

NOTICE CONCERNING COPYRIGHT RESTRICTIONS

This document may contain copyrighted materials. These materials have been made available for use in research, teaching, and private study, but may not be used for any commercial purpose. Users may not otherwise copy, reproduce, retransmit, distribute, publish, commercially exploit or otherwise transfer any material.

The copyright law of the United States (Title 17, United States Code) governs the making of photocopies or other reproductions of copyrighted material.

Under certain conditions specified in the law, libraries and archives are authorized to furnish a photocopy or other reproduction. One of these specific conditions is that the photocopy or reproduction is not to be "used for any purpose other than private study, scholarship, or research." If a user makes a request for, or later uses, a photocopy or reproduction for purposes in excess of "fair use," that user may be liable for copyright infringement.

This institution reserves the right to refuse to accept a copying order if, in its judgment, fulfillment of the order would involve violation of copyright law.

ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS DE CERRO PRIETO

M.O. Ribó
Comisión Federal de Electricidad
Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto
Mexicali, Baja California, México

RESUMEN.

Como parte de las actividades regulares del Depto. de Ingeniería de Yacimientos de la Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto de la Comisión Federal de Electricidad, la realización de Pruebas Transitorias de Presión juega un papel fundamental debido a su conocida capacidad como herramientas indispensables para la caracterización de un yacimiento en plena explotación y expansión como es el caso de Cerro Prieto.

Así, con la finalidad de apoyar la caracterización de las zonas en explotación, así como de auxiliar a los estudios de simulación numérica de yacimiento presentes y a futuro, en este trabajo se presentan los resultados de las interpretaciones practicadas a las pruebas de Dos Gastos, Incremento e Inyección-Recuperación que, desde 1985 a la fecha, han sido efectuadas en los pozos M-6, M-9, M-110, M-113, M-181, M-197, M-200, O-473 y Q-757 del Campo Geotérmico de Cerro Prieto.

Asimismo, se presenta también una breve descripción de las técnicas utilizadas para la interpretación de las mismas.

INTRODUCCION.

En la etapa inicial de la investigación y explotación de todo campo geotérmico, las caracterizaciones del yacimiento deben basarse en la aplicación de modelos simplificados debido a la poca información disponible con que se cuenta, sin embargo, conforme el número de pozos perforados y la extracción de fluidos se incrementa a través de diferentes etapas de producción y/o expansión, se hace necesaria la reevaluación periódica del total de información que durante estas últimas sea posible obtener.

De esta manera, la realización de Pruebas Transitorias de Presión adquiere gran importancia debido a que su objetivo primordial es la determinación indirecta de parámetros petrofísicos propios del yacimiento donde, para la caracterización del mismo, resulta imprescindible que algunos de ellos, tales como la permeabilidad, porosidad y compresibilidad, sean determinados bajo condiciones reales de presión, temperatura y saturación.

Sin embargo y pese a su importancia, la realización de Pruebas Transitorias en campos geotérmicos en explotación comercial, se ve limitada por las maniobras operativas propias del manejo del campo, donde los pozos productores en su gran mayoría son

requeridos para el suministro de vapor hacia las plantas generadoras y, por lo tanto, han de aprovecharse al máximo posible todos aquellos pozos que por alguna razón específica estén fuera del sistema o hayan dejado de fluir. Este hecho se hace más crítico para las Pruebas de Interferencia puesto que aun suponiendo la disponibilidad de dos ó más pozos que cumplan con los requerimientos de localización, terminación y estado mecánico necesarios, la información obtenida de él o los asignados como observadores (monitores) presentará altas probabilidades de estar distorsionada a causa de los efectos operacionales de los pozos cercanos.

Es por ello que desde 1985, solo ha sido posible realizar en Cerro Prieto pruebas de un solo pozo, como lo son las de Inyección-Recuperación, Dos Gastos e Incremento contenidas en este trabajo y enlistadas a continuación.

