

01153

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**PROYECTO TERMINAL**

**"ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA DE LA  
PERFORACIÓN DE POZOS DE ALTA PRESIÓN DE  
FORMACIÓN EN LA CUENCA TERCIARIA DE  
VERACRUZ Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN"**

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE  
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE  
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

PRESENTA:  
**JUAN ALBERTO SÁINZ JIMÉNEZ**

DIRECTOR DE PROYECTO :

ING. HOMERO TREVIÑO GARCÍA

FEBRERO DE 2005



m343538

Sainz Jimenez, Juan Alberto 2005



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

## INTRODUCCIÓN

En el proceso de la perforación de pozos, la planeación juega un papel muy importante, la carencia o la falla de esta parte vital del proceso nos trae como consecuencia problemas durante la perforación entre los que se pueden mencionar, brotes, pérdidas de circulación, atrapamiento de tuberías, inestabilidad de agujero, etc. Ocasionando que los tiempos de operación se incrementen de manera sustantiva y por consecuencia el costo total del pozo. Si a las fallas en la planeación, se adicionan, la incorrecta aplicación de practicas operativas, los problemas durante la perforación de un pozo se vuelven críticos.

Con la visión de auxiliar en la solución de esta problemática en el sector operativo de perforación Veracruz, se presenta el siguiente trabajo, el cual tiene como objetivo analizar los problemas de flujos de agua salada, gas, pérdidas de circulación e inestabilidad de agujero que se presentan durante la perforación de pozos con alta presión de formación en la cuenca terciaria de Veracruz. Con los resultados del análisis de los pozos problemáticos, se tiene el siguiente alcance

- a) La reducción de tiempos por problemas con la consiguiente disminución de costos.
- b) La correcta aplicación de tecnología no convencional disponible en el mercado.
- c) Optimizar el diseño de los próximos pozos a perforar.

Así, con la necesidad que existe de perforar pozos cada vez con mayor eficiencia para maximizar el valor económico de la inversión, se exige que la planeación se efectúe con bases teóricas, utilizando los procedimientos adecuados, para eficientar la perforación.

## CAPITULO I

### ANTECEDENTES

La Cuenca Terciaria de Veracruz reviste gran importancia económico-petrolera, por las perspectivas de producción de gas seco que mantiene, dadas sus dimensiones y potencia de sedimentos.

Esta cuenca se conoce desde la época de las compañías extranjeras, ya que en el año de 1921 sobre la base de las manifestaciones superficiales de gas y agua salada en el volcán de lodo denominado "El Salitral", se perforó el pozo Cocuite-1, también se han realizado diferentes estudios con la finalidad de conocer su historia geológica, sobresaliendo el de Busca D., Cruz Hela P. et al, 1971, que es uno de los que trata más a fondo esta cuenca, logrando establecer las secuencias sedimentarias que generalmente están constituidas por lutitas de color gris y gris claro con intercalaciones de arenisca gris de grano fino a medio, en ocasiones conglomerática así como conglomerados de Wackestone-Packstone café claro a crema, roca ígnea y pedernal ámbar.

Desde el punto de vista tectónico, la cuenca se formó por el levantamiento occidental del país y el hundimiento paulatino de una secuencia mesozoica a fines del Cretácico Superior y principios del Terciario (Revolución Laramide) la cual fue rellenada por mas o menos 8,000 m de sedimentos conformando una cuenca tipo antifosa según Chevron Overseas Inc.

Por anteriores trabajos se ha propuesto la existencia de una serie de paleó corrientes que dieron origen a grandes abanicos submarinos, donde se han perforado algunos pozos con el fin de encontrar hidrocarburos comercialmente explotables. La Cuenca Terciaria de Veracruz, está constituida por un grueso paquete de rocas depositadas que constan de arcilla-arenosa y conglomerados que mide más de 8000 m. de espesor, cuya edad va del Paleoceno al Reciente.

## Capítulo uno

En el Proyecto de inversión Cosamaloapan, se han perforado 86 pozos, de los cuales 66 son exploratorios. Del total de los pozos perforados, 15 resultaron productores, correspondiente 11 exploratorios. La producción comercial de hidrocarburos se estableció desde 1956, mediante la perforación del pozo Mirador-1, descubriéndose a la fecha cinco campos productores de gas y condensado (Cocuite, Novillero, Veinte, Mirador y Coapa), en rocas que varían en edad desde el Mioceno Inferior al Plioceno inferior, mismos que tienen una producción acumulada de 143.5 MMMPC (septiembre 1999) de una reserva original de 393.5 MMMPC.

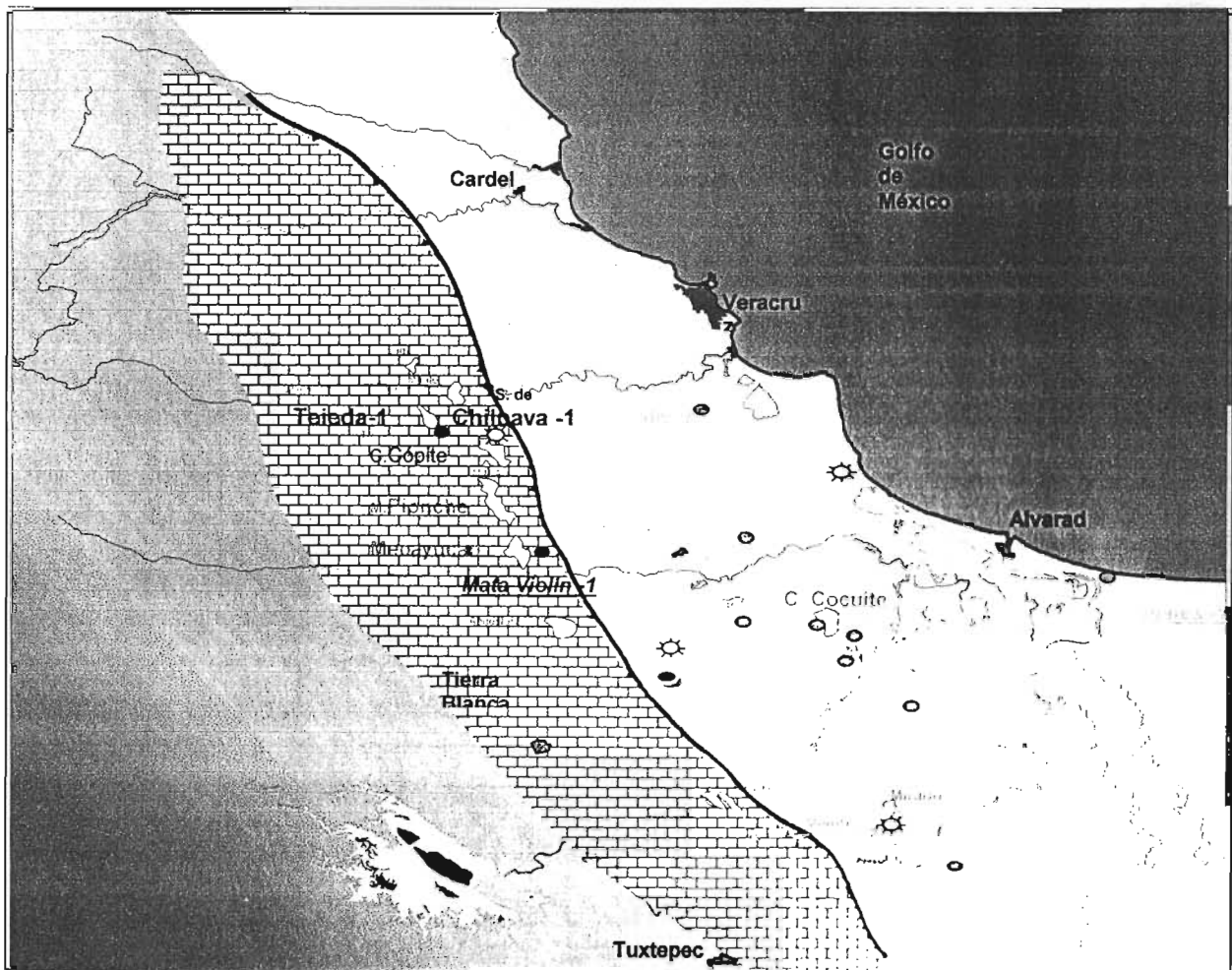
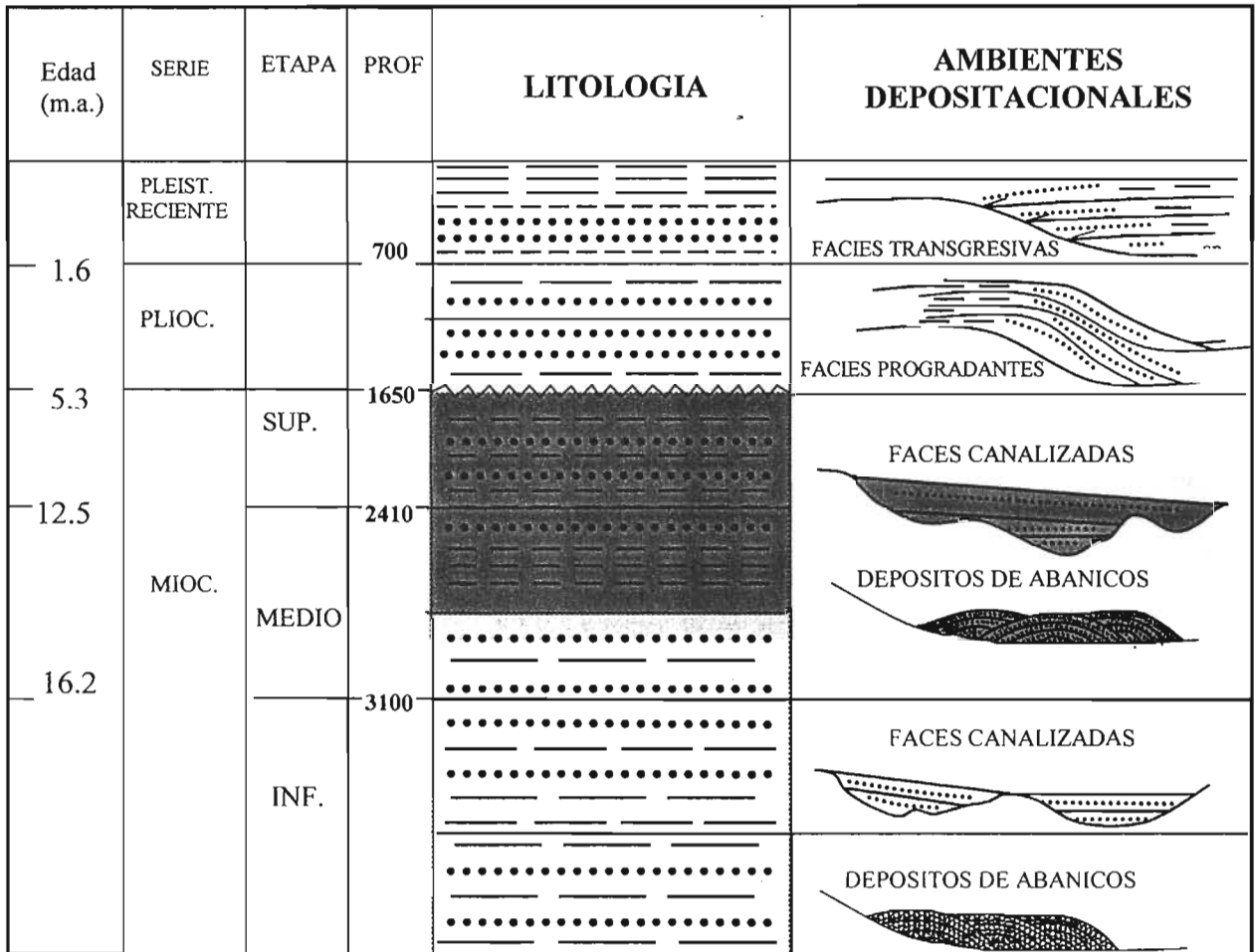


FIGURA 1.1 Ubicación de la cuenca de Veracruz

**TABLA 1.1 Columna geológica y profundidad promedio de la cuenca de Veracruz**

EDAD Y/O FORMACIÓN	PROFUNDIDAD MVBNM	PROFUNDIDAD MVBNT
Pleistoceno Reciente	Aflora	
Plioceno	700	704
Mioceno Superior	1650	1654
Mioceno Medio Temprano	2410	2414
Mioceno Inferior	3100	3104
Profundidad total programada	3500	3504



**FIGURA 1.2 Litología y ambientes depositacionales**

### **ROCA GENERADORA**

La integración de resultados de los análisis de pirolisis en las rocas, isotopía en gases y el modelado cinético en pozos terciarios de la cuenca, determina que las principales rocas generadoras que están cargando de hidrocarburos gaseosos a las estructuras, son las del Paleógeno y Neógeno. La isotopía del carbono junto con el modelado cinético determina que el Paleógeno (Paleoceno) es el generador del gas termogénico asociado al condensado, cuya evidencia la tenemos en los yacimientos del Mioceno Inferior y Medio (Cocuile-2 y Novillero-14), y el Neógeno generador del gas biogénico seco que carga al Mioceno Superior-Plioceno (Cocuile-6, Novillero-1, Veinte-3 y Coapa-1).

Los parámetros geoquímicos de riqueza y madurez del subsistema Paleógeno nos reporta valores promedio de COT=0.65%, IH=200 mg Hc/gr de COT, el tipo de kerógeno varía entre II/III, generador principalmente de gas y condensado, térmicamente en la actualidad las rocas de este subsistema se encuentran en la fase principal de generación de gas con una madurez tardía de  $R_o=1.3-2.0$ .

El subsistema Neógeno muestra su riqueza de materia orgánica hacia el depocentro de la Cuenca Terciaria, donde se genera el gas biogénico a profundidades menores a 1000 m y temperaturas menores a 60-80°C, este es producto de la fermentación de la materia orgánica, generándose y entrampándose sincrónicamente con fuertes depósitos turbidíticos progradantes del Mioceno Tardío-Plioceno Temprano.

