

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería de Petróleo



**LOS REGISTROS DE PRODUCCION COMO GUIA
EN LA OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION
EN LA SELVA PERUANA**

T E S I S

Para optar el Título Profesional de:
INGENIERO DE PETROLEO

CESAR MONTES ADRIANZEN

PROMOCION 1978 - 2

Lima - Perú
1984

A MIS PADRES QUE SIEMPRE ME
ALIENTAN PARA SEGUIR ADELANTE.

I N D I C E

	<u>Pag.</u>
INTRODUCCION	1
CAPITULO I : Equipo de la Herramienta Combinada de Producción	3
1.1 Descripción de los sensores	8
1.1.1 Medidor de Flujo continuo	8
1.1.2 Medidor de diámetro interno	8
1.1.3 Gradiomanómetro	8
1.1.4 Termómetro	8
1.1.5 Manómetro	9
CAPITULO II: Interpretación del Medidor de Flujo Continuo	10
2.1 Cartas de Flujo de Laboratorio	10
2.2 Calibración In-Situ	10
CAPITULO III: Interpretación del Gradiomanómetro	17
CAPITULO IV : Interpretación de Cartas de Temperatura	19
CAPITULO V : Aplicaciones de la Herramienta Combinada de Producción.	22
5.1 Pozos inyectoros de agua	22
5.2 Pozos de petróleo	23
5.3 Pozos de gas.	32
CAPITULO VI: Corridas de Registros de Producción en Pozos de la Selva Peruana	37
6.1 Comentario	37

	<u>Pag.</u>
CAPITULO VII :	Historia del Pozo Nº 10 del Campo Selva 38
7.1	Prueba inicial de flujo después de la completación. 41
7.2	Prueba de Pozo antes de la corrida de registros de producción 41
7.3	Programa de corridas de Registros de Producción. 44
7.3.1	Descripción 44
7.3.2	Procedimiento 44
CAPITULO VIII :	Corrida e Interpretación de los Registros de Producción del Pozo Selva Nº 10. 48
8.1	Corrida de Registros 48
8.2	Interpretación de Producción. 49
8.2.1	Registros de Temperatura 50
8.2.2	Registros de Gravedades 50
8.2.3	Registro de Flujo 57
8.2.4	Registro de Presiones 66
8.3	Registros corridos en el pozo cerrado. 66
8.4	Recomendaciones y Resultados . 67
CAPITULO IX :	Análisis de Costos para el Pozo Selva Nº 10. 69
9.1	Costo de Registros 69
9.2	Costo estimado de un Re-Trabajo 70
9.3	Análisis 71
9.4	Comentarios 74

	<u>Paq.</u>
CAPITULO X : Historia del Pozo Nº 1 del Campo Amazonas.	75
10.1 Prueba inicial después de la completación del Pozo	79
10.2 Prueba de Pozo antes de la <u>co</u> rrida de Registros de Producción	79
10.3 Programa de corrida de Registros de Producción.	82
CAPITULO XI : Corrida e Interpretación de los Regis <u>tros</u> de Producción del Pozo Amazonas Nº 1.	85
11.1 Corrida de Registros	85
11.2 Interpretación de los Registros de Producción.	86
11.2.1 Registro de Flujo	86
11.2.2 Registro de Densidades	91
11.3 Recomendaciones.	95
11.4 Resultados del Re-Trabajo.	95
CAPITULO XII : Análisis de Costos para el Pozo Amazo <u>nas</u> Nº 1.	97
12.1 Costo de Registros.	97
12.2 Costo estimado de un Re-Trabajo	98
12.3 Análisis de Costos	99
12.4 Comentarios.	102

	<u>Pag.</u>
CAPITULO XIII : Recomendaciones	103
CAPITULO XIV : Conclusiones	106
APENDICE A- Datos de Análisis del PVT para el Pozo Selva Nº 10.	108
APENDICE B- Datos de Análisis de PVT para el Pozo Amazonas Nº 1.	112
REFERENCIAS.	114

I N T R O D U C C I O N

En todo análisis o estudio es realizada una inversión, este análisis o estudio debe dar resultados positivos, solucionando problemas y restituyendo o incrementando la producción, esto hace a la inversión realizada rentable.

Los registros de producción son a menudo usados para analizar los reservorios y para diagnosticar problemas de producción.

En el pasado, la información necesaria de un pozo era proporcionada por una herramienta corrida a través de la tubería de producción con un solo propósito, ya sea obtener las tasas de flujo, registro de temperatura o cualquier otro, pero uno a la vez.

Para que fuesen válidas todas estas mediciones, debían ser hechas bajo condiciones estabilizadas del pozo. En muchos casos el tiempo requerido para hacer varias de estas mediciones era demasiado, de tal forma se alcanzaba la duda de que las condiciones del pozo permanecieran constantes a través de todas las pruebas. Por otra parte, la finalidad de los registros de Producción era limitada por la falta de una prueba de presión de fondo durante cada una de las mediciones .

Con la herramienta combinada de producción (HCP) todas las medidas en el pozo son hechas secuencialmente en un solo viaje, usualmente para cada medición se emplean pocos minutos, así puede asumirse que las condiciones estabilizadas del pozo prevalecen para la medición íntegra. Todos los sensores que contiene la herramienta combinada de producción son innovaciones hechas sobre herramientas simples existentes, la adición de un medidor de presión de fondo permite estimados razonablemente exactos de tasas de producción en pozos de gas de alta relación gas-Petróleo.

Una nueva técnica de calibración in-situ de la sección del medidor de flujo hace establecer una curva respuesta exacta para ciertos fluidos y tamaños de forros determinados.

La interpretación de registros de Producción corridos con la HCP, requiere un mínimo de datos de superficie y datos de PVT. Los registros de HCP pueden ser usados para evaluar el comportamiento del pozo zona por zona.

Hasta la terminación del presente trabajo muy pocos registros de producción han sido corridos en la Selva Peruana pero, excelentes resultados se han obtenido de los análisis de éstos.

Con el avance de la tecnología en cuanto a computadoras se ha fabricado una nueva herramienta (HCP) que proporciona mediciones de registros simultáneos, ya no secuenciales, de todos los sensores de subsuelo ; es usada para el análisis de pozos inyectoros o productores.

Este sistema ha sido usado para evaluar los perfiles de producción de pozos en los Montes del Sur Swan en el proyecto de inyección miscible en Alberta, Canadá.

En el presente trabajo expongo una parte teórica inicial y las corridas y análisis de los registros de producción de dos pozos productores de la Selva Peruana para los cuales se usó la herramienta combinada de producción (HCP). Los resultados positivos de las acciones de reparación realizadas nos da idea de la efectividad de la toma de registros con la HCP. Los análisis económicos considerando las inversiones de las acciones de reparación efectuadas, y los resultados obtenidos son mostrados al final de la interpretación de registros de cada pozo.

C A P I T U L O I

EQUIPO DE LA HERRAMIENTA COMBINADA DE PRODUCCION (HCP)

La Herramienta Combinada de Producción es una combinación de cinco sensores diferentes más un localizador de uniones de tubería (Fig. Nº 1 y 1-A) :

- Medidor de flujo continuo
- Medidor de diámetro interno
- Gradiomanómetro
- Termómetro
- Manómetro.

Por medio de un regulador de voltaje en la herramienta - cualquier sensor puede ser seleccionado y controlado desde el panel de superficie.

El Parámetro correspondiente es registrado simultáneamente con el localizador de uniones de tuberías, de esta manera un buen control de profundidad es asegurado. En el pozo varias mediciones son hechas secuencialmente en un solo viaje, así un mínimo de tiempo transcurre en las diferentes corridas. Aparte de ahorrar tiempo de equipo, la ventaja principal es que todas las - mediciones necesarias son hechas en tan corto tiempo que las condiciones de producción del pozo pueden ser consideradas como estabilizadas al ser las diferentes corridas casi simultáneas.

Otra ventaja es que la máxima información puede ser obtenida con el mínimo de dificultad y gasto. También es posible cambiar las condiciones de producción y guiar estos cambios desde la superficie a los diferentes sensores en el pozo.

HERRAMIENTA COMBINADA DE PRODUCCION

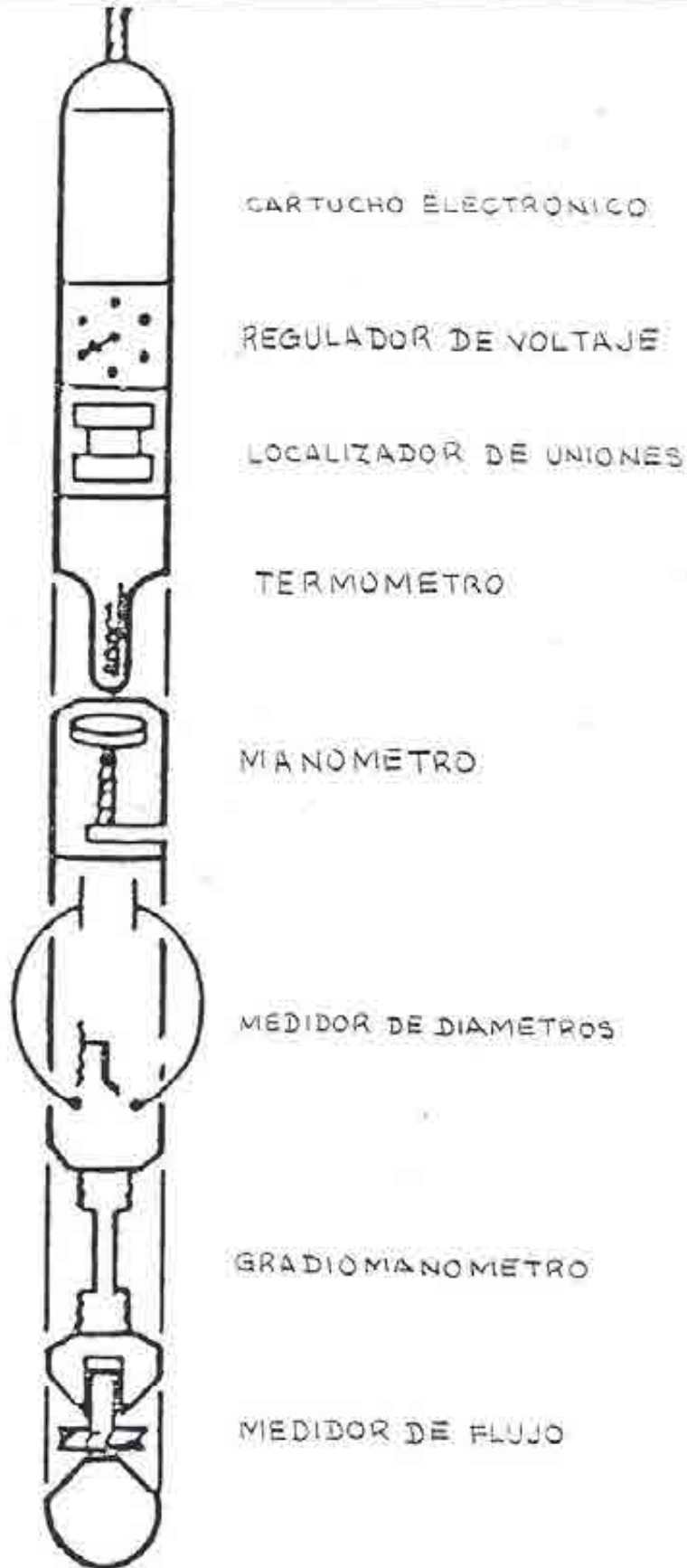


FIG N°1

SISTEMA DE HERRAMIENTAS PARA
REGISTROS DE PRODUCCION

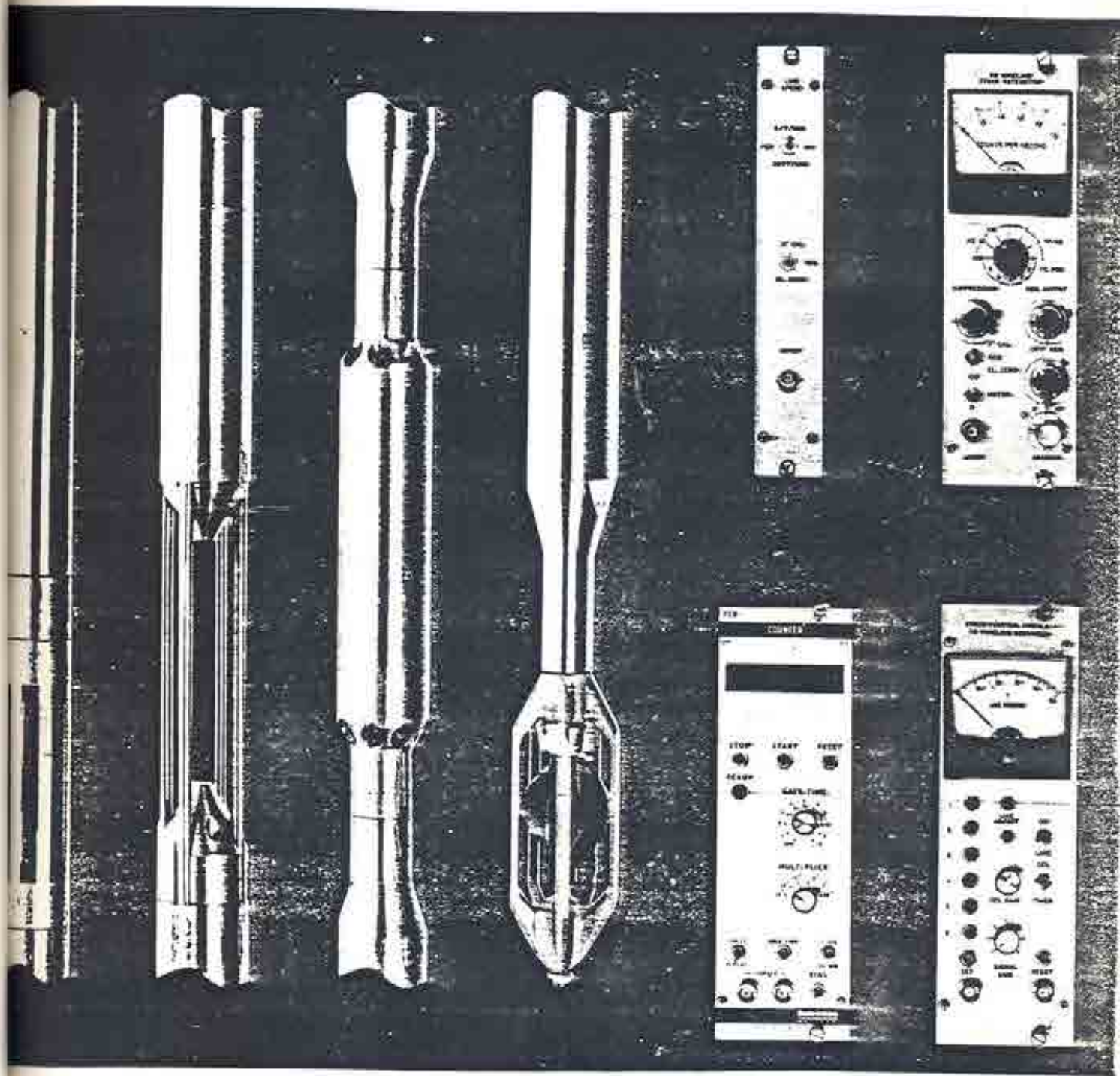


FIG N° 1-A

La HCP es de diámetro pequeño (1-11/16"), de esta manera puede ser bajada a través de la tubería de producción contra la alta presión y flujo para poder hacer mediciones dinámicas en forros o hueco abierto bajo el zapato de la tubería de producción. La HCP es centrada en la vena del fluido por centralizadores de muelle.

Las especificaciones de los sensores están resumidas en la Tabla Nº 1.

Otras herramientas adicionales también son usadas en combinación o por las anteriores, éstas pueden ser :

- El medidor de flujo con empaque
- El medidor de flujo para pozo de diámetro ancho.
- El medidor de fracción de agua.
- El trazador radioactivo.
- El medidor electromagnético de espesores.
- El medidor de densidad en vez de gradiomanómetro.

La nueva herramienta mencionada durante la introducción, usada para tomar mediciones de subsuelo simultáneas, tiene un cartucho telemétrico el cual proporciona la información de subsuelo al panel de superficie instalado con un microprocesador. Esta nueva herramienta de subsuelo podría ser equipada también con un medidor de precisión de cuarzo para registrar presiones y con un registrador de rayos Gamma.

T A B L A N O 1

HERRAMIENTAS Y CARACTERISTICAS DE LA HCP

TERMOMETRO

Rango 0-350°F
Exactitud ± 3.0 °F
Resolución 0.04°F

GRADIOMANOMETRO

Rango 0.0 - 1.6 gr/cc
Exactitud, cero movido ± 0.03
gr/cc sensibilidad movida $\pm 3\%$

Medidor de flujo para diámetro grande

Exactitud $\pm 2\%$, Resolución 0.5 rps
Rango, cualquier tasa de flujo sobre
los siguientes mínimos dados en B/D
Medidor de Flujo Continuo

Exactitud $\pm 2\%$, Resolución 0.5 rps
Rango cualquier tasa de flujo sobre
los siguientes mínimos dados en B/D
Medidor de Flujo con Empaques

Rangos: 10 a 1900 B/D, diámetro Externo : 1-11/16" o 2-1/8"
Exactitud : $\pm 2\%$ del total
Presión máxima : 10,000 Lpcm.
Resolución : 0.1 rps, Temperatura máxima 285°F.

Manómetro

Rango: 0-5,000 Lpcm ó 0-10,000 Lpcm
Exactitud : $\pm 2\%$
Resolución 0.3% escala llena
Para mayor exactitud puede usarse medidor de presión H.P.

Calibrador de Diámetro

Rango : 2 - 18"
Exactitud : ± 0.2 "
Resolución: 0.1

Medidor de fracción de Fondo de agua

Mide la fracción de agua directamente.

Medidor del trazador Radioactivo

Presión Máxima: 6000 Lpcm
Temperatura Máxima: 300°F
Diámetro Externo: 1 3/8"
La H.C.P. tiene las siguientes especificaciones:
Diámetro externo 1 11/16"
Longitud 38 pies
Presión máxima 15000 Lpcm
Temperatura Máxima 350°F.

Diáme- tro - del fo- ro.	Flujo de agua	Flujo sin gas	POLIFA- SICO. con gas.
5 1/2"	20	200	300
7"	30	400	600
9 5/8"	60	800	1200

Forro Tuba- ría - diáme- tro.	Flujo de agua	Flujo sin gas	POLIFA- SICO con gas.
3 1/2"	40	1500	3,000
5"	100	2500	5,000
6 5/8"	150	5000	10,000

1.1 DESCRIPCION DE LOS SENSORES

1.1.1 Medidor de Flujo continuo .- Este medidor de flujo es de tipo hélice. El eje de la hélice es soportado por un punto de zafiro evitando la fricción, y la rotación es detectada por un acoplamiento magnético, así la fricción mecánica es mínima, la rotación es registrada a partir de una o dos revoluciones por segundo.

1.1.2 Medidor de Diámetro Interno.- Es un medidor de tres brazos o más, corrido a través de la tubería de producción, el diámetro máximo medible es de 18" y el mínimo de 2".

1.1.3 Gradiomanómetro.- Mide la diferencial de presión entre dos fuelles separados por 2 pies, esta herramienta es similar a la herramienta simple existente, sin embargo, la herramienta innovada es más fuerte y los efectos de sacudidas son minimizados.

1.1.4 Termómetro.- El sensor de temperatura es un alambre de platino libre de tensión. Este sensor fue seleccionado por su linealidad en un rango ancho de temperaturas, su excelente repetición y constante de bajo tiempo. La temperatura absoluta y diferencial pueden ser registradas simultáneamente.

Un circuito de referencia en el cartucho electrónico permite una recalibración de la transmisión dentro del pozo, así el impulso termal de la electrónica puede ser cancelado. Las señales son transmitidas a través de la modulación de frecuencia para la mejor exactitud y menor captación de ruido, esto es tanto para cables cortos como para los largos.

La exactitud y la linealidad de la transmisión son menores del 1% para cada una.

1.1.5 Manómetro.- Consiste de un tubo Bordón en espiral - compensado por temperatura y dirigido hacia un potenciómetro; el resultado es controlado principalmente - por el potenciómetro, los cambios de presión aparecen como gradas en el registro conforme la palanca va de una cúspide a otra.

La exactitud y rango del manómetro son suficientes para las aplicaciones explicadas. Los registradores - están disponibles en tres rangos de presión : 0-5000, 0-10,000, y 0-20,000 lib/pulgada cuadrada.

C A P I T U L O II

INTERPRETACION DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

2.1 CARTAS DE FLUJO DE LABORATORIO

Cartas de respuesta del medidor de flujo han sido generadas en los laboratorios. Ellas muestran que la velocidad de la hélice en revoluciones por segundo (rps) es una función lineal de la velocidad promedio de flujo, la cual es la tasa de flujo dividida entre el área de la sección transversal de la tubería. La pendiente de la línea respuesta es una función del diámetro interno de la tubería y de la viscosidad del fluido. (Fig. Nº 2).

La línea respuesta intercepta al eje de rps en un punto cercano al origen, la posición de este punto de intersección depende de los siguientes factores de fricción: viscosidad del fluido, rugosidad o aspereza de la superficie de la hélice y fricción mecánica en el eje de la hélice. La tasa volumétrica de flujo es obtenida multiplicando la velocidad de flujo que figura en la carta por el área de la sección transversal interna de la tubería. La Tabla Nº 2, nos muestra los factores de conversión para varios diámetros de forros.

2.2 CALIBRACION IN-SITU

De las Cartas se puede ver que es necesario conocer la viscosidad del fluido con buena aproximación. Sin embargo las cartas no cubren bajas viscosidades (Pozos de gas) ni altas viscosidades. En un pozo productor de petróleo, hay generalmente flujo de gas libre, donde la viscosidad de la mezcla no es del todo conocida. Por esta razón, el método in-situ fue desarrollado para calibrar el medidor de flujo en el pozo.

TIPICA CARTA RESPUESTA DE LABORATORIO

PARA UN MEDIDOR DE FLUJO 1 11/16"

LONGITUD DEL BORDE DE HELICE: 41.2 mm

FLUJO HACIA ARRIBA
TASA DE FLUJO BAJA

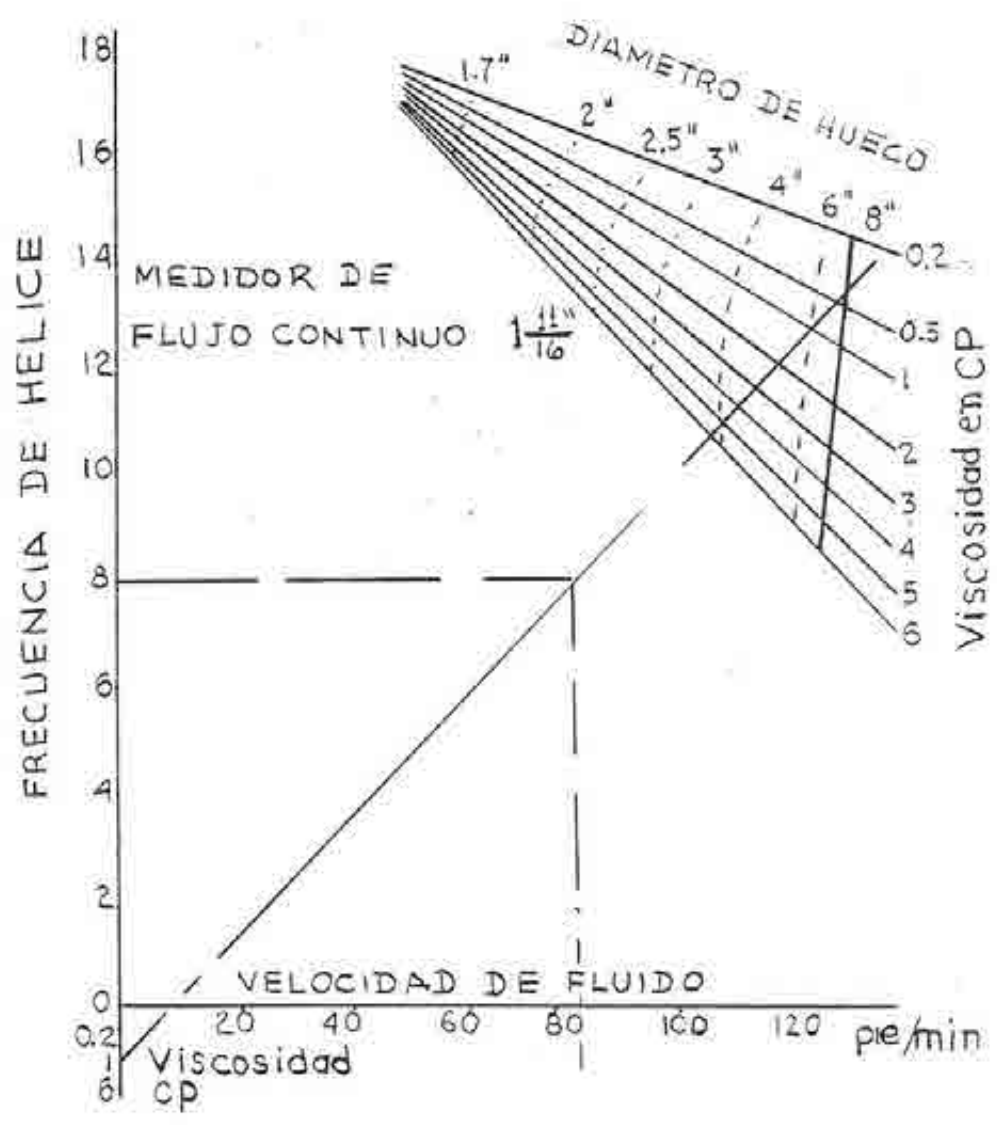


FIG N° 2

VELOCIDAD DE FLUIDO PROMEDIO

VS

TAMAÑO DE FORRO

Nominal D.E. (mm)	Peso Lb/pie	Diamet Interno		Velocidad de Fluido por 1000 bbl/d de tasa		
		pulg.	mm	m/min	cm/seg	pie/min
4 1/2" (114.3)	9.50	4.090	103.9	13.08	21.8	42.7
	11.60	4.000	101.6	13.44	22.4	44.7
	13.50	3.920	99.6	14.22	23.7	46.6
	15.10	3.826	97.2	15.00	25.0	48.8
5" (127.0)	11.50	4.560	115.8	10.50	17.5	34.4
	13.00	4.494	114.2	10.80	18.0	35.4
	15.00	4.408	112.0	11.28	18.8	36.8
	18.00	4.276	108.6	11.88	19.8	39.1
5 1/2" (139.7)	13.00	5.044	128.1	8.64	14.4	28.1
	14.00	5.012	127.3	8.70	14.5	28.5
	15.50	4.950	125.7	8.94	14.9	29.2
	17.00	4.892	124.3	9.12	15.2	29.9
	20.00	4.778	121.4	9.60	16.0	31.3
6 5/8" (168.3)	23.00	4.670	118.6	10.02	16.7	32.8
	17.00	6.135	155.8	5.82	9.7	19.0
	20.00	6.049	153.6	5.94	9.9	19.5
	24.00	5.921	150.5	6.24	10.4	20.4
7" (177.8)	28.00	5.791	147.1	6.54	10.9	21.3
	32.00	5.675	144.1	6.78	11.3	22.2
	17.00	6.538	166.1	5.10	8.5	16.7
	20.00	6.456	164.0	5.22	8.7	17.2
	23.00	6.366	161.7	5.40	9.0	17.6
	26.00	6.276	159.4	5.52	9.2	18.2
	29.00	6.184	157.1	5.70	9.5	18.7
7 5/8" (193.7)	32.00	6.094	154.8	5.88	9.8	19.3
	35.00	6.004	152.5	6.06	10.1	19.8
	38.00	5.920	150.4	6.24	10.4	20.4
	20.00	7.125	181.0	4.32	7.2	14.1
	24.00	7.025	178.4	4.44	7.4	14.5
8 5/8" (219.1)	26.40	6.969	177.0	4.50	7.5	14.7
	29.70	6.875	174.6	4.62	7.7	15.1
	33.70	6.765	171.8	4.80	8.0	15.6
	39.00	6.625	168.3	4.92	8.2	16.3
	24.00	8.097	205.7	3.33	5.55	10.9
9 5/8" (244.5)	28.00	8.017	203.6	3.39	5.66	11.1
	32.00	7.921	201.2	3.48	5.81	11.4
	36.00	7.825	198.8	3.55	5.92	11.7
	40.00	7.725	196.2	3.63	6.05	12.0
	44.00	7.625	193.7	3.75	6.25	12.3
	49.00	7.511	190.8	3.97	6.45	12.7
	29.30	9.063	230.2	2.66	4.44	8.70
10 3/4" (273.0)	32.30	9.001	228.6	2.69	4.49	8.83
	36.00	8.921	226.6	2.74	4.58	8.98
	40.00	8.835	224.4	2.80	4.67	9.16
	43.50	8.755	222.4	2.85	4.75	9.33
	47.00	8.681	220.5	2.88	4.81	9.49
	53.50	8.535	216.8	3.00	5.00	9.81
	32.75	10.192	258.9	2.10	3.50	6.88
10 3/4" (273.0)	40.50	10.050	255.3	2.16	3.60	7.08
	45.50	9.950	252.7	2.20	3.68	7.22
	51.00	9.850	250.2	2.25	3.75	7.37
	55.50	9.760	247.9	2.29	3.82	7.51
	60.70	9.660	245.4	2.34	3.91	7.66
	65.70	9.560	242.8	2.40	4.00	7.82

La calibración in-situ es una comparación de la respuesta del medidor de flujo con una velocidad conocida, en este caso la velocidad del cable. La pendiente de la respuesta es obtenida corriendo el medidor de flujo a diferentes velocidades a una profundidad determinada y con el flujo estabilizado. La gráfica sobre papel lineal de las frecuencias de la hélice versus las velocidades registradas de una línea recta cuya pendiente es la pendiente de la respuesta, es decir la respuesta final es una línea recta con la pendiente ya determinada dibujada a través del punto de intersección. Sin embargo, desde que el medidor de flujo sólo mide la porción de flujo cercano al centro de la tubería, la velocidad medida a través de este método es cercana a la velocidad de flujo a lo largo del centro de la tubería de esta manera - la velocidad medida por el medidor de flujo es más o menos 20% mayor que la velocidad promedio. En consecuencia, la tasa de flujo obtenida de esta calibración y la tabla N° 2, deben ser corregidas. De acuerdo a experiencias de campo en el mayor de los casos el factor de corrección es alrededor de 0.83. Este factor puede ser calculado teóricamente debido a que es una función del diámetro del forro, rugosidad de las paredes, densidad y viscosidad del fluido.

