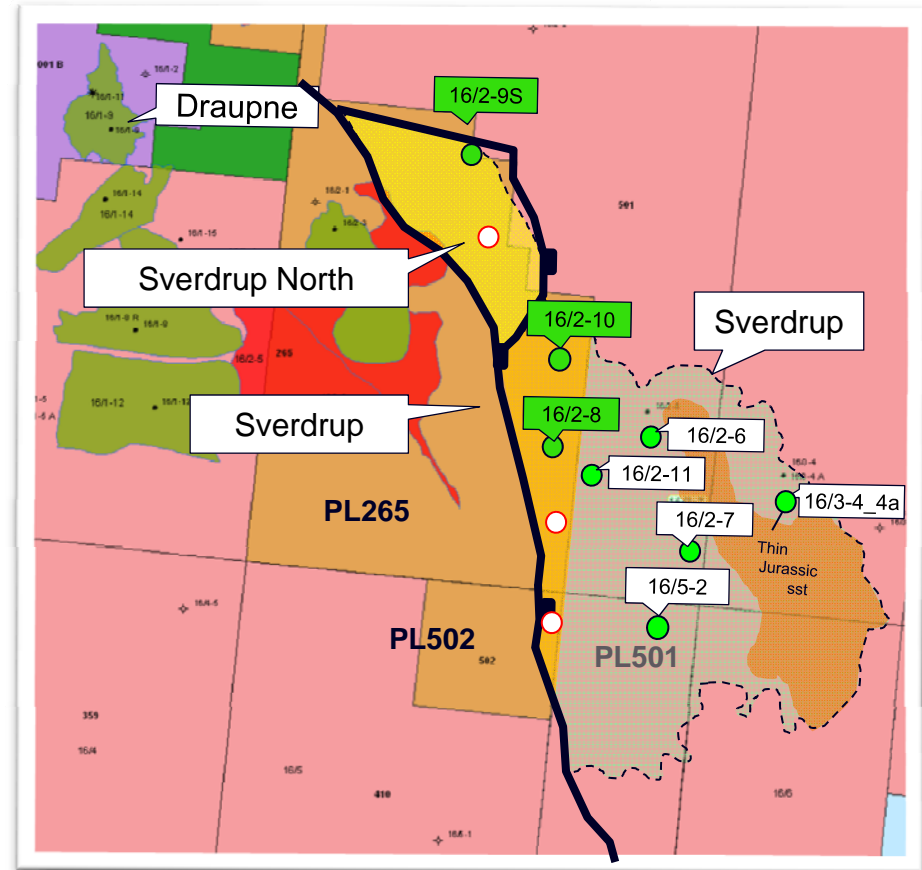
Johan Sverdrup – planlagte brønner 2012-13

- Fire godkjente avgrensingsbrønner i PL 265 og PL 502 – ihvertfall tre i 2012



Johan Sverdrup-feltet

- **Brutto volumer**
 - 900 til 1500 mill. fat i PL 265
 - Betydelige volum også i PL501
- **Netto volumer**
 - 180 til 300 mill. fat
- **Sverdrup delt mellom PL 265 og 501**
 - Unitisering nødvendig
 - Unitisering skal baseres på verdi av reservene
- **Produksjon tidligst i 2017**
 - Trinnvis utbygging
- **Avgrensingsbrønner**
 - Fire brønner i PL 265/502



