

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Petróleo



VALUACION DE RESERVORIOS GASIFEROS

Proyecto de Grado para optar el Título de
INGENIERO DE PETROLEO

ENRIQUE BINDA LEZCANO

Promoción 1960

LIMA - PERU

1964

A MIS PADRES Y HERMANOS

A MIS MAESTROS

A LA MEMORIA DE MIS COLEGAS
DESAPARECIDOS:
"DARIO DEL ROSARIO NIETO"
"ALBERTO BAZO ROBLES"

P R O L O G O

Al presentar a la consideración de los Señores Miembros del Jurado esta Tesis que he intitulado "VALUACION DE RESERVORIOS GASIFEROS" para optar el título de INGENIERO DE PETROLEO, ha sido mi intención señalar pautas para la valuación de reservorios de gas seco y de gas condensado. Es también mi propósito presentar el estudio en la forma más sencilla y clara y lo más documentado que me ha sido posible.

Agradezco al Cuerpo de Catedráticos de esta Facultad, al Señor Decano y a las autoridades universitarias, por todos los servicios y atenciones recibidas durante mi formación profesional, así mismo hago extensivo mi agradecimiento a los Directivos de la Empresa Petrolera Fiscal, así como al personal que labora en el Campo Los Organos-E.P.F. por las facilidades y colaboraciones que me han brindado.

Lima, 30 de Abril de 1964

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

En la presente Tesis, se hace un estudio hipotético, de la valuación de una propiedad gasífera, a la que se ha llamado para los propósitos expositivos "CAMPO PEÑA MALA", ubicada en el Nor-Oeste del país, cercano al distrito de Máncora.

En el estudio que se hace se mencionan los aspectos geológicos, de desarrollo y de la explotación de los reservorios. Así como el mantenimiento de presión y el aprovechamiento de los productos obtenibles.

Se supone, que en los reservorios de gas, existen preponderantemente los fluidos en la fase vapor, debido a que la temperatura del sistema, es menor que la del reservorio, se ha combinado de esta circunstancia, porque, ella va a gobernar en el estudio y elaboración de los programas de operación para la mejor recuperación de los hidrocarburos del reservorio.

Otros aspectos importantes que se estudian son las propiedades de las rocas, pozos de desarrollo, costos y espaciamiento de pozos, costos de plantas así como la comercialización de los productos producidos.

Mi propósito al hacer el estudio de estos tipos de reservorios es, dar pautas para que cuando sea conveniente sirva de base par la evaluación de reservorios de gas tales co

no los descubiertos en el área de Aguaytia.

El problema del desarrollo de estos reservorios es complejo y depende exclusivamente de su mercado que sin duda alguna es uno de los factores más importantes en la evaluación.

S U M A R I O

VALUACION DE RESERVORIOS GASIFEROS

CAPITULO.- Historia de la Concesión

- **Ubicación**
- **Perforación y Prácticas de completación**
- **Condiciones de los Reservorios**
- **Estratigrafía del Sub-suelo**
- **Estructuras del Sub-suelo**
- **Características físicas de los Reservorios**
 - A.- Porosidad**
 - B. Permeabilidad**
 - C.- Saturación**
- **Presiones y temperaturas originales.**

CAPITULO II.- Estudio de los Reservorios

- **Clasificación de los Reservorios**
- **Comportamiento volumétrico**
- **Reservorio Gas Seco - Generalidades**
- **Reservorio Gas Condensado - Generalidades**
 - A.- Estudio del comportamiento de las fases**
 - B.- Método para el cálculo**
 - C.- Influencia de las características del Reservorio sobre el rendimiento del reciclo.**

CAPITULO III.- Reservoirio de Gas Seco

- Cálculo de la reserva original de Gas seco
- A.- De la formación HELICO
- B.- De la formación PARIÑAS
- Pruebas de la capacidad de las formaciones
- A.- Principios del método de contrapresión
- B.- Procedimientos
- C.- Cálculos de la prueba de potencial para la formación HELICO
- D.- Cálculos de la prueba de potencial para la formación PARIÑAS
- E.- Curvas
- F.- Cuadro resumen
- Producción por depletación
- A.- De la formación HELICO
- B.- De la formación PARIÑAS
- C.- Resumen

CAPITULO IV.- Reservoirio de Gas condensado

- Cálculo de la reserva original de gas condensado - Formación MOCOLLON
- Cálculo de las reservas de capacidad de la formación
- Cuadro resumen
- Producción por depletación
- Recuperación del condensado
- Planta de gasolina
- Programas de mantenimiento de presión

CAPITULO V.- Costos de desarrollo de la concesión

- Costos de exploración
- Costos de perforación y completación
- Costos de Planta de Gasolina
- Costos de mantenimiento de presión

CAPITULO VI.- Valuación de la propiedad

- Valor del gas
- Valor del condensado
- Gastos y Costos de operación
- Participación
- Valuación de la propiedad
- Valor presente de la propiedad

CONCLUSIONES.-

BIBLIOGRAFIA.-

C A P I T U L O I

HISTORIA DE LA CONCESION

Como ya ha sido expuesto, el trabajo a desarrollar es de índole hipotético, es por ello que se ha supuesto la existencia de un campo gasífero, ubicado en el Nor Oeste del país, este campo, fué otorgado en concesión a la Empresa Petrolera Máncora, de acuerdo a la ley vigente 11780, por esta razón y para el estudio en mención, me referiré como si se tratará de un campo real.

El Campo abarca una extensión de 40000 Hectáreas, los primeros trabajos de exploración, ^{comenzaron} a partir del año 1954. Después del reconocimiento Geológico de campo, en 1958 se comenzó la perforación del primer pozo exploratorio PMX-1, habiendo demostrado durante las pruebas de formación y posteriormente con los registros eléctricos, poseen arenas altamente gasíferas,

Con el fin de intensificar mayormente el estudio del campo, se perforaron nuevos pozos en la venidad del PMX-1, pozos cuyos resultados fueron idénticos al primero.

Estos pozos perforados, sirvieron para afirmar la existencia de reservorios de alto potencial gasífero y a su vez la delimitación de las concesiones otorgadas,

UBICACION DE LA CONCESION.-

La concesión esta situada en la parte Nor Oeste del Perú en el Departamento de Piura, Provincia de Talara, distrito de Máncora,

Limita por el Norte con la latitud 4°, por el Sur con el lindero paralelo a 15 Km de la latitud Sur 4°, por el Oeste con el Océano Pacífico con la longitud 81° Oeste de Greenwich, por el Este en la paralela de 81° de Greenwich hasta el pue-

blo de Cimarrón situado a 25 Km. de dicho meridiano, tal como se muestra en el gráfico N° 1

Las 4 concesiones otorgadas a la Empresa Petrolera Máncoera abarcaban en total 40,000 Ha.

El acceso al Campo es por la carretera Panamericana que cruza de SW a NE el litoral,

Geología Superficial.- Relieve.- Desde el punto de vista de su Topografía la región es muy joven, es decir la erosión ha tallado un panorama abrupto y quebrado, demostrando que esta en plena etapa de erosión.

El ~~Cerro~~ Máncoera es de edad pleocénica y se levanta a 150 mts. sobre el nivel del mar.

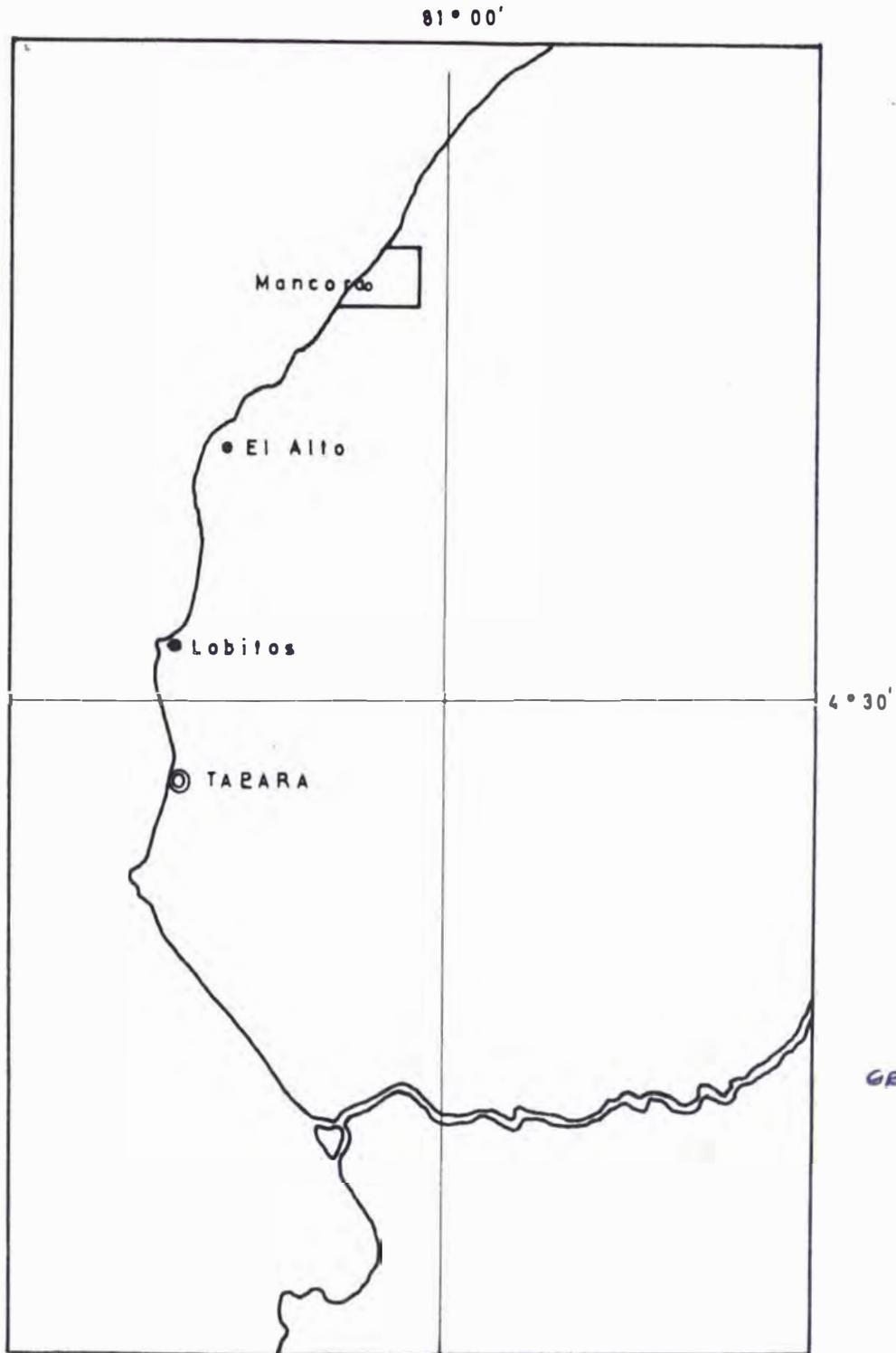
Clima.- Es igual en todo el Nor Oeste del Perú, que varia entre zona desértica y tropical, siendo la mayor parte del año cálido y seco.

La vegetación en todas las concesiones es escasa no presenta una vegetación arbórea.

Los suelos dependen del tipo de roca que aflora, la mayor parte son lutitas que intemperizadas toman un color — chocolate formando Bad-lands debido a la forma que se erosionan y no mantiene vegetación.

Cuando llueve todos los afloramientos son lavados dejando la roca cubierta de una capa inconsistente y fracturada que dificulta la ascensión de las lomas.

Estratigrafía.- En el área afloran rocas de edad terciaria y depósitos recientes que pertenecen al Eoceno Superior y Mioc.



PLANO DE UBICACION DEL CAMPO "PEÑA MALA"

La secuencia estratigráfica que se aprecia en superficie se indica en la siguiente tabla:

Cuaternario	Plioceno	Tablajo-Máncera Discordancia regional
Terciario	Eoceno Superior	Formación Verdún Discordancia regional
	Eoceno Medio	Formación Pozo brecha Formación Areniscas Talara Formación Areniscas Superior

Posteriormente en el estudio de geología de subsuelo se daña a conocer la columna-estratigráfica generalizada y completa de las formaciones.

PERFORACION Y PRACTICAS DE COMPLETACION.-

En Junio de 1958, se iniciaron los primeros trabajos de Perforación con el Pozo exploratorio PMX-1. Con un equipo rotario Tipo Ideco H-40 y broca de 8 7/8" se perforó hasta 7800 pies, durante la perforación del Pozo, se controló minuciosamente, los detritos de las formaciones atravezadas y que sirvieron, para determinar la columna estratigráfica del pozo, como se muestra en el gráfico N° 2 Al lodo empleado fue necesario aumentarle de peso, debido a que , continuamente en contacto con el gas de las formaciones se aligeraba, se hicieron pruebas de formación A: Hélico, Parinas y Mogollón. Los resultados fueron satisfactorios al encontrarse grandes manifestaciones de gas,

asi mismo se corearon dichas formaciones y los cortes recuperados fueron analizados en el Laboratorio de Ingenieria de Petróleo, para sus respectivos análisis; los resultados obtenidos de estos análisis fueron los siguientes:

FORMACIONES	HELICO	PARIÑAS	MOGOLLON
(#) Porosidad %	20	15	12
(K) Permeabilidad (mds)	340	300	320
(mV) Saturación %			
Profundidad del core en pies	2230 2250	4610 4630	7200 7220

Al finalizar la Perforación y cerrarse los registros eléctricos, se determinaron los topos de las arenas gasíferas corroborando lo que se había encontrado durante las pruebas de formación.

El pozo fue completado con casing de 5 1/2", abriéndose a producción la formación Mogollón en el intervalo 6600' - 7200', durante el baleo, la presión del gas, se puso de manifiesto en la cabeza del pozo, quedando este cerrado al finalizar el trabajo y con 2100 # de presión,. Posteriormente se le efectuaron pruebas de capacidad que determinaron existencia de fluidos condensados, Con el fin de conocer las características de los fluidos de la formación Pariñas, el pozo fue baleado en el intervalo 4800'-5100', por lo cual hubo n)-

cesidad de aislar con un packer la formación Mogollón ya estudiada.

Al realizarse las pruebas de capacidad, el análisis del gas producido determinó la presencia de gas seco.

Con el propósito de delimitar los reservorios encontrados, se perforaron 7 pozos exploratorios (PMX-2, PMX-3, PMX-4, PMX-5, PMX-6, PMX-7, PMX-8) de los cuales 4 resultaron secos (PMX-3, PMX-5, PMX-6, PMX-8) y notándose la existencia de 2 fallas normales paralelas. Gráfico N°3. los 3 pozos restantes (PMX-2, PMX-4, PMX-7) resultaron con iguales características gasíferas que el PMX-1

Los pozos de desarrollo que siguieron a estos fueron perforados con broca de 6" y completados con Tubing de 2 1/8" por resultar mas económico que los primeros.

Al pozo PMX-2 se le baleo el intervalo 2420' - 2610' - correspondiente a la formación Hélice, quien al igual que la formación Pariñas presentó características de reservorio de gas seco, sucesivamente se fueron completando pozos para los 2 tipos de reservorios encontrados y son los que proporcionaron los datos suficientes para hacer la evacuación total del campo.

CONDICIONES DE LOS RESERVORIOS.-

Durante las perforaciones, por tratarse de pozos exploratorios se extrajeron muestras por cada 100 pies perforadas, la descripción litológica del pozo PMX-1 se encuentra en el Grá-

fico N° 2

Para una información más precisa de la litología, en ciertas partes de las formaciones al igual que para un control exacto de la fauna y microfauna de algunos pisos y también para obtener información de las características físicas de las areniscas reservorios se han extraído núcleos de las diferentes formaciones atravezadas. El sistema de extracción de núcleos fue el tipo convencional,

Se cortaron núcleos de todas las secciones productivas y se efectuaron en el Laboratorio de Reservorios los análisis correspondientes.

Los perfiles utilizados en la perforación de los pozos fueron los siguientes:

- a).- Perfil litológico. A base de porcentaje estudiando de la muestra bajo el microscopio influyendo a su vez las observaciones hechas con el fluoroscopio.
- b).- Perfil Micropaleontológico. Otro tipo de perfil que incluye los resideros lavados obtenidos de la canaletas en el momento de la perforación, después de lavada y una vez eliminado el lodo y limo los residuos son secados y analizados en el microscopio clasificando de la litología de los residuos y la microfauna que contienen.
- c).- Perfil Eléctrico.- Que se corrió en el pozo una vez

que la perforación fue parada y supuesto que se habían atravesado las arenas productivas.

Como se sabe este tipo de perfil registra 5 curvas.

1.- Auto potencial espontáneo o self potencial(5.P)

2.- Curva de resistividad Normal con espaciamento de 16"

3.- Curva de resistividad Normal con espaciamento de 64"

4.- Curva de resistividad Normal con espaciamento de 16" ampliada.

5.- Curva de resistividad Lateral con espaciamento de 18"

Como perfiles adicionales a los antes nombradas se corrieron los siguientes:

Registro radioactivos con rayos GAMMA

Registro radioactivos con rayos NEUTRONES

Registro radioactivos de TEMPERATURAS

Registros radioactivos de INDUCCION

Registro de medida de BUZAMIENTO o DIPMETER

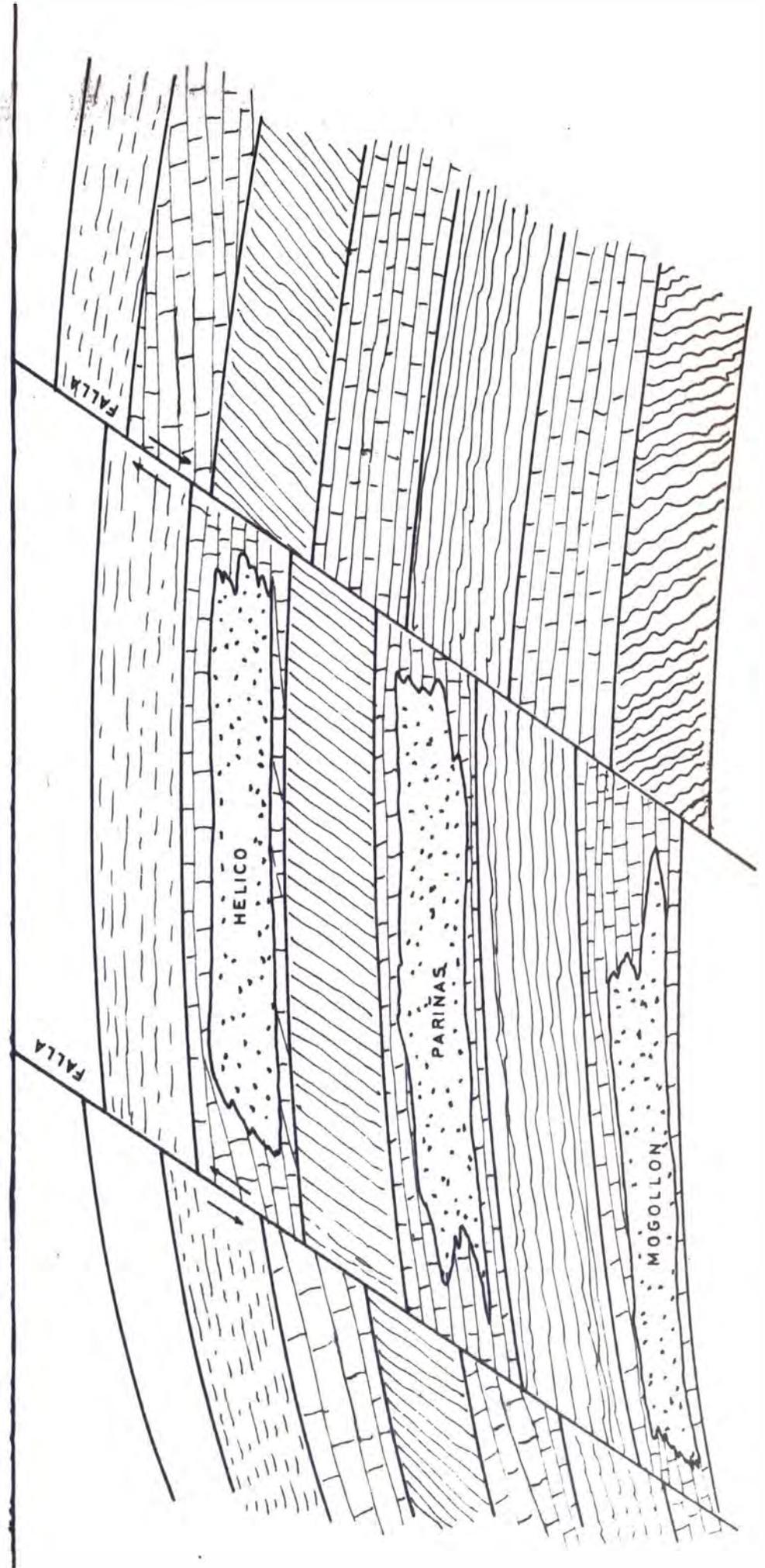
Registros radioactivos.- Se tomaron para completar información estructural cuando los pozos ya tenían tubería de revestimiento.

Registros de Temperatura.- Son hechos con el fin de determinar el tope de cemento en el pozo y a su vez determinar exactamente la profundidad a la cual se encuentran las arenas gasíferas.

Medida de Buzamiento.- Se han tomado en los pozos con el objeto de conocer las inclinaciones de las estructuras del sub-suelo.

GRAFICO N° 3.

RESERVORIOS GASIFEROS CAMPO PEÑA MALA



A1W

A2W

A3W

A2W

A5W

2000'

2000'

2S

PMX6

PMX3

PMX2

PM 10

PM 14

PM 12

PMX1

3S

PM 9

PMX7

4S

PM 13

PMX4

PMX8

PMX5

PM 11

5S

GRAF. N° 4.

ESTRATIGRAFIA DEL SUB SUELO.-

De los registros realizados en el pozo PML-1 como se muestra en los gráficos N° 2'.

El pozo fué perforado a una profundidad de 7800 pies. La descripción detallada de las formaciones atravezadas desde la superficie hasta el fondo perforado se muestran en el cuadro estratigrafico. Grafico N° 2

Este pozo fue perforado en el centro de la concesión Máncera y encontrándose la estratigrafía que se resume en el micro gráfico.

El resto de los pozos fueron perforados y completados en la vecindad del PML-1 en el gráfico N°4 se demuestra la distribución de los pozos y en las tablas 1, 2 y 3 un resumen de los datos de los pozos señalando tope, fondo y elevaciones de los pozos perforados para las formaciones Hóllico, Parifias y Mogollón

T A B L A N ° 1

DATOS DEL POZO FORMACION HELICO

Pozo N°	Ubicación	Elevación		FORMACION HELICO		Espesor Iso- paco Gas Seco	
		DF (1)	DF (2)	SS (3)	DF (4)		SS (5)
PMX-1	CNW423S4W	590	3116	2526	3136	2546	20
PMX-2	CNESE552S4W	640	3171	2531	3185	2545	14
PMX-3	CNW562S5W	525	3064	2539	3072	2547	8
PMX-4	CNESE354S2W	--	--	--	--	--	--
PMX-5	CNWNE205S2W	--	--	--	--	--	--
PMX-6	C542S3W	535	3075	2540	3080	2545	5
PMX-7	CNWNW384S5W	725	3268	2543	3270	2455	2
PMX-8	CSE384S5W	--	--	--	--	--	--
PM-9	CNWSE423S4W	680	3213	2533	3225	2545	12
PM-10	CSESESE542S3W	470	3000	2530	3016	2546	16
PM-11	CNESE215S3W	--	--	--	--	--	--
PM-12	CNWNE433S5W	750	3295	2545	3297	2547	2
PM-13	CNWSWNW374S4W	640	3180	2540	3187	2547	7
PM-14	CNWNW433S5W	695	3233	2538	3241	2546	8

T A B L A N°2

DATOS DEL POZO FORMACION PARIÑAS

Pozo N°	Ubicación	Elevación					Espesor Iso- paco Gas Seco
		DF (1)	DF (2)	SS (3)	DF (4)	SS (5)	
PMX-1	CNW423S4W	590	5702	5112	5734	5144	32
PMX-2	CNESE552S4W	640	5761	5121	5785	5145	24
PMX-3	CNW562S5W	525	5660	5135	5677	5152	17
PMX-4	CNESE354S2W	--	--	--	--	--	--
PMX-5	CNWNE205S2W	--	--	--	--	--	--
PMX-6	C542S3W	535	5680	5145	5689	5154	9
PMX-7	CNWNW384S5W	725	5879	5154	5884	5159	5
PMX-8	CSE384S5W	--	--	--	--	--	--
PM-9	CNWSE423S4W	680	5807	5121	5727	5147	20
PM-10	CSESESE542S3W	470	5595	5125	5615	5145	20
PM-11	CNESE215S3W	425	5585	5160	5588	5163	3
PM-12	CNWNE433S5W	750	5900	5150	5909	5159	9
PM-13	CNWSWNW374S4W	640	5776	5136	5790	5150	14
PM-14	CNWNW433S5W	695	5825	5130	5843	5148	18

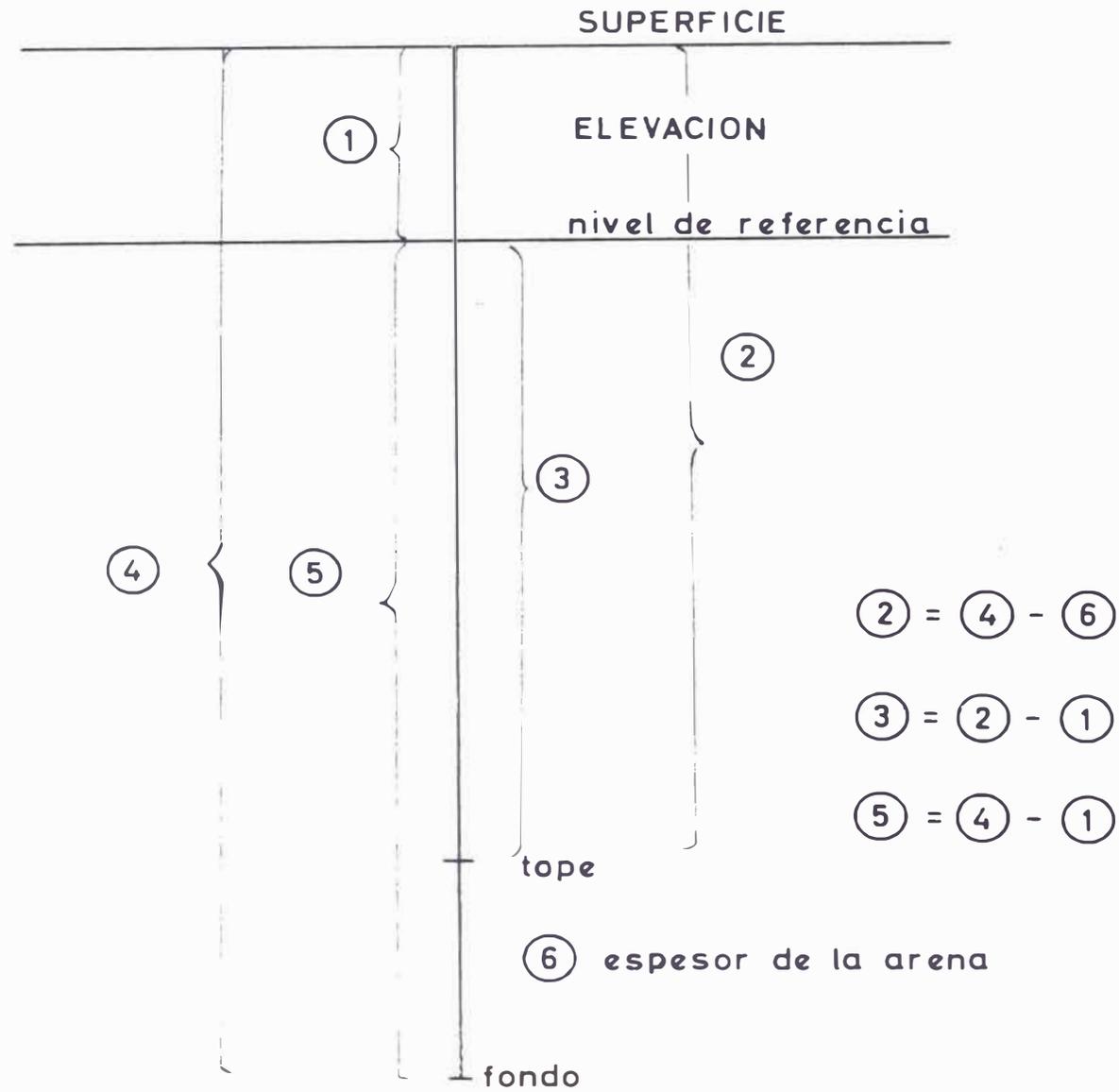


DIAGRAMA DEL POZO

ESTRUCTURAS DEL SUB SUELO.-

Las correlaciones efectuadas a base de los perfiles eléctricos, micropaleontológicos y litológicos, permitieron aseverar que los desarrollos de areniscas y conglomerados que forman los horizontes productivos de Hélioco, Parinas y Mogollón se adelgazaban hasta desaparecer en la dirección NW y SE, estos registros a su vez sirvieron para delimitar las 2 fallas normales mencionadas hacia el NE y SW, como se muestra en la fig. 3

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS RESERVORIOS.-

De los estudios realizados en el Laboratorio de Ingeniería de Petróleo sobre los núcleos tomados en las formaciones Hélioco, Parinas y Mogollón, se señala en un cuadro resumen los valores encontrados para las diferentes propiedades físicas.