Por lo tanto, se concluye que con la información antecedente las principales rocas generadoras postuladas para cargas de hidrocarburos gaseosos en la cuenca, proviene de los subsistemas Paleógeno (Paleoceno) y Neógeno (Mioceno Tardío-Plioceno Temprano), esperando gas asociado termogénico en el Mioceno Temprano y gas biogénico en el Mioceno Tardío-Plioceno.

## ROCA ALMACENADORA

### **Mioceno Inferior.**

Las características litológicas son; alternancia de areniscas de color gris, gris verdoso a oscuro de grano fino a medio y delgadas intercalaciones de conglomerados constituidos por granos subredondeados de cuarzo blanco, material ígneo, arenisca de grano fino y calizas, trazas de bentonita blanca y gris claro y lutitas suaves y plásticas de color gris a gris verdoso, ligeramente arenosa y bentonítica. Esta unidad representa un periodo de alta sedimentación evidenciado por un grueso paquete de sedimentos turbidíticos. Se le calcula un espesor bruto de 1200m, un espesor neto de 100 m y un espesor neto impregnado de 40 m, con porosidades de 10 a 20% y permeabilidades de 1.0 a 73.08 md tomados de núcleos.

El intervalo que corresponde al Mioceno Inferior podrían tener bajo contenido neto de arenas, sin embargo estos cuerpos de arenas aún cuando podrían ser delgados debido a la lejanía que se encontraban los deltas de plataforma para esta edad, las arenas pueden ser cuerpos continuos y son yacimientos potenciales condicionados por las condiciones estructurales.

### **Mioceno Medio Temprano.**

Esta unidad corresponde a una secuencia de turbiditas constituida por una alternancia de areniscas y lutitas de grano fino a medio. Al igual que las otras unidades más antiguas se interpreta que el depósito se llevó a cabo en ambientes de aguas profundas. Se infiere que pueda tener un espesor bruto de  $\pm 700$  m, un espesor neto de  $\pm 100$  m y un espesor neto impregnado de 35 m y porosidades que varían de 10% a 20%.

En general, se interpreta que tanto el Mioceno Inferior y Mioceno Medio Temprano, consiste de múltiples complejos de abanicos submarinos.



### **Mioceno Superior.**

La unidad correspondiente a esta edad presenta reflectores lateralmente continuos que se interpretan como posibles arenas acuñándose en los flancos de las estructuras. Estas arenas son lateralmente continuas cerca de las estructuras y pueden ser más heterogéneas en las depresiones formadas entre los altos estructurales. Las implicaciones económicas de estas rocas para la exploración son buenas porque tienden a ser reservorios potenciales debido a la gran porosidad que presentan. Estas se depositaron onlapando a las estructuras por lo que se interpreta que estos reflectores representan sistemas turbidíticos siliciclásticos con ínter estratificaciones de sedimentos pelágicos depositados como crecimiento y relleno.

### **Plioceno.**

Durante esta edad, grandes sistemas progradaron sobre las estructuras anticlinales y sinclinales. El desarrollo de esta secuencia del Plioceno se debe a una caída rápida del nivel del mar que provocó la movilización por gravedad de sedimentos deltáicos en las zonas costeras y deposición de lóbulos de abanicos submarinos ricos en arenas. Las rocas de esta edad pueden contener considerable potencial de gas similar a las del campo Cocuite.

Los últimos pozos exploratorios, Lizamba-1, Chalpa-1, Playuela-1, Camaronero-1, y Camaronero 1-A, se perforaron a partir de los 2600m en promedio, con altas densidades, de hasta 2.45 gr/cc máximo, presentando problemas muy similares relacionados con la presencia de zonas de presión anormalmente alta, brotes, constantes gasificaciones, perdidas de circulación, problemas de estabilidad de agujero y cementaciones de mala calidad, todo esto incremento de manera significativa el tiempo programado para la perforación de estos pozos, con el consiguiente aumento en el costo.

## Capítulo uno

Históricamente existen referencias a problemas similares encontrados en el pasado en los pozos exploratorios, Mata Espino-102, y el Chachalacas-1, en donde se usaron densidades del lodo de la magnitud referida, y los problemas que hasta en 1998 se tuvieron en el campo Cocuite y el Campo Veinte, solucionando estos con un adecuado asentamiento de tuberías de revestimiento y el uso de una densidad adecuada.

Frente Tectónico Cretácico

Cuenca Terciaria

Play Orizaba

Play Guzmantla

Play Brechas

play Mioceno Play Plioceno

Play Eoceno

Campo  
Mata Pionche  
Copite

Campo  
Cocuite

Cameronero  
Macuile

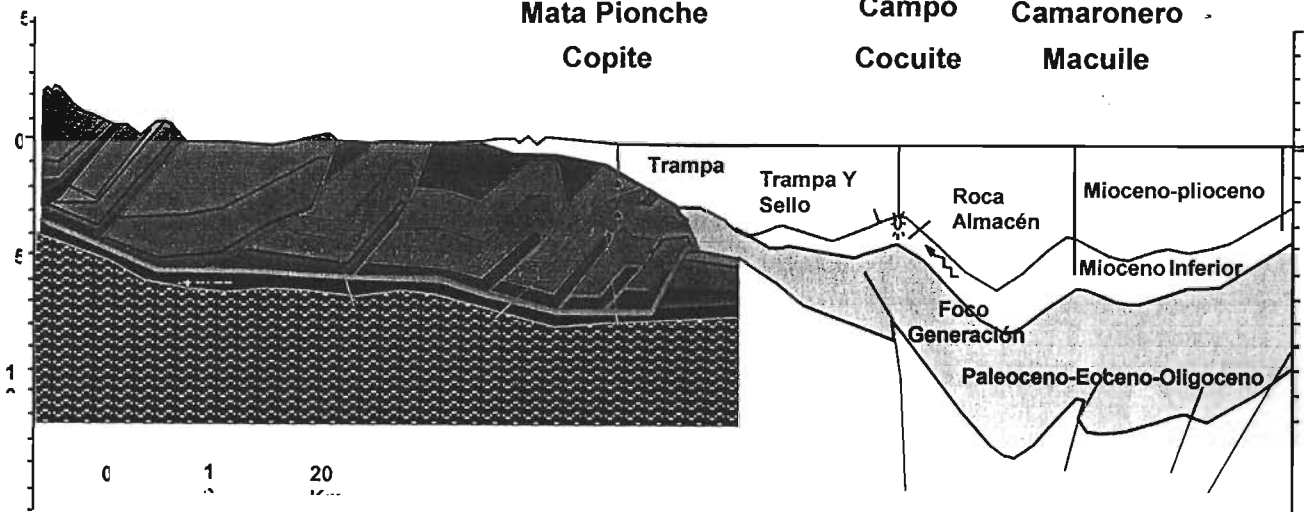


FIGURA 1.3 Sección tipo frente tectónico sepultado de la cuenca de Veracruz

# **CONTENIDO DE LOS TRABAJOS TERMINALES**

## **RESUMEN**

## **INTRODUCCIÓN**

### **CAPITULO I ANTECEDENTES**

### **CAPITULO II CONCEPTOS GENERALES**

#### **II.1 Origen de las presiones anormales**

##### **II.1.1 Nivel piezométrico del fluido**

##### **II.1.2 Características del sistema roca – fluido**

##### **II.1.3 Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito**

##### **II.1.4 Actividad tectónica**

##### **II.1.5 Diagénesis**

##### **II.1.6 Represionamiento o recarga**

##### **II.1.7 Fenómenos osmóticos y de filtración**

##### **II.1.8 Efectos termodinámicos**

#### **II.2 Estabilidad de agujero**

##### **II.2.1 Estabilidad mecánica**

##### **II.2.1 Estabilidad química**

## **CAPITULO III. DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA**

### **III.1 Resumen de operaciones y distribución de tiempos**

#### **III.1.1. Pozo Playuela No. 1**

#### **III.1.2. Pozo Chalpa No. 1**

#### **III.1.3. Pozo Camaronero No. 1**

## **CAPITULO IV. PERFIL DE PRESIONES ANORMALES**

### **IV.1 Análisis de registros geofísicos de zonas problema**

### **IV.2 Comparación de datos geológicos de zonas problema**

### **IV.3 Análisis de presiones de poro y fractura de pozos problema**

## **CAPITULO V. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA PERFORAR POZOS DE ALTA PRESION EN LA CUENCA TERCIARIA DE VERACRUZ.**

### **V.1 Velocidad controlada de perforación**

### **V.2 Perforación con densidad equivalente (equipo bajo balance)**

### **V.3 Empacadores inflables en tuberías de revestimiento**

### **V.4 Tubería de revestimiento expandible**

### **V.5 Colgadores y zapatas rotatorios**

### **V.6 Medición durante la perforación (LWD,PWD)**

### **V.7 Asentamiento de tuberías de revestimiento.**

## **CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **BIBLIOGRAFÍA**

## **INDICE DE FIGURAS**

## **INDICE DE TABLAS**

## RESUMEN

La perforación de pozos exploratorios en la cuenca terciaria de Veracruz presenta una compleja problemática consistente en zonas de alta presión de formación, en conjunto con zonas de menor presión, esto provoca que se presenten flujos de gas, de agua salada y pérdidas de circulación simultáneamente, que ha causado inestabilidad en el agujero, incrementando el tiempo y el costo de los pozos.

La geología de la cuenca terciaria de Veracruz es considerada una de las más complejas debido a las altas velocidades de sedimentación y subsidencia, lo que genera distintos ambientes de depósito, como sistemas deltáicos, abanicos submarinos, canales y progradaciones, formando secuencias arrítmicas de lutitas, areniscas y conglomerados.

Para contar con alternativas que nos permitan convivir con este tipo de problemas y reducir los tiempos no productivos, en el presente trabajo se efectúa un análisis de la situación, iniciando con los antecedentes históricos de la cuenca terciaria de Veracruz, definiendo el concepto de presión anormal y sus posibles orígenes, así mismo los conceptos de estabilidad mecánica y química.

Se describe la problemática de los pozos con el resumen de operaciones de pozos problema y su distribución de tiempos de operación, para posterior en el capítulo 4 tratar el tema del perfil de presiones anormales, con el análisis de los registros geofísicos, la comparación de datos litológicos y con la determinación de gradientes de sobrecarga, poro y fractura.

En el capítulo 5 se analizan y discuten las alternativas para perforar pozos de alta presión de formación en la cuenca terciaria de Veracruz, mediante el uso de tecnología no convencional disponible en el mercado y la modificación de las técnicas operativas, para finalmente efectuar las conclusiones y recomendaciones para poder reducir en tiempo y costo la perforación de pozos en esta zona.

## **CAPITULO II**

### **CONCEPTOS GENERALES**

#### **PRESIÓN NORMAL**

La presión normal esta definida como la presión ejercida por una columna de agua salada de  $1.07 \text{ gr/cm}^3$  desde la superficie hasta la profundidad de la formación en estudio, y expresada como gradiente de presión es de  $0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ .

#### **PRESIÓN ANORMAL**

La presión anormal se define como aquella que es mayor a la presión hidrostática del fluido de formación, y se caracteriza por apartarse de la tendencia normal, por lo tanto, se pueden tener presiones anormales altas y presiones subnormales, siendo las primeras las más frecuentes.

Si la presión de formación excede a la presión hidrostática del fluido contenido en ella, equivalente a una columna de agua salada de  $1.07 \text{ gr/cm}^3$ , se le llama anormalmente alta, geopresurizada, súper presurizada, o simplemente presión anormal.

### **II.1 ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES**

#### **II.1.1 NIVEL PIEZOMÉTRICO DEL FLUIDO**

Si una capa porosa y permeable aflora y ésta se encuentra confinada por estratos impermeables el fluido alcanzará un determinado nivel piezométrico el cual puede ser un parámetro causante de una geopresión, se manifiesta al perforar un pozo artesiano.

### II.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO

En yacimientos cerrados, como formaciones lenticulares, formaciones con grandes buzamientos y anticlinales, las sobre presiones pueden ser generadas si una acumulación de fluidos de baja densidad ( aceite y gas ), desplazan el agua de formación. La acumulación de hidrocarburos tiene un incremento de energía cercano al efecto de flotación del agua desplazada. La energía es mayor en la parte mas somera de la columna y disminuye hasta encontrarse en equilibrio con el agua de la formación en el nivel libre de ésta. La sobre presión generada depende del contraste entre las densidades de los hidrocarburos y del agua desplazada, así como de la altura de la columna de los primeros. La sobre presión en la cima de una columna de gas y agua puede ser calculada por:

$$P = ( P_w / D - P_g / D ) h \text{-----}(3.1)$$

La presión en la cima de gas ( Phc ), se obtiene sumando la presión en el contacto con la sobre presión calculada con la ecuación anterior:

$$P_{hc} = f ( D + h ) + ( w - h_c ) h \text{-----}(3.2)$$

Si el agua en el contacto tiene una presión normal, Pf, la presión en la cima de una columna de gas de 500 pies es aproximadamente 200 psi más grande que la normal para esa profundidad.

El mismo mecanismo se aplica a la acumulación de aceite. Un promedio del gradiente de presión ejercida por una columna de aceite es de 0.325 psi/pie por lo que la sobre presión en la cima de la columna de aceite y agua puede ser estimada como la diferencia entre el gradiente de presión del agua ( 0.465 psi/pie ) y el gradiente de presión ejercido por la columna de aceite ( 0.325 psi/pie ), multiplicándose por la altura en pies de la columna de aceite.

## Capítulo dos

En yacimientos gigantes las geopresiones debidas a las diferencias de densidades en el sistema aceite agua y particularmente en los de gas – agua, son tan grandes que el gradiente de formación se aproxima al gradiente de sobrecarga.

### **II.1.3 RITMO DE SEDIMENTACIÓN Y AMBIENTE DE DEPÓSITO**

A través de este proceso existe energía dentro de la roca, por lo cual se origina flujo de fluidos intersticiales hacia las zonas porosas y permeables que tienen presión baja.

En zonas sobre presionadas se asocian con períodos de rápida depositación, por lo cual la compactación normal se ve interrumpida por una restricción que impide la expulsión de fluidos. Esta restricción es debida a la cementación de arenas y lutitas por sal, calcita, anhidrita, etc.

Las presiones anormales se deben también al ambiente de depósito; por ejemplo un ritmo alto de sedimentación generalmente no desarrolla sobre presiones, si el contenido de arena en la columna es alto.

