

Actualisering winningsplan K6-DN

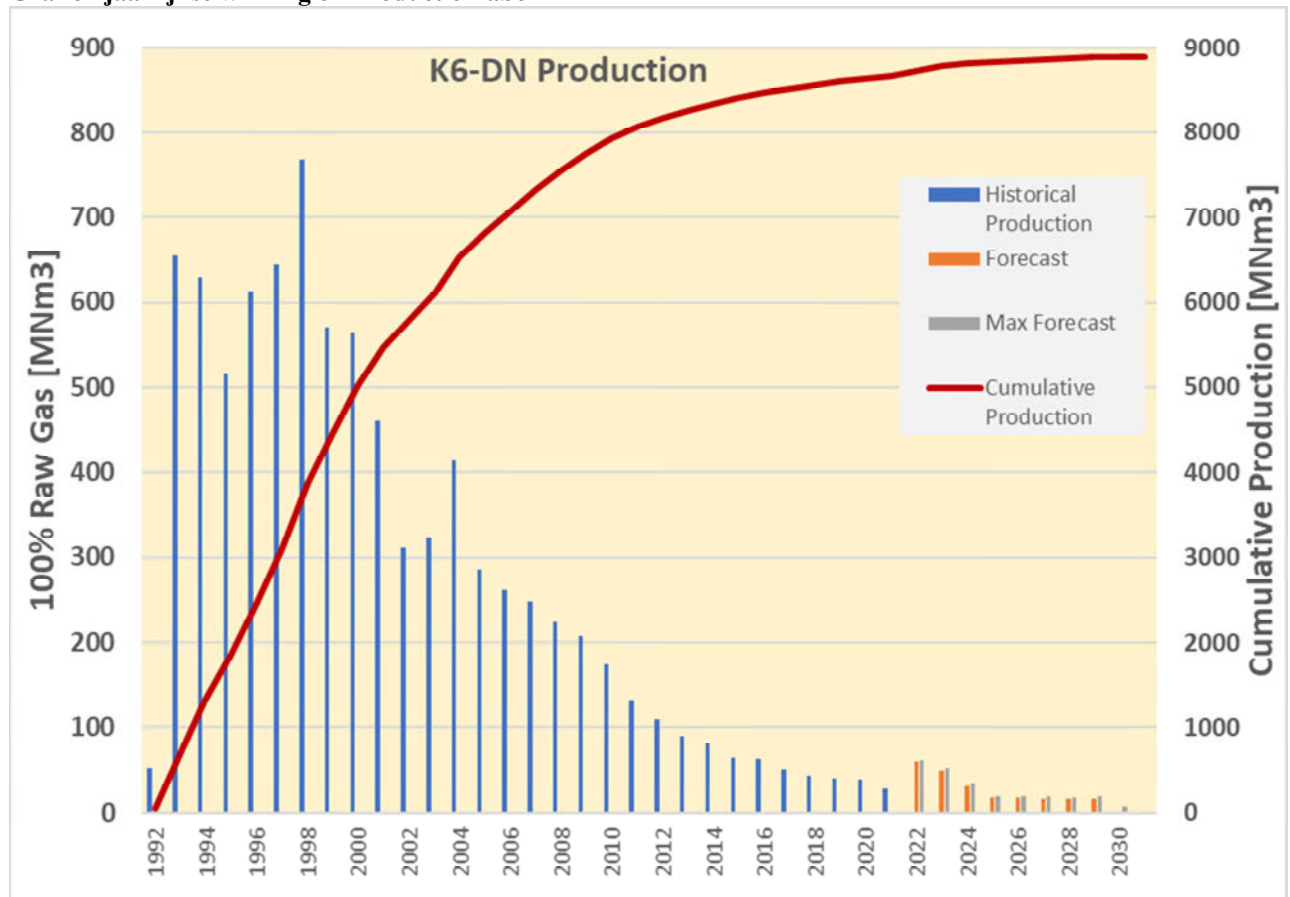
Artikel 1)	Onderwerp	Beschrijving
Mw 34 lid 1	Verzoek om instemming voor actualisering van winningsplan	<i>een winningsplan voor het K6-DN veld op het continentaal plat vanaf de 3 zeemijlszone</i>
	A) Algemene gegevens	
	A1.1) Naam indiener	<i>TotalEnergies EP Nederland</i>
	A1.2) Adres	<i>Postbus 93280 2509AG Den Haag</i>
	A1.3) Contactpersoon	5.1.2.e [REDACTED]
	A1.4) E-mail	5.1.2.e [REDACTED] @totalenergies.com
	A1.5) Telefoon	5.1.2.e [REDACTED]
Mw 22	A1.6) Indiener	<i>is uitvoerder cf artikel 22 Mw</i>
	A2) Winningsvergunninggebied(en)	<i>Blok K6a op het Nederlands Continentaal Plat</i>
Mw 34 lid 1 Mb 24 lid 1a	A2.1) Voorkomens koolwaterstoffen	<i>K6-DN</i>
Mb 24 lid 1a	A2.2) Soort koolwaterstof die wordt Gewonnen	<i>hoog calorisch gas</i>
Mr 1.2.1 lid 3	A3) Bestaande of nieuwe winning	<i>winningsplan voor reeds bestaande winning (inclusief voorziene uitbreiding)</i>
	Beëindiging winning	<i>Momenteel wordt de winning verwacht te eindigen in 2030</i>

B1	<i>Vigerend winningsplan</i>
Het Ministerie van Economische Zaken heeft met brief nr DGETM-EM / 14062590 dd 7 april 2014 met het geactualiseerde winningsplan ingestemd.	

B2	Wijzigingen
Het in 2014 ingediende winningsplan ging uit van een beëindiging van de winning eind 2022. Momenteel wordt de beëindiging verwacht in 2030 Het installeren van een nieuwe compressor-bundel in de zomer 2021 op het K6-CC (central complex) gas-behandelplatform, resulteert in het produceren van K6-DN met een lagere aanzuigdruk. Dit heeft het productie profiel sterk verlengd. Dit winningsplan is gebaseerd op de productiesimulatie in het optimistische scenario	

B3 Toekomstige productieprofiel:

Grafiek jaarlijkse winning en Productie Tabel



MNm3	History																				
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Historical Production	52	655	629	516	613	645	768	571	565	461	311	323	413	286	262	248	225	208	175	132	110
Forecast																					
Max Forecast																					
Cumulative Production	52	708	1337	1853	2466	3111	3879	4450	5015	5476	5787	6110	6523	6810	7072	7320	7545	7753	7927	8060	8170

MNm3	Forecast									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Historical Production										
Forecast	60	50	32	18	17	17	17	16	0	0
Max Forecast	62	52	34	20	20	19	18	19	7	0
Cumulative Production	8730	8779	8812	8829	8847	8864	8881	8897	8897	8897

B4 Overige wijzigingen:

De berekeningen zijn gebaseerd op de huidige productieprofielen en prestaties. In deze. notitie wordt alleen de prestatiekenmerken van K6-DN beschreven, gebaseerd op historische data.

