



# elf NORGE

## FRIGG FIELD PRODUCTION FACILITIES

### THERMODYNAMIC STUDY AND PHYSICAL PROPERTIES OF THE RESERVOIR FLUID FROM WELL 25/2.1

ELF NORGE

D.E.P.  
1061 N°4/71

THERMODYNAMIC STUDY AND PHYSICAL PROPERTIES  
OF THE RESERVOIR FLUID FROM-WELL

25/2.1.

J. SAVELLI

janvier 1974

	Pages
Rapport d'échantillonnage <i>Sampling report</i>	1
Données de production <i>Production data</i>	9
Conventions <i>Covenants</i>	10
Définitions <i>Definitions</i>	11
Principaux résultats <i>Important results</i>	12
Contrôle des échantillons <i>Sample control</i>	13
Etude du liquide stockage chantier <i>Stock tank liquid study</i>	14
Etude du liquide séparateur <i>Separator liquid study</i>	
Etude du gaz séparateur <i>Separator gas study</i>	15
Recombinaison <i>Recombination</i>	26
Flash de contrôle du G.O.R. <i>Flash control of G.O.R</i>	
Relations pression-volume du fluide réservoir <i>Pressure volume relation of reservoir fluid</i>	27
Libération différentielle <i>Differential liberation</i>	

OBSERVATIONS ON SAMPLE TAKEN FOR  
THERMODYNAMIC STUDY OF FLUID  
FROM WELL 25 2-1

The sample was taken during tests whose main objective was to check on the open hole behaviour of Frigg sands.

This explains the presence of a desander between the well head and the separator and the flow effected on a small diameter choke. Tests were carried out on chokes with diameters of increasing size -  $\frac{1}{4}$ " - 3 8" -  $\frac{1}{2}$ " - 5 8" - 3 4". The desander was by-passed for the sample taken on the  $3\frac{1}{4}$ " choke.

The sea was calm which enabled accurate metering of the gasoline.

Good conditions, i.e. stability and fairly accurate knowledge of pressure, flow rates and temperatures enables sampling operations to be carried out with success. Unfortunately, our fears were justified and due to a change in the direction of the wind, we were obliged to reduce stabilizing time before taking the sample.

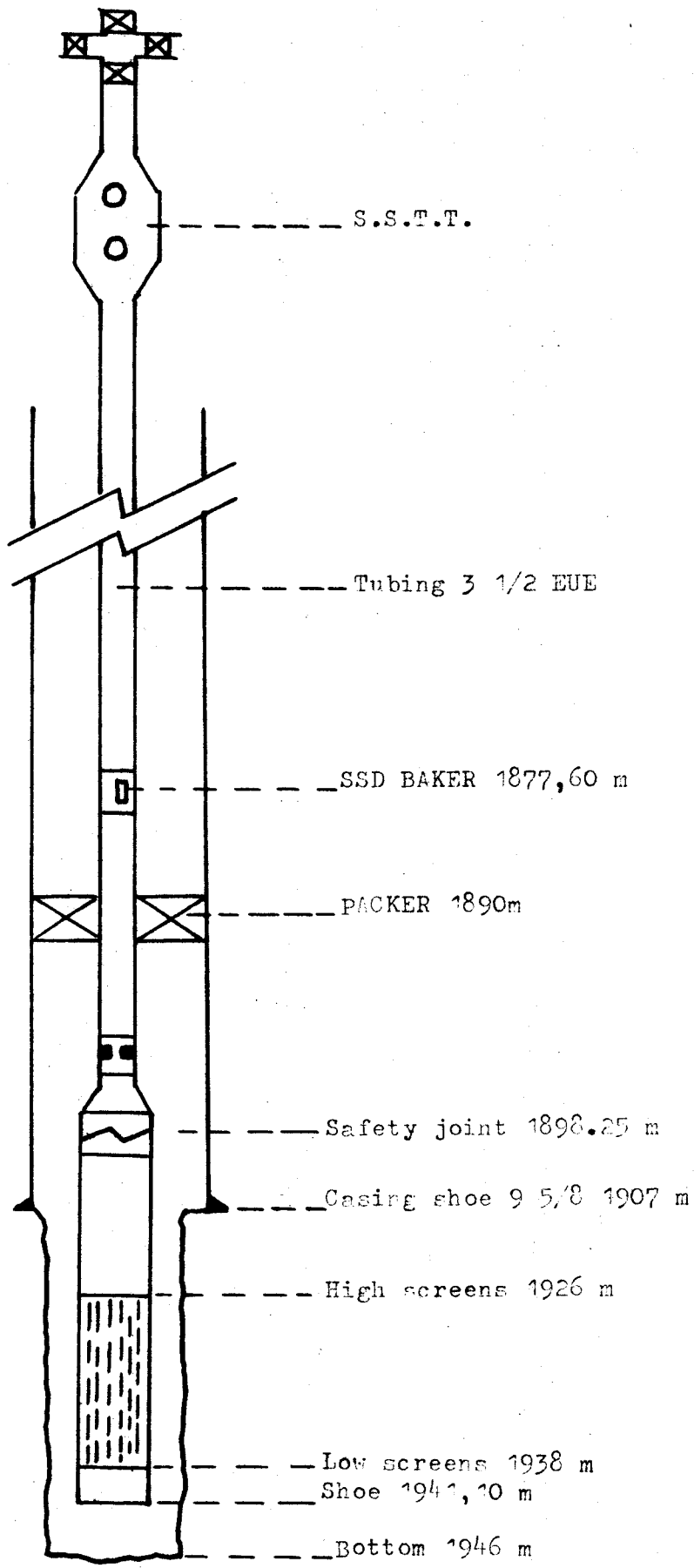
In this study we give 2 different compositions for the separator gasoline and two compositions of reservoir fluid.

The difference noticed in quantities over and above C7 is due to the fact that in the first case values considered are those furnished by TBP distillation whereas in the other case, the values given are those from chromatographic analysis.

