



Det norske – Presentasjon 2. kvartal 2011

- *Administrerende direktør* Erik Haugane
- *Finansdirektør* Teitur Poulsen

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 REGULATIONS. 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

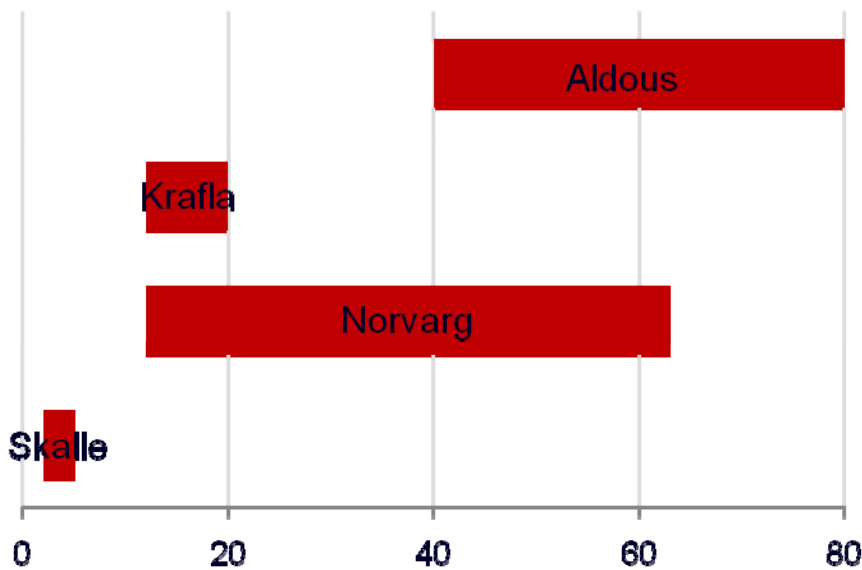
- Høydepunkt og operasjoner
- Økonomi
- Leteaktivitet
- Utbyggingsprosjekter
- Transaksjoner og utsikter



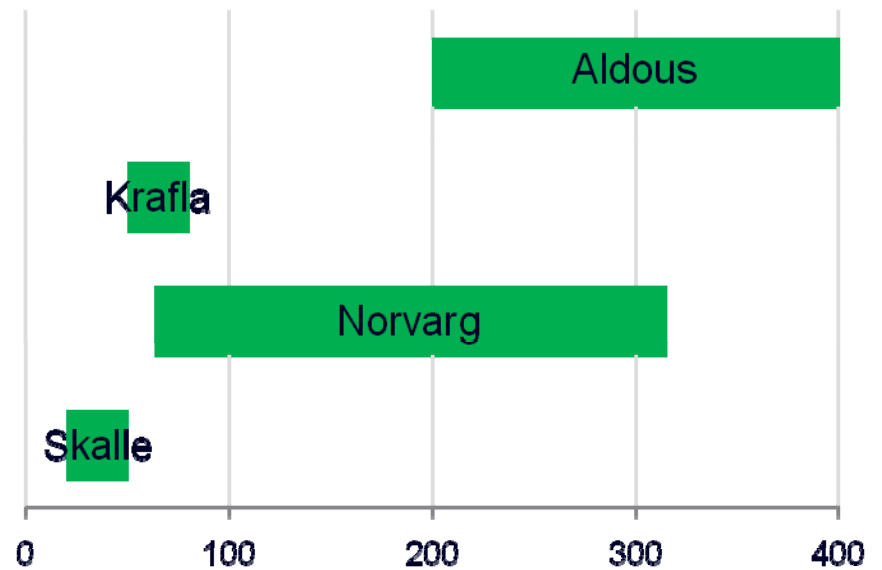
Vellykket letevirksomhet

Mer enn 100 MBOE i oppdagede ressurser netto til Det norske

Netto ressurser til Det norske (MBOE)



Totale utvinnbare ressurser (MBOE)



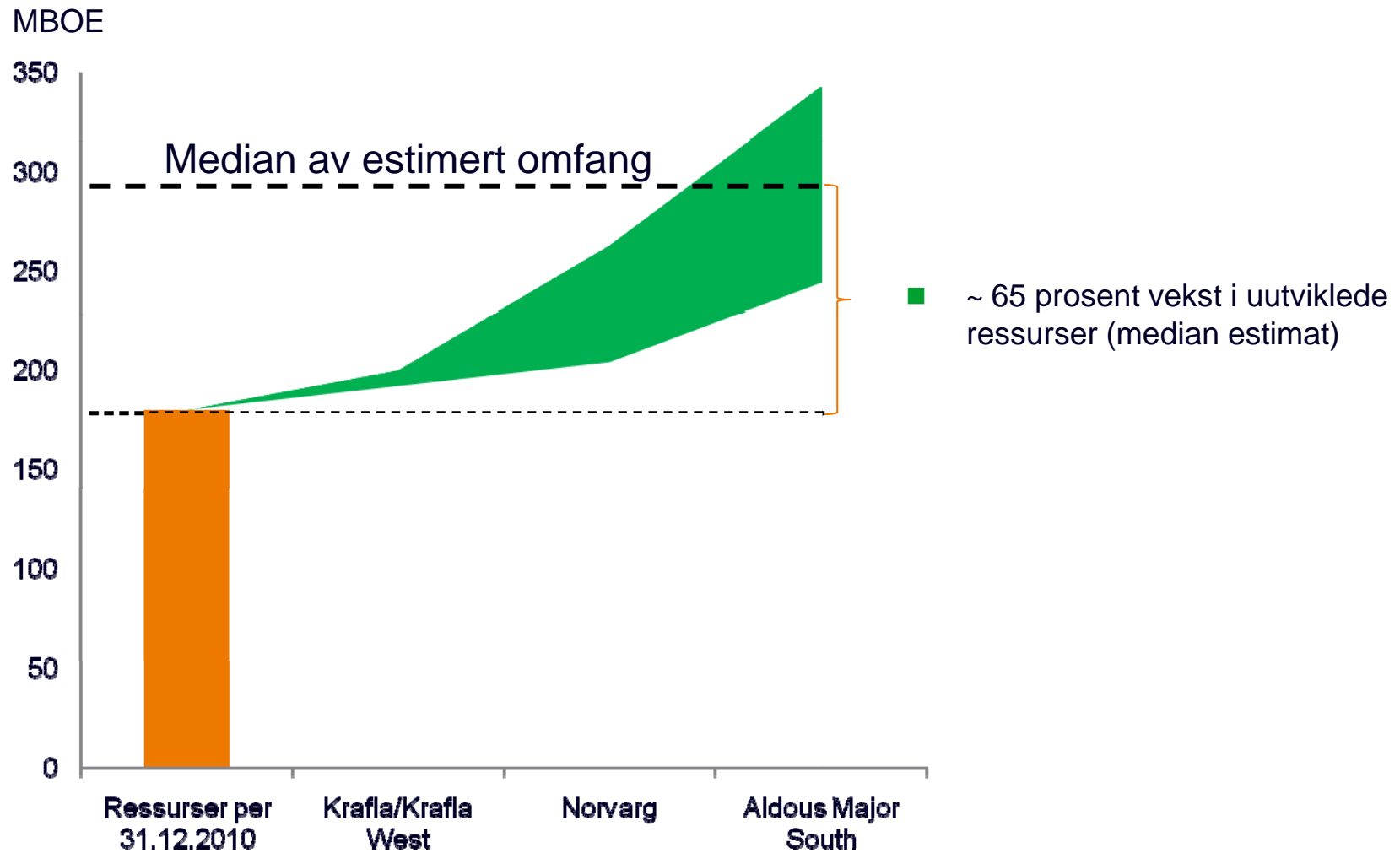
Prosjektutbygging

- PUD for Atla er overlevert OED
- Draupne og Jette er under utarbeidelse

Økonomi

- Inntekter MNOK 96.3
- Resultat MNOK -42.2

Ressursutvikling



Agenda

- Høydepunkt og operasjoner
- **Økonomi**
- Utbyggingsprosjekter
- Leteaktivitet
- Transaksjoner og utsikter