- i) Een opgaaft van de samenstelling en hoeveelheden van de stoffen, die jaarlijks onvermijdelijk bij de winning van koolwaterstoffen meekomen.

Meegeproduceerde stoffen										
jaar	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
productiewater [m3]	23249	20172	13694	8023	8213	8411	8636	8814	0	0
aardgascondensaat [m3]	659	539	344	185	160	132	163	130	0	0

- J) Een opgaaft van de hoeveelheden gewonnen koolwaterstoffen die jaarlijks bij de winning worden gebruikt, afgeblazen of afgefakkeld

brandstofgas										
jaar	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
aardgas [MNm3]	5	4	3	2	2	3	4	4	0	

De hoeveelheden afgeblazen gas zijn marginaal en bestaan uit 2 stromen:

- Purge en vent gas
- De hoeveelheden die verloren gaan bij het drukloos maken van het systeem voor gepland (groot)onderhoud en inspecties is afhankelijk van het programma.

- k) Een opgaaft van de samenstellingen hoeveelheden delfstoffen en andere stoffen die jaarlijks bij de winning in de ondergrond worden teruggebracht.

Het productiewater van de K6-DN put gaat na behandeling overboord

B5 Bijzonderheden

Ondertekening:	Naam: 5.1.2.e Functie: 5.1.2.e	
	Datum: Plaats: Den Haag	

A) Een beschrijving van de verwachte hoeveelheid en de samenstelling van de aanwezige koolwaterstoffen, onderverdeeld naar reservoirlaag en reservoir compartiment.

Table 1		
Gas Composition	K6-DN	Lower Slochteren
C1		83.18%
C2		5.83%
C3		1.09%
i-C4		0.20%
n-C4		0.21%
i-C5		0.09%
n-C5		0.08%
C6+		0.68%
N2		4.56%
CO2		4.09%

B) Een opgave van de gegevens met betrekking tot de structuur van het voorkomen onderverdeeld naar reservoirlaag en reservoir compartiment met bijbehorende geologische, geofysische en petrofysische studies en de daarbij gehanteerde onzekerheidsanalyse.

De reservoirs in het K6-DN gasveld zijn Lower Slochteren en Westphalian Upper-C. Het gas wordt op dit moment gewonnen met de putten K6-DN1, K6-DN2, K6-DN4st en K6-DN5.

De seismische interpretatie over het K6-DN veld is uitgevoerd op de laatst beschikbare seismische data. Deze seismiek (Pistolet seismiek) is in 2012 geschoten; de processing vond plaats van 2012 tot en met 2014.

De op seismiek geïnterpreteerde horizonnen zijn de volgende: Top Rotliegend, Basis Rotliegend en Top Westphalian-B. Het Lower Slochteren reservoir bevindt zich direct bovenop de Basis Rotliegend, het Westphalian Upper-C reservoir bevindt zich tussen de Basis Rotliegend en Top Westphalian-B. In Bijlage B1 is een kaart te zien van het K6-DN veld, deze dieptekaart betreft de Top Rotliegend. De structuur van het veld, die in de K6a licentie ligt, bestaat uit een groot paneel dat door breuken onderverdeeld is in een aantal kleinere panelen. De structuur van het veld is nogal complex met onder andere een aantal geïnverteerde structuren (pop-ups). In Bijlage B2 is een seismische lijn te zien die door het K6-DN veld gaat. Het Lower Slochteren reservoir bevindt zich bovenop de paarse horizon genaamd "Hunc" (is hetzelfde als Basis Rotliegend). Het Westphalian Upper-C reservoir bevindt onder het Lower Slochteren reservoir, tussen de "Hunc" en "TWB" horizonnen.

Met behulp van deze horizonnen en gebruikmakend van beschikbare put data en van geologische kennis, is in Petrel een 3D statisch model gemaakt.

Verder is ook een petrofysische studie uitgevoerd om zo nauwkeurig mogelijk de petrofysische parameters en hun onzekerheden vast te stellen. Hieronder is een samenvatting gegeven van de meest relevante petrofysische gegevens van het reservoir in de boorgaten in het veld:

	K6-DN1 (K6-5)	K6-DN2	K6-DN3	K6-DN4	K6-DN5	K6-DN4ST	K6-7
Gross Thickness (mv)	57.7	46.1	64.7	146.0	157.9	116.9	69.2
Net Thickness (mv)	28.8	15.2	32.1	71.3	51.3	50.8	37.2
NTG	50.0%	33.0%	50.0%	49.0%	32.0%	43%	54.0%
Porosity	9.9%	No log	10.8%	9.6%	10.7%	9.5%	11.7%

NB: Tussen haakjes vermelde putnamen geven een tie-back van een voormalige exploratieput aan

Uiteindelijk is er in Petrel een onzekerheidsanalyse uitgevoerd om de spreiding van statische gasvolumes in het veld in beeld te brengen.

C) Een beschrijving van de wijze van de winning.

De winning vindt plaats door middel van natuurlijke stroming door depletie, waarbij de druk op het puthoofd bepaald wordt door de aanwezige compressie op het K6CC (Central Complex) platform.

De delfstoffen worden voorbehandeld op de K6-DN mijnbouwinstallatie. Verdere behandeling vindt plaats op voorgenoemde K6CC mijnbouwinstallatie vanwaar de delfstoffen via de NGT-transportleiding naar het vasteland worden getransporteerd. Hier vindt de eindbehandeling en aflevering aan de afnemer plaats.

D) Een beschrijving van het mijnbouwwerk en de ligging ervan.

De PE-K6-DN mijnbouwinstallatie is geplaatst in het K6a winningsvergunninggebied. De coördinaten van de mijnbouwinstallatie en de waterdiepte ter plaatse zijn in onderstaande tabel weergegeven.