TIPO DE PRUEBA	POZOS	CANTIDAD
Incremento	M-110	1
	M-200	1
Dos Gastos	M-113	1
	M-197	1
	M-200	1
Inyección-Recuperación	M-6	4
	M-9	4
	M-181	2
	O-473	4
	Q-757	4

Las localizaciones particulares de cada uno de los pozos listados se presentan en la figura No. 1. Asimismo, los valores de la transmisibilidad (Kh), Factor de Daño (S), Coeficiente de Almacenamiento de la Formación (βC_{th}); así como los valores de la permeabilidad que fueron estimados al considerar el espesor de la formación (h) igual a la longitud del intervalo ranurado o zona de disparos de cada pozo; se presentan en la tabla de la figura No. 2 donde se incluyen a manera de referencia los gastos utilizados y las fechas de ejecución.

TECNICAS DE INTERPRETACION.

Para la interpretación de las citadas pruebas, que fueron realizadas de acuerdo a los procedimientos tradicionales ya establecidos para cada una, se aplicaron tres diferentes métodos que son: 1)- Mediante rectas semilogarítmicas según las técnicas desarrolladas por Horner⁽¹⁾ y por Miller, Dyes y Hutchinson (MDH)⁽¹⁾; 2)- Mediante las curvas tipo desarrolladas por Agarwal, Al-Hussainy y Ramey⁽¹⁾ y; 3)- Utilizando la derivada de la pre-

sión según la técnica de Bourdet, Whittle, Douglas y Pirard⁽²⁾, (3).

A continuación se presenta una breve descripción de cada una de dichas metodologías donde se incluyen también las ecuaciones fundamentales correspondientes que fueron utilizadas para obtener los valores presentados en la figura No. 2.

1.- **Rectas Semilogarítmicas:** Esta técnica consiste en graficar en escalas semilogarítmicas los datos de prueba Pwf vs Δt (Horner) ó bien, ΔPwf vs Δt (MDH) y encontrar su pendiente gráfica para utilizarla según:

Puesto que la ecuación básica de ésta técnica es:

$$Pwf = P_i - 527.4 \frac{q/cyM}{K_h} \left[\log \frac{K \Delta t}{\beta C_{tr} r_w^2} + 0.89 + 0.87S \right] \quad (1)$$

Resulta claro que al graficar Pwf (o $\Delta Pwf = P_i - Pwf$) - vs $\log \Delta t$, se genera una recta cuya pendiente m es:

$$m = 527.4 \frac{q/cyM}{K_h} \quad (2)$$

De donde:

$$K_h = 527.4 \frac{q/cyM}{m} \quad (3)$$

Asimismo, haciendo que:

$$P_i = Pwf/\Delta t = 0$$

$$Pwf = Pwf/\Delta t = 1 \quad (\log \Delta t = 0)$$

el Factor de Daño "S" puede encontrarse de (1) por:

$$S = 1.151 \left[\frac{Pwf/\Delta t = 1 - Pwf/\Delta t = 0}{m} - \log \frac{K_h}{\beta C_{tr} r_w^2} - 0.891 \right] \quad (4)$$

Aplicando el principio de superposición en el tiempo a la ecuación (1), se generan diferentes ecuaciones aplicables a los distintos tipos de pruebas según:

$$Pwf = P_i - m \left[\log \Delta t^n \frac{(t+1)}{\Delta t} \right] \quad m = \frac{q^2}{q_1} \quad \text{Dos gastos} \quad (5)$$

$$Pwf = P_i - m \left[\log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad \text{Recuperación e Incremento} \quad (6)$$

$$Pwf = P_i - m \log \Delta t \quad \text{Inyección} \quad (7)$$

Donde, en las ecuaciones (5), (6) y (7) m es la pendiente de la recta semilogarítmica de Pwf vs Δt^n ($t+1$); $\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$ o Δt según el tipo de prueba y estará dada, en todos los casos, por la ecuación (2).

Sin embargo, debido a que (1) es una solución de la ecuación de difusividad que resulta suponiendo la existencia de un patrón de Flujo Radial, esta técnica solo resulta a aquellas pruebas donde dicho Flujo Radial haya sido plenamente identificado (4) (5).

