



Generell informasjon

Brønnbane navn	31/5-2
Type	EXPLORATION
Formål	APPRAISAL
Status	SUSPENDED
Faktakart i nytt vindu	lenke til kart
Hovedområde	NORTH SEA
Felt	TROLL
Funn	31/2-1 (Troll Vest)
Brønn navn	31/5-2
Seismisk lokalisering	ST 8007 - 132 SP 884
Utvinningstillatelse	085
Boreoperatør	Saga Petroleum ASA
Boretillatelse	391-L
Boreinnretning	TREASURE SAGA
Boredager	38
Borestart	05.10.1983
Boreslutt	11.11.1983
Frigitt dato	11.11.1985
Publiseringsdato	18.12.2008
Opprinnelig formål	APPRAISAL
Gjenåpnet	NO
Innhold	OIL/GAS
Funnbrønnbane	NO
1. nivå med hydrokarboner, alder	LATE JURASSIC
1. nivå med hydrokarboner, formasjon.	SOGNEFJORD FM
Avstand, boredekk - midlere havflate [m]	26.0
Vanndybde ved midlere havflate [m]	316.0
Totalt målt dybde (MD) [m RKB]	2500.0
Totalt vertikalt dybde (TVD) [m RKB]	2500.0
Maks inklinasjon [°]	2
Temperatur ved bunn av brønnbanen [°C]	87
Eldste penetrerte alder	TRIASSIC
Eldste penetrerte formasjon	HEGRE GP
Geodetisk datum	ED50
NS grader	60° 43' 33.29" N



ØV grader	3° 32' 52.74" E
NS UTM [m]	6732542.72
ØV UTM [m]	529894.43
UTM sone	31
NPDID for brønnbanen	32

Brønnhistorie

General

Well 31/5-2 is a replacement well for well 3/5-1 in the southern part of the Troll West Field. Well 31/5-1 was terminated at 860 m and junked due to an incident where the BOP and riser was lost. Due to this, the rig left the location and went to Bergen for repairs. It returned to the location five days later for drilling 31/5-2. The purpose of the well was to test the reservoir qualities, the oil/gas columns, and the hydrocarbon/water contact in the area.

Operations and results

Appraisal well 31/5-2 was spudded with the semi-submersible installation Treasure Saga on 5 October 1983 and was drilled to TD at 2500 m in the Late Triassic Hegre Group. A total of 5 days were lost on setting the 18 3/4" x 9 5/8" seal-assembly, otherwise no significant technical problems occurred in the operations. The well was drilled with seawater and hi-vis pills down to 860 m and with KCl/polymer mud from 860 m to TD.

Well 31/5-2 penetrated top reservoir at 1521 m. The interval 1521 - 1569 m was gas bearing with 30% porosity and 15% water saturation. The interval from 1569 - 1582 m was oil bearing with 27% porosity and 30% water saturations. These intervals were the only hydrocarbon bearing intervals in the well. Between 1569 and 1582 m there were good shows in the cores. They showed brown oil stain, golden-yellow fluorescence and instant cloudy, milky, white cut. There was strong hydrocarbon odour.

A total of six cores were taken in the interval 1505.0 -1599.9 m, covering the basal 16 m of the Draupne Formation and the upper 78 m of the Sognefjord Formation. The core recovery was 81%. FMT segregated fluid samples were taken at 1563 m (gas), 1575 m (oil at 135 bar), and 1581 (oil at 90 bar).

After surveying, logging and sidewall coring, the well was plugged back to 1902 m and suspended on 11 November 1984. The well was to be re-entered at a later stage for testing.

Testing

No drill stem test was performed

Borekaks i Sokkeldirektoratet

Borekaksprøve, topp dybde [m]	Borekaksprøve, bunn dybde [m]
870.00	2500.00

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



Borekjerne i Sokkeldirektoratet

Kjerneprøve nummer	Kjerneprøve - topp dybde	Kjerneprøve - bunn dybde	Kjerneprøve dybde - enhet
1	1505.0	1505.5	[m]
2	1506.8	1521.9	[m]
3	1524.8	1542.5	[m]
4	1543.2	1570.4	[m]
5	1570.5	1588.3	[m]
6	1589.0	1601.4	[m]

Total kjerneprøve lengde [m]	90.8
Kjerner tilgjengelig for prøvetaking?	YES

Kjernebilder



1505-1506m



1506-1510m



1511-1515m



1516-1520m



1521-1522m



1524-1529m



1529-1534m



1534-1539m



1539-1542m



1543-1547m



1548-1553m



1553-1558m



1558-1563m



1563-1568m



1568-1570m



1570-1575m



1575-1580m



1580-1585m



1585-1588m



1589-1594m



1594-1599m



1599-1601m

Palynologiske preparater i Sjøkeldirektoratet

Prøve dybde	Dybde enhet	Prøve type	Laboratorie
965.0	[m]	SWC	IKU
1182.0	[m]	SWC	IKU
1220.0	[m]	SWC	IKU
1250.0	[m]	SWC	IKU
1280.0	[m]	SWC	IKU
1290.0	[m]	SWC	IKU
1307.5	[m]	SWC	IKU
1421.5	[m]	SWC	IKU
1438.0	[m]	SWC	IKU
1465.0	[m]	SWC	IKU
1480.0	[m]	SWC	IKU
1485.0	[m]	SWC	IKU
1492.0	[m]	SWC	IKU
1499.0	[m]	SWC	IKU
1502.0	[m]	SWC	IKU
1604.0	[m]	SWC	IKU
1615.0	[m]	SWC	IKU
1633.0	[m]	SWC	IKU
1637.0	[m]	SWC	IKU
1645.0	[m]	SWC	IKU
1653.0	[m]	SWC	IKU
1665.0	[m]	SWC	IKU
1673.0	[m]	SWC	IKU



1682.0	[m]	SWC	IKU
1687.0	[m]	SWC	IKU
1693.0	[m]	SWC	IKU
1708.0	[m]	SWC	IKU
1717.0	[m]	SWC	IKU
1727.0	[m]	SWC	IKU
1737.0	[m]	SWC	IKU
1748.0	[m]	SWC	IKU
1753.0	[m]	SWC	IKU
1763.0	[m]	SWC	IKU
1774.0	[m]	SWC	IKU
1795.0	[m]	SWC	IKU
1806.0	[m]	SWC	IKU
1822.0	[m]	SWC	IKU
1825.0	[m]	SWC	IKU
1838.0	[m]	SWC	IKU
1853.0	[m]	SWC	IKU
1869.0	[m]	SWC	IKU
1874.0	[m]	SWC	IKU
1910.0	[m]	SWC	IKU
1917.0	[m]	SWC	IKU
1920.0	[m]	SWC	IKU
1935.0	[m]	SWC	IKU
1940.0	[m]	SWC	IKU
1948.0	[m]	SWC	IKU
1977.0	[m]	SWC	IKU
1982.0	[m]	SWC	IKU
1986.5	[m]	SWC	IKU
2011.0	[m]	SWC	IKU
2039.0	[m]	SWC	IKU
2053.0	[m]	SWC	IKU
2107.0	[m]	SWC	IKU
2115.0	[m]	SWC	IKU
2126.0	[m]	SWC	IKU
2135.0	[m]	SWC	IKU
2144.0	[m]	SWC	IKU
2153.0	[m]	SWC	IKU
2163.0	[m]	SWC	IKU
2171.0	[m]	SWC	IKU
2175.0	[m]	SWC	IKU



2186.0	[m]	SWC	IKU
2197.0	[m]	SWC	IKU
2205.0	[m]	SWC	IKU
2230.0	[m]	SWC	IKU
2333.0	[m]	SWC	IKU
2340.0	[m]	SWC	IKU
2358.0	[m]	SWC	IKU
2369.0	[m]	SWC	IKU

Litostratigrafi

Topp Dyb [mMD RKB]	Litostrat. enhet
342	NORDLAND GP
670	HORDALAND GP
1210	ROGALAND GP
1210	BALDER FM
1286	SELE FM
1382	LISTA FM
1432	SHETLAND GP
1432	HARDRÅDE FM
1441	UNDIFFERENTIATED
1450	CROMER KNOLL GP
1450	RØDBY FM
1465	ÅSGARD FM
1475	VIKING GP
1475	DRAUPNE FM
1516	INTRA DRAUPNE FM SS
1521	SOGNEFJORD FM
1642	HEATHER FM
1674	FENSFJORD FM
1826	KROSSFJORD FM
1908	HEATHER FM
1957	BRENT GP
2036	DUNLIN GP
2036	DRAKE FM
2176	COOK FM
2194	AMUNDSEN FM
2225	JOHANSEN FM
2323	AMUNDSEN FM



2336	STATFJORD GP
2393	HEGRE GP

Geokjemisk informasjon

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
32_1	pdf	0.58
32_2	pdf	0.33
32_3	pdf	3.50

Dokumenter - rapportert av utvinningstillatelsen (frigitt ihht til regelverk)

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
32_01_31_5_2_Completion_Report_and_Completionlog	pdf	17.02
32_02_31_5_2_Test_report	pdf	3.90

Logger

Type logg	Topp dyp for logg [m]	Bunn dyp for logg [m]
ACBL	793	1428
ACBL	1250	1965
CDL CNL GR CAL	848	2492
DIFL BHC LSBHC ACL GR	848	2495
DLL MLL GR	1415	1962
FMT	1415	1964
FMT	1952	2498
HRD	1415	2488
SPECTRALOG	1415	1955
TEMP	821	1382

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	415.0	36	418.0	0.00	LOT
SURF.COND.	20	848.0	26	860.0	1.53	LOT





INTERM.	13 3/8	1415.0	17 1/2	1430.0	1.63	LOT
INTERM.	9 5/8	1952.0	12 1/4	1965.0	1.63	LOT
OPEN HOLE		2500.0	8 1/2	2500.0	0.00	LOT

Boreslam

Dybde MD [m]	Egenvekt, slam [g/cm3]	Viskositet, slam [mPa.s]	Flytegrense [Pa]	Type slam	Dato, måling
894	1.10	17.0	19.0	WATER BASED	
1277	1.34	20.0	20.0	WATER BASED	
1435	1.27	16.0	19.0	WATER BASED	
2008	1.23	13.0	16.0	WATER BASED	
2088	1.21	14.0	16.0	WATER BASED	
2350	1.17	13.0	16.0	WATER BASED	
2467	1.20	11.0	11.0	WATER BASED	

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]
32 Formation pressure (Formasjonstrykk)	pdf	0.22