PE-K6-DN is een mijnbouwinstallatie met een bovenbouw voorzien van een helikopterdek geplaatst op een onderstel met 4 poten. Het is een normaal niet bemande installatie met slechts een noodaccommodatie voor 6 personen. De installatie wordt op afstand gecontroleerd en bediend vanaf de centrale controlekamer (CCR) op land. De installatie is met K6CC verbonden middels een 12" gas export leiding en een 3" glycol import leiding.

E) Een opgave van het aantal boorgaten dat bij de winning wordt gebruikt.

De installatie bezit 6 zogenaamde 'slots' voor het aanleggen van putten. Er zijn vijf (5) putten op K6-DN platform en er is dus nog een (1) slot beschikbaar.

F) Een opgaaf van de volgorde en het tijdsbestek van het maken van de boorgaten.

Hieronder is een samenvatting gegeven van de aangelegde putten op het moment van uitgave van dit document.

Put naam	K6-5 (K6-DN1)	K6-DN2	K6-DN3	K6-DN4	K6-7 (K6-DN5)	K6-DN4ST
type	exploratie (exploitatie)	exploitatie	exploitatie	exploitatie	exploratie (exploitatie)	Exploitatie (sidetrack DN4)
Aanleg datum	Q2 1989 (Q1 1992)	Q1 1992	Q3 1992	Q1 1993	Q2 1990 (Q1 1996)	Q1 2003
<i>Nota Bene: Tussen haakjes vermelde putnamen geven een tie-back of sidetrack van een voormalige exploratieput aan.</i>						

G) Een opgaaf van de ligging, lengte en diameter van de verbuizing van de boorgaten.

Voor de verschillende details per put wordt verwezen naar de bijlagen G1 tot en met G5 bij dit document.

H) Een opgaaf van de plaats en de wijze waarop de koolwaterstoffen in de verbuizing treden.

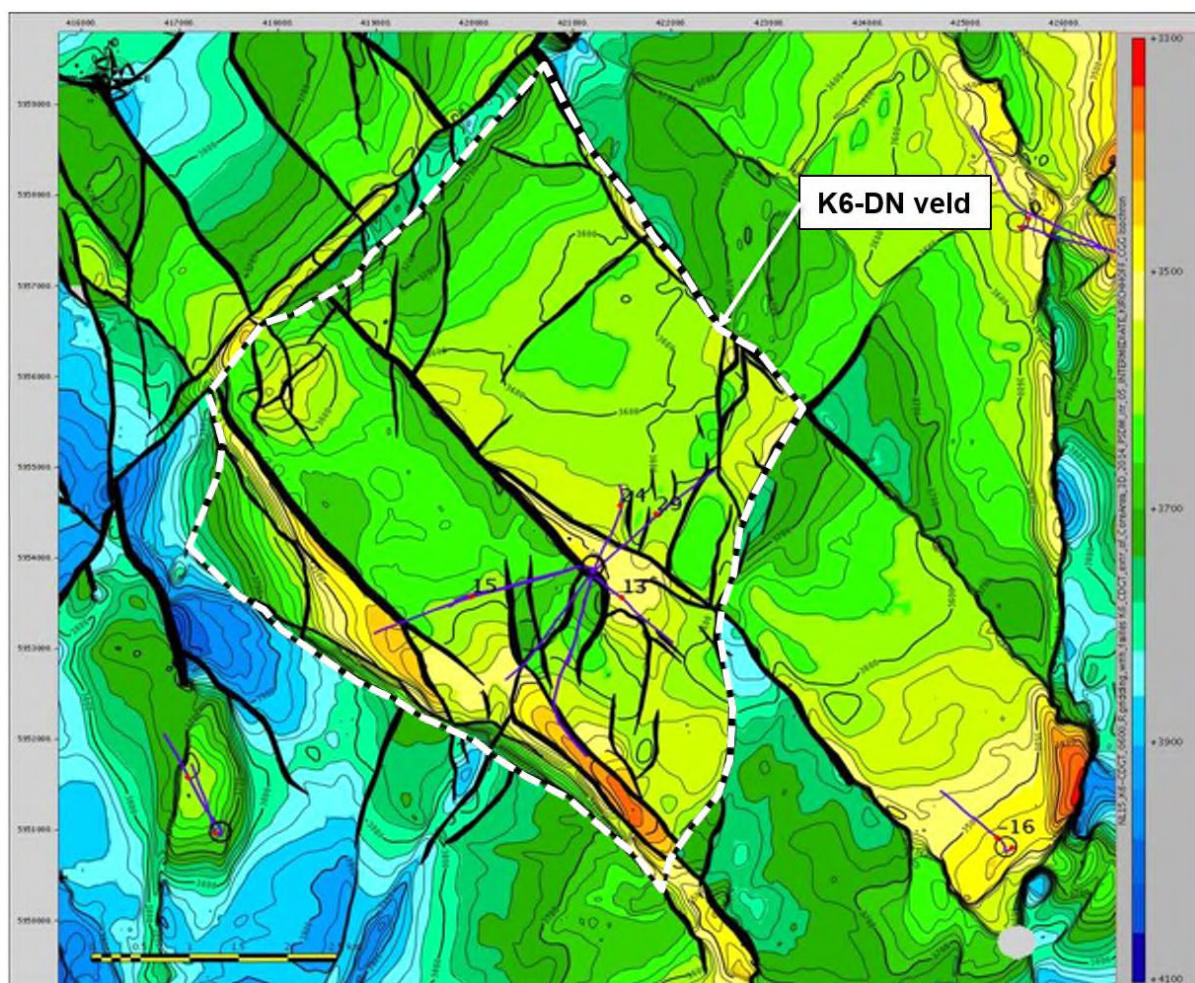
In iedere put treden de koolwaterstoffen in de verbuizing middels perforaties in de 4 1/2" verbuizing. Via de originele productie string (DN3 & DN5) of een later geïnstalleerde velocity string (2 3/8" of 2 7/8" productie-verbuizing voor de overige putten) worden de koolwaterstoffen naar de oppervlakte geleid.

Verwezen wordt naar bijlage G bij dit document waarin de details van de putafwerking zijn weergegeven.

