



Generell informasjon

Brønnbane navn	34/10-5
Type	EXPLORATION
Formål	APPRAISAL
Status	P&A
Faktakart i nytt vindu	lenke til kart
Hovedområde	NORTH SEA
Felt	GULLFAKS
Funn	34/10-1 Gullfaks
Brønn navn	34/10-5
Seismisk lokalisering	ST 24.5 SP 1275
Utvinningstillatelse	050
Boreoperatør	Den norske stats oljeselskap a.s
Boretillatelse	228-L
Boreinnretning	ROSS RIG (1)
Boredager	77
Borestart	18.10.1979
Boreslutt	02.01.1980
Frigitt dato	02.01.1982
Publiseringsdato	06.12.2012
Opprinnelig formål	APPRAISAL
Gjenåpnet	NO
Innhold	OIL
Funnbrønnbane	NO
1. nivå med hydrokarboner, alder	MIDDLE JURASSIC
1. nivå med hydrokarboner, formasjon.	TARBERT FM
Avstand, boredekk - midlere havflate [m]	25.0
Vanndybde ved midlere havflate [m]	136.0
Totalt målt dybde (MD) [m RKB]	2780.0
Totalt vertikalt dybde (TVD) [m RKB]	2778.0
Maks inklinasjon [°]	7.5
Temperatur ved bunn av brønnbanen [°C]	79
Eldste penetrerte alder	LATE TRIASSIC
Eldste penetrerte formasjon	LUNDE FM
Geodetisk datum	ED50
NS grader	61° 11' 25.35" N



ØV grader	2° 10' 23.39" E
NS UTM [m]	6784434.79
ØV UTM [m]	455546.36
UTM sone	31
NPDID for brønnbanen	428

Brønnhistorie

General

Well 34/10-5 was drilled in the western part of the Delta Closure in Block 34/10 in the Northern North Sea. The primary objective of well 34/10-5 was sandstones of Middle Jurassic age. Secondary objectives were sandstones of Early Jurassic age.

Operations and results

Appraisal well 34/10-5 was spudded with the semi-submersible installation Ross Rig on 18 October 1979 and drilled to TD at 2780 m in the Late Triassic Lunde Formation. Apart from lost circulation problems in the 12 1/4" section the drilling itself went quite smoothly. However, almost 21 days were lost due to bad weather conditions. The well was drilled with spud mud down to 518 m, with gel/lignosulphonate from 518 to 1775 m, with gel/lignite/lignosulphonate from 1775 m to 2210 m, and with gel/lignosulphonate from 2210 m to TD.

The Brent Group was encountered at 1896 m and was oil bearing down to the OWC at ca 1972 m. Test results indicated the same fluid system as in the previous wells drilled on the structure.

Oil shows were recorded from 1250 m and downwards more or less continuously on claystone, limestone and siltstone to top Brent level. No shows were recorded below OWC.

Four cores were recovered in the interval from 1917 to 1974.7 m. One RFT fluid sample from the Brent Group recovered ca 0.5 l oil and 1 l of mud filtrate.

The well was permanently abandoned on 2 January 1980 as an oil appraisal well.

Testing

The Tarbert Formation was tested from perforations in the interval 1925 -1927 m. The zone produced ca 724 Sm³ oil and 59400 Sm³ gas /day. No water was produced. The GOR was 82 Sm³/Sm³ and the oil gravity was 29 deg API. The bottom hole maximum temperature was 74.5 deg C, measured at 1907 m.

Borekaks i Sokkeldirektoratet

Borekaksprøve, topp dybde [m]	Borekaksprøve, bunn dybde [m]
220.00	2780.00

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



Borekjerne i Sokkeldirektoratet

Kjerneprøve nummer	Kjerneprøve - topp dybde	Kjerneprøve - bunn dybde	Kjerneprøve dybde - enhet
1	1910.7	1928.7	[m]
2	1930.0	1934.2	[m]
3	1949.2	1959.8	[m]
4	1967.4	1974.0	[m]

Total kjerneprøve lengde [m]	39.4
Kjerner tilgjengelig for prøvetaking?	YES

Kjernebilder



1910-1913m



1913-1916m



1916-1918m



1918-1921m



1921-1924m



1924-1926m



1926-1928m



1930-1932m



1932-1934m



1949-1951m



1951-1954m



1954-1957m



1957-1959m



1967-1970m



1970-1972m



1972-1974m



Palynologiske preparater i Sokkeldirektoratet

Prøve dybde	Dybde enhet	Prøve type	Laboratorie
1859.0	[m]	DC	
1862.0	[m]	DC	
2156.0	[m]	DC	
2162.0	[m]	DC	
2189.0	[m]	DC	
2207.0	[m]	DC	
2213.0	[m]	DC	
2228.0	[m]	DC	
2276.0	[m]	DC	
2285.0	[m]	DC	
2294.0	[m]	DC	
2300.0	[m]	DC	
2357.0	[m]	DC	