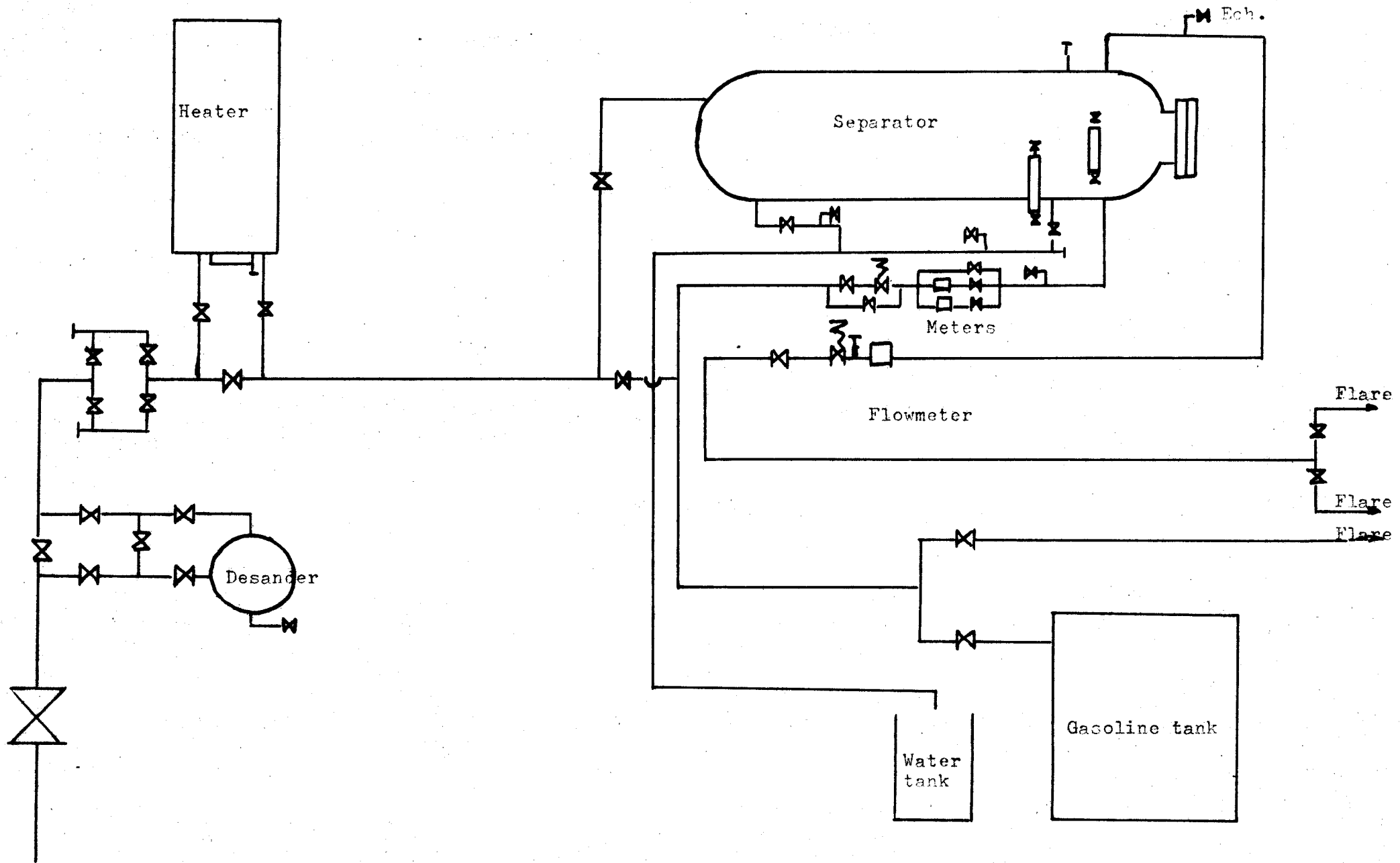
It is obvious that in the first case the hydrocarbons over and above C7 represent a mixture essentially composed of the main body with a fraction of the preceding body and a fraction of the succeeding body. The distillation columns are not efficient enough to allow a more thorough selection. On the other hand, the values given by chromatography correspond exactly to the number of hydrocarbons analysed.

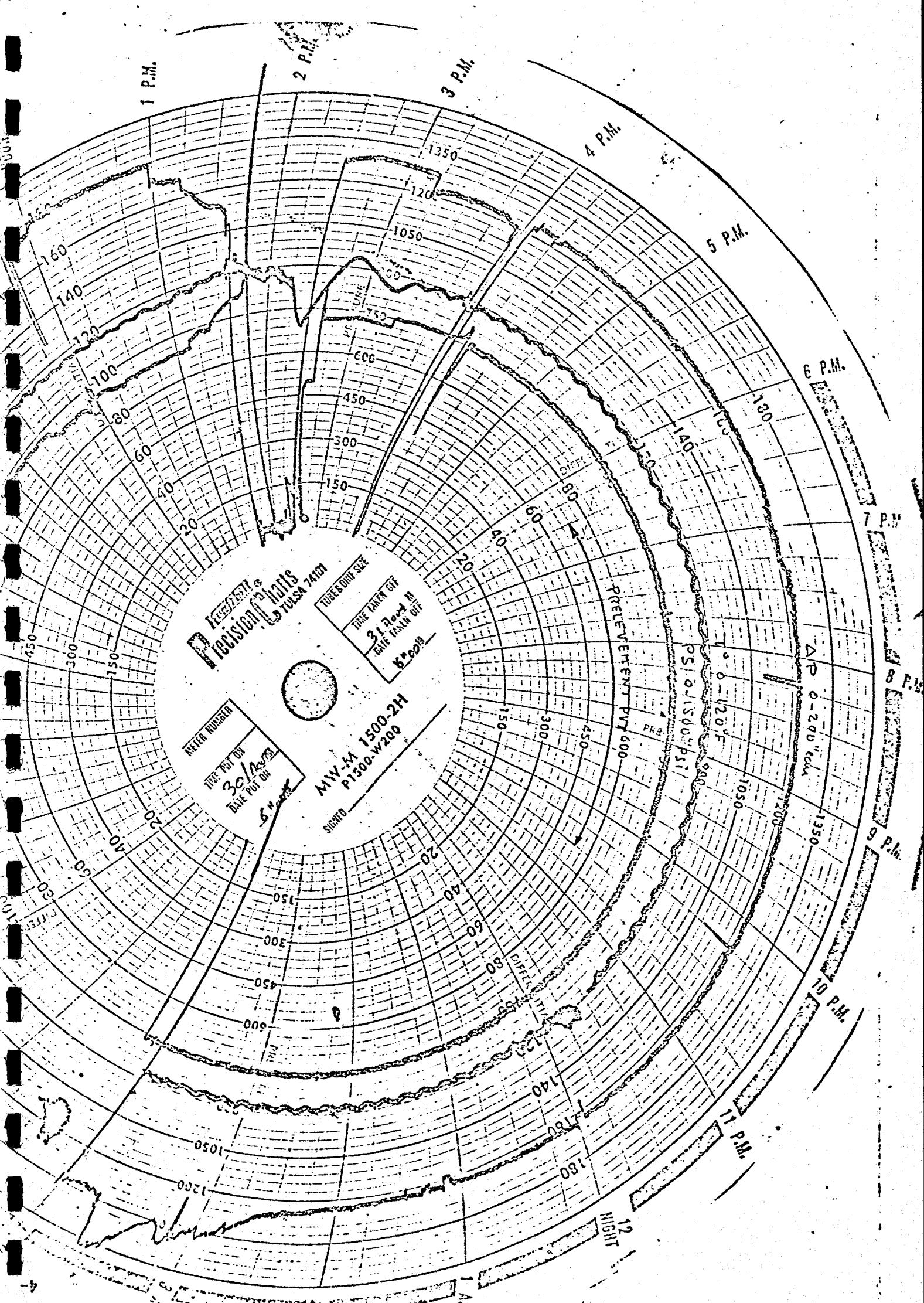
FRIGG EST

SCHEMATIC OF EQUIPMENT FOR TESTS



PRODUCTION TESTS ON 25.2.1.