Bijlage B1

Behorende bij Aanvraag instemming winningsplan in gevolge Mijnbouwwet artikel 34 voor K6-DN

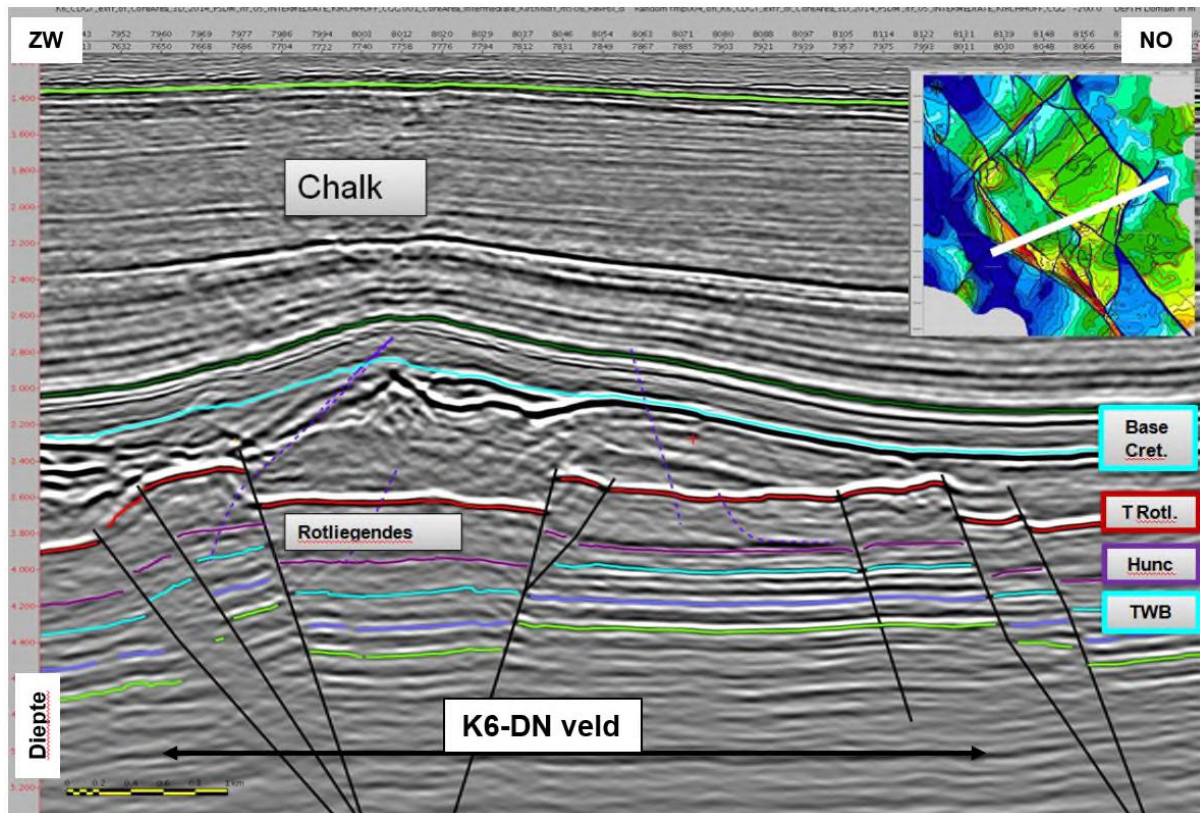
Dieptekaart van Top Rotliegend over het K6-DN veld



Bijlage B2

Behorende bij Aanvraag instemming winningsplan in gevolge Mijnbouwwet artikel 34 voor K6-DN

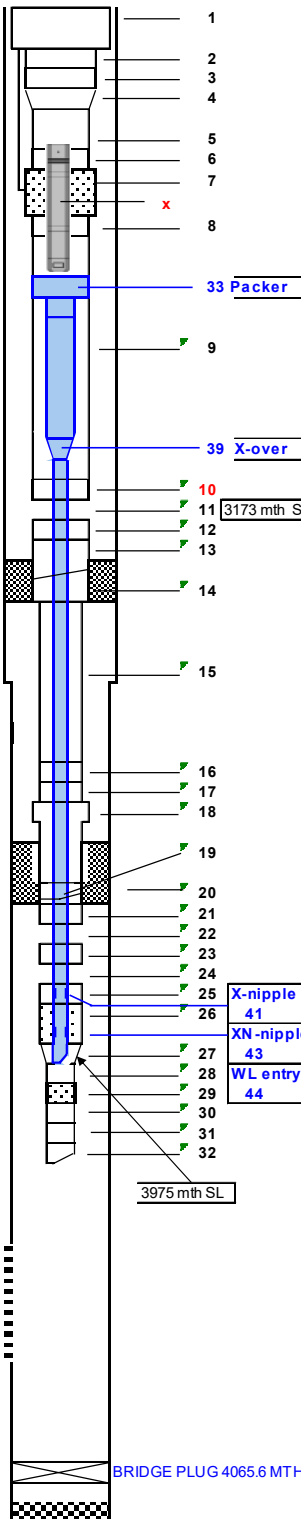
Seismische lijn door het K6-DN veld



Bijlage G1

Behorende bij Aanvraag instemming winningsplan in gevolge Mijnbouwwet artikel 34 voor K6-DN1