Litostratigrafi

Topp Dyb [mMD RKB]	Litostrat. enhet
161	NORDLAND GP
916	UTSIRA FM
925	NO FORMAL NAME
945	HORDALAND GP
1057	NO FORMAL NAME
1097	NO FORMAL NAME
1120	NO FORMAL NAME
1195	NO FORMAL NAME
1215	NO FORMAL NAME
1390	NO FORMAL NAME
1555	ROGALAND GP
1555	BALDER FM
1613	LISTA FM
1734	SHETLAND GP
1734	JORSALFARE FM
1857	VIKING GP
1857	DRAUPNE FM



1858	HEATHER FM
1896	BRENT GP
1896	TARBERT FM
1970	NESS FM
2035	ETIVE FM
2070	RANNOCH FM
2134	BROOM FM
2148	DUNLIN GP
2148	DRAKE FM
2240	COOK FM
2381	BURTON FM
2388	AMUNDSEN FM
2562	STATFJORD GP
2562	NANSEN FM
2649	EIRIKSSON FM
2732	RAUDE FM
2764	HEGRE GP
2764	LUNDE FM

Geokjemisk informasjon

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
428_GCH_1	pdf	0.93
428_GCH_2	pdf	0.63

Dokumenter - eldre Sokkeldirektoratets WDSS rapporter og andre relaterte dokumenter

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
428_01_WDSS_General_Information	pdf	0.13
428_02_WDSS_completion_log	pdf	0.21

Dokumenter - rapportert av utvinningstillatelsen (frigitt ihht til regelverk)

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
428_34_10_5_Core_Supplementary_Report	pdf	0.06
428_34_10_5_Geco_Core_Final_Report	pdf	1.06





428 34 10 5 Paleontological Report 1500 2780m	pdf	11.76
428 34 10 5 Paleontological Study	pdf	0.91
428 34 10 5 Petrophysical Evaluation	pdf	3.82
428 34 10 5 PVT study of Bottom Hole Sample	pdf	0.24
428 34 10 5 Reservoir Fluid Study	pdf	0.57
428 34 10 5 Source Rock Analyses	pdf	0.47
428 34 10 5 Special Core Analysis CoreLab	pdf	0.26
428 34 10 5 Special Core Analysis Corex	pdf	0.98
428 34 10 5 Special Core Analysis Waterflood Tests	pdf	1.04
428 34 10 5 Well Testing Report	pdf	0.81
428 34 10 5 Well Test Report	pdf	0.69

Borestrengtester (DST)

Test nummer	Fra dybde MD [m]	Til dybde MD [m]	Reduksjonsventil størrelse [mm]
1.0	1900	1902	12.7

Test nummer	Endelig avstengningstrykk [MPa]	Endelig strømningstrykk [MPa]	Bunnhullstrykk [MPa]	Borehullstemperatur [°C]
1.0				74

Test nummer	Olje produksjon [Sm3/dag]	Gass produksjon [Sm3/dag]	Oljetetthet [g/cm3]	Gasstygde rel. luft	GOR [m3/m3]
1.0	724	59400	0.882		82

Logger

Type logg	Topp dyp for logg [m]	Bunn dyp for logg [m]
CBL GR	460	1766
CBL VDL GR	1611	2208
DLL MSFL GR	1867	2159
FDC CNL GR CAL	1765	2776
FDC GR CAL	502	1770
GEODIP	1889	2001





HDT	1776	2160
HDT	2208	2777
ISF SON GR SP	161	2775
VELOCITY	296	2770

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	225.0	36	227.0	0.00	LOT
SURF.COND.	20	502.0	26	518.0	1.59	LOT
INTERM.	13 3/8	1598.0	17 1/2	1610.0	1.76	LOT
INTERM.	9 5/8	1766.0	12 1/4	1775.0	1.98	LOT
LINER	7	2209.0	8 1/2	2210.0	1.94	LOT
OPEN HOLE		2780.0	6	2780.0	0.00	LOT

Boreslam

Dybde MD [m]	Egenvekt, slam [g/cm3]	Viskositet, slam [mPa.s]	Flytegrense [Pa]	Type slam	Dato, måling
1475	1.25			waterbased	
1540	1.32			waterbased	
1705	1.55			waterbased	
1885	1.75			waterbased	
1943	1.78			waterbased	
2090	1.77			waterbased	

Tynnslip i Sokkeldirektoratet

Dybde	Enhet
1911.00	[m]
1912.00	[m]
1914.00	[m]
1918.00	[m]
1921.00	[m]
1924.00	[m]
1926.00	[m]
1931.00	[m]
1932.00	[m]



1934.00	[m]
1950.00	[m]
1952.00	[m]
1955.00	[m]
1959.00	[m]

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]
428_Formation_pressure_(Formasjonstrykk)	pdf	0.22