Para el rango usual de aplicaciones del medidor de flujo, el factor no varía demasiado. Los valores prácticos son:

- Para pozos de agua y petróleo (Petróleo liviano)
Forros pequeños (4 1/2" - 5 1/2") 0.82 ± 0.01
Forros de tamaño intermedio (6 5/8" - 7 5/8") 0.83 ± 0.01
Forros grandes (8 5/8" - 9 5/8") 0.84 ± 0.01
- Para pozos de gas o pozos de alta relación gas-petróleo el coeficiente aumenta en 0.01.

El punto de intersección de una línea respuesta puede ser tomado de las cartas de flujo de Laboratorio si la viscosidad pudiese ser estimada a groso modo y si estuviésemos seguros que las fricciones mecánicas son las mismas que en laboratorio. En un flujo de fase simple, es posible determinar directamente la línea respuesta al correr el medidor de flujo a diferentes velocidades en flujo cero (pozo cerrado). Las experiencias de campo indican que el punto de intersección obtenido de las mediciones en flujo cero es generalmente más bajo que el dado por las cartas de flujo del laboratorio, la diferencia se debe a la fricción mecánica incrementada. Esta discrepancia puede ser estimada por la comparación del punto de intersección obtenido en un fluido estático de una viscosidad conocida con el punto de intersección de la carta de flujo de laboratorio para esa misma viscosidad. Si no es posible cerrar el pozo, el punto de intersección puede ser determinado haciendo mediciones en agua estática (debajo de las perforaciones). La viscosidad del agua es fácilmente determinada dada su salinidad y temperatura. (ver Fig. Nº 3). De esta manera el punto de intersección es obtenido in-situ, siendo un poco más pequeño que el punto de intersección de las cartas debido al incremento de fricción mecánica. Si las mediciones de flujo cero no son válidas el punto de intersección es tomado de las cartas.

En resumen :

- En flujo de fase simple (agua o gas), la línea respuesta y la posición del punto intersección puede ser determinado directamente de las corridas de calibración in-situ en flujo cero.

Schlumberger

VISCOSIDAD DEL AGUA

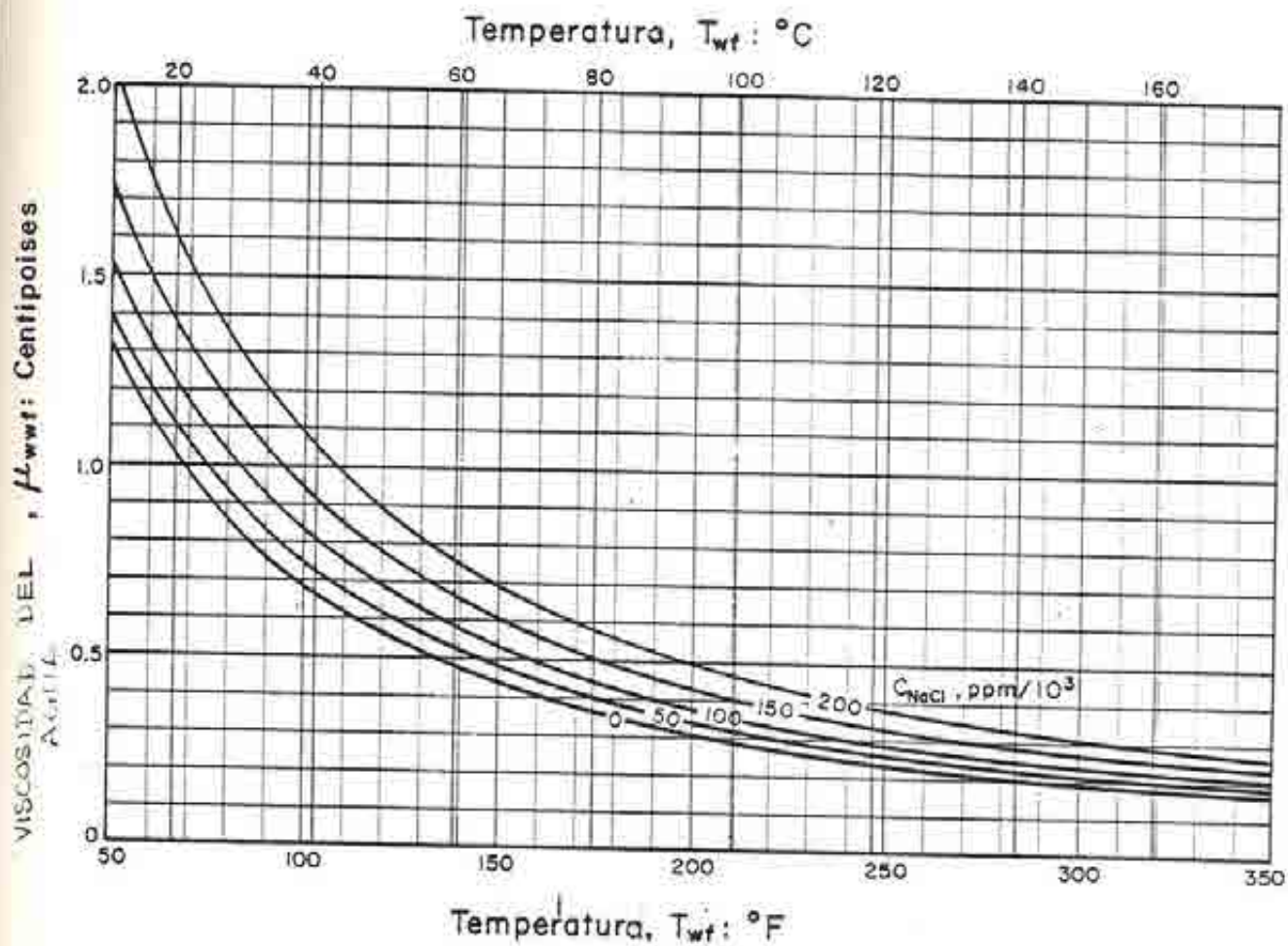


FIG N° 3

- La pendiente de la línea respuesta es obtenida de la calibración in-situ en el flujo a ser medido.
- La línea respuesta es corregida por flujo contorno - multiplicando la velocidad aparente por un factor - de corrección, usualmente 0.83.

C A P I T U L O III

INTERPRETACION DEL GRADIOMANOMETRO

El gradiomanómetro mide el gradiente de presión promedio sobre un intervalo de 2'. El registro es medido en gr/cm²/cm, o gr/cc. Dado que no hay cambio de fluido ni cambio de diámetro de la tubería entre los dos fuelles, el gradiente de presión (f_{gr}) es igual a la sumatoria de la densidad del fluido y la gradiente - debido a la pérdida por fricción.

$$f_{gr} = f (1 + f)$$

Una aproximación de f , el factor de fricción, esta dado por :

$$f = 0.0002 \frac{(Uq)^2}{d^5}$$

donde : Uq , es la velocidad de flujo en pies por minuto; d , es el diámetro interior de la tubería en pulgadas.

Para velocidades de flujo menores de 100 pies/min. (5,000 b/D en forros de 7"), el factor de fricción es despreciable y el gradiomanómetro dá directamente la densidad del fluido.

Para velocidades de flujo mayores, f debe ser tomada en cuenta.

La sensibilidad del gradiomanómetro es estable, pero el cero tiene una tendencia a desviarse ligeramente. Es posible normalizar el registro si un fluido de densidad conocida está presente en el pozo.

La normalización es posible en el agua estancada en el fondo del pozo. Asumiendo que el origen de esta agua es conocida, esta agua podría ser fluido de complementación o agua de formación.

En pozos de petróleo que producen algo de agua, se observa -rá que el agua estancada es generalmente agua de formación. Es a veces necesario cerrar el pozo y dejar segregarse a los fluidos, - así la respuesta del gradiomanómetro puede ser revisada.

La velocidad del fluido en el pozo incrementa cuando el flujo entra en la sección transversal reducida del anular forro-herramienta. Este incremento de velocidad es fácilmente calculado - del estimado de tasa de flujo. Sin embargo, existe otro incremen- to de velocidad adicional resultante del desplazamiento del fluí- do alrededor de la herramienta en movimiento. El efecto de esta velocidad adicional sobre la fracción de fondo es un error - menor, el cual no puede ser fácilmente estimado. Así para ma- yor exactitud, las lecturas del gradiomanómetro deben ser regis- tradas con la herramienta estacionaria.

El gradiomanómetro es usado principalmente para determinar la naturaleza de los fluidos fluyentes. Si sólo dos fases están fluyendo y sus densidades son conocidas, el gradiomanómetro dá la proporción de cada fase en el punto de medición.

Por ejemplo, para una mezcla de petróleo y gas :

$$f_m = y_o f_o + (1 - y_o) f_g$$

donde: f_m es la densidad de la mezcla dado por el gradiomanóme- tro. f_o es la densidad del petróleo.

f_g es la densidad del gas.

y_o es la fracción de petróleo en el punto de medición (frac- ción de fondo).

$(1 - y_o)$ es la fracción de gas en el punto de medición.

C A P I T U L O I V

INTERPRETACION DE CARTAS DE TEMPERATURA

Los medidores de temperatura probablemente tienen la más amplia aplicación entre las herramientas de registros de producción. La herramienta de temperatura junto con el trazador radioactivo son importantes porque ellas son las únicas herramientas de categoría dinámica que son afectadas por lo que está pasando en la parte externa de la tubería. La temperatura es un registro interpretativo y debe ser usado e interpretado propiamente para obtener buenos resultados.

La figura Nº 4, puede ser usada para estudiar las anomalías básicas que pueden aparecer en un registro de temperatura.

En flujo líquido hacia arriba, los siguientes puntos son típicos :

- a) La temperatura es vertical en el punto de entrada de fluido.
- b) La curva permanece sobre el gradiente estático en el flujo hacia arriba.
- c) La curva va horizontalmente en retorno hacia el gradiente estático si el flujo de líquido sale del pozo.

En flujo de fluido hacia abajo, lo siguiente es típico:

- a) La curva de temperatura es vertical en el punto de entrada.
- b) La curva permanece bajo el gradiente estático en el flujo hacia abajo.

ANOMALIAS EN LOS REGISTROS DE TEMPERATURA

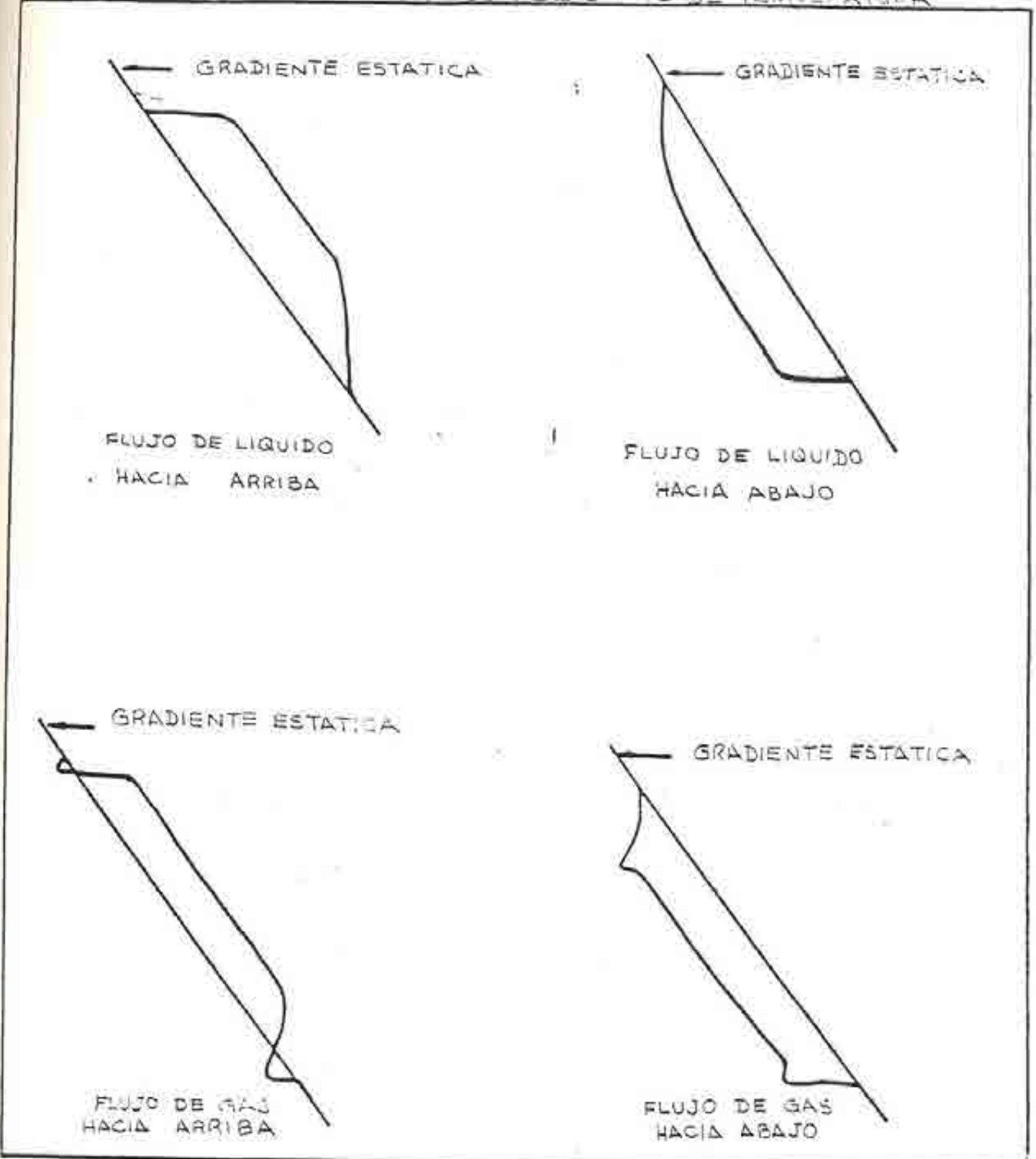


FIG N° 4

- c) La curva regresa horizontalmente hacia el gradiente estático si el fluido sale del pozo.

En flujo de gas, las curvas son similares a las de líquido excepto que puede haber anomalías de enfriamiento en los puntos de entrada y salida. Las anomalías de enfriamiento se presentan en una expansión de gas debido a una caída de presión.

C A P Í T U L O V

APLICACIONES DE LA HERRAMIENTA COMBINADA DE PRODUCCION

5.1 POZOS INYECTORES DE AGUA

El medidor de flujo continuo es generalmente usado en pozos inyectores de agua para determinar los perfiles de inyección.

Desde que el fluido inyectado es una fase simple, el perfil es obtenido colocando la escala del registro en 0% cuando el flujo es estático (debajo de las zonas inyectadas), y 100% cuando se mide el flujo total (sobre las zonas inyectadas).

En pozos de inundación vertida, donde el agua de un acuífero es inyectada a un reservorio, el medidor de flujo es el único recurso para medir la tasa de flujo, es decir la cantidad de agua entrante al reservorio. Es necesario, sin embargo, tomar en consideración el cambio de densidad del agua debido a los cambios de temperatura y presión, esto se hace tomando en cuenta que el flujo de masa es constante.

$$q_i f_i = q_{wf} f_{wf} = q_r f_r$$

Donde : q es el flujo de agua

f densidad del agua

i significa condiciones iniciales de presión y temperatura en el acuífero.

wf significa condiciones fluyentes del pozo, lugar donde las mediciones de flujo son realizadas.

r significa condiciones del reservorio inyectado.

Haciendo el balance volumétrico, se calcula el volumen de agua inyectada en el reservorio, multiplicando el flujo medido a condiciones fluyentes por la razón de densidades.

$$q_r = q_{wf} \frac{\rho_{wf}}{\rho_r}$$

Las densidades de agua están dadas en la Figura Nº 5. La información requerida es la siguiente: la presión y temperatura fluyente, la presión y temperatura del reservorio, así también como la salinidad del agua.

5.2 POZOS DE PETROLEO

En un pozo productor la presión fluyente (P_{wf}) es menor que la presión de reservorio (P_r). En la mayoría de los casos el reservorio es saturado (reservorio con capa de gas) y consecuentemente hay gas libre fluyendo en el pozo. La ecuación de flujo de masa se escribe :

$$q_{owf} \rho_{owf} + q_{Fgwf} \rho_{Fgwf} = q_{osc} \rho_{osc} + q_{gsc} \rho_{gsc}$$

Donde :

o es Petróleo

g es gas

Fg es gas libre

wf son condiciones en el pozo

osc es petróleo a condiciones normales

gsc es gas total liberado en superficie (separador + tanque), los valores son expresados a condiciones normales.

Schlumberger

DENSIDADES DE SOLUCIONES DE CL Na

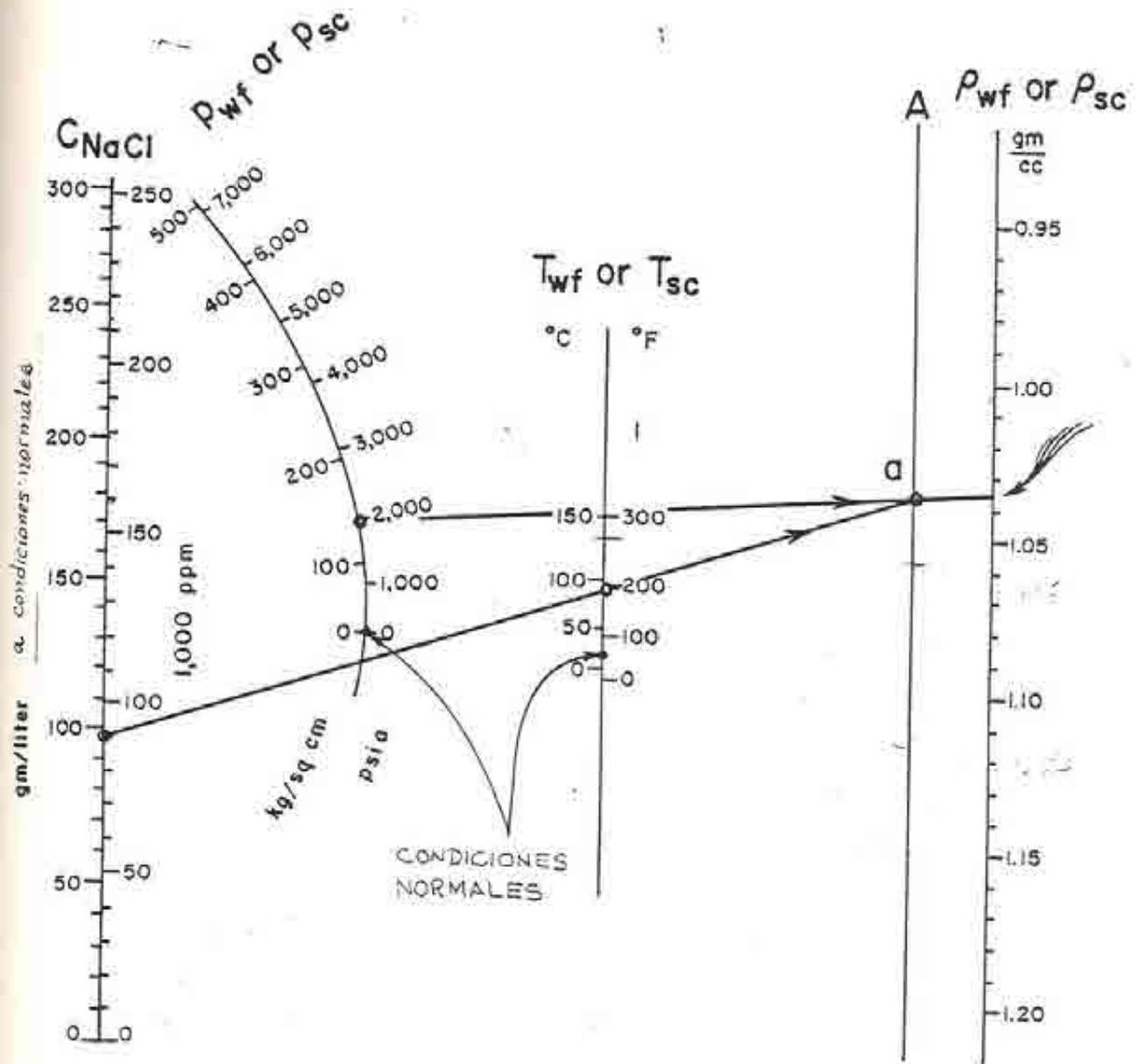


FIG N° 5

Si la tasa total de fondo (q_{twf}) y la densidad promedio de la mezcla a condiciones de fondo (f_{mwf}) son conocidas, la ecuación de masa para el fondo es:

$$q_{twf} f_{mwf} = q_{owf} f_{owf} + q_{Fgwf} f_{Fgwf}$$

Con:

$$q_{twf} = q_{owf} + q_{Fgwf}$$

El flujo total (q_{twf}) puede ser medido por el medidor de flujo continuo. Una aproximación para la densidad de la mezcla (f_{mwf}) está dado por la lectura del gradiomanómetro (f_{Gr}). El gradiomanómetro daría directamente la densidad de la mezcla si el gas estuviese fluyendo a la misma velocidad que el petróleo sin embargo, debido a las diferencias de densidades, el gas fluye más rápido que el petróleo; la diferencia de sus velocidades es llamada velocidad de resbalamiento (V_s). Si la velocidad de resbalamiento es conocida, los flujos de petróleo y gas pueden ser derivados del flujo total.

$$q_{owf} = y [q_t - AV_s (1-y)]$$

$$q_{Fgwf} = (1-y) [q_t + AV_s y]$$

Con:

$$y = \frac{f_{Gr} - f_{Fgwf}}{f_{owf} - f_{Fgwf}} \quad (\text{Fracción de fondo del petróleo})$$

Donde:

f_{Gr} es la densidad del gradiomanómetro en gr/cc

A es la sección transversal de la tubería menos la sección transversal del gradiomanómetro.

Para ser técnicamente correcto, es necesaria la consideración de la herramienta, desde que la fracción de fondo de petróleo con la velocidad de resbalamiento no son independientes, y la velocidad de fluido entre el anular del fo

erro y la herramienta es mayor que la velocidad en el forro de bajo de la herramienta. Sin embargo, el posible error en estimar la velocidad de resbalamiento en los pozos de gas, es más significativo que despreciar la sección transversal de la herramienta.

Si V_s , es conocida, AV_s puede ser expresada en B/D entonces q_{owf} , q_{Fgwf} y q_{twf} , pueden también ser expresadas en B/D.

En mezclas gas-líquido particularmente, V_s no es totalmente conocida. Para gas en petróleo en flujo de burbuja, V_s es alrededor de 15 pies/min, esto es cerca de 850 B/D en forro de 7" (Figura Nº 6).

Omitiendo el subíndice "wf", el flujo de masa en el pozo es :

$$q_o f_o + q_{Fg} f_{Fg} = q_t [y f_o + (1-y) f_{Fg}] - AV_s y (1-y) (f_o - f_{Fg})$$

Reemplazando y por su valor :

$$\text{Con : } q_o f_o + q_{Fg} f_{Fg} = q_t f_{gr} - C$$

$$C = AV_s \frac{(f_{gr} - f_{Fg})(f_o - f_{Fg})}{(f_o - f_{Fg})}$$

asumiendo que el gas libre tiene la misma composición que el gas en superficie, la densidad del gas libre de subsuelo (f_{Fgwf}) puede ser derivada de la gravedad del gas de superficie (f_g)

$$f_{Fgwf} = \frac{1}{\beta_g} f_{gsc} = \frac{0.001223 f_g}{\beta_g}$$

La figura Nº 7, da la relación de densidades del gas de subsuelo a superficie ($1/\beta_g$) como una función de la presión y temperatura para varias gravedades de gas.

$$\frac{1}{\beta_g} = \frac{f_{gwf}}{f_{gsc}} = \frac{q_{gsc}}{q_{gwf}}$$

CHART
6-15

VELOCIDAD DE RESBALAMIENTO
VS
DIFERENCIA DE DENSIDADES

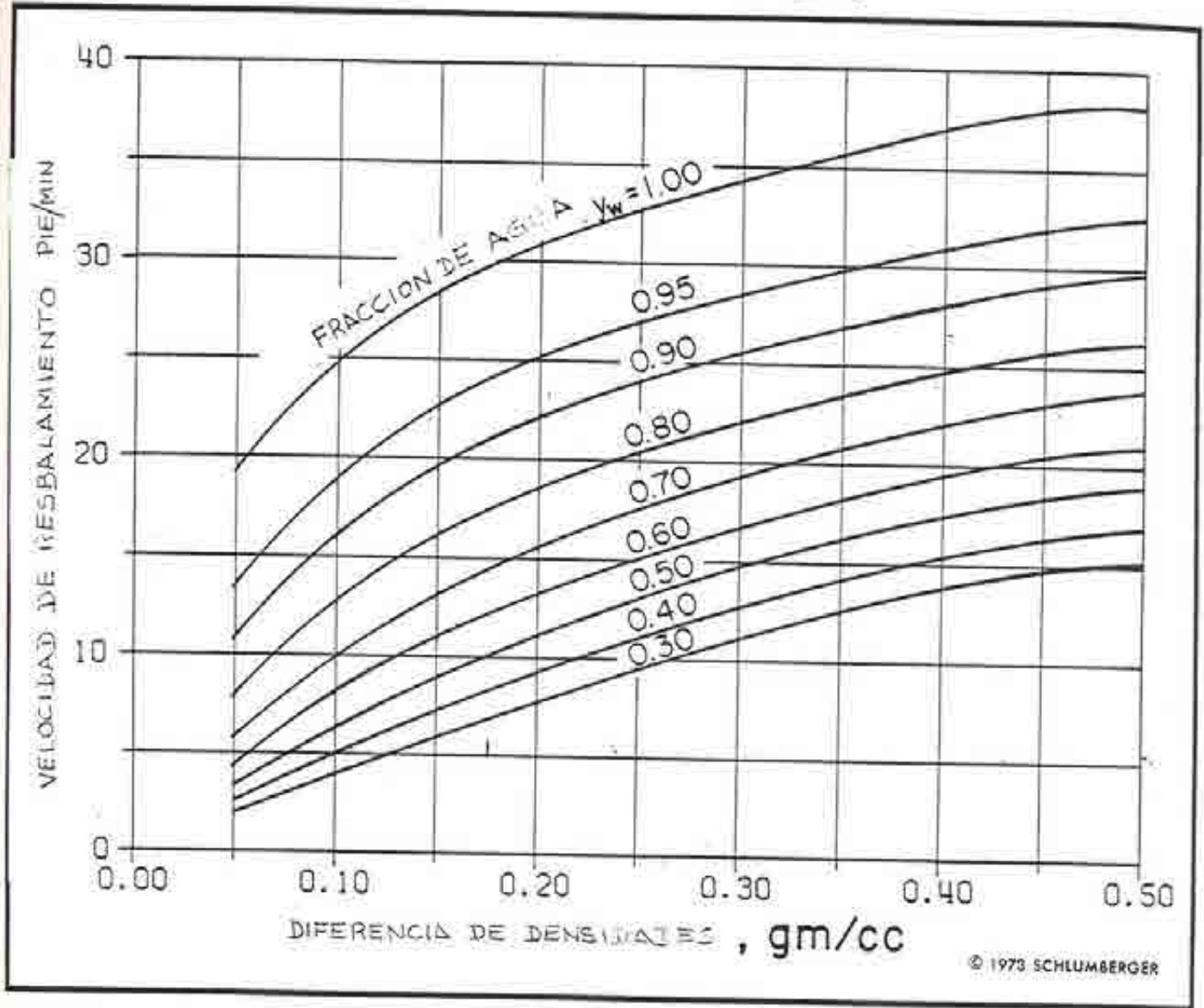


FIG N° 6

Schlumberger

FACTOR DE VOLUMEN DE
FORMACION: $V_{f, g}$

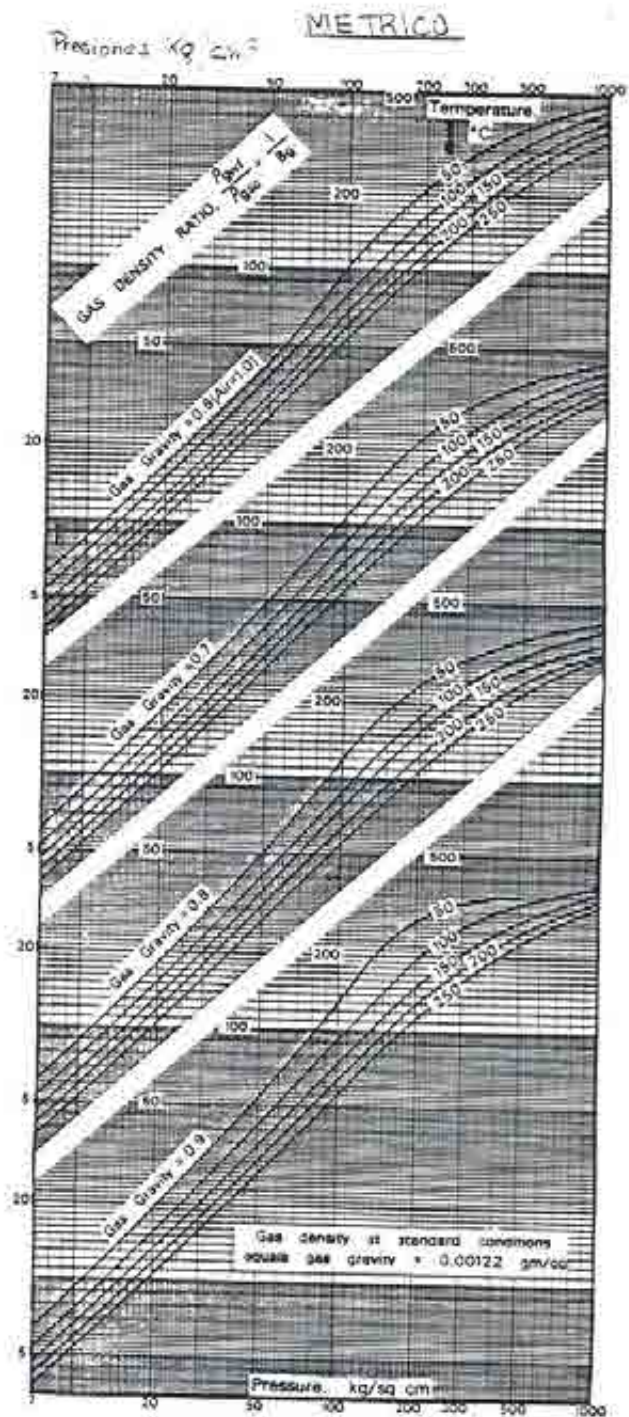
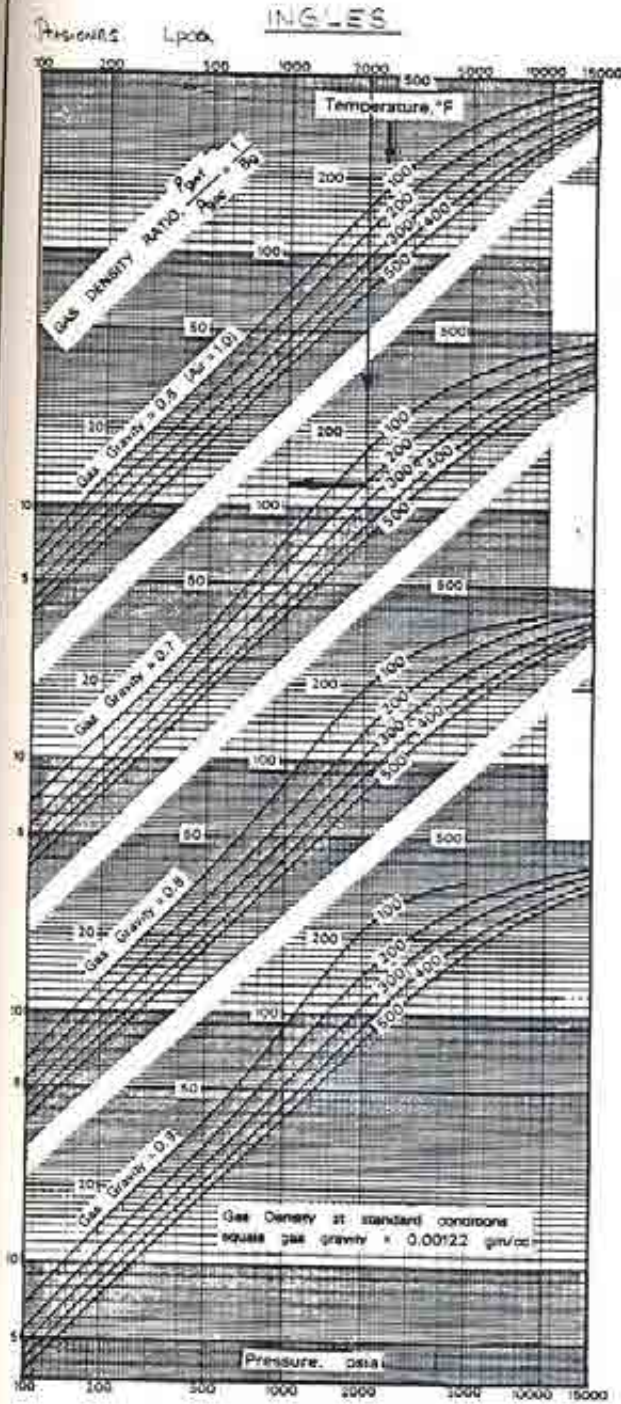


FIG N° 7

Esta carta da directamente el factor para convertir la tasa de subsuelo a condiciones normales.