2.- **Curvas Tipo:** Esta técnica consiste en utilizar de manera convencional las curvas tipo de Agarwal, Al-Hussainy y Ramey (C6 de la referencia 1), sobre poniendo una gráfica logarítmica (Log-Log) de ΔPwf vs Δt , determinar un punto de ajuste (match point) para aplicar las ecuaciones:

$$K_h = 456786.947 \frac{q/cyM (F_D) M}{(\Delta Pwf) M} \quad (8)$$

$$\beta C_{th} = 3.484227 \frac{K_h (\Delta t) M}{r_w^2 \mu (T_D) M} \quad (9)$$

Además, el valor del Factor de Daño "S" y del Coeficiente Adimensional de Almacenamiento del pozo "C_D", se obtienen directamente del ajuste realizado.

Es importante remarcar que esta técnica solo es aplicable para el intervalo de flujo transitorio que se presenta en la gran mayoría de las pruebas una vez que los efectos de almacenamiento del pozo hayan cesado; así como para aquellas donde se haya indentificado la presencia de flujo radial a tiempos posteriores a dicho transitorio.

3.- **Derivada de la Presión:** Esta técnica consiste en graficar en papel logarítmico (Log-Log) los valores de $\Delta Pwf'$ vs Δt , que calculados a partir de los datos de prueba, permiten diagnosticar él ó los patrones de flujo predominantes durante el período de prueba, lo cual se logra a partir de las pendientes gráficas características de cada uno de dichos patrones⁽⁴⁾, (5).

Una vez indentificados los intervalos de tiempo correspondientes a cada patrón de flujo, los valores de K_h , βC_{th} , C_D , K , etc. se determinan a partir de la solución de la ecuación de difusividad correspondiente a cada uno de dichos patrones⁽²⁾, (3), (4) y (5).

En caso de no detectarse ningún patrón de flujo definido, el análisis de los datos puede lograrse mediante el ajuste con las curvas tipo desarrolladas por Bourdet, Douglas y Pirard⁽²⁾, cuyas ecuaciones básicas son:

$$K_h = 456786.947 \frac{q/cyM (F_D) M}{(\Delta P) M} \quad (10)$$

$$(T_D e^{2S}) M = (T_D / C_D) M \quad (C_D e^{2S}) M \quad (11)$$

$$S = \sqrt{2} \ln \left[\frac{\beta C_{th} r_w^2}{3.484227 K_h} \frac{(T_D e^{2S}) M}{(\Delta t) M} \right] \quad (12)$$

La utilización de esta técnica en combinación con las anteriores, proporcionan una mayor confiabilidad a los resultados de interpretación debido a que, por una parte, ofrece la ventaja de establecer el intervalo de tiempo donde resulta aplicable la técnica de rectas semilogarítmicas, solucionan-

do así, el problema típico de determinar el inicio de dichas rectas y permite establecer con exactitud el período de flujo transitorio necesario para la aplicación de las curvas tipo mencionadas en la técnica 2) ante la ausencia de un flujo radial al final de la prueba.

Por otro lado, dicha combinación de técnicas permite la estimación de un mismo parámetro mediante diferentes metodologías; ó bien, retroalimentar a alguna de ellas con los resultados obtenidos de otra, lo cual ofrece una mayor cantidad de datos y fundamentos donde basar los criterios de interpretación necesarios para emitir conclusiones técnicamente válidas.

CONCLUSIONES.

A partir del método de interpretación No. 3; que permite establecer el o los patrones específicos de flujo que pueden presentarse a diferentes tiempos durante el período de prueba; se hace evidente que los resultados obtenidos de la ejecución de pruebas de Dos Gastos mediante el procedimiento tradicional, son los menos confiables en comparación con los obtenidos de los otros tipos de pruebas aplicables a pozos geotérmicos.

La conclusión anterior es producto de la incertidumbre existente con respecto al patrón de flujo que se genera en la formación durante el tiempo de estabilización anterior a la prueba, el cual por otra parte, debe conocerse cuando menos en forma aproximada a fin de establecer su ecuación de comportamiento para poder utilizarla mediante el principio de superposición en el tiempo, junto con la correspondiente al período posterior al cambio de gasto y así obtener la solución característica que pueda aplicarse con validéz en la interpretación de los datos de prueba.

