



Universidad Nacional Autónoma  
de México

FACULTAD DE INGENIERIA

" ALTERNATIVAS PARA LA EXPLOTACION  
DEL CAMPO TONALA NORTE, DISTRITO  
AGUA DULCE, VERACRUZ "

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

Jesús Salvador Flores Mondragón





## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección  
60-I-22

Señor FLORES MONDRAGON JESUS SALVADOR.  
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. M.I. José Angel Gómez Cabrera, para que lo desarrolle como tesis - - para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"ALTERNATIVAS PARA LA EXPLOTACION DEL CAMPO TONALA NORTE,  
DISTRITO AGUA DULCE, VERACRUZ"

- INTRODUCCION.
- I CONDICIONES ACTUALES DE EXPLOTACION DEL CAMPO.
- II CALCULO DE LOS GASTOS QUE SE PUEDEN OBTENER DE LOS POZOS PRODUCTORES.
- III ALTERNATIVAS DE EXPLOTACION.
- IV ANALISIS ECONOMICO.
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Puego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como - - requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así - como de la disposición de la Coordinación de la Administración - Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Cd. Universitaria, D.F., Enero 20 de 1986.  
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

OARCH'MRV;gtq

ALTERNATIVAS PARA LA EXPLOTACION DEL CAMPO TONALA  
NORTE, DISTRITO AGUA DULCE, VERACRUZ.

C O N T E N I D O

PAGINA

INTRODUCCION

I.-	CONDICIONES ACTUALES DE EXPLOTACION DEL CAMPO	
	I.1.- Datos Generales	3
	I.2.- Sistemas artificiales de Producción	8
	I.2.1.- Bombeo neumático	9
	I.2.2.- Bombeo mecánico	10
	I.3.- Estados mecánicos de los pozos	10
	I.4.- Tuberías de descarga	20
	I.5.- Líneas de inyección de gas para B.N.	21
	I.6.- Central de recolección	23
	I.7.- Datos de Producción y reserva de los pozos.	30
II.-	CALCULO DE LOS GASTOS QUE SE PUEDEN OBTENER DE LOS POZOS PRODUCTORES.	
	II.1.- Determinación de la Pwf.	40
	II.2.- Medición o cálculo del nivel dinámico - de los pozos.	68
	II.3.- Comportamiento de flujo.	107
III.-	ALTERNATIVAS DE EXPLOTACION	
	III.1.- Ampliación o modificación de la central de recolección.	123
	III.2.- Conversión de BN a BM o cámaras de -- acumulación.	125
	III.3.- Substitución de tuberías de descarga	141
	III.4.- Substitución de tuberías de producción	148
IV.-	ANALISIS ECONOMICOS	
	IV.1.- Central de recolección	158
	IV.2.- Conversión de sistemas de producción	160
	IV.3.- Tuberías de descarga	161
	IV.4.- Tuberías de producción	162

	PAGINA
NOMENCLATURA	164
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	167
BIBLIOGRAFIA	170
APENDICE A	
APENDICE B	

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

La demanda cada vez mayor de energéticos en el país, hace - que continuamente las técnicas y métodos en las diferentes fuentes de energía, sean revisadas y modificadas, mejorándose notablemente a últimas fechas. Con ésto, los sistemas de explotación del petróleo son revisados y actualizados periódicamente, apoyándose simultáneamente con un Estudio Económico, para optimizar las diferentes alternativas, y de esta forma, lograr una eficiente explotación de los yacimientos.

En esta tesis, se pretende hacer una revisión a los sistemas actuales de explotación del campo TONALA NORTE, perteneciente al Distrito de Agua Dulce, Ver., y además, elaborar un breve estudio económico, ya que el tiempo de explotación del campo es grande y consecuentemente la declinación de la producción, hace necesario un balance técnico y económico que defina su situación futura de explotación.

La información recopilada, fue proporcionada por los Departamentos de Ingeniería de Producción, Yacimientos y Petrolera, -- del distrito antes mencionado; sin embargo, cuando ésta no se pudo obtener de datos medidos, se recurrió al empleo de nomogramas o correlaciones publicados en la literatura especializada; además, se tomaron datos de pozos o yacimientos vecinos al campo en estudio.

C A P I T U L O I

CONDICIONES ACTUALES DE EXPLOTACION DEL CAMPO  
TONALA NORTE

## I.1.- DATOS GENERALES.

### I.1.1.- LOCALIZACION GEOGRAFICA.

El Distrito Agua Dulce, se localiza en la planicie costera del Golfo de México, correspondiente al Istmo de Tehuantepec y, -- comprende parte de los Municipios de Coatzacoalcos, Ver., de Hui--manguillo y Cárdenas, Tab.

Está limitado al Norte por la Plataforma Continental; al -- Sur por la carretera Coatzacoalcos - Villahermosa y los ríos Zana--pa y Tonalá; al Oriente por el meridiano 93°54' Oeste y al Occiden--te por el meridiano 94°17' Oeste; colinda al Este con el Distrito de Comalcalco, al Sur con el Distrito El Plan y al Oeste con el -- Distrito de Nanchital (Fig. 1).

La cabecera del Distrito y el poblado de Agua Dulce, se en--cuentra a 47 km de la ciudad de Coatzacoalcos, Ver., por carrete--ra pavimentada.

La carretera federal Coatzacoalcos-Villahermosa, cuyo desa--rrollo coincide sensiblemente con el paralelo 18° latitud Norte,--constituye el eje de la red de caminos pavimentados con que cuen--ta el Distrito.

De la citada carretera, se derivan los caminos pavimenta--





dos hacia Agua Dulce, cabecera del Distrito y a los diversos campos que lo integran, con un desarrollo aproximado de 150 km pavimentados y 530 km. de terracerfa (Fig. 2).

Los ríos Chicozapote, Tonalá, La Laguna del Carmen y el Golfo de México; constituyen las principales vías de comunicación marina, contándose para el efecto, con muelles en Santa Ana y Cinco Presidente, para el servicio de embarcaciones que transportan material y personal a las instalaciones del Distrito.

Para la comunicación aérea con el Distrito, se cuenta con una pista para aeronaves, equivalentes en tonelaje a un DC-3 localizada en el campo La Venta a 25 km\* de la cabecera del Distrito. Se tiene además, un helipuerto en la propia cabecera para un helicóptero de base, con capacidad de cinco personas.

#### I.1.2.- CONDICIONES DEL MEDIO GEOGRAFICO.

La mayor parte de la superficie del Distrito Agua Dulce, está constituida por terrenos de bajo relieve; pantanosos, con vegetación constituida principalmente por gramíneas, helechos y mangles. El clima es tropical, con una temperatura media anual de 28°C, una prolongada estación de lluvias y sujeto a la influencia de "nortes" en la temporada de invierno.

Los principales accidentes hidrográficos son: las lagunas

\* Actualmente se encuentra fuera de operación.



El Yucateco, El Carmen, Pajonal y La Palma; el río Tonalá y sus -- afluentes como: el río Blasillo y los arroyos Chicozapote, Agua Dulce, El Burro, San Felipe y Alemán.

### I.1.3.- GEOLOGIA.

Geológicamente, el Distrito de Agua Dulce está situado dentro de la provincia denominada Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec.

Todas las estructuras geológicas de dicha cuenca tienen un origen común, debido a la intrusión salina que ocasiona la deformación de los estratos formando un sistema de fallas que constituyen una trampa natural, adecuada para la acumulación de hidrocarburos.

La secuencia sedimentaria que se perfora antes de llegar a la sal, corresponde a una alteración de arenas y lutitas, que abarcan desde el Reciente que aflora, hasta el Oligoceno, siendo las arenas de Mioceno Inferior las mejores acumuladores de hidrocarburos, principalmente las pertenecientes a la formación Encanto.

La columna estratigráfica del área se sintetiza en la Tabla I.

PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION
CUATERNARIO	RECIENTE PLEISTOCENO		TURBAS SAPROPEL y ARCILLAS. ALUVION . ARENAS DE DUNAS y GRAVILLA.
TERCIARIO	PLIOCENO		TOBAS
	MIOCENO	SUPERIOR	CEDRAL AGUEGUEXQUITE
		MEDIO	PARAJE SOLO FILISOLA
		INFERIOR	CONCEPCION SUPERIOR CONCEPCION INFERIOR ENCANTO
	OLIGOCENO		DEPOSITO
	EOCENO		NO RECONOCIDA
CRETACICO SUPERIOR	CAMPANIANO		MENDEZ
TRIASICO JURASICO			SAL

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL DISTRITO AGUA DULCE

TABLA I

#### I.1.4.- ANTECEDENTES DEL CAMPO TONALA.

El campo Tonalá se localiza en terrenos del Municipio de Coatzacoalcos, Ver., a 44 km de la ciudad y puerto del mismo nombre, en las inmediaciones del poblado de Agua Dulce y a la margen izquierda del río Tonalá.

La estructura Tonalá-El Burro, es un domo salino asimétrico; cuyo eje mayor se orienta de NW a SE y su eje menor de NW a SW, fue localizado mediante trabajos geofísicos realizados por la compañía "EL ACUILA", usando la balanza de torsión y el gravímetro.

El descubrimiento de la estructura Tonalá como productora de hidrocarburos, se inició con el pozo No. 2 cuya perforación se terminó en mayo de 1928.

#### I.2.- SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.

##### I.2.1.- BOMBEO NEUMATICO.

Actualmente, de los pozos que concurren a la batería Tonalá Norte, seis son los que operan bajo este sistema (Ton-508, Ton-510, Ton-514, Ton-520, Ton-524 y Ton-602). El pozo Ton-514 se encuentra cerrado por presentar baja recuperación, y permanecerá así hasta que sea intervenido (reparación mayor).

### I.2.2.- BOMBEO MECANICO.

Los pozos que cuentan con aparejos de bombeo mecánico y tienen línea de descarga hacia la batería Tonalá Norte son: Ton-506 y Ton-605. Ambos pozos se encuentra fuera de operación por problemas superficiales.

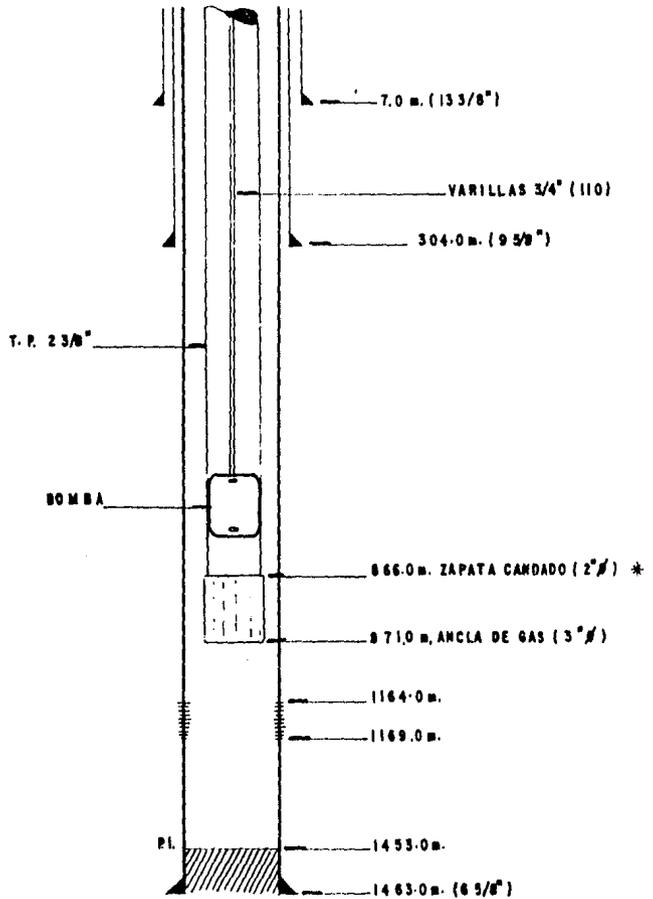
### I.3.- ESTADO MECANICO DE LOS POZOS.

Para realizar un estudio o cualquier tipo de intervención a un pozo, es necesario conocer el estado mecánico de éste. Para ello, existe cierta información básica que se debe de tener, como por ejemplo: profundidad total e interior del pozo; diámetros, -- grados, pesos y profundidades de la tubería de revestimiento, así como también de la tubería de producción; profundidad y características del empacador (si lo hay); profundidades de los intervalos disparados; tipo de terminación y accesorios adicionales en la tubería de producción (mandriles, camisas, nipples, válvulas de bombeo neumático, juntas de tensión, etc.).

De lo anterior, puede observarse que los datos requeridos para el estudio de un pozo son abundantes, y los resultados dependerán en gran medida, de la veracidad de esta información.

Parte de esta información, es resumida en un diagrama (estado mecánico) de cada pozo en estudio. En las Figs. 3-11, se pre

POZO TONALA No.506



\* Y BOMBA DE INSERION ( 2 3/8")

ESTADO MECANICO

Fig. 3

# POZO TONALA N. 507

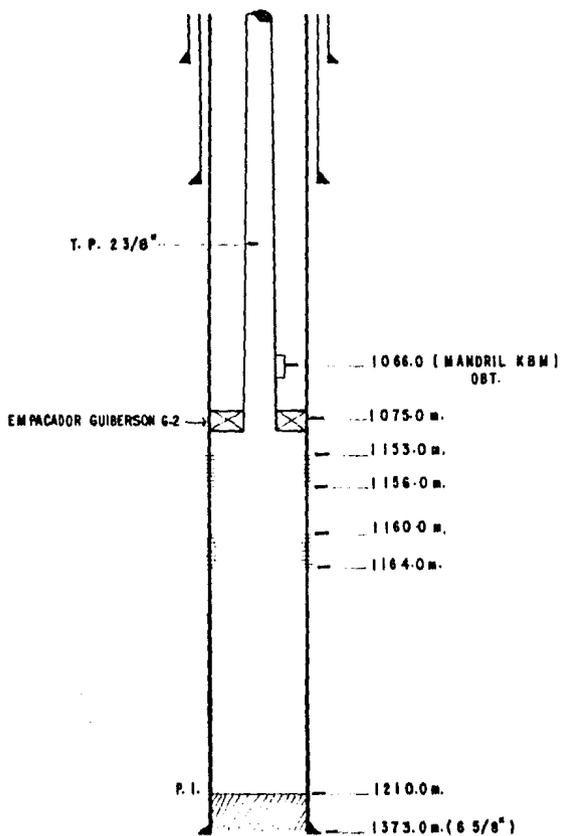


Fig. 4 ESTADO MECANICO

# POZO TONALA No.508

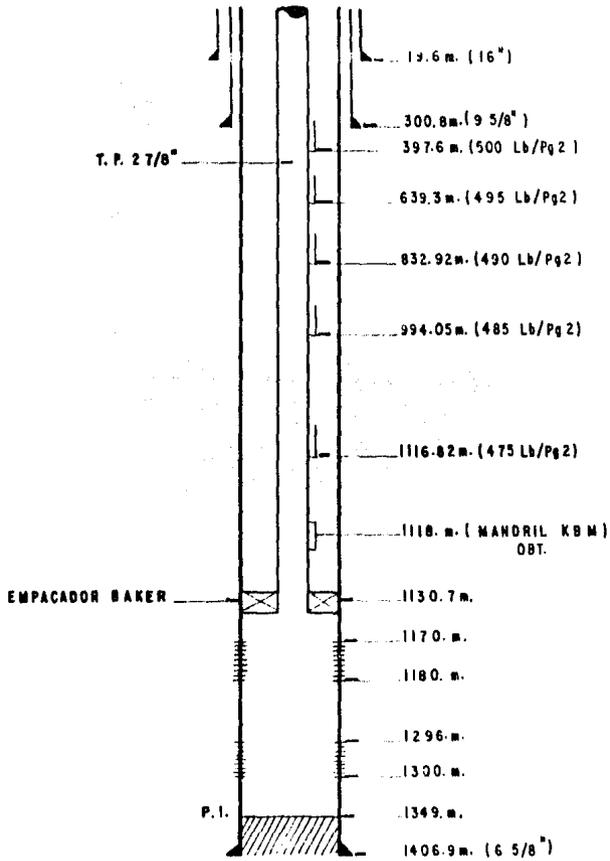


Fig. 5 ESTADO MECANICO

POZO TONALA N.º 510

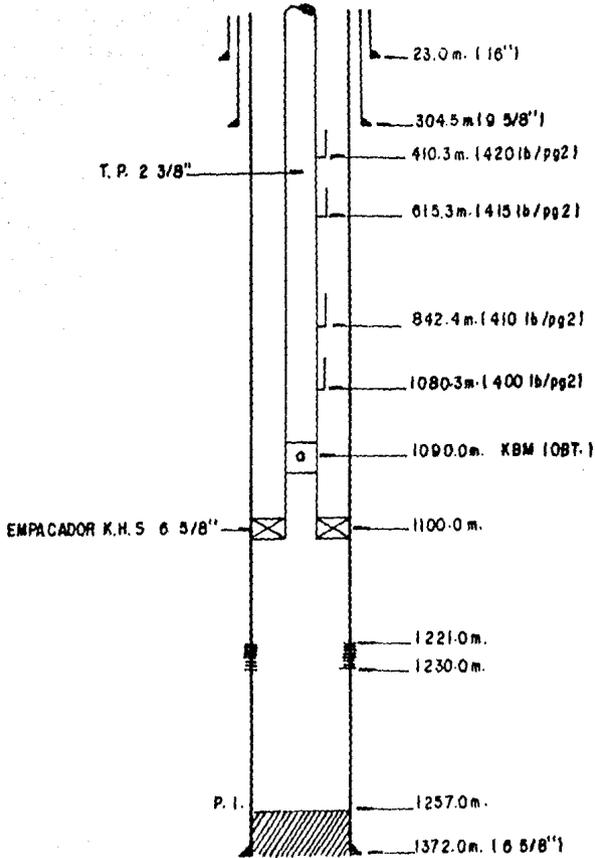


Fig. 6 ESTADO MECANICO

# POZO TONALA No. 514

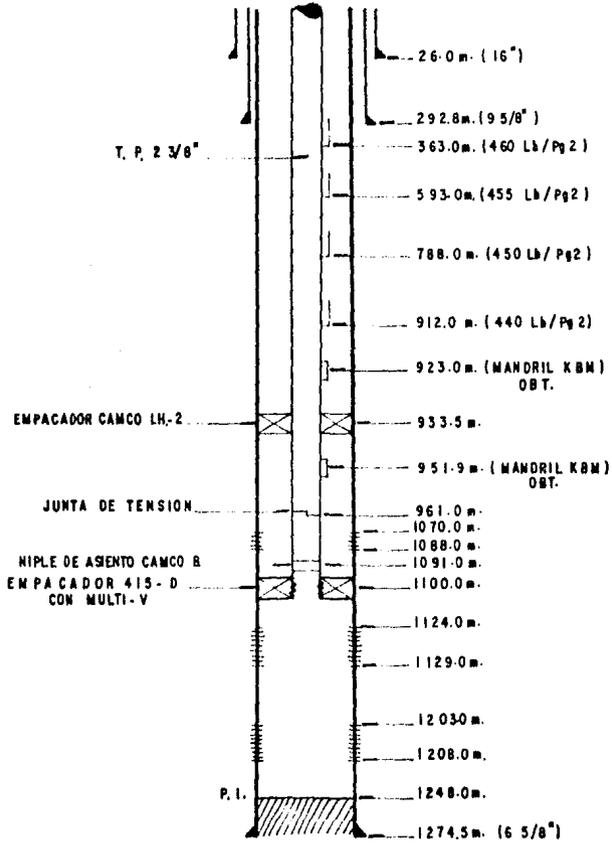


Fig. 7 ESTADO MECANICO

POZO TONALA No.520

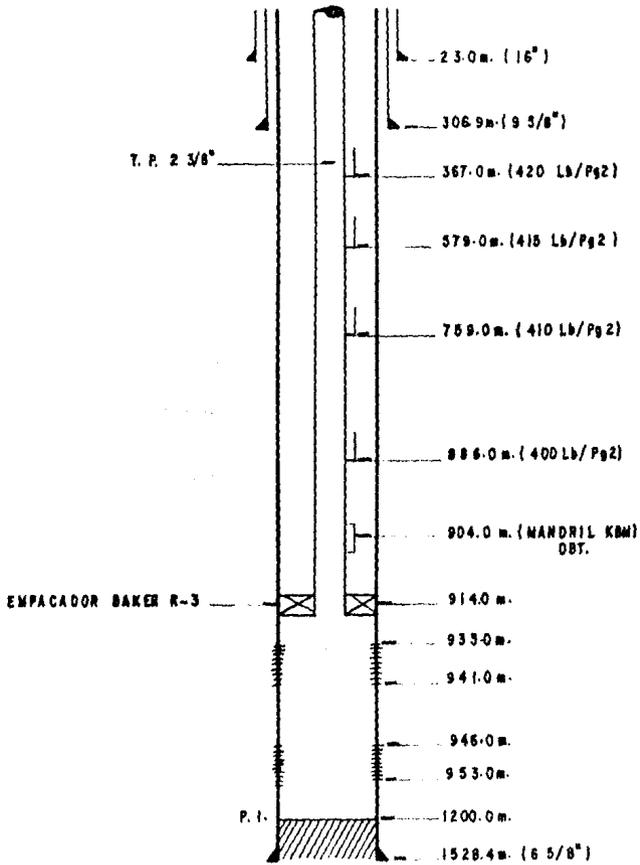


Fig. 8 ESTADO MECANICO

POZO TONALA No. 524

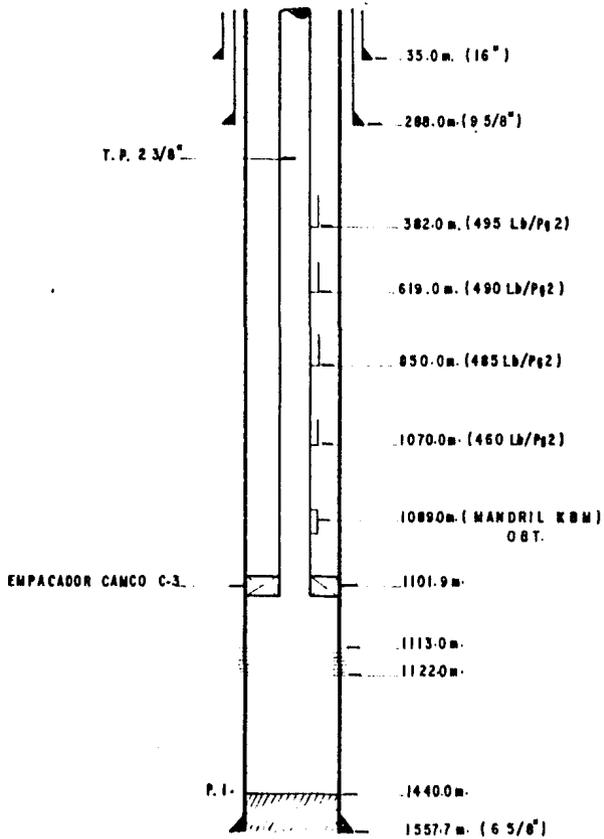


Fig. 9 ESTADO MECANICO

# POZO TONALA No. 602

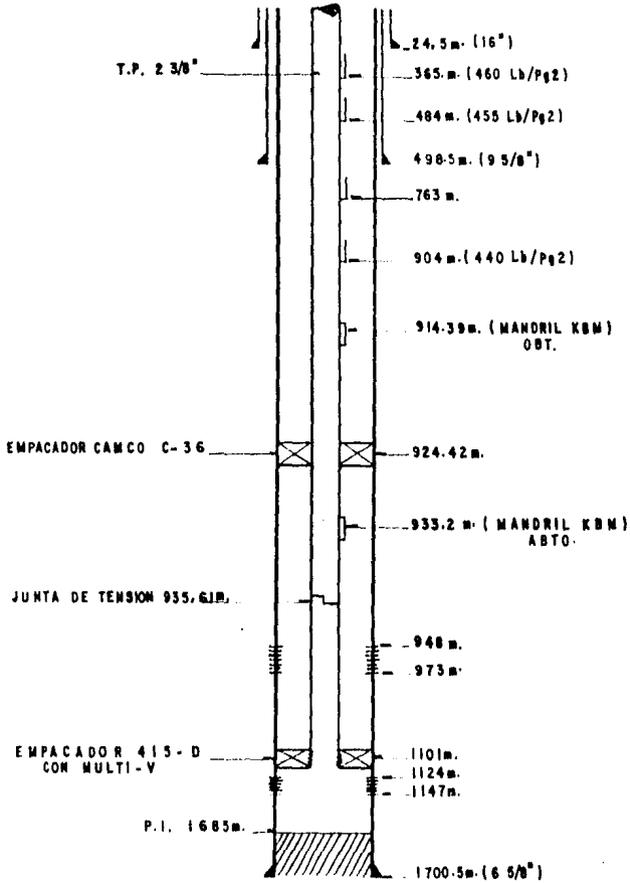
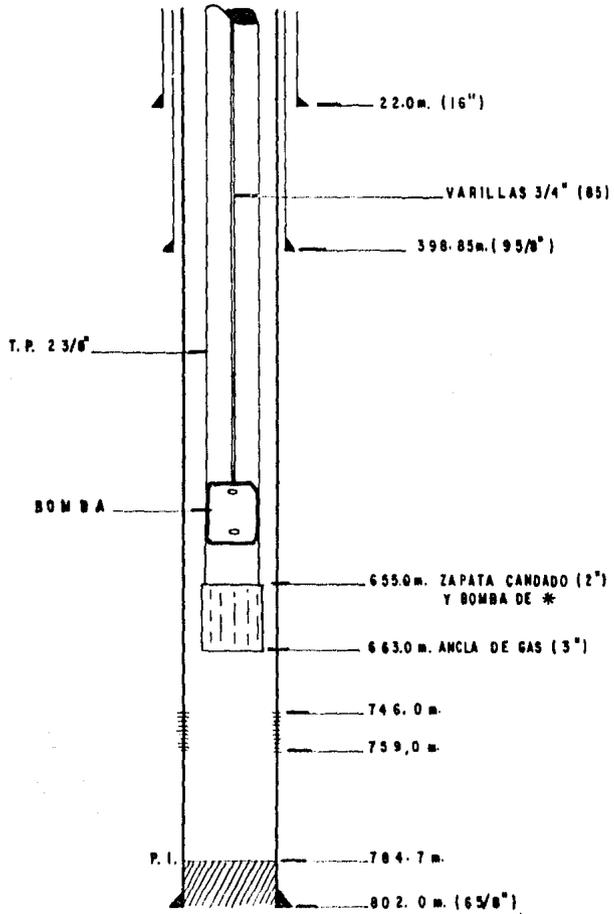


Fig.10 ESTADO MECANICO

# POZO TONALA No. 605



\* INSERCIÓN (2 3/8")

ESTADO MECANICO

Fig. 11

sentan los estados mecánicos de los pozos Ton-506, Ton-507, Ton-508, Ton-510, Ton-514, Ton-520, Ton-524, Ton-602 y Ton-605. De estos pozos, cuatro se encuentran operando bajo el sistema de bombeo neumático (Ton-508, Ton-510, Ton-520, Ton-524), y cinco se encuentran fuera de operación debido a las siguientes causas:

- a) Pozo sin permiso de acceso (afectación) y sin transformador de energía eléctrica (Ton-506).
- b) Agotado por explotación primaria (Ton-507).
- c) Espera estudios de Recuperación Secundaria (Ton-514).
- d) Cerrado por línea de escurrimiento parafinada (Ton-602).
- e) Pozo sin permiso acceso (afectación y línea de escurrimiento desconectada) (Ton-605).

#### I.4. TUBERIAS DE DESCARGA.

El aceite y gas que producen los pozos del campo Tonalá -- Norte, es manejado por líneas de descarga (L.D.) definitivas (protegidas mecánicamente) hasta la batería del mismo nombre. El diámetro y longitud de estas líneas se presentan a continuación:

POZO	DIAMETRO L.D. (pg)	LONGITUD L.D. (m)
TON-506	3	500
TON-507	3	100
TON-508	3	650
TON-510	3	1050
TON-514	3	1400
TON-520	3	1200
TON-524	3	1450
TON-602	3	2050
TON-605	3	1650

NOTA: Como no se tenía información exacta sobre la longitud de las líneas de escurrimiento, se midieron en línea recta desde el pozo hasta la batería sobre un plano a escala (1:20,000).

#### I.5.- LINEAS DE INYECCION DE GAS PARA BOMBEO NEUMATICO (B.N.)

Para la operación de los pozos de bombeo neumático, se emplea gas seco (densidad = 0.604, aire=1), suministrado por un gasoducto de 6"  $\varnothing$ , con una presión de operación de 45 kg/cm<sup>2</sup>, el cual se encuentra conectado al gasoducto de 24"  $\varnothing$  Cd. PEMEX-MEXICO.

La red de bombeo neumático, es considerada de carácter definitivo, y consiste en un gasoducto de 4"  $\varnothing$  por 5.5 km de longitud, distribuidos en todo el campo. Inicia en la ex-estación de compresoras (TONALA SUR) y termina en las inmediaciones del pozo TON-524 (Fig. 12).

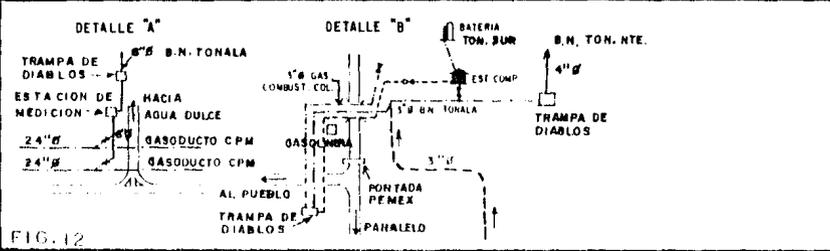
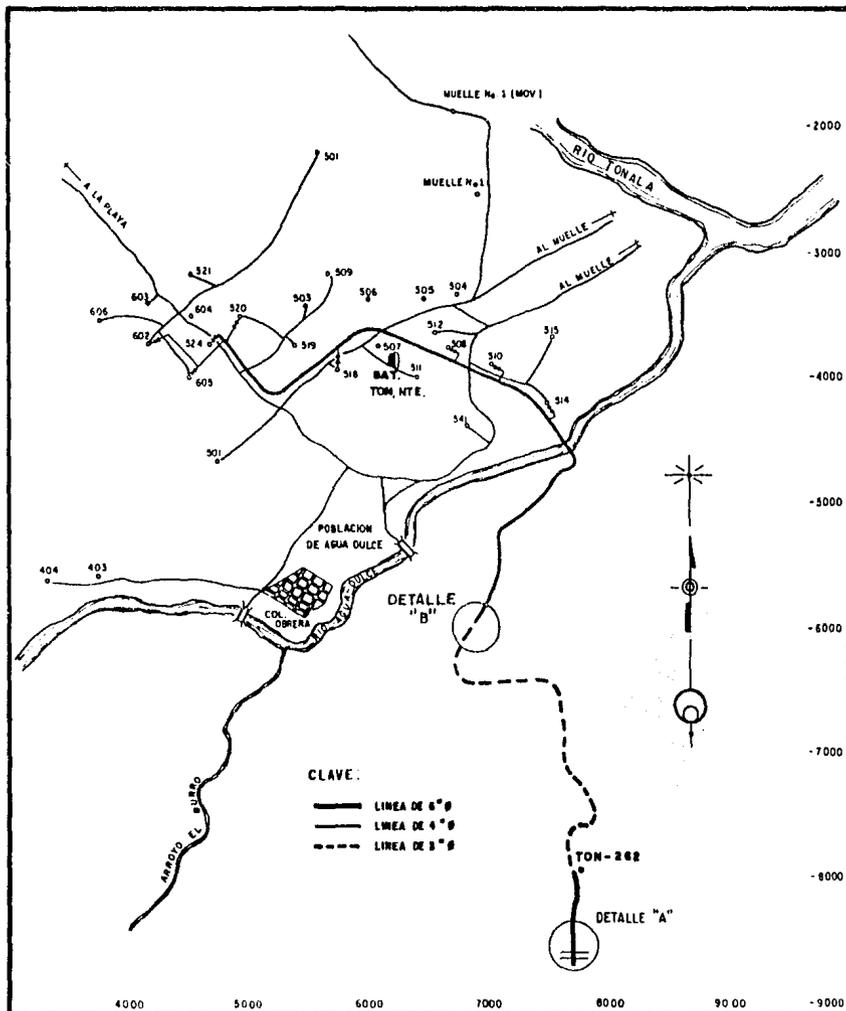


FIG. 12

Los ramales de inyección con los que cuenta el campo son 8, y cada uno de ellos lleva el gas necesario a los pozos que operan bajo este sistema. A continuación, se muestra el diámetro y la longitud aproximada de estas líneas de inyección (L.I.)