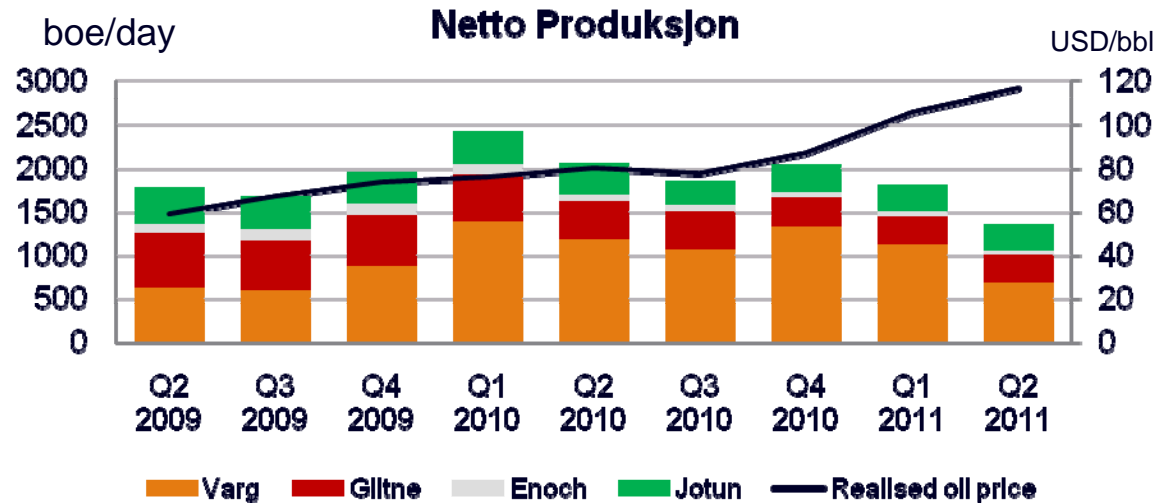


Økonomiske høydepunkt

	Q2 2011	Q2 2010	% endring
Produksjon boe/dag	1399	2062	-32%
Oppnådd oljepris (\$/bbl)	116.3	79.9	46%
Kontantstrøm fra produksjon, MNOK	41.1	49.5	-17%
Letekostnader, MNOK	177.8	367.2	-52%
Netto resultat, MNOK	-42.2	-104.8	60%
Letekostnader før skatt, MNOK	450.5	911.6	-51%

Høy oljepris, redusert produksjon

Historisk oljeproduksjon



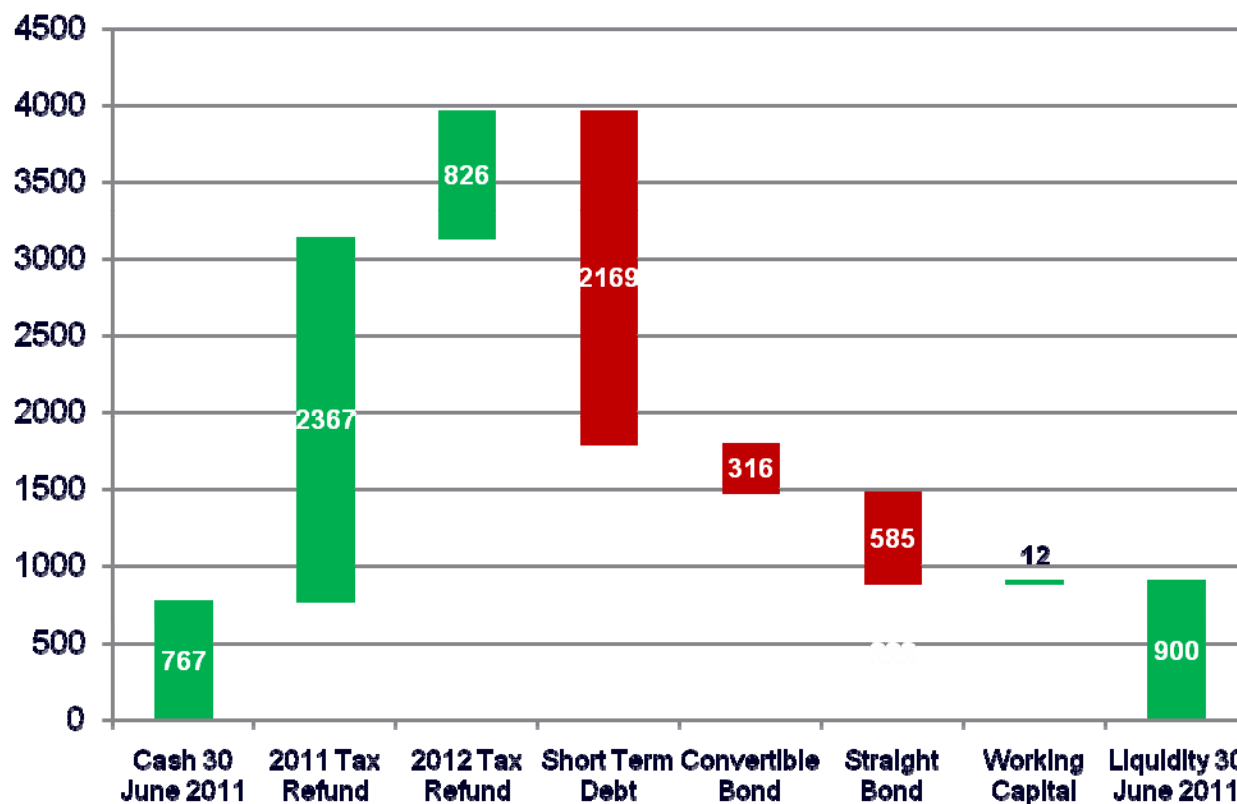
Produserende felt

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

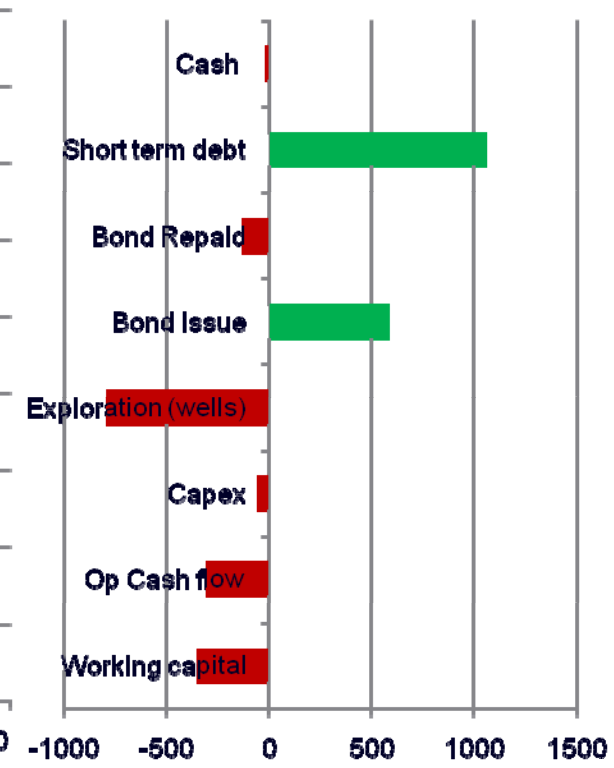
Resultatmargin \$/boe	Q2 2010	Q3 2010	Q4 2010	Q1 2011	Q2 2011	Comment
Petroleumsinntekter \$/boe	79.9	77.9	87.1	106.1	116.3	Basert på løftede volum
3'parts tariffinntekt \$/boe	3.7	4.4	4.3	3.9	8.5	Basert på produserte volum
Driftskostnader \$/boe	36.3	39.1	40.6	47.2	74.9	Basert på produserte volum
Kontant skatt \$/boe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Drift KS \$/boe	47.3	43.1	50.8	62.8	49.9	
Drift KS (NOKm)	49.5	43.2	58.6	56.0	41.1	