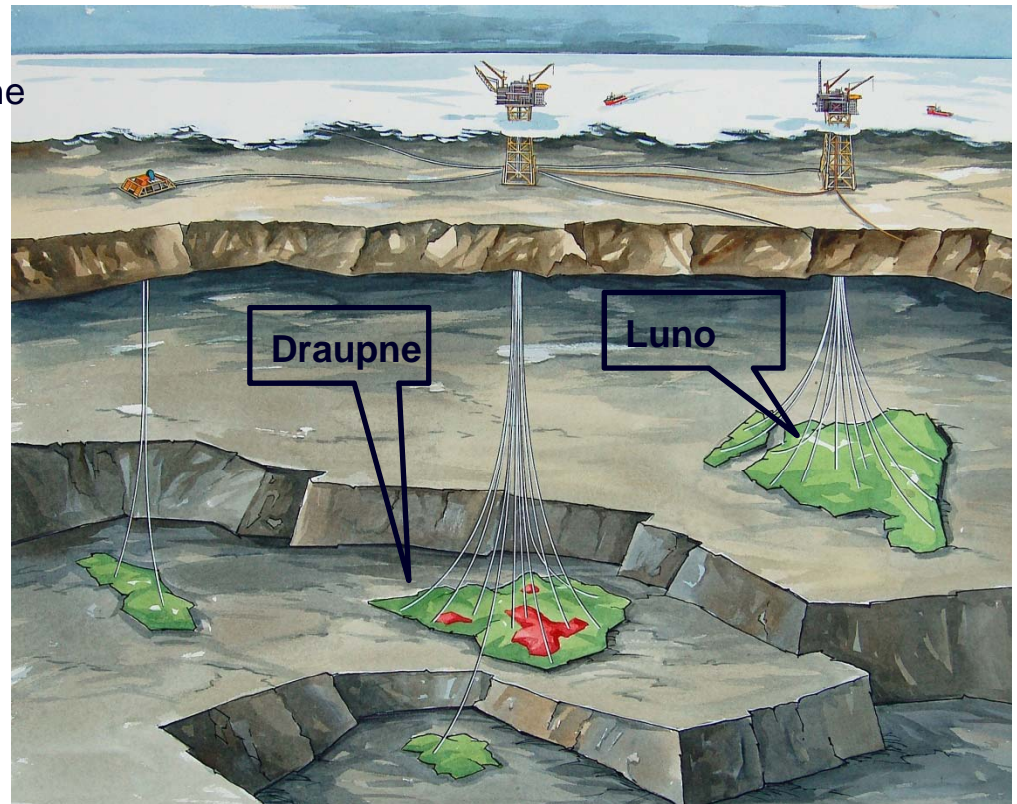
265:	
Det norske	20%
Statoil (Op)	40%
Petoro	30%
Lundin	10%

PL 502:	
Det norske	22%
Statoil (Op)	45%
Petoro	33%

PL 501:	
Lundin (Op)	40%
Statoil	40%
Mærsk	20%

Samordnet utbygging for Draupne and Luno

- Utbyggingsløsning
 - Jacket-plattform
 - Første fase - separasjon på Draupne
 - Endelig prosessering på Luno
- Fordel – redusert CAPEX
- Draupne – brutto volumer
 - 143 mill. fat o.e. (P50)
- Innlevering PUD 2012
- Draupne partnerskap
 - Det norske 35 prosent (O)
 - Statoil 50 prosent
 - Bayerngas 15 prosent