A.- Porosidad.- Determina el volumen de petróleo o gas presente y todos los cálculos de recuperación deben ser basados en el conocimiento de su valor promedio.

La porosidad es definida como la fracción de espacio ocupado por la masa del material que no está ocupada por la parte sólida. En reservorios petrolíferos representa el porcentaje del espacio total que es susceptible de ser ocupado por líquidos o gases.

Determina la capacidad almacenadora de la arena y generalmente se expresa en porcentajes o como fracción de la unidad.

B.- Permeabilidad.- Es la habilidad de un reservorio de petróleo, para permitir el flujo de fluidos a través de él.

La expresión cuantitativa de la permeabilidad es conocida como la ley de Darcy

$$V = - \frac{K}{\mu} \times \frac{dp}{ds}$$

La ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

V es la velocidad aparente en cm/seg. y es igual a g/A donde g es K^0 el promedio del flujo volumétrico en $cm^3/seg.$ y A es la sección transversal de la roca en cm^2 la viscosidad del fluido μ es expresada en centipoises y la gradiente de presión dp/ds es tomada en atmósferas/cm tomada de la misma dirección de V y g la constante de proporcionalidad K es la permeabilidad de la roca expresada en Darcys, ella podría ser llamada la conductividad del fluido.

El signo negativo indica, que se si el flujo es tomado como positivo en la dirección S positiva, entonces la presión disminuye en esa dirección, de modo que la gradiente dp/ds es negativa.

C.- Saturación.- Se dice que una roca reservorio esta saturada cuando su espacio poroso esta lleno de algun fluido,

los reservorios de gas, al igual que los de aceite, pueden estar sujetos a la impulsión de agua, si el espacio poroso total se considera como la unidad, la saturación de los fluidos en la roca reservorio, deben ser fracciones de ésta, es decir para el caso de gas.

$$S_w + S_g = 1$$

Siendo S_w = fracción de la saturación de agua connata

S_g = fracción de la saturación del gas.

la impulsión de agua reduce la saturación final del gas.

Factor de Volumen de Formación.— (S_g) Por definición el factor de volumen de formación es "igual al volumen en barriles ocupado por un pie cúbico estándar de gas a las condiciones de presión y temperatura del reservorio" puede ser determinado de la siguiente relación

$$S_g = \frac{14.7 \times 1 \times Z_1 \times T_1}{P_1 \times 1 \times 520 \times 5.62}$$

$$S_g = 0.00504 \frac{Z_1 T_1}{P_1}$$

Donde S_g en barriles

$Z_1 T_1 P_1$ condiciones del reservorio.

PRESION Y TEMPERATURA.-

La presión P y la temperatura T del yacimiento han sido determinadas mediante aparatos especiales llamadas bombas empujadas, que bajadas al fondo de los pozos permiten registrar la presión y temperatura existente en esos medios. Particularmente se hacen estas determinaciones en los pozos productivos.

Si el pozo ha estado ya en producción, la presión media del yacimiento puede ser determinada cuantitativamente de la curva de ascenso de presión (Build up pressure). Un ejemplo de la curva obtenida con tal registro se muestra en el gráfico N°5.

En la siguiente tabla se muestran las presiones y temperaturas registradas para las diversas formaciones.

T A B L A N°4

FORMACION	HELICO	PARIÑAS	MOGOLLON
Temperatura °F	113°	120	145
Presión Psia	1300	2100	2800
Profundidad	2250	4630	7000

C A P I T U L O II

ESTUDIO DE LOS RESERVORIOS

CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS SOBRE LA BASE DEL DIAGRAMA DE FASES.-

Habiendo descubierto en la Concesión reservorios de gas seco y de gas condensado, haré una pequeña exposición sobre la clasificación de estos yacimientos de acuerdo al diagrama de fases.

En un yacimiento de hidrocarburos naturales y de los fluidos contenidos en el medio poroso que constituyen la roca reservorio, son hidrocarburos de la serie aromática, alifática y nafténica que van desde un peso molecular ^(a) elevadísimo, acompañado de otros compuestos como CO_2 , N_2 , H_2S , etc.

Los estratos casi siempre presentan agua fásil que están bajo la forma de agua intersticial, en muchos casos como la intrusión de agua de fondo, aunque algunas veces estos yacimientos no representan agua. Otra de las condiciones relativas sobre la forma de los hidrocarburos presentes son la temperatura y presión inicial del reservorio, los fluidos pueden estar en el momento del descubrimiento bajo la forma de MONOPASE GASEOSA (Reservorio de gas seco) o de FASE LIQUIDO (Reservorio bajo saturado) o reservorio de dos FASES DISTINTAS, SEPARADAS GRAVITACIONALMENTE (reservorio de petróleo con casquete de gas), por

(a) mínimo como el metano, hasta el petróleo que tiene un peso molecular ^(a)

eso es muy importante explicar el diagrama de fases.

En el plano PT el diagrama de fase de un sistema de n componentes este tipo presenta el aspecto que se indica en el gráfico N° 6.

Los puntos dispuestos a lo largo de la curva AC. se presentan el equilibrio líquido-vapor, esta curva más comúnmente es conocida como la curva del punto de burbuja, los puntos dispuestos a lo largo de la curva CC' B representa el equilibrio gas/líquido y es llamada la curva del punto de rocío.

En efecto la temperatura comprendida entre T_c y T_c' , - una disminución de la presión que atraviesa la curva del punto de rocío, provoca la aparición dentro de la fase gaseosa, inicialmente homogénea, la gota de rocío.

Las dos curvas, del punto de burbuja y rocío se juntan en el punto C. llamado también punto crítico del sistema. La presión y temperatura en este punto se denomina presión y temperatura crítica del sistema,

Tal temperatura y presión crítica asumen, para un sistema constituido de varias componentes un significado bien diverso, de aquel, como el que hemos visto es de un solo componente.

En efecto, para un sistema formado de varios componentes, la coexistencia de la fase líquida y gaseosa es posible

aunque para temperaturas superiores a la crítica, como claramente se ve en la fig. 6

En los sistemas de varios componentes se prefieren por lo tanto definir el estado crítico como aquel en el cual todas las propiedades intensivas (densidad, viscosidad, compresibilidad, etc.) de la fase líquida y de la fase gaseosa son iguales.

La temperatura máxima a las cuales es posible la coexistencia de las dos fases identifica el estado cricondentermico que es representado en el punto C' , gráfico N°6

Por analogía se define como el punto cricondenbar, el punto C , que corresponde a la máxima presión a la cual la fase líquida y gaseosa pueden existir. El campo comprendido entre la curva continua $A C C'' C'$, B representa evidentemente el campo de coexistencia de la fase líquida y gaseosa. Las curvas que son trazadas en el campo interno por líneas punteadas representan el porcentaje de fase líquida del sistema, es importante observar, de manera detallada el comportamiento de un sistema como el que se ilustra en la Fig. 6 presente por la temperatura comprendida entre T_c y T_c' . En tal campo de temperatura, con disminuir la presión el sistema pasará de la Monofase a la bifase gas-líquido y el punto de aparición del líquido coincidirá, evidentemente con el trayecto de la curva del punto de rocío en el trayecto $CC'' C'$.

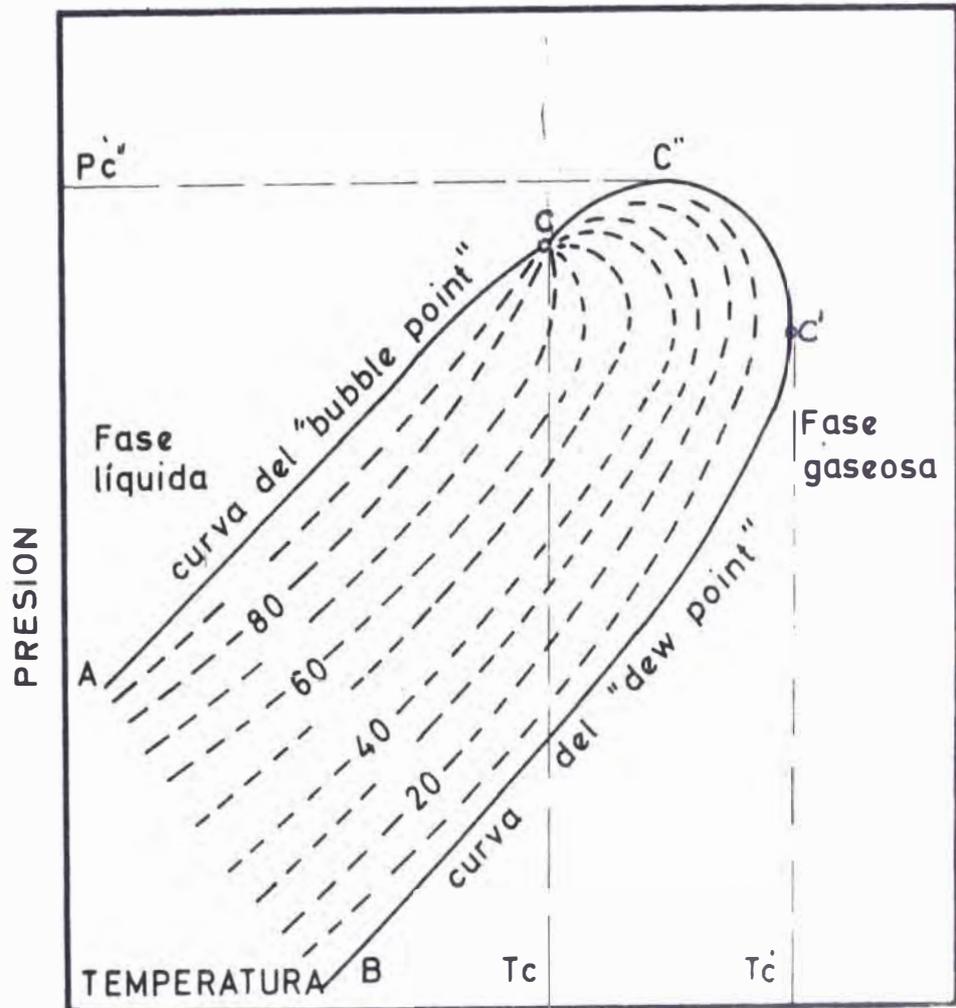


DIAGRAMA DE FASES DE UN SISTEMA DE HIDRO -
CARBUROS NATURALES

GRAFICO N° 6.

con el decrecimiento de la presión por debajo del punto de rocío, se tendrá primero un aumento en el porcentaje de fase líquida y sucesivamente una reevaporación parcial o total de la misma tal fenómeno toma el nombre de "CONDENSACION RETROGRADA" y el yacimiento en el cual ocurre este fenómeno se llama "RESERVOIRIO DE GAS CONDENSADO" en tales yacimientos, inicialmente en monofase gaseosa la disminución de la presión producto de la salida del gas provoca la aparición de una fase líquida en la formación.

El término retrogrado se usa en este caso para indicar un fenómeno que se verifica en la dirección opuesta a aquella comúnmente observada.

En efecto para un sistema de un solo componente la expansión es para una evaporación de una fase líquida y no de una condensación de fase gaseosa; de cuanto se ha expuesto, resulta evidente las consideraciones termodinámicas, sobre las cuales se basa la clasificación de los varios tipos de yacimientos, desde el punto de vista de los fluidos en ellas contenidas.

Un YACIMIENTO DE PETROLEO puede ser definido como un yacimiento cuya temperatura es inferior a la temperatura crítica del sistema particular de hidrocarburos naturales en ellas contenidas,

Un YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO, puede ser a su vez de-

finido como un yacimiento cuya temperatura es comprendida entre la temperatura crítica y aquella al punto oricondentérmico del particular sistema de hidrocarburos naturales en ella contenida,

En un YACIMIENTO DE GAS SECO, la temperatura del yacimiento es superior a la oricondentérmica del sistema de hidrocarburos naturales presentes en ella. Por tanto no es posible ninguna condensación de líquido en la formación.

En la práctica petrolera se suele encontrar un cuarto tipo de yacimiento llamado de GAS HUMEDO, tales yacimientos son caracterizados por una temperatura superior no distante del punto oricondentérmico del sistema. El comportamiento del fluido durante la expansión isotérmica que se verifica en el yacimiento en el curso de la producción, es idéntica a la que se tiene en el caso de los yacimientos de gas seco.

La técnica de la explotación de los yacimientos es muy diversa ya sean de gas seco, condensado o de petróleo. Por tales razones la determinación experimental del comportamiento de las fases del sistema particular de hidrocarburos que constituyen el fluido del yacimiento, reviste una importancia básica para el estudio de las condiciones óptimas para la explotación del yacimiento mismo.

La determinación experimental del comportamiento de las fases se hacen con los aparatos del PVT. que permite determinar el comportamiento volumétrico del sistema mismo y otros parámetros

tros como, la viscosidad, la tensión superficial, etc. que tienen aplicaciones inmediatas en el cálculo de la Ingeniería de Reservoirio.

COMPORTAMIENTO VOLUMETRICO.-

Las leyes que describen el comportamiento volumétrico de un sistema de hidrocarburos, a una temperatura superior a la crítica, serán descritas, en forma somera.

Ecuaciones de estado del gas aplicado a los gases reales.-

La ley general de los gases se expresa en la siguiente forma:

$$pV_m = RT$$

Donde:

p = Presión absoluta

V_m = Volumen molar

T = Temperatura absoluta

R = Constante universal del gas

Para los gases reales el comportamiento volumétrico se aparta considerablemente de aquella expresada por la ley general, debido a la interacción existente por las moléculas, también por la influencia del volumen propio de las moléculas mismas.

Para describir el comportamiento volumétrico de los gases reales, se ha propuesto, muchas ecuaciones entre las que sólo se citará por su importancia la ecuación de VAN DER WAALS (1873).

$$\left(p + \frac{a}{V_m^2} \right) (V_m - b) = RT$$

a y b son constantes características del gas y son tomadas a la presión y temperatura crítica

$$a = \frac{27}{64} \frac{R^2 T_c^2}{P_c} ; \quad b = \frac{RT_c}{8 P_c}$$

y para mezcla de gases se tiene:

$$\sqrt{a} = \sum_0^i Y_i a_i ; \quad b = \sum_0^i Y_i b_i$$

donde: Y_i porcentaje del constituyente i ésimo en la mezcla

Ecuación de Benedict - Webb - Rubin (B.W.R.) 1951.-

$$p = RT\rho + \left(B_0 RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} \right) \rho^2 + (bRT - a) \rho^3 +$$

$$\mathcal{L} a \rho^6 + c \rho^3 \frac{(1 + \gamma \rho^2)}{T^2} e^{-\gamma \rho^2}$$

Donde:

ρ = masa específica

La ecuación de B.W.R. usualmente es muy empleada.

En esta ecuación de estado la presión viene expresada como una función de la masa específica y de la temperatura y puede ser escrita en una serie de potencias que terminan con un término exponencial.

Se emplean ocho constantes empíricas: (A_0 , B_0 , C_0 , a , b , c , α , γ), estas en función de la temperatura que hace que estas ecuaciones sean más seguras,

Los valores de las ocho constantes empíricas son determinadas experimentalmente en el análisis PVT, por los valores de la presión y temperatura crítica y de la medida de la presión de vapor, esta ecuación es recomendada por el API.

Factor de Compresibilidad.-

En la práctica petrolera, se expresa, el comportamiento real del sistema de hidrocarburos en la fase gaseosa mediante un factor de alejamiento Z (factor de compresibilidad) que se introduce en la ecuación general de los gases reales.

$$pV_m = Z RT$$

El factor de compresibilidad es una función de la temperatura de la presión y naturalmente de la composición molecular del gas analizado. La determinación exacta del valor Z se obtiene únicamente por medio del aparato PVT. Existiendo métodos para obtener un valor aproximado de Z

Determinación Experimental del factor de compresibilidad.-

Las técnicas empleadas son dos:

a). La convencional

b).- La que emplea el aparato de Beane y Burnett,

VAN DER WALLS desarrolló por primera vez, el método del

estado correspondiente, sobre el cual se basa los métodos modernos de correlación para el cálculo del factor de compresibilidad,

Este Teorema afirma, que las propiedades físicas de los gases diversos, (y en particular el volumen molar) a las mismas condiciones de temperatura y presión reducida presentan el mismo comportamiento.

El término reducido es empleado en el sentido de relación entre el valor dado y el valor crítico del parámetro en cuestión.

Determinación de la Densidad del Gas.-

Puede ser determinada experimentalmente mediante diversos aparatos. La más simple de esta es la de Schilling. El principio de funcionamiento se basa sobre las leyes de GRAHAM, - por la cual la velocidad de salida de un gas que atraviesa un orificio es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del peso específico del gas mismo, En la práctica con el aparato de SCHILLING se mide el tiempo de flujo t_g bajo particulares condiciones de un volumen de gas en análisis, igualmente se toma el tiempo t_a de flujo, bajo iguales condiciones de un volumen igual de aire. FIG. N° 7

$$\frac{t_g}{t_a} = \sqrt{\text{densidad del gas}}$$

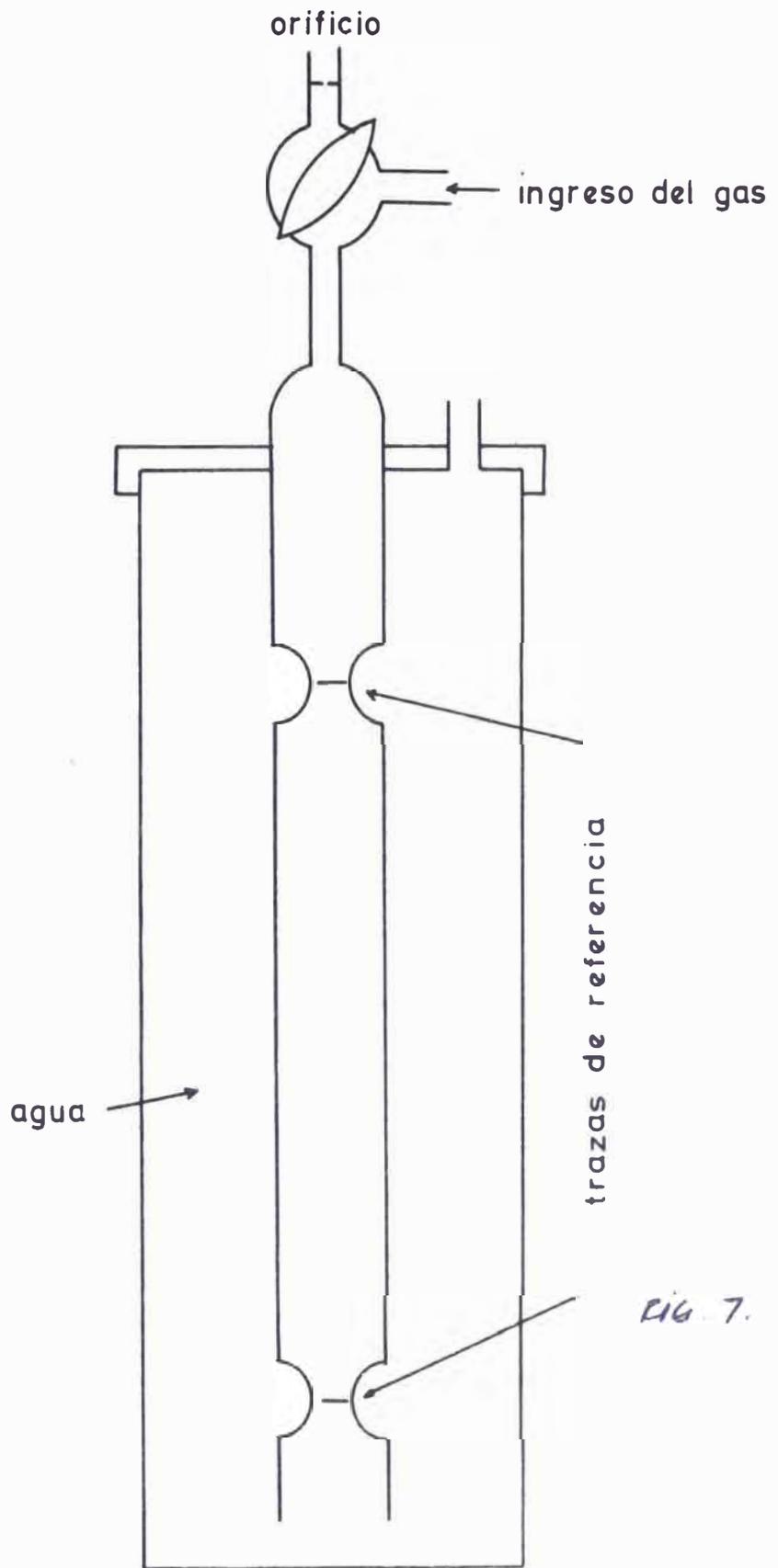


FIG. 7.

APARATO PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL GAS

Densidad Baja Presión.- Conociendo la densidad de un gas a condiciones atmosféricas (presión = 14.7 psia = Pa; temperatura = 60°F = Ta) así como el factor de compresibilidad se calcula bajo la fórmula:

$$\frac{\rho_a}{T_a P_a} = \frac{\rho_i}{T_i P_i}$$

Despejando ρ_i

$$\rho_i = \frac{\rho_a}{P_a} \times \frac{T_a}{T_i} \times \frac{1}{Z_i} \times P_a$$

Viscosidad.- La viscosidad juega un rol importante en muchos cálculos del reservorio, sobre todo en los inherentes al flujo de gas bajo presión. El flujo de fluidos, en los medios porosos, es una función directa de la Ley de Darcy, en el cual la viscosidad es uno de los parámetros en juego. En los medios de transporte la viscosidad influye sobre el coeficiente de fricción.

Para la determinación experimental de la viscosidad del gas, se emplean fundamentalmente 3 diversos tipos de aparatos:

Viscosímetro RANKINE

Viscosímetro de FLOWERS

Viscosímetro de DISCO OSCILANTE

Los reservorios encontrados en el campo son de gas seco y de gas condensado.

Generalidades.-

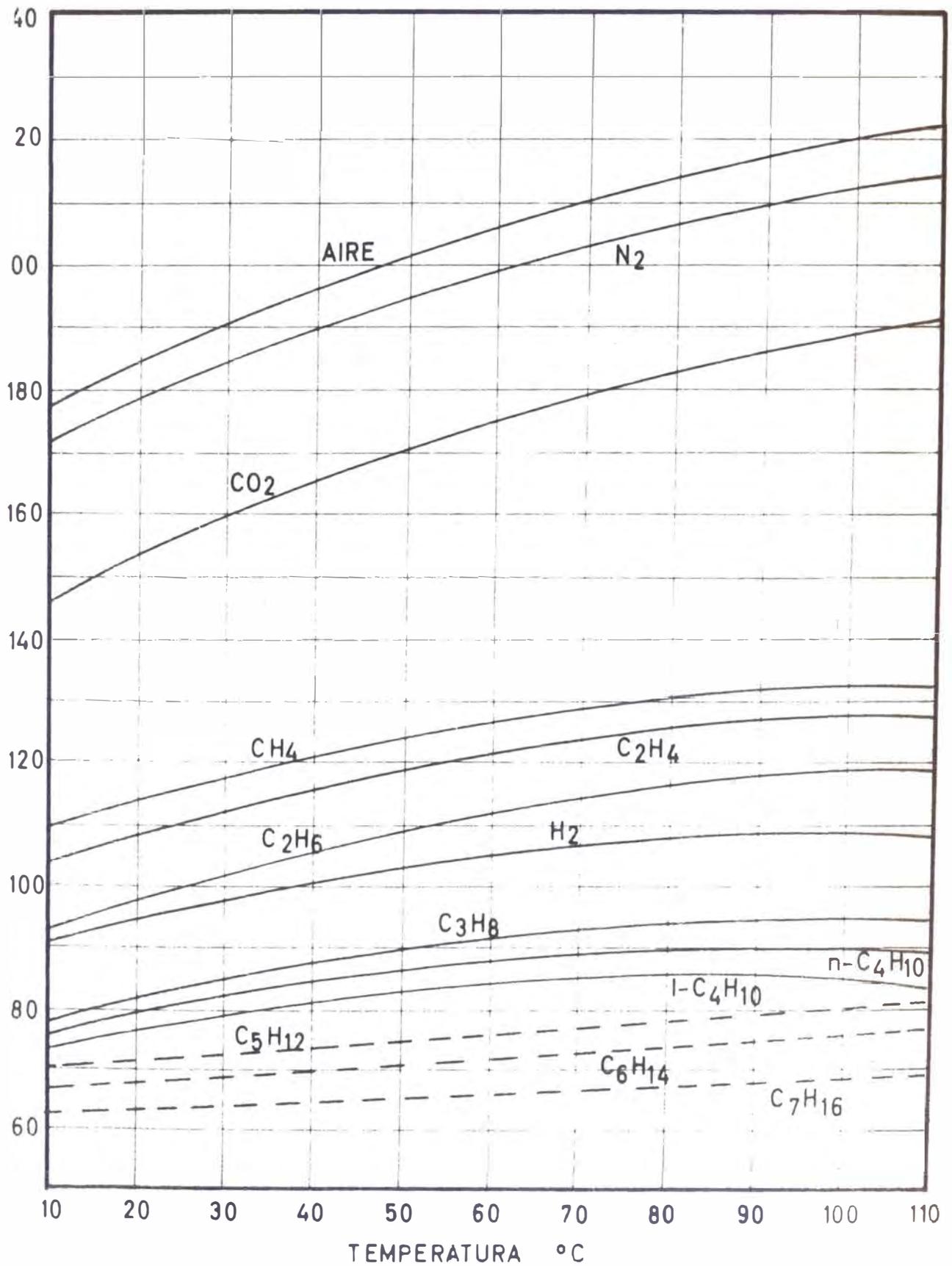


FIG N° 8

RESERVORIO DE GAS SECO.-

Reservorios de gas seco no asociados, son aquellos que producen hidrocarburos solamente en la fase gaseosa. El diagrama fase presión-temperatura de un multicomponente típico se muestra en la figura 9(a). El punto crítico de condensación térmica C , es la temperatura máxima a la cual dos fases pueden existir en equilibrio y todos los reservorios que a las condiciones de temperatura y presión reposan a la derecha de la línea AC, B - son referidos como reservorios de gas seco no asociado.

La producción del reservorio ocurre por una reducción en la presión con un pequeño cambio en la temperatura del reservorio por esta razón el gas es desplazado en el reservorio isotérmicamente, sin embargo una vez que el gas ha entrado al pozo y levantado a la superficie, la temperatura al igual que la presión son reducidas, por lo tanto ploteados en el diagrama fase del gráfico N° 9(a) para definir la recuperación.

Si la temperatura y presión en la superficie son como P_1, T_1 mostradas en la figura, entonces la recuperación en la superficie será también 100 % gas sin embargo, si la presión y temperatura son equivalentes a las mostradas en P_2, T_2 la recuperación en la superficie deberá ser 80 % (gas seco) y 20 % líquido, es de notar que este líquido, no puede comenzar a formarse hasta que la temperatura haya disminuido como se ha mencionado, a la

temperatura no disminuye ya que el gas está en el hueco del pozo y en camino a la superficie, por esta razón el líquido nunca se forma en el reservorio.

Los Hidrocarburos en estado líquido son más apreciables que en el estado gaseoso y la figura I indica las posibilidades para obtener recuperación de líquido de este "RESERVORIO DE GAS SECO". Si la temperatura es disminuida al mismo punto - que T_3 , entonces se recupera líquido.

Puesto que la composición molecular de dos reservorios de gas no son semejantes, para el estudio económico de una separación a baja temperatura, para el estudio económico de una separación a baja temperatura, debe hacerse una prueba piloto para determinar la recuperación de líquido.

RESERVORIOS DE GAS CONDENSADO.- GENERALIDADES.-

Un yacimiento de gas condensado, puede ser definido como un yacimiento cuya temperatura esta comprendida entre la temperatura crítica y la del punto cricondentérmico del sistema particular de hidrocarburos naturales en ella contenido.

El principal fenómeno, que se presenta durante la explotación por depletación natural en este tipo de yacimiento, es el de la condensación retrograda de una parte de los hidrocarburos pesados contenidos en el fluido original, fluido que a las condiciones del reservorio esta en la monofase gaseosa.