1 P.M.

2 P.M.

3 P.M.

4 P.M.

5 P.M.

6 P.M.

7 P.M.

8 P.M.

9 P.M.

10 P.M.

11 P.M.

12 MIGHT

Precision Charts  
TIDES ONLY SIZE

TIDE TAKEN OFF  
21.20-4 IN  
DATE FRANK OFF  
6-6-20

METER NUMBER  
TIDE PUT ON  
30/12/20  
DATE PUT OFF  
6-6-20

MIW-M 1500-2H  
P1500-W200  
SOUND

PRELIMINARY PT 600

PSI 0-1500 PSI

DIFF. 120°F

ΔP 0-200 "/>

Date	Time	Operations
22	15 h	Departure of FLOPETROL crew for Stavanger by helicopter. Arrival on Neptune 7. Check up of equipment on board, inventory and order by radio of equipment lacking.
23	06 h	Setting up of Giant burners on Neptune booms. Checking of heater and separator. Preparation of winch. Checking of Baker bottom-hole valve, landing nipple and tool.
24	06 h	Positioning of testing equipment. Setting up of installation: H.P., Desander, Heater, Separator, Tank, Discharge pump, Oil manifold.
25	06 h	Operation of TEXSTEAM pump and pressure test of Baker bottom-hole valve. Calibration of 2 5000 psi Amerada gauges at 142° F. Operation of LODGE igniter.
	15 h	On request of ELF: opening of separator inspection door for complete cleaning of oil stuck on inside of separator using steam and brushes
	23 h	Test at well head pressure and repairs.
26	06 h	Test at well head pressure. Overhaul of 4" LP-31 2 TBG reduction. Connection of production line to DOWELL manifold for pressure tests on installation as far as heater at 5000 psi, separator at 1440 psi (opening of inspection trap of oil burner line at 800 psi and same for gas line. Repair of a LO TORC 5000 psi valve on heater. Pressure test of installation as far as heater at 5000 psi. O.K.
26	24 h	Assembly of well head and connection of production line. Connection of Foxboro and gravity balance at well head.
27	07h15	Opening of well on adjustable choke at 20 64" and recovery of gas oil in tank
	07h40	Choke adjusted to 24 64"
	07h50	Burning of gas oil
	08 h	Acid at surface



Date	Time	Operations	
27	08h05	Gas at surface, flow out of well onto gas flare	
	11h55	Run in while flowing of 2 Ameradas - 5000 psi and RT 7 - 1000 psi with 48 h clocks to depth of 1910 m	
	14h30	Choke adjusted to 32 64"	
	15h	Flow through desander and separator	
	15h30	Start of metering	
	17h30	Breakdown of DANIEL flowmeter. Change to ¼" fixed choke	
	20h15	Repairs to flowmeter finished.	
	21h	Flow to separator - start of metering	
	23h20	End of ¼" test, change to 3 8" fixed choke	
	28	00h	Start of metering
		05h	End of 3 8" test
		05h15	Separator by-passed. Change to ½" fixed choke
		05h30	Start of ½" test
		08h	Breakdown of 45 HP winch
		16h30	Pulling of Ameradas (48h clocks) after repair of winch starter
17h30		Step in the lubricator	
19h		Preparation of same elements with 72 h clocks	
19h30		Step in the lubricator	
20h00		Start of running in A erada while flowing on ½" duse	
20h40		Amerada at 1910 m	
21h30		End of ½" test	
22h		Separator by-passed. Change to 5 8" fixed choke	
22h30		Start of 5 8" test.	
29		03h30	End of 5 8" test.
	04h	Separator by-passed. Change to 3 4" fixed choke.	
	04h30	Start of 3 4 " test.	
		Metering of gas and gasoline in tank.	
30	14h	By-passed separator. Change of bursting plate.	
	15h	On separator. Continuation of 3 4" test.	
31	06h	Separator by-passed. Well shut-in. Rise in pressure.	

Date	Time	Operations
31	18h15	Start of pulling out Ameradas with air winch.
	22h	Ameradas retrieved.
	23h	Preparation of 2 calibrated Ameradas and 1 RT 7 (24 h clocks) for pressure gradient and temperature
1 Sept.	00h30	Step at 500 m
	02h06	Step at 1000m
	03h12	Step at 1500m
	04h15	Step at 1750m
	05h20	Step at 1850m
	06h21	Step at 1900m
	07h22	Step at 1910m
	09h24	Step at 1920m
	10h25	Step at 1930m
	11h40	Step in the lubricator
	12h30	Run in of gauge cutter 60mm diameter. Top sediment at 1941m. Dismantling.
2		Return of Flopetrol crew to Stavanger.



Date de prélèvement	30 Août 1973	
Cotes du découvert testé - Uncovered tested zone		1907 - 1946 m
Milieu découvert - Mean uncovered zone		1926,5 m
Cotes des mesures - Measurement depth		1930,0 m
<b>A - MESURES FAITES EN STATIQUE AVANT LE PRELEVEMENT -</b>		
<b><u>STATIC MEASUREMENTS BEFORE SAMPLING</u></b>		
Pression de fond à l'arrêt - Shut in pressure at 1926,5 m		198,1 bars
Gradient de pression - Pressure gradient		bars/m
Température de fond à l'arrêt - Shut in temperature at 1926,5 m		62,7 °C
Gradient de température - Temperature gradient		°C/m
<b>B - MESURES FAITES PENDANT LE PRELEVEMENT</b>		
<b><u>MEASUREMENTS DURING SAMPLING</u></b>		
Puits ouvert sur duse Ø depuis 3/4 le 29 Août 1973 à 04 h. 00 Well open with choke Ø since		
Débit stable sur séparateur depuis pendant le prélèvement Stable flow through separator since during sampling		
Pression de fond en débit Flowing bottom hole pressure		177,5 bars
Pression tubing Tubing pressure		127,8 bars
Température tubing Tubing temperature		30,0 °C
Pression séparateur Separator pressure		54,8 bars
Température séparateur Separator temperature	gaz liquide	22,0 24,5 °C
Pression atmosphérique Atmospheric pressure		757,0 mm.Hg
Température ambiante Surrounding temperature		13,0 °C
Température stockage Tank temperature		15,0 °C
Débit gaz séparateur (d = 0,602 z = 0,888 ) Flow of separator gas		29320,8 m3/h
Débit liquide séparateur (P et T séparateur) Flow of separator liquid (separator P and T)		m3/h
Débit liquide stockage (PA et T stockage) Flow of tank liquid (tank PA and T)		0,190 m3/h
Masse volumique liquide stockage (P et T stockage) Liquid tank density (tank P and T)		840,0 kg/m3
Débit d'eau - Water flow		m3/h
Méthode d'échantillonnage des gaz par déplacement de mercure et avec vide préalable Sampling method of gases		
Méthode d'échantillonnage des liquides par déplacement de mercure et équilibrage Sampling method of liquids		



Les pressions sont exprimées en bars absolus.  
*Pressures are expressed in absolute bars.*

Les masses volumiques et volumes gazeux sont ramenés à 15°C et 750 mmHg (environ 1 bar) - Conditions standard C.S.  
*Densities and gas volumes are evaluated at 15°C and 750 mmHg (about 1 bar) - Standard conditions S.C.*

Les analyses sont faites par distillation fractionnée et par chromatographie.  
*Analyses are by fractional distillation and chromatography.*

L'huile de stockage est obtenue par flash de l'huile gisement en fin du test de séparation.  
*Tank oil is obtained by flashing reservoir oil at the end of separator test.*

L'huile de référence utilisée pour les calculs de séparation et les G.O.R. est l'huile de stockage ramenée à 15°C.  
*The reference oil volume used for separation and G.O.R. calculations is the tank oil volume evaluated at 15°C.*

L'huile résiduelle est l'huile obtenue en fin de libération différentielle à T°C de fond ramenée à 15°C.  
*Residual oil volume is the oil volume obtained at the end of differential liberation (at bottom hole temperature), evaluated at 15°C.*

La composition moléculaire du C<sub>7</sub> au C<sub>12</sub><sup>+</sup> est obtenue par distillation du T.B.P. Ce ne sont donc pas des corps purs mais des fractions de distillation pour lesquelles sont connues la masse volumique et la masse molaire.  
*The molecular composition of C<sub>7</sub> and C<sub>12</sub><sup>+</sup> is obtained by T.B.P. distillation. These are not pure compounds, but cuts of well-known densities and molecular weights.*

