

Stavanger, le 25 Juin 1974

CONFIDENTIEL

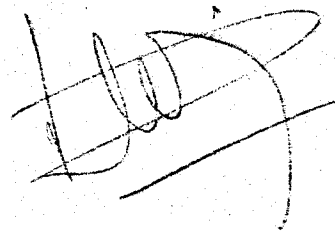
FRIGG NORD-EST 25/1-4

Résultat du jeu final de diagraphies
et
des essais

Destinataires :

Elf Paris : - DEGEN 1 ex
- DCO 1 ex
- DPT 1 ex
- Gisements 2 ex
- DIV. II 1 ex

Elf Norge : - P. Le Rest 1 ex
- J. Suau 1 ex
- Gisements 1 ex
- Geologie 1 ex ✓



A. PINET

S O M M A I R E

Frigg North East est une petite structure au nord-est de Frigg, à cheval sur le permis 25/1 (Elf Norge) et 30/10 (Esso). Sa surface totale est d'environ 14 Km² dont 9 Km² sur le permis 25/1.

Le puits 25/1-4 implanté à la limite des deux permis près du top de la structure, est à 16 Km de Frigg 1 (25/1-1).

Seuls, les sables de Frigg présentent un intérêt pétrolier. Epais de 90 m, ils sont imprégnés de gaz sur 37,80 m, et d'huile sur 3,4 m. Les interfaces sont différents de ceux du champ de Frigg; les deux structures sont indépendantes.

Les essais ont confirmé les bonnes caractéristiques du réservoir à gaz avec un débit potentiel de $3,8 \cdot 10^6$ m³/J.

I. LITHOLOGIE ET FLUIDES

Aucunes modifications appreciables ne sont apportées au "Preliminary Data" du 2 mai 74, No 311E 74/213/AP.

Les caractéristiques du réservoir restent donc les suivantes:

- Toit des sables de Frigg :	1 967,8 m RKB
	- 1 942,3 m BSL
- Mur des sables de Frigg :	2 058,0 m RKB
	- 2 032,5 m BSL
- Contact gaz/huile :	2 005,6 m RKB
	- 1 980,10m BSL
- Contact huile/eau :	2 009,0 m RKB
	- 1 983,5 m BSL

Gross pay : 37,8 m

Net pay : 30,0 m

SW moyen de la zone à gaz : 10%

Porosité moyenne zone à gaz : 30%

La salinité de l'eau de formation est de 65 g/l (RW = 0,066-BHT)

Interprétation - PL 1,2 et 3 -

Un AJUSTEMENT DEFINITIF de ces dernières valeurs sera réalisé prochainement a partir du CPL de Schlumberger - actuellement en reprocessing.

L'estimation des réserves sera faite lors que la Mission disposera d'une carte d'isobathes et du CPI définitif.

Une passée calcaire, située dans le crétacé supérieur contient des hydrocarbures sur 4 mètres au sommet du réservoir. Le F.I.T tiré sur cette zone a confirmé la très faible perméabilité que l'on pouvait attendre de cette matrice calcaire de porosité 16%. (FIT no 1 - traces d'huile -)

Le reste de la passée est compacte avec une porosité inférieure à 10%.

II. ESSAIS

III.1 But des essais

Ces essais avaient pour objectif essentiel, l'échantillonnage des effluents après un débit stabilisé à un régime élevé - et, secondairement, de vérifier le comportement du réservoir (potentiel du puits - tenue des sables non consolidés)

II.2 Résultats

- L'échantillonnage des effluents a été réalisé après 40 heures de débit stabilisé (duse de 3/4 de pouce régime de 600 000 m3/j)
- Il n'a pas été mesuré des venues appréciables de sable au désableur - Cependant lors du contrôle de trou, avant le FIT il a été trouvé 42 mètres de dépôt (soit 1 m3) au fond du puits (sous les perforations). - Des échantillons ont été prélevés pendant la circulation.

Déroulement du Test - PL 13

Résultats Bruts PL 14 - et 15.

Interprétation (PL - 16,17 et 18) :

- deliverability $1 \text{ à } 1,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{J}$
- débit potentiel $3,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{J}$
- pression statique $2906 \text{ PSI à } - 1965 \text{ m/NM}$
($200,3 \text{ bars à } 1965 \text{ m/NM}$)
- gradient de pression statique $1,45 \text{ bar}/100 \text{ m}$
(fluide monophasique - gaz - jusqu'à la base des perforations)
- gradient de température statique $2,8^\circ\text{C}/100 \text{ m}$
Il est à noter au fond du puits un gradient secondaire qui pourrait être interprété comme un channelling de gaz ce qui n'est pas pensable vu l'absence de réservoir entre 1100 et 1900 m sur ce puits. Une thermométrie plus fine sera effectuée sur les prochains puits d'appréciation.
- température au fond du puits: $61,5^\circ\text{C}$
- masse spécifique de la gasoline $0,83 \text{ g}/\text{cm}^3$
- teneur en gasoline $6,85 \text{ g}/\text{m}^3$ au régime de $600\,000 \text{ m}^3/$
(régime le plus représentatif car le mieux stabilisé) teneur en gasoline calculée à Frigg Est : $5,3 \pm 0,25 \text{ g}/\text{m}^3$

II.3 Remarques

Les opérations de test ont été marquées par deux incidents.

- La panne du réchauffeur ce qui a retardé la prise d'échantillonnage
- La rupture du cable wire line en fin d'essais.

III. FIT

Deux FIT ont été réalisés au droit de l'anneau d'huile. La flow line du premier était pluggée par du sable - ce qui n'a permis de recueillir que 2500 CC d'huile.

Afin de réduire le colmatage et d'avoir un échantillon représentatif, le second FIT a été réalisé sans amerada. Les fluides recueillis (chambre pleine) ont été transférés sous pression pour analyse PVT. Voir résultats - PL 5 - 6 - 7 et 8.

☆

☆

☆

A N N E X E

I. Calcul de la pression statique a partir des mesures en débit.

avec : $Q = c(\Delta P^2)^n$

$$\log Q = \log C + n \log \Delta P^2$$

avec: $n = 1$

$$PS = \sqrt{\frac{Q_1 PF_2^2 - Q_2 PF_1^2}{Q_1 - Q_2}}$$

$$Q_1 = 264\ 000\ \text{m}^3/\text{J}$$

$$Q_2 = 610\ 000\ \text{m}^3/\text{J}$$

$$PF_1 = 2790\ \text{PSI}$$

$$PF_2 = 2735\ \text{PSI}$$

$PS = 2920\ \text{PSI}$ à 1940 m (RKB). Cette valeur, qui doit être une valeur maximum, est en très bon accord avec celle mesurée par l'amerada : 2889 PSI à 1940 m (RKB).

II. Calcul de l'indice de skin. La remontée de pression n'a pas permis de calculer de groupe kh. Il a été supposé une perméabilité de 1 darcy pour effectuer le calcul de l'indice de skin du puits.

En utilisant la loi de Darcy :

$$CE \times \frac{\Delta P^2}{Q} = \frac{0,3 \mu Z T}{kh} \cdot \left[\log \frac{0,6R}{a} + 0,43 S \right]$$

avec :

Hauteur du réservoir $H = 37,80 \text{ m}$
 Hauteur perforée $h = 13,80 \text{ m}$) $C_E = 0,46$

$$\log \frac{R}{a} \approx 3,5$$

$$\left. \begin{array}{l} \mu = 0,018 \text{ Cp} \\ z = 0,86 \end{array} \right\} \text{ Gaz de Frigg}$$

$$T = 273 + ^\circ\text{C} = 273 + 62 = 335$$

$$Q = 610\,000 \text{ m}^3/\text{J}$$

$$S \approx 70$$

Le colmatage est inférieur à celui calculé pour le 25/2-1 ($S \approx 180$).
 Il est à noter que ce résultat est en accord avec les droites de débit potentiel (meilleurs sur ce puits).