### **II.1.4 ACTIVIDAD TECTÓNICA**

Las sobre presiones pueden ser el resultado de fallamientos locales o regionales, plegamientos, corrimientos y desprendimientos laterales, represionamiento causado por caídas de bloques fallado, movimientos diapíricos de sal y/o lutita, temblores, etc.



## II.1.5 DIAGÉNESIS

La diagénesis es la Alteración de los sedimentos y sus constituyentes minerales, posterior al depósito e involucra formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización de las sustancias en sedimentos y lutificación.

La diagénesis contribuye al origen de presiones anormales al incrementar el contenido de agua en el sistema. La montmorillonita , el mineral predominante en algunas lutitas se altera a illita bajo condiciones de temperaturas y presiones altas que acompañan el sepultamiento. Un importante estado de hidratación ocurre a la profundidad correspondiente a una temperatura cercana a 221 °F, y ésta alteración libera agua, en una cantidad aproximadamente igual a la mitad del volumen de la montmorillonita alterada.

Si la expulsión de este fluido se inhibe con él continuo enterramiento el fluido dentro de la roca absorbe el incremento de carga, generándose una sobre presión.

La importancia de la diagénesis en la generación de presiones anormales no es cuantificable con precisión, ya que otros mecanismos se involucran para inhibir el escape de fluidos.

Hay que notar que el gradiente de temperatura se incrementa en la cima de la zona bajo compactada, debido a que los minerales tienen mayor conductividad térmica que el agua; un abrupto incremento de temperatura en la cima de la sección anormal indica, por lo tanto, un alto contenido de agua, de lo cual se infiere que la salida de fluidos fue interrumpida, generándose una sobre presión.

### **II.1.6 REPRESIONAMIENTO O RECARGA**

Otro origen de las presiones anormales es la recarga de fluidos en la zona porosa y permeable, si existe una redistribución de fluidos por flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable. El medio puede ser una falla, fisura o agujero, y la energía potencial que se genera puede ser transferida por:

1. - Fluidos de baja densidad ( aceite o gas ) del yacimiento normalmente presionado
2. - A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada

### **II.1.7 FENÓMENOS OSMÓTICOS Y DE FILTRACIÓN**

La presión osmótica tiene origen cuando dos soluciones de diferente concentración o un solvente puro y una solución, están separados por una membrana semi-impermeable. El flujo osmótico continua hasta que el potencial químico es el mismo en ambos lados de la barrera. Experiencias en campo y laboratorio indican que las lutitas sirven como membranas semi-impermeables.

### **II.1.8 EFECTOS TERMODINÁMICOS**

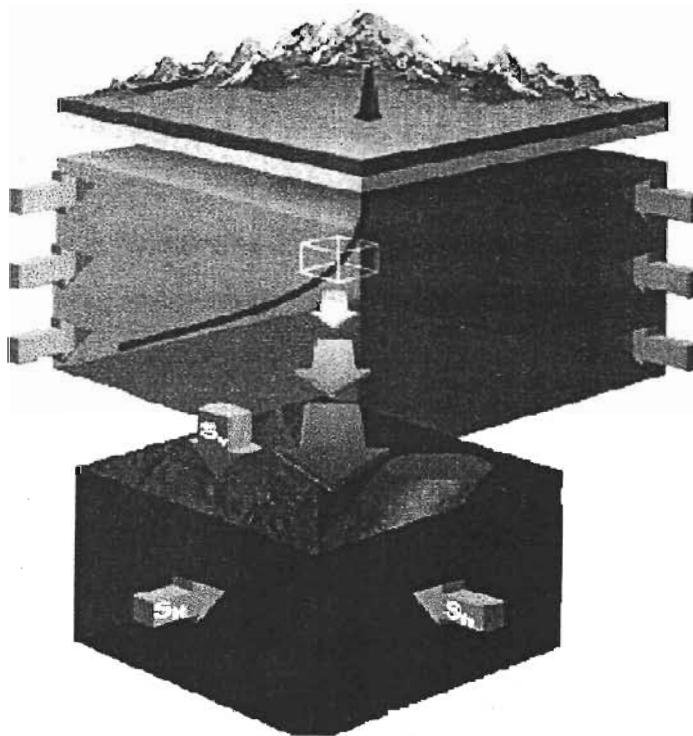
Los procesos termodinámicos generan presiones anormales, ya que incrementan el volumen de los fluidos en los poros, dando resultado a la sobre presión adicional a la presión interna de las formaciones, causada por la sobrecarga.

El efecto de la temperatura es mayor que el de la presión. Considérese un incremento de temperatura y presión a una cierta profundidad, el agua se expande debido al aumento de temperatura en un ritmo mayor que a comprimirse, en respuesta al incremento de presión. De lo anterior quiere decir que disminuye la densidad del fluido por lo tanto el volumen aumenta y en consecuencia la presión.

## II.2 ESTABILIDAD DE AGUJERO

### II.2.1 ESTABILIDAD MECÁNICA

Las rocas en su estado natural se encuentran sometidas a esfuerzos en tres direcciones principales, verticalmente por la sobrecarga de los sedimentos,  $S_v$ , y horizontalmente en dos direcciones ortogonales. Los dos esfuerzos horizontales generalmente no son iguales, el máximo y mínimo esfuerzo horizontal se denotan como  $S_H$  y  $S_h$  respectivamente.



**FIGURA 2.2.1 Estado de esfuerzos in situ**

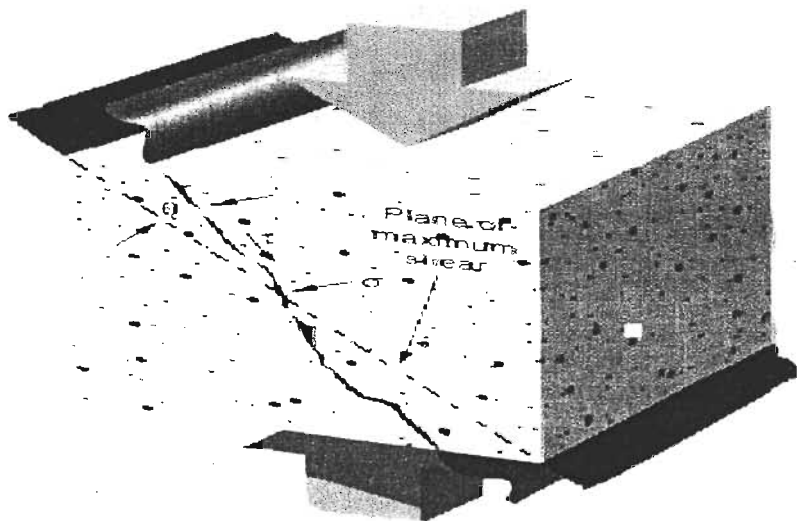
A medida que se perfora un pozo, la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo debe reemplazar la pérdida de soporte causada por la remoción de la columna de roca original, pero dado que la presión del lodo es uniforme en todas las direcciones no es posible balancear los esfuerzos completamente.

## Capítulo dos

En consecuencia la roca alrededor del pozo se distorsiona, entra en estado de tensión y puede fallar si la redistribución de esfuerzos excede la resistencia de la roca.

Los esfuerzos de tensión dan lugar a uno de los mecanismos de fallas. Estas ocurren cuando la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo toma valores muy altos, originando esfuerzos de tensión sobre la pared del pozo que pueden exceder la resistencia de la roca a la tensión. Esto provocará fracturas en la roca a lo largo de un plano perpendicular a la dirección del esfuerzo mínimo in situ, en general es uno de los esfuerzos horizontales, lo cual podría acompañarse con pérdidas de circulación.

Alternativamente la formación puede fallar por los esfuerzos de compresión, esto comúnmente se predice con el modelo de Mohr – Coulomb, en el cual los esfuerzos máximos y mínimos en la pared del pozo controlan el mecanismo de rotura, se asume que el esfuerzo con valor intermedio no tiene efecto.



**FIGURA 2.2.2** Criterio de rotura por compresión

## Capítulo dos

Las roturas por compresión pueden atribuirse tanto a los lodos muy pesados como muy livianos. En ambos casos se originan rompimientos y la formación se derrumba, los recortes pueden acumularse en el pozo y originar aprisionamientos o hasta el colapso del pozo.

La teoría de fallas por compresión se remonta a 1760 cuando el físico Charles Agustín de Coulomb descubrió que el esfuerzo de corte máximo ocurre en planos a  $45^\circ$  con respecto a la carga compresional. Sin embargo, él observó que las fracturas tendían a orientarse en ángulos menores. Concluyó entonces que esto se debía a la fricción interna impuesta por los esfuerzos perpendiculares al plano de fractura, lo que a la vez aumentaba la resistencia cohesiva de los materiales, desarrollando así la ecuación que relaciona el esfuerzo de corte con el esfuerzo normal al punto de falla, la cual todavía tiene vigencia.

### **II.2.1 ESTABILIDAD QUÍMICA**

Los mecanismos de interacción del sistema roca-fluido también son estudiados desde el punto de vista Físicoquímico, que es la influencia del fluido de perforación sobre los fluidos de la formación y con la formación misma. Se ha considerado que los mecanismos de interacción del sistema roca-fluido se deben a procesos asociados con la adsorción y desorción, pero no han sido satisfactoriamente definidos.

Durante el proceso de perforación el lodo y su filtrado, hidratan a la formación, si la fase continúa del lodo, no esta balanceada químicamente con la formación, esta hidratación reduce la estabilidad de la formación, produciéndose problemas de agujero.

## Capítulo dos

En un fluido con fase continua acuosa se agregan cationes de las sales Na, Ca, K, y algunos mas en conjunto con polímeros para que produzcan en la estructura de las arcillas una inhibición, evitando con esto una hidratación posterior severa, este tipo de fluidos de perforación se les conoce como lodos inhibidos. En los fluidos con fase continua a base de aceite, la hidratación es con aceite, pero aún así hay fenómenos osmóticos que se presentan, y si no se cuenta con iones inhibidores en solución se puede presentar una inestabilidad del agujero.

La formación se hidrata o deshidrata cuando esta expuesta a un lodo, si existe una diferencia de salinidades entre la formación y el fluido de perforación. La fuerza osmótica que se desarrolla puede ser de adsorción y de absorción dependiendo de la salinidad del fluido de perforación y la de formación.

Con lodos de emulsión inversa, la inestabilidad de una formación puede controlarse adecuadamente regulando la salinidad de la fase acuosa del lodo. La salinidad requerida varía en función de la profundidad, presión de poro y la salinidad del agua de formación, por experiencia se ha encontrado que una salinidad mayor a las 300,000 ppm da una adecuada estabilidad del agujero.

En general, la inestabilidad de agujero que se produce por medio físicoquímico, se trata de un intercambio electrónico entre iones en solución, para evitar que esto suceda, las cargas deben de estar balanceadas, y esto se logra con el uso de cationes en solución en el fluido de perforación que se neutralicen con los iones contenidos en el agua de la formación y en ella misma.

## CAPITULO III

### DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

En este capítulo se detallarán algunos de los problemas de pozos representativos.

#### III.1 RESUMEN DE OPERACIONES Y DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS DE OPERACION

##### III.1.1 POZO PLAYUELA 1

Este pozo quedó ubicado en la Cuenca Terciaria de Veracruz, dentro del Proyecto Papaloapan; a 545 m al S57° 45'W del pozo Tlalixcoyan-1, sobre el punto de tiro 630 de la línea sísmológica 67B/9 del prospecto Veracruz-Novillero, en el municipio de Tlalixcoyan, Ver.

La localización Playuela-1, se ubica al NW del Campo Cocuite, en donde se ha propuesto la presencia de trampas estratigráficas-estructurales constituidas por rocas clásticas del Mioceno Superior. Las cimas calculadas a los cuerpos productores son a 2440 mvbnt y 2920 mvbnt respectivamente, con una profundidad original de 3100mbnt.

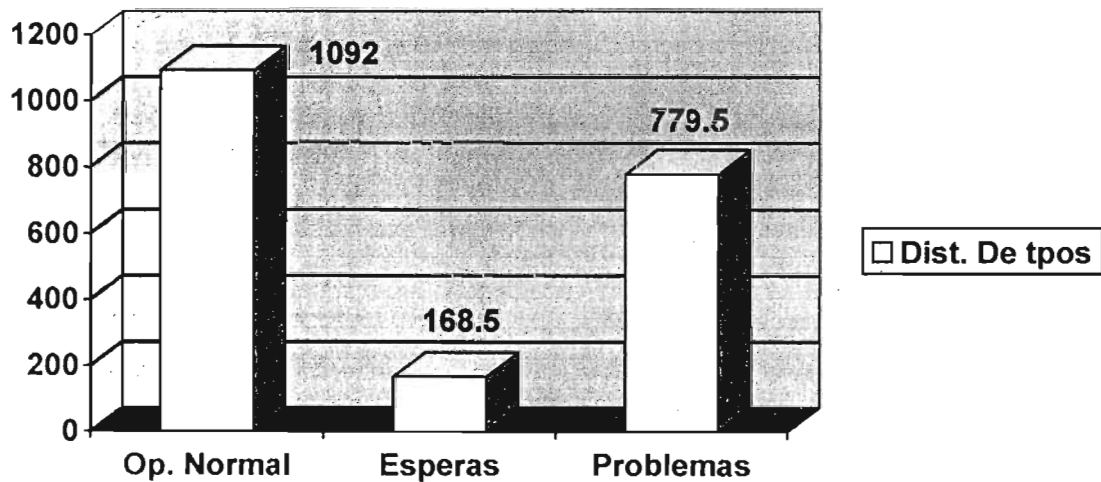
#### Resumen Playuela 1

Profundidad total:	2973m
Días totales:	85
Días en perforación normal:	45.51
Días de esperas:	7.02
Días en problemas:	32.47