Likviditetsposisjon utgangen av 1H 2011

Likviditetsposisjon ved utgangen av 1H 2011 (MNOK)



1H Kontantstrøm (MNOK)



Ikke revidert

Resultatregnskap

MNOK	Q2 2011	Q2 2010	Kommentar
Driftsinntekter	96.3	88.7	Høye salgspriser for råolje kompenserer for lavere produksjon og svakere dollarkurs
Produksjonskostnader	52.3	38.0	Vargbrønn vedlikeholdskostnader. 3'parts tariff inntekt reklassifisert som inntekt
Lønnskostnader	10.1	1.4	Færre opererte brønner
EBITDAX	33.9	49.3	
Utforskningskostnader	177.8	367.2	Breiflabb kostnadsført
Avskrivninger	20.6	44.1	Lavere produksjon
Nedskrivninger	28.0	32.7	4 lisenser besluttet tilbakeført
Andre driftskostnader	15.2	14.5	Inkluderer arealavgift
Driftsresultat	-207.9	-409.3	
Netto finansposter	-51.8	7.9	Rentekostnader tilsvarende.
Resultat før skatt	-259.6	-401.4	
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-217.5	-296.6	
Resultat	-42.2	-104.8	

Letekostnader

MNOK	Q2 2011	Q2 2010	Kommentar
Seismikk, lisens G&G etc	91.6	89.0	
Kostnadsførte balanseførte letebrønner relatert til forrige kvartal	2.4	9.8	
Kostnadsførte tørre brønner	29.2	293.6	PL 416 Breiflabb
Andel lønn og andre driftskostnader	54.4	28.3	Færre opererte aktiviteter i Q2 11
Andre kostnader	0.1	-53.5	Bredford Dolphin garanti i Q2 10
Letekostnader	177.8	367.2	

Ikke revidert

Balanse

Eiendeler (MNOK)	30.06.11	31.12.10	Kommentar
Anleggsmidler, Goodwill, Andre	4 070.6	3 931.5	Balanseført Krafla, Krafla West, Skalle, Norvarg
Aktiverte leteutgifter (leting 2011)	825.7		1H 2011 leteutgifter
Forskuddsbetalinger	37.0	106.3	Relatert til Aker Barents riggkontrakt
Sum anleggsmidler*	4 933.3	4 037.7	
Varelager, fordringer	576.3	541.8	Forskuddsbetaling på Aker Barents, regninger til forfall fra Aker Barents fremleie
Derivater	0	6.0	FX USD:NOK
Beregnet skatt til utbetaling (leting 2010)	2 366.6	2 344.8	Opptjente renter
Betalingsmidler	766.5	789.3	
Sum omløpsmidler	3 709.4	3 681.9	
Sum eiendeler	8 642.6	7 719.6	
Egenkapital og Gjeld (MNOK)	30.06.11	31.12.10	Kommentar
Egenkapital	2 866.3	3 160.2	
Utsatt skatt, avs. fjerning- og nedstenging	2 122.3	2 060.2	
Sum avsetning for forpliktelser	2 122.3	2 060.2	
Langsiktig gjeld - Obligasjon	585.5		Usikret obligasjon– forfaller januar 2016
Kortsiktig lån, obligasjoner	2 485.6	1 532.3	Letefasilitet og konvt. obligasjon (Moden des. 2011)
Leverandørgjeld, Annen kortsiktig gjeld, Offentlige trekk og avgifter	583.0	966.9	
Sum kortsiktig gjeld	3 068.6	2 499.2	
Sum gjeld	5 776.3	4 559.4	
Sum egenkapital og gjeld*	8 642.6	7 719.6	

Q2 2011 Økonomisk oppsummering

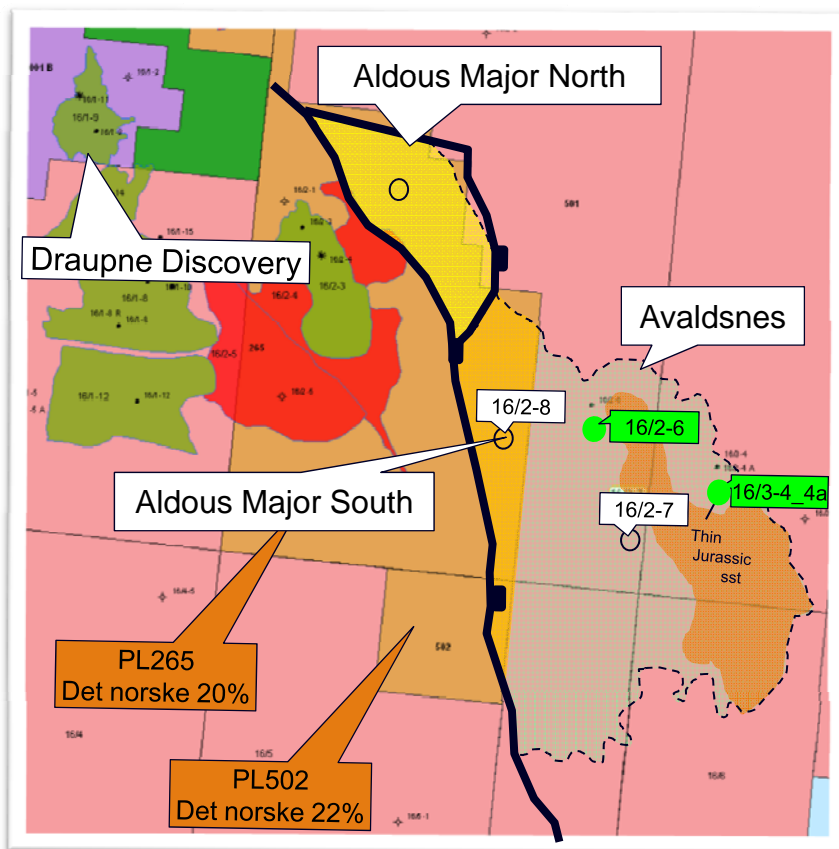
- Kontantstrøm fra produksjon MNOK 41.1 – høy oljepris, men redusert produksjon
- Lave letekostnader (expenses) grunnet gode leteresultater dette kvartal
- MNOK 900 i netto kontanter
- I overkant av MNOK 700 i likvide reserver i letefasiliteter
- Økende ressursbase gir fleksibilitet i fremtidig finansiering

Agenda

- Høydepunkt og operasjoner
- Økonomi
- **Leteaktivitet**
- Utbyggingsprosjekter
- Transaksjoner og utsikter