E N C L O S U R E

Annexe I

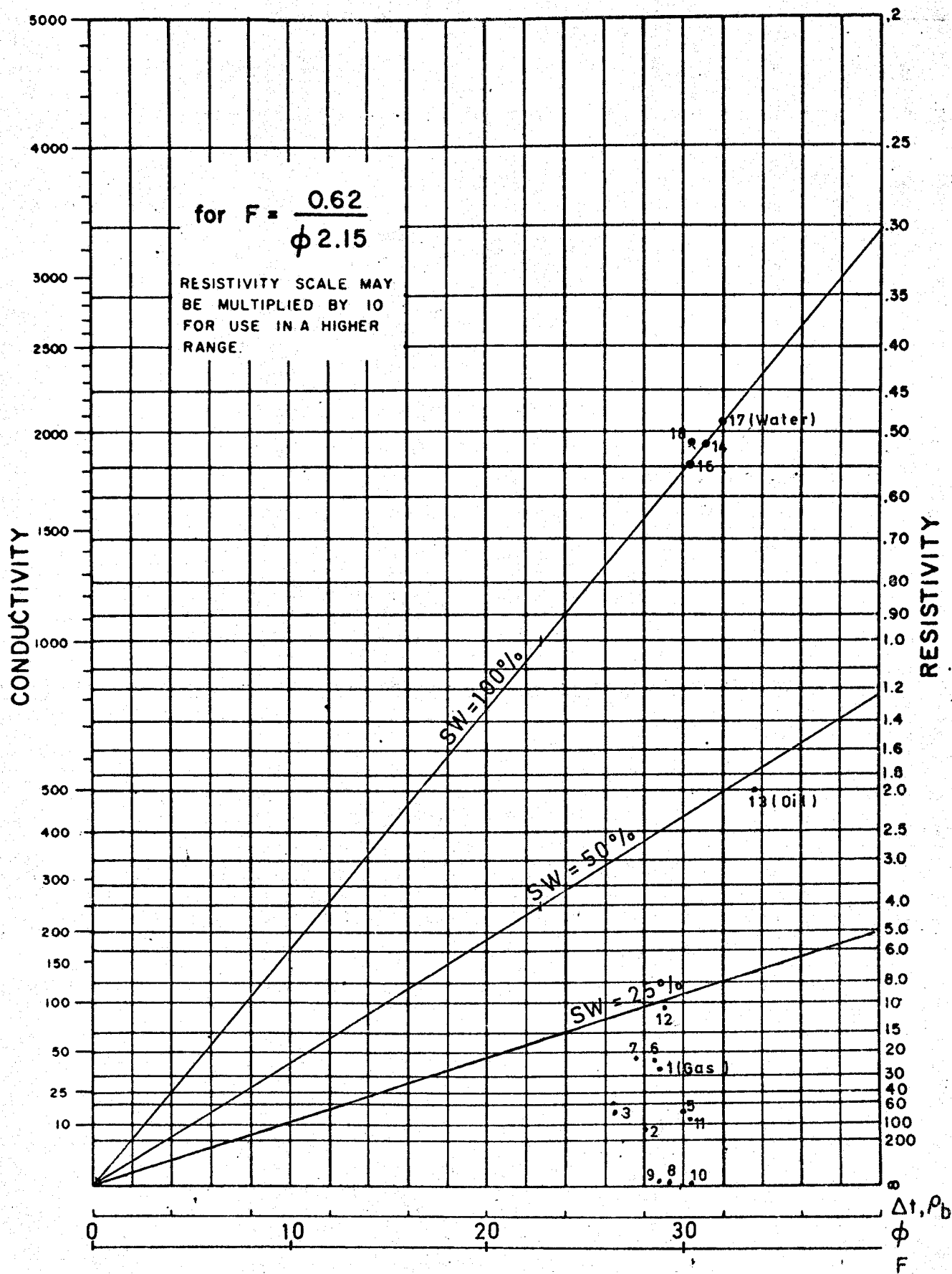
Pl. no.	1	Cross Plot
" "	2	Plot Resistivity - porosity
" "	3	Plot Rt/Rxo
" "	4	FIT No. 1
" "	5	FIT No. 2
" "	6	FIT No. 3
" "	7	Amerada pressure curve FIT No. 1
" "	8	Amerada pressure curve FIT No. 2
" "	9	Core listing
" "	10	Surface testing equipment
" "	11	Well testing equipment
" "	12	Bottom hole testing equipment
" "	13	Testing schedule
" "	14	Testing data
" "	15	Result listing
" "	16	Deliverability and absolute potential
" "	17	Static pressure gradient
" "	18	Static temperature gradient
" "	19	Abandonment scheme
" "	20	Well data
" "	21	Composite log

25/1 - 4

PI N° 1

CROSS PLOT

PLOT	DEPTH	R _t IES	R _t LL deep	R _{xo} MLL	Ø _N	ρ _{bulk}	Ø _{γγ}	Ø corrige	SW	
1	1969 1970,5	27,5	18	5,5	17,5	2,07	39,5	30,8	16	GAS Rw = 0,066
2	1971,5 1972	140	300	4,5	5	1,94	48	30	4	"
3	1973 1974	80	20	5	8	2,08	39	26,5	25	"
4	1974,7 1975,7	8	16	5,4	11	1,98	45,2	31,3	17	"
5	1983,5 1984,5	72	70	4	9	1,98	48	32	8	"
6	1986,3 1987,3	24	120	2,8	10	2	44	30,5	7	"
7	1988,5 1989,8	22	41	4,4	13	2,06	40,3	29,5	12	"
8	1991,5 1992,5	2000	170	5	7	1,94	48	31,2	5	"
9	1993,8 1994,5	670	135	5,5	6,5	1,94	48	31	6	"
10	1997 1998	2000	55	4	9	1,92	49	32,5	9	"
11	2000,3 2001,3	90	27	3,8	9	1,93	48,5	32,2	13	"
12	2003 2004	11	8	2,8	11	1,99	44,8	31	22	"
13	2006 2007	1,5	2	1,7	29	2,12	36,5	33,8	45	OIL
14	2012,4 2013,4	0,49	0,75	0,85	28	2,15	34,8	32	100	WATER
15	2017 2018	0,52	0,72	0,9	25,5	2,18	32,8	29,5	100	"
16	2024 2025	0,55	0,70	0,95	26	2,18	32,9	30,4	100	"
17	2047 2048	0,52	0,62	1	27	2,17	33,5	31,1	100	"
18	2053 2055	0,51	0,66	0,95	25	2,17	33,5	30,3	100	"
A	2758,8 2759,8	55	90	17	15	2,40	17	16,5	20	OIL Rw = 0,070
B	2760 2761	48	58	24	12	2,47	13	12,5	30	OIL



