

2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

APLICACION DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION EN POZOS DE LA ZONA MARINA DE CAMPECHE

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
HECTOR ORTEGA SANTIAGO



MEXICO, D. F.

1999.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

269976



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-050

SR. HECTOR ORTEGA SANTIAGO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

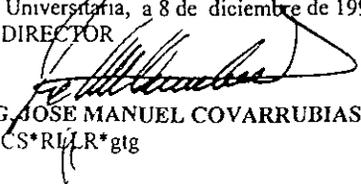
**APLICACIÓN DE REGISTROS DE PRODUCCION EN POZOS DE LA ZONA MARINA
DE CAMPECHE**

- RESUMEN
- I INTRODUCCION
- II DESCRIPCION DE LAS HERRAMIENTAS DE PRODUCCION
- III INTERPRETACION CUALITATIVA Y CUANTITATIVA DE LOS
REGISTROS DE PRODUCCION
- IV DESCRIPCION DEL ESTADO MECANICO DE LOS POZOS
- V CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DE LAS FORMACIONES EN
EXPLOTACION
- VI PROBLEMAS DURANTE LA PRODUCCION
- VII APLICACIONES DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION
- VIII EJEMPLOS Y DISCUSION
- IX CONCLUSIONES
- REFERENCIAS

Ruego usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 8 de diciembre de 1998
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
JMCS*RLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

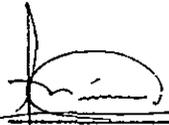
REVISIÓN DE TRABAJO ESCRITO O TESIS

NOMBRE : HÉCTOR ORTEGA SANTIAGO
CTA : 7823813-6
CARRERA : INGENIERÍA PETROLERA

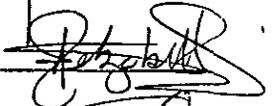
TÍTULO DEL TRABAJO : APLICACIÓN DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN
EN POZOS DE LA ZONA MARINA DE CAMPECHE

JURADO :

PRESIDENTE : M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO



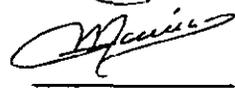
VOCAL : DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG



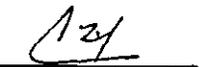
SECRETARIO : M.I. MAXIMINO MEZA MEZA



1er. SPTE. : ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA



2do. SPTE. : ING. CARLOS LIRA SIL



DEDICATORIA

A MI QUERIDA MAMA :

SOLEDAD, POR SU INMENSO AMOR Y CARÍÑO E INCONDICIONAL APOYO

A MI MEJOR AMIGO :

MI HERMANO ALFONSO, POR SU IMBATIBLE ESPIRITU Y FÉRREO ANTE LA ADVERSIDAD QUE NOS TOCÓ VIVIR

A MI ADORADA IRERÍ :

POR TODA LA ALEGRIA Y FELICIDAD QUE ME HA DADO

A LA MEMORIA DE YOLA :

POR HABER DEJADO EL RAYITO DE LUZ EN NUESTRA PEQUEÑA FAMILIA

A MIS BUENOS AMIGOS :

POLO Y MIGUEL, POR TODOS LOS RECUERDOS DE LOS TIEMPOS QUE VIVIMOS PARA LLEGAR A SER HOMBRES

A MIS MAESTROS Y COMPAÑEROS DE ESCUELA

A TODAS LAS ESCUELAS QUE ME ACOGIERON, Y EN ESPECIAL A LA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

A LOS SRES. INGENIEROS :

CARLOS BALDERAS JOERS
MARIO VARGAS FLORES
JETZABETH RAMIREZ SABAG

A TODAS LAS PERSONAS QUE COLABORARON PARA LA PRESENTACION DE ESTE TRABAJO

Y SOBRE TODAS LAS COSAS :

GRACIAS A DIOS TODOPODEROSO POR DARME LA LUZ DEL ENTENDIMIENTO Y POR TODO LO QUE ME HA DADO

APLICACIÓN DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE LA ZONA MARINA DE CAMPECHE

CONTENIDO

TEMARIO	página
RESUMEN	1
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE PRODUCCIÓN	5
II.1 Termómetro.	6
II.2 Gradiomanómetro.	
II.3 Medidor de Flujo Continuo.	9
II.4 Medidor de Flujo con Empacador o de Diámetro Total.	
II.5 Herramienta Combinada de Producción PLT.	12
CAPÍTULO III. INTERPRETACIÓN CUALITATIVA Y CUANTITATIVA DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN.	14
III.1. Registro de Temperatura.	15
III.1.a Condiciones estáticas de flujo.	17
III.1.b Condiciones dinámicas de flujo	
III.2 Registros del Gradiomanómetro	20
III.3 Registro del Medidor de Flujo Continuo	27
III.3.1 Ejemplo de aplicación de la calibración "in-situ"	31

	página
III.4 Registro del medidor de flujo con empacador o de diámetro total.	34
CAPÍTULO IV. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS.	42
IV.1. Optimización del aparejo de producción de los pozos marinos.	43
CAPÍTULO V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES EN EXPLOTACIÓN	50
V.1. Litología del área.	
V.1.1 Periodo Jurásico	
V.1.2 Periodo Cretácico	53
V.1.3 Periodo Terciario	
V.2. Trampas	55
CAPÍTULO VI. PROBLEMAS DURANTE LA PRODUCCIÓN	58
VI.1. Abatimiento de la presión.	
VI.2. Producción de agua.	59
VI.3. Alta relación Gas-Aceite (RGA)	62
VI.4. Obturación de los aparejos de producción.	63
VI.5. Problemas mecánicos en tuberías y aparejos de producción.	65
CAPÍTULO VII. APLICACIÓN DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN.	68
VII.1. Registro de Temperatura.	69
VII.2. Registro del Gradiomanómetro.	

	página
VII.3. Registro del medidor de flujo.	70
CAPÍTULO VIII. EJEMPLOS Y DISCUSIÓN	71
VIII.1. EJEMPLO No.1 : POZO CANTARELL 92	
VIII.1.1. Introducción.	
VIII.1.2. Registros de producción.	72
VIII.1.3. Resumen de Operaciones.	
VIII.1.4. Interpretación del registro del medidor de flujo continuo.	73
VIII.1.5. Interpretación del registro del gradiomanómetro.	81
VIII.1.6. Productividad por zonas.	90
VIII.1.7. Discusión	92
VIII.2. EJEMPLO No.2 : POZO ABKATÚN 12.	95
VIII.2.1. Introducción.	
VIII.2.2. Registros de Producción.	96
VIII.2.3. Resumen de operaciones.	
VIII.2.4. Interpretación de los registros de rayos gamma.	97
VIII.2.5. Interpretación de los registros del medidor de flujo continuo.	99
VIII.2.6. Interpretación de los registros del gradiomanómetro.	109
VIII.2.7. Interpretación de los registros de temperatura.	111
VIII.2.8. <i>Evaluación de la presión.</i>	
VIII.2.9. Discusión.	113
CAPÍTULO IX. CONCLUSIONES	117
APÉNDICE A	119



	página
NOMENCLATURA	122
REFERENCIAS	123



RESUMEN

La gran importancia que representa la evaluación de la producción en los pozos de la sonda de Campeche, debido a su alto potencial energético, después de la terminación y durante su vida productiva; hace necesario contar con información más detallada de las técnicas y herramientas de medición de la producción a condiciones de fondo que se aplican en la zona, con ejemplos y problemas reales de campo.

El propósito de este trabajo es mostrar la aplicación de los registros de producción en pozos de los campos Abkatún y Cantarell, analizando las técnicas más utilizadas en la interpretación de los registros con la finalidad de optimizar la producción y resolver diversos problemas que ocurren en los pozos durante la explotación; ampliando la información acerca del tema y con ello, apoyar a la ingeniería petrolera de nuestro país en la planeación inmediata y futura en trabajos de producción y reparación de pozos.

Los registros de producción son herramientas de medición de aplicación invaluable en el estudio del comportamiento de los hidrocarburos dentro del pozo y de las formaciones productoras, y que de no existir otros medios que permitan determinar lo que ocurre en el interior de los mismos, seguirán siendo por muchos años más, las herramientas de medición de la producción a condiciones de fondo más importantes de la industria petrolera mundial.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera se cuenta con una gran variedad de herramientas que permiten evaluar confiablemente la producción de los pozos en las instalaciones superficiales. Sin embargo, para optimizar la producción es necesario conocer el comportamiento de los fluidos en el interior de los pozos y de las formaciones productoras. Esto se logra a través de la toma de Registros de Producción.

Diversos parámetros que intervienen durante la producción tales como presión, temperatura, densidad y flujo de fluidos, son registrados en forma continua a través del pozo con las herramientas de producción. El uso de la Herramienta de Producción PLT para la toma de los registros permite registrar simultáneamente estos parámetros, con lo cual, se minimiza el tiempo de operación de registro de la información.

La interpretación de los perfiles que se obtienen al correr los registros de producción en pozos productores permite evaluar la producción y resolver diversos problemas que ocurren en los pozos durante la explotación de los yacimientos petrolíferos.

La información que se obtiene con los registros de producción durante la etapa de terminación de un pozo permite :

- Evaluar su potencial de producción.
 - Definir el o los intervalos que serán abiertos a producción.
 - Diseñar el diámetro óptimo de la tubería de producción y del estrangulador-
-

que permitan extraer los hidrocarburos de manera eficiente.

- Programar los trabajos de estimulación mas convenientes.

Durante la etapa de producción, los registros de producción permiten evaluar periódicamente la producción del mismo y el estado del intervalo productor. Estos registros también permiten diagnosticar las posibles causas que ocasionan la disminución de la producción en los pozos y diversas anomalías o fallas mecánicas que ocurren en los mismos, tales como :

- Producción de agua..
- Canalizaciones de fluidos detrás del revestimiento.
- Corrosión y desprendimiento de tuberías de producción.
- Producción de arena.
- Obturación del flujo en el aparejo de producción.
- Producción alta de gas.
- Otras.

La determinación oportuna de las causas que provocan estos problemas permite llevar a cabo intervenciones correctivas a los pozos que aseguran continuar extracción de los hidrocarburos de manera confiable.

El uso de registros de producción en pozos que producen a través de sistemas artificiales es principalmente para verificar o revisar el aparejo de producción.

En el caso de pozos inyectores, la aplicación de los registros de producción se efectúa principalmente en la determinación de los perfiles de inyección que permiten establecer el volumen adecuado del fluido de inyección y que es utilizado como mecanismo de mantenimiento de la presión de los yacimientos en explotación.

La aplicación de los registros de producción en pozos productores es extensa,

sin embargo, una de las más importantes utilidades es el monitoreo continuo de los contactos agua-aceite y gas-aceite durante el desarrollo de los yacimientos, ya que estos constituyen la fuente de energía natural de empuje de los hidrocarburos para que fluyan dentro del medio poroso hacia el pozo y asciendan en forma natural a la superficie

La alta productividad desarrollada por los pozos de la zona marina, la extensión tan grandemente susceptible de ser acumuladora de hidrocarburos y las circunstancias accidentales que se han presentado, son indicadores del alto potencial energético que existe en la sonda de Campeche. Debido a ello, es *imprescindible contar con herramientas de medición confiables que permitan optimizar la producción de los pozos de manera confiable y eficiente, manteniendo los ritmos de explotación en tan importantes yacimientos, vitales en nuestra industria. La aplicación de los registros de producción en pozos de la zona marina a través de los años así lo han demostrado.*

El propósito de este trabajo es mostrar el uso *mas frecuente que tienen los Registros de Temperatura, Gradiomanómetro y Medidor de Flujo auxiliados por el Manómetro, Calibrador de Agujero, Rayos Gamma y Registro de Ruidos en los pozos productores de los campos Abkatún y Cantarell y su aplicación para diagnosticar diversos problemas durante la producción.*

CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE PRODUCCIÓN

Las herramientas de producción son dispositivos especialmente diseñados para ser utilizados en los pozos y efectuar registros de medición de los diferentes parámetros de producción bajo condiciones estáticas y dinámicas de flujo dentro del pozo.

Estas herramientas pueden operar bajo condiciones de presión de hasta 15,000 lb/pg² y soportar temperaturas máximas de 350 °F.

El proceso de introducir y extraer las herramientas de producción y efectuar un registro de medición dentro del pozo, se denomina "**corrida**" y se efectúa a través de un equipo de línea de acero o tubería flexible, el cual lleva unido a la línea uno o varios cables eléctricos que sirven para transmitir las señales a la superficie que provienen de los sensores instalados en el interior de la sonda de medición. Estas señales se registran en la superficie en gráficas o cintas magnéticas denominadas "**Registros de Producción**".

Los registros de producción que se utilizan en la Sonda de Campeche se obtienen con la herramienta combinada de producción PLT y sus aplicaciones dependen de las características particulares de cada pozo.

Dado que no es el propósito de este trabajo describir el funcionamiento de cada una de las herramientas de producción que conforman a la herramienta PLT sino la aplicación de ésta a los pozos marinos, a continuación se presenta una breve descripción de las más importantes.

II.1 TERMÓMETRO

Este dispositivo mide la temperatura de los fluidos dentro del pozo bajo condiciones estáticas o dinámicas de flujo y se utiliza particularmente para detectar zonas de entrada de fluidos al pozo. La sonda consta de un termómetro de alta resolución que ésta constituido por un filamento metálico sensible a los cambios de temperatura y cuya resistencia al paso de la corriente eléctrica varía con la temperatura (Fig.II.1).

II.2 GRADIOMANÓMETRO

Este dispositivo basa su principio de operación en la medición de la diferencia de presión que se tiene en 2 pies de profundidad, la cual, es relacionada para estimar la densidad media de los fluidos dentro del pozo. El gradiomanómetro se encuentra constituido por 2 fuelles sensibles a la presión y unidos por un elemento de unión longitudinal igual a 2 pies. En el interior del elemento de unión se desliza el núcleo de un elemento transductor . Los cambios de presión detectados por los fuelles sensores, son transmitidos mecánicamente al núcleo del elemento transductor, el cual, transforma dichos cambios en señales eléctricas que se registran en la superficie (Fig. II.2).

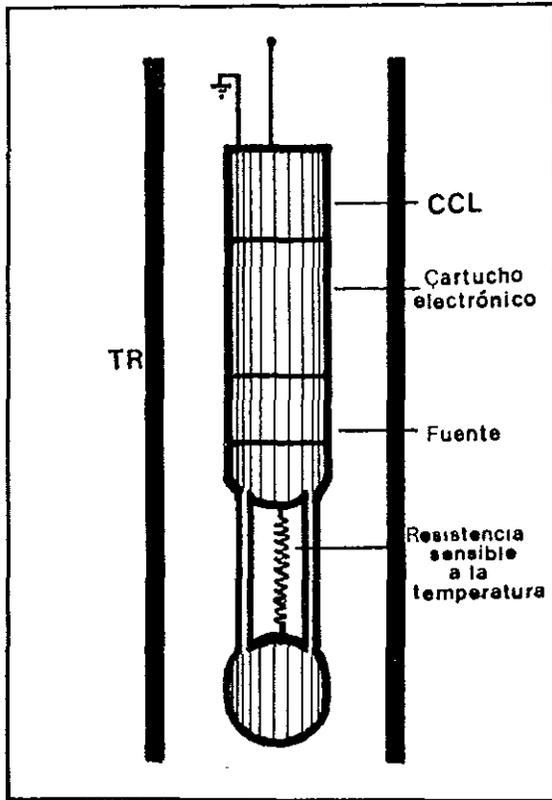


FIG. II.1 TERMÓMETRO DE ALTA RESOLUCIÓN

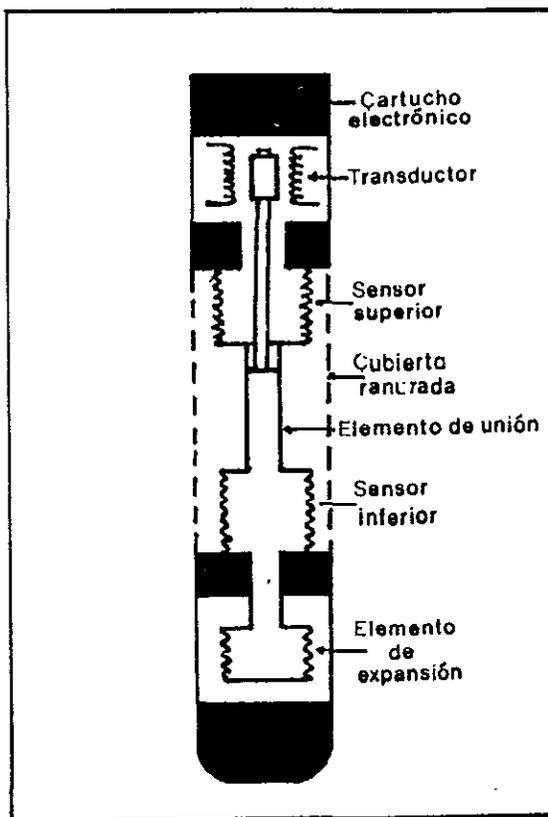


FIG.II.2 GRADIOMANÓMETRO

II.3 MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

Este dispositivo mide la velocidad de los fluidos dentro del pozo, con la cual, es posible determinar el gasto volumétrico del flujo. El medidor de flujo continuo utiliza una hélice o propela cuya flecha gira sobre pivotes de baja fricción generando una velocidad de propela de 2 r.p.s. debida únicamente a la velocidad con que se baja la herramienta. En uno de los extremos de la flecha se encuentra adaptado un imán de tal manera que se genera una señal de corriente alterna en una bobina estática a medida que gira la propela. La frecuencia es medida y grabada por el equipo en la superficie. Sólo una parte del total de los fluidos producidos atraviesa la sección de medición en la herramienta, que se encuentra al centro de la columna de fluido a través del uso de centradores (Fig. II.3).

II.4 MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR O DE DIÁMETRO TOTAL

Este dispositivo está diseñado para medir la velocidad de flujo de la totalidad de los fluidos producidos por el pozo, a bajo gasto, en régimen de flujo monofásico; sin embargo, en flujos multifásicos proporciona mediciones más aproximadas y menos afectadas por cambios en la viscosidad del fluido en comparación con las obtenidas con el medidor de flujo continuo. Esta herramienta se encuentra constituida por una bolsa empacadora que sella la pared de la tubería o agujero, y conduce todo el flujo de fluidos a través de la sección de medición. La bolsa empacadora es de tipo inflable y se acciona por medio de una bomba hidráulica instalada en la parte inferior de la herramienta. La sección de medición al igual que su funcionamiento es similar al medidor de flujo continuo (Fig. II.4).

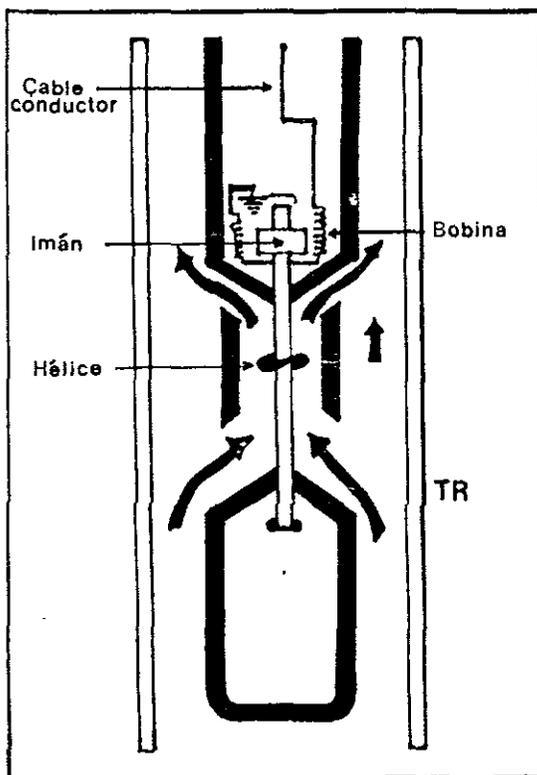


FIG.II.3 MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

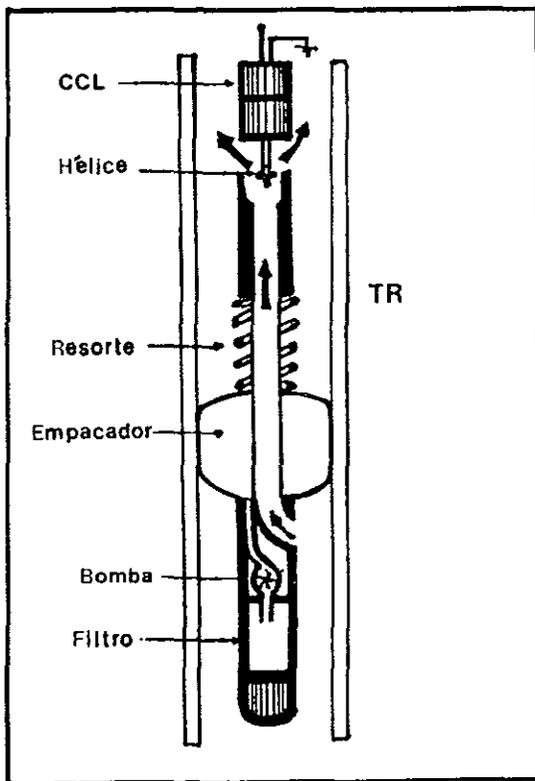


FIG.II.4 MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR O DE DIÁMETRO TOTAL

Además de estas herramientas de producción, existen otras herramientas auxiliares que ayudan a la interpretación de los registros, proporcionando información valiosa de otros parámetros del pozo. Entre estas herramientas auxiliares se encuentran el calibrador de agujero (Caliper), localizador de coples, manómetro, registro de ruidos, registro sónico de cementación y rayos gamma. Su descripción e interpretación se encuentra fuera de los propósitos de este trabajo, sin embargo; en capítulos posteriores se hará referencia de ellos.

II.5 HERRAMIENTA COMBINADA DE PRODUCCION PLT

Diversas herramientas de producción que operan bajo condiciones similares dentro del pozo pueden ser combinadas en una misma sonda, con la finalidad de obtener varios registros al mismo tiempo en una sola corrida, con lo cual, se logra reducir el tiempo de operación total. Cabe aclarar que nunca se toman registros de producción con una sola herramienta, normalmente se toman los registros combinando varias herramientas de medición.

La herramienta combinada de producción que por sus características de diseño permite efectuar registros simultáneos de varios parámetros durante la producción de los pozos marinos, se conoce con el nombre de "**Herramienta combinada de producción PLT**".

Las características de diseño de esta herramienta son de 1 11/16" de diámetro exterior y tiene una longitud aproximada de 38 pies, y puede operar bajo condiciones máximas de 15,000 lb/pg² de presión y 350 °F de temperatura. La

sonda de medición se encuentra constituida por un termómetro de alta resolución, manómetro, calibrador de agujero, gradiomanómetro, medidor de flujo, detector de rayos gamma y detector de coples. Sin embargo, la herramienta puede contener otros sensores de medición y que no han sido mencionados. La Fig. II.5 muestra la colocación de cada elemento sensor a lo largo de la herramienta PLT.

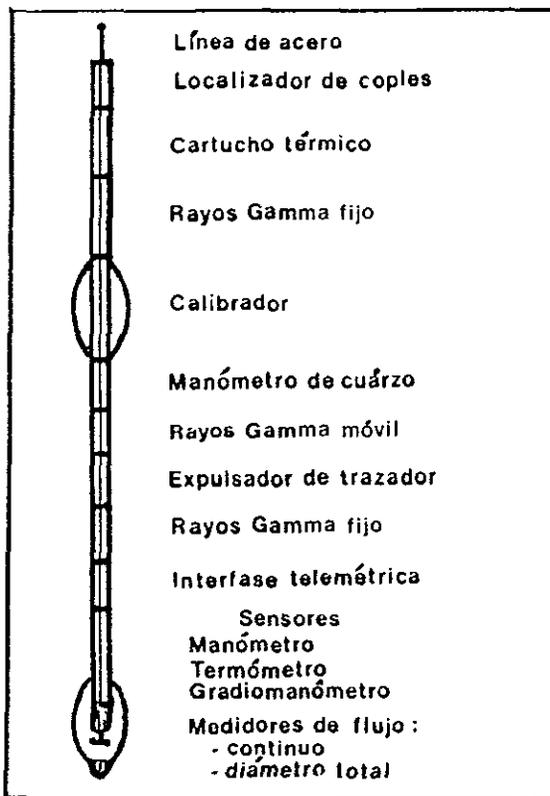


FIG.II.5 HERRAMIENTA DE PRODUCCIÓN PLT

CAPÍTULO III. INTERPRETACIÓN CUALITATIVA Y CUANTITATIVA DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN

La interpretación de los registros de producción obtenidos con la herramienta PLT en los pozos de la Sonda de Campeche permite obtener un conocimiento detallado del comportamiento de los pozos y de los fluidos de la formación, evaluando la producción de una manera confiable.

Las técnicas que se emplean para llevar a cabo la interpretación de toda la información que se obtiene con los registros de producción proporcionan evaluaciones cualitativas y cuantitativas de los pozos productores donde el régimen de flujo es trifásico y en los pozos inyectoros de agua de los campos Akal y Abkatún, donde el régimen de flujo es monofásico.

Los resultados que se obtienen de los registros de producción pueden en muchos casos llegar a no ser tan aproximados a las condiciones reales debido posiblemente a las consideraciones hechas y a las condiciones que se presentaron durante la toma del registro. Las mediciones superficiales de la producción efectuadas en los separadores de las plataformas de producción son muy útiles para correlacionar y afinar los resultados de la interpretación.

La experiencia que se tenga para interpretar los registros, así como la mayor

cantidad de información posible que se tenga del pozo y del yacimiento, serán fundamentales para la calidad de la interpretación.

A continuación se presenta un análisis simplificado de la interpretación de los registros de temperatura, gradiomanómetro y medidores de flujo.

III.1 REGISTRO DE TEMPERATURA

La respuesta de temperatura que se registra con el termómetro se denomina **"Perfil de Temperatura"** y su comportamiento está en función de la conductividad térmica de las rocas del subsuelo y de los fluidos que contienen, del flujo de los fluidos dentro del pozo y del tiempo en que se estabiliza el flujo, así como de las dimensiones del diámetro del pozo.

La interpretación del registro de temperatura es la comparación del perfil con respecto del gradiente geotérmico, es decir, la temperatura que tengan los fluidos dentro del pozo será comparada con la temperatura natural de la formación y de los fluidos contenidos en ésta. Esta interpretación es cualitativa, sin embargo, es posible efectuar análisis semi-cuantitativos con respecto al flujo del pozo cuando las condiciones sean tales que el perfil de temperatura registrado tienda a una asíntota paralela al gradiente geotérmico.

La Fig. III.1 muestra un registro de temperatura teórico para un pozo productor. El perfil de temperatura se encuentra representado con el tipo de línea

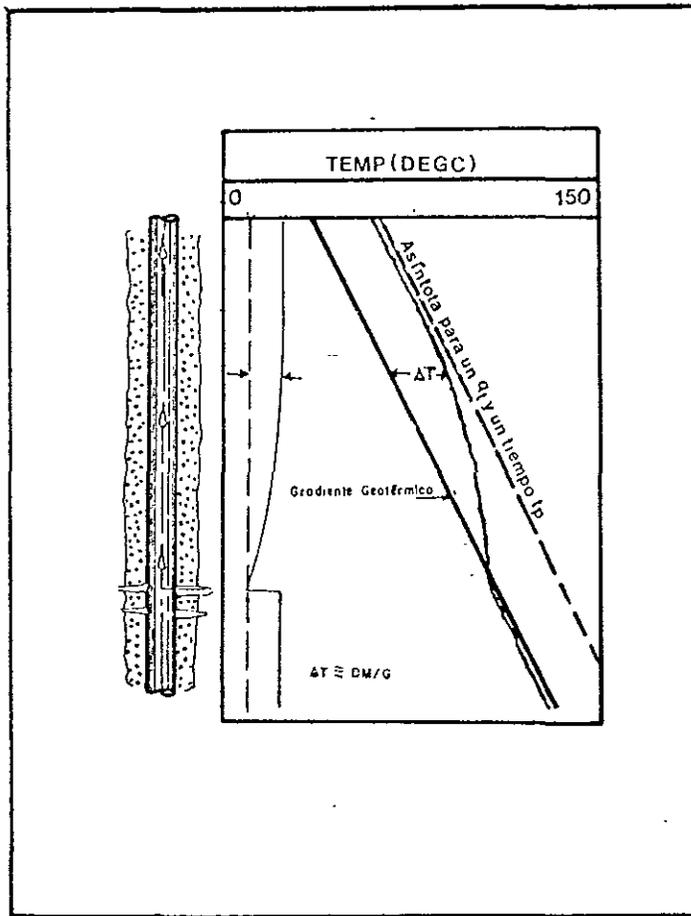


FIG.III.1 REGISTRO DE TEMPERATURA DE UN POZO PRODUCTOR

que presenta la escala superior del registro en grados centígrados y se observan dos comportamientos : el gradiente geotérmico y la temperatura de los fluidos a condiciones de flujo.