Los hidrocarburos pesados, que se condensan en la formación y que representan desde el punto de vista comercial, productos apreciados, constituidos de propanos, butanos y gasolina ligera, no pueden por tanto ser recuperados por drenaje a los pozos de producción, en cuanto que la baja saturación en los estratos productivos son inferiores a la crítica y así no pueden por lo tanto fluir junto con el gas. De esto conseguimos - que la explotación por depletación natural de un yacimiento de gas condensado, no permite jamás la recuperación total de los hidrocarburos presentes originalmente. Para evitar tal pérdida se utiliza el método de "reinyección" del gas seco en el yacimiento de este modo se puede mantener constante la presión media del yacimiento durante todo el tiempo de la explotación primaria y evitar los fenómenos de la condensación retrograda. La reinyección debe actuar cuando la presión del yacimiento está dentro del punto de rocío y por lo tanto la condensación retrograda comienza a producirse, en este caso la función del gas seco reinyectado altera el equilibrio revaporando los hidrocarburos líquidos. Una operación de reinyección requiere una fuerte inversión por la perforación de pozos de inyección, la construcción de los compresores de gas, las tuberías necesarias, y la operación misma, tales operaciones retardan, en el tiempo la recuperación por depletación natural del gas del yacimiento cosa

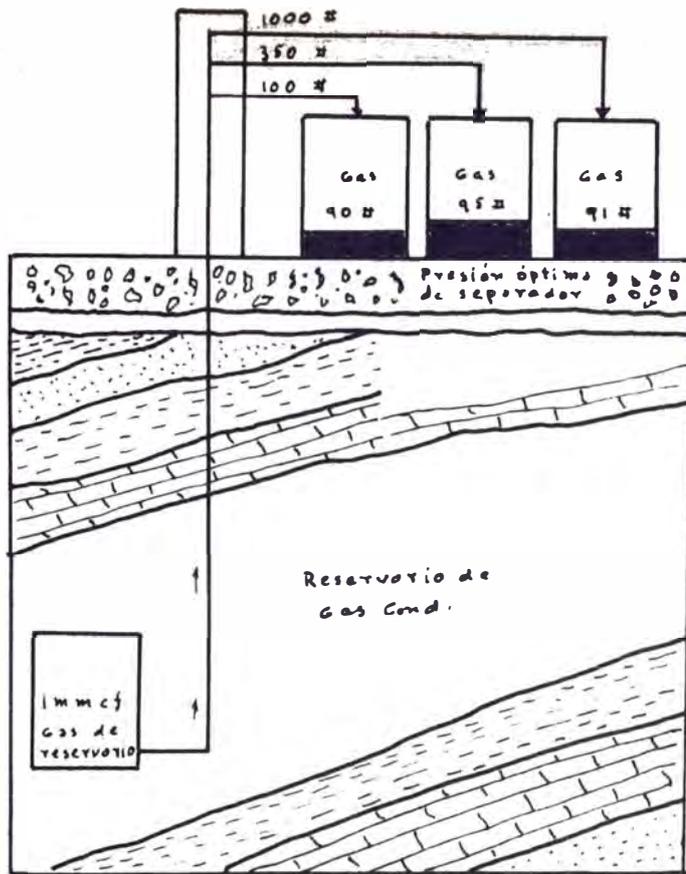
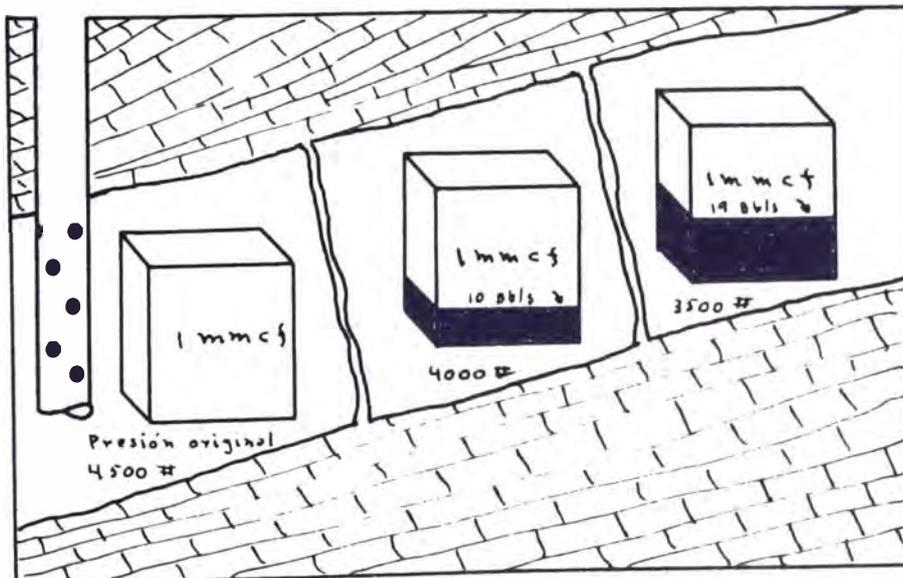


FIG. I.



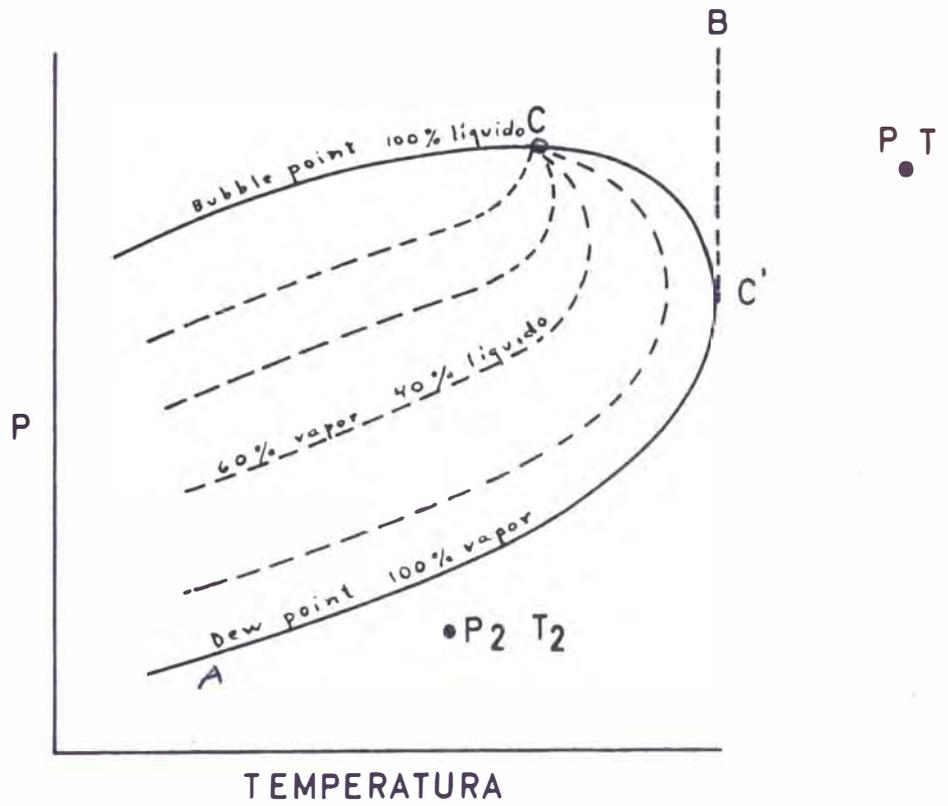
que evidentemente causa una disminución del valor actual de la reserva.

En el caso de los yacimientos de gas condensado, el estudio del comportamiento de las fases de los fluidos del yacimiento, la temperatura del yacimiento y a las condiciones que simulan el proceso de depletación, es de vital importancia para decidir sobre la política de explotación.

Es importante notar que las características físicas de la roca reservorio (porosidad, permeabilidad relativa, saturación de fluidos) que tanta importancia tenían en el proceso de recuperación del petróleo crudo, esta vez toman una influencia de segundo orden en la producción del campo condensado.

Características de los fluidos de Reservorio.-

Los fluidos de la arena Mogollón son materialmente diferentes a las encontradas en las formaciones Hélico y Pariñas, la tabla 5 compara la composición de un fluido típico de un reservorio de gas seco con el de otro de un reservorio de gas condensado.



TEMPERATURA
 fig. 9(a).

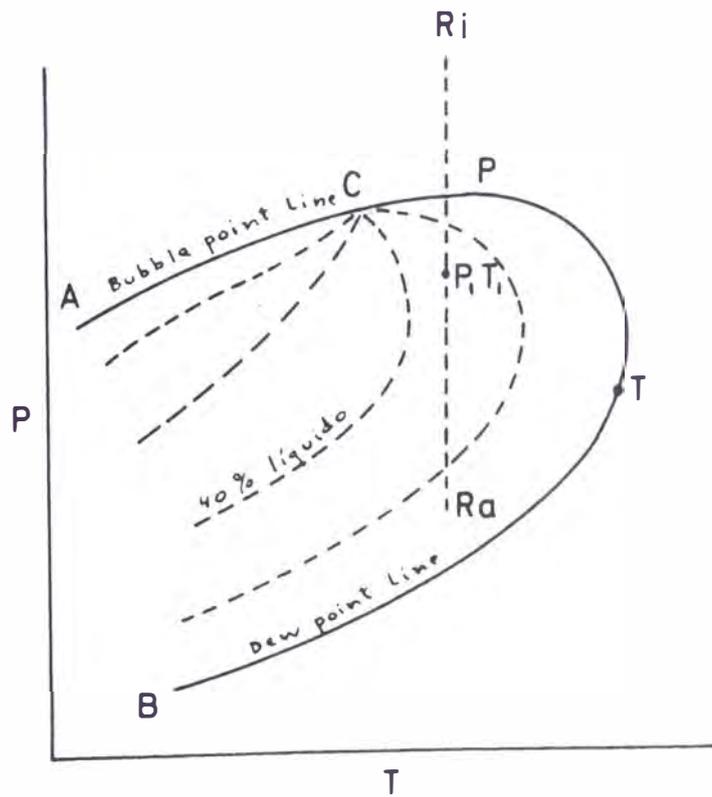


FIG. 10 (b)

T A B L A N° 6

Componente	Reservorio de gas seco %	Reservorio de gas condensado %
Q₁	96.00	85.00
Q₂	2.00	5.00
Q₃	0.60	2.00
Q₄	0.30	1.50
Q₅	0.20	0.80
Q₆	0.10	0.60
Q₇	0.80	5.10
	Σ = 100.00	Σ = 100.00

A.- ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LAS FASES.-

Los reservorios de gas de alta presión, con propiedades materialmente diferentes a los reservorios de gas seco en las que la composición del fluido reservorio contiene en cantidad predominante el metano (CH_4). Aunque la cantidad relativa de los hidrocarburos pesados son considerablemente incrementados, estos fluidos reservorios son comunmente llamados fluidos de gas condensado y los reservorios son referidos a reservorios de gas condensado, la tabla N° 5 compara la composición de un fluido típico de un reservorio de gas seco con el de un reservorio de gas condensado, el gráfico N° 10(b) muestra un diagrama de presión - temperatura para un típico fluido de gas condensado, El estado inicial del reservorio es mostrado en el punto R_i y el estado al abandono del reservorio es mostrado - en el punto R_a la línea que conecta R_i y R_a muestra el estado del reservorio en una presión entre las condiciones inicial y de abandono.

El punto S en el diagrama del gráfico N° 10(b) representa la presión y temperatura en la superficie a la cual el fluido del reservorio esta sujeto.

Hay varios rasgos característicos de reservorio de gas condensado. El fluido del reservorio a la presión y temperatura original es un fluido de simple fase y esta usualmente - referido como un gas, el tiempo como se mantenga en esta fase

la ley del gas puede ser usado para predecir el comportamiento del fluido. Si el factor de desviación del gas es aplicable, Z , puede ser determinado, los fluidos del reservorio de gas condensado exhiben un fenómeno conocido como condensación, retrogrado.

La condensación retrogrado se dice que ocurre cuando el líquido es condensado del fluido del reservorio (el cual es un gas) por reducción de presión y temperatura. Si la condensación del líquido ocurre isotéricamente (a temperatura constante) con una reducción de presión el fenómeno es a menudo referido como una condensación retrograda Isotermica.

La condensación retrograda es ilustrada en el gráfico N° 10.(b) A las condiciones inicial del reservorio, si el fluido reservorio es gas, como el fluido es lo primero que se a parta del reservorio la temperatura y presión en el fluido al pasar hacia arriba del pozo será reducida hasta que finalmente aprovecha la presión y temperatura de la superficie designada por S en el diagrama. Una vez que el limite o contorno designado por ACPTB, ha sido cruzada, el líquido comienza a formarse, el volumen final relativo de líquido y gas es dependiente de la colocación de S con respecto al diagrama P-T. Si no hay acumulación de líquido en el reservorio no hay perdida del producto desde que el líquido el cual se forma

en el pozo y tubing fluirá a la superficie y es recuperado. Sin embargo como el fluido reservorio es apartado la presión en el reservorio entero será reducido. Desde que la temperatura en el reservorio no cambia la reducción de la presión en el reservorio es un proceso isotermal y esta designado en el gráfico N° 10 como la línea punteada R1 Ra.

Cuando la presión del reservorio declina el punto donde el contorno de la fase es cruzada el líquido se condensará del fluido reservorio y una saturación del fluido de 2 fases existirán en el reservorio. Cuando la presión del reservorio ha declinado a P_i como se muestra en el gráfico N°10 los fluidos del reservorio serán aproximadamente 70 % de gas y 30 % de líquido como esta saturación del líquido nunca puede reducirse a cero (0) algunos hidrocarburos apreciables serán perdidos. Cuando la presión del reservorio es reducida más distante (línea R1 Ra) algunos de estos líquidos condensados se evaporizan hasta el abandono (condiciones Ra) los fluidos del reservorio serán aproximadamente 10% líquido y 90 % de gas. Sin embargo el gráfico N° 10 es un diagrama fase derivado de un laboratorio y actuales experiencias de campo indican que solamente una pequeña fracción de líquido retornará al estado de vapor en una más ligera reducción de presión. Como la porción líquida

de los fluidos del reservorio son usualmente los componentes más valiosos del fluido del reservorio, la parte perdida de estos fluidos podrian substancialmente ser el último ingreso de la propiedad.

En un reservorio de gas seco no es raro recuperar más que 85 % del gas inicial in situ, en reservorios de gas condensado aunque el 85 % del gas seco puede ser recuperado - por depletación de la presión no es raro perder tanto como el 50 a 60 % de los hidrocarburos licuables debido a la condensación retrograda. Es el trabajo del Ingeniero de Reservorios inventar los medios para prevenir esta pérdida económicamente practicable.

Antes de considerar los métodos para incrementar la recuperación del líquido de un reservorio de gas condensado, se revisaran varias ideas básicas concernientes al comportamiento de los fluidos de gas condensable.

En referencia al gráfico N° 10 la línea AC, es la LINEA DEL PUNTO DE BURBUJA encima del cual el fluido es 100 % líquido y por debajo el cual el fluido contiene algo de gas la línea CPTB es la LINEA DE PUNTO DE ROCIO debajo del cual el fluido es 100 % gas y encima del cual el fluido contiene algo de líquido.

El punto crítico C.- Es el punto donde las líneas del punto de burbuja y el punto de rocío se encuentran.

rocío se encuentran, el punto P se encuentra en la línea del punto de burbuja es el CRICONDEN-BAR, el cual es la presión máxima bajo la cual el fluido puede existir como 2 fases (líquido-gas) en equilibrio.

El cricondenbar puede ser localizado en cualquiera de las dos líneas.

El punto T ubicado en la línea de punto de rocío puede ser llamado CRICONDENTHERM y es definido como la máxima temperatura bajo la cual el fluido puede existir en 2 fases (líquido-gas) en equilibrio.

La condensación retrograda isoterma puede ocurrir solamente a la temperatura entre el punto crítico C y el cricondentherm. Entonces el fluido reservorio será "gas seco".

↳ si la temperatura del reservorio es mayor que el punto T, se dirá ↑

El término "gas seco" es usado en un sentido relativo, como es completamente posible, que las condiciones de presión y temperatura en la superficie sean tales que habrá alguna condensación de líquidos del fluido del reservorio, después que el fluido parte del reservorio. Pero - como la temperatura del reservorio no cambia no habrá condensación en el reservorio sino hasta que la temperatura del reservorio sea mayor que el "CRICONDENTHERM".

Porcentaje en Peso - Porcentaje en volumen y Porcentaje Molar. Cuando se estudian los reservorios de gas condensado

frecuentemente la referencia se hace en términos de porcentaje en peso-volumen y porcentaje molar cuando la composición de los fluidos han sido descritos.

El porcentaje en peso y volumen no requiere discusión como su sentido es aclarado.

El término mol porcentaje (o más propiamente porcentaje molar es el porcentaje de moléculas de un tipo específico en el sistema. Si un gas contiene 2 moles de metano (CH_4), una mol de etano C_2H_6 y una mol de propano C_3H_8

El porcentaje molar de cada uno de estos componentes es:

<u>COMPONENTES</u>	<u>MOL %</u>
CH_4	50
C_2H_6	25
<u>C_3H_8</u>	<u>25</u>
Total.-	100 %

El porcentaje en volumen y porcentajes molar son idénticos a menudo es necesariamente convertir el porcentaje en peso a porcentaje molar o porcentaje en volumen.

El N° de moles de un componente puede ser determinado dividiendo el peso de un componente particular por ser peso molecular. La conversión de fracción en peso a fracción molar es ilustrado en la siguiente forma:

E J E M P L O N º 1

COMPONENTES	FRACCION	MOLECULAR PESO	MOLES POR LB	FRACCION MOLAR
(1)	(2)	<i>wb.</i> (3)	(2)+(3) (4)	(4)+(5) (5)
CH ₄	0.50	16	0,0312	0,69
C ₂ H ₆	0.25	30	0,0083	0.18
C ₃ H ₈	0,25	44	0.0057	0,13
			<u>0.0452</u>	<u>1.00</u>

El reserco del procedimiento de arriba podría ser usa do cuando se desee convertir de mol fracción a fracción peso.

B.-- METODO PARA EL CALCULO.--

Razones de equilibrio vapor-líquido.--

La acción de la temperatura y presión también tendrá re ferencia en las cantidades de fase vapor y líquidos para un fluido de composición dada. La ecuación es expresada en la forma:

$$K_i = Y_i/X_i$$

Donde:

K = constante de equilibrio vapor-líquido

Y = fase vapor en mol fracción

X = fase líquido en mol fracción

i = sub-índice designado a un componente específico

El valor numérico de la razón de equilibrio vapor-lí

quido o la constante de equilibrio; en lo sucesivo nos referiremos a este número que dependerá de la presión, temperatura y de la composición del fluido, varios investigadores han determinado los rangos de los valores de K para diferentes composiciones de fluidos bajo amplios rangos de presión y temperatura.

Estos valores de K tienen una aplicación muy práctica en la solución de muchos problemas de Ingeniería de Petróleo, si los valores de K para un fluido reservorio dado son conocidos, las cantidades relativas de las fases líquido, vapor y alguna presión y temperatura pueden ser calculadas, por ejemplo, esto es invaluable en la determinación de la óptima presión del separador para un reservorio produciendo aceite volátil. El principal problema en la aplicación de los valores de K , en los problemas de reservorios de petróleo, es que cada fluido reservorio es diferente, podría ser necesario físicamente medir los valores de K para cada fluido reservorio en orden a determinar los valores correctamente, afortunadamente la composición de muchos fluidos reservorios son suficientemente densos y han sido medidos un gran número de valores para K , en la mayoría de los casos los valores de K pueden seleccionarse de la literatura publicada.

Uso de los valores de K_i . Las siguientes relaciones son derivadas sobre las bases de una mol de fluido, para este caso, la siguiente ecuación es cierta/

$$N_1 + N_2 + N_3 + \dots + N_i = 1 \quad (2)$$

Donde:

N_1 = Número de moles de componente 1 en la mezcla

N_2 = Número de moles de componente 2 en la mezcla

N_3 = Número de moles de componente 3 en la mezcla

N_i = Número de moles de componente i en la mezcla

También:

$$N_l + N_v = 1 \quad (3)$$

Donde:

N_l = Número de moles del fluido en la fase líquido

N_v = Número de moles del fluido en la fase vapor

De la ecuación (2 - 3) vemos que el N° de moles en la fase líquida es:

$$N_l = N_{1l} + N_{2l} + N_{3l} + \dots + N_{il} \quad (4)$$

Donde:

N_{il} = Número de moles en la fase líquido de varios componentes.

La fracción molar de un componente en la fase líquida es:

$$X_i = \frac{N_{il}}{N_l} \quad (5)$$

Debido a que parte de un componente en el fluido no está líquido, existiendo en la fase vapor, la fracción molar de un componente en la fase vapor es:

$$Y_i = \frac{N_{vi}}{N_v} = \frac{N_i - N_{1i}}{1 - N_1} \quad (6)$$

Combinando las ecuaciones (1) (5) y (6) resulta una ecuación usable para calcular las volúmenes molar en las fases líquido o vapor:

$$K_i = Y_i/X_i = \frac{\frac{N_i - N_{1i}}{1 - N_1}}{N_{1i}/N_1} = \frac{(N_i - N_{1i}) N_1}{(1 - N_i) N_{1i}} \quad (7)$$

Resolviendo para N_{1i} , el número de moles de componente 1 en la fase líquido:

$$N_{1i} = \frac{N_i N_1}{K_i (1 - N_i) + N_1} \quad (8)$$

Similaramente el número de moles de algún componente en la fase vapor es:

$$N_{vi} = \frac{N_v}{\left(\frac{1}{K_i}\right) \frac{N_1}{1 - N_1} + 1} \quad (9)$$

Las ecuaciones (12 - 5) y (12 - 8) pueden combinarse para resolver directamente para X_1 :

$$X_1 = \frac{N_1}{K_1 (1 - N_1) + N_1} \quad (10)$$

Las ecuaciones (8), (9) y (10) pueden desarrollar una solución errónea, desde que N_1 y N_{1i} son desconocidos, sin embargo, se sabe que la suma de las moles de varios componentes en la fase líquida debe ser igual al N° total de moles en la misma fase, la ecuación (4) expresa esta relación en forma matemática, por esta razón se resuelve la ecuación (10) asumiendo un valor para N_1 , se para el valor asumido de N_1 , la suma o sea $\leq X_1 \neq 1.00$, entonces el procedimiento debe ser repetido hasta un valor de N_1 donde:

$$\leq X_1 = 1.00$$

G.- INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO SOBRE EL RENDIMIENTO DEL RECICLO.-

Se ha tratado el reservorio de gas condensado, únicamente desde el punto de vista, de fases del fluido del reservorio.

Es muy importante conocer, las características geométricas y petrofísicas del reservorio y la manera como influyen sobre el proceso mismo del reciclado para la recuperación final efectiva de los hidrocarburos pesados.

El reciclo consiste en el desplazamiento a presión constante del gas original del yacimiento mediante gas seco. El rendimiento de la operación puede ser expresada en cada momento como una razón entre volumen del yacimiento ocupado de gas seco y el volumen inicial del yacimiento. Tal rendimiento volumétrico está en función de dos parámetros principales que son: a).- la eficiencia areal del espaciamiento y b).- de la distribución vertical de la permeabilidad a lo largo de la formación.

Admitamos un yacimiento que presente una potencia constante y que sea perfectamente isotrópico en cuanto porosidad, permeabilidad y saturación. El gas seco reinyectado invadirá el yacimiento partiendo de los pozos de inyección y extendiéndose progresivamente hasta los pozos de producción, hasta este último punto la reinyección será considerada terminada.

No todo el yacimiento, será influenciado por el gas seco, de una simple consideración de geometría, se puede comprender como pasan de una zona hasta el punto final del pozo de producción que será alcanzado por el gas inyectado.

La razón entre el área del yacimiento influenciada por la inyección y el área total representa la eficiencia real del espaciamiento. La distribución de los pozos de in-

yeción y de producción, así como el valor de la eficiencia areal del espaciamiento puede ser calculado de antemano, a base del cálculo matemático. Naturalmente el objeto final de este cálculo es de llegar a una mejor distribución de los pozos de inyección y de producción que permita obtener una mayor eficiencia del reservorio.

Cuando los estratos productivos, no presentan una permeabilidad uniformemente distribuida en sentido vertical, el propósito de la reinyección se complica.

Suponiendo que el yacimiento esté constituido de una serie de estratos sobrepuestos de una permeabilidad diferente uno del otro. Teniendo presente las leyes de Darcy, es fácil comprender como el avance del frente de gas de inyección, en cualquiera de estos estratos será proporcional a su permeabilidad. De tal manera, siguiendo el camino preferencial, representado por el estrato de mejor permeabilidad, el gas seco alcanzará los pozos de producción cuando gran parte del gas original del yacimiento es desplazado a los otros estratos de permeabilidad menor llegado este momento el pozo comenzará a producir una mezcla de gas seco y condensado, que progresivamente se convertirá en gas seco.

La influencia de la anisotropía vertical del estrato sobre el comportamiento de la reinyección esta representada por la variación de la permeabilidad, la noción de la eficiencia areal de espaciamiento y la variación de la permea-

bilidad entran en juego en todos los procesos de explotación de yacimientos, que compartan el desplazamiento de un fluido por otro (water flooding). En estos procesos se debe tener en cuenta la eficiencia del desplazamiento microscópico.

En el caso de fluidos no miscibles, Ejem. agua y petróleo, la eficiencia del desplazamiento es 100 %. Esto es debido a que una parte del fluido original del yacimiento queda confinado en los pozos de menor diámetro o adherentes a los granos de la roca reservorio.

En el caso de la reinyección dada la completa miscibilidad entre las fases desplazante y desplazada, la eficiencia desplazante es igual a uno.

----- 0 -----

C A P I T U L O I I I

RESERVORIO DE GAS SECO

Para el proposito de los cálculos de los volúmenes porosos de las formaciones gasíferas, hemos hecho uso de los mapas Isópacos.

El mapa Isópaco es un mapa de reservorios representados por líneas de igual espesor, gráfico N° 11, el área comprendida por cada contorno se obtiene fácilmente por el uso del planimetro, en la tabla N°5 se hace un resumen de los cálculos efectuados para la determinación del volumen gasífero de la formación Hélico. En la tabla N° 6 se presenta el análisis de gas, que ha servido para calcular la densidad, constantes pseudo críticas y reducidas y el factor de compresibilidad Z .

CALCULO DE LA RESERVA ORIGINAL DE GAS SECO.--

A.- DE LA FORMACION HELICO.--

$$\text{VOLUMEN DE LA ROCA RESERVORIO} = 943.9871 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

$$\text{VOLUMEN POROSO} = 943.9871 \times 10^6 \times .20 = 188.79742 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

Este volumen de gas se encuentra a las condiciones del reservorio o sea $P_f = 1300$ psia y $T_f = 113$ °F el volumen que ocuparía a las condiciones Standard $P_s = 14.7$ y $T_s = 60$ °F sería: considerado como un gas perfecto.