$\phi = 20 \rightarrow F = 20$

$R_t = 1.32$

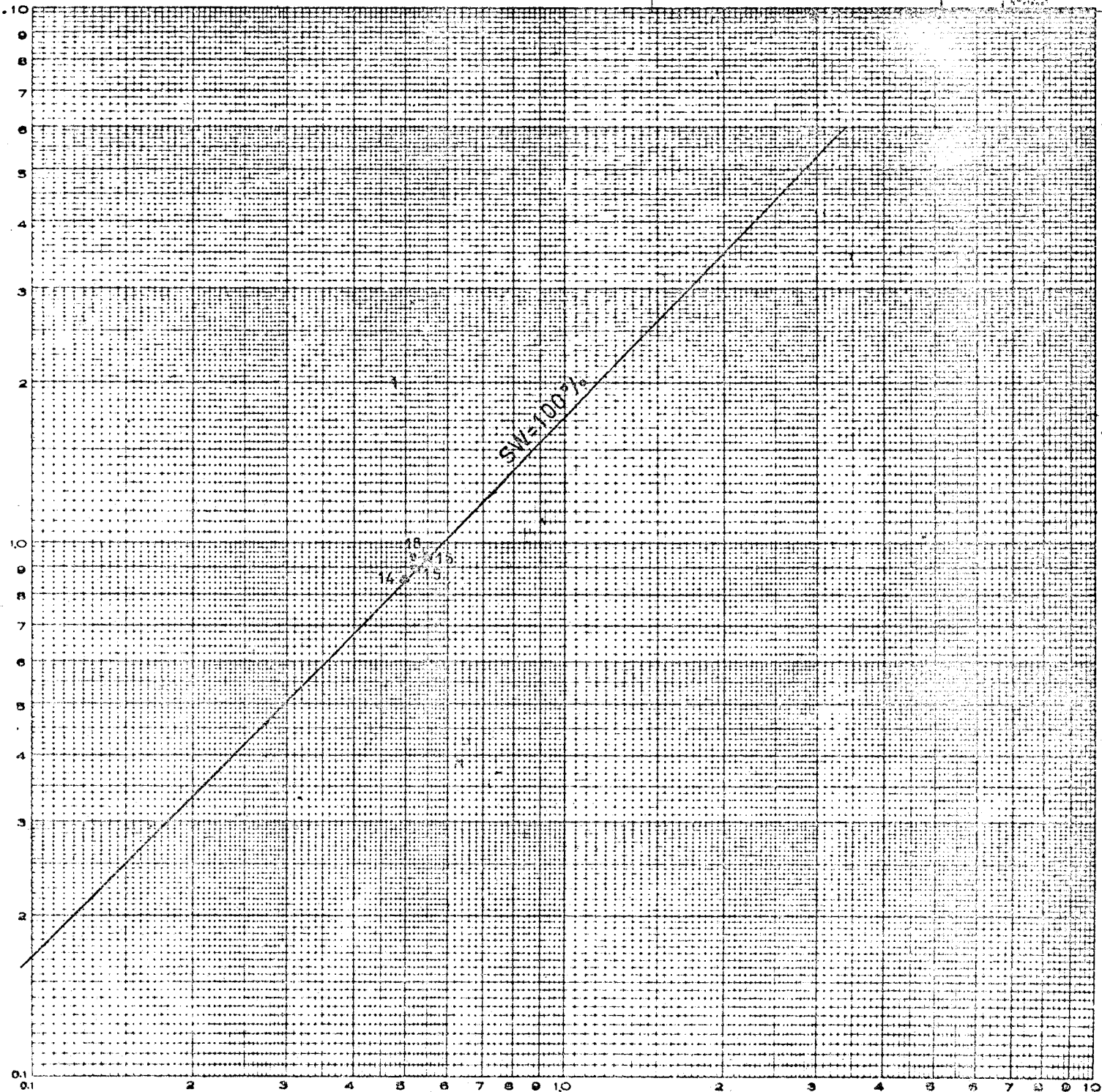
$R_w = 0.066$

elf	Secteur	NORVEGE	elf NORGE A/S
	Opérateur	elf NORGE	
	Permis ou Concession	25/1	
FRIGG NORTH EAST 25/1-4 PLOT POROSITY / RESISTIVY			
elf NORGE		PI 2	Date 7/06/74
GISEMENTS			Auteur AP/PT
			N° class

FRIGG NORTH EAST (25/1-4)

Plot R_{x0} / R_T

R_{MLL}



R_T

$$R_w = \frac{R_T}{R_{x0}} \times R_{mf}$$

$R_{mf} = 0.215$ at $56^\circ F$
 $= 0.110$ at BHT

$R_w = 0.064$

FORMATION TESTER S.P.E.

PI 4

DATE: 13/5/74 Start R.I.H. : 2 H Total n° } 2
 Ended P.O.O.H. : 11 H of R.I.H. }
 OPERATOR : DURAND Company Witness: PINET GALY

WELL : 25/1-4FORMATION: CretaceousN° of test : 1

GENERAL INFORMATION

MUD { Density : 1,25 Viscosity : 45
 Free water : 4 Salinity : _____
 Rm = 0,285 à 63 °F Rmf = 0,218 à 60 °F
 Source of filtrate : _____ Press

Testing depth
 reference GR-N : 2760,50 m
 absolute depth : - 2734,50 m
 RKB depth 2760,0

Hole diameter : 8 1/2 Cake 1/8" Late wiper } 13 H
 Reservoir: Upper cretaceous trip ? }
 Reason for testing: Confirmation of hydrocarbon
formation and eventual sampling

OVERALL RESULTS :

significant

FORMATION { Cores : _____
 Lithology: Limestone
 Granulometry : _____
 Porosity : 15 to 17 % Permeability : LOW

Salinity of interstitial water : _____ R_w = 0,070 à BHT °C

Presumed G.O.R. : _____

Static Reservoir Pressure : _____

Head of mud : 5180

RESULTS

GAS : 10.000 CCOIL : Trace

WATER : _____
 R_w = _____ à _____ °C

Mud
 WATER + FILTRATE: 2700 CC
 R = 0,350 à 64 °F

FILTRATE : _____
 Rmf = _____ à _____ °C

DRY : _____

EVENTUAL FAILURE : _____
Mechanical failure
for first run

TOOLS

Tool : FIT or FIT COMBO FIT
 Mode of placement : GR
 Diameter of charges) Reverse firing
 kind of setting)
 Type of pad : Following PACKER
 Sampling chamber: 2 3/4 (10 l) or 5 1/2 (21 l)
 Choke : 1 x 0,020"
 Hydraulic circuit regulator : _____

TEST

Pressure scale : 0 - 5000 - 10.000 PSI

Pad pressure : _____

Hydrostatic pressure reading { 5200 p.s.i. Initial shut in pressure { reading: _____ p.s.i. _____ kg/cm²
 _____ kg/cm² { extrapolated: _____ p.s.i. _____ kg/cm²
 { duration: _____

Pressure flowing : Start : 270 End: 250 PSI Flowing time : 30 mn

Sampling chamber fill up ratio : _____

B.H.P., reading { _____ p.s.i. extrapolated { _____ p.s.i. _____ kg/cm²
 _____ kg/cm² { duration: _____

Sampling chamber pressure reading at surface : _____

Permeability based on pressure calculations : _____ from build up pressure curve : _____

Observations: FORMATION WITH VERY LOW PERMEABILITY.AMERADA FLOWING PRESSURE 128 TO 65 PSI

FORMATION TESTER S.P.E.

PI 5

DATE: 24/5/74 Start R.I.H. : 6H30 Total n° } 1
 Ended P.O.O.H. : 10H30 of R.I.H. }
 OPERATOR : DURAND Company Witness: PINET
SAVELLI

WELL : 25/1-4FORMATION: Frigg MemberN° of test : 2

Testing depth
 reference GR-N : 2007,0 m
 absolute depth : 1981,0 m
 RKB depth 2006,5 m

OVERALL RESULTS :
PLUGGED WITH SAND NOT
TRANSFERRED

RESULTS

GAS : not measuredOIL : 2500 CC

WATER : -
 Rw = - a - °C

WATER + FILTRATE : -
 R = - a - °C

FILTRATE : -
 Rmf = - a - °C

DRY : -

EVENTUAL FAILURE :
sand in the lines

GENERAL INFORMATIONS

MUD { Density : 1,25 Viscosity : 45 cp
 Free water : 4 Salinity : -
 Rm = 0,281 a 65 °F Rmf = 0,222 a 56 °F
 Source of filtrate : Press
 Liner 7"

Hole diameter : 8 1/2 Cake - Late wiper } 6 H.
 Reservoir : Frigg member trip ?

Reason for testing : Oil sample for PVT analysis

FORMATION { Cores : yes
 Lithology : sand
 Granulometry : -
 Porosity : 30 % Permeability : very good

Salinity of interstitial water : - Rw = 0,066 a BHT °CPresumed G.O.R. : -Static Reservoir Pressure : 2906 PSIHead of mud : 3700 PSI

TOOLS

Tool : FIT or FIT COMBO FIT
 Mode of placement : GR
 Diameter of charges, } Shaped charge
 kind of setting }
 Type of pad : Hard casing
 Sampling chamber : 2 3/4 (10 l) or 5 1/2 (21 l) 2 3/4
 Choke : 4 x 0,020
 Hydraulic circuit regulator : -

TEST

Pressure scale : 0 - 5000 - 10000 PSIPad pressure : -

Hydrostatic pressure reading { 3750 p.s.i. Initial shut in pressure { reading: - p.s.i. - kg/cm²
- kg/cm² { extrapolated: - p.s.i. - kg/cm²
 duration: -

Pressure flowing : Start : 3050 End: 3050 PSI Flowing time : 30 mn -Sampling chamber fill up ratio : 24 %

B.H.P., reading { 3050 p.s.i. extrapolated { - p.s.i. - kg/cm²
- kg/cm² { duration: 2 mn

Sampling chamber pressure reading at surface : -Permeability based on pressure calculations : - from build up pressure curve : -Observations: Amerada - Flowing pressure (2907 to 2912 PSI) PLUGGED BY SAND

FORMATION TESTER S.P.E.