Para la determinación de la densidad de la fase petróleo (f_{owf}) en el pozo, es necesario conocer el factor de volumen de formación y la relación de la solución gas-petróleo (R_s) a presión y temperatura fluyente. Desde que el petróleo fluyente esta en contacto con el gas, este es saturado a condiciones de subsuelo. Datos de liberación instantanea determinada en laboratorio en una muestra del reservorio permite la determinación del factor de volumen de formación y la relación en solución gas-petróleo de un petróleo saturado traído a condiciones de superficie a través del separador, si la presión del separador es conocida. Los valores obtenidos deben ser ajustados por temperatura fluyente, debido a que ésta es diferente a la temperatura reservorio. Si los datos de laboratorio no son válidos, la densidad del petróleo en el pozo f_{owf} puede ser estimada de cartas.

La figura Nº 8, da R_s , como una función de las gravedades del gas y petróleo, presión y temperatura del pozo. Esta carta fue hecha por correlaciones de Standing y aplicada a petróleo de California a condiciones promedias de separador y de superficie : su aplicación es limitada.

La figura Nº 9, da B_{of} , como una función de R_s , gravedad del gas y temperatura. También establecida por correlaciones de Standing, pero para gravedades promedias de petróleo, su exactitud es mejor que de la figura Nº 8.

Esta carta da directamente el factor para convertir la tasa de subsuelo a condiciones normales.

Para la determinación de la densidad de la fase petróleo (f_{owf}) en el pozo, es necesario conocer el factor de volumen de formación y la relación de la solución gas-petróleo (R_s) a presión y temperatura fluyente. Desde que el petróleo fluyente esta en contacto con el gas, este es saturado a condiciones de subsuelo. Datos de liberación instantánea determinada en laboratorio en una muestra del reservorio permite la determinación del factor de volumen de formación y la relación en solución gas-petróleo de un petróleo saturado traído a condiciones de superficie a través del separador, si la presión del separador es conocida.

Los valores obtenidos deben ser ajustados por temperatura fluyente, debido a que ésta es diferente a la temperatura reservorio. Si los datos de laboratorio no son válidos, la densidad del petróleo en el pozo f_{owf} puede ser estimada de cartas.

La figura Nº 8, da R_s , como una función de las gravedades del gas y petróleo, presión y temperatura del pozo. Esta carta fue hecha por correlaciones de Standing y aplicada a petróleo de California a condiciones promedias de separador y de superficie : su aplicación es limitada.

La figura Nº 9, da R_{of} , como una función de R_s , gravedad del gas y temperatura. También establecida por correlaciones de Standing, pero para gravedades promedias de petróleo, su exactitud es mejor que de la figura Nº 8.

Schlumberger

PRESION EN EL PUNTO DE BURBUJA

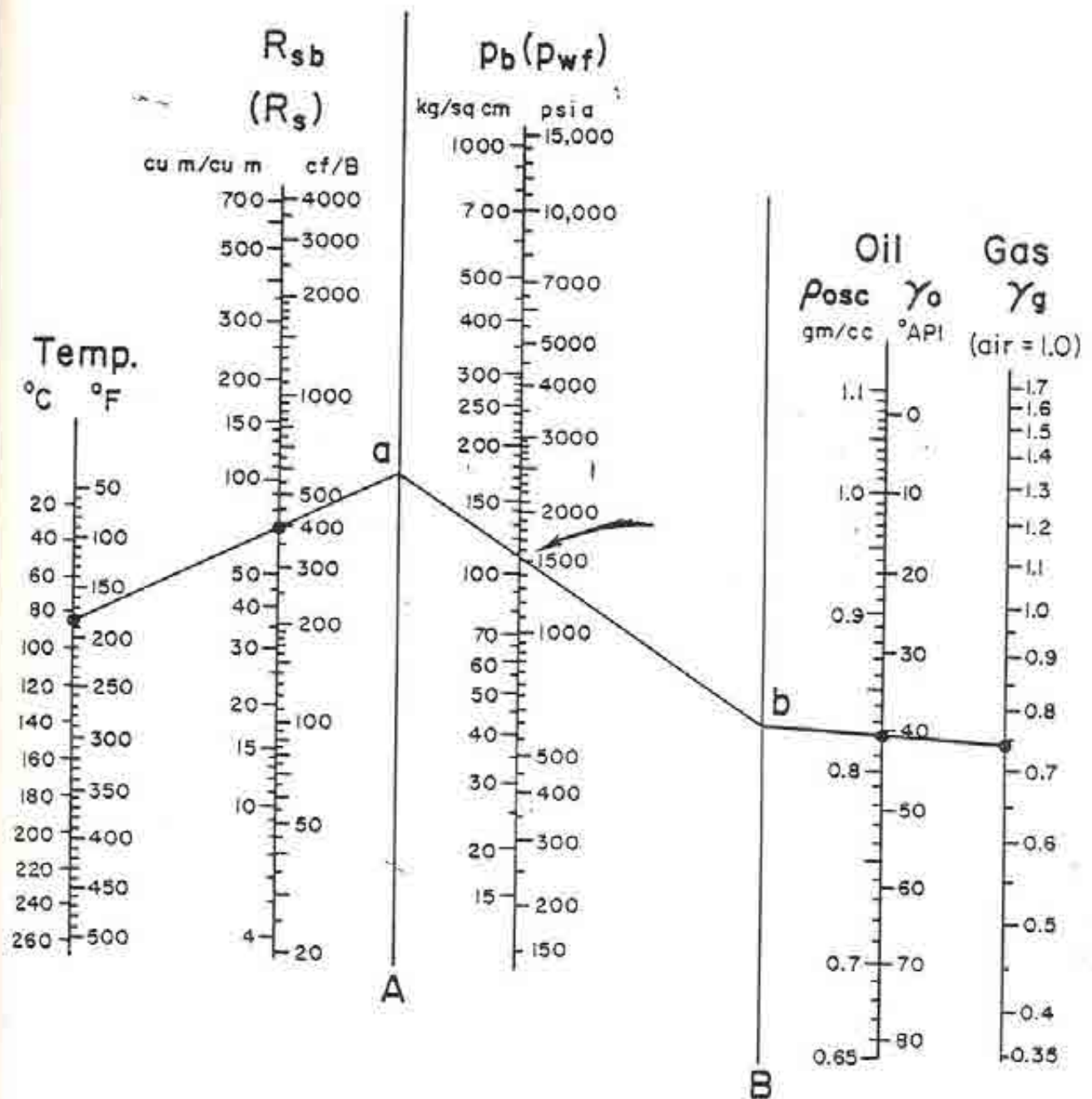


FIG N° 8

Schlumberger

FACTOR DE VOLUMEN DE
FORMACION DEL PETROLEO
A P_b

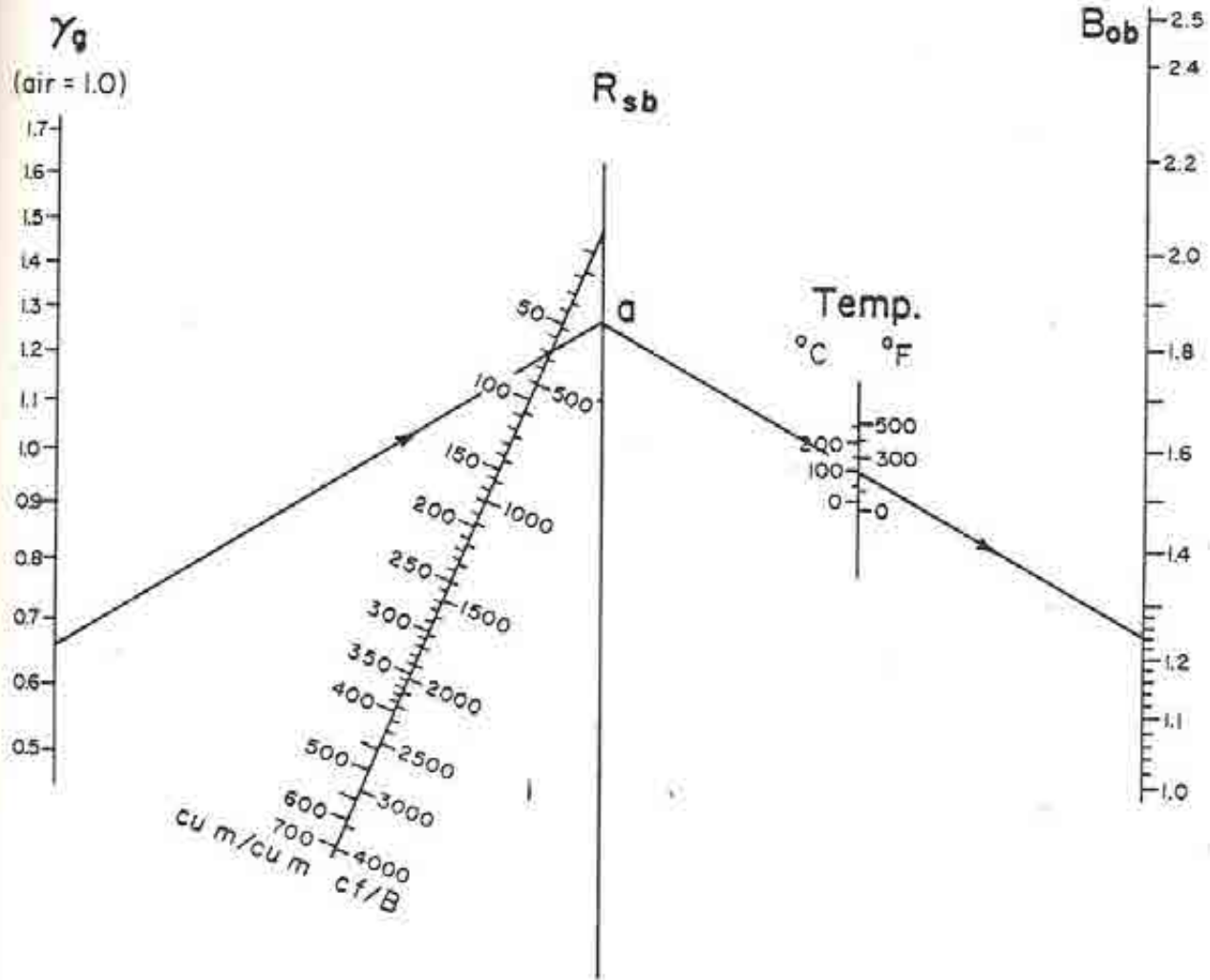


FIGURE 9

La figura Nº 10, da f_{owf} , como función de R_s , B_{of} , gravedades de gas y petróleo. Esta carta es exacta, desde que representa el flujo de masa aplicado a la fase de petróleo líquido:

$$q_{owf} f_{owf} = q_{osc} f_{osc} + q_{gsc} f_{gsc}$$

Dividido entre q_{osc} da:

$$B_{of} f_{owf} = f_{osc} + R_s f_{gsc}$$

Con :

$$f_{osc} = \frac{141.5}{131.5 + \gamma_o} \text{ en gr/cc } (\gamma_o = ^\circ \text{API})$$

$$f_{gsc} = 0.001223 \gamma_g \text{ en gr/cc}$$

De las mediciones de gravedad de petróleo a condiciones de tanque y densidad del gas en superficie, las mediciones de subsuelo de la presión y temperatura, la tasa de flujo total y la gradiente de presión, es posible predecir la tasa de producción de petróleo en el tanque y la relación total de superficie gas-petróleo.

5.3 POZOS DE GAS

Se considera aquí pozos productores de gas con bajo condensado y con cortes de agua del orden del que puede esperarse cuando el agua está confundida con el gas a condiciones de reservorio, así el flujo de subsuelo puede ser considerado como una fase simple, teniendo prácticamente la misma composición que el gas seco producido en superficie.

Con la calibración in-situ explicada previamente, es posible medir la tasa de gas del pozo en cada horizonte productivo usando el medidor de flujo continuo. Este flujo puede ser expresado en pies cúbicos si se conoce la densidad

Schlumberger

DENSIDAD DEL PETROLEO
A CONDICIONES DE 60°F

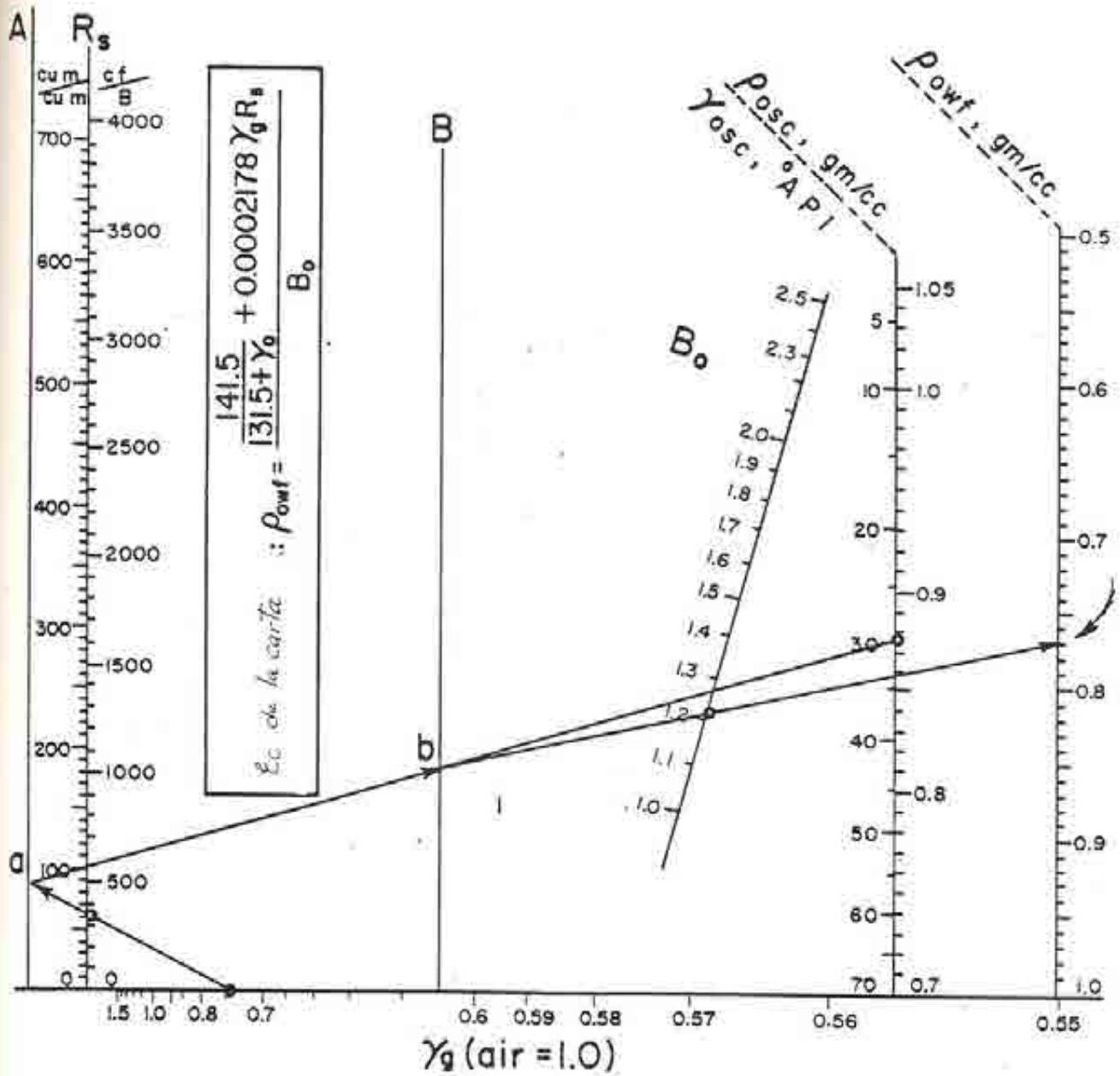


FIG N° 10

en superficie y si la densidad de subsuelo es medida con pre ci sión; considerando que el flujo de masa es constante se tie ne :

$$q_{gw} f_{gwf} = q_{gsc} f_{gsc}$$

La densidad del gas en el pozo puede ser medida con el gra di oma nó me tro. Sin embargo, la densidad del gas del orden de 0.1 gr/cc, se acerca al límite de resolución de la herramienta, de esta manera, una medición con el gra di oma nó me tro no sería suficientemente precisa. Mucha mejor precisión pue de ser obtenida de la medición de presión fluyente (también ap rox im ac ión) temperatura fluyente y el conocimiento exacto de la composición del gas, o para gases de hidrocarburos - puros, el simple conocimiento de la gravedad del gas (Fi g ura Nº 7).

Para pozos de gas, la herramienta combinada de producción per mi te la casi simultanea medición de tasa de flujo, presión y temperatura a una profundidad dada. Por lo tanto, cada ho ri z on te productivo puede ser evaluado con razonable exactitud y su producción expresada en pies cúbicos normales. Desde - que los pozos de gas son a menudo rápidos para estabilizar, es también posible variar la tasa de flujo y obtener una buena medición de presiones en ese momento, de esta manera cada ho ri z on te puede ser evaluado individualmente y su capacidad de producción estimada. La cantidad :

$$\frac{q}{P_{ws}^2 - P_{wf}^2}$$

caracteriza la productividad de un pozo de gas de la misma - manera que el Índice de Productividad caracteriza a un pozo de petróleo. El potencial de flujo abierto de un pozo de gas o zona productora de gas, puede ser obtenido graficando la tasa de flujo (q) versus $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ en papel

log-log para dos o más tasas de producción y extrapolando en línea recta hasta $(P_{ws}^2 - P_{sc}^2)$. La adaptación de un medidor Amerada a la herramienta combinada de Producción, proporciona una medición más exacta en cuanto a presiones de subsuelo.

En algunos casos la herramienta combinada de producción es el medio más barato para controlar la tasa de producción en un campo de gas.

CORRIDAS Y ANALISIS

C A P I T U L O VI

CORRIDAS DE REGISTROS DE PRODUCCION EN POZOS
DE LA SELVA PERUANA

6.1 COMENTARIO

En esta parte del trabajo se presentan las corridas y análisis de los registros de Producción de dos pozos productores de la Selva Peruana.

Inicialmente se muestra la historia de los pozos en la cual se observa que son completados en un reservorio que tiene el mecanismo de impulsión por agua como el sistema más predominante. Este reservorio tiene una permeabilidad promedio de 400 milidarcis. Se observará que los registros de producción son recomendados al observarse un incremento considerable del corte de agua. Con la toma de registros se pretende detectar las anomalías que hacen al pozo producir alta cantidad de agua. De los análisis de los registros devienen acciones de reparación; los resultados nos indican la efectividad de la toma de los registros de producción. En la parte final se muestra el análisis económico de cada uno de los casos, el cual definirá la rentabilidad de los trabajos realizados.

C A P I T U L O VII

HISTORIA DEL POZO Nº 10, DEL CAMPO SELVA

Este es un pozo direccional, perforado en tipo "S", completado en Febrero de 1980 en una formación de buena permeabilidad (400 md.) y que tiene el mecanismo de impulsión por agua. Este pozo está siendo producido a través de una sarta de 3 1/2", equipada para levantamiento continuo con gas (Ver figura Nº 11).

Durante la completación se hizo una prueba de formación - con los siguientes resultados :

Intervalo probado : 9886'-9888' (2') Miembro Superior de la formación (Ver Figura Nº 12).

P H I : 4439 Lpcm

P F I : 2053 Lpcm

P F F : 2285 Lpcm

P C F : 3912 Lpcm

P F I : 2496 Lpcm

P F F : 3636 Lpcm

P C F : 3911 Lpcm

P H F : 4439 Lpcm

Profundidad del registrador de Presión : 9844'

Tiempo total de flujo : 271 min.

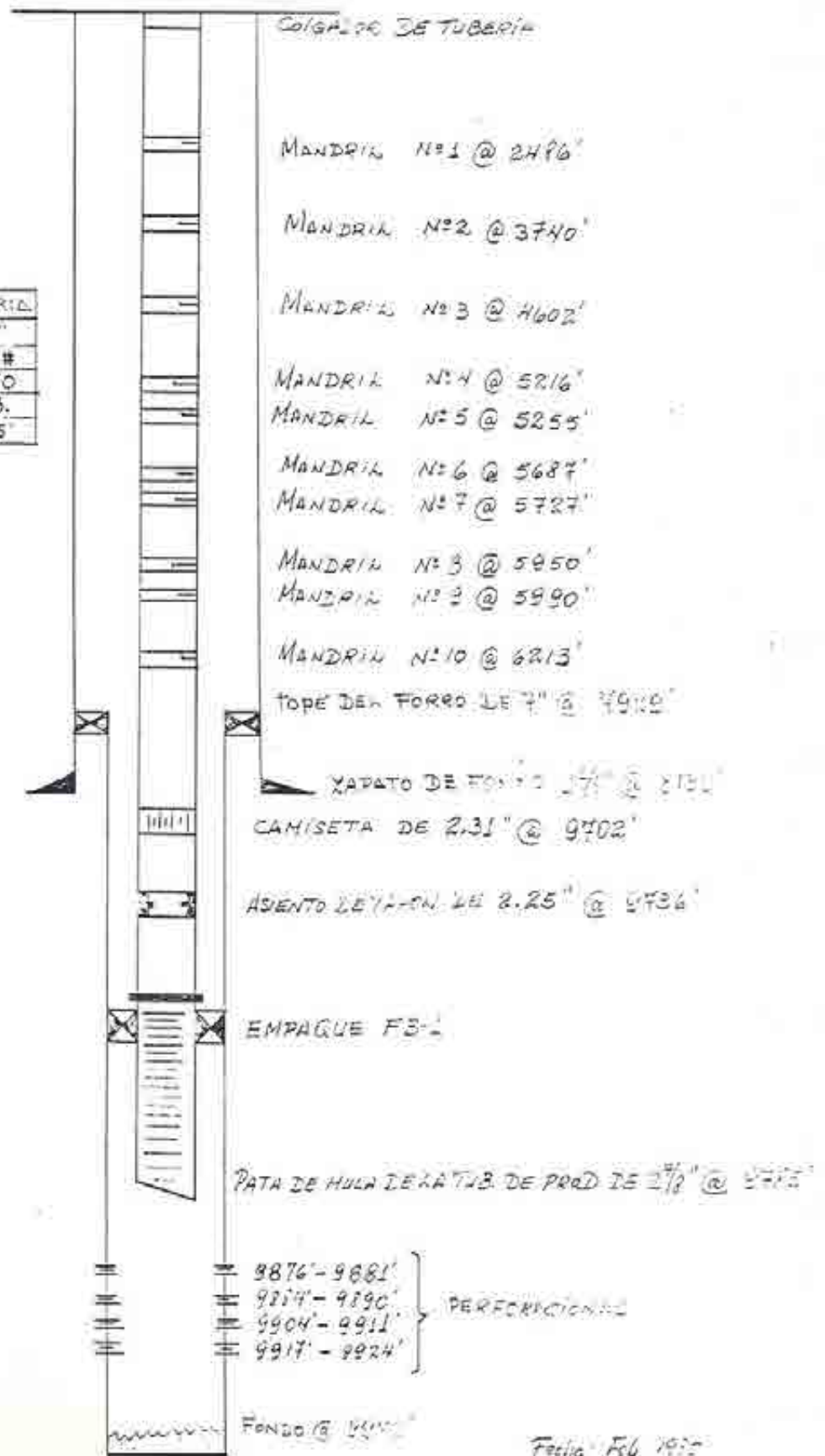
Sumario de la prueba de flujo:

153 B F P D de 24.3°A P I a 60° F, con 5% de corte de agua 0% de emulsión, trazas de sedimentos.

Tasa de gas de 10,413 pies cúbicos normales por día, 68 - pies cúbicos normales por barril de superficie como relación gas-petróleo.

DIAGRAMA DEL POZO SELVA N°10

	FORRO	FORRO P.	TUBERIA
DIAMET.	9 5/8"	7"	3 1/2"
PESO	47 #	29 #	9.3 #
GRADO	N-80	P-110	N-80
HILOS	BUTT	BUTT	BUE B.
PROF.	8199'	7929'-10076'	9685'



Fecha Feb 1955

FIG - N°11

POZO SELVA N° 10

151 +

RESISTIVIDAD INDUCIDA

TIEMPO 24.7.1964

.2 1 10 140

MICROSEGUNDO POR P.E.

POTENCIAL ESPONTANEO

MILIVOLTIOS

MEDIDOR DE DIAMETRO

AVOS GAMMA

16"

16"

RESISTIVIDAD EMPYATA

UNIDADES APE 150

.2 1 10

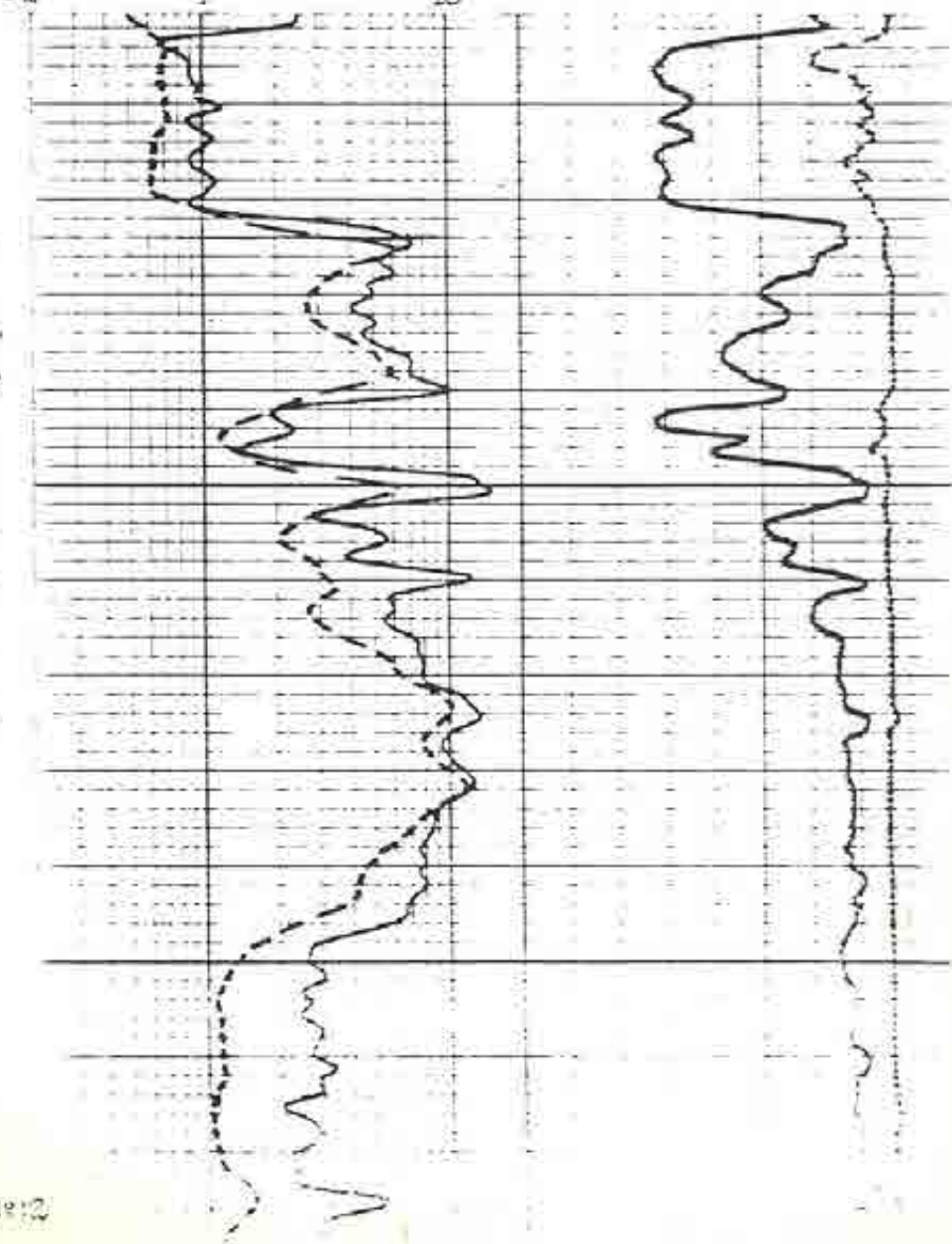


FIG. N° 12

Resultado de las muestras de la reversa : Petróleo de 23.9º A P I a 60º F, corte de agua 0.8%, 0.05% de sedimentos y trazas de emulsión.