El registro de temperatura se corre bajo condiciones estáticas de flujo (pozo cerrado) y bajo condiciones dinámicas (pozo fluyendo o inyectando).

III.1.1. Condiciones estáticas de flujo : el registro de temperatura corrido a pozo cerrado proporciona el gradiente geotérmico natural. Para ello, el registro debe calibrarse ajustando la escala de profundidad con respecto a la temperatura superficial

Cuando se registra la temperatura a un pozo productor que ha sido cerrado por alguna razón, la temperatura de los fluidos dentro del pozo es mayor a la del gradiente geotérmico; sin embargo, al transcurrir el tiempo de cierre la temperatura tiende a estabilizarse hasta que llega a ser la misma temperatura de los fluidos de la formación.

La Fig. III.2 muestra el registro que se corrió con la herramienta PLT en el pozo Abkatún 4 durante la prueba de producción. Obsérvese que al cerrar el pozo, el perfil de temperatura de los fluidos es una línea paralela al gradiente geotérmico y que de permanecer cerrado, alcanzará la temperatura del gradiente.

III.1.2. Condiciones dinámicas de flujo : el perfil registrado cuando hay flujo de fluidos dentro del pozo, permite identificar zonas de entrada y su principal característica es la curva que describe en esa zona.

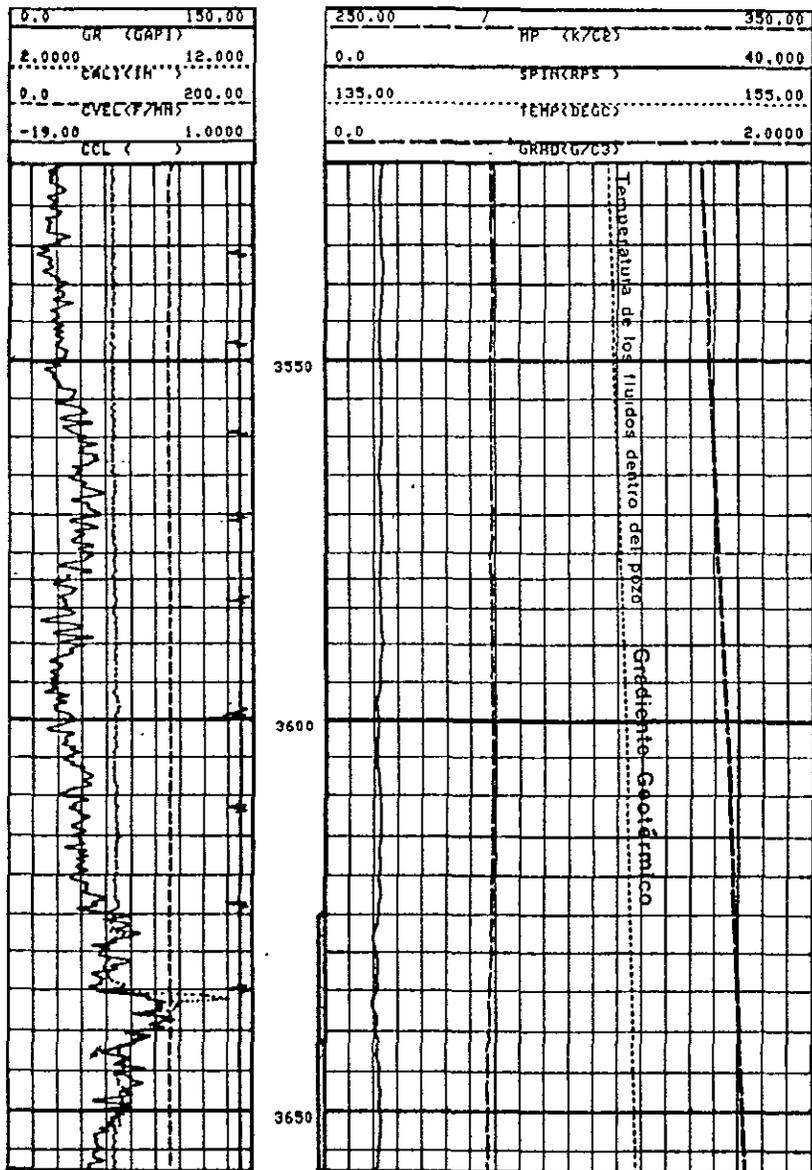


FIG. III.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN CORRIDOS A POZO CERRADO DURANTE LA PRUEBA DE PRODUCCIÓN AL POZO ABKATÚN 4

Del perfil de temperatura registrado en pozos productores de líquidos se pueden observar los siguientes comportamientos típicos bajo condiciones normales de operación :

- la curva es vertical en los puntos de entrada al pozo
- la curva permanece por arriba del gradiente geotérmico
- la curva regresa horizontalmente al gradiente geotérmico si el fluido sale del pozo.

Del perfil de temperatura registrado en pozos inyectoros de líquidos se pueden observar los siguientes comportamientos típicos bajo condiciones normales de operación :

- la curva es vertical en los puntos de entrada a la formación
- la curva permanece por debajo del gradiente geotérmico
- la curva regresa horizontalmente al gradiente geotérmico cuando el fluido sale del agujero.

En el caso de que el fluido de producción o de inyección sea gas, el comportamiento de la curva de respuesta de temperatura es similar a las del líquido, pudiendo presentar anomalías por el enfriamiento en los puntos de entrada y salida debido a caídas de presión que causa la expansión del gas. Estas reducciones de temperatura pueden alcanzar los 20°F.

En el caso de los pozos inyectoros, la respuesta de temperatura es función de la profundidad de inyección, temperatura superficial del fluido de inyección, gasto de inyección, tiempo de inyección y de la temperatura de los fluidos de la formación.

La Fig. III.3 muestra el registro de temperatura bajo condiciones dinámicas de flujo en el pozo Abkatún 4, donde se puede observar en la parte inferior la aproximación de la temperatura de los fluidos a la curva del gradiente geotérmico, donde se infiere la posible entrada de los fluidos al pozo en esa zona y que es posible confirmar con el perfil del registro de rayos gamma.

III.2 REGISTRO DEL GRADIOMANÓMETRO

La interpretación se basa en el principio de operación que se utiliza para medir la diferencia de presión que existe en una longitud de 2 pies y que se relaciona con la densidad del fluido, por lo cual, la curva de respuesta de la densidad es continua mientras no se presenten cambios en la densidad de los fluidos; se flexiona hacia la izquierda cuando se produce un cambio de mayor a menor densidad y se flexiona hacia la derecha cuando se produce un cambio de menor a mayor densidad.

La densidad que se registra con el gradiomanómetro se encuentra a condiciones de fondo y puede ser comparada con los valores obtenidos en el laboratorio de muestras superficiales de la producción.

La calibración de la herramienta se efectúa en la superficie y consiste en ajustar la sensibilidad del galvanómetro para que éste pueda registrar 0.0 g/cm^3 cuando los fuelles sensibles se encuentren en posición vertical y el fluido de medición sea aire y cuando sea agua pueda registrar el valor de 1.0 g/cm^3 .

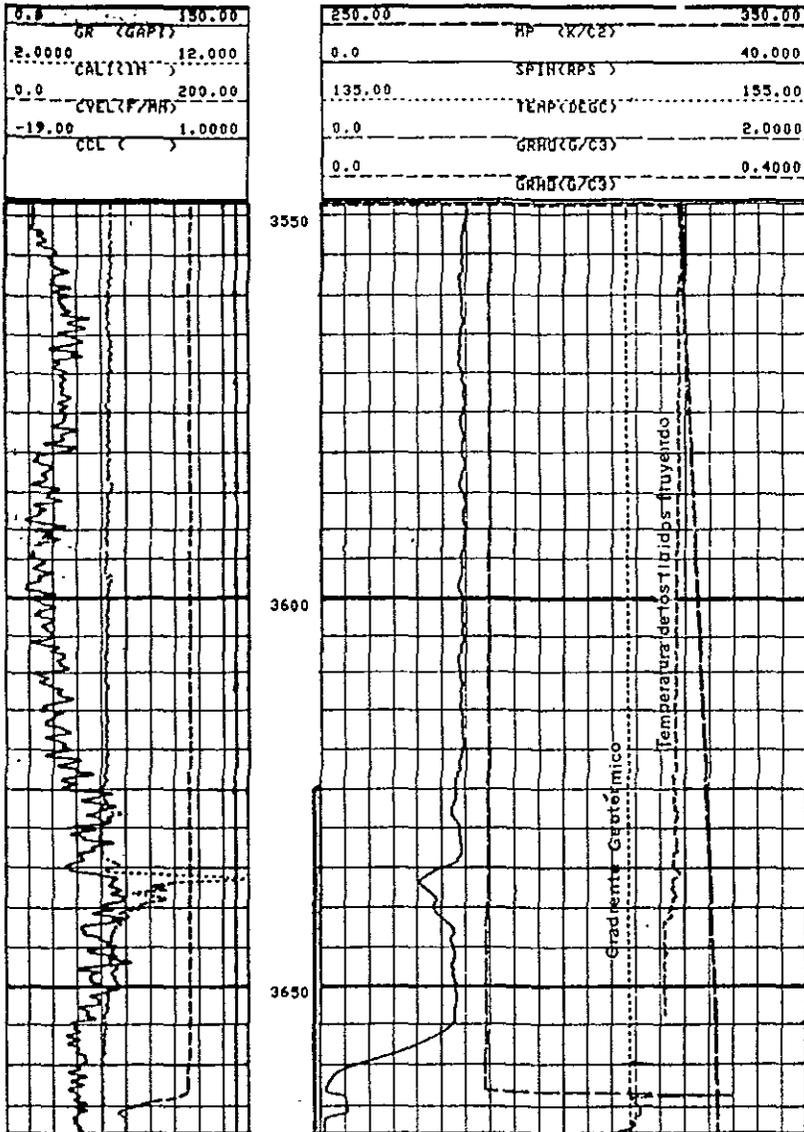


FIG.III.3 REGISTROS DE PRODUCCIÓN CORRIDOS A POZO FLUYENDO DURANTE LA PRUEBA DE PRODUCCIÓN AL POZO ABKATÚN 4

El registro del gradiomanómetro es de gran utilidad, ya que permite determinar la densidad de los fluidos bajo condiciones dinámicas de flujo e identificar zonas de entrada de los fluidos al pozo. Este registro también se corre bajo condiciones estáticas de flujo (pozo cerrado) con la finalidad de calibrar la herramienta y obtener mejores resultados.

La densidad que registra el gradiomanómetro es la densidad de la mezcla de aceite, agua y gas a condiciones de presión y temperatura existentes a la profundidad de registro, mientras que la densidad de cada componente de la mezcla se puede obtener en el laboratorio conociendo su densidad a condiciones de superficie.

Para determinar la cantidad o fracción de agua, Y_w (también conocida como colgamiento de la fase pesada), se efectúa el cálculo en términos de su densidad con respecto a la densidad de la mezcla bifásica :

$$Y_w = (\rho_{\text{grad}} - \rho_o / \rho_w - \rho_o) \quad (1)$$

donde :

ρ_{grad} : densidad leída del gradiomanómetro (g/cm^3).

ρ_o : densidad del aceite a condiciones de fondo (g/cm^3).

ρ_w : densidad del agua a condiciones de fondo (g/cm^3).

Y_w : fracción de agua (adimensional).

Por lo tanto, la fracción de aceite se determina como :

$$Y_o = (1 - Y_w) \quad (2)$$

Ahora bien, a la diferencia de velocidad entre la velocidad del agua (v_w) y la velocidad del aceite (v_o) se define como velocidad de resbalamiento (v_s), ésto es :

$$v_s = (v_o - v_w) \quad (3)$$

y puede ser obtenida a través de su diferencia de densidades ($\rho_w - \rho_o$) y la fracción de agua, Y_w , utilizando la gráfica de la Fig. III.4 obtenida en pruebas de laboratorio.

La producción o gasto de la mezcla total registrada con el medidor de flujo se encuentra relacionada en términos de la fracción de agua a través de la expresión :

$$q_t = (Y_w v_w + (1 - Y_w) (v_w + v_s)) A \quad (4)$$

donde "A" representa la superficie anular comprendida entre la herramienta y la tubería de revestimiento.

Entonces, la producción de cada una de las fases se puede determinar a través de las siguientes expresiones :

$$q_t = q_o + q_w \quad (5)$$

$$q_o = (1 - Y_w) (v_w + v_s) A \quad (6)$$

$$q_w = Y_w v_w A \quad (7)$$

existen gráficas obtenidas en el laboratorio para determinar el gasto de cada componente de la mezcla, $q_o + q_w$, en función de la velocidad de resbalamiento, v_s , del diámetro exterior de la herramienta, gasto total de la mezcla, q_t , y de la fracción de agua Y_w .

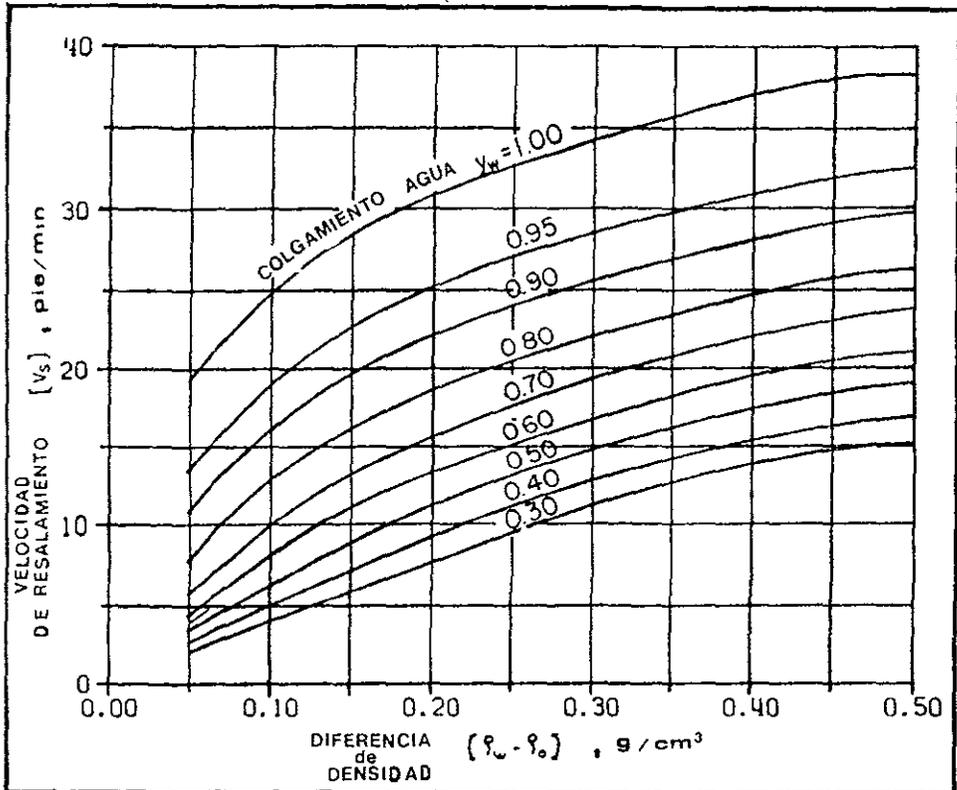


FIG. III.4 GRÁFICA PARA OBTENER LA VELOCIDAD DE RESBALAMIENTO (v_s) EN FUNCIÓN DE LA DIFERENCIA DE DENSIDADES DEL ACEITE Y DEL AGUA CON RESPECTO AL COLGAMIENTO DE LA FASE PESADA (Y_w)

Para una mezcla bifásica gas-aceite, el gas constituye la fase ligera y el aceite la fase pesada, por lo tanto el análisis para evaluar la producción de cada componente de la mezcla es similar al efectuado para una mezcla agua-aceite.

Para el caso de una mezcla trifásica de agua-aceite-gas, el análisis se complica, debido a la presencia de un tercer fluido. Sin embargo, la evaluación de cada componente de la mezcla es posible efectuarse a través del uso combinado del gradiomanómetro, medidor de flujo con empacador y el medidor de fracción de agua. Para llevar a cabo el análisis se considera que debido a que la velocidad de la mezcla al atravesar el área de medición de la herramienta es incrementada, siendo lo suficientemente alta como para considerar despreciable la velocidad de resbalamiento entre las fases de agua, aceite y gas, por lo cual, el gasto de cada componente es proporcional a su colgamiento. Entonces, la fracción de cada componente de la mezcla estará dado por las expresiones siguientes :

$$Y_w = 1 - Y_o - Y_g \quad (8)$$

$$Y_o = (\rho_{grd} - \rho_g - Y_w (\rho_w - \rho_g)) / (\rho_o - \rho_g) \quad (9)$$

$$Y_g = (Y_w (\rho_w - \rho_o) + \rho_o - \rho_{grd}) / (\rho_o - \rho_g) \quad (10)$$

y por lo tanto, la producción de cada componente será :

$$q_g = q_t Y_g \quad (11)$$

$$q_w = q_t Y_w \quad (12)$$

$$q_o = q_t - (q_w + q_g) \quad (13)$$

donde

Y_w : fracción de agua obtenida con el medidor de fracción de agua.

q_t : producción total registrada con el medidor de flujo con empacador.

La densidad determinada por el registro del gradiomanómetro, ρ_{grd} , en algunos casos proporciona directamente la densidad real del fluido, y en otros no, debido principalmente a la presencia de fenómenos adversos durante la toma del registro, tales como : la desviación del pozo, fricción del fluido sobre la herramienta y cambios de energía cinética en el fluido. La siguiente expresión relaciona estos fenómenos :

$$\rho_{grd} = \rho_f (1 + k + f) \quad (14)$$

donde "k" es el término cinético y debe ser considerado cuando la velocidad del fluido a través de la parte superior de la herramienta difiere considerablemente de la velocidad que éste tenga en la parte inferior, y "f" es el factor de fricción que habrá de ser considerado cuando la velocidad del fluido es mayor de 100 pie/min. La siguiente expresión permite estimar el valor de "f" :

$$f = 0.0002 (v^2 / d) \quad (15)$$

donde "v" es la velocidad del fluido en pie/min y "d" es el diámetro de la tubería en pulgadas. Sin embargo, cuando la velocidad del fluido no es lo suficientemente alta puede ocurrir segregación gravitacional complicando su interpretación. Por lo tanto, el uso del gradiomanómetro se recomienda en pozos con altos gastos de producción.

El empleo del gradiomanómetro en forma particular sólo permite llevar a cabo evaluaciones cualitativas, sin embargo, su aplicación conjunta con otras herramientas es de gran utilidad durante la interpretación de los registros.

La Fig. III.5 muestra un registro teórico del gradiomanómetro donde se observa que la respuesta de la densidad debajo de las zonas C, D y E es igual a 1.0 g/cm^3 , la cual corresponde a la densidad del agua sin poder determinar si se encuentra estática o en movimiento. Por arriba de la zona C, se puede observar que la respuesta de densidad se redujo a 0.7 g/cm^3 debido probablemente a que el fluido que entra al pozo sea una mezcla de agua-gas o agua-aceite. En la zona B se observa que la respuesta de densidad permanece constante, esto significa que no hay entrada de fluidos al pozo o si la hay, entonces el fluido debe tener la misma densidad del fluido que se encuentra en la zona C, lo cual es poco probable. En la zona A se observa que la respuesta de densidad ha cambiado a 0.4 g/cm^3 , lo cual es un indicativo de una zona de entrada de gas por su baja densidad.

III.3 REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

El registro del medidor de flujo continuo es de suma utilidad para evaluar cualitativa y cuantitativamente el flujo de los fluidos dentro del pozo. Este registro se corre bajo condiciones estáticas y dinámicas de flujo tanto en pozos productores como en inyectores.

La interpretación del registro resulta ser un poco complicada debido a que la información que registra el medidor de flujo requiere de una **Técnica de Calibración IN-SITU** para ajustarse a las condiciones del pozo; esto porque la herramienta se calibra en el laboratorio utilizando un tipo de fluido, un diámetro

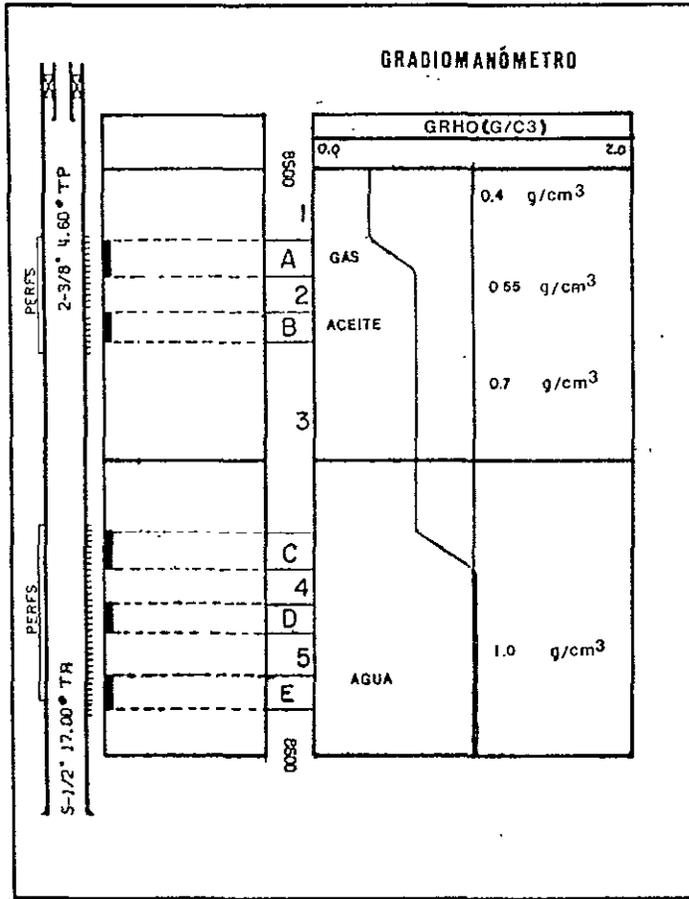


FIG. III.5 REGISTRO TEÓRICO DEL GRADIOMANÓMETRO

de tubería determinado y una velocidad de registro, mientras que el pozo posee diferentes diámetros de tubería, diferentes fluidos y por lo general, se efectúa el registro a diferentes velocidades.

La técnica de calibración "in-situ" consiste en efectuar varias corridas de registro a pozo cerrado y fluyendo, registrándose la respuesta de velocidad de la propela a diferentes velocidades de descenso y ascenso de la herramienta dentro del pozo. De estos registros, para diferentes profundidades seleccionadas (estaciones), se correlacionan las correspondientes velocidades de registro con las velocidades de la propela, las cuales, se grafican para cada estación. De cada estación se obtiene su correspondiente línea de respuesta, que contiene la velocidad del fluido medido en ese punto y que será utilizada para cuantificar el gasto de producción. Como ayuda adicional a la calibración "in-situ", suelen tomarse mediciones estáticas en diversos puntos del pozo.

Cuando el fluido que produce el pozo no es de similares características a las del fluido que se utilizó en el laboratorio para calibrar la herramienta (por lo general siempre), la respuesta será diferente; por lo cual, es necesario considerar un factor de corrección de velocidad del fluido, C_v , que permita la interpretación adecuada del registro. Por lo general, el flujo de los pozos productores e inyectores se encuentra en régimen de flujo turbulento y la velocidad del fluido es mayor en el centro de la tubería que en las proximidades de la pared de la misma. Debido a ello, la velocidad del fluido deberá ser afectada por un factor de corrección de acuerdo con el diámetro interior de la tubería de revestimiento, T.R., el cual, se muestra en la Tabla III.1 para diferentes diámetros de tubería :

TABLA III.1.

\varnothing_{TR} (pg)	C_v (adim)
4 ½ ó 7 5/8	0.82
5 ½ ó 8 5/8	0.83
6 5/8 ó 9 5/8	0.84

Para pozos productores de gas o aceite con alta relación gas-aceite (RGA), el factor de corrección varía en ± 0.01 .

Debido a la complejidad de la técnica de calibración "in-situ", se han elaborado gráficas de respuesta en el laboratorio para diferentes tamaños de herramienta. Sin embargo, su uso requiere del conocimiento preciso de la viscosidad del fluido, considerando que su rango de aplicación no cubre valores extremos bajos o altos de viscosidad. Por lo tanto, la expresión que se utiliza para determinar el gasto en cada estación de calibración, es la siguiente :

$$Q = Cte \cdot v \cdot \varnothing_{TR}^2 \cdot C_v \quad (16)$$

donde :

Q : gasto del fluido medido a condiciones de fondo en BPD

v : velocidad del fluido en pie/min.

\varnothing_{TR} : diámetro de la TR en pulgadas.

C_v : factor de corrección por velocidad (adimensional)

Cte : 1.3995 Cte. de conversión de unidades

III.3.1. Ejemplo de aplicación de la calibración "in-situ" del medidor de flujo continuo :

A continuación se presenta la corrida del registro del medidor de flujo continuo que se efectuó durante la prueba de producción del pozo Abkatún 4 :

- Inicialmente se corrió el registro de temperatura para determinar el gradiente geotérmico y la curva de respuesta de temperatura de los fluidos con el pozo cerrado (Fig. III.2).

- Posteriormente se corrieron conjuntamente los registros de temperatura , gradiomanómetro, caliper, medidor de flujo continuo, manómetro y rayos gamma con el pozo fluyendo (Fig. III.3) ; determinando la zona de entrada de fluidos al pozo y con ello la zona de interés para llevar a cabo la calibración "in-situ" con el medidor de flujo continuo. Una vez definida la zona de interés 3,500 – 3,700 m, se corrió un primer bloque de registros con el medidor de flujo continuo para tres diferentes velocidades de herramienta a pozo cerrado (Fig. III.6); obteniendo la gráfica de respuesta correspondiente a la línea de calibración "in-situ" de flujo cero (Fig. III.7).

- Posteriormente se corrió un segundo bloque de registros con el medidor de flujo continuo para tres diferentes velocidades de herramienta con el pozo fluyendo a través de un estrangulador de 1" de diámetro (Fig. III.8); obteniendo la gráfica de respuesta correspondiente a la línea de calibración "in-situ" del pozo fluyendo por 1" (Fig. III.9).

- Correlacionando las líneas de calibración "in-situ" de flujo cero y de flujo por 1" , se determinó una velocidad de flujo de 134.5 pie/min y con la ecuación (16) se determinó un gasto total de 6,939 BPD.