PI 6

DATE: 24/5/74 Start R.I.H. : 12H30 Total n° } 1
 Ended P.O.O.H. : 16H15 of R.I.H. }
 OPERATOR : DURAND Company Witness: PINET SAVELLI

WELL : 25/1-4FORMATION: Frigg Member

GENERAL INFORMATION

MUD { Density : 1,25 Viscosity : 45 cp
 Free water : 4 Salinity : _____
 Rm = 0,281 a 65 °F Rmf = 0,222 a 56 °F
 Source of filtrate : Press

liner 7"
 Hole diameter : 8" 1/2 Cake - Late wiper } 12 H
 Reservoir : Frigg Member trip ? }
 Reason for testing : Oil sample for PVT analysis

FORMATION { Cores : yes
 Lithology : sand
 Granulometry : -
 Porosity : 30 % Permeability : very good

Salinity of interstitial water : _____ R_w = 0,066 a BHT °C

Presumed G.O.R. : _____

Static Reservoir Pressure : 2906 PSIHead of mud : 3700 PSI

TOOLS

Tool : FIT or FIT COMBO FIT
 Mode of placement : GR
 Diameter of charges, } shaped charge
 kind of setting }
 Type of pad : Hard casing
 Sampling chamber : 2 3/4 (10 l) or 5 1/2 (21 l) 2" 3/4
 Choke : 4 x 0,020"
 Hydraulic circuit regulator : _____

TEST

Pressure scale : 0 - 5000 - 10000 PSI

Pad pressure : _____

Hydrostatic pressure reading { _____ p.s.i. Initial shut in pressure { reading: _____ p.s.i. _____ kg/cm²
 _____ kg/cm² { extrapolated: _____ p.s.i. _____ kg/cm²
 { duration: _____

Pressure flowing : Start : 2900 End: 2900 PSI Flowing time : 75 mn -Sampling chamber fill up ratio : 100 %

B.H.P., reading { 3100 p.s.i. extrapolated { _____ p.s.i. _____ kg/cm² duration: 3 mn
 _____ kg/cm² { _____ kg/cm²

Sampling chamber pressure reading at surface : 1575 PSI

Permeability based on pressure calculations : _____ from build up pressure curve : _____

Observations: _____

N° of test : 3

Testing depth
 reference GR-N : 2008,0 m
 absolute depth : -1982,0 m
 RKB depth : 2007,50 m

OVERALL RESULTS :