Muestra de la Cámara: Petróleo de 24.2º A P I a 60º F, con 0.6% de corte de agua, 0.05% de sedimentos y trazas de emulsión.

7.1 PRUEBA INICIAL DE FLUJO DESPUES DE LA COMPLETACION DEL POZO

La prueba inicial de producción de este pozo dió los siguientes resultados :

768 BFPD de 21.4º A P I a 60º F, 0% de corte de agua, 0% de sedimentos y 0% de emulsión.

La tasa de gas fue de 29,454 pies cúbicos normales por día, con una relación gas-Petróleo de 38 pies cúbicos normales por barril de superficie.

La Presión fluyente de la tubería fue de 25 Lpcm

La Presión confinada de la tubería fue de 300 Lpcm

La Presión confinada de los forros fue de 0 Lpcm

El tiempo total de la prueba fue de 5 horas.

7.2 PRUEBA DE POZO ANTES DE LA CORRIDA DE REGISTROS DE PRODUCCION.

En Abril de 1982, fue probado el pozo Selva Nº 10, con los siguientes resultados:

Horas de prueba: 15 horas-Flujo estabilizado

Petróleo Producido : 213 barriles

Agua producida : 1,931 barriles

Gas producido : 14,900 pies cúbicos normales

Gas inyectado : 361,250 pies cúbicos normales

Método de producción: Levantamiento artificial por gas.

Estrangulamiento : ninguno

Presión de tubería : 200 Lpcm

Presión de los forros : 960 Lpcm

Gravedad A P I: 21.59 A P I a 609 F.

De lo anterior tenemos lo siguiente:

Producción de Petróleo : 340 BPD

Producción de Agua : 3,090 B P D

Producción de Gas : 23,840 PCN/D

Relación Gas-Petróleo: 70 PCN/BN

Corte de Agua : 90%

Gas inyectado : 578 MPCN/D.

Observamos , que en un año 2 meses la producción de agua se ha incrementado en un porcentaje alto, debido posiblemente a la subida del nivel de la mesa de agua. Como se observa en el registro de resistividad, la mesa de agua estuvo inicialmente a una profundidad de 9,950 pies (profundidad medida del pozo). Debido a la puesta en producción de este pozo y a la buena permeabilidad vertical (casi igual a la permeabilidad horizontal, \pm 400 md) la mesa de agua se ha elevado, paralelamente una ligera conificación puede haberse producido; razones fundamentales para hacer producir a los dos juegos de perforaciones inferiores alta cantidad de agua.

De otra forma se observa en el registro de cementación que no hay aislamiento entre los dos juegos de perforaciones superiores y los dos juegos de perforaciones inferiores . (Figura Nº 13).

RESISTENCIA
CROSSER 120/3 PISC 200
GAMMA (UNIDADES AP) 100

ADHESION AL POCRO

DENSIDAD VARIABLE
MICROSER 1/5'

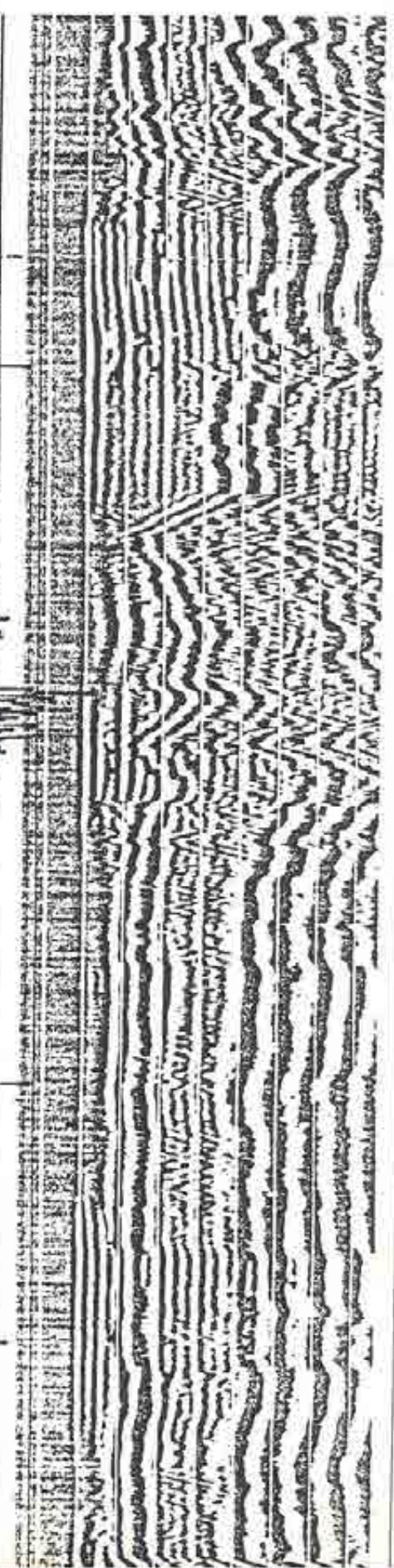
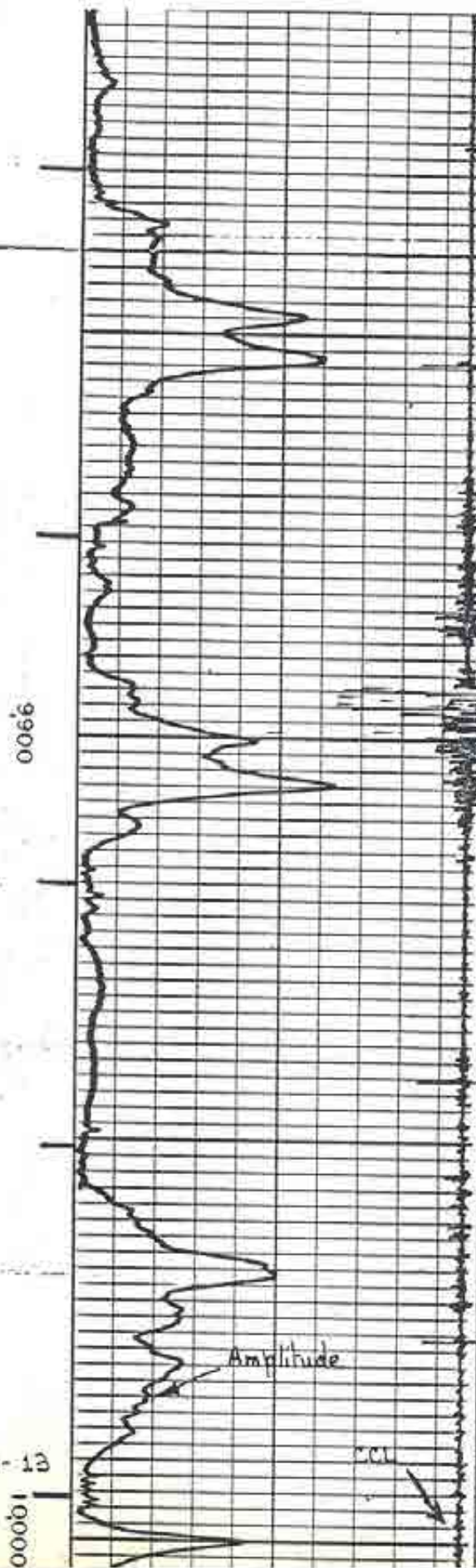
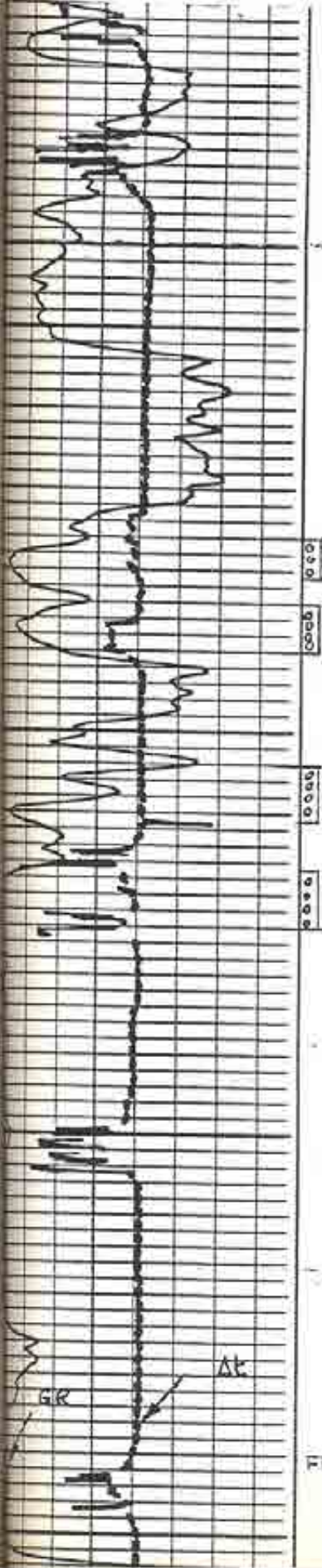


FIG - 13

00001

001

Se observa en el registro de rayos gamma que existe una capa de lutitas que aísla la parte superior de la formación con la inferior (Ver figuras del registro de resistividad - rayos gamma).

Por lo expuesto se escogió la alternativa de corridas de registros de producción antes de hacer cualquier trabajo de recompletación y esto fue hecho debido al bajo costo de estos registros en comparación a un retrabajo.

7.3 PROGRAMA DE CORRIDAS DE REGISTROS DE PRODUCCION

7.3.1 Descripción del Trabajo.-

Correr registros de producción para localizar la entrada de agua antes de realizar un re-trabajo en el pozo. Este pozo es posible candidato para colocarle un tapón con la unidad de cable a través de la tubería de producción y abandonar uno o los dos juegos de perforaciones inferiores.

7.3.2 Procedimiento

A. Prueba de Pozo

- 1) Medir la tasa de producción en un separador de prueba por lo menos 24 horas o hasta que las condiciones fluyentes estén estabilizadas (tasa de flujo y corte de agua).
- 2) Correr con una unidad de cable un medidor de diámetro de 2.00" para determinar la profundidad total del pozo y verificar el diámetro interno de la tubería de producción.

- 3) Colocar en la cabeza del pozo una grúa móvil para ser usada como mástil temporal. Colocar el lubricador sobre la cabeza del pozo y correr un medidor de diámetro interno y un detector de uniones para determinar la profundidad total del pozo y verificar el diámetro interno de la tubería de completación.

B. Medición de la Temperatura Fluyente

- 4) Armar la herramienta combinada de producción con un medidor de flujo para diámetro ancho. (Caja de 4 1/2"). Correr en el pozo la H.C.P y registrar la temperatura en una película de 1 pie igual a 1,000 pies del pozo, la temperatura debe ser registrada desde la superficie hasta el fondo del pozo.

C. Medición con el Gradiomanómetro

- 5) Registrar con el gradiomanómetro, la densidad del fluido desde el fondo del pozo hasta el zapato de la tubería de producción.

D. Medición con el medidor de flujo

- 6) Correr el medidor de flujo de diámetro ancho arriba y hacia abajo a tres velocidades de cable (30, 60, 90, pies/minuto). Estos valores de velocidad de cable deben ser ajustados para proporcionar una buena respuesta, pero no exceder de 170 pies /minuto.

lecturas estáticas deben ser registradas entre y sobre los intervalos de perforaciones donde la tasa de flujo sea suficiente y los efectos de turbulencia no proporcionen valores errados.

- 7) La tasa de flujo total debe ser calculada en la locación y comparada con los resultados del separador de prueba, discrepancias más grandes del $\pm 15\%$, deben ser resueltas durante el tiempo de medición.

E. Medición con el pozo cerrado

- 8) Cerrar el pozo en la válvula de ala o válvula secundaria, cortar la inyección de gas de levantamiento. Dejar el pozo cerrado por 9 horas y proceder con el paso Nº 9. No purgar la presión del anular.
- 9) Correr un registro de temperatura desde 9,650 pies hasta la profundidad total del pozo y verificar por un posible flujo cruzado.
- 10) Correr un registro de gradiomanómetro desde la profundidad total del pozo hasta el zapato de la tubería de producción, o hasta llegar a la interfase petróleo-agua, cualquiera más alto.
- 11) Correr el medidor de flujo a la velocidad de cable, determinada en el paso Nº 6, hacia arriba y hacia abajo, verificar la simetría de la hélice y el posible flujo cruzado.

- 12) Si ninguna anomalía ha sido observada, dar por terminada la prueba. Alguna corrida adicional es dejada a criterio del Ingeniero en locación.

C A P I T U L O VIII

CORRIDA E INTERPRETACION DE LOS REGISTROS
DE PRODUCCION DEL POZO SELVA Nº 10

8.1 CORRIDA DE REGISTROS

Inicialmente se corrió un medidor de diámetro interno de 2" a través de la tubería de producción hasta 9963', (fondo del pozo), esto se hizo utilizando una unidad de cable. Luego se procedió a correr un localizador de uniones y se encontró el fondo del pozo a 9972' y el zapato de la tubería de producción a 9785'.

Conservando las condiciones estabilizadas del pozo se procedió a correr la herramienta combinada de producción preparada con los siguientes registradores: termómetro, gradiomanómetro, medidor de flujo para forro de diámetro ancho, manómetro y el registrador de uniones.

Los siguientes registros fueron tomados en una sola corrida, secuencialmente y con el pozo fluyente:

Temperatura .- Este registro fue corrido desde superficie hasta 9961' (cerca del fondo del pozo).

Gradiente de fluido.- Este registro fue corrido desde 9964' hasta 9785' (fondo de la tubería de producción).

Flujo.- Medido desde 9785' hasta 9971' pesando por los cuatro juegos de perforaciones (9876' - 9881', 9884' - 9890', 9904' - 9911', 9917' - 9924'). Este registro fue corrido a diferentes velocidades de cable, estas fueron como sigue:

- Corriendo la herramienta hacia abajo: 165 pies/min, 130 pies/min., 94 pies/min., 67 pies/min. y 33 pies/min.
- Corriendo la herramienta hacia arriba: 32.5 pies/min. , 64 pies/min., 96 pies/min., 127 pies/min. y 159 pies/min.
- Registro con la herramienta estática: las estaciones fueron a 9850', 9882.5', 9898', 9915', 9950'.

Presión .- Fue corrido a través de las perforaciones.

Terminados los registros de producción con el pozo en condiciones fluyentes, la prueba de producción se dió por terminada y se cerró el pozo por 9 horas , al final de las cuales se corrió la herramienta combinada de producción preparada con los siguientes registradores, termómetro, gradiómetro, medidor de flujo de diámetro ancho, medidor de diámetros y manómetro.

Los registros de temperatura, flujo, diámetro de forro y presiones, fueron tomados esencialmente en la zona del forro de 7 pulgadas, pasando por entre los cuatro juegos de perforaciones. El registro de gravedad del fluido fue corrido hasta encontrar la interfase petróleo-agua.

Un registro de localización de uniones fue corrido simultáneamente con todos los registros para poder determinar las profundidades exactas a las cuales se obtenían los datos.

8.2 INTERPRETACION DE REGISTROS DE PRODUCCION DEL POZO SELVA Nº 10

Analizando primeramente los registros corridos con el pozo fluyente tenemos los siguientes resultados :

8.2.1 Registro de temperaturas

El registro muestra (Fig. Nº 14) una temperatura de 236.4ºF a 9961' a la máxima profundidad de registro.

El gradiente geotérmico es calculado como 1.65ºF/100 pies.

Se observa que conforme el registro sube, la temperatura tiende a aproximarse a la línea de gradiente geotérmico (Fig. Nº 15).

Un enfriamiento de 0.6ºF (222.4ºF - 221.8ºF) ocurre a 3750' (Fig. Nº 16) esto coincide con la posición del mandril Nº 2 a la profundidad medida de 3740' - concluyendo que en este punto ocurre la inyección de gas para levantamiento (Fig. Nº 17).

El fluido llega a superficie con una temperatura de 200ºF.

Frente a las perforaciones no se nota ninguna anomalía.

De todo lo expuesto en este análisis se concluye que en cuanto al registro de temperaturas no hay problema en el pozo.

8.2.2 Registro de gravedades

En este registro, corrido con el pozo fluyente (Fig. Nº 18), los resultados fueron los siguientes:

POZO SELVA N° 10

REGISTRO DE TEMPERATURAS

230

0086

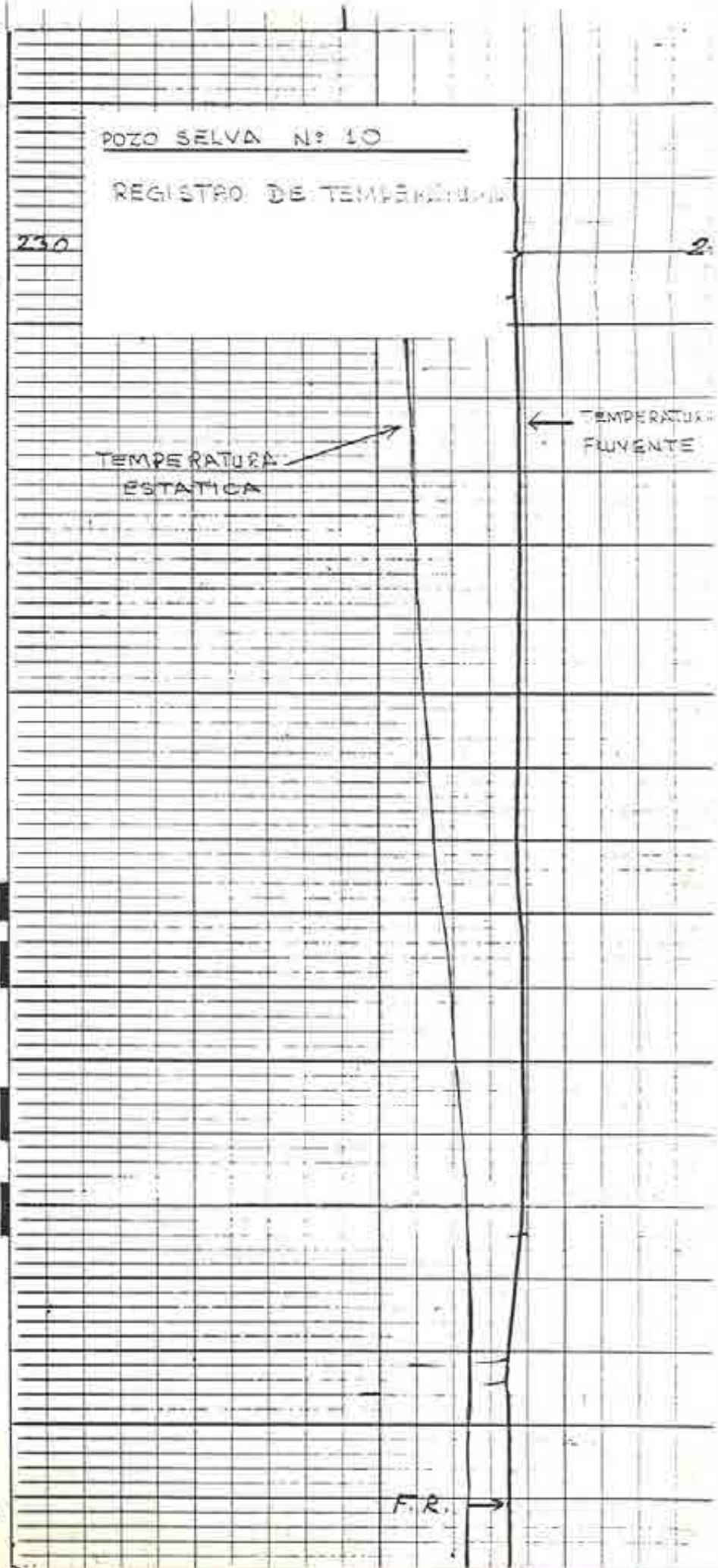
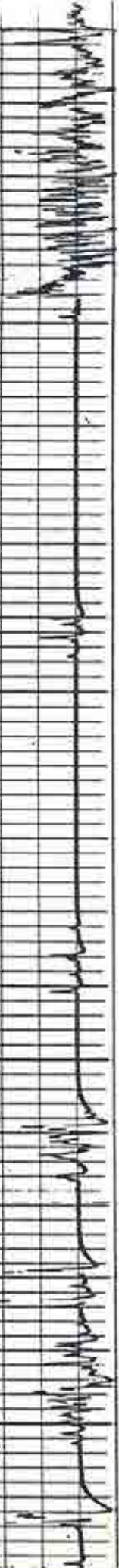
TEMPERATURA
ESTATICA

← TEMPERATURA
FLUENTE

0066

FIG N° 14

F.R. →



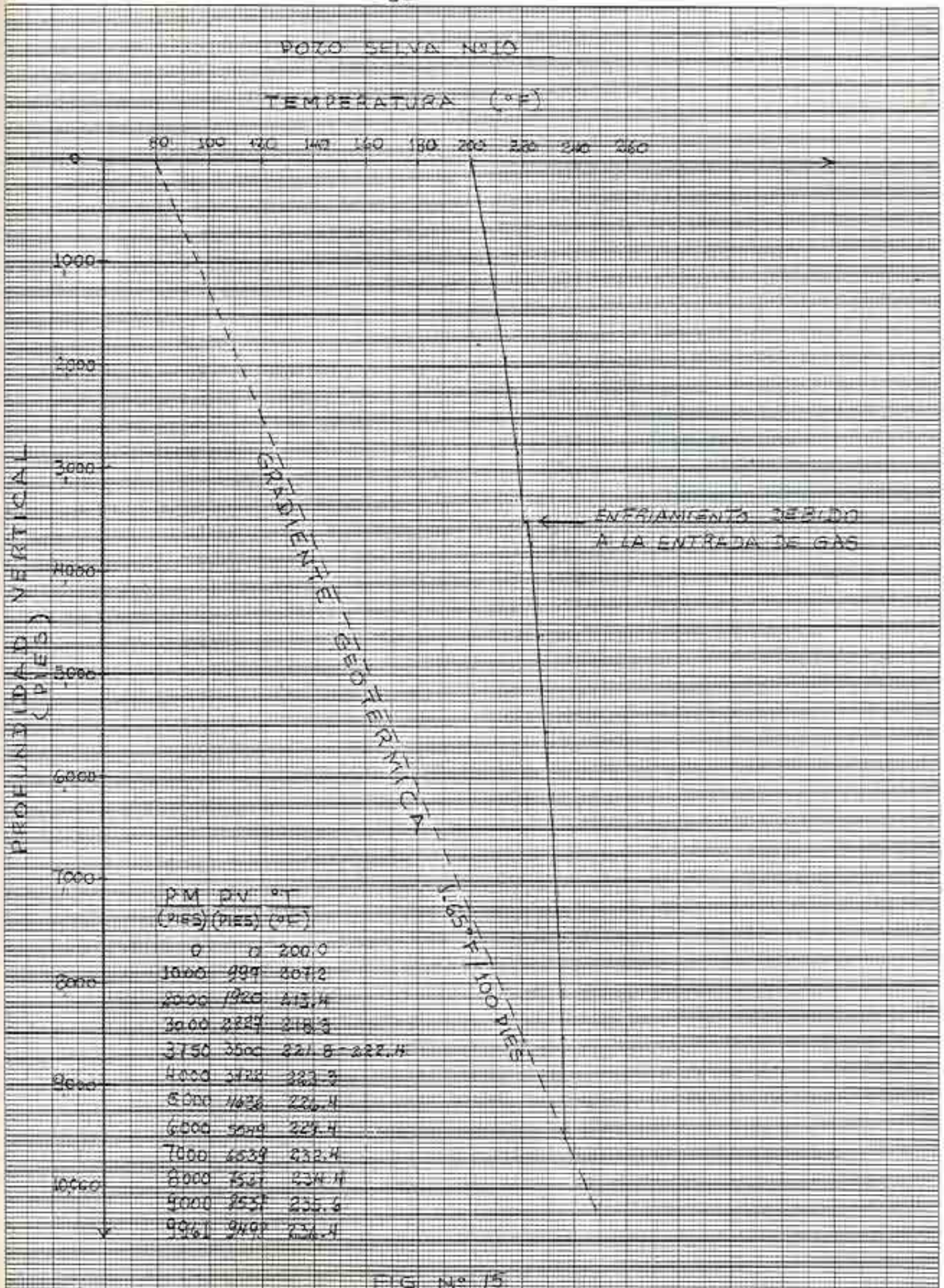


FIG. N° 15

REGISTRO DE TEMPERATURA

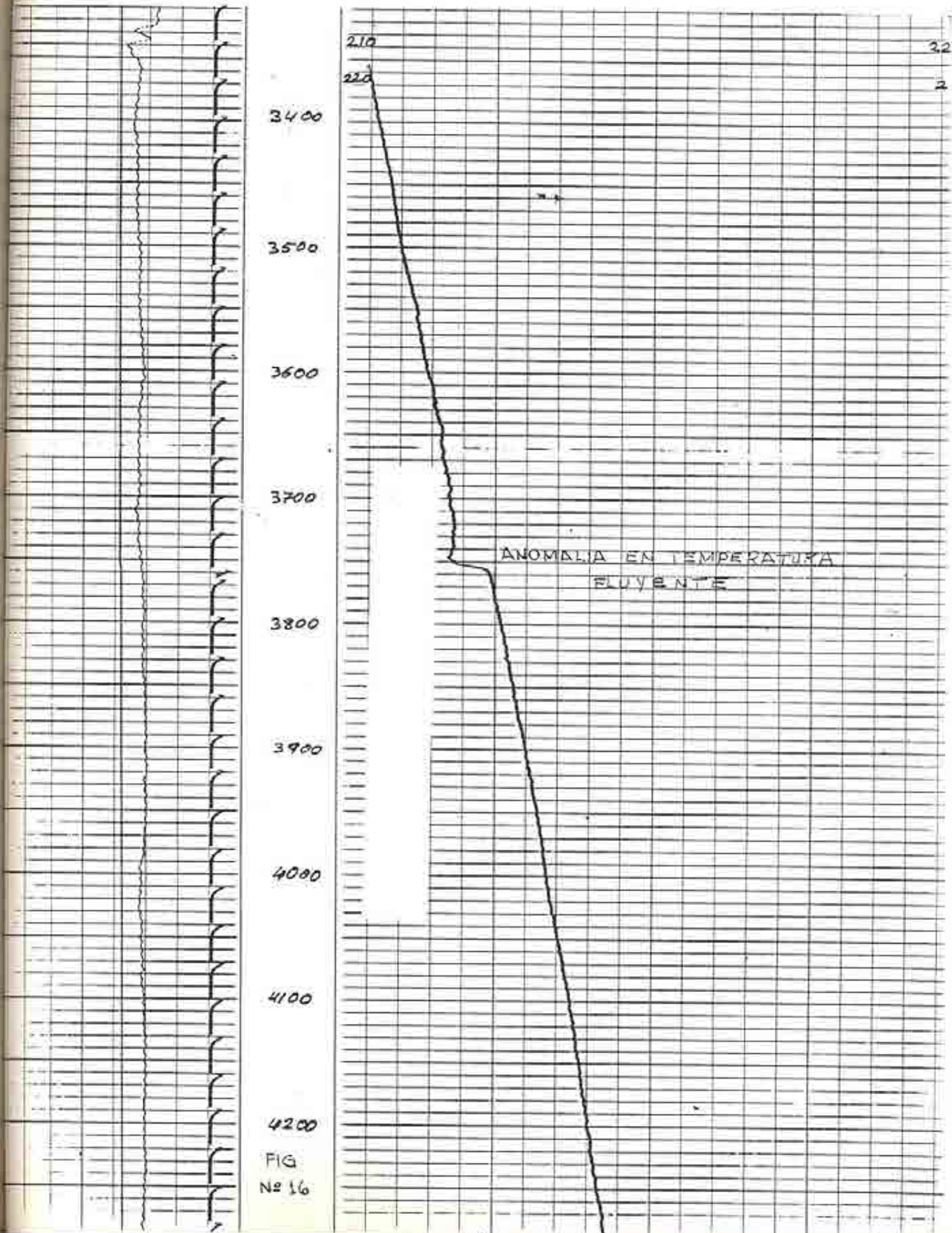
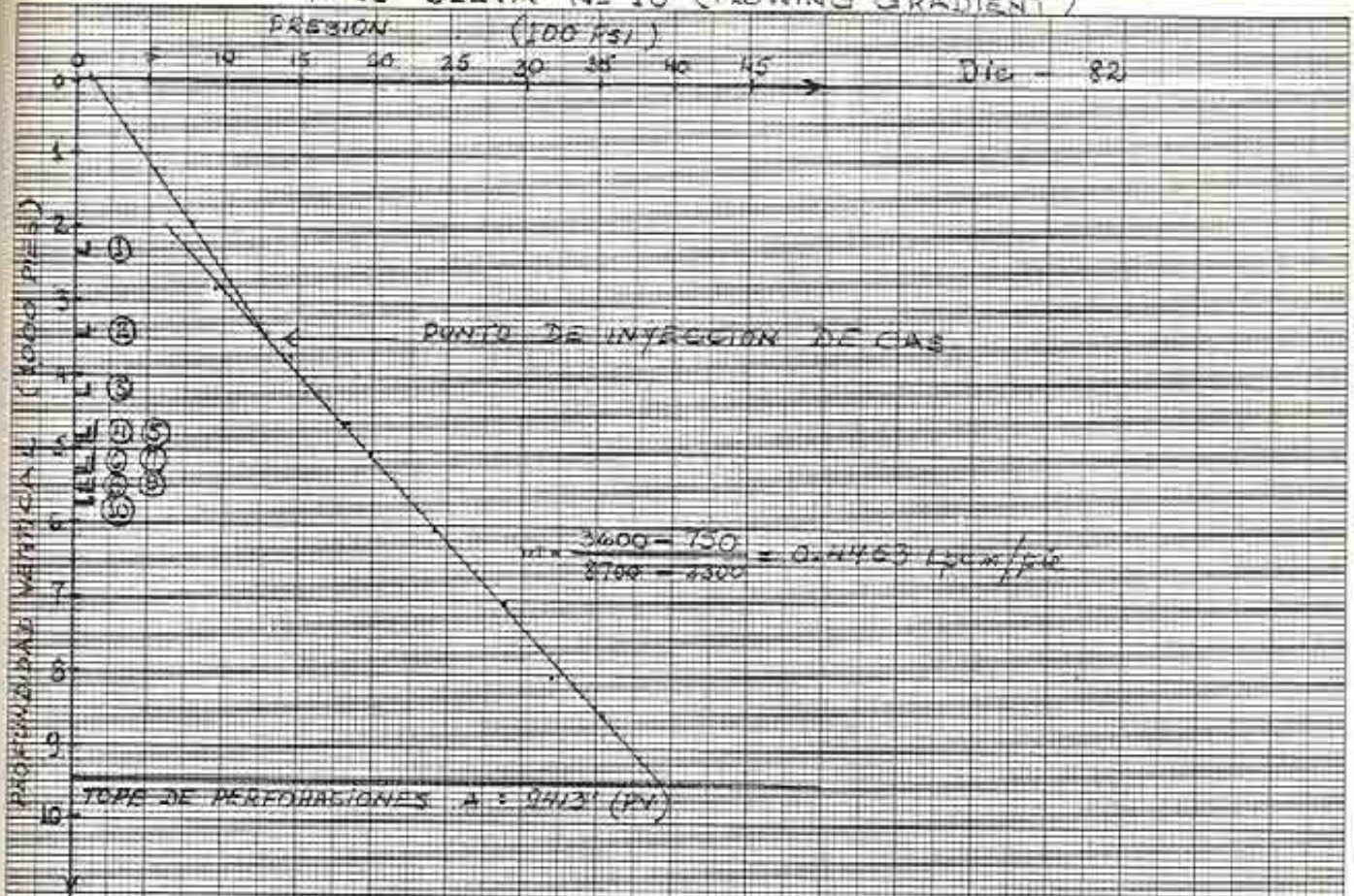