POZO	DIAMETRO L.I. (pg)	LONGITUD L.I. (m)
TON-507	2	105
TON-508	2	160
TON-510	2	820
TON-514	2	90
TON-520	2	315
TON-524	2	65
TON-602	2	855
TON-605	2	385

#### I.6.- CENTRAL DE RECOLECCION.

La Central de Recolección del campo Tonalá Norte, fue construida en marzo de 1969, y se encuentra ubicada en las inmediaciones del pozo ton-507.

Para la recolección de los fluidos producidos en el campo, se utilizan líneas de escurrimiento conectadas al cabezal de llegada de la batería. Posteriormente, la producción pasa a un separador (prueba o general), en donde se tiene una presión de separación de  $4.0 \text{ kg/cm}^2$  y una temperatura de operación de  $32^\circ\text{C}$ . De aquí, el aceite pasa a tanques de almacenamiento, de donde es bombeado a la planta deshidratadora de La Venta, Tabasco. Dicho envío, se realiza por medio de un oleoducto de  $4''\varnothing$  hasta la locali-

zación del pozo TON-2, en donde se interconecta a un oleoducto de 6"Ø que va de la Bateria Tonalá Sur al oleoducto de 10"Ø Magallanes - La Venta (Figs. 13, 14 y 15).

El oleoducto que sale de la BATERIA TONALA NORTE (4"Ø), fue construido con carácter definitivo en el año de 1969.

El equipo de bombeo utilizado para desplazar la producción de aceite de esta batería, es el siguiente:

EQUIPO MECANICO INSTALADO EN LA BATERIA TONALA NORTE

	<u>IDENTIFICACION</u>	<u>MARCA</u>	<u>TAMAÑO</u>	<u>TIPO</u>	<u>P.D.*</u> (kg/cm <sup>2</sup> )	<u>GASTO</u> (bl/d)
B	1 Reciprocante	National	3x3	Triplex	47.5	4731
O						
M						
B	1 Reciprocante	Gardner Denver	3x3	Duplex	54.3	5485
A						

	<u>MARCA</u>	<u>H P</u>	<u>RPM</u>	<u>VOLTS</u>	<u>COMBUSTIBLE</u>
M	Allis - Chalm	60	1170	220/440	-----
O					
T					
O	General-Motor	100	1200	-----	Diesel
R					

El gas manejado (gas de formación y gas de inyección) que se obtiene en la batería, es enviado a través de un gasoducto de 6"Ø hasta una trampa localizada frente a la ex-estación de compresoras del campo TONALA, en donde se interconecta a un gasoducto de 16"Ø, el cual, lleva el gas manejado de la BATERIA DEL BURRO y TONALA SUR hasta la succión de compresoras del campo La Venta. Esta

\* P.D.- Presión de Descarga.

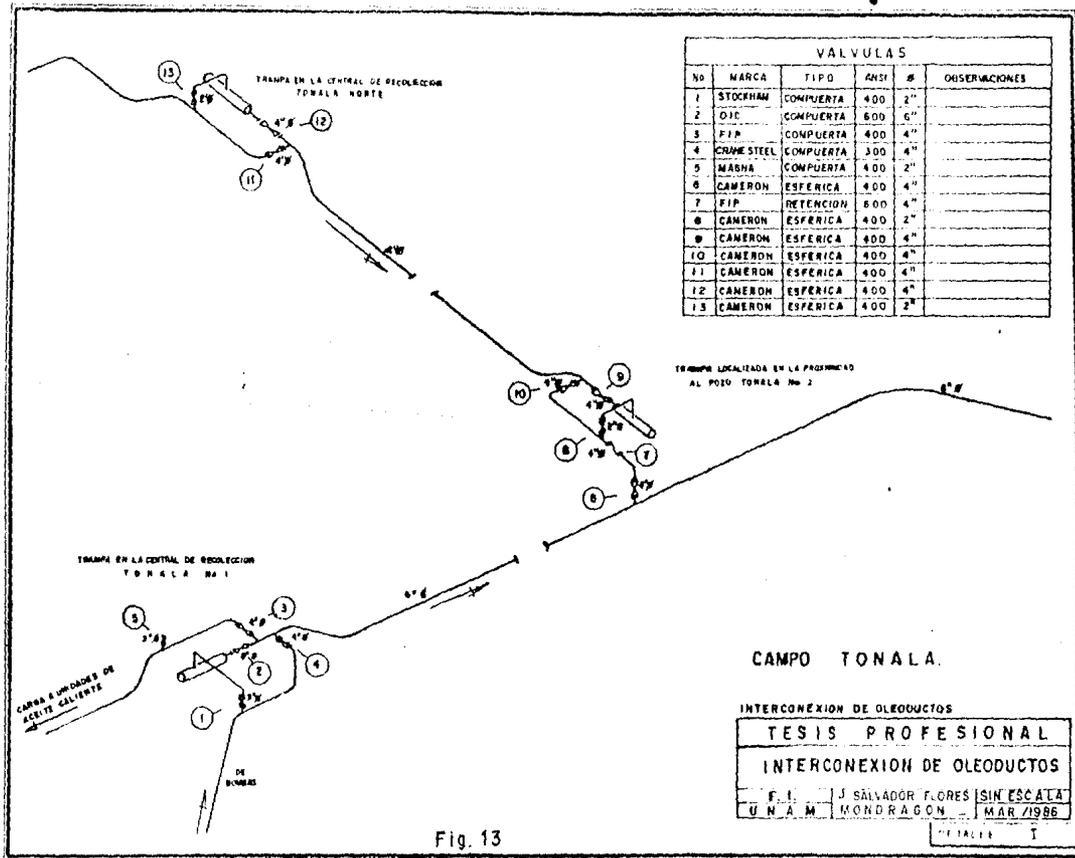
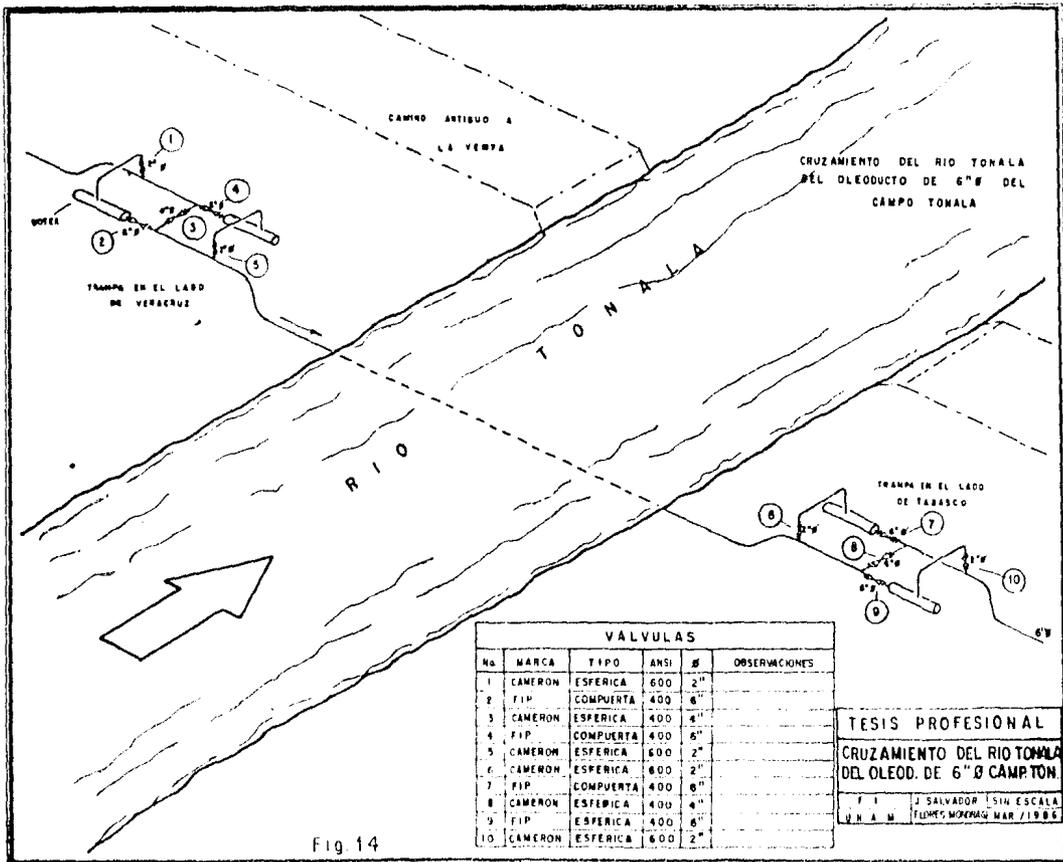


Fig. 13



VÁLVULAS					
No.	MARCA	TIPO	ANSI	Ø	OBSERVACIONES
1	CAMERON	ESFERICA	600	2"	
2	FIP	COMPUERTA	400	6"	
3	CAMERON	ESFERICA	400	6"	
4	FIP	COMPUERTA	400	6"	
5	CAMERON	ESFERICA	600	2"	
6	CAMERON	ESFERICA	600	2"	
7	FIP	COMPUERTA	400	6"	
8	CAMERON	ESFERICA	400	4"	
9	FIP	ESFERICA	400	6"	
10	CAMERON	ESFERICA	600	2"	

**TESIS PROFESIONAL**  
**CRUZAMIENTO DEL RIO TONALA**  
**DEL OLEOD. DE 6" Ø CAMPION**  
 J. SALVADOR SIN ESCALA  
 T. H. A. M. T. H. M. M. M. MAR / 1985

Fig. 14

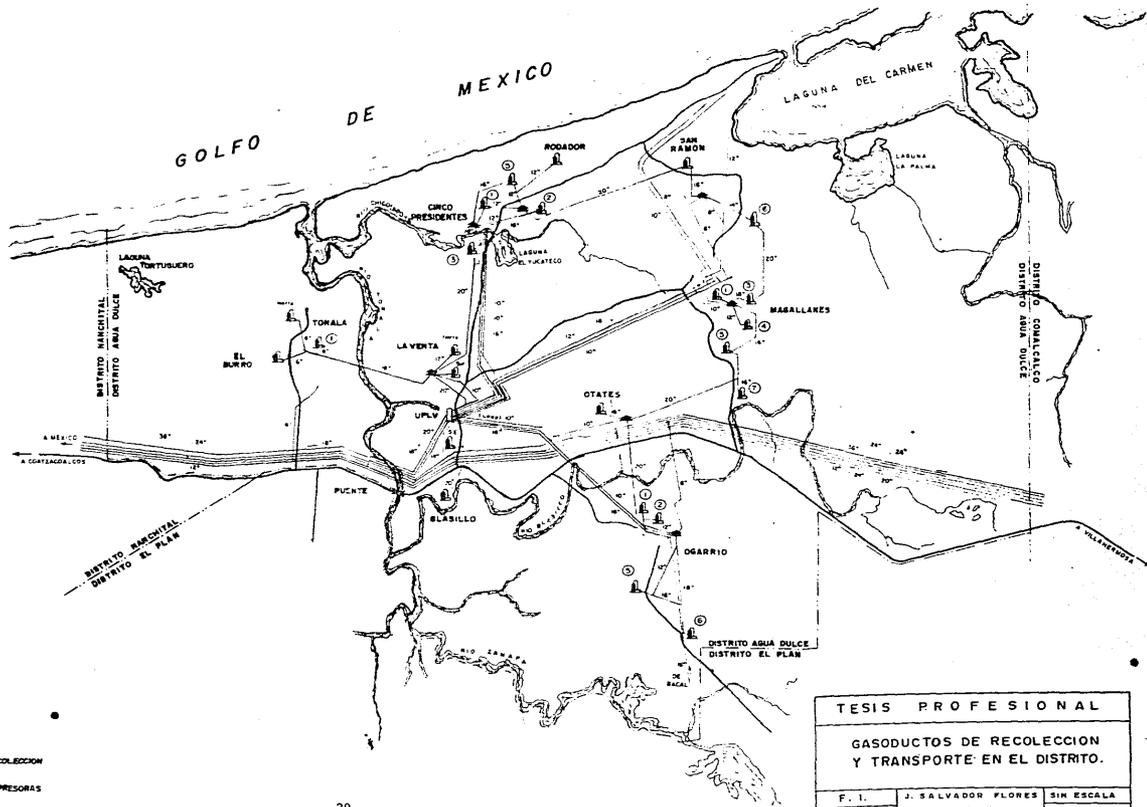


succión se lleva a cabo a una presión de  $3.0 \text{ kg/cm}^2$ , y la descarga a una presión de  $45 \text{ kg/cm}^2$ , para ser enviado a la UNIDAD PETROQUÍMICA de la Venta, Tab. a través de un gasoducto de  $10''\varnothing$  (Fig.16).

Cuando el equipo de compresión sufre algún desperfecto repentino, parte del gas o en ocasiones todo, automáticamente se descarga hacia un quemador, localizado en las inmediaciones de la batería.

Actualmente, la batería cuenta con tres tanques de almacenamiento, dos de los cuales son de 500 bl y uno de 1500 bl. Los tanques de menor capacidad se encuentran en buenas condiciones. El tanque de 1500 bl fue reparado por tener un alto grado de corrosión y desgaste, quedando actualmente disponible para su uso.

La separación de fluidos (líquido-gas) se lleva a cabo en un solo paquete de separación, es decir, en un separador de grupo y en uno de prueba. Las características de este paquete se presentan a continuación:



TESIS PROFESIONAL		
GASODUCTOS DE RECOLECCION Y TRANSPORTE EN EL DISTRITO.		
F. I.	J. SALVADOR FLORES	SIN ESCALA
UNAM	MONDRAGON. —	MAR./1986

Fig. 16

CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE SEPARACION BATERIA  
TONALA NORTE

C.R.	S.G.	SP	TIPO	MARCA	DIMENSIONES	CAPACIDAD		PROD. MANEJADA*	
						ACEITE (bl)	GAS (MPCD)	ACEITE (bl)	GAS (MPCD)
TONALA	1	-	VERT.	EPN	36"x12'x6	3000	6.0	252	0.8
NORTE	-	1	VERT.	EPN	30"x12'x6	1700	3.7	- -	- -

C.R. = Central de Recolección

SG = Separador General

S.P. = Separador de prueba

\* Datos proporcionados por el Depto. de Prod. hasta el mes de abril de 1986.

El equipo y los dispositivos con los que cuenta la batería, se muestran en la Fig. 17.

1.7.- DATOS DE PRODUCCION Y RESERVA DE LOS POZOS.

a) DATOS DE PRODUCCION.

Los datos de producción de los pozos que concurren a la -- BATERIA TONALA NORTE, se presentan en la Tabla II.

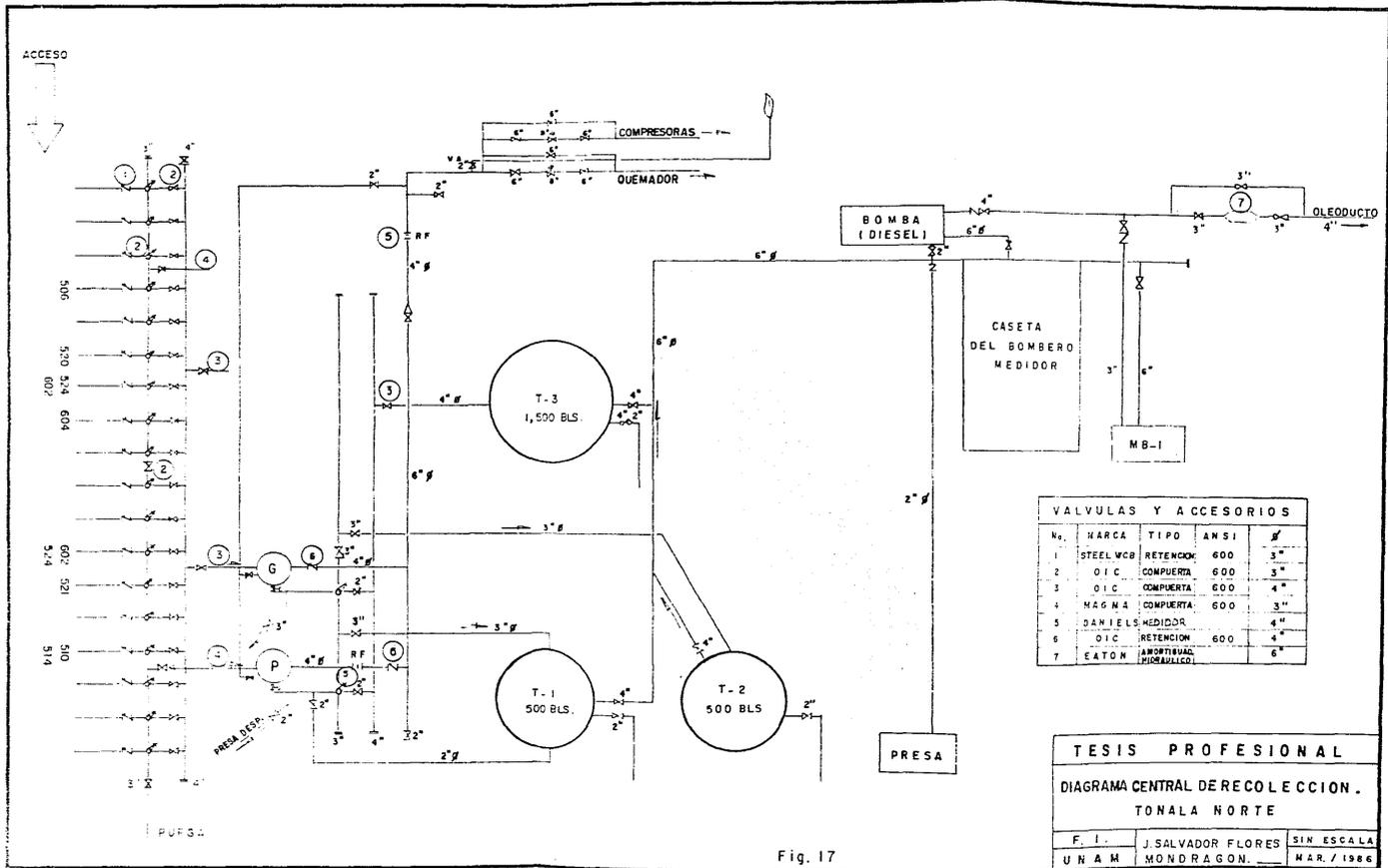


Fig. 17

TABLA II DATOS DE PRODUCCION

POZO	SIST.	FECHA	ACEITE (m3/d)		AGUA %	GAS (m3/d)		R G A (m3/m3)	R G I L (m3/m3)	O B S E R V.
			BRUTO	NETO		FORM.	INyec.			
506	B M	*								DENS. = 0.85 SALIN. = 210,000
507	B N	OCT/79	11	11	0.2	800	1500	73	136	DENS. = 0.87 SALIN. = 205,000
508	B N	MAR/86	30	27	11.0	2800	5500	104	183	DENS. = 0.88 SALIN. = 295,000
510	B N	MAR/86	6	6	8.0	2300	2500	383	417	DENS. = 0.86 SALIN. = 155,000
514	B N	DIC/85	5	5	5.0	1700	3300	340	660	DENS. = 0.87 SALIN. = 200,000
520	B N	MAR/86	38	15	60.0	4200	6500	280	171	DENS. = 0.90 SALIN. = 210,000
524	B N	FEB/86	10	10	5.0	1200	3000	120	300	DENS. = 0.88 SALIN. = 265,000
602	B N	FEB/86	10	4	60.0	3000	2000	750	200	DENS. = 0.84 SALIN. = 150,000
605	B M	ENE/82*	4	2	50.0	500	-	250	-	DENS. = 0.84 SALIN. = 190,000

\* AFOROS INCOMPLETOS POR FALTA DE ACCESO AL POZO.

TABLA II DATOS DE PRODUCCION

POZO	SIST.	FECHA	ACEITE (m <sup>3</sup> /d)		AGUA g	GAS (m <sup>3</sup> /d)		R G A (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	R G I L (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	O B S E R V.
			BRUTO	NETO		FORM.	INVEC.			
506	B M	*								DENS. = 0.85 SALIN. = 210,000
507	B N	OCT/79	11	11	0.2	800	1500	73	136	DENS. = 0.87 SALIN. = 205,000
508	B N	MAR/86	30	27	11.0	2800	5500	104	183	DENS. = 0.88 SALIN. = 295,000
510	B N	MAR/86	6	6	8.0	2300	2500	383	417	DENS. = 0.86 SALIN. = 155,000
514	B N	DIC/85	5	5	5.0	1700	3300	340	660	DENS. = 0.87 SALIN. = 200,000
520	B N	MAR/86	38	15	60.0	4200	6500	280	171	DENS. = 0.90 SALIN. = 210,000
524	B N	FEB/86	10	10	5.0	1200	3000	120	300	DENS. = 0.88 SALIN. = 265,000
602	B N	FEB/86	10	4	60.0	3000	2000	750	200	DENS. = 0.84 SALIN. = 150,000
605	B M	ENE/82*	4	2	50.0	500	-	250	-	DENS. = 0.84 SALIN. = 190,000

\* AFOROS INCOMPLETOS POR FALTA DE ACCESO AL POZO.

b) DETERMINACION DE LA RESERVA DE LOS POZOS.

El volumen original de hidrocarburos se calculó por el método de Isohidrocarburos por ser uno de los que dan resultados más exactos cuando se disponen de registros eléctricos.

El índice de hidrocarburos ( $I_h$ ) se determina con la siguiente ecuación:

$$I_h = \phi (1 - \bar{S}_w)h \quad - - - (1)$$

donde:

$I_h$  = índice de hidrocarburos ( $m^3$  Hc  $cy/m^2$  roca)-

$\phi$  = porosidad promedio de la formación ( $m^3$  poros/ $m^3$  roca).

$\bar{S}_w$  = saturación de agua promedio de la formación ( $m^3$  agua/ $m^3$  poros).

$h$  = espesor neto de la arena impregnada de hidrocarburos (m roca).

$(1-\bar{S}_w)$  = saturación de hidrocarburos ( $m^3$  Hc/ $m^3$  poros)

La expresión  $(1-\bar{S}_w)$  se obtiene de la siguiente relación:

$$V_p = V_m + V_{Hc} \quad - - - (2)$$

dividiendo ambos miembros entre  $V_p$ .

$$\frac{V_p}{V_p} = \frac{V_w}{V_p} + \frac{V_{Hc}}{V_p} \quad - - - (3)$$

como:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad - - - (4)$$

$$S_{Hc} = \frac{V_{Hc}}{V_p} \quad \text{--- (5)}$$

sustituyendo (4) y (5) en (3) tenemos:

$$1 = \bar{S}_w + S_{Hc}$$

por consiguiente:

$$S_{Hc} = 1 - \bar{S}_w.$$

Con los datos proporcionados por el DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS DE  $\bar{S}_w$ ,  $\bar{\rho}$  y  $h$ , para cada uno de los intervalos seleccionados, se procedió a calcular el valor de  $I_h$  para los pozos del campo en estudio.

Posteriormente, se llevó a cabo la obtención del radio de drene ( $r_e$ ) de cada yacimiento o arena, utilizando secciones de registros eléctricos reducidos. El espaciamiento de los pozos en este DISTRITO es de 400m, pero debido a la gran cantidad de fallas que cruzan por el campo, el radio de drene ( $r_e$ ) en algunos casos resulto ser bastante pequeño (del orden de 30 ó 40m).

En este trabajo, el radio de drene ( $r_e$ ) se determinó con las secciones de los registros eléctricos reducidos y midiendo la distancia que había del eje del pozo al eje o ejes de los pozos vecinos (direcciones X, Y, Z, ), para que de esta forma, se tomara un valor promedio del radio de drene por yacimiento o arena.

### DETERMINACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (Bo)

El factor de volumen del aceite, designado por Bo, se define como la relación del volumen ocupado por 1 m<sup>3</sup> de aceite con su gas disuelto medido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento entre el volumen ocupado por esa misma masa de aceite pero a condiciones atmosféricas.

$$Bo = \frac{V(ac + gd) \text{ a c.y.}}{Vac \text{ a c.a.}}$$

donde:

Bo = Factor de volumen del aceite.

V(ac+gd) = Volumen de aceite más gas disuelto a c.y.

Vac. = Volumen de aceite a c.a.

El Boi (1.3268), se obtuvo del análisis PVT del pozo TON-502, localizado en el campo de estudio. Dicho análisis, se realizó el 29 de septiembre de 1965, con una muestra tomada a una profundidad de 1145 mbmr (FORMACION ENCANTO).

### FACTOR DE RECUPERACION

El factor de recuperación, está definido como la relación que existe entre el volumen de hidrocarburos recuperados medidos a condiciones atmosféricas y el volumen original a las mismas -- condiciones.

El Departamento de Ingeniería de Yacimientos de este Distrito, tiene un factor de recuperación asignado al campo TONALA NORTE del 15%. Este valor fue dado tomando en cuenta, la siguiente información:

- a).- Características del medio poroso ( $\phi$ ,  $\bar{S}_w$ ,  $h$ ,  $K$ )
- b).- El campo se encuentra en una zona, en donde el campo vecino (TONALA SUR) ha sido intensamente explotado -- (Fr = 50%)
- c).- Se consideró también, que los yacimientos de este campo presentan un empuje por gas disuelto.

#### FACTOR DE RECUPERACION FUTURO

El campo TONALA se encuentra en un período de explotación avanzado, pero si se incrementan las reparaciones mayores y las conversiones adecuadas de algún sistema artificial de producción, es factible obtener un factor de recuperación mayor.

En la Tabla III, se muestran los resultados correspondientes al cálculo del volumen posible por recuperar de cada pozo.

POZO (1)	INTERV. (2)	Fe (m) (3)	A (m2 roce) (4)	Sv(tracc.) (5)	g(tracc.) (6)	l(l-vv) (7)	IN (m3 Hcs.0'57/m2 roce) (8)	Cls. de Fr. (m2 roce) m3 acc. c.a y (9)	R.P.L. (m3 acc. c.a.) (10)	R.T.P. (m3 acc. c.a.) (11)	V.A.P. (m3 acc. c.a.) (12)	V.P.E.P. (m3 acc. c.a.) (13)
506	1164-1169	2.50	196349	0.25	0.21	0.75	0.79	22198	17,536			
	1320-1323	2.00	125664	0.37	0.28	0.68	0.57	14207	8098	30988	16430	14558
	1435-1443	1.50	70686	0.22	0.19	0.78	0.67	7991	5354			
507	1110-1113	1.00	31416	0.27	0.22	0.73	0.24	3552	852			
	1152-1156	.50	7854	0.23	0.27	0.77	0.31	888	275	1296	412	884
	1160-1164	3.00	2827	0.24	0.28	0.76	0.53	320	169			
508	1134-1156	1.50	70686	0.38	0.26	0.62	0.64	7991	5114			
	1157-1160	1.44	65144	0.38	0.26	0.62	0.32	7365	2357			
	1170-1180	3.00	282743	0.14	0.29	0.06	2.49	31965	79593	181,917	143589	38328
	1220-1223	3.40	363168	0.35	0.27	0.65	0.53	41058	21760			
	1292-1300	3.50	384845	0.22	0.27	0.78	1.68	43508	73093			
510	1129-1135	1.30	53187	0.32	0.25	0.68	1.53	6013	9200			
	1221-1230	1.22	46827	0.40	0.17	0.66	0.51	5294	2700	11900	230	11670
514	608-693	1.47	67887	0.35	0.19	0.65	0.80	7675	6140			
	697-700	1.48	68813	0.60	0.17	0.40						
	1030-1033	.83	21642	0.20	0.16	0.80	0.38	2447	930			
	1038-1040	.88	24328	0.25	0.17	0.75	0.26	2750	715			
	1053-1055	.95	28353	0.21	0.19	0.79	0.23	3205	737			
	1057-1059	.98	30172	0.22	0.19	0.78	0.22	3411	750	72632	43628	29004
	1070-1088	1.12	39141	0.20	0.24	0.80	3.17	4425	14028			
	1108-1110	1.50	70686	0.18	0.24	0.82	0.39	7991	3117			
	1124-1131	1.62	82440	0.25	0.29	0.75	1.41	9321	13143			
	1180-1185	1.65	85530	0.25	0.25	0.75	0.75	9669	7252			
520	1203-1211	1.68	88144	0.27	0.28	0.78	1.75	9965	17438			
	1232-1235	2.00	125664	0.22	0.25	0.78	0.59	14207	8382			
	876-882	1.17	43005	0.21	0.16	0.72	0.72	4862	3501			
	903-919	1.24	48305	0.30	0.25	0.70	2.58	5461	14089	46191	25685	20506
	935-941	1.90	113411	0.29	0.25	0.71	0.88	12822	11411			
	945-955	2.00	125664	0.25	0.25	0.75	1.21	14207	17190			
	1113-1123	2.50	196350	0.27	0.23	0.73	1.51	22197	33518			
	1413-1419	2.00	125664	0.35	0.26	0.65	0.85	14207	12076			
524	1422-1429	1.50	79686	0.30	0.25	0.64	0.96	7991	7672	66291	39164	27127
	1429-1434	1.50	70686	0.37	0.27	0.63	0.85	7991	6792			
	1436-1441	1.50	70686	0.42	0.27	0.58	0.78	7991	6253			

CAMPO TONALA NORTE

TABLA III

.. 17 ..

CAMPO: TONALA NORTE

POZO	INTERV	$r_e$ (m)	A (m <sup>2</sup> rosa)	$S_w$ (fracc)	$S_f$ (fracc)	$i \cdot T_w$	$h$ (m <sup>3</sup> Hca. a cy/m <sup>2</sup> rosa)	Cte = $\frac{A \cdot Fr}{B_o}$ (m <sup>2</sup> rosa m <sup>3</sup> ac. a c c a) m <sup>3</sup> ac. a c c y	R P I (m <sup>3</sup> ac. a c a) (10)(10) x (9)	R T P (m <sup>3</sup> ac. a c a)	V A P * (m <sup>3</sup> ac. a c a)	V P E P (m <sup>3</sup> ac. a c a)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
602	948-963	150	70686	0.25	0.29	0.75	2.61	7.991	20.857			
	966-973	120	45239	0.30	0.28	0.64	1.25	5.114	6.393			
	975-978	116	42273	0.39	0.29	0.61	0.53	4.779	2.533	55.196	20.445	34.751
	1016-1027	115	41548	0.36	0.28	0.64	1.97	4.697	9.253			
	1127-1140	110	38013	0.30	0.29	0.70	2.44	4.298	10.486			
1144-1148	150	70686	0.30	0.29	0.70	0.71	7.991	5.674				
605	746-759	120	45239	0.22	0.24	0.78	1.52	5.114	7.774	7.774	3.266	4.508

B<sub>oi</sub> = 1.3268 (TOMADO DEL ANALISIS PVT POZO TON-502)

F<sub>r</sub> = 0.15 (PROPORCIONADO POR EL DEPTO. DE INGRIA. DE YAC.)

R P I = RESERVA POR INTERVALO

R T P = RESERVA TOTAL DEL POZO

V A P = VOLUMEN ACUMULADO DEL POZO

V P E P = VOLUMEN POSIBLE POR EXTRAER DEL POZO

\* ( DATO PROPORCIONADO POR EL MECANIZADO DE PRODUCCION AL 31 DE MARZO DE 1986 )

TABLA III ( CONTINUACION )

## C A P I T U L O   I I

CALCULO DE LOS GASTOS QUE SE PUEDEN OBTENER DE LOS  
POZOS PRODUCTORES

## II.1. DETERMINACION DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO ( $p_{wf}$ )

Para conocer las condiciones óptimas de explotación de un - pozo o yacimiento, es necesario conocer las presiones de fondo - -- ( $p_{ws}$  y  $p_{wf}$ ) que se tendrán. Actualmente, existen dos tipos de registros que nos pueden proporcionar dicha información:

- a) Registro de presión a pozo cerrado.
- b) Registro de presión a pozo abierto.

Cuando se toma el registro del inciso (a), se determina la presión de fondo estática ( $p_{ws}$ ), y cuando es tomado el registro del inciso (b), se conocerá la presión de fondo fluyendo ( $p_{wf}$ ).

El registro más común es el que se efectúa a pozo cerrado. En éste, se registra la presión estática en forma continua (curva de incremento de presión) o en forma de registros separados, obteniéndose puntos necesarios para trazar una gráfica de presión estática, la cual nos revelará el comportamiento de la presión interior del pozo; es decir, frente a la formación productora. Cuando en la presión estática medida se obtienen varios puntos con valores iguales, podemos decir que la presión en el fondo del pozo está prácticamente estabilizada. Esta presión es la presión del yacimiento.