_____ significant

RESULTS

GAS : Not measured

Transferred with oil

OIL : 5150 CC

WATER: _____

R_w = _____ a _____ °CWATER + FILTRATE: 4750 CCR = 0,258 a 52 °FSalinity: 34 g/l

FILTRATE : _____

Rmf = _____ a _____ °

DRY: Sand

EVENTUAL FAILURE : _____

Bottom hole pressure, PSI

5000

Opened flow line

FRIGG NORTH EAST

25/1-4

AMERADA PRESSURE CURVE

FIT N° 1

PI. N° 7

4000

3000

2000

1000

Shooting shafed charge

Closed seal valve

HYDROSTATIC PRESSURE

BAO A 4

9.40

9.42

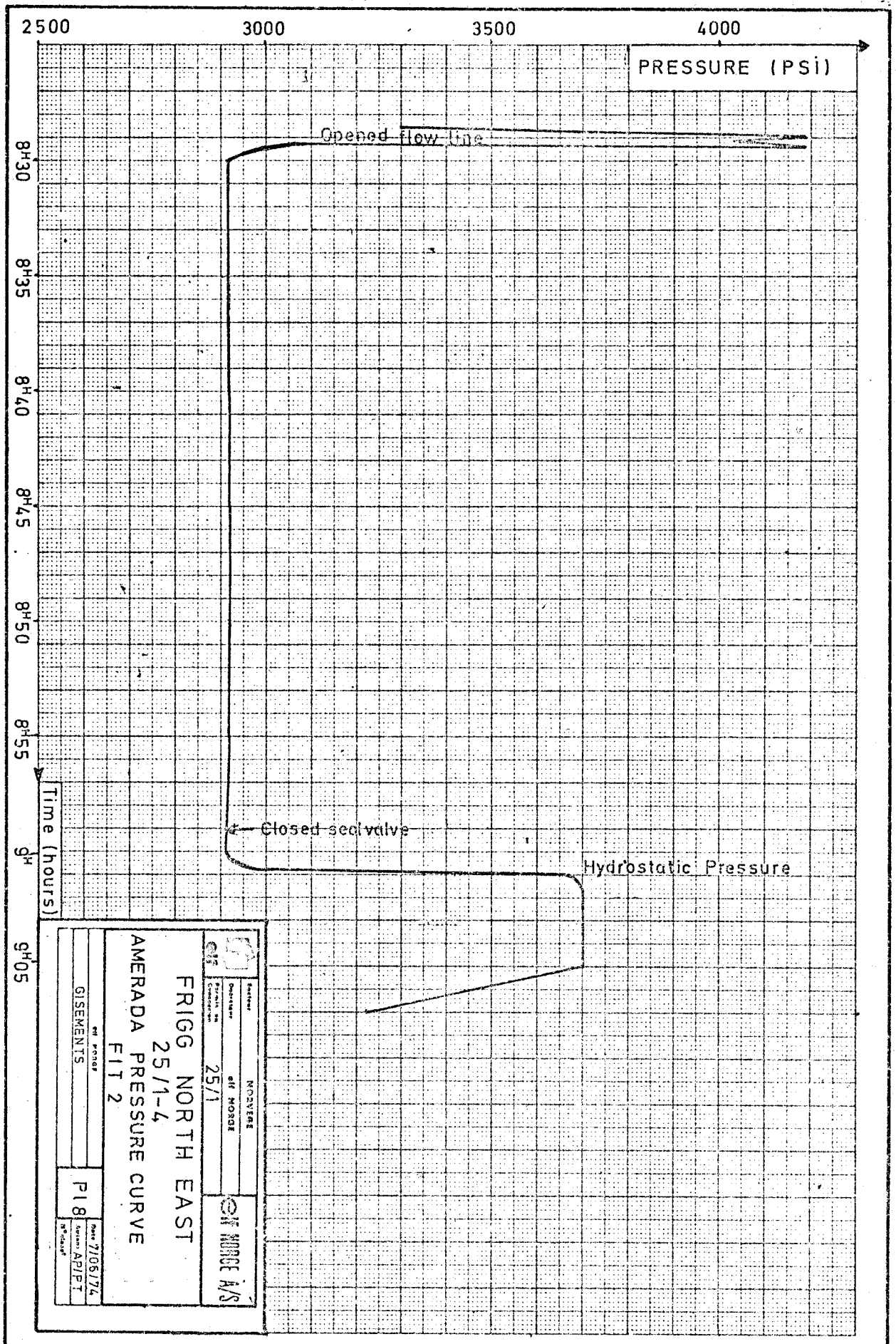
9.45

9.50

9.55

10.00

10.05



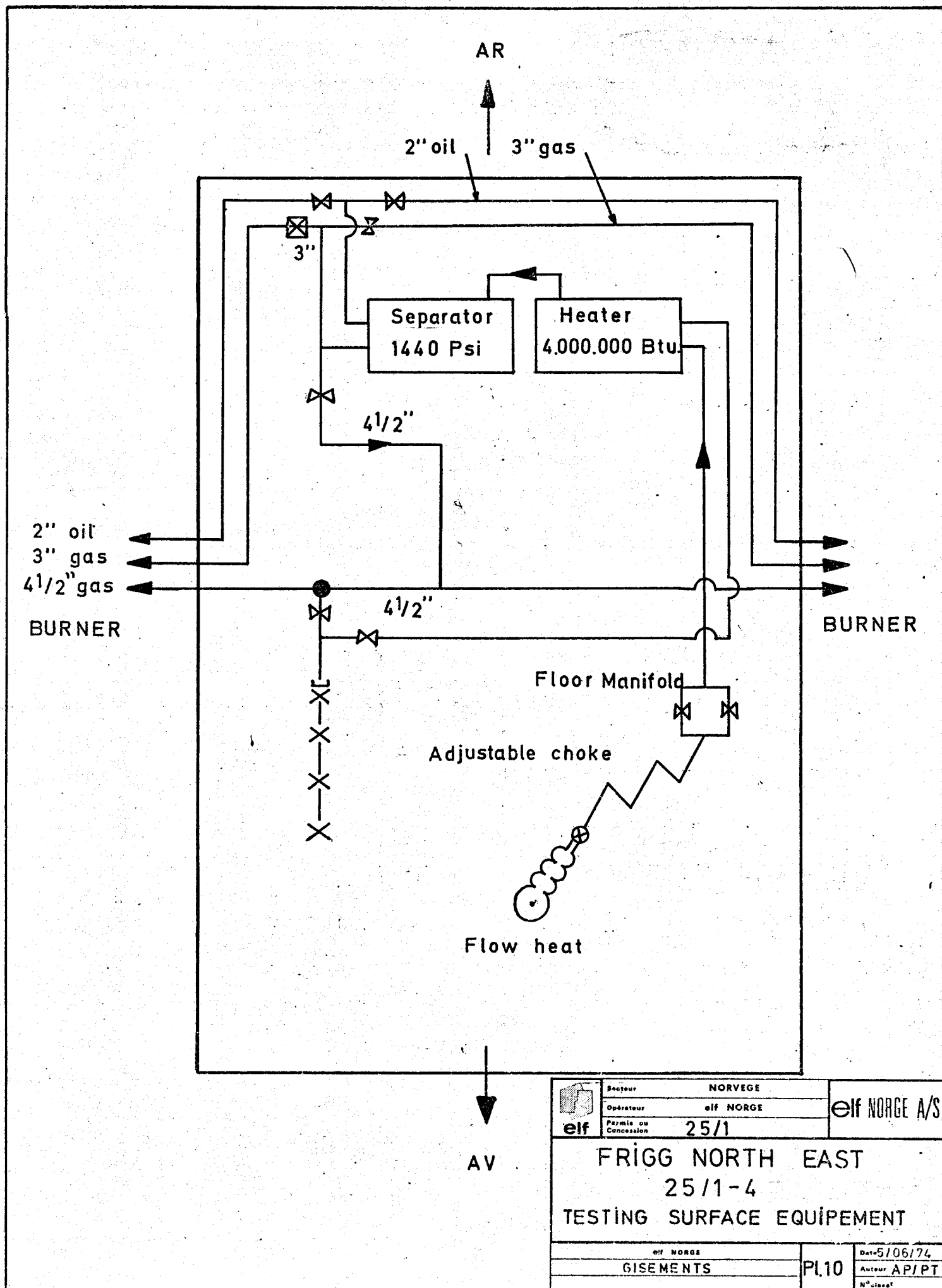
FRIGG NORTH EAST

25/1 - 4

Core listing

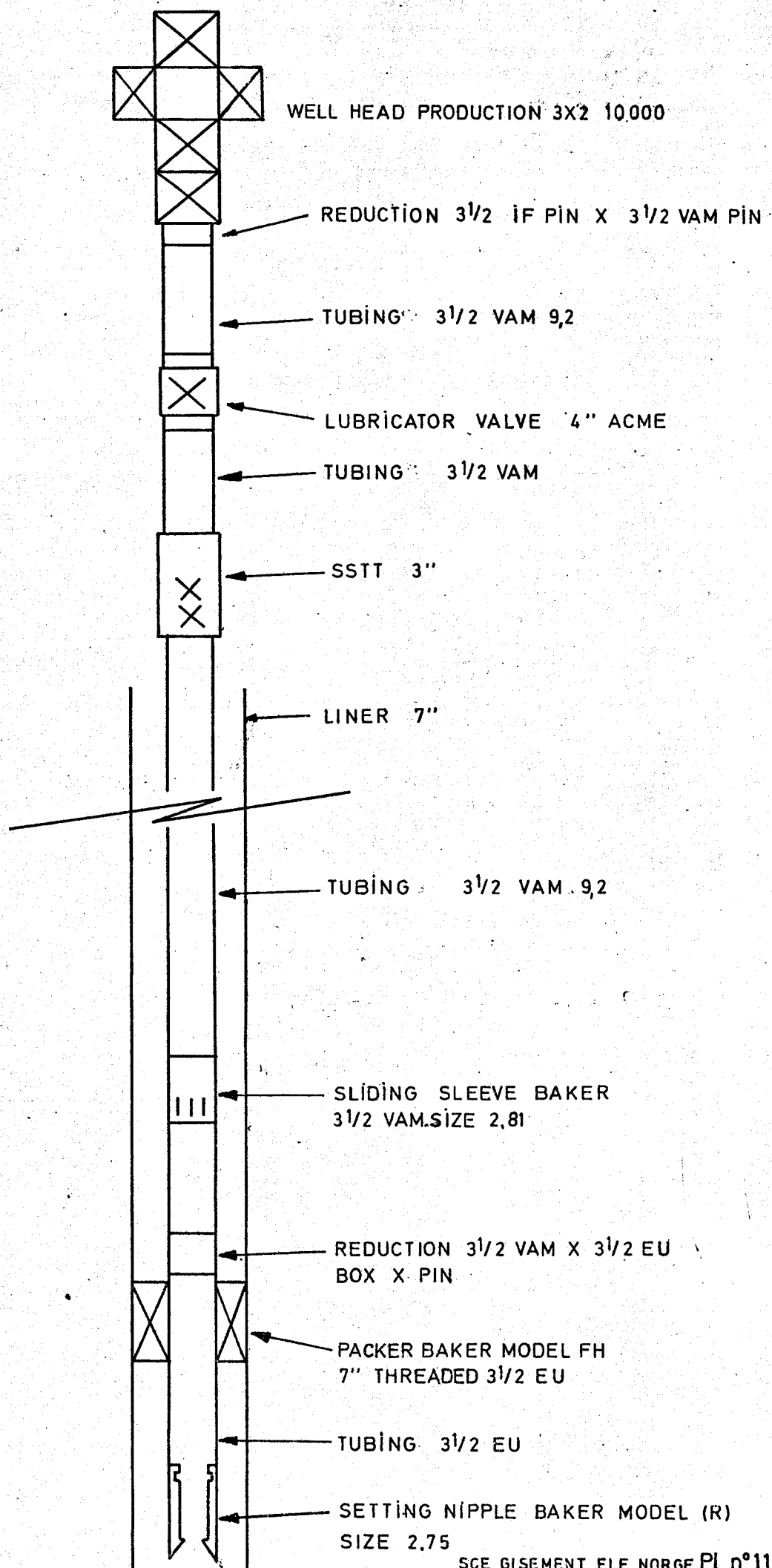
Zt = 25,50m

	Core N°	Recupe ration %	I N T E R V A L		LEVEL
			RKB depth (m)	BSL depth (m)	
EOCENE	1	80	1922 - 1935,5	-1896,5 - -1910	SHALE
	2	78	1935,5 - 1953,5	-1910 - -1928	»
	3	100	1953,5 - 1970,5	-1928 - -1945	FRIGG MEMBER
	4	44	1970,5 - 1984	-1945 - -1958,5	» »
	5	67	1984 - 1993	-1958,5 - -1967,5	» »
	6	75	1993 - 2001	-1967,5 - -1975,5	» »
	7	100	2001 - 2010	-1975,5 - -1984,5	» »
	8	75	2010 - 2028	-1984,5 - -2002,5	» »