Pour les études éclair, les volumes relatifs sont donnés en fonction de l'huile à la pression de saturation (P.S.).  
*For flash studies, the relative volumes are defined with respect to the oil at the saturation pressure (S.P.).*

Pour l'étude différentielle, les volumes relatifs et les G.O.R. sont donnés en fonction de l'huile à la pression de saturation et en fonction de l'huile résiduelle.  
*For differential studies, the relative volumes and the G.O.R. are defined as function of the oil evaluated at the saturation pressure and the residual oil.*

La masse molaire des C<sub>7</sub><sup>+</sup> utilisée pour le calcul des gaz est celle des C<sub>9</sub>.  
*The molecular weight of C<sub>7</sub><sup>+</sup> compounds used for calculation of gases is that of C<sub>9</sub> compounds.*



DEFINITIONS - DEFINITIONS

- Facteur de contraction** : volume de gazoline de référence obtenue à partir du volume unité de gazoline du dernier séparateur.
- Shrinkage factor** : *volume of reference gasoline obtained from the last separator gasoline volume unit.*
- G.O.R. de contraction** : volume de gaz libéré de la gazoline du dernier séparateur, ramenés aux C.S. par unité de volume de gazoline de référence.
- Shrinkage G.O.R.** : *liberated gas volume from last separator, at S.C. per unit of reference gasoline volume.*
- G.O.R. séparateur** : volume corrigé (Z et d) de gaz libéré au séparateur ramené aux C.S. par unité de volume de gazoline de référence.
- Separator G.O.R.** : *corrected (Z and d) gas volume from separator evaluated at S.C. per unit of reference gasoline volume.*
- G.O.R. de production** : volume corrigé (Z et d) de gaz libéré au séparateur 1er étage ramené aux C.S. par unité de volume de gazoline de référence.
- Production G.O.R.** : *corrected (Z and d) gas volume from primary separator evaluated at S.C. per unit of gasoline volume.*
- G.O.R. total** : volume total corrigé (Z et d) des gaz libérés aux divers étages de séparation ramené aux C.S. par unité de volume de gazoline de référence.
- Total G.O.R.** : *corrected (Z and d) total gas volume from different separation stages evaluated at S.C. per unit of reference gasoline volume.*

En libération éclair et différentielle, les volumes de dépôt liquide sont donnés en cm<sup>3</sup> de liquide par m<sup>3</sup> de complexe, à la pression de rosée.

*In the flash expansion and differential liberation results, condensate volumes are evaluated in cm<sup>3</sup> of liquid per m<sup>3</sup> reservoir fluid, at dew point.*

PRINCIPAUX RESULTATSIMPORTANT RESULTS

elf

Température de fond milieu réservoir <i>Bottom hole temperature at mean reservoir depth</i>	62,7 °C
Pression de fond milieu réservoir <i>Bottom hole pressure at mean producing reservoir depth</i>	198,1 bars
Pression de rosée rétrograde <i>Retrograde dew point pressure</i>	198,1 bars
Facteur Z à la pression de rosée <i>Z factor at dew point pressure</i>	0,8692
Volume spécifique à la pression de rosée <i>Specific volume at dew point pressure</i>	$7,213 \cdot 10^{-3}$ m <sup>3</sup> /kg
Masse volumique totale à la pression de rosée <i>Total density at dew point pressure</i>	138,643 kg/m <sup>3</sup>
Masse moléculaire totale <i>Total molecular weight</i>	16,91
Facteur de contraction <i>Shrinkage factor</i>	0,932
G.O.R. de contraction <i>Shrinkage G.O.R.</i>	34,72 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
G.O.R. séparateur (corrigé) <i>Separator G O R. (corrected)</i>	157044,25 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
G.O.R. de production <i>Production G.O.R.</i>	157044,25 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
G.O.R. total <i>Total G.O.R</i>	157078,97 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>

SAMPLE CONTROL

TABLEAU I - TABLE I

Bouteille n° Bottle n°	Contenu Content	Pressions (bars) Pressures (bars)		Température °C	
		Chantier Field	Labo	Chantier Field	Labo
SERMIP 0,6 litre					
643	Gaz en tête de puits	127,8	-	30,0	-
546	Gaz séparateur	54,8	61,0	22,0	80,0
638	Gaz séparateur	54,8	31,0	22,0	73,0
SERMIP 4 litres	"	54,8	61,0	22,0	80,0
802	"	54,8	66,0	22,0	80,0
804	"	54,8	67,0	22,0	75,0
806	"	54,8	63,0	22,0	70,0
809	"	54,8	61,0	22,0	65,0
816	"	54,8	61,0	22,0	65,0
818	"	54,8	61,0	22,0	65,0
825	"	54,8	26,0	22,0	65,0
831	"	54,8	49,0	22,0	60,0
832	"	54,8	51,0	22,0	60,0
GERZAT 20 litres					
3020	"	54,8	56,0	22,0	58,0
3022	"	54,8	61,0	22,0	60,0
A3946	"	54,8	59,0	22,0	55,0
A3569	"	54,8	61,0	22,0	55,0
A3696	"	54,8	63,0	22,0	58,0
A3889	"	54,8	61,0	22,0	56,0
A3403	"	54,8	61,0	22,0	58,0
SERMIP 0,6 litre					
754	Gazoline séparateur	54,8		24,5	
755	"	54,8		24,5	
SERMIP 4 litres					
805	"	54,8		24,5	
817	"	54,8		24,5	
GERZAT 5 litres					
623	"	54,8		24,5	
624	"	54,8		24,5	
626	Gazoline stockage	PA		15,0	
634	"	PA		15,0	



pression atmosphérique : 757 mmHg  
 Atmospheric pressure :

Température stockage : 15,0 °C  
 Tank temperature :

TABLEAU II - TABLE II

Constituants Components	Liquide stockage % vol. Stock tank liquid - Vol. %	DISTILLATION - ASTM D-285 DISTILLATION D-285	
		Temperature °C	% Volume
N <sub>2</sub>		PI = 92,0	
CO <sub>2</sub>			
RSH			
C <sub>1</sub>			
C <sub>2</sub>	0,11	100	0,16
C <sub>3</sub>	0,03	120	0,66
iso C <sub>4</sub>	0,02	150	3,61
N C <sub>4</sub>	0,04	180	17,37
iso C <sub>5</sub>	0,01	200	36,71
N C <sub>5</sub>	0,01	215	49,49
C <sub>6</sub>	0,34	240	69,48
C <sub>7</sub>	99,44	275	87,52
Masse volumique moyenne T°S: Average density (stock tank T°)		<p style="text-align: center;">Courbe de distillation Distillation curve</p>	
Masse volumique moyenne 15° Average density 15°	840,0		
Viscosité T° Stockage Viscosity (stock tank T°)			
Viscosité 15° Viscosity 15°			
Masse molaire des C <sub>7</sub> <sup>+</sup> Molecular weight of C <sub>7</sub> <sup>+</sup>	186,16		
Masse molaire totale Total molecular weight	184,77		





