



Generell informasjon

Brønnbane navn	15/9-8
Type	EXPLORATION
Formål	APPRAISAL
Status	P&A
Faktakart i nytt vindu	lenke til kart
Hovedområde	NORTH SEA
Felt	SLEIPNER VEST
Funn	15/6-3 Sleipner Vest
Brønn navn	15/9-8
Seismisk lokalisering	line nr610 161 SP: 349.
Utvinningstillatelse	046
Boreoperatør	Den norske stats oljeselskap a.s
Boretillatelse	279-L
Boreinnretning	NORTRYM
Boredager	82
Borestart	05.03.1981
Boreslutt	25.05.1981
Frigitt dato	25.05.1983
Publiseringsdato	18.05.2015
Opprinnelig formål	APPRAISAL
Gjenåpnet	NO
Innhold	GAS/CONDENSATE
Funnbrønnbane	NO
1. nivå med hydrokarboner, alder	MIDDLE JURASSIC
1. nivå med hydrokarboner, formasjon.	HUGIN FM
2. nivå med hydrokarboner, alder	MIDDLE JURASSIC
2. nivå med hydrokarboner, formasjon	SLEIPNER FM
Avstand, boredekk - midlere havflate [m]	25.0
Vanndybde ved midlere havflate [m]	103.0
Totalt målt dybde (MD) [m RKB]	3730.0
Totalt vertikalt dybde (TVD) [m RKB]	3729.0
Maks inklinasjon [°]	2.75
Temperatur ved bunn av brønnbanen [°C]	128
Eldste penetrerte alder	TRIASSIC



Eldste penetrerte formasjon	SMITH BANK FM
Geodetisk datum	ED50
NS grader	58° 22' 55.81" N
ØV grader	1° 46' 28.32" E
NS UTM [m]	6472060.11
ØV UTM [m]	428335.92
UTM sone	31
NPDID for brønnbanen	327

Brønnhistorie

General

Well 15/9-8 was drilled on the Delta structure in the southeastern part of the Sleipner West Field in the North Sea. The primary objective was to delineate the hydrocarbon accumulation encountered in the 15/9-4 well on the same structure, and to get further information about the sand distribution in the area. The primary target was Callovian sandstones. Paleocene sandstone was the secondary target.

Operations and results

Appraisal well 15/9-8 was spudded with the semi-submersible installation Nortrym on 5 March 1981 and drilled to TD at 3730 m in the Triassic Smith Bank Formation. Operations proceeded without significant problems. The well was drilled with seawater and hi-vis pills down to 495 m, with gypsum/polymer mud from 495 m to 2845 m, and with a gel/lignosulphonate mud from m 2845 m to TD.

The sandstones in Paleocene were water bearing. Top of the Callovian sandstone, Hugin Formation, was encountered at 3446 m, while top Sleipner Formation was encountered at 3493 m. Both formations proved to be gas/condensate bearing with a gas-water contact at 3564 m based on pressure gradients and well logs. No shows were recorded outside of the hydrocarbon bearing Hugin and Sleipner Formation.

A total of 46.5 m core was recovered in four cores from the interval 3448 to 3499 m. Segregated RFT fluid samples were taken at 3460 m (gas, condensate and mud filtrate), 3561.5 m (gas, condensate and mud filtrate), and 3566.5 m (mud filtrate and a smaller quantity of gas).

The well was permanently abandoned on 25 May 1981 as a gas/condensate appraisal well.

Testing

One Drill Stem Test was performed from the interval 3450 to 3460.2 m in the Hugin Formation. The test produced 255 Sm³ condensate and 820000 Sm³ gas /day through a 91/64" choke. The gas/condensate ratio was 3200 Sm³/Sm³, the condensate gravity was 0.78 g/cm³, and the gas gravity was 0.74 (air = 1). The CO₂ content was 6-7%. The DST temperature was 121 °C.

