



Generell informasjon

Brønnbane navn	30/6-5
Type	EXPLORATION
Formål	WILDCAT
Status	P&A
Faktakart i nytt vindu	lenke til kart
Hovedområde	NORTH SEA
Felt	OSEBERG ØST
Funn	30/6-5 Oseberg Øst
Brønn navn	30/6-5
Seismisk lokalisering	LINE 703 - 142 SP:427.
Utvinningstillatelse	053
Boreoperatør	Den norske stats oljeselskap a.s
Boretillatelse	290-L
Boreinnretning	DEEPSEA SAGA
Boredager	66
Borestart	11.06.1981
Boreslutt	15.08.1981
Frigitt dato	15.08.1983
Publiseringsdato	29.03.2014
Opprinnelig formål	WILDCAT
Gjenåpnet	NO
Innhold	OIL
Funnbrønnbane	YES
1. nivå med hydrokarboner, alder	MIDDLE JURASSIC
1. nivå med hydrokarboner, formasjon.	BRENT GP
2. nivå med hydrokarboner, alder	EARLY JURASSIC
2. nivå med hydrokarboner, formasjon	DRAKE FM
Avstand, boredekk - midlere havflate [m]	25.0
Vanndybde ved midlere havflate [m]	156.0
Totalt målt dybde (MD) [m RKB]	3550.0
Totalt vertikalt dybde (TVD) [m RKB]	3550.0
Maks inklinasjon [°]	1
Temperatur ved bunn av brønnbanen [°C]	126
Eldste penetrerte alder	TRIASSIC



Eldste penetrerte formasjon	LUNDE FM
Geodetisk datum	ED50
NS grader	60° 41' 20.6" N
ØV grader	2° 57' 11.09" E
NS UTM [m]	6728313.49
ØV UTM [m]	497437.43
UTM sone	31
NPDID for brønnbanen	118

Brønnhistorie

General

Well 30/6-5 was drilled on the Brage Horst east of the Gullfaks fault block in the North Sea. The main purpose was to test the hydrocarbon potential in Middle Jurassic sandstone.

Operations and results

Wildcat well 30/6-5 was spudded with the semi-submersible installation Deepsea Saga on 11 June 1981 and drilled to TD at 3550 m in the Triassic Lunde Formation. No significant problem was encountered in the operations. The well was drilled with spud mud down to 951 m, with gypsum/polymer mud from 951 m to 1801 m, and with gel/lignosulphonate mud from 1801 m to TD.

The Brent Group, Tarbert Formation was encountered at 2824 m. From wire line logs and petrophysical analysis oil was found from 2841 m down to 2899 m. Pressure measurements indicated oil/water contact at 2907 m. Shows on cores continued down to 2933 m. The Etive Formation represented the main part of the net pay.

Eight cores were cut in the well. Cores 1 and 2 were cut in the interval 2843.5 - 2854.7 m. Cores 3 to 8 were cut in the interval 2871.5 - 2949.8 m. RFT oil samples were taken at 2847.5 m, 2867.1 m (film of oil), 2871.2 m (traces of oil), 2874.5 m, 2881 m, 2889 m, 2923 m (film of oil). The samples proved H₂S contents in the range 30 - 50 ppm.

The well was permanently abandoned on 15 August 1981 as an oil discovery.

Testing

The rig lacked qualified equipment and personnel trained for drill stem testing with the levels of H₂S proven by RFT sampling. Testing was therefore abandoned.

Borekaks i Sokkeldirektoratet

Borekaksprøve, topp dybde [m]	Borekaksprøve, bunn dybde [m]
250.00	3547.00

Borekaks tilgjengelig for prøvetaking?	NO
--	----



Borekjerne i Sokkeldirektoratet

Kjerneprøve nummer	Kjerneprøve - topp dybde	Kjerneprøve - bunn dybde	Kjerneprøve dybde - enhet
1	2843.5	2848.2	[m]
2	2848.3	2853.1	[m]
3	2871.5	2874.4	[m]
4	2874.5	2893.8	[m]
5	2893.7	2909.1	[m]
6	2909.0	2919.6	[m]
7	2919.5	2938.9	[m]
8	2938.7	2949.5	[m]

Total kjerneprøve lengde [m]	87.7
Kjerner tilgjengelig for prøvetaking?	YES

Kjernebilder



2843-2846m



2846-2848m



2851-2853m



2871-2874m



2874-2877m



2877-2880m



2880-2883m



2883-2886m



2886-2889m



2889-2892m



2892-2893m



2893-2896m



2896-2899m



2899-2902m



2902-2905m



2905-2908m



2908-2909m



2909-2912m



2912-2915m



2915-2918m



2918-2919m



2919-2922m



2922-2925m



2925-2928m



2928-2931m



2931-2934m



2934-2937m



2937-2938m



2938-2941m



2941-2944m



2944-2947m



2947-2949m

Litostratigrafi

Topp Dyb [mMD RKB]	Litostrat. enhet
181	NORDLAND GP
726	UTSIRA FM
879	HORDALAND GP
1908	ROGALAND GP
1908	BALDER FM
2023	SELE FM
2123	LISTA FM
2203	SHETLAND GP
2408	CROMER KNOLL GP



2452	VIKING GP
2452	DRAUPNE FM
2593	HEATHER FM
2841	BRENT GP
2841	NESS FM
2865	ETIVE FM
2958	DUNLIN GP
2958	DRAKE FM
3071	COOK FM
3123	AMUNDSEN FM
3223	STATFJORD GP

Geokjemisk informasjon

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
118 1	pdf	1.31
118 2	pdf	0.22
118 3	pdf	1.04
118 4	pdf	0.10
118 5	pdf	7.32
118 6	pdf	5.33
118 7	pdf	1.49

Dokumenter - eldre Sjøkeldirektoratets WDSS rapporter og andre relaterte dokumenter

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
118 01 WDSS General Information	pdf	0.11
118 02 WDSS completion log	pdf	0.28

Dokumenter - rapportert av utvinningstillatelsen (frigitt ihht til regelverk)

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
118 30 6 5 COMPLETION REPORT AND LOG	pdf	17.39





Logger

Type logg	Topp dyp for logg [m]	Bunn dyp for logg [m]
CBL CCL VDL GR	555	1798
CBL CCL VDL GR	555	1798
CBL CCL VDL GR	1600	3550
DLL MSFL GR	2789	3168
FDC CNL GR CAL	950	3550
HDT	1800	3550
ISF SON GR SP	242	3550

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	242.0	36	242.0	0.00	LOT
SURF.COND.	20	950.0	26	955.0	1.74	LOT
INTERM.	13 3/8	1801.0	17 1/2	1815.0	1.77	LOT
INTERM.	9 5/8	2789.0	12 1/4	2805.0	1.65	LOT
LINER	7	3548.0	8 1/2	3550.0	0.00	LOT

Boreslam

Dybde MD [m]	Egenvekt, slam [g/cm3]	Viskositet, slam [mPa.s]	Flytegrense [Pa]	Type slam	Dato, måling
250	1.08	53.0		waterbased	
580	1.08	43.0		waterbased	
750	1.10	43.0		waterbased	
1125	1.09	50.0		waterbased	
1355	1.12	48.0		waterbased	
2155	1.37	59.0		waterbased	
2555	1.43	50.0		waterbased	
3025	1.25	50.0		waterbased	
3325	1.27	51.0		waterbased	

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]
118 Formation pressure (Formasjonstrykk)	pdf	0.22