FRIGG NORTH EAST 25/1-4

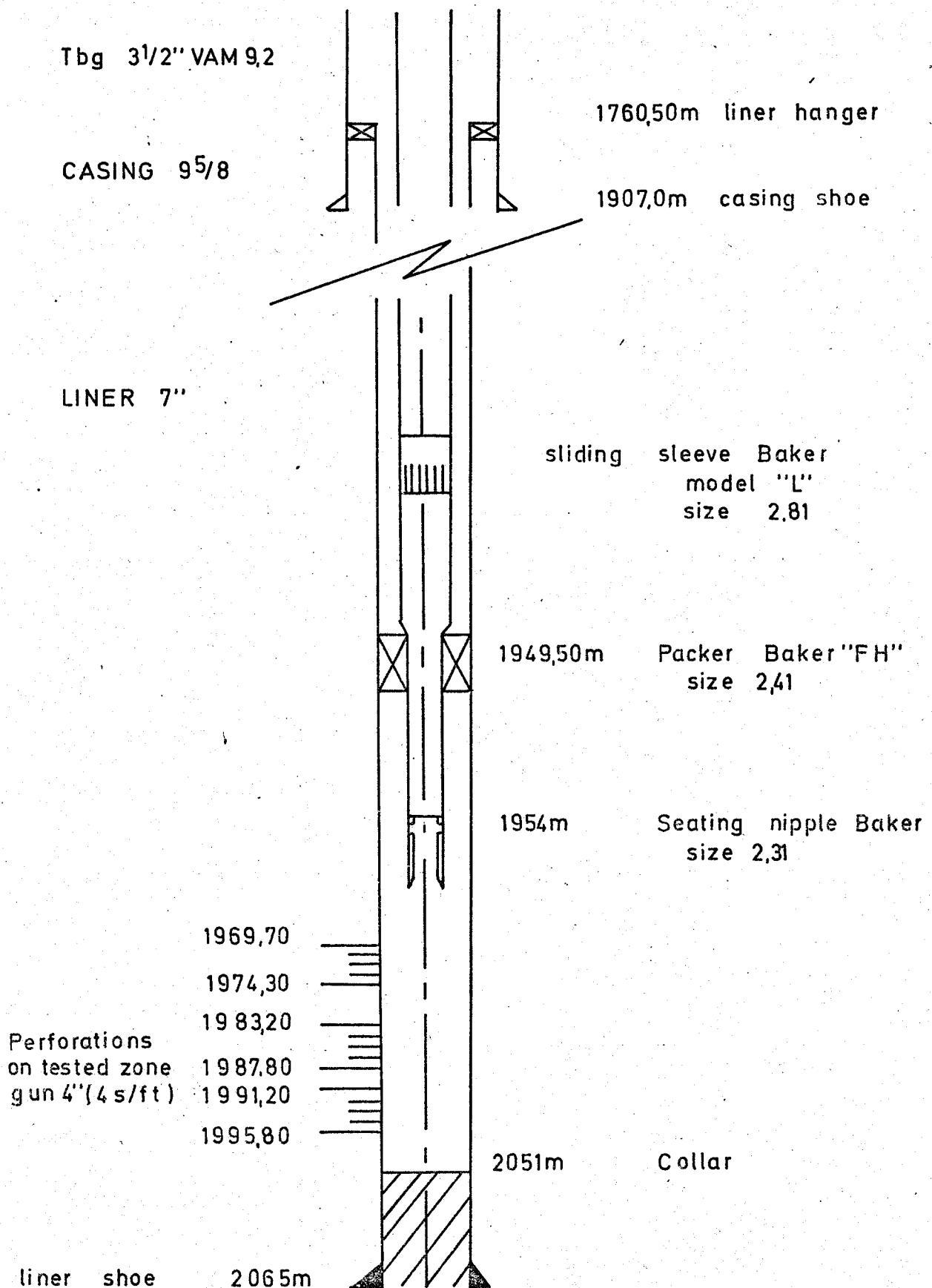
WELL TESTING EQUIPMENT

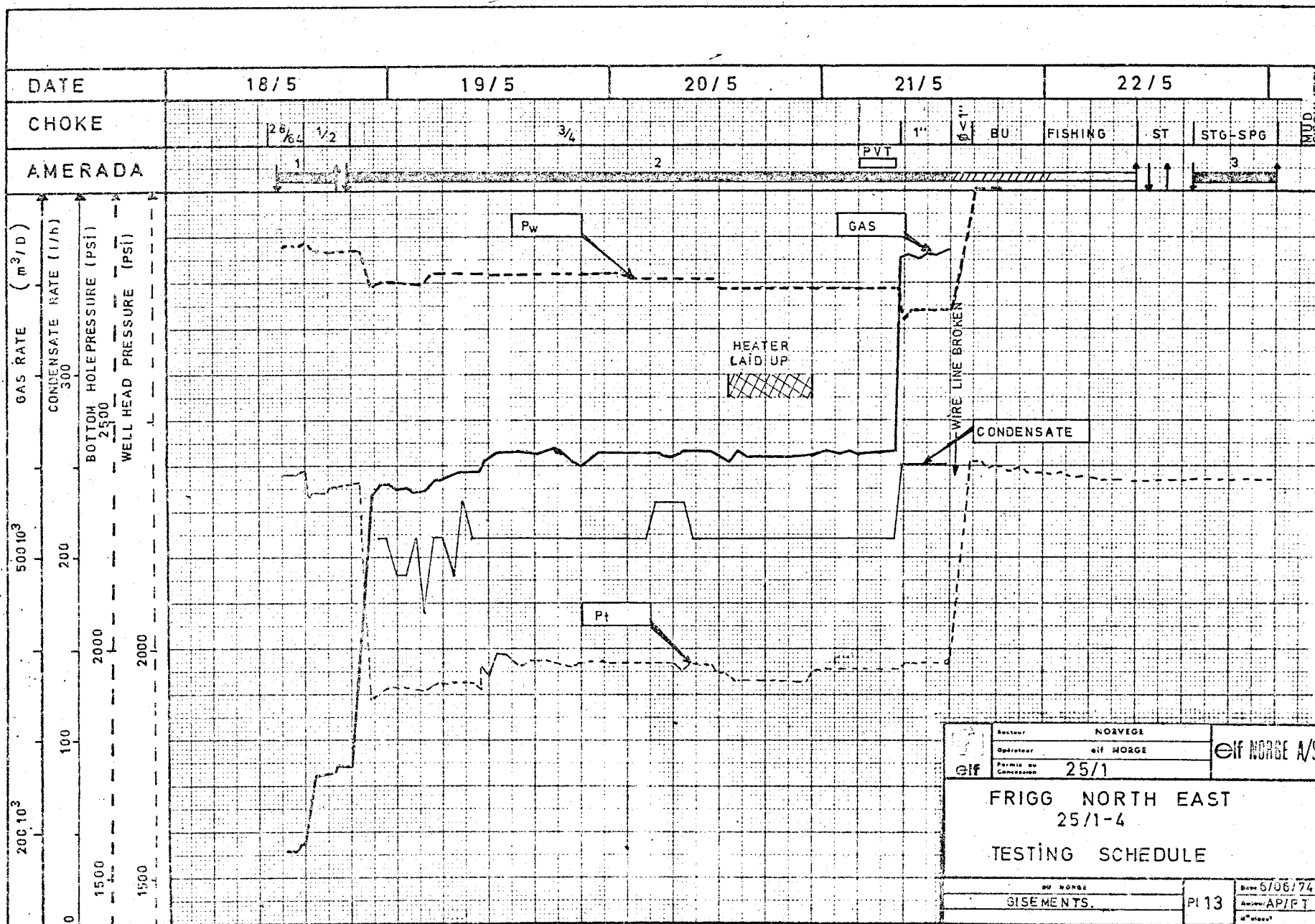


FRIGG NORTH EAST

25/1-4

BOTTOM HOLE TESTING EQUIPEMENT





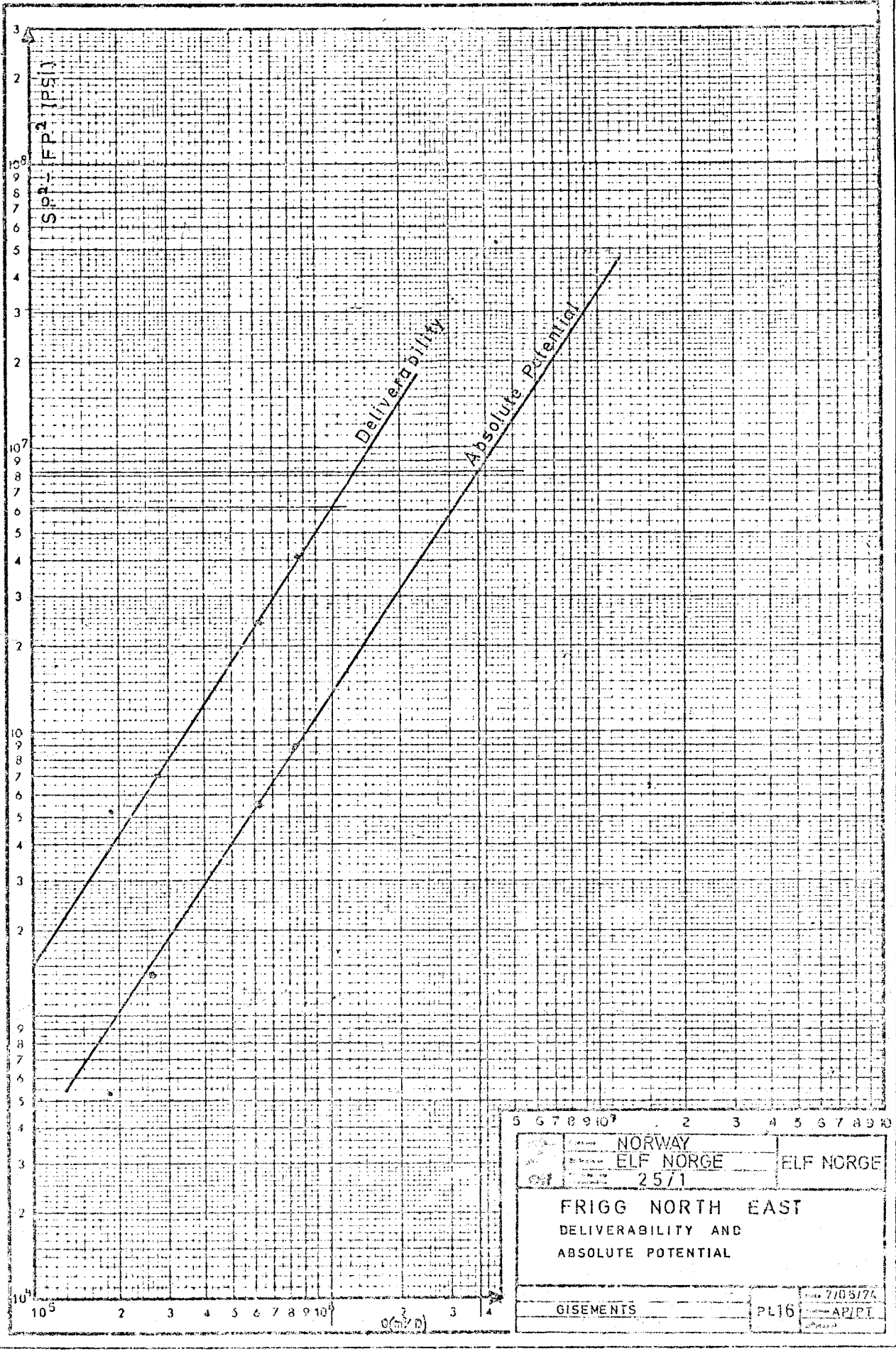
Secteur	NORVEGE	 Elf NORGE A/S
Opérateur	Elf NORGE	
Permis de Circulation	25/1	
FRIGG NORTH EAST 25/1-4 TESTING SCHEDULE		
Elf NORGE GISEMENTS.		PI 13 Date 5/06/74 Approuvé AP/PT

