



Generell informasjon

Brønnbane navn	15/3-3
Type	EXPLORATION
Formål	APPRAISAL
Status	P&A
Faktakart i nytt vindu	lenke til kart
Hovedområde	NORTH SEA
Felt	GUDRUN
Funn	15/3-1 S Gudrun
Brønn navn	15/3-3
Seismisk lokalisering	line 580 517;SP 260
Utvinningstillatelse	025
Boreoperatør	Elf Petroleum Norge AS
Boretillatelse	209-L
Boreinnretning	PENTAGONE 84
Boredager	217
Borestart	05.01.1979
Boreslutt	09.08.1979
Frigitt dato	09.08.1981
Publiseringsdato	10.08.2013
Opprinnelig formål	APPRAISAL
Gjenåpnet	NO
Innhold	GAS/CONDENSATE
Funnbrønnbane	NO
1. nivå med hydrokarboner, alder	LATE JURASSIC
1. nivå med hydrokarboner, formasjon.	INTRA DRAUPNE FM SS
2. nivå med hydrokarboner, alder	MIDDLE JURASSIC
2. nivå med hydrokarboner, formasjon	HUGIN FM
3. nivå med hydrokarboner, alder	MIDDLE JURASSIC
3. nivå med hydrokarboner, formasjon	SLEIPNER FM
Avstand, boredekk - midlere havflate [m]	24.0
Vanndybde ved midlere havflate [m]	109.0
Totalt målt dybde (MD) [m RKB]	5115.0
Totalt vertikalt dybde (TVD) [m RKB]	5112.0
Maks inklinasjon [°]	4.5



Temperatur ved bunn av brønnbanen [°C]	169
Eldste penetrerte alder	TRIASSIC
Eldste penetrerte formasjon	SKAGERRAK FM
Geodetisk datum	ED50
NS grader	58° 52' 31.25" N
ØV grader	1° 46' 46.24" E
NS UTM [m]	6526963.86
ØV UTM [m]	429625.80
UTM sone	31
NPDID for brønnbanen	313

Brønnhistorie

**General**

Well 15/3-3 was drilled west of the Gudrun Terrace on the east flank of the North Sea Central Graben, about 4.5 km north-east of the 15/3-1 S discovery. The main objective of the 15/3-3 well was to appraise the complete Jurassic series up-dip of well 15/3-1 S drilled on the same structure in 1975.

Well 15/3-3 is type well for the Grid Formation.

Operations and results

Appraisal well 15/3-3 was spudded with the semi-submersible installation Pentagone 84 on 5 January 1979 and drilled to TD at 5115 m in the Triassic Skagerrak Formation.

Several water bearing sands with high porosity were encountered in the Tertiary section including the Grid, Heimdal and Ty formations. The Cretaceous had no reservoir sections and was drilled without gas shows. The Late Jurassic Draupne Formation was encountered at 4017 m. The Draupne Formation was 208 m thick and consisted of shales with only a few < 1 m sandstone beds. The Heather Formation was penetrated from 4225 to 4522 m and contained a main Intra Heather Formation sandstone from 4260 to 4369 m. This sandstone was gas and condensate bearing in the upper part down to a GOC at 4272 m. The Hugin Formation came in at 4522 m and then the Sleipner Formation at 4545 m. The Hugin Formation contained gas filled sandstone from 4522 to 4527 m. Several thinner sandstones with gas followed down to a main gas filled sandstone in the Sleipner Formation from 4588 to 4632 m. A second hydrocarbon filled Sleipner Formation sandy interval was penetrated from 4679 to 4693 m. The upper part down to 4687 m consisted of good sandstone, further down it was cemented.

The only oil shows in the well was rare pale yellow to greenish crush cut fluorescence on cuttings around 4100 m and on white - yellowish fluorescence on all cores.

Six conventional cores were cut in the Jurassic section all with full recovery. The three first were cut in the Heather Formation from 4262 to 4307 m (4264 to 4309.9 m logger's depth). The three last were cut in the Sleipner Formation (cored depth = loggers depth): Core 4 from 4547 to 4562 m; core 5 from 4851 to 4860 m; and core 6 from 4995 to 5004 m. Three RFT fluid samples were taken at 4262 m (gas and condensate), 4262.5 m (mud and traces of condensate), and 4261.5 m (condensate). Four FIT samples were taken at 5059.5 m (water), 4989.5 m (mud filtrate), 4626.5 m (gas and mud), and 4262 m (oil and gas).

The well was permanently abandoned on 9 August 1979 as a gas/condensate appraisal.

Testing

Two DSTs were performed through perforations in the 7" liner.

DST 1 tested 4967 - 4990 m with packer at 4957 m. It produced 4.3 m³ of salt water (125 g/1) with traces of gas in 11 hours.

DST 2 tested 4615 - 4632 m with packer at 4600 m. It produced 520000 m³ gas, 60 m³ 41.5 deg API paraffinic condensate and 2.2 m³ water /day in 24 hours. The GOR was ca 8600 Sm³/Sm³.