ETUDE DU GAZ SEPARATEUR

SEPARATOR GAS STUDY

TABLEAU III TABLE III

Constituants Components	Compositions % molaires - Molar composition %											
	Bouteille - Bottle n° 546 638		Bouteille - Bottle n° 802 804		Bouteille - Bottle n° 806 809		Bouteille - Bottle n° 816 818;		825	831	832	3020
N <sub>2</sub>	0,74	0,72	0,67	0,82	0,75	0,68	0,85	0,70	0,74	0,77	0,65	0,70
CO <sub>2</sub>	0,26	0,32	0,23	0,30	0,34	0,33	0,27	0,26	0,32	0,37	0,36	0,27
H <sub>2</sub> S												
RSH												
C <sub>1</sub>	95,01	94,94	95,09	94,90	94,91	94,98	94,87	95,02	94,93	94,83	95,01	94,97
C <sub>2</sub>	3,89	3,92	3,91	3,88	3,90	3,91	3,91	3,92	3,91	3,93	3,88	3,95
C <sub>3</sub>	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09
iso C <sub>4</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
N C <sub>4</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
iso C <sub>5</sub>	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
N C <sub>5</sub>	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
C <sub>6</sub>												
C <sub>7</sub> <sup>+</sup>												
Densité calculée par rapport à l air (air = 1) - Calculated specific gravity (air = 1)												
Masse volumique calculée - Calculated density												
Masse volumique totale - Total density												
kg/m <sup>3</sup>												
kg/m <sup>3</sup>												

Observations - Remarks



ETUDE DU GAZ SEPARATEUR

SEPARATOR GAS STUDY

TABLEAU IV - TABLE IV

Constituants Components	Compositions % molaires - Molar composition %					Composition moyenne Average composition	
	Bouteille - Bottle n° 3022 A 3946		Bouteille - Bottle n° A 3569 A 3696		Bouteille - Bottle n° A 3889		Bouteille - Bottle n° A 3403
N <sub>2</sub>	0,67	0,68	0,70	0,75	0,68	0,73	0,740
CO <sub>2</sub>	0,28	0,30	0,34	0,27	0,30	0,35	0,270
H <sub>2</sub> S							
RSH							
C <sub>1</sub>	95,04	95,01	94,97	94,92	95,02	94,86	94,985
C <sub>2</sub>	3,91	3,91	3,89	3,95	3,90	3,95	3,905
C <sub>3</sub>	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08	0,09	0,080
iso C <sub>4</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,010
N C <sub>4</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,010
iso C <sub>5</sub>	T	T	T	T	T	T	
N C <sub>5</sub>	T	T	T	T	T	T	
C <sub>6</sub>							
C <sub>7</sub> <sup>+</sup>							
Densité calculée par rapport à l'air (air = 1) - Calculated specific gravity (air = 1)							0,581
Masse volumique calculée - Calculated density à 0/760							0,751 kg/m <sup>3</sup>
Masse molaire totale - Molecular weight							16,77 kg/m <sup>3</sup>

Observations - Remarks

CONTRACTION SEPARATEUR STOCK 15°

<u>Facteur de contraction</u>	0,932
<u>GOR de contraction</u>	34,72

TABLEAU V

Constituants	% molaires	
	Gaz contraction	Gazoline contraction
N2	0,69	0,001
CO2	0,63	traces
C1	81,96	0,121
C2	15,54	0,451
C3	0,80	0,100
IC4	0,13	0,040
NC4	0,10	0,060
IC5	0,07	0,030
NC5	0,01	0,020
C6	0,07	0,708
C7+		98,469
Masse volumique 15/750	0,793	840,511
Masse molaire	18,91	184,77

CONTRACTION STOCKAGE 15° - STOCKAGE 30°

Facteur de contraction \* 0,9996

GOR de contraction \* 0,16

TABLEAU VI

Constituants	% molaires	
	gaz contraction	gazoline contraction
N2	0,76	
CO2	0,46	
C1	82,58	
C2	15,10	0,43
C3	0,73	0,10
IC4	0,13	0,04
NC4	0,10	0,06
IC5	0,07	0,03
NC5	0,05	0,02
C6	+ 0,02	0,71
C7+		98,61
Masse volumique 15/750	0,787	840,700
Masse molaire	18,76	185,00

\* - Par rapport à la gazoline stockage 30° ramenée à 15°

I - COMPOSITION AUX C11+ DU GAZ SEPARATEUR

Voir page suivante la composition détaillée des C6+

TABLEAU VII

Constituants	% Molaire
N2	0,709
CO2	0,299
C1	94,966
C2	3,911
C3	0,082
IC4	0,013
NC4	0,005
IC5	Traces
NC5	Traces
C6	Traces
C7	0,001
C8	0,003
C9	0,004
C10	0,002
C11+	0,005
Densité ( air = 1 )	0,5817
Masse volumique kg/m <sup>3</sup> 0/760	0,752
15/750	0,704
Masse molaire	16,80
PCS lth/m <sup>3</sup> 0/760	9739,9
Récupérations g/m <sup>3</sup> 15/750	
C3+	2,85
C4+	1,34
C5+	0,90
C6+	0,90

