



Generell informasjon

Brønnbane navn	6608/11-4
Type	EXPLORATION
Formål	WILDCAT
Status	P&A
Pressemelding	lenke til pressemelding
Faktakart i nytt vindu	lenke til kart
Hovedområde	NORWEGIAN SEA
Funn	6608/11-4 Linerle
Brønn navn	6608/11-4
Seismisk lokalisering	ST01M01-inline 3754 & crossline 12030
Utvinningstillatelse	128
Boreoperatør	Statoil ASA (old)
Boretillatelse	1079-L
Boreinnretning	WEST NAVIGATOR
Boredager	23
Borestart	01.05.2004
Boreslutt	23.05.2004
Frigitt dato	23.05.2006
Publiseringsdato	15.12.2006
Opprinnelig formål	WILDCAT
Gjenåpnet	NO
Innhold	OIL
Funnbrønnbane	YES
1. nivå med hydrokarboner, alder	EARLY JURASSIC
1. nivå med hydrokarboner, formasjon.	TILJE FM
Avstand, boredekk - midlere havflate [m]	36.0
Vanndybde ved midlere havflate [m]	342.0
Totalt målt dybde (MD) [m RKB]	2317.0
Totalt vertikalt dybde (TVD) [m RKB]	2317.0
Temperatur ved bunn av brønnbanen [°C]	72
Eldste penetrerte alder	LATE TRIASSIC
Eldste penetrerte formasjon	RED BEDS (INFORMAL)
Geodetisk datum	ED50
NS grader	66° 11' 56.23" N
ØV grader	8° 25' 48.05" E



NS UTM [m]	7342389.44
ØV UTM [m]	474330.95
UTM sone	32
NPDID for brønnbanen	4939

Brønnhistorie

General

Well 6608/11-4 was drilled on the northeast segment of the Linerle prospect, ca 8 km NNE of the Falk discovery on the Dønna Terrace. The primary objective of the well was to prove hydrocarbons in the Early Jurassic sandstones of the Tilje and Åre Formations.

Operations and results

Wildcat well 6608/11-4 was spudded from the drill ship West Navigator on 1 May 2004 and drilled to TD at 2317 m in the Triassic Red Beds. The well was designed with a 36", 12 ¼" and 8 ½" section. A 32" conductor was planned hammered down. This attempt failed and a conventional 30" conductor was set. The 9 5/8" casing was set above a prognosed pressure build-up zone. The well was drilled with seawater and hi-vis sweeps down to 1357 m, and with Glydril (water based KCl/PAC/glycol) from 1357 m to TD. Wire line logs were only run in the 8 1/2" section (1349 m to 2317 m). No shallow gas was observed, as prognosed.

The top of the reservoir, the Tilje Formation, was encountered at 1656 m. An oil column of 18 m (1656 - 1674 m) was present in the Tilje and Åre Formation, proved by pressure points and three oil samples from 1657.6 m, 1663 m and 1672.4 m. The oil is heavy (23.1 deg API) and geochemical analyses showed that it is strongly biodegraded. Three water samples were taken at 1677.5 m, 1680.5 m and 1708 m. Sandstones with good reservoir properties were also encountered in the Åre Formation and in the Triassic Grey Beds. Two mini DSTs were performed using the MDT dual packer set up.

Two cores were cut in the interval 1662 to 1714 m in the Tilje and Åre Formation.

The well was permanently abandoned on 23 May 2004 as an oil discovery.

Testing

No drill stem test was performed

Borekaks i Sokkeldirektoratet

Borekaksprøve, topp dybde [m]	Borekaksprøve, bunn dybde [m]
1370.00	2317.00

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

Borekjerter i Sokkeldirektoratet



Faktasider

Brønnbane / Leting

Utskriftstidspunkt: 13.5.2024 - 04:51

Kjerneprøve nummer	Kjerneprøve - topp dybde	Kjerneprøve - bunn dybde	Kjerneprøve dybde - enhet
1	1662.0	1681.0	[m]
2	1688.0	1713.3	[m]

Total kjerneprøve lengde [m]	44.2
Kjerner tilgjengelig for prøvetaking?	YES

Oljeprøver i Sokkeldirektoratet

Test type	Flaske nummer	Topp dyp MD [m]	Bunn dyp MD [m]	Væske type	Test tidspunkt	Prøver tilgjengelig
DST		1657.60	0.00	WATER	16.05.2004 - 00:00	YES

Litostratigrafi

Topp Dyb [mMD RKB]	Litostrat. enhet
378	NORDLAND GP
378	NAUST FM
1390	KAI FM
1434	HORDALAND GP
1434	BRYGGE FM
1527	ROGALAND GP
1527	TARE FM
1593	SHETLAND GP
1593	SPRINGAR FM
1650	NISE FM
1656	BÅT GP
1656	TILJE FM
1668	ÅRE FM
2153	GREY BEDS (INFORMAL)
2215	RED BEDS (INFORMAL)

Spleisede logger





Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
4939	pdf	0.37

Geokjemisk informasjon

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
4939_1	pdf	3.06

Logger

Type logg	Topp dyp for logg [m]	Bunn dyp for logg [m]
CMR+	1628	1725
CMR+ BVI	1640	2310
FMI	1346	2310
MDT DST	1663	1663
MDT DST	1677	1677
MDT DST	1680	1680
MDT DST	1772	1772
MDT PRESS	1564	2247
MDT SAMPLE	1656	1657
MDT SAMPLE	1664	1665
MDT SAMPLE	1708	1708
MWD MPR - GR RES DIR PRESS	428	1357
MWD RNT - GR RES DIR PRESS	1357	1662
MWD RNT - GR RES DIR PRESS	1714	2317
PEX HRLA ECS DSI	1346	2318
VSP	1715	2300
VSP CSI	500	2272
VSP MSIP	1100	1910
VSP MSIP EMS	1600	1850

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	426.0	36	425.0	0.00	LOT





SURF.COND.	9 5/8	1349.0	12 1/4	1357.0	1.55	LOT
OPEN HOLE		2317.0	8 1/2	2317.0	0.00	LOT

Boreslam

Dybde MD [m]	Egenvekt, slam [g/cm3]	Viskositet, slam [mPa.s]	Flytegrense [Pa]	Type slam	Dato, måling
830	1.03	19.0		SW / BENTONITE 1	
1357	1.30	24.0		SW / BENTONITE 1	
1415	1.30	16.0		GLYDRIL 74	
1465	1.30	15.0		GLYDRIL 74	

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]
4939 Formation pressure (Formasjonstrykk)	pdf	0.25