Borekaks i Sokkeldirektoratet



Borekaksprøve, topp dybde [m]	Borekaksprøve, bunn dybde [m]
180.00	3730.00

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

Borekjerne i Sokkeldirektoratet

Kjerneprøve nummer	Kjerneprøve - topp dybde	Kjerneprøve - bunn dybde	Kjerneprøve dybde - enhet
1	3448.4	3465.8	[m]
2	3466.0	3477.7	[m]
3	3477.0	3477.5	[m]
4	3478.0	3493.4	[m]

Total kjerneprøve lengde [m]	45.0
Kjerner tilgjengelig for prøvetaking?	YES

Kjernebilder



3448-3451m



3451-3454m



3454-3457m



3457-3460m



3460-3463m



3463-3465m



3465-3469m



3469-3472m



3472-3475m



3475-3477m



3477-3477m



3478-3481m



3481-3484m



3484-3487m



3487-3490m



3490-3493m



3493-3494m

Palynologiske preparater i Sokkeldirektoratet

Prøve dybde	Dybde enhet	Prøve type	Laboratorie
2200.0	[m]	DC	
2230.0	[m]	DC	
2259.0	[m]	DC	
2289.0	[m]	DC	
2322.0	[m]	DC	
2334.0	[m]	DC	
2352.0	[m]	DC	
2382.0	[m]	DC	
2412.0	[m]	DC	
2418.0	[m]	DC	
2421.0	[m]	DC	STATOIL
2427.0	[m]	DC	
2436.0	[m]	DC	STATOIL
2442.0	[m]	DC	
2451.0	[m]	DC	
2451.0	[m]	DC	STATOIL
2460.0	[m]	DC	
2466.0	[m]	DC	STATOIL
2472.0	[m]	DC	
2481.0	[m]	DC	
2481.0	[m]	DC	STATOIL
2484.0	[m]	DC	
2493.0	[m]	DC	
2496.0	[m]	DC	STATOIL
2502.0	[m]	DC	
2511.0	[m]	DC	STATOIL
2526.0	[m]	DC	
2526.0	[m]	DC	STATOIL
2532.0	[m]	DC	



Faktasider

Brønnbane / Leting

Utskriftstidspunkt: 14.5.2024 - 20:06

2541.0 [m]	DC	STATOIL
2542.0 [m]	DC	
2553.0 [m]	DC	
2556.0 [m]	DC	STATOIL
2571.0 [m]	DC	STATOI
2574.0 [m]	DC	
2580.0 [m]	DC	
2586.0 [m]	DC	STATOIL
2592.0 [m]	DC	
2601.0 [m]	DC	
2601.0 [m]	DC	STATOIL
2616.0 [m]	DC	STATOI
2622.0 [m]	DC	
2631.0 [m]	DC	STATOIL
2640.0 [m]	DC	
2646.0 [m]	DC	
2646.0 [m]	DC	STATOIL
2652.0 [m]	DC	
2655.0 [m]	DC	STATOIL
2658.0 [m]	DC	
2667.0 [m]	DC	STATOIL
2676.0 [m]	DC	STATOI
2676.0 [m]	DC	
2682.0 [m]	DC	
2688.0 [m]	DC	
2688.0 [m]	DC	STATOIL
2694.0 [m]	DC	
2697.0 [m]	DC	
2697.0 [m]	DC	STATOIL
2700.0 [m]	DC	
2703.0 [m]	DC	
2709.0 [m]	DC	STATOIL
2712.0 [m]	DC	
2718.0 [m]	DC	STATOIL
2730.0 [m]	DC	STATOI
2730.0 [m]	DC	
2736.0 [m]	DC	
2739.0 [m]	DC	STATOIL
2742.0 [m]	DC	
2751.0 [m]	DC	STATOIL



Faktasider

Brønnbane / Leting

Utskriftstidspunkt: 14.5.2024 - 20:06

2760.0 [m]	DC	STATOI
2760.0 [m]	DC	
2772.0 [m]	DC	
2772.0 [m]	DC	STATOIL
2781.0 [m]	DC	STATOI
2790.0 [m]	DC	
2793.0 [m]	DC	STATOIL
2802.0 [m]	DC	
2832.0 [m]	DC	
2862.0 [m]	DC	
2886.0 [m]	DC	
2892.0 [m]	DC	
2922.0 [m]	DC	
2952.0 [m]	DC	
2982.0 [m]	DC	
3000.0 [m]	DC	
3102.0 [m]	DC	
3132.0 [m]	DC	
3162.0 [m]	DC	
3192.0 [m]	DC	
3222.0 [m]	DC	
3252.0 [m]	DC	
3282.0 [m]	DC	
3312.0 [m]	DC	
3342.0 [m]	DC	
3372.0 [m]	DC	
3402.0 [m]	DC	
3420.0 [m]	DC	OD
3432.0 [m]	DC	
3441.0 [m]	DC	OD
3448.8 [m]	C	OD
3453.9 [m]	C	OD
3460.5 [m]	C	OD
3462.0 [m]	C	
3472.5 [m]	C	OD
3479.3 [m]	C	OD
3482.5 [m]	C	OD
3491.7 [m]	C	OD
3492.0 [m]	C	
3493.0 [m]	C	



3493.3	[m]	C	
3493.3	[m]	C	OD
3499.3	[m]	C	OD
3501.0	[m]	DC	OD
3510.0	[m]	DC	OD
3519.0	[m]	DC	OD
3522.0	[m]	DC	
3531.0	[m]	DC	OD
3531.0	[m]	DC	OD
3540.0	[m]	DC	OD
3549.0	[m]	DC	OD
3552.0	[m]	DC	
3561.0	[m]	DC	OD
3570.0	[m]	DC	OD
3582.0	[m]	DC	OD
3582.0	[m]	DC	
3591.0	[m]	DC	OD
3600.0	[m]	DC	OD
3612.0	[m]	DC	
3642.0	[m]	DC	
3672.0	[m]	DC	
3702.0	[m]	DC	
3730.0	[m]	DC	

Oljeprøver i Sökkeldirektoratet

Test type	Flaske nummer	Topp dyp MD [m]	Bunn dyp MD [m]	Væske type	Test tidspunkt	Prøver tilgjengelig
DST	TEST1	3450.00	3460.00		15.05.1981 - 05:00	YES

Litostratigrafi

Topp Dyb [mMD RKB]	Litostrat. enhet
128	NORDLAND GP
863	UTSIRA FM
1120	UNDIFFERENTIATED
1222	HORDALAND GP



1473	SKADE FM
1509	UNDIFFERENTIATED
2156	FRIGG FM
2174	UNDIFFERENTIATED
2310	ROGALAND GP
2310	BALDER FM
2360	SELE FM
2428	LISTA FM
2476	HEIMDAL FM
2674	LISTA FM
2717	VÅLE FM
2734	TY FM
2788	SHETLAND GP
2788	EKOFISK FM
2800	TOR FM
3000	HOD FM
3115	BLODØKS FM
3166	HIDRA FM
3197	CROMER KNOLL GP
3197	RØDBY FM
3227	SOLA FM
3262	ÅSGARD FM
3290	VIKING GP
3290	DRAUPNE FM
3427	HEATHER FM
3446	VESTLAND GP
3446	HUGIN FM
3493	SLEIPNER FM
3625	HEGRE GP
3625	SKAGERRAK FM
3676	SMITH BANK FM

Dokumenter - eldre Sökkeldirektoratets WDSS rapporter og andre relaterte dokumenter

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
327_01_WDSS_General_Information	pdf	0.10
327_02_WDSS_completion_log	pdf	0.25





Dokumenter - rapportert av utvinningstillatelsen (frigitt ihht til regelverk)

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
327 15 9 8 COMPLETION REPORT	pdf	23.96
327 15 9 8 COMPLETIO LOG	pdf	1.65

Borestrengtester (DST)

Test nummer	Fra dybde MD [m]	Til dybde MD [m]	Reduksjonsven til størrelse [mm]
1.0	3450	3460	36.1

Test nummer	Endelig avstengningstrykk [MPa]	Endelig strømningstrykk [MPa]	Bunnhullstrykk [MPa]	Borehullstemperatur [°C]
1.0				121

Test nummer	Olje produksjon [Sm3/dag]	Gass produksjon [Sm3/dag]	Oljetetthet [g/cm3]	Gasstyngde rel. luft	GOR [m3/m3]
1.0	255	820000	0.780	0.740	3200

Logger

Type logg	Topp dyp for logg [m]	Bunn dyp for logg [m]
CBL GR	280	1173
CBL GR	1430	2831
CST	3500	3720
DLL MSFL GR	3390	3730
FDC GR	481	3730
HDT	2821	3730
ISF BHC GR	178	3730
RFT	3390	3730
VELOCITY	800	3725

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	179.0	36	179.0	0.00	LOT
SURF.COND.	20	481.0	26	495.0	1.65	LOT
INTERM.	13 3/8	1174.0	17 1/2	1190.0	1.68	LOT
INTERM.	9 5/8	2831.0	12 1/4	2840.0	1.82	LOT
LINER	7	3724.5	8 1/2	3730.0	0.00	LOT

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]
327_Formation_pressure_(Formasjonstrykk)	pdf	0.22