Schematische weergave put afwerking

TOTAL			FIELD : K 6 DN		WELL : K 6 DN1	
RT/TH : 19.36m. COMPLETION DATE : JUNE 1992			ANNULUS FLUID : inh. brine			
VOLUMES		DRILLING DEPTHS				
TUBING : 29m3		7" X 7 5/8" Xover @ 3542.59 m.				
ANNULUS : 41.2m3		7" SHOE @ 4279.59 m.				
HOLE : 92m3		BRIDGE PLUG : 4070-4069 m.				
Xmas TREE						
TUBING HEAD FMC						
TUBING HANGER FMC TC 1A EN						
L MASTER VALVE FMC GATE VALVE SIZE 4 1/16"-10.000 (MANUAL)						
U MATER VALVE FMC GATE VALVE SIZE 4 1/16"-10.000 (AVA OOW ACTUATED)						
SWAB VALVE FMC GATE VALVE SIZE 4 1/16"-10.000 (MANUAL)						
WING VALVES FMC GATE VALVE SIZE 4 1/16"-10.000 (2nd AVA OOH ACTUATED)						
TOP CAP 4 1/16"-10000 X 9.25" STUB ACME						
STRING			To bottom item			
ITEM	QTY	DESIGNATION	Depth/Th	ID/in		
1	1	TUBING HANGER WITH 4" CAMERON BPV PROFILE	0.46	4.000		
2	3	TUBING 5" VAM ACE 15# N80 13% Cr	12.35	4.283		
3	1	FLOW COUPLING	14.10	4.283		
4	1	XOVER 5" VAM ACE X 4 1/2" VAM ACE	15.41	3.835		
5	12	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# N80 13% Cr	107.78	3.835		
6	1	FLOW COUPLING	109.62	3.835		
7	1	BAKER 3.81" "B" "SGSSSV NIPPLE"	110.90	3.813		
		3.81" BBVE WRSCSSV				
8	1	FLOW COUPLING	112.14	3.835		
9	323	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# N80 13% Cr	3170.99	3.835		
10	1	FLOW COUPLING	3172.82	3.835		
11	1	PETROLINE 3.125" "Q" NIPPLE	3173.52	3.125		
12	3	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# N80 13% Cr	3185.92	3.835		
13	1	OTIS 4.25" ANCHOR	3186.20	3.000		
14	1	OTIS 7" HVT PACKER	3188.27	3.000		
15	82	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3920.44	2.992		
16	1	BAKER 2.81" "F" NIPPLE	3920.82	2.810		
17	3	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3933.27	2.992		
18	1	4.5" OTIS SEAL UNIT	3935.42	2.988		
19	1	3 1/2" VAM TUBING SHOE	3935.64	2.992		
20	1	OTIS AW 7" PACKER	3936.47	3.248		
21	3	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3949.36	2.992		
22	1	BAKER 2.75" "F" NIPPLE	3949.74	2.750		
23	3	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3964.21	2.992		
24	1	BAKER 2.56" "F" NIPPLE	3964.71	2.560		
25	1	PUP JOINT 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3965.69	2.992		
26	1	PERFORATED TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3974.83	2.992		
27	1	XOVER 3 1/2" VAM X 2 7/8" VAM	3975.06	2.346		
28	1	PUP JOINT 2 7/8" VAM	3976.01	2.346		
29	1	BAKER 2.25" "R" NIPPLE	3976.33	2.197		
30	1	PUP JOINT 2 7/8" VAM	3977.27	2.346		
31	1	TUBING 2 7/8" VAM ACE 6.4# N80 13 Cr	3986.13	2.346		
32	1	TUBING SHOE	3986.35	2.346		
Top item velo						
33	1	Packer	142.05			
34	2	XO 3" STACME-->2"7/8 NEWVAM-->2"7/8 VAMTOP	143.35			
35	2	TUBING 2"7/8 VAMTOP 6.4# L-80 13% Cr	144.89			
36	1	SPACE OUT PUP 2"7/8 VAMTOP 6.4# L-80 13% Cr	163.29			
37	315	TUBING 2"7/8 VAMTOP 6.4# L-80 13% Cr	166.24			
38	1	PUP 2"7/8 VAMTOP 6.4# L-80 13% Cr	3140.43			
39	1	XO 2"7/8 x 2"3/8	3141.90			
40	87	TUBING 2"3/8 VAMFJL 4.6# L-80 13% Cr	3142.49			
41	1	HALLIBURTON 1.875" X NIPPLE	3962.80			
42	2	TUBING 2"3/8 VAMFJL 4.6# L-80 13% Cr	3963.30			
43	1	HALLIBURTON 1.875" XN NIPPLE	3972.70			
44	1	WIRELINE ENTRY GUIDE OF TAIL PIPE (bottom)	3973.00			
PERFORATIONS / mTH						
FROM 4003.09 m. TO 4011.09 m.						
FROM 4017.09 m. TO 4021.09 m.						
FROM 4026.09 m. TO 4030.59 m.						
FROM 4036.09 m. TO 4050.59 m.						
FROM 4055.59 m. TO 4060.59 m.						
FROM 4025.80 m. TO 4017.80 m. (Feb-Mar 07)						
NORM CLASSIFIED : YES						
DEVIATION : 30 DG max @ 3520m/RT						
HUD @ 4055 m/TH (21-05-2016)						
H.H. rev-07 24-05-2016						

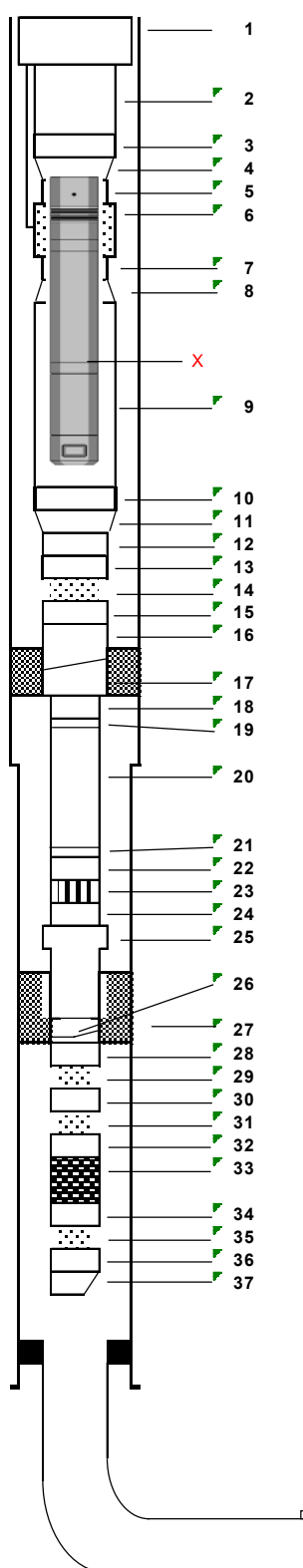
Behorende bij Aanvraag instemming winningsplan in gevolge Mijnbouwwet artikel 34 voor K6-DN2