-De igual manera, para diferentes diámetros de estrangulador se corrió el registro del medidor de flujo continuo por bloques y se determinaron sus correspondientes gráficas de respuesta y obtener el gasto correspondiente a cada diámetro de

FIG. III.6 REGISTROS DEL MEDIDOR DEL FLUJO CONTINUO DEL POZO ABKATÚN 4 EFECTUANDO LA CALIBRACIÓN IN-SITU A POZO CERRADO

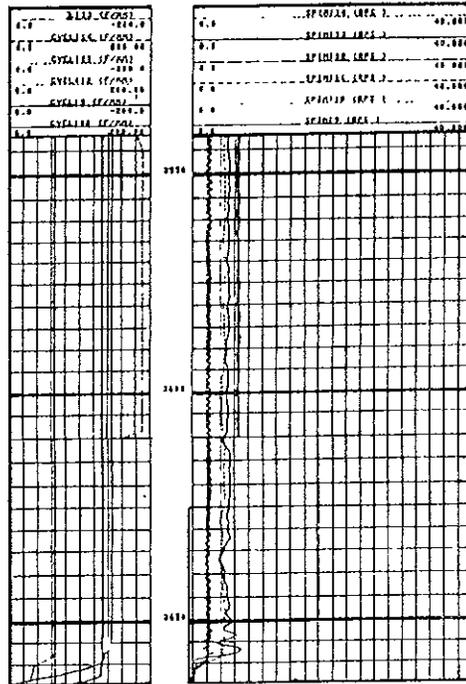


FIG. III.7 GRÁFICA DE CALIBRACIÓN IN-SITU PARA EL POZO ABKATÚN 4 A POZO CERRADO

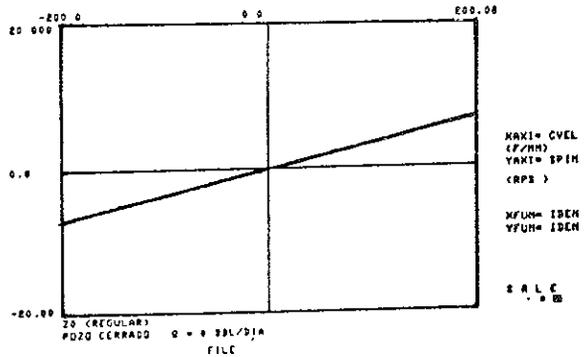


FIG. III.8 REGISTROS DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO DEL POZO ABKATÚN 4 EFECTUANDO LA CALIBRACIÓN IN-SITU CON EL POZO FLUYENDO POR UN ESTRANGULADOR DE 1"

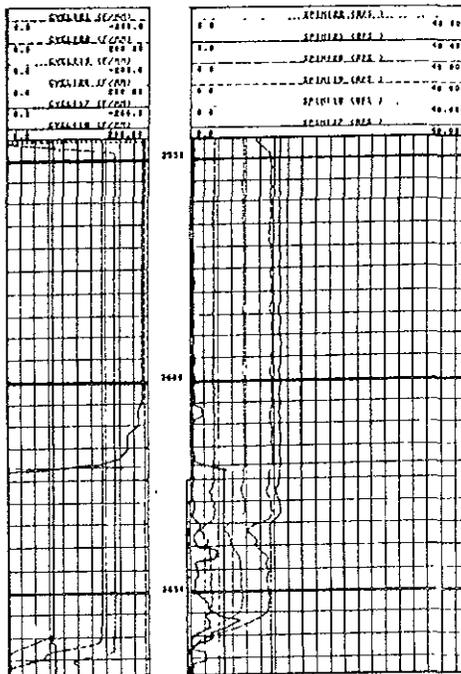
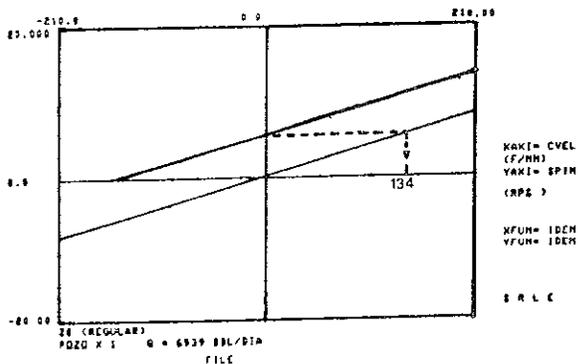


FIG. III.9 GRÁFICA DE CALIBRACIÓN IN-SITU PARA EL POZO ABKATÚN 4 FLUYENDO POR UN ESTRANGULADOR DE 1"



estrangulador. La tabla III.2 muestra los resultados que se obtuvieron con la calibración "in-situ" :

Tabla III.2

ϕ_o	v (pie/min)	Q (BPD)
1	134.5	6,939
1 ½	393.5	20,284
2	519.7	26,789
2 ¾	571.2	29,452

III.4 REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR O DE DIÁMETRO TOTAL

La interpretación de este registro es más sencilla que la del medidor de flujo continuo, debido a que el flujo total de fluidos que produce el pozo atraviesa la sección de medición de la herramienta. La velocidad de la propela es función de la viscosidad de los fluidos medidos, sin embargo, ésta sólo afecta en grado mínimo la medición, dentro de un rango de 1 a 2 cp que es de 0.5 % y se obtiene directamente en el laboratorio. La toma del registro consiste en bajar la herramienta dentro del pozo a la profundidad de interés, posteriormente es inflado el empacador y entonces la velocidad de la propela es registrada. Esta velocidad es directamente referida al gasto total utilizando las cartas de las Figs. III.10 y III.11. Estas cartas son específicas de cada herramienta y son proporcionadas por el fabricante de la herramienta.

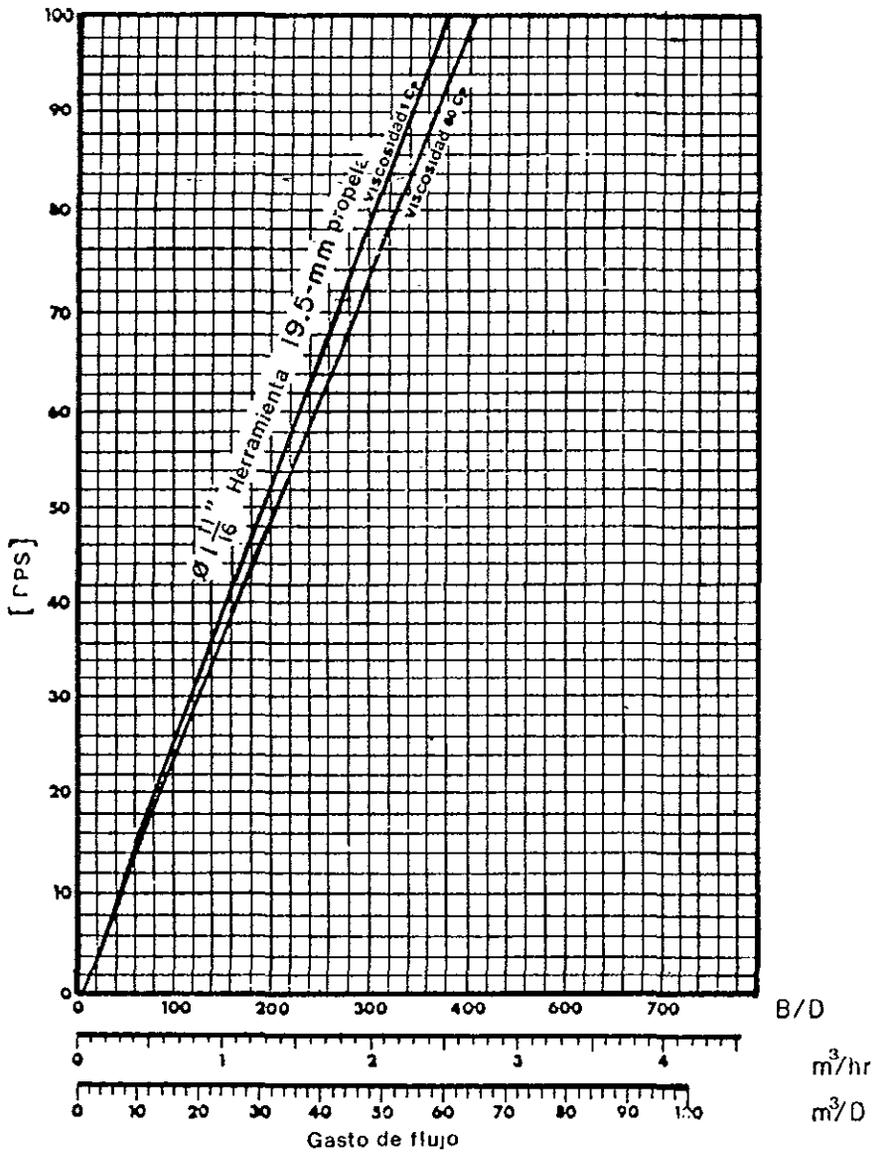


FIG. III.10 RESPUESTA DE LA PROPELA DEL MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR

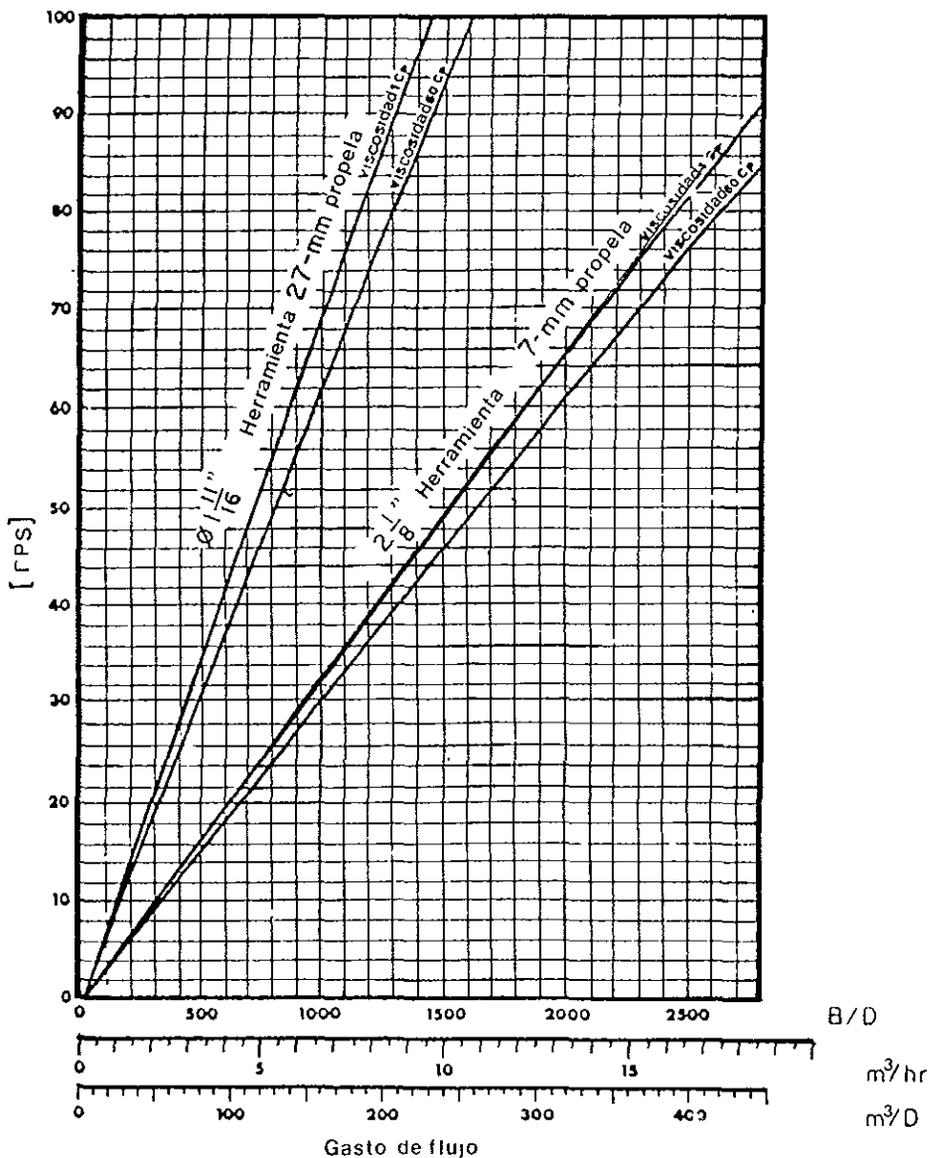


FIG. III.11 RESPUESTA DE LA PROPELA DEL MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR

Otra forma de determinar la aportación del flujo de cada zona de interés en el interior del pozo consiste en trazar en la parte inferior del registro una línea inclinada desde el último valor de velocidad registrado por la herramienta en el fondo hasta la prolongación vertical de la primer curva al iniciar la corrida del registro en la superficie. Esta línea representa el 100 % de la producción del pozo.

Frecuentemente no es sencilla la interpretación del registro del medidor de flujo con empacador, debido a que en ciertos casos es indispensable colocar la herramienta de medición sobre la zona de disparos, lo cual, altera la veracidad de la información y con ello se dificulta la interpretación.

La Fig. III.12 muestra el registro del medidor de flujo con empacador de un pozo que produce aceite y agua en tres arenas diferentes. La viscosidad del fluido μ , en el fondo ha sido corregida a 5 cp medida en la superficie. El gasto de producción, q_i , a condiciones superficiales es de 275 BPD y el aceite tiene un factor de volumen, B_o , de 1.28. La herramienta que se utilizó para tomar el registro tiene un diámetro de 1 11/16" con propela de 19.5 mm. En la parte inferior del registro se ha trazado la línea que permite determinar el porcentaje de fluido que aporta cada zona de interés, siendo para las zonas 1, 2 y 3 del 37, 42 y 21 %, respectivamente. Si se conoce el factor de volumen del aceite, B_o , es posible determinar el gasto total a condiciones de fondo, el cual es de 275 BPD, por lo tanto, las zonas 1, 2 y 3 producen 120, 55 y 100 BPD, respectivamente.

La Fig. III.13 muestra el registro del gradiomanómetro y del medidor de flujo con empacador en un pozo que produce aceite y agua. Las lecturas reales de medición se registran en la parte superior de la zona de disparos, en tanto que en

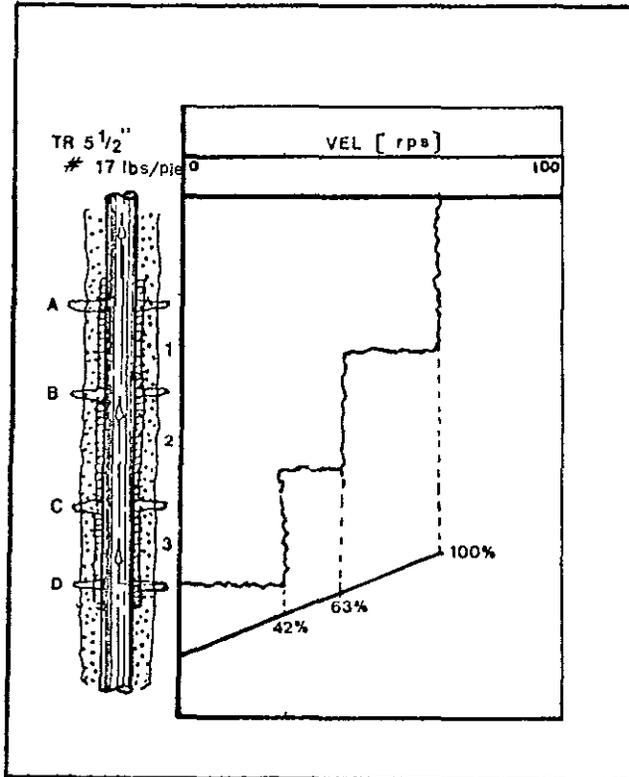
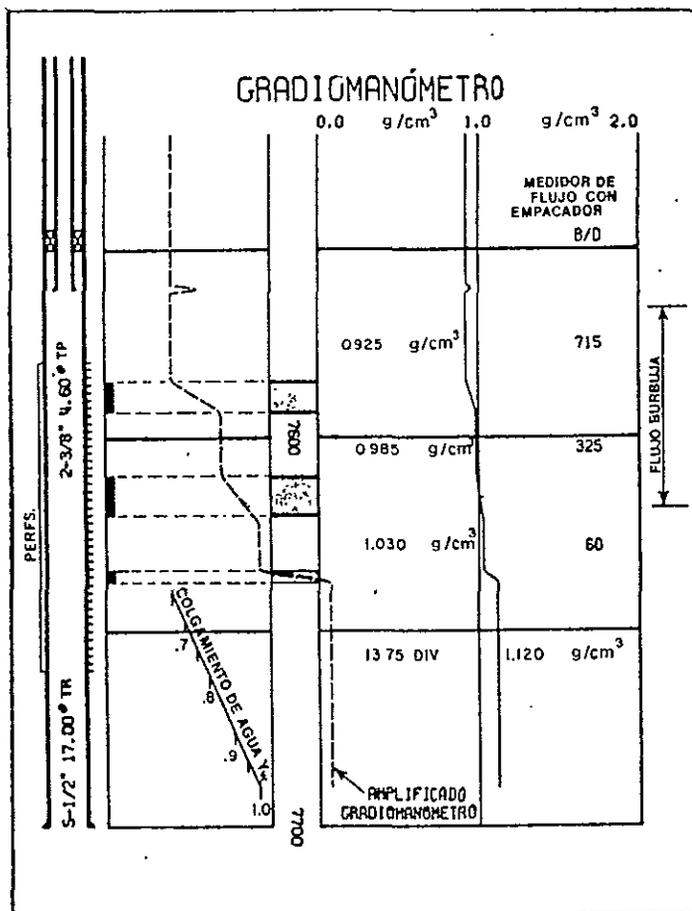


FIG.III.12 REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR EN UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE Y AGUA EN TRES ARENAS DIFERENTES



la zona de disparos, las lecturas de medición obtenidas con el medidor de flujo son inciertas. Sin embargo, cuando la lectura del gradiomanómetro muestra que no hay entrada de fluidos en la zona donde se encuentra anclado el empacador (lectura de densidad constante), entonces, las lecturas del medidor de flujo podrán ser consideradas como correctas. En la parte baja del registro se encuentra trazada la línea que define el colgamiento del agua, Y_w , sobre la curva del gradiomanómetro. Con una diferencia de densidades de 0.24 g/cm^3 obtenida en el laboratorio, la correspondiente fracción de agua, Y_w , y la gráfica de la Fig. III.4 se determina la velocidad de resbalamiento, v_s , para cada zona de registro del medidor de flujo con empacador y con las ecuaciones (6) y (7), se determinan los gastos de cada fase, q_o , y q_w . La tabla mostrada en la Fig. III.14 presenta los resultados con la información obtenida con el medidor de flujo con empacador y con el gradiomanómetro.

Est.	Zona	ρ g/cm	Y_w	q_t BPD	q_o BPD	q_w BPD	Q_o BPD	Q_w BPD
7,575		0.925	0.65	715	385	330		
	Superior						260	130
7,605		0.985	0.05	325	125	200		
	Media						125	140
7,630		1.030	1.00	60	0	60		
	Inferior						0	60
7,645		1.120	1.00		0	0		

FIG.III.14 TABLA DE RESULTADOS

CAPÍTULO IV. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS

Debido a las características tan notables de producción y al tipo de fluidos que se producen en la Zona Marina de Campeche, los pozos se terminan con aparejos de producción muy diferentes a los que normalmente se utilizan en los pozos terrestres, los cuales están diseñados para manejar producciones altas hasta 50,000 BPD de crudo.

El diseño del aparato de producción para cada pozo se efectúa considerando los siguientes parámetros:

- Gasto máximo de fluidos, q_{max} , que puede aportar el pozo.
- Presión estática del yacimiento, p_{ws} , y presión de fondo fluyendo p_{wf} .
- Presión requerida en el cabezal del pozo, p_{wh} , para manejar los fluidos en la superficie.
- *Diámetro, ϕ , de la última tubería de revestimiento del pozo.*
- Propiedades fisicoquímicas de los fluidos de producción.
- Profundidad del o los intervalos que serán motivo de explotación.
- Características propias de la formación a explotar.

Además de los parámetros anteriores, para efectuar el diseño del aparato de producción, se requiere de un estudio de optimización, el cual, se elaboró al inicio de la explotación de los campos con información obtenida de los primeros pozos perforados en la zona.

Generalmente, la gran mayoría de los pozos de desarrollo que se perforan en las estructuras de los campos **Abkatún, Pol, Chuc e Ixtoc**, se terminan en profundidades que pueden alcanzar los 3,800 m, con tuberías de producción combinadas de 3 ½" - 4 ½", válvula de tormenta, camisa de circulación, empacador de 7 5/8" - 3 ½" y tubería de revestimiento de 7 5/8". Para los pozos de las estructuras del **Complejo Cantarell** integradas por los campos **Akal, Nohoch y Chac**, la terminación se efectúa en profundidades que varían de los 1,200 m hasta los 3,000 m con tuberías de producción combinadas de 4 ½" - 7 ½", válvula de tormenta, camisa de circulación, empacador de 7 5/8" - 4 ½" y tubería de revestimiento de 7 5/8". Sin embargo, de acuerdo con las condiciones mecánicas que presente el pozo y a las condiciones del yacimiento, estos tipos de terminación pueden variar sus dimensiones e inclusive pueden llegar a ser totalmente diferentes.

Las. Figs. IV.1 y IV.2 muestran el estado mecánico que tienen los pozos CANTARELL 92 y ABKATÚN 12 y que serán ejemplo de estudio del capítulo VIII.

IV.1 OPTIMIZACIÓN DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS MARINOS

El estudio que se llevó a cabo para optimizar el aparejo de los pozos de la zona marina, tuvo la finalidad de elaborar un diseño teórico de aparejo que permitiera manejar grandes volúmenes de hidrocarburos en condiciones de máxima eficiencia y que pudiera ser implantado a futuros pozos.

A través de programas de cómputo de flujo multifásico en tuberías verticales tales como el de "Orkiszewski" y con la información obtenida de los primeros pozos (Akal 1-A, Nohoch 2, Cantarell 94 y Abkatún 1-B), se llevó a cabo el análisis para

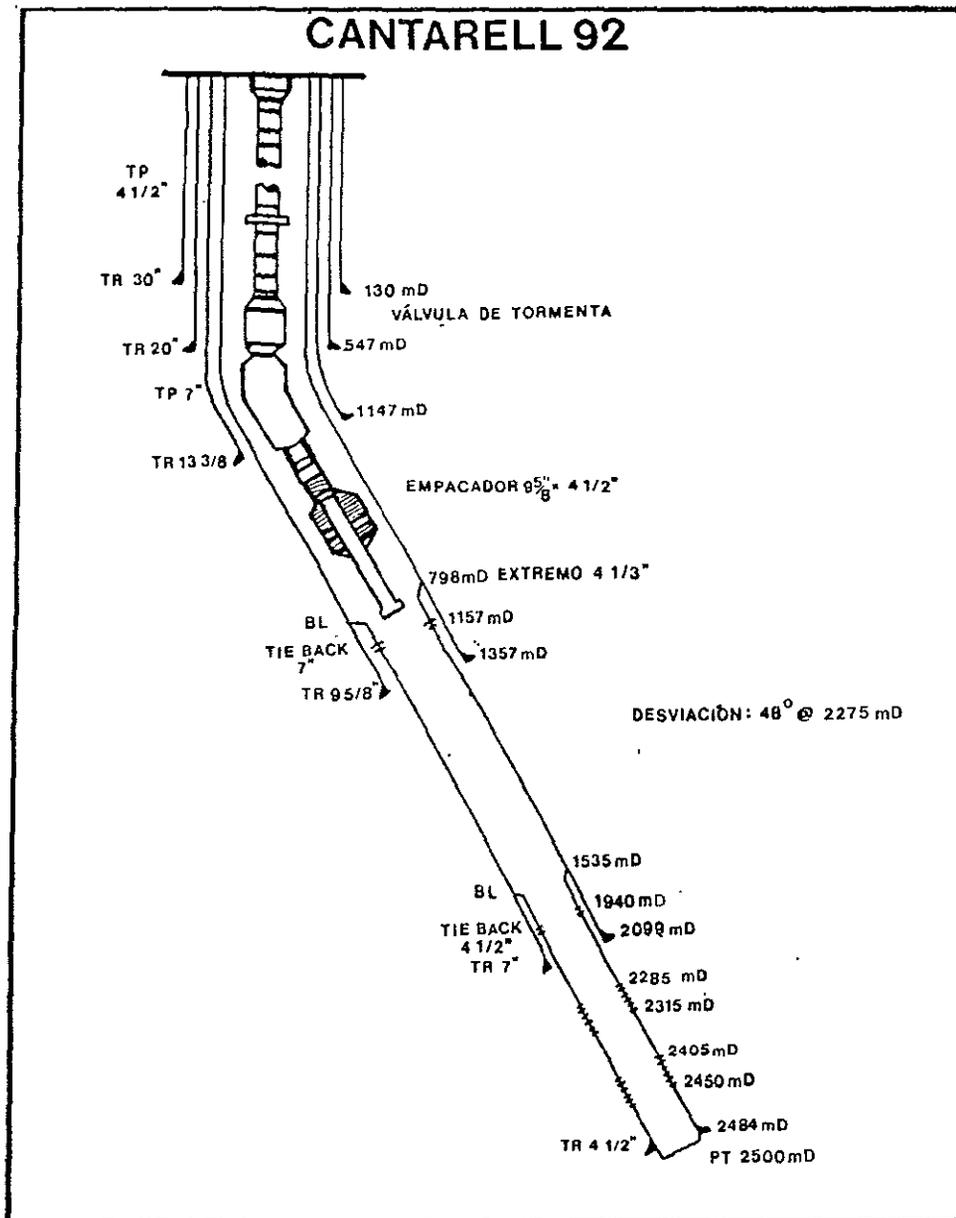


FIG.IV.1 ESTADO MECÁNICO DEL POZO CANTARELL 92

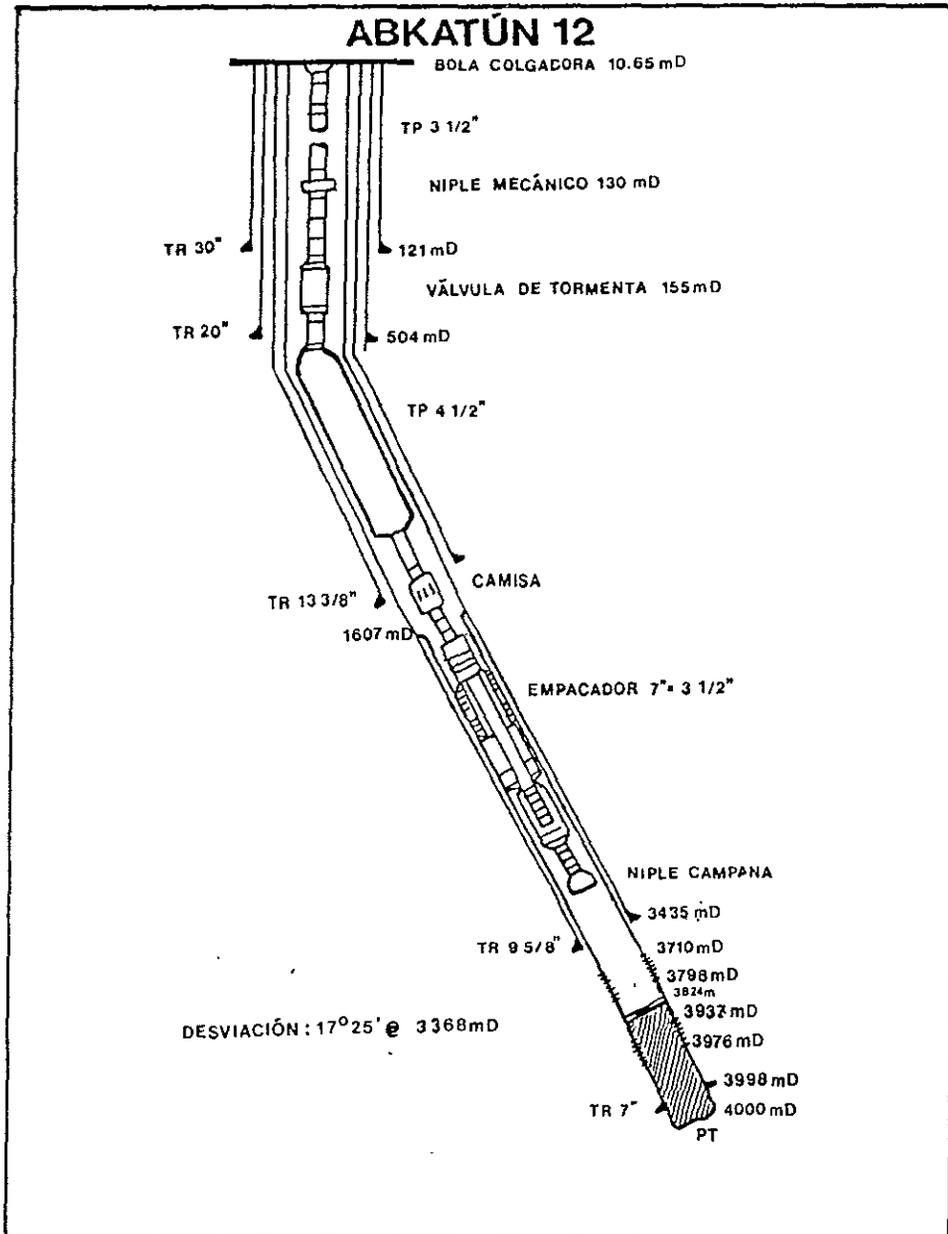


FIG.IV.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO ABKATÚN 12

predecir las caídas de presión que existirían en tuberías de producción de diferentes diámetros desde 3 ½" hasta 7", manejando un rango de producción de 10,000 a 90,000 BPD. Fueron propuestas varias alternativas de diseño, sin embargo, se seleccionó aquélla que permitiera manejar el mayor volumen de hidrocarburos con menores caídas de presión en las tuberías de producción y accesorios, y por ende, mayor presión en el cabezal del pozo . Además, esta alternativa de diseño permite llevar a cabo operaciones de estimulación en forma rápida y económica, sin exponer el revestimiento del pozo a contactos con fluidos corrosivos tales como el ácido sulfhídrico presente en la producción; y también permitir la evaluación del comportamiento del pozo y del yacimiento mediante la toma de registros de producción.

La Fig. IV.3 muestra la alternativa de terminación propuesta para la explotación del pozo **Cantarell 94**, que posteriormente fue corroborada con datos reales de la producción del pozo. La terminación del pozo consiste de un aparejo de producción constituido por un primer tramo de tubería de producción de 4 ½" de diámetro interior desde la superficie del pozo hasta la profundidad de 160 m, donde se encuentra instalada una válvula de tormenta de 4 ½" de diámetro interior para el control del pozo; un tramo intermedio de tubería de producción de 5 ½" de diámetro interior hasta la profundidad de 1,177 m, tres metros arriba del empacador, y donde se encuentra instalada la camisa de circulación; por último, en la parte inferior, se encuentra un empacador de 9 5/8" - 4 ½" anclado a la profundidad de 1,200 m. La última tubería de revestimiento es de 9 5/8" de diámetro nominal con zapata cementadora a la profundidad de 1,240 m. El intervalo productor es un agujero descubierto de 9 5/8" de diámetro interior con profundidad total de 1,275 m.