PROFUNDIDAD (m)	AG - TR (pg)	LODO - DENSIDAD (g/cc)	OBSERVACIONES
0 - 25	26 - 20	Bentonítico 1.10	CEMENTO TR A 25m
25 - 400	17 ½ - 13 3/8	Bentonítico 1.18	CEMENTO TR A 350m
400 - 2000	12 ¼ - 9 5/8	E. I. 1.30	CEMENTO TR A 2000m
2000 - 2580	8 ½ - 7	E. I. 1.80	Perforando a 2055m gasificación de 1.50 a 1.45 g/cc 20 minutos ajustó densidad a 1.65 g/cc. Perforando a 2345m gasificación de 1.65 a 1.05 g/cc, cerró pozo, circuló quemando gas ajustó densidad a 1.77 g/cc Perforando a 2641m, al hacer conexión observó sarta atrapada, efectuó string

### Capítulo tres

			shot, dejando como pez bna y herramienta, ajuste densidad a 1.95 g/cc, pérdida de circulación, gasificaciones constantes, lodo contaminado con agua salada, tomo registros, metió y cemento TR de 7 pg a 2580m
2580 - 2973	5 7/8 – 3 1/2	E. I. 2.42 g/cc	<p>Este intervalo se perforó con tubing less de 3 ½ pg, con densidad de hasta 2.42 g/cc, observando constantes gasificaciones, severas pérdidas de circulación, intentos de atrapamiento de sarta, perforando con obturante en el lodo, en repetidas ocasiones se cerró el pozo para su control, quemando abundante gas, manifestaciones a las siguientes profundidades:</p> <p>2630m intento de atrapamiento de sarta en repetidas ocasiones, se incremento densidad de 2.15 a 2.35 g/cc logrando pasar.</p> <p>2744m gasificación de 2.38 a 2.09 g/cc</p> <p>2794m cerró pozo por fuerte flujo controló pozo con 2.40 g/cc</p> <p>2810m cerró pozo por fuerte flujo controló con 2.42 g/cc</p> <p>2937m cerró pozo por fuerte flujo controló con 2.42 g/cc</p> <p>2973m se determinó terminar de perforar a esta profundidad debido a los continuos problemas de pérdida de circulación y flujos, cementándose el tubing less.</p>

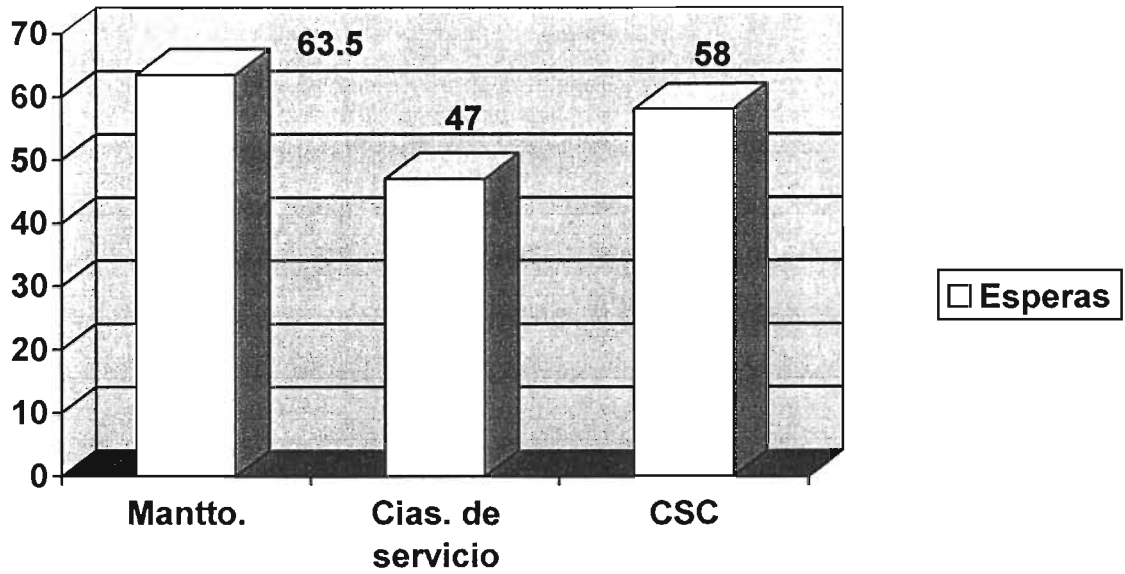


Total de 2040 hrs. = 85 días.

FIGURA 3.1.1.1 Distribución de tiempos Pozo playuela 1

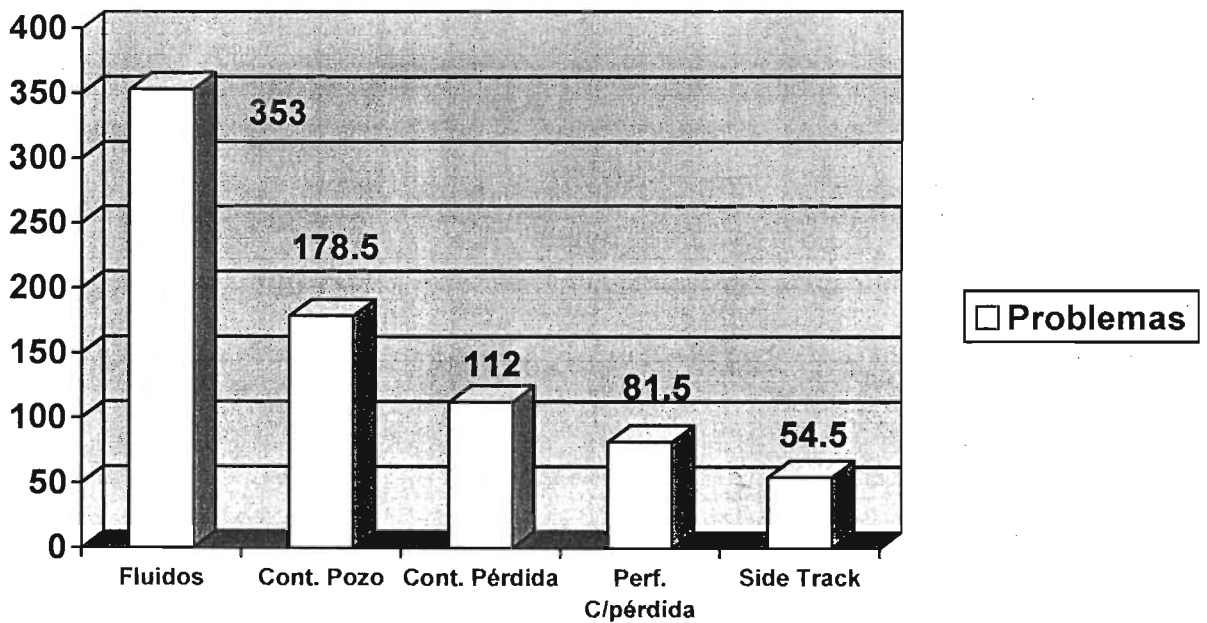


Capítulo tres



Total de 168.5 hrs. = 7.02 días

FIGURA 3.1.1.2 Tiempos de espera pozo playuela 1



Total de 779.5 hrs. = 32.47 días

FIGURA 3.1.1.3 Tiempos de problemas Pozo Playuela 1

## Capítulo tres

### III.1.2 POZO CHALPA 1

Este pozo quedo ubicado dentro de la cuenca terciaria de Veracruz a 14.5 Km. al S 11° 00' E del pozo Mirador-1 el cual se explotó en desarrollos conglomeraticos de la Formación La Laja, teniendo una producción acumulativa de 2,571.3 MMPC de gas no asociado (428,551 BPCE); sin embargo por problemas mecánicos se taponó el 17 de enero de 1972.

Cercano se tiene también el pozo Estanzuela-1, el cual se sitúa a 10 km al S 62° 00' W de la localización, resultando productor de aceite y gas en un horizonte de areniscas de 9 m de espesor perteneciente al Mioceno Medio parte Inferior, además presentó manifestaciones de gas en intervalos porosos del mismo nivel estratigráfico.

Este pozo se programó originalmente a los 3300m, perforándose esta misma profundidad.

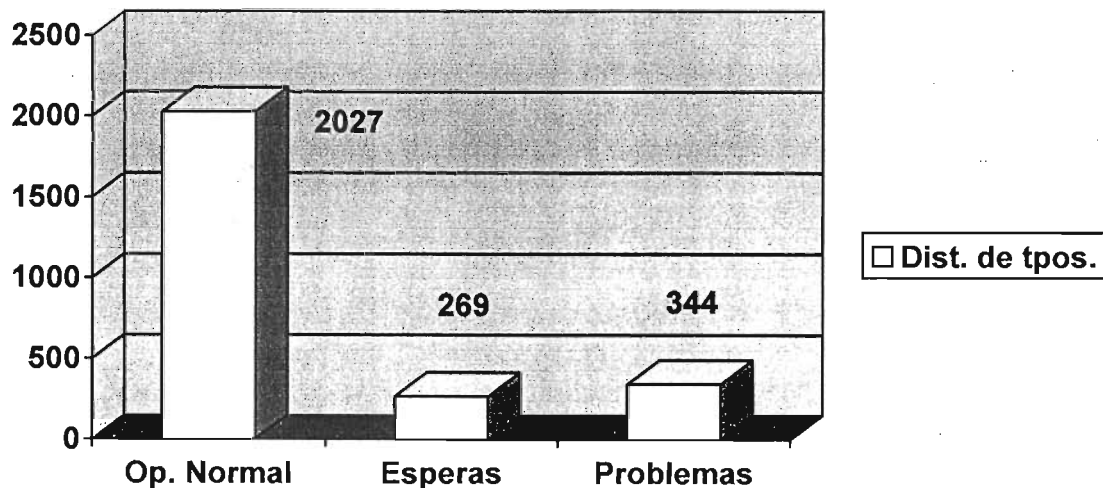
#### Resumen Chalpa 1

Profundidad total:	3300m
Días totales:	110
Días en perforación normal:	85
Días de esperas:	11
Días en problemas:	14

PROFUNDIDAD (m)	AG - TR (pg)	LODO - DENSIDAD (g/cc)	OBSERVACIONES
0 - 35	26 - 20	Bentonitico 1.10	CEMENTO TR A 35m
35 - 500	17 ½ - 13 3/8	Bentonitico 1.18	CEMENTO TR A 500m
500 - 2270	12 ¼ - 9 5/8	E. I. 1.32	Perforando a 1541m, gasificación de 1.20 a 1.14 g/cc, ajusto densidad a 1.23 g/cc Perforando a 2170m gasificación de 1.32 a 1.25 g/cc perforó a 2275m, tomo registros, metió y cemento TR a 2270m
2270 - 2906	8 ½ - 7	E. I. 1.90	Perforando a 2464m gasificación de 1.32 a 1.12 g/cc ajustó densidad a 1.40 g/cc, al tomar registros observo flujo, incremento densidad a 1.50 g/cc. Perforando a 2887m gasificación 1.57 a 1.48 g/cc ajustó densidad a 1.64 g/cc Perforando a 2934m incrementó densidad por columna gasificada a 1.82

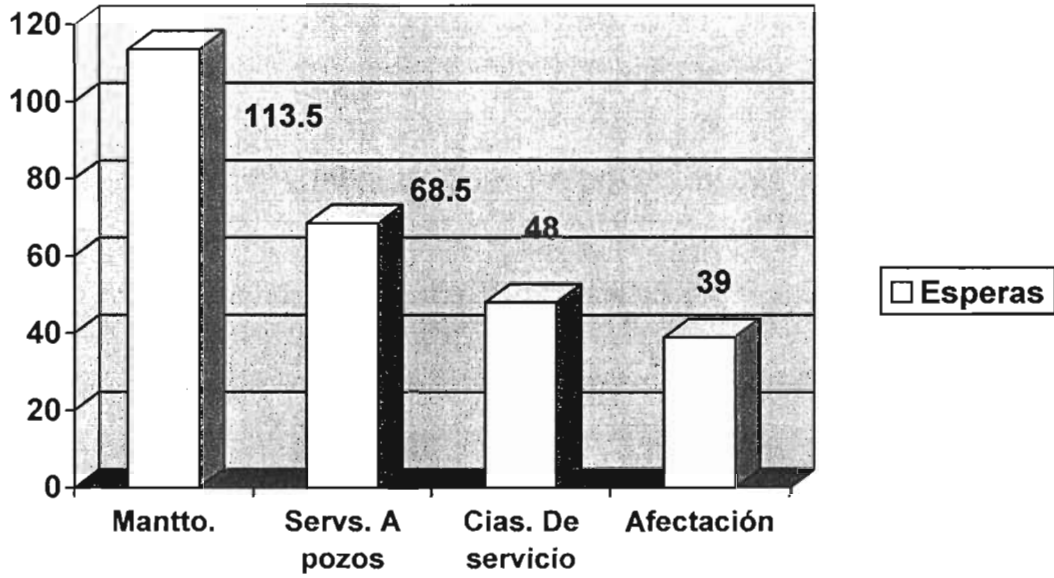
### Capítulo tres

			g/cc en la entrada y 1.78 g/cc en la salida. Perforó a 3067m Obs., gasificación, incremento densidad a 1.90 g/cc, pérdida total de circulación, bajo densidad a 1.87 g/cc, trabajó c/obturante, a partir de aquí se observa presencia de agua salada con densidad menor a 1.88 g/cc y con 1.90 pérdida parcial, trabajo con baches de lodo pesado para hacer una equivalente en el fondo, continuo con el problema de flujo de agua salada y pérdida de circulación, logro controlar con un TxC de cemento, tomo registros, metió TR a 2906m resistencia, cemento misma con pérdida
2906 - 3300	5 7/8 – 4 1/2	E. I. 2.15 g/cc	A 3069m con densidad de 2.07 g/cc, gasificación densidad de 2.05 a 1.85 g/cc eliminando 10 m3 de lodo contaminado con agua salada incrementó densidad paulatinamente a 2.15 g/cc, verificando que ya no entrara más agua salada. Perforando a 3136m gasificación de 2.15 a 2.02 g/cc Perforando a 3268m gasificación, cerró pozo quemó gas, densidad mínima de 1.70 g/cc. Perforó a 3300m, tomo registros, metió y cementó liner de 4 1/2 con pérdida de 8m3 de lodo.