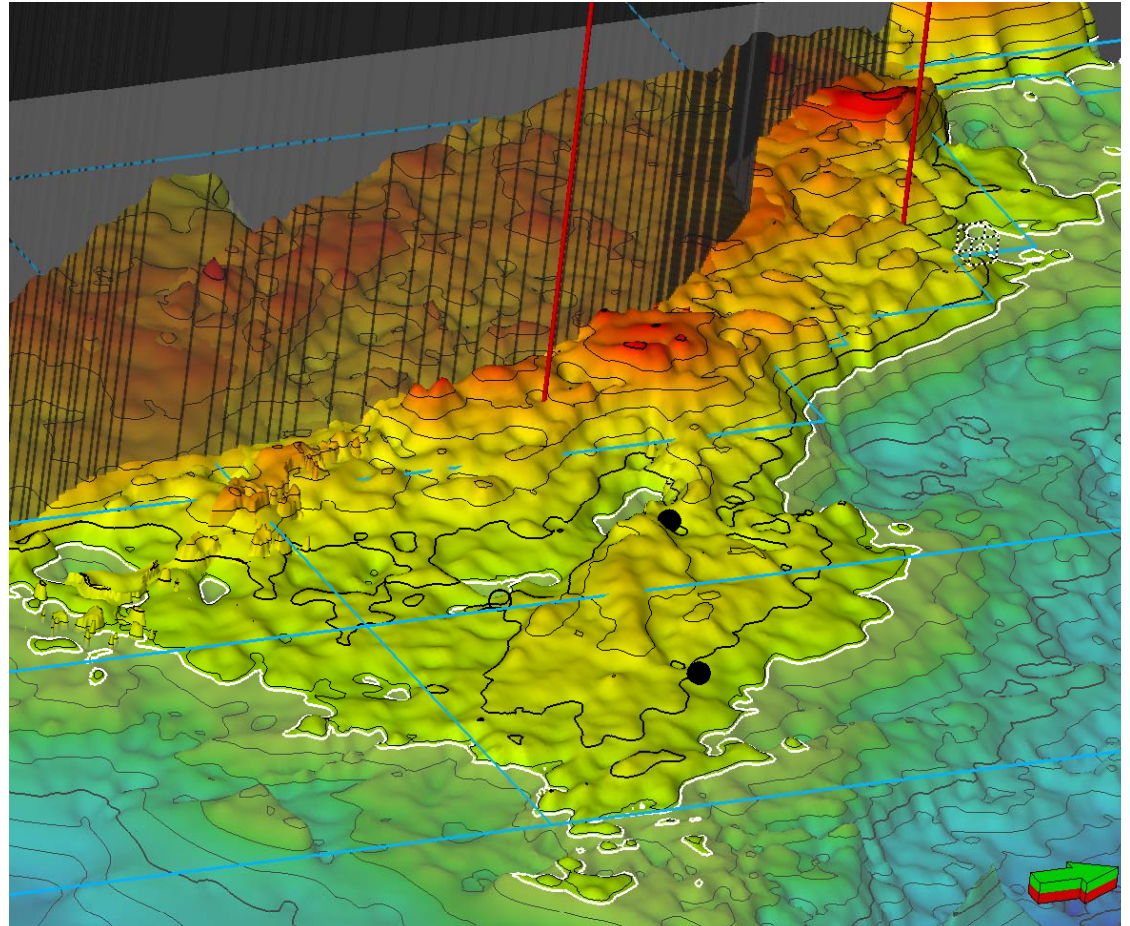
Aldous Major Sør – A ”company maker”



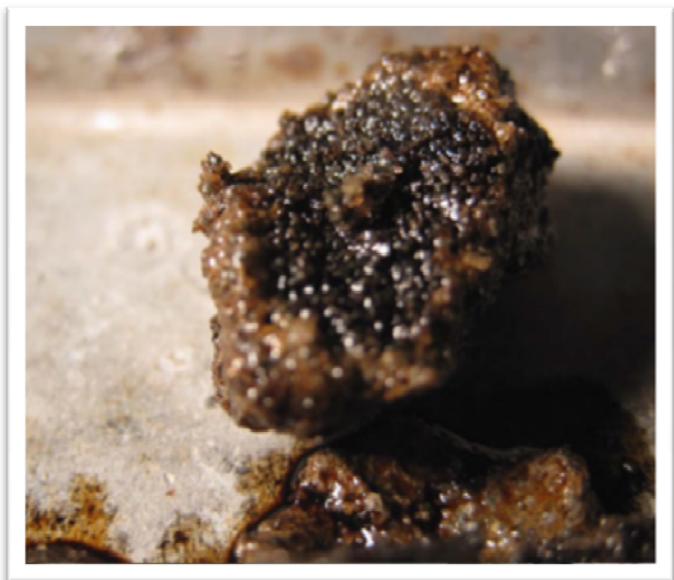
- Totale volum – 400 til 800 millioner fat #
 - Netto Det norske – 80 til 160 millioner fat #
 - Svært gode reservoaregenskaper
 - Sterkt partnerskap
 - Operert av Statoil
 - Flere brønner bekrefter dette funnet, noe som øker verdien per fat ved funnet
- # Oppdatert etter presentasjon

Utmerkede reservoaregenskaper

- Store volum 400-800 mill. Fat (oppdatert etter presentasjon)
 - Med ytterligere oppside
- Stor oljekolonne ~ 65 meter
- Utmerkede reservoaregenskaper
 - Mer enn 90% netto
 - Potensielt høy oljestrøm
 - Få produksjonsbrønner påkrevd
- Olje av høy kvalitet
- Grunt vann ~ 112 meter
- Tilsvarende olje/vann kontakt bekrefter kommunikasjon med Avaldsnes
 - (Lundin: 100-400 MBO)



Høykvalitets reservoaregenskaper



- Olje siver ut av kjernen
- Porøs sandstein

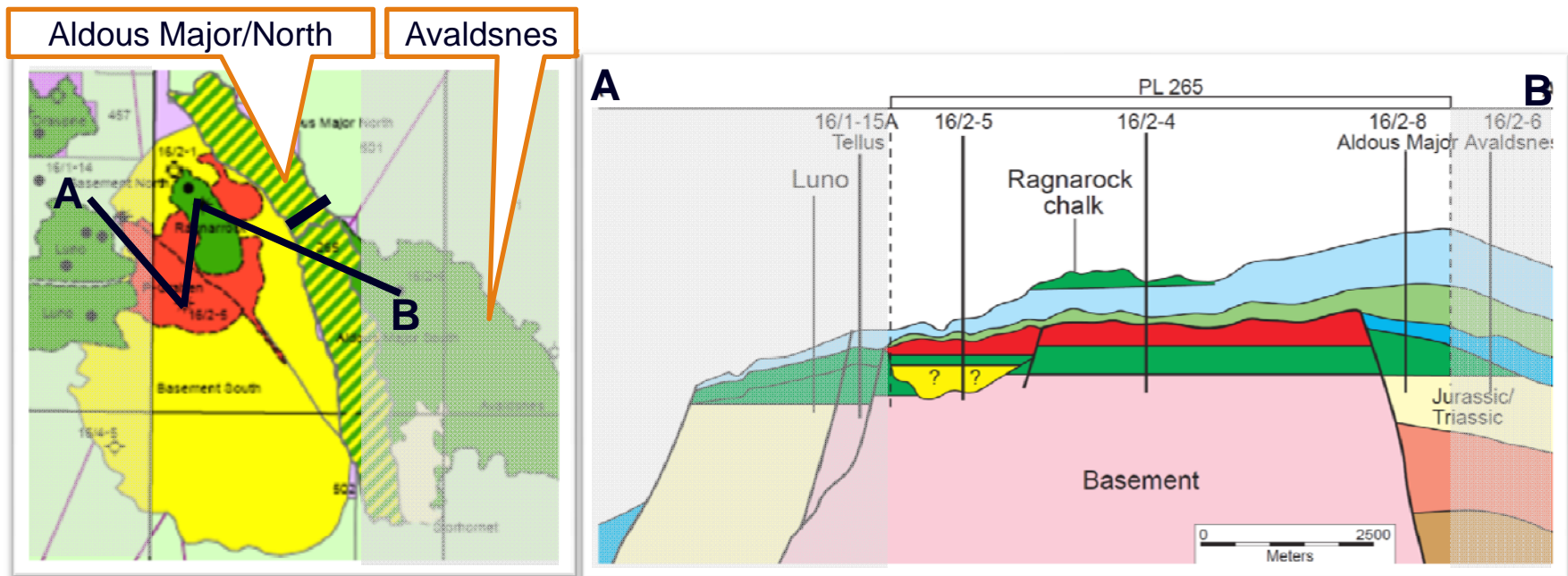
Oppsidepotensial

Aldous Major Nord

- Aldous North vil bli boret back-to-back.
- Vil bli spuddet om noen få uker
- Potensielt store volum
- Delvis uavhengig av Aldous Major Sør