El registro de presión de fondo se efectúa realmente desde la superficie del pozo, es decir, el instrumentó registra la pre--

sión existente desde la boca del pozo (árbol de válvulas) en forma continua, a medida que se va introduciendo. En cualquier punto o profundidad que nos interese, el registrador se detiene suspendido y sin moverlo, se dejará unos minutos, y registrará el valor de la presión en este punto.

La presión dentro del pozo va en aumento de acuerdo con la profundidad, debido al peso de la columna de fluidos (aceite, gas o agua) y será mayor conforme mayor sea la profundidad. A este aumento de presión se le da el nombre de " gradiente ", el cual será el promedio del peso del fluido contenido en la columna, por cada metro de profundidad y se tomará entre dos puntos medidos. Las unidades del gradiente pueden ser: sistema inglés ( $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$ ), sistema internacional ( $\text{Kg/cm}^2/\text{m}$ ).

#### II.1.1.- REGISTRO DE PRESION DE FONDO A POZO CERRADO.

Para tomar este tipo de registro, se recomiendan los siguientes pasos:

1).- El remolque se alinea con respecto al árbol de válvulas, de manera que el eje longitudinal quede alineado al centro del pozo. La distancia está determinada por las condiciones del terreno, escogiendo el área más limpia se colocará entre 15 y 20 metros, de preferencia en sentido contrario a las válvulas del pozo.

2) Se coloca la botella con media unión rápida sobre la -- brida superior; el lubricador de alta presión se instala sobre la unión rápida. Tanto la botella reductora, como el lubricador, deberán ser apretado lo mejor posible.

3) Se pasa el alambre a través del estopero, introduciéndo lo por la parte superior, revisando previamente el estado de los - hules del prensa-estopas.

4) Se pasa el alambre por la cabeza del registrador y se - hace el nudo para sostenerlo (10 espiras aproximadamente).

5) Se prepara el registrador en la forma descrita anteriormente y ya en condiciones de trabajo, se conecta la cabeza, apre-- tando firmemente mediante el uso de dos llaves españolas.

6) Se introduce lentamente el instrumento en el lubricador, se baja hasta que se apoye sobre la válvula superior. Debe cuidar-- se de no golpearlo y de manejarlo en forma vertical.

7) Se levanta el estopero, se pasa el alambre por su polea y se instala sobre el lubricador cuidando de apretarlo bien mediante la unión rápida. La unión es del tipo de empaque anular (O'RING), por lo que se apretará ligeramente.

8) Se instala la polea libre mediante una cadena, dando -- una vuelta al cuerpo del árbol de válvulas, de manera que quede -- en la parte inferior del lubricador y alineada respecto al malacate.

9) Se recupera el alambre sobrante, se tensa ligeramente y en esa posición se ajusta a "ceros" el contador de profundidad.

10) Se aprietan ligeramente los hules del estopero, se cierra la válvula de purga. En esas condiciones se abre la válvula -- maestra, después la válvula superior. La apertura de las válvulas centrales del pozo se hará lentamente, hasta que se igualen la presión del pozo y la del lubricador. En caso de no existir fugas, se espera un tiempo adecuado (tiempo de la estación) para registrar -- la presión en la boca del pozo. La misma presión se medirá con un manómetro apropiado que se conecta en la válvula de purga, también se tomará la presión en la rama del árbol correspondiente al espacio anular (T.R.).

11) Transcurrido un tiempo (3 minutos para un reloj de 3 -- horas), se baja el registrador a la siguiente profundidad programada (primera estación) y se anota en la hoja de campo. La velocidad de bajada, se controla mediante el sistema de freno hidráulico con el que cuenta el malacate; pero cerca de la profundidad señalada, se reduce hasta llegar a la estación, se espera el tiempo --

adecuado y se procede a bajar a las siguientes estaciones. Las - - tres últimas estaciones se harán con un tiempo mayor (de preferencia el doble), pues son más importantes por estar cerca del intervalo productor. La velocidad de bajada del instrumento se hará de manera que descienda 60 metros por minuto aproximadamente.

12).- Terminado el tiempo en la última estación, se hace - funcionar el motor de gasolina del malacate, se recupera el instrumento lentamente en los primeros metros y con mayor rapidez en el resto. Al enrollar el alambre por el malacate, se hace cuidadosamente, procurando limpiarlo y lubricarlo con aceite refinado.

13) Recuperada la mayor parte del alambre, se baja la velocidad del motor y en los últimos 25 metros se para totalmente para recuperar el alambre e instrumento en forma manual, mediante la manivela. Se debe asegurar perfectamente que el instrumento se en - cuentre dentro del lubricador, en esa forma se cierran las válvu--las centrales del pozo y se purga el lubricador mediante la válvu-la de 1/2". Se suelta un poco de alambre para que el registrador - se apoye en la válvula; se corta el alambre, se desconecta el estopero y se saca el instrumento registrador procurando no golpearlo.

14) Se limpia el registrador, se coloca en forma vertical y se extrae la carta en la cual deberá estar impresa la gráfica -- del registro. Se coloca una carta nueva para el siguiente registro. Se desarma la cubierta del fuelle para observar el contenido de -

la misma y se saca el termómetro de máxima, anotándose la lectura; se baja su columna y se coloca nuevamente en su funda. Es muy importante lavar el fuelle con un solvente y poner aceite refinado en la cámara del mismo.

15) Se desconecta la polea libre, el lubricador y la botella reductora, se devana el tramo de alambre que queda entre el malacate y el pozo con el cual termina prácticamente la operación.

En la parte inferior de la carta y al margen de la gráfica, se anotarán cuidadosamente los siguientes datos:

Pozo No.

Tipo de registro (fluyendo o cerrado)

Número de instrumento registrador

Rango del reloj

Fecha

Nombre del operador

Los demás datos obtenidos en la operación se anotarán en la hoja de campo (Tabla IV). La cual se usan en forma general tanto para registros cerrados como fluyendo.

#### II.1.2.- REGISTRO DE PRESION DE FONDO FLUYENDO.

El registro de presión de fondo fluyendo en un pozo de bom

PETROLEOS MEXICANOS  
 REPORTE DE PRESIONES DE FONDO

CAMPO: TONALA  
 POZO No 510  
 FECHA: JUNIO 26 - 54 ESTADO DEL POZO: CERRADO  
 HORA: 14:00 BSTRANGULADOR: \_\_\_\_\_

PROFUNDIDAD	PRESION KG. CM2	AP KG. CM2	GRADIENTE KG. CM2 M	
0.0	3.1	-	-	PRESION T. R S/c
100.0	3.3	0.2	0.0020	PRESION T. P. 3.1 kg/cm <sup>2</sup>
200.0	3.4	0.1	0.0010	NIVEL ACNITE 342.1 m
500.0	14.5	11.1	0.0370	NIVEL AGUA 516.3 m
1000.0	72.0	57.5	0.1150	TIEMPO CERRADO
1160.0	92.0	20.0	0.1250	TEMPERATURA BOCA POZO 30°C
1210.0	98.0	6.0	0.1200	TEM. MAX. DE FONDO 51 °C
1260.0	104.2	6.2	0.1240	ELEV. MESA ROTARIA 3.1 m
461.5	7.6			FECHA ULTIMO REG.
321.5	111.8	NIVEL MED. PERF.	0.1240	PRESION ULTIMO FONDO
				VARIACION PRES. FONDO
				PERDIDA DIA
				INST. MESTO 33829-N
				PROFUNDIDADES SIE. ROTARIA
				T. P. 2 3/8" 1269.0 m.
				T. R
				CIMA FORMACION PROD.
				BASE FORMACION PROD.
				LINER
				PERF. 1280 - 1356.0 m
				PROF. TOTAL
				FONDO CON CUBETA

ANOTACIONES:  
 CAL. CON 1 1/2" A 1364.0 m  
 DISPAROS LIBRES.

REGISTRO HECHO POR \_\_\_\_\_

CALCULADO POR \_\_\_\_\_

Presión

Acñite

Gas

T. G. L.

A<sub>200</sub>

TABLA IV

beo neumático continuo, se efectua en forma similar al registro cerrado, con las siguientes variantes:

1) Al llegar al pozo, identificar a que tipo pertenece. Se observa el registrador de flujo y se escucha la descarga en la rama de la TP. Si el pozo está fluyendo continuamente, se procederá al registro.

2) Antes de bajar el registrador dentro del pozo, se tomará la presión de la T.P. (en el lubricador), y se anotará en la hoja de campo, si hay variación, se anotará la máxima y la mínima. En cualquier pozo fluyendo, de preferencia se usa contrapeso grande acoplado al registrador, para vencer la fuerza que opone el flujo y la fricción de los hules.

3) Cuando la presión de flujo es muy grande, se toman precauciones especiales; el tornillo regulador de los hules en el estopero se afloja un poco para que el alambre pase libremente y pueda salir en caso de que sea regresado el registrador. Si el registrador no baja libremente o es frenado por la acción del flujo, la descarga de la T.P. se estrangula un poco por medio de la válvula lateral; cuando es posible, se instala un estrangulador chico en el porta-estrangulador que está en el árbol de válvulas, es decir, se reduce el diámetro en la salida del flujo.

Cuando el pozo no tiene ningún estrangulador instalado, se

dice que está fluyendo "LIBRE"; si el pozo tiene estrangulador instalado, vendrá anotado en la hoja de campo; los más usuales son de 3,5,6,8,10,12,15,20 y 25 mm.

4) Ya controlada la bajada del registrador, se llega a la primera estación. En caso de que se haya cerrado, se abre lentamente la válvula de descarga (T.P.), se espera un tiempo suficiente, se mide la presión hasta que llegue al valor que tenía antes de bajar el instrumento, en ese momento comienza el tiempo de la estación (3 minutos aproximadamente). En seguida se baja para efectuar las siguientes estaciones, procurando bajar sin estrangular el pozo.

5) Después de terminar la última estación y antes de subir el instrumento, se estrangula nuevamente con la válvula lateral (T.P.) más o menos el mismo número de vueltas que se estranguló en la bajada del registrador. Esto se hace por precaución, para evitar que el instrumento sea levantado nuevamente al recuperarlo.

6) Se debe anotar los tiempos cuando se estrangula y cuando se abre totalmente la válvula lateral (T.P.). Tabla V, hoja de campo como ejemplo de un registro fluyendo continuo).

#### II.1.3.- REGISTRO DE PRESION DE FONDO FLUYENDO ESPONTANEO.

Como se indicó anteriormente, los pozos fluyentes espontá-

PETROLEOS MEXICANOS  
 REPORTE DE PRESIONES DE FONDO

CAMPO: TONALA  
 POZO No 520  
 FECHA: OCT - 4 - 54 ESTADO DEL POZO: FLUYENTE  
 HORA: 11:30 ESTRANGULADOR: 5/32"

PROFUNDIDAD	PRESION KG/CM <sup>2</sup>	AP KG/CM <sup>2</sup>	GRADIENTE KG/CM <sup>2</sup> M	
0	17.4	-	-	PRESION T. R S/C
250	25.9	8.5	0.0340	PRESION T. P. 17.4 kg/cm <sup>2</sup>
500	41.1	15.2	0.0605	NIVEL ACRITE
810	69.0	27.9	0.0900	NIVEL AGUA
860	72.8	3.8	0.0760	TIEMPO CERRADO
910	79.5	6.7	0.1340	TEMPERATURA BOCA POZO 30 °C
+34	4.5			TEM. MAX. DE FONDO 48.0 C
944	84.0	NIVEL MED. PERF.	0.1340	ELLY MESA ROTARIA
				FECHA ULTIMO REG.
				PRESION ULTIMO FONDO
				VARIACION PRES. FONDO
				PERDIDA/DIA
				INSTALAMIENTO 33529 - N
				PROFUNDIDADES SUCROTORIA
				T. P. 3/8" Ø 914.0 m.
				J. B.
				CIMA FORMACION PROD.
				BASE FORMACION PROD.
				LINER
				PERF. 935 - 953 m
				PROF. TOTAL 1200.0 m
				FONDO CON TUBETA

ANOTACIONES:  
 CAL. CON 1 1/2" A 1195.0 m  
 DISPAROS LIBRES

REGISTRO HECHO POR: J. G. C.

CALCULADO POR: J. M. C.

Producción 10 m<sup>3</sup>/ día

Agua 10 m<sup>3</sup>/ día

Gas 3600 m<sup>3</sup>/ día

E. G. 360 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>

TABLA V

neos, producen debido a la propia energía del yacimiento, por esa razón, casi siempre se comportan como fluyentes continuos, por lo tanto, el método para registrarse será exactamente el mismo al de inyección de gas continuo, así como, sus recomendaciones especiales.

#### II.1.4.-REGISTRO DE PRESION DE FONDO FLUYENDO, CON INYECCION DE GAS EN FORMA INTERMITENTE.

1) Antes de bajar el registrador dentro del pozo, se observa la gráfica que se encuentra en la línea de inyección de gas. Se determina con precisión el inicio y terminación de los ciclos, - - pues como se dijo, se producen en forma intermitente. De acuerdo con el tiempo de carga y descarga se escogerá el rango del reloj.

2) Terminada la descarga de aceite, se cierra la válvula lateral (T.R.) para interrumpir la inyección de gas al pozo y comprobar si no hay otra descarga.

3) En estas condiciones, se baja el registrador provisto de contrapeso grande hasta la estación programada, la cual se encontrará aproximadamente 10 metros abajo de la última válvula de inyección de gas.

4) Con el registrador situado en la estación mencionada, se abre la válvula de inyección (T.R.) que se había cerrado ante-

riormente y se espera un tiempo adecuado, correspondiente a dos ciclos completos, los cuales serán graficados por el registrador.

5) En las condiciones anteriores (sin cerrar ninguna válvula), se baja el registrador a la última estación, dando tiempo para registrar otros dos ciclos completos. Se toman en el árbol de válvulas las presiones correspondientes a T.P. y T.R.

6) Terminado el tiempo de estaciones, se cierra la inyección de gas, teniendo cuidado de hacerlo después de una descarga de aceite.

7) Se recupera el alambre y con el registrador ya en la superficie se abre la inyección de gas, anotando la hora del cierre y apertura de la válvula.

8) Se tendrá cuidado especial en la medición de las presiones en la superficie (árbol de válvulas), pues se anotarán la máxima y mínima en cada ciclo y también la presión de inyección. Como se indicó, se tomarán las lecturas cuando el registrador se encuentre en el fondo (última estación). Para medir la presión en la descarga (TP), se utiliza un manómetro de 28 ó 35kg/cm<sup>2</sup>. La presión en la inyección (T.R.), se toma con un manómetro de 70kg/cm<sup>2</sup>. Si las condiciones del árbol de válvulas no permiten tomar la presión de inyección (T.R.), ésta se tomará directamente en el medidor con placa de orificio, utilizando un manómetro cuya conexión -

sea para 1/4" de tubería.

#### II.1.5.- DETERMINACION DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO EN POZOS DE BOMBEO MECANICO.

##### INSTALACION DE UN ELEMENTO DE PRESION CON EQUIPO DE LINEA DE ACERO.

En determinados pozos de bombeo mecánico, es posible colocar en el espacio anular, una bomba de presión con cable de acero. Esta operación puede resultar arriesgada para algunas partes del pozo, debido a que al introducir la línea de acero, puede llegar a enredarse en las paredes de la T.P.

En muchos pozos, la facilidad de meter en el espacio anular un elemento de presión no se presenta, debido a que tal espacio (T.R. y T.P.) es demasiado pequeño, y por esta razón, a veces es necesario utilizar algún otro método para determinar la presión de entrada a la bomba.

#### II.1.6.- ELEMENTOS DE PRESION INSTALADO PERMANENTEMENTE.

En pozos problema o pozos con pruebas especiales, puede -- ser recomendable instalar un elemento de presión debajo de la bomba, de tal forma, que la presión puede ser leída y obtenida cada vez que se requiera. Dichas instalaciones, requieren de un cable

conductor, el cual debe ser introducido desde la superficie hasta el elemento de presión; además, debe estar sujetado a las paredes de la T.P.. Un elemento de presión instalado permanentemente, opera bajo el principio de que un cable tensionado o resorte se encuentre vibrando continuamente en un campo eléctrico, uno de los extremos del cable está conectado a un diafragma, el cual a su vez cambia de posición por las variaciones de presión en el pozo. Estas deflexiones, son el resultado de los cambios en la tensión del cable o resorte, los cuales son medidos eléctricamente y transmitidos hasta la superficie.

Existe un segundo tipo de dispositivo que utiliza un tubo Bourdon para transmitir directamente la presión del fondo hasta la superficie. La señal es enviada a través del cable conductor y presenta el mismo principio que el de un manómetro.

Aunque estos elementos instalados permanentemente proporcionan resultados confiables, el costo de instalación y mantenimiento es muy elevado.

#### II.1.7.- METODO DE WALKER.

La característica principal de este método, consiste en suponer que la densidad relativa promedio del fluido, que se encuentra en el espacio anular, es constante para un conjunto particular de condiciones de producción, tales como: si la presión de entra-

da a la bomba permanece constante, de tal manera que el gasto que aporta la formación no se altere; si todo el líquido producido -- por la formación es desplazado a la superficie a través de la -- T.P. y si el gasto de gas liberado en el espacio anular permanece también constante. Entonces, se puede considerar, que la suposi-- ción hecha anteriormente, es razonable y confiable para propósi-- tos de Ingeniería.

El método, básicamente consiste en registrar la profundi-- dad del nivel de fluido en el espacio anular, cuando el pozo se -- encuentra operando con un gasto constante y a dos diferentes -- contrapresiones en la boca del pozo (T.R.), esto es, se debe de encontrar el nivel de fluido a una determinada contrapresión en la T.R. y posteriormente volverlo a encontrar; pero ahora con una contrapresión distinta a la anterior, sin cambiar ritmos de bom-- beo, ni carrera de la bomba. Con la primera y segunda determina-- ción del nivel de fluidos, se encontrará un valor de la  $p_{wf}$ , el -- cual debe ser el mismo para ambos casos, debido a que las condi-- ciones de operación no fueron alteradas. El cálculo se muestra a continuación:

De la Fig. 18 (a) se tiene:

$h_1$  = profundidad del nivel de fluido en el espacio anular para el primer caso (pies).

$p_{c1}$  = contrapresión en la boca del pozo (T.R.) para el primer caso ( $\text{lb/pg}^2$ ).

$\bar{\gamma}_f$  = densidad relativa promedio del fluido.

D = profundidad de colocación de la bomba (pies).

entonces:

$$P_{wf} = p_{c1} + \text{presión debida a la columna de gas} + 0.433 (D - H_1) \bar{\gamma}_f \quad \text{--- (1)}$$

Similarmente, de la figura 18(b) tenemos:

$$P_{wf} = p_{c2} + \text{presión debida a la columna de gas} + 0.433 (D - H_2) \bar{\gamma}_f \quad \text{--- (2)}$$

Además, se hace la suposición de que la densidad relativa promedio del fluido localizado en el espacio anular, es la misma en los dos casos.

La presión debida a la columna de gas puede ser despreciada, o bien, ser calculada utilizando la siguiente ecuación:

$$PDCG = PCP - \frac{(PNF)^{1.5}}{100} \quad \text{--- (3)}$$

donde:

PDCG = presión debida a la columna de gas ( $\text{lb/pg}^2$  abs)

PCP = presión en la cabeza del pozo ( $\text{lb/pg}^2$  abs)

PNF = profundidad del nivel de fluido (miles-pies)

La desventaja que presenta este método, es el tiempo requerido para tener nuevamente las condiciones estables de operación, después de haber cambiado la contrapresión en la T.R.. El procedimiento más rápido se muestra en las Figs. 18(a) y (b), en donde se recomienda ajustar el regulador de presión a un nivel bastante alto y después de un período determinado (un día) registrar la profundidad del nivel de fluido correspondiente a ésta presión. Posteriormente, se ajusta el regulador de presión a un nivel más bajo y 24 hr. más tarde, se debe de encontrar la profundidad del nivel de fluido, correspondiente a esta otra contrapresión.

Se ha encontrado en la práctica, que el pozo casi siempre regresa a sus condiciones originales o estables en un lapso no menor de 24 hr.

Para ilustrar mejor este método, se presenta a continuación un ejemplo:

Ejemplo 1.

- 1.- Profundidad de la bomba - - - - - 4130 pies
- 2.- Profundidad del nivel de fluido cuando la  
contrapresión en la T.R. es de  $120 \text{ lb/pg}^2$  - - - 3015 pies
- 3.- Profundidad del nivel de fluido cuando la  
contrapresión en la T.R. es de  $50 \text{ lb/pg}^2$  - - - - 2440 pies

Sustituyendo valores en la ecuación (3) tenemos:

$$PDCG_1 = 134.7 \frac{(3.015)^{1.5}}{100} = 7.05 \text{ (lb/pg}^2 \text{ abs)}$$

$$PDCG_2 = 64.7 \frac{(2.440)^{1.5}}{100} = 2.47 \text{ (lb/pg}^2 \text{ abs)}$$

Por lo tanto, para determinar la presión de entrada a la bomba ( $p_{wf}$ ) y la densidad relativa promedio ( $\bar{\gamma}_f$ ) de la columna -- del fluido, se procede de la siguiente forma:

$$P_{wf1} = 134.7 + 7.05 + 0.433 (4130-3015) \bar{\gamma}_f \quad \dots (4)$$

$$P_{wf2} = 64.7 + 2.47 + 0.433 (4130-2440) \bar{\gamma}_f \quad \dots (5)$$

Como  $P_{wf1} = P_{wf2}$ , entonces, igualando ecuaciones y haciendo las operaciones correspondientes se tiene:

$$141.75 + 482.8 \bar{\gamma}_f = 67.17 + 731.8 \bar{\gamma}_f$$

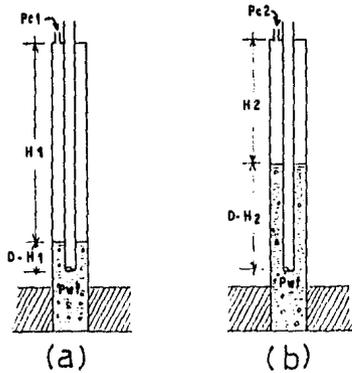
despejando  $\bar{\gamma}_f$  de la ecuación anterior:

$$\bar{\gamma}_f = 0.30 \text{ (agua} = 1.0)$$

Sustituyendo el valor de  $\bar{\gamma}_f$  en la ecuación (4), tenemos:

$$P_{wf1} = 134.7 + 7.05 + 0.433 (4130-3015) 0.30$$

$$P_{wf} = 287 \text{ (lb/pg}^2 \text{ abs)}$$



DETERMINACION DE LA PRESION DE ENTRADA A LA BOMBA  
 POR EL METODO DE WALKER.

Fig. 18

### II.1.8. METODO DE AGNEW

Este método, se utiliza para determinar la presión de entrada a la bomba en pozos de bombeo mecánico, auxiliándose de un instrumento que nos permite conocer las cargas sobre la varilla pulida (dinamómetro).

Cuando la unidad de bombeo mecánico es detenida (gradualmente, para eliminar las cargas por aceleración), lo suficientemente cerca de la parte final de la carrera ascendente, para asegurarse que la válvula de pie esta abierta y la válvula viajera cerrada, la carga registrada por el dinamómetro sobre la varilla pulida debe ser:

$$C.V.V. = W_f + W_r - W_{rb} - p_{wf} A_p + p_t (A_p - A_r) \quad \dots(6)$$

Similarmente, si la unidad de bombeo mecánico es detenida (gradualmente) cerca de la parte final de la carrera descendente, para asegurarse que la válvula de pie está cerrada y la válvula viajera abierta, la carga máxima sobre la varilla pulida es igual al peso de las varillas suspendidas en el fluido, es decir:

$$C.V.P. = W_r - W_{rb} \quad \dots(7)$$

Las ecuaciones (6) y (7) son empleadas, para determinar posibles fugas en la válvula viajera y en la válvula de pie respectivamente.

Sustituyendo la ecuación (7) en la ecuación (6):

$$C.V.V. = C.V.P. + W_f - p_{wf} A_p + p_t (A_p - A_r) \quad \dots (8)$$

despejando  $p_{wf} A_p$  de la ecuación (8), se tiene:

$$p_{wf} A_p = C.V.P. - C.V.V. + W_f + p_t (A_p - A_r) \quad \dots (9)$$

pero como:  $W_f = 0.433 \left( \frac{A_p}{A_r} \right) D A_p \quad \dots (10)$

y  $W_f = \frac{A_p}{A_r} W_{rb} \quad \dots (11)$

Igualando las ecuaciones (10) y (11), y despejando  $W_{rb}$ , se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{A_p}{A_r} W_{rb} &= 0.433 \left( \frac{A_p}{A_r} \right) D A_p \\ W_{rb} &= 0.433 \left( \frac{A_p}{A_r} \right) D A_r \quad \dots (12) \end{aligned}$$

Despejando  $W_{rb}$  de la ecuación (7) y sustituyendo en la ecuación (11):

$$\begin{aligned} W_{rb} &= W_r - C.V.P. \\ \frac{A_r}{A_p} W_f &= W_r - C.V.P. \\ W_f &= \frac{A_p}{A_r} (W_r - C.V.P.) \quad \dots (13) \end{aligned}$$

Sustituyendo la ecuación (13) en la ecuación (9):

$$p_{wf} A_p = C.V.P. - C.V.V. + \frac{A_p}{A_r} (W_r - C.V.P.) + p_t (A_p - A_r) \quad \dots (14)$$

Despejando  $p_{wf}$  de la ecuación (14), se tiene:

$$p_{wf} = \frac{(W_r - C.V.P.)}{A_r} - \frac{(C.V.V. - C.V.P.)}{A_p} + \frac{p_t (A_p - A_r)}{A_p}$$

Agrupando términos, se tiene:

$$P_{wf} = \frac{(W_r - C.V.P.)}{A_r} - \frac{(C.V.V. - C.V.P.)}{A_p} + P_t \left(1 - \frac{A_r}{A_p}\right) \dots (15)$$

Donde:

$W_f$  = peso del fluido sobre el área del émbolo (lb).

$W_r$  = peso de las varillas en el aire (lb).

$W_{rb}$  = fuerza de flotación sobre las varillas (lb).

$A_r$  = área de la sección transversal de las varillas del fondo ( $pg^2$ )

$A_p$  = área de la sección transversal del émbolo ( $pg^2$ ).

$P_t$  = presión en la T.P. ( $lb/pg^2$ ).

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyendo ( $lb/pg^2$ ).

C.V.V. = carga en la válvula viajera (lb).

C.V.P. = carga en la válvula de pie (lb).

Ejemplo 2

Se tiene un pozo de bombeo mecánico, con la siguiente información:

Profundidad de la bomba - - - - -	3000 pies
Diámetro de las varillas de succión - -	7/8 pg.
Diámetro del pistón de la bomba - - - -	1 3/4 pg
C.V.P. - - - - -	5700 lb
C.V.V. - - - - -	6500 lb
Presión en la T.P. (pt) - - - - -	60 $lb/pg^2$
Densidad del acero - - - - -	490 $lb/pie^3$

Calcular, la presión de entrada a la bomba ( $p_{wf}$ ).

$$A_r = \frac{\pi}{4} \left( \frac{7}{8} \right)^2 = 0.601 \text{ pg}^2$$

$$A_p = \frac{\pi}{4} \left( \frac{7}{4} \right)^2 = 2.405 \text{ pg}^2$$

Usando la densidad del acero, la profundidad de la bomba y  $A_r$ , se encuentra el peso de las varillas en el aire ( $W_r$ ):

$$W_r = 490 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \times 3000 \text{ pies} \times 0.601 \text{ pg}^2 \times \frac{1 \text{ pie}^2}{144 \text{ pg}^2}$$

$$W_r = 6135 \text{ lb}$$

$$W_r - \text{C.V.P.} = 6135 - 5700 = 435 \text{ lb}$$

$$\text{C.V.V.} - \text{C.V.P.} = 6500 - 5700 = 800 \text{ lb}$$

$$\frac{A_r}{A_p} = \frac{0.601}{2.405} = 0.25$$

Sustituyendo los valores anteriores en la ecuación (15):

$$P_{wf} = \frac{435}{0.601} - \frac{800}{2.405} + 60 (1-0.25)$$

$$p_{wf} = 436 \text{ lb/pg}^2$$

Una limitación de este método, esta impuesta por las pérdidas de presión por fricción, las cuales, si son considerables, - conducirán a errores sustanciales en la determinación de la  $p_{wf}$ ; - esta fricción, puede ser ocasionada por la acumulación de parafina; efecto de arrastre o desgaste de la bomba, por arena o incrustaciones. Las cargas por aceleración, al detenerse la unidad, pue-

de también ser un factor de error en el cálculo de la  $p_{wf}$ .

### II.1.9. METODO QUE INCLUYE EL CALCULO DEL GASTO DE GAS EN LA T.P.

En este método, se tiene que medir el gasto de gas que se produce, a través de la T.P. Este gasto, es determinado en función de la  $p_{wf}$ .

Una desventaja del método, consiste en que, el gasto desplazado por la bomba, debe ser estimado; pero esto, es un cálculo tedioso y nada confiables son los resultados. Otra desventaja que puede presentar dificultad, en ciertas circunstancias, es que se trata del gasto de gas que se produce en la T.P. y no del gasto de gas total producido (T.R. y T.P.). Si la T.R. del pozo, se encuentra comunicada con la línea de escurrimiento; lo cual es bastante común encontrar, es necesario cerrarla y ventear o desfogar a la atmósfera, el gas que se acumule en el espacio anular. De esta manera, se medirá únicamente el gas que se produce por la T.P.

Del volumen total desplazado por la bomba diariamente, un volumen  $q_w$  es ocupado por agua y un volumen  $B_o q_o$  por aceite. Por lo tanto, el volumen que ocupa el gas libre es:

$$q_d = q_w + B_o q_o \quad (bl) \quad \dots (16)$$

Este volumen de gas, es medido a la presión de entrada de la bomba (se supone que no hay pérdidas de presión a través de la válvula de pie) y a la temperatura del fondo del pozo. Para convertir el volumen de gas de las condiciones de fondo a las condiciones atmosféricas, es necesario dividir este volumen entre el factor de volumen del gas.

De la definición de solubilidad del gas, el gasto de gas que se produce diariamente, a condiciones atmosféricas es:

$$q_o R_s \text{ (pies}^3\text{/día).}$$

Por lo tanto:

$$\text{Gasto de gas en T.P.} = \frac{1}{B_g} (q_d - q_w - B_o q_o) + q_o R_s \quad \dots (17)$$

Donde:

$q_d$  = gasto desplazado por la bomba (bl/día)

$q_o$  = gasto de aceite (bl/día).

$q_w$  = gasto de agua (bl/día).

$B_o$  = factor de volumen del aceite (bl/bl)

$B_g$  = factor de volumen del gas (bl/pie<sup>3</sup>)

$R_s$  = relación de solubilidad del gas (pies<sup>3</sup>/bl).

### Ejemplo 3

Un pozo produce 330 bl/día de aceite y 210 bl/día de agua, con una RGA en la T.P. de 300 pies<sup>3</sup>/bl, el gasto desplazado por la

bomba es de 750 bl/día y los datos PVT del aceite se muestran en la Tabla VI. Calcular la presión de fondo fluyendo ( $p_{wf}$ ).

Los gastos de gas en la T.P. con diferentes presiones supuestas, son calculados con la ecuación (17) y los datos de la Tabla VII. Estos gastos calculados, son graficados junto con las presiones supuestas (Fig. 19). El gasto real de gas en la T.P. es:

$$\begin{aligned} \text{Gas en T.P.} &= 330 \frac{\text{bl}}{\text{día}} \times 300 \frac{\text{pies}^3}{\text{bl}} = 99000 \text{ pies}^3/\text{día} \\ &= 99 \text{ (miles pies}^3/\text{día)} \end{aligned}$$

Entrando con 99 (miles pies<sup>3</sup>/día) en la Fig. 19, se traza una línea perpendicular al eje de las abscisas, hasta intersectar con la curva obtenida de las presiones supuestas y de los gastos de gas calculados; de este punto, se traza una línea perpendicular al eje de las ordenadas, y al intersectar este eje, se podrá conocer el valor de la  $p_{wf}$  en función del gasto de gas que se produce a través de la T.P.

Para este ejemplo, resultó ser de 665 lb/pg<sup>2</sup> abs.

