



Generell informasjon

Brønnbane navn	25/8-12 S
Type	EXPLORATION
Formål	APPRAISAL
Status	P&A
Faktakart i nytt vindu	lenke til kart
Hovedområde	NORTH SEA
Felt	BALDER
Funn	25/8-11 Ringhorne
Brønn navn	25/8-12
Seismisk lokalisering	
Utvinningstillatelse	027
Boreoperatør	Esso Exploration and Production Norway A/S
Boretillatelse	954-L
Boreinnretning	MÆRSK JUTLANDER
Boredager	12
Borestart	29.05.1999
Boreslutt	09.06.1999
Frigitt dato	09.06.2001
Publiseringsdato	18.12.2002
Opprinnelig formål	APPRAISAL
Gjenåpnet	NO
Innhold	OIL
Funnbrønnbane	NO
1. nivå med hydrokarboner, alder	PALEOCENE
1. nivå med hydrokarboner, formasjon.	HERMOD FM
2. nivå med hydrokarboner, alder	EARLY JURASSIC
2. nivå med hydrokarboner, formasjon	STATFJORD GP
Avstand, boredekk - midlere havflate [m]	23.0
Vanndybde ved midlere havflate [m]	127.0
Totalt målt dybde (MD) [m RKB]	2096.0
Totalt vertikalt dybde (TVD) [m RKB]	2085.0
Maks inklinasjon [°]	11.63
Temperatur ved bunn av brønnbanen [°C]	82
Eldste penetrerte alder	LATE TRIASSIC



Eldste penetrerte formasjon	SMITH BANK FM
Geodetisk datum	ED50
NS grader	59° 17' 22.57" N
ØV grader	2° 26' 39.45" E
NS UTM [m]	6572584.32
ØV UTM [m]	468340.44
UTM sone	31
NPDID for brønnbanen	3771

Brønnhistorie

General

Well 25/8-12 S was drilled to appraise the southern extension of the 25/8-11 discovery on the Ringhorn structure. In the Ringhorn structure, the BCU is also the base of the chalk and represents the overall top of the Lower Jurassic reservoir interval. The primary objective for 25/8-12 S was Lower Jurassic. Paleocene Hermod sands was a secondary target.

Operations and results

Appraisal well 25/8-12 S was spudded with the semi-submersible installation "Mærsk Jutlander" on 29 May 1999 and drilled to TD at 2096 m in the Triassic Smith Bank Formation. The well was drilled with sea water down to 990 m and with oil based mud ("Environment") from 990 m to TD. Top Hermod sands were encountered at 1785.1 m. They consisted of an upper thin sand and a lower massive sand. Several pressure points within the sands confirm a water gradient in the main sand (1790-1803 m). Elevated resistivity indicates hydrocarbons in the interval from 1787-1789 m (1756 - 1758 m TVD SS). Top Statfjord Formation was found at 1905.9 m. MDT data and other open-hole wireline data confirm oil down to (ODT) 1947 m (1914 m TVD SS), and water up to (WUT) 1959 m (1926 m TVD SS). This is consistent with the OWC of 1917.5 m TVD SS established in the 25/8-11 where it was penetrated within a massive sand. Seven MDT oil samples were collected at 1923 m, within the main Jurassic sand reservoir. Pressure was 187.5 bars and temperature (measured, not static) ranged from 80.2 deg C to 80.5 deg C during the sampling. One core was cut from 1905 m to 1941 m in the Statfjord Formation. Well 25/8-12 S was permanently plugged back to the 9 5/8" casing at 984 m on June 8 1999 for sidetrack 25/8-12 A. It is classified as an oil appraisal well.

Testing

No drill stem test was performed

Borekaks i Sokkeldirektoratet

Borekaksprøve, topp dybde [m]	Borekaksprøve, bunn dybde [m]
1000.00	2096.00

Borekaks tilgjengelig for prøvetaking?	YES
--	-----



Borekjerne i Sakkeldirektoratet

Kjerneprøve nummer	Kjerneprøve - topp dybde	Kjerneprøve - bunn dybde	Kjerneprøve dybde - enhet
1	1905.0	1938.8	[m]

Total kjerneprøve lengde [m]	33.8
Kjerner tilgjengelig for prøvetaking?	YES

Kjernebilder



1905-1910m



1910-1915m



1915-1920m



1920-1925m



1925-1930m



1930-1935m



1935-1939m

Palynologiske preparater i Sakkeldirektoratet

Prøve dybde	Dybde enhet	Prøve type	Laboratorie
1905.0	[m]	DC	RRI
1912.0	[m]	DC	RRI
1943.0	[m]	DC	RRI
1955.0	[m]	DC	RRI
1979.0	[m]	DC	RRI
1990.0	[m]	DC	RRI
2010.0	[m]	DC	RRI
2030.0	[m]	DC	RRI
2050.0	[m]	DC	RRI



Litostratigrafi

Topp Dyb [mMD RKB]	Litostrat. enhet
150	NORDLAND GP
560	UTSIRA FM
672	NO FORMAL NAME
728	HORDALAND GP
728	SKADE FM
954	NO FORMAL NAME
1150	GRID FM
1159	NO FORMAL NAME
1699	ROGALAND GP
1699	BALDER FM
1766	SELE FM
1785	HERMOD FM
1788	SELE FM
1789	HERMOD FM
1802	SELE FM
1839	LISTA FM
1880	VÅLE FM
1884	SHETLAND GP
1906	STATFJORD GP
2040	NO GROUP DEFINED
2040	SMITH BANK FM

Spleisede logger

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
3771	pdf	0.38

Logger

Type logg	Topp dyp for logg [m]	Bunn dyp for logg [m]
AITH IPLT DSI	986	2099
CMR GR	1690	2040
MDT GR	0	0
MWD LWD - DIR	153	213





MWD LWD - DIR EWR-4 DGR	213	990
MWD LWD - DIR EWR-4 DGR	990	2096
VSP	505	2080

Foringsrør og formasjonsstyrketester

Type utforing	Utforing diam. [tommer]	Utforing dybde [m]	Brønnbane diam. [tommer]	Brønnbane dyp [m]	LOT/FIT slam eqv. [g/cm3]	Type formasjonstest
CONDUCTOR	30	211.0	36	213.0	0.00	LOT
INTERM.	9 5/8	984.0	12 1/4	990.0	0.00	LOT
OPEN HOLE		2096.0	8 1/2	2096.0	1.62	LOT

Boreslam

Dybde MD [m]	Egenvekt, slam [g/cm3]	Viskositet, slam [mPa.s]	Flytegrense [Pa]	Type slam	Dato, måling
860	1.33	30.0		OIL (ENVIRON)	
1385	1.32	28.0		OIL (ENVIRON)	
1905	1.32	31.0		OIL (REGULAR)	
2096	1.32	25.0		OIL (ENVIRON)	

Trykkplott

Porertrykksdataene kommer fra logging i brønnen hvis ingen annen kilde er oppgitt. I noen brønner der trykk ikke er logget, er det brukt informasjon fra formasjonstester eller brønnspark. Trykkdataene er rapportert inn til Oljedirektoratet og videre prosessert og kvalitetssikret av IHS Markit.

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
3771 Formation pressure (Formasjonstrykk)	pdf	0.20