La gráfica que aparece en la misma figura representa la optimización del diámetro de tubería de producción para las condiciones de diseño del aparejo y

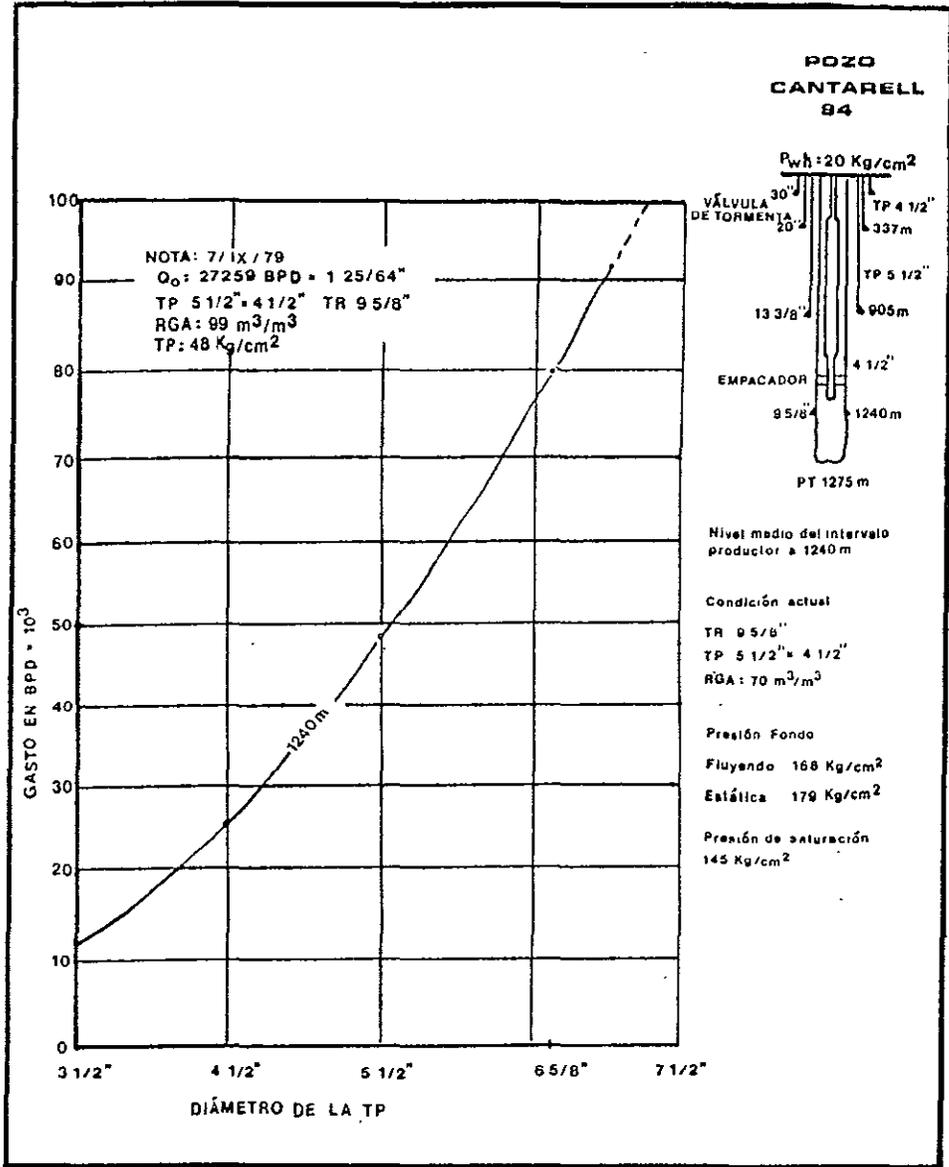


FIG.IV.3 OPTIMIZACIÓN DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

características tanto de los fluidos como de la formación, cuyos valores se encuentran anotados en la parte inferior de la figura. La gráfica muestra la relación que existe entre el diámetro interno de la tubería de producción con respecto al gasto esperado, Q , para una longitud de 1,240 m de aparejo de producción. La información que aparece en el recuadro superior de la gráfica se obtuvo de una prueba de producción efectuada al mismo pozo posteriormente a la implantación del aparejo de producción propuesto. Estos datos permitieron corroborar los resultados determinados teóricamente, siendo el gasto de 29,259 BPD obtenido para una presión en la cabeza del pozo, p_{wh} , de 49 Kg/cm², mientras que los obtenidos con el análisis fueron de 30,000 BPD el gasto, Q , para una presión en la cabeza del pozo, p_{wh} , de 49 Kg/cm² (Obsérvese que los resultados que se presentan en la gráfica se obtuvieron para una presión en la cabeza del pozo de 20 Kg/cm², y por lo tanto, los valores anteriores no aparecen en la misma).

La Fig. IV.4 muestra 5 alternativas de terminación propuestas para explotar el pozo Abkatún 1-B. El diseño del aparejo de producción es muy similar al propuesto para el pozo Cantarell 94, únicamente difiere la terminación en que la producción se obtiene de un intervalo disparado en un "Liner" de 5" de diámetro interior, debido a la inestabilidad de las formaciones productoras. La tabla que aparece en la parte inferior de esta figura presenta 5 modificaciones de los diámetros interiores de la tubería de producción y de la tubería de revestimiento así como los correspondientes cambios de longitud y de producción. La gráfica presenta la relación que guarda el diámetro nominal de la TP en pulgadas con respecto a la producción, Q , en BPD * 1000 para obtener una presión en el cabezal del pozo de 20 Kg/cm².

El resultado de este estudio condujo a implantar los diseños anteriores a los pozos de desarrollo que se perforan en la Zona Marina de Campeche, cumpliéndose exitosamente las predicciones, redituando con ello en la obtención de altos volúmenes de hidrocarburos en forma óptima.

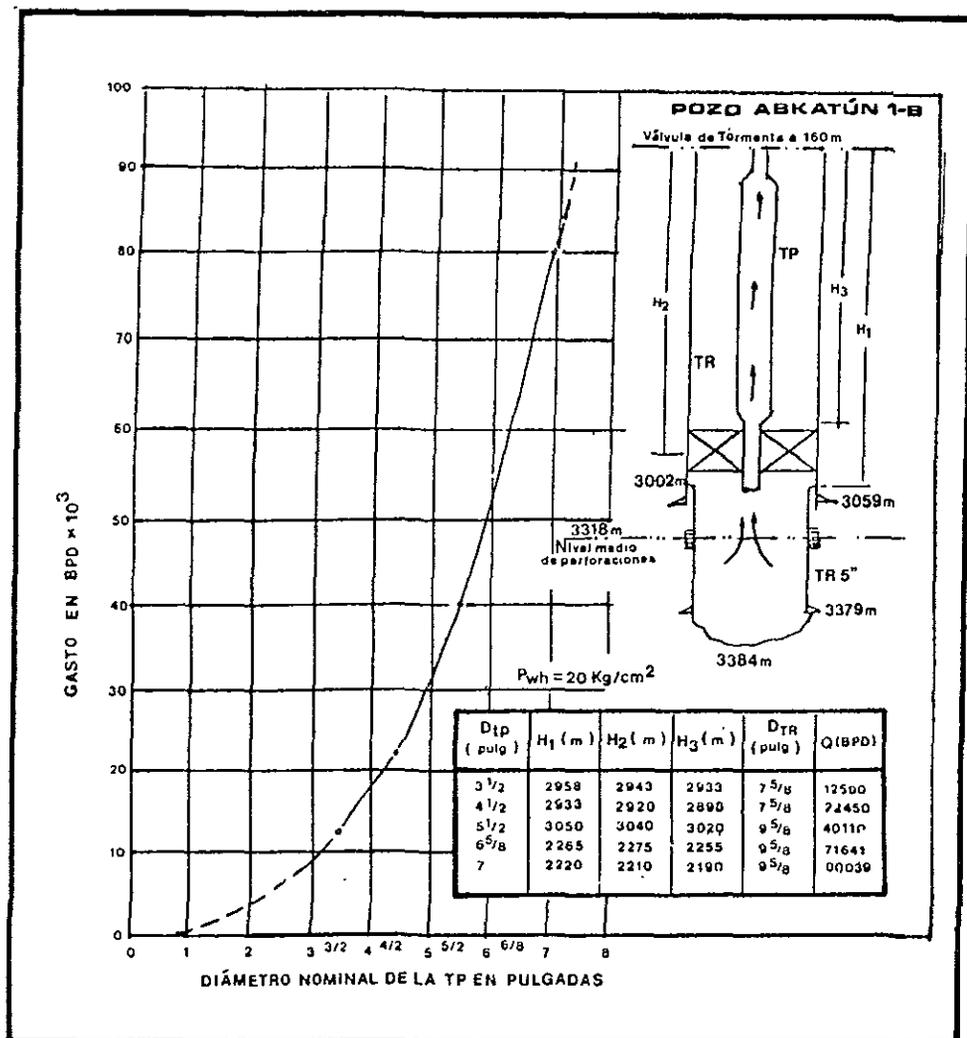


FIG.IV.4 OPTIMIZACIÓN DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

CAPITULO V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES EN EXPLOTACIÓN

Los alineamientos estructurales de la Zona Marina de Campeche son de gran extensión y con una orientación aproximada NW-SE, teniendo una superficie aproximada de 15,000 Km² (Fig. V.1). El alineamiento **Akal-Nohoch-Chac (Complejo Cantarell)**, con un área aproximada de 30 Km de largo por 12 Km de ancho ; es asimétrico y presenta un fuerte echado hacia el Este. El alineamiento **Abkatún-Taratunich** tiene 26 Km de largo por 12 Km de ancho. Numerosas fallas normales e inversas se observan en el área debido a esfuerzos orogénicos ocurridos durante el periodo Terciario (Mioceno).

V.1 LITOLOGÍA GENERAL DEL ÁREA

La información geológica registrada a través de los pozos perforados en la zona, muestra una secuencia estratigráfica cuya edad fluctúa, desde el periodo Jurásico Tardío al Terciario Tardío. La columna sedimentaria (Fig. V.2) puede llegar a tener más de 6,000 m de espesor en algunas zonas. Los ambientes de depósito encontrados en el área se caracterizan por un cambio de plataforma a cuenca presentando la secuencia de depósito varias discordancias mayores, destacando principalmente las del Cretácico-Terciario y las del Oligoceno-Mioceno.

V.1.1 PERIODO JURÁSICO : los sedimentos del Kimeridgiano se encuentran representados en la parte inferior por limolitas y lutitas con esporádicas intercala-

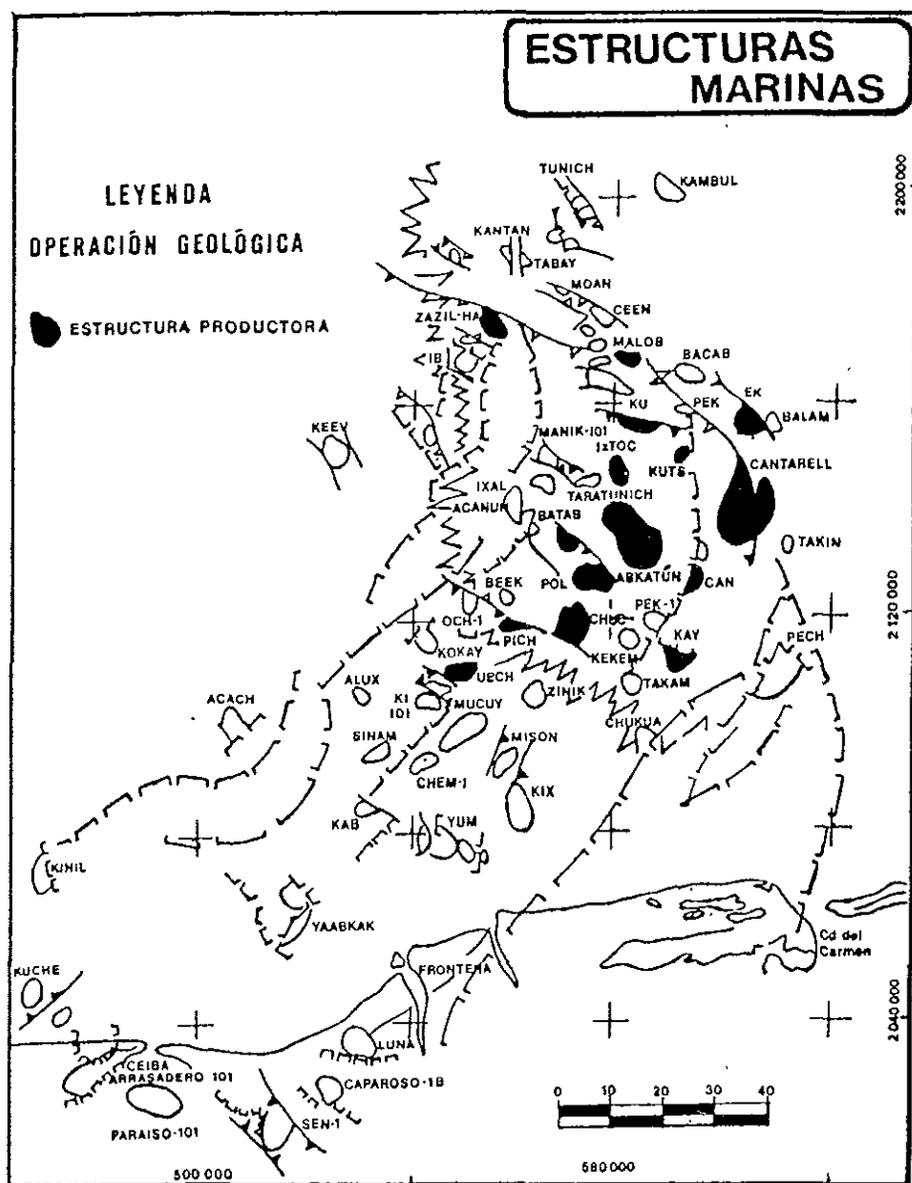


FIG. V.1 ESTRUCTURAS MARINAS DE LA SONDA DE CAMPECHE

CAMPECHE		LOCALIDAD				
FORMACIÓN	SERIE	EPOCA	PERIODO	ERA		
			CUATERNARIO			
ARENAS Y LUTITAS		PLEISTOCENO	TERCIARIA	CENOZOICA		
LUTITAS		PLIOCENO				
	SUP	MIOCENO				
	MED					
	INF					
	LUTITAS Y CALCARENITA				SUP	OLIGO CENO
					MED	
		INF				
		SUP			EOCENO	
		MED				
		INF				
BRECHAS CALCÁREAS DOLOMÍTICAS		PALEOCENO	CRETÁCICO	MESOZOICA		
DOLOMIAS Y CALIZAS DOLOMÍTICAS		SUPERIOR				
		MEDIO				
		INFERIOR				
ARENISCAS LUTITAS CALIZAS LIMONITAS		SUPERIOR			JURÁSICO	
		MEDIO				
		INFERIOR				
		TRIÁSICO				

FIG. V.2 TABLA DE CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA ZONA MARINA

ciones de calizas propias de un ambiente de aguas de poca profundidad y en la parte superior se caracteriza por una secuencia de dolomías, limolitas rojas y lutitas bentónicas correspondientes a facies de plataforma de aguas someras o laguneras. Los sedimentos del Tithoniano se hacen presentes en el área por calizas arcillosas de color oscuro y lutitas depositadas en un ambiente de mar abierto. Estudios geoquímicos practicados a núcleos y muestras de aceite determinaron que las rocas jurásicas principalmente del Tithoniano constituyen las rocas generadoras de hidrocarburos.

V.1.2 PERIODO CRETÁCICO : la serie inferior corresponde a una caliza dolomitizada en un ambiente de mar abierto y sobre ésta descansa un cuerpo de rocas carbonatadas depositadas en un ambiente de mar abierto y que corresponde a las series intermedia y superior del Cretácico. Calizas y brechas dolomitizadas, así como dolomías de éste periodo constituyen en gran medida las rocas almacenadoras de hidrocarburos. La Fig. V.3 muestra la correlación estructural del periodo Cretácico para los pozos Abkatún 4, 12 y 20.

V.1.3 PERIODO TERCIARIO : durante el Paleoceno en la serie inferior sobre las rocas de la era Mesozoica descansan discordantemente las primeras rocas del periodo Terciario, representadas por una brecha constituida en su mayor parte por fragmentos de calizas de la plataforma del Cretácico Medio y Superior. La serie superior está representada por sedimentos terrígenos y lutitas con intercalaciones de calizas. De acuerdo a la información proveniente de los registros geofísicos y del análisis de núcleos, las brechas del Paleoceno constituyen los mejores yacimientos productores. Sobre las rocas del Paleoceno descansa un cuerpo de sedimentos terrígenos de lutitas de ambiente batial registrando durante el Eoceno Medio e Inferior depósitos irregulares. El resto de la columna terciaria está representada por sedimentos terrígenos, lutitas y arenas del Pleistoceno al Reciente, depositados

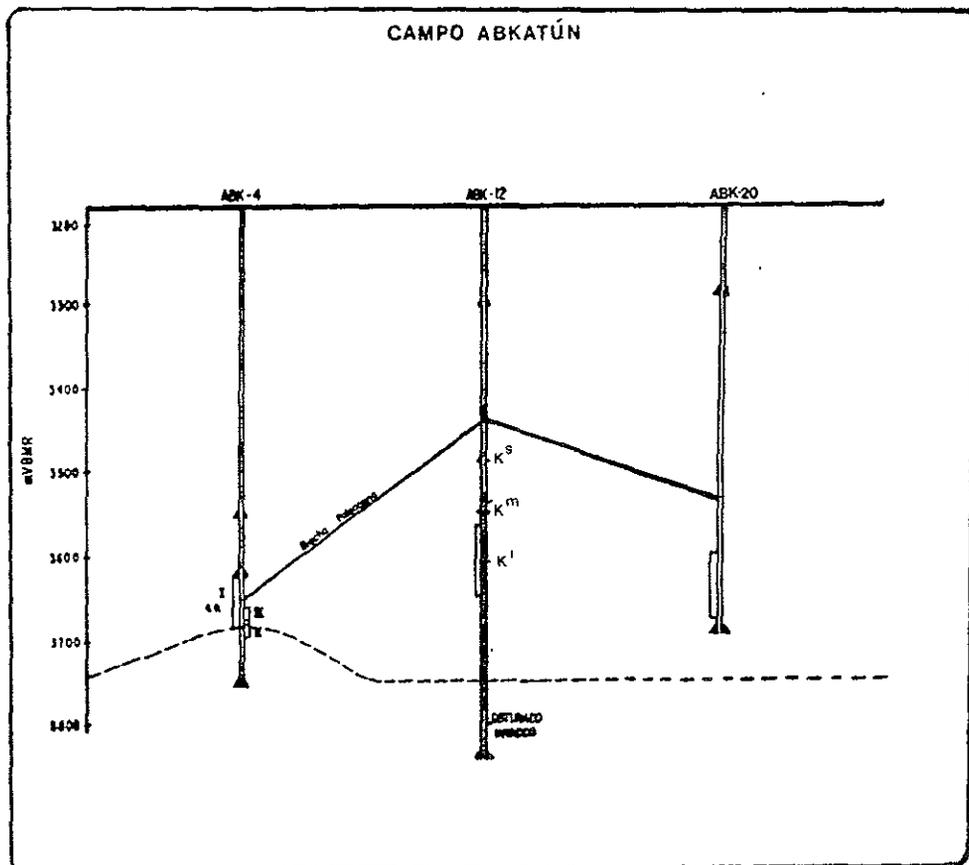


FIG. V.3 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL DE LOS POZOS ABKATÚN 4, 12 Y 20

en el mar abierto de poca profundidad y que no presentan efectos de tectonismo. Las rocas de este periodo constituyen el sello de los yacimientos de la Zona Marina. Posiblemente los cuerpos arcillosos notables como el de la base del Cretácico Tardío y cima del Cretácico Medio funcionen como sello y barreras entre yacimientos de los mismos casos.

V.2 TRAMPAS

Las acumulaciones de hidrocarburos en la Zona Marina se encuentran principalmente en anticlinales afallados, donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente (Figs. V.4 y V.5). Las calizas fracturadas cretácicas y jurásicas, así como las brechas del Paleoceno llegan a tener espesores totalmente saturados de hidrocarburos mayores a los 1,000 m y en otros casos como Cantarell, se encuentran a profundidades que van de 1,200 m hasta los 3,000 m.

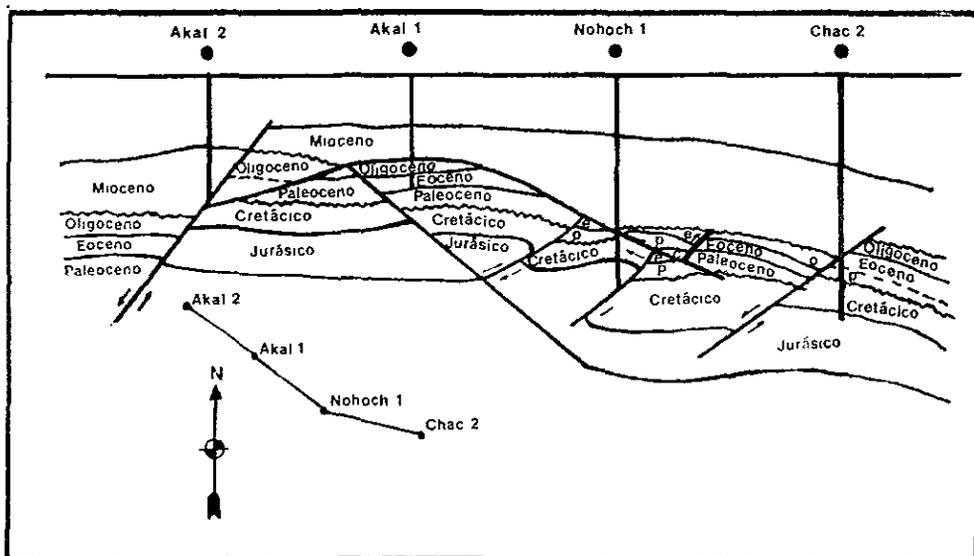


FIG. V.4 SECCIÓN ESTRUCTURAL DEL COMPLEJO CANTARELL

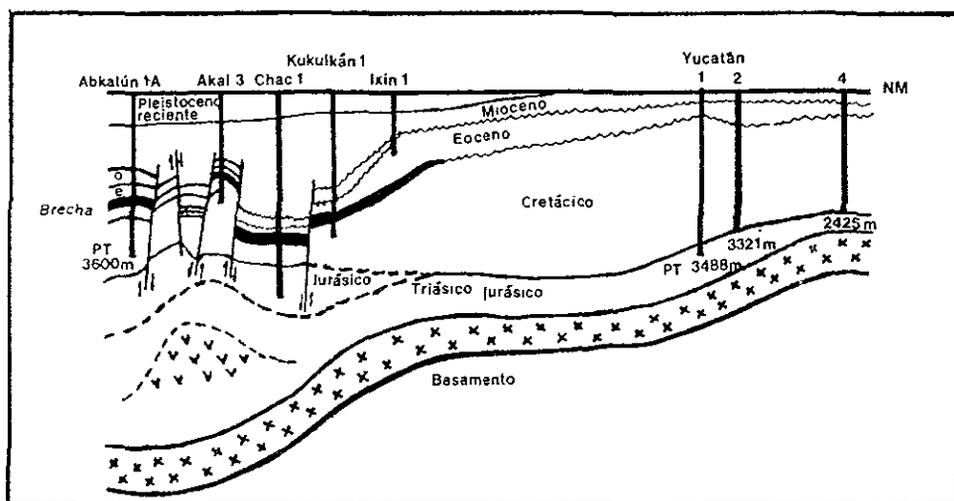


FIG. V.5 SECCIÓN TRANSVERSAL A LA PLATAFORMA DE YUCATÁN Y SONDA DE CAMPECHE

CAPÍTULO VI. PROBLEMAS DURANTE LA PRODUCCIÓN

Los pozos de la Sonda de Campeche en la primera etapa de su vida productiva producen grandes volúmenes de hidrocarburos, debido principalmente a los altos índices de productividad de la zona. Sin embargo, como es natural, la producción de los pozos va declinando a lo largo de toda su vida productiva.

La declinación de la producción no es consecuencia solamente del abatimiento de la presión ocasionada por la explotación del yacimiento, sino que además, durante las etapas de terminación y explotación se presentan diversos problemas que contribuyen a la reducción parcial de la producción de hidrocarburos.

A continuación se presentan algunos de los principales problemas que ocasionan que la productividad de los pozos disminuya. Algunos de estos problemas pueden ser perfectamente evaluados por medio de los registros de producción.

VI.1 ABATIMIENTO DE LA PRESIÓN

A medida que se explota el yacimiento, su energía natural disminuye hasta que llega a ser insuficiente para que los mismos pozos fluyan por sí mismos. La rápida declinación es consecuencia de los altos ritmos de explotación, lo que ha ocasionado que algunos pozos dejen de fluir en forma natural.

Debido a los altos índices de productividad, pequeñas variaciones en la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , causa grandes cambios en la producción de los pozos. Por ello, es conveniente mantener al mínimo la contrapresión en el cabezal del pozo así como las caídas de presión en las tuberías de producción con la finalidad de lograr la máxima producción de los pozos.

Para compensar la declinación de la producción como consecuencia del abatimiento de la presión, es necesario implementar medidas correctivas para llevarse a cabo a corto y mediano plazo, entre las que podemos mencionar las siguientes :

- Elevar el índice de productividad de los pozos dañados a través de tratamientos de acidificación o fracturamientos hidráulicos.
- Optimizar el manejo de crudo y gas en los sistemas de recolección de los hidrocarburos.
- Mejorar las condiciones de separación.
- Implantar sistemas artificiales de producción.
- Instalar plataformas de producción en la vecindad de las plataformas de perforación.

VI.2 PRODUCCIÓN DE AGUA

La gran mayoría de los pozos productores de aceite y gas producen agua, ya sea desde su inicio, o bien, después de un cierto periodo de producción. La producción de agua se convierte en un problema cuando ésta sobrepasa un determinado volumen en la mezcla de hidrocarburos, ocasionando que el pozo deje de producir o sea incosteable el manejo del agua.

En el caso de los pozos de la Sonda de Campeche, este fenómeno es altamente significativo, ya que las instalaciones marinas no cuentan con el equipo de separación de agua como el que normalmente se utiliza en tierra. Cuando algún pozo produce volúmenes significativos de agua, el pozo se cierra para que se tomen registros de producción necesarios para poder definir con precisión cuál es el origen del agua. El origen del agua, generalmente se debe a que los pozos son terminados cerca del contacto agua-aceite y a que éste avanza conforme se explota el yacimiento, alcanzando en algún momento la zona perforada.

Otras causas que ocasionan la presencia de agua en los pozos, son : la rotura de las tuberías de producción, una cementación defectuosa o a fracturas naturales, y los elevados ritmos de explotación que provoca el fenómeno de conificación.

Cada uno de los problemas anteriores tienen una corrección en particular, pero para ello es necesario definirlo con exactitud y esto se logra por medio de los registros de producción.

La Fig. VI.1 muestra el registro del gradiomanómetro que se tomó en un pozo que produce aceite con una excesiva cantidad de agua. En las zonas A, C y D la densidad del fluido disminuye con el decremento de la profundidad sobre la curva del gradiomanómetro amplificado y se supone que esas zonas son productoras de aceite únicamente. En la zona B la densidad del registro aumenta, por lo cual se supone que únicamente es productora de agua. La zona E representa un caso especial en donde la densidad de la curva disminuye pero el agua está presente,

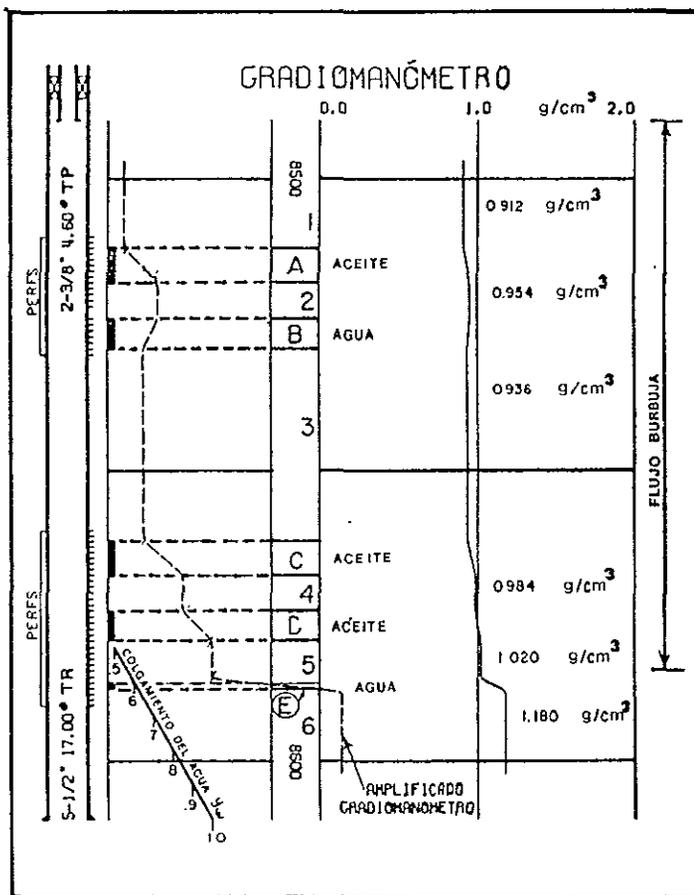


FIG. VI.1 REGISTRO DEL GRADIOMANÓMETRO DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE CON AGUA

porque el cambio es de un lodo de 1.18 g/cm^3 y la del agua es de 1.02 g/cm^3 . La acción correctiva más conveniente en este caso es aislar los intervalos B y E y redispasar las zonas C y D.