TOTAL			FIELD : K 6 DN		WELL : K 6 DN2			
RT/TH : 19.36m. COMPLETION DATE : APRIL 1992			ANNULUS FLUID : INHIBITED WATER					
VOLUMES			DRILLING DEPTHS					
TUBING : 34.5m3			7" X 7 5/8" Xover @ 3823.76 m.					
ANNULUS : 36m3			TOP 4 1/2" LINER @ 4306m.					
HOLE : 101m3			4 1/2" LINER SHOE @ 4726m.					
Xmas TREE								
TUBING HEAD	FMC							
TUBING HANGER	FMC TC 1A EN							
L MASTER VALVE	FMC GATE VALVE SIZE 5 1/8"-10.000 (MANUAL)							
U MATER VALVE	FMC GATE VALVE SIZE 5 1/8"-10.000 (AVA OOW ACTUATED)							
SWAB VALVE	FMC GATE VALVE SIZE 5 1/8"-10.000 (MANUAL)							
WING VALVES	FMC GATE VALVE SIZE 5 1/8"-10.000 (2nd AVA OOH ACTUATED)							
TOP CAP	5 1/8"-10000 X 9.25" STUB ACME							
STRING								
ITEM	QTY	DESIGNATION	Depth/Th	ID/in				
1	1	TUBING HANGER WITH 5" CAMERON BPV PROFILE	0.26	4.000				
2	9	TUBING 5" VAM ACE 15# L80 13% Cr	75.97	4.283				
3	1	FLOW COUPLING	77.67	4.283				
4	1	AVA 4.25" "WSN" SCSSSV NIPPLE (ONE C.L. ONLY)	78.37	4.250				
5	1	FLOW COUPLING	80.20	4.283				
6	1	AVA 4 1/2" STV TRS SCSSSV (ONE C.L. ONLY)	84.28	3.813				
7	328	TUBING 5" VAM ACE 15# L80 13% Cr	3159.52	4.283				
8	1	FLOW COUPLING	3161.26	4.283				
9	1	XOVER 5" VAM ACE X 4 1/2" VAM ACE	3162.16	3.835				
10	3	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% Cr	3174.64	3.835				
11	1	FLOW COUPLING	3176.39	3.835				
12	1	PETROLINE 3.125" QN NIPPLE	3177.09	3.125				
13	3	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% Cr	3191.03	3.835				
14	1	OTIS 4.25" ANCHOR	3191.29	3.169				
15	1	OTIS 4.25" HVT PACKER	3193.36	3.248				
16	69	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# L80 13% Cr	3839.44	2.992				
17	1	BAKER 2.81" "F" NIPPLE	3839.81	2.810				
18	1	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# L80 13% Cr	3843.82	2.992				
19	1	4.25" OTIS SEAL UNIT	3845.97	2.988				
20	1	3 1/2" VAM TUBING SHOE	3846.19	2.992				
21	1	OTIS 4.25" AWR PACKER	3847.02	4.248				
22	2	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# L80 13% Cr	3857.52	2.992				
23	1	BAKER 2.76" "F" NIPPLE	3857.99	2.750				
24	1	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# L80 13% Cr	3867.37	2.992				
25	1	BAKER 2.56" "F" NIPPLE	3867.86	2.560				
26	1	PERFORATED TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# L80 13% Cr	3877.26	2.992				
27	1	XOVER 3 1/2" VAM X 3 1/2" VAM	3878.18	2.992				
28	1	BAKER 2.31" "F" NIPPLE	3878.51	2.313				
29	1	XOVER 3 1/2" VAM X 3 1/2" VAM	3879.43	2.992				
30	1	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# L80 13% Cr	3888.94	2.992				

Bijlage G3

Behorende bij Aanvraag instemming winningsplan in gevolge Mijnbouwwet artikel 34 voor K6-DN3

Schematische weergave put afwerking

TOTAL FINA ELF		FIELD : K 6 DN		WELL : K 6 DN3	
RT/TH : 14.7m. COMPLETION DATE : EARLY 1993		ANNULUS FLUID : FILTERED INHIBITED BRINE			
VOLUMES		DRILLING DEPTHS			
TUBING : 31.8m3		7 5/8" CSG TO 2872m.			
ANNULUS : 29.5m3		7" CSG FROM 2872 TO 3802 m.			
HOLE : 89.8m3		4 1/2" LINER FROM 3802 TO 4514.6 m.			
Xmas TREE					
TUBING HEAD	FMC				
TUBING HANGER	FMC TC 1A EN				
L MASTER VALVE	FMC GATE VALVE SIZE 5 1/8"-10.000 (MANUAL)				
U MATER VALVE	FMC GATE VALVE SIZE 5 1/8"-10.000 (AVA OOW ACTUATED)				
SWAB VALVE	FMC GATE VALVE SIZE 5 1/8"-10.000 (MANUAL)				
WING VALVES	FMC GATE VALVE SIZE 5 1/8"-10.000 (2nd AVA OOH ACTUATED)				
TOP CAP	5 1/8"-10000 X 9.25" STUB ACME				
STRING					
ITEM	QTY	DESIGNATION	Depth/Th	ID/in	
1	1	TUBING HANGER WITH 4" CAMERON BPV PROFILE	0.42	4.000	
2	14	TUBING 5" VAM ACE 15# L80 13% Cr	87.91	4.283	
3	1	FLOW COUPLING	89.65	4.283	
4	1	XOVER 5" VAM ACE X 4 1/2" VAM ACE	90.50	3.835	
5	1	FLOW COUPLING	92.24	3.835	
6	1	BAKER 3.81" "B" SCSSSV NIPPLE	92.83	3.813	
X	1	Baker 3.81" BBVE WRSCSSSV	92.81		
7	1	FLOW COUPLING	94.57	3.835	
8	1	XOVER 4 1/2" VAM ACE X 5" VAM ACE	95.01	3.835	
9	286	TUBING 5" VAM ACE 15# L80 13% Cr	2776.24	4.283	
10	1	FLOW COUPLING	2777.96	4.283	
11	1	XOVER 5" VAM ACE X 4 1/2" VAM ACE	2778.71	3.835	
12	3	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% Cr	2792.17	3.835	
13	1	FLOW COUPLING	2794.01	3.835	
14	1	PETROLINE 3.125" QN NIPPLE	2794.71	3.125	
15	3	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% Cr	2806.28	3.835	
16	1	OTIS 3.25" ANCHOR	2806.54	3.000	
17	1	OTIS 7 5/8" HVT PACKER 3.25	2808.57	3.000	
18	1	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# L80 13% Cr	2809.55	2.992	
19	1	XOVER 3 1/2" VAM ACE X 3 1/2" NEW VAM	2810.64	2.992	
20	93	TUBING 3 1/2" NEW VAM 9.2# L80 13% Cr	3665.54	2.992	
21	1	XOVER 3 1/2" NEW VAM X 3 1/2" VAM ACE	3666.45	2.992	
22	1	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# L80 13% Cr	3668.43	2.992	
23	1	BAKER 2.81" "L" 6SD	3669.94	2.810	
24	3	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# L80 13% Cr	3681.89	2.992	
25	1	4.25" OTIS SEAL UNIT	3684.19	2.988	
26	1	3 1/2" VAM TUBING SHOE	3684.41	2.992	
27	1	OTIS AW 7" PACKER	3684.97	3.248	
28	3	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3698.40	2.992	
29	1	BAKER 2.75" "F" NIPPLE	3698.74	2.750	
30	3	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3710.64	2.992	
31	1	BAKER 2.56" "P" NIPPLE	3711.11	2.560	
32	1	PUP JOINT 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3712.10	2.992	
33	1	PERFORATED TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3721.14	2.992	
34	1	PUP JOINT 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3723.13	2.992	
35	1	BAKER 2.31" "R" NIPPLE	3723.47	2.259	
36	2	TUBING 3 1/2" VAM ACE 9.2# N80 13% Cr	3733.63	2.992	
37	1	TUBING SHOE	3733.85	2.992	
PERFORATIONS / RKB					
SLOTS OF 4 1/2" LINER FROM 3890.60 TO 4514.6 m.					
NORM CLASSIFIED : YES					
DEVIATION : 93 deg. @ 4156 m.					
HUD @ 2994 m/TH (17-02-2008)					
1-11/16" OD CAMERA HH, 18-03-2019					