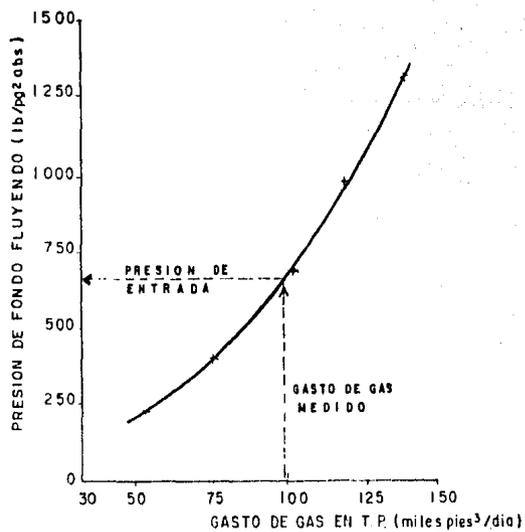
De la Fig. 19, se observa que una reducción del 10% en el gasto de gas medido, disminuirá la presión estimada de 665 a 550 lb/pg<sup>2</sup> abs.; mientras que, un aumento del mismo porcentaje, incrementará la presión a 785 lb/pg<sup>2</sup> abs.. En general, se puede concluir, que la presión estimada es bastante sensible al valor que

TABLA VI DATOS P V T SUPUESTOS

PRESION (lb/pg <sup>2</sup> abs)	B <sub>o</sub> (bl/bl)	B <sub>g</sub> (bl/pies <sup>3</sup> )	R <sub>s</sub> (pies <sup>3</sup> /bl)
2500	1.250	0.0015	450
2200	1.325	0.0018	412
1900	1.203	0.0023	377
1600	1.180	0.0030	340
1300	1.156	0.0039	303
1000	1.133	0.0050	268
700	1.108	0.0065	231
400	1.080	0.0085	165
200	1.045	0.0110	97

TABLA VII CALCULO DE GASTOS DE GAS EN T.P. CON VARIAS P<sub>wf</sub> SUPUESTAS

P <sub>wf</sub> supuesta (lb/pg <sup>2</sup> abs)	B <sub>o</sub> q <sub>o</sub> (bl/día)	B <sub>o</sub> q <sub>o</sub> + q <sub>w</sub> (bl/día)	D-B <sub>o</sub> q <sub>o</sub> -q <sub>w</sub> (bl/día)	$\frac{D - B_o q_o - q_w}{B_g}$ (pies <sup>3</sup> /día)	R <sub>s</sub> q <sub>o</sub> (pies <sup>3</sup> /día)	GASTO DE GAS EN T.P. (miles pies <sup>3</sup> /día)
200	345	555	195	17,700	32,000	49.7
400	356	566	184	21,600	54,500	76.1
700	366	576	174	26,800	76,200	103.0
1000	374	584	166	33,200	88,400	121.6
1300	381	591	159	40,800	100,000	140.8



**DETERMINACION DE LA PRESION DE ENTRADA A LA BOMBA  
MIDIENDO EL GASTO DE GAS EN LA T.P.**

Fig. 19

se obtenga del gasto de gas en la T.P.. Una desventaja para aplicar el método, consiste en la falta de precisión en las medidas de los volúmenes de gas en las instalaciones petroleras. Otros errores, pueden surgir con las caídas de presión a través de la válvula de pie; el resbalamiento de aceite, después del émbolo (el cual reducirá el volumen de gas libre en la bomba) y la influencia de la temperatura y los efectos de supercompresibilidad del gas.

## II.2. MEDICION O CALCULO DEL NIVEL DINAMICO DE LOS POZOS.

En la actualidad, existen dos métodos para determinar el nivel dinámico en un pozo.

- a) REGISTRO ECOMETRO
- b) REGISTRO AMERADA.

El uso de uno u otro, depende de la rapidez y precisión de los resultados. A continuación, se describe cada uno de estos métodos y la forma de usarse:

### a) REGISTRO ECOMETRO

El ecómetro, es un instrumento que sirve para conocer el nivel de fluido, por medio de una onda sonora, creada u originada por el disparo de un cartucho detonador en el espacio anular.

Dicha onda, se refleja en los coples o en cualquier otra obstrucción.

Un micrófono situado en la cabeza del pozo, convierte los impulsos sonoros, en impulsos electrónicos, los cuales se amplifican y registran en una tira de papel. Posteriormente, solo es necesario contar los coples, para determinar la profundidad del nivel de fluido o la longitud de la tubería de producción hasta el nivel de fluido.

a.1) ELEMENTOS COMPONENTES DEL ECOMETRO.

El ecómetro está constituido por los siguientes elementos:

- 1.- Amplificador registrador.
- 2.- Sensibilidad.
- 3.- Filtro.
- 4.- Entrada ( INPUT ).
- 5.- Potencia o fuente de poder (POWER).
- 6.- Vólmetro.
- 7.- Suministro por baterías de 12 volts.
- 8.- Suministro por baterías de 13.5 volts.
- 9.- Suministro por baterías de 1 1/2 volts.
- 10.- Cable del micrófono.
- 11.- Mecanismo impulsor de la gráfica.
- 12.- Galvanómetro.

Los cuales, para una mejor comprensión, se explican a continuación.

### 1.- AMPLIFICADOR REGISTRADOR.

Este instrumento, se encuentra alojado en una caja de aluminio, junto con el galvanómetro y el mecanismo impulsor del papel; - micrófono y cable del ecómetro. El ecómetro no puede dañarse por - la colocación incorrecta de algún control eléctrico.

### 2.- SENSIBILIDAD.

La sensibilidad, controla la magnitud de la plumilla a una cierta señal. Si se desean registros más amplios se incrementa la sensibilidad.

### 3.- FILTRO.

El ecómetro, usa un sistema de filtro sencillo y muy efectivo, está marcado con los nombres: COPLER (Collars), NORMAL, NIVEL DEL FLUIDO (Fluid Level).

Bajo condiciones normales, se usa la posición del filtro - en NORMAL, empleándose en ésta forma un 80% del tiempo. El cambio del filtro de esta posición es raramente necesario. Se debe estar seguro que ninguna de las condiciones, que a continuación se numeran, esté presente, con el fin de no originar problemas, antes de ensayar cualquier otra posición del filtro:

- I.- Ruidos del pozo o vibraciones que impiden una posición de alta sensibilidad.
- II.- Condiciones impropias en el espacio anular, por tener numerosos codos, tees, tramos de tubería o restricciones en la tubería de revestimiento.
- III.- Una columna líquida que se manifiesta por descarga de gas de la tubería de revestimiento, al intentar el disparo para determinar el nivel del fluido.

La posición NORMAL acepta únicamente las señales de frecuencia media y baja.

La posición COPLES ( collars ) acepta únicamente las señales de alta frecuencia.

La posición NIVEL DE FLUIDO ( fluid level ) acepta únicamente las señales de baja frecuencia.

Una onda de alta frecuencia, se refleja en la gráfica, como una desviación en el curso normal de la plumilla a la línea base del centro, con una longitud aproximada de  $1/20''$ . Una onda de baja frecuencia, hace que la plumilla se desvíe del centro de la gráfica  $1/2''$  o más, antes de regresar a la línea base del centro. Por ejemplo: las ondas emitidas en la televisión, son ondas de altas frecuencias, pues se desplazan en línea recta; las ondas de

baja frecuencia, se desplazan en círculos concéntricos (ondas de radio).

Al efectuar el disparo inicial, se tiene una mezcla de ondas de alta y baja frecuencia; las ondas de baja frecuencia, circulan alrededor de los coples más bajos, continuando hacia el fondo del pozo por el espacio anular. Por tal razón, los coples profundos darán señal de baja frecuencia; mientras que el nivel del fluido en un pozo profundo, de baja presión, reflejará una onda de muy baja frecuencia, que puede ser captada por el oído humano.

#### 4.- ENTRADA ( INPUT ).

El micrófono, se conecta a la entrada ( INPUT ) a través de un cable blindado, con el fin de que las líneas de transmisión, no puedan causar deflexiones extrañas a la plumilla.

#### 5.- POTENCIA O FUENTE DE PODER (POWER).

La fuente de poder o potencia (power), controla el amplificador y el mecanismo impulsor de la gráfica. El amplificador está conectado en la posición AMPL., y permanece así, hasta que el contacto se coloca en OPERACION (run), iniciando el movimiento de la gráfica. El botón de contacto a un lado de la potencia-

(power), desconecta las baterías cuando se cierra la tapa de la caja, en caso que el amplificador se deje conectado.

#### 6.- VOLTMETRO.

El voltmetro, es un instrumento que se utiliza para medir diferencia de voltaje; en este caso, para medir los voltajes de las baterías de 6 volt, contenidas a la derecha del mecanismo impulsor del papel y de las baterías de mercurio de 6.75 volt.

#### 7.- SUMINISTRO DE BATERIA DE 12 VOLT.

Las dos baterías de 6 volt (NEDA6), están colocadas a la derecha (abajo) de la cubierta. Estas baterías, proporcionan la energía al amplificador y operan el mecanismo impulsor de la gráfica. Cuando el voltaje de dichas baterías disminuye en dos volts, y su lectura es 10 volt, deben ser sustituidas.

El mecanismo de la gráfica se hace lento cuando el voltaje de la batería disminuye a 9.5 volt; por tal razón, la respuesta del amplificador empieza a disminuir a los 9 volts. La vida útil de las baterías es aproximadamente 200 hrs., en la posición AMPL.

RECOMENDACION FINAL: Desconectar el suministro por baterías de 12 volt cuando no se use. Probar las baterías de 6 volt en la posición de operación (RUN).

#### 8.- SUMINISTRO POR BATERIAS DE 1 1/2 VOLT.

Las baterías de 1 1/2 volt. (NEDA 900), son usadas para calentar la plumilla registradora. Se situa la terminal negativa ( — ) hacia la parte trasera. Los alambres pueden ser cambiados en las terminales sin daño en la unidad.

#### 9.- SUMINISTRO POR BATERIAS DE 12.5 VOLT.

Las dos baterías de mercurio de 12.5 volt., se usan para proporcionar energía en las primeras etapas del amplificador. Estas baterías, se encuentran colocadas dentro de la caja del amplificador. Cuando el voltaje desciende a 11 volt, reemplazar las baterías. La vida de éstas, es aproximadamente de 65 hr. en la posición AMPL.

#### 10.- CABLE DEL MICROFONO.

Se incluye dos cables para conectar el amplificador registrador al micrófono. Al instalar o remover los cables, instalarlo sólo por los conectores, no jalar los cables.

#### 11.- MECANISMO IMPULSOR DE LA GRAFICA.

El papel de la gráfica, es impulsado por un motor de 12 -- volts. corriente directa, de gobierno controlado. Para efectuar -

el cambio del papel, se quita la perilla de cambio de papel, la arandela y el carrete usado. Depresionar el impulsor del papel, situado bajo el eje del carrete e insertar un nuevo rollo. Dirigir el papel hacia el soporte de la plumilla, depresionar la muelle del enrollador del papel e insertar el papel en el cilindro de hule y la muelle. Instalar la perilla del rollo de papel, colocar el contacto de energía en operación (RUN), para que se centre el papel por sí mismo, y quede listo para su operación.

## 12.- GALVANOMETRO.

El galvanómetro no requiere ningún ajuste, salvo el cambio y ajuste de la plumilla.

### a.2) OPERACION DEL ECOMETRO.

Para operar el aditamento de la " cabeza de pozo " (CABEZAL), se tiene que:

- 1.- Conectar el niple cabezal a la válvula de la tubería de revestimiento.
- 2.- Conectar el mecanismo micrófono-disparador con la unión -- del niple cabezal y conectar el cable del micrófono.
- 3.- Mover el mecanismo de disparo e insertar un cartucho detonador.

- 4.- Colocar el mecanismo del disparo en SAFETY (SEGURO) levantando la plumilla 1/8" y hacer la conexión del cabezal.
- 5.- Abrir la válvula de la tubería de revestimiento.
- 6.- Preparar el mecanismo de disparo levantando la plumilla -- 3/8" adicionales.
- 7.- El detonador se dispara, jalando el soltador del pistón -- del lado del mecanismo disparador.

a.3) PARA OPERAR EL REGISTRADOR.

- 1.- Conectar la energía en la posición AMPL, y permitir que la pluma se centre, mientras se conecta el cable del micrófono.
- 2.- La medida del ruido del pozo, debe permitir mover la sensibilidad cuando menos hasta 5 (preferiblemente más alto). - Para que resulte un movimiento de la plumilla de 1/8", reducir el ruido o vibraciones del pozo, si es que las hay.
- 3.- Colocar la sensibilidad en dos.
- 4.- Colocar la potencia (POWER) en operación (RUN).
- 5.- Disparar el cartucho detonador y ajustar la sensibilidad hasta la posición de máximo ruido en el pozo, según indicaciones anteriores.

6.- Cambiar la potencia (power) a la posición de desconectado (OFF).

a.4) SELECCION DE CARTUCHOS.

Se usan generalmente cuatro tamaños de cartuchos, los cuales pueden ser calibre: 10,45,38, y 22. El calibre 45, se obtiene indistintamente en pólvora negra y en pólvora sin humo; el calibre 38, exclusivamente en pólvora sin humo y el calibre 22, en pólvora negra y en pólvora sin humo. Los cartuchos de pólvora sin humo, pueden ser utilizados en pozos con presiones menores de  $100 \text{ lb/pg}^2$  y aprovechar su propiedad de no dejar residuos en el cabezal. Los cartuchos de pólvora negra, dan generalmente mejores resultados, - y deben ser siempre usados en pozos con presiones mayores de  $100 \text{ lb/pg}^2$ ; los cartuchos de pólvora negra calibre 45, son más potentes que los de calibre 45 de pólvora sin humo.

Como condiciones especiales para su selección, se debe tomar en cuenta la presión y profundidad del peso.

Presión ( $\text{lb/pg}^2$ )	Profundidad (pies)	Cartuchos calibre.
Menores 100	Mayores de 200	10 (P.N.)
Mayores 100	Cualquier prof.	45 (P.N.)
Mayores 500	Cualquier prof.	22 (P.N.)
	Pozos someros.	
Menores 100	Menores 3000	45 (P.N.)
Menores 100	Menores 2000	38 (P.S.H.)

P.N. - Pólvora Negra

P.S.H. - Pólvora sin humo.

a.5) INTERPRETACION.

Generalmente, la gráfica muestra una marca al principio de la corrida, que es el instante del disparo. Enseguida, se observa una serie de marcas espaciadas uniformemente, las cuales representan coples, y una marca más notoria, que es el nivel del fluido. - En algunas gráficas, estas marcas pueden distinguirse desde la superficie hasta el nivel del fluido, en otras, en donde no se aprecien 4" después del inicio, entonces, recomienda usar el contador de espaciamentos.

En algunas gráficas, los coples pueden distinguirse aproximadamente hasta la mitad. Para esto, deben contarse los coples hasta los que sean claramente diferenciables y después, extrapolar -- el conteo hasta el nivel del fluido, usando el contador de espacios.

Por lo general, los coples en las primeras 4 pulgadas del registro, se encuentran más juntos que los coples de la parte más baja, siendo la causa, el asentamiento del gas más pesado en el fondo del agujero. En este caso, el sonido viaja más lentamente en gas pesado. En algunos registros, las señales de los coples no son muy precisas, por lo cual, se debe colocar el divisor de espaciamiento en la parte más clara del registro, y contar desde el instante del disparo, hasta la marca del nivel del fluido.

Son de importancia, las marcas presentes en las gráficas - originadas por objetos subsuperficiales, estos objetos, reducen - la sección transversal del espacio anular, originando ondas sonoras de compresión, y son registradas como marcas hacia abajo. Tales objetos pueden ser camisas, anclas de gas, depósitos de parafina o nivel de fluido. Las condiciones que tienden a incrementar la sección transversal del espacio anular, proporcionan señales - sónicas distorsionadas, y se registran como marcas hacia arriba. El nivel del fluido se registra con una marca hacia abajo.

#### a.6) DIFERENTES TIPOS DE REGISTROS Y SU INTERPRETACION.

Fig. 20. Registro donde se muestra la técnica de contar las UNIONES ( COPLES ) de los tramos de tubería hasta el Nivel del Fluido.

- a).- Al iniciar la operación del aparato, se inicia el conteo.
- b).- Bajo condiciones normales, las señales de los coples pueden contarse desde el principio del disparo hasta el nivel del fluido. En esta gráfica, las señales de los coples se registran completamente hasta el fondo. Cuando estas señales no pueden distinguirse, proseguir contando hacia abajo de la gráfica, usando un " ESPACIADOR ", tomando todas las divisiones de la última parte más visible y continuar con el mismo espaciamiento, hasta llegar al nivel de fluido.

En las señales de los coples, al comenzar la corrida, se aprecia un espaciamiento más cercano en la gráfica, como resultado del cambio de velocidad del sonido a través del gas de la T.R.

Esto ocurre con frecuencia en pozos de baja presión de gas, en los cuales, el gas no se desfoga.

El uso de un cartucho de mayor calibre, facilitará el poder contar los coples más bajos dentro del agujero.

c).- Nivel del fluido a los 137 1/2 tramos.

Fig. 21. GRÁFICA DE UN POZO "DISPARADO POR DEPRESIONAMIENTO INSTANTANEO.

a).- Descarga de un cartucho de salva calibre No. 10.

b).- Cambio de filtro: DE NORMAL A NIVEL DEL FLUIDO.

Fig. 22. GRÁFICA QUE MUESTRA EL EFECTO DEL CAMBIO DE FILTRO.

a).- Descarga de gas del espacio anular a través de una válvula (1/2" Ø), localizada en el cabezal del ECOMETRO.

b).- Cambio de filtro: DE NORMAL A NIVEL DEL FLUIDO.

Fig. 23. COPLES

- a).- Posición del filtro en COPLES.
- b).- Apenas se distingue la señal del tramo 140 al 145.

Fig. 24. NORMAL

- a).- Posición del filtro en NORMAL
- b).- Al principio, se distingue perfectamente la señal de cada cople, como aparecen marcados los diez primeros. Después, por medio del espaciador (PEINE), se marcan las medidas hasta el nivel de fluido.

Fig. 25. NIVEL DE FLUIDO

- a).- Posición del filtro en NIVEL DEL FLUIDO.

Fig. 26. CAMBIO DE SENSIBILIDAD DE 3/4 A 6

Registro efectuado, colocando la sensibilidad en 3/4. Se disparó cartucho de salva calibre 10, se ajustó la sensibilidad en 6. Observaciones: sensibilidad muy baja al principio de la gráfica. Correcta en la parte inferior.

Fig. 20

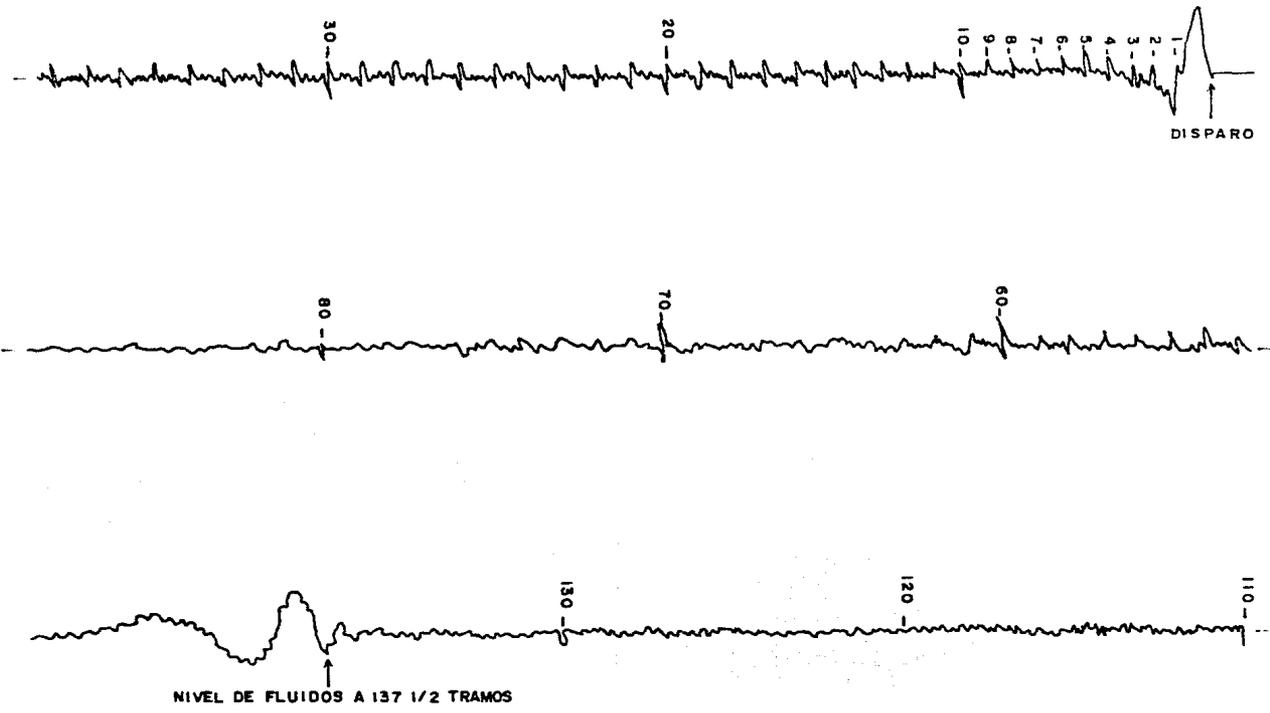
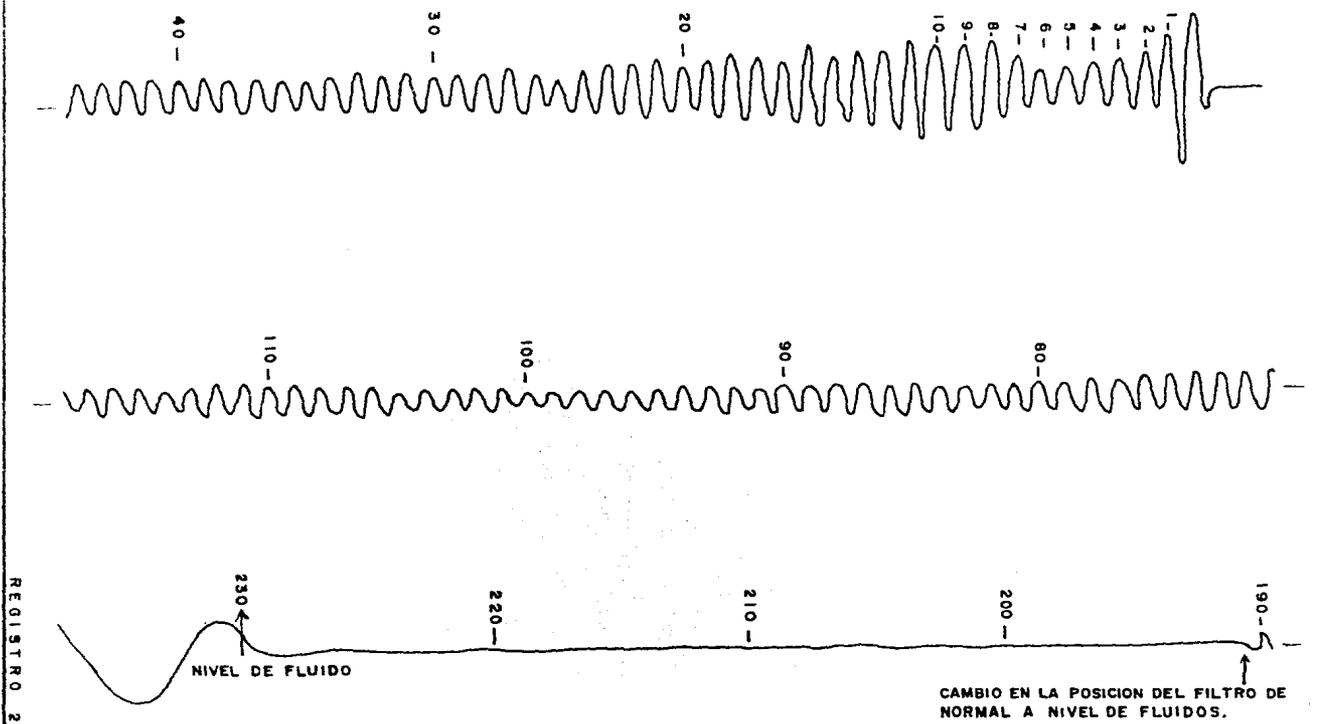
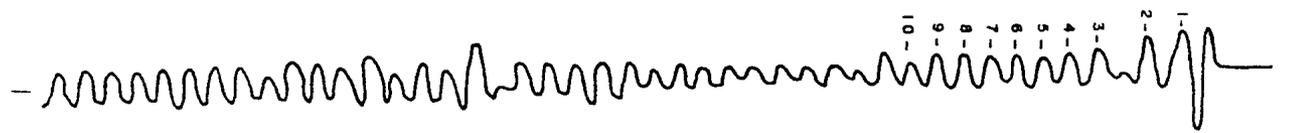


Fig. 21

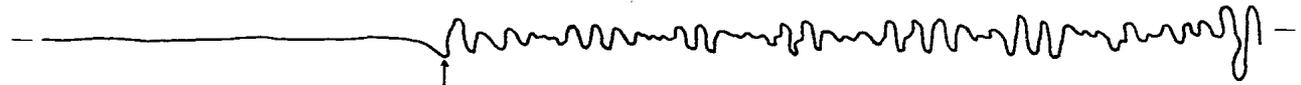


- 02 -

Fig. 22



CAMBIO EN LA POSICION DEL FILTRO DE NORMAL A NIVEL DE FLUIDOS



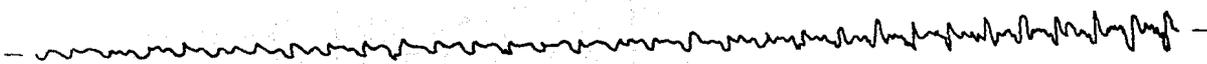
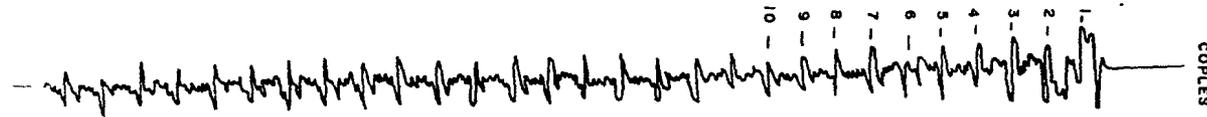
NIVEL DE FLUIDO



REGISTRO 3

POSICION DEL FILTRO EN  
COPIES

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10



NIVEL DE FLUIDO

Fig. 23

REGISTRO 4

POSICION DEL FILTRO EN  
NORMAL



30--

20--

10--

3--

2--

1--

4--

5--

6--

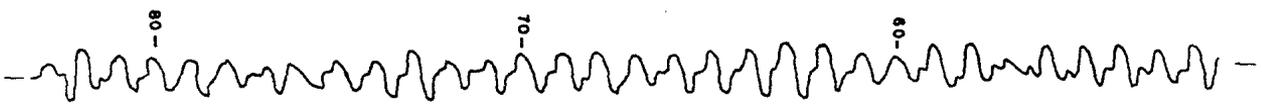
7--

8--

9--

10--

Fig. 24

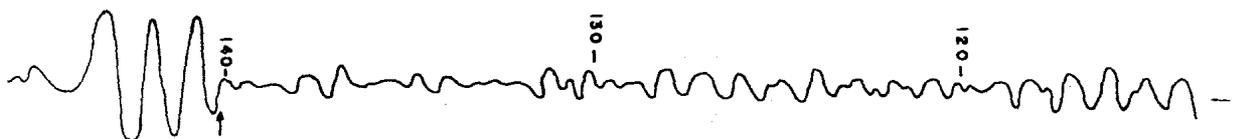


80--

70--

60--

- 80 -



140--

130--

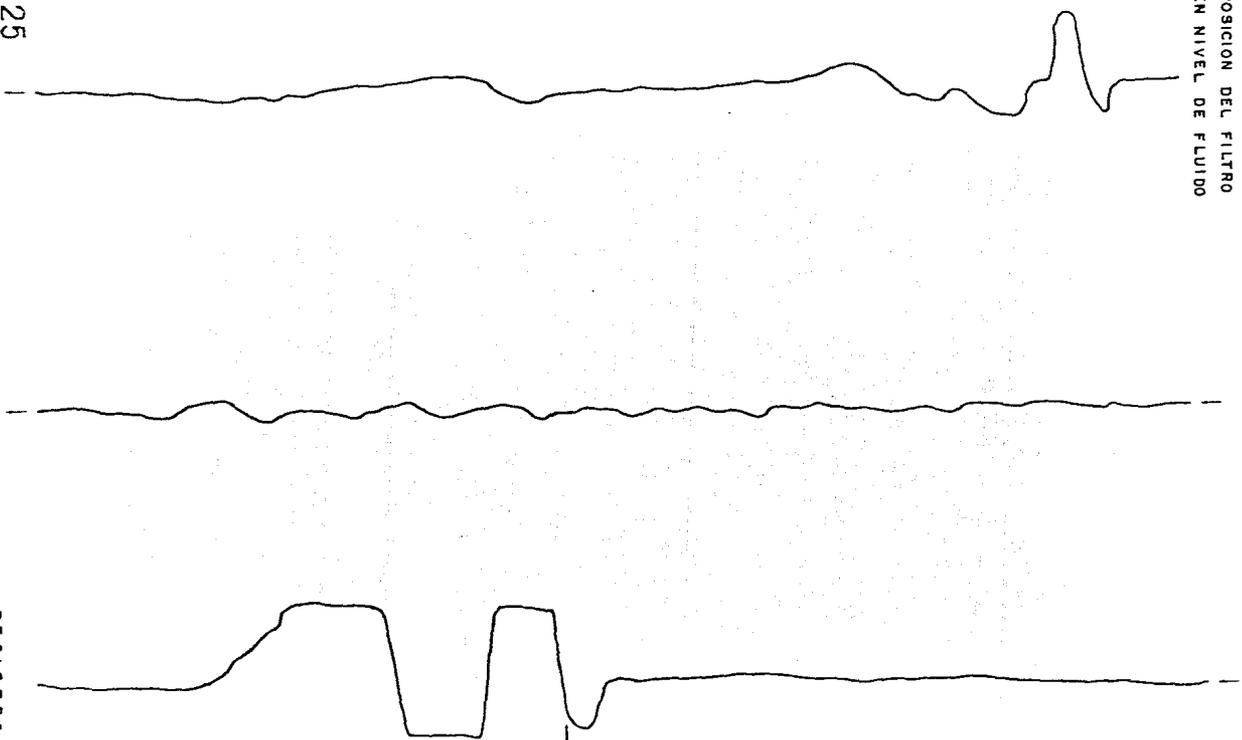
120--

NIVEL DE FLUIDO

REGISTRO 5

POSICION DEL FILTRO  
EN NIVEL DE FLUIDO

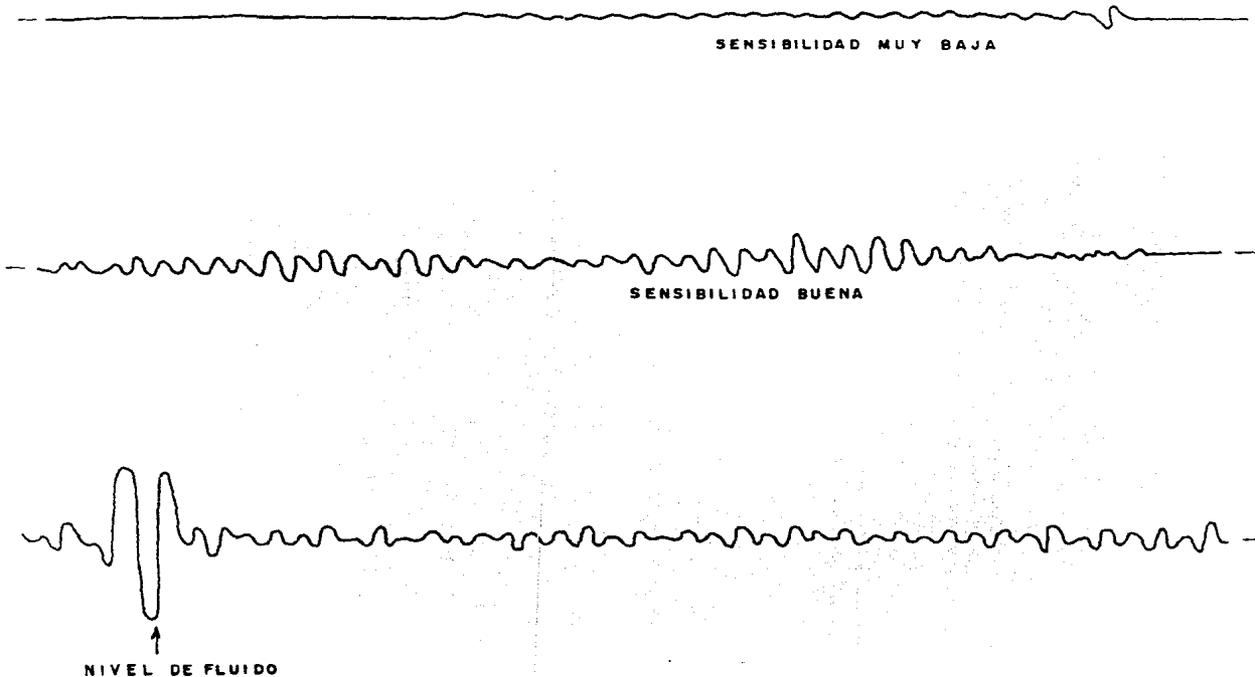
Fig. 25



NIVEL DE FLUIDO

REGISTRO 6

Fig. 26



- 88 -

REGISTRO 7

Fig 27

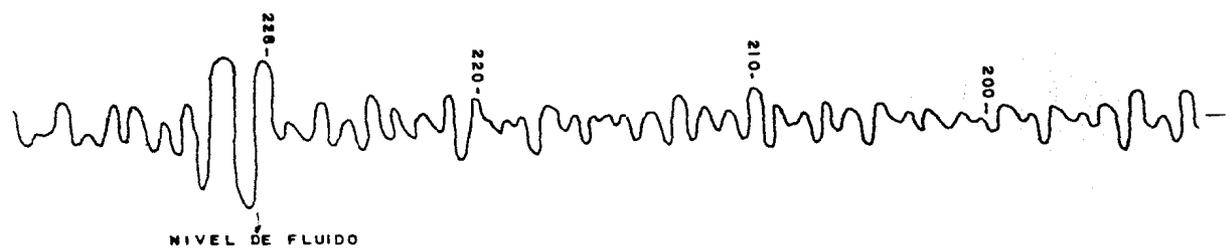
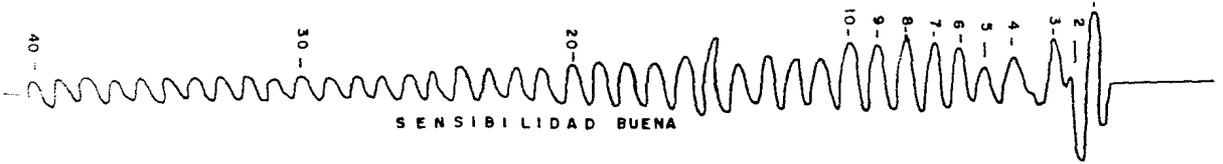
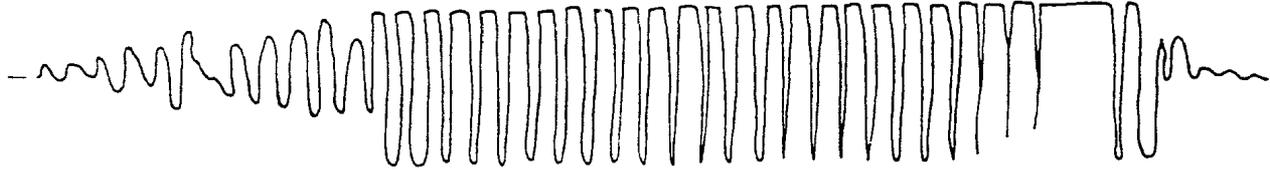


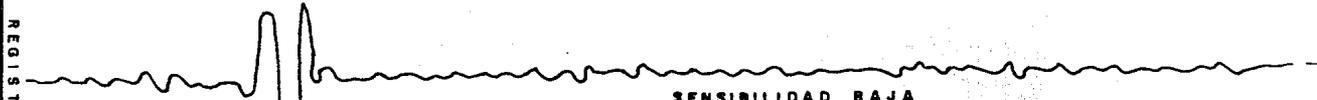
Fig. 28



SENSIBILIDAD MUY ALTA



SENSIBILIDAD BUENA



SENSIBILIDAD BAJA

NIVEL DE FLUIDO

REGISTRO 9

- 10 -

Fig. 27. CAMBIO DE SENSIBILIDAD DE 1 1/2 A 7.