Jette PUD

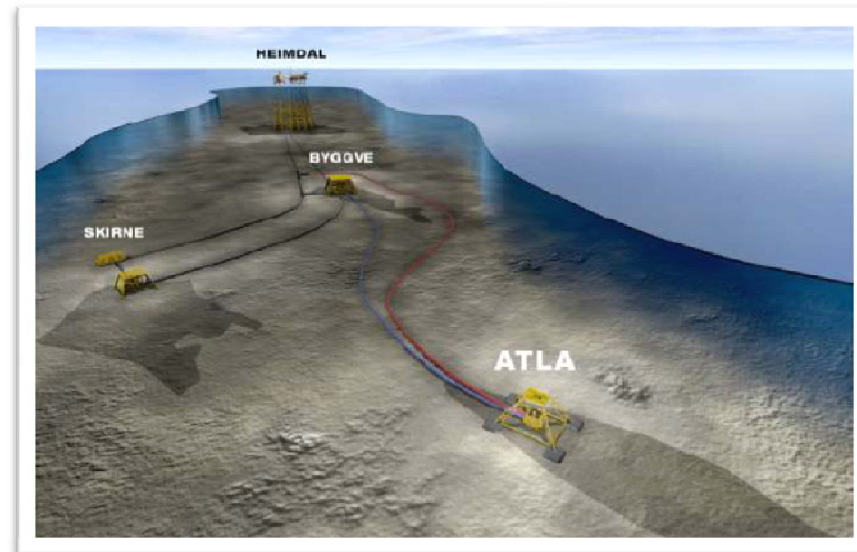
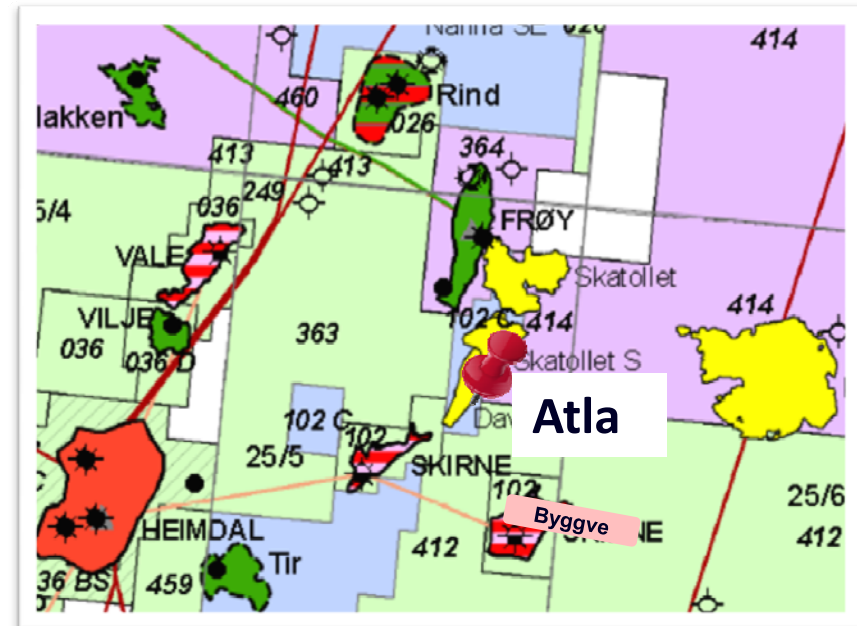
- Produksjon:
 - Brutto 14 000 fat o.e. / dag
 - Netto 12 500 fat o.e. / dag
 - Første olje 1. kvartal 2013
 - Relativt kort produksjonsliv
- Kapitalkostnader
 - Netto ~ NOKM 1900 i 2012
- Utbyggingsløsning
 - Subsea tie-back til Jotun B
 - To horisontale produksjonsbrønner
- Det norske er operatør
 - Det norske 88 prosent
 - Petoro 12 prosent*

* Forhandlinger pågår



Atla PUD

- Produksjon
 - Brutto ~ 10 000 fat o.e. / dag
 - Netto ~ 1000 fat o.e. / dag
 - Første gass 2012
- Kapitalkostnader
 - Netto ~ NOKM 100 i 2012
- Utbyggingsløsning
 - Subsea tie-back via Skirne til Heimdal
- Total er operatør
 - Det norske 10 prosent
 - Total (Op) 40 prosent
 - Petoro 30 prosent
 - Centrica 20 prosent



- Høydepunkt
- Økonomi
- Leteaktivitet
- Utbyggingsprosjekter
- Utsikter



Utsikter og oppsummering

■ Eventyrlige leteresultater i 2011

- Omfattende leteprogram i 2012
- Forventer tre til fire brønner på Johan Sverdrup i 2012
- Bra runde for Det norske i TFO 2011 med ni lisenser og tre operatørskap

■ Prosjekter

- Levert PUD for både Atla og Jette. Begge nå godkjent.
- Atla og Jette kan løfte Det norske produksjon opp til over 10 000 fat o.e. / dag i 2013
- Draupne – Luno forhandlinger pågår

■ Finansielt

- Mellomsiktige utbyggingsprosjekter fullfinansiert vha kommitert maksimum låneavtale pluss likvide midler på 800 mill. USD (4,8 mrd.NOK) tilgjengelig



DET NORSKE

NEST STØRST PÅ NORSK SOKKEL