VI.3 ALTA RELACIÓN GAS-ACEITE (RGA)

La presencia de gas en el pozo es normal, ya que éste se encuentra disuelto en el aceite y la cantidad producida depende de los ritmos de extracción.

Cuando la presión estática del yacimiento, p_{ws} , o la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , declina por debajo de la presión de saturación, P_b , estos volúmenes se incrementan ocasionando con ello que la saturación de gas, S_g , aumente y la del aceite, S_o , disminuya, y por lo tanto, la permeabilidad al gas, K_g , se incremente, dando lugar a que el gas sea el fluido móvil predominante. Esto trae como consecuencia que la energía propia del yacimiento disminuya.

Otra de las causas de alta relación gas-aceite, RGA, se debe a roturas en la tubería de revestimiento, a cementaciones defectuosas y a la presencia de fracturas naturales o inducidas que comunican a la zona del gas con la del aceite y sobre todo en aquellos casos en los cuales se tiene un casquete de gas secundario y debido a su depresionamiento sin existir barreras verticales se propician canalizaciones de gas hacia la zona del aceite. Todos estos problemas pueden ser detectados a través de los registros de producción.

La solución a cada uno de estos problemas es diferente, por lo cual es necesario definir el origen del problema y esto se logra con los registros de

producción El registro del gradiomanómetro conjuntamente utilizado con el registro del medidor de flujo pueden anticipar y resolver problemas de alta relación gas-aceite RGA.

La Fig. VI.2 muestra el registro del gradiomanómetro en un pozo productor de 3,680 BPD de aceite y una relación gas-aceite, RGA, de 2,100 pie³/bl. Para cualquier profundidad mayor a 661 m la respuesta permanece constante con un valor igual a 0.66 g/cm³. A las profundidades de 661, 657 y 643 m la densidad del fluido disminuye hasta que finalmente alcanza el valor de 0.42 g/cm³. Esta disminución se puede asociar posiblemente a la entrada de gas libre o a una mezcla de gas libre con aceite. Conjuntamente al registro del gradiomanómetro se corrió el registro del medidor de flujo continuo, el cual reveló que el gasto de aceite a la profundidad de 661 m era equivalente a 3,000 BPD a condiciones superficiales, confirmando la entrada de gas libre y aceite supuesta anteriormente. La acción correctiva propuesta para este caso es colocar un "Liner" para aislar el agujero descubierto desde 637 m hasta los 661 m ó un poco mas. Esto podría reducir la relación gas-aceite, RGA, y continuar obteniendo una producción de 3,000 BPD de aceite.

VI.4 OBTURACIÓN DE LOS APAREJOS DE PRODUCCIÓN

Una de las causas de que la productividad de los pozos productores de aceite y gas en la Zona Marina disminuya, se debe al frecuente obturamiento de las tuberías de producción y accesorios, así como al bloqueo parcial o total de las perforaciones.

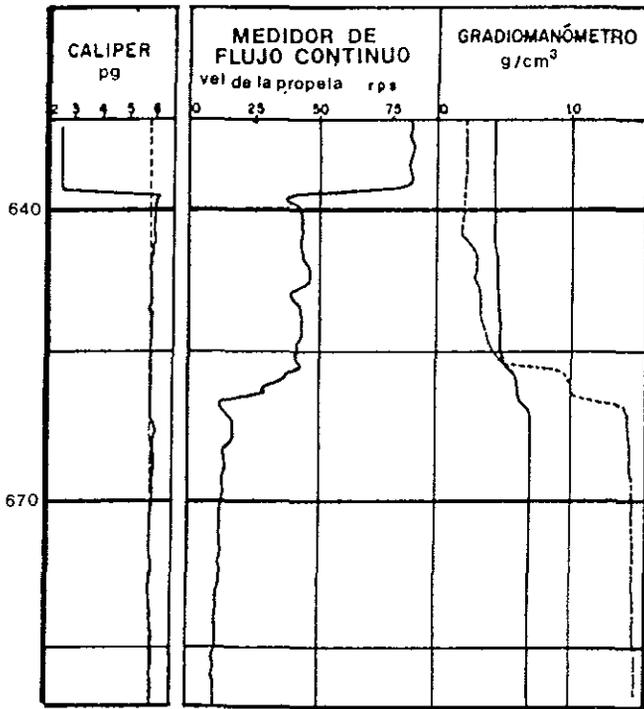


FIG. VI.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN DE UN POZO TERMINADO EN AGUJERO
 DESCUBIERTO Y QUE PRODUCE CON ALTA RELACIÓN GAS-ACEITE
 RGA

El origen de estas causas se debe principalmente a la depositación de parafinas y material asfáltico contenidos en los hidrocarburos producidos y a la producción de arena y sedimentos provenientes de la formación. La presencia de asfaltenos y parafinas dentro del pozo provocan serios problemas durante la vida productiva. Su origen se puede deber a causas naturales o artificiales, entre las cuales tenemos: cambios de presión y temperatura, contactos del aceite con sustancias ácidas y a la acción de fuerzas químicas, mecánicas o eléctricas que provocan el desequilibrio eléctrico de las micelas de material asfáltico. Estas precipitaciones llegan a obstruir el intervalo abierto a producción y en algunos casos generan taponos en la tubería de producción presentándose la disminución paulatina de ésta, hasta que el pozo deje de producir. El uso de registros de producción permite diagnosticar baja producción en los intervalos abiertos a producción y en la tubería de producción. Los registros de temperatura, medidor de flujo y calibrador de agujero, son los más apropiados en estos casos.

VI.5 PROBLEMAS MECÁNICOS EN TUBERÍAS Y APAREJOS DE PRODUCCIÓN

Un gran número de problemas mecánicos se presentan durante la vida productiva de los pozos. Estos generalmente se manifiestan por una baja en la productividad de los pozos. En la Zona Marina, los problemas más frecuentes son:

- Desprendimientos, roturas o aplastamientos de las tuberías de producción y revestimiento debidas principalmente a fatigas o desgaste del acero, corrosión, mala operación y esfuerzos excesivos de la formación sobre la tubería.
 - Fallas en el empacador debidas a la mala operación o defectos de fabricación, corrosión de los sellos o desgaste principalmente.
 - Fallas en las válvulas de bombeo neumático debidas a calzamientos por
-

sedimentos, carbonatos o depósitos orgánicos, descalibración y fugas en las tuberías de producción entre otras.

- Fallas en la válvula de tormenta debidas a falta de uso y mantenimiento.

Las causas que ocasionan estos problemas pueden ser analizadas por medio de los registros de producción y herramientas auxiliares. Los registros de temperatura y medidor de flujo combinados con los registros de ruidos e inspección tubular, son los más apropiados para el análisis de estos problemas.

La Fig. VI.3 muestra las respuestas de temperatura bajo condiciones estáticas de flujo (pozo cerrado) y bajo condiciones dinámicas (pozo fluyendo) de un pozo inyector de agua. Una corrida del medidor de flujo y que no se presenta en la figura, indicó un cambio de flujo a la profundidad de 182 m. Sin embargo, las dos curvas del registro de temperatura indican que el agua está siendo inyectada hacia la formación en la zona de disparos. Éste es un caso muy raro donde el agua inyectada está saliendo de la tubería de revestimiento a la profundidad de 182 m y se desplaza hacia abajo a través del espacio anular logrando entrar a la zona deseada. La acción correctiva para este caso es cementar el exterior de la fuga de la tubería a la profundidad de 182 m y si fuera necesario, reperforar la zona a la profundidad de 1000 m. Obsérvese que la interpretación de un solo registro podría conducir a resultados erróneos.

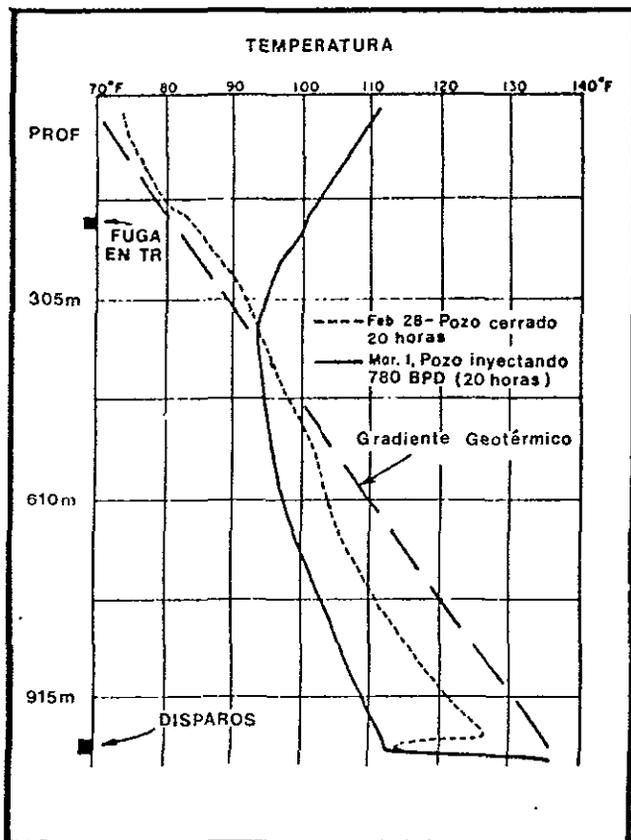


FIG. VI.3 REGISTROS DE TEMPERATURA MOSTRANDO FLUJO ANULAR DETRÁS DEL REVESTIMIENTO DEL POZO

CAPÍTULO VII. APLICACIÓN DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN

Los registros de producción son de gran utilidad para el ingeniero de producción, ya que le permiten contar con la más detallada información de la naturaleza y comportamiento de los fluidos durante las operaciones de producción e inyección, logrando llevar a cabo una planeación más adecuada de la explotación de los yacimientos marinos.

La aplicación de los registros de producción a los pozos marinos, permite :

- Evaluar el comportamiento de la producción al final de la terminación inicial y en intervenciones posteriores.
- Evaluar oportunamente cambios en la producción del pozo que no son revelados en las mediciones superficiales : zonas ladronas, canalizaciones, conificaciones de agua, etc.
- Identificar zonas de entrada y tipo de fluidos al pozo, definiendo el o los intervalos que serán abiertos a producción.
- Evaluar la inyección de fluidos durante operaciones de fracturamiento de la formación para mejorar la producción del pozo.
- Obtener información que no es posible obtener por otros medios.

El complejo balance de determinados parámetros interactuando (temperatura, presión, flujo de fluidos, tiempo de producción, etc.), y que existen bajo condiciones estabilizadas de producción o inyección, es fácilmente alterado por interrupciones en el flujo de los fluidos. Periodos de cierre del pozo de algunas

horas provocan cambios drásticos en los parámetros mensurables. Mediciones originales de estos parámetros bajo condiciones similares no son posibles excepto por la aplicación de los registros de producción.

A continuación se presentan las aplicaciones más importantes de los registros de temperatura, gradiomanómetro y medidores de flujo.

VII.1 REGISTRO DE TEMPERATURA

El registro de temperatura aplicado a pozos productores permite :

- Localizar zonas de entrada de aceite, gas o agua al pozo.
- Determinar canalizaciones detrás del revestimiento.
- Localizar contactos agua-aceite o gas-aceite.
- Evaluar la efectividad de las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Este registro aplicado a pozos inyectoros permite evaluar semi-cuantitativamente la inyección de agua o gas.

VII.2 REGISTRO DEL GRADIOMANÓMETRO

El registro del gradiomanómetro aplicado a pozos productores permite :

- Registrar en forma continua la densidad del fluido dentro del pozo.
 - Identificar zonas de entrada que aportan fluidos.
 - Identificar el tipo de fluido que aporta cada zona.
-

VII.3 REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO

El registro del medidor de flujo aplicado a pozos productores e inyectores permite :

- Evaluar cuantitativamente la producción o la inyección.
- Determinar fugas o roturas en la tubería de producción o en la tubería de revestimiento.

Por lo descrito anteriormente, los registros de producción tienen dos grandes áreas de aplicación :

- Evaluación del comportamiento de los pozos con respecto al yacimiento **(Producción)**.
 - Análisis de fallas mecánicas **(Reparación de Pozos)**.
-

CAPÍTULO VIII. EJEMPLOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan dos ejemplos de aplicación de los registros de producción y su discusión.

VIII.1 EJEMPLO No. 1

CAMPO : CANTARELL

POZO : CANTARELL 92

VIII.1.1 INTRODUCCIÓN

La terminación del pozo Cantarell 92 se llevó a cabo en la formación del Cretácico inferior con el intervalo abierto a producción : 2,405 – 2,450 mD.

Durante su incorporación a producción el pozo resultó productor de aceite y gas manifestando problemas de baja presión. Debido a ello, se programó estimular el pozo con 50 m³ de HCL al 15 % sin obtener resultados satisfactorios, por lo cual se disparó un segundo intervalo en la misma formación : 2,285 – 2,315 mD, consiguiendo que el pozo quedara productor de aceite y gas con presión en la cabeza del pozo, p_{wh} , de 28 Kg/cm² estable. Posteriormente, se corrieron registros de producción para evaluar la producción del pozo y poder determinar las posibles causas de baja presión del primer intervalo abierto a producción; detectándose flujo cruzado a la profundidad de 1,535 mD con entrada de aceite y gas, y baja presión del intervalo 2,405 – 2,450 mD. A continuación se programó la reparación del pozo aislando el intervalo 2,405 – 2,450 mD con un tapón TBT a la profundidad de 2,354 mD y recementando la boca del "Liner" de 4 1/2" a la profundidad de 1,535 mD. Después de la intervención , el pozo quedó productor de aceite y gas con un gasto de 16,200 BPD y una presión en la cabeza del pozo, p_{wh} , de 26 Kg/cm² al conectarse a las líneas de producción. La Fig. IV.1 muestra el estado mecánico del pozo Cantarell 92.

VIII.1.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN

Para evaluar la producción del pozo y determinar las posibles causas de baja presión del intervalo inferior, se programó para la toma de los registros de producción el uso de la herramienta PLT con los siguientes sensores de medición :

- Termómetro
- Gradiomanómetro
- Medidor de flujo continuo

y además de las herramientas auxiliares de Rayos Gamma y Registro de Ruidos.

VIII.1.3 RESUMEN DE OPERACIONES

- 1.- Cierre del pozo : calibración del pozo con línea de acero.
 - 2.- Registro a pozo cerrado :
 - Calibración del registro del medidor de flujo continuo a tres velocidades - diferentes, subiendo y bajando la herramienta
 - Registro de rayos gamma.
 - Registro de ruidos.
 - Registro del gradiomanómetro y Registro de temperatura.
 - 3 - Se abre el pozo por un orificio de 2" :
 - 4 - Registro a pozo fluyendo :
 - Calibración del registro del medidor de flujo continuo a tres velocidades - diferentes, subiendo y bajando la herramienta.
-

Registro de rayos gamma.

Registro de ruidos.

Registro del gradiomanómetro y Registro de temperatura.

VIII.1.4 INTERPRETACIÓN DEL REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

Las zonas seleccionadas de acuerdo al interés para llevar a cabo la calibración in-situ del registro fueron las siguientes :

1,050 - 1,060 mD

1,500 - 1,510 mD

2,275 - 2,280 mD

2,340 - 2,350 mD

La Fig. VIII.1 muestra el registro del medidor de flujo a pozo cerrado y la Fig. VIII.2 muestra el registro a pozo fluyendo por un estrangulador de 2" de diámetro.

Las Figs. VIII.3, 4, 5 y 6 muestran la calibración in-situ para cada zona de interés a pozo cerrado y pozo fluyendo por un estrangulador de 2" de diámetro. Obsérvese que en las cuatro zonas de calibración, la línea de respuesta correspondiente a flujo cero se alinearon satisfactoriamente.

Producción total, Q_t , en la zona 1,050 - 1,060 mD :

Considerando que el diámetro interior de la tubería de 7" y peso unitario de 32 lbs/pie es de 6.094 pulgadas y la velocidad del fluido, v_f , en esta zona es de 348 pie/min obtenida con la calibración "in-situ" (Fig. VIII.3), se obtiene :

POZO : CANTARELL - 92

ESTRANGULADOR : C E R R A D O

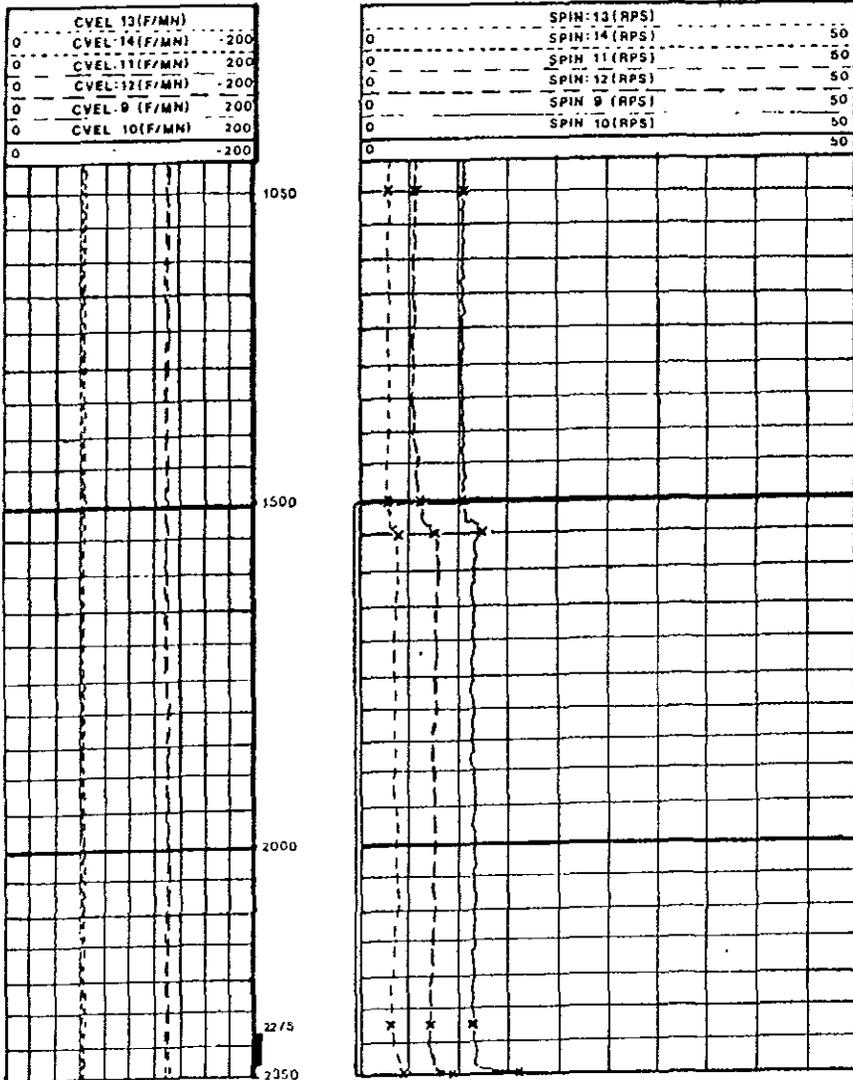


FIG VIII.1 REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO A POZO CERRADO

POZO : GANTARELL-92

ESTRANGULADOR : 2''

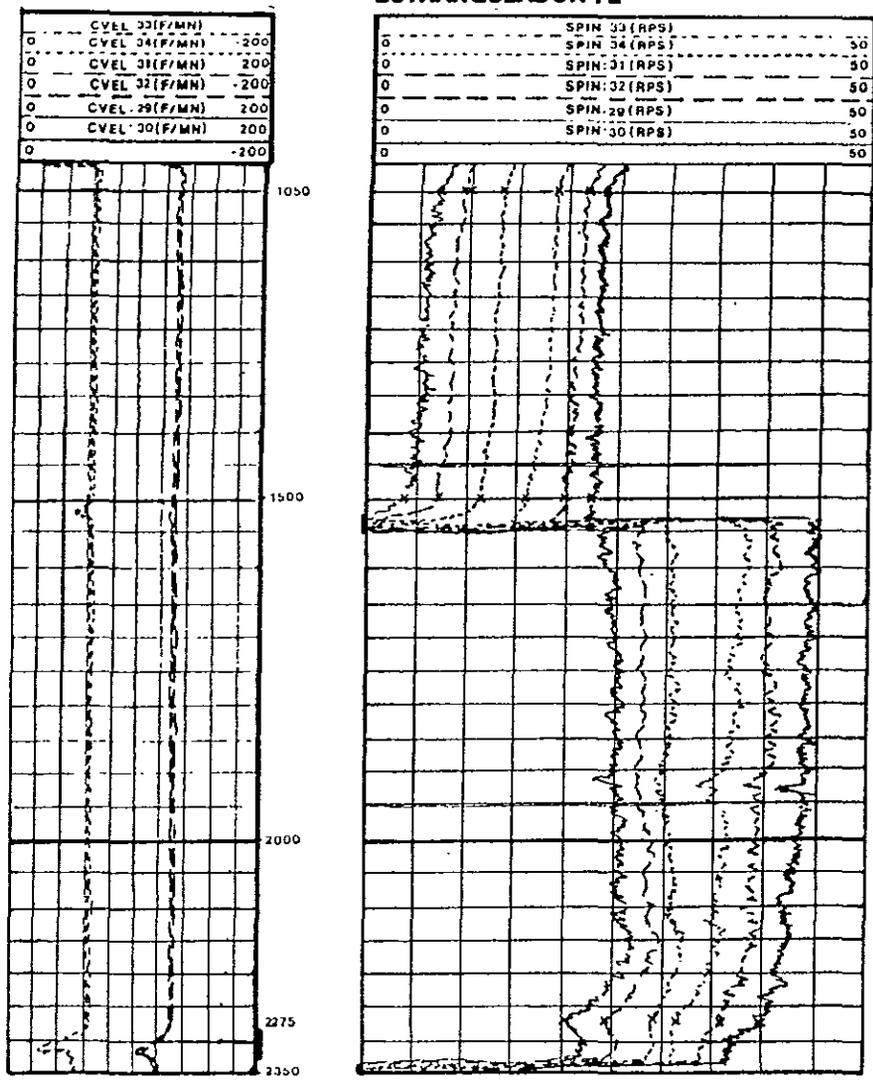


FIG. VII.2 REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO A POZO CERRADO
FLUYENDO POR UN ESTRANGULADOR DE 2" DE DIÁMETRO