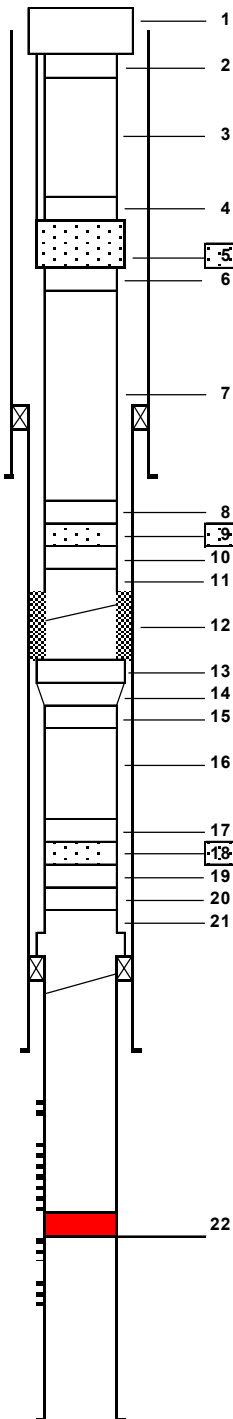
Bijlage G4

Behorende bij Aanvraag instemming winningsplan in gevolge Mijnbouwwet artikel 34 voor K6-DN4ST
Schematische weergave put afwerking

TOTAL		FIELD : K6 DN				WELL : K6 DN4st	
RT/T.H. : 23.94 m.(flange tbg. head adapter)		ANNULUS FLUID : INHIBITED KCL BRINE SG 1.03					
COMPLETION DATE : 05/2003 w/ RIG NRH							
VOLUMES		DRILLING DEPTHS / RKB					
TUBING 4"1/2 + LINER 4"1/2 = 35.7 m3		TOL 4"1/2 LINER HANGER :3907.0 mRKB					
ANNULUS : 91.95 m.(4"1/2 x 7" 9"5/8)		TOL 7" LINER HANGER :3252.0 mRKB					
TOTAL WELL VOLUME 127.65 M3		TRSCSSV volume 9000-->0 psi = 150 cc					
X-MAS TREE							
TUBING HEAD		FMCT CCM					
TUBING HANGER		FMC TC-1A-ENS 11"x4.5" w/ 4" BPV CIW H PROFILE					
L MASTER VALVE		FMC 5"1/8-10K Gatevalve					
U MASTER VALVE		FMC 5"1/8-10K Gatevalve w/ AVA OOW Actuator				to bottom	
SWAB VALVE		FMC 5"1/8-10K Gatevalve				of item	
FLOW WING VALVES		FMC 5"1/8-10K Gatevalve 2nd w/ AVA OOH Actuator				length	
TOP CAP		FMC 5"1/8-10K x9"1/4 STUB ACME box				origin	
						tbg. head adapter	
STRING		Length		Depth/TH		ID"	Drift
ITEM	QTY	DESIGNATION	all length to bottom			inches	inches
			m.	m.			
1	1	TUBING HANGER 11" X4.5" VAM ACE (length from flange)	0.55	0.55		3.958	3.875
2	1	X-OVER 4"1/2" VAM ACE x 4"1/2 VAM TOP 12.6# L80 13%Cr	0.82	1.37		3.958	3.875
3	2	PUP JOINT 4"1/2 VAM TOP 12.6# L80 13%Cr	3.31	4.68		3.958	3.875
4	19	TUBINGS 4"1/2 VAM TOP 12.6# L80 13%Cr	172.93	177.61		3.958	3.875
5	1	X-OVER 4"1/2" VAM ACE x 4"1/2 VAM TOP 12.6# L80 13%Cr	1.02	178.63		3.958	3.875
6	1	PUP JOINT 4"1/2 VAM ACE x 4"1/2 VAM TOP 12.6# L80 13%Cr	1.43	180		3.958	3.875
7	1	BAKER 15ME 4"1/2 TRSCSSV W 3.81" NIPPLE (locked)	2.16	182.22		3.912	
8	1	X-OVER 4"1/2" VAM ACE x 4"1/2 VAM TOP 12.6# L80 13%Cr	1.06	183.28		3.958	3.833
X	1	3.81" Insert valve (2101538), L= 2.5m. TRSCSSV flapper is locked open		183.28			
		Top of parted 2"7/8 coiled tubing at 3052 mTH (DP depth) DP=dillpipe					
		Top of bottom section of parted 2"7/8 coiled tubing at 3393" mTH (SL depth)					
9	381	TUBINGS 4"1/2 VAM TOP 12.6# L80 13%Cr	3465.29	3648.57		3.958	3.833
10	1	X-OVER 4"1/2 VAM ACE x VAM TOP 12.6# L80 13%Cr	1.04	3649.61		3.958	3.833
11	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.55	3651.16		3.958	3.833
12	1	BAKER AOF 3.75" NIPPLE	3.62	3653.78		3.750	
13	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.53	3653.31		3.958	3.833
14	1	TUBINGS 4"1/2 VAM ACE 12.6# L80 13%Cr	9.47	3662.78		3.958	3.833
15	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.43	3664.21		3.958	3.833
16	1	KC 22S ANCHOR 81-47	0.78	3664.99		3.975	3.833
17	1	BAKER SABL-3 83-47X38 PACKER	1.37	3666.36		3.975	3.833
18	1	5" VAM ACE MILLOUT EXTENSION	1.62	3667.98		4.408	3.833
19	1	XO 5" VAM ACE B X 4 1/2" VAM ACE P	0.27	3668.25		3.958	3.833
20	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	0.96	3669.21		3.958	3.833
21	1	TUBINGS 4"1/2 VAM ACE 12.6# L80 13%Cr	9.27	3678.48		3.958	3.833
22	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.43	3679.91		3.958	3.833
23	1	BAKER AOF 3.88" NIPPLE	3.81	3683.72		3.680	
24	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.52	3682.04		3.958	3.833
25	17	TUBINGS 4"1/2 VAM ACE 12.6# L80 13%Cr	159.14	3841.18		3.958	3.833
26	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.53	3842.71		3.958	3.833
27	1	WASH-OVER SHOE	4.82	3847.53		3.958	3.833
		Wash-over shoe (chamfered) 2.27 m. over tubing cut (not dressed) top. -> 3845.26					
28	1	TUBING CUT 4"1/2 VAM ACE 12.6# L80 13%Cr	3.97	3849.23		3.958	3.833
29	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.52	3850.75		3.958	3.833
30	1	KC 22S ANCHOR 81-47	0.79	3851.54		3.975	3.833
31	1	BAKER SABL-3 83-47X38 PACKER	1.37	3852.91		3.975	3.833
32	1	5" VAM ACE MILLOUT EXTENSION	1.62	3854.53		4.408	3.833
33	1	XO 5" VAM ACE B X 4 1/2" VAM ACE P	0.28	3854.81		3.958	3.833
34	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.55	3856.36		3.958	3.833
35	1	TUBINGS 4"1/2 VAM ACE 12.6# L80 13%Cr	9.53	3865.89		3.958	3.833
36	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.55	3867.44		3.958	3.833
37	1	BAKER AOF 3.88" NIPPLE	3.81	3866.02		3.680	
38	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.54	3869.56		3.958	3.833
39	1	TUBINGS 4"1/2 VAM ACE 12.6# L80 13%Cr	9.28	3878.84		3.958	3.833
40	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13% CR	1.59	3880.43		3.958	3.833
41	1	TIE BACK SEAL MANDREL SIZE 30-52	3.22	3883.65		3.875	3.833
42	1	BAKER AOF 3.88" NIPPLE (1 1/4" LINER) (nipple 15.1# chamfered to 12.6#)	3.81	3893.00		3.925	
			Length mtr.	Depth m/Th.	OD in Inches	ID in Inches	Mat. Type