## COMPOSITION DU CONDENSAT OBTENU PAR TRAITEMENT DU GAZ SEPARATEUR

A - 35°C ET 40 BARS

TABLEAU VIII

Constituants	Abréviations	%	Constituants	Abréviations	%
Méthane	NP 1	1,03	2-3-3 Triméthylpentane		
Ethane	NP 2	0,06	2-3 Diméthylhexane	IP 8	0,24
Propane	NP 3	0,06	2 Méthylheptane	IP 8	0,21
Iso-butane	IP 4	0,08	4 Méthylheptane	IP 8	0,05
Normal butane	NP 4	0,11	3-4 Diméthylhexane	IP 8	0,74
2-2 Diméthylpropane	IP 5	0,11	3 Méthylheptane	IP 8	1,28
Iso-pentane	IP 5	0,10	1 C2 C4 Triméthylcyclopentane	CP 8	6,51
Normal pentane	NP 5	0,11	1 T4 Diméthylcyclohexane	CP 8	0,18
2-2 Diméthylbutane	IP 6	0,72	1 Cis 3 Diméthylcyclohexane	CP 8	0,05
Cyclopentane	CP 5	0,01	1 Méthyl T3 Ethylcyclopentane	CP 8	0,05
2-3 Diméthylbutane	IP 6	1,22	1 Méthyl T2 Ethylcyclopentane	CP 8	0,53
2 Méthylpentane	IP 6	0,24	1 Méthyl C3 Ethylcyclopentane	CP 7	0,74
3 Méthylpentane	IP 6	0,12	1 Méthyl 1 Ethyl Cyclopentane	CP 8	0,04
Normal hexane	NP 6	0,21	Cycloheptane	CP 8	0,24
Méthylcyclopentane	CP 6	0,42	1 T2 Diméthylcyclohexane	CP 8	0,27
2-2 Diméthylpentane	IP 7	0,38	Normal Octane	NP 8	0,94
Benzène	A 6	0,91	1 Trans 3 Diméthylcyclohexane	CP 9	0,70
2-4 Diméthylpentane	IP 7	T	Isopropylcyclopentane	CP 9	0,26
3-3 Diméthylpentane	IP 7	0,41	2-3-5 Triméthylhexane	CP 9	0,20
Cyclohexane	CP 6	0,30	1 T2 T3 C4 Tétraméthylcyclopent.	IP 9	0,15
2 Méthylhexane	IP 7	0,32	2-2 Diméthylheptane	IP 9	0,10
1-1 Diméthylcyclopentane	CP 7	2,80	1 Méthyl C2 Ethylcyclopentane	IP 9	0,12
2-3 Diméthylpentane	IP 7		2-4 Diméthylheptane	IP 9	0,11
3 Méthylhexane	IP 7	0,31	2 Méthyl 4 Ethylhexane	IP 9	0,21
1 Trans 3 Diméthylcyclopentane	CP 7	0,46	2-6 Diméthylheptane	IP 9	0,04
1 Cis 3 Diméthylcyclopentane	CP 7	0,66	4-4 Diméthylheptane	CP 8	0,77
3 Ethyl-pentane	IP 7	T	Propylcyclopentane	CP 8	0,70
1 Trans 2 Diméthylcyclopentane	CP 7	0,26	Ethylcyclohexane	CP 8	0,04
2-2-4 Triméthylpentane	IP 8	T	Ethylbenzène	A 8	0,77
Normal heptane	NP 7	0,33	2-5 Diméthylheptane + 3-5 DM C7	IP 9	0,04
2-2 Diméthylhexane	IP 8	0,16	1-1 Diméthyl C3 Ethylcyclopent.	CP 9	0,04
1 Cis 2 Diméthylcyclopentane	CP 7		1-1-3 Triméthylcyclohexane	IP 9	6,52
Méthylcyclohexane	CP 7	0,47	1-1-4 Triméthylcyclohexane	CP 9	0,03
2-5 Diméthylhexane	IP 8	0,28	2-3-3 Triméthylhexane	IP 9	0,03
Ethylcyclopentane	CP 7	0,50	1 C3 C5 Triméthylcyclohexane	CP 9	
2-4 Diméthylhexane	IP 8	0,85			
2-2-3 Triméthylpentane	CP 8	0,09	Para - Xylène	A 8	0,12
1 Trans 2 Cis 4 Triméthylcyclopentane	CP 8	0,09	Méta - Xylène	IP 9	0,20
3-3 Diméthylhexane	IP 8	0,14	2-3 Diméthylheptane	CP 9	0,17
Toluène	A 7	0,07	1 C3 T5 Triméthylcyclohexane	IP 9	0,17
1 Trans 2 Cis 3 Triméthylcyclopentane	CP 8	0,07	3-4 Diméthylheptane	IP 9	0,23
2-3-4 Triméthylpentane	IP 8	0,09	4 Méthyl Octane	IP 9	1,20
2 Méthyl - 3 Ethylpentane	IP 8		3 Méthyl Octane	IP 9	0,03
1.1.3 - Triméthylcyclopentane	CP 8	0,98	3 Ethyl Heptane	IP 9	0,12
1.1.2 idem	CP 8	1,38	2 Méthyl Octane	A 8	0,14
			Ortho - Xylène		

Constituants	Abréviations	%	Constituants	Abréviations	%
1 T2 C3 Triméthylcyclohexane ...	CP 9	0,13	Normal décane	NP 10	0,13
1 T2 C4 Triméthylcyclohexane ...	CP 9	0,33	4 Méthylnonane	IP 10	2,46
1 T2 Méthyl C3 Ethylcyclopentane	CP 9	0,34	5 idem	IP 10	0,21
1-1-2 Triméthylcyclohexane	CP 9	1,67	3 idem	IP 10	0,68
1 C2 C4 Triméthylcyclohexane ...	CP 9	0,15	1.3.5 Triméthylbenzène	A 9	0,13
1 Méthyl T 4 Ethylcyclohexane	CP 9	0,19	1.2.4 idem	A 9	0,72
1 Méthyl C 3 Ethylcyclohexane	CP 9	1,22	1.2.3 idem	A 9	0,21
Cumène	A 9	0,08	Hexahydroindènes (groupes)	CP 10	1,39
Normal nonane	NP 9	0,16	Méthylisopropylcyclohexanes (gr)	CP 10	0,85
1 Méthyl C4 Ethylcyclohexane	CP 9	1,24	Naphtènes en C10 non identifiés	CP 10	1,80
1 Méthyl T2 idem	CP 9	0,12	Isobutylbenzène	A 10	0,53
1 Méthyl 1 Ethylcyclohexane	CP 9	0,61	Normal undécane	NP 11	
3.3.5 Triméthylheptane	IP 10	1,64			
Bi cyclo nonane	CP 9	1,11			
1 Méthyl 2,2 Ethylcyclohexane	CP 9	1,10			
Propylbenzène	A 9	0,92			
4-4 Diméthyl octane	IP 10	0,35			
2-5 idem	IP 10	0,46			
2-6 idem	IP 10	0,60			
2-7 idem	IP 10	0,98			
2-3 idem	IP 10	0,65			
3.4 + 4.5 idem	IP 10	0,21			
1.3 Ethyltoluène	A 9	0,70	Normal dodécane	NP 12	
1.4 idem	A 9	0,08			
1.2 idem	A 9	0,11			
Diméthyléthylcyclohexanes (gr.)	CP 10	1,44			

TABLEAU RECAPITULATIF

Nbre Carbone	IP	NP	CP	A	Totaux
C5 et	0,21	0,11	0,01	-	0,64
6	2,30	0,21	0,72	0,91	4,14
7	2,83	0,33	3,59	0,07	6,82
8	4,06	0,04	15,48	0,37	19,95
9	11,60	0,16	9,17	2,95	23,88
10	8,24	0,13	5,39	0,53	14,29
TOTAUX	29,32	1,21	34,36	4,83	69,72

C11+ 30,28

Masse volumique totale 779,2  
Masse volumique C11+ 783,0  
Masse molaire totale 140,0  
Masse molaire C11+ 257,9

II - COMPOSITION AUX C20+ DE LA GAZOLINE SEPARATEUR  
OBTENUE PAR DISTILLATION TBP A PARTIR DES C6

TABLEAU IX

Constituants	% liquides	% molaire	Masses volumiques 15°	Masses molaires
N2	0,076	0,159	345	28,02
C02	0,073	0,141	501	44,01
C1	5,865	18,519	300	16,04
C2	1,814	3,808	374	30,07
C3	0,129	0,251	508	44,09
IC4	0,034	0,056	563	58,12
NC4	0,038	0,065	584	58,12
IC5	0,026	0,037	625	72,15
NC5	0,013	0,019	631	72,15
C6	0,394	0,513	664	86,17
C7	1,343	1,589	729	104
C8	3,303	3,601	775	120
C9	9,177	9,377	805	133
C10	11,846	11,315	826	146
C11	17,295	15,425	840	159
C12	11,345	9,367	851	174
C13	8,936	7,018	856	184
C14	9,025	6,567	862	200
C15	6,153	4,184	866	215
C16	3,618	2,458	861	214
C17	3,755	2,438	846	220
C18	2,080	1,263	849	236
C19	1,512	0,829	857	264
C20+	2,150	1,001	882	320
Masse volumique T° Séparateur 24,5°C	791,146			
Masse volumique 15°	797,946		% molaire C11+	50,550
Masse volumique cond. sép.	809,015			
Masse molaire totale	134,71			
Masse volumique des C7+	840,095			
Masse molaire des C7+	169,86			