FIG
Nº 16

POZO SELVA Nº 10 (FLOWING GRADIENT)



PROFUNDIDAD DE LAS VALVULAS DE GAS

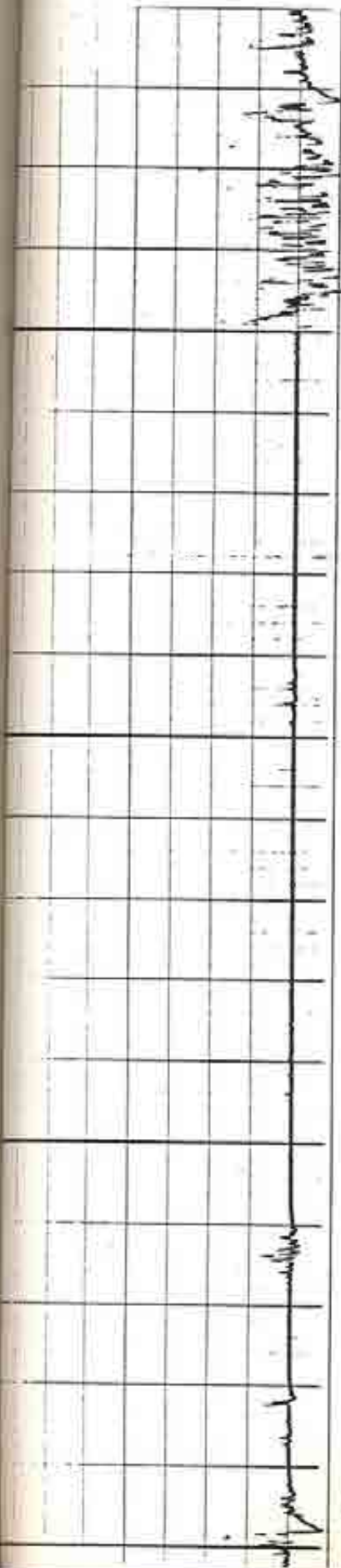
LECTURAS DE PRESION VS PROFUNDIDAD

	<u>M.D.</u>	<u>V.D.</u>	<u>PRES. DE AP.</u>	<u>V.D.</u>	<u>PRESION</u>
				<u>(PIES)</u>	<u>(Lbs./m.)</u>
①	2186'	2088	800 Lpcn		100
②	3140	3491	935	0	792
③	4602	4854	1005	1920	912
④	5216	4802	1045	2827	1456
⑤	5255'	4837	TAPON	3722	1825
⑥	5687'	5248	1090	4607	1989
⑦	5727'	5233	1100	5066	2425
⑧	5950	5300	TAPON	6042	2871
⑨	5990	5338	ORIFICO	7038	3200
⑩	6213'	5748	ORIFICO	8036	3540
				8537	

FIG Nº 17

GRABACIONOMETRO

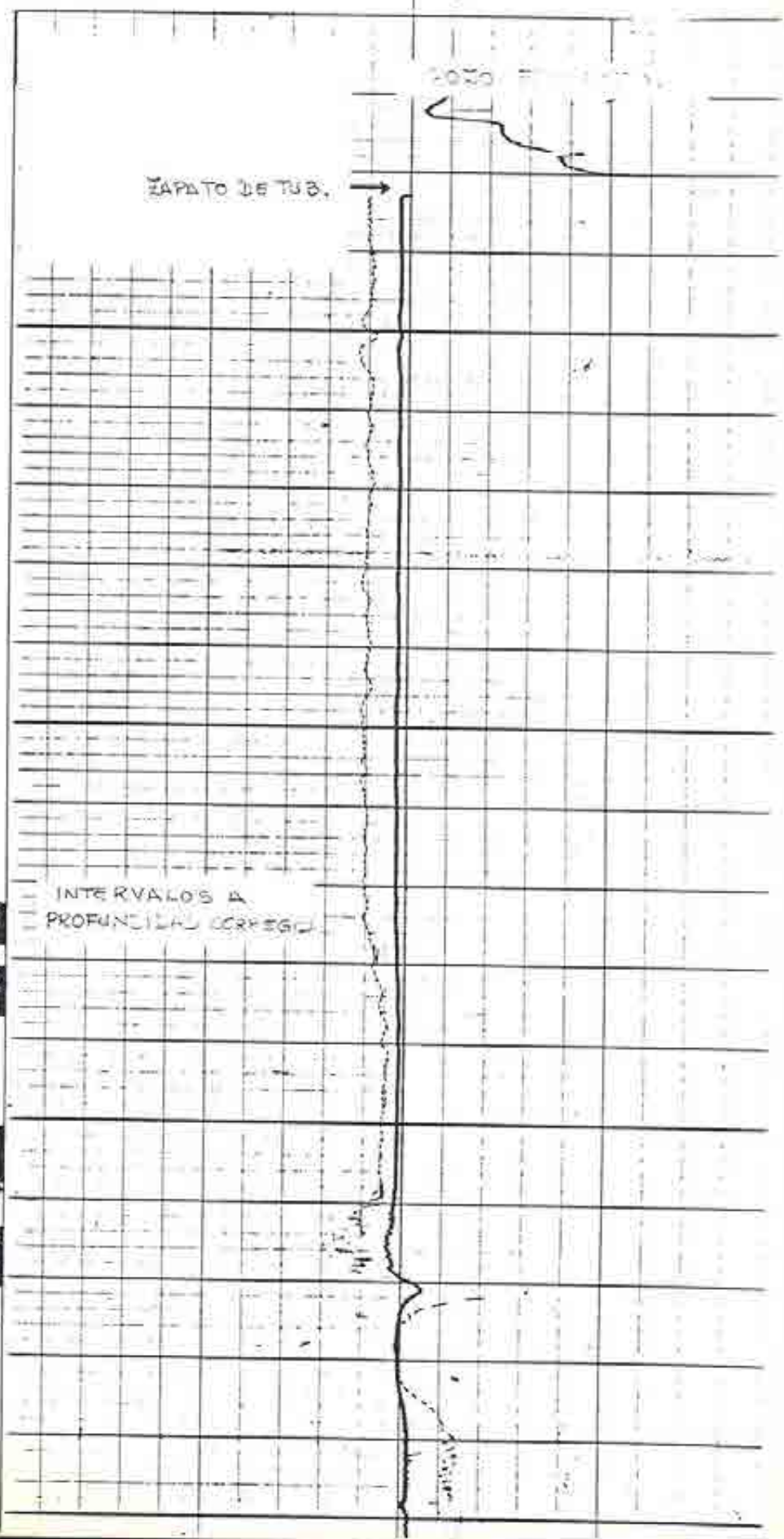
0.0 X-1 NCP 2.1.00/100



0086

0086

FIG
N° 18



Estación	A	B	C	D	E'	E
Profundidad.	(9850')	(9882.5')	(9898')	(9915')	(9930')	(9950')
Escala normal (gr/cc)	0.974	0.98	0.985	0.984	0.998	1.025
Escala amplificada. (gr/cc)	0.9735	0.9795	0.9835	0.9835	0.9915	1.0195

Los valores de la escala amplificada fueron calculados como sigue :

Asumiendo que en el punto E' a 9930 el agua de formación - desplazó al agua de completación y permanece estática.

$$f_{E'} = 0.9915 \text{ gr/cc dato de PVT del apéndice A.}$$

El valor que da el gradiomanómetro (0.998 gr/cc escala normal) es ligeramente mayor debido a los efectos cinéticos.

Estaciones	Divisiones	$f_{Gr}(\text{gr/cc})$
A	9.0	0.9735
B	9.3	0.9795
C	9.5	0.9835
D	9.5	0.9835 (turbulencia o problemas con la herramienta).
E'	9.9	0.9915
E	11.3	1.0195

$$f_{E'} = 0.9915 - (9.9 - 11.3) \times 0.02 = 1.0195$$

$$f_D = 0.9915 - (9.9 - 9.5) \times 0.02 = 0.9835$$

$$f_C = 0.9915 - (9.9 - 9.5) \times 0.02 = 0.9835$$

$$f_B = 0.9915 - (9.9 - 9.3) \times 0.02 = 0.9795$$

$$f_A = 0.9915 - (9.9 - 9.0) \times 0.02 = 0.9735$$

Donde 0.02 gr/cc es la sensibilidad de la escala ampli-
ficada.

Luego con $f_{owf} = 0.8848 \text{ gr/cc}$ (obtenida de
$$\frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} + 0.0002178 \frac{\gamma_g R_s}{\beta_o}$$
)

y $f_{wwf} = 0.9915 \text{ gr/cc}$ (datos de laboratorio, apéndice
A) se obtiene la fracción de agua:

$$y_w = (f_{gr} - f_{owf}) / (f_{wwf} - f_{owf})$$

De
wA = 0.8313
wB = 0.8875
wC = 0.9250
wD = 0.9250
wE = 1.0000

De las diferencias de densidades del petróleo y agua se ob-
tiene una velocidad de resbalamiento de 20 pies/min.
Estos resultados serán analizados en conjunto con los resulta-
dos del análisis del registro de flujo.

8.2.3 Registro del flujo

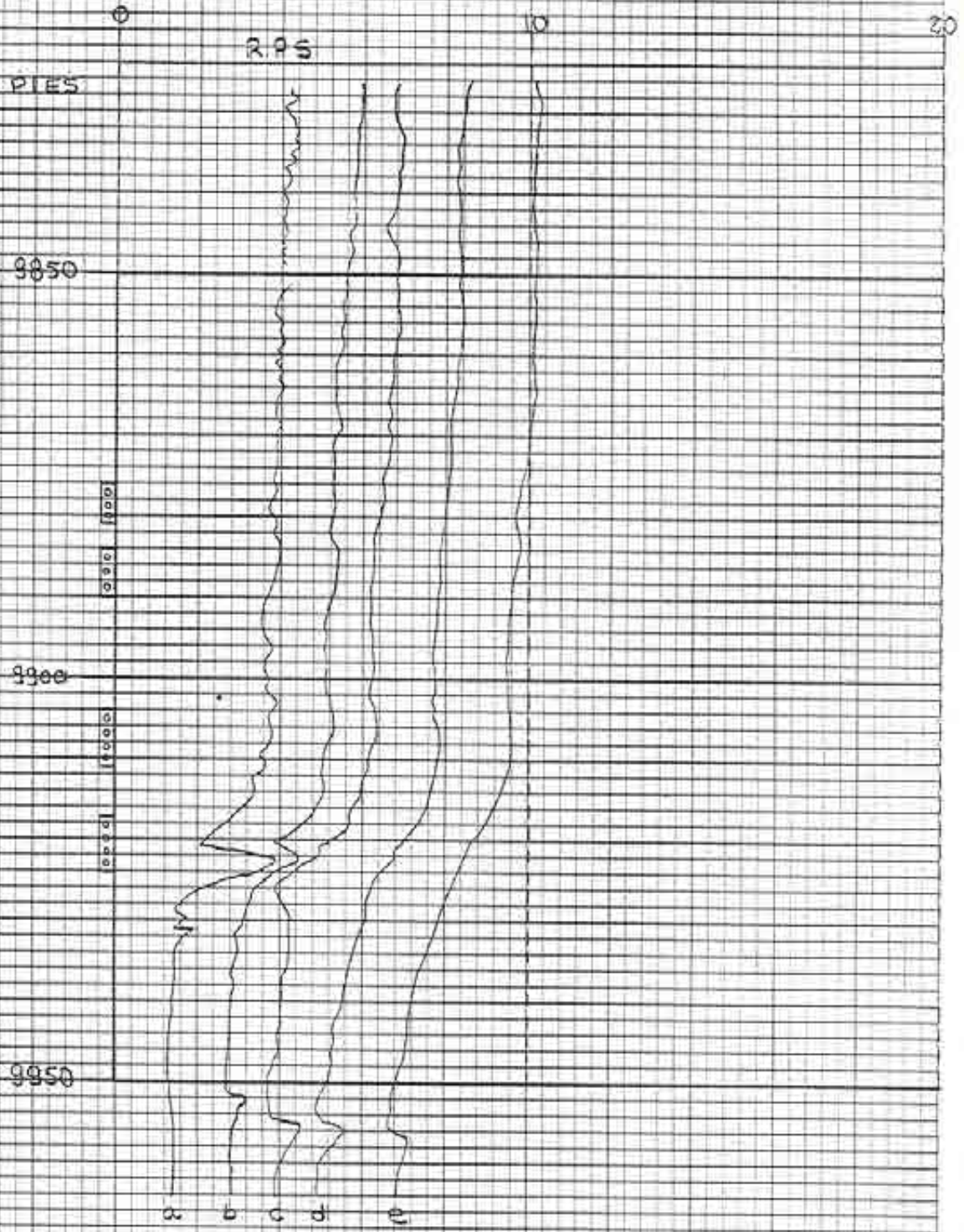
Tomando en consideración las estaciones asumidas y
las velocidades de cable a las cuales fueron registra-
das las velocidades de la hélice (Fig. Nº 19 y Nº 20)
se puede hacer la siguiente tabla:

Con el pozo fluyente:

Velocidad	A	B	C	D	E
de cable					
(pie/min.)	(9850')	(9882.5')	(9898')	(9915')	(9950')

CORRIDA CON MEDIDOR DE FLUJO
HACIA ABAJO
(POZO SELVA Nº 10)

POZO FLOYENTE



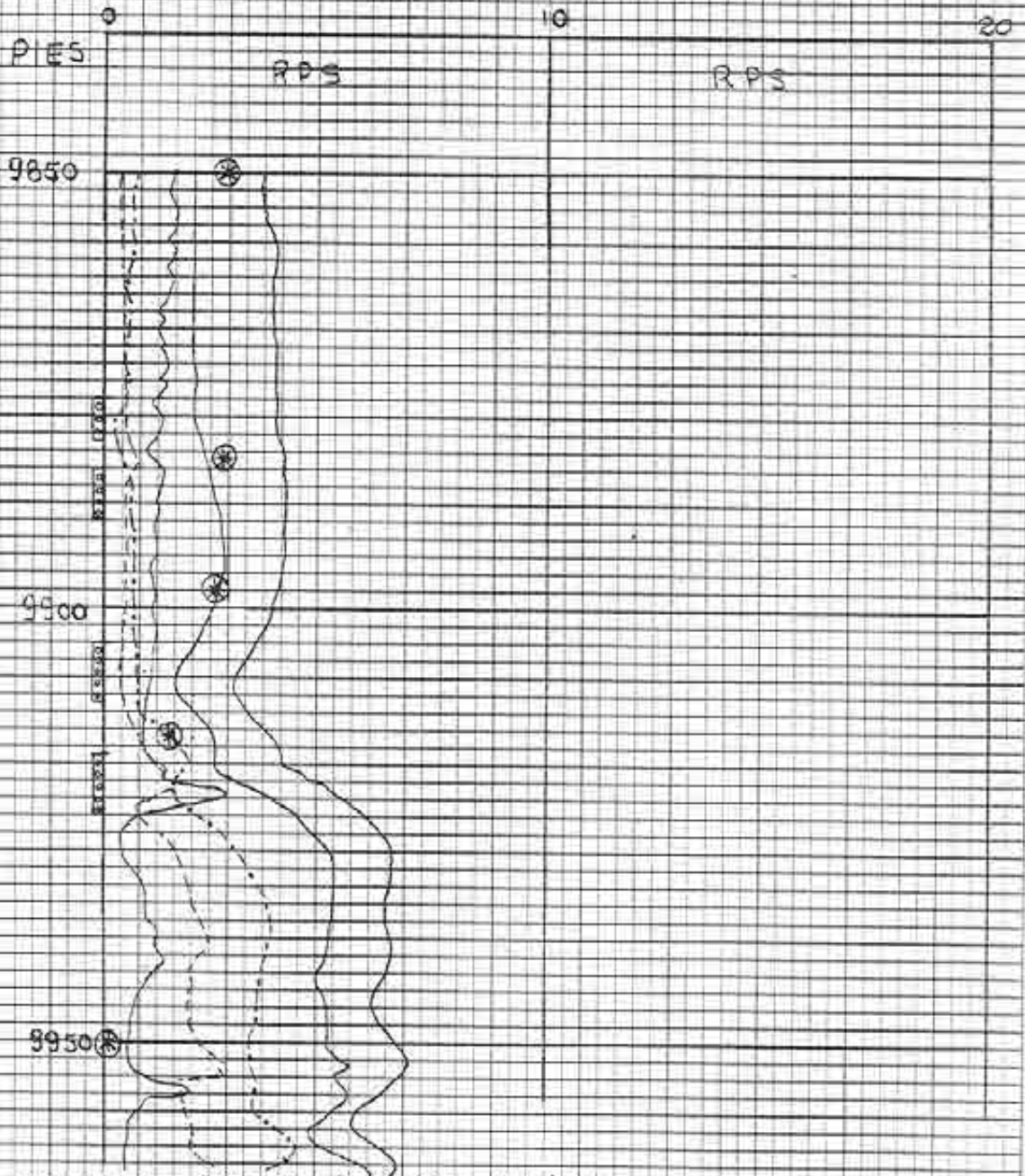
VELOCIDADES DE CABLE

- a = 35 PIES / MIN
- b = 47 PIES / MIN
- c = 60 PIES / MIN
- d = 73 PIES / MIN
- e = 85 PIES / MIN

FIG Nº 19

POZO SELVA Nº 10

CORRIDA CON
MEDIDOR DE FLUJO
HACIA ARRIBA
LECTURAS ESTATICAS
(POZO FLUYENTE)



VELOCIDADES DE CABLE: 32.5 67.0 96.0 125.0 154.0 PIES/MIN

⊗ LECTURAS ESTATICAS

FIG-20

REVOLUCIONES DE HELICE
(R P S).

- 33.0	4.00	3.80	3.60	3.40	1.30
- 67.0	6.00	5.30	5.10	5.00	2.70
- 90.0	6.90	6.40	6.30	5.90	3.80
-130.0	8.40	8.00	7.80	7.60	5.20
-165.0	10.15	9.70	9.40	9.20	6.70
+ 32.5	1.3	1.30	1.05	0.90	-0.60
+64.0	-0.4	-0.50	-0.40	-0.70	-2.10
+96.0	-0.7	-0.40	-0.70	-0.70	-3.30
+127.0	-2.0	-2.30	-2.80	-2.50	-5.00
+159.0	-3.6	-4.10	-4.00	-4.00	-6.50
Estacio-					
nario.	2.7	2.65	2.50	1.50	0.25

- Herramienta corrida hacia abajo

+ Herramienta corrida hacia arriba.

Utilizando el método gráfico (Fig. Nº 21)

Se tiene los siguientes resultados :

(También se puede utilizar el método de mínimos cuadrados con el cual la variación con respecto al método gráfico es mínima). Velocidades de flujo en las estaciones.

VA = 67.3 pies/min.

VB = 58.0 pies/min.

VC = 51.5 pies/min.

VD = 47.5 pies/min.

VE = 0 pies/min.

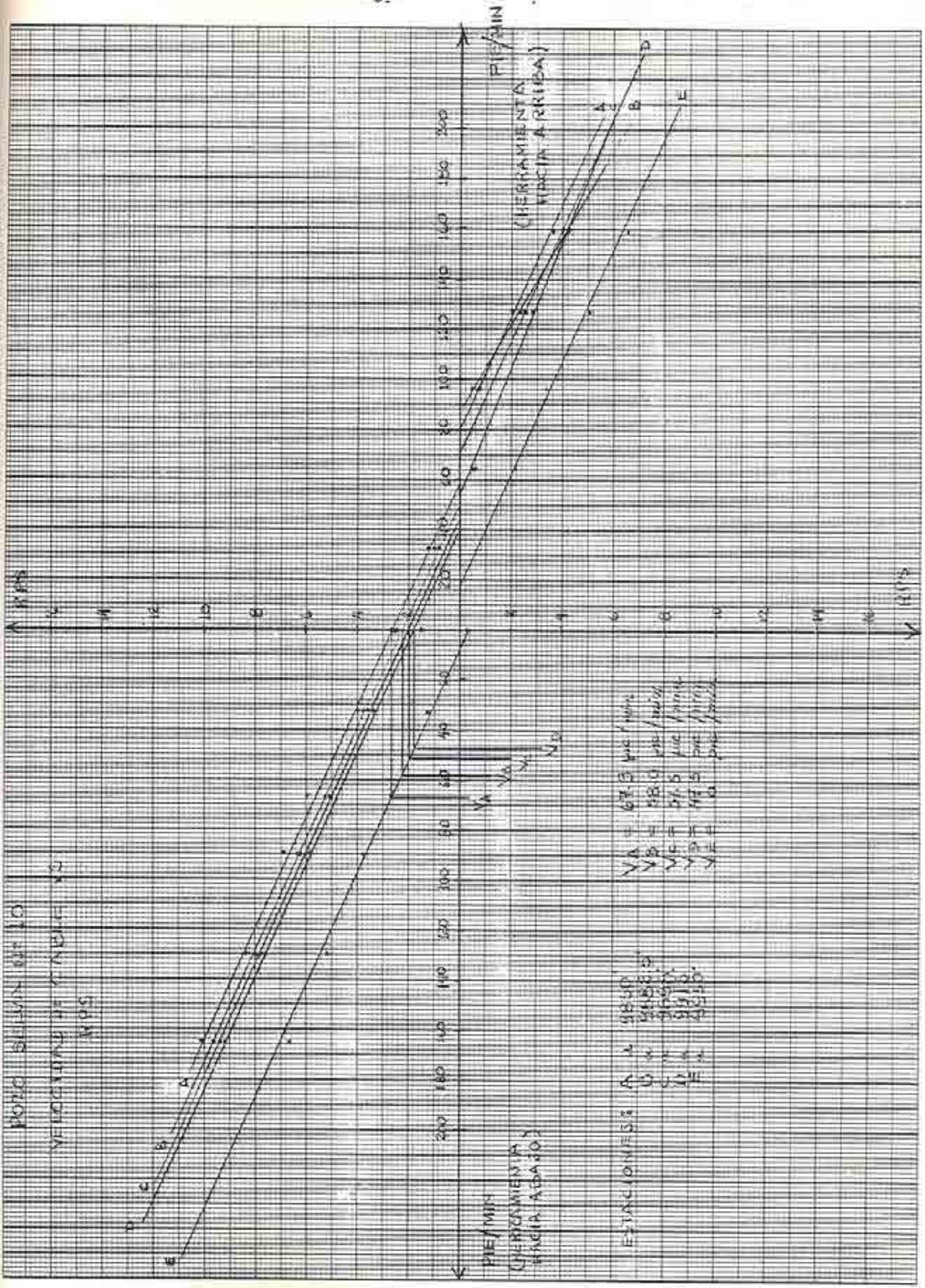


FIG N° 21

De donde obtenemos las tasas de flujo para cada una de las estaciones.

Para forros de 7", 29 lb/pie, grado P-110

$$Q = V \frac{\text{pie} \times 1000 \text{ bls./D}}{\text{min. } 18.684 \text{ pie/min.}} \times 0.84 \text{ (factor de corrección).}$$

- QA = 3025 BLPD
- QB = 2608 BLPD
- QC = 2315 BLPD
- QD = 2135 BLPD
- QE' = 0 BLPD.

Con estos datos y los obtenidos con el gradiomanómetro hacemos la siguiente tabla :

Estación.	Zona	Densidad de fluido gr/cc	fracción de agua.	tasa tal de flujo. B/D	tasa de petróleo. B/D	Tasa de agua B/D	Produc. ción de petróleo B/D	Produc. ción de agua B/D
A	1	0.9735	0.8313	3025	600	2425	300	117
B	2	0.9795	0.8875	2608	300	2308	250	43
C	3	0.9835	0.9250	2315	50	2265	0	180
D	4	0.9835	0.9250	2135	50	2085	50	2085
E'		0.9915	1.0000	0	0	0		

Para la construcción de esta tabla se utilizó el gráfico A-1 mostrado en la parte final del apéndice A. y una velocidad de resbalamiento de 20 pies/min.