Registro efectuado con la sensibilidad de 1 1/2. Se disparó cartucho de salva No. 10. Se ajustó la sensibilidad en 7. Observaciones: sensibilidad correcta al principio de la gráfica, un poco más alta en la parte inferior.

Fig. 28. SENSIBILIDAD 5.

Registro efectuado con la sensibilidad colocada en 5. Se disparó cartucho de salva No. 10. No se ajustó la sensibilidad. Observaciones: la sensibilidad muy alta al principio de la gráfica. Correcta en la parte inferior.

b) REGISTRO CON AMERADA.

Uno de los instrumentos de medición para registrar presiones de fondo, es el registrador "AMERADA". Está construido en su mayor parte de acero inoxidable, de forma exterior cilíndrica y tiene dimensiones tales que permiten introducirlo en la mayoría de las tuberías de producción.

Actualmente, en Petróleos Mexicanos, se trabaja con dos tipos de instrumentos: RPG-3 y RPG-4. Exteriormente, el tipo RPG-3 tiene un diámetro de 3.17 cm (1 1/4"), mientras que el tipo RPG-4 cuenta con un diámetro exterior de 2.54 cm (1") (Fig. 29). La lon-

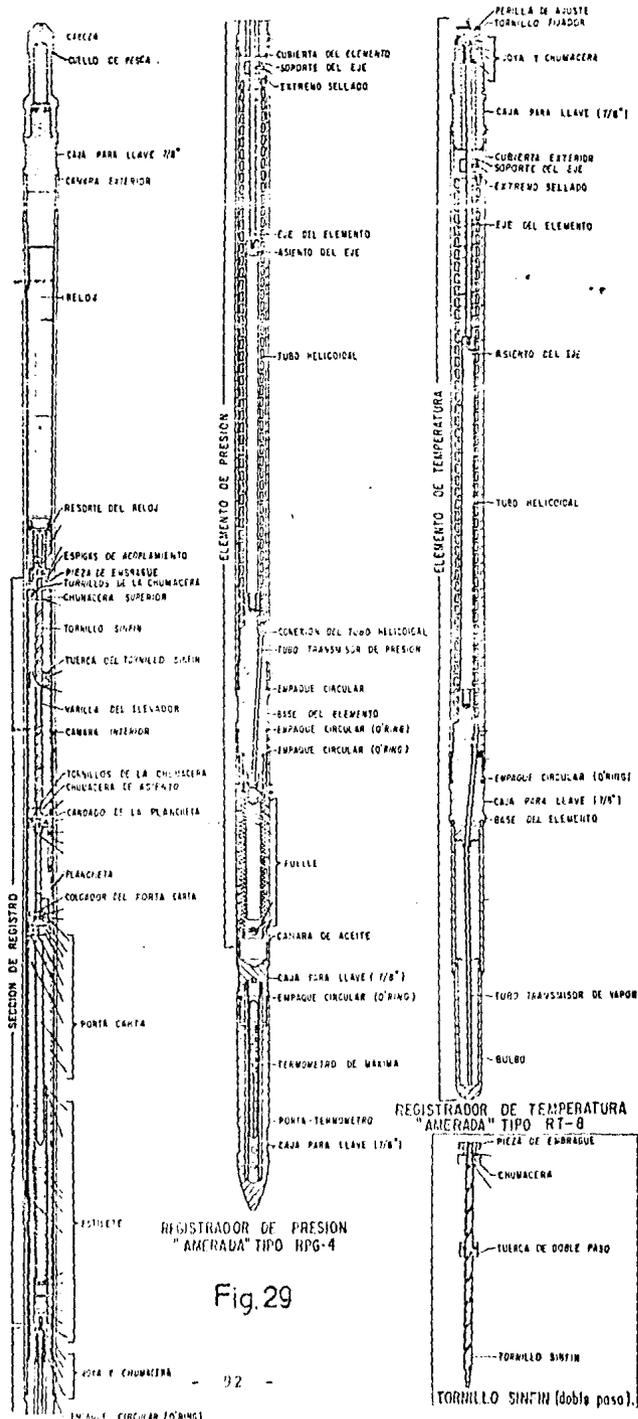


Fig. 29

gitud total de ambos, es de aproximadamente 1.96m (77 1/4"), y su peso es de 7 kg (100 lb).

Todas las partes del registrador están hechas de aleaciones a base de níquel (no corrosivas), tanto interior como exteriormente. El elemento activo de presión es un "Tubo Bourdon" helicoidal, fijado en la parte inferior del instrumento; el cual, queda en contacto directo con la presión del fluido del pozo, a través de un orificio de la funda exterior.

La rotación resultante del extremo libre del "Tubo Bourdon," es transmitida directamente a un estilete grabador, el cual, no emplea en su funcionamiento engranes ni palancas. El estilete, graba sobre una carta metálica que se encuentra alojada en un cilindro metálico (porta-carta), suspendido de un colgador y controlado en su carrera hacia abajo por un mecanismo de reloj. El mecanismo grabador ha sido diseñado de tal manera que su funcionamiento no afecte la precisión del instrumento.

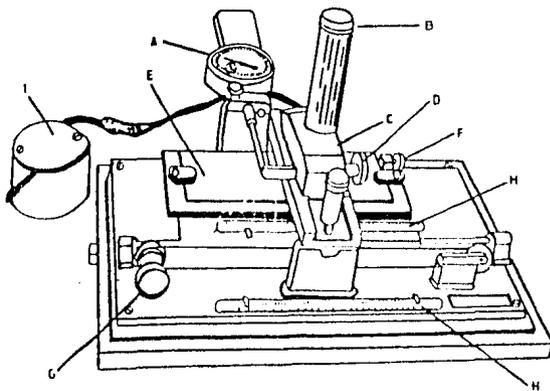
Los elementos que integran al registrador "AMERADA" son:

- 1) Elementos de presión.- Los elementos de presión se pueden obtener en cualquier rango deseado, desde un mínimo de 35  $\text{Kg/cm}^2$  (500lb/pg<sup>2</sup>), hasta un máximo de 1760  $\text{kg/cm}^2$  - - (25 000 lb/pg<sup>2</sup>). No siempre es posible encontrar un rango exacto, pero se puede armar con el instrumento, un elemen-

to de presión que contenga el rango especificado con un 5% más o menos. Todos los elementos son fácilmente intercambiables.

2) Cartas.- Existen dos tipos de cartas: sin doblés y predobladas. Cada una se adapta a un portacartas diferente, según el caso. Actualmente se emplean cartas predobladas, debido a que se adhieren uniformemente al cilindro portacarta y evitan errores. Ambos tipos están fabricadas de lámina de bronce con una capa de pintura color gris oscuro. Las cartas pueden ser usadas en pozos donde la temperatura sea hasta de 288°C (550°F). Un estilete con punta de acero, zafiro o diamante, puede ser utilizado para imprimir fina y brillante línea sobre la carta. El eje de presión es de 4.57 cm (1.8") para instrumentos RPG-4 y el eje de tiempo de recorrido de la carta es de 5" de longitud para los dos tipos. Para interpretar la gráfica que el instrumento reproduce, es necesario emplear un aparato con lente tipo mí croscópico (Fig. 30).

3) Reloj.- El reloj se usa para regular el movimiento descendente del porta-carta, es de construcción especial (cilíndrica) y presenta cierta precisión en cuanto al tiempo; --prácticamente no es afectado por la temperatura y se puede usar en pozos hasta de 135°C (275°F). Se pueden obtener --en ocho rangos diferentes: 3,12,24,48,72,120,144 y 180 ho-



- A. Indicador de deflexiones en 0.001"
- B. Microscopio provisto de coordenadas
- C. Carro porta lente
- D. Tornillo para el movimiento del carro porta lente
- E. Carro porta carta
- F. Tornillo para alinear el porta carta
- G. Tornillo para el movimiento del carro porta carta
- H. Escalas para medir tiempos
- I. Transformador

FIG. 30 MICROMETRO PARA LECTURA DE CARTAS.

ras. El rango del reloj se refiere al tiempo requerido para bajar el porta-carta una longitud de 12.7 cm (5") (Fig. 31).

- 4) Precisión.- La precisión normal del instrumento es de 0.2% para todo rango. Para lograr esta precisión, es necesario calibrar el instrumento a temperatura elevada, es decir, a la temperatura aproximada del fondo de los pozos donde se usará. Cada elemento de presión es calibrado individualmente a temperatura ambiente y a temperatura elevada. La casa fabricante, proporciona una carta de calibración, que sirve de base para comprobar las calibraciones efectuadas donde se utiliza el instrumento. Temperaturas mayores de --94°C (200°F), afectan la precisión en la mayoría de los "Tubos Bourdón", por lo que será necesario calibrarlos periódicamente.

#### b.1) TERMOMETRO AMERADA

Los instrumentos RPG-3 y RPG-4, pueden convertirse en registradores de temperatura, para lo cual, se cambia únicamente el elemento de presión por el elemento de temperatura (Fig. 29).

El elemento de temperatura, es del tipo de vapor, en el cual, un bulbo que contiene un fluido volátil es conectado y sellado al Tubo Bourdón (helicoidal) del mismo tipo que el usado en el

# RELOJ PARA INSTRUMENTO "AMERADA"

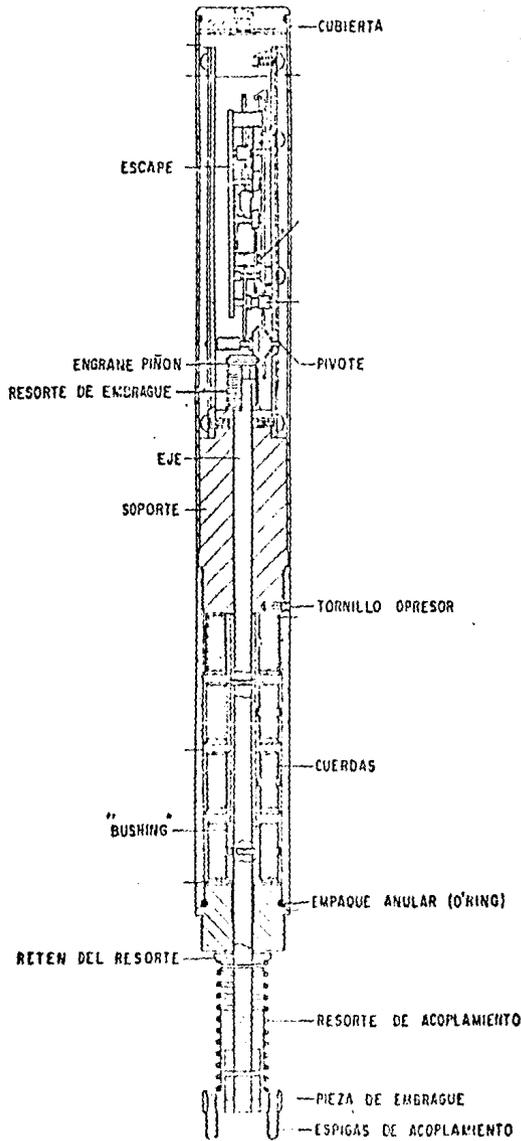


Fig. 31

# RELOJ PARA INSTRUMENTO "AMERADA"

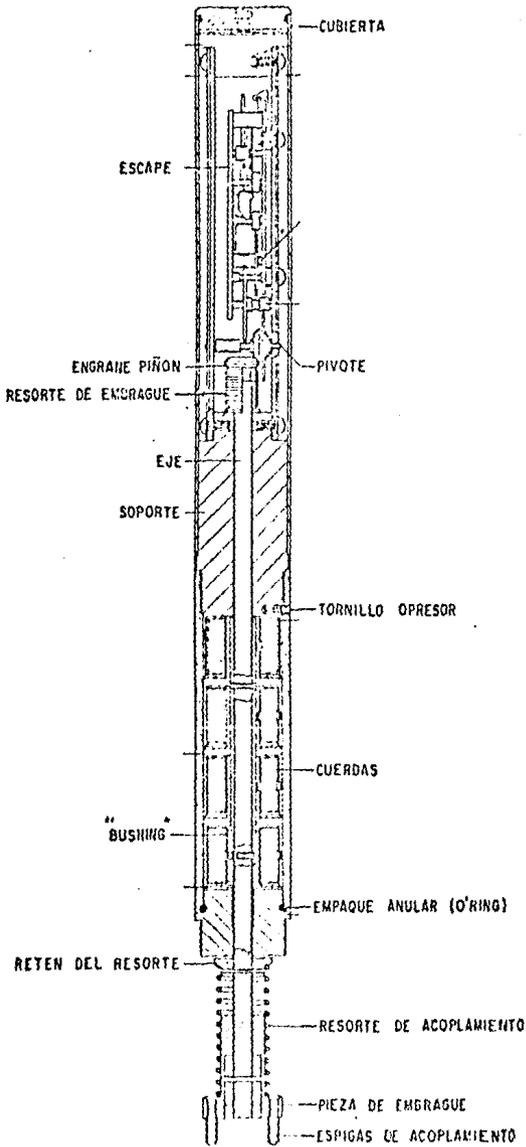


Fig. 31

elemento de presión. El exterior del bulbo está expuesto al fluido del pozo y comunica la temperatura al fluido volátil del elemento de temperatura. Este se expande y transmite la presión al interior del Tubo Bourdon.

El elemento de temperatura, también debe ser calibrado, su precisión y sensibilidad dependen del rango del elemento y de la temperatura que se va a registrar. En general, una precisión de más o menos 2°F puede obtenerse, cuando la sensibilidad sea tal, que pueda detectar diferencias de temperatura de menos de 1/2°F. Los rangos de temperatura que se pueden tener, son los siguientes: 32-150°F, 75 - 200°F, 100 - 250°F, 100 - 300°F.

Dependiendo del diámetro exterior, se cuenta con los siguientes tipos:

REGISTRADOR DE PRESION	REGISTRADOR DE TEMPERATURA	DIAMETRO EXTERIOR
RPG-3	RT-7	31.7 mm (1 1/4")
RPG-4	RT-8	25.4 mm (1")

b.2). PREPARACION DEL REGISTRADOR AMERADA ANTES DE CADA REGISTRO.

- a) Quitar la cubierta exterior (cámara exterior).
- b) Subir el cilindro porta - carta al máximo.
- c) Quitar la plancheta y el porta-carta.

- d) Colocar una carta nueva en el porta - carta.
- e) Poner el porta-carta nuevamente en su lugar, asegurándose de que se aloje el porte estilete dentro de la guía del -- porta-carta.
- f) Colocar la plancheta asegurándola con el candado.
- g) Con el instrumento colocado verticalmente, subir el porta-carta al máximo, conectar el estilete y marcar la línea de base, desplazando el porta-carta hacia abajo. La línea de - base registrará la presión atmosférica.
- h) Desconectar el estilete.
- i) Dar cuerda al reloj (por lo menos veinte vueltas en sentido contrario a las manecillas del reloj).
- j) Conectar el reloj en la parte superior de la cámara interior, apretarlo con las manos, y con el porta carta colocado en la parte superior, acople el reloj mediante los dos pernos (espigas) al disco perforado del tornillo sinfín.
- k) Conectar el estilete.
- l) Revisar el empaque de hule de sección circular (O'RING), - el cual, sella la cámara interior con la cámara exterior; si está deformado o en mal estado, cambiarlo de inmediato.
- m) Colocar la cámara exterior, apretándola con la mano.
- n) Colocar el termómetro de máxima, cuidando de bajar su columna de mercurio (sacudirlo bruscamente para bajar al mínimo).
- ñ) Conectar la cabeza en el extremo del instrumento.

b.3.).- BARRA EXPLORADORA.

La "corrida" de la barra exploradora, es una operación previa a un registro de presión de fondo, para conocer el estado interior de la tubería de producción, y se considera como "calibración de tubería" (Fig. 32).

La barra exploradora (Fig. 33), se corre dentro del pozo - en la misma forma como se hace con el instrumento " AMERADA ", únicamente que sin hacer estaciones

A continuación, se presentan los pasos a seguir para su ope ración:

- 1) Alinear el remolque.
- 2) Instalar botella y lubricador (Fig. 34).
- 3) Preparar nudo de alambre con cabeza y estopero.
- 4) Conectar la cabeza a la barra.
- 5) Introducir la barra (como si fuera instrumento registrador).
- 6) Conectar la parte superior del lubricador con el estopero.
- 7) Colocar la polea inferior, tensar el alambre y poner en -- "ceros" el contador.
- 8) Abrir las válvulas del pozo (superior y maestra).
- 9) Bajar la barra lentamente, regulando su velocidad con el - freno hidráulico.
- 10) Al localizar cualquier obstrucción, determinar con preci--

APAREJOS DE CALIBRACION

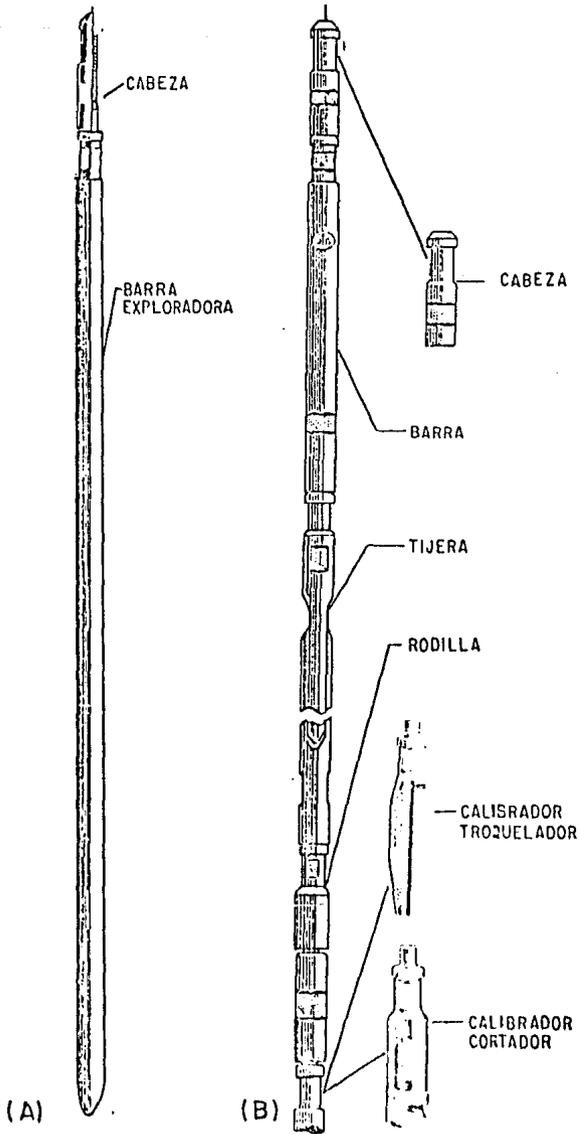
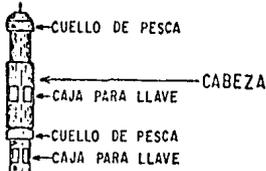
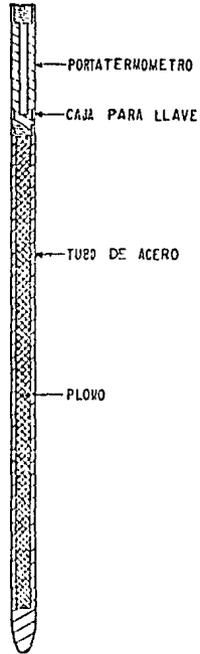


Fig.32

# BARRA EXPLORADORA Y CONTRAPESO



BARRA DE ACERO



B)-CONTRA PESO PARA REGISTRADOR "AMERADA"

A)-BARRA EXPLORADORA

Fig.33

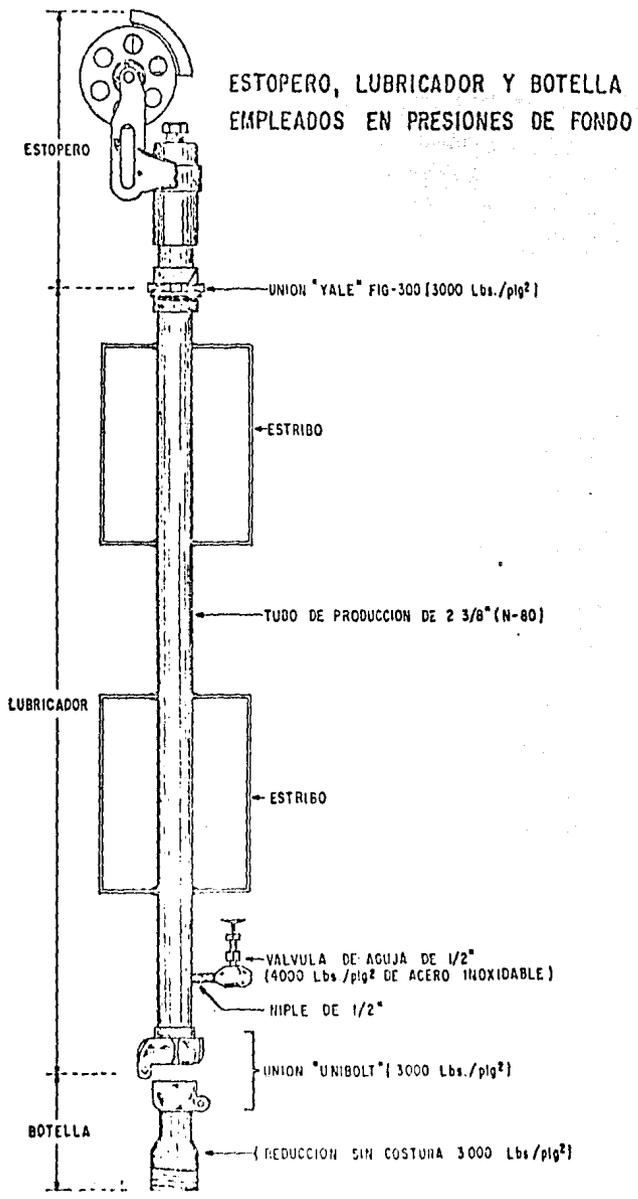


Fig.34

sión la profundidad de la misma, y si no es posible, introducir más la barra, recuperarla lentamente, sobre todo en los primeros metros.

- 11.- Si la barra llega al fondo del pozo, determinar con precisión la profundidad, y recuperarla lentamente, hasta introducirla a la tubería de producción.
- 12.- Subir la barra hasta la superficie (introducirla en el lubricador).
- 13.- Cerrar las válvulas del pozo y purgar el lubricador.

Esta herramienta, se introduce al pozo por la parte superior del árbol de válvulas. Con las válvulas superior y maestra cerradas, se coloca en ceros el contador. Una vez realizado lo anterior, se abren las válvulas antes mencionadas y se deja caer la herramienta con una velocidad controlada. Si la tubería se encuentra completamente libre de obstáculos, la velocidad irá aumentando conforme aumenta la profundidad, sin embargo, al llegar al nivel de fluidos, esta velocidad disminuirá notoriamente, debido al efecto de flotación, por lo tanto, la herramienta bajará más despacio. Cuando se registra este cambio en la velocidad, se observa la profundidad a la cual se llevó a cabo en el contador. De esta manera, es como se determina la profundidad del nivel de fluido en un pozo. Se continúa metiendo la herramienta para verificar si no hay ninguna obstrucción hasta la profundidad interior. Una vez llegado a tal profundidad, se comenzará a extraer la herramienta, registrando el mismo cambio en la velocidad de ascenso, cuando ésta salga -

del nivel de fluido, con la diferencia de que ahora es de menor a mayor velocidad.

Esta es una forma práctica para determinar el nivel de fluidos en un pozo; pero si se quisiera conocer con mayor precisión, entonces se tomaría un registro de presiones de fondo. Con la carta de presiones obtenida de estos registros y con los gradientes del pozo, se puede saber con exactitud la profundidad del nivel del fluido.

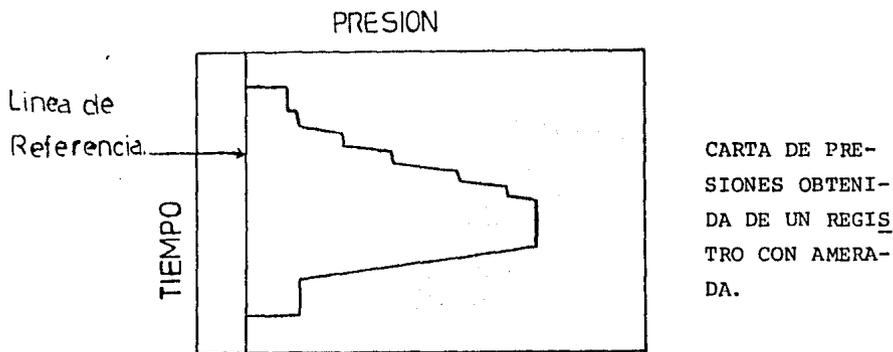


Fig. 35

En la Tabla VIII, se muestran los fluidos que se pueden encontrar dentro de un pozo y los gradientes en los que oscilan.

TABLA VIII

FLUIDO	GRADIENTE (Kg/cm <sup>2</sup> /m)
GAS	0.0010 - 0.0150
CONDENSADO	0.0200 - 0.0400
ACEITE	0.0600 - 0.0880
ACEITE VISCOSO	0.0900
AGUA DULCE	0.0980 - 0.1020
AGUA SALADA	HASTA 0.1200

### II.3.- COMPORTAMIENTO DE FLUJO

Para estudiar el comportamiento de flujo de un pozo, es necesario conocer:

- a) Comportamiento de entrada de fluidos al pozo.
- b) Comportamiento de flujo vertical.
- c) Comportamiento del flujo a través de un estrangulador.

En este trabajo, sólo se explicarán los dos primeros puntos, debido a que los pozos del campo Tonalá Norte, se encuentran operando con sistemas artificiales de producción. Antes de explicarlos, se definirán algunos conceptos:

- Presión de fondo fluyendo ( $p_{wf}$ ). - Es la presión que se tiene en el fondo del pozo, cuando éste se encuentra operando.
- Presión de fondo estática ( $p_{ws}$ ). - Es la presión que se tiene en el fondo del pozo, cuando éste lleva varias horas (más de 24) cerrado.
- Abatimiento de presión ( $\Delta p$ ). - Es la diferencia entre la presión de fondo estática y la presión de fondo fluyendo.

$$\Delta p = p_{ws} - p_{wf} \quad \dots (18)$$

- Índice de productividad (IP o J) de un pozo. - Es el cociente de su producción de líquidos ( $q$ ) entre el abatimiento de presión ( $\Delta p$ ). Cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la

presión de saturación, el comportamiento de afluencia al pozo -- es lineal, es decir:

$$J = \frac{q}{p} = \frac{q}{p_{ws} - p_{wf}}, \quad (bl/dfa/lb/pg^2) \quad \dots (19)$$

siendo " q " la producción bruta del pozo (aceite y agua) :

$$q = q_o + q_w, \quad (bl/dfa)$$

La ecuación (19), puede expresarse en forma de una línea recta:

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q}{J} \quad \dots (20)$$

donde J se considera constante e independiente de la producción, - y  $p_{ws}$  también se considera constante en una etapa particular de - la vida del pozo.

Cuando:

$$q = 0 \quad \Rightarrow \quad p_{wf} = p_{ws}$$

$$p_{wf} = 0 \quad \Rightarrow \quad q = J \quad p_{ws}$$

lo anterior, puede observarse en la Fig. 36, de donde:

$$\tan \theta = \frac{\tilde{O}b}{O\Lambda} = \frac{J p_{ws}}{p_{ws}} = J \quad \dots (21)$$

El valor de "q" en el punto B, se llama "potencial del pozo", y es el gasto máximo ( $q' = J p_{ws}$ ) que la formación puede apor

tar al pozo. Lo anterior ocurre, cuando  $p_{wf} = 0$ .

Cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación ( $p_b$ ), el índice de productividad, no se comporta como una línea recta (Fig. 37), y entonces, para un gasto determinado:

$$J = \tan \theta = \frac{-dq}{dp_{wf}} = \text{IPR} \quad \dots(22)$$

Según la ecuación (22), el índice de productividad disminuye cuando aumenta el gasto. Gilbert lo llamó "comportamiento de -- afluencia del pozo" (IPR), para diferenciarlo del índice de productividad constante (J, comportamiento lineal).

Antes de efectuar algún cambio en las condiciones de operación de un pozo, es importante conocer su índice de productividad.

EFECTO DEL ABATIMIENTO DE PRESION SOBRE LA RELACION  
GAS / ACEITE ( R )

Considerando:

- Una zona productora
- Permeabilidad constante
- No se produce agua

La mayor parte del abatimiento de presión (caída de pre- -

sión) en la formación productora, ocurre en la vecindad del pozo (Fig. 38).