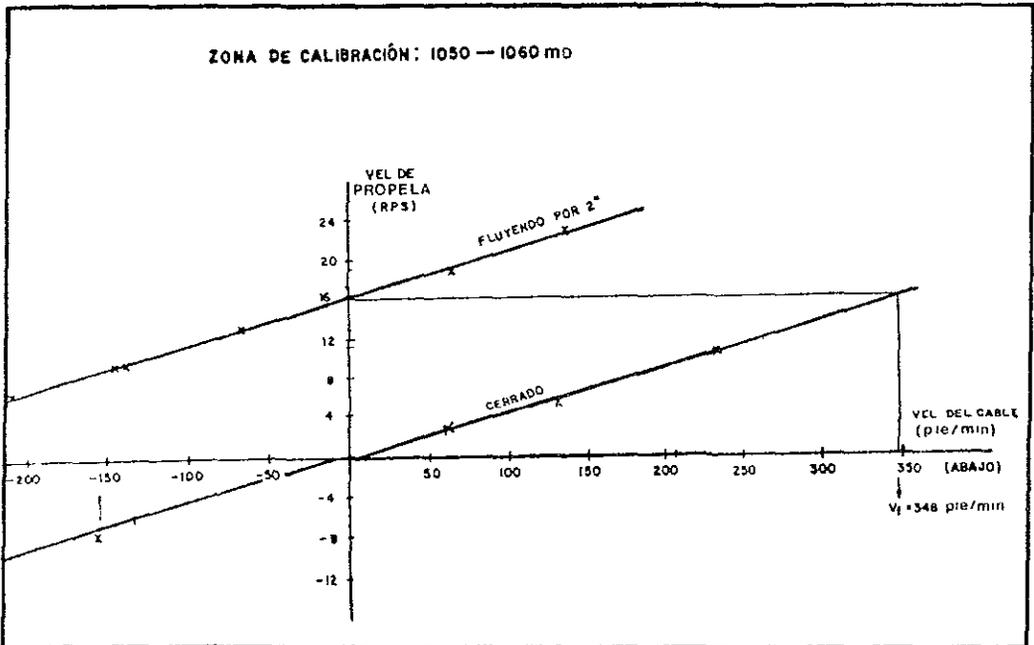


FIG. VIII.3 GRÁFICA DE CALIBRACIÓN IN-SITU PARA LA ZONA 1,050-1,060 md

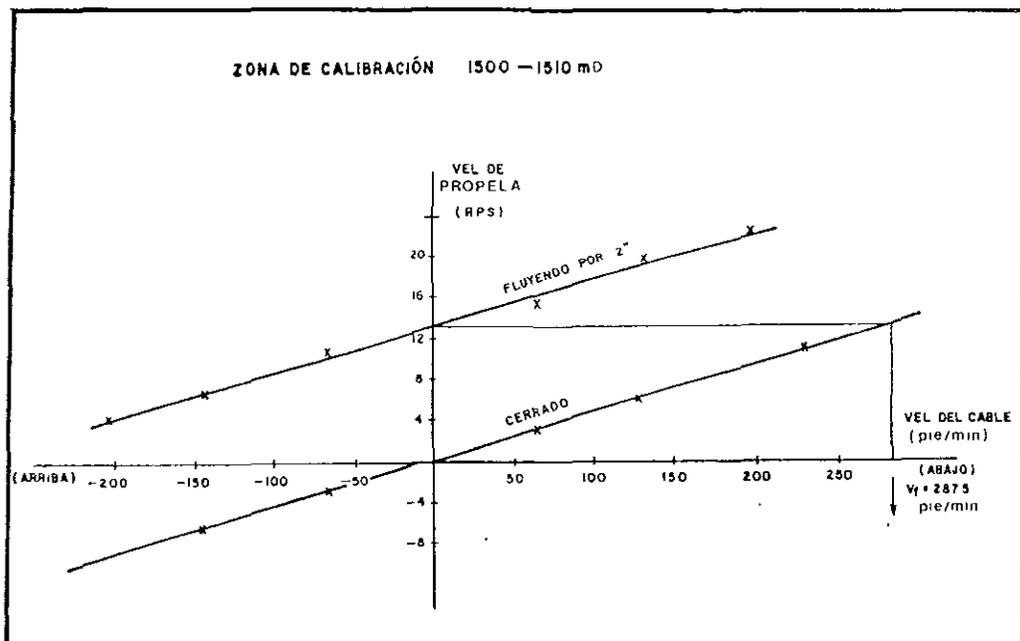


FIG. VIII.4 GRÁFICA DE CALIBRACIÓN IN-SITU PARA LA ZONA 1,500-1,510 mD

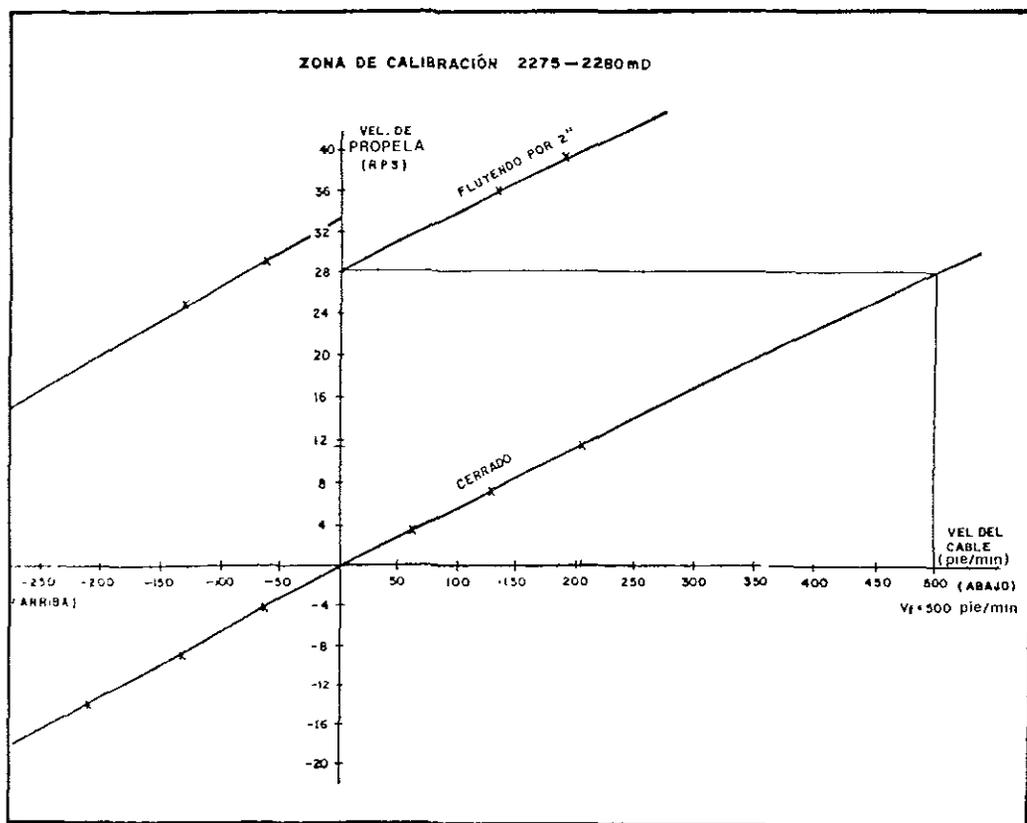


FIG. VIII.5 GRÁFICA DE CALIBRACIÓN IN-SITU PARA LA ZONA 2,275-2,280 mD

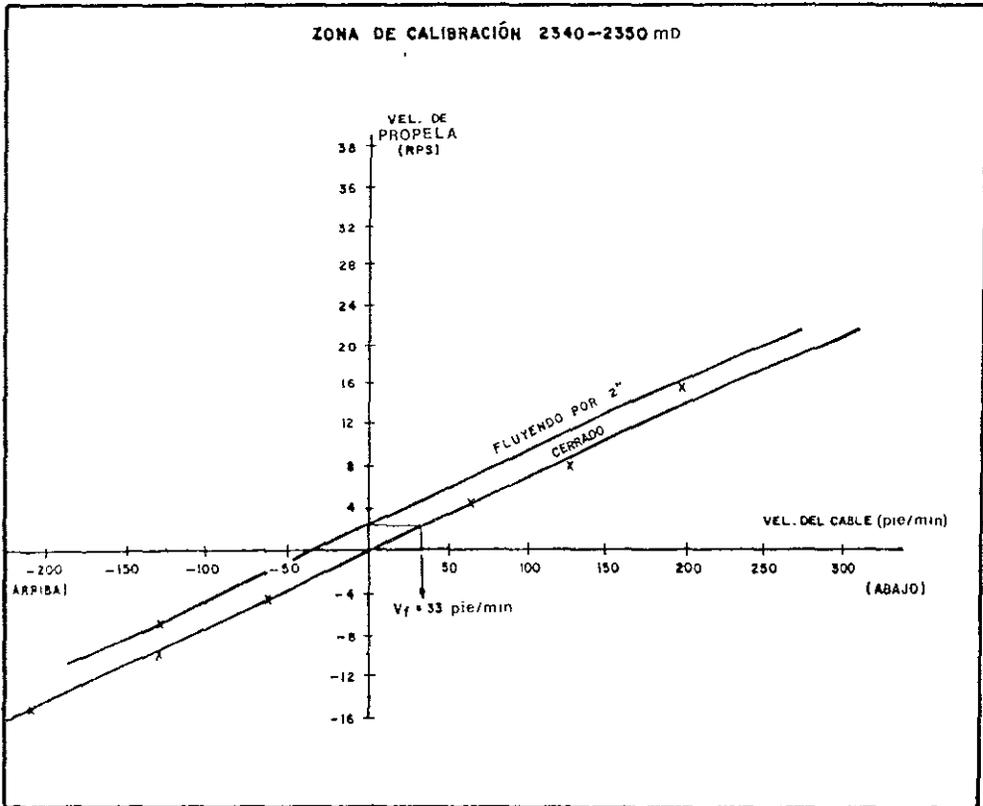


FIG. VIII.6 GRÁFICA DE CALIBRACIÓN IN-SITU PARA LA ZONA 2,340-2,350 mD

$$Q_t = 1.3995 (348) (6.094)^2 (0.83) = 15,012 \text{ BPD}$$

Producción total, Q_t , en la zona 1,500 – 1,510 mD :

Considerando el mismo diámetro de tubería de 6.094 pulgadas y la velocidad del fluido, v_f , en esta zona es de 288 pie/min, obtenida con la calibración "in-situ" (Fig. VIII. 4), se obtiene de acuerdo a la ecuación (16) :

$$Q_t = 1.3995 (288) (6.094)^2 (0.83) = 12,483 \text{ BPD}$$

Producción total, Q_t , en la zona 2,275 – 2,280 mD :

Considerando que el diámetro interior de la tubería de 4 ½" y peso unitario de 15 lbs/pie es de 3.826 pulgadas y la velocidad del fluido v_f , en esta zona es de 500 pie/min, obtenida con la calibración "in-situ" (Fig. VIII.5), se obtiene :

$$Q_t = 1.3995 (500) (3.826)^2 (0.83) = 8,502 \text{ BPD}$$

Producción total, Q_t , en la zona 2,340 – 2,350 mD :

Considerando el mismo diámetro de tubería de 3.826 pulgadas y la velocidad del fluido v_f , en esta zona es de 33 pie/min, obtenida con la calibración "in-situ" (Fig. VIII.6), se obtiene :

$$Q_t = 1.3995 (33) (3.826)^2 (0.83) = 560 \text{ BPD}$$

Con los resultados anteriores es posible detectar una cooperación al flujo total de la zona a partir de la profundidad de 1,537 mD donde se encuentra localizada la boca del "Liner" de 4 ½" (1,535 mD).

Con el registro corrido a pozo cerrado también es posible detectar el movimiento de fluidos a esta profundidad y que fue posible cuantificar por medio de calibraciones "in-situ".

La Fig. VIII.7 muestra las calibraciones "in-situ" a pozo cerrado para las zonas 1,500 - 1,510 mD y 1,550 - 1,560 mD. La velocidad del fluido, v_i , en estas dos zonas es de 20 pie/min, por lo cual, la producción total es :

$$Q_t = 1.3995 (20) (3.286)^2 (0.83) = 340 \text{ BPD}$$

VIII.1.5 INTERPRETACIÓN DEL REGISTRO DEL GRADIOMANÓMETRO

Para determinar la producción de cada componente de la mezcla, $q_o + q_w$, es necesario conocer el porcentaje de aceite (fase pesada) y el porcentaje de gas (fase ligera). Para ello, se requiere el conocimiento de sus densidades a condiciones de fondo pero debido a que el pozo no cuenta con información de la producción, se utilizó para los cálculos la información recabada de los datos de producción del pozo Cantarell 94 :

Presión de fondo fluyendo $P_{wf} = 2,455 \text{ lb/pg}^2$

Temperatura de fondo $T_f = 207 \text{ }^\circ\text{F}$

Factor de volumen del aceite $B_o = 1.9324$

Densidad del aceite a condiciones de fondo $\rho_{owf} = 0.772 \text{ g/cm}^3$

Densidad relativa del gas $\rho_g = 0.961$

Densidad del gas a condiciones estándar $\rho_{gcs} = 0.0011724 \text{ g/cm}^3$

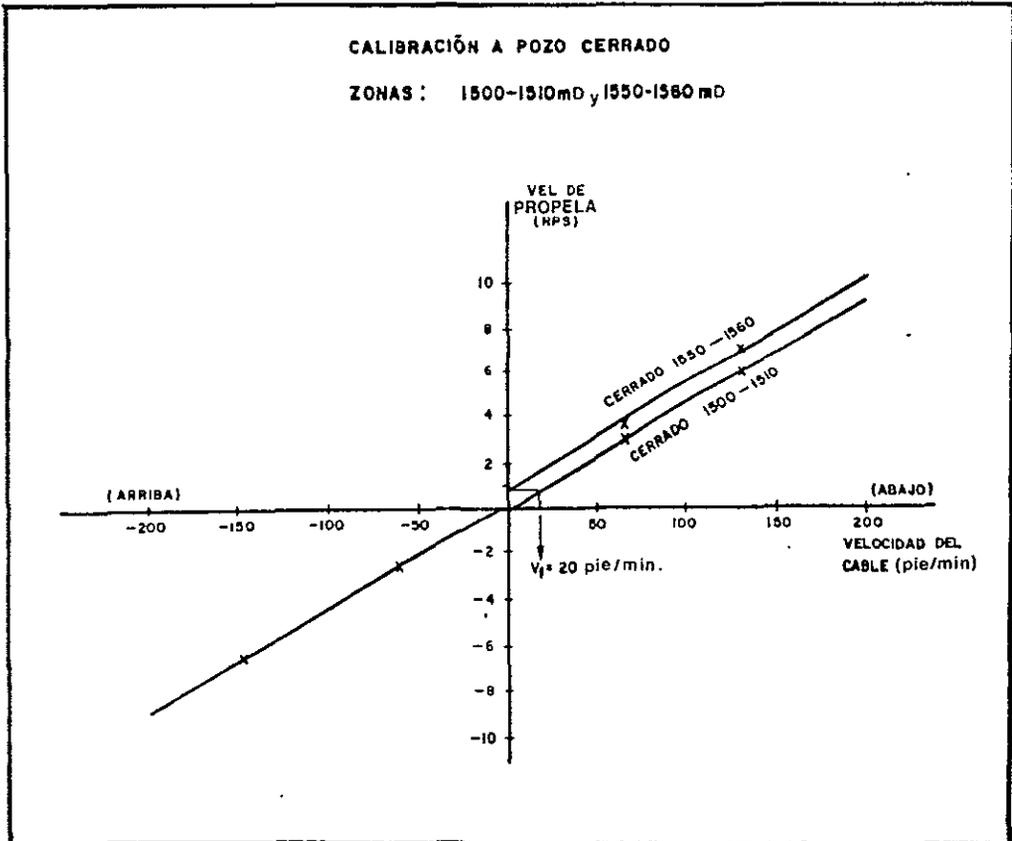


FIG. VIII.7 GRÁFICA DE CALIBRACIÓN IN-SITU PARA LAS ZONAS
 1,500-1,510 mD y 1,550-1,560 mD

Para determinar la densidad del gas a condiciones de fondo se utiliza la tabla que se presenta en la Fig. VIII.8 que permite obtener el inverso del factor de volumen del gas :

$$1/B_g = \gamma_{gwf} / \gamma_{gas} = 180$$

donde :

$$\gamma_{gwf} = (0.0011724) (180) = 0.211 \text{ g/cm}^3$$

Una vez obtenida la densidad del gas a condiciones de fondo, se requiere conocer la densidad de la mezcla en cada zona de interés. Para ello, de la curva de densidad obtenida con el gradiomanómetro a pozo fluyendo por un estrangulador de 2" de diámetro (Fig. VIII. 9.2), se obtienen las lecturas de densidad de la mezcla en cada zona de interés, sin embargo, estas lecturas deberán ser corregidas por el efecto producido por la desviación del pozo :

$$\text{Zona } 1,050 - 1,060 \text{ mD} : \quad \gamma_{corr} = 0.5 / \cos (20^\circ) = 0.57 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Zona } 1,500 - 1,550 \text{ mD} : \quad \gamma_{corr} = 0.56 / \cos (25^\circ) = 0.60 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Zona } 2,275 - 2,280 \text{ mD} : \quad \gamma_{corr} = 0.52 / \cos (48^\circ) = 0.77 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Zona } 2,340 - 2,350 \text{ mD} : \quad \gamma_{corr} = 0.36 / \cos (48^\circ) = 0.54 \text{ g/cm}^3$$

Considerando la densidad del aceite a condiciones de fondo de 0.772 g/cm^3 y la densidad del gas a condiciones de fondo de 0.211 g/cm^3 , se construyó la gráfica de la Fig. VIII.10. Obsérvese que la base de la gráfica representa el 100 % de la mezcla de aceite y gas. Por lo tanto, con los valores de densidad corregida para cada zona de interés se obtiene su correspondiente porcentaje de aceite, f_o , sobre la misma gráfica :

$$\text{Zona } 1,050 - 1,060 \text{ mD} : \quad f_o = 64 \% \quad \text{y} \quad f_g = 36 \%$$

$$\text{Zona } 1,500 - 1,550 \text{ mD} : \quad f_o = 70 \% \quad \text{y} \quad f_g = 30 \%$$

$$\text{Zona } 2,275 - 2,280 \text{ mD} : \quad f_o = 100 \% \quad \text{y} \quad f_g = 0 \%$$

$$\text{Zona } 2,340 - 2,350 \text{ mD} : \quad f_o = 58 \% \quad \text{y} \quad f_g = 42 \%$$

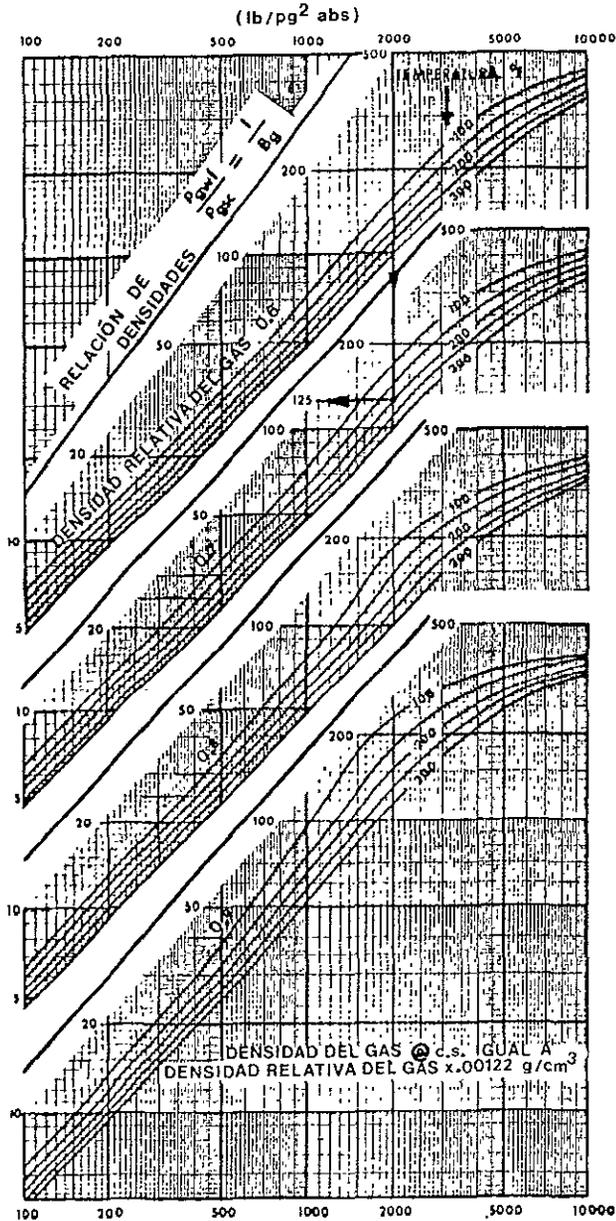


FIG.VIII.8 GRÁFICA PARA DETERMINAR LA RELACIÓN DE DENSIDADES DEL GAS

POZO : CANTARELL - 92

ESTRANGULADOR : CERRADO

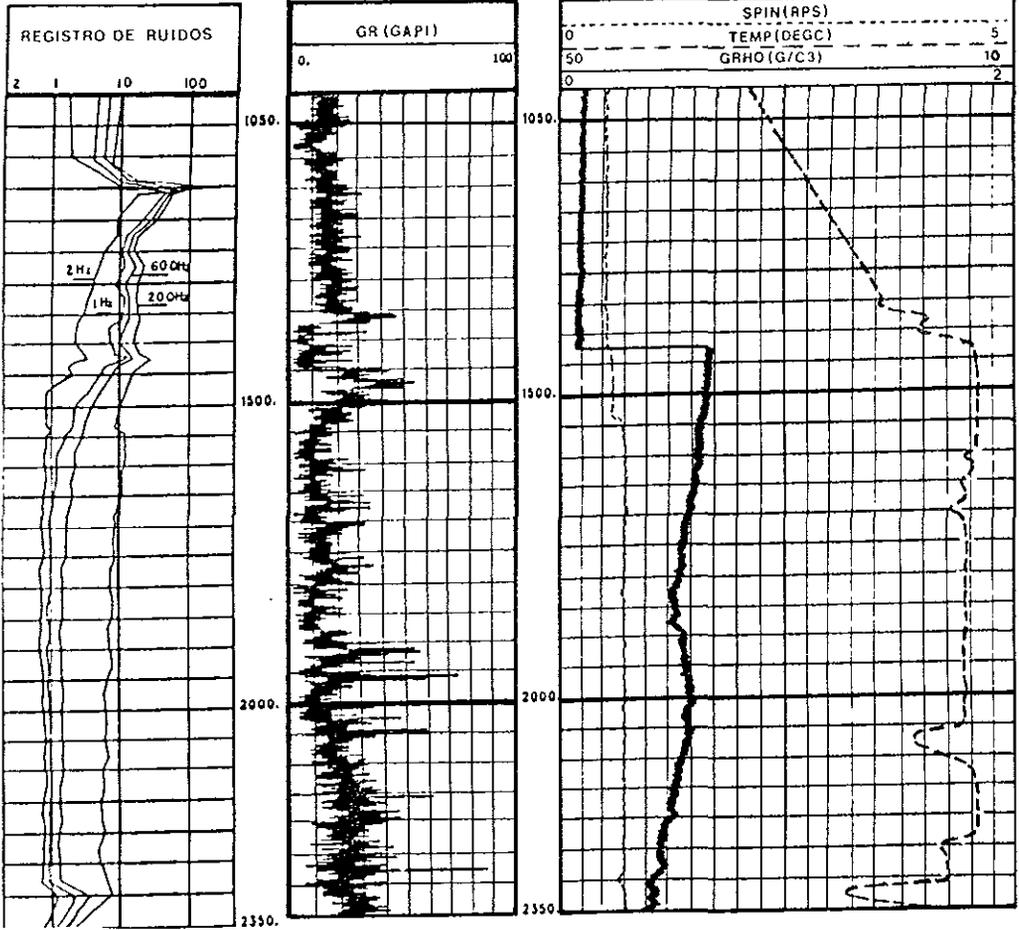


FIG.VIII.9.1 REGISTROS DE PRODUCCIÓN A POZO CERRADO

POZO : CANTARELL - 92

ESTRANGULADOR : 2''

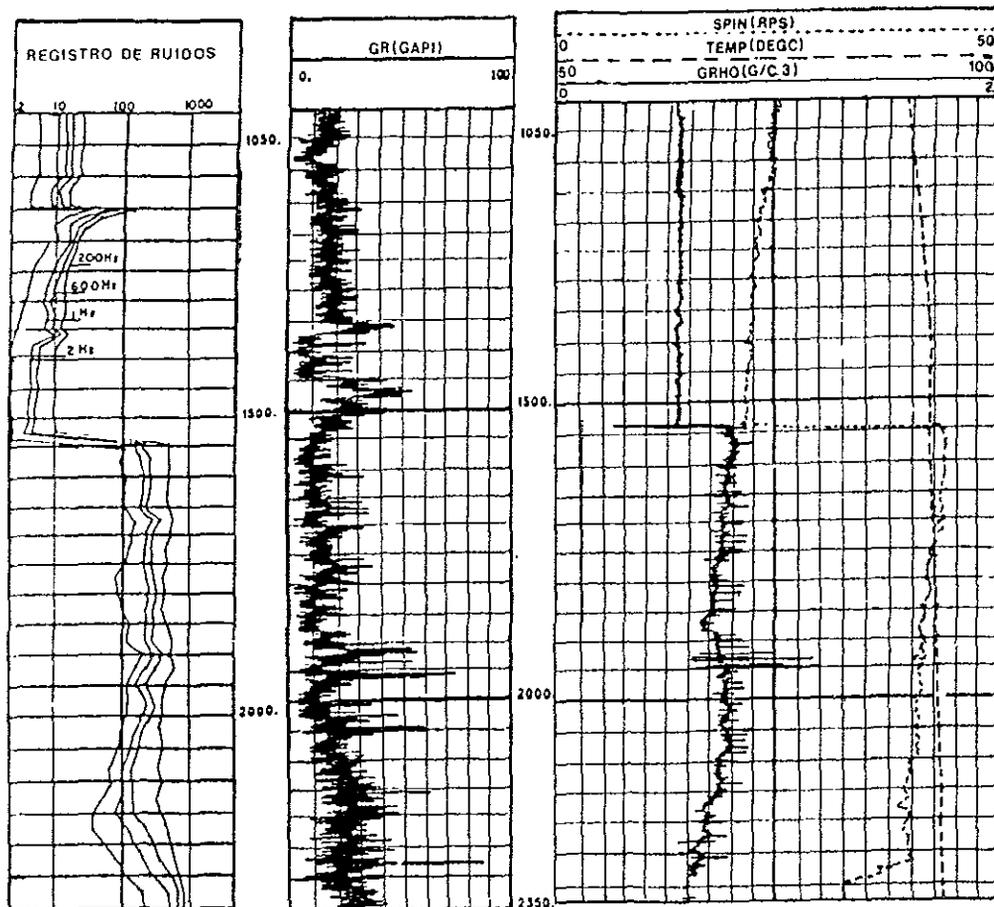


FIG. VIII.9.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN A POZO FLUYENDO POR UN ESTRANGULADOR DE 2" DE DIÁMETRO

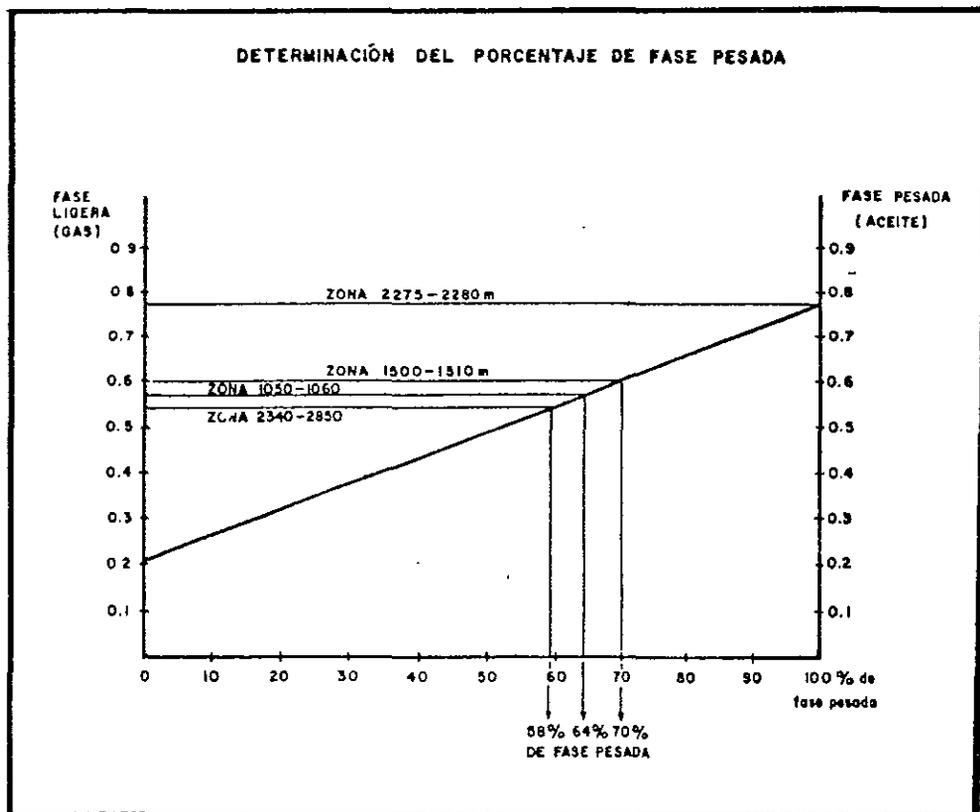


FIG. VIII.10 GRÁFICA PARA DETERMINAR EL PORCENTAJE DE LA FASE PESADA

y con estos valores se determina la producción de cada componente, q_o , q_g , para cada zona de interés :

Producción de q_o y q_g en la zona 1,050 – 1,060 mD :

$$q_o = (15,012) (0.64) = 9,608 \text{ BPD}$$

$$q_g = (15,012) (0.36) (5.615) = 30,344 \text{ pie}^3/\text{día}$$

donde 5.615 es la constante de conversión de unidades.

Producción de q_o y q_g en la zona 1,500 – 1,550 mD :

$$q_o = (12,423) (0.7) = 8,697 \text{ BPD}$$

$$q_g = (12,423) (0.3) (5.615) = 20,925 \text{ pie}^3/\text{día}$$

Producción de q_o y q_g en la zona 2,275 – 2,280 mD :

$$q_o = (8,502) (1) = 8,502 \text{ BPD}$$

$$q_g = 0 \text{ pie}^3/\text{día}$$

Producción de q_o y q_g en la zona 2,340 – 2,350 mD :

$$q_o = (560) (0.58) = 325 \text{ BPD}$$

$$q_g = (560) (0.42) (5.615) = 1,320 \text{ pie}^3/\text{día}$$

La Fig. VIII:11 muestra la producción de cada componente, q_o , q_g , así como la producción total, Q_t , en cada zona de interés.

Por lo tanto la aportación de cada zona al flujo total será :

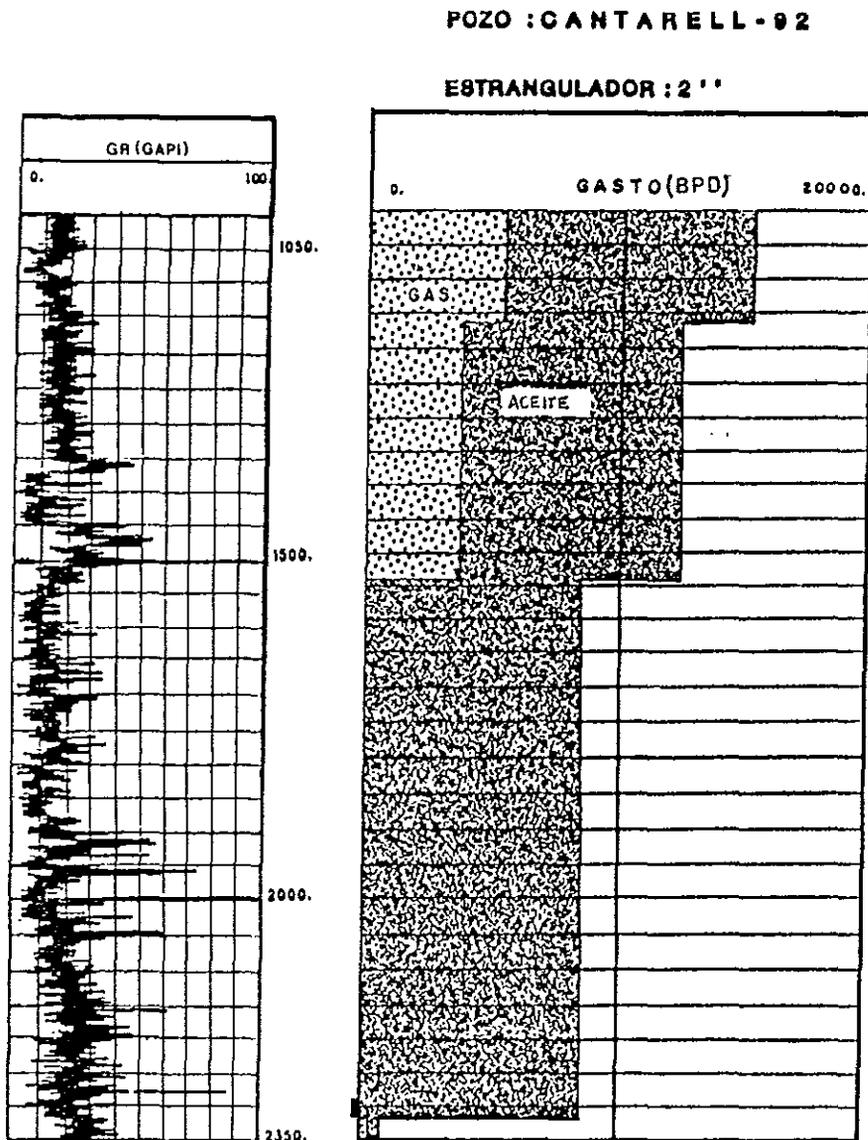


FIG. VIII.11 PERFIL DE GASTOS PARA EL ACEITE Y GAS DE LAS PRINCIPALES ZONAS DE APORTACIÓN A CONDICIONES DE FONDO

Zona : 2,340 mD hacia el fondo :

$$q_t = 560 \text{ BPD}$$

$$q_o = 325 \text{ BPD}$$

$$q_g = 1,320 \text{ pie}^3/\text{día}$$

Zona : 2,275 – 2,340 mD :

$$q_t = 8,502 - 560 = 7,942 \text{ BPD}$$

$$q_o = 7,942 \text{ BPD}$$

Zona : 1,500 – 2,275 mD :

$$q_t = 12,423 - 8,502 = 3,921 \text{ BPD}$$

$$q_o = 8,697 - 8502 = 195 \text{ BPD}$$

$$q_g = 20,925 \text{ pie}^3/\text{día}$$

Zona : 1,050 – 1,500 mD :

$$q_t = 15,012 - 12,423 = 2,589 \text{ BPD}$$

$$q_o = 9,608 - 8,697 = 911 \text{ BPD}$$

$$q_g = 30,344 - 20,925 = 9,419 \text{ pie}^3/\text{día}$$

VIII.1.6 PRODUCTIVIDAD POR ZONAS

Para este cálculo es posible graficar las líneas de productividad para las zonas 1,500 – 1,510 mD y 2,275 – 2,280 mD utilizando los valores de presión obtenidos de las curvas de presión leídas por el medidor de cuarzo y que no se presentan en los registros.