Bijlage G5

Behorende bij Aanvraag instemming winningsplan in gevolge Mijnbouwwet artikel 34 voor K6-DN5 Schematische weergave put afwerking

TOTAL			FIELD : K 6 D N		WELL : K 6 D N 5	
RT/TH : 21.17 m. COMPLETION DATE : EARLY 1996			ANNULUS FLUID : INHIBITED FRESH WATER			
VOLUMES			DRILLING DEPTHS / RKB			
TUBING : 34 m3			4 1/2" LINER 4944 - 4300 m.			
ANNULUS : 90 m3			7" LINER 4454-3306 m.			
HOLE : 144.5 m3			9 5/8" CSG SHOE @ 3433 m.			
Xmas TREE						
TUBING HEAD			FMC 11"-10.000 X 7 1/16"-5000			
TUBING HANGER			FMC TC-1A-EN-11" x 4 1/2" VAM ACE B.			
L MASTER VALVE			FMC MODEL 120 4 1/16"-5000			
U MATER VALVE			FMC MODEL 120 4 1/16"-5000 WITH AVA OOW ACTUATOR			
SWAB VALVE			FMC MODEL 120 4 1/16"-5000			
WING VALVES			FMC MODEL 120 4 1/16"-5000 (2nd WITH AVA OOH ACTUATOR)			
TOP CAP			FMC 4 1/16" X 9 1/4" S.A.			
STRING						
ITEM	QTY	DESIGNATION	Depth/Th	ID/mm		
1	1	FMC TUBING HANGER WITH 4" COOPER "H" BPV PROFILE	0.00	4.000		
2	6	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	8.65	3.950		
3	9	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	94.50	3.950		
4	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	95.53	3.950		
5	1	BAKER 3.81" TME TRSOSSSV TME 6.5	97.55	3.813		
6	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	99.02	3.950		
7	376	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	3645.29	3.950		
8	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	3646.76	3.950		
9	1	BAKER 3.75" AQF NIPPLE	3647.38	3.750		
10	2	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	3650.34	3.950		
11	1	BAKER KC225 ANCHOR	3651.13	3.874		
12	1	BAKER SC2 PACKER	3652.89	3.874		
13	1	MILLOUT EXTENSION 5" VAM	3654.53	4.399		
14	1	XOVER 5" VAM X 4 1/2" VAM	3654.98	3.950		
15	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	3656.34	3.950		
16	65	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	4265.21	3.950		
17	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	4266.69	3.950		
18	1	BAKER 3.688" AQF NIPPLE	4267.30	3.688		
19	1	PUP JOINT 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	4268.77	3.950		
20	1	TUBING 4 1/2" VAM ACE 12.6# L80 13Cr	4278.09	3.950		
21	1	TIE BACK SEAL MANDREL 5.2"	4280.08	3.944		
22	1	ELITE MAGNA RANGE BRIDGE PLUG w/ 3mtr CEMENT	4730.00			
PERFORATIONS M/RKB					NORM CLASSIFIED : YES	
FROM 4798,5 - 4809 isolated by plug					DEVIATION :	
FROM 4779,5 - 4795,5 isolated by plug					53 dg MAX @ 4239 m/RKB	
FROM 4657 - 4704					HUD @ 4706 m/TH (26-05-2016)	
FROM 4638.5 - 4652,5					HH, 27-05-2016	