Suponiendo, que la  $p_{wf}$  es menor que la  $p_b$ , cuando el aceite de una formación productora se mueve hacia el pozo, la caída de presión aumenta a medida que se acerca a éste, originándose la liberación del gas disuelto en el aceite. Al aumentar la saturación de gas libre en la vecindad del pozo, aumenta la permeabilidad relativa al gas ( $K_{rg}$ ) y disminuye la permeabilidad relativa al aceite ( $K_{ro}$ ) (Fig. 39). Si se aumenta el gasto, la caída de presión es mayor, el efecto anterior se acentúa y se reduce al índice de productividad (el cual, depende de la permeabilidad efectiva al gas,  $k_g$ ).

Por lo anterior, se concluye que si varía el gasto, cuando la  $p_{wf} < p_b$ , varía el índice de productividad (IPR), como se observa en la Fig. 37.

#### VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD CON LA PRODUCCION ACUMULADA.

En un yacimiento con gas en solución (bajosaturado), al aumentar la producción, disminuye la presión. Si la presión de la formación es mayor que la presión de saturación,  $J$  se mantendrá constante; pero cuando la presión de saturación sea menor que la presión de la formación, la permeabilidad de gas aumenta y el in-

dice de productividad disminuye (Fig. 40).

Vogel graficó la producción contra la presión de fondo fluyendo como una función de la producción acumulada y observó la variación del IPR, obteniendo una curva para cada etapa en la vida productiva de un yacimiento productor abajo de la  $p_b$  (Fig. 41).

Vogel también graficó los mismos datos ( $p_{wf}$  contra  $q$ ) para distintas viscosidades y diferentes ( $R$ ) y observó que las curvas de IPR tenían un comportamiento similar. Posteriormente, adimensionalizó estas curvas y obtuvo una curva de referencia (Fig. 42), con la cual, se puede construir la curva de IPR para un pozo determinado, partiendo de una prueba de producción y un registro de presiones de fondo ( $p_{ws}$  y  $p_{wf}$ ).

La ecuación de la curva de Vogel es:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ max}} = 1 - 0.2 \left[ \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right] - 0.8 \left[ \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right]^2 \quad \dots (23)$$

donde:

$q_o$  = producción del pozo en bl/día

$p_{wf}$  = presión de fondo fluyendo en lb/pg<sup>2</sup>

$p_{ws}$  = presión de fondo estática en lb/pg<sup>2</sup>

$q_o \text{ max}$  = producción máxima o potencial del pozo ( $p_{wf} = 0$ )

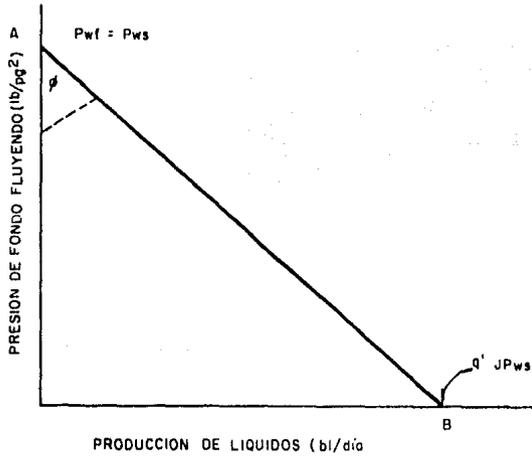


Fig. 36 INDICE DE PRODUCTIVIDAD CONSTANTE

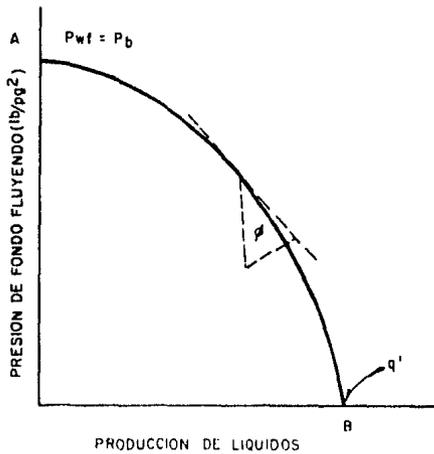


Fig 37 CURVA DE IPR COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL POZO

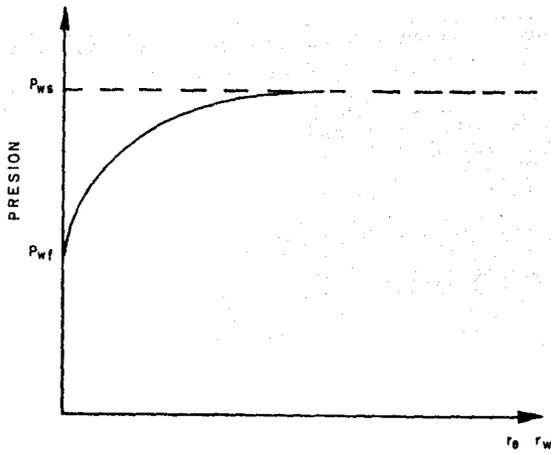


FIG 38 . CAIDA DE PRESION EN LA VECINDAD DEL POZO

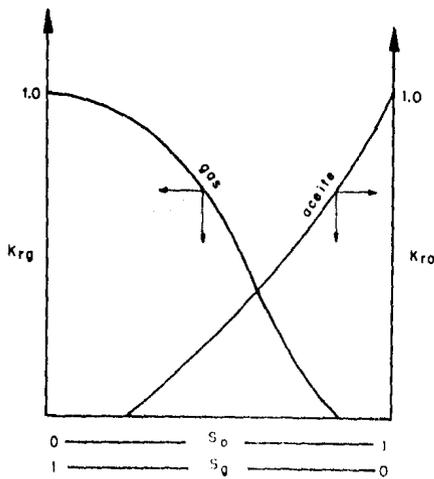


FIG 39 . CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN UN SISTEMA GAS-ACEITE

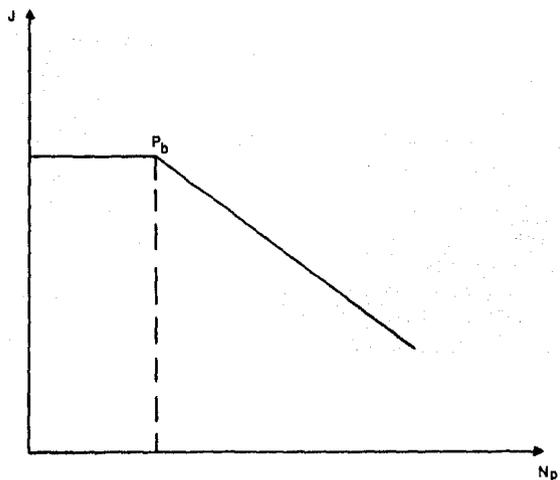


FIG 40 . VARIACION DE J CON LA PRODUCCION ACUMULADA

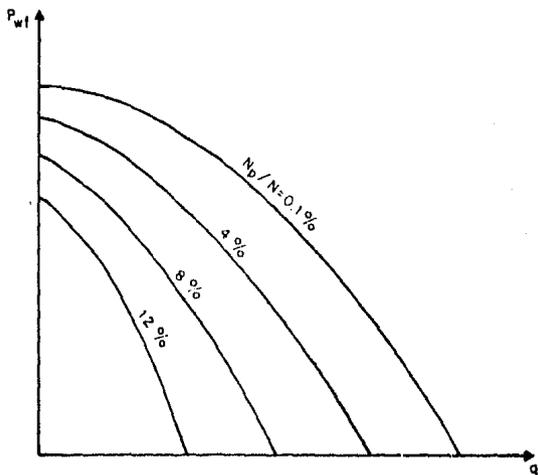


FIG 41 . CURVAS DE IPR PARA UN YACIMIENTO CON GAS DISUELTO

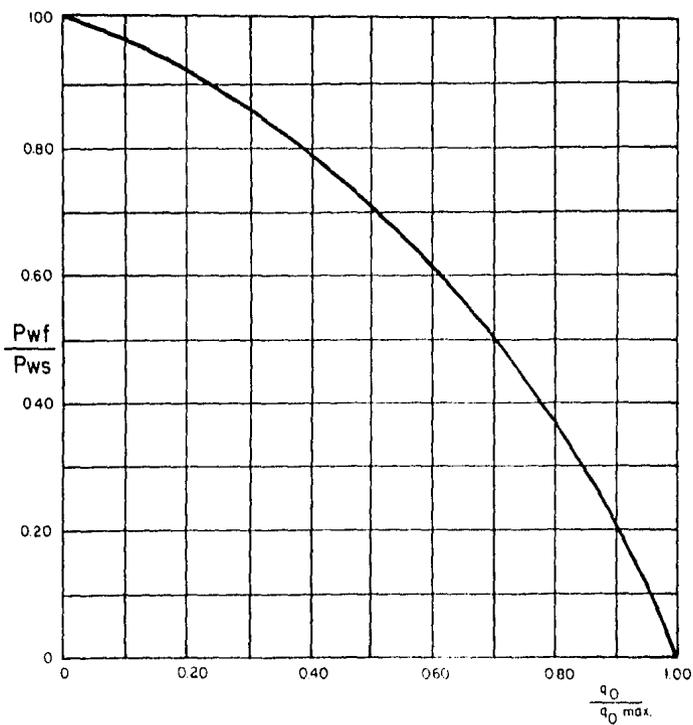


Fig. 42 Comportamiento de afluencia al pozo de un yacimiento con empuje por gas disuelto (Vogel).

Ejemplo 4

De una prueba de producción efectuada a los pozos del campo TONALA NORTE, se obtuvieron los siguientes resultados:

T A B L A IX

POZO	FECHA PRUEBA	$q_1$ (bl/día)	$P_{wf}$ <sup>(1)</sup> (lb/pg <sup>2</sup> )	$P_{ws}$ <sup>(2)</sup> (lb/pg <sup>2</sup> )	I.P. (bl/día/ lb/pg <sup>2</sup> )
TON-506	*	-	-	1 607	-
TON-507	OCT.-1979	69	-	327	-
TON-508	FEB.-1986	189	327	412	2.224
TON-510	MAR.-1986	38	967	1 479	0.074
TON-514	DIC.-1985	31	-	782	-
TON-520	ENE.-1986	239	939	1 322	0.624
TON-524	FEB.-1986	63	384	611	0.280
TON-602	FEB.-1986	63	782	1 507	0.087
TON-605	ENE.-1982	25	-	1 052	-

(\*) No presenta información de prueba por no tener transformador, motor, ni acceso al pozo.

(1) La forma como se determinó este valor, se muestra en el -- Apéndice A (Tabla A-1)

(2) Estos valores, fueron obtenidos de un registro de presión a pozo cerrado.

Determinar:

- a).-  $q_o$  max de cada pozo
- b).- Trazar la curva IPR

a).- Utilizando la ecuación (23) y los datos de la Tabla IX, se obtiene el  $q_o$  max de los pozos en estudio

TONALA - 508

$$\frac{q_o}{q_o \text{ max}} = 1 - 0.2 \left[ \frac{327}{412} \right] - 0.8 \left[ \frac{327}{412} \right]^2$$

$$\frac{q_o}{q_o \text{ max}} = 0.3382$$

$$q_o \text{ max} = \frac{189}{0.3382} = 559 \text{ bl/día}$$

Para los pozos 510, 520, 524 y 602, se empleo el mismo procedimiento y se obtuvieron los valores que se presentan en la tabla X.

TABLA X.- GASTOS MAXIMOS

POZOS TONALA No.	$q_o$ max (bl/día)
508	559
510	72
520	526
524	113
602	93

b) Curvas IPR de los pozos en estudio:

TONALA-508 (Fig. 43)

$P_{wf}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	412	300	200	100	0
$q_1$ (bl/día)	0	240	399	506	559

TONALA-510 (Fig. 44)

$P_{wf}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	1 479	1 200	1 000	800	600	0
$q_1$ (bl/día)	0	22	36	47	57	72

TONALA-520 (Fig. 45)

$P_{wf}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	1 322	1 100	900	700	500	300	0
$q_1$ (bl/día)	0	147	259	352	426	480	526

TONALA-524 (Fig. 46)

$P_{wf}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	611	500	400	300	200	100	0
$q_1$ (bl/día)	0	34	59	80	96	107	113

TONALA-602 (Fig. 47)

$P_{wf}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	1 507	1 200	900	600	300	0
$q_1$ (bl/día)	0	31	55	74	86	93

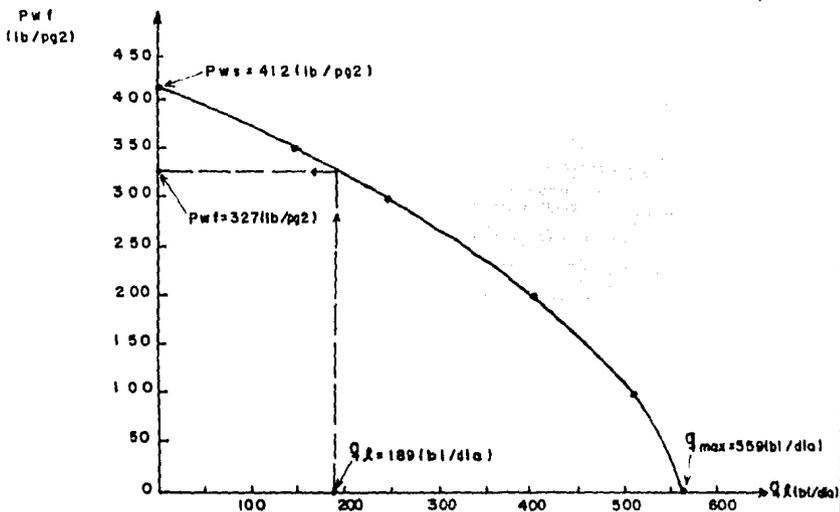


Fig.43-CURVA IPR, POZO TONALA - 508

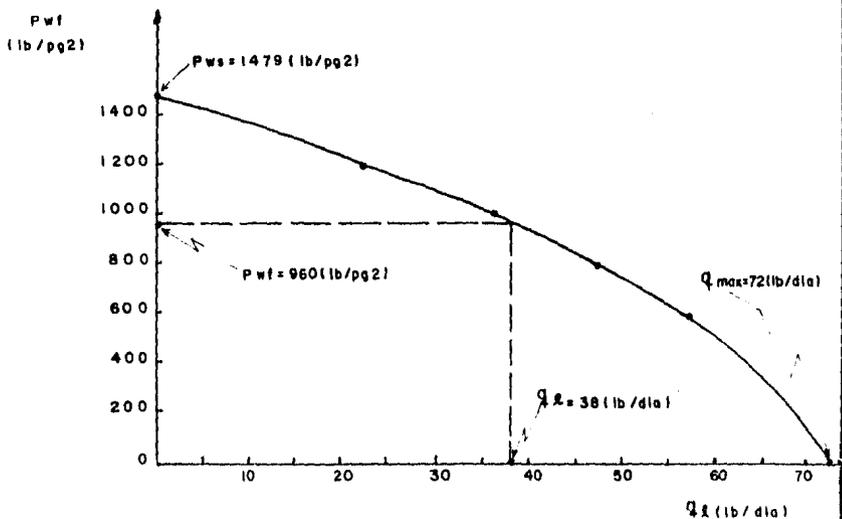


Fig.44-CURVA IPR, POZO TONALA - 510

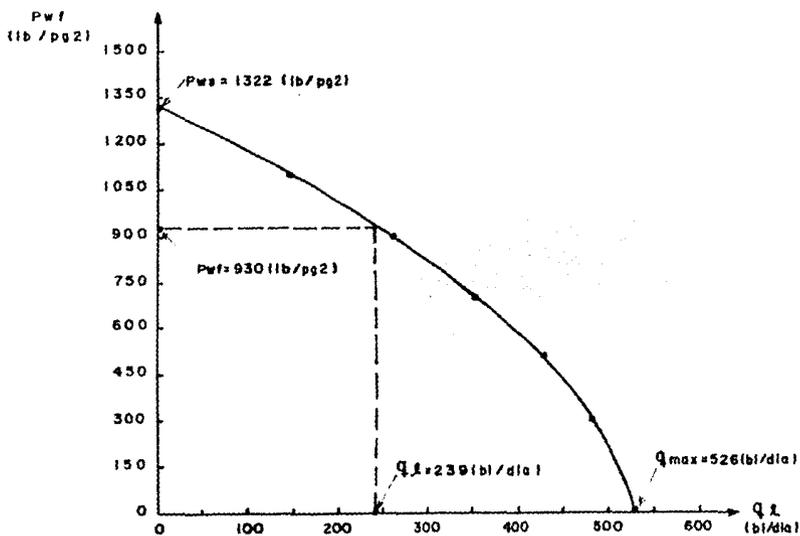


Fig. 45.- CURVA I P R, POZO TONALA-520

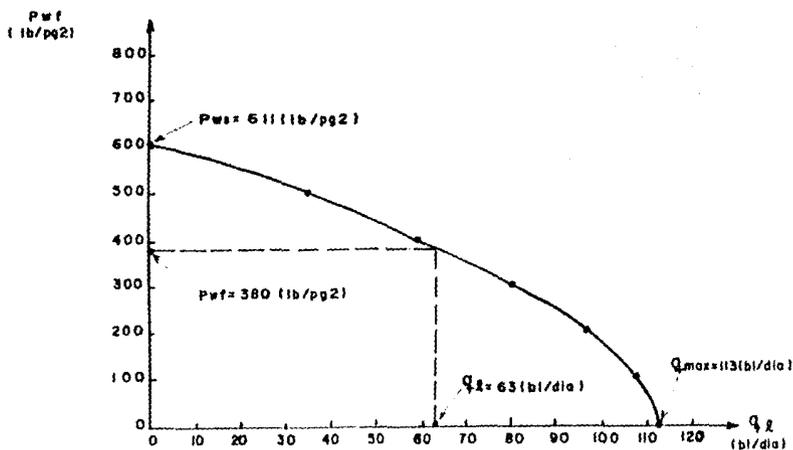


Fig. 46.- CURVA I P R, POZO TONALA -524

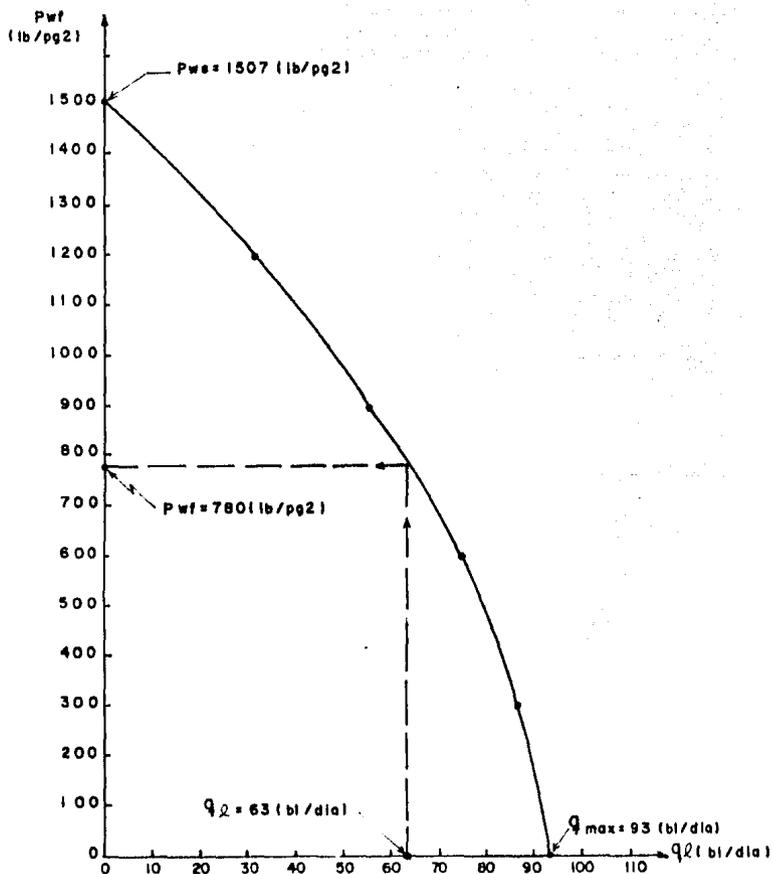


Fig.47- CURVA IPR, POZO TONALA -602

**C A P I T U L O      I I I**

**ALTERNATIVAS    DE    EXPLOTACION**

### III.1. AMPLIACION O MODIFICACION DE LA CENTRAL DE RECOLECCION

Del estudio realizado en el Capitulo I (CALCULO DE RESER--  
VAS), se puede observar que el campo TONALA NORTE aún tiene un vo-  
lumen considerable de hidrocarburos por extraer (aproximadamente  
181,336 m<sup>3</sup> medidos a condiciones estándar) y complementándolo con  
el estudio efectuado en el Capitulo II (COMPORTAMIENTO DE FLUJO),  
en donde se determinó el gasto máximo ( $q_o$  max) y el índice de pro-  
ductividad (I.P.) de los pozos en estudio, se puede decir, que to-  
davfa es posible obtener una mayor producción de éstos, haciendo  
las conversiones adecuadas. Aunado a lo anterior, existe un pro--  
yecto de Recuperación Secundaria para este campo, el cual, no se  
ha llevado a cabo, por la existencia de una gran concentración de  
población en el área de trabajo (información proporcionada por el  
Departamento de Ingeniería de Yacimientos).

Considerando lo anterior, se sugiere las siguientes modifi-  
caciones:

#### CENTRAL DE RECOLECCION TONALA NORTE

- 1.- Instalar otro paquete de separación (separador de prueba -  
y general) en la segunda sección del cabezal de recibo. --  
Las características de este paquete, pueden ser las mismas  
que el existente en la propia batería, es decir:

S.G.	S.P.	TIPO	MARCA	DIMENSIONES	CAPACIDAD ACEITE GAS (bl/dfa) (MMPCD)	
1	-	VERT.	EPN	36" x 12' x 6	3 000	6.0
-	1	VERT.	EPN	30" x 12' x 6	1 700	3.7

S.G.- Separador General.

S.P.- Separador de Prueba.

NOTA.- Estos separadores pueden ser recuperados de otra central de recolección o del patio de tuberías del campo Magallanes. La marca del fabricante de separadores, sería muy importante siempre y cuando existiera un concurso, para seleccionar la marca más adecuada. En este caso, el separador que cumpla con las especificaciones recomendadas, puede ser el seleccionado.

2.- Instalar una moto-bomba con las siguientes características:

	IDENTIFICACION	MARCA	TAMAÑO	TIPO	P.D.* <sub>2</sub> (kg/cm <sup>2</sup> )	GASTO (bl/dfa)
BOMBA	RECIPROCANTE	NATIONAL	3 x 3	TRIPLEX	47.5	4 731
	MARCA	H.P.		RPM		VOLTS
MOTOR	ALLIS-CHALM	60		1 170		220 / 440

NOTA.- Las marcas de bomba-motor, son exclusivamente indicativas.  
\* P.D. = presión de descarga.

3.- Recuperar el tanque de 1 500 bl e instalar uno de 5 000 bl, -

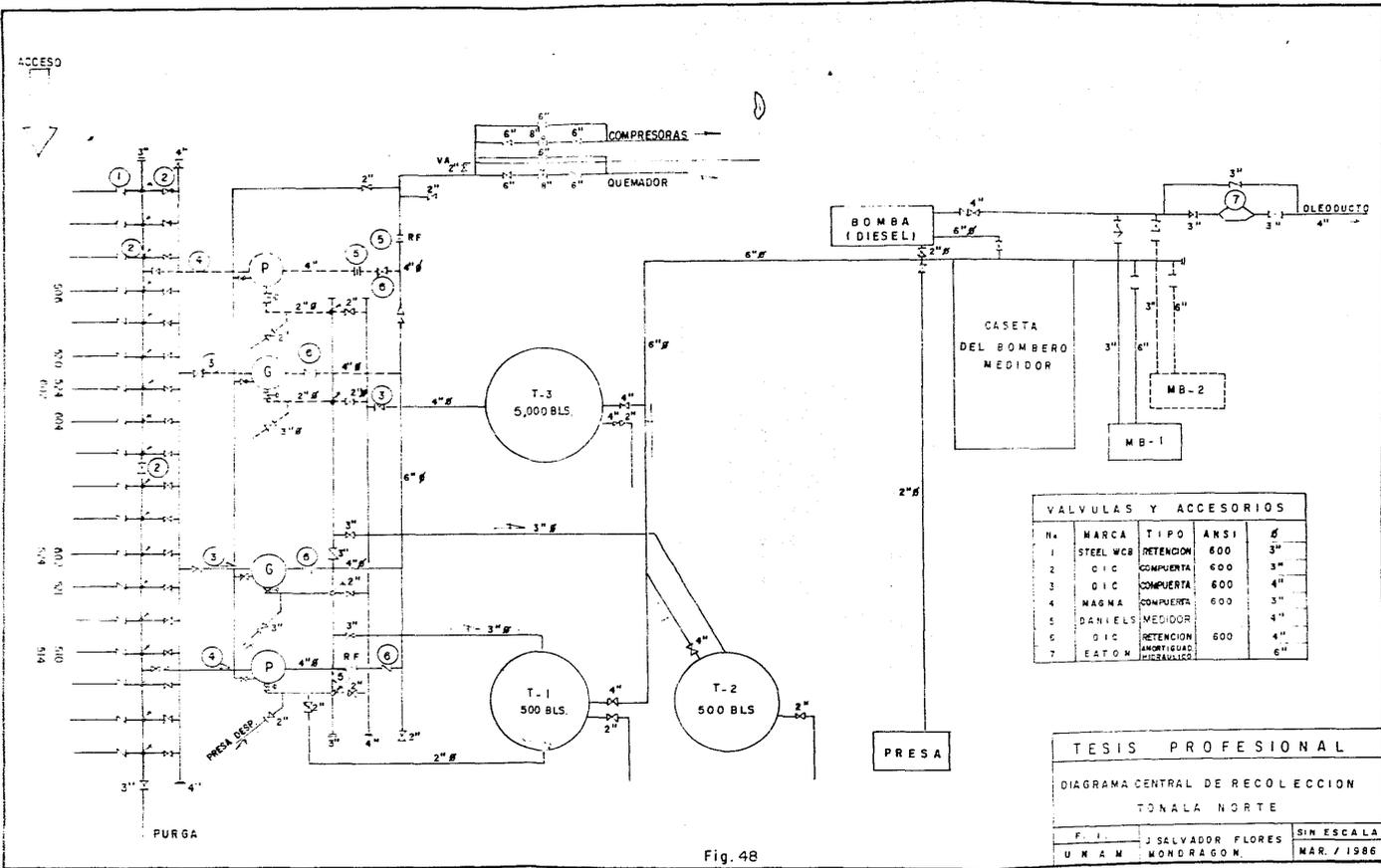
capacidad recomendada por API, para prevenir posibles interrupciones de bombeo y tener un almacenamiento adecuado al aumentar la producción en la BATERIA. Los dos tanques de 500 bl, deben utilizarse única y exclusivamente para el aforo de los pozos, y el de mayor capacidad, para recibir la producción general de éstos, - - cuando no se encuentren a prueba. En la Fig. 48 se muestra un diagrama de flujo, con las modificaciones propuestas para la BATERIA.

### III.2.- CONVERSION DE BN A BM O CAMARAS DE ACUMULACION

La selección entre los cuatro sistemas artificiales básicos ( Bombeo Neumático (BN), Bombeo Eléctrico (BE), Bombeo Hidráulico (BH), y Bombeo Mecánico (BM) ), depende de una gran variedad de factores aparte de la instalación, operación y costos de los equipos. De los aspectos más importantes, son los gastos de producción, mismos que se presentan en la siguiente tabla:

TABLA XI.- GASTOS DE PRODUCCION Y SISTEMA ARTIFICIAL ADECUADO

	<u>GASTOS</u> <u>(bl / día)</u>	<u>SISTEMA</u> <u>ARTIFICIAL</u>
MAYOR DE	20 000	BE o BN
	2 000-10 000	CUALQUIERA EXCEPTO BM
	100- 1 000	CUALQUIERA
MEJOR DE	100	CUALQUIERA EXCEPTO BE



VALVULAS Y ACCESORIOS				
Nº	MARCA	TIPO	ANSI	Ø
1	STEEL WEB	RETENCION	600	3"
2	OIC	COMPUERTA	600	3"
3	OIC	COMPUERTA	600	4"
4	MAGNA	COMPUERTA	600	3"
5	DANIELS	MEDIDOR	600	4"
6	OIC	RETENCION	600	4"
7	EATON	INSTRUMENTO HIDRAULICO	600	6"

TESIS PROFESIONAL		
DIAGRAMA CENTRAL DE RECOLECCION TONALA NORTE		
F. 1	J SALVADOR FLORES	SIN ESCALA
U N A M	MONDRAGON	MAR. / 1986

Fig. 48

Otro factor importante, es la presión del yacimiento - - - ( $p_{ws}$ ). Una vez que ésta cae por abajo de una tercera parte de la presión hidrostática a la profundidad en cuestión, la aplicación del bombeo neumático continuo no es adecuada, debido, a que la cantidad de gas requerida para el levantamiento del líquido es -- excesiva. Las bombas sumergibles, pueden operar por debajo de - - unos cuantos cientos de  $lb/pg^2$ , mientras que las bombas mecánicas e hidráulicas, pueden operar prácticamente con una presión de cero, quizá requiriendo venteo de gas. La profundidad, puede tam- - bién ser una limitación importante, como se ilustra en la Tabla XII:

TABLA XII.- PROFUNDIDAD Y SISTEMA DE ELEVACION ADECUADA

	<u>PROFUNDIDAD</u> <u>(pies)</u>	<u>SISTEMA DE</u> <u>ELEVACION</u>
MAYOR DE	12 000	SOLO BH
	10 000 - 12 000	CUALQUIERA, EXCEPTO BE (LIMITACION DE TEMPERA TURA).*
MENOR DE	8 000	CUALQUIERA

\* De instalarse el BE, se requi-re material especial en la bomba, para altas temperaturas.

Altas desviaciones, prácticamente descartan al BM y favorecen al BN, debido a la cantidad mínima de equipo que se introduce al pozo.

La alta viscosidad del fluido, puede ser mejor manejada -- por medio de BN o BH. La producción de arena, es mejor manejada -- por el BN.

Visto lo anterior, existe un número de condiciones tales -- como: disponibilidad de gas o energía eléctrica para compresores o unidades de bombeo, pozos aislados o grupos de pozos, restricciones ambientales, costos de trabajos de reparación de pozos marinos o terrestres. Tales condiciones pueden balancear la selección de un sistema u otro. Johnson listó en forma tubulada los -- problemas más comunes que afectan la selección del método de levantamiento y la relativa habilidad de cada uno de ellos para -- manejar o resolver el problema (Tabla XIII).

Además, otro factor secundario que debe considerarse en la selección del sistema artificial apropiado para un pozo, es la -- edad de éste. En las etapas iniciales del levantamiento artificial, la presión del yacimiento ( $p_{ws}$ ) y la RGL son relativamente altas, de esta manera, el BN es el más adecuado. A medida que la presión y RGL declinan, el BN pierde sus ventajas y el BE se torna más apropiado. Finalmente, a muy bajas presiones y gastos, el BM y el BH son los apropiados. Sin embargo, si la presión del ya-

cimiento se mantiene por inyección de agua, el BE y el BN son - - buenos candidatos.

La Tabla XIV reproduce datos estadísticos publicados sobre sistemas artificiales en los Estados Unidos. Tal información está basada en un muestro del 7% de los 518,867 pozos productores de - dicho país y se observó que el 92.7% de estos pozos operan con -- sistemas artificiales. De esos pozos, el 85% son de BM, 11% de -- BN, 2% de BE y 2% de BH.

Cabe mencionar, que la práctica recomienda diseñar apare-- jos de B.M. para índices de productividad ( J ) menores a 0.3 bl/dfa/lb/pg<sup>2</sup>, y presiones de fondo inferiores a 300 lb/pg<sup>2</sup>/1000 - - pies de profundidad. (1)

Las cámaras de acumulación, son elementos que se utilizan en pozos con baja presión de fondo y un elevado índice de productividad (J). La ventaja de este sistema, es el ahorro del gas inyectado, debido a que se produce la misma cantidad de fluidos que en el bombeo neumático convencional intermitente; pero con menos ciclos de inyección.

Este sistema, no es recomendable para el campo en estudio, debido a que los pozos presentan índices de productividad bastante bajo ( TON-510, TON-524 y TON-602 ). Los pozos restantes - - ( TON-508 y TON-520 ), presentan un elevado índice de productivi-

TABLA XIII.- PROBLEMAS MAS COMUNES QUE AFECTAN LA SELECCION DEL METODO DE LEVANTAMIENTO

P R O B L E M A	T I P O D E M E T O D O			
	MECANICO	HIDRAULICO	CENTRIFUGO	NEUMATICO
Atena	Regular	Regular	Regular	Excelente
Parafina	Malo	Bueno	Bueno	Malo
Alta RGA	Regular	Regular	Regular	Regular
Agujeros desviados	Malo	Bueno	Regular	Bueno
Corrosión	Bueno	Bueno	Regular	Regular
Volumen alto	Malo	Bueno	Excelente	*Bueno
Profundidad	Regular	Excelente	Regular	*Bueno
Simplicidad del diseño	Si	No	Si	No
Diseño de la tubería de revestimiento	Regular	Regular	Bueno	Bueno
Flexibilidad	Regular	**Excelente	Malo	Bueno
Incrustaciones	Bueno	Regular	Malo	Regular

\* Mayores volúmenes y profundidades dependen en gran parte de la presión de gas y volumen.