Trazando la línea de productividad total en la zona 1,500 mD es posible detectar un movimiento de flujo cruzado cuantificado anteriormente. Las tablas VIII.1 y VIII.2 muestran los gastos y presiones correspondientes a las profundidades de interés bajo condiciones de pozo cerrado y de pozo fluyendo por un estrangulador de 2" de diámetro, respectivamente :

Tabla VIII.1**Pozo cerrado :**

Zona (mD)	P_{wf} (lb/pg ²)	Q (BPD)
1,500 - 1,510	5,545	-340
2,275 - 2,280	5,545	340

Obsérvese que el gasto de 340 BPD para la línea de productividad de 2,275 - 2,280 mD debe ser considerado como una aportación al estar cerrado el pozo, mientras que el gasto de -340 BPD para la línea de productividad de 1,500 - 1,510 mD debe ser considerado como una admisión de fluido al encontrarse cerrado el pozo.

Tabla VIII.2**Pozo fluyendo por un estrangulador de 2" de diámetro :**

Zona (mD)	P_{wf} (lb/pg ²)	Q (BPD)
1,500 - 1,510	5,261	3,800
2,275 - 2,280	5,261	8,502

Obsérvese que el gasto para la línea de productividad de 1,500 – 1,510 mD fue llevado al condiciones de presión de 5,261 lb/pg², siendo este de 3,921 BPD a 3,465 lb/pg².

La Fig VIII.12 muestra las líneas de productividad obtenidas en este cálculo. La diferencia entre presiones que está provocando el flujo cruzado es de aproximadamente 40 lb/pg².

VIII.1.7. DISCUSIÓN

Las Fig. VIII.9.1 y 2 muestran los perfiles del gradiomanómetro, medidor de flujo continuo y temperatura a condiciones estáticas y dinámicas de flujo, respectivamente.

El perfil de temperatura se puede interpretar como un movimiento de fluidos detrás del revestimiento del pozo. Esto se confirma con las frecuencias de los registros de ruidos.

En cuanto a los registros del gradiomanómetro y medidor de flujo continuo a condiciones estáticas de flujo indican una fuga en la boca del "Liner" de 7" a la profundidad de 1,535 mD. En el "Tie-back" ubicado a la profundidad de 1,157 mD también se detectó un movimiento de fluidos, aunque no tan significativo para ser registrado por el medidor de flujo bajo estas condiciones. En cambio, a condiciones dinámicas de flujo se cuantifica el aporte en la boca del "Liner" a la profundidad de 1,535 mD de 3,921 BPD y del "Tie-back" a la profundidad de 1,157 mD de 2,589 BPD.

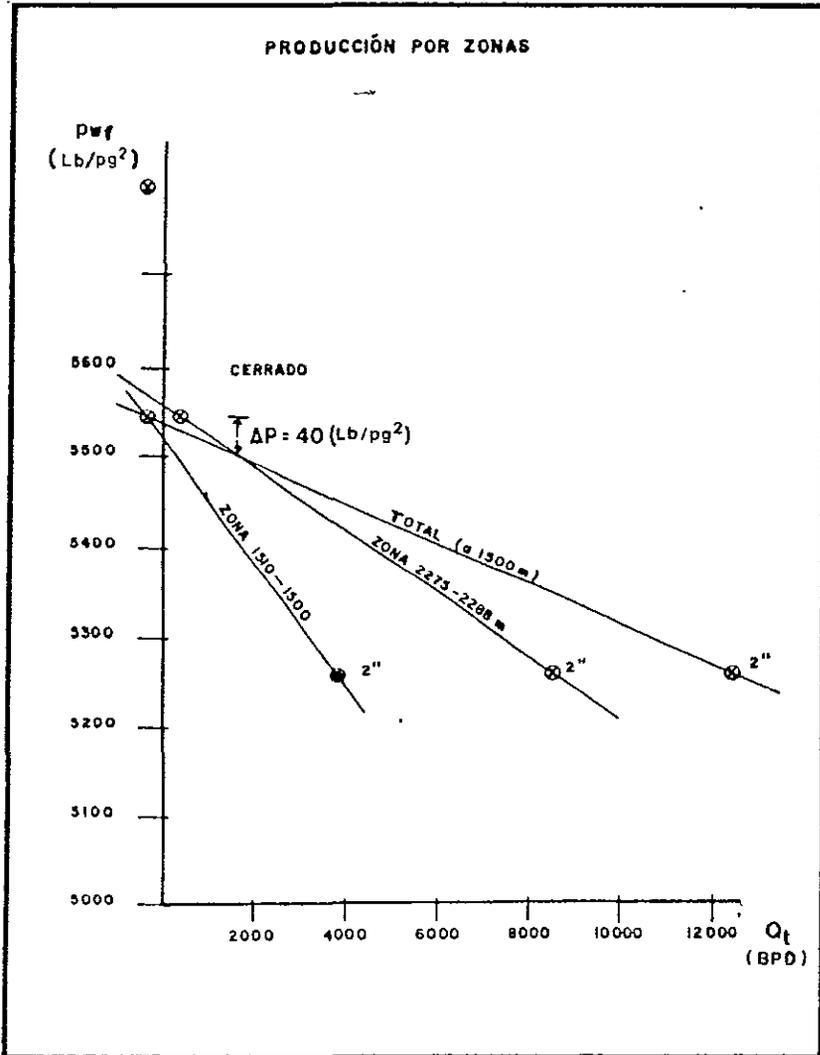


FIG. VIII.12 GRÁFICA DE PRODUCTIVIDAD POR ZONAS

De los resultados anteriores se puede concluir que : el intervalo abierto a producción 2,405 - 2,450 mD presenta problemas de baja permeabilidad en la vecindad de los disparos, debido probablemente a condiciones naturales de la formación o a daños ocasionados durante la perforación del pozo.

VIII.2 EJEMPLO No.2

CAMPO : ABKATÚN

POZO : ABKATÚN 12

VIII.2.1 INTRODUCCIÓN

La terminación del pozo Abkatún 12 se llevó a cabo en las formaciones del Cretácico medio e inferior con dos intervalos abiertos a producción : 3,710 – 3,798 mD y 3,937 – 3,976 mD. Durante su incorporación a producción el pozo resultó productor de aceite y nulo porcentaje de agua.

Tres años después, se detectó un porcentaje de agua de 1.3 % con salinidad promedio de 123,000 p.p.m. de NaCl, fluyendo el pozo por un estrangulador de 1" de diámetro. Se programó entonces la toma de registros de producción para determinar las posibles causas del origen del agua, obteniendo valores de 16 % de agua; concluyendo que el intervalo inferior era el aportador del agua. A continuación se efectuó la reparación del pozo aislando el intervalo 3,937 – 3,976 mD anclando un retenedor de cemento a la profundidad de 3,824 mD, y se recementó el intervalo inferior con 79 toneladas de cemento. Después de la intervención, el pozo quedó productor de aceite con un gasto de 4,000 BPD y 1 % de agua fluyendo por un estrangulador de 1" de diámetro.

Tres meses después de la intervención, se programó nuevamente la toma de registros de producción para evaluar el estado del intervalo productor 3,710 – 3,798 mD y determinar si el agua producida era consecuencia de la inyección de agua a través de los pozos Abkatún 61 y 62, así como una posible canalización de agua en dicho tramo.

La Fig. IV.2 muestra el estado mecánico del pozo Abkatún 12 después de la intervención.

VIII.2.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN

Debido a que la producción de agua podría estar influenciada por la inyección de agua de los pozos Abkatún 61 y 62, y a la necesidad de determinar la zona aportadora de agua, se programó para la toma de los registros de producción el uso de la herramienta PLT con los siguientes sensores de medición :

- Termómetro
- Gradiomanómetro
- Medidor de flujo continuo

y además las herramientas auxiliares de Rayos Gamma y Calibrador de agujero, así como de la inyección de un trazador radioactivo a través de los pozos Abkatún 61 y 62.

VIII.2.3 RESUMEN DE OPERACIONES

- 1.- Cierre del pozo : calibración del pozo con línea de acero.
 - 2.- Registro a pozo cerrado :
Calibración del registro del medidor de flujo continuo a tres velocidades diferentes, subiendo y bajando la herramienta.
Registro de rayos gamma.
Registro de la presión a 3,360 y 3,800 mD.
 - 3.- Se abre el pozo por un orificio de 3 ¼".
 - 4.- Registro a pozo fluyendo :
Calibración del registro del medidor de flujo continuo a tres velocidades diferentes, subiendo y bajando la herramienta.
-

Registro de temperatura.

Registro del gradiomanómetro.

VIII.2.4 INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DE RAYOS GAMMA

Considerando el perfil de rayos gama obtenido durante la terminación del pozo y comparándolo con los perfiles obtenidos antes y después de la intervención del mismo, mostrados en la Fig.VIII.13, se observa lo siguiente :

1.- Las 3 curvas de respuesta tienen el mismo comportamiento a través del intervalo disparado 3,710 - 3,798 mD y con marcas características a las profundidades de 3,733 y 3,753 mD.

2.- Los valores de radioactividad en las 3 curvas se encuentran dentro de similares rangos :

REGISTRO DE RAYOS GAMMA (°API)

Profundidad (mD)	Durante la Terminación	Antes de la Reparación	Después de la Reparación
3,695 - 3,728	45	27	25
3,730 - 3,735	95	63	70
3,737 - 3,750	32	20	22
3,551 - 3,757	74	50	43
3,760 - 3,780	20	15	20
3,780 - 3,800	20	20	17

POZO: ABKATÚN 12

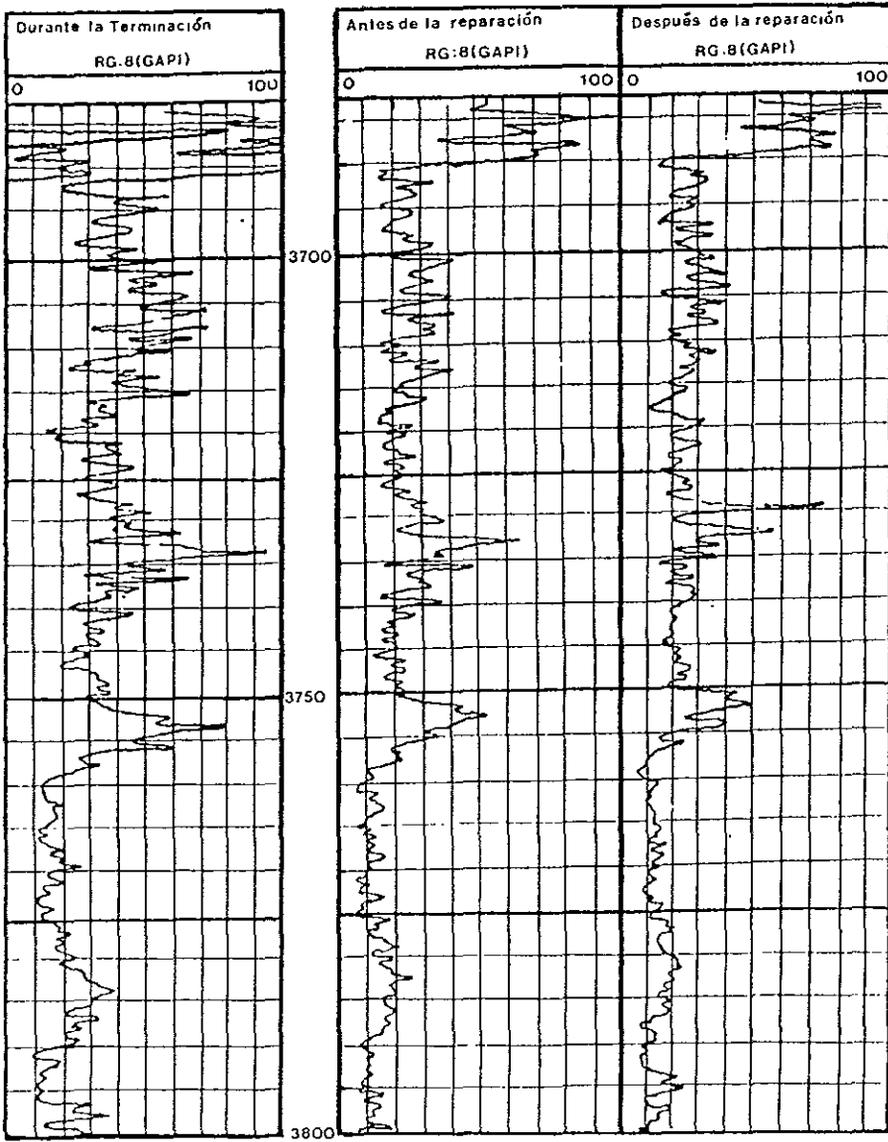


FIG. VIII.13 REGISTROS DE RAYOS GAMMA TOMADOS AL POZO ABKATÚN 12

Como información adicional al registro de rayos gamma, a la fecha del último registro de estudio, no se reportó la detección de material radioactivo en los muestreos periódicos de los pozos adyacentes al pozo Abkatún 12 : Abkatún 5, 11-A, 20, 21 y 43.

Por lo tanto, puede interpretarse la información de los registros radioactivos de la siguiente manera : la producción de agua en el pozo Abkatún 12 no es consecuencia de la inyección de agua de los pozos Abkatún 61 y 62.

VIII.2.5 INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

Las Fig. VIII.14.1 y 2 muestran el registro del medidor de flujo continuo a pozo cerrado, tomado tres meses después de la intervención del pozo. La calibración del registro se efectuó a tres velocidades diferentes, subiendo y bajando la herramienta a través del intervalo 3,660 - 3,815 mD, de donde se obtuvieron los siguientes valores a la profundidad de 3,710 mD :

Vel. Herramienta (pie/min)	Vel. Propela (rps)	
60	2.4	
80	3.0	Bajando
100	4.0	
60	2.2	
80	2.5	Subiendo
100	3.4	

POZO: ABKATÚN 12
POZO
CERRADO

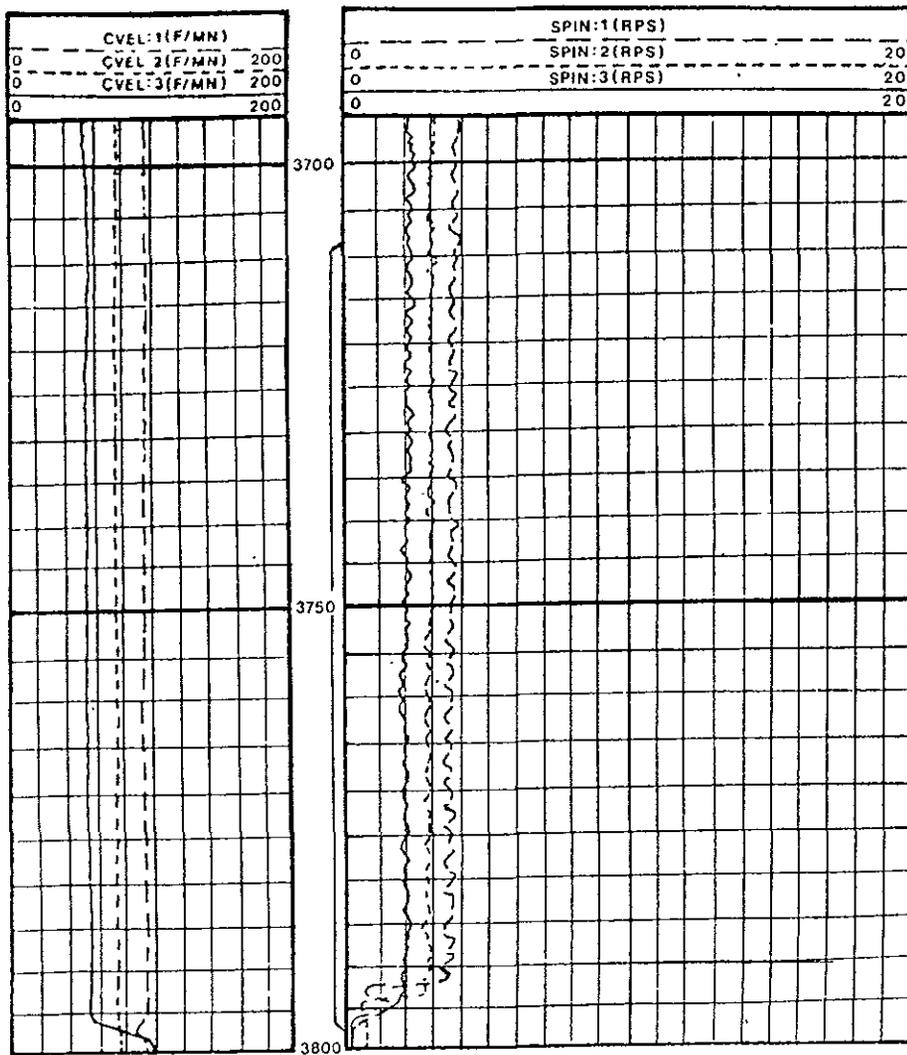


FIG. VIII.14.1 REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO A POZO CERRADO (BAJANDO)

POZO : ABKATÚN 12
POZO
CERRADO

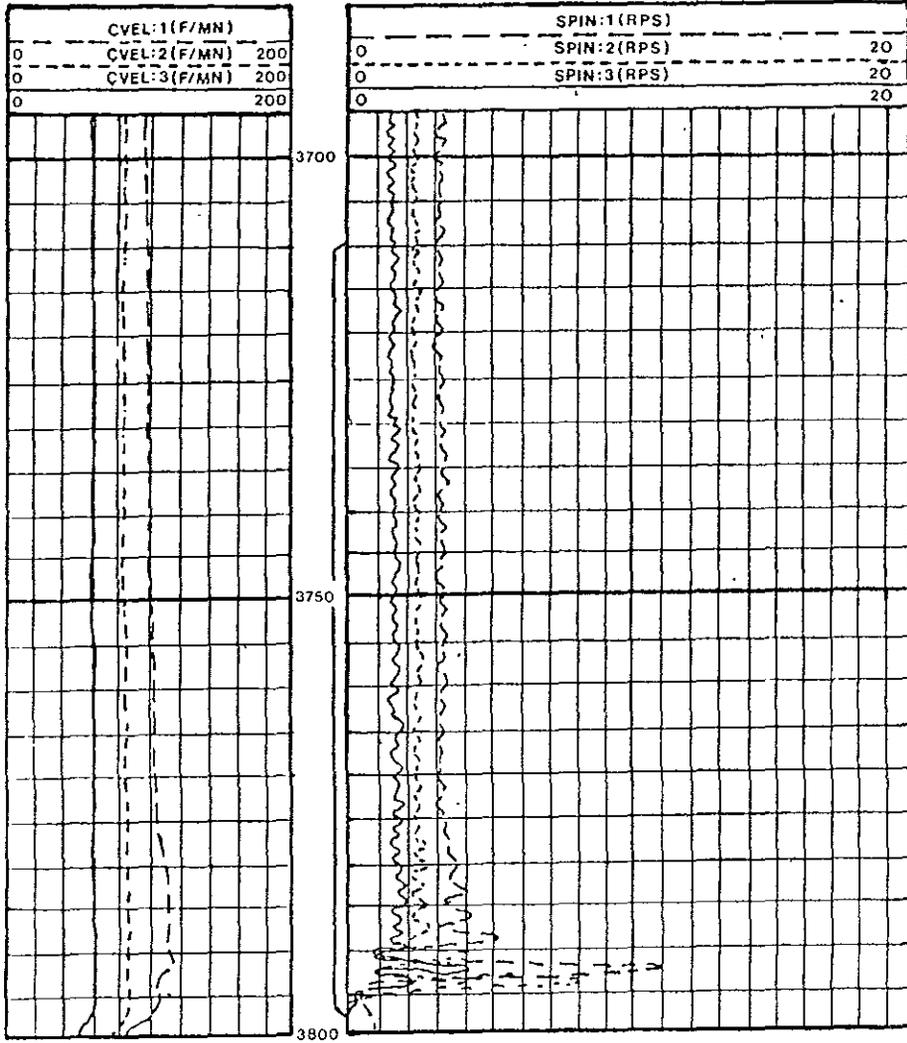


FIG. VIII.14.2 REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO A POZO CERRADO (SUBIENDO)

Las Figs.VIII.15.1 y 2 muestran el registro del medidor de flujo a pozo fluyendo por un estrangulador de 3 ¼" de diámetro, tomado tres meses después de la intervención del pozo. los valores de la calibración a la profundidad de 3,710 mD son los siguientes :

Vel. Herramienta (pie/min)	Vel. Propela (rps)	
60	12.4	
80	13.0	Bajando
100	14.8	
60	10.0	
80	9.0	Subiendo
100	falló	

La Fig. VIII.16 muestra la gráfica de calibración del medidor de flujo continuo. La línea de respuesta para el pozo fluyendo por un estrangulador de 3 ¼" de diámetro permite determinar la velocidad del fluido, vf, de 290 pie/min a la profundidad de 3,710 mD. Utilizando el diámetro interior del "Liner" de 7" y un peso unitario de 29 lbs/pie igual a 6.276 pulgadas se determina la producción total del fluido :

$$Q_t = 1.3995 (290) (6.276)^2 (0.83) = 13,263 \text{ BPD}$$

La Fig. VIII.17 muestra el registro CYBERFLOW proporcionado por la compañía de servicios encargada de la toma de los registros de producción. Este

POZO : ABKATUN 12
 ESTRANGULADOR 3 1/4"

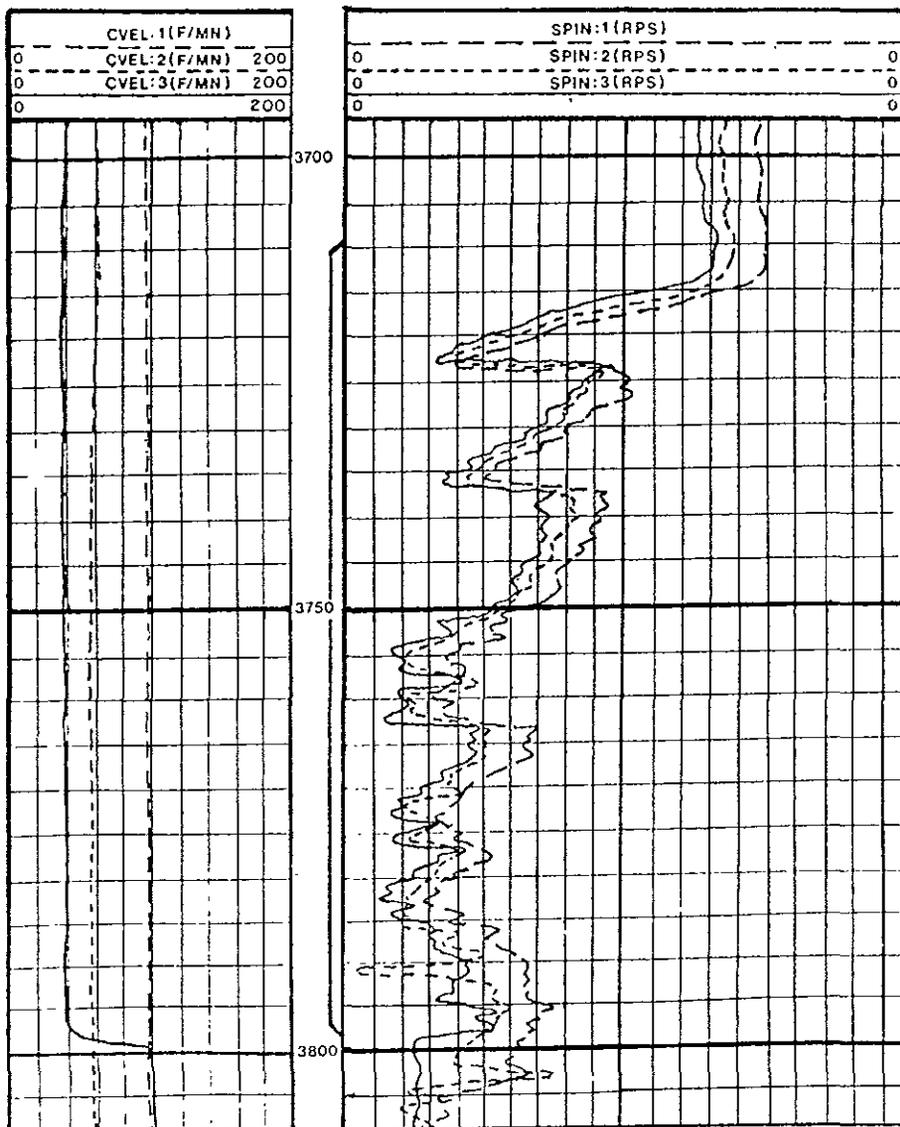


FIG. VIII.15.1 REGISTROS DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO A POZO FLUYENDO POR UN ESTRANGULADOR DE 3 1/4" DE DIÁMETRO (BAJANDO)

POZO : ABKATÚN 12
ESTRANGULADOR 3 1/4"

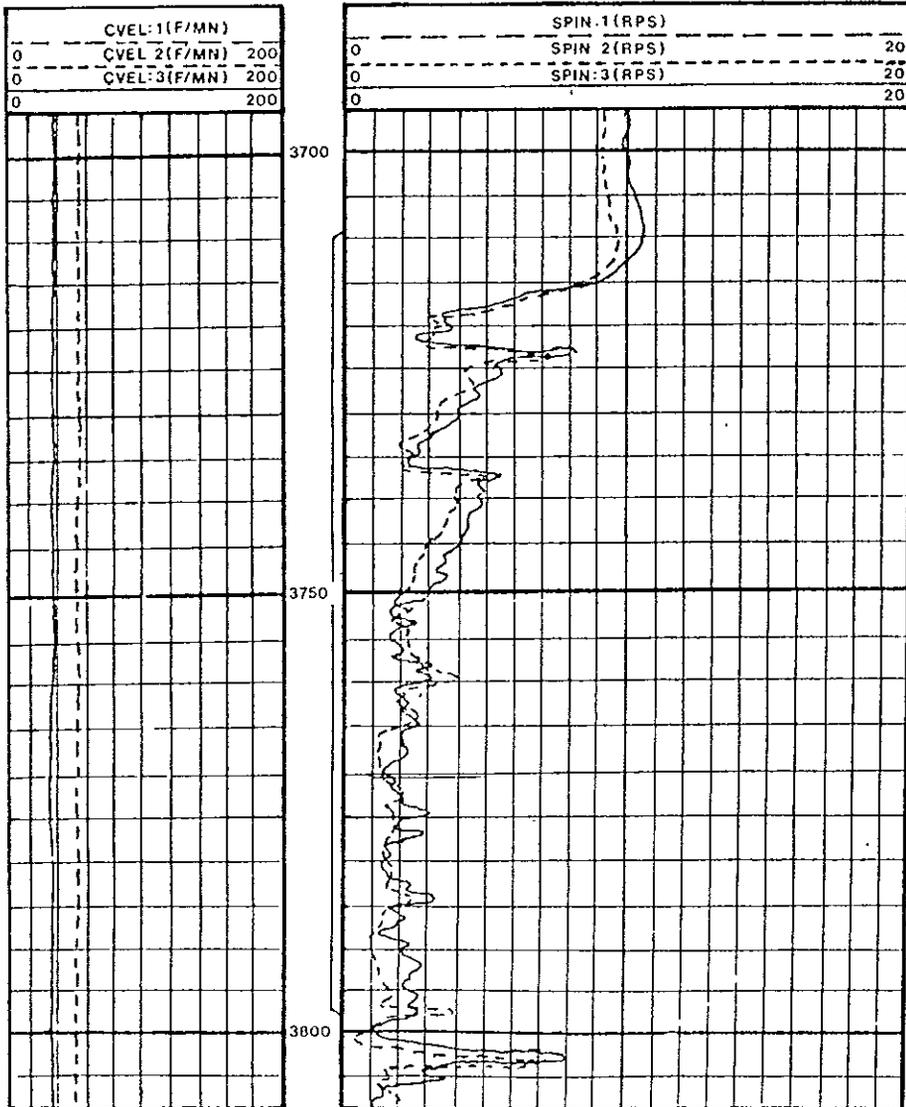


FIG. VIII.15.2 REGISTROS DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO A POZO FLUYENDO POR UN ESTRANGULADOR DE 3 1/4" DE DIÁMETRO (SUBIENDO)