T A B L A N° 3

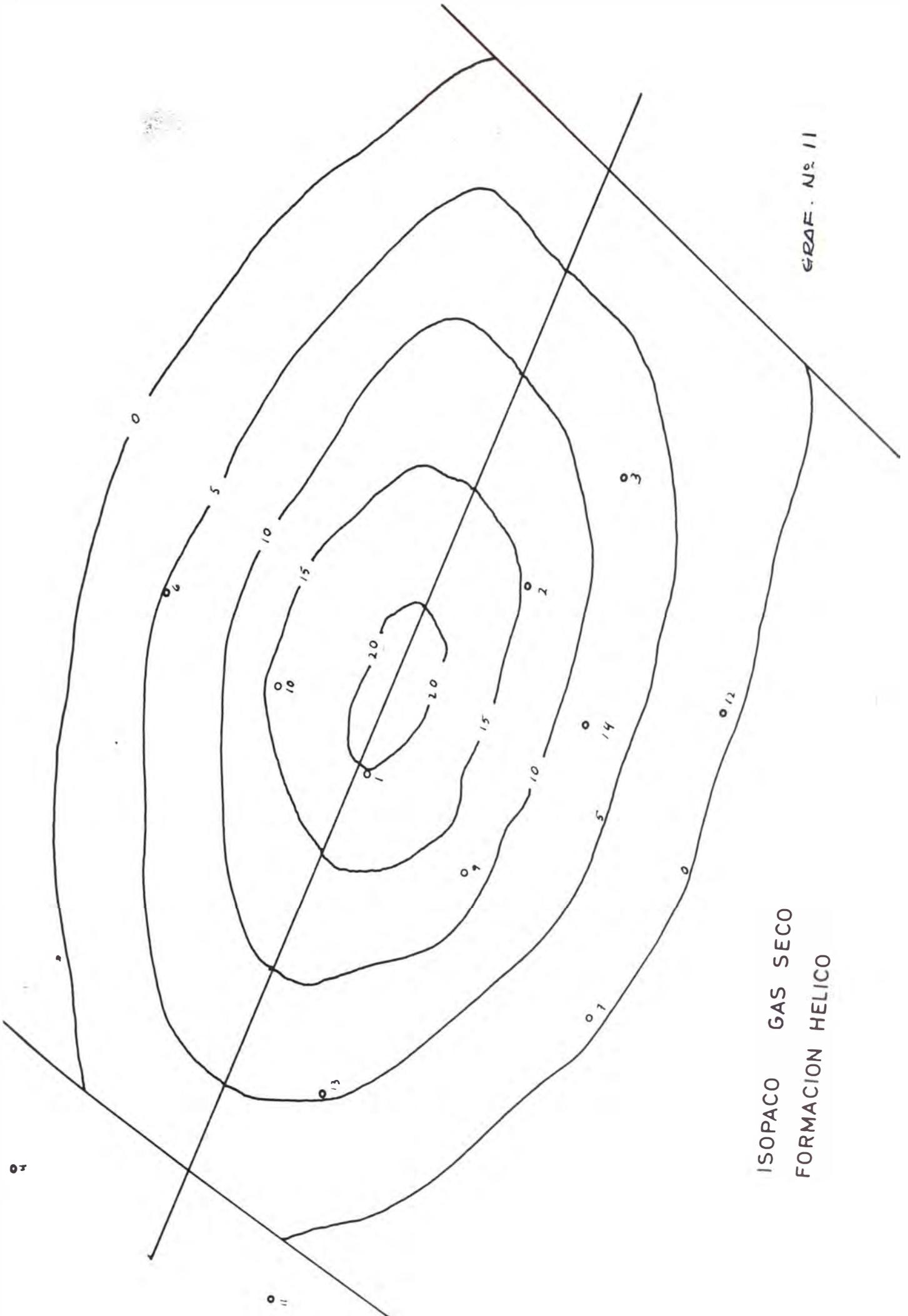
DATOS DEL POZO FORMACION MOGOLLON

Pozo N°	Ubicación	Elevación DF (1)	Tope DF (2)	Arena SS (3)	Fondo DF (4)	Arena SS (5)	Espesor Isopaco Gas Condensado
PMX-1	CNW423S4W	590	7535	6945	7581	6991	46
PMX-2	CNESE552S4W	640	7785	7325	7825	7365	40
PMX-3	CNW562S5W	--	--	--	--	--	--
PMX-4	CNESE354S2W	310	8090	7780	8100	7790	10
PMX-5	CNWNW205S2W	--	--	--	--	--	--
PMX-6	C542S3W	--	--	--	--	--	--
PMX-7	CNWNW384S5W	725	7560	6835	7600	6875	40
PMX-8	CNE384S5W	--	--	--	--	--	--
PMX-9	CNWSE423S4W	680	7350	6670	7430	6750	80
PMX-10	CSESESE542S3W	470	7690	7220	7706	7236	16
PMX-11	CNENE215S3W	425	7945	7520	7992	7567	47
PMX-12	CNWNW433S5W	750	7760	7010	7804	7054	44
PMX-13	CNWSWNW374S4W	640	7715	7075	7775	7135	60
PMX-14	CNWNW433S5W	695	7665	6970	7729	7034	64

T A B L A N° 5

CALCULO DEL VOLUMEN DE LA ARENA GASIFERA (HELICO)

Línea Isopaca	Lectura del planimetro	Diferencia de lecturas (AL)	Area ft ²	potencial medio (h)	Volumen de la arena reservorio ft ³
0	23.90		57.0663 x 10 ⁶	2.5	142.6657 x 10 ⁶
		10.70			
5	13.20		35.1997 x 10 ⁶	7.5	263.9977 x 10 ⁶
		6.60			
10	6.60		20.5332 x 10 ⁶	12.5	256.6650 x 10 ⁶
		3.85			
15	2.75		9.8666 x 10 ⁶	17.5	172.6655 x 10 ⁶
		1.85			
20	0.90		4.7997 x 10 ⁶	22.5	107.9932 x 10 ⁶
		0.90			
			<u>127.4355 x 10⁶</u>		<u>943.9871 x 10⁶ ft³</u>



GRAF. N° 11

ISOPACO GAS SECO
FORMACION HELICO

$$\frac{P_F V_F}{Z_F T_F} = \frac{P_S V_S}{Z_S T_S}$$

$$V_S = \frac{P_F}{P_S} \times \frac{T_S}{T_F} \times V_F \frac{Z_S}{Z_F}$$

Gravedad especifica del gas = .617

Donde:

$P_F = 1300$ psi

$T_F = 113$ °F

$V_F = 188.79742 \times 10^6$ ft³

$P_S = 14.7$ psia

$T_S = 60$ °F

Z_F = Factor de compresibilidad del gas a las condiciones del reservorio

Z_S = Factor de compresibilidad del gas a las condiciones standard = 1.00

Z_A = Factor de compresibilidad a las condiciones de abandono.

$$V_S = \frac{1300 \times (60 + 460) \times 188.79742 \times 10^6}{14.7 \times (113 + 460)}$$

$V_S = 81.11301 \times 188.79742 \times 10^6$ ft³ Standard

$$V_g = 15,113.927 \times 10^6 \text{ SCF}$$

Este volumen de gas esta considerado como gas perfecto pero a una presión de 1300 psi y a una temperatura de 113 °F sufre una alteración para conocer esta variación - habrá que encontrar el "factor de desviación" que para las condiciones del reservorio es:

$$\frac{z_B}{z_F} = \frac{1}{0,85} = 1.16$$

Este factor multiplicado por $15,113.927 \times 10^6$ nos dara los pies cúbicos de gas existentes en el espacio poroso ya calculado:

$$15,113.927 \times 10^6 \times 1,16 = 17,532.1553 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

Faltaría conocer el volumen de gas remanente z que hay en el reservorio al abandonar el pozo es decir cuando la presión de formación es 100 psi.

$$V_z = \frac{100 \times (60 + 460) 188.79742 \times 10^6}{14.7 (113^\circ + 460)}$$

$$V_z = 1,338.62 \times 10^6 \text{ SCF}$$

El factor de desviación para las condiciones de abandono de producción es:

$$\frac{z_B}{z_A} \times \frac{1}{0,99} = 1.01$$

El volumen técnico de gas que quedaría en el reservorio cuando la presión de abandono sea 100 psia es:

$$V = 1,338.62 \times 10^6 \times 1.01 = 1,352 \times 10^6$$

La cantidad de pies cúbicos de gas que produciría el reservorio antes de abandonarse sería:

$$10^6 (17,532.1553 - 1,352.0000) = 16,180.1553 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

Cálculo del Factor de Compresibilidad.-

1).- Condiciones Iniciales.- Z_P

Para 0,617 de Gravedad Específica

Presión Pseudo crítica = 670 psia

Temperatura Pseudo crítica = 362 °R

$$\text{Presión Reducida } = \frac{1500}{670} = 1.94$$

$$\text{Temperatura reducida } = \frac{(113 + 460)}{362} = 1.58$$

Con estos dos valores obtenemos $Z_P = 0.85$

2).- Condiciones de Abandono.- Z_A

$$\text{Presión reducida } = \frac{100}{670} = 0.15$$

$$\text{Temperatura reducida } = \frac{(113 + 460)}{362} = 1.58$$

Con estos valores obtenemos $Z_A = 0.99$

B.- DE LA FORMACION PARINAS.-

El cálculo del volumen original del reservorio, se ha hecho siguiendo el mismo procedimiento empleado para la determinación del volumen de la Formación Hético

La Tabla N° 7 da un resumen de los cálculos efectuados., y en el gráfico N° 12 se presenta el mapa isopico correspondiente a la formación Parinas.

En la tabla N° 8 se presenta el análisis de gas que ha servido para calcular la densidad constantes pseudo-críticas y reducidas y el factor de compresibilidad Z

Volumen de la Roca Reservorio.- $1790.6464 \times 10^6 \text{ ft}^3$

$$\text{VOLUMEN POROSO} = 1790.6464 \times 10^6 \times 0.15 = 268.59696 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

Este volumen es a las condiciones del reservorio o sea $P_p = 2100 \text{ psi}$ y $T_p = 120 \text{ }^\circ\text{F}$ El volumen que ocuparía a las condiciones Standard $P_g = 14.7 \text{ psia}$ y $T_g = 60 \text{ }^\circ\text{F}$ sería considerándolo como un gas perfecto.

$$V_s = \frac{2100 \times (60 + 460) \times 268.59696 \times 10^6}{14.7 (120 + 460)} =$$

$$V_a = 34,643 \times 10^6 \text{ ft}^3 \text{ Standard}$$

Factor de desviación para las condiciones del reservorio es:

$$\frac{Z_g}{Z_f} = \frac{1}{0.82} = 1.20$$

T A B L A N° 6

CALCULO DE LA DENSIDAD DE LAS CONSTANTES PSEUDO CRITICAS
REDUCIDA Y FACTOR DE COMPRESIBILIDAD
FORMACION HELICO

Componentes	Fracción Molar %	Yi	Peso Molecular Mi	Fracc. de peso Molecular Yi Mi	Presión Crítica Psia Pc	Yi Pc	Temperatura Crítica °R Tc	Yi Tc
C ₁	95.00		16.042	15.240	673	639.350	344	326.800
C ₂	2.50		30.068	0.752	712	17.800	550	13.750
C ₃	1.20		44.094	0.530	617	7.404	666	7.992
iC ₄	0.30		58.120	0.174	528	1.584	734	2.202
nC ₄	0.30		58.120	0.174	551	1.653	766	2.298
iC ₅	0.70		72.156	0.505	483	3.381	830	5.810
	<u>100.00</u>			<u>17.375</u>		<u>671.171</u>		<u>358.852</u>

Presión pseudo crítica $\sum Yi Pc = 671.171$

Temperatura pseudo crítica $= \sum Yi Tc = 358.852$

Gravedad específica del gas $= \sum \frac{Yi Mi}{28.97} = 0.617$

28.97 → P.M. aire

Presión reducida = $\frac{\text{presión absoluta}}{\text{presión pseudo crítica Psc.}} = \frac{1300}{671.171} = 1.937$

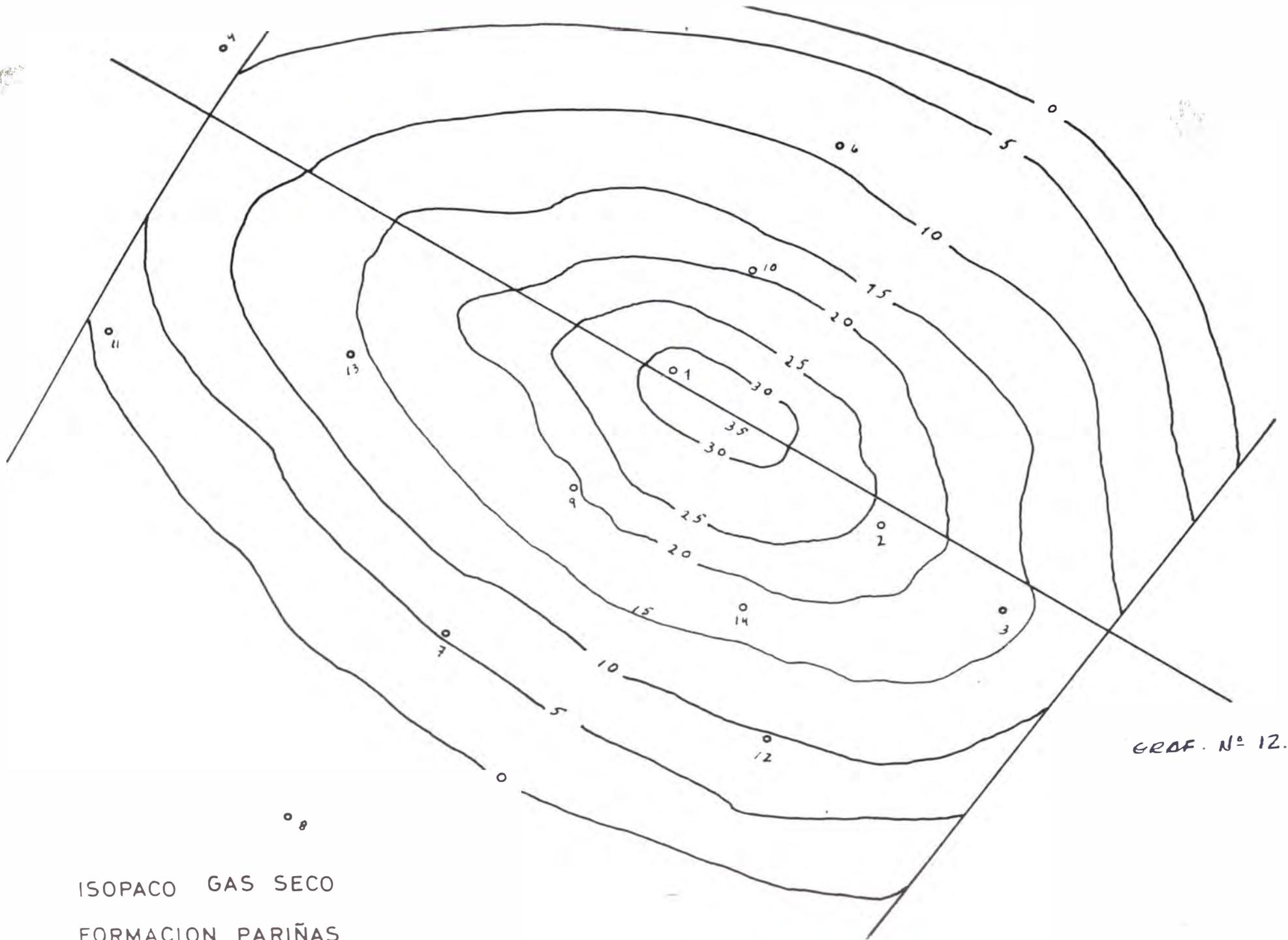
Temperatura reducida = $\frac{\text{Temperatura absoluta}}{\text{Temperatura pseudo crítica Psc.}} = \frac{573}{358.852} = 1.596$

Con (1) y (2) obtenemos del gráfico el factor de compresibilidad $Z = 0.86$

T A B L A N° 7
 CALCULO DEL VOLUMEN DE LA ARENA GASIFERA (PARIÑAS)

Línea Isopaca	Lectura del planimetro	Diferencias de lecturas (AL)	Area ft ²	Potencia (h)	Volumen de la arena reservorio ft ³
0	26.10		27.7331 x 10 ⁶	2.5	69.3327 x 10 ⁶
		5.20			
5	20.90		36.5331 x 10 ⁶	7.5	273.9982 x 10 ⁶
		6.85			
10	14.05		42.3997 x 10 ⁶	12.5	529.9962 x 10 ⁶
		7.95			
15	8.10		22.6131 x 10 ⁶	17.5	395.7292 x 10 ⁶
		4.24			
20	3.86		11.3065 x 10 ⁶	22.5	254.8962 x 10 ⁶
		2.12			
25	1.74		6.8799 x 10 ⁶	27.5	189.1972 x 10 ⁶
		1.29			
30	0.45		2.3999 x 10 ⁶	32.5	77.9967 x 10 ⁶
		0.45			
35					

1790.6464 x 10⁶ ft³



GRAF. N° 12.

ISOPACO GAS SECO
FORMACION PARIÑAS

por lo tanto los pies cúbicos de gas existentes en el espacio poroso ya calculado es:

$$34,643 \times 10^6 \times 1.20 = 41.573 \times 10^6 \text{ ft}^3 \text{ Standard}$$

Por lo tanto el volumen de gas remanente V_g que hay en el reservorio al abandonar el pozo, o sea cuando la presión del reservorio se 100 psi es:

$$V_g = \frac{100 \times (60 + 460) (268.59696 \times 10^6)}{14.7 \times (120 + 460)} = 1,879 \times 10^6 \text{ ft}^3 \text{ Standard}$$

El factor de desviación para las condiciones de abandono de producción es:

$$\frac{z_s}{z_p} = \frac{1.00}{0.994} = 1.006$$

$$1879 \times 10^6 \times 1.006 = 1,890.274 \times 10^6 \text{ ft}^3 \text{ Standard}$$

La cantidad de pies de gas que produciría el reservorio antes de abandonar sería:

$$41,572 \times 10^6 - 1,890.274 \times 10^6 = 39,681.7 \times 10^6 \text{ ft}^3 \text{ Standard}$$

Cálculo de Factor de Compresibilidad.-

Para de Gravedad Específica

a).- Condiciones iniciales. &

$$\text{Presión reducida} = \frac{2100}{670} = 3.14$$

$$z_p = 0.8$$

$$\text{Temperatura reducida} = \frac{580}{362} = 1.60$$

B).- Condiciones de abandono.- B

$$\text{Presión reducida} = \frac{100}{670} = 0.15$$

$$B_A = 0.994$$

$$\text{Temperatura reducida} = \frac{580}{362} = 1.60$$

PRUEBAS DE LA CAPACIDAD DE LAS FORMACIONES.-

Después de haberse obtenido la reserva original de las funciones en estudio, determinamos el potencial gasífero - por pozo, por medio del método de contrapresión (BACK PRESSURE TEST).

Como se sabe, el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo, esta en función directa de las condiciones físicas del reservorio.

En arenas donde la permeabilidad y la porosidad efectiva son buenas, la contrapresión no afectará al drenaje normal del gas, esto quiere decir que producirá con su verdadero potencial, mientras que en arenas apretadas y de baja permeabilidad, o sea en zonas de poca porosidad efectiva la contrapresión juega un papel muy importante en la eficiencia productiva de las arenas gasíferas, en este último caso, para conseguir continuidad de flujo eficiente de gas, de la formación al pozo habrá que hacer producir con una contrapresión, esto es con el fin de poner en comunicación los

espacios porosas, que con la presión de flujo de estas arenas se mantendrían aisladas.

Estos dos tipos de arenas y sus condiciones especiales de producción son halladas comúnmente, por esta razón es conveniente estudiar las características físicas del reservorio antes de poner en producción un pozo, de este estudio se deducirá el estrangulamiento apropiado a emplearse en cada pozo y por consiguiente la contrapresión requerida .

El siguiente cálculo corresponde a la prueba de capacidad que se hizo al pozo correspondiente a la formación Paríñas. El método aplicado para la realización de la prueba fué el Standard "BACK PRESSURE" /

Principio básico del método de contrapresión.-

La presión de cierre de un pozo de gas, puede ser leído de un medidor de presión en la cabeza del pozo.

La presión del reservorio o de la formación será igual a la suma de la presión en la cabeza del pozo más el peso de la columna de gas en la sarta de flujo. Tanto tiempo como el pozo permanezca cerrado, la presión en la cara de la arena en el pozo, será la misma que la presión de la formación.

Cuando el pozo es abierto y comienza a fluir, la presión en la cara de la arena baja, mientras que la pre

sión en el reservorio para todo propósito práctico permanese el mismo.

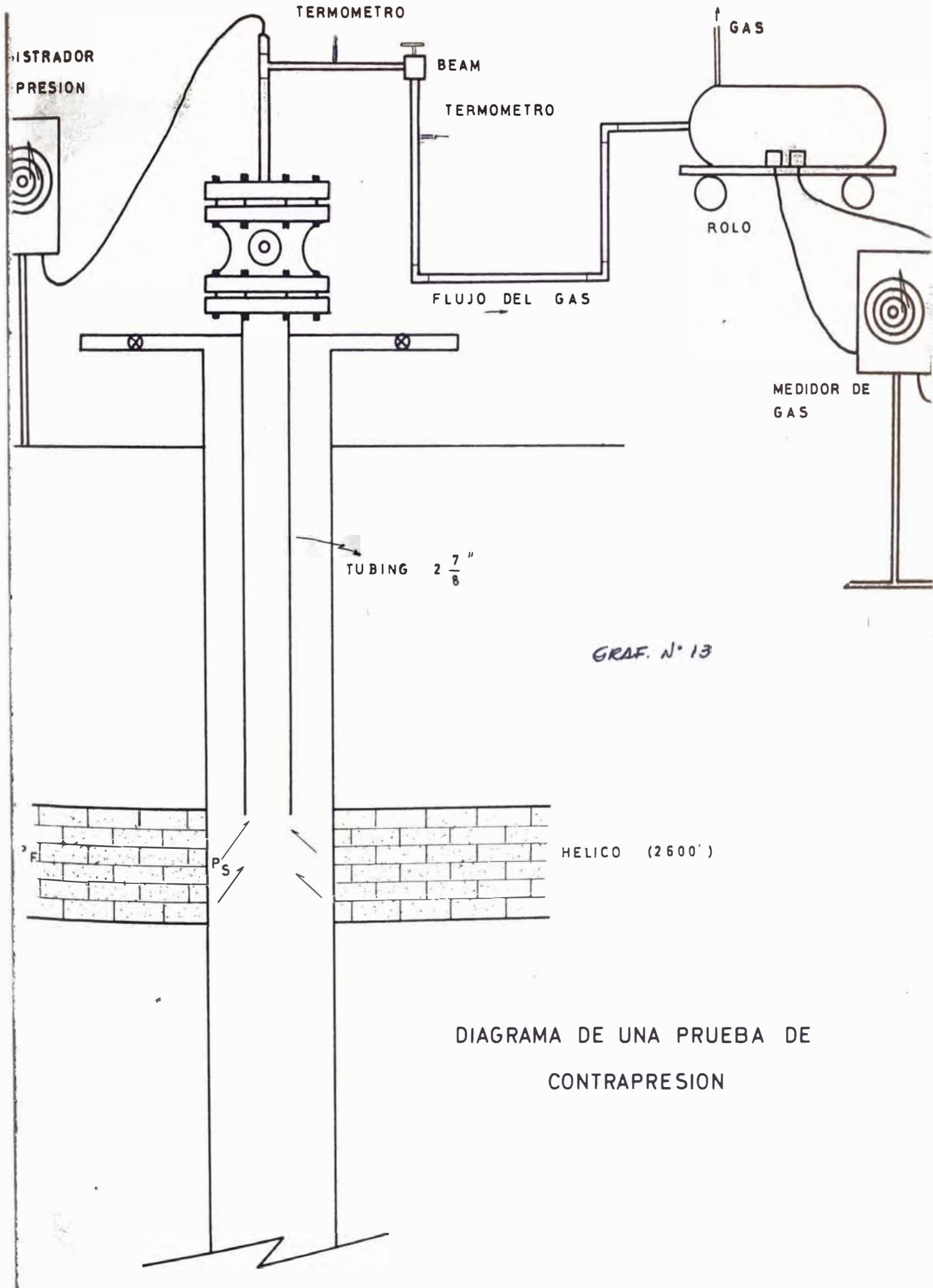
Si el rate de flujo es incrementado la pérdida de presión en la casa de la arena es aún más y la diferencia entre esta y la presión del reservorio aumenta. El objetivo de las pruebas de contrapresión son:

- 1.- Operar el pozo a varios rates de flujo diferentes y medir el rate de flujo en cada caso.
- 2.- Determinar la presión en la casa de la arena para cada rate de flujo y a su vez medirla.
- 3.- Computar el rate de flujo que podría prevalecer, si la presión en la casa de la arena es cero (0) que a su vez es el rate a flujo abierto.

Procedimiento para las pruebas de contrapresión.-

Por posesión de una contrapresión sea un choke o un orificio en el pozo y por adición, a esta presión en la cabeza del pozo, el peso de la columna de gas en la sarta de flujo. Se puede computar la presión en la casa de la arena, para probar el flujo crítico, se hace esto, como se muestra en el gráfico N° 13 .

En la primera etapa de la prueba un pequeño orificio es instalado y la presión es alta. Cuando más grande, sean los orificios instalados las presiones van a ser mucho menor.



GRAF. N° 13

DIAGRAMA DE UNA PRUEBA DE CONTRAPRESION

El rate de flujo en cada pozo, usando un tamaño diferente de orificio en cada prueba. La contrapresión decrece, cuanto más grande llegue a ser el orificio y el rate de flujo aumenta en cada prueba sucesiva.

Podría notarse que las presiones referidas son absolutas es decir la presión medida + la presión atmosférica en este punto.

Fórmula Básica para Computer los Resultados.-

Se ha establecido que cuando el peso comienza a fluir habrá una pérdida de presión en la cara de la arena y que mientras más grande es el flujo, esta pérdida de presión se hace cada vez mayor. También se ha establecido que cuando la presión en la cara de la arena alcanza ó es teóricamente igual a cero (0) el rate de flujo correspondiente podría ser la capacidad del pozo a "flujo abierto"

Matemáticamente es establecido que:

P_f = Presión de la formación o del reservorio

P_s = Presión en la cara de la arena

y el rate de flujo es proporcional a la diferencia entre el cuadrado de la presión de la formación y el cuadrado de la presión en la cara de la arena.

Q (rate de flujo) es proporcional a $(P_f^2 - P_s^2)$

Desde que P_p (presión de la formación) no cambia al incrementar el flujo en el pozo la cantidad $P_p^2 - P_a^2$ sera cada vez mas grande, cuando se ha conseguido que esta diferencia de cuadrados sea tan igual a P_p^2 se habra llegado a la capacidad del pozo a flujo abierto.

CALCULO DE BACK PRESSURE TEST

POZO PMX-2

Formación: BELICO

Gravedad especifica: 0.617

Temperatura promedio de cierre: $97\text{ }^\circ\text{F} = \frac{109^\circ + 85^\circ}{2}$

Temperatura de fondo: $109\text{ }^\circ\text{F}$ a 2600'

Flujo a travez del espacio anular entre casing de 5 1/2" y Tubing de 2 3/8".

Se hace presente que los cálculos son basados de las tablas del libro RAILROAD COMMISSION OF TEXAS

CALCULO DEL VOLUMEN

ler Rate.-

$$Q = C \times P_c \times F_{tr} \times F_g \times F_{pv}$$

Donde:

Q = razon de flujo MCF/dia

C = coeficiente de bien (tabla 7 pag. 56)

P_c = presión flowing en el bien

V_{tf} = factor de temperatura flowing

V_g = factor de gravedad específica

V_{pv} = factor de supercompresibilidad

Para un bien de 1/4"

$$Q = 1.47$$

$$P_o = 1200$$

$$V_{tf} = .9715 \text{ para } 91 \text{ }^\circ\text{F (tabla N}^\circ\text{ 4)}$$

$$V_g = .9877 \text{ para } .617 \text{ sp. grav. (tabla N}^\circ\text{ 3)}$$

La presión y temperatura pseudo crítica para .617:

$$P_{sc} = 671 \text{ psia}$$

$$T_{sc} = 362 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$Pr = \frac{1200}{671} = 1.78$$

$$Tr = \frac{521}{362} = 1.52$$

Con Tr y Pr sacamos de la tabla N° 12

$V_{pv} = 1.035$

$$Q = 1.47 \times 1200 \times .9715 \times .9877 \times 1.035 = 1837 \text{ MCF/día}$$

Presión de fondo.-

$P_s = P_1 \times e^{ks}$; P_s = contrapresión en la pared de la formación; $P_1 = (P_w^2 + R^2)^{1/2}$

e^{ks} = factor para evaluar la pérdida de presión debido al peso de la columna de gas desde la cabeza del pozo a la pared de la formación .