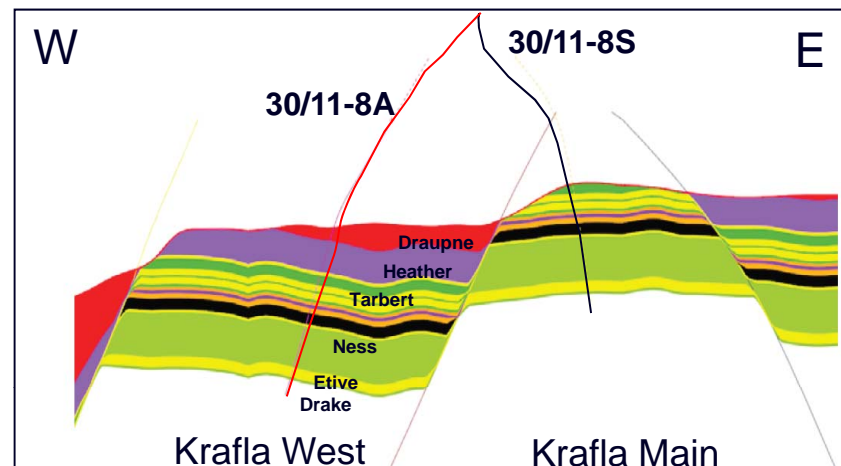
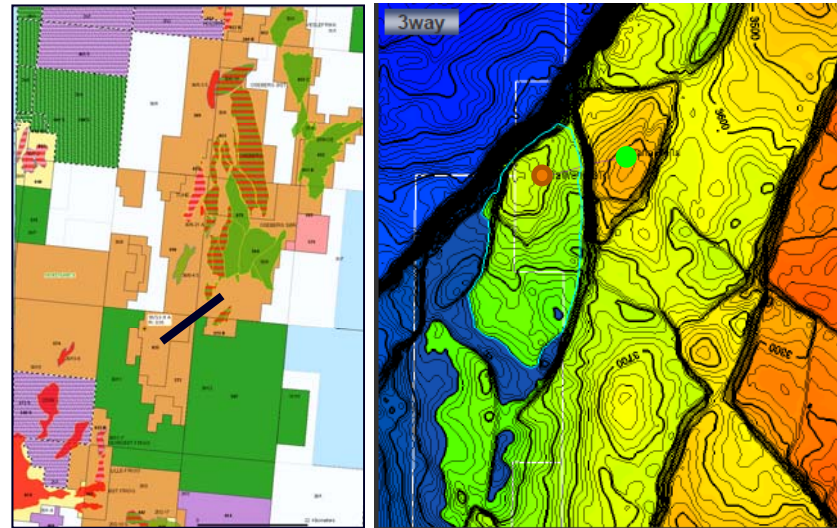
Kjelleren i PL 265

- Store volum også i kjelleren
- Produksjonstest i 16/1-15 A - Tellus brønnen - viser potensielt kommersielle produksjonsrater



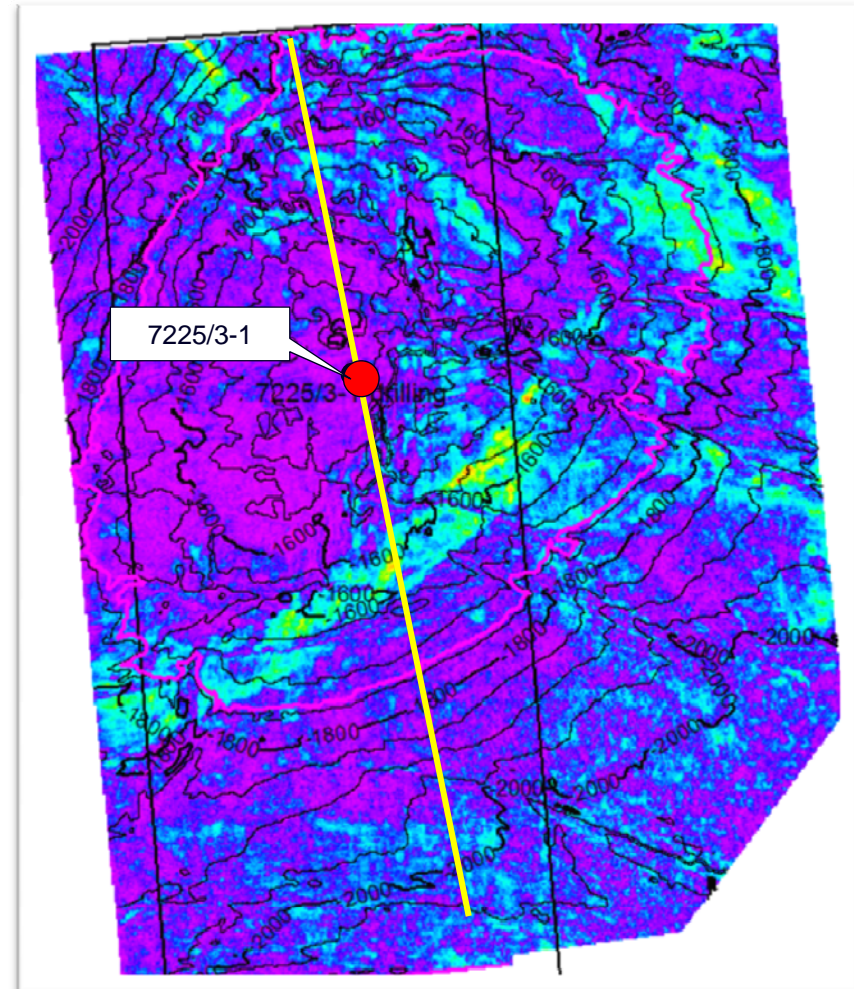
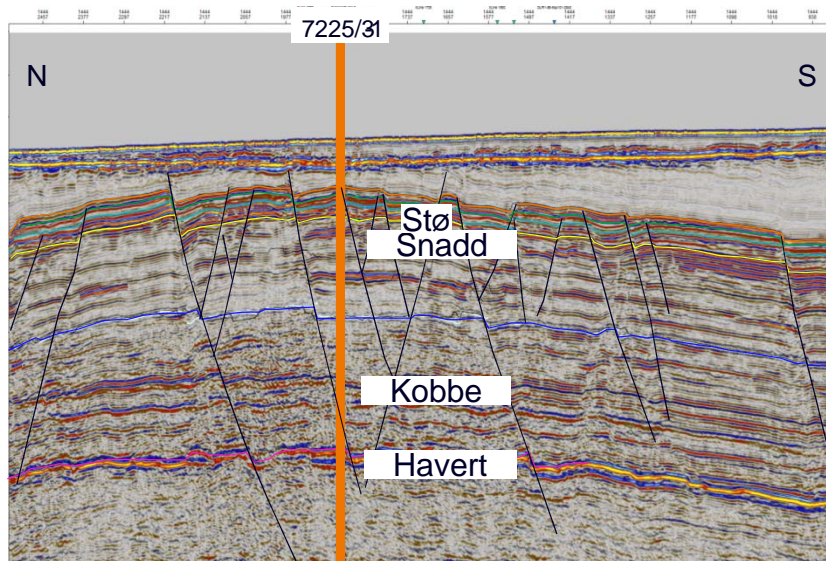
Krafla/ Krafla W – Funn av stor verdi

- Totale reserver på 50 – 80 mill fat
 - Netto til Det norske – 12.5 til 20 mill fat
- Sannsynligvis en hurtig utbygging
- 16 kilometer fra Oseberg Sør K-ramme
- Lav investeringer per fat
 - Veldig gode reservoaregenskaper
 - Undervanns tilknytning
- Statoil er operatør
 - Det norske har 25 prosent