FRIGG NORTH EAST
25/1-4

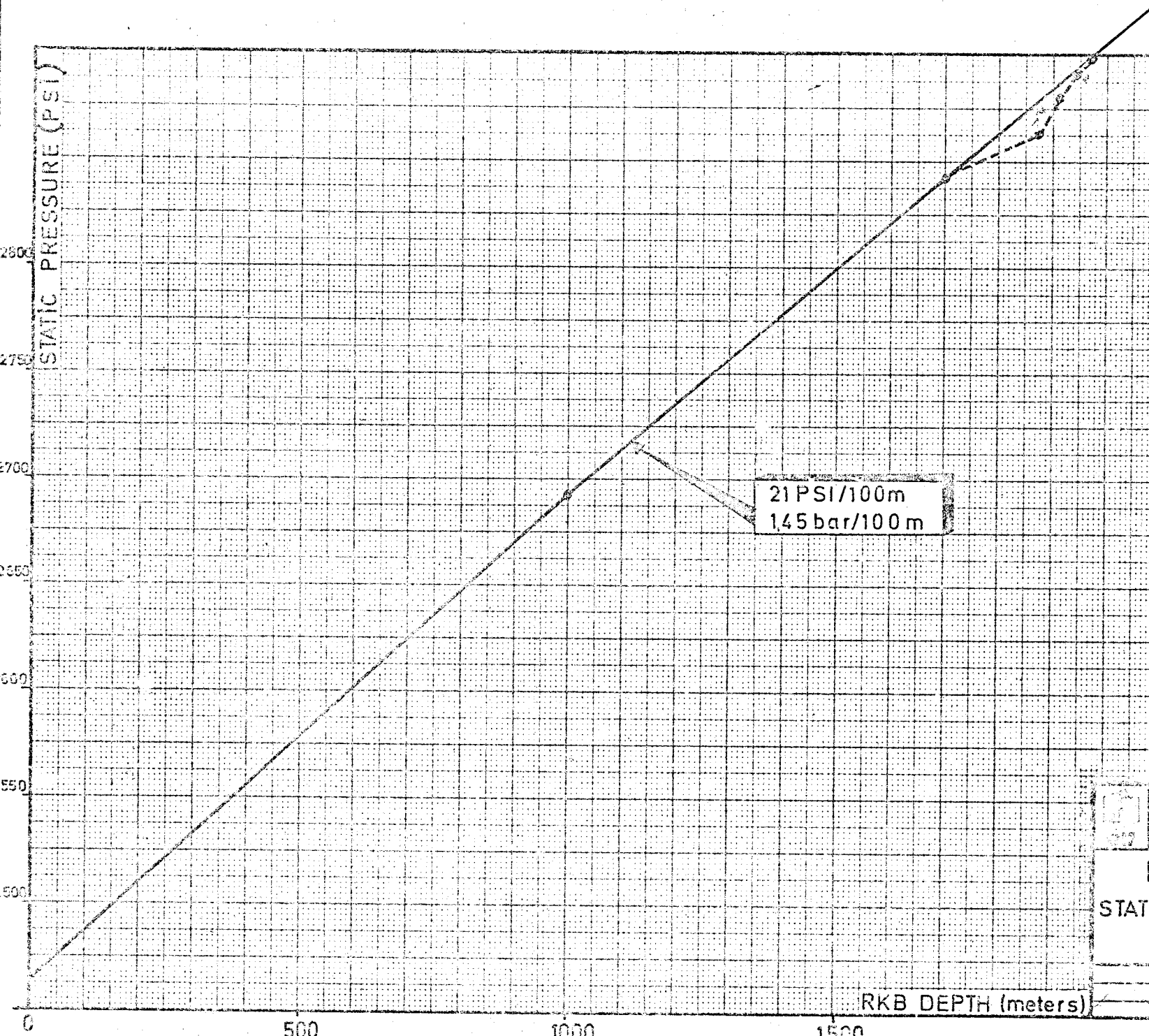
Test results

CHOKE (Inch)	Rate OIL (m ³ /D)	Rate CONDENSATE (m ³ /D)	BHP(1) (PSI)	TP (PSI)	SP ² -FP ²	
					well head	bottom hole
28/64 ^e	188.000	not measured	2.880	2.390	537.900	51.921
1/2	264.000		2.865	2.352	718.096	138.096
3/4	610.000	5.04 6.85 g / m ³ gas	2.790	1.953	2.435.791	562.221
1"	831.000	6.0 6.01 g / m ³ gas	2.735	1.465	4.103.775	866.096
Shut in	—	—	2.889	2.500		

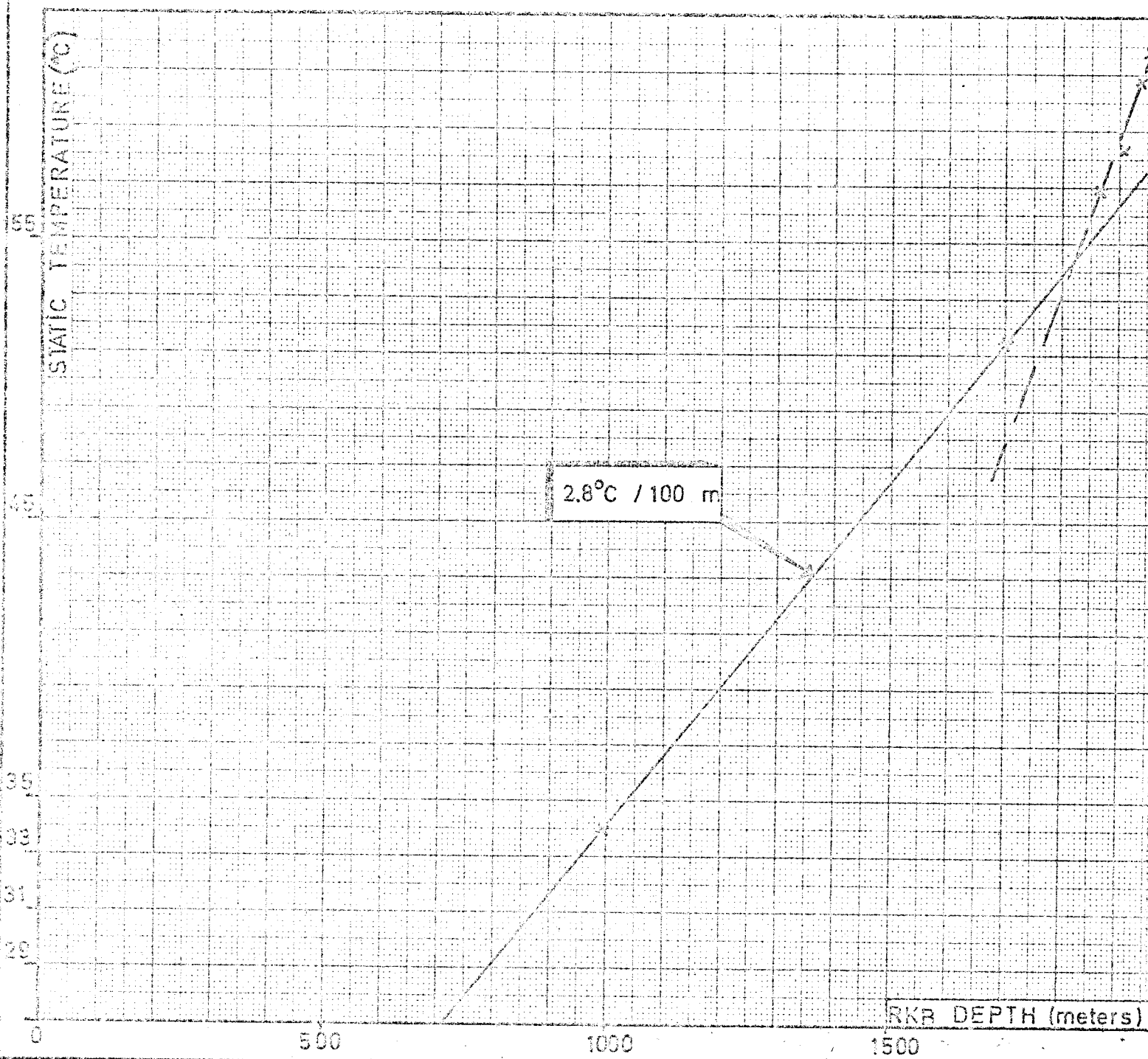
(1) Amerada depth :1940 m (RKB)