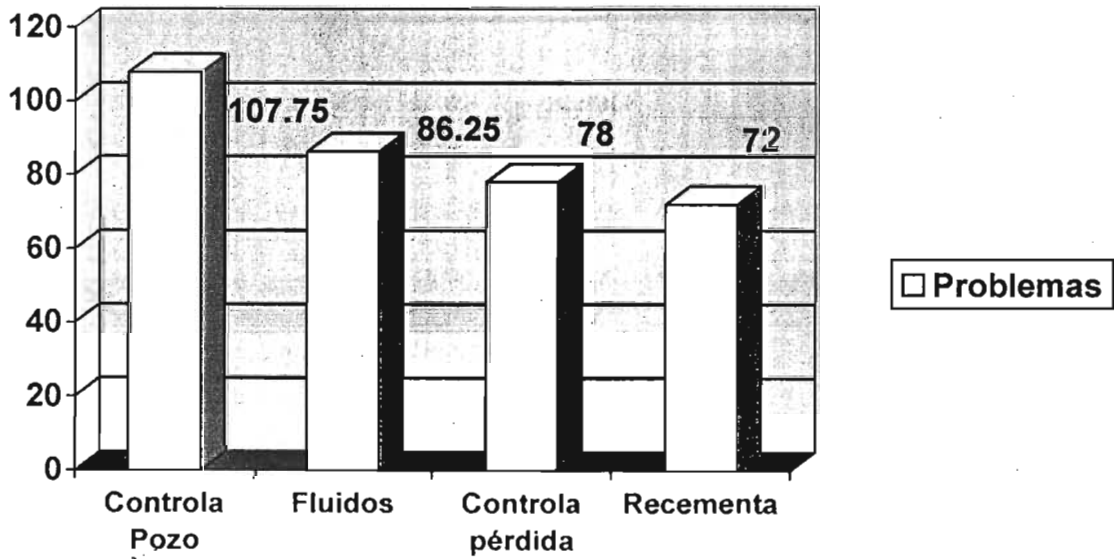
Total de 2640 hrs. = 110 días  
**FIGURA 3.1.2.1 Distribución de tiempos pozo Chalpa 1**

Capítulo tres



Total de 269 hrs. = 11.21 días

FIGURA 3.1.2.2 Tiempos de espera Pozo Chalpa 1



Total de 344 hrs. = 14.33 días

FIGURA 3.1.2.3 Tiempos de problemas Pozo Chalpa 1

### IV.1.3 POZO CAMARONERO 1-A

La localización Camaronero-1 quedó ubicada sobre la planicie Costera del Golfo de México, comprendida dentro del Proyecto de Inversión Cosamaloapan, a 14.5 Km. al SE de la Ciudad de Alvarado, Ver. y a 11.2 Km. al SE del pozo Antón Lizardo-1.

A una distancia relativamente cercana a 11.2 km al NW de la localización en 1967 se perforó el pozo Antón Lizardo-1, resultando taponado por accidente mecánico, presentó manifestaciones de hidrocarburos en el Mioceno Medio Temprano, Mioceno Inferior y en el Oligoceno. Se efectuaron pruebas de formación en distintos intervalos con resultados no satisfactorios por dificultades mecánicas.

#### Resumen Camaronero 1-A

Profundidad total:	3500m
Días totales:	110
Días en perforación normal:	85
Días de esperas:	11
Días en problemas:	14

PROFUNDIDAD (m)	AG - TR (pg)	LODO - DENSIDAD (g/cc)	OBSERVACIONES
0 - 18	36 - 30	Bentonítico 1.10	CEMENTO TR A 18m
18 - 300	26 - 20	Bentonítico 1.18	CEMENTO TR A 300m
300 - 800	22 - 16	E. I. 1.38	CEMENTO TR A 800m
800 - 2500	17 1/2 - 13 3/8	E. I. 1.55	Efectuó prueba de goteo con lodo de 1.38 g/cc y 750 psi densidad equivalente de 2.03 g/cc. Perforando a 2245m gasificación de 1.39 a 1.15 g/cc ajustó densidad a 1.45 g/cc a 2450 a 1.46 g/cc a 2500m a 1.55 g/cc por columna gasificada, perforó a 2500m levantó bna a 2080m circuló, en espera de rams , observó pérdida total de circulación, colocó baches con obturante , tomó registros y metió TR de 13 3/8 pg sin desplazamiento, cementó sin circulación.
2500 - 2660	24 ¼ x 14 ¾ - 11 ¾	E. I. 2.23	Perforó a 2510m, efectuó prueba de goteo con lodo de 1.60 g/cc, 1525 psi con densidad equivalente de 2.03 g/cc, densificó por programa a 2520m a 1.85

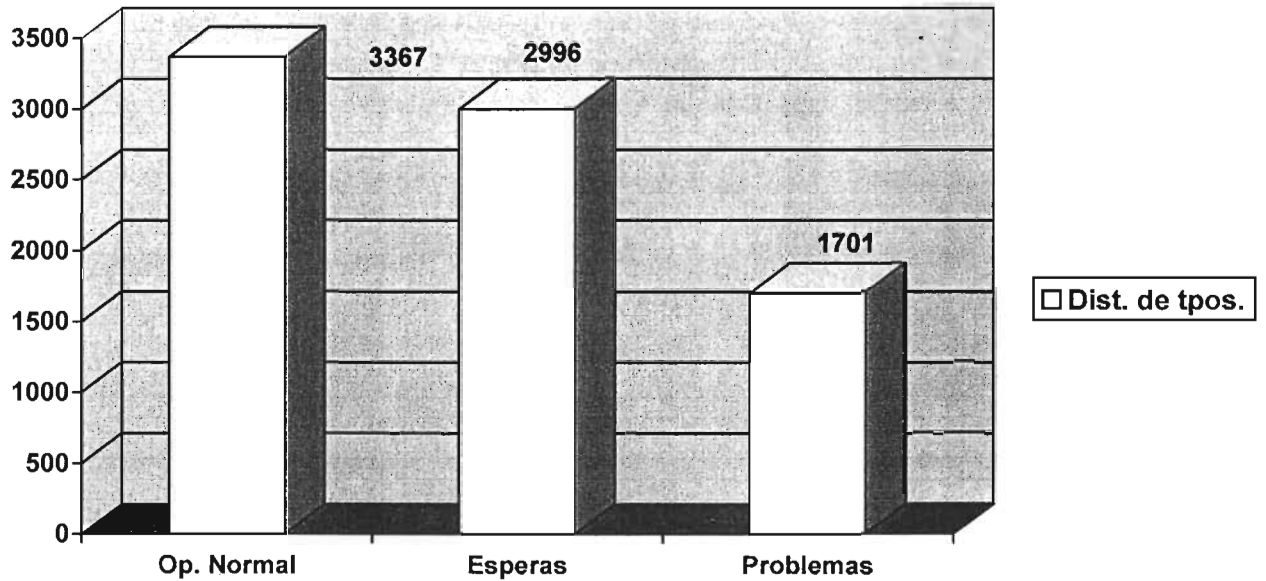
### Capítulo tres

			<p>g/cc, perforando a 2605m gasificación, densifica a 1.90 g/cc, perforó a 2623m, gasificación, densifica a 1.93 g/cc, en la entrada, cerró pozo, densifica a 1.98 g/cc, circuló sin emparejar columnas, quemando gas, lodo contaminado con agua salada, suspende, TP=300, TR=400 psi, acondicionó lodo a 2.02 g/cc. Circuló sin emparejar columnas, separó 80 m<sup>3</sup> de lodo contaminado con agua salada, acond. Lodo a 2.05 g/cc, circuló sin emparejar, lodo contaminado con agua salada 180 m<sup>3</sup>, ajustó densidad a 2.10 g/cc, circuló, máxima densidad de salida de 2.00 g/cc, metió barrena a 2616m resistencia, torsión, columna gasificada entrada de 2.10 y salida de 1.95 g/cc, reconoció a 2623m, repasando en repetidas ocasiones, observando pérdida parcial de lodo de 30 m<sup>3</sup>, lodo contaminado con agua salada, perforó a 2660m, cerro pozo por falta de lodo, acondicionó 225 m<sup>3</sup> de lodo de 2.11 g/cc, circuló sin lograr controlar pozo, máxima densidad de salida de 1.97 g/cc, densificó a 2.14 g/cc, circuló sin controlar, pérdida de lodo de 150 m<sup>3</sup>, densificó a 2.23 g/cc, circuló con pérdida parcial, logrando controlar el pozo, sacó bna a la superficie, instaló URE, observó flujo, regresó fluidos a formación, tomó registros, metió liner de 11 ¾ sin observar desplazamiento a 2623m, resistencia, trató de vencer resistencia, sin éxito, cementó liner sin circulación y sin alcanzar presión final.</p>
2623 - 2689	10 5/8 x 12 ¼ - 9 5/8	2.25	<p>Problemas de flujos de gas, agua salada y pérdida de circulación al reconocer el interior, perforó de 2660 a 2670m, con lodo de 2.17 g/cc con pérdida de circulación, observando gasificación de fondo, aumentando densidad a 2.26 g/cc por atrapamiento de sarta y recuperación de derrumbe, perforó a 2675m con pérdida total de circulación, suspendió. colocó baches con obturante, restableció circulación, repasó y estabilizó de 2670 a 2675m en varias ocasiones con lodo de 2.15 g/cc, perforó a 2678m, ajustando densidad a 2.20 g/cc por columna gasificada y presencia de agua salada, metió retenedor de cemento a 2590m, efectuó forzada, sin éxito, conectó stinger por segunda ocasión repitió forzada, metió</p>

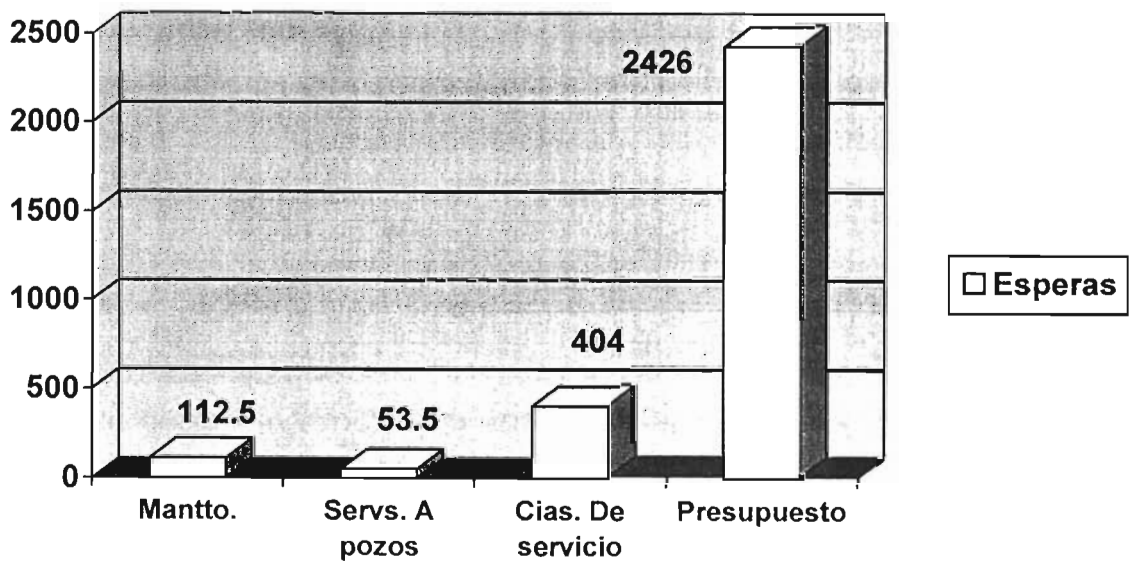
### Capítulo tres

			molino, rebajó retenedor, observó fuerte empuje del pozo, , controló con 2.20 g/cc, continuó rebajando con pérdida parcial, sacó a superficie controlando contra formación, metió bna, repasando de 2650 a fondo, perforó a 2689m, observando empacamiento de sarta y pérdida total de circulación, liberó sarta recuperando derrumbe, metió liner 9 5/8" a 2663m, resistencia trabajo misma sin éxito, logrando deslizar a 2670m, cemento liner con pérdida de lodo, metió complemento y cemento mismo.
2670 - 2995	8 3/8 - 7	2.42	Con lodo de 2.32 g/cc perforó de 2689 a 2700m, gasificación, sacó a la zapata, ajusto densidad a 2.37 g/cc, lodo contaminado con agua salada, perforó a 2713m, pérdida de 30 m3 de lodo, continuó perforando a 2786m, bajando densidad al lodo y manteniendo equivalente en el fondo con equipo bajo balance, perforó a 2995m, observó empacamiento de sarta, ajustó densidad a 2.42 g/cc, saco bna, intento tomar registros sin éxito por resistencia a 2675m, metió bna al fondo, g/cc, repasó en repetidas ocasiones de 2600 a 2678m, tomo registros de 2670 a 2995m, metió liner de 7, intentó anclar colgador sin éxito en varias ocasiones, asentó TR de 7 en el fondo y cemento.
2995 - 3500	5 7/8 - 5	2.45	Tomó registro CBL, metió bna con lodo de 2.04 g/cc, perforó zapata, observó empuje del pozo, ajustó densidad a 2.37 g/cc, controló y sacó bna a superficie, metió retenedor de cemento y efectuó forzada, rebajó retenedor, zapata y cemento, y perfora con lodo de 2.24 g/cc de 2996 a 3021m, cortó núcleo , perforó a 3086m, gasificación ajustó densidad a 2.26 g/cc, cortó núcleo, perforando a 3262m, gasificación , lodo a 2.31 g/cc, circuló, pérdida parcial, ajustó densidad a 2.40 g/cc, lodo contaminado con agua salada, perfora a 3475m, con pérdida parcial de 2 m3 por hora, observa gasificación, lodo de 2.38 en la entrada, salida de 2.05 g/cc, ajusto densidad a 2.45 g/cc, controlando, circuló tomo registros y metió liner de 5 pg, con retenedor de cemento efectuó forzada al liner de 5, rimo boca de liner de 7, metió complemento de TR de 7 pg y cemento mismo.