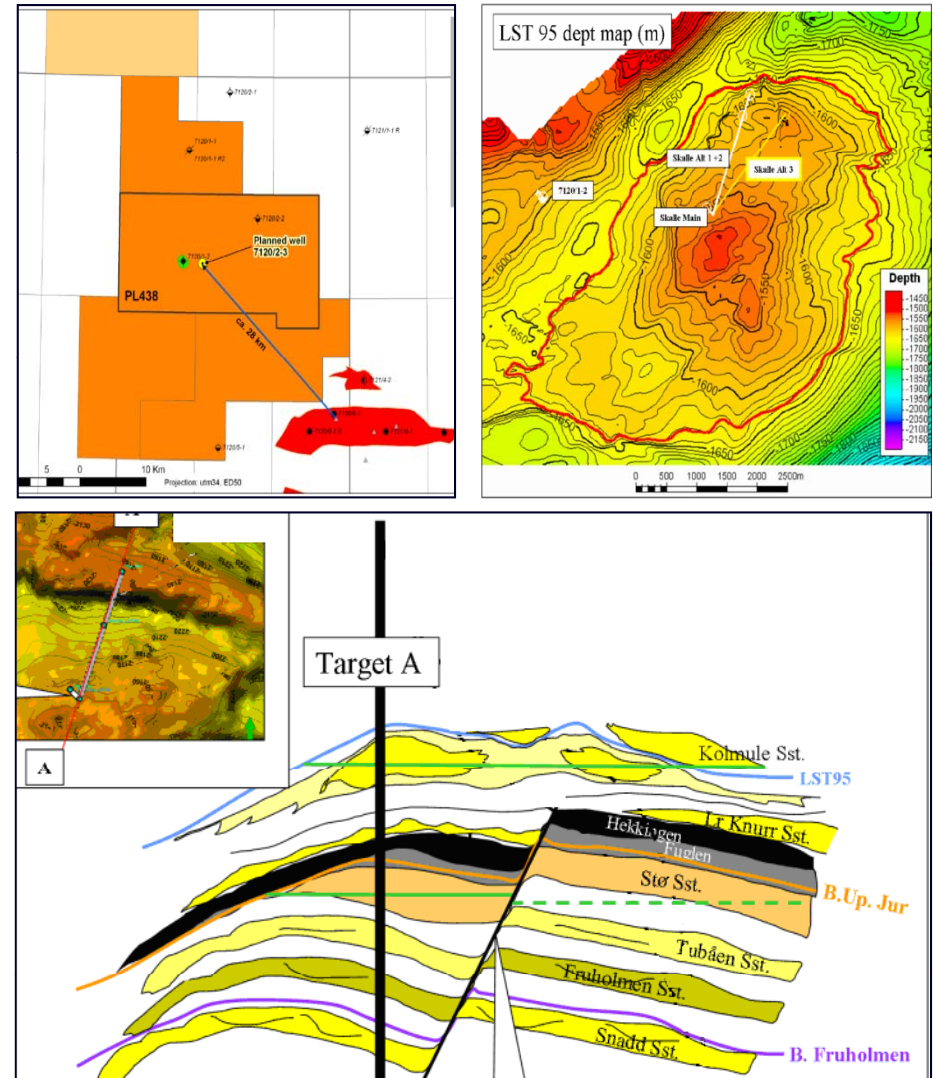
Norvarg - et gassfunn i Barentshavet

- Totale reserver; 63 – 315 mill fat
 - Netto til Det norske – 12.5 til 63 mill fat
- Vellykket produksjonstest
 - Stabil strømningsrate på 180 000 m³/dag
- Operatør - Total
 - Det norske har 20 prosent



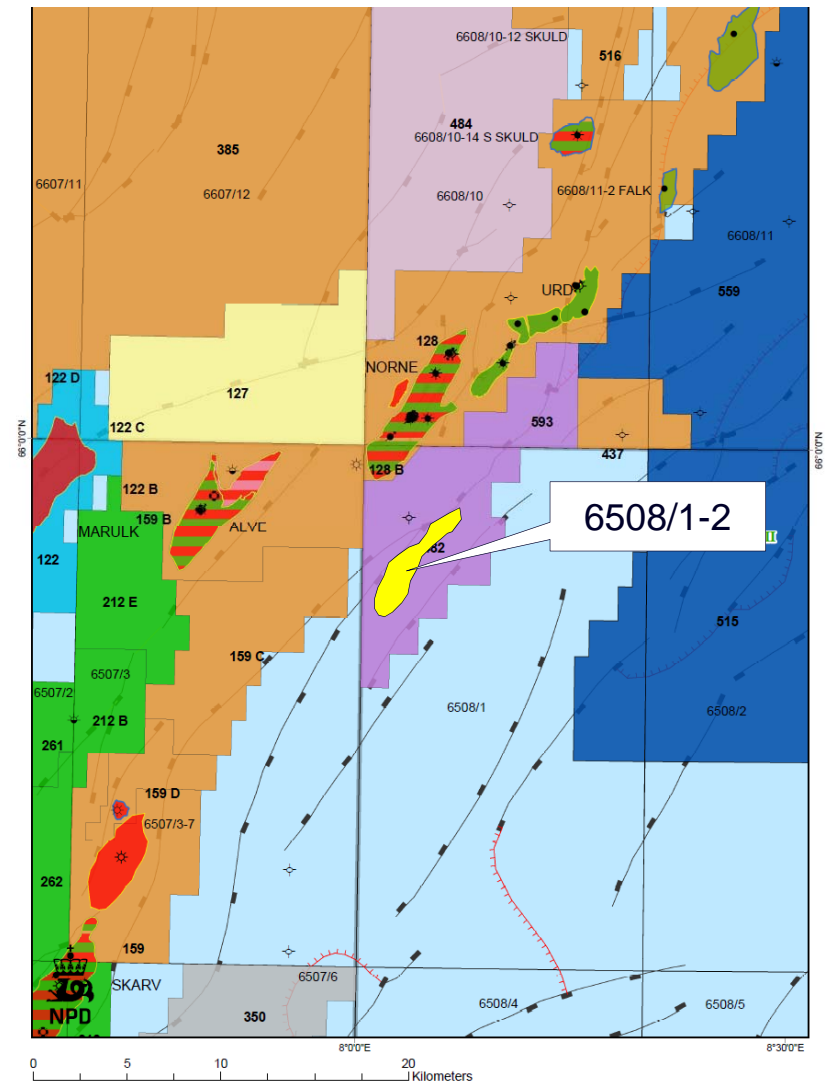
Skalle – et marginalt funn med oppside

- Totale volum i størrelsesorden 2.5 til 8 BCM
- Påvist gass på tre nivå
 - Kolmule
 - Knurr
 - Stø
- Ytterligere potensial
 - Dypere oljelag i cretaceous
 - Oppside i substrukturene på Skalle
- Operert av Lundin
 - Det norske har 10 prosent



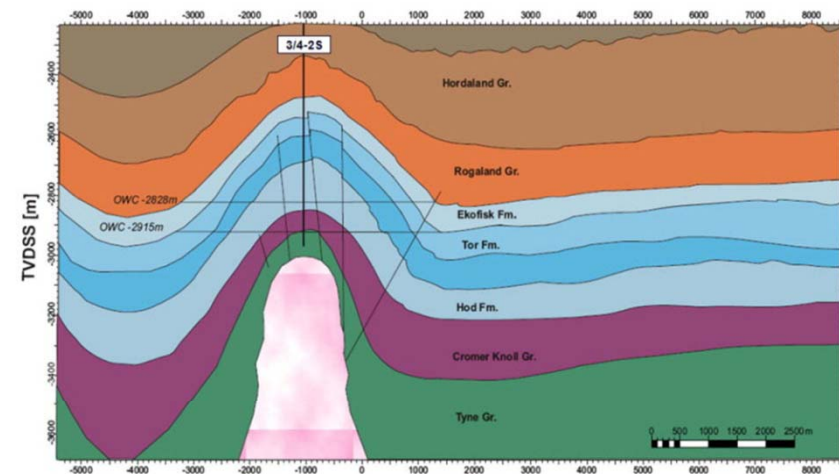
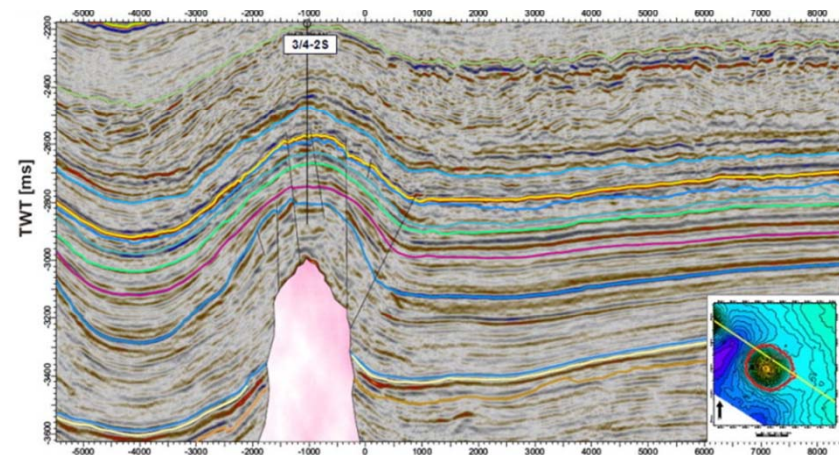
Skaugumsåsen – vårt neste mål