\*\* La producción de Bombeo Hidráulico con pistón está limitada, pero con bombeo hidráulico Jet, pueden manejarse producciones mayores.

TABLA XIV.- POZOS CON SISTEMAS ARTIFICIALES EN ESTADOS UNIDOS  
(AÑO DE 1977)

	No. de Pozos	%	Frecuencia fallas/año	Número de fallas/año	Costos Promedio por Reparación	Costos total/año	Porcentaje del costo por servicio a pozos
Bombeo Mecánico (lomas subsuperficiales)	409,974	82.5	.57	210,277	\$ 1,078	\$226,657,000	60
Bombeo Mecánico (varillas de succión)			.44	164,118	729	119,665,000	79
Bombeo Eléctrico	9,738	2.0	.35	3,390	7,679	25,030,000	15
Bombeo Hidráulico	9,470	2.0	1.86	16,397	2,445	41,411,000	40
Bombeo Neumático	51,964	10.8	.21	11,490	4,153	47,713,000	78
T O T A L	481,146	100.0					
TOTAL POZOS ESTADOS UNIDOS	518,867						

FUENTE DE INFORMACION: Petroleum Engineer, Julio de 1977

dad y, por el momento, no es recomendable hacerles ninguna modificación.

A continuación, se presentan las conversiones de los pozos TON-510, TON-524 y TON-602, de bombeo neumático a bombeo mecánico. El criterio seguido para llevar a cabo esta conversión, fue el propuesto por Craft, Holden and Graves.

Para llevar a cabo tales conversiones, se elaboró una tabla de datos, un ejemplo de aplicación y una tabla de resultados.

<u>D A T O S</u>	<u>P O Z O S</u>		
	TON-510	TON-524	TON-602
a) Nivel de fluido, H (pies)	1 703	2 953	1 552
b) Profundidad de la bomba, L (pies)	3 280	3 444	2 542
c) Profundidad media de los disparos, PMD (pies)	4 021	3 666	3 438
d) Velocidad de bombeo, N (epm)	14	13	14
e) Longitud de carrera, S (pg)	34	42	34
f) Diámetro del émbolo, D (pg)	1.25	1.25	1.25
g) Densidad relativa del fluido $\gamma_f$	0.86	0.88	0.84
h) Diámetro interior de la T.P. (pg)	2.0	2.0	2.0
i) ¿ T.P. anclada ?	NO	NO	NO
j) Diámetro (s) de las varillas	3/4 <sup>  </sup>	3/4 <sup>  </sup>	3/4 <sup>  </sup>
k) Gasto deseado a c.a. (bl/dfa)	52	72	66
l) Gasto deseado desplazado por la bomba (bl/dfa)*	65	90	82

\* Gasto deseado por la bomba (PD) =  $\frac{\text{Gasto deseado a c.a.}}{E_v}$  (bl/dfa)

E.v. = Eficiencia volumétrica de la bomba (80%).

EJEMPLO 6.- DISEÑO DE UNA INSTALACION CONVENCIONAL DE BOMBEO MECANICO, USANDO EL METODO API-RP-11L

A).- DETERMINAR: Sp, PD, PPRL, MPRL, PT, PRHP y CBE.

B).- DATOS:

- a) Distrito: Agua Dulce, Ver.
- b) Campo: Tonalá Norte.
- c) Pozo: 510
- d) Nivel de fluido, H = 1703 pies
- e) Profundidad de la bomba, L = 3280 pies.
- f) Velocidad de bombeo, N = 14 epm.
- g) Longitud de carrera, S = 34 pg.
- h) Diámetro del émbolo, D = 1.25 pg.
- i) Densidad relativa del fluido,  $\rho_f = \underline{0.86}$
- j) Diámetro interno de la T.P., 2.0 pg.
- k) ¿T.P. anclada? NO
- l) Diámetro (s) de las varillas de succión, 3/4" Ø
- m) Gasto deseado a c.a. 52 bl/día.
- n) Gasto deseado a la profundidad de la bomba (PD) 65 bl/día

C).- USAR TABLA 4.1 Y TABLA 4.2, PARA DETERMINAR:

- 1.-  $W_r = \underline{1.634}$  lb/pie (Tabla 4.1, Columna 3)
- 2.-  $E_r = \underline{0.883 \times 10^{-6}}$  pg/lb-pie (Tabla 4.2, Columna 4)

NOTA: Las Figs. y Tablas que se mencionan en el procedimiento de cálculo, se presentan en la referencia del API-RP-11L(5)

$$3.- F_c = 1.000 \quad (\text{Tabla 4.1, Columna 5})$$

$$4.- E_t = 0.307 \times 10^{-6} \text{ pg/lb-pie} \quad (\text{Tabla 4.2, Columna 5})$$

D) .- CALCULO DE VARIABLES ADIMENSIONALES:

$$5.- F_o = 0.340 \times V_f \times D^2 \times H = 0.340 \times 0.86 \times 1.5625 \times 1703$$

$$F_o = 1778.06 \text{ lb.}$$

$$6.- 1/K_r = E_r \times L = 0.863 \times 10^{-6} \times 3280 = 2.896 \times 10^{-3} \text{ pg/lb.}$$

$$7.- S_{K_r} = S \div 1/K_r = 34 \div 2.896 \times 10^{-3} = 11739.36 \text{ lb}$$

$$8.- F_o/S_{K_r} = 778.06 \div 11739.36 = 0.066$$

$$9.- N/No = NL \div 245,000 = 14 \times 3280 \div 245,000$$

$$N/No = 0.187$$

$$10.- N/No' = N/No \div F_c = 0.187 \div 1.000 = 0.187$$

$$11.- 1/K_t = E_t \times L = 0.307 \times 10^{-6} \times 3280 = 1.007 \times 10^{-3} \text{ pg/lb.}$$

E) CALCULO DE  $S_p$  y  $P_D$ :

$$12.- S_p/S = 0.98 \quad (\text{Fig. 4.1})$$

$$13.- S_p = [ ( S_p/S ) \times S ] - [ F_o \times 1/K_t ]$$

$$S_p = [ 0.98 \times 34 ] - [ 778.06 \times 1.007 \times 10^{-3} ] =$$

$$32.54 \text{ pg.}$$

$$14.- PD = 0.1166 \times Sp \times N \times D^2$$

$$PD = 0.1166 \times 32.54 \times 14 \times 1.5625 = 83 \text{ bl/dfa.}$$

NOTA.- Si el gasto desplazado por la bomba (PD) es aceptable, con tinuar con el paso siguiente (15). Si ocurre lo contrario, un ajuste debe de ser hecho en los datos supuestos y repetir nuevamente de los pasos 1 a 14.

F).- CALCULO DE PARAMETROS ADIMENSIONALES:

$$15.- W = W_r \times L = 1.634 \times 3280 = 5360 \text{ lb}$$

$$16.- W_{rf} = W [1 - (.128G)] = 5360 [1 - (.128 \times 0.86)] = - - 4770 \text{ lb.}$$

$$17.- W_{rf}/SK_r = 4770 \div 11739.36 = 0.406$$

G).- DETERMINAR LOS FACTORES ADIMENSIONALES DE LA FIG. 4.2 A LA FIG. 4.6:

$$18.- F1/SK_r = 0.2 \quad (\text{Fig. 4.2})$$

$$19.- F2/SK_r = 0.07 \quad (\text{Fig. 4.3})$$

$$20.- 2T/S^2 K_r = 0.16 \quad (\text{Fig. 4.4})$$

$$21.- F3/SK_r = 0.13 \quad (\text{Fig. 4.5})$$

$$22.- T_a = 1.0742 \quad (\text{Fig. 4.6})$$

H).- DETERMINAR LAS CARACTERISTICAS DE OPERACION:

$$23.- \text{PPRL} = \text{Wrf} + [ ( F_1/\text{SKr} ) \times \text{SKr} ]$$

$$\text{PPRL} = 4770 + [0.2 \times 11739.36] = 7118 \text{ lb}$$

$$24.- \text{MPRL} = \text{Wrf} - [ ( F_2/\text{SKr} ) \times \text{SKr} ]$$

$$\text{MPRL} = 4770 - [0.07 \times 11739.36] = 3948 \text{ lb,}$$

$$25.- \text{PT} = ( 2T /s^2 \text{ Kr} ) ( \text{SKr} ) ( S/2 ) ( \text{Ta} )$$

$$\text{PT} = 0.16 \times 11739.36 \times 17 \times 1.0742 = 34300 \text{ lb-pg}$$

$$26.- \text{PRHP} = ( F_3/\text{SKr} ) \times \text{SKr} \times S \times N \times 2.53 \times 10^{-6}$$

$$\text{PRHP} = 0.13 \times 11739.36 \times 34 \times 14 \times 2.53 \times 10^{-6} = 1.84$$

$$27.- \text{CBE} = 1.06 ( \text{Wrf} + 1/2 \text{Fo} )$$

$$\text{CBE} = 1.06 \times (4770 + 389.03) = 5469 \text{ lb.}$$

NOTA.- En las Figuras 49-51, se presenta la variación del gasto - proporcionado por la bomba con respecto a la velocidad de bombeo, para los tres pozos en estudio. Lo anterior se hizo, con el objeto de seleccionar la velocidad de bombeo para un gasto deseado. En el APENDICE B, se explica, cual es la velocidad de bombeo más adecuada para un sistema de - - B.H.

En la Tabla XV se presenta, de acuerdo a los resultados, - el equipo a utilizar en los pozos propuestos para la con-- versión.

T A B L A      X V

A) EQUIPO SUPERFICIAL

POZO	U. B. H.		C. B. E. (1b)		P R I P	
	CALCULADO	REAL <sup>(6)</sup>	CALCULADO	REAL*	CALCULADO	REAL
510	C-35D-72-34	C-40D-89-42	5 469	7 165 <sup>(a)</sup>	1.84	5
524	C-49D-79-42	C-57D-95-48	6 025	6 800 <sup>(b)</sup>	2.60	10
602	C-15D-51-34	C-25D-67-36	4 297	6 285 <sup>(c)</sup>	0.91	5

B) EQUIPO SUPERFICIAL (PROFUNDIDAD DE COLOCACION).

POZO	ANCLA DE GAS (3" Ø)	ZAPATA CANDADO ( 2 3/8" Ø )	BOBINA DE INSERCIÓN RECOMENDADA	O B S E R V A C I O N E S
510	1006.00 m	1000.00 m	(20-125-RHFI-10-4-2-007)	Se requiere aproximadamente 132 varillas de 3/4" Ø
524	1056.00 m	1050.00 m	(20-125-RHFI-10-4-2-005)	Se requiere aproximadamente 149 varillas de 3/4" Ø
602	781.00 m	775.00 m	(20-125-RHFI-9-3-2-005)	Se requiere aproximadamente 110 varillas de 3/4" Ø

\* Este efecto, se obtiene usando los siguientes contrapesos (Tablas LUFFIN):

- a) 4 contrapesos No. 5 CRO y 4 contrapesos auxiliares No. 5C.
- b) 4 contrapesos No. 5 ARO
- c) 4 contrapesos No. 5 CRO

U.B.H. = UNIDAD DE BOMBEO MECANICO  
 C.E.B. = EFECTO DE CONTRABALANZO (1b)  
 PRIP = POTENCIA EN LA VARILLA PULVER  
 (HP).

POZO: TONALA-510

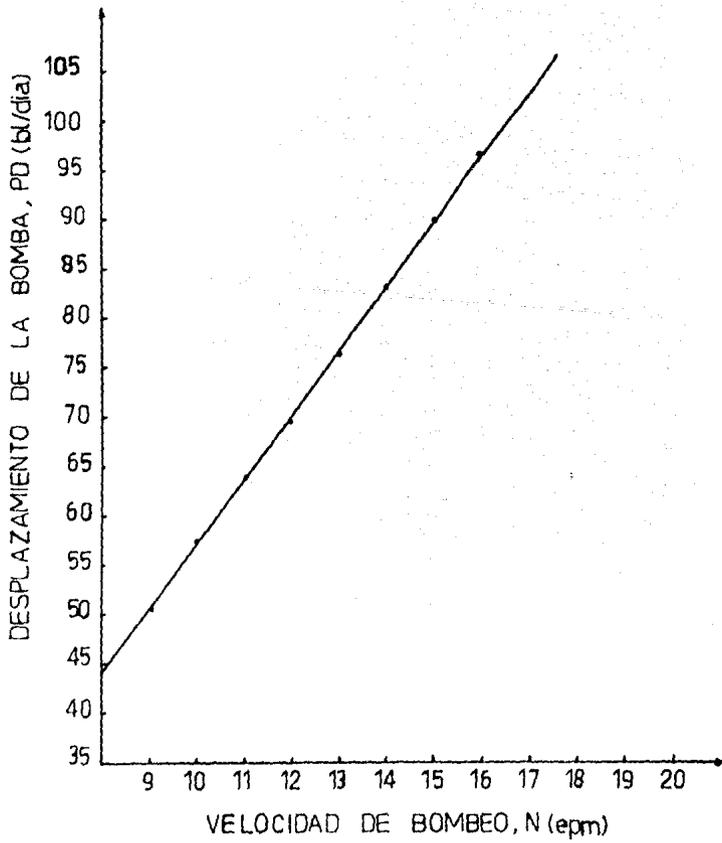


Fig. 49

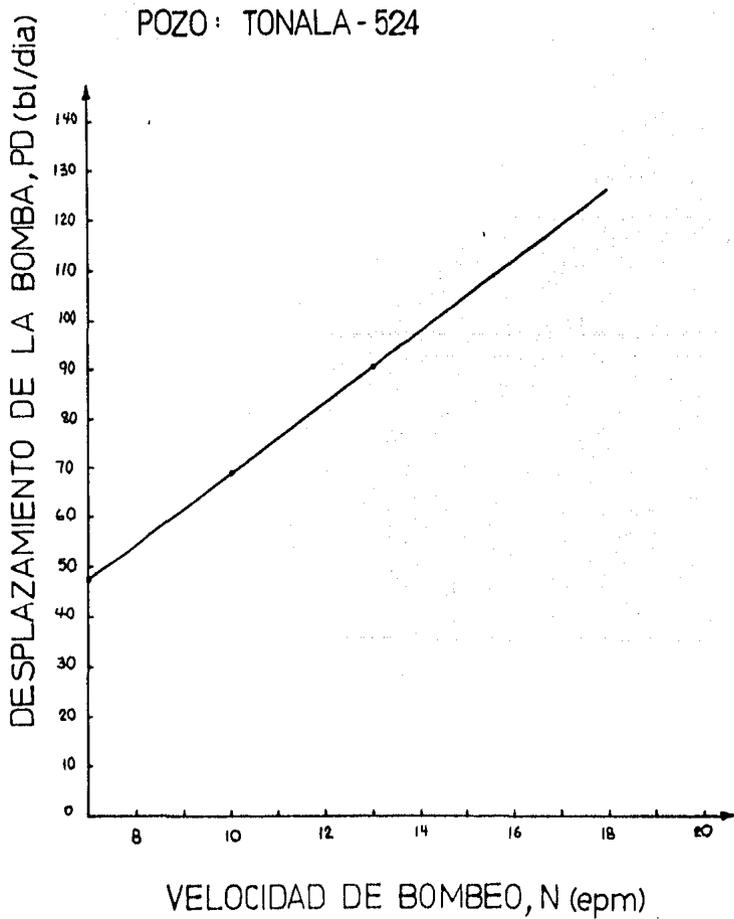


Fig. 50

POZO : TONALA-602

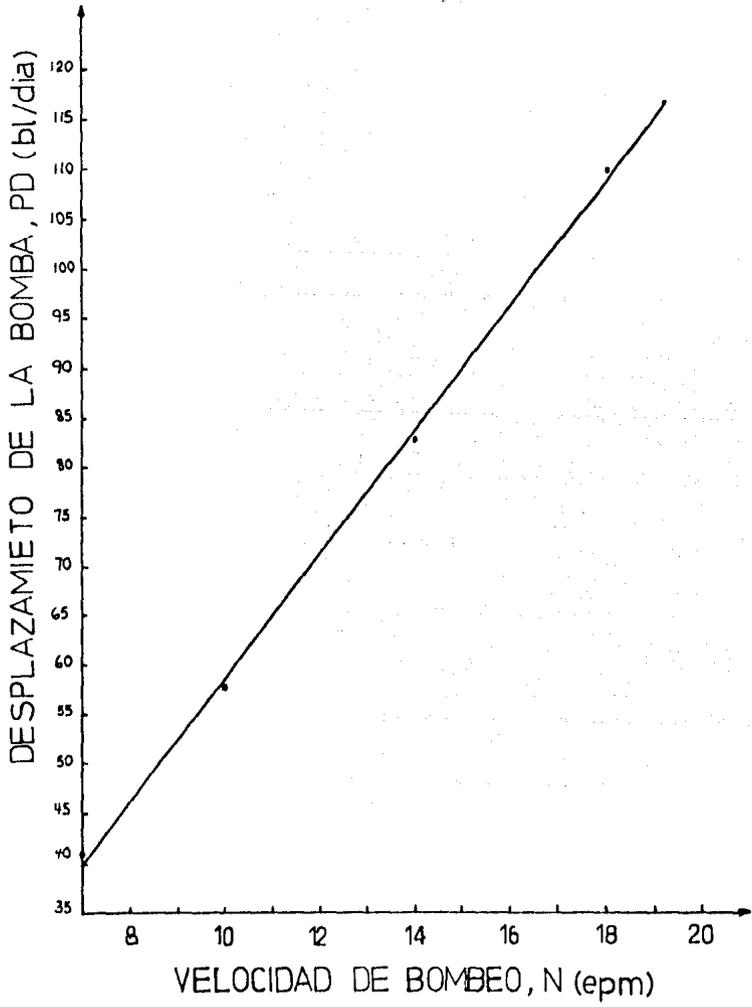


Fig. 51

### III.3.- SUSTITUCION DE TUBERIAS DE DESCARGA

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero (siempre y cuando el terreno se encuentre poco accidentado), por lo que la caída de presión total por unidad de longitud  $(\Delta p / \Delta L)_T$  se calcula como:

$$\left( \frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \left( \frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f + \left( \frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{ac} \quad \dots (24)$$

Es decir:

$$\left( \frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \frac{f_{tp} \rho_m v_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \Delta v_m^2}{2 g_c \Delta L} \quad \dots (25)$$

La mayoría de los investigadores, han utilizado la ecuación anterior para aplicarla al flujo de dos fases. Para esto, suponen que la mezcla gas-líquido se puede considerar homogénea en un intervalo pequeño de la tubería.

Los valores de  $f_{tp}$ ,  $\rho_m$  y  $v_m$  se refieren a la mezcla, y son definidos en forma diferente por los autores de las correlaciones.

El factor de fricción ( $f_{tp}$ ), depende del número de Reynolds; esto es, de las fuerzas viscosas, de inercia y de la rugosidad. Para flujo bifásico, intervienen además las fuerzas de gravedad e interfaciales.

TABLA XVI.- DATOS PARA DETERMINAR EL DIAMETRO OPTIMO EN L.D.

POZO No.	$q_o$ (bl/dfa) a c.s.	$R$ (pies <sup>3</sup> /bl)	$\gamma_g$ (aire=1)	$\gamma_{ro}$ (agua=1)	$\gamma_o$ (°API)	$\bar{p}$ (lb/px <sup>2</sup> )	$\bar{T}$ (°F)	$\mu_{cm}$ (cp)	d(ac- tual (px)	LONG. L.D. (pies)	$\Delta P$ (lb/px <sup>2</sup> )
TON-508	189	584	0.73	0.88	29	107	86	14	3	2132	43
TON-510	38	2145	0.73	0.86	33	107	86	13	3	3444	43
TON-520	239	1574	0.73	0.90	26	114	86	14	3	3936	57
TON-524	63	674	0.73	0.88	29	117	86	14	3	4756	64
TON-602	63	4215	0.73	0.84	37	128	86	13	3	6724	85

El enfoque que más se ha seguido, es determinar el factor de fricción a partir de datos experimentales y tratar de correlacionarlo con alguna forma del número de Reynolds para dos fases.

Para determinar la caída de presión en tuberías horizontales, generalmente se considera flujo isotérmico, para lo cual, -- las propiedades de los fluidos dependen exclusivamente de los cambios de presión. Cuando no se considera flujo isotérmico, el cálculo de gradiente de presión implica un proceso iterativo, ya que la temperatura es una función de la distancia. Entonces, además - de suponer una  $\Delta p$ , se tiene que suponer una  $\Delta_L$ , y de -- terminar la temperatura media de flujo.'

Para determinar el diámetro óptimo de las tuberías de descarga del campo TONALA NORTE, se usó la correlación de Bertuzzi, Tek y Poettman. (2)

Despejando "d" de la ecuación (6.10)\* se tiene:

$$d = \frac{174.158 f_{tp} w_m^2 \Delta_L}{\mu_{ns} \Delta p} \quad \dots \quad (26) \quad 1/5$$

Ejemplo 7

Utilizando los datos de la Tabla XVI, encontrar el diámetro adecuado para las tuberías de descarga de los pozos del campo en estudio.

1).- De la correlación de M.B. Standing, se obtiene:

$$R_s = 13.6 \text{ pies}^3/\text{bl}$$

$$B_o = 1.01 \text{ pies}^3/\text{pies}^3$$

2).- De la correlación de Beggs y Robinson (1.2.13)\*:

$$\mu_o = \mu_L = 12 \text{ cp.}$$

3.- Del procedimiento descrito en el inciso 1.4.4\*, se tiene:

$$z = 0.9800$$

4.- De la correlación de Lee (1.4.20)\*

$$\mu_g = 0.01092 \text{ cp}$$

5.- De las ecuaciones (1.4.3)\*, (1.4.5)\* y (1.2.12)\*

$$B_g = 0.14127 \text{ pie}^3/\text{pie}^3$$

$$\rho_g = 0.3948 \text{ lb}/\text{pie}^3$$

$$\rho_L = 54.50 \text{ lb}/\text{pie}^3$$

6.- Los valores de  $w_L$ ,  $w_g$  y  $w_m$ , se obtienen con las ecuaciones (5.22)\*, (5.23)\* y (5.24)\*; además, el valor de  $A$  se determina con la ecuación (5.2)\*

$$w_L = 0.6759 \text{ lb m}/\text{seg}$$

$$w_g = 0.0696 \text{ lb m}/\text{seg}$$

$$w_m = 0.7455 \text{ lb m/seg}$$

$$= 0.06575$$

7.- Según las ecuaciones (6.11)\* y (6.12)\*, se tiene:

$$N_{ReL} = 427$$

$$N_{Reg} = 48306$$

8.- Los valores de  $\psi$ , "a" y "b", de acuerdo con las ecuaciones (6.7)\*, (6.8)\* y (6.9)\* son:

$$= 0.1030$$

$$a = 0.0934$$

$$b = 0.99$$

9.- El valor de  $\phi$  es:

$$\phi = (48306)^{0.0934} (422)^{0.99}$$

$$\phi = 1088$$

10.- Con la ecuación (6.15)\*, se tiene:

$$\log f_{tp} = - 0.82225$$

$$f_{tp} = 0.1506$$

11.- De la ecuación (6.4)\*

$$\rho_{ns} = 3.9522 \text{ (lb m/pie}^3\text{)}$$

12.- Sustituyendo valores en la ecuación (26):

$$d = 2.83 \text{ pg}$$

\* Estas ecuaciones, se pueden ver en la Referencia (2).

El cálculo del diámetro óptimo para los demás pozos - - -- (TON-510, TON-520, TON-524 y TON-602), se presenta en forma resumida en la Tabla XVII.

TABLA XVII.- RESULTADOS

RESULTADOS	POZO	TON-508	TON-510	TON-520	TON-524	TON-602
Rs (pies <sup>3</sup> /bl)		13.6	15.80	13.38	15.32	22.53
Bo (pie <sup>3</sup> /pie <sup>3</sup> )		1.0087	1.0007	1.0087	1.0088	1.0091
"L (cp)		12.15	11.07	12.10	11.95	10.40
Z		0.9800	0.9800	0.9789	0.9782	0.9761
"g (cp)		0.01092	0.01092	0.01092	0.01093	0.01094
B <sub>g</sub> (pie <sup>3</sup> /pie <sup>3</sup> )		0.14127	0.14127	0.13245	0.12896	0.11762
"g (lb/pie <sup>3</sup> )		0.3948	0.3948	0.4211	0.4325	0.4742
"L (lb/pie <sup>3</sup> )		54.50	53.36	55.81	54.58	52.17
w <sub>L</sub> (lb m/seg)		0.6759	0.1329	0.8742	0.2254	0.2155
w <sub>g</sub> (lb m/seg)		0.0696	0.0522	0.2408	0.0268	0.1705
w <sub>m</sub> (lb m/seg)		0.7455	0.1851	1.1150	0.2522	0.3860
A		0.06575	0.01848	0.02066	0.06252	0.01136
N <sub>Rel</sub>		422.0	91.0	544.0	143.0	157.0
N <sub>Reg</sub>		48306	36229	167127	18583	118119
"ψ		0.1030	0.3928	0.2755	0.1189	0.7912
a		0.0934	0.2820	0.2160	0.1063	0.4417
b		0.990	0.9615	0.9728	0.9882	0.9239
∅		1.088	1.477	6157	383	18588
f <sub>tp</sub>		0.1506	0.1785	0.0120	0.4038	0.01403
f <sub>ms</sub> (lb m/pie <sup>3</sup> )		3.9522	1.3736	1.8978	3.8170	1.0615
d (pg)		2.83	2.280	2.480	2.440	1.940

Se puede observar, de acuerdo a la tabla anterior, que -- los diámetros calculados son relativamente menores a los diámetros en operación ( 3" ). Sin embargo, se recomienda seguir utilizando los diámetros actuales, dado que el campo tiene un proyecto de Recuperación Secundaria y podría manejar un volumen de fluidos mayor. Además, las conversiones de sistema de explotación, también pueden proporcionar un excedente en el volumen manejado por las líneas de descarga. Se puede concluir, que las líneas de escurrimiento de este campo tienen un diámetro adecuado para conducir los hidrocarburos del pozo a la batería.

#### III.4.- SUSTITUCION DE TUBERIAS DE PRODUCCION.

##### OBTENCION DEL GASTO OPTIMO.

Como ya es sabido, la caída de presión en una tubería de producción, es mínima para un gasto determinado (Fig. 52). Este gasto ha sido definido como gasto óptimo. Para gastos mayores, la caída de presión aumenta por el efecto de la fricción. Para gastos menores, el colgamiento del líquido origina el incremento en la caída de presión.

Para gastos bajos, la acumulación de líquido, provoca un incremento considerable en el peso de la columna de fluidos. Este aumento en la carga de fluidos, reduce la velocidad del flujo, - lo que a su vez causa un mayor resbalamiento. El resultado de es-

ta secuencia es la precipitación del flujo en un estado inestable, que produce rápidamente la suspensión de dicho flujo.

El gasto óptimo (Fig. 53), puede obtenerse aplicando la correlación de Poettman - Carpenter - Baxendel - Thomas, de la manera siguiente:

Poettman y Carpenter publicaron en 1952 un procedimiento analítico para determinar las caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico. Su ecuación principal la desarrollaron a partir de un balance de energía entre dos puntos dentro de la tubería de producción. Esta ecuación es:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left( \rho_{ns} + \frac{f_{tp} (q_o M)^2}{2.979 \times 10^5 \rho_{ns} d^5} \right) \quad \dots (27)$$

Para determinar  $f_{tp}$ , emplearon la siguiente ecuación:

$$f_{tp} = 5.415 \times 10^{-3} - 5.723 \times 10^{-4} (a) + 1.848 \times 10^{-4} (a)^2 + 3.5843 \times 10^{-6} (a)^3 \quad \dots (28)$$

donde:

$$a = \frac{d \times 10^6}{q_o M} \quad \dots (29)$$

Sustituyendo las ecuaciones (28) y (29) en ecuación (27), se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[ \rho_{ns} + \frac{(q_o M)^2}{2.979 \times 10^5 \rho_{ns} d^5} \left[ 5.415 \times 10^{-3} - \right. \right.$$

$$5.723 \times 10^{-4} \left. \left( \frac{d \times 10^6}{q_o M} \right) + 1.848 \times 10^{-4} \left( \frac{d \times 10^6}{q_o M} \right)^2 + 3.5843 \times \right.$$

$$\left. \left. \times 10^{-6} \left( \frac{d \times 10^6}{q_o M} \right)^3 \right] \right]$$

Derivando con respecto a  $q_o M$  e igualmente a cero.

$$\frac{d}{d(q_o M)} \left( \frac{\Delta p}{\Delta h} \right) = \frac{1}{144 \times 2.979 \times 10^5 d^5 \rho_{ns}} \left[ (2 \times 5.415 \times 10^{-3} q_o M) \right.$$

$$\left. - (5.723 \times 10^{-4}) (d \times 10^6) - \frac{(3.5843 \times 10^{-6} (d \times 10^6)^3)}{(q_o M)^2} \right] = 0$$

Simplificando:

$$(q_o M)^3 - 5.2844 \times 10^4 d (q_o M)^2 - 3.3096029 \times 10^{14} d^3 = 0$$

Resolviendo la ecuación anterior de tercer grado, para --  
 $d = 1, 2, 3, 4$  y  $6$  pulgadas de diámetro, se obtiene:

Para:

$d = 1$ pg.	$q_o M = 91970$ lbm/dfa
$d = 2$ pg	$q_o M = 183942$ lbm/dfa
$d = 3$ pg	$q_o M = 275913$ lbm/dfa
$d = 4$ pg	$q_o M = 367883$ lbm/dfa
$d = 6$ pg	$q_o M = 551625$ lbm/dfa

Los valores anteriores, constituyen una recta, cuya ecuación es:

$$q_{op} M = 91970 \times d \quad \dots(31)$$

donde:

$$M = 350.5 \gamma_{ro} + 0.0764 \times R \gamma_g + 350.5 \gamma_w \times WOR \quad \dots(32)$$

Sustituyendo la ecuación (32) en la ecuación (31) y despejando  $q_{op}$  se tiene:

$$q_{op} = 91970 \ d / (350.5 \gamma_{ro} + 0.0764 \ R \ \gamma_g + 350.5 \ \gamma_w \times WOR) \quad \dots(33)$$

La ecuación anterior, proporciona un medio sencillo y - - útil para determinar las condiciones de flujo en los pozos y para seleccionar la tubería de producción óptima para los pozos productores del campo TONALA NORTE, de los cuales, se obtuvo la siguiente información:

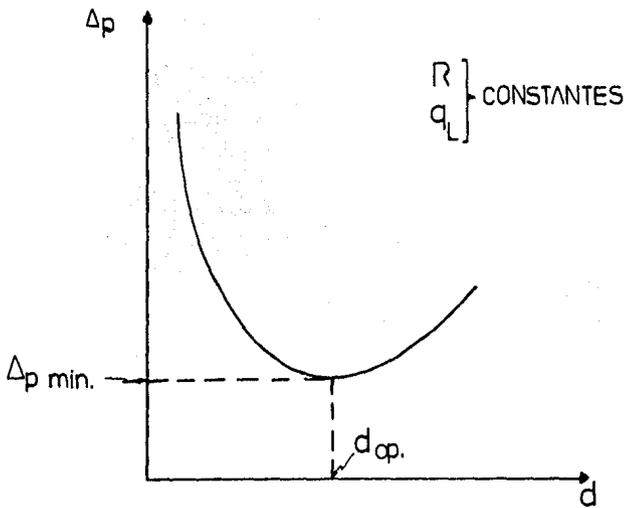


Fig.52 RELACION ENTRE LA CAIDA DE PRESION Y EL DIAM. DEL CONDUCTO

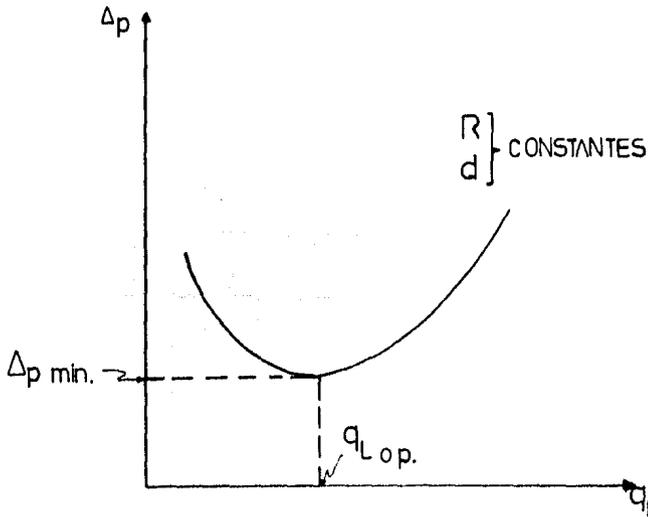


Fig.53 RELACION ENTRE LA CAIDA DE PRESION Y EL GASTO DE LIQUIDO

TABLA XVIII.- DATOS PARA LA OBTENCION DEL DIAMETRO OPTIMO EN T.P.