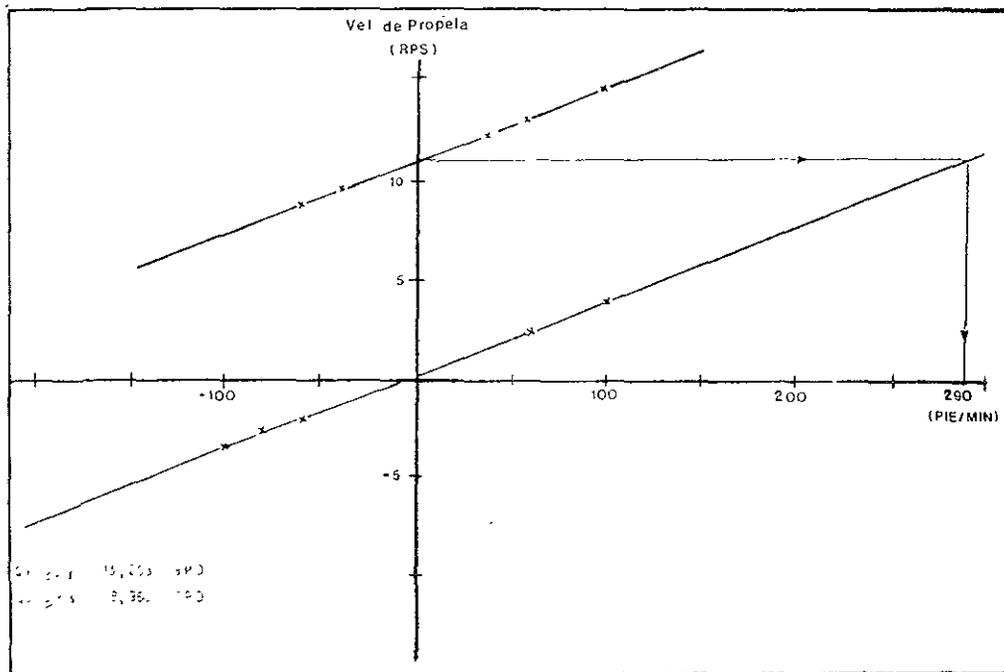


FIG. VIII.16 GRÁFICA DE CALIBRACIÓN IN-SITU DEL REGISTRO DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

POZO: ABKATÓN 12
CYBERFLOW

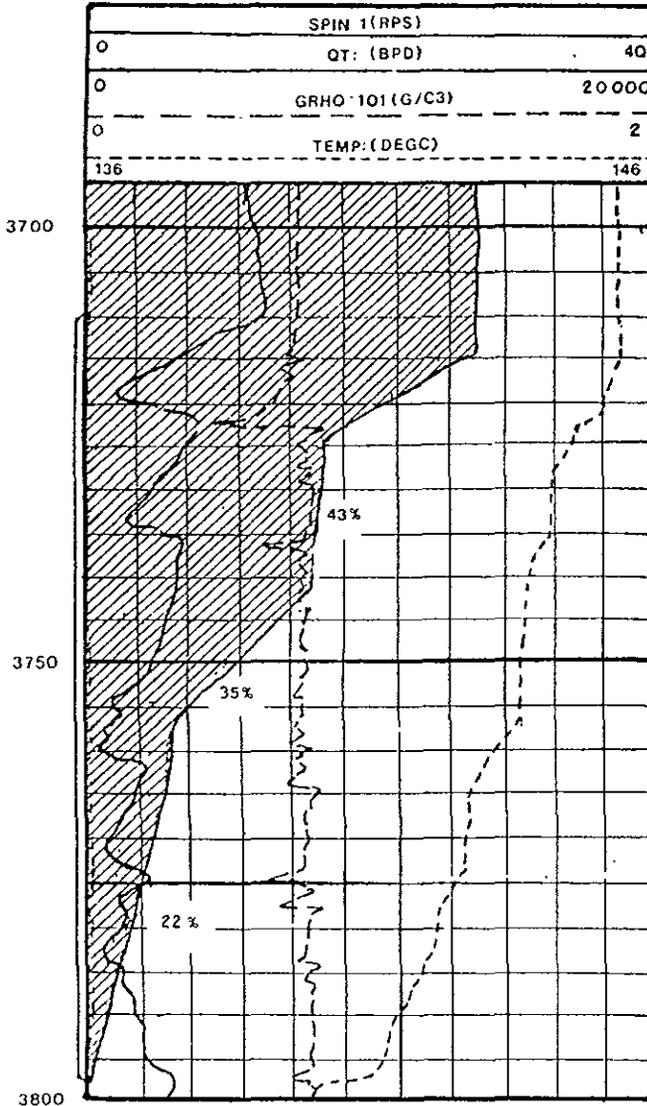


FIG. VIII.17 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ESTIMADA PARA CADA ZONA DEL INTERVALO PRODUCTOR 3,710-3,795mD DESPUÉS DE LA INTERVENCIÓN

registro es una técnica gráfica que permite estimar el porcentaje de flujo de cada zona de interés del perfil de respuesta del medidor de flujo continuo a través de la correlación de similares parámetros de la densidad, temperatura y velocidad de la propela con respecto a la profundidad. De acuerdo a los valores de porcentaje de flujo estimados a través del intervalo productor 3,710 – 3,798 mD, se obtiene :

Intervalo		Producción	
(mD)		(BPD)	
3,710 – 3,798		13,263	Tres meses
Parte superior	43 %	5,703	después de
Parte media	35 %	4,642	la interven-
Parte inferior	22 %	2,918	ción.

La Fig. VIII.18 muestra el registro CYBERFLOW del intervalo productor 3,710 -- 3,798 mD obtenido antes de la intervención del pozo y su producción total fue de 11,400 BPD fluyendo el pozo por un estrangulador de 3 ¼" de donde se obtuvo :

Intervalo		Producción	
(mD)		(BPD)	
3,710 – 3,798		11,400	
Parte superior	52 %	5,928	Antes de la
Parte media	15 %	1,710	intervención
Parte inferior	33 %	3,762	

POZO : ABKATÚN 12

CYBERFLOW

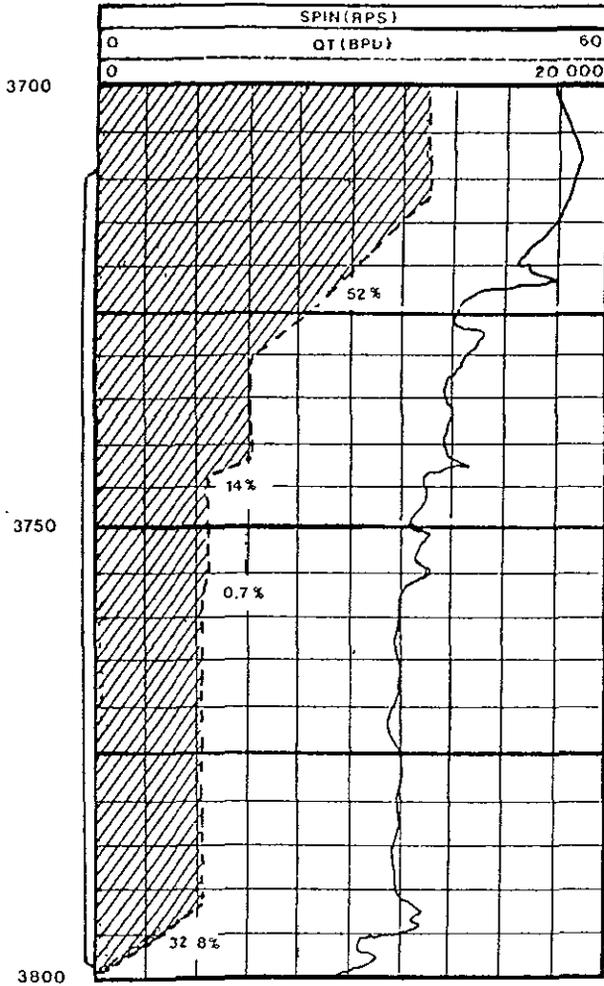


FIG. VIII.18 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ESTIMADA PARA CADA ZONA DEL INTERVALO PRODUCTOR 3,710-3,795 mD ANTES DE LA INTERVENCIÓN

De los resultados anteriores se puede efectuar una interpretación de la forma siguiente : la producción del intervalo 3,710 – 3,798 mD se incrementó en un 16 % (1,863 BPD) después de la intervención del pozo; esto se atribuye a que al obturarse el intervalo 3,937 – 3,976 mD permitió al intervalo superior fluir con menor contrapresión ocasionada por la reducción de agua en el interior del pozo.

VIII.2.6 INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DEL GRADIOMANÓMETRO

La Fig. VIII.19 muestra los perfiles del gradiomanómetro registrados a pozo fluyendo por un estrangulador de 3 ¼" de diámetro ambos, antes y después de la intervención.

En el perfil del gradiomanómetro registrado antes de la intervención se observa una densidad promedio de la mezcla de 0.850 g/cm³ a condiciones de fondo con una producción de agua del 16 %.

En el perfil del gradiomanómetro registrado después de la intervención se observa una densidad promedio de la mezcla de 0.770 g/cm³ a condiciones de fondo con una producción de agua del 1 %.

Por los resultados anteriores se puede deducir que la intervención del pozo para aislar el intervalo 3,937 – 3,976 mD fue efectiva, así como la reducción de orificio durante la explotación. Sin embargo, existe la duda de la existencia de una posible canalización detrás del revestimiento del pozo.

POZO: ABKATÚN 12
GRADIOMANÓMETRO

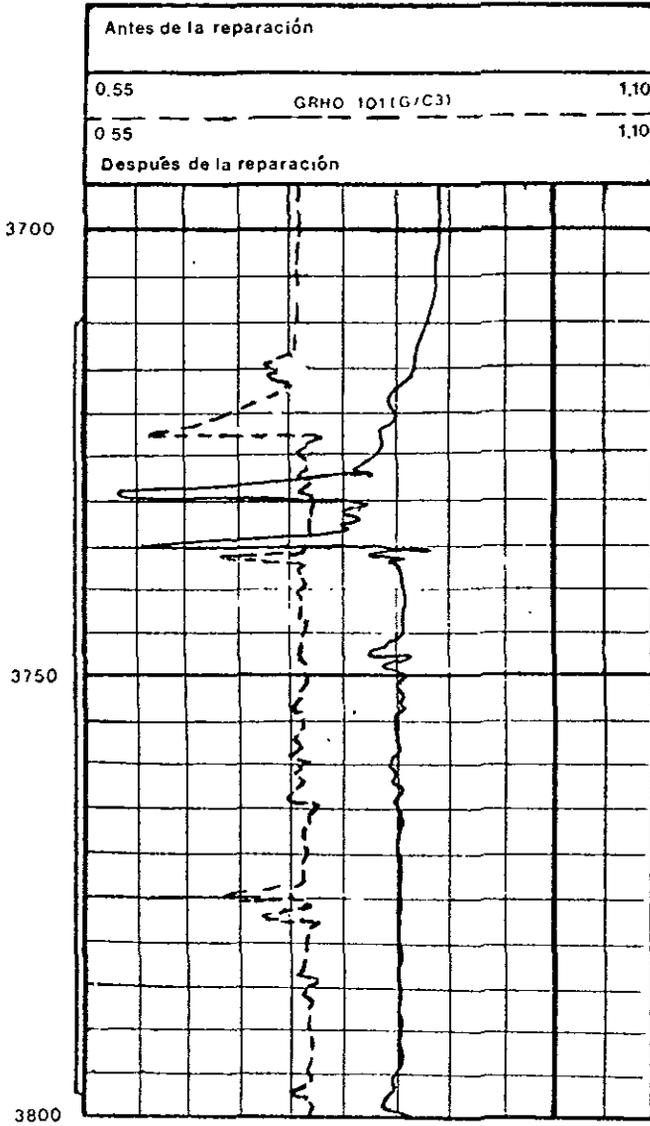


FIG. VIII.19 REGISTROS DEL GRADIOMANÓMETRO TOMADOS A POZO FLUYENDO POR UN ESTRANGULADOR DE 3 ¼"

VIII.2.7 INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DE TEMPERATURA

La Fig. VIII.20 muestra los perfiles de temperatura registrados antes y después de la intervención del pozo.

El perfil de temperatura registrado a pozo fluyendo después de la intervención presenta un comportamiento típico de canalización en el intervalo 3,710 – 3,798 mD. Sin embargo, para confirmar lo anterior se requiere de la obtención del gradiente geotérmico a pozo cerrado desde la profundidad de 3,800 a 3,850 mD, lo cual no es posible debido a las condiciones mecánicas del pozo (tapón de cemento a 3,824 mD).

Como ayuda adicional se presenta la curva del registro CBL obtenido posteriormente a la obturación del intervalo inferior, en el cual no se visualiza adherencia del cemento a la tubería. Además, en el análisis de los registros obtenidos con el medidor de flujo no se observa un incremento en el porcentaje del gasto aportado por la parte inferior del intervalo 3,710 – 3,798 mD, sino por el contrario, disminuyó del 33 al 22 %.

VIII.2.8 EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN

La medición de la presión efectuada después de la intervención fue de 297.7 Kg/cm² a la profundidad de 3,800 mD en condiciones estáticas de flujo y al ser llevada al plano de referencia del campo Abkatún de 3,550 mbNM es de 279 Kg/cm², que corresponde a la presión del campo para la fecha del último registro

POZO: ABKATÚN 12

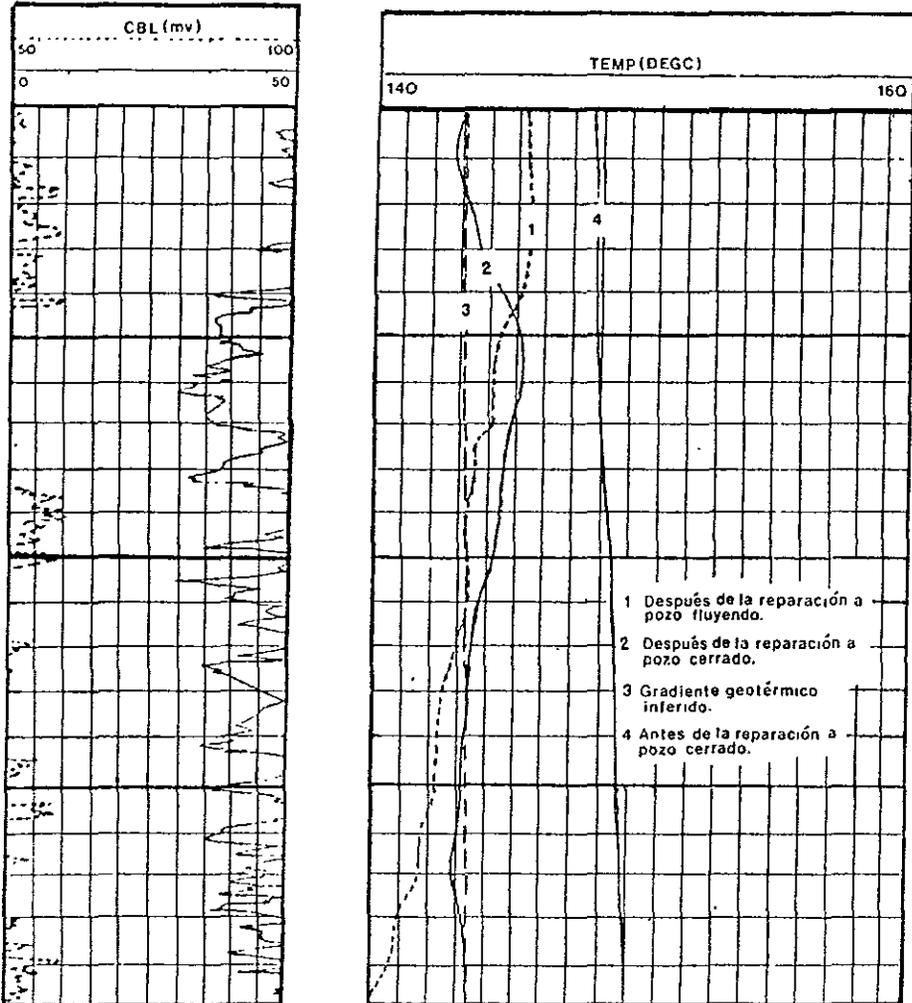


FIG. VIII.20 REGISTROS DE TEMPERATURA TOMADOS AL POZO ABKATÚN 12

(ver tabla de la Fig. VIII.21). La medición de la presión efectuada a condiciones estáticas de flujo a 3,660 mD fue de 288 Kg/cm². Al abrir el pozo por un estrangulador de 3 ¼" de diámetro, la presión estabilizada a la profundidad de 3,800 mD resultó ser de 191.5 Kg/cm² y de 21.1 Kg/cm² en la cabeza del pozo. Con lo cual se pudo determinar el diferencial de presión ($p_{ws} - p_{wf}$) de 96.5 Kg/cm². Por lo tanto, con el gasto determinado de 13,263 BPD se obtiene un índice de productividad (J) de 137.4 BPD/Kg/cm².

VIII.2.9 DISCUSIÓN

La respuesta obtenida de los registros de rayos gama permite determinar que la producción de agua no es debida a la inyección en los pozos Abkatún 61 y 62.

La reducción del diámetro del estrangulador durante la producción del pozo, así como la intervención efectuada, han resultado medidas efectivas en el control de la producción de agua; corroborándose con la medición superficial de la producción de agua durante 14 horas que fluyó el pozo por un diámetro de estrangulador de 3 ¼" (Fig. VIII.22).

Debido a los bajos porcentajes de agua producida por el pozo provoca que no sean registrados por el gradiomanómetro, imposibilitando la determinación de la zona aportadora.

La ubicación estructural del pozo Abkatún 12, así como el comportamiento de la producción de los pozos vecinos Abkatún 4 y 20, hacen suponer que el avance del contacto agua-aceite sea irregular, debido probablemente a la sobreexplotación.

POZO ABKATÚN N° 12
ZONA MARINA

VERTICALIZACION DE PROFUNDIDADES DESVIADAS

REFERENCIA	PROF. DESVIADA mDNR	PROF. VERTICAL mDNR
ÚLTIMA MEDICIÓN	3368	3238
T.R. 9 5/8"	3435	3302
FRONTEA PALEOCENO	3582	3442
CRETÁCICO SUPERIOR	3630	3488
CRETÁCICO MEDIO	3690	3545
CIMA DISP. SUPERIOR	3770	3565
CONTACTO INFERIOR	3755	3608
BASE DISP. SUPERIOR	3798	3649
CIMA DISP. INFERIOR	3937	3787
BASE DISP. INFERIOR	3976	3819
T.R. 7"	3998	3840
PROF. TOTAL	4000	3841

Para cualquier punto en el intervalo 3368-4000 mD:

$$\text{Prof. Vertical} = 3238 + (\text{Prof. desviada} - 3368) \cos (77^\circ 25')$$

FIG. VIII.21 TABLA DE VERTICALIZACIÓN DE PROFUNDIDADES DESVIADAS

POZO ABKATUN N° 12
ZONA MARINA
ANÁLISIS DE MUESTRAS

HORA	DENSIDAD (g./cm ³)	AGUA (%)	SALINIDAD (ppm)	PH	SEDIMENTOS (%)
21 SEPTIEMBRE					
17:00	0,892	4	47000	8	0
18:00	-	0,5	-	-	-
19:00	0,888	1,4	62000	8	0
20:00	0,888	1,2	62000	8	0
21:00	0,890	1,0	63000	8	0
22:00	0,889	1,0	62000	8	0
24:00	0,890	0,8	70000	8	0
22 SEPTIEMBRE					
02:00	0,888	0,9	76000	8	0
03:00	0,888	0,8	75000	8	0
10:00	0,887	0,9	72000	8	0
11:00	0,889	1,2	65000	8	0
12:00	0,888	0,8	66000	8	0

FIG. VIII.22 TOMA DE MUESTRAS DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DESPÚES DE LA INTERVENCIÓN

El comportamiento del perfil de temperatura hace suponer una posible canalización, sin embargo, por la imposibilidad de registrarlo 50 metros más abajo del intervalo productor, no fue posible confirmarlo. La disminución del gasto en la parte inferior del intervalo productor registrada con el medidor de flujo puede ser un indicio de que no exista canalización.

De lo anterior se puede suponer que la producción de agua proviene de la formación y que de continuar los altos ritmos de explotación, es de esperarse que el porcentaje de agua se incremente, por lo que en un futuro cercano habrá necesidad de cambiar la ubicación del intervalo productor.

CAPÍTULO IX. CONCLUSIONES

1. La evaluación del comportamiento de los fluidos y de las formaciones productoras de la Zona Marina, efectuadas en los pozos con registros de producción, ha demostrado ser eficaz, logrando con ello extraer el mayor volumen posible de hidrocarburos con menores recursos económicos y mayor eficiencia.

2. Los registros de producción tomados durante las pruebas de producción a los pozos marinos, proporcionan la información necesaria para: seleccionar el aparejo de producción óptimo, definir las zonas de explotación de las formaciones productoras, definir el diámetro de estrangulador y ritmo de explotación más adecuado que permita extraer el mayor volumen de hidrocarburos de manera confiable y eficiente.

3. La declinación de la presión de los yacimientos en la zona debido a la explotación, ha hecho necesario la incorporación de sistemas artificiales de producción y métodos de recuperación secundaria, donde los estudios preliminares y de factibilidad fueron elaborados con base en los resultados de las pruebas de producción que se llevan a cabo en los pozos con registros de producción.

4. Problemas durante la producción, tales como : fallas mecánicas de los aparejos de producción y canalizaciones de fluidos detrás del revestimiento del pozo, principalmente entre otras, son perfectamente evaluadas por medio de los registros de producción.

5. La producción de agua en los pozos debida principalmente a los altos ritmos de explotación que se mantiene en los mismos, provoca el fenómeno de conificación del agua, ocasionando el cambio prematuro de los intervalos abiertos a producción o el cierre definitivo del pozo. La evaluación de las causas y las zonas productoras agua, solamente puede ser posible a través de registros de producción.

6. La influencia de la inyección de agua en la presión estática de los campos Abkatún y Cantarell, se monitorea constantemente en el fondo de los pozos usando los registros de producción.

7. La información obtenida con los registros de producción durante la vida productiva de los pozos es sumamente valiosa para su eficiente explotación, pero aun más para la elaboración de futuros proyectos de mantenimiento de la presión de los campos de la zona marina, entre los que se encuentra la posible inyección de gas natural o nitrógeno.

APÉNDICE A
**PRODUCCIÓN ACTUAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN LA ZONA
MARINA DE CAMPECHE (1998)**
PRODUCCIÓN DIARIA DE PETROLEO CRUDO (Miles de barriles diarios)

Región Marina Noreste	1,540.2
Región Marina Suroeste	758.9

Noreste

Crudo pesado	1,511.0
Crudo ligero y otros	29.2

Suroeste

Crudo ligero	758.9
--------------	-------

POR CAMPOS
Región Marina Noreste

CANTARELL	1,181.0
KU	282.0
CHAC	27.0
Otros	50.2

Región Marina Suroeste	
CAAN	187.0
ABKATÚN	185.0
CHUC	126.0
POL	109.0
TARATUNICH	67.0
Otros	84.9

PRODUCCIÓN DIARIA DE GAS NATURAL (Millones de pies cúbicos diarios)

Región Marina Noreste	640.0
Región Marina Suroeste	100.9

POR CAMPOS

Región Marina Noreste

CANTARELL	465.0
KU	141.0
Otros	34.0

Región marina Suroeste

ABKATÚN	134.0
CAAN	337.0
CHUC	150.0
POL	116.0
TARATUNICH	82.0
Otros	189.0

RESERVAS

(Millones de barriles)

Crudo	22,514
Líquidos del gas	2,706
Gas seco	2,089

NOMENCLATURA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
\emptyset	Diámetro de la tubería	(pg)
\emptyset_o	Diámetro del estrangulador	(pg)
d	Diámetro de la herramienta	(pg)
Y_w	Fracción de agua	(adim)
Y_o	Fracción de aceite	(adim)
Y_g	Fracción de gas	(adim)
ρ_{gd}	Densidad del gradiomanómetro	(g/cm ³)
ρ_o	Densidad del aceite	(g/cm ³)
ρ_w	Densidad del agua	(g/cm ³)
ρ_f	Densidad del fluido	(g/cm ³)
ρ_{gs}	Densidad del gas a condiciones estándar	(g/cm ³)
v_w	Velocidad del agua	(pie/min)
v_o	Velocidad del aceite	(pie/min)
v_s	Velocidad de resbalamiento	(pie/min)
v_f	Velocidad de fluido	(pie/min)
q_t	Gasto total de la mezcla	(BPD)
q_o	Gasto de aceite	(BPD)
q_w	Gasto de agua	(BPD)
q_g	Gasto de gas	(pie ³ /dia)
q_{max}	Potencial del pozo	(BPD)
Q	Gasto total ec. (16)	(BPD)
A	Area transversal de flujo	(pg ²)
K	Término cinético	(adim)
f	Factor de fricción	(adim)
C_v	Factor de corrección de velocidad	(adim)
μ	Viscosidad de fluido	(cp)
B_g	Factor de volumen del gas	(pie@ c.y./pie@ c.s.)
B_o	Factor de volumen del aceite	(bls@c.y./bls@c.s.)
p_{ws}	Presión estática del yacimiento	(Kg/cm ²)
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo	(Kg/cm ²)
p_{wh}	Presión del cabezal del pozo	(Kg/cm ²)
P_b	Presión de saturación	(Kg/cm ²)
T_f	Temperatura de fondo	(°F)
ρ_g	Densidad relativa del gas	(g/cm ³ /g/cm ³)
mD	Metros desarrollados	(m/cos(α))

REFERENCIAS

- 1.- Curtis M. R. and Witterholt, E. J. : **"Use of the Temperature Log for Determining Flow rates in Producing Wells"**, SPE of AIME Las Vegas (Sept. 30-Oct. 3, 1973). Paper No. SPE 4637
 - 2.- Schlumberger, **"Evaluación de las Formaciones en México"**, Septiembre de 1984.
 - 3.- Schlumberger, **"Production Log Interpretation"**, 1973 Edition.
 - 4.- B. C: Leach, J. B. Jameson, J. J. Smulen and Y. Nicolas, **"The Fullbore Flowmeter"**, SPE 1974 October.
 - 5.- Vargas Flores M. , **"Control de Agua y Análisis de Flujo en Pozos de Producción"**, Schlumberger Abril de 1986.
 - 6.- Rodriguez Nieto R., **"Apuntes de Evaluación de la Producción"**, Facultad de Ingeniería U.N.A.M: Septiembre de 1986.
 - 7.- Raygosa Flores J., **"Descripción e Interpretación de los Registros de Producción"**, Tesis Profesional 1980.
 - 8.- Peralta Arias R., **"Registros de Producción en Pozos Productores"**, Tesis Profesional 1981.
 - 9.- Flores Mendez H., **"Técnicas y Análisis de los Registros de Producción"**, Tesis profesional 1992.
 - 10.- Islas Silva C.; **"Causas y Efectos de las Sustancias Asfálticas Presentes en el Petróleo"**, IMP Julio de 1972.
 - 11.- Schlumberger, **"Servicios Petroleros"**, Julio de 1985.
 - 12.- Petroleos Mexicanos, **"Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos"**, Diciembre de 1978.
 - 13.- Otis Mexicana S:A; **"Terminación de Pozos en el Area Marina con Equipo Otis"**, Diciembre de 1978.
 - 14.- Rojas F , **"Optimización de Aparejos de Producción Marinos"**, IMP 1979.
-

- 15.- Petroleos Mexicanos, "**Complejo Cantarell : Proyecto de Inyección de Agua y Justificación Técnico-Económica**", Mayo de 1982.
 - 16.- Schlumberger, "**Interpretación de Registros de Producción del Pozo Cantarell 92**", Abril de 1984.
 - 17.- Schlumberger, "**Interpretación de Registros de Producción del Pozo Abkatún 12**", Octubre de 1985
 - 18.- Petróleos Mexicanos, "**Gerencia Zona Marina-Superintendencia de Ingeniería Petrolera-División Recuperación de Hidrocarburos**", Mayo de 1988.
-