### Capítulo tres



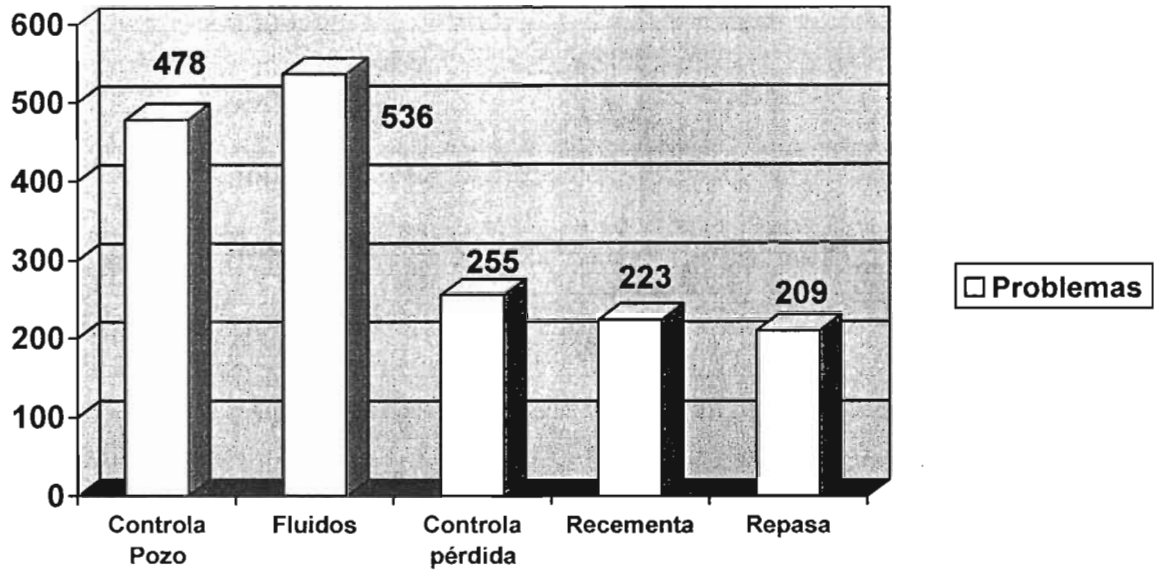
Total de 8064 hrs. = 336 días  
FIGURA 3.1.3.1 Distribución de Tiempos Pozo Camaronero 1A



Total de 2996 hrs. = 124.83 días  
FIGURA 3.1.3.2 Tiempos de espera Pozo Camaronero 1A



### Capítulo tres



**Total de 1701 hrs. = 70.875 días**  
**FIGURA 3.1.3.3 Tiempo de problemas Pozo Camaronero 1A**

Se tomaron como ejemplo estos tres pozos debido a su ubicación dentro de la cuenca terciaria de Veracruz, siendo el pozo Chalpa 1, el más localizado al sur, el Playuela esta en la parte norte central, y el pozo Camaronero 1-A en la parte Norte- Este, muy cerca de la costa.

La similitud en la problemática de estos tres pozos es evidente, problemas de flujos de gas, agua salada y pérdida de circulación, y la afectación en los tiempos de operación es crítica, en promedio en estos pozos, los tiempos no productivos derivados de esta problemática es de la magnitud de un 30 % del total del tiempo de operación, lo que se refleja de sobremanera en los costos de perforación.

## CAPITULO IV

### PERFIL DE PRESIONES ANORMALES

#### IV.1 ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE ZONAS PROBLEMAS

En este capítulo se analizarán los registros geofísicos en dos de los tres pozos tomados como ejemplo de la problemática, se omite el pozo Playuela debido a que no se pudo tomar ningún registro, se efectuará el análisis con los registros de los pozos Camaronero 1-A y con el pozo Chalpa 1.

En el pozo Chalpa 1 los problemas de flujos y pérdidas de circulación iniciaron a los 2900m a continuación se presenta el estado mecánico y los registros geofísicos de zonas problema.

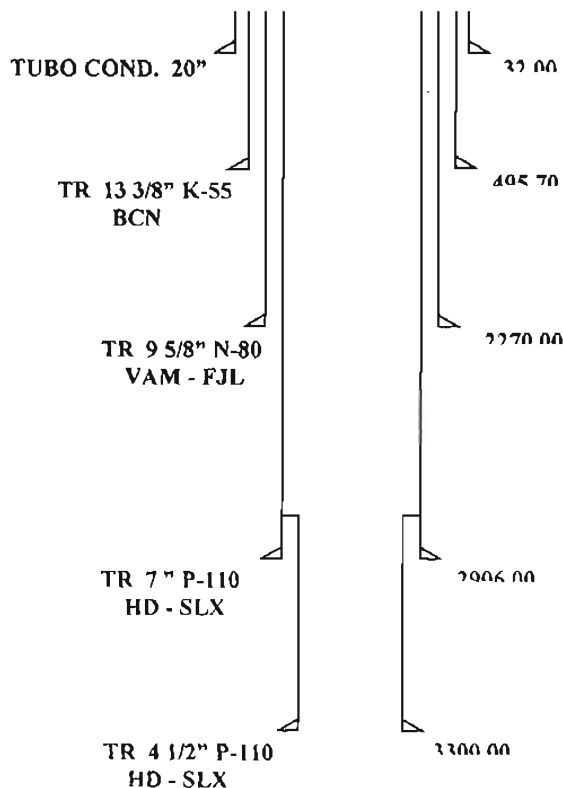


FIGURA 4.1.1 Estado Mecánico Pozo Chalpa 1

Capítulo cuatro

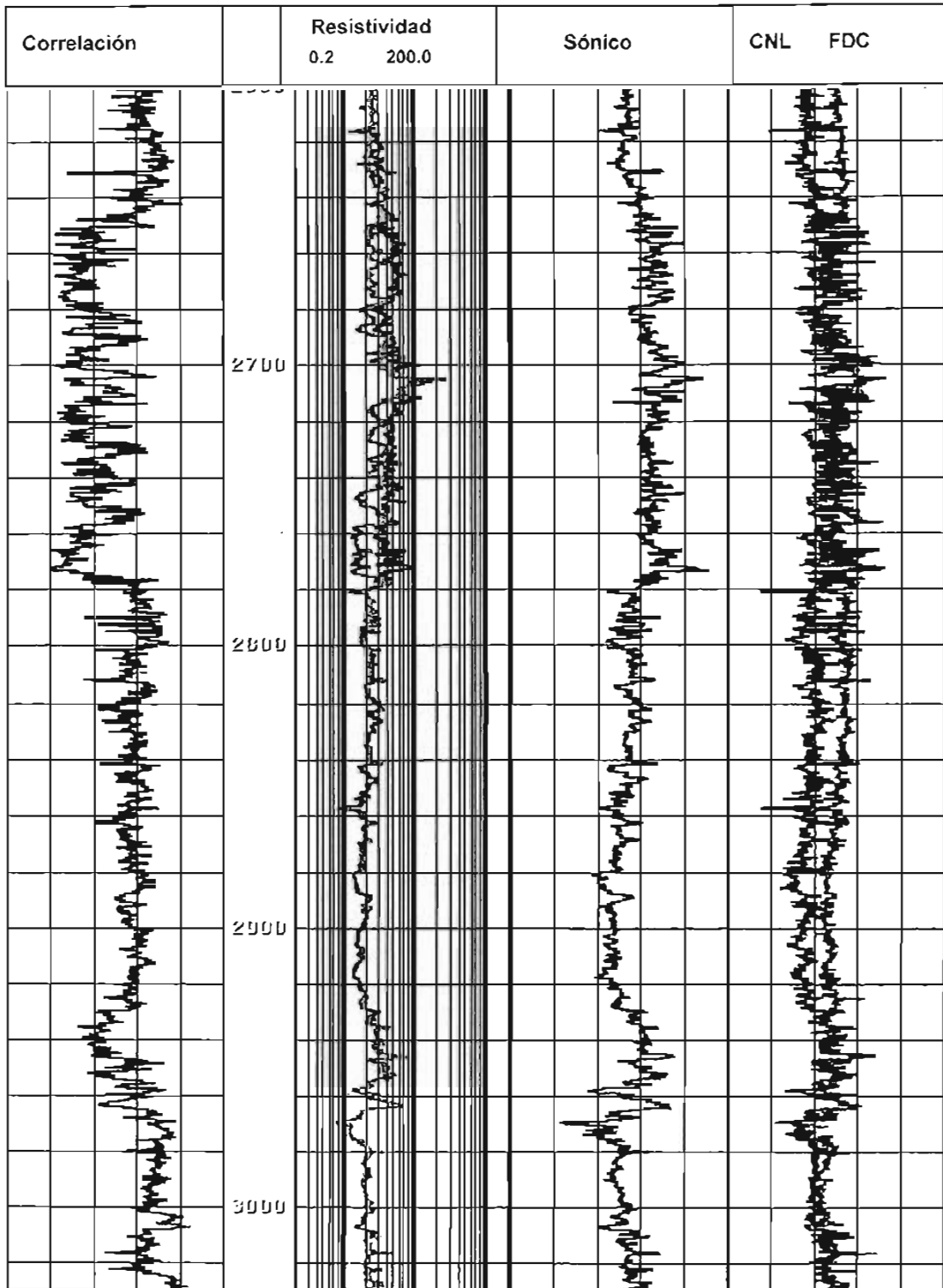


FIGURA 4.1.2 Registros pozo Chalpa 1 2650 – 3000m

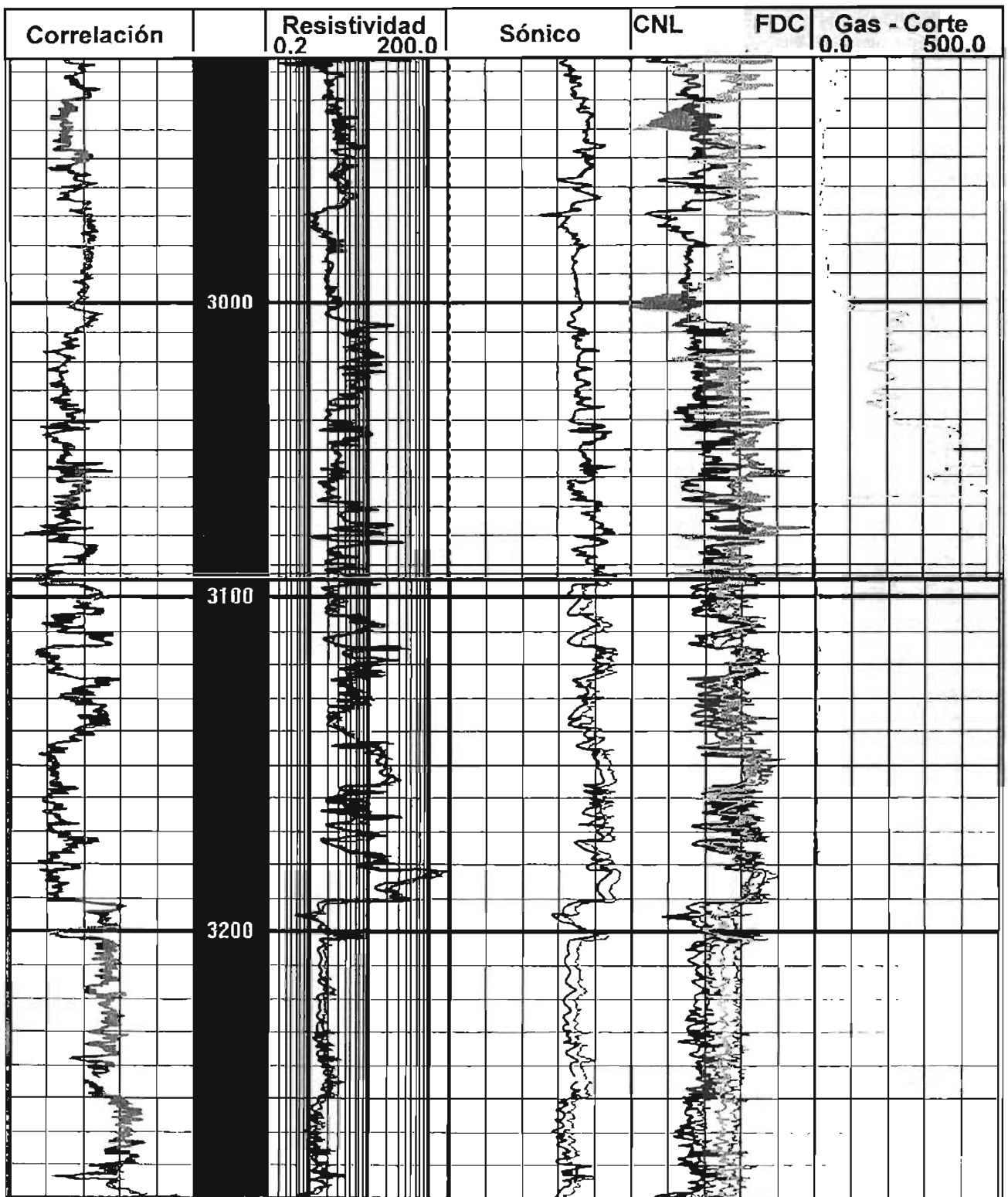


FIGURA 4.1.3 Registros Pozo Chalpa 1 3000-3300m

## Capítulo cuatro

Del análisis de la curva de rayos gamma se observa que hay 3 posibles zonas que nos indican sobre presión la primera inicia aproximadamente a 2650m y termina a los 2780m, otra con inicio a los 2920m y termina a los 2980m, y por último una que inicia a los 3090m y que termina a los 3140m.

Lo anterior se confirma con las curvas de resistividad y con la de tiempo de tránsito, en las que a las mismas profundidades tienen cambios en la tendencia, en la de rayos gamma se observa una disminución en la tendencia normal, en la de resistividad de igual manera, e incrementando en la curva de tiempo de tránsito.

En el resumen de operaciones se observa que a 2464m se tuvieron gasificaciones pero fueron causadas por llevar una muy baja densidad, 1.32 gr/cm<sup>3</sup>, se controlaron estas gasificaciones incrementando la densidad a 1.48 gr/cm<sup>3</sup>.

En la zona de 2600 a 2800m no se presentaron problemas, aunque en el registro marca una posible zona sobre presionada, se atravesó con un incremento de densidad paulatino de 1.48 a 1.57 gr/cm<sup>3</sup>, sin mayores problemas.