POZO	$q_1$ (bl/dfa)	$\gamma_{ro}$	$\bar{\gamma}_g$	R(pies <sup>3</sup> /bl)	Diámetro interior (pg)
TON-506	--	--	--	--	1.995
TON-507	69	0.87	0.73	410	1.995
TON-508	189	0.88	0.73	563	2.441
TON-510	38	0.86	0.73	2149	1.995
TON-514	31	0.87	0.73	1907	1.995
TON-520	239	0.90	0.73	1571	1.995
TON-524	63	0.88	0.73	673	1.995
TON-602	63	0.84	0.73	4206	1.995
TON-605	25	0.84	0.73	1403	1.995

NOTA.- Para todos los casos, se consideró la relación agua-aceite = 0 por ser yacimientos que no presentan empuje hidráulico, además, se tomó como densidad relativa promedio del gas ( $\bar{\gamma}_g$ ) un valor de 0.73, para todos los pozos.

Sustituyendo los datos de campo en la ecuación (33), se obtienen los gastos y diámetros óptimos, para cada pozo, mismos que se presentan en la Tabla XIX.

TABLA XIX.- RESULTADOS

POZO	GASTO (bl/día)		DIAMETRO INTERNO T.P. (pg)	
	OPTIMO	REAL	OPTIMO	REAL
TON-506	--	--	--	1.995
TON-507	560	69	0.25	1.995
TON-508	658	189	0.70	2.441
TON-510	436	38	0.17	1.995
TON-514	446	31	0.14	1.995
TON-520	455	239	1.05	1.995
TON-524	530	63	0.24	1.995
TON-602	347	63	0.36	1.995
TON-605	492	25	0.10	1.995

Como los gastos reales son considerablemente menores a los óptimos, se infiere que el flujo es ineficiente, debido a un colgamiento excesivo que incrementa el gradiente de presión.

Para seleccionar el diámetro óptimo de la tubería de producción, se empleó la ecuación ( 33 ) con los gastos reales y despejando el diámetro ( d ).

De los resultados obtenidos, se puede observar que los diámetros óptimos en función de los gastos reales, presentan diámetros muy pequeños. Tuberías de producción con estos diámetros, no se encuentran en el mercado; por lo tanto, es necesario incluir tuberías de diámetro reducido en los pozos con tubería de producción grande, como en el caso del pozo TON-508, el cual, cuando con una T.P. de  $2 \frac{7}{8}$ "  $\emptyset$  y se recomienda, de acuerdo a lo antes visto, una T.P. de  $2 \frac{3}{8}$ "  $\emptyset$ .

C A P I T U L O    I V  
A N A L I S I S    E C O N O M I C O

Un análisis económico de proyectos se realiza por medio de procedimientos técnicos para hacer comparaciones entre opciones selectivas y toma de decisiones al respecto, sobre la base de las ventajas monetarias o económicas que ofrecen. A causa de la complejidad de nuestra tecnología industrial, la formulación de decisiones de orden económico, presenta cada vez más dificultad y, por consiguiente, es de importancia vital. Los análisis económicos, sirven para cuantificar las diferencias entre las opciones selectivas, reduciéndolas a un mínimo, para facilitar la comparación de los proyectos. La importancia del uso de estos métodos, varía en función a las alternativas que se presentan. En general, podemos decir que la aplicación de uno u otro método, tiene una consideración capital, debido a que puede ahorrarse o perderse mucho en virtud de la opción elegida. Es más, las decisiones acerca de estos proyectos, son el factor que, tiene la mayor trascendencia para determinar el éxito o el fracaso de las empresas.

Los registros contables ( costos ) se dividen, por lo general, en dos clasificaciones principales:

- |                        |                           |
|------------------------|---------------------------|
| A).- Costos directos   | a) Mano de obra directa   |
|                        | b) Materiales directos    |
| B).- Costos indirectos | c) Mano de obra indirecta |
|                        | d) Materiales indirectos  |

Los costos de la mano de obra directa y los costos de los materiales directos, son aquellos que por los conceptos anteriores se cargan en forma económica a los productos o trabajos que los ocasionan. Ejemplo de ellos son, respectivamente, el costo de un bombero medidor en una BATERIA o CENTRAL DE RECOLECCION y el costo de las varillas de succión requeridas para pozos que se explotan por medio del bombeo mecánico ( BM ).

En cambio, el costo de la mano de obra indirecta de los materiales indirectos, no pueden cargarse en forma económica a productos u operaciones determinados, sobre los cuales se aplicaron los costos. Son ejemplos, respectivamente, el costo de un conserje que atiende a varios departamentos o productos y el costo de herramientas pequeñas empleadas en diferentes trabajos. Los costos de la mano de obra indirecta y de los materiales indirectos, forman parte de la segunda clasificación. Ejemplos de otros tipos de costos indirectos, son la fuerza motriz, la conservación de equipo, la depreciación y los seguros. A menudo se les llama, además de "costos indirectos", "gastos generales".

#### IV.1. CENTRAL DE RECOLECCION

Las modificaciones propuestas para la BATERIA TONALA NORTE, no representan un gasto fuerte o considerable para el campo, debido a que los elementos requeridos para tales modificaciones; pueden ser recuperados de otras baterías, del almacén de Sánchez

Magallanes o bién, de otro Distrito. Las únicas erogaciones que se llevarán a cabo son:

- a) Gastos de instalación
- b) Gastos de operación y mantenimiento.

En cuanto a la instalación se refiere, existen ya las conexiones y las bases correspondientes, para la colocación del paquete de separación, la moto-bomba y el tanque de 5 000 bl. Para instalar este tanque, primero se tiene que dismantelar el tanque de 1 500 bl existente en la batería, originando un gasto adicional por dismantelamiento.

A continuación, presento una lista de precios<sup>(8)</sup> y operaciones para realizar la instalación del equipo sugerido.

TABLA XX COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO (C.O.M.), POR EL EQUIPO ADICIONAL EN LA BATERIA TONALA NORTE.

EQUIPO	CONCEPTO	CANTIDAD	CAPACIDAD		C.O.M. \$1000/año
			ACEITE (bl)	GAS (MPCD)	
SEPARADORES	GENERAL	1	3 000	6.0	360
	PRUEBA	1	1 700	3.7	
TANQUE DE ALMACENAMIENTO	GENERAL	1	5 000	-	3 000
MOTO-BOMBA (MOTOR-ELECTRICO).	RECIPROCANTE	1	4 731	-	4 000
					\$ 7 360

Se puede observar de la Tabla anterior, que el costo total anual de operación y mantenimiento del equipo sugerido para instalarse en la BATERIA TONALA NORTE, es aproximadamente \$7'360 000.

En cuanto a su instalación, se tiene los siguientes costos:

TABLA XXI COSTOS DE INSTALACION DEL EQUIPO ( C.I. )			
EQUIPO	CONCEPTO	CANTIDAD	C.I. (\$ 1000 )
SEPARADORES	GENERAL	1	140
	PRUEBA	1	
TANQUE DE ALMACENAMIENTO	GENERAL	1	1 500
MOTO-BOMBA	RECIPROCANTE	1	44

Se puede notar, que el costo total de instalación del equipo en la BATERIA TONALA NORTE es de \$ 1'684 000.

NOTA.- El costo considerado por desmantelamiento del tanque de 1500 bl es de aproximadamente \$ 100,000.00

#### IV.2. CONVERSION DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION

En este trabajo, se recomiendan, de acuerdo al estudio previo en los Capítulos 1-3, convertir de sistema artificial de producción, los pozos de bombeo neumático TON-510, TON-524, y - - -

TON-602 a bombeo mecánico.

Gran parte del material y equipo necesario para estas conversiones, pueden ser proporcionadas por el Departamento de Ingeniería de Producción.

Los costos que se generan por estas modificaciones, son exclusivamente de la instalación, operación y mantenimiento del equipo superficial y subsuperficial.

#### IV.3.- TUBERIAS DE DESCARGA

En el Capítulo III ( inciso III.3 ), se determinaron los diámetros de las tuberías de descarga del campo TONALA NORTE. Se usaron datos de campo para estos cálculos, y los resultados obtenidos, fueron semejantes a los diámetros actualmente en operación; con la excepción de los pozos TON-510 y TON-602, los cuales, resultaron tener diámetros relativamente menores a los actuales. Sin embargo, estos pozos, son los propuestos para una conversión, y por consiguiente, se espera manejar un gasto mayor de fluidos después de llevar a cabo la conversión. En resumen, no se hará ninguna erogación por concepto de cambio de tubería de escurrimiento, ya que el estudio realizado anteriormente no lo sugiere.

#### IV.4.- TUBERIAS DE PRODUCCION

De acuerdo a los gastos que manejan los pozos, se observó que el flujo a través de las tuberías de producción existentes es ineficiente, por lo que sería recomendable, instalar tuberías de producción de menores diámetros, para disminuir el resbalamiento e incrementar la producción de los pozos. Sin embargo, el equipo y las herramientas que se emplearían en estos, serían de características especiales en cuanto a los diámetros de trabajo.

Lo anterior, implica seleccionar equipo de reparación, para el manejo de las herramientas (de menor diámetro). El pozo -- TON-508, tiene una T.P. de 2 7/8"  $\emptyset$  y debe sustituirse por una -- T.P. de 2 3/8"  $\emptyset$ . La sustitución puede llevarse a cabo, cuando el pozo sea sometido a una reparación, ya sea menor o mayor.

La inversión que se tendría que hacer en este inciso, sería la de comprar la tubería de 2 3/8", en caso de no haber en existencia en el Distrito, o en algún otro campo petrolero. A continuación, se presenta una lista de precios indicativos.

DIAMETRO NOMINAL (pg)	DIAMETRO EXTERIOR (pg)	ESPESOR (pg)	SIN ROSCA (\$ / m)	CON ROSCA (\$ / m)	ROCA Y COLETE ( \$ / m )
2	2 3/8	0.154	1258	1322	1394

Suponiendo que se compren 1131 m de tubería de 2 3/8"  $\emptyset$  --  
con rosca y cople, la erogación total que se tendría que hacer, -  
es la siguiente:

$$\text{Costo total} = 1394 \frac{\$}{\text{m}} \times 1131 \text{ m}$$

$$\text{Costo total} = \$1'576,614.00$$

## N O M E N C L A T U R A

- Sp - Carrera del émbolo - profundidad de la bomba - (pg) .
- PD - Desplazamiento de la bomba (bl/dfa) .
- PPRL - Carga máxima en la varilla pulida (lb) .
- MPRL - Carga mínima sobre la varilla pulida (lb) .
- PT - Torque máximo en la manivela (pg-lb) .
- PRHP - Potencia en la varilla pulida (HP) .
- CBE - Contrabalanceo requerido (lb) .
- H - Profundidad del nivel del fluido (pies) .
- L - Profundidad de colocación de la bomba (pies) .
- N - Velocidad de bombeo (emp) .
- S - Carrera de la varilla pulida (pg) .
- D - Diámetro del émbolo o pistón (pg) .
- G - Densidad relativa del fluido producido ( adimensional ) .
- Wr - Peso unitario promedio de las varillas en el aire (lb/pie)
- Er - Constante de elasticidad de las varillas (pg/lb-pie) .
- Er, representa las pulgadas de elongación causada por la -

aplicación de una carga de una libra a una varilla de pie de longitud.

$F_c$  - Factor de frecuencia

$E_t$  - Constante de elasticidad de la tubería de producción (TP) (pg/lb-pie).

$E_t$ , representa las pulgadas de elongación causadas por la aplicación de una carga de una libra, sobre una sección de T.P. de un pie de longitud.

$F_o$  - Carga del fluido sobre el área del émbolo (lb).

$1/K_r$  - Constante de elasticidad total de la sarta de varillas - - ( pg/lb ).

$K_r$ , es la constante de elongación total de la sarta de varillas y representa la carga en libras requeridas para - - elongar la sarta de varillas una pulgada.

$S_{K_r}$  - Carga en libras, necesaria para elongar la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la varilla pulida (S).

$N_o$  - Frecuencia natural de la sarta de varillas recta o derecha, (emboladas por minuto).

$N_o'$  - Frecuencia natural de la sarta de varillas telescopiadas - (emboladas por minuto).

$1/E_r$  - Constante de elasticidad de la T.P. no anclada (pg/lb).

$E_t$  = constante de elasticidad de la T.P. no anclada, repre

senta la carga en libras requeridas para elongar la porción de la TP no anclada, entre el ancla y la bomba, una pulgada.

- W - Peso total de las varillas en el aire (lb).
- Wrf - Peso total de las varillas en el fluido (lb).
- F1 - Factor de la carga máxima sobre la varilla pulida
- F2 - Factor de la carga mínima sobre la varilla pulida
- T - Torque en la manivela (lb-pg).
- F3 - Factor de potencia en la varilla pulida.
- Ta - Torque constante de ajuste, para valores de Wrf/Skr diferentes de 0.3.

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

- 1 - El campo TONALA NORTE, de acuerdo a este estudio, cuenta con un volumen considerable de hidrocarburos por extraer (aproximadamente  $181,336 \text{ m}^3$  a c.a.).
- 2.- El período de explotación del campo TONALA NORTE (año de 1929) es muy grande, y debido a esto las presiones de fondo (Tabla A-I) y los índices de productividad de los pozos son bajos (Tabla IX).
- 3.- Las líneas de escurrimiento actualmente operando, resultaron similares a los diámetros calculados en el Capítulo - III (inciso III.3). Por esta razón, no se sugiere hacerles cambio alguno.
- 4.- Las tuberías de producción que tienen los pozos del campo, se encuentran sobradas, en cuanto a su diámetro se refiere; pero debido a que las herramientas y dispositivos que se introducen en tales pozos presentan un diámetro mínimo de trabajo, no es conveniente alterarlas. Al pozo TON-508, es factible cambiarle su T.P. de  $2 \frac{7}{8}'' \phi$  a  $2 \frac{3}{8}'' \phi$ .
- 5.- La BATERIA TONALA NORTE, cuenta con las bases de concreto y las conexiones adecuadas para instalar otro paquete de separación, así como también, una segunda moto-bomba en el área de bom

bas. Además, el tanque instalado para almacenar la producción general de los pozos, es inadecuado, de acuerdo a las especificaciones del API, las cuales, recomiendan usar un tanque con capacidad para almacenar la producción del campo, por lo menos durante tres días. De esta manera, deben de tomarse en cuenta las sugerencias hechas en el capítulo III (inciso III.1).

- 6.- A partir del índice de productividad determinado en el Capítulo II ( inciso II.3 ), se puede observar, cual es el gasto máximo factible por recuperar de cada pozo.
  
- 7.- Del análisis económico efectuado en el Capítulo IV, se deduce, que de acuerdo al precio del barril de aceite - - - ( 7 dils. ) - a \$640/dolar -, la erogación ascendería a - \$13'000,000.00 por las modificaciones propuestas en el - Capítulo III. Esto se liquidaría aproximadamente en 4 meses, siempre y cuando, el precio del barril de aceite, no disminuya del valor considerado para este análisis, en caso de aumentar el precio del petróleo, el tiempo de pago de la inversión disminuiría.

## RECOMENDACIONES

- a) Llevar a cabo las conversiones sugeridas en el Capítulo -- III ( inciso III.2 ), para que, de esta manera, utilizando el sistema artificial más adecuado, se obtenga una producción mayor a la actual.
  
- b) Tomar registros de presión a pozo abierto y cerrado, con el objeto de conocer la presión de fondo fluyendo (pwf) y la presión de fondo estática (pws), y así, de esta manera, determinar con una prueba de producción, el índice de productividad real para cada pozo.
  
- c) Si no se sustituyen las líneas de escurrimiento, es recomendable, limpiarlas periódicamente, con el objeto de no disminuir las áreas de flujo y evitar decrementos en la producción de los pozos de este campo.

## B I B L I O G R A F I A

- 1.- Craft, B.C., Holden, W.R., and Graves, E.D., Jr., "Well -- Desing", Drilling and Production, Prentice-Hall, Inc. 1962.
- 2.- Garaicochea Petrirena, Fco: "Apuntes de Transportes de Hidrocarburos", Facultad de Ingenieria, UNAM, 1983.
- 3.- Gómez Cabrera, José A.: "Apuntes de Producción de Pozos -- I", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1986
- 4.- Nind, T.E.W., "Principles of Oil Well Production", Mc -- Graw-Hill, 1964.
- 5.- API RP 11L, "DESING CALCULATION FOR SUCKER ROD PUMPING -- SYSTEM". February 1977.
- 6.- Lufkin Pumping Unit Catalog 74-75, Lufkin Industries, Inc, Lufkin, Texas.
- 7.- Slonneger, J.C. "Vibration Problems in Oil Wells", Dri -- lling and Production Practice ( API ), 1937.
- 8.- Petróleos Mexicanos  
Subdirección de Proyecto y Construcción de Obras  
Catálogo de Precios Unitarios de Construcción.

- 9.- Expediente de pozos campo Tonalá Norte.  
Departamento de Producción Distrito Agua Dulce, Ver.
- 10.- Manual de Información Básica del Distrito  
Departamento de Producción Agua Dulce, Ver.

A P P E N D I C E "A"

CALCULO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO ( p<sub>wf</sub> )

El cálculo se llevó a cabo, considerando los datos de la Tabla siguiente:

T A B L A A-1

POZO	P <sub>th</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )	P.M.D. (pies)	P.N.F. (pies)	f <sub>f</sub>	P <sub>wf</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )	OBSERVACIONES
TON-506						No se tiene información por no tener acceso al pozo --- (afectacion).
TON-507						Pozo agotado - por explotación primaria (APEP).
TON-508	114	4 052	3 514*	0.88	327	
TON-510	100	4 021	1 703 <sup>▲</sup>	0.86	967	
TON-514		3 825		0.87		Cerrado por baja recuperación, espera reparación mayor.
TON-520	142	3 097	1 050 <sup>▲</sup>	0.90	939	
TON-524	114	3 666	2 953*	0.88	384	
TON-602	100	3 438	1 552 <sup>▲</sup>	0.84	782	
TON-605						Cerrado por tener línea de - escurrimiento desconectada

La ecuación utilizada para calcular la p<sub>wf</sub> es la siguiente:

$$P_{wf} = P_{th} + P_{th} \left( \frac{P.N.F.}{100} \right)^{1.5} + 0.433 (P.M.D. - P.N.F.) \gamma_f$$

donde:

$P_{th}$  = presión en la cabeza del pozo ( lb/pg<sup>2</sup> )

P.M.D. = profundidad media de los disparos (pies)

P.N.F. = profundidad del nivel del fluido (pies)

$\gamma_f$  = densidad relativa del fluido

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyendo ( lb/pg<sup>2</sup> )

\* Registro con Ecómetro ( Figs. A-1 y A-2 )

▲ Registros con Amerada.

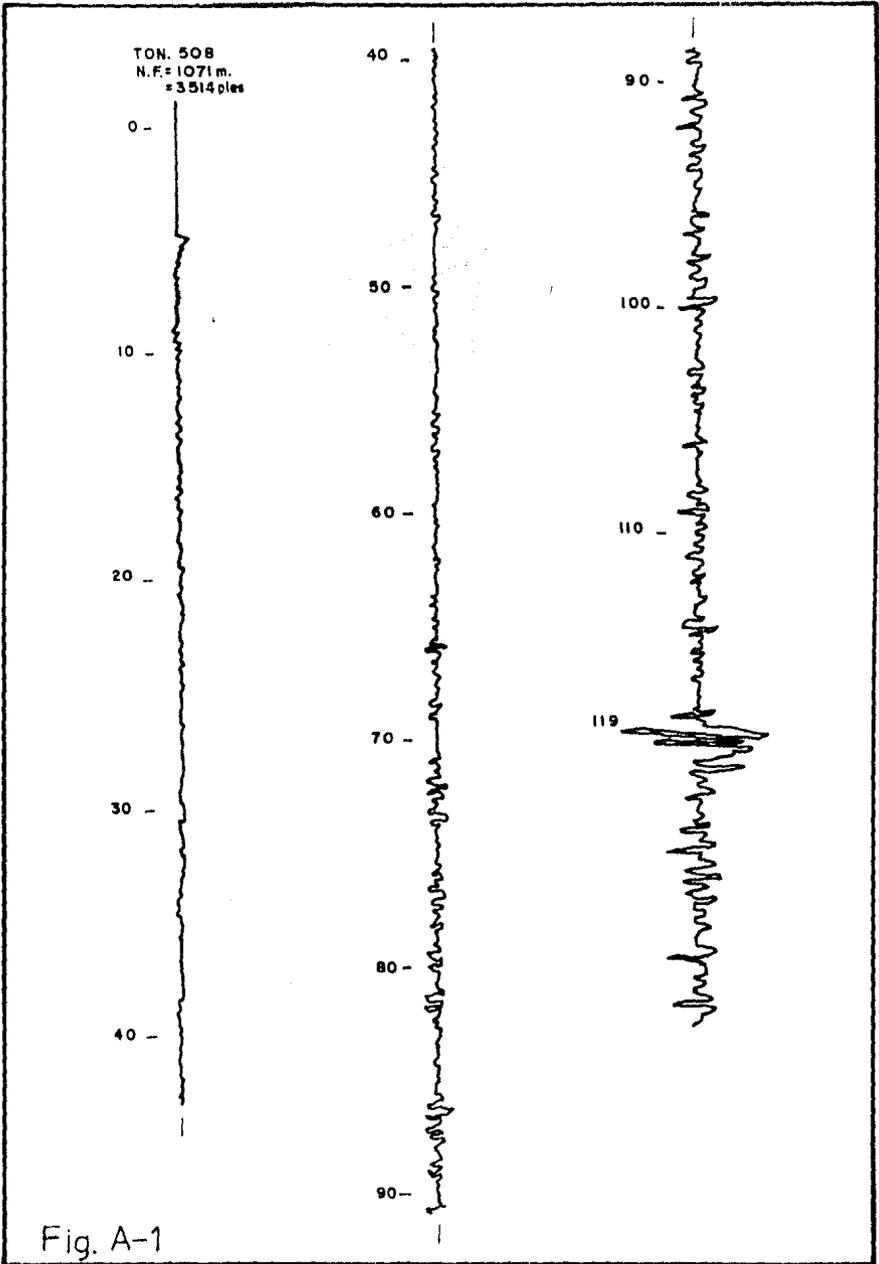


Fig. A-1

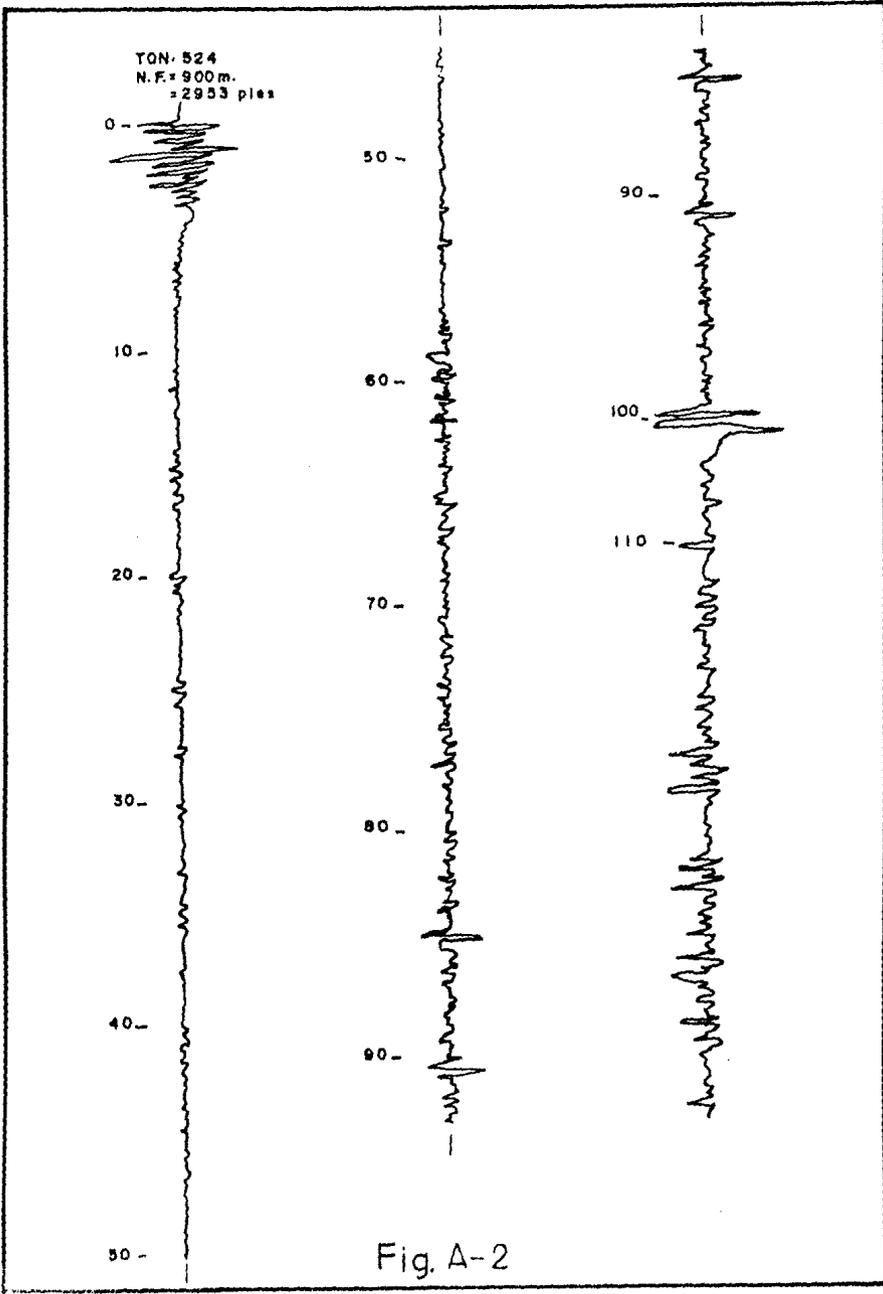


Fig. A-2

A P P E N D I C E "B"

## METODO DE SLONNEGER

La velocidad de operación en una unidad de bombeo mecánico, debe ser tal, que no afecta la sarta de varillas con una sobre-carga, debido a movimientos sincrónicos.

El método de Slonnegger, proporciona la velocidad de bombeo ( golpes por minuto ) a la cual debe trabajar la unidad de bombeo mecánico. Para su aplicación, se toman en cuenta las siguientes - consideraciones:

Los materiales tienen un período natural de vibración, el cual se observa al aplicar una fuerza a un extremo fijo de una varilla y cuyo extremo opuesto se encuentra colgando libremente; -- por lo que una onda vibratoria viajará a través de esa varilla, - transmitiendo la fuerza aplicada a una velocidad igual a la velocidad del sonido en el acero, que es de 15,800 a 17,000 pies/seg. Cuando llega esta onda al extremo libre, se reflejará hacia el extremo fijo y al llegar a éste, viajará nuevamente hacia el extremo libre y así sucesivamente, creando una vibración natural, la - que irá disminuyendo de intensidad debido a la fricción, hasta de saparecer totalmente.

Si se aplica otra fuerza a la varilla cuando todavía se en cuentra vibrando, ésta puede aumentar o disminuir, la intensidad - de la primera vibración. Si la aumenta, se dice que ambas son sin

crónicas; si la disminuye, se dice que son asíncronas, existiendo una enorme cantidad de combinaciones en las que dos vibraciones - pueden afectarse mutuamente, dependiendo del orden, de la magnitud y del defasamiento que exista entre ellas, ya que si una vibración de cierta amplitud y frecuencia, se le induce otra igual - en la misma fase, resultará una vibración del doble del valor que la original y si por el contrario, la segunda se aplicara defasada totalmente, es decir,  $180^\circ$ , ambas vibraciones se anulan.

En las varillas de succión, se tienen las vibraciones debidas al movimiento propio del bombeo y las vibraciones naturales - de la columna de varillas; por lo que es necesario que estas vibraciones sean asíncronas.

Para determinar las vibraciones sincrónicas, se parte de las fórmulas de frecuencia para la vibración natural de las ondas sónicas.

Slonneger ,graficó diferentes profundidades de colocación de la bomba contra diferentes emboladas o golpes por minuto, tomando en cuenta que si los impulsos de bombeo se añaden a iguales frecuencias que las de la vibración natural, serán de primer orden y si se añaden con una frecuencia al doble de la vibración natural, serán de orden secundario. Lo anterior, significa que los múltiplos o submúltiplos de las vibraciones son las sincrónicas y el valor entre ellos serán las asíncronas. En la Fig. B-1, se mues-

tran con línea punteada las sincrónicas y con líneas continuas -- las asíncronas.

Si se opera con velocidades de bombeo demasiado bajas, las asíncronas se acercan a las sincrónicas y los efectos para este caso se consideran mínimos. Es por esta razón, que se prefiere -- trabajar con el mínimo de golpes por minutos, sin embargo, para -- compensar esta situación, se puede tener al máximo la longitud de carrera del pistón.

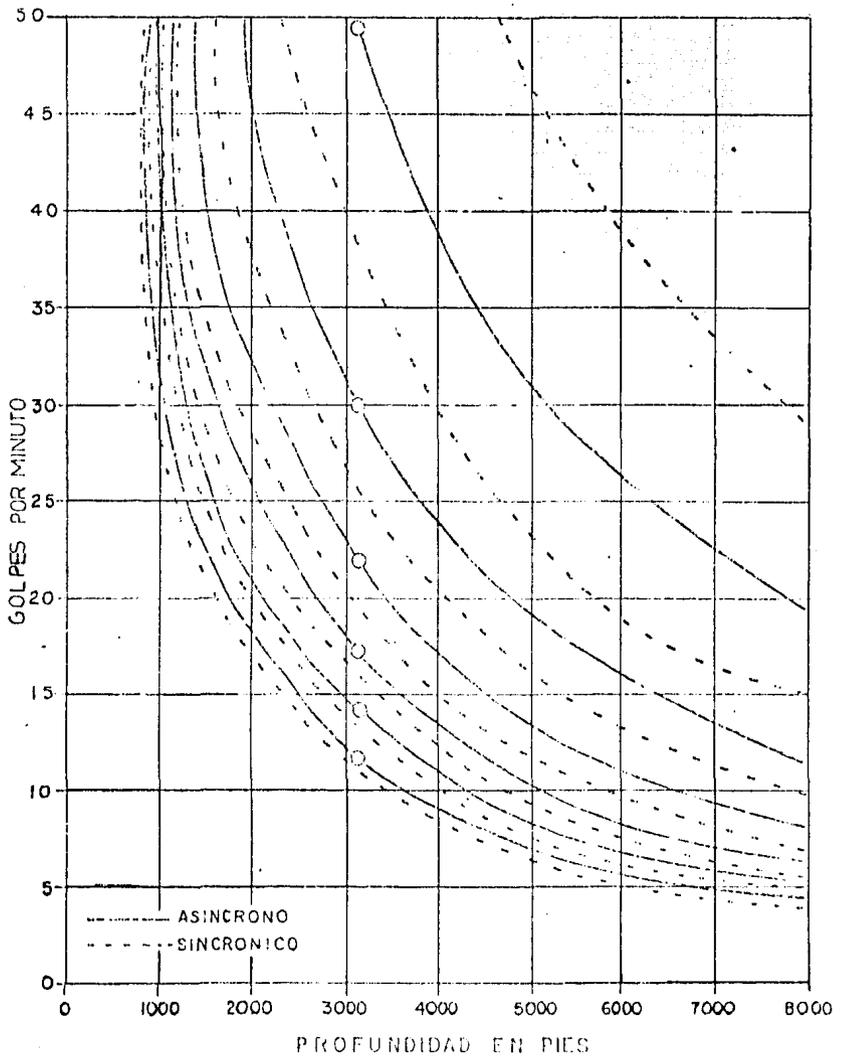


FIG. B-1