Al respecto de los puntos anteriores, cabe recordar que la ecuación (5) resulta de aplicar el citado principio de superposición considerando que tanto antes como después del cambio de gasto se generan patrones de flujo tipo radial, circunstancia que no siempre resulta válida.

Se hace necesario por lo tanto, diseñar una nueva metodología de campo para pruebas de Dos Gastos que permita la obtención de datos suficientes para establecer dichos patrones de flujo antes y después del cambio de gasto.

En lo que respecta a las pruebas de Inyección-Recuperación, ha de decidirse que los valores obtenidos del período de recuperación resultan más confiables que los correspondientes al período de Inyección respectivo. Lo anterior obedece al hecho de que la respuesta del yacimiento durante la recuperación no es afectada por ningún agente externo (maniobras de bombeo, regulación de gastos, etc.), lo cual la hace más confiable y sencilla de interpretar.

Finalmente, se ha establecido que resulta completamente posible efectuar Pruebas de Incremento en pozos Geotérmicos de Cerro Prieto, con tiempo de cierre de 3 a 5 horas y, sin requerir maniobras de inducción (estimulación) posteriores para reestablecer la producción de los mismos.

NOMENCLATURA Y UNIDADES.

Pwf: Presiones de fondo durante la prueba (=) Kgf/cm²
 Pi : Presión inicial de yacimiento en la prueba (=) Kgf/cm²
 q : Gasto producido o inyectado (=) ton/hr
 Vcy: Volumen específico del fluido (producido o inyectado) a condiciones de yacimiento (=) m³/kgm
 μ : Viscosidad del fluido a condiciones de yacimiento (=) CP
 K : Permeabilidad de la formación (=) md
 h : Espesor de la formación (=) mts
 φ : Porosidad efectiva de la formación (=) %
 Ct : Compresibilidad total de la formación (=) Kgf/cm²⁻¹
 rw : Radio del pozo (=) cm
 m : Pendiente semilogarítmica (=) $\frac{\text{Kgf/cm}^2}{\text{ciclo}}$
 S : Factor de Daño (=) adm.
 P_D : Presión adimensional
 T_D : Tiempo adimensional
 ΔP : Cambio de presiones de fondo (=) kgf/cm²
 Δt : Incremento (intervalo) de tiempo (=) hrs
 t : Tiempo de estabilización (dos gastos), Tiempo de Inyección o Producción (Recuperación o Incremento) (=) hrs
 Pwf': Derivada de la presión con respecto al tiempo (=) $\frac{\text{Kgf/cm}^2}{\text{hr}}$

REFERENCIAS.

- (1) EARLOUGHER, R.C. "Advances in well test analysis", monograph series, SPE of AIME, Dallas 1977.
- (2) D. BOURDET, T.M. WHITTLE, A.A. DOUGLAS, Y.M. PIRARD, "A new set of type curves simplifies well test analysis", world oil, mayo 1983.
- (3) D. BOURDET, J.A. AYOUB, Y.M. PIRARD, "Use of pressure derivative in well test interpretation", S.P.E. of AIME, Dallas 1974.
- (4) A. ALAGOA, D. BOURDET, J.A. AYOUB, "How to simplify the analysis of fractured well test", World oil, octubre 1985.
- (5) H. CINCO LEY, F. KUCHUK, J.A. AYOUB, V. SAMANIEGO, L. AYESTRAN, "Analysis of pressure test through the use of instantaneous source response concepts", S.P.E. of AIME (15476), Dallas 1986.