- Lokalisert i Norskehavet
- Brønnen spuddes i midten av august
- Prospekt
 - Brutto uriskede ressurser 20 – 90 mill fat
 - Hovedrisikoen ligger i kilde og migrasjon
- Vanndybden i området er 390 meter
- Bores av Aker Barents
- Operatør - Det norske
 - Det norske har 65 prosent



Ulvetanna – en krittformasjon

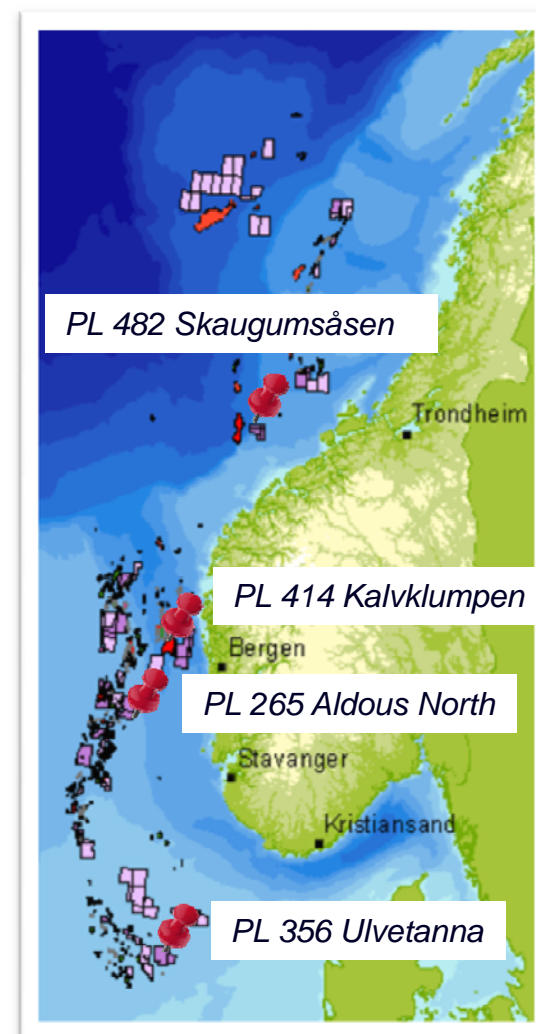
- Lokalisert i den sørlige Nordsjø
- Borestart i midten av september
- Prospekt:
 - Brutto uriskede ressurser - 70 til 250 MBO
 - Hovedrisikoen ligger i reservoarets tilstedeværelse og kvalitet
- Vanndybde på 51 meter
- Det norske er operatør
 - Det norske har 50 prosent



Flere "high-impact" brønner klare i 2011

PL	Prospekt & (operatør)	Net %	Borestart	Bruttoressurser Mill. fat oe
265	Aldous Nor (Statoil)	20	Q3	Betydelig
482	Skaugumsåsen (Dn)	65	Pågår	20-90
356	Ulvetanna (Dn)	50	Q3	70-250
414	Kalvklumpen (Dn)	40	Q3	75-180
450	Storebjørn (delvis bærevtale)	60	2012	
497	Geite (Dn)	35	2012	
440	Clapton (bærevtale)	10	2012	
453	Ogna	25	2012	
554	Guarantiana (bærevtale)	20	2012	
533	Salina	20	2012	
568	Isbjørn	20	2012	

- Det norske planlegger å delta i 8 til 10 letebrønner (inkludert avgrensingsbrønner) i 2012



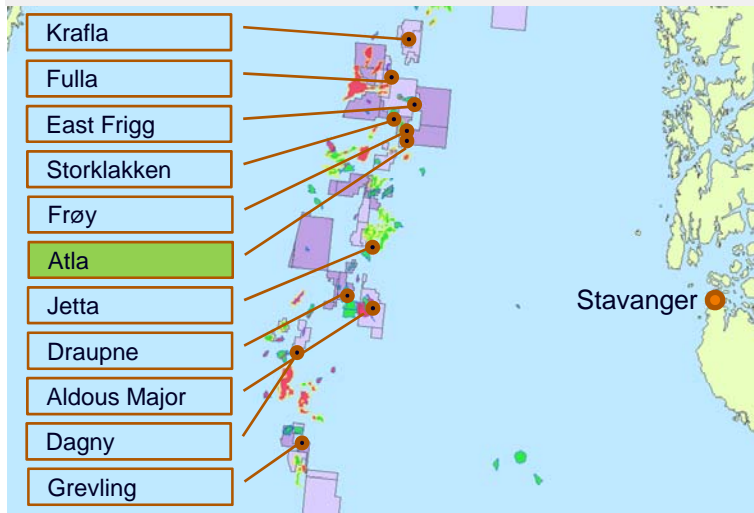
Agenda

- Høydepunkt og operasjoner
- Økonomi
- Utbyggingsprosjekter
- Leteaktivitet
- Transaksjoner og utsikter



Utbyggingsportefølje

Funn



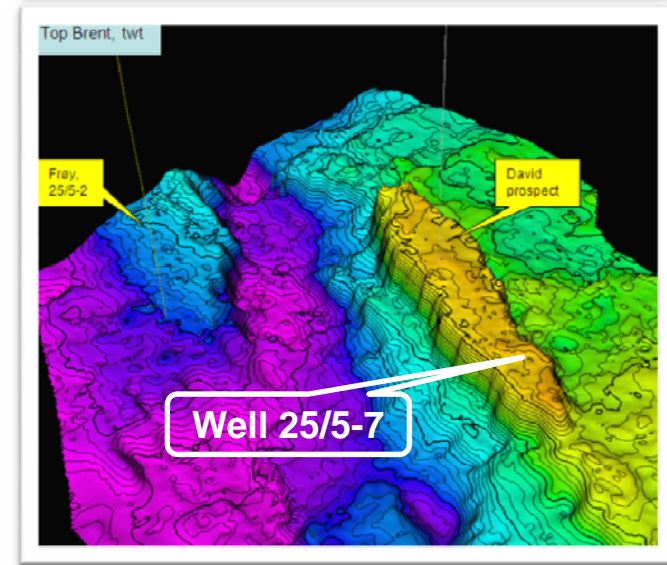
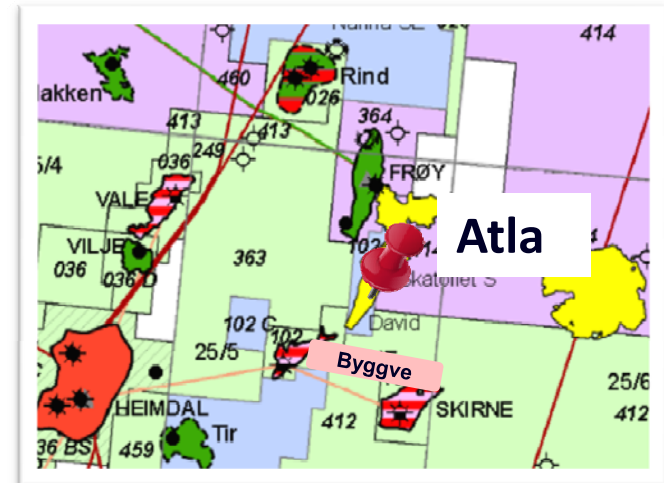
Hovedtrekk

- En ren Nordsjø-portefølje
- 11 diversifiserte prosjekter i størrelse/capex
- Draupne/Aldous - to utbygginger i verdensklasse
- Sterke partnerskap