Como anteriormente se mencionó, otra posible zona sobrepresionada inicia a los 2920m, se confirma esto con el resumen de operaciones del pozo, los problemas iniciaron a los 2923m, al estar perforando con una densidad de 1.59 gr/cm<sup>3</sup> gasificó la columna de fluido de perforación incrementando la densidad a 1.64 gr/cm<sup>3</sup>, continuó perforando a 2934m, y por continuar la columna gasificada se cerró el pozo y se ajustó la densidad a 1.72 gr/cm<sup>3</sup>, continuó la perforación a 3002m, con gasificaciones continuas y sin lograr emparejar el lodo, incremento la densidad a 1.78 gr/cm<sup>3</sup>, continuó perforando hasta 3067m en donde se tuvo que incrementar la densidad del fluido de perforación a 1.90 gr/cm<sup>3</sup>, para controlar las gasificaciones y la entrada de agua salada que manifestaba el fluido, pero al tener

## Capítulo cuatro

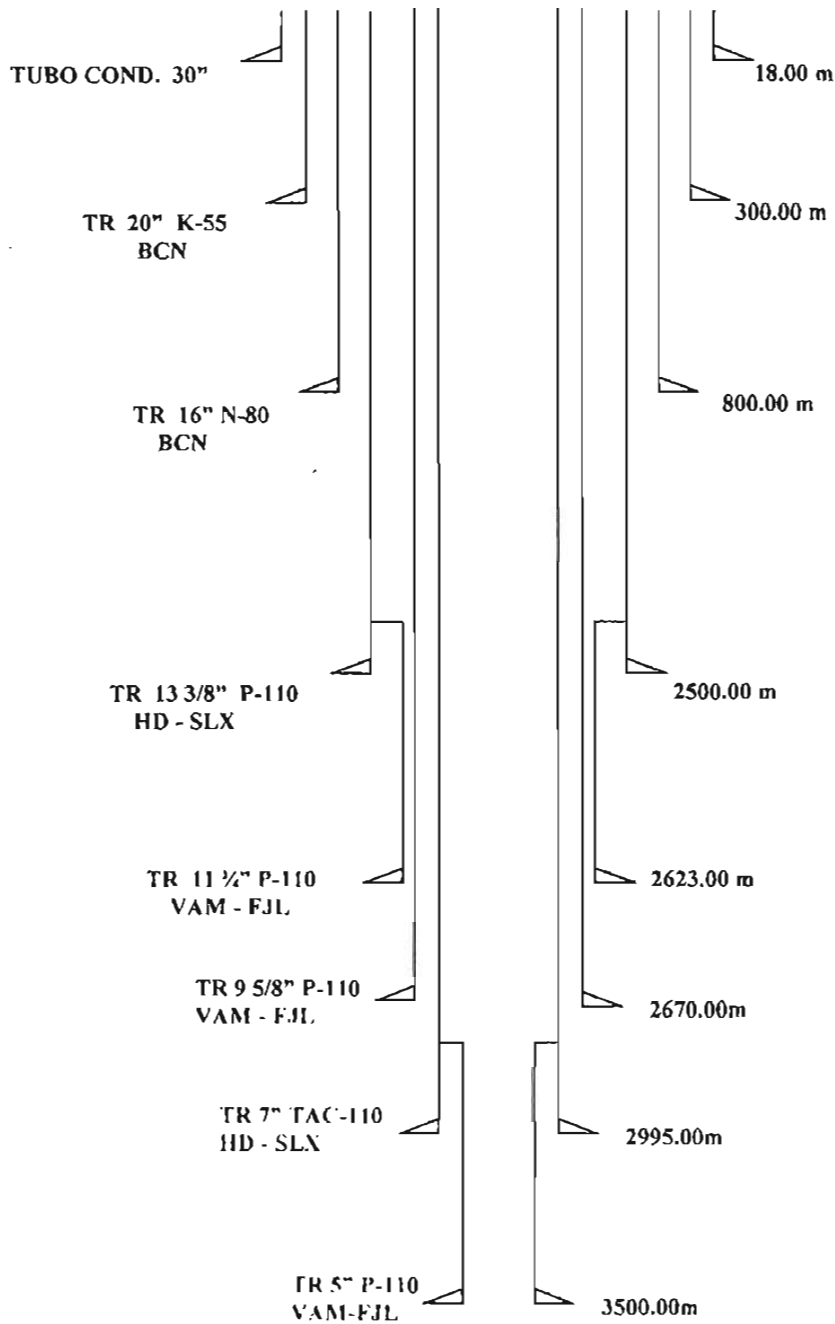
esta densidad se observó pérdida total de circulación, agravándose el problema al tener flujos de gas, agua salada y pérdida de circulación.

La complicación en este pozo fue que se perforaron zonas con diferente presión de formación y de fractura, al continuar perforando se entro a dos zonas posiblemente sobre presionadas, la primera a 2930 – 2970m y la que inicia a los 3040m.

Al intentar introducir la tubería de revestimiento a la profundidad de 3067m se encontró resistencia a 2906m, se trabajó en repetidas ocasiones sin lograr vencerla, y se procedió a cementarla, la cementación se efectuó con flujo de gas, agua salada y pérdida de circulación parcial.

## Capítulo cuatro

En el pozo camaronero 1-A los problemas se iniciaron a los 2600m, a continuación se presentan el estado mecánico del pozo y los registros geofísicos.