P_w = presión en la cabeza del pozo cuando produce Q MCF/día.

$$= P_c$$

R = factor para evaluar la pérdida de presión debido a la resistencia friccional cuando el pozo produce **Q** MCF/día

$$\begin{aligned} \text{BHP} &= P_{s1} + \frac{14,268 (P_{s1}) (\mu g) \times (L)}{759,931 \times (557)} \\ &= 1360 + \frac{14,268 \times 1360 \times .617 \times 2600}{759,931 \times (557)} \end{aligned}$$

$$\text{BHP} = 1360 + 73 = \boxed{1433 \text{ psi}}$$

Este factor puede ser asumido para la primera computación la presión promedio cuando el pozo está cerrado es:

$$P_{av} = \frac{1360 + 1433}{2} = \frac{2793}{2} = 1396.5 \neq$$

$$Pr = \frac{1396.5}{671} = 2.08 \quad ; \quad Tr = \frac{(97 + 460)}{362} = \frac{557}{2} = 1.54$$

$$\boxed{F_{pv} = 1.093}$$

$$S = (F_{pv})^2 = (1.093)^2 = 1.194$$

bajo condiciones del pozo cerrado:

$$T_{s1} = T \quad \text{y} \quad F = 1 \quad \text{cuando} \quad P_w = P_1$$

$$K_{s1} = \frac{.617 \times 2600 \times 1}{53.34 \times 557} = 0.0539$$

$$K_s = 0.0539 \times 1.194 = 0.06435$$

$$\log e^{ks} = 0.06435 \times 0.434249 = 0.027943$$

$$e^{ks} = \text{antilog. } 0.027943 = 1.066$$

$$P_g = 1360 \times 1.066 = 1450 \text{ \#}$$

Este valor difiere con el BHP asumido, por esta razón un nuevo valor 1450 # será asumido y un nuevo BHP calculado. luego:

$$P_{av} = \frac{1450 + 1360}{2} = \frac{2810}{2} = 1405 \text{ \#}$$

$$P_T = \frac{1405}{671} = 2.09$$

$$Tr = 1.54$$

$$F_{pv} = 1.093$$

$$S = (F_{pv})^2 = (1.093)^2 = 1.194$$

$$Ks = 0.0539 \times 1.194 = 0.0643$$

$$e^{ks} = (2.718)^{0.0643}$$

$$\log e^{ks} = 0.0643 \times 0.43429 = 0.02792 \quad \text{antilog } 0.02792 = 1.07$$

$$P_f = 1360 \times 1.07 = 1450 \text{ \#}$$

El BHP encontrado es idéntico al asumido. luego :

$$P_f^2 = 2102 \text{ miles}$$

Primer rate de flujo. - Bean 1/4"

$$P_s = P_1 \times e^{ks}$$

$$P_1 = (PW^2 + R_1^{-1})^{1/2}$$

$$R = F_g \times Q$$

$$F_g = \frac{\sqrt{GG \times L}}{C}$$

C

$$C = \frac{1,118 \times (\text{Deff})^{8/3}}{\sqrt{T_f}}$$

$$(\text{Deff})^{8/3} = 32.25 \quad \begin{array}{l} \text{easing } 5 \text{ } 1/2'' \text{ y} \\ \text{tubing } 2 \text{ } 7/8'' \end{array}$$

$$T_f = \frac{\frac{551 + 554 + 556}{3} + 569}{2} = 561 \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$\sqrt{T_f} = 23.68 \quad C = 1,522$$

$$F_g = \frac{\sqrt{.617 \times 2600}}{1,522} = \frac{40.05}{1,522} = 0.0263$$

$$R_1 = 0.0263 \times 1837 = 48.31 \quad R_1^2 = 2.334$$

$$P_w = 1200 \quad P_w^2 = 1,440$$

$$P_1 = 1,201 \text{ #}$$

$$\frac{P_w}{P_1} = .999 \quad F = .999$$

$$K_1 = \frac{.617 \times 2600 \times .999}{89.34 \times 561} = \frac{1602.60}{29923.74} = 0.0535$$

$$P_{av} = \frac{1200 + 1450}{2} = \frac{2650}{2} = 1325 \text{ #}$$

$$Pr = \frac{1325}{671} = 1.97$$

$$Tr = \frac{561}{362} = 1.55$$

$$Fpv = 1.084$$

$$S = (1.084)^2 = 1.175$$

$$Ks = 0.0535 \times 1.175 = 0.06286$$

$$\log e^{Ks} = 0.06286 \times 0.434249 = 0.02729$$

$$e^{Ks} = 1.065$$

$$Ps = 1.201 \times 1.065 = 1279 \quad Ps^2 = 1636 \text{ miles}$$

$$Pr^2 - Ps^2 = 2102 - 1636 = 466 \quad Pr^2 - Ps^2 = 466$$

Segundo Rate.- Bean 1/2"

$$C = 6,26$$

$$Pc = 500 \#$$

$$P_{tf} = \text{para } 94^\circ F = 0.9688$$

$$Pg = 0.9877$$

$$Pr = \frac{500}{671} = .745$$

$$Tr = \frac{254}{362} = 1.53$$

$$Fpv = 1.036$$

$$Q_2 = 3103 \text{ MCF/día}$$

$$R_1 = 0.0263 \times 3103 = 81.61$$

$$R_1^2 = 6.660 \text{ miles}$$

$$Pw = 500 \#$$

$$Pw^2 = 250 \text{ miles}$$

$$P_1 = 506.6 \text{ psi}$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{500}{506.6} = .986 \quad F = .993$$

$$K = \frac{.617 \times 2600 \times .993}{53.34 \times 561} = \frac{1592.97}{29,923.74} = 0.0532$$

$$P_{av} = \frac{500 + 1450}{2} = \frac{1950}{2} = 975$$

$$P_r = \frac{975}{671} = 1.45 \quad T_r = \frac{561}{362} = 1.55$$

$$P_{pv} = 1.063$$

$$B = (1.063)^2 = 1.130$$

$$V_b = 0.053 \times 1.130 = 0.05991$$

$$\log e^{k_b} = 0.06011 \times 0.434249 = 0.0261027$$

$$e^{k_b} = \text{antilog } 0.0261027 = 1.062$$

$$P_s = 506/6 \times 1.062 = 538 \quad P_s^2 = 280$$

$$P_r^2 - P_s^2 = 1813 \#$$

Terceer Rate.- Bean 3/4"

$$F_g = .9877 \quad C = 14.49 \quad P_w = 280 \# \text{ para } 96^\circ F$$

$$F_{ft} = .9671 \quad P_r = \frac{280}{671} = .417 \quad T_r = \frac{561}{362} = 1.54$$

$$F_{pv} = 1.021$$

$$Q = 3957 \text{ MCF/da}$$

$$R_3 = 0.0263 \times 3957 = 104.07$$

$$R_3^2 = 10.83$$

$$P_w = 280 \text{ \#}$$

$$P_w^2 = 78.40$$

$$P_1 = 295.3 \text{ \#}$$

$$\frac{P_w}{P_1} = \frac{280}{295.3} = 0.948$$

$$P = 0.974$$

$$K_3 = \frac{.617 \times 2600 \times 0.0974}{53.34 \times 561} = \frac{1562.49}{29,923.74} = 0.0522$$

$$P_{av} = \frac{280 + 1450}{2} = \frac{1730}{2} = 865 \text{ \#}$$

$$P_r = \frac{865}{671} = 1.28$$

$$T_r = \frac{561}{362} = 1.55$$

$$F_{pv} = 1.058$$

$$S = (1.058)^2 = 1,119.36$$

$$K_s = 1,119.36 \times 0.0522 = 0.05843$$

$$\log e^{k_s} = 0.05843 \times 0.434249 = 0.025373$$

$$e^{k_s} = \text{antilog } 0.025373 = 1.060$$

$$P_s = 295.3 \times 1.060 = 313$$

$$P_s^2 = 98$$

$$P_f^2 - P_s^2 = 2004$$

T A B L A N° 8

CALCULO DE LA DENSIDAD DE LAS CONSTANTES PSEUDO CRITICAS
REDUCIDA Y FACTOR DE COMPRESIBILIDAD
FORMACION PARIÑAS

Componentes	Fracción Molar %	Y1	Peso Molecular Mi	Frac. de Peso Molecular Y1 Mi	Presión Crítica Psia Pe	Y1 Pe	Temperatura Crítica °R Tc	Y1 Tc
C ₁	92.29		16.042	14.805	673	621.111	344	317.477
C ₂	4.50		30.068	1.353	712	32.040	550	24.750
C ₃	1.71		44.094	0.754	617	10.550	666	11.388
iC ₄	0.30		58.120	0.174	528	1.584	734	2.202
nC ₄	0.43		58.120	0.250	551	2.369	766	3.294
iC ₅	0.44		72.146	0.317	483	2.125	830	3.652
C ₆₊	0.16		86.172	0.138	420	0.672	938	1.501
N ₂	0.14		28.016	0.039	492	0.689	227	0.318
CO ₂	0.03		44.010	0.013	1070	0.321	547	0.164
	<u>100.00</u>			<u>17.843</u>		<u>671.461</u>		<u>364.746</u>

Presión pseudo crítica = $\sum Y_i P_{e_i} = 671.461$

Temperatura pseudo crítica = $\sum Y_i T_{c_i} = 364.746$

gravedad específica = $\frac{17.843}{28.97} = 0.617$

presión reducida = $\frac{\text{presión absoluta}}{\text{presión pseudo crítica}} = \frac{2100}{671.461} = 3.127$

temperatura reducida = $\frac{\text{temperatura absoluta}}{\text{temperatura pseudo crítica}} = \frac{580}{364.746} = 1.590$

con (1) y (2) obtenemos del grafico el factor de compresibilidad $Z = 0.82$

C U A D R O R E S U M E N

BACK PRESSURE TEST

Field: PEÑA MALA
 Formation: HELICO
 Specific Gravity (raw gas): 671
 Avg. Shut - in - Temp. 97 °F
 Size CSG 5 1/2"
 Size TBG 2 1/2"

Well N°: PMX-2
 Date of test: 10 - 11 - 1958
 Bottom Hole Temp. 109 °F a 2200 Ft.
 IDCSG 5012
 SET. AT 2300 Ft
 Prod. Length (L) 2600 Ft.

Field Data

Run N°	min. time of run	choke size	coeffi- cient.	choke press. psia.	choke temp. °F	wellhead press. psia Pw.	wellhead flow temp. °F	Pw ² (Thousands)
Shut - in								
1	40	1/4"	1.47	1360	86	1360	86	1849.6
2	90	1/2"	6.26	1200	91	1200	91	1440.0
3	90	3/4"	14.49	500	94	500	94	250.0
				280	96	280	96	78.40

VOLUME CALCULATIONS

Flow Temp. °F	Temp. Factor Ftf	Gravity factor Fg.	Compress. Factor Fpv.	Volume Mcf/Day
91	.9715	.9877	1.085	1837
94	.9688	.9877	1.036	3103
96	.9671	.9877	1.021	3957

PRESSURE CALCULATIONS

$$(Deff)^{8/3} = 32.25 \quad \sqrt{TF} = \sqrt{561} = 23.68$$

$$C = \frac{1118 \times (Deff)^{8/3}}{\sqrt{TF}} = \frac{1118 \times 32.25}{23.68} = 1522$$

$$Fq = \frac{\sqrt{G \times L}}{C} = \frac{\sqrt{.617 \times 2600}}{1522} = 0.0263$$

Run N°	R	R ² (thousand)	P1	Pw/P1	F	K	S	Eks	PF ^a PS	PF ² PS ² a	PF ² PS ²
Shut - in					1.000	.0539	1.194	1.066	1450	2102	
1	48.31	2.334	1201	.999	.999	.0535	1.175	1.065	1279	1636	466
2	81.61	6.660	506.6	.986	.993	.0532	1.130	1.062	538	289	1813
3	104.07	10.830	295.3	.948	.974	.0522	1.119	1.060	313	98	2004

DATOS A FLOTAR

Q MCF/día	$P_f^2 - P_o^2$
1837	466
3103	1013
3957	2004

CALCULO DE BACK PRESSURE TEST

POZO PMX-1

Formación: PARIÑAS

Gravedad específica: .617

Temperatura promedio de cierre = 98 °F = $\frac{116 + 80}{2}$

Temperatura de fondo: 116 °F

Flujo a través del casing = 5 1/2"

CALCULO DEL VOLUMEN

Primer Rate de Flujo.-

$$Q = C \times P_c \times F_{tf} \times F_g \times F_{pv}, \dots \dots (1)$$

Q = razón de flujo MCF por día

C = coeficiente de Bean (tabla 7 pag, 36)

P_c = presión flowing en el bean psia

F_{tf} = factor de temperatura flowing

F_g = factor de gravedad específica

F_{pv} = factor de supercompresibilidad

Para un Bore 1/2".-

$C = 6,260$

F_{tf} para $83 \text{ } ^\circ F = 0.9786$ (Tabla 4 pag.34)

$P_c = 420$

$F_g = 0.9837$ (tabla 3 pag. 33)

F_{pv} = puede ser encontrado de la siguiente manera:

Para una gravedad especifica de 0.617 la presión y temperatura pseudocrítica son: 671 psia y 362 °R respectivamente.

Entonces:

$$Pr = \frac{P_c}{P_{cd}} = \frac{420}{671} = 0.625 \qquad Tr = \frac{543}{362} = 1.50$$

De la tabla N° 12 pagina 48 $F_{pv} = 1.032$

Sustituyendo en (1):

$$Q = 6,260 \times 420 \times .9786 \times 0.9837 \times 1.032 =$$

$Q = 2.612 \text{ MCF/día}$

BOTTOM HOLE PRESSURE:

$$P_s = P_1 \times e^{ks}$$

P_s = contrapresión en la pared de la formación

$$P_1 = (P_w^2 + R^2)^{1/2}$$

e^{ks} = factor para evaluar la pérdida de presión debido al peso de la columna de gas desde la cabeza del pozo a la pared de la formación

P_w = presión en la cabeza del pozo cuando produce Q MCF/día a P_c

R = factor para calcular la pérdida de presión debido a la resistencia fraccional cuando el pozo esta produciendo Q MCF/día.

$$BHP = P_{si} + \frac{14.268 (psia) (Q_g) (L)}{750,931 (T_{si})}$$

$$= 1980 + \frac{14.268 \times 1980 \times .617 \times 4798}{759,931 \times 540}$$

$$= 1980 + 201 = 2181 \text{ psia}$$

$$BHP = 2181 \text{ psia}$$

Este factor puede ser asumido para la lra. computación
 La presión promedio cuando el pozo esta cerrado es:

$$P_{av} = \frac{P_{si} + P_{BHP}}{2}$$

$$P_{av} = \frac{1980 + 2181}{2} = 2080. \#$$

La presión y temperatura pseudo crítica para un gas de 0.617 es: 671 psia y 36. °R

$$Pr = \frac{2080}{671}$$

$$Tr = \frac{1.49}{36} = \frac{568}{36}$$

$$F_{pv} = 1.151$$

$$S = (F_{pv})^2 = (1.151)^2 = 1.325$$

$$K_{si} = \frac{.617 \times 4798 \times (1)^{(1)}}{33.54 \times 540} = 0.117$$

bajo condiciones del pozo cerrado: $T = T_{si}$

$$F = 1 \text{ cuando } P_2 = P_1$$

$$KG = 0.117 \times 1.279 = 0.149$$

$$e^{ks} = (2.718)^{0.149}$$

$$\log e^{ks} = 0.149 \times \log 2.718 = 0.149 \times 0.434249 = 0.0647$$

$$e^{ks} = \text{antilog } 0.0647 = 1.16$$

Entonces:

$$Pf = Psi \times e^{ks} = 1980 \times 1.16 = 2297 \#$$

Este factor difiere con el BHP asumido por esta razón un nuevo valor 2297 # será asumido y un nuevo BHP calculado.

Luego:

$$Pav = \frac{1980 + 2297}{2} = 2138 \text{ psia}$$

$$P_r = \frac{2138}{671} = 3.18$$

$$Tr = \frac{540}{362} = 1.49$$

$$S = (P_r)^2 = 1.302$$

$$KG = 0.117 \times 1.302 = 0.1523$$

$$e^{ks} = (2.718)^{0.1523}$$

$$\log e^{ks} = 0.1523 \times \log 2.718 = 0.1523 \times 0.434249 = 0.0661$$

$$e^{ks} = \text{antilog } 0.0661 = 1.165$$

Luego:

$$Pf = 1980 \times 1.165 = 2306 \text{ psia}$$

Este valor difiere 9 # del nuevo valor 2297 # que se asumió

Luego:

$$Pf^2 = 2306^2 = 5317 \text{ miles}$$

$$Pf^2 = 5,317 \text{ miles}$$

Primer rate de flujo. - Bean 1/2"

$$R = Pq \times Q_1$$

$$Pq = \frac{\sqrt{QE}}{Q}$$

$$Q = \frac{1118 (\text{Deff})^{8/3}}{\sqrt{Tf}}$$

$$Tf = \frac{\frac{543 + 544 + 545}{3} + 576}{2} = 560 \text{ °R}$$

$$\sqrt{Tf} = \sqrt{560} = 23.66$$

$$(\text{Deff})^{8/3} = (5.012)^{8/3} = 74$$

$$Q = \frac{1118 \times 74}{23.66} = 3490$$

$$Pq = \frac{\sqrt{.617 \times 4758}}{3490} = 0.01560$$

$$R_1 = 0.01560 \times 2612 = 40.60 \quad R_1^c = 1.648 \text{ Thousands}$$

$$Pw = 420 \quad Pw^c = 176.4 \text{ Thousands}$$

$$P_1 = \sqrt{176.4 + 1.648} = 422 \text{ #}$$

$$\frac{Pw}{P_1} = \frac{420}{422} = 0.995 \quad F = .998$$

$$K = \frac{0.617 \times 4758 \times 0.995}{53.34 \times 560} = 0.0978$$

$$P_{av} = \frac{2306 + 420}{2} = 1363$$

$$Pr = \frac{1363}{671} = 2.03$$

$$Tr = \frac{260}{362} = 1.55$$

$$F_{pv} = 1.087$$

$$S = (F_{pv})^2 = (1.087)^2 = 1.182$$

$$KG = 0.0978 \times 1.182 = 0.1160$$

$$e^{ks} = (2.718)^{0.1160}$$

$$\log e^{ks} = 0.1160 = \log 2.718 = 0.1160 \times 0.434249 = 0.0491$$

$$e^{ks} = \text{antilog } 0.0491 = 1.120$$

$$Ps = 420 \times 1.120 = 470$$

$$Ps^2 = 220 \text{ (thousands)}$$

$$P_f^2 - Ps^2 = 5,317 - 220 = 5097$$

$$P_f^2 - Ps^2 = 5097$$

Segundo rate de flujo. - Bean 3/4"

$$C = 14.490$$

$$F_{tf} \text{ para } 84^\circ F = 0.9777$$

$$P_o = 210 \text{ #}$$

$$F_g = 0.9837$$

La presión y temperatura pseudo crítica para un gas de 0.617 de gravedad específica 671 psia y 362 °R

$$Pr = \frac{210}{671} = 0.312$$

$$Tr = \frac{244}{362} = 1.50$$

$$F_{pv} = 1.022$$

$$Q = 14,490 \times 210 \times 0.9777 \times 0.9837 \times 1.022 = 2,990 \text{ MCF/dia}$$

$$Q_2 = 2,990 \text{ MCF/dia}$$

$$R_2 = 0.01560 \times 2990 = 46.55$$

$$R_2^2 = 2.1600 \text{ (thousand)}^2$$

$$P_w = 210$$

$$P_w^2 = 44.10$$

$$P_1 = \sqrt{44.1 + 2.160} = 215 \text{ \#}$$

$$P_w/P_1 = \frac{210}{215} = 0.976 \quad \gamma = .988$$

$$K_2 = \frac{.617 \times 4758 \times .988}{53.34 \times 560} = 0.0986$$

$$P_{av} = \frac{2306 - 210}{2} = 1258 \text{ \#}$$

$$P_r = \frac{1258}{671} = 1.87 \quad T_r = \frac{260}{362} = 1.55$$

$$\gamma_{pv} = 1.089$$

$$S = (\gamma_{pv})^2 = (1.089)^2 = 1.186$$

$$KG = 1.186 \times 0.0986 = 0.1165$$

$$e^{KG} = (2.718)^{0.1165}$$

$$\log e^{KG} = 0.1165 \times \log 2.718 = 0.1165 \times 0.434294 = 0.0505$$

$$e^{KG} = \text{antilog } 0.0505 = 1.125$$

$$P_s = 210 \times 1.125 = 236 \text{ \#}$$

$$P_s^2 = 56 \text{ (thousands)}$$

$$P_f^2 - P_s^2 = 5317 - 56 = 5261$$

$$P_f^2 - P_s^2 = 5,261$$

Tercer Rate de flujo: Bean 1^o

$$C = 22.5$$

$$P_c = 150 \text{ #}$$

$$T = 85 \text{ °F}$$

$$P_{tf} = .9768$$

$$P_g = 0.9837$$

$$P_r = \frac{150}{671} = .223$$

$$P_r = \frac{545}{362} = 1.50$$

$$P_{pv} = 1.021$$

$$Q = 22.5 \times 150 \times .9768 \times 0.9837 \times 1.021 = 3633. \text{ MCF/día}$$

$$Q_3 = 3311 \text{ MCF/día}$$

Rate de flujo:

$$R_3 = 0.01560 \times 3311 = 5079$$

$$R_3^2 = 2.580 \text{ (thousands)}$$

$$P_w = 150$$

$$P_w^2 = 22.5$$

$$P_1 = \sqrt{22.5 + 2.580} = 158 \text{ #}$$

$$P_w/P_1 = \frac{150}{158} = 0.949$$

$$F = 0.974$$

$$K_3 = \frac{617 \times 4728 \times 974}{53.34 \times 560} = 0.0956$$

$$Pav = \frac{2306 + 150}{2} = 1228$$

$$Pr = \frac{1228}{671} = 1.83$$

$$Tr = \frac{560}{362} = 1.58$$

$$Ppv = 1.087$$

$$S = (Ppv)^2 = (1.087)^2 = 1.182$$

$$KG = 1.182 \times 0.0956 = 0.1144$$

$$e^{ks} = (2.718)^{0.1144}$$

$$\log e^{ks} = 0.1144 \times \log 2.718 = 0.1144 \times 0.434249 = 0.0497$$

$$e^{ks} = \text{antilog } 0.0497 = 1.120$$

$$Ps = 150 \times 1.120 = 168$$

$$Ps^2 = 28 \text{ (thousands)}$$

$$Pr^2 - Ps^2 = 5317 - 28 = 5289$$

$$Pr^2 - Ps^2 = 5289$$

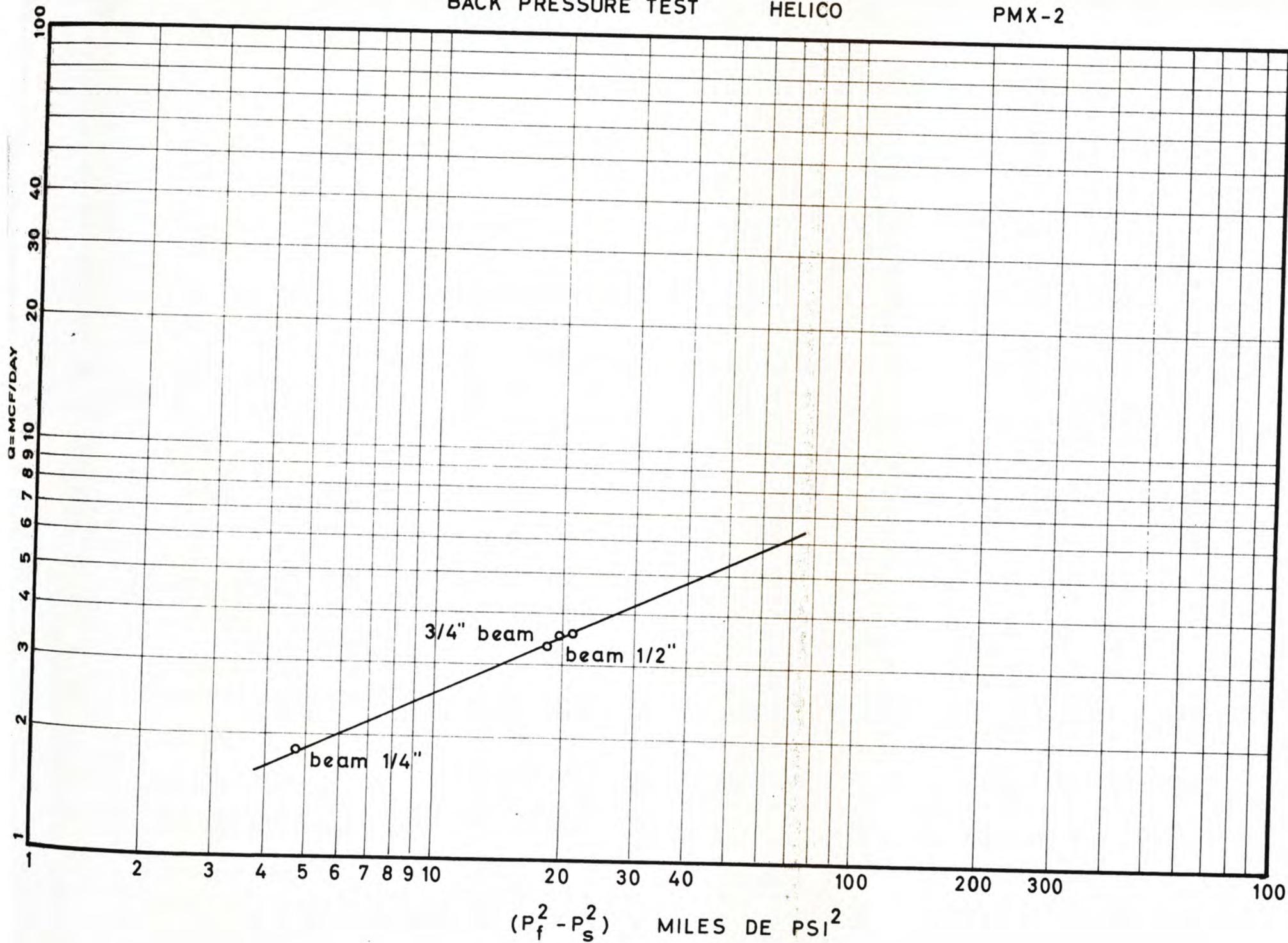
Datos para el ploteo.- (papel logaritmico)

<u>Q</u> MCF/día	<u>Pr² - Ps²</u>
2612	5097
2990	5261
3311	5289

BACK PRESSURE TEST

HELICO

PMX-2



CUADRO RESUMEN
BACK PRESSURE TEST

Campo: PEÑA MALA
Formación: Paríñas
Gravedad Especifica: .617
Avg. Shut in Temp: 98 °F
Size CSC: 5 1/2"
Producción a travez del casing

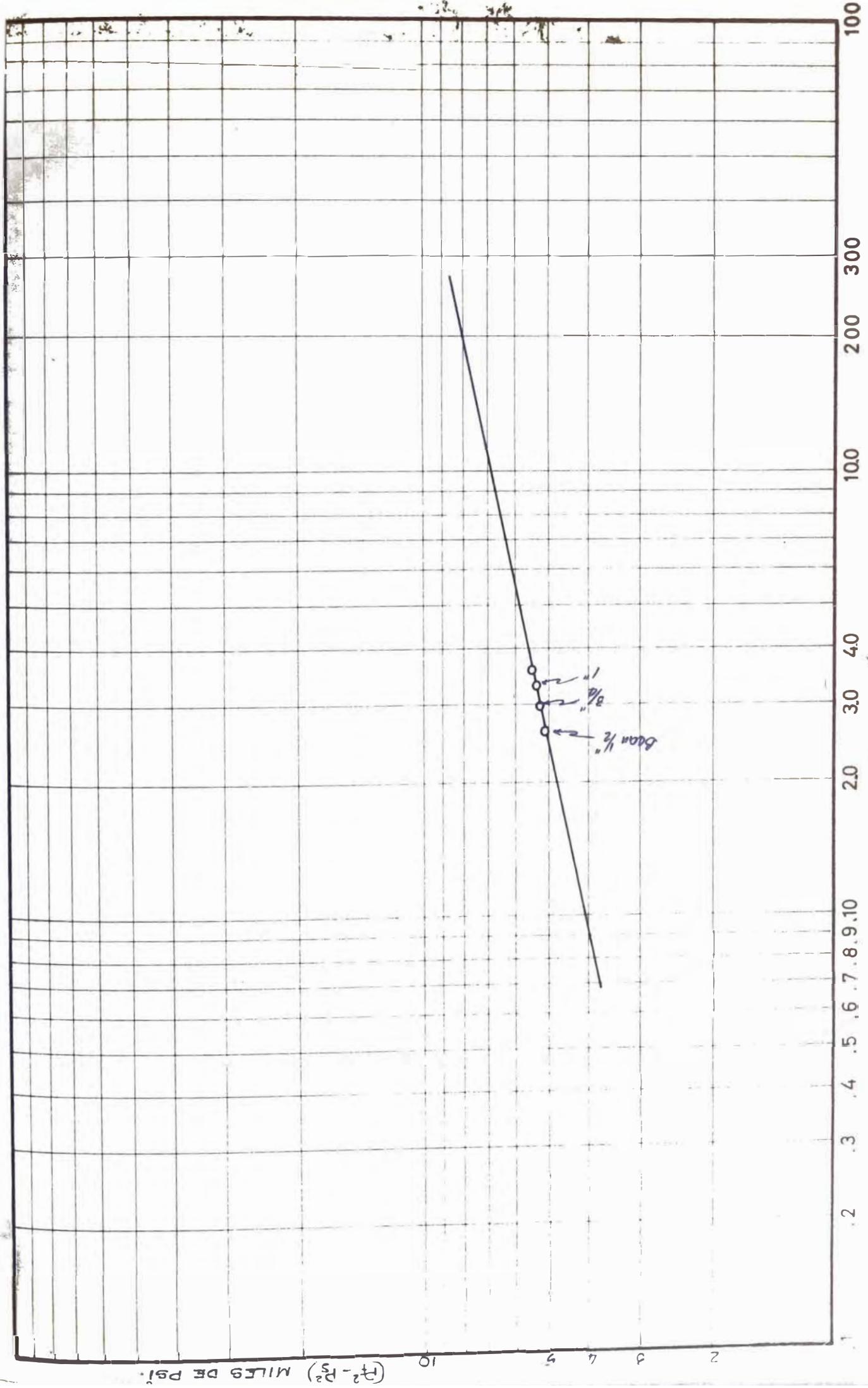
Well N° PMX-1
Fecha: 20 - 3 - 1959
Botton Hole temp. 116 °F
L = 4758'

DATOS DEL CAMPO

Run N°	min. time of run	choke size	coeffi- cient.	choke press. psia.	choke temp. °F	wellhead press. psia Pw.	wellhead flow temp. °F	Pw ² (Thousands)
Shut - in								
1	80	1/2"	6.260	1980 420	80 83	1980 420	80 83	3920.4 176.4
2	70	3/4"	14.49	210	84	210	84	44.1
3	90	1"	22.50	150	85	150	85	22.5

VOLUME CALCULATIONS

Flow Temp. °F	Temp. Factor Ftf	Gravity factor Fg.	Compress. Factor Fpv.	Volume Mcf/Day
83	0.9786	0.9837	1.032	2612
84	0.9777	0.9837	1.022	2990
85	0.9768	0.9837	1.021	3311



PRESSURE CALCULATIONS

$$(Deff)^{8/3} = (5.012)^{8/3} = 74 \quad \sqrt{TF} = \sqrt{560} = 23.66$$

$$C = \frac{1118 \times (Deff)^{8/3}}{\sqrt{TF}} = \frac{1118 \times 74}{23.66} = 3490$$

$$Fq = \frac{\sqrt{G \times L}}{C} = \frac{\sqrt{.617 \times 4758}}{3490} = 0.0156$$