Borekaks i Sokkeldirektoratet

Borekaksprøve, topp dybde [m]	Borekaksprøve, bunn dybde [m]
200.00	5111.00



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

Borekjerne i Sokkeldirektoratet

Kjerneprøve nummer	Kjerneprøve - topp dybde	Kjerneprøve - bunn dybde	Kjerneprøve dybde - enhet
1	4262.0	4268.5	[m]
2	4274.0	4287.0	[m]
3	4287.5	4307.9	[m]
4	4547.0	4562.0	[m]
5	4851.0	4860.0	[m]
6	4995.0	5004.0	[m]

Total kjerneprøve lengde [m]	72.9
Kjerner tilgjengelig for prøvetaking?	YES

Kjernebilder



Høy: 4262-4268m



Lav: 4262-4268m



Høy: 4268-4272m



Lav: 4268-4272m



Høy: 4272-4277m



Lav: 4272-4277m



Høy: 4277-4283m



Lav: 4277-4283m



Høy: 4283-4287m



Lav: 4283-4287m



Høy: 4288-4293m



Lav: 4288-4293m



Høy: 4293-4299m



Lav: 4293-4299m



Høy: 4299-4304m



Lav: 4299-
4304m



Høy: 4304-
4307m



Lav: 4304-
4307m



Høy: 4547-
4552m



Lav: 4547-
4552m



Høy: 4552-
4559m



Lav: 4552-
4559m



Høy: 4559-
4562m



Lav: 4559-
4562m



Høy: 4851-
4856m



Lav: 4851-
4856m



Høy: 4856-
4860m



Lav: 4856-
4860m



Høy: 4995-
5000m



Lav: 4995-
5000m



Høy: 5000-
5004m



Lav: 5000-
5004m

Palynologiske preparater i Søkeldirektoratet

Prøve dybde	Dybde enhet	Prøve type	Laboratorie
4570.0	[m]	C	RRI
4586.0	[m]	C	RRI
4640.0	[m]	C	RRI
4650.0	[m]	C	RRI
4670.0	[m]	C	RRI
4705.0	[m]	C	RRI



4710.0	[m]	C	RRI
4720.0	[m]	C	RRI
4735.0	[m]	C	RRI
4746.0	[m]	C	RRI
4752.0	[m]	C	RRI
4758.0	[m]	C	RRI
4764.0	[m]	C	RRI

Oljeprøver i Sökkeldirektoratet

Test type	Flaske nummer	Topp dyp MD [m]	Bunn dyp MD [m]	Væske type	Test tidspunkt	Prøver tilgjengelig
DST	DST 2	4615.00	4632.00	WATER		YES
DST		4967.00	4990.00			NO
DST	DST 0	0.00	0.00			YES

Litostratigrafi

Topp Dyb [mMD RKB]	Litostrat. enhet
133	NORDLAND GP
677	UTSIRA FM
851	HORDALAND GP
1470	GRID FM
2176	ROGALAND GP
2176	BALDER FM
2235	SELE FM
2290	HEIMDAL FM
2557	LISTA FM
2653	TY FM
2692	SHETLAND GP
2692	EKOFISK FM
2764	JORSALFARE FM
3023	KYRRE FM
3250	TRYGGVASON FM
3521	BLODØKS FM
3628	SVARTE FM



3743	CROMER KNOLL GP
3901	ÅSGARD FM
4017	VIKING GP
4017	DRAUPNE FM
4225	HEATHER FM
4522	VESTLAND GP
4522	HUGIN FM
4545	SLEIPNER FM
5033	SKAGERRAK FM

Geokjemisk informasjon

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
313 1	pdf	1.58
313 2	pdf	0.61
313 3	pdf	0.24

Dokumenter - eldre Sokkeldirektoratets WDSS rapporter og andre relaterte dokumenter

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
313 01 WDSS General Information	pdf	0.13
313 02 WDSS completion log	pdf	0.33

Dokumenter - rapportert av utvinningstillatelsen (frigitt ihht til regelverk)

Dokument navn	Dokument format	Dokument størrelse [KB]
313 15 3 3 Completion log	pdf	3.24
313 15 3 3 Completion report	pdf	3.94

Borestrengtester (DST)

Test nummer	Fra dybde MD [m]	Til dybde MD [m]	Reduksjonsven til størrelse [mm]
1.0	4967	4990	18.7
2.0	4615	4615	12.7





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

Test nummer	Olje produksjon [Sm3/dag]	Gass produksjon [Sm3/dag]	Oljetetthet [g/cm3]	Gasstyngde rel. luft	GOR [m3/m3]
1.0					
2.0		520000			8600

Logger

Type logg	Topp dyp for logg [m]	Bunn dyp for logg [m]
BHG	4042	5116
CBL	846	4042
CBL VDL	30	1000
CBL VDL	1800	2862
CBL VDL	3840	5067
DLL MSFL	4042	5110
FDC CNL GR CAL	4042	5110
FDC GR CAL	858	4052
HDT	2000	5111
ISF SON GR SP	195	4967
SONIC	2844	4048
TEMP	1500	2853
VELOCITY	1580	5103

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	195.0	36	196.0	0.00	LOT
SURF.COND.	20	857.0	26	870.0	1.33	LOT
INTERM.	13 3/8	2845.0	17 1/2	2859.0	0.00	LOT
INTERM.	9 5/8	4040.0	12 1/4	4052.0	2.20	LOT
LINER	7	5109.0	8 3/8	5115.0	0.00	LOT



Boreslam

Dybde MD [m]	Egenvekt, slam [g/cm3]	Viskositet, slam [mPa.s]	Flytegrense [Pa]	Type slam	Dato, måling
940	1.11	46.0		waterbased	
1380	1.15	66.0		waterbased	
2215	1.22	62.0		waterbased	
2870	1.27	54.0		waterbased	
3460	1.29	60.0		waterbased	
3800	1.34	63.0		waterbased	
4050	1.95	75.0		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]
313 Formation pressure (Formasjonstrykk)	pdf	0.22