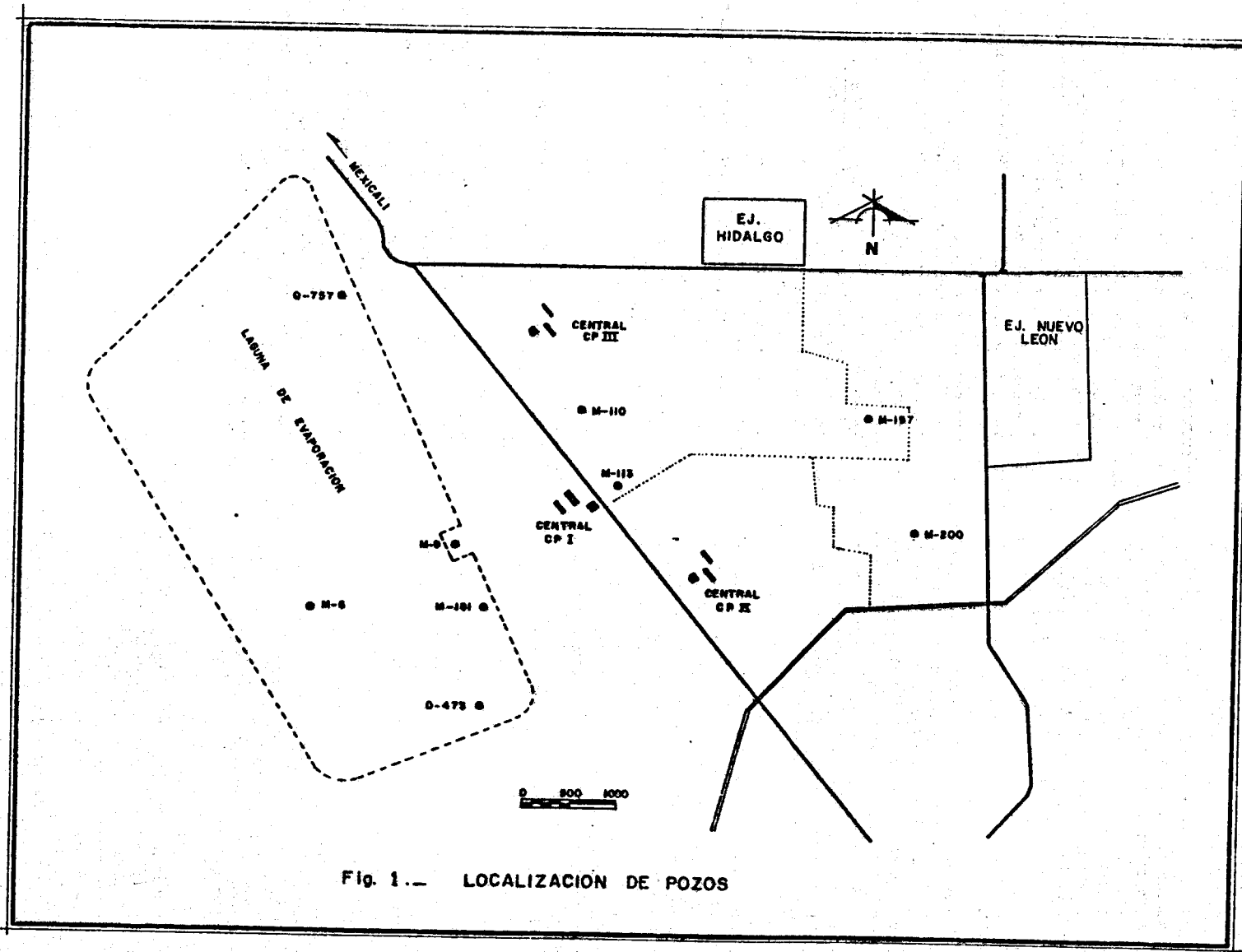


Fig. 1.- LOCALIZACIÓN DE POZOS

FIGURA No. 2.

DATOS GENERALES Y RESULTADOS OBTENIDOS POR PRUEBAS TRANSITORIAS DE PRESION EN CERRO PRIETO.

MÉTODOS: 1- BORNER, MDH
2- CURVAS TIPO (AGARWAL, AL-KUSSAINY, RANEY)
3- DERIVADA (BOURDET, WHITTE, DOUGLAS, PIRARD)

D.G.- DOS GASTOS (Two Rate Flow) INC- INCREMENTO (BUILTUP) INV- INYECCION REC- RECUPERACION (FALL-OFF).