Run N°	R	R ² (thousand)	P1	Pw/P1	F	K	S	E ^{ks}	PF ^a PS	PF ² PS ² a	Pr ² PS ²
Shut - in					1.000	0.117	1.279	1.160	2306	5317	
1	40.60	1.648	422	0.995	0.998	0.0978	1.182	1.120	470	220	5097
2	46.55	2.180	215	0.976	0.988	0.0986	1.186	1.125	236	56	5261
3	50.79	2.580	158	0.949	0.974	0.0956	1.182	1.120	168	28	5289

T A B L A N°
ESTUDIO DE LA DEPLETACION - FORMACION PARIÑAS

Po Pig.	Pc Pria	Pc ² -M	Pc ² - Pw ² (Pc ² - 449)	log(Pc ² - Pw ²)	0.85log(AP ²)	Antilog (Pc ² - Pw ²) ^{0.85}	C(AP ²) ^{0.85} MM cfd. M	Produc. diaria promedio MMM dfd	Produc. Acumulada MMM dfd	Tiempo Acumulado años
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
1900	1915	3648	3200	6.50515	5.52293	333.4	3.32	1.5		
1800	1815	3295	2846	6.45423	5.48609	306.3	3.063	1.5	0.4	0.7
1600	1615	2608	2159	6.33425	5.38411	242.2	2.422	1.5	0.8	1.3
1400	1415	2002	1553	6.19145	5.26373	183.1	1.831	1.5	1.1	2.0
1200	1215	1476	1027	6.00157	5.10133	126.3	1.263	1.5	1.8	2.8
1000	1015	1030	581	5.76418	4.89955	79.3	.793	.7	2.4	4.3
800	815	664	215	5.33244	4.53257	34.0	.340			
700	715	511	62	4.79239	4.07353	11.8	.118			

DATOS Y CALCULOS +PARA LA TABLA.-

Pw = 670

Pc = 448,900

Gas original librado del reservorio 3.311 MM Cfd

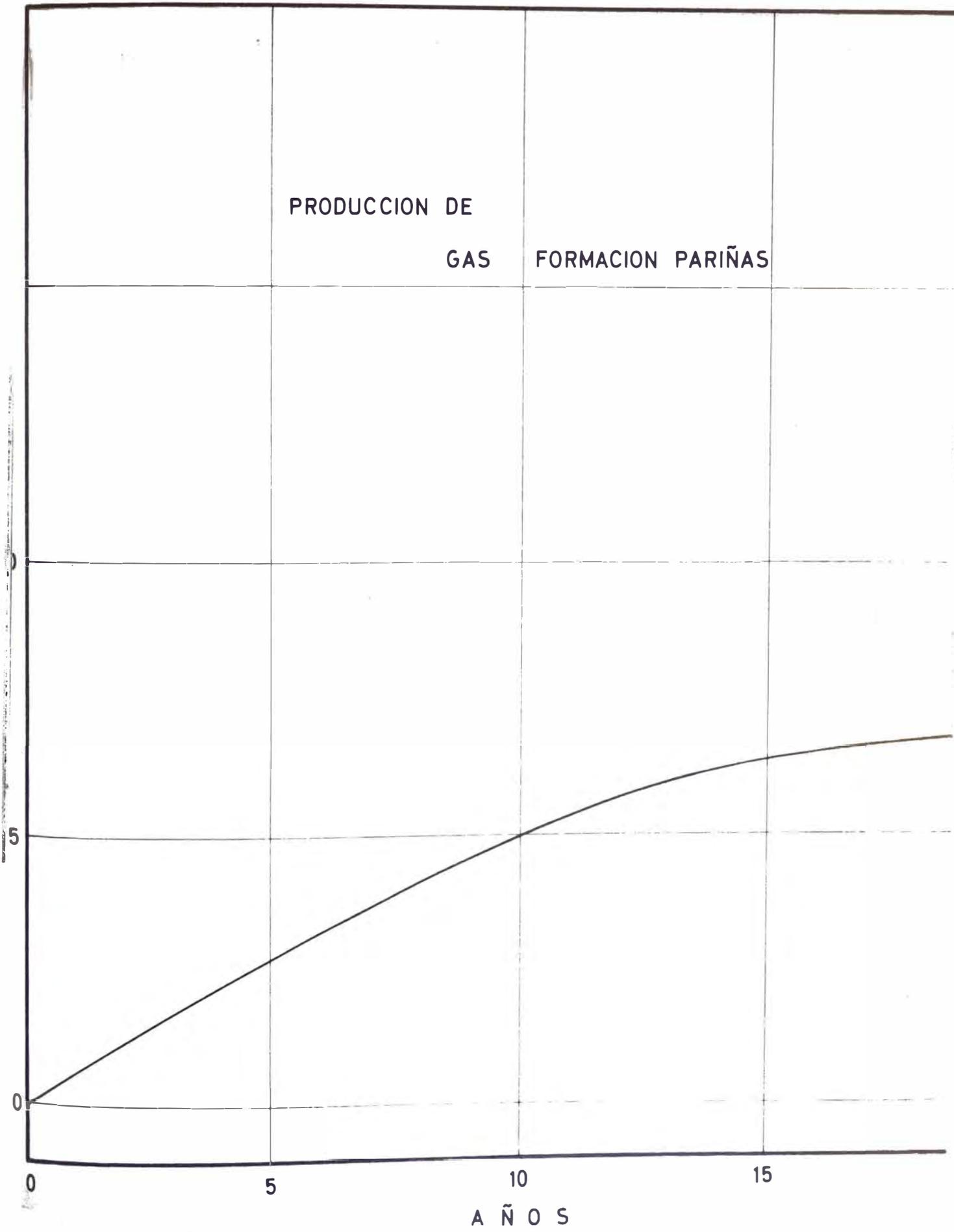
Coficiente de rendimiento $C = \frac{3.311}{333,4000} = 0.01000$

Columna (8) : Liberación instantanea = $C (pc^2 - Pw^2)^{0.85}$

Columna (9) : Se estima una Producción diafia de 1.5 MM cfd por pozo con fines de Inyección para mantenimiento de presión a la formación Mogollón.

PRODUCCION DE
GAS

FORMACION PARIÑAS



CALCULO DE LA RESERVA ORIGINAL.- FORMACION NEGOLLON.-

La determinación, del volumen original para la formación Negollón, se hace siguiendo el procedimiento ya conocido. El gráfico N° 14 muestra el mapa isópaco de la formación Negollón y en la tabla N° 10 se hace un resumen del cálculo.

$$\text{VOLUMEN DE LA ROCA RESERVOIRIO} = 4,291.7150 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

$$\text{VOLUMEN POROSO} = 4,291.7150 \times 10^6 \times .12 = 515.1058 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

Este volumen es a las condiciones del reservorio o sea $P_i = 2800$ psia y $T_i = 145$ °F el volumen a condiciones standards sería, considerándolo como un gas perfecto:

$$V_s = \frac{2800 \times (60 + 460) \times 515.1058 \times 10^6}{14.7 \times (145 + 460)} = 84,750 \times 10^6 \text{ ft}^3 \text{ Standard}$$

El factor de desviación para las condiciones de abandono es:

$$Z_s/Z_i = \frac{1.00}{0.81} = 1.23$$

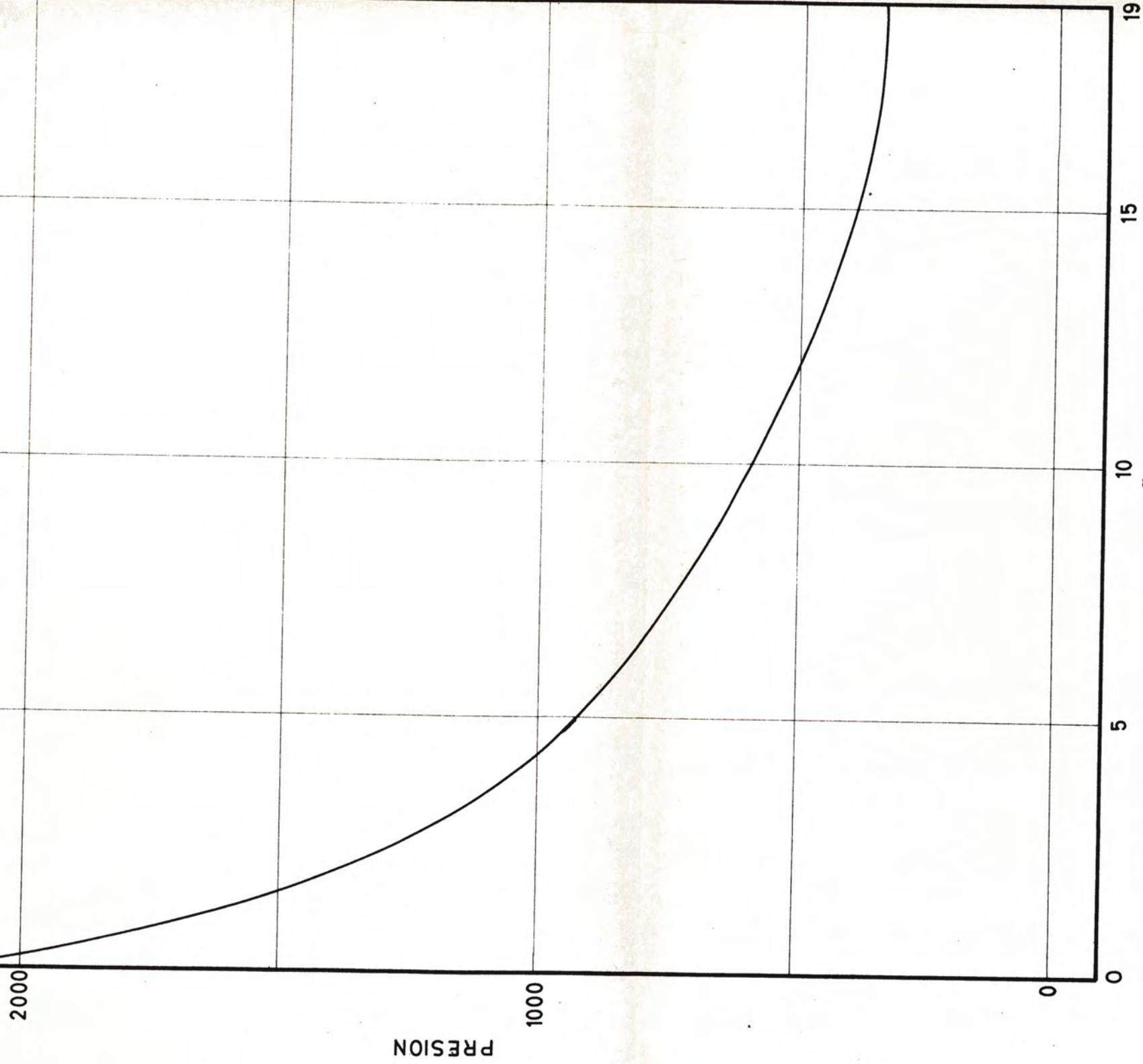
por lo tanto los pies cúbicos de gas existentes en el espacio poroso calculado es:

$$84,750 \times 10^6 \times 1.23 = 104,242.50 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

El volumen de gas remanente en el reservorio cuando se alcance la presión de abandono sería:

$$V_g = \frac{(100) (60 + 460) \times 515.1058 \times 10^6}{14.7 (145 + 460)} = 3,454 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

DEPLETACION DE LA FORMACION PARIÑAS



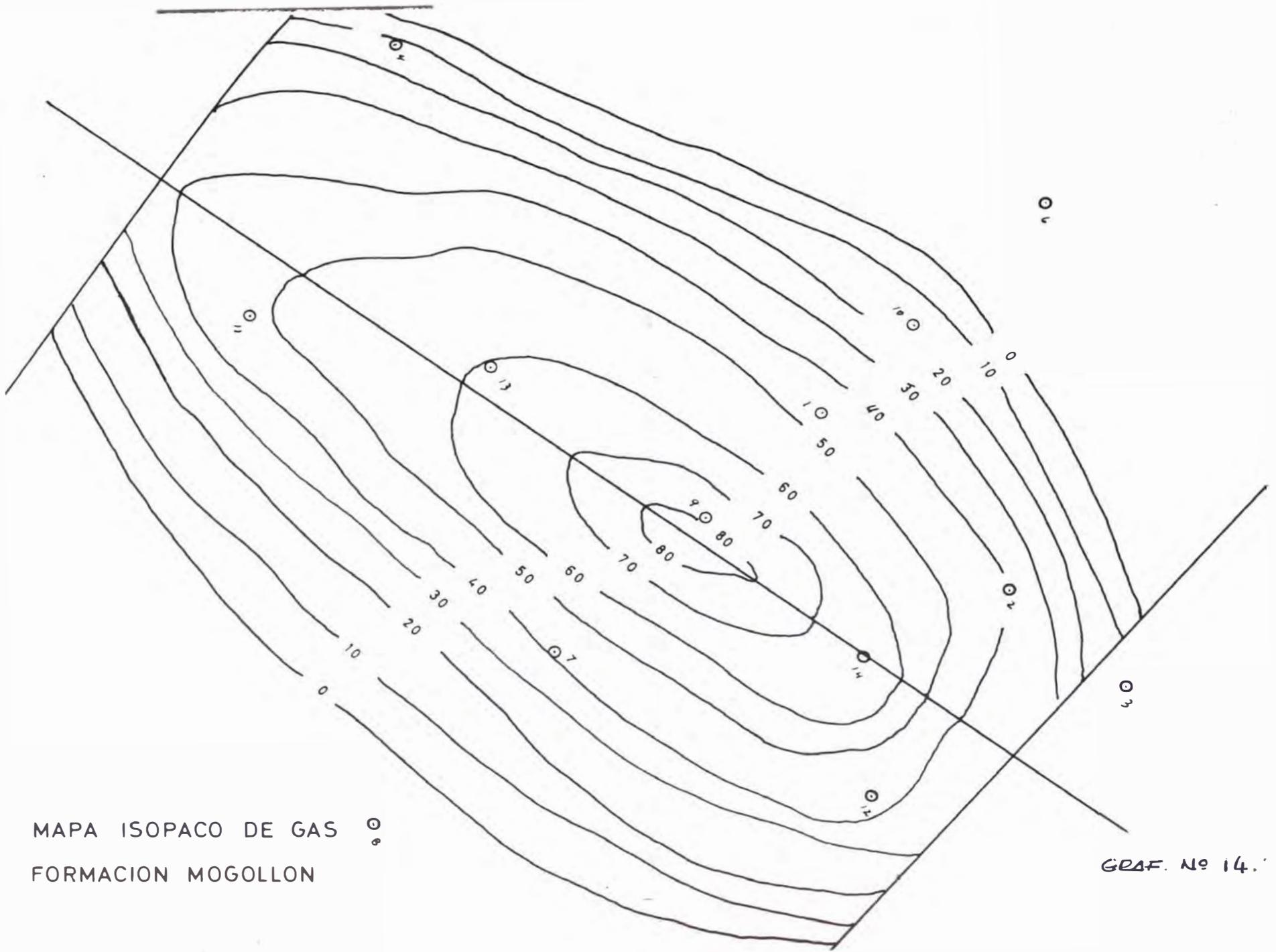
T A B L A N° 10

CALCULO DEL VOLUMEN DE LA RESERVA GASIFERA
FORMACION MOGOLLON

Constante K = $0.75 < > 4 \times 10^6 \text{ ft}^2$

$4 \times 10^6 / 3/4 \times \text{diferencia de lecturas} = 16/3 \times 10^6 \times \text{AL}$

Línea Isopaca	Lectura del Planimetro	Diferencia de lecturas (AL)	Area ft^2	Potencial media (h)	Volumen de la arena reservorio ft^3
0	21.80		14.133×10^6	5	70.6650×10^6
10	19.15	2.65	14.559×10^6	15	218.3850×10^6
20	16.42	2.73	15.093×10^6	25	377.3250×10^6
30	13.59	2.83	18.079×10^6	35	633.3950×10^6
40	10.20	3.39	21.333×10^6	45	959.9850×10^6
50	6.20	4.00	17.600×10^6	55	968.0000×10^6
60	2.90	3.30	10.666×10^6	65	693.2900×10^6
70	0.90	2.00	3.733×10^6	75	279.9750×10^6
80	0,20	0.70	1.067×10^6	85	90.6950×10^6
90		0.20			
Volumen total de la arena reservorio					$4,291.7150 \times 10^6 \text{ ft}^3$

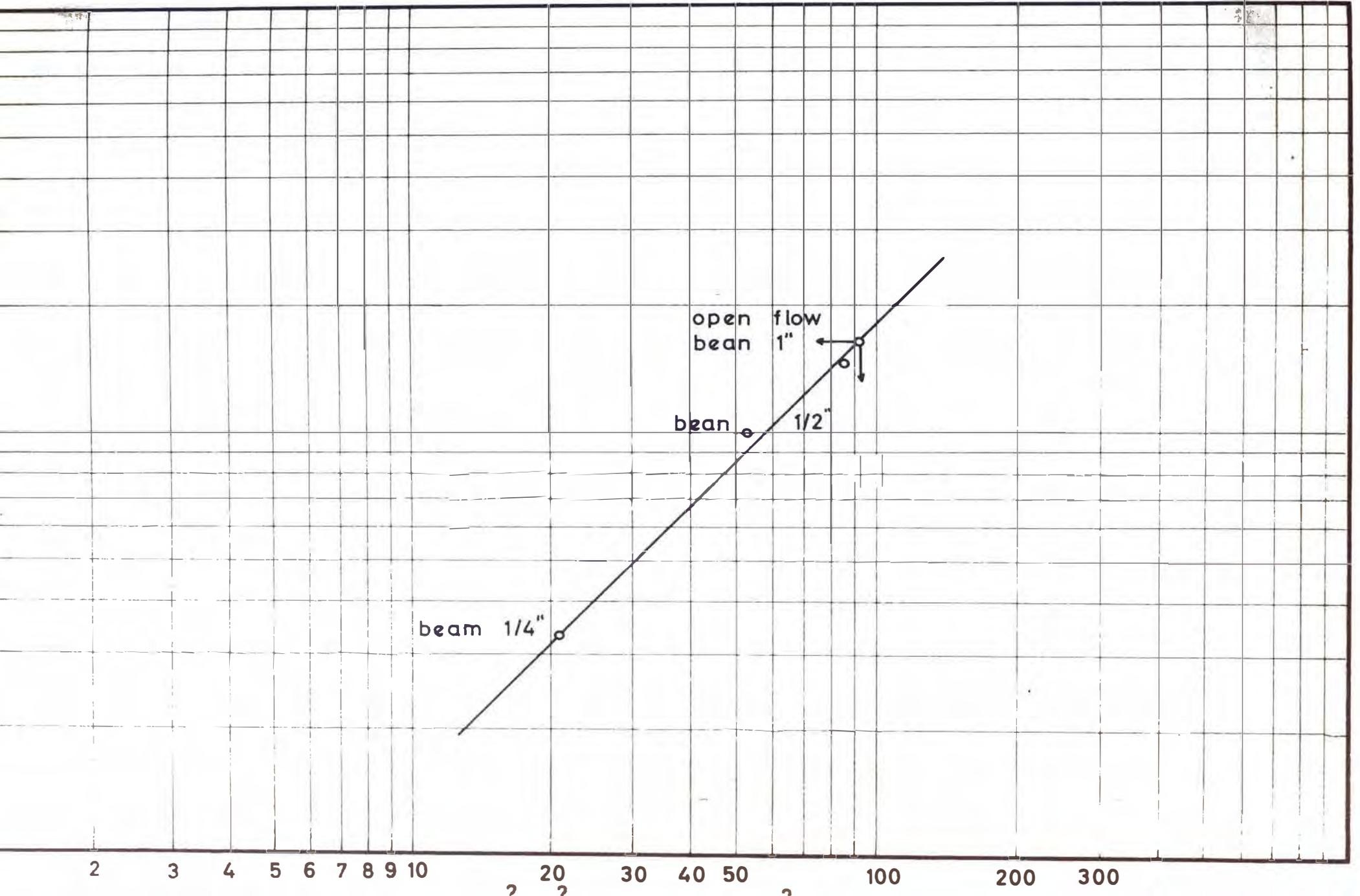


MAPA ISOPACO DE GAS 
FORMACION MOGOLLON

GRAF. No 14.

BACK PRESSURE TEST

FORM. MOGOLLON



El factor de desviación para las condiciones de abandono de producción es:

$$\frac{z_s}{z_f} = \frac{1.00}{0.98} = 1.02$$

El volumen teórico de gas que quedaría en el reservorio cuando la presión de abandono sea 100 psia es

$$3,454 \times 10^6 \times 1.02 = 3,523.08 \times 10^6$$

La cantidad de pies cúbicos de gas que produciría el reservorio antes de abandono sería:

$$104,242.50 \times 10^6 - 3,523.08 \times 10^6 = 100,719.42 \times 10^6 \text{ ft}^3$$

En la tabla N° II se presenta el análisis del gas condensado y los cálculos de la densidad, constantes pseudo críticas, producidas y el factor de compresibilidad Z

CALCULO DE BACK PRESSURE TEST

POZO PMX-1

Formación: MOGOLLON

Gravedad específica: .69

Temperatura Promedio de cierre - 108 °F = $\frac{140 + 76}{2}$

Temperatura de fondo 140 °F a 7000'

Flujo a través del Casing 5 1/2" 17 # LD = 4.092

CALCULO DEL VOLUMEN

$$Q = Q \times P_c \times F_{tf} \times F_g \times F_{pv}$$

Para Bean de 1/4 $Q = 1.47$

$$P_c = 2090 \text{ psia}$$

$$F_{tf} \text{ para } 82^\circ F = .9795$$

$$F_g \text{ para } .69 \text{ de gravedad especifica} = .9325$$

$$\text{Presión pseudo crítica } 669 \text{ psia}$$

$$\text{Temperatura pseudo crítica} = 388^\circ R$$

$$Pr = \frac{2090}{669} = 3.13$$

$$Tr = \frac{(460 + 82)}{388} = \frac{540}{388} = 1.39$$

$$F_{pv} = 1.196$$

$$Q = 1.47 \times 2090 \times .9795 \times .9325 \times 1.196$$

$$Q = 3355 \text{ MCF/día}$$

Presión de fondo. $P_w = P_1 \times e^{k_B} \times P_1$

$$P_1 = (P_w^2 + R^2)^{1/2}$$

$$BHP = P_{s1} + \frac{14,268 \text{ (Psi) (Gg) (L)}}{(759,931) \text{ (Tsi)}}$$

$$= 2450 + \frac{14,268 \times 2450 \times .69 \times 7000}{759,931 \times (100 + 460)}$$

$$\text{BHP} = 2450 + 392 = 2842 \#$$

Este valor puede ser asumido para la primera computación, la presión promedio cuando el pozo esta cerrado es:

$$\frac{2842 + 2450}{2} = 2646$$

$$\text{Pr} = \frac{2646}{669} = 3.95$$

$$\text{Tr} = \frac{(460 + 108)}{388} = 1.46$$

$$\text{Fpv} = 1.149$$

$$S = (\text{Fpv})^2 = (1.149)^2 = 1.320$$

$$\text{Ksi} = \frac{.69 \times 7000 \times 1}{53.34 \times 568} = \frac{4830}{30350} = 0.159$$

$$\begin{aligned} \text{Ksi} \times S &= 1.320 \times 0.159 = 0.210 \quad \log e^{ks} = 0.210 \times \log 2.718 \\ &= 0.210 \times 0.434249 = 0.091 \\ e^{ks} &= \text{antilog } 0.091 = 1.232 \end{aligned}$$

$$\text{Pf} = 2450 \times 1.232 = 3,018 \#$$

Este valor difiere con el BHP asumido, por esta razón un nuevo valor 3018 será asumido y un nuevo BHP calculado

Luego:

$$\frac{3018 + 2450}{2} = 2734 \#$$

$$Pr = \frac{2734}{669} = 4.07$$

$$Tr = 1.46$$

$$Fpv = 1.147$$

$$S = (Fpv)^2 = (1.147)^2 = 1.315$$

$$K = 0.159$$

$$KS = 0.159 \times 1.315 = 0.209$$

$$e^{KS} = (2.718)^{0.209}, \log e^{KS} = 0.209 \times \log 2.718 = 0.209 \times 0.434245$$

$$= 0.093 \text{ antilog } 0.093 = 1.238$$

$$Pr^2 = 2450 \times 1.238 = 3025 \#$$

$$Pr^2 = 9150 \text{ miles}$$

Primer rate de flujo.-

$$Ps = P_1 \times e^{KS}$$

$$R = Pg \times Q$$

$$P_1 = (Pw^2 + R^2)^{1/2}$$

$$Pg = \frac{Qg \times L}{C}$$

$$C = \frac{1.118 \times (Deff)^{8/3}}{Tf}, \quad (Deff)^{8/3} = (4.892)^{8/3} = 650$$

$$\frac{542 + 546 + 250}{3} + 600$$

$$Tf = \frac{\frac{542 + 546 + 250}{3} + 600}{2} = 573 \text{ OR } \sqrt[3]{573} = 83.90$$

$$C = \frac{1,118 \times 65}{23.90} = 3,035$$

$$P_8 = \frac{\sqrt{.69 \times 7000}}{3,035} = \frac{69.50}{3035} = 0,0229$$

$$R_1 = 0.0229 \times 3355 = 77,1 \quad R_1^2 = 5,940 \text{ miles}$$

$$P_w = 2090 \quad P_w^2 = 4,368 \text{ miles}$$

$$P_1 = \sqrt{5.940 + 4.368} = 2091 \#$$

$$\frac{P_w}{P_1} = \frac{2090}{2091} = 0.999 \quad F = .999$$

$$K_1 = \frac{.69 \times 7000 \times .999}{53.34 \times 573} = 0.176$$

$$P_{av} = \frac{2090 + 3025}{2} = 2557.5$$

$$P_r = \frac{257.2}{669} = 3.83$$

$$T_r = \frac{573}{388} = 1.47$$

$$F_{pv} = 1.146$$

$$S = (1.146)^2 = 1.315$$

$$K_8 = 0.176 \times 1.315 = 0.2314$$

$$\log e^{k_8} = 0.2314 \times \log 2.718 = 0.2314 \times 0.43429 = 0.1004'$$

$$\text{antilog } 0.1004 = 1.27$$

$$P_s = 2091 \times 1.27 = 2656$$

$$P_s^2 = 7052$$

$$P_r^2 + P_s^2 = 2098 \#$$

Segundo Rate de flujo.- Bean 1/2"

C = 6.26 Pc = 1530 Ptf para 86 °F = 0.9759

Yg = 0.9325 Pr = $\frac{1520}{669} = 2.28$ Tr = $\frac{546}{388} = 1.41$

Fpv = 1.156

Q = 6.26 x 1530 x 0.9759 x 0.9325 x 1.156 = 10,058 MCF/día

Q = 10,058 MCF/día

R₁ = 0.0229 x 10,058 = 230 R₁² = 52.9 miles

Pw = 1530 Pw² = 2340.9 miles

P₁ = $\sqrt{52.9 + 2340.9} = 1547$ psia

$\frac{Pw}{P_1} = \frac{1530}{1547} = 0.990$ F = .995

K = $\frac{.69 \times 7000 \times .990}{5334 \times 573} = 0.1572$

Pav = $\frac{1530 + 3025}{2} = 2277.5$ #

Pr = $\frac{2277.5}{669} = 3.41$

Tr = $\frac{573}{388} = 1.47$

Fpv = 1.152

S = (Fpv)² = (1.152)² = 1.328

KS = 0.1572 x 1.328 = 0.207

log e^{ks} = log (2.718)^{0.207} = 0.207 x 0.434249 = 0.107

e^{ks} = 1.230

$$P_a = 1530 \times 1.280 = 1960\text{f}$$

$$P_a^2 = 3841 \text{ miles}$$

$$P_r^2 - P_a^2 = 5309$$

Tercer Rate de flujo.- Boun 1"

$$Q = 22.5$$

$$P_o = 670 \text{ psia para } T = 90 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$P_{tf} = 0.9723$$

$$P_g = 0.9325$$

$$P_r = \frac{670}{669} = 1.02$$

$$T_r = \frac{550}{388} = 1.42$$

$$P_{pv} = 1.068$$

$$Q = 22.5 \times 670 \times 0.9723 \times 0.9325 \times 1.068 = 14,597 \text{ MCF}$$

$$R = 0.0229 \times 14,597 = 334$$

$$R^2 = 111.50 \text{ miles}$$

$$P_w = 670$$

$$P_w^2 = 448.90 \text{ miles}$$

$$P_1 = \sqrt{111.50 + 448.90} = 748 \text{ psia}$$

$$\frac{P_w}{P_1} = \frac{670}{748} = 0.898$$

$$F = .950$$

$$K = \frac{.69 \times 7000 \times .950}{53.34 \times 573} = 0.1510$$

$$P_{av} = \frac{670 + 3025}{2} = 1847.5$$

$$P_r = \frac{1847.5}{669} = 2.77$$

$$T_r = \frac{573}{388} = 1.47$$

$$669$$

$$388$$

$$Fpv = 1.143$$

$$S = (1.143)^2 = 1.310$$

$$KS = 0.3510 \times 1.310 = 0.1965$$

$$\log e^{KS} = 0.1965 \times 0.424349 = 0.0834$$

$$\text{antilog } 0.0834 = 1.209$$

$$Ps = 670 \times 1.209 = 810$$

$$Ps^2 = 640$$

$$Pf^2 - Ps^2 = 8510$$

DATOS A GRAFICAR

Q/ MCF/día	$Pf^2 + Ps^2$
3355	2098
10,058	5309
14,597	8510

T A B L A N° 11
 CALCULO DE LA GRAVEDAD ESPECIFICA DE LAS CONSTANTES PSEUDO CRITICAS
 REDUCIDAD Y FACTOR DE COMPRESIBILIDAD
 FORMACION MOGOLLON