**FIGURA 4.1.4 Estado Mecánico Pozo Camaronero 1-A**

# Capítulo cuatro

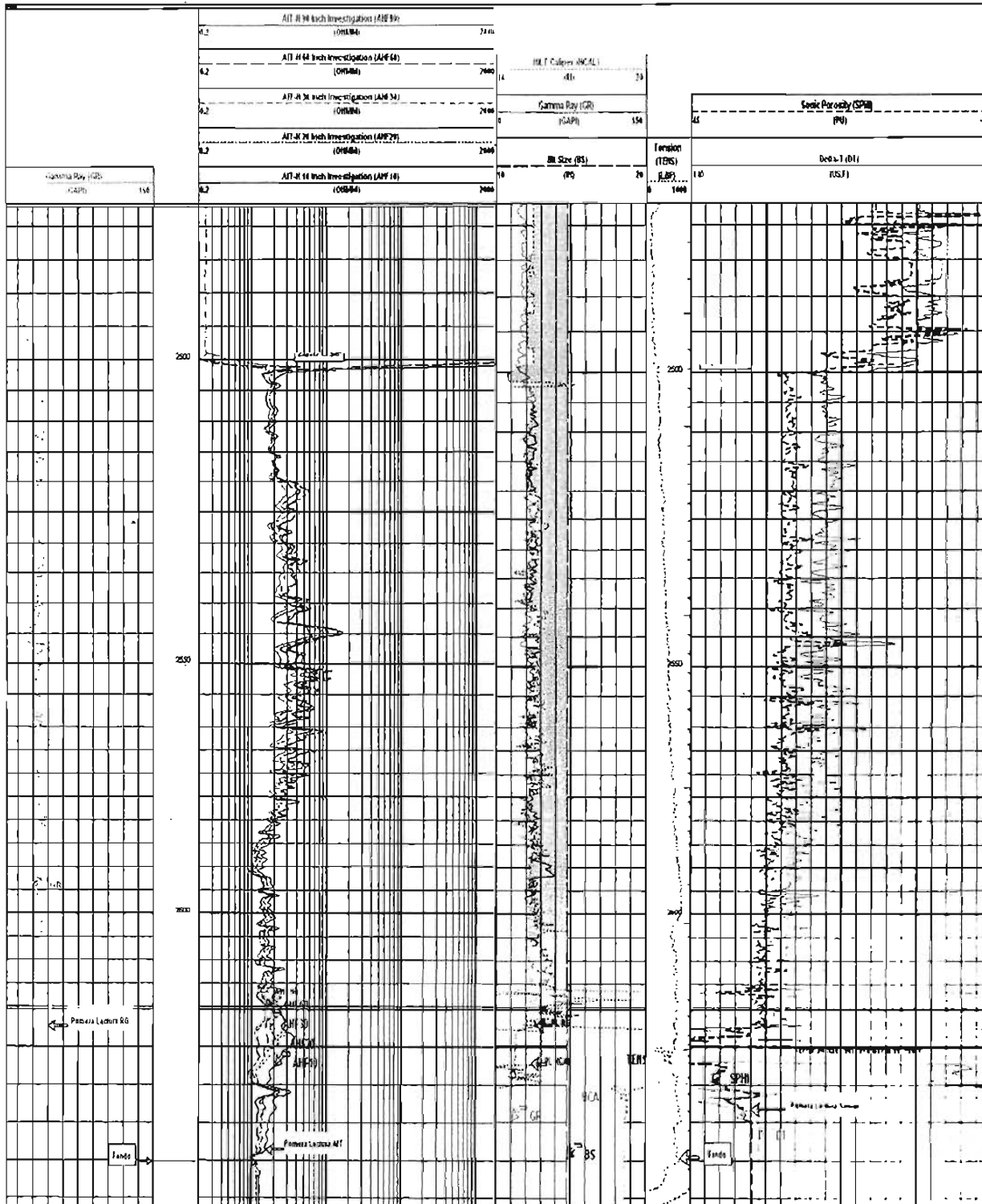


FIGURA 4.1.5 Registros Pozo Camaronero 1-A 2475 – 2650m



# Capítulo cuatro

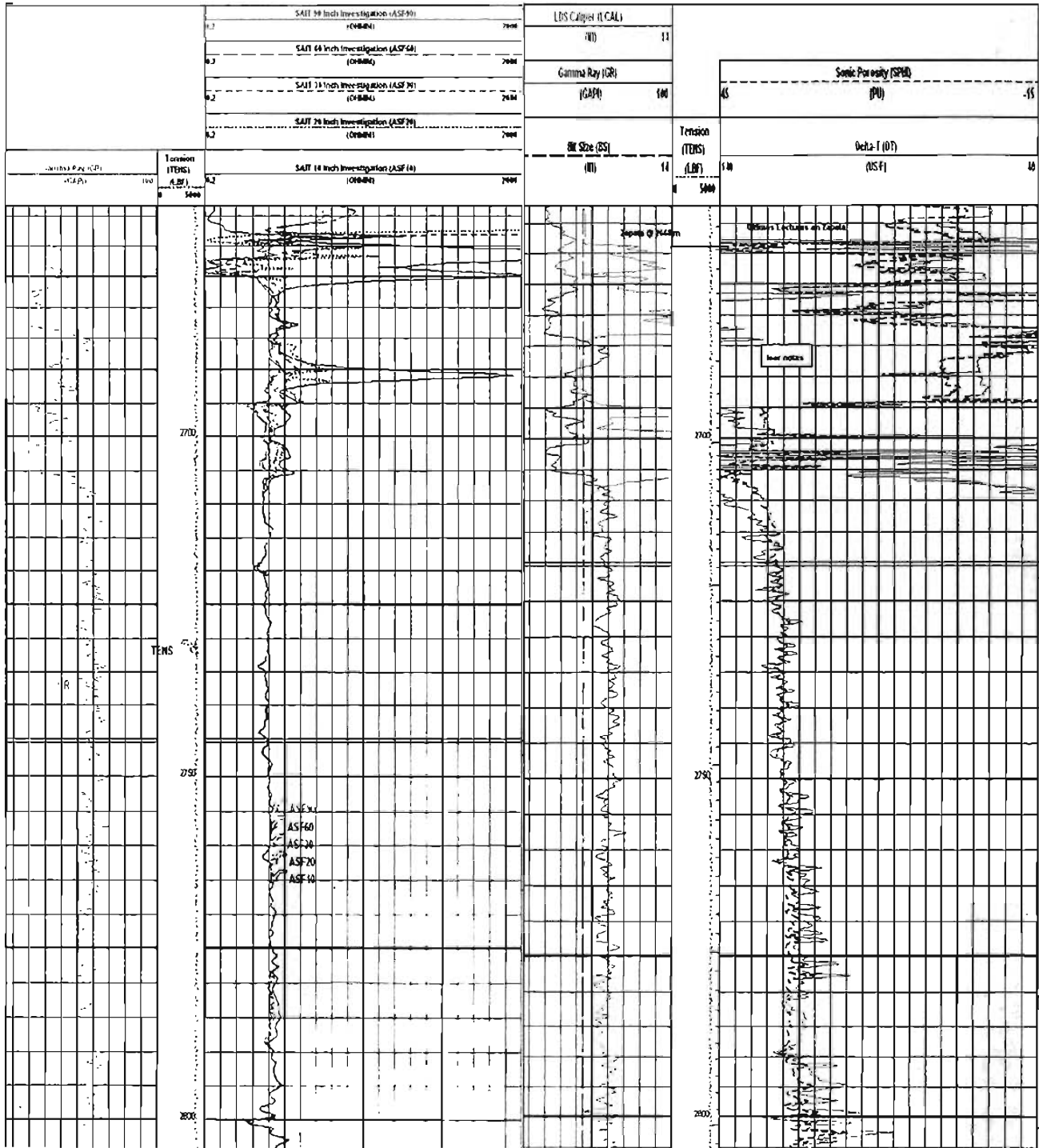


FIGURA 4.1.6 Registros Pozo Camaronero 1-A 2675 – 2800m

# Capítulo cuatro

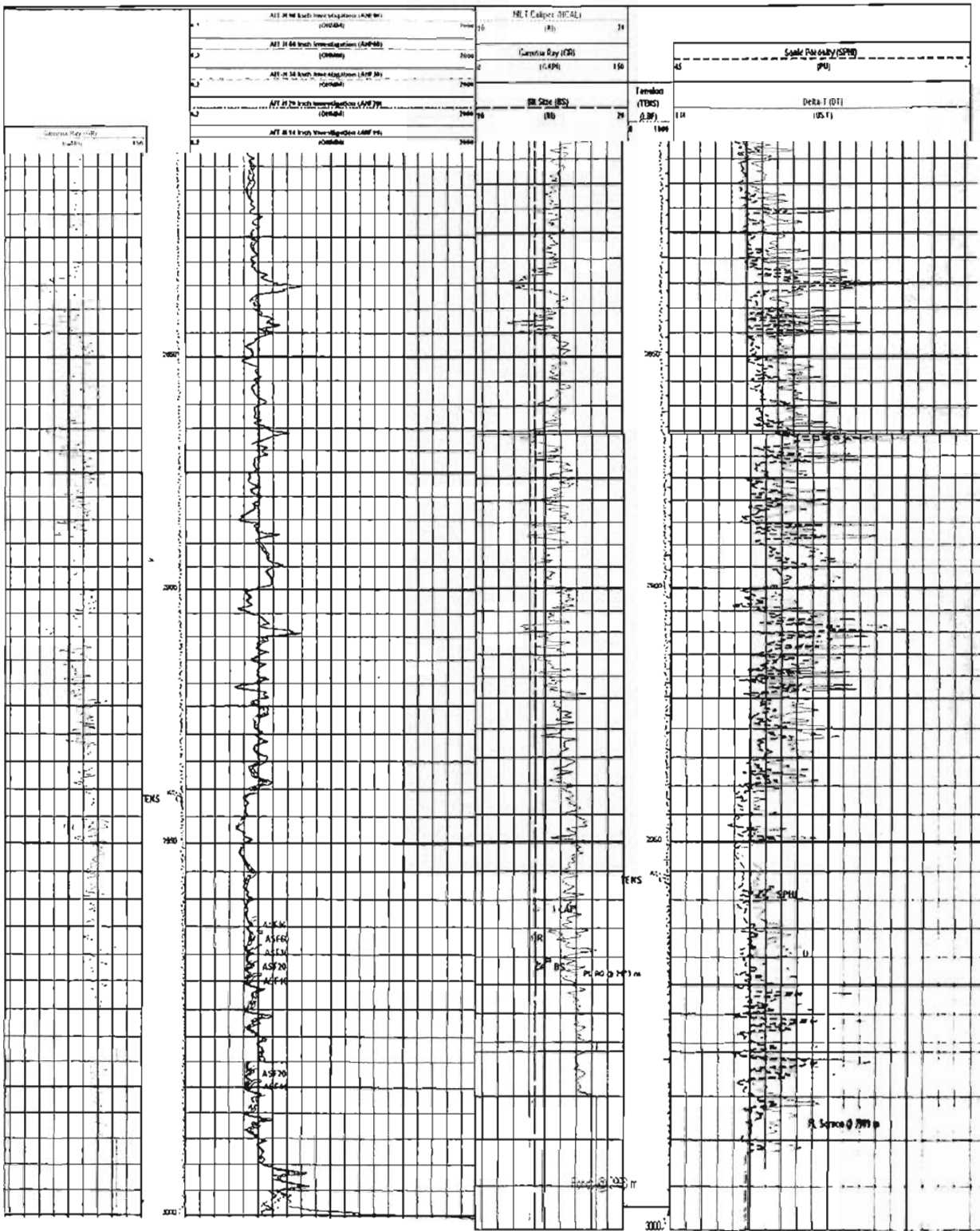


FIGURA 4.1.7 Registros Pozo Camaronero 1-A 2825 – 3000m

## Capítulo cuatro

Del análisis de la curva de resistividad se observa que hay una zona sobre presionada que inicia a partir de los 2585m, manteniendo ese comportamiento, aquí los valores de resistividad disminuyen bruscamente con respecto al comportamiento que debieran de tener con respecto a la tendencia normal.

Lo anterior se confirma con la curva de tiempo de tránsito, en la que a la misma profundidad 2585m, tiene cambios en sus valores, disminuyendo con respecto de la tendencia normal. Por su parte en la curva de rayos gamma se ve un incremento a partir de la profundidad de 2705m, confirmando con esto lo observado en los registros de resistividad y de tiempo de tránsito en la entrada a una zona de presión anormalmente alta.

En el resumen de operaciones, la zona problemática inicio al estar perforando a 2605m con lodo de 1.85 gr/cm<sup>3</sup> observó fuerte gasificación, incrementó densidad a 1.90 gr/cm<sup>3</sup>, intentó controlar sin éxito, intentó con 1.93 gr/cm<sup>3</sup> sin éxito, el problema de no incrementar mas la densidad fué debido al resultado de una prueba de goteo al perforar la zapata de la tubería de revestimiento anterior, con un valor de densidad equivalente de 2.03 gr/cm<sup>3</sup>. Se procedió a ajustar la densidad a 1.98 gr/cm<sup>3</sup> con lo que se alcanzó el limite de la prueba de goteo, circuló, y no logró controlar el pozo, durante la circulación quemó gas y se observó presencia de agua salada, se ajustó la densidad a 2.02 gr/cm<sup>3</sup>, posteriormente a 2.05 gr/cm<sup>3</sup> sin lograr controlar el pozo, densificó fluido de perforación a 2.10 gr/cm<sup>3</sup> intentó controlar pozo sin éxito. Ya con esta densidad observó pérdida de circulación, perdiendose grandes cantidades de lodo, así mismo se incrementaron substancialmente los tiempos de operación debido a la generación y acondicionamiento de grandes volúmenes de fluido. Finalmente se logró controlar el pozo con una densidad de 2.23 gr/cm<sup>3</sup> y pérdida parcial, se intento continuar la perforación logrando llegar hasta los 2660m, por la problemática se decidió cementar una tubería de revestimiento a esta profundidad, al introducir la misma se tuvo resistencia a los 2623m, no se logro pasar y se cementó con flujo de gas, agua salada y pérdida de circulación.

## IV.2 COMPARACIÓN DE DATOS GEOLÓGICOS DE LAS ZONAS PROBLEMA

En esta sección se van a analizar las columnas geológicas y las descripciones litológicas de los pozos Chalpa 1 y Camaronero 1-A, las del pozo Playuela 1 se van a omitir debido a la incertidumbre en las descripciones litológicas por haber trabajado la mayor parte del pozo con una severa pérdida de circulación.

**TABLA 4.2.1 Columna geológica pozo Chalpa 1**

<b>EDAD / FORMACIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD ( mvmr )</b>
Reciente	Aflora
Plioceno Medio	240
Plioceno Inferior	420
Mioceno Superior	1695
Mioceno Medio	2920
Mioceno Inferior	3050
Profundidad Total	3300

Como ya se mencionó anteriormente en este pozo los problemas se iniciaron cercanos a los 2900m, en la zona de transición del mioceno superior al mioceno medio, a continuación se efectúa la descripción litológica de esa zona.

Capítulo cuatro

INTERVALO DE	EN METROS A	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	FORMACIÓN EDAD
2830	2838	70% Lutita gris oscuro, calcárea. 20% Conglomerado constituido por, fragmentos de mudstone café oscuro, y cuarzo blanco. 10% Arenisca gris oscuro de grano fino, semicompacta, en matriz arcillo-calcárea.	Mioceno superior
2838	2856	90% Lutita gris verdoso, calcárea. 10% Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea, deleznable..	Mioceno superior
2856	2879	100% Lutita gris claro y gris verdoso, calcárea. Trazas Arenisca gris de grano fino.	Mioceno superior
2879	2882	90% Lutita gris claro y gris verdoso, ligeramente calcárea. 10% Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea, deleznable.	Mioceno superior
2882	2885	70% Lutita gris claro y gris verdoso, calcárea. 30% Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea, deleznable.	Mioceno superior
2885	2913	90% Lutita gris claro y gris verdoso, calcárea. 10% Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea, deleznable.	Mioceno superior
2913	2915	100% Lutita gris claro y gris verdoso, calcárea. Trazas Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea.	Mioceno superior
2915	2918	90% Lutita gris claro, calcárea. 10% Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea.	Mioceno superior
2918	2920	60% Lutita gris claro, calcárea. 40% Arenisca gris claro de grano fino, semicompacta, en matriz arcillo-calcárea, semicompacta.	Mioceno superior
2920	2933	60% Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea, semicompacta. 40% Lutita gris claro, calcárea.	<b>Cima del Mioceno Medio a 2920m</b>

Capítulo cuatro

INTERVALO DE	EN METROS A.	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	FORMACIÓN EDAD
2933	2938	60% Lutita gris claro, calcárea. 30% Conglomerado constituido por fragmentos de mudstone café con fracturas selladas por calcita, roca ígnea gris oscuro y cuarzo blanco. 10% Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea.	Mioceno Medio
2938	2947	80% Arenisca gris claro y gris oscuro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea, deleznable, en ocasiones compacta. 20% Lutita gris claro, calcárea. Trazas Mudstone café oscuro.	Mioceno Medio
947	2954	80% Lutita gris claro, calcárea. 20% Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea. Trazas Conglomerado.	Mioceno Medio
2954	2957	90% Lutita gris claro y gris verdoso, calcárea. 10% Arenisca gris claro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea, deleznable. Trazas de conglomerado.	Mioceno Medio
2957	2968	100% Lutita gris claro y gris verdoso, calcárea. Trazas Arenisca gris de grano fino.	Mioceno Medio
2968	2980	90% Lutita gris claro, calcárea. 10% Arenisca gris claro y gris oscuro de grano fino. Trazas Mudstone café.	Mioceno Medio
2980	2997	60% Lutita gris claro, calcárea. 40% Arenisca gris claro y gris oscuro de grano fino, en matriz arcillo-calcárea, deleznable.	Mioceno Medio
2997	3015	70% Arenisca gris claro y gris verdoso de grano fino, en matriz arcillo-calcárea, deleznable, en ocasiones compacta. 30% Lutita gris claro, calcárea. Trazas Mudstone café oscuro.	Mioceno Medio

## Capítulo cuatro

Durante la perforación se presentó una gasificación a los 2887m, se controló incrementando la densidad de 1.57 a 1.59 gr/cm<sup>3</sup> sin mayores problemas; de la descripción litológica se observa que en el tramo superior de 2882 a 2885m se incrementa la arenisca de un 10% en el tramo inmediato anterior a un 30 % en la sección mencionada, se infiere que la gasificación proviene de esta zona, la cual esta en la base del mioceno inferior.

Posteriormente se continuó hasta llegar a los 2934m, apenas pasando la cima del mioceno medio, que esta ubicada a los 2920m, la cual esta litológicamente descrita con un contenido de arenisca del 60 %, a partir de aquí los problemas se incrementaron.

Analizando los registros en donde se observa la entrada a una zona de presión anormalmente alta, coincide con la entrada del mioceno medio, así también con un aumento en el contenido de arenisca de la formación, esto incrementa la permeabilidad posibilitando la entrada de fluidos de la formación al pozo.

**TABLA 4.2.2 Columna geológica pozo Camaronero 1A**

<b>EDAD / FORMACIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD ( mvbmr )</b>
Reciente	Aflora
Plioceno Medio	170
Plioceno Inferior	350
Mioceno Superior	1710
Mioceno Medio	2940
Mioceno Inferior	3150
Profundidad Total	3500

En el pozo Camaronero 1-A los problemas iniciaron a los 2620m, estando todavía en la sección del mioceno superior, a continuación se muestra la descripción litológica de esa sección.

Capítulo cuatro

INTERVALO DE	EN METROS A	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	FORMACIÓN EDAD
2544	2595	70% Lutita gris claro a gris oscuro, calcárea. 30% Arenisca gris claro a gris oscuro, de grano fino, de cuarzo, subredondeado en matriz arcillo-calcárea, deleznable.	Mioceno superior
2595	2597	60% Arenisca gris claro a gris verdoso, de grano fino a medio, de cuarzo, subredondeado en matriz arcillo-calcárea, deleznable. 20% Lutita gris claro a gris oscuro, calcárea.	Mioceno superior
2597	2600	80% Arenisca gris claro a café claro, de grano fino a medio, de cuarzo, subredondeado, en matriz arcillo-calcárea, deleznable. 20 % Lutita gris claro a gris verdoso, calcárea.	Mioceno superior
2600	2623	45% Arenisca gris claro a gris verdoso, de grano fino a medio, de cuarzo, subredondeado, en matriz arcillo-calcárea, deleznable. 55% Lutita gris claro a gris verdoso, calcárea.	Mioceno superior
2623	2644	40 % Arenisca gris claro a café, de grano fino a medio, de cuarzo, subredondeado, en matriz arcillo-calcárea, semicompacta. 60% Lutita gris claro a gris oscuro, calcárea.	Mioceno superior
2644	2654	60% Arenisca gris claro a café claro de grano fino a medio, de cuarzo, subredondeado, en matriz arcillo-calcárea, semicompacta. 40% Lutita gris claro a gris verdoso, calcárea.	Mioceno superior
2700	2705	70% Limolita, gris oscuro, compacta en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso, arenosa, compacta y ligeramente calcárea.	Mioceno superior



Capítulo cuatro

INTERVALO DE	EN METROS A	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	FORMACIÓN EDAD
2705	2713	80% Lutita gris verdoso, arenosa, compacta y ligeramente calcárea. 20 % Limolita gris oscuro, compacta, en matriz arcillo-calcárea. Trazas de Arenisca de grano fino, subangulosos, regularmente clasificada en matriz arcillo calcárea, deleznable.	Mioceno superior
2713	2785	100 % Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa, compacta y ligeramente calcárea, Trazas de arenisca de grano fino, subanguloso, en matriz arcillo-calcárea, deleznable.	Mioceno superior
2785	2790	10% Arenisca de grano fino, subanguloso, regularmente clasificada, en matriz arcillo calcárea, deleznable. 90 % Lutita gris verdoso, arenosa, compacta y ligeramente calcárea, deleznable.	Mioceno superior
2790	2800	20 % Arenisca de grano fino, subanguloso, regularmente clasificada, en matriz arcillo calcárea, deleznable. 80% Lutita gris verdoso, arenosa, compacta y ligeramente calcárea.	Mioceno superior
2800	2820	100 % Lutita gris verdoso, arenosa, compacta y ligeramente calcárea. Trazas de Arenisca de grano fino, subanguloso, regularmente clasificada, en matriz arcillo calcárea, deleznable.	Mioceno superior
2820	2823	70 % Lutita gris verdoso, arenosa, compacta y ligeramente calcárea. 30 % Arenisca de grano fino, subanguloso, regularmente clasificada, en matriz arcillo calcárea, deleznable.	Mioceno superior
2823	2827	80 % Arenisca de grano fino, subanguloso, regularmente clasificada, en matriz arcillo calcárea, deleznable. 20 % Lutita gris verdoso, arenosa, compacta y ligeramente calcárea.	Mioceno superior

## Capítulo cuatro

Durante la perforación se presentó una fuerte gasificación a los 2605m, