



Generell informasjon

Brønnbane navn	15/9-6
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	15/9-6
Seismisk lokalisering	510-169 SP.265
Utvinningstillatelse	046
Boreoperatør	Den norske stats oljeselskap a.s
Boretillatelse	244-L
Boreinnretning	NORSKALD
Boredager	124
Borestart	07.05.1980
Boreslutt	07.09.1980
Frigitt dato	07.09.1982
Publiseringsdato	08.04.2015
Opprinnelig formål	APPRAISAL
Gjenåpnet	NO
Innhold	DRY
Funnbrønnbane	NO
Avstand, boredekk - midlere havflate [m]	25.0
Vanndybde ved midlere havflate [m]	112.0
Totalt målt dybde (MD) [m RKB]	3946.0
Totalt vertikalt dybde (TVD) [m RKB]	3945.0
Maks inklinasjon [°]	3.3
Temperatur ved bunn av brønnbanen [°C]	107
Eldste penetrerte alder	TRIASSIC
Eldste penetrerte formasjon	SKAGERRAK FM
Geodetisk datum	ED50
NS grader	58° 27' 13.5" N
ØV grader	1° 41' 31.4" E
NS UTM [m]	6480120.13
ØV UTM [m]	423668.06



UTM sone	31
NPDID for brønnbanen	231

Brønnhistorie

General

Well 15/9-6 was drilled in the Sleipner Vest area in the Viking Graben of the North Sea. The objective of the well was to test possible hydrocarbons in Middle Jurassic sandstones on the northern flank of the 15/9-Beta structure, and to get more information about the sand distribution in this area.

Operations and results

Appraisal well 15/9-6 was spudded with the semi-submersible installation Nordskald on 7 May 1980 and drilled to TD at 3946 m in the Triassic Skagerrak Formation. No significant problem was encountered in the operations. The well was drilled with seawater and pre-hydrated gel down to 465 m, with sweater/gel and SSP lubricant (a vegetable oil) from 465 m to 1140 m, and with gel lignosulphonate/SSP lubricant from 140 m to TD.

Top of the target reservoir sandstones (Callovian age Hugin Formation) was found at 3762 m. This was deeper than expected and below the field gas-water contact. The sandstones were also thinner than expected. Isolated spots of shows on sandstones were described on cuttings and cores from the Hugin and Sleipner formations and the Upper part of the Skagerrak Formation. One cuttings sample from 3346 m in the Blodøks Formation was described with good show on sandstone.

Two cores were cut. Core 1 was cut from 3768.5 m to 3781.4 m in the Hugin Formation (75% recovery) and core 2 was cut from 3810 m to 3814.5 m in the Sleipner Formation (37% recovery). An RFT fluid sample was taken at 3774 m in the Hugin Formation. Laboratory analysis indicated the content to be a mixture of formation water, mud, and fresh water from the water cushion in the sampler.

The well was permanently abandoned on 7 September 1980 as a dry well.

Testing

No drill stem test was performed.

Borekaks i Sokkeldirektoratet

Borekaksprøve, topp dybde [m]	Borekaksprøve, bunn dybde [m]
200.00	3946.00

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

Borekjerter i Sokkeldirektoratet



Kjerneprøve nummer	Kjerneprøve - topp dybde	Kjerneprøve - bunn dybde	Kjerneprøve dybde - enhet
1	3768.5	3778.2	[m]
2	3810.0	3811.6	[m]

Total kjerneprøve lengde [m]	11.3
Kjerner tilgjengelig for prøvetaking?	YES

Kjernebilder



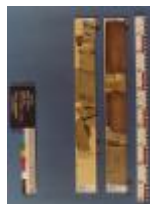
3768-3771m



3771-3773m



3773-3776m



3776-3778m



3810-3811m

Palynologiske preparater i Sökkeldirektoratet

Prøve dybde	Dybde enhet	Prøve type	Laboratorie
3451.0	[m]	DC	
3478.0	[m]	DC	
3505.0	[m]	DC	
3532.0	[m]	DC	
3541.0	[m]	DC	
3550.0	[m]	DC	
3559.0	[m]	DC	
3586.0	[m]	DC	
3613.0	[m]	DC	
3640.0	[m]	DC	
3667.0	[m]	DC	
3685.0	[m]	SWC	
3694.0	[m]	DC	
3707.5	[m]	SWC	
3721.0	[m]	DC	
3748.0	[m]	DC	
3754.5	[m]	SWC	
3757.0	[m]	DC	