Funn	Det Norske's andel	Mill fat o.e (Brutto)	Net fat oe/dag Det norske	Mulig konsept	Operatør	Tidligste første produksjon
Atla (David)	10%	11	~1,000	Tie-back til Heimdal, via Skirne	Total	2012
Jette	60%	13	~8,000	Tie-back til Jotun	Det norske	2013
Krafla/Krafla West	25%	50-80	~6,000	Tie-back til Oseberg South	Statoil	2014->
Draupne	35%	140	~23,000	PdQ eller FPSO	Det norske	2015->
Fulla	15%	40-55	TBD	Tie-back Heimdal eller Bruce	Statoil	2015->
Frøy	50%	60	~20,000	Områdeutvikling	Det norske	2016->
Storklakken	100%	10	TBD	Områdeutvikling	Det norske	2016->
East Frigg	20%	40-74	TBD	Områdeutvikling	Statoil	2016->
Aldous Major South	20%	200-400	TBD	Stand alone	Statoil	2016->
Dagny	2-7%	286	TBD	Stand alone	Statoil	2016->
Grevling	30%	40-95	TBD	?	Talisman	2017->

Atla PUD overlevert – nært forestående produksjon

- Total overleverte en PUD for Atla i juli
- Subsea tie-back via Skirne til Heimdal
- Første gass/kondensat beregnet til sent 2012
- Potensielle platåvolum på 1 000 fat per dag netto til Det norske
- Brutto investeringer på omkring NOK 1.4 milliarder
- Operatør - Total
 - Det norske har 10 prosent



Nær en beslutning på Jette (Jetta)

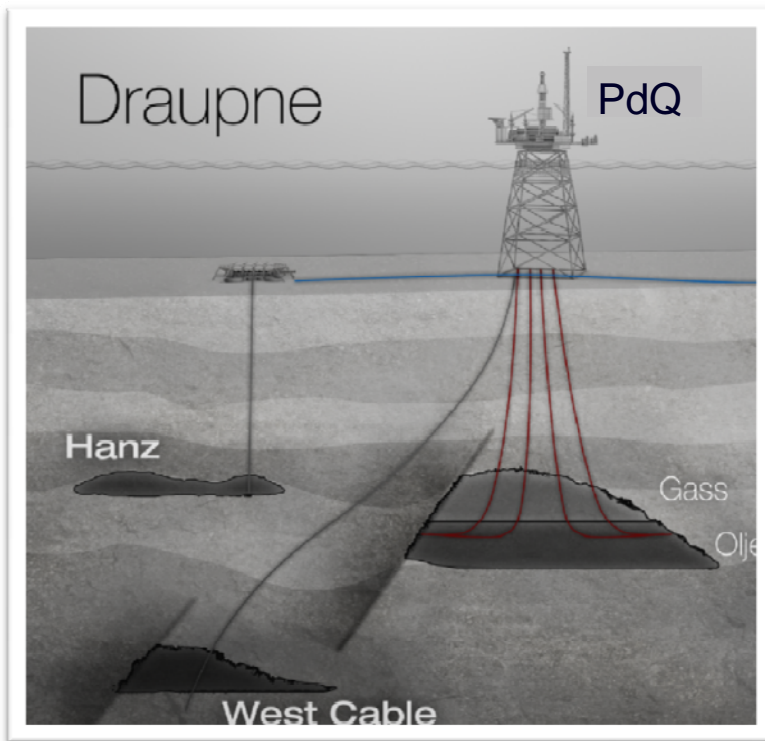


- Vurderinger gjøres fortløpende hvorvidt man skal gå videre med prosjektet
- Undervanns tilknytning til Jotun
- To horisontale produksjonsbrønner
- Det norske har ~60 prosent andel
 - Totale reserver ~ 13,7 mill. fat o.e.

To alternativer for Draupne

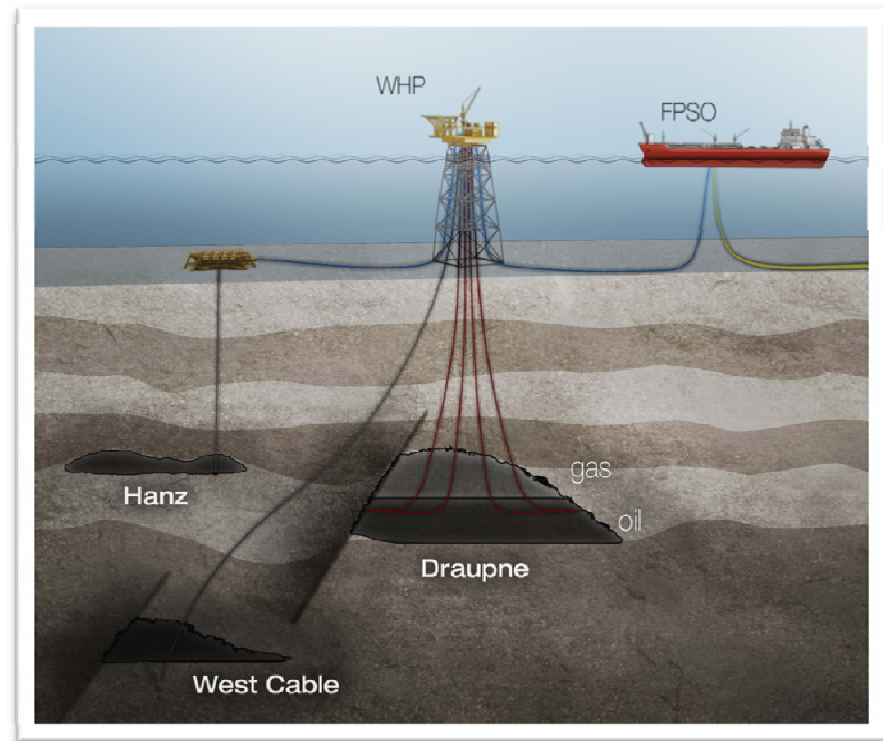
Bunnfast plattform (PdQ)

- Tidligste første olje i 2016
- Oljeeksport til Grane
- Gasseksport til Sage eller Sleipner



Brønnhodeplattform med FPSO

- Tidligste første olje i 2015
- Oljeeksport med skip
- Gasseksport til Sage eller Sleipner



Agenda

- Høydepunkt og operasjoner
- Økonomi
- Utbyggingsprosjekter
- Leteaktivitet
- Transaksjoner og utsikter



Optimalisering av portefølje 2011

■ PL 522 Gullris

- 10 prosent ned salg til Centrica mot bæreeavtale på gjenværende 10 prosents andel

■ PL 438 Skalle

- Oppkjøp av 10 prosent mot bæreeavtale – funn er under evaluering

■ PL 450 Storebjørn

- 15 prosent ned salg til North Energy, mot delvis bæreeavtale i kommende letebrønn. Følgelig, Det norske vil betale mindre enn selskapets 60 prosent andel.

■ PL 356 Ulvetanna

- Solgt 10 prosent til Petrolia Norway AS kontant, og har med det redusert andelen i kommende letebrønn til 50 prosent.

■ PL 554/554B (Garantiana)

- 20 prosent ned salg til Svenska Petroleum mot bæreeavtale. Det norske har 20 prosent i disse lisensene som en følge av transaksjonen.

Utsikter og sammendrag

■ Leting

- Mer enn 100 millioner fat økning i ressurser siden 1. kvartal
- Det norske har bygd en stor prosjektportefølje gjennom boreaktivitet
- Strategisk godt fotfeste i området Aldous/ Draupne som per nå er det nye vekstområdet på norsk kontinentalsokkel

■ Prosjekter

- Atla PUD er blitt levert– potensielt 1 000 fat netto til Det norske fra sent 2012
- Draupne gjør fremskritt mot å utarbeide en PUD

■ Økonomi

- Ressursbasen gir fleksibilitet for ulike finansieringsmuligheter. Vi er mindre avhengig av de finansielle markedene enn andre industrier.



DET NORSKE

NEST STØRST PÅ NORSK SOKKEL