COMPONENTES	Fracción Molar %	Peso Molecular Mi	Frac. de Peso Molecular Yi Mi	Presión Crítica Psia Pc.	Yi Pc	Temperatura Crítica °R Te	Yi Te
C ₁	82.70	16.047	13.2667	673	556.571	344	284.488
C ₂	9.44	30.068	2.8950	712	67.212	550	51.929
C ₃	4.94	44.094	2.1782	617	30.479	666	32.900
iC ₄	1.08	58.120	0.6276	528	5.702	734	7.927
nC ₄	0.99	58.120	0.5753	551	5.455	766	7.583
iC ₅	0.21	72.146	0.1515	483	1.014	830	1.743
nC ₅	0.11	72.146	0.0793	489.8	0.539	846.2	0.931
C ₆	0.14	86.172	0.1206	440	0.616	914.2	1.277
C ₇	0.09	100.200	0.0902	395.9	0.356	972.4	0.875
CO ₂	0.30	44.010	0.1520	1070.2	3.210	547.5	1.642
			20.1365		671.154		391.288

Presión pseudo crítica = $\sum Y_i P_c = 671.154$
 temperatura pseudo crítica = $\sum Y_i T_c = 391.288$

gravedad específica = $\frac{\sum Y_i M_i}{28.97 \rightarrow \text{P.M. del aire}}$ = $\frac{20.1365}{28.97} = 0.6951$

presión reducida = $\frac{\text{presión absoluta}}{\text{presión pseudo crítica Psc}}$ = $\frac{2800 \text{ psi}}{671.156} = 4.172$ (1)

temperatura reducida = $\frac{\text{temperatura absoluta}}{\text{temperatura pseudo crítica Tsc.}}$ = $\frac{(145 + 460)}{391.288} = 1.546$ (2)

con (1) y (2) obtenemos del grafico el factor de compresibilidad $Z = 0.81$

C U A D R O R E S U M E N
B A C K P R E S S U R E T E S T

Campo: PEÑA MALA
Formación: Mogollón
Gravedad específica: 0.69
Avg. Shut - in Temp. 108 °F
Size CSG 5 1/2" WT/FT 17 Lbs.
Size TBC
Prod. a travez del casing X

Well N° PMX-1
Fecha: 10 - 9 - 1958
Bottom Hole Temp. 140 °F
L = 7000'

D A T O S D E L C A M P O

Run N°	min. time of run	choke size	coeffi- cient.	choke press. psia.	choke temp. °F	wellhead press. psia Pw	wellhead flow temp. °F	Pw ² (Thousands)
Shut - in								
1	70	1/4"	1.47	2450	76	2450	76	5922.5
2	95	1/2"	6.26	2090	82	2090	82	4368
3	180	1"	22.5	1530	86	1530	86	2341
				670	90	670	90	449

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

Flow Temp. °F	Temp. Factor Ftf	Gravity factor Fg.	Compress. Factor Fpv.	Volume Mcf/Day
82	0.9795	0.9325	1.196	3355
86	0.9759	0.9325	1.154	10058
90	0.9724	0.9325	1.068	14597

PRESSURE CALCULATIONS

$$(Deff)^{8/3} = (4.892)^{8/3} = 65 \quad \sqrt{TF} = \sqrt{573} = 23.90$$

$$C = \frac{1118 \times (Deff)^{8/3}}{\sqrt{TF}} = \frac{1118 \times 65}{23.90} = 3,035$$

$$Fq = \frac{\sqrt{G \times L}}{C} = \frac{\sqrt{.69 \times 7000}}{3,035} = 0.0229$$

Run N°	R	R ² (Thousand)	Pi	Pw/Pi	F	K	S	E ^{ks}	PF ^a PS	PF ^{2 a} PS ²	PF ² PS ²
Shut - in					1.000	0.159	1.320	1.232	3025	9150	
1	77.1	5.94	2091	0.999	0.999	0.176	1.315	1.270	2656	7052	2098
2	230.	52.90	1547	0.990	0.995	0.157	1.328	1.280	1960	3841	5309
3	334	111.50	748	0.898	0.950	0.151	1.310	1.209	810	640	8510

TABLA N°

ESTUDIO DE LA DEPLETACION FORMACION MCGOLLON

Pc log.	Pe Psia	Pe ² -M	Pe ² - Pw ² (Pe ² - 449)	log(Pe ² - Pw ²) 0.85	log(AP ²) 0.85	Antilog (Pe ² - Pw ²) ^{0.85}	C(AP ²) ^{0.85} MM cfd.	Produc. diaria promedio MM fed (9)	Produc. Acumulada MMM dfd (10)	Tiempo Acumulado años (11)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
800	2815	7925	7476	6.87367	5.84262	696.0	145.97	25		
600	2615	6838	6389	6.80543	5.78461	609.0	127.73	25		
400	2415	5832	5383	6.73102	5.72136	526.5	110.42	25		
200	2215	4906	4457	6.64904	5.65168	448.4	94.04	25		
000	2015	4060	3611	6.55763	5.57398	374.9	78.63	25	8.5	1.5
000	1815	3295	2846	6.45423	5.48609	306.5	64.24	25	13.5	2.4
600	1615	2608	2159	6.33425	5.38411	242.2	50.80	25	18.5	3.3
400	1415	2002	1553	6.19145	5.26273	183.1	38.40	25	24.5	4.4
200	1215	1476	1027	5.00157	5.10133	126.3	26.49	25	26.6	5.7
000	1015	1030	581	5.76418	4.89955	79.3	16.63	25	41.5	7.5
000	815	664	215	5.33244	4.53257	34.0	7.13	25	52.5	9.5
700	715	511	62	4.79239	4.07353	11.8	2.47		66.5	12.0
									75.0	13.5

DATOS Y CALCULOS PARA LA TABLA.-

Pw = 670 psia

Pc² = 448,900

Gas original liberado del Reservorio 145.97 MM Cfd Bean 1"

Coeficiente de rendimiento C = $\frac{\text{Gas liberado}}{(Pc^2 - Pw^2)^{0.85}} = \frac{145.97}{(2815^2 - 670^2)^{0.85}} = 0.20973$

Columna (8) liberación Instantanea = C (Pe² - Pw²)^{0.85}

Columna (9) Se estima una Producción diaria de 25 MM Cfd.

PLANTA DE GASOLINA.-

Tradicionalmente el gas se utiliza solamente como combustible o para mantener la presión en los reservorios y operaciones de gas lift.

Actualmente el gas es aprovechado en obtención de productos básicos de gran valor sobre todo para la Industria Petróquímica.

Como la mayor parte de los hidrocarburos que integran el gas condensado son líquidos a la presión atmosférica, es por esta razón que aquellos bastante ricos son transformados en líquidos a moderadas presiones y a la temperatura ambiente.

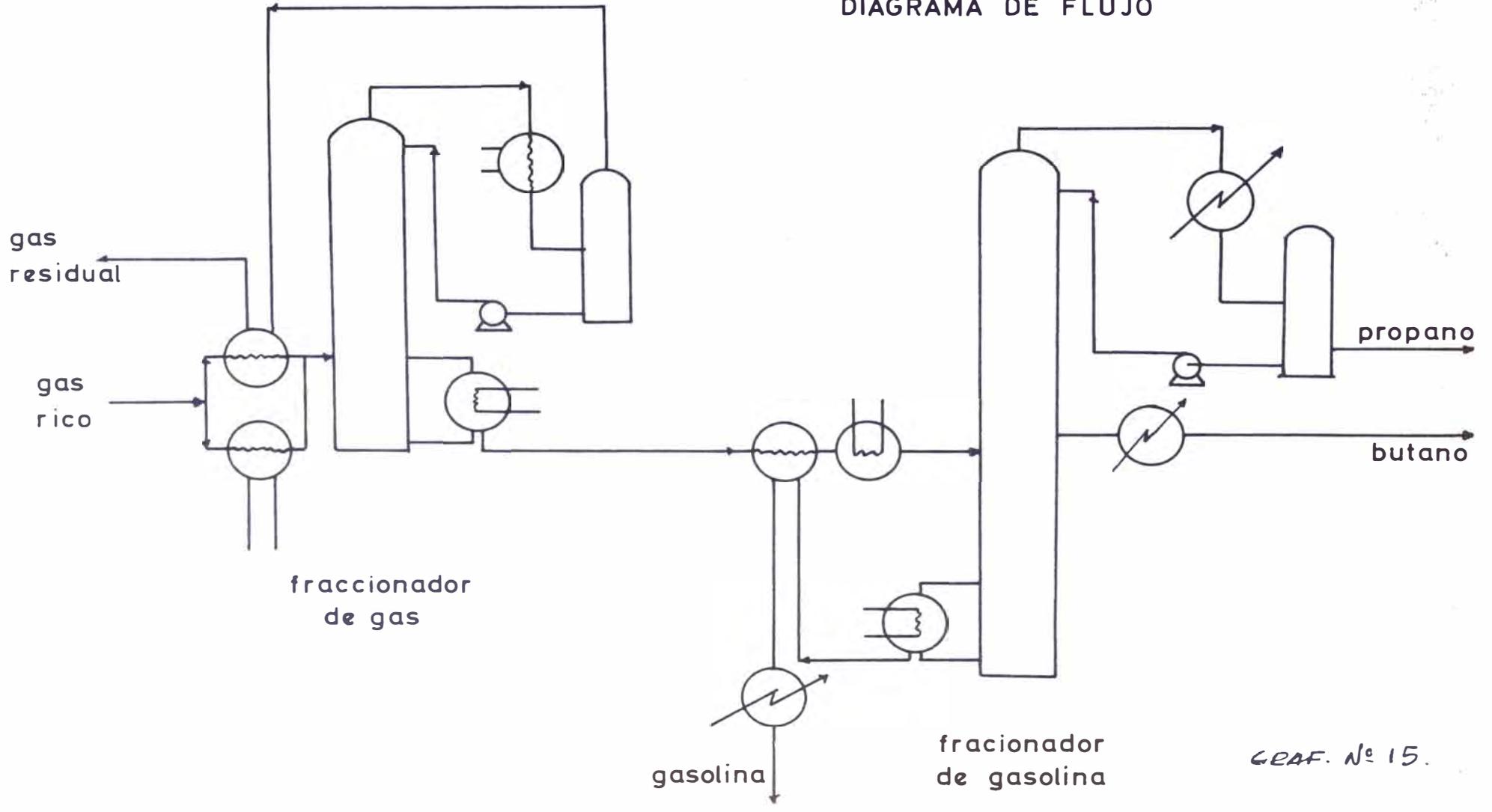
Los principales productos que se obtendrán de nuestro Reservorio de gas condensado, en función a su rápida comercialización serán: Gasolina Natural, Butano, Propano y Gas Seco.

El gas residual será utilizado como combustible o será reinyectado. Es bueno recalcar que el gas seco es la materia prima para la Industria Petroquímica.

La gasolina natural se usa principalmente en la manufactura de la Gasolina Motor para darle la volatilidad requerida.

El Butano y Propano son usados principalmente como comb

DIAGRAMA DE FLUJO



GRAF. N° 15.

bustible y también como materias primas en la Industria -
Petroquímica. Se utilizan también para la reinyección en
la recuperación secundaria, pero en el presente estudio -
solo veremos su comercialización como combustible.

También se recupera el Hexano para utilizarlo como -
solvente en la extracción de aceites y grasas, etc. Pero este
es materia de otros estudios.

A continuación se describe los lineamientos básicos
para la obtención de la gasolina natural con el propano y
butano recalquándose que la separación de estos productos, -
operación que se realiza en torres de fraccionamiento.

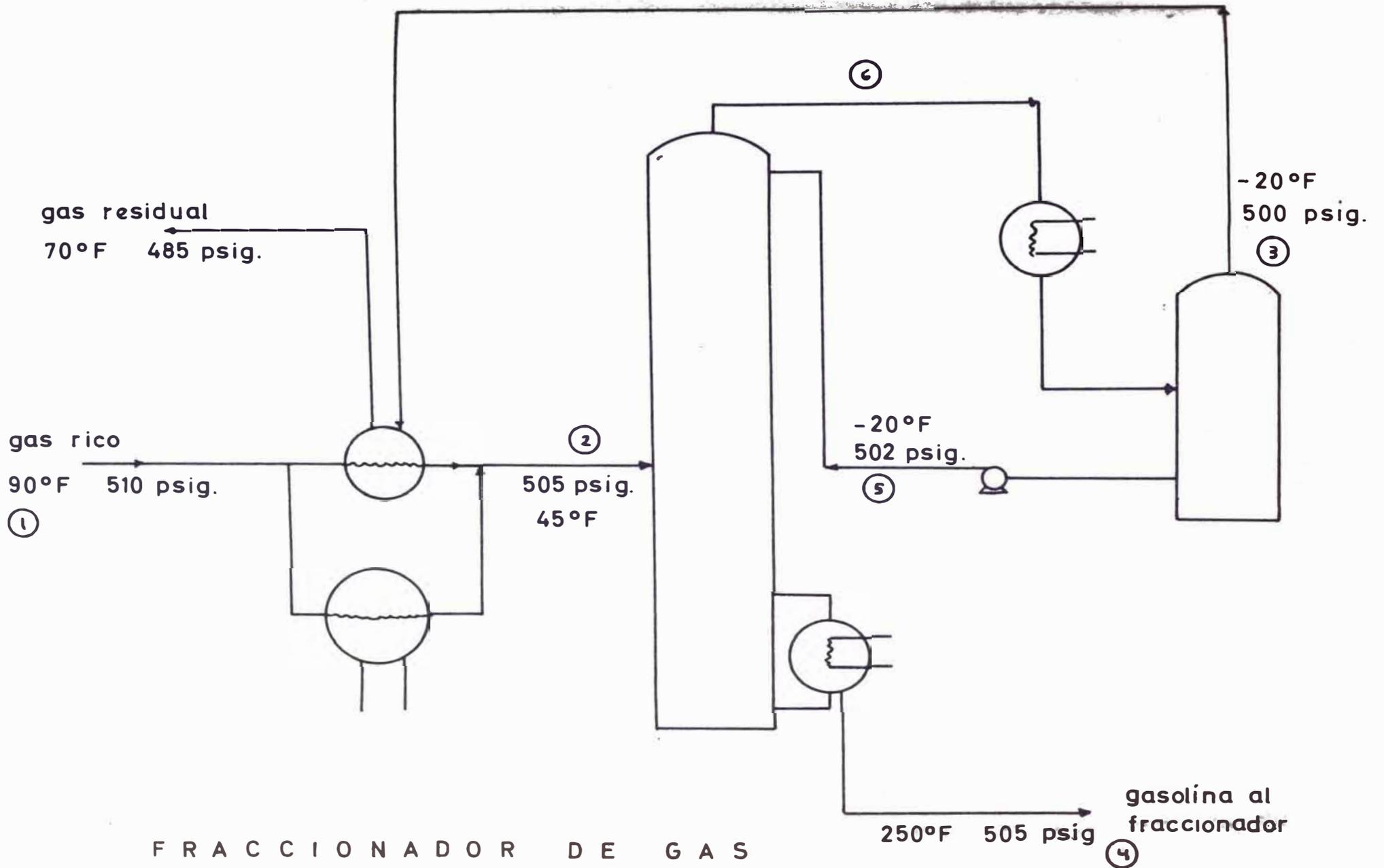
METODO DE FRACCIONAMIENTO DE GAS.-

Este proceso se usa principalmente cuando se dispone
de gases ricos en hidrocarburos pesados y se obtienen ex-
celentes recuperaciones de LPG.

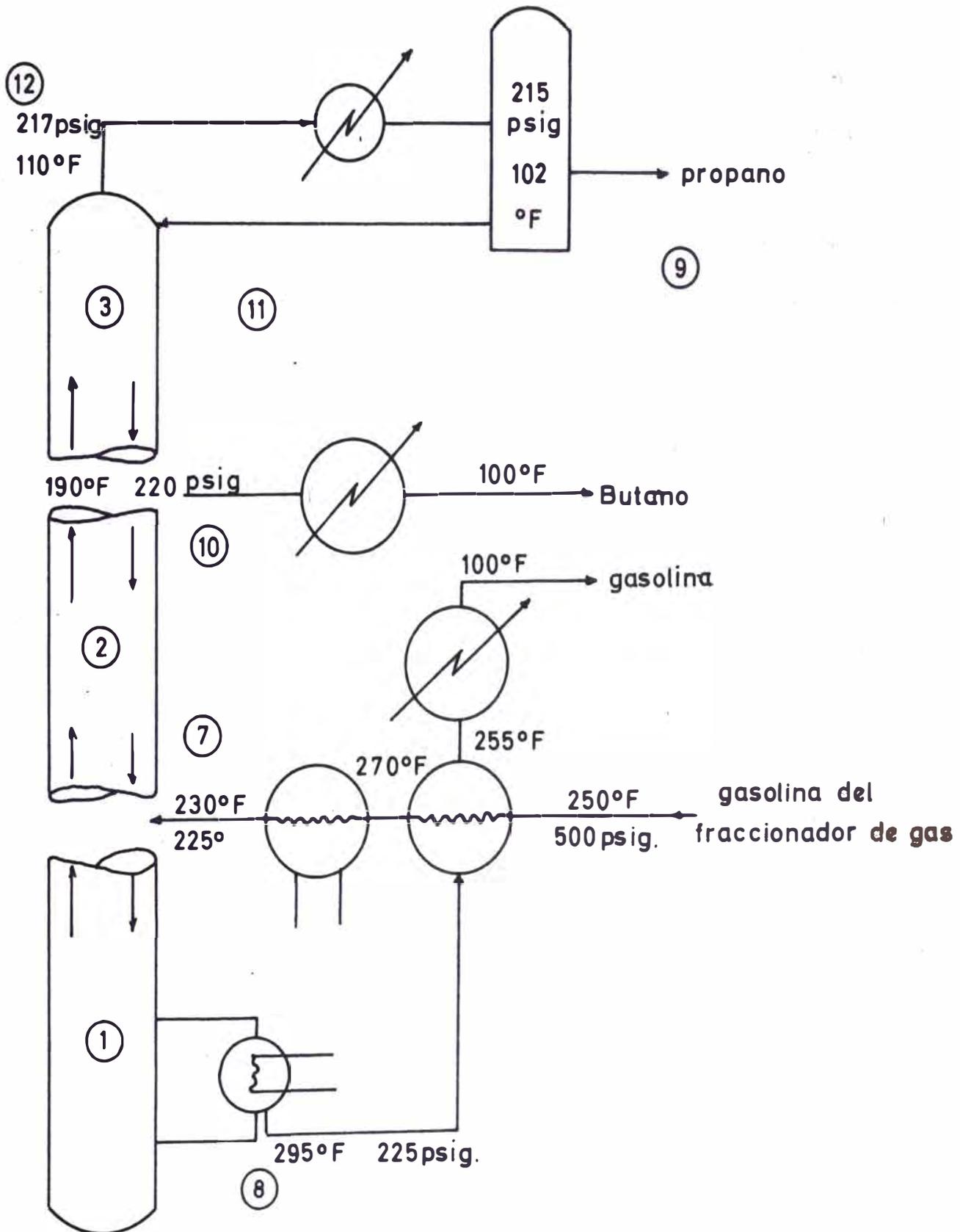
El proceso consiste en introducir a una torre de frag-
cionamiento, el gas parcialmente liquefactado; en dicha to-
rre la condensación producida por la baja temperatura del -
tope de la torre y el calor dado por un rehervidor al fondo
de la misma, producen el fraccionamiento que permite la ob-
tención de la gasolina deseada por el fondo de la torre y
el escape del gas residuo por el acumulador de reflujos.

Fraccionamiento de Gasolina.-

El producto que se obtiene del proceso anterior se de



FRACCIONADOR DE GASOLINA



nomina Gasolina Cruda, el cual debe pasar por un proceso de fraccionamiento en el cual se separan la Gasolina Natural, el Butano y el Propano.

Generalmente el tratamiento de la gasolina cruda se realiza en sucesivas torres de fraccionamiento, un depropanizador y un debutanizador, pero en la actualidad estos fraccionadores se han fusionado en uno solo, en el cual, el Propano sale por el tope de la torre, el butano por una salida lateral y la gasolina por el fondo; los productos obtenidos son comerciales.

Diseño de una planta de Gasolina.-

El diseño es para una planta de 15'000,000 de pies cúbicos por día de gas condensado para la recuperación de propano, butano y gasolina natural.

La gasolina producida será de 19 lbs RVP (Reid Vapour Pressure) , el propano será de 90 % puro,. Los butanos serán los remanentes de la operación RVP menos de 55

La composición del gas es el siguiente

<u>COMPONENTES</u>	<u>MOL %</u>
C ₁	82.7
C ₂	9.44
C ₃	4.94
C ₄	1.08

<u>COMPONENTES</u>	<u>MOL %</u>
nC ₄	0.99
iC ₅	0.21
nC ₅	0.11
C ₆	0.14
C ₇	0.9
CO ₂	0.30

Se considera que el gas entra a la planta a 510 psig y el gas residual debe elevarse su presión de salida para ser utilizado en operaciones de recicló.

Por el estudio de las reservas se han determinado - que el reservorio podrá producir gas bajo el regimen propuesto, en un periodo de 20 años.

Descripción de los Fraccionadores.-

La planta constará de un fraccionador de gas y un fraccionador múltiple de gasolina como se muestra en el gráfico N° 15.

El gas es secado antes de ingresar a los enfriadores de 90 a 45 °F que es la temperatura de entrada a la torre, esto se realiza, mediante un intercambiador y un congelador, el intercambiador trabaja con el gas residuo, el que es calentado de - 20 AF a 70 °F y el congelador trabaja - evaporando propano a 6 psig. La torre tiene 23 platos,

siendo la entrada de la carga por el plato N° 7

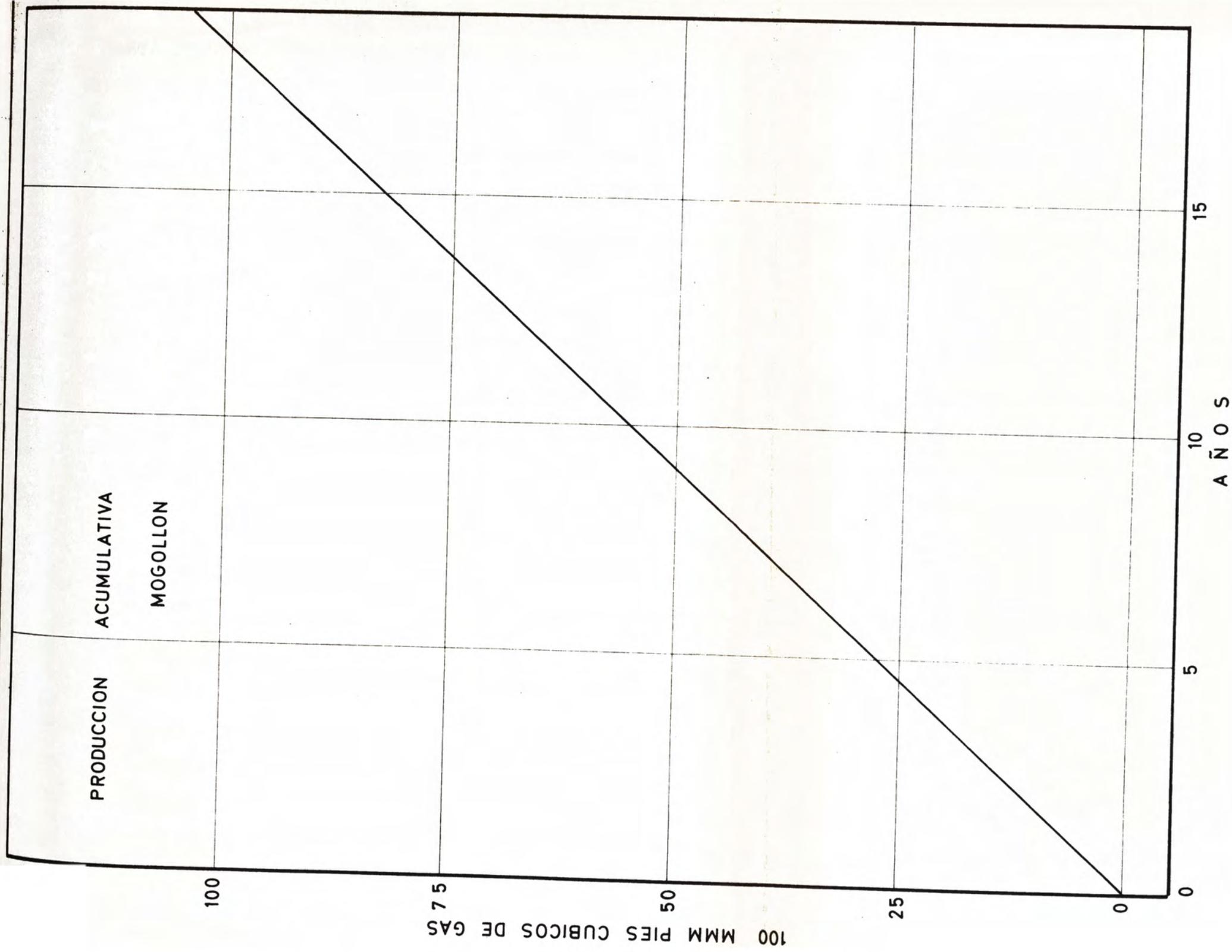
La temperatura del fondo de la torre 250 °F . El producto del tope de la torre es parcialmente condensado en - congeladores que trabajan con propano a 6 psig. la temperatura del ACUMULADOR DE REFLUJO ES - 20 °F, el gas residuo se escapa del tope de dicho acumulador, la torre trabaja a reflujo total.

La presión de trabajo de la torre es de 500 psig. La gasolina cruda que sale del fondo del fraccionador de gas, pasa por un intercambiador de calor, en el que es calentado por el producto de fondo del fraccionador de gasolina y luego por un precalentado a 230 °F

El fraccionador de gasolina, es una torre de 75 platos, el punto de carga esta localizado por el plato N° 39 y la salida de butanos por el plato N° 43

La torre trabaja a 220 psig, la temperatura de fondo de la torre de 295 °F , la temperatura del plato por la que se extrae los Butanos es de 190 °F y la del tope de la torre 110 ° la del acumulador del reflujo 102 °F

Los vapores que salen por el tope son condensados en intercambiadores de calor que trabajan con agua, El butano es enfriado a 100 °F con agua, la gasolina después de pasar por los intercambiadores es enfriada a 100 °F, el



C U A D R O N° 7

FRACCIONADOR DE GAS
BALANCE DE MATERIAL Y PROPIEDADES FISICAS

Fluidos Nos.	1	2	3	4	5	6	
Denominación	Gas a los enfriadores	Carga a la Torre Líquido	Vapores	Gas Residuo	Gasolina Cruda	Reflujo	Vapores al Condensado
Temperatura °F	90	45	45	-20	250	-20	20
Presión, Psig	510	505	505	500	505	502	502
Líquido g.p.m. a condensar	--	6.7	--	--	11.47	67	--
Gas MPGD 60°F y 147 psig.	15,000	--	--	14,300	--	--	--
Peso Molecular	20.008	38.23	19.19	18.40	55.014	32.082	21.63
Moles/hr.	1650	48.1	749.5	1576.25	73.75	389.7	1965.9
lbs/hr	33,000	1838.86	31,162	29,000	4,000	12,502	42,520
Sp. Gr. a 60°F (agua = 1)	--	0.56	--	--	0.61	0.37	--
Sp. Gr. a 60°F (aire = 1)	0.691	--	0.663	0.635	--	--	0.745

TEMPERATURA DE LA CARGA

	Moles/nt	K 45° 505 psig	$R = \frac{L}{V}$.0468	$X =$ $m \times R$	Y
			$m \times R$	$R + X$	$R + X$	
C_1	1363.	4.3	63.7884	4.3468	14.67	63.10
C_2	157.	0.88	7.3476	0.9268	7.93	6.97
C_3	81.50	0.33	3.8142	0.3768	10.12	3.34
iC_4	17.80	0.147	0.8330	0.1938	4.30	0.63
nC_4	16.60	0.108	0.7768	0.1548	5.01	0.54
iC_5	3.54	0.042	0.1656	0.0888	1.86	0.08
nC_5	1.82	0.031	0.0852	0.0778	1.09	0.03
C_6	2.31	0.0095	0.1081	0.0553	1.95	0.02
C_7	1.48	0.0030	0.0693	0.0723	0.96	0.01
CO_2	4.95	1.2000	0.2316	1.2468	0.19	0.23
					48.08	74.95
1650.						