3763.0	[m]	DC	
3774.5	[m]	SWC	
3775.0	[m]	DC	
3777.5	[m]	C	
3784.0	[m]	DC	
3793.0	[m]	DC	
3793.5	[m]	SWC	
3802.0	[m]	DC	
3810.0	[m]	C	
3810.2	[m]	C	
3810.5	[m]	C	
3811.0	[m]	DC	
3820.0	[m]	DC	
3822.0	[m]	SWC	
3829.0	[m]	DC	
3838.0	[m]	DC	
3839.0	[m]	SWC	
3856.0	[m]	DC	
3862.0	[m]	SWC	
3883.0	[m]	DC	
3910.0	[m]	DC	
3928.0	[m]	DC	
3946.0	[m]	DC	

Litostratigrafi

Topp Dyb [mMD RKB]	Litostrat. enhet
137	NORDLAND GP
834	UTSIRA FM
1063	HORDALAND GP
1807	FRIGG FM
2228	ROGALAND GP
2228	BALDER FM
2278	SELE FM
2338	LISTA FM
2381	HEIMDAL FM
2617	LISTA FM
2650	TY FM
2665	VÅLE FM



2722	SHETLAND GP
2722	EKOFISK FM
2765	TOR FM
2952	HOD FM
3317	BLODØKS FM
3350	HIDRA FM
3392	CROMER KNOLL GP
3392	RØDBY FM
3470	VIKING GP
3470	DRAUPNE FM
3700	HEATHER FM
3762	VESTLAND GP
3762	HUGIN FM
3786	SLEIPNER FM
3828	SKAGERRAK FM

Dokumenter - eldre Sokkeldirektoratets WDSS rapporter og andre relaterte dokumenter

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
231_01_WDSS_General_Information	pdf	0.12
231_02_WDSS_completion_log	pdf	0.25

Dokumenter - rapportert av utvinningstillatelsen (frigitt ihht til regelverk)

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
231_15_9_6_Completion_report_and_log	pdf	19.30

Borestrengtester (DST)

Test nummer	Fra dybde MD [m]	Til dybde MD [m]	Reduksjonsven til størrelse [mm]
1.0	3671	3674	0.0
2.0	3637	3638	0.0
3.0	3555	3565	0.0





Test nummer	Endelig avstengningstrykk [MPa]	Endelig strømningsstrykk [MPa]	Bunnhullstrykk [MPa]	Borehullstemperatur [°C]
1.0				
2.0				
3.0				

Test nummer	Olje produksjon [Sm3/dag]	Gass produksjon [Sm3/dag]	Oljetetthet [g/cm3]	Gasstyngde rel. luft	GOR [m3/m3]
1.0					
2.0					
3.0					

Logger

Type logg	Topp dyp for logg [m]	Bunn dyp for logg [m]
CBL	1140	3946
FDC CNL GR	2750	3946
FDC GR	440	2773
HDT	2750	3946
ISF SON GR	186	3946
VELOCITY	840	3940

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	161.0	36	161.0	0.00	LOT
SURF.COND.	20	425.0	26	440.0	1.42	LOT
INTERM.	13 3/8	1099.0	17 1/2	1115.0	2.00	LOT
INTERM.	9 5/8	2729.0	12 1/4	2749.0	1.73	LOT
LINER	7	3096.0	8 1/2	3096.0	0.00	LOT

Boreslam



Dybde MD [m]	Egenvekt, slam [g/cm3]	Viskositet, slam [mPa.s]	Flytegrense [Pa]	Type slam	Dato, måling
490	1.04	32.0		waterbased	
1030	1.17	34.0		waterbased	
1580	1.21	54.0		waterbased	
3292	1.35	62.0		waterbased	
3500	1.45	55.0		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 brønnspark. Trykkdataene er rapportert inn til Oljedirektoratet og videre prosessert og kvalitetssikret av IHS Markit.

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
231_Formalion_pressure_(Formasjonstrykk)	pdf	0.21