POZO SELVA N° 10 (FLUYENTE)

PRESIONES POZO FLUYENTE

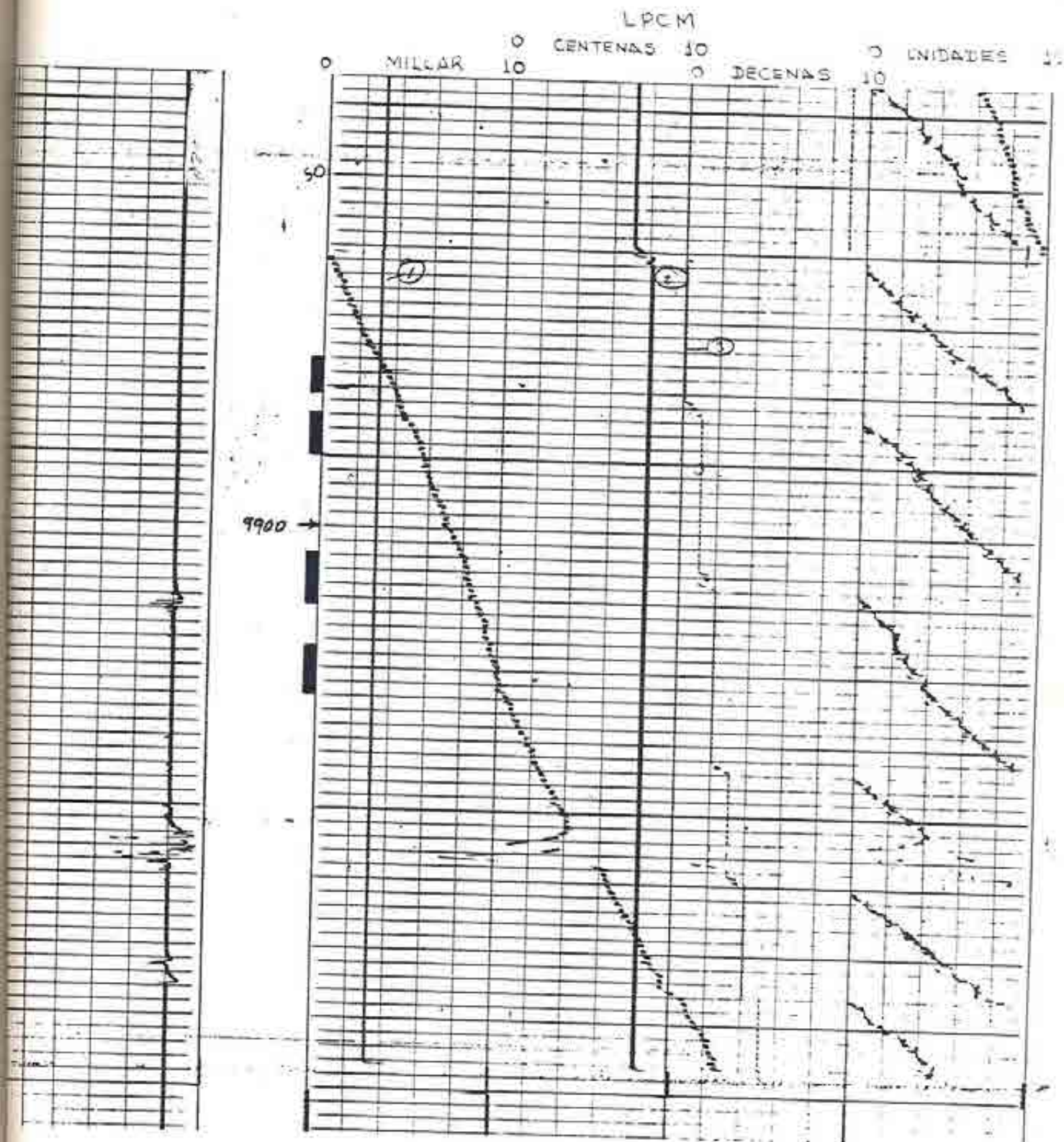


FIG N° 22

POZO SELVA N°10
CORRIDA CON MEDIDOR DE FLUJO
(POZO CERRADO)

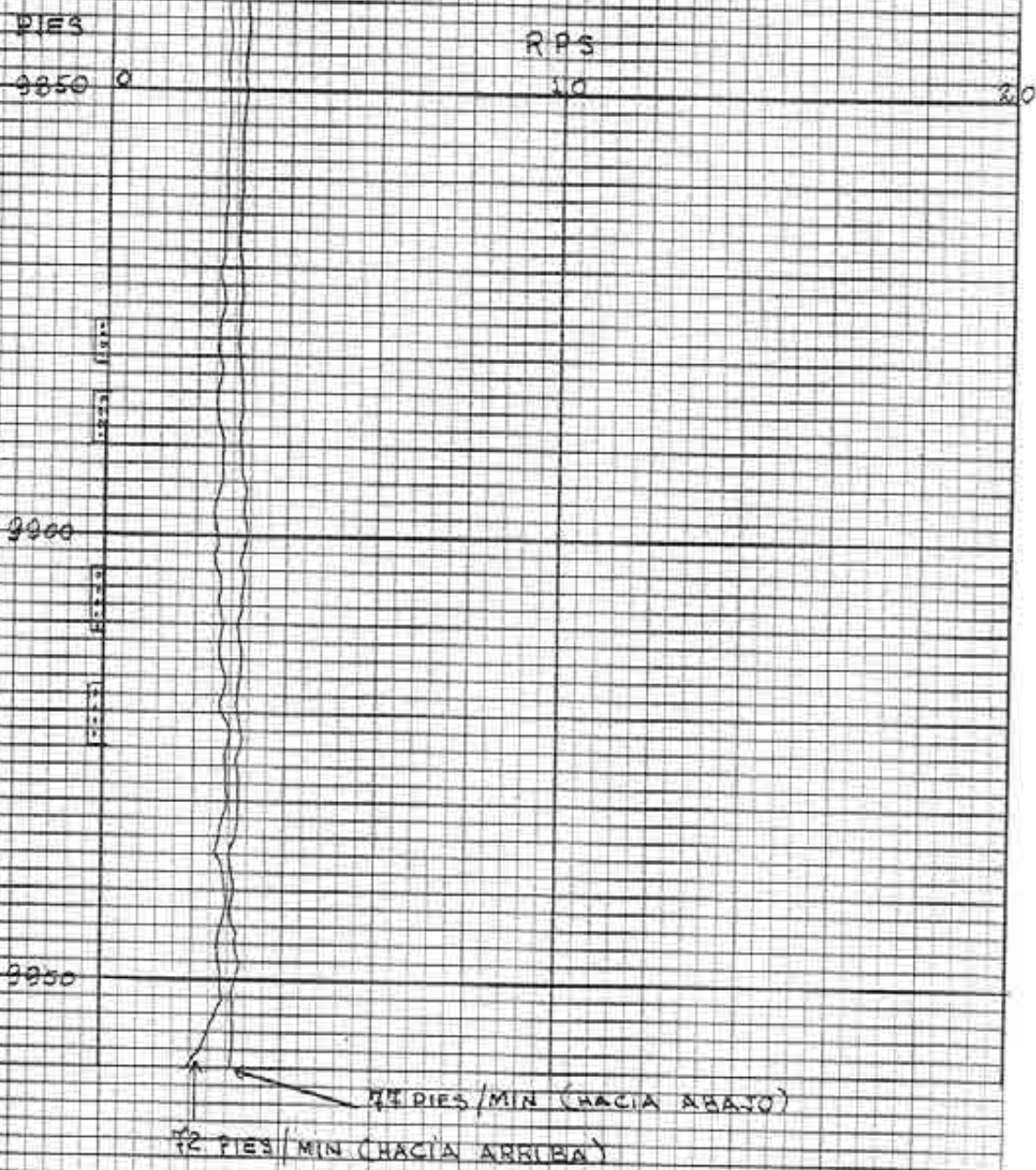


FIG. N° 23

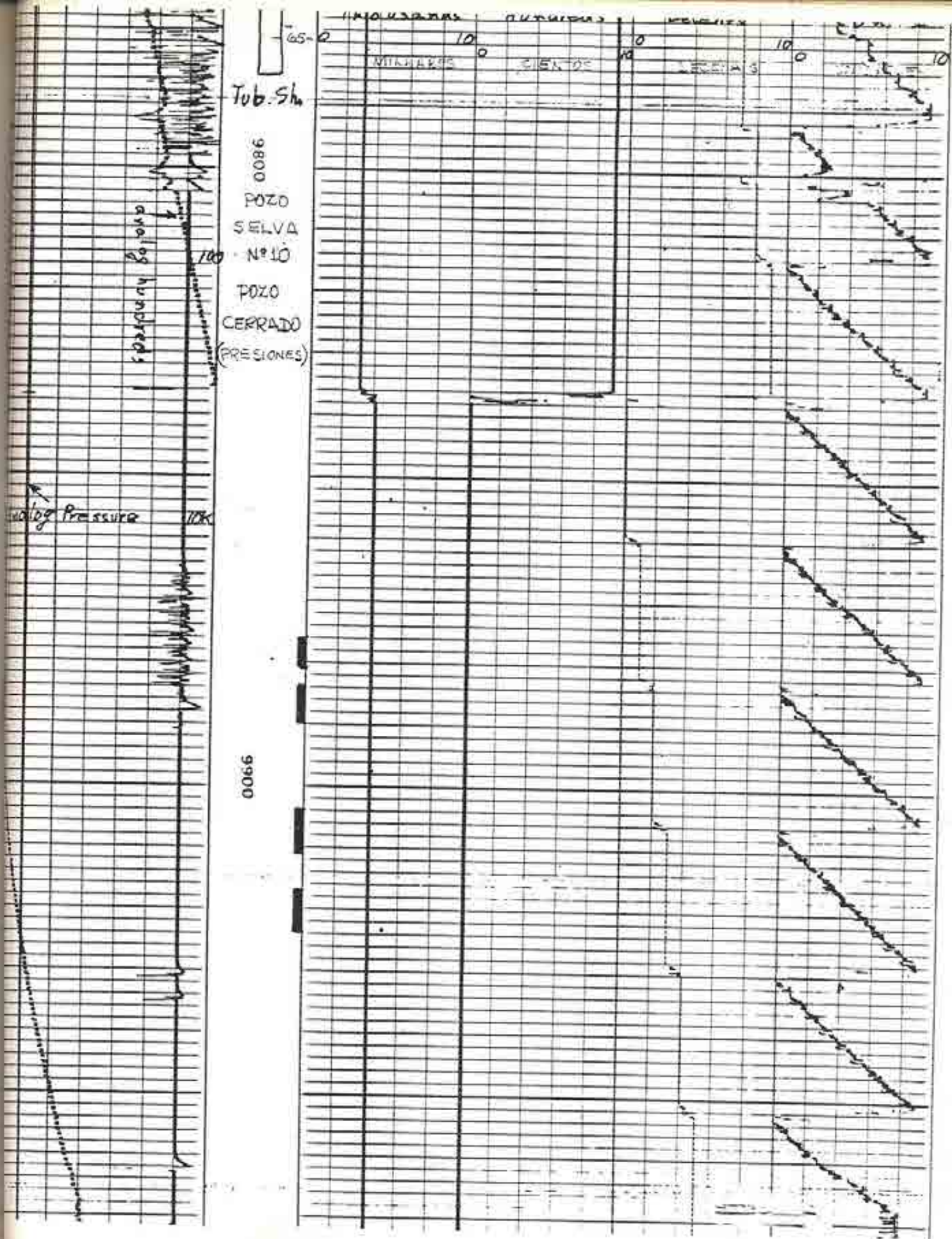


FIG Nº 24

De los valores de la tabla anterior se obtiene una producción de 600 barriles de petróleo por día y 2425 barriles de agua por día con 80% de corte de agua.

Comparando los resultados del medidor de flujo con los de la prueba de producción, tenemos :

	<u>Prueba de producción (usando datos de PVT. Apéndice A).</u>	<u>Medidor de flujo</u>
Tasa total en reservorio (B/D)	3577	3025
Tasa petróleo reservorio (B/D)	364	600
Tasa agua reservorio (B/D)	3213	2425
Corte de agua %	90	80

La diferencia entre totales es de 15%, lo cual es permisible en la medición de flujo en subsuelo.

8.2.4 Registro de Presiones

El registro de presiones en lectura directa con el pozo fluyente mostró 3816 Lpcm a 9900' (esta profundidad puede considerarse como el medio de las perforaciones). (Ver Fig. Nº 22).

8.3 REGISTROS CORRIDOS CON EL POZO CERRADO

Registro de gravedades.- Con este registro se determinó:

Interfase gas-petróleo a 2975'

Interfase petróleo-emulsión a 4235'

Interfase emulsión-agua a 5990'

Las densidades obtenidas en este registro corroboraron los datos de PVT y en consecuencia se dió confiabilidad a los datos obtenidos con el pozo fluyente.

Registro de temperaturas.- Se observa una disminución de temperatura con respecto al registro de temperaturas fluyentes. En este registro se observa la tendencia a juntarse con la línea de gradiente geotérmico. No observándose ninguna anomalía. (no hay flujo cruzado) (Ver Fig. Nº 14).

Registro de flujos.- No se observa ninguna anomalía, las revoluciones por segundo de la hélice permanecen constantes durante todo el viaje desde el zapato de la tubería hasta el fondo del pozo (no existe flujo cruzado). (Ver fig. Nº 23).

Registro de presiones.- Se lee 4027 Lpcm a 9900', sin anomalías (Ver fig. Nº 24).

Registro de diámetros.- Se lee un poco más de 6 pulgadas y es constante durante todo el recorrido en el forro de 7".

8.4 RECOMENDACIONES Y RESULTADOS

Recomendaciones

Podemos concluir que el intervalo abierto Nº 4 que produce algo de petróleo (50 BPPD) es también el que produce la mayor cantidad de agua (2,085 BAPD) debido posiblemente a la subida del nivel de la mesa de agua. Lo mismo puede decirse del intervalo Nº 3 que produce un 100% de agua (180 BAPD) pero en menor volumen que la zona Nº 4, y esto debido a las

partes lutáceas intercaladas en esta zona lo cual reduce su porosidad como puede observarse en el registro Sónico-Resistividad-Rayos Gamma tomados a hueco abierto antes de la cementación.

Los intervalos Nº 1 y 2 son los que producen la mayor cantidad de petróleo (550 BPPD totales) con 23% de corte de agua, esta agua posiblemente esté viniendo de la zona inferior a través de la brecha de cemento que se observa en el registro de cementación.

De todo lo anterior analizado se puede recomendar hacer una cementación forzada en bloque para crear un buen sello detrás del forro entre las zonas Nº 1 y Nº 2 con las zonas inferiores que son casi totalmente productoras de agua (zonas Nº 3 y Nº 4).

Reperforar las zonas Nº 1 y Nº 2 (9876' - 9881', 9884' - 9890')
Estimular la formación con solventes y surfactantes para eliminar algún daño causado por la cementación formada. El puente de lutitas que se tiene de 9892' a 9900' servirá de sello para frenar el agua que ha invadido la zona inferior.

Resultados del Re-trabajo en el Pozo Selva Nº 10

En este pozo aun no ha sido realizado ningún tipo de re-trabajo; sin embargo la realización de este traerá consigo una producción total de 1,000 barriles de petróleo probablemente por espacio de medio año, después del cual el agua se irá incrementando.

C A P I T U L O IX

ANALISIS DE COSTOS PARA EL POZO SELVA Nº 10

9.1 COSTO DE REGISTROS

Los registros tomados en el pozo Selva Nº 10 fueron cargados con los siguientes valores :

- Cargos Básicos	\$	1,250=
- Carga por profundidad	\$	6,180=
<u>Pozo fluyente</u>		
- Registro de temperatura	\$	6,180=
- Registro de gravedades (0.62 x 200'=124)Mf	\$	620=
	\$ mínimo = \$620	
- Registro de flujos (0.62 x 200'=124 x 3 velocidades = \$ 372)		
	mínimo \$620 x 3 = \$1860	\$ 1,860=
<u>Pozo cerrado</u>		
- Registro de temperatura (0.62 x 200'=124)mí-	\$	\$
	\$ mínimo 620	\$ 620=
- Registro de gravedades (0.62 x 10,000'=6200)	\$	\$ 6,200=
- Registro de presiones(0.62 x 200'=124)mínimo	\$	\$
	\$ \$ 620	\$ 620=
- Registro de Flujo(0.62 x 200'=124)mínimo \$620	\$	\$ 620=
Cargo por camión mástil	\$	1,000=
Uso de lubricador	\$	300=
Cargo por presión en la cabeza del pozo	\$	175=
COSTO TOTAL		<u>\$25,625=</u>

9.2 COSTO ESTIMADO DE UN RE-TRABAJO

Campo : Selva Pozo Nº 10
Movimiento de equipo : 6 días
Trabajo con equipo : 15 días.

<u>Descripción de la cuenta</u>	<u>Costo Estimado (\$)</u>
Labor de contrato	35,000
Lubricación	5,000
Combustible	8,000
Brocas y ráscaadores	3,000
Reemplazo de tubería	400,000 *
Reemplazo de empaque	15,000
Fluido de completación	20,000
Suministros varios	15,000
Mantenimiento y reparación	20,000
Abastecimientos de alimentos	20,000
Estimulación de pozo	25,000
Locaciones y caminos	15,000
Movimiento de equipo	102,000
Trabajo con equipo	300,000
Reporforación	20,000
Cementación	25,000
Servicios varios	20,000
Aviación	30,000
Subtotal	<u>1'078,000</u>
Contigencia (25%)	<u>269,500</u>
TOTAL ESTIMADO	1'347,500

* Valor tangible.

9.3 ANALISIS DE COSTOS

VALOR PRESENTE DEL FLUJO EFECTIVO AL 12% COMO FUNCION DEL TIEMPO

MES	PRODUCCION TOTAL (BPPD)	Ingresos después de participación	Gastos Operación	Transporte	Depreciación Intangible	Ingresos después de impuestos	Inversión	Flujo efectivo acumulado	Valor Presente del Flujo efectivo Acumulado al 12%
		(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
1	1000	390	20	37.5	973	<212>	1,373	<579>	<584>
2	1000	390	20	37.5	33	94		<452>	<459>
3	1000	390	20	37.5	33	94		<325>	<335>
4	800	312	20	30.0	28	74		<223>	<236>
5	800	312	20	30.0	28	74		<121>	<138>
6	800	312	20	30.0	28	74		<19>	<41>
7	800	312	20	30.0	28	74		83	55
8	600	234	20	22.5	21	54		158	125
9	600	234	20	22.5	21	54		233	194
10	600	234	20	22.5	21	54		308	262
11	600	234	20	22.5	21	54		383	330
12	600	234	20	22.5	21	54		458	397
13	400	156	20	15.0	14	34		506	440
14	400	156	20	15.0	14	34		554	482
15	400	156	20	15.0	14	34		602	524
16	400	156	20	15.0	14	34		650	565
17	400	156	20	15.0	14	34		698	606
18	400	156	20	15.0	14	34		746	647

Precio del crudo : \$ 26/B

Participación: 50%

Transporte : \$ 2.5/B

Impuesto : 68.5%

Costo de Operación : 20 M\$/mes.

Sin factor de descuento

Ganancia M \$ 746

Retorno final = 54%

Periodo de retorno = 6 meses 1 semana. Periodo de retorno = 6 meses 2 semanas (Ver fig. Nº 25)

Con 12% anual de descuento (0.95% mensual)

Ganancia = M \$ 647

Retorno final = 47%

Tasa de Retorno = 270%

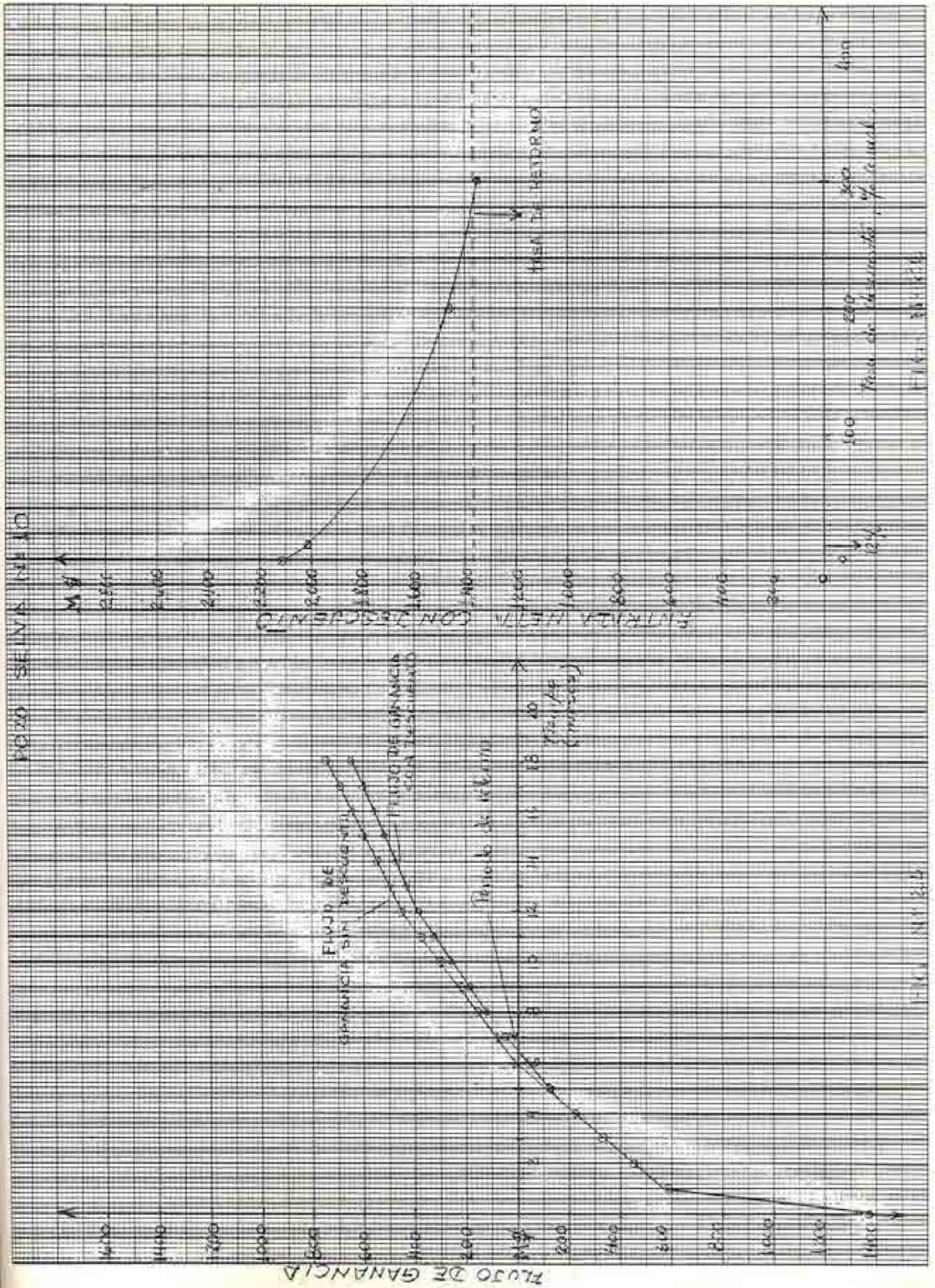
El costo de operación está basado en el límite económico para un pozo de 200 BPPD.

Con incentivo Tributario la rentabilidad sería mayor.

VALOR PRESENTE DE ENTRADA META COMO FUNCION DE LA TASA DE DESCUENTO

AÑO	Entrada Meta M\$	Valor Presente al 12% M\$	Valor presente al 200% M\$	Valor Presente al 300% M\$
1	794	789	758	749
2	127	125	111	109
3	127	124	101	95
4	102	99	74	68
5	102	98	68	61
6	102	97	62	53
7	102	96	56	47
8	75	70	38	32
9	75	69	34	28
10	75	68	31	25
11	75	68	29	22
12	75	67	26	20
13	48	43	15	11
14	48	42	14	10
15	48	42	13	9
16	48	41	12	8
17	48	41	11	7
18	48	41	10	6
	<u>2119</u>	<u>2020</u>	<u>1463</u>	<u>1358</u>

Tasa de retorno = 270 % (Ver fig. No 26)



9.4 COMENTARIO

Considerando que este pozo está actualmente cerrado, se hizo el análisis económico, el cual nos indica una tasa de retorno excelente (270%), retorno final de 54% con - 12% anual de descuento, el período de retorno es bastante rápido (6 meses 2 semanas).

Este pozo es buen candidato para ser ubicado en el programa de re-trabajos.

Este pozo no fue considerado antes en el rol de re-trabajos debido a inversiones en nuevos proyectos (como instalación de bombas eléctricas), los cuales ocuparon la totalidad del tiempo de los equipos.

C A P I T U L O X

HISTORIA DEL POZO Nº 1 DEL CAMPO AMAZONAS

Este es un pozo vertical completado en Octubre de 1978 en una formación de buena permeabilidad (\pm 400 md.) en el cual predomina el mecanismo de impulsión por agua. Este pozo está - siendo producido a través de una sarta de 3 1/2" equipada para levantamiento continuo con gas (Fig. Nº 27).

En este pozo la formación fue punzada con dos juegos de perforaciones. En esta formación no se observa el miembro superior bien desarrollado como en el Campo Selva (Fig. 28).

Durante la completación se hicieron varias pruebas de formación con los siguientes resultados:

PRUEBA DE FORMACIÓN Nº 1

Intervalo probado : 10,739' - 10,744' (5')

Profundida del empaque :10,690' con 2000' de colchón de agua

PHI :	5012	Lpcm
PFI :	3629	Lpcm
PFF :	3737	Lpcm
PCF :	4579	Lpcm
PFI :	3737	Lpcm
PFF :	4254	Lpcm
PCF :	4586	Lpcm
PHF :	5012	Lpcm

POZO AMAZONAS N° 1

	FORRO	FORRO P.	TUB. P.
TAMAÑO	9 5/8"	7"	3 1/2"
PESO	47	29	9.3
GRADO	N-80	P-110	N-80
HILOS	BUTT.	BUTT.	CS-Hyd.
PROFUND.	8730'	11517'	10.606'

PROFUNDIDAD DE MANDRILES

1	2258'
2	2925'
3	3249'
4	3414'
5	3800'
6	4157'

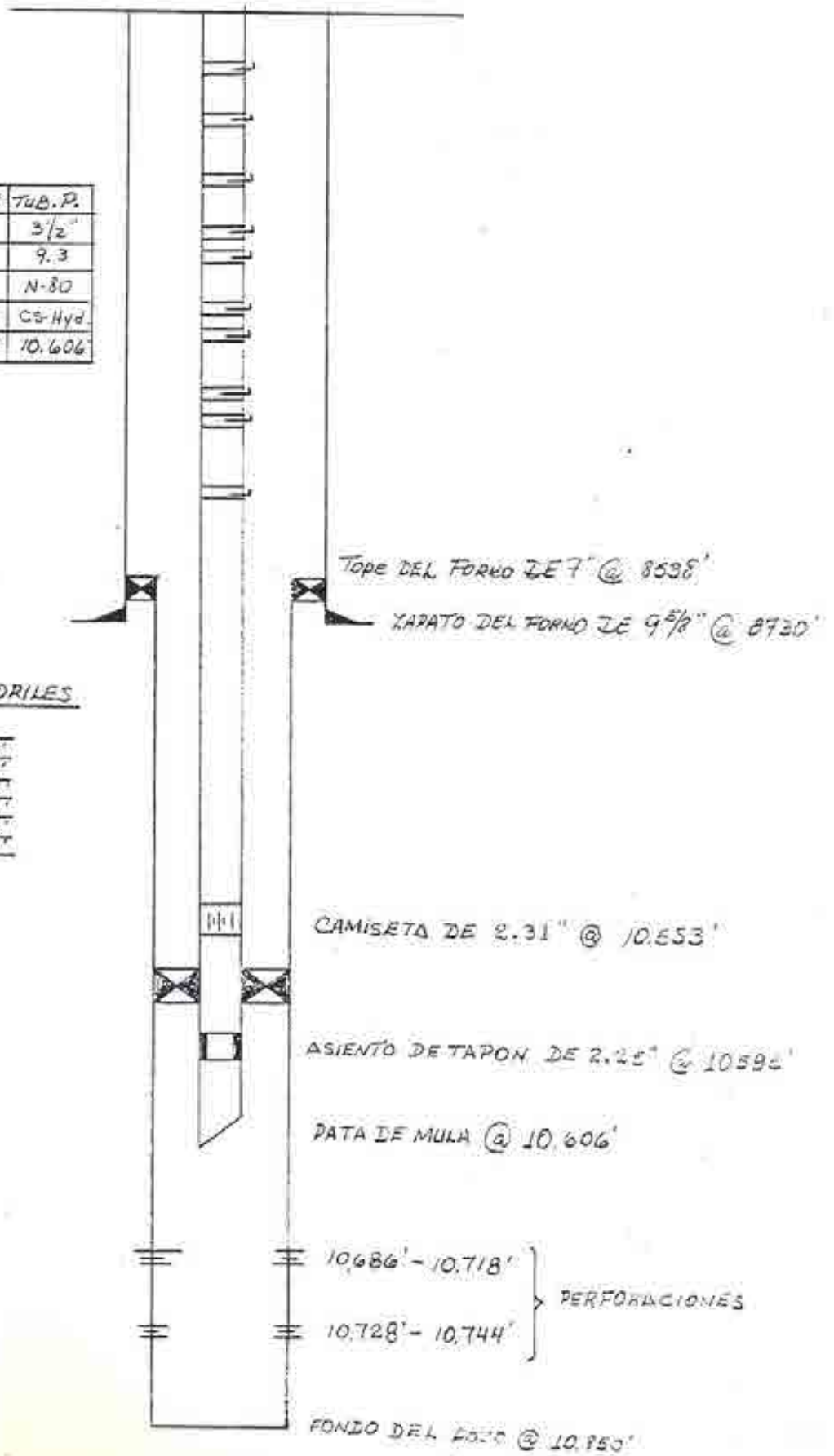


FIG N° 27

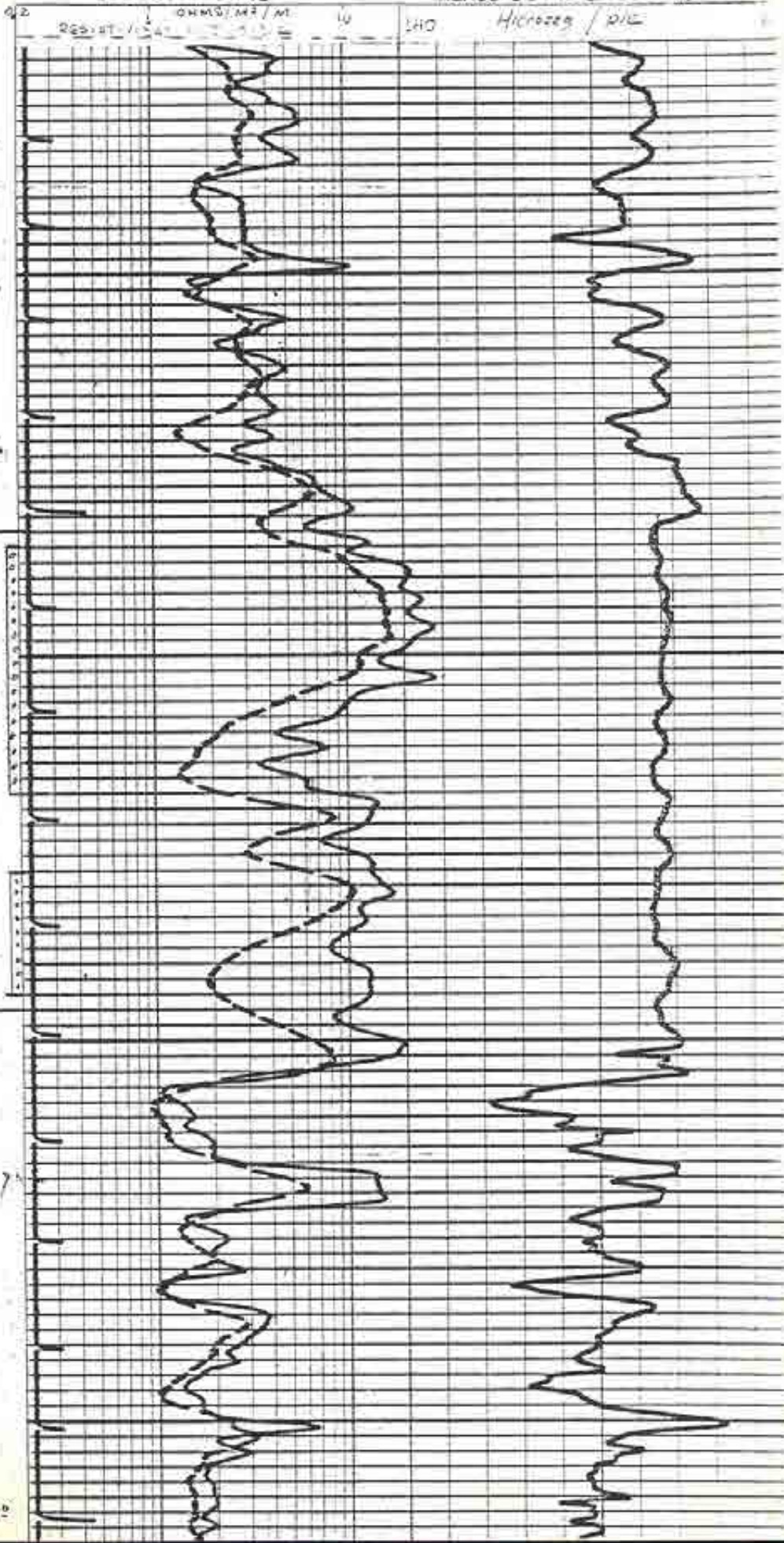
ENCIA. S. C. P. T. 1000

AYOS GAMMA 150



RESISTIVIDAD

TIEMPO DE TRÁNSITO DE LA L



10700

10800

FIG. No

Profundidad del registrador de presión : 10,682'

Tiempo total de flujo: 343 min.