5 6 7 8 9 10		2	3	4	5	6	7	8	9	10
NORWAY		ELF NORGE		ELF NORGE						
25/1										
FRIGG NORTH EAST										
DELIVERABILITY AND										
ABSOLUTE POTENTIAL										
GISEMENTS		PL16		7105174						
				AP/PI						



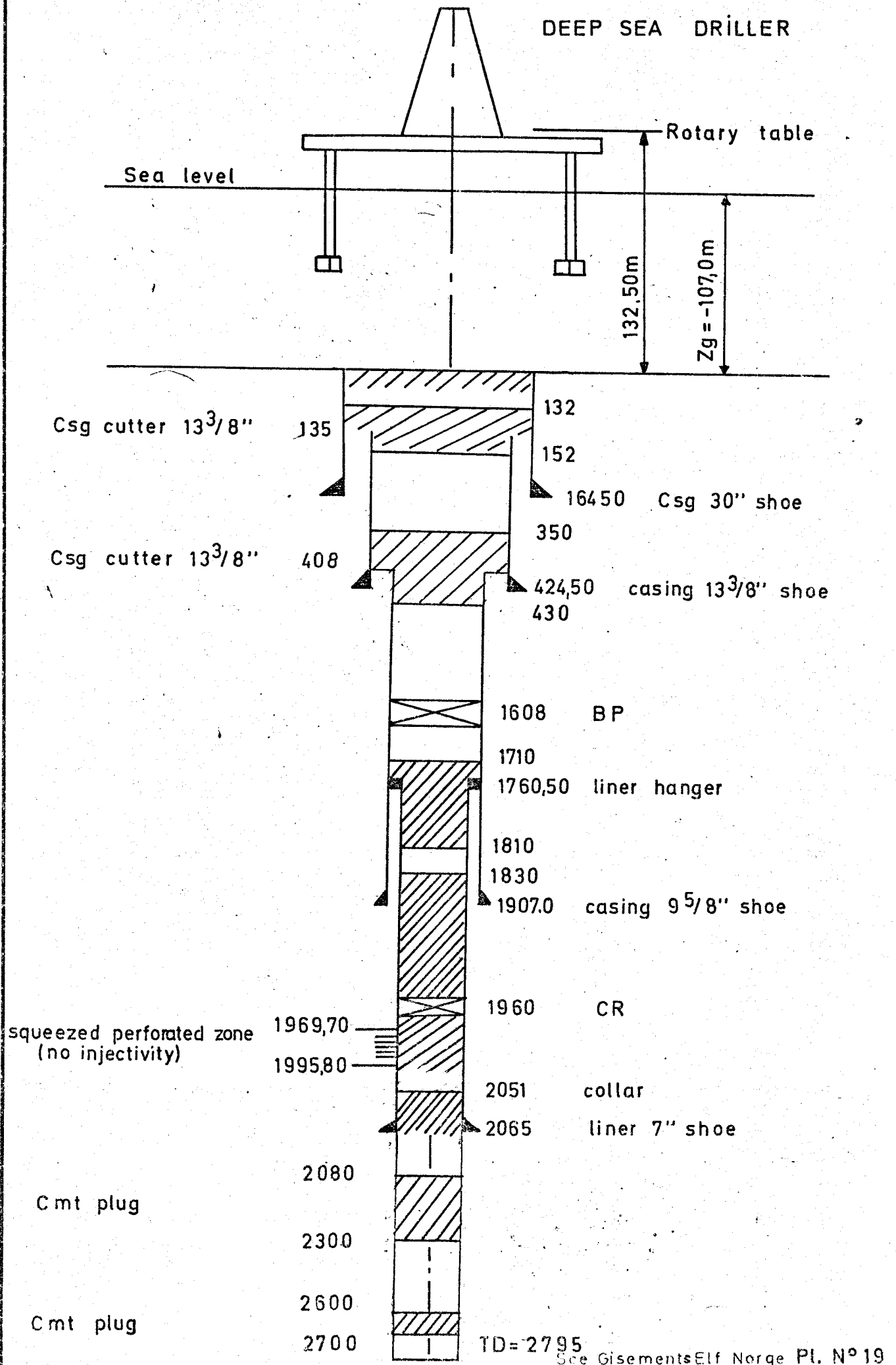
Driller	NO. 1006	OFF NO. 1006 A/S
Operator	OFF NO. 1006	
Permit to Circulate	25/1	
FRIGG NORTH EAST STATIC PRESSURE GRADIENT.		
DR NO. 1006	GESEMENTS	PL. 17
		DATE: 7/06/74 SIGNED: API/PT



Wellbore	FRIGG	OK NORGE A/S
Operator	OK NORGE	
Drilling Company	25/1	
FRIGG NORTH EAST STATIC TEMPERATURE GRADIENT		
Wellbore	OK NORGE	PI 18
Drilling Company	25/1	
Date	5/06/74	Author
Author	AP/PT	
OK NORGE		

FRIGG NORTH EAST 25/1-4 ABANDONMENT SCHEME

DEEP SEA DRILLER



RIG: DEEP SEA DRILLER

FRIGG NORTH EAST (25/1-4)

Pl 20

LEVEL

ABSOLUTE
DEPTH
DRILLING
LOG

NAME	NATURE
...	...

FLUIDS

LITHOLOGY

CWC

PRODUCTION

ERFORATIONS

ABANDONMENT

TESTS

Zg: -107,0m

Zt: + 25,50m

Zp:

ORIGIN=q + : 132.50m

COORDINATES:

X 2°15' 54" Y 59° 59' 52"

in km.

NORTH

SOUTH

RESERVOIR PROPERTIES

[illegible]

WELL COMPLETION

TERMINAL DEPTH 2795m DIAMETER OF DRILLING: 8 1/2"

READING - FROM TO

DEVIATION OF WELL:

CORRECTION

ON THE DEPTH

_____ AT: _____
 } _____ AT: _____
 _____ AT: _____

PRODUCTION CASING DIAMETER : LINER HANGER: 1760,50 m

CASING: LINER 7" SHOE: 2065m

CASING CLAMP -TYPE: _____ DEPTH: _____

SCRAPPERS: _____ CENTRALISERS: _____

CEMENTATION: TOP THERMO TO: 1970 m CEMENT WEIGHT: 7.5 T

REFORMATIONS FROM: 1969,70 TO: 1974,30

PERFORATIONS FROM: 1983,20 TO: 1987,80

FROM: 1991.20 TO: 1995.80

TYPE OF CEMENT: CLASS D $d = 2,0$

TYPE OF MUD: FCL - LC - EM d=1,25

BOTTOM OF WELL: CEMENT ☒ PLUG ☐

OBSERVATIONS

(1) SQUEEZED PERFORATED ZONE

DRAWN BY: AP/PT

DATE: JUNE '74

ELF NORGE A/S
RESERVOIR ENGINEERING.

Scale: 1/500

COMPANY ELF-NORGE	WELL FRIGG NORTH-EAST	LICENCE 25-1	AREA NORTH SEA NORWEGIAN AREA
WELL NUMBER 25/1-4			
RESERVOIR FRIGG MEMBER			
Scale 1/200			
Coordinates x 2° 15' 54" E y 59° 59' 52" N Origin depth measured from R&B			
RIG DEEP SEA DRILLER			
OBJECTIVE FRIGG MEMBER			
LOGGING COMPANY SPE			
CORRECTION OF MAG. DEVIATION			
TOTAL DEPTH 2795m			

AP/RY

PL N° 21

JUNE 74

