



Generell informasjon

Brønnbane navn	33/9-3
Type	EXPLORATION
Formål	APPRAISAL
Status	P&A
Faktakart i nytt vindu	lenke til kart
Hovedområde	NORTH SEA
Felt	STATFJORD
Funn	33/12-1 Statfjord
Brønn navn	33/9-3
Seismisk lokalisering	LINE MNG-20 SP.340
Utvinningsstillatelse	037
Boreoperatør	Mobil Exploration Norway INC
Boretillatelse	117-L
Boreinnretning	NORSKALD
Boredager	61
Borestart	15.09.1974
Boreslutt	14.11.1974
Frigitt dato	14.11.1976
Publiseringsdato	12.04.2016
Opprinnelig formål	APPRAISAL
Gjenåpnet	NO
Innhold	OIL
Funnbrønnbane	NO
1. nivå med hydrokarboner, alder	MIDDLE JURASSIC
1. nivå med hydrokarboner, formasjon.	BRENT GP
Avstand, boredekk - midlere havflate [m]	25.0
Vanndybde ved midlere havflate [m]	146.0
Totalt målt dybde (MD) [m RKB]	2992.0
Temperatur ved bunn av brønnbanen [°C]	86
Eldste penetrerte alder	LATE TRIASSIC
Eldste penetrerte formasjon	STATFJORD GP
Geodetisk datum	ED50
NS grader	61° 17' 55.13" N
ØV grader	1° 53' 39.94" E
NS UTM [m]	6796715.85
ØV UTM [m]	440765.42



UTM sone	31
NPDID for brønnbanen	125

Brønnhistorie

General

Well 33/9-3 was drilled on the Statfjord structure on Tampen Spur in the northern North Sea, as a replacement well for the junk well 33/9-2. The primary objective was to provide seismic velocity control for detailed field mapping and to provide additional reservoir data for the Statfjord Field development.

Operations and results

Wildcat well 33/9-3 was spudded with the semi-submersible installation Norskald on 15 September 1974 and drilled to TD at 2992 m in Late Triassic sediments of the Statfjord Group.

The target reservoir Brent Group was encountered at 2411 m. It contained oil all through down to top Dunlin Group at 2599 m. The base of the reservoir was encountered above the oil water contact. The reservoir quality was excellent with average measured core porosity of 29% and measured permeabilities up to 7.7 Darcy.

A total of 152 m core was recovered in 13 cores from the interval 2422.9 m to 2622.2 m in the reservoir section. Total core recovery was 76.1%. Six FIT fluid samples were taken at 2419 m (35.4 °API oil and mud filtrate), 2455 m (38.4 °API oil and mud filtrate), 2422 m (36.4 °API oil, gas and mud), 2423 m (36.6 °API oil and gas), 2534 m (35.6 °API oil and mud filtrate), and 2595 m (water, mud filtrate and trace oil).

The well was permanently abandoned on 14 November as an oil appraisal well.

Testing

A DST over the interval 2479 to 2481 m did not produce fluids due to tool failure.

Borekaks i Sokkeldirektoratet

Borekaksprøve, topp dybde [m]	Borekaksprøve, bunn dybde [m]
2319.53	2987.00

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

Borekjerter i Sokkeldirektoratet



Kjerneprøve nummer	Kjerneprøve - topp dybde	Kjerneprøve - bunn dybde	Kjerneprøve dybde - enhet
1	7940.0	7960.0	[ft]
2	8000.0	8006.0	[ft]
3	8014.0	8048.0	[ft]
4	8051.0	8109.0	[ft]
5	8109.0	8135.0	[ft]
6	8164.0	8224.0	[ft]
7	8224.0	8246.6	[ft]
8	8261.0	8309.0	[ft]
9	8321.0	8346.3	[ft]
10	8381.0	8432.0	[ft]
11	8441.0	8498.0	[ft]
12	8498.0	8555.0	[ft]
13	8556.0	8596.3	[ft]

Total kjerneprøve lengde [m]	154.0
Kjerner tilgjengelig for prøvetaking?	YES

Kjernebilder



7940-7950ft



7950-7960ft



8000-8006ft



8019-8118ft



8034-8046ft



8046-8048ft



8051-8060ft



8060-8069ft



8069-8078ft



8078-8087ft





8087-8096ft

8096-8105ft

8105-8109ft

8118-8127ft

8127-8135ft



8164-8173ft

8191-8201ft

8201-8210ft

8210-8219ft

8219-8224ft



8224-8233ft

8233-8242ft

8242-8246ft

8261-8270ft

8270-8279ft



8279-8288ft

8288-8297ft

8297-8306ft

8306-8309ft

8321-8330ft



8330-8339ft

8339-8346ft

8381-8390ft

8390-8399ft

8399-8408ft



8408-8416ft

8416-8425ft

8425-8432ft

8441-8450ft

8450-8459ft





8459-8468ft

8468-8477ft

8477-8487ft

8487-8496ft

8496-8498ft



8498-8507ft



8507-8516ft



8516-8525ft



8525-8534ft



8534-8543ft



8543-8552ft



8552-8555ft



8555-8565ft



8565-8574ft



8565-8592ft



8574-8583ft



8592-8596ft

Palynologiske preparater i Sjøkeldirektoratet

Prøve dybde	Dybde enhet	Prøve type	Laboratorie
7850.0	[ft]	DC	RRI
7860.0	[ft]	DC	RRI
7870.0	[ft]	DC	RRI
7880.0	[ft]	DC	RRI
7890.0	[ft]	DC	RRI
7900.0	[ft]	DC	RRI
7910.0	[ft]	DC	RRI
7920.0	[ft]	DC	RRI
7945.0	[ft]	DC	OD
7945.0	[ft]	C	LAP
7948.0	[ft]	DC	RRI
8000.5	[ft]	C	RRI
8001.0	[ft]	C	RRI
8044.5	[ft]	C	RRI



8045.0 [ft]	C	RRI
8046.0 [ft]	C	RRI
8046.0 [ft]	DC	RRI
8051.5 [ft]	C	RRI
8052.0 [ft]	C	GEOSTR
8056.0 [ft]	C	GEOSTR
8059.0 [ft]	DC	RRI
8059.0 [ft]	C	RRI
8060.0 [ft]	C	GEOSTR
8078.0 [ft]	DC	RRI
8080.0 [ft]	C	GEOSTR
8082.0 [ft]	C	RRI
8084.0 [ft]	C	GEOSTR
8086.0 [ft]	DC	RRI
8093.0 [ft]	DC	RRI
8093.0 [ft]	C	GEOSTR
8097.0 [ft]	DC	RRI
8098.0 [ft]	C	RRI
8101.0 [ft]	DC	RRI
8102.0 [ft]	C	GEOSTR
8104.0 [ft]	C	GEOSTR
8110.0 [ft]	C	GEOSTR
8115.0 [ft]	C	GEOSTR
8118.0 [ft]	C	GEOSTR
8119.0 [ft]	C	RRI
8121.0 [ft]	C	GEOSTR
8127.0 [ft]	C	GEOSTR
8128.0 [ft]	C	RRI
8135.0 [ft]	C	GEOSTR
8164.0 [ft]	C	GEOSTR
8164.5 [ft]	C	GEOSTR
8166.0 [ft]	C	RRI
8166.5 [ft]	C	RRI
8175.0 [ft]	DC	RRI
8176.0 [ft]	C	GEOSTR
8182.0 [ft]	C	GEOSTR
8182.5 [ft]	C	RRI
8187.0 [ft]	DC	RRI
8188.0 [ft]	C	GEOSTR
8191.0 [ft]	C	GEOSTR



8198.0 [ft]	DC	RRI
8200.0 [ft]	C	RRI
8201.0 [ft]	C	GEOSTR
8218.0 [ft]	C	RRI
8219.5 [ft]	C	RRI
8220.0 [ft]	C	GEOSTR
8233.0 [ft]	DC	RRI
8235.0 [ft]	C	RRI
8236.0 [ft]	C	GEOSTR
8237.0 [ft]	C	RRI
8244.5 [ft]	C	RRI
8245.5 [ft]	C	RRI
8246.0 [ft]	C	GEOSTR
8262.0 [ft]	C	RRI
8262.3 [ft]	C	RRI
8286.0 [ft]	C	RRI
8333.0 [ft]	C	RRI
8334.0 [ft]	C	RRI
8524.0 [ft]	C	RRI
8538.0 [ft]	C	RRI
8540.0 [ft]	C	RRI
8550.0 [ft]	C	RRI
8551.0 [ft]	C	RRI
8553.0 [ft]	C	RRI
8554.5 [ft]	C	RRI
8557.0 [ft]	C	RRI
8558.0 [ft]	C	RRI
8559.0 [ft]	C	RRI
8561.4 [ft]	C	RRI
8570.0 [ft]	C	RRI
8582.0 [ft]	C	RRI
8593.0 [ft]	C	RRI
8595.0 [ft]	C	RRI
8600.0 [ft]	C	RRI
8610.0 [ft]	C	RRI
8650.0 [ft]	C	RRI
8660.0 [ft]	DC	RRI
8690.0 [ft]	C	RRI
8710.0 [ft]	DC	RRI
8730.0 [ft]	C	RRI



8770.0	[ft]	C	RRI
8770.0	[ft]	DC	RRI
8802.0	[ft]	DC	OD
8802.0	[ft]	C	LAP
8810.0	[ft]	C	RRI
8850.0	[ft]	C	RRI
8850.0	[ft]	DC	RRI
8890.0	[ft]	DC	RRI
8930.0	[ft]	C	RRI
8930.0	[ft]	DC	RRI
8970.0	[ft]	C	RRI
9010.0	[ft]	C	RRI
9010.0	[ft]	DC	RRI
9050.0	[ft]	C	RRI
9090.0	[ft]	C	RRI
9110.0	[ft]	DC	RRI
9130.0	[ft]	C	RRI
9170.0	[ft]	C	RRI
9190.0	[ft]	DC	RRI
9210.0	[ft]	C	RRI
9250.0	[ft]	C	RRI
9270.0	[ft]	DC	RRI
9290.0	[ft]	C	RRI
9330.0	[ft]	C	RRI
9350.0	[ft]	DC	RRI
9370.0	[ft]	DC	RRI
9420.0	[ft]	C	RRI
9430.0	[ft]	DC	RRI
9450.0	[ft]	C	RRI
9490.0	[ft]	C	RRI
9510.0	[ft]	DC	RRI
9530.0	[ft]	C	RRI
9570.0	[ft]	C	RRI
9590.0	[ft]	DC	RRI
9610.0	[ft]	C	RRI
9650.0	[ft]	C	RRI
9690.0	[ft]	C	RRI
9710.0	[ft]	DC	RRI
9730.0	[ft]	C	RRI
9760.0	[ft]	DC	RRI



9770.0	[ft]	C	RRI
9800.0	[ft]	DC	RRI

Litostratigrafi

Topp Dyb [mMD RKB]	Litostrat. enhet
171	NORDLAND GP
844	UTSIRA FM
926	HORDALAND GP
1662	ROGALAND GP
1662	BALDER FM
1705	SELE FM
1860	SHETLAND GP
2397	CROMER KNOLL GP
2405	VIKING GP
2405	DRAUPNE FM
2411	BRENT GP
2411	TARBERT FM
2458	NESS FM
2508	ETIVE FM
2540	RANNOCH FM
2599	DUNLIN GP
2599	DRAKE FM
2644	COOK FM
2655	BURTON FM
2849	STATFJORD GP
2973	HEGRE GP

Geokjemisk informasjon

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
125_1	pdf	0.23
125_2	pdf	1.12

Dokumenter - eldre Sokkeldirektoratets WDSS rapporter og andre relaterte dokumenter





Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
125_01_WDSS_General_Information	pdf	0.28

Dokumenter - rapportert av utvinningstillatelsen (frigitt ihht til regelverk)

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
125_33_9_3_ANALYSIS_OF_SIDEWALL_SAMPLES	pdf	0.24
125_33_9_3_CHARTS	pdf	6.13
125_33_9_3_COMPLETION_REPORT	pdf	2.80
125_33_9_3_CORE_ANALYSIS_RESULTS	pdf	1.68
125_33_9_3_CORRELATION_OF_BRENT_FOR_MATION	pdf	1.05
125_33_9_3_FINAL_GEOLOGICAL_SUMMARY	pdf	0.31
125_33_9_3_PALYNOLOGY_AND_STRATIGRAPHY	pdf	3.27
125_33_9_3_SOURCE_ROCK	pdf	1.83

Borestrengtester (DST)

Test nummer	Fra dybde MD [m]	Til dybde MD [m]	Reduksjonsventil størrelse [mm]
1.0	2479	2481	0.0

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

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

Logger

Type logg	Topp dyp for logg [m]	Bunn dyp for logg [m]
BHC	460	2989





CDM	926	2989
DLL	2332	2671
FDC CNL	926	2989
IES	459	2989
VELOCITY	460	2989

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	221.0	36	221.0	0.00	
SURF.COND.	20	458.0	26	471.0	0.00	
INTERM.	13 3/8	926.0	17 1/2	941.0	0.00	
INTERM.	9 5/8	2147.0	12 1/4	2159.0	0.00	
INTERM.		2992.0	8 1/2	2992.0	0.00	

Boreslam

Dybde MD [m]	Egenvekt, slam [g/cm3]	Viskositet, slam [mPa.s]	Flytegrense [Pa]	Type slam	Dato, måling
837	1.08			Waterbased	
1311	1.68			Waterbased	
2281	1.80			Waterbased	
2991	1.41			Waterbased	

Tynnslip i Sokkeldirektoratet

Dybde	Enhet
8089.00	[ft]
8462.00	[ft]
8403.50	[ft]
8556.50	[ft]
8527.00	[ft]
8331.00	[ft]

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 brønnspar. Trykkdataene er rapportert inn til Oljedirektoratet og videre prosessert og kvalitetssikret av IHS Markit.

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
125 Formation pressure (Formasjonstrykk)	PDF	0.22