Sumario de la prueba de flujo:

1200 BFPO de 31,6° API, con 0% de corte de agua, 0% de sedimentos y 0% de emulsión.

Tasa de gas de 75,600 pies cúbicos normales por día, 63 - pies cúbicos normales por barril de superficie como relación gas-petróleo.

Presión fluyente en la cabeza del pozo: 100 Lpcm

Estrangulador: sin estrangulador

Temperatura : 265°F a 10,703'

Presión de separador : 33 Lpcm.

PRUEBA DE FORMACION N° 2

Intervalos probados : 10,686 - 10,718; 10,728' - 10,744

Profundidad del empaque: 10,620' con 2000' de colchón de agua.

PHI : 5031 Lpcm

PFI : 4106 Lpcm

PFF : 4393 Lpcm

PCF : 4561 Lpcm

PFI : 4447 Lpcm

PFF : 4483 Lpcm

PCF : 4554 Lpcm

PHF : 5031 Lpcm

Profundidad del registrador de presiones: 10,633'

Tiempo total de flujo: 470 min.

Sumario de la prueba de flujo:

6412 BFPD de 35º API a 60ºF, con 0% de corte de agua, 0% de sedimentos y 0% de emulsión.

Tasa de gas de 224,420 pies cúbicos normales por día, 35 pies cúbicos normales por barril de superficie como relación gas-petróleo.

Presión fluyente en la cabeza del pozo: 450 Lpcm.

Estrangulador : sin estrangulador

Temperatura : 265ºF a 10,611'

Presión de separador : 58 Lpcm.

10.1 PRUEBA INICIAL DE FLUJO DESPUES DE LA COMPLETACION DEL POZO

La prueba inicial de producción de este pozo dió los siguientes resultados:

6,100 BFPD de 35º API a 60ºF, 0% de corte de agua, 0.8% de emulsión y 0% de sedimentos.

La tasa de gas fue de 244,000 pies cúbicos normales por día, con una relación gas-petróleo de 40 pies cúbicos normales por barril de superficie.

La presión fluyente de la tubería fue de 430 Lpcm sin estrangulador.

La presión del separador fue de 44 Lpcm.

10.2 PRUEBA DE POZO ANTES DE LA CORRIDA DE REGISTROS DE PRODUCCION.

En Junio de 1984, fue probado el pozo Amazonas Nº 1, con los siguientes resultados :

Horas de prueba : 24 hrs. - Flujo estabilizado
Producción de petróleo : 1344 BPD
Producción de agua : 1344 BPD
Producción de gas : 60,500 PCN/D
Relación gas-petróleo : 45 PCN/BN
Corte de agua : 50%
Gravedad API : 33ºAPI a 60ºF
Presión en la tubería : 215 Lpcm
Método de producción : Levantamiento artificial por gas
Gas inyectado : 1,200 MPCN/D
Presión en los forros : 440 Lpcm.

De lo expuesto anteriormente se puede deducir lo siguiente:

Observamos que después de 5 años 8 meses, el incremento de agua (50%) podría estar viniendo del juego inferior de perforaciones, el cual puede estar cubierto por el nuevo nivel de la mesa de agua que originalmente estuvo debajo del fondo de la formación para este pozo, esto es debajo de 10,750'. Aparentemente el 50% de petróleo estaría viniendo del juego superior de perforaciones, como se observa en el registro de rayos-gamma y de resistividad. La formación de este pozo al igual que la del anterior tiene una permeabilidad vertical casi igual a la permeabilidad horizontal lo que quizá haría deducir también algún problema de conificación.

En el registro de cementación (Fig. Nº 29) , observamos una mala cementación a través de los intervalos perforados de lo cual se deduciría una completa comunicación entre los juegos de perforaciones aventurándonos a recomendar

RAYOS GAMMA

ADHESION AL FORRO

DENSIDAD (ANTENA)

UNIDADES API

150

milivoltios

50/200

microseg. 2 especific. 100

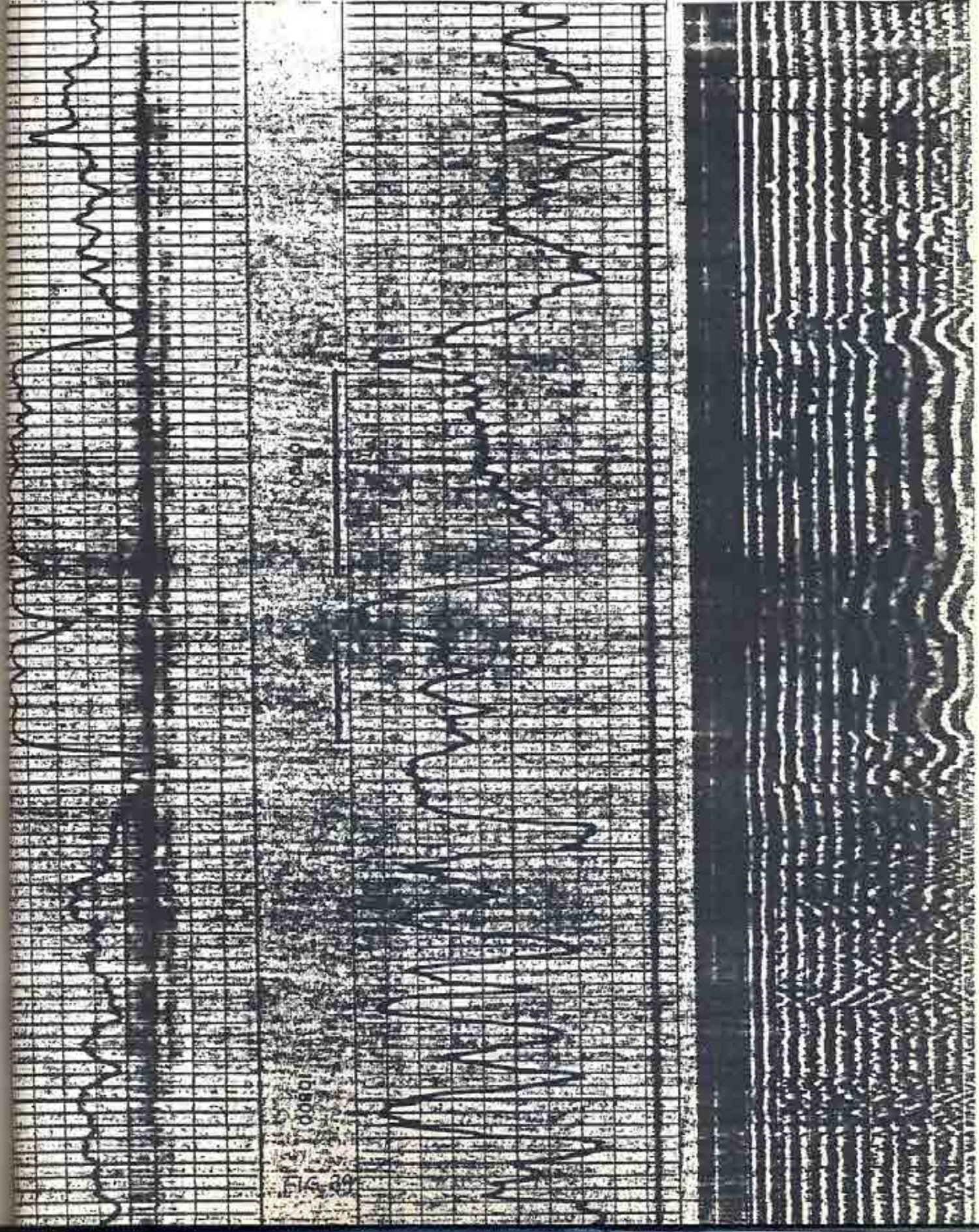


FIG. 29

una cementación forzada en bloque y la reperforación de la parte superior de la arena, con la esperanza que la lutita a 10,725 pies por su poca porosidad proteja en algo la comunicación vertical del agua.

Sin embargo la alternativa de correr los registros de producción se presenta por el hecho de que la zona inferior - pueda aún estar produciendo petróleo en un buen porcentaje.

De esta manera se prepara el programa de corrida de herramientas de registros de producción antes de hacer cualquier re-trabajo.

Un re-trabajo para este pozo se avecina, el propósito es cambiar la tubería de producción en la cual se ha detectado un hueco a \pm 1600'.

10.3 PROGRAMA DE CORRIDA DE REGISTROS DE PRODUCCION

DESCRIPCION Y PROPOSITO DEL TRABAJO

El propósito de correr los registros de producción en este pozo, es determinar el perfil de flujo y los puntos de entrada de agua.

La información obtenida de estas mediciones mejorará nuestro conocimiento acerca del influjo de agua en el reservorio y nos proporcionará una base sólida para poder aislar la zona de agua aprovechando el re-trabajo que se avecina para este pozo. Si un aislamiento en la zona de agua es factible, redundará en el uso más eficiente del levantamiento de petróleo por gas.

El costo estimado para esta medición es de 12,000 dólares; no se prevee ninguna pérdida de producción durante la medición.

PROCEDIMIENTO

- A) Verificación del diámetro interno de la tubería
- 1) Correr con una unidad de cable un medidor de diámetro de 2", y determinar la profundidad total del pozo, verificar el diámetro interno de la tubería de completación.
- B) Prueba de Pozo
- 2) Medir la tasa de producción en un separador de prueba por lo menos 24 horas o hasta que las condiciones del pozo estén estabilizadas (tasa de flujo y corte de agua).
 - 3) Instalar un lubricador usando un camión con mástil.
- C) Medición de la densidad de fluido
- 4) Armar la herramienta combinada de producción. Medir la densidad del fluido desde el fondo del pozo hasta el zapato de la tubería de producción. Lecturas e estáticas deben ser registradas entre y sobre los intervalos perforados. Usar para esto - el medidor de densidades.
- D) Medición con el medidor de flujo continuo
- 5) Correr el medidor de flujo hacia arriba y hacia abajo a 3 velocidades de cable (30, 60, 90 pies/min.).

Estos valores de velocidad de cable deben ser ajustados para proporcionar una respuesta razonable, pero no exceder de 150 pies/min. Lecturas estáticas, deben ser registradas entre y sobre los intervalos perforados, donde la tasa de flujo es suficiente y los efectos de turbulencia no proporcionan valores errados.

- 6) La tasa total de flujo debe ser calculada en la locación y comparada con los resultados del separador de prueba. Las discrepancias mayor de $\pm 15\%$ deben ser solucionadas durante el tiempo de medición.

C A P I T U L O X I

CORRIDA E INTERPRETACION DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION DEL POZO AMAZONAS Nº I

11.1 CORRIDA DE REGISTROS

Antes de correr las herramientas electrónicas, se corrió un medidor de diámetro interno de 2" en la tubería de producción hasta encontrar el fondo del pozo a 10,804', se utilizó para esto una unidad de cable.

Posteriormente se corrió un localizador de uniones y encontró el fondo del pozo a 10,808' y el fondo de la tubería de producción a 10,600'.

Manteniendo el pozo en prueba, con todas las condiciones estabilizadas, se procedió a correr la herramienta combinada de producción preparada con el medidor de flujo continuo, el medidor de densidades y el registrador de uniones.

Los siguientes registros fueron corridos en el pozo manteniendo las condiciones Pluyentes estabilizadas :

Registro de densidades : Desde 10,611' a 10,767'
Lecturas estáticas a 10,660'
Lecturas estáticas a 10,723'
Lecturas estáticas a 10,750'

Registro de
Flujo :

<u>Velocidades de cable.</u>	<u>Intervalo</u>	<u>Característica</u>
100 pies/min.	10,664'-10767'	hacia arriba
67 pies/min.	10,664'-10767'	hacia arriba
33 pies/min.	10,664'-10767'	hacia arriba
22 pies/min.	10,664'-10,767'	hacia abajo
22 pies/min.	10,664'-10767'	hacia abajo
96 pies/min.	10,664'-10767'	hacia abajo

Lecturas estacionarias a: 10,660'
10,723'
10,750'

11.2 INTERPRETACION DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION DEL POZO AMAZONAS Nº 1 .-

11.2.1 Registro de flujo

Del registro de flujo (Fig. Nº 30 y Nº 31) se obtuvieron los siguientes resultados :

Estación A a 10,660'

Velocidad de cable (pie / min.)	+100	+67	+33	-32	-57	-96	0 *
RPS de la hélice	-0.6	0	+0.25	+3.6	+4.6	+6.4	+2.1

Estación B a 10,723'

Velocidad de cable (pie/-min).	+96	+64	+33	-32	-58	-96	0 *
RPS de la hélice.	-2	-0.4	0	+3.2	+4.5	+6.0	+1.75

Estación C a 10,750'

Velocidad de cable (pie/min).	+96	+64	+33	-32	-58	-96	0 *
RPS de la hélice.	-4.5	-2.6	-1.35	+1.1	+2.1	+3.8	0

* Lecturas estacionarias

- herramienta corrida hacia abajo (Velocidad de cable).

+ herramienta corrida hacia arriba (Velocidad de cable).

Luego graficamos RPS VS Velocidad de cable (Fig. Nº 32)

Tenemos los siguientes resultados:

Velocidades de flujo en cada una de las estaciones.

$$V_A = 59.0 \text{ pies/min.}$$

$$V_B = 50.0 \text{ pies/min.}$$

$$V_C = 0 \text{ pies/min.}$$

CORRIDA CON MEDIDOR DE FLUJO
HACIA ABAJO

(POZO AMAZONAS N° 1)

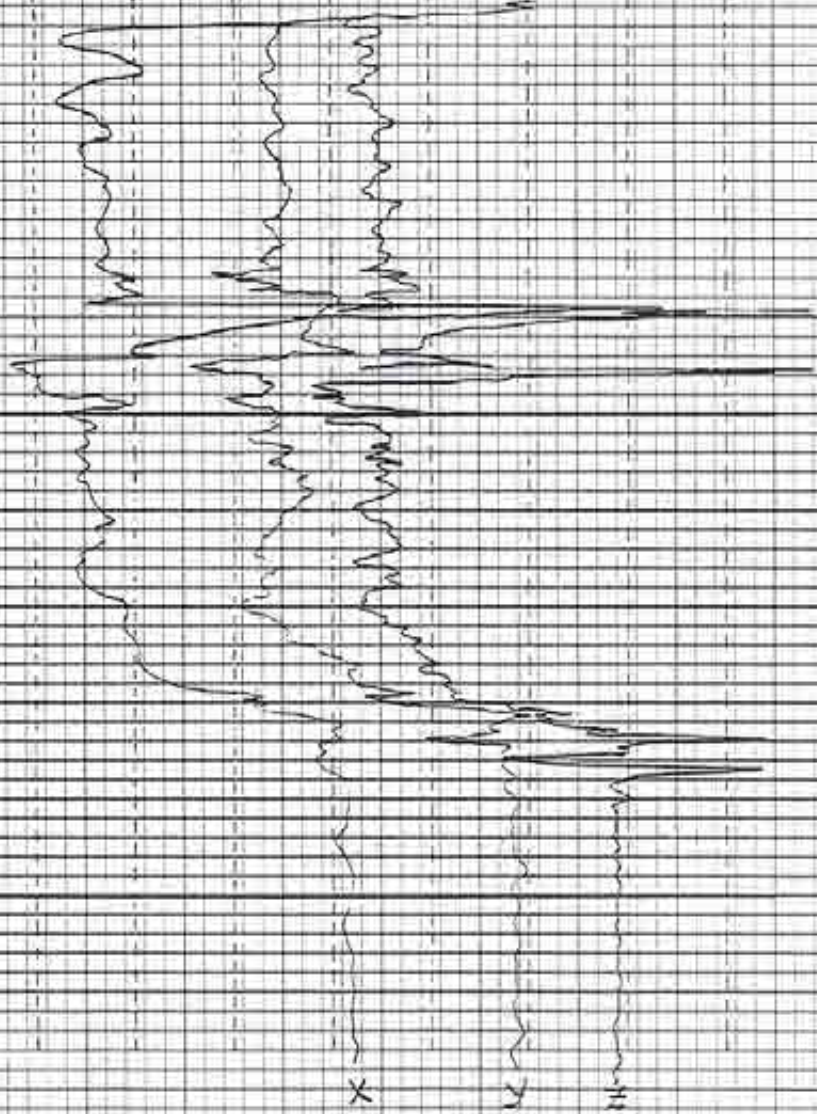
POZO FLUYENTE

PIES
10650

7 6 5 4 3 2 1 0 RPS

10700

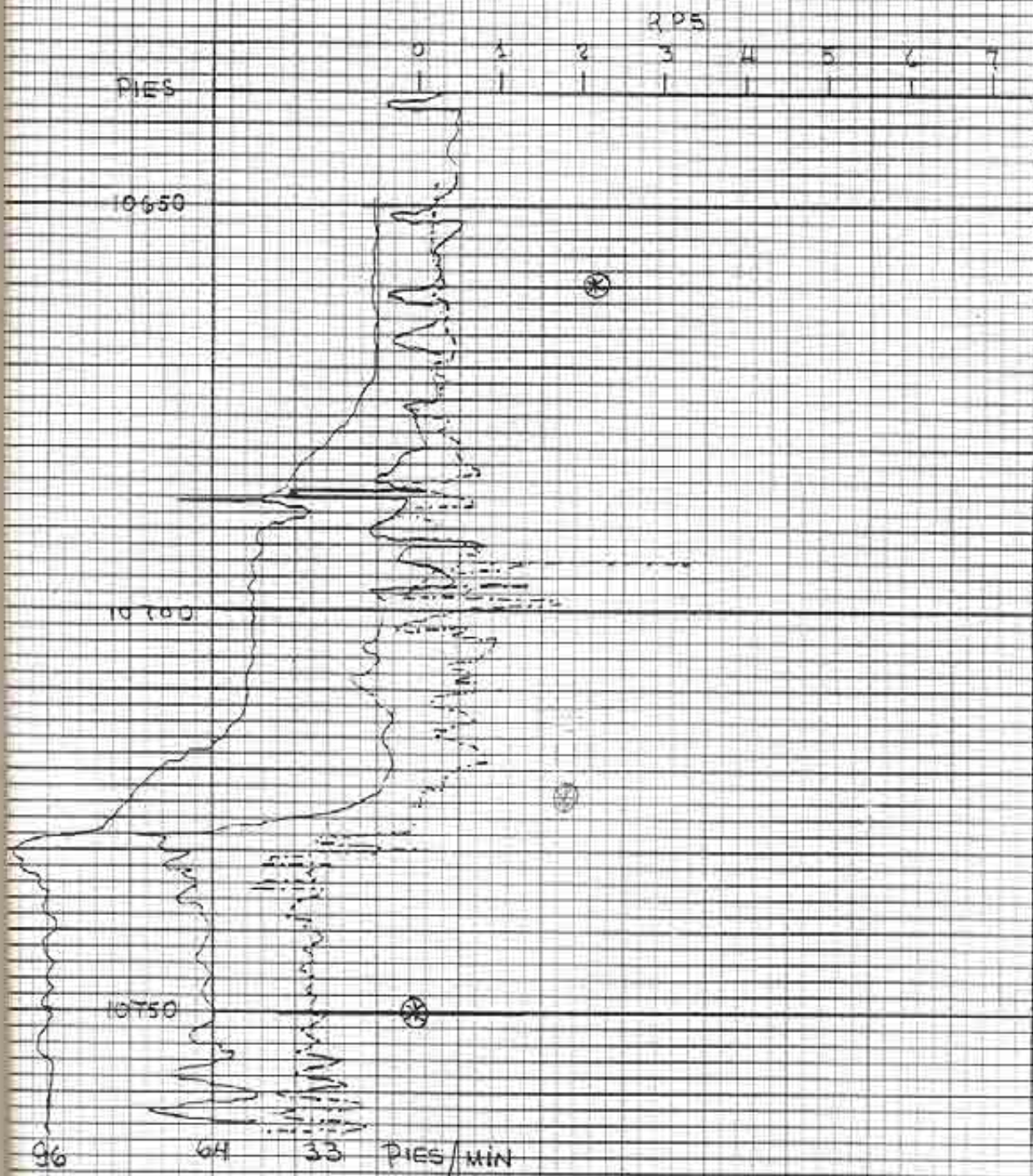
10750



VELOCIDAD X = 96 PIES / MIN
DE CABLE Y = 58 PIES / MIN
Z = 32 PIES / MIN

FIG N° 30

POZO AMAZONAS N° 1
 CORRIDA CON MEDIDOR DE FLUJO
 HACIA ARRIBA
 (POZO FLUYENTE)
 LECTURAS ESTATICAS



⊗ LECTURAS ESTATICAS

FIG 31

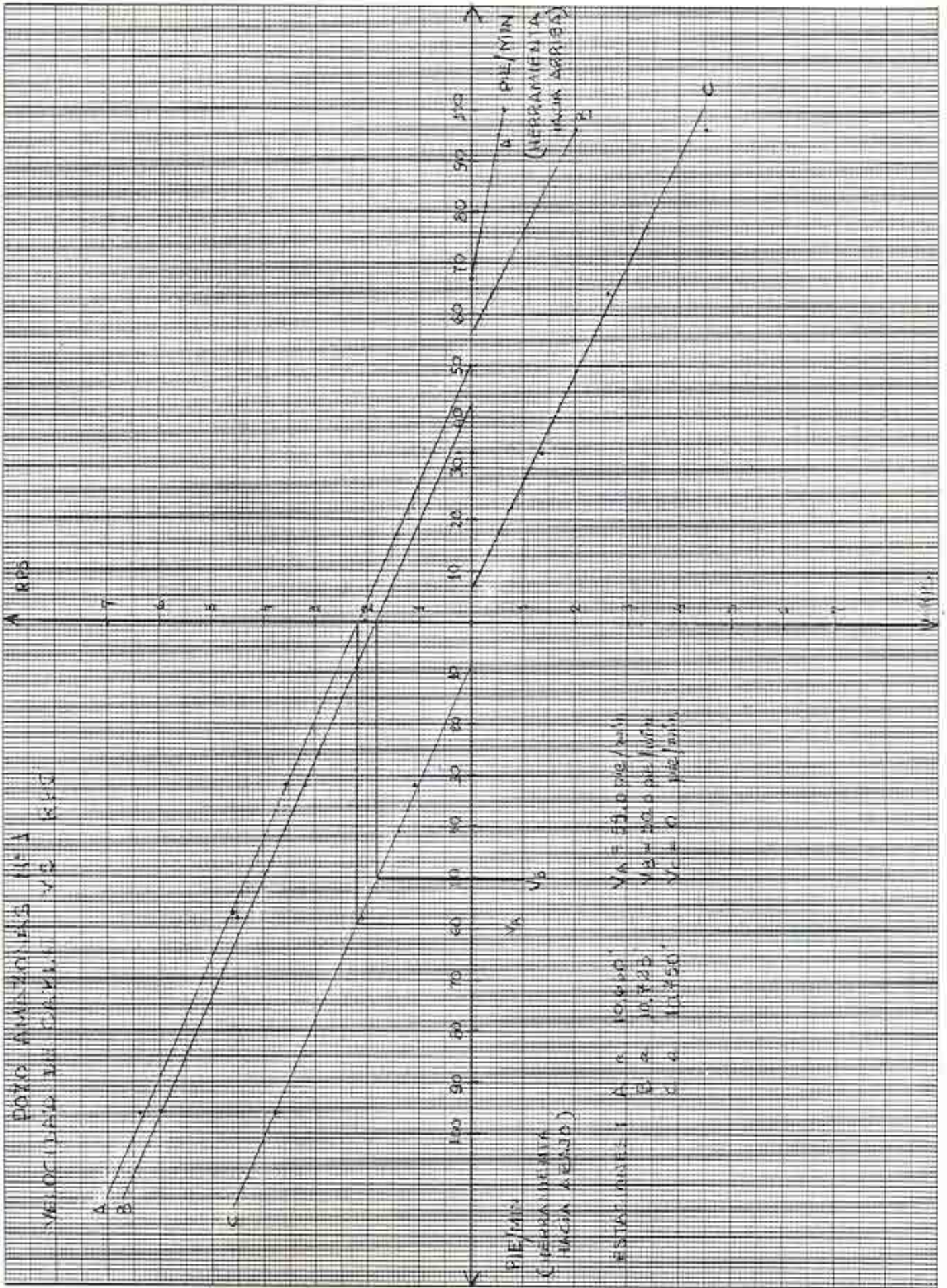


FIG N° 32

De donde podemos obtener las tasas de flujo para cada una de las estaciones.

(Para forros de 7", 29 lb/pie, grado P-110).

$$Q = V \frac{\text{pie}}{\text{min}} \times \frac{1000 \text{ Bbls./D}}{18.684 \text{ pie/min.}} \times 0.84 \text{ (factor de corrección),}$$

$$Q_A = 2653 \text{ BLPO}$$

A

$$Q_B = 2247 \text{ BLPO}$$

B

$$Q_C = 0 \text{ BLPO}$$

Estos resultados serán analizados en conjunto con los resultados del análisis del registro de densidades.

11.2.2 Registro de densidades

En este registro (Fig. Nº 33), corrido con el pozo en condiciones fluyentes, los resultados fueron:

Estación	A	B	C
Profundidad	(10,660')	(10,723')	(10,750')
Escala normal(gr/cc)	1,1500	1.2200	1.2700
Escala calculada(gr/cc)	0.9610	1.0227	1.0650

Debido a una falla en el generador es posible que la calibración en la escala normal haya sufrido alguna variación, es por eso que se calculan nuevos valores para las densidades, asumiendo que inmediatamente hacia el fondo de las últimas perforaciones hay agua de formación estancada (1.065 gr/cc en el fondo según datos del apéndice B), esto es en la estación C.

El cálculo de los nuevos valores de densidades fueron hechos de la siguiente manera :

-92-

AMAZONAS No 1

VELOCIDAD DE CABLE
PIES/MIN

ESCALA DE DENSIDAD (g/cc)

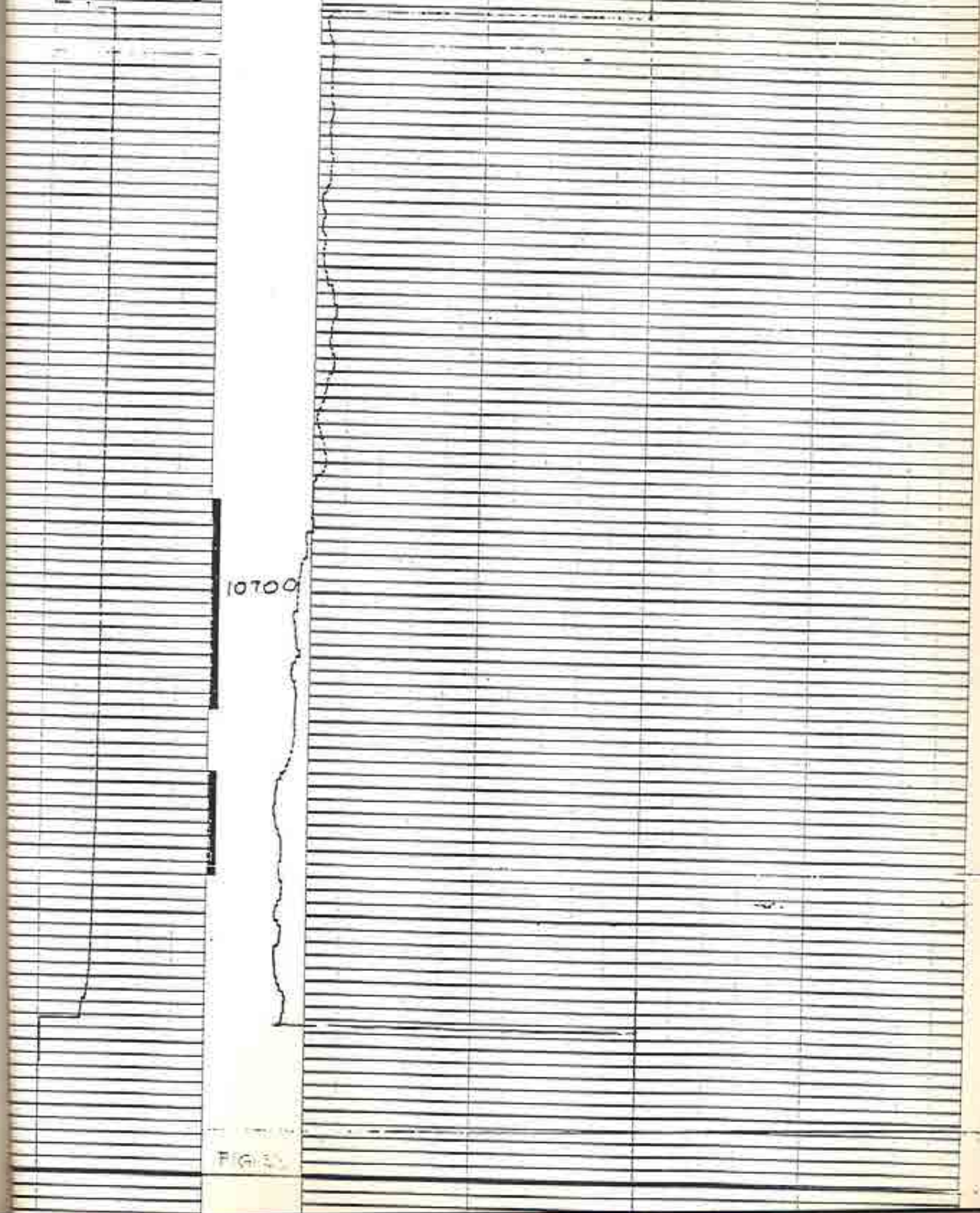
1.2 1.0 .9 .8 .7 .6 .5 .4 .3 2 1 0

10600

0 80

10700

FIG. 35



<u>Estaciones</u>	<u>Divisiones</u>	<u>f Gr(gr/cc)</u>
A	19.60	0.9610
B	20.30	1.0227
C	20.78	1.0650

$$f_c = 1.065$$

$$f_B = 1.065 - (20.78 - 20.30) 0.08811 = 1.0227$$

$$f_A = 1.065 - (20.78 - 19.60) 0.08811 = 0.9610$$

Donde 0.08811 gr/cc es la sensibilidad del registrador.