COMPOSITION AUX C11+ DE LA GAZOLINE SEPARATEUR

OBTENUE INTEGRALEMENT PAR CHROMATOGRAPHIE

TABLEAU X

Constituant	% liquides	% molaires	Masses volumiques 15°	Masses molaires
N2	0,075	0,159	345,0	28,02
CO2	0,072	0,141	501,0	44,01
C1	5,725	18,519	300,0	16,04
C2	1,770	3,808	374,0	30,07
C3	0,126	0,251	508,0	44,09
IC4	0,033	0,056	563,0	58,12
NC4	0,037	0,065	584,0	58,12
IC5	0,025	0,037	625,0	72,15
NC5	0,013	0,019	631,0	72,15
C6	0,160	0,240	723,0	83,60
C7	0,318	0,420	754,8	98,81
C8	2,027	2,593	824,9	111,50
C9	4,474	4,945	801,4	125,39
C10	7,074	6,937	798,9	140,87
C11+	78,071	61,810	846,9	185,00
! Masse volumique température sép.	! 792,803			
! Masse volumique 15°	! 799,523			
! Masse volumique cond. sép.	! 809,015			
! Masse molaire totale	! 138,27			
! Masse volumique des C7+	! 840,190			
! Masse molaire des C7+	! 174,21			

Viscosité de la gazoline séparateur

21° / 60 bars .....2,34 cPo

0° / 60 bars .....1,76 cPo

## COMPOSITION DU RESIDU C6+ DE LA GAZOLINE SEPARATEUR

TABLEAU XI

Constituants	Abréviations	%	Constituants	Abréviations	%
Méthane	NP 1		2.3.3 Triméthylpentane	IP 8	0,10
Ethane	NP 2		2-3 Diméthylhexane	IP 8	0,01
Propane	NP 3		2 Méthylheptane	IP 8	0,01
Iso-butane	IP 4		4 Méthylheptane	IP 8	0,01
Normal butane	NP 4		3-4 Diméthylhexane	IP 8	0,01
2-2 Diméthylpropane	IP 5		3 Méthylheptane	IP 8	0,05
Iso-pentane	IP 5		1 C2 C4 Triméthylcyclopentane	CP 8	0,10
Normal pentane	NP 5		1 T4 Diméthylcyclohexane	CP 8	0,01
2-2 Diméthylbutane	IP 6	0,03	1 Cis 3 Diméthylcyclohexane	CP 8	0,01
Cyclopentane	CP 5		1 Méthyl T3 Ethylcyclopentane	CP 8	0,01
2-3 Diméthylbutane	IP 6	0,05	1 Méthyl T2 Ethylcyclopentane	CP 8	0,01
2 Méthylpentane	IP 6		1 Méthyl C3 Ethylcyclopentane	CP 8	0,03
3 Méthylpentane	IP 6		1 Méthyl 1 Ethyl Cyclopentane	CP 8	0,02
Normal hexane	NP 6	0,01	Cycloheptane	CP 7	
Méthylcyclopentane	CP 6	0,01	1 T2 Diméthylcyclohexane	CP 8	0,02
2-2 Diméthylpentane	IP 7	0,03	Normal Octane	NP 8	0,05
Benzène	A 6	0,04	1 Trans 3 Diméthylcyclohexane	CP 8	0,01
2-4 Diméthylpentane	IP 7		Isopropylcyclopentane	CP 8	0,01
3-3 Diméthylpentane	IP 7	0,01	2-3-5 Triméthylhexane	IP 9	0,11
Cyclohexane	CP 6	0,01	1 T2 T3 C4 Tétraméthylcyclopent.	CP 9	0,08
2 Méthylhexane	IP 7	0,01	2-2 Diméthylheptane	IP 9	0,03
1-1 Diméthylcyclopentane	CP 7		1 Méthyl C2 Ethylcyclopentane	CP 8	0,04
2-3 Diméthylpentane	IP 7	0,16	2-4 Diméthylheptane	IP 9	0,01
3 Méthylhexane	IP 7	0,01	2 Méthyl 4 Ethylhexane	IP 9	0,01
1 Trans 3 Diméthylcyclopentane	CP 7	0,02	2-6 Diméthylheptane	IP 9	0,02
1 Cis 3 Diméthylcyclopentane	CP 7	0,03	4-4 Diméthylheptane	IP 9	
3 Ethyl-pentane	IP 7		Propylcyclopentane	CP 8	0,01
1 Trans 2 Diméthylcyclopentane	CP 7	0,01	Ethylcyclohexane	CP 8	0,01
2-2-4 Triméthylpentane	IP 8		Ethylbenzène	A 8	0,01
Normal heptane	NP 7	0,02	2-5 Diméthylheptane + 3.5. DM. 17.	IP 9	0,40
2-2 Diméthylhexane	IP 8		1-1 Diméthyl C3 Ethylcyclopent.	CP 8	0,43
1 Cis 2 Diméthylcyclopentane	CP 7		1-1-3 Triméthylcyclohexane	CP 9	
Méthylcyclohexane	CP 7	0,02	1-1-4 Triméthylcyclohexane	CP 9	
2-5 Diméthylhexane	IP 8	0,01	2-3-3 Triméthylhexane	IP 9	1,02
Ethylcyclopentane	CP 7	0,02	1 C3 C5 Triméthylcyclohexane	CP 9	0,02
2-4 Diméthylhexane	IP 8				
2-2-3 Triméthylpentane	CP 8	0,05	Para - Xylène	A 8	0,03
1 Trans 2 Cis 4 Triméthylcyclopentane	CP 8		Méta - Xylène	A 8	0,03
3-3 Diméthylhexane	IP 8		2-3 Diméthylheptane	IP 9	0,02
Toluène	A 7		1 C3 T5 Triméthylcyclohexane	CP 9	0,02
1 Trans 2 Cis 3 Triméthylcyclopentane	CP 8	0,01	3-4 Diméthylheptane	IP 9	0,02
2-3-4 Triméthylpentane	IP 8		4 Méthyl Octane	IP 9	0,15
2 Méthyl - 3 Ethylpentane	IP 8		3 Méthyl Octane	IP 9	0,12
1.1.3 Triméthylcyclopentane	CP 8	0,01	3 Ethyl Heptane	IP 9	0,01
1.1.2 idem	CP 8	0,11	2 Méthyl Octane	IP 9	0,01
			Ortho - Xylène	A 8	0,25

Constituants	Abréviations	%	Constituants	Abréviations	%
1 T2 C3 Triméthylcyclohexane ...	CP 9	0,06	Normal décane	NP 10	0,07
1 T2 C4 Triméthylcyclohexane ...	CP 9	0,04	4 Méthylnonane	IP 10	1,12
1 T2 Méthyl C3 Ethylcyclopentane	CP 9	0,06	5 Méthylnonane	IP 10	0,18
1-1-2 Triméthylcyclohexane	CP 9	0,36	3 Méthylnonane	IP 10	0,36
1 C2 C4 Triméthylcyclohexane ...	CP 9	0,03	1.3.5 Triméthylbenzène	A 9	0,04
1 Méthyl T 4 Ethylcyclohexane	CP 9	0,02	1.2.4 Triméthylbenzène	A 9	0,35
1 Méthyl C 3 Ethylcyclohexane	CP 9	0,31	1.2.3 Triméthylbenzène	A 9	0,08
Cumène	A 9	0,04	Hexahydroindanes (groupes)	CP 10	0,71
Normal nonane	NP 9	0,03	Méthylisopropylcyclohexane (gr)	CP 10	0,46
1 Méthyl C4 Ethylcyclohexane	CP 9	0,31	Naphtènes en C10 non identifiés	CP 10	1,38
1 Méthyl T2 Ethylcyclohexane	CP 9	0,01	Isobutylbenzène	A 10	0,26
1 Méthyl 1 Ethylcyclohexane	CP 9	0,17	Normal undécane	NP 11	
3.35 Triméthylhexane	IP 10	0,41			
Bicyclononane	CP 9	0,35			
1 Méthyl C2 Ethylcyclohexane	CP 10	0,31			
Propylbenzène	A 9	0,28			
4.4 Diméthyl octane	IP 10	0,10			
2.5 idem	IP 10	0,14			
2.6 idem	IP 10	0,18			
2.7 idem	IP 10	0,30			
2.3 idem	IP 10	0,14			
3.4 + 4.5 idem	IP 10	0,06			
1.3 Ethyltoluène	A 9	0,27	Normal dodécane	NP 12	
1.4 Ethyltoluène	A 9	0,04			
1.2 Ethyltoluène	A 9	0,04			
Diméthyléthylcyclohexanes (groupes)	IP 10	1,14			