FRACCIONADOR DE GAS BALANCE DE MATERIAL

Componente	Carga Moles/hr.	Gasolina Cruda Moles/hr.	Gas Residual Moles/hr.
C ₁	1363	--	1363.00
C ₂	157	0.80	156.20
C ₃	81.50	24.45	57.05
iC ₄	17.80	17.80	--
nC ₄	16.60	16.60	--
iC ₅	3.54	3.54	--
nC ₅	1.82	1.82	--
C ₆	2.31	2.31	--
C ₇	1.48	1.48	--
CO ₂	4.95	4.95	--

De la composición del Gas y para una recuperación de C₃ de 30 % y una inclusión de Etano igual al 3 % del propano tendremos:

TEMPERATURA DE FONDO

Esta es la del punto de burbuja del producto de fondo a 505 psig.

	Moles/hr.	250 °F K 505 psig	K X
C ₂	0.80	3.1	2.40
C ₃	24.45	1.6	37.50
iC ₄	17.80	1.11	19.60
nC ₄	16.60	.97	16.10
iC ₅	3.54	.73	2.58
nC ₅	1.82	.70	1.28
C ₆	2.31	.47	1.09
C ₇	1.48	.35	0.52
CO ₂	4.95	9.00	44.50
73.75		125.57	

TEMPERATURA DEL ACUMULADOR DE REFLUJO

Esta es la del punto de rocío del gas residuo a la presión del acumulador o sea 500 psig.

	Moles/hora	K 500 psig - 20 °F	m/k
C ₁	1363.00	2.7	505
C ₂	196.20	.46	340
C ₃	57.05	.1075	570
	1576.25		1415

La temperatura del acumulador de reflujo es de

- 20 °F

CALCULO DEL REFLUJO EXTERNO

	Reflujo Externo	Gas Residuo	Total vapo- res al con- dense	500 psig K 20°	M/K
	M/hr	M/hr.	M/hr.		
C ₁	122.4	1363.0	1485.4	3.65	406.9
C ₂	84.5	156.2	240.7	.725	336.6
C ₃	182.7	57.1	239.8	.225	1328.0
	389.7	1576.25	1965.9		2071.5

Se asume 24 moles de reflujo externo por cada 100 moles de carga Reflujo Externo $1650 \times .24 = 389.76$ moles/hr.

vapor de agua en los rehervidores provienen de calderos que trabajan a 110 psig. El agua de enfriamiento trabaja en circuito cerrado y es enfriado a 80 °F en torres de enfriamiento .

El equipo de enfriamiento, usado en el fraccionador de gas, trabaja con propano el que es comprimido de 5 psig a 150, se condensa en intercambiadores de calor con agua y - que condensa el propano a 90 °F y por medio de los vapores de propano que salen del congelador es enfriado a 28 °F. El propano líquido, pasa a los congeladores en donde se evapora a 6 psig y -30 °F los vapores de propano, después de pasar por el intercambiador mencionado anteriormente, van al compresor para reiniciar el ciclo.

El diagrama de flujo se muestra en el gráfico N°

En forma sumaria los cuadros VII y VIII, así como el gráfico N° 16 nos muestran la descripción del fraccionador.

Fraccionador de gasolina.-

El principio es el mismo que el utilizado en el fraccionamiento de gas. En la torre se considera el plato - donde se va a realizar la extracción del Butano y las condiciones de la torre en la parte comprendida entre dicho plato y el tope.

La composición de los productos se determinan en relación a los productos que se van a obtener. Primero se

determina la temperatura y presión del líquido en el acumulador del reflujo, la temperatura esta de acuerdo a las facilidades de enfriamiento, la presión en el acumulador, es la del punto de burbuja del líquido, el punto de rocío del producto de tope señala la temperatura de tope, la determinación de la temperatura de salida del butano y la del fondo de la torre esta dada por el punto de burbuja del producto respectivo.

La temperatura de la carga esta dada por la relación del líquido a vapor, igual a los productos de fondo y tope, en este caso los productos de tope son la suma del butano y el propano.

El reflujo interno a la altura del plato de carga es igual al 130 % del reflujo mínimo sección 2 de la torre, la sección comprendida entre el plato de extracción del butano y el tope es la sección 3

Los cuadros y la figura muestra las condiciones de trabajo de la torre.

Las tablas siguientes muestran la recuperación de los condensados.

FRACCIONADOR DE GAS COMPOSICION DE FLUIDOS

Fluidos Nos.	1		2				3		4		5	6		
Denominaciones	Gas a los enfriadores		Carga a la Torre				Gas Residuo		Gasolina Cruda		Reflujo	Vapores al Condense		
Componente	Moles/hora	Mol %	Moles/hora	Mol %	Moles/hora	Mol %	Moles/hora	Mol %	Moles/hora	Mol %	Moles/hora	Mol %	Moles/hora	Mol %
C ₁	1363.00	82.7	14.67	30.4	1348.33	84.17	1363	86.50	--	--	122.4	31.4	1485.4	73.69
C ₂	157.00	9.44	7.93	16.4	149.07	9.30	156.20	9.86	0.80	1.08	84.5	21.7	240.7	12.39
C ₃	81.50	4.94	10.12	21.0	71.38	4.46	57.05	3.64	24.45	33.10	182.7	46.7	239.8	13.92
iC ₄	17.80	1.08	4.30	8.9	13.50	0.84	--	--	17.80	24.15	--	--	--	--
C ₄	16.60	0.99	5.01	10.4	11.59	0.73	--	--	16.60	22.50	--	--	--	--
iC ₅	3.54	0.21	1.86	3.8	1.68	0.02	--	--	3.54	4.80	--	--	--	--
C ₅	1.82	0.11	1.09	2.2	0.73	0.02	--	--	1.82	2.47	--	--	--	--
C ₆	2.31	0.14	1.95	4.0	0.36	0.01	--	--	2.31	3.13	--	--	--	--
C ₇	1.48	0.09	0.96	2.0	0.52	0.02	--	--	1.48	2.01	--	--	--	0.0
CO ₂	4.95	0.30	0.19	0.4	4.76	0.03	--	--	4.95	6.76	--	--	--	--
TOTAL	1650.00	100.00	48.1	100.00	1601.92	100.00	1576.25	100.00	73.75	100.00	389.7	100.00	1965.9	100.00

FRACCIONADOR DE GASOLINA
BALANCE MATERIAL Y PROPIEDADES FISICAS

Fluido N°	7		8	9	10
Denominación	Carga a la Torre Líquido Vapores		Gasolina	Propano	Butano
Temperatura °F	230	230	295	102	190
Presión psig.	225	225	225	215	220
Líquido g.p.m. a condensado	6.07	--	4.65	4.68	5.43
Gas M.P.C.D. a 60°F 14.7 psia	--	--	--	--	--
Pso Molecular	67.20	58.50	75.2	44.	58.
Moles/hora	28.	47.75	19.19	27.17	27.39
lbs/hora	1880	2120	1490	1195.48	1588.62
Sp. Gr. a 60 °F (agua = 1)	0.62	--	0.64	0.57	0.59
Sp. Gr. a 60 °F (aire = 1)	--	2.01	--	--	11

BALANCE DE MATERIAL SECCIONES 142

	Carga				Producto			
	Líquida		Vapores		Fondo		Tops	
	Mol/hr	Mol %	Mol/hr	Mol %	Mol/hr	Mol %	Mol/hr	Mol %
C ₂	0.087	.13	0.713	.92	--	--	0.80	1.46
C ₃	5.688	10.01	18.762	25.03	--	--	24.45	44.70
1C ₄	6.486	16.29	11.314	25.58	0.30	1.57	17.50	32.80
n C ₄	6.426	21.87	10.174	26.23	4.64	24.30	11.96	21.84
1C ₅	1.853	13.71	16.860	9.48	3.54	18.60	--	--
nC ₅	1.022	12.09	0.798	7.14	1.82	9.73	--	--
C ₆	6.321	25.90	2.419	7.62	8.74	45.80	--	--
	28.00	100.00	45.75	100.00	19.04	100.00	54.71	100.00

TEMPERATURA DEL PLATO DE EXTRACCION DEL BUTANO

	mol/hr	190 °F K	m x K
		220 psig	
C ₃	0.45	2.0	0.90
iC ₄	14.98	1.09	16.33
nC ₄	11.96	1.69	22.60
	27.39		39.83

TEMPERATURA DE LA CARGA

	Mol/hr	230°F K	m x R	R + K	m/hr X	m/hr Y
		225 psig				
C ₂	0.800	6.2	0.606	6.958	0.087	0.713
C ₃	24.450	2.5	18.533	3.258	5.688	18.762
iC ₄	17.800	1.45	13.492	2.080	6.486	11.314
nC ₄	16.600	1.20	12.583	1.958	6.426	10.174
iC ₅	3.940	0.69	2.683	1.448	1.853	16.860
nC ₅	1.820	0.59	1.379	1.348	1.022	0.798
C ₆₊	8.740	0.29	6.625	1.048	6.321	2.419
	73.75				28.99	45.75

La temperatura hallada para la carga es de 230 °F para una relación de $L/Y = 0.758 = \frac{31.82}{41.93}$

**PRESION Y TEMPERATURA DEL ACUMULADOR
DE FLUJO**

	Mol/hr.	K 102°F 215 psig	m x K
C ₂	0.80	2.8	2.24
C ₃	24.00	0.98	23.52
1C ₄	2.37	0.47	1.11
	27.17		26.87

PROPANO

**TEMPERATURA DEL TOPE DE LA TORRE
PROPANO**

	Mol/hr.	K 110 °F 217 psig	m/K
C ₂	0.8	3.00	0.266
C ₃	24.00	1.06	22.640
1C ₄	2.37	0.515	4.600
	27.17		27.506

FRACCIONADOR DE GASOLINA

BALANCE MATERIA:

Propano 90 % puro, gasolina 1916. RVP y butano de
50 lbs. RVP.

	Carga Mol %	Gasolina Mol/hr.	Butano Mol/hr	Propano Mol/hr
C ₂	0.80	--	--	0.80
C ₃	24.45	0.45	0.45	24.00
iC ₄	17.80	0.45	14.98	2.37
nC ₄	16.60	4.64	11.96	--
iC ₅	3.54	3.54	--	--
nC ₅	1.82	1.82	--	--
C ₆ ⁺	8.74	8.74	--	--
	73.75	19.19	27.39	27.17

TEMPERATURA DEL FONDO DE LA TORRE

	Mol/hora	295 °F K	225 psig	m x K
iC ₄	0.45	2.1		0.945
nC ₄	4.64	1.82		8.444
iC ₅	3.54	1.09		3.858
nC ₅	1.82	1.00		1.820
C ₆ ⁺	8.74	0.58		5.069
	19.19			20.136

PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO DE PRESION.-

Dada las características de los reservorios encontrados en la concesión, se han considerado un doble programa de mantenimiento de presión:

a).- Programa PARIÑAS-MOGOLLON.- La presión encontrada en la formación PARIÑAS es de 2100 psi, es por esta razón que intervendrá para el mantenimiento de presión de la formación MOGOLLON, cuando por la depletación natural de esta última formación se llegue a la presión de 1800 psi. El régimen de inyección será de 1.5 MMPCD de gas o más, si es necesario para prolongar la vida productiva de la formación MOGOLLON con el propósito de lograr una mayor recuperación del condensado retrogrado, se consigue prolongar la vida productiva de 17.5 años a 22 años.

b).- Programa HELICO-MOGOLLON.- Esta segunda etapa, se considera aplicable, en el momento en que la formación MOGOLLON llegue en su depletación a una presión de 1000 psi entonces tiene programado inyectar con propósito de mantenimiento de presión, el gas de HELICO que tiene una presión de 1300 psi, que tiene por finalidad hacer un mayor recuperado de condensado y también alargar la vida productiva de MOGOLLON del año 22 al año 24.

El costo de transformar pozos productivos en inyectores

FRACCIONADOR DE GASOLINA
COMPOSICION DE LOS FLUIDOS

Fluido N°	7				8		9		10	
Denominación Componente	Carga a la torre				Gasolina		Propano		Butano	
	Líquido		Vapores		Mol/	Mol %	Mol/	Mol %	Mol/	Mol %
	Mol/ hora	Mol %	Mol/ hora	Mol %	hora		hora		hora	
Etano	0.087	0.13	0.713	0.92	--	--	0.80	2.86	--	--
Propano	5.688	10.01	18.762	25.03	--	--	24.00	90.00	0.45	1.65
i-Butano	5.486	16.29	11.314	23.58	0.45	1.57	2.37	7.14	14.98	55.00
n-Butano	6.426	21.87	10.174	26.33	4.64	24.30	--	--	11.96	44.35
i-Pentano	1.853	13.71	16.860	9.48	3.54	18.60	--	--	--	--
n-Pentano	1.022	12.09	0.798	7.14	1.82	9.73	--	--	--	--
Hexano	6.321	25.90	2.412	7.62	8.74	45.80	--	--	--	--
TOTAL	28.-	100.-	45.75	100.-	19.19	100.-	27.17	100.-	23.39	100.-

se proveen en las completaciones, como se ilustra en el gráfico

El costo de esta operación es mínimo y solo se consideran válvulas cheque y manómetros, puede estimarse este costo en \$ 200.- por pozo. Grafico N°17

----- 0 -----

C A P I T U L O V

COSTOS DE DESARROLLO DE LA CONCESION

COSTOS DE EXPLORACION.-

Geología.- Los estudios de geología, incluyendo, el estudio de Geofísica, método sísmico por reflexión para determinar las áreas más probables de desarrollo representa una inversión de \$ 20,000.-

COSTO TOTAL DE PERFORACION Y PUESTA EN PRODUCCION DEL POZO EXPLORATORIO PMX-1.-

En la perforación del pozo exploratorio PMX-1 hasta la profundidad de 7800 pies se empleo 28 días. Este pozo - se perforó utilizandose broca de 8 7/8" drillcollar de 4 1/2" y drill pipe de 3 1/2"

POZO EXPLORATORIO.-

Costo de Perforación	\$ 13,800.-
Costo de Mantenimiento	7,200.-
Pruebas especiales	5,740.-
Costo de Completación	15,800.-
Costo de Baleo	3,200.-
Costo de Water Frac	1,500.-
	<hr/>
	\$ 52,000.-

POZO DE DESARROLLO.-

Costo de Perforación	\$ 11,500.-
Costo de mantenimiento	5,400.-
Pruebas especiales	2,360.-
Costo de completación	12,600.-
Costo de Baleo	1,800.-
Costo de Water Trap	4,200.-
Costo de Super Visión	1,240.-
	<hr/>
	\$ 39,100.-

POZO ABANDONADO.-

Costo de Perforación	\$ 13,800.-
Costo de mantenimiento	7,200.-
Costo de Supervisión	1,500.-
Pruebas especiales	5,740.-
	<hr/>
	\$ 28,240.-

COSTO DE LA PLANTA DE GASOLINA.-

COSTO DEL FRACCIONADOR DE GAS.-

Se considera una torre de 45 pies de altura cuyo costo

es de:	25,000.-
Costo de los platos (23 x \$ 500)	11,500.-
Costo del aislamiento	18,000.-
Costo de instalación y adicionales	8,000.-
	<hr/>

Costo Total \$ 62,500.-

COSTO DEL FRACCIONADOR DE GASOLINA.-

Se considera una torre de 120 pies de altura con 75000 lbs. de peso 72 platos.

Espesor de la plancha 15/16" (\$ 0.18/libra)

Costo de la torre	\$ 13,500.-
Costo de los platos \$ 200. c/u	14,400.-
Aislamiento (sólo 80 pies), \$ 1.4/pie ² para 1500 pies ²	2,100.-
Costos de instalación \$ 80/tonelada	2,730.-
Gastos adicionales	5,000.-
	<hr/>
	\$ 37,730.-

COSTOS DE ACUMULADORES

Costo del acumulador de Fraccio- nador de gas	\$ 2,500.-
Costo del acusulador de Gasolina	2,000.-
Costo del acumulador de propano	2,300.-
	<hr/>
	\$ 6,800.-

OTROS.-

Costo total del equipo a utilizar en la transferencia de calor	\$ 80,000.-
Costo de la torre de enfriamiento	40,000.-
Costo del caldero	22,000.-
Costo del equipo de bombeo	12,000.-

Instrumentos de control	\$ 20,000.-
Costo de equipo Accesorio	120,000.-
	<hr/>
	\$ 294,000.-

COSTO DE LA PLANTA:

62,500 +
37,730
6,800
294,000
<hr/>
\$ 401,030.-

Costos de instalación 10 %

Costo total de la planta instalada \$ 440,000.-

VALOR DE LOS PRODUCTOS RECUPERADOS

	Gasolina Natural	Propano	Butano
G.P.M.	4.65	4.68	5.40
G.P.D.	16.740	16.848	19.548
B.P.D.	398.57	401.14	465.45
Valor unitario \$/barril	1.9635	2.7145	2.5889
Valor total diario \$	782.592	1,088.894	1,204.952
Valor anual \$	278,346.08	397,446.31	432,707.48

RESUMEN ANUAL DE LA OPERACION
(Estos valores solo consideran la utilidad neta)

Gasolina Natural	\$ 278,346.08
Propano	397,446.51
Butano	439,707.48
	<hr/>
	\$ 1,115,499.87

Este valor sería incrementado si para las operaciones se instalara un fraccionador adicional para el tratamiento de la gasolina natural, en la que se separarían y obtendrían pentanos y hexanos, la consideración principal estriba en que estos últimos productos son utilizados como excelentes solventes en la industria extractiva de aceites y grasas cuyo valor oscila en 6.10 dolares por barril.

VALOR DEL GAS SECO QUE SE DEVUELVE DEL PROCESO.-

Valor unitario = \$ 0.10/MPC

Volumen 14,300 MPCD

Valor total al año \$ 521,950.-

Costo total de los productos del proceso : 1'115,499.87

al año 521,950.-

1'637,499.87

COSTO DE OPERACION ANUAL.-

A).- Costo de materia prima.-

Costo del gas \$ 0.10 MFC

Volumen de gas: 15,000 MFC

Valor del gas diario: \$ 1500

Valor al año \$ 547,500.-

B).- Costos de operación por año.-

a).- Costos directos de operación 55,800.-

b).- Costos indirectos de operación 100,000.-

COSTO DE OPERACION ANUAL \$ 703,300.-

AMORTIZACION DE LA PLANTA.-

Se asume que la planta se amortiza en periodo de 5 años si se tiene en cuenta un interes de 10 % $C = (1 + i)^n$

Amortización anual \$ 142,420.-

GANANCIA BRUTA DE LA OPERACION.-

Se asume que el estado percibe por este tipo de negocio el 10 % de las utilidades. En este 10 % van incluido alquiler concepto de impuesto.

\$ 1,637,449.87

703,300.00

\$ 934,149.87

10 %

	\$	934,149.87	
		<u>93,414.98</u>	
	\$	840,734.89	
Utilidad bruta anual	\$	<u>840,734.87</u>	
COSTO DE DESARROLLO DEL CAMPO.-			
A).- Costo de exploración			
(Geología-Geofísica)			
(Incluye canon de exploración)			
	\$		20,000.-
B).- Costo de perforación, Completación			
a).- 4 pozos exploratorios (52,000 c/u)			208,000.-
b).- 6 pozos de desarrollo (39,100 c/u)			234,600.-
c).- 4 pozos de abandono (28,240 c/u)			112,960.-
C).- Tendido de líneas 2 7/8" H-80 6.4 #/FT 5,280 pal.			
Válvulas Pitting, Registradores, medidores			
de gas, manómetros, termómetros			
			60,500.-
D).- Cabezas de pozo de alta presión			
	\$	1,000 c/u	8,000.-
E).- Costos de mantenimiento de presión			
			800.-
			<hr/>
	\$		644,860.-

Como esta inversión inicial debe amortizarse en 3 años, representa un valor al 10 % de interes:

$$649,860 \times (1.1)^3 = \$ 865,000.-$$

Anualmente se amortizara = \$ 288,333.-

AMORTIZACION DE LA PLANTA DE GASOLINA.-

La planta de gasolina se amortizará en 5 años a razón de \$ 142,420 por año.

----- 0 -----

C A P I T U L O VI

VALUACION DE LA PROPIEDAD

Hay muchas razones, para desear conocer el valor real de una propiedad, que contiene el reservorio de gas.

Entre las más importantes se pueden señalar :

- 1.- Valor para la compra y venta de la propiedad
- 2.- Valor para la dirección de los negocios
- 3.- Valor como una base para solicitar préstamos
- 4.- Valor para la fusión de intereses
- 5.- Valor como una base para la capitalización
- 6.- Valor para los efectos de impuestos.

Aparte de estas consideraciones básicas, nuestro propósito al hacer la evaluación de la propiedad, solo se limitará al conocimiento del valor presente que en un pozo - de 20 años representa ésta. .

Otra consideración básica es que solo se llega a producir un promedio de 15 MMPCD de la formación MOGOLLON, ya sea de esta solamente o que por intermedio de los programas de mantenimiento de presión se produzca de las formaciones PARIÑAS y MOGOLLON.

Otro acápite de este proceso de Valuación es, que el gas que se produce con una planta de Gasolina Natural, para la obtención de productos condensados, propano, butano y -

gasolina natural y que el gas residual remanente que es gas seco se comercializa ya sea como combustible o como producto base para Petroquímica.

Para el conocimiento del valor presente se ha considerado un factor de descuento o depreciación de la moneda en 6 %

Se asume que permanecen invariables durante los 20 años los precios de venta de los productos y que hay estabilidad monetaria.

En la tabla N° 12. se da el valor presente de la propiedad.

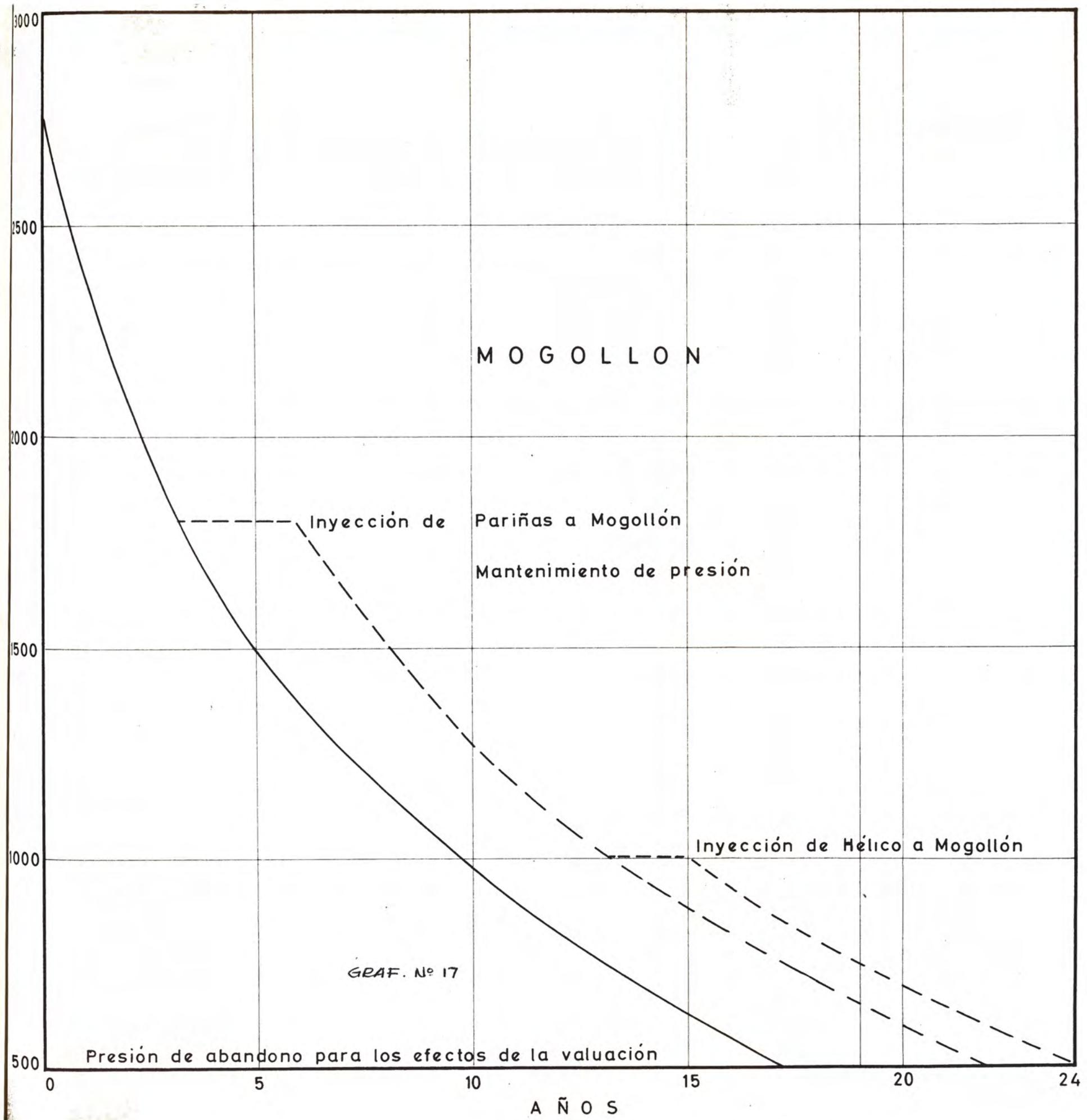


TABLA N° 12.

Años	VALOR PRESENTE			DE LA PROPIEDAD		Factor de Depreciación	Valor Presente
	Utilidad bruta	Participación del Estado	Amortización del costo de desarrollo.	Amortización de planta de Gasolina	Utilidad Neta		
	\$	\$	\$		\$	$F = \frac{1}{(1+i)^n}$	\$
1	934,150	93,415	288,333	142,420	409,982	0.9434	386,777.26
2	934,150	93,415	288,333	142,420	409,982	0.8900	364,883.98
3	934,150	93,415	288,333	142,420	409,982	0.8396	344,220.89
4	934,150	93,415	--	142,420	698,315	0.7921	553,135.35
5	934,150	93,415	--	142,420	698,315	0.7473	521,850.80
6	934,150	93,415	--	--	840,735	0.7050	592,718.17
7	934,150	93,415	--	--	840,735	0.6651	559,172.84
8	934,150	93,415	--	--	840,735	0.6274	527,477.14
9	934,150	93,415	--	--	840,735	0.5919	497,631.00
10	934,150	93,415	--	--	840,735	0.5584	469,466.42
11	934,150	93,415	--	--	840,735	0.5268	442,899.20
12	934,150	93,415	--	--	840,735	0.4970	417,845.29
13	934,150	93,415	--	--	840,735	0.4688	394,136.57
14	934,150	93,415	--	--	840,735	0.4423	371,857.10
15	934,150	93,415	--	--	840,735	0.4173	350,838.70
16	934,150	93,415	--	--	840,735	0.3936	330,913.29
17	934,150	93,415	--	--	840,735	0.3714	312,248.97
18	934,150	93,415	--	--	840,735	0.3503	294,509.47
19	934,150	93,415	--	--	840,735	0.3305	277,862.92
20	934,150	93,415	--	--	840,735	0.3118	262,141.17
Valor en 20 años	\$ 1'868,300				15'237,601		8'272,586.49

CONCLUSIONES

1.- En el estudio que se ha hecho para la "VALUACION DE RESERVOIRIO GASIFERO", debe considerarse el aprovechamiento y comercialización tanto de los condensados como el gas seco o residual.

Es por esta razón que ha sido necesario acompañar al valor de la propiedad en sí, una planta de gasolina.

2.- El valor de la propiedad ha crecido considerablemente porque se ha considerado la comercialización de sus productos.

3.- El estimado del valor de la propiedad se ha basado en un régimen de productividad dado que es muy importante recalcar ya que ella determinará las amortizaciones y utilidades anuales.

4.- Al terminar la valuación, señalando el valor presente de la propiedad se ha hecho con los propósitos:

- a).- Ofrecer en venta la propiedad que en el mejor de los casos es el 50 % de este valor presente.
- b).- Solicitar créditos sobre la base que fija el valor presente. etc.

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

- NATURAL GAS ENGINEERING.- Stephens-Stevens, 1960
- GAS CONDENSATE RESERVOIRS.- C. Goodson 1958 .
- MODERN GASOLINE PLANTS.- Vandy 1960
- RESERVOIR ENGINEERING MANUAL.- Cole 1961
- ENGINEERING DATA BOOK. INGPSA 1957
- APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING.- Craft
- RESERVOIR ENGINEERING.- Pirson
- COMPORTAMIENTO VOLUMETRICO DE LA FASE DE HIDROCARBUROS.- Chierici
- RAILROAD COMESION OF TEXAS.- BACK PRESSURE TEST
- WORLD OIL.- Junio, 1951
- TESIS DE GRADO.- Ing° TOMAS MENDOZA ACOSTA
- TESIS DE GRADO.- Ing° CESAR AUGUSTO FREITAS
- ANALES DE LA PRIMERA CONVENCION TECNICA DE PETROLEO.- 1959