Luego con $f_{owf} = 0.8104$ gr/cc (obtenida de

$$\frac{141.5}{131.5 + API} + 0.0002178 \gamma_g \text{ Rs}$$

B_o

y $f_{wof} = 1.065$ gr/cc (obtenido con datos de laboratorio, apéndice B), se tiene la fracción de agua:

$$Y_w = (f_{Gr} - f_{owf}) / (f_{wof} - f_{owf})$$

$$Y_{wA} = 0.5915$$

$$Y_{wB} = 0.8339$$

$$Y_{wC} = 1.0000$$

Utilizando una velocidad de resbalamiento de 10 pies/min. para Y_{wA} y de 20 pies/min. para Y_{wB} y usando los valores obtenidos con la corrida de registros de flujos se puede obtener la siguiente tabla según gráficos A-2 y A-1 mostrados al final del apéndice A.

Estación	Zona	Densidad de fluido gr/cc.	Fracción de agua	Tasa total de flujo B/D	Tasa de petróleo B/D	Tasa de agua B/D	Producción de petróleo B/D	Producción de agua B/D
A	1	0.9610	0.5915	2653	1056	1597		
B	2	1.0227	0.8339	2247	650	1597	406	0
C		1.0650	1.0000	0	0	0	650	1597

De esta tabla se obtiene una producción de 1056 barriles de petróleo por día y 1597 barriles de agua por día con 60% de corte de agua.

Comparando los resultados del medidor de flujo con los de la prueba de producción (usando datos de PVT, apéndice B) tenemos :

	<u>Prueba de Producción</u>	<u>Medidor de flujo</u>
Tasa total en reservorio (B/D)	2674	2653
Tasa de pet, en reservorio (B/D)	1463	1056
Tasa de agua en reservorio (B/D)	1411	1597
Corte de agua %	49	60

La diferencia entre valores totales es 8%, lo cual es permisible en la medición de flujo en el subsuelo.

11.3 RECOMENDACIONES

Un análisis cualitativo del registro de flujo nos indica taponeamientos en los últimos 17' de la zona Nº 1 y en los últimos 5' de la zona Nº 2.

Así de lo expuesto se puede concluir lo siguiente .

La zona Nº 1 es poco porosa en la parte que permanece abierta como se puede observar en el registro Sónico-Rayos Gamma-Resistividad, esto concuerda con la poca contribución de fluido (406 BPPD), sin embargo, es productora de petróleo limpio, lo cual nos inclina a seguirla produciendo.

La zona Nº 2 es más porosa que la Nº 1 y esto es reflejado con una mayor contribución de fluido (2247 BLPD, 650 BPPD, 1,597 BAPD), el cual si bien es cierto tiene alta cantidad de agua (71%), también es cierto que el petróleo producido por esta zona es de buen porcentaje con respecto al total (62%), lo cual nos anima a no cerrar esta zona.

Se recomienda para este pozo aprovechando el re-trabajo de cambio de tubería, una reperforación lo cual nos permitirá una mejor recuperación de fluido al reabrir las perforaciones tapaneadas.

11.4 RESULTADOS DEL RE-TRABAJO

Este pozo fue retrabajado en Julio de 1984 encontrándose 5 huecos en la tubería de producción a más o menos 1600' de profundidad.

El análisis de la parte afectada mostró corrosión localizada en la parte interna de la tubería, por lo que se concluye que la corrosión fue causada por colonias de bacterias. Durante el retrabajo se usó bactericidas para prevenir futuras corrosiones por la misma causa.

La parte inferior de la zona N° 1 (10,700' - 10,718') fue reperforada.

El pozo fue recompletado con tubería nueva.

La prueba de pozo realizada después del re-trabajo dió los siguientes resultados :

Fluido : 5030 BFPD.

Petróleo : 2660 BPPD

Agua : 2370 BAPD

Corte de agua : 47%

Gas producido : 132,500 PCN/D

Relación gas petróleo : 50 PCN/BN

Gas inyectado : 1,800 M PCN/D

Como se observa la reperforación dió resultado efectivo - de inmediato esto se verifica por la disminución del corte de agua, el cual fluctuaba antes entre 50% a 55%.

El aumento de cantidad de fluido se debe a dos razones, como son la reperforación de la zona N° 1, y la mejor eficiencia en cuanto a levantamiento con gas debido a la eliminación de los huecos en la tubería.

C A P I T U L O XII

ANALISIS DE COSTOS PARA EL POZO AMAZONAS Nº 1

12.1 COSTO DE REGISTROS

Los registros tomados en el pozo Amazonas Nº 1 fueron cargados con los siguientes valores :

- Cargos Básicos	\$ 1,250=
- Cargo por profundidad	\$ 6,695=
- Registro de densidad (10,800'-10,600') x 0.62= 124 mínimo= \$ 620	\$ 620=
- Registro de flujo (10,800'-10,600') x 0.62= \$ 124,3 velocidades x m <u>i</u> nimo (\$620)=\$1860	\$ 1,860=
- Cargo por camión mástil	\$ 1,000=
- Uso de lubricador	\$ 300=
- Cargo por presión en la cabeza del pozo	\$ 175=
	<hr/>
COSTO TOTAL	\$ 11,900=

12.2 COSTO ESTIMADO DE UN RE-TRABAJO

Campo : Amazonas Pozo N° 1

Movimiento de equipo : 6 días

Trabajo con equipo : 13 días.

<u>Descripción de la cuenta</u>	<u>Costo Estimado \$</u>
Labor de contrato	32,000
Lubricación	5,000
Combustible	7,500
Brocas y rásCADORES	3,000
Reemplazo de tubería	450,000 *
Reemplazo de empaque	15,000
Fluido de completación	20,000
Suministros varios	15,000
Mantenimiento y reparación	20,000
Abastecimiento de alimentos	20,000
Locaciones y caminos	15,000
Movimiento de equipo	102,000
Trabajo con equipo	260,000
Reperforación	20,000
Servicios varios	20,000
Aviación	30,000
Subtotal	<u>1'034,500</u>
Contigencia (25%)	<u>258,625</u>
TOTAL ESTIMADO	1'293,125

* Valor tangible.

12.3 ANÁLISIS DE COSTOS

VALOR PRESENTE DEL FLUJO EFECTIVO COMO FUNCION DEL TIEMPO (SIN RE-TRABAJO REALIZADO)

AÑO	Producción (BPPD)	Ingresos después de participación.	Gastos de Operación.	Transporte	Ingresos después de Impuestos.	Flujo efectivo Acumulado	Valor Presente del Flujo efectivo acumulado al 12%
		(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
1	1500	7,118	240	684	1951	1951	1844
2	1100	5,220	240	502	1411	3362	3034
3	700	3,322	240	319	870	4232	3689
4	500	2,373	240	228	600	4832	4093
5	300	1,424	240	137	330	5162	4291

Precio del crudo = \$ 25/B

Participación = 50%

Transporte = \$ 2.5/B

Impuesto = 68.5%

Costo de Operación = 240 M\$ /año. (Basado en un pozo de 200 BPPD como límite económico).

Ganancia sin descuento = 5,162 M\$

Ganancia con descuento (12% anual) = 4,291 M\$.

(Ver fig. Nº 34)

VALOR PRESENTE DE FLUJO EFECTIVO AL 12% COMO FUNCION DEL TIEMPO

AÑO	Producción BPPD	Ingreso después de participación.	Gastos de Operación	Transporte	Depreciación Intangible.	Ingresos después de Impuestos.	Inversión	Flujo Efectivo Acumulado.	Valor Presente del Flujo Efectivo Acumulado al 12%
		(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
1	2600	12,335	240	1,186	855	3089	1305	2888	2657
2	1800	8,541	240	821	172	2302		5362	4744
3	300	1,424	240	137	29	320		5711	5007

DIFERENCIA DE LOS FLUJOS EFECTIVOS ACUMUL. CON DESCUENTO COMO FUNCION DEL TIEMPO

	Flujo Efectivo Acumulado descontado Proyecto Original	Flujo Efectivo Acumulado descontado Proyecto Acelerado	Diferencia en Flujos Efectivos Acumulados descontados.
	(M\$)	(M\$)	(M\$)
	1844	2657	813
	3034	4744	1710
	3689	5007	1318
	4093	5007	914
	4291	5007	716

Devolución de pago del proyecto acelerado = 6 meses

Período de retorno = 1.5 años

Con incentivo Tributario la rentabilidad sería mayor

(Ver Fig. Nº 34 y 35).

POZO ANIZONAL S.A.

M\$ A

13000

12000

11000

10000

9000

8000

7000

6000

5000

4000

3000

2000

1000

0

FLUJO DE GANANCIA (DESCONTADO)

Proyecto seleccionado

Inversión de pozo

Costo del Proyecto

de desarrollo

tiempo (años)

FIG. Nº 51

DIFERENCIA DE ENTRADAS

ACUMULADAS

M\$

4000

3000

2000

1000

0

Costo de proyecto
de desarrollo

Proyecto
seleccionado

tiempo
(años)

FIG. Nº 52

12.4 COMENTARIO

En este cálculo económico, se considera un proyecto acelerado debido a que el pozo aún estaba en producción antes de hacer el retrabajo o la inversión; es por esto que se hace una comparación entre el flujo efectivo acumulado descontado del proyecto original con la del proyecto acelerado, considerando para esto aproximadamente la misma recuperación de petróleo para ambos casos.

Los resultados de este cálculo económico fueron:

Devolución de pago del proyecto acelerado con su propio capital = 6 meses.

Período de retorno = 1.5 años

Obteniéndose ganancia al observar la diferencia entre flujos efectivos acumulados descontados de ambos proyectos.

Se decidió por hacer el re-trabajo o llevar a cabo el proyecto acelerado por las ventajas económicas y por los problemas de corrosión en este pozo; en estos casos, acelerando un proyecto, se hacen menos re-trabajos de problemas de corrosión.

C A P I T U L O XIII

RECOMENDACIONES

Basado en la experiencia expuesta y teoría recopilada se puede decir que cada campo y a veces cada pozo presentan problemas particulares, sin embargo, se pueden hacer algunas recomendaciones de cuando y como correr los registros de producción.

1. Los registros de producción pueden ser corridos en pozos nuevos en los cuales la producción no es la esperada, estos registros servirían para evaluar el comportamiento productivo de la zona abierta y verificar la integridad de la completación. Es por esto importante hacer incapie sobre las dimensiones internas de la tubería de producción y controladores de flujo corridos en el pozo, estas dimensiones deben permitir el paso de la herramienta combinada de producción (1 11/16"). Generalmente en pozos de levantamiento artificial por gas es posible hacer estas corridas de registro sin necesidad de cerrar el pozo; en completaciones de pozos con instalación para levantamiento con métodos hidráulicos sólo es posible correr estos registros con el pozo cerrado debido a que es necesario sacar la bomba hidráulica de su cavidad para poder pasar con las herramientas combinadas de producción (HCP) hasta el fondo del pozo. En pozos completados con bombas eléctricas corridas con tubería de producción no es posible la corrida de registros con la HCP, sin embargo en pozos completados con bombas eléctricas corridas solamente con cable se puede corregir esta omisión.

2. Correr registros de producción en inundaciones vertidas para conocer el volumen de fluido inyectado y verificar la entrada de éste en la zona deseada. Este es el único medio para dirigir este tipo de inyecciones.
3. Correr registros de producción en pozos inyectoros para conocer el volumen de fluido que entra en cada una de las zonas de inyección. Estos datos son de gran importancia en un proyecto de inyección.
4. Correr registros de producción en pozos productores al detectar el primer signo de problemas, esto es, una disminución marcada de la producción total, incrementos de las relaciones gas-petróleo, o incrementos de los cortes de agua, con estos registros podría detectarse flujos detrás de los forros, rupturas de forros y tuberías, taponeamientos de las formaciones, fugas a través de empaques, detección de entradas de agua y entradas de gas, detección de zonas ladronas, etc.
5. Los registros de producción deben ser corridos periódicamente (en caso de pozos como los descritos, anualmente), esto nos ayudaría a guiar la producción más eficientemente.
6. Es necesario tener el pozo en condiciones estabilizadas antes de correr un registro de producción, inclusive registrar los valores de producción durante la corrida de registros pues la producción puede disminuir en algo debido al incremento de fricción del fluido del pozo sobre la herramienta y el cable.

7. Se recomienda tener datos de PVT para obtener mayor exactitud en los análisis de registros y para hacer una conversión exacta de las tasas de flujo de superficie a condiciones de subsuelo, las cuales deben ser comparadas con las tasas obtenidas del análisis de registros.
8. Se recomienda hacer múltiples corridas de registros de producción, estas son esenciales por ejemplo para la calibración del medidor de flujo.
9. Se recomienda correr los registros sobre longitudes extensas de forro o tubería. En el caso de una tubería con una posible fuga, es recomendable correr registros de gravedades y temperaturas desde el fondo hasta la superficie.
10. La corrida en el pozo de una barra de diámetro conveniente utilizando una unidad de cable es aconsejable antes de la corrida de la MCP para determinar si hay algún obstáculo, el cual debe ser removido antes de empezar la operación con los registros de producción.
11. Se recomienda una buena coordinación entre los ingenieros especialistas en registros y los operadores de pozos, de esta manera los registros de producción rinden sus mejores resultados.

C A P I T U L O X I V

C O N C L U S I O N E S

De todo el trabajo presentado se puede concluir lo siguiente:

- La utilidad de la información proporcionada por los registros de producción dependen de la economía del reservorio y del costo del re-trabajo.
- El conocimiento ganado de los registros de producción tomados en pozos antiguos puede llevar a utilizar diferentes técnicas de completación en futuros pozos.
- Los registros de producción tomados en un pozo a condiciones iniciales son invaluable información para la comparación con otros futuros registros que serían tomados cuando el pozo tenga el primer indicio de problemas. En algunos casos la re-perforación puede ser todo lo que se necesite. En otros casos un re-trabajo podría ser requerido.
- Con los registros de producción se puede confirmar o modificar el análisis de ingeniería y geológico de un campo.
- La utilidad de tener los registros del pozo a hueco abierto y de cementación durante el análisis de registros de producción queda demostrada al poder justificar los resultados de los análisis con ayuda de los registros iniciales (hueco abierto o cementación).

- La simultaneidad de las mediciones con la HCP permite la evaluación de la producción o inyección con el pozo en condiciones estabilizadas y sin pérdida de producción, esta evaluación debe cotejar favorablemente con las mediciones de superficie.
- En pozos productores es posible predecir la tasa de producción total y también la fracción de fluido correspondiente a cada horizonte productivo sin la necesidad de contar con mucho equipo de superficie.
- La HCP ofrece la posibilidad de mediciones de presiones con el cual se puede medir el potencial de flujo para pozos de gas y el índice de productividad para pozos de petróleo.
- Los registros de producción ofrecen un rápido y económico método para guiar y diagnosticar problemas en los pozos, por lo que se recomienda corridas periódicas de estos registros.

A P E N D I C E A

DATOS DEL ANALISIS DE PVT PARA EL POZO

SELVA Nº 10

Los datos a continuación mostrados fueron obtenidos del análisis de una muestra del pozo Selva Nº 1.

Para el análisis de los registros combinados de producción corridos en el pozo Selva Nº 10, se han tomado en cuenta estos datos por considerarse datos más exactos que los obtenidos por relaciones de Standing, siendo estos en caso de no tener datos de PVT - una buena aproximación.

Datos del Factor de Volumen de Formación del Petróleo

Presión (lb/pulg ²)	FVF (Bbl/BN)	Temperatura de reservorio : 245ºF
4500	1.0707	
4000	1.0738	
3500	1.0771	
3000	1.0806	
2500	1.0841	
2000	1.0880	
1500	1.0920	
1000	1.0962	
500	1.1008	
268	1.1030	

Donde la presión de burbuja (Pb) fue determinada a 268 lb/pulg² con 245 ºF.

Gravedad API del petróleo a 60ºF : 21.1º.

Análisis del Gas obtenido del separador

<u>Componente</u>	<u>% por mol</u>
Sulfuro de Hidrógeno	
Dióxido de Carbono	0.14
Nitrógeno	21.71
Metano	61.23
Etano	6.52
Propano	5.92
Iso-butano	1.34
n-butano	1.55
Iso - pentano	0.57
n - pentano	0.47
Hexanos	0.29
† Heptanos	0.26
	<hr/>
	100.00 %

- Gravedad calculada del gas (aire = 1.00) = 0.811
- Valor calórico bruto calculado = 1044 BTU por pie cúbico de gas seco a 14.65 Lpca y 60°F.

Esta muestra fue recolectada a 50 Lpcm y 85°F.

La relación gas-petróleo a 60°F y 14.7 Lpca es 114 pies cúbicos normales de gas por barril de condiciones normales de petróleo.

El análisis de agua del pozo Selva Nº 10 mostró :

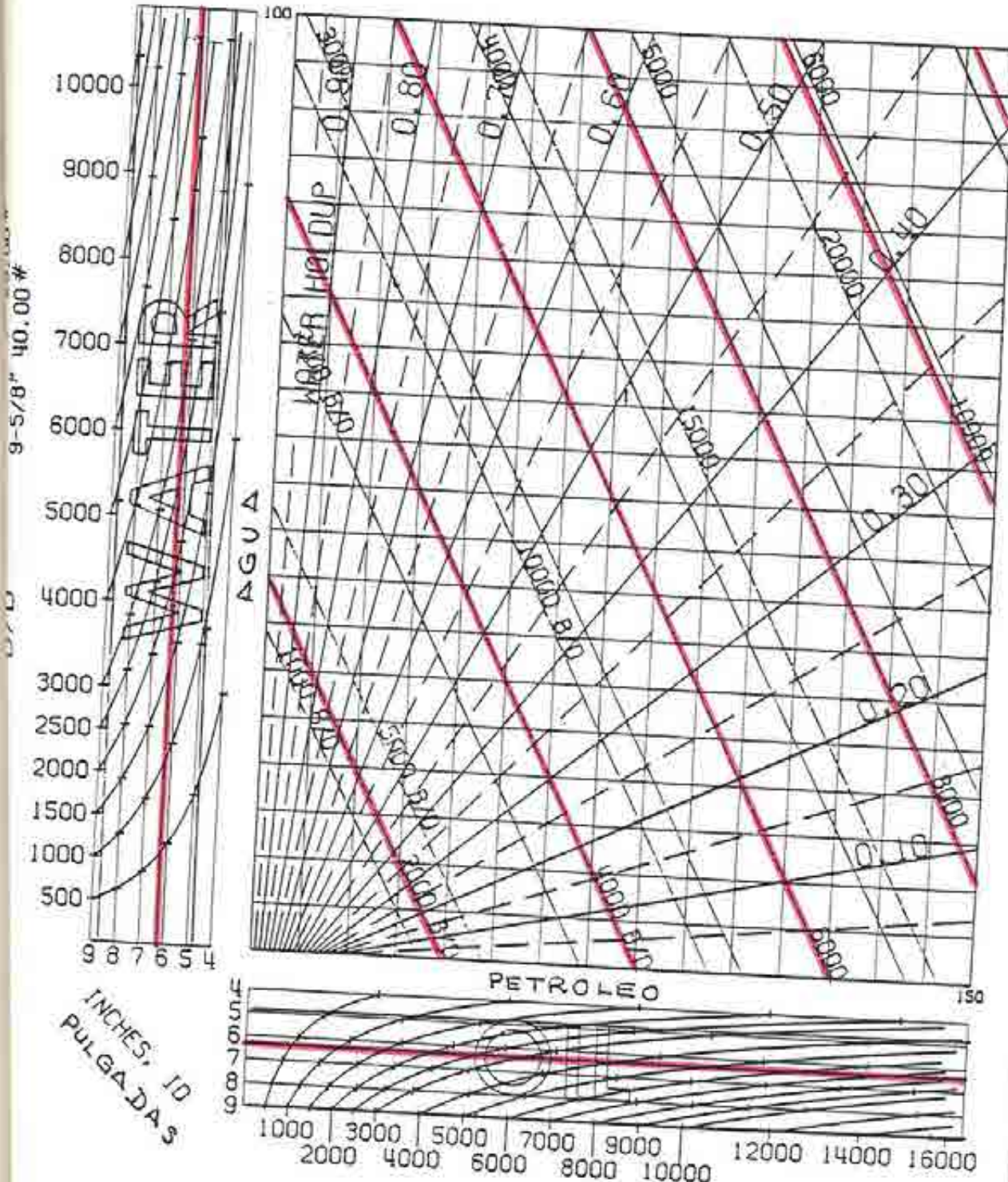
PPM Cl^- : 30,200

SDT (sólidos disueltos totales) : 49,800 mgr/litro.

De donde calculando la gravedad específica, da 1.032 gr/cc a condiciones normales de presión y temperatura y a condiciones fluyentes 0.9915 gr/cc (245°F y 4080 lb/pulg²), con esto obtenemos el Factor de volumen de formación del agua de 1.04 Bbl/8N.

TASA ALTA DE FLUJO
VELOCIDAD DE RESPALMIENTO: 20 pies/min
1-11/16" (DE.) FLUJO BURBUJA

CHART
6-21



SCHLUMBERGER

B/D 9-5/8" 40.00#

7" 29.00#

5-1/2" 17.00#

FIG-A-1

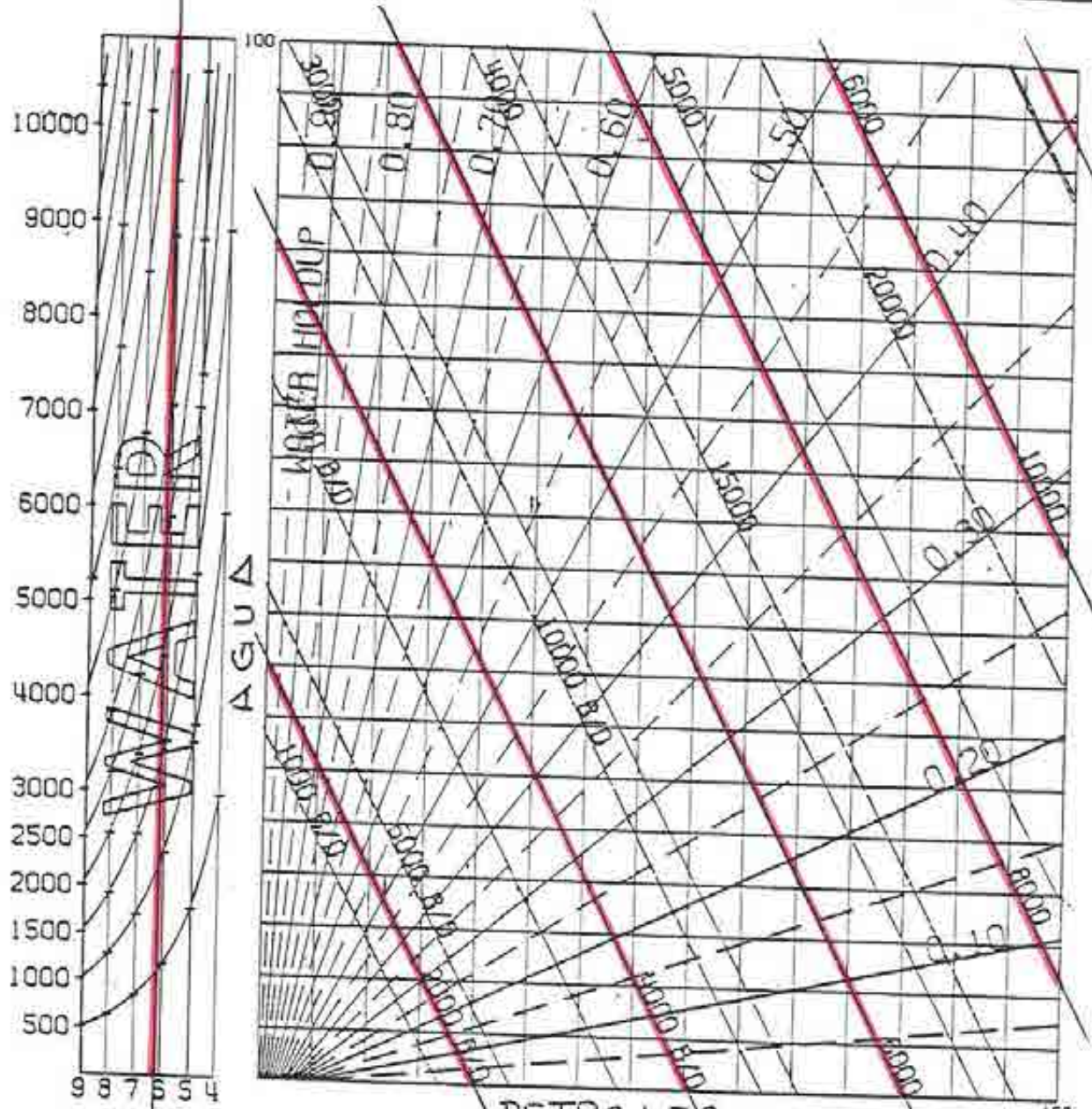
TASA ALTA DE FLUJO
VELOCIDAD DE RESBALAMIENTO : 100 fcs / dia
1-11/16" (D.E.) FLUJO ENTREGA

PART
20

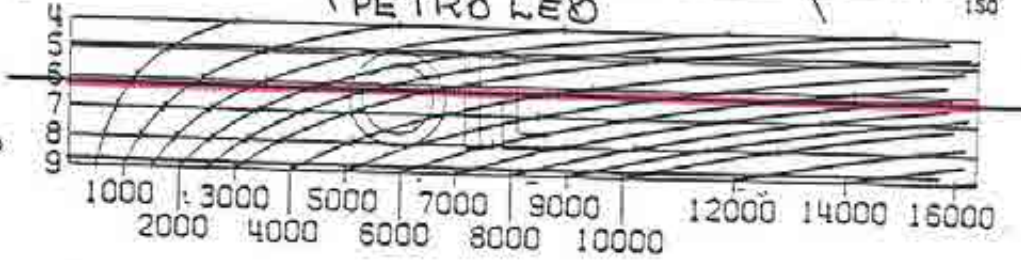
5-1/2" 17.00 #
7" 29.00 #

9-5/8" 40.00 #

B/D



INCHES, ID
PULGADAS



B/D 9-5/8" 40.00 #

7" 29.00 #

5-1/2" 17.00 #

© 1973 SCHLUMBERGER

FIG- A2

A P E N D I C E B

DATOS DEL ANALISIS DEL PVT PARA EL POZO

AMAZONAS Nº 1

Los datos a continuación mostrados fueron obtenidos del análisis de una muestra del pozo Amazonas Nº 7. Para el análisis de los registros de producción corridos en el Pozo Amazonas Nº 1, se han tomado en cuenta estos datos por considerar datos más precisos que los obtenidos por correlaciones.

Datos del Factor de Volumen de formación del Petróleo

<u>Presión</u> <u>(lb/pulg.²)</u>	<u>FVF</u> <u>(Bbls./BN)</u>	Temperatura de reservorio 268ºF
4,500	1.0882	
4000	1.0928	
3500	1.0963	
3000	1.1025	
2500	1.1078	
2000	1.1140	
1500	1.1204	
1300	1.1228	
1100	1.1253	
1000	1.1267	
900	1.1280	
800	1.1294	
700	1.1310	
600	1.1327	
545	1.1330	

Donde la presión de burbuja (Pb) fue determinada a 545 Lpcm. y 268ºF.

La gravedad API del petróleo @ 60ºF fue : 31.4º.

Análisis del Gas obtenido del Separador

<u>Componentes</u>	<u>% por mol.</u>
Sulfuro de Hidrógeno	0.0
Dióxido de Carbono	11.64
Nitrógeno	8.19
Metano	63.84
Etano	5.95
Propano	5.65
Iso-butano	1.27
Normal-butano	1.60
Iso-pentano	0.44
Normal-pentano	0.55
Hexanos	0.31
Heptanos +	0.56
	<hr/>
	100.00

Gravedad calculada del gas (aire = 1.00) = 0.868

Valor calorífico bruto calculado = 1072 B T U por pié cúbico de gas seco a 14.7 Lpca y 60º F.

Esta muestra fue recolectada a 50 Lpcm y 75º F.

La relación gas - petróleo a 60º F y 14.7 Lpca fue de 70 pies - cúbicos de gas por barril residual de petróleo.

El análisis de agua del pozo Amazonas Nº 1 mostró :

PPM Cl^- : 96,500

SOT (sólidos disueltos totales) : 156,900 mgr./litro

De donde calculando la gravedad específica da:

1.123 gr/cc a condiciones normales de presión y temperatura y a condiciones fluyentes 1.065 gr/cc (268ºF y 4000 Lpcm); con estos

valores obtenemos el factor de volumen de formación del agua de 1.05 Bbl/BN.

REFERENCIAS

1. " Schlumberger Production Log Interpretation" Documento Schlumberger Limited (1973).
2. Leach, B.C., Jameson, J.B., Smolen, J.J. y Nicolas, Y : " The Full Bore Flowmeter " Trabajo SPE 5089 (1974).
3. Meunier, D., Tixier, M.P., y Bonnet, J.L. : The Production Combination Tool - A New System for Production Monitoring ", Trabajo SPE 2957 (1971).
4. " Production Logging Services Seminar " Documento Gearhart the GO Company Wireline Services-82.
5. " Fluid Conversions in Production Log Interpretation " Document-Schlumberger Limited - 1974.
6. Anderson, R.A., Smolen, J.J., Laverdiere Luc, Davis, J.A. : " A Production Logging Tool With Simultaneous Measurements". Trabajo SPE 7447 (1980).
7. Allen Thomas D. y Roberts Alan P. : " Production Operation, Well Completion, Workover and Stimulation ". Tomo 1 - 1982.
8. Standing M.B. compiled by : Petroleum Engineering Data - Book - 1981.
9. Mind, T.E. : " Principles of Oil Well Production " Capítulo de Economía de Producción - 1964
10. Cole, Frank W. : " Reservoir Engineering Manual " - Capítulo de Economía - 1969.