POZO	TIPO DE PRUEBA.	FECHA d/ m/ a	GASTO (ton/hr)	METODO UTILIZADO	Kh (md-ft)	S (adio)	σCch ($\frac{\sigma}{\text{kg/cm}^2}$)	h (SUPUESTO) (mts)	K (SUPUESTA) (md)
N-197	D.G.	15/VII/85	300.3/184.8	1	3291.57	-9.947	----	207.97	15.83
N-110	INC.	9/XI/87	91.19	2,3	4323.59	0.0	.002953	99.99	43.24
N-113	D.G.	8/IX/85	183/122	1	1065.43	-8.7	----	268.64	3.97
Q-757	INV.	2/IV/86	10.5	1,3	865.2	8.93	----	50	19.3
	REC.	3/IV/86	0.0	1,2	1084.8	-0.417	.00094	50	21.7
	INV.	6/XI/85	57.24	1,2	1086.96	-1.79	.00126	50	21.34
	REC.	7/XI/85	0.0	1	426.67	-2.31	----	50	18.53
	INV.	19/XI/86	85.86	1	800.08	-2.92	----	50	16.00
	REC.	20/XI/86	10.0	1	492.35	-3.65	----	50	18.85
	INV.	30/XI/86	114.48	1,2,3	1312.86	+3.31	.00172	50	28.26
	REC.	1/XII/86	0.0	1	682.69	-3.83	----	50	13.85
N-6	INV.	10/IX/86	87.24	1,3	22015.41	-0.953	----	206.5	106.61
	REC.	11/IX/86	0.0	1,3	22147.83	-2.05	----	206.5	107.25
	INV.	12/IX/86	85.86	1,3	22259.04	-1.597	----	206.5	107.79
	REC.	13/IX/86	0.0	1,2,3	22081.32	-1.588	.00378	206.5	106.93
	INV.	14/IX/86	114.48	1,3	22214.34	-1.587	----	206.5	107.57
	REC.	14/IX/86	0.0	1,3	22692.80	-2.87	----	206.5	109.89
	INV.	15/IX/86	190.0	1,3	22352.65	-2.245	----	206.5	108.24
	REC.	16/IX/86	0.0	1,3	22915.11	-2.767	----	206.5	110.97
N-8	INV.	8/ X/86	52.67	1	4538.42	-0.538	----	143.2	31.69
	REC.	9/ X/86	0.0	1,2,3	4862.80	-1.859	.00213	143.2	33.86
	INV.	9/ X/86	86.86	1,2,3	4867.30	-1.907	.00257	143.2	33.89
	REC.	10/ X/86	0.0	1	4456.28	-0.825	----	143.2	31.12
	INV.	10/ X/86	114.48	1	4455.88	-2.85	----	143.2	31.11
	REC.	11/ X/86	0.0	--	-----	-----	-----	-----	-----
	INV.	11/ X/86	171.72	--	-----	-----	-----	-----	-----
	REC.	12/ X/86	0.0	1,2	4832.28	-0.068	.00198	143.2	33.74
Q-473	INV.	29/VI/87	56.6	2,3	856.20	3.29	----	73.27	8.98
	REC.	30/VI/87	0.0	2,3	2478.23	2.92	----	73.27	80.16
	INV.	1/VII/87	89.3	2,3	1856.59	2.03	----	73.27	45.00
	REC.	2/VII/87	0.0	1,2,3	4119.31	5.42	.02151	73.27	221.89
	INV.	2/VII/87	120.5	1,3	3209.86	3.57	----	73.27	134.59
	REC.	3/VII/87	0.0	1,2,3	3914.46	3.11	.02196	73.27	200.17
	INV.	6/VII/87	255.3	--	-----	-----	-----	-----	-----
	REC.	7/VII/87	0.0	1,2,3	2703.86	-1.46	.02722	73.27	95.42
N-200	D.G.	17/VII/85	190.3/84.8	1	1446.19	8.4	----	351.24	4.23
	INC.	7/VIII/86	118.18	1,2	2289.96	-5.9	.0234	351.24	8.52
N-181	INV.	22/VI/88	33.11	--	-----	-----	-----	-----	-----
	REC.	23/VI/88	0.0	1,2,3	97.86	-5.11	2.069×10^{-4}	79	1.239
	INV.	28/VI/88	19.014	--	-----	-----	-----	-----	-----
	REC.	29/VI/88	0.0	1,2,3	66.9	-4.77	5.74×10^{-3}	79	0.847