TABLEAU RECAPITULATIF

Nbre Carbone	IP	NP	CP	A	Totaux
6	0,08	0,01	0,02	0,04	0,15
7	0,11	0,02	0,17	0,01	0,31
8	0,20	0,06	1,58	0,32	2,16
9	1,61	0,05	1,83	1,14	4,63
10	2,97	0,07	4,00	0,26	7,30
TOTAUX	4,97	0,21	7,60	1,77	14,55

Masse volumique totale 840 C11+ 85,45 %  
Masse volumique C11+ 846,9  
Masse molaire totale 174  
Masse molaire C11+ 185

III - COMPOSITION AUX C20+ DU FLUIDE GISEMENT OBTENUE PAR RECOMBINAISONMATHEMATIQUE DES EFFLUENTS DES TABLEAUX VII ET IXTABLEAU XII

Constituants	% molaires
N1	0,708
C02	0,298
C1	94,902
C2	3,910
C3	0,082
IC4	0,013
NC4	0,005
IC5	traces
NC5	traces
C6	traces
C7	0,002
C8	0,006
C9	0,013
C10	0,012
C11	0,019
C11: ( C11+ 0,049 )	0,019
C12	0,009
C13	0,006
C14	0,006
C15	0,004
C16	0,002
C17	0,002
C18	0,001
C19	traces
C20+	traces
Densité ( air = 1 )	0,5851
Masse volumique 0/760	0,756
15/750	0,708
Masse molaire	16,90
Récupérations g/m3 15/750	7,42
C3+	5,91
C4+	5,48
C5+	5,48
C6+	5,48

COMPOSITION AUX C11+ DU FLUIDE GISEMENT OBTENUE PAR RECOMBINAISON

MATHEMATIQUE DES EFFLUENTS DES TABLEAUX I ET X

TABLEAU XIII

!		!		!
!		!		!
!	N2	!	0,708	!
!	C02	!	0,298	!
!	C1	!	94,899	!
!	C2	!	3,910	!
!	C3	!	0,082	!
!	IC4	!	0,013	!
!	NC4	!	0,005	!
!	IC5	!	traces	!
!	NC5	!	traces	!
!	C6	!	traces	!
!	C7	!	0,001	!
!	C8	!	0,005	!
!	C9	!	0,008	!
!	C10	!	0,008	!
!	C11+	!	0,063	!
!		!		!
!	Densité ( air = 1 )	!	0,5856	!
!	Masse volumique 0/760	!	0,757	!
!	15/750	!	0,709	!
!	Masse molaire	!	16,91	!
!	Récupérations g/m3 15/750	!	8,00	!
!		!	6,50	!
!		!	6,06	!
!		!	6,06	!
!		!		!
!		!		!

elf

Débit liquide stockage - Flow of tank liquid	0,190	m <sup>3</sup> /H
Débit gaz séparateur brut - Gross flow of separator gas	29 320,8	m <sup>3</sup> /H
Facteur de correction d et Z - Correction factor d and Z	1,017 652	
Débit gaz séparateur corrigé - Corrected flow of separator gas	29 838,4	m <sup>3</sup> /H
Débit liquide séparateur P et T - Flow of separator liquid P and T	0,204	m <sup>3</sup> /H
G.O.R. séparateur - Separator G.O.R.	157 044,25	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
G.O.R. contraction - Shrinkage G.O.R.	34,72	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
G.O.R. production - Production G.O.R.	157 044,25	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
G.O.R. total ou de dissolution - Total or solution G.O.R.	157 078,97	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Volume de liquide séparateur conditions P et T séparateur introduit	0,968	cm <sup>3</sup>
Volume of separator liquid, in conditions P and T used for recombination		
Volume de gaz séparateur 15/750 introduit pour la recombinaison	141 626,484	cm <sup>3</sup>
Volume of separator gas at 15 750 used for recombination		

TABLEAU XIV TABLE XIV

Constituants Components	Gaz séparateur % mol Separator gas molar %	Liquide séparateur - % molaire Separator liquid - molar %	Fluide gisement - % molaire Reservoir fluid - molar %
N <sub>2</sub>	0,709	0,159	0,708
CO <sub>2</sub>	0,299	0,141	0,298
H <sub>2</sub> S			
RSH			
C <sub>1</sub>	94,966	18,519	94,899
C <sub>2</sub>	3,911	3,808	3,910
C <sub>3</sub>	0,082	0,251	0,082
iso C <sub>4</sub>	0,013	0,056	0,013
N C <sub>4</sub>	0,005	0,065	0,005
iso C <sub>5</sub>	T	0,037	T
N C <sub>5</sub>	T	0,019	T
C <sub>6</sub>	T	0,240	T
C <sub>7</sub>	0,001	0,420	0,001
C <sub>8</sub>	0,003	2,593	0,005
C <sub>9</sub>	0,004	4,945	0,008
C <sub>10</sub>	0,002	6,937	0,008
C <sub>11+</sub>	0,005	61,810	0,063
C <sub>12+</sub>			
Masses volumiques totales Total density	0,704 kg m <sup>3</sup>	868,044 kg/m <sup>3</sup>	110 586,685 kg m <sup>3</sup>
Masses molaires totales Total molecular weight	16,80	138,27	16,91



RELATION PRESSION-VOLUME DU FLUIDE RESERVOIR  
PRESSURE VOLUME RELATION OF RESERVOIR FLUID

TABLEAU XV TABLE XV

Température 62,7°C				
Pressions Pressures	Fluide réservoir total gaz + liquide Total reservoir fluid gas + liquid			Volume liquide déposé Cm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> à P.R. Condensate volume Cm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> at D.P.
	Volume cm <sup>3</sup>	Facteur de compressibilité Compressibility factor	Volume spécifique m <sup>3</sup> /kg. Complexe X10 <sup>-3</sup> Specific volume m <sup>3</sup> /kg of reservoir fluid 10 <sup>-3</sup>	
301	512,745	0,9343	5,103	
285	533,300	0,9201	5,307	
259,2	575,294	0,9027	5,725	
232,7	628,102	0,8848	6,250	
204,1	704,542	0,8705	7,011	
198,1	724,797	0,8692	7,213	0
173,2	826,423	0,8665	8,224	46,564
143,3	1005,775	0,8725	10,009	131,071
119,7	1216,907	0,8818	12,110	216,612
96,0	1540,045	0,8950	15,326	313,880
86,7	1718,006	0,9017	17,096	355,271
82,5	1810,473	0,9042	18,017	374,173
42,5	3683,525	0,9477	36,656	513,936
1		0,9986	1641,556	333,886
		Fig. N°1		Fig. N° 2

Pression de rosée 198,1  
Dew point pressure

FIGURE 1 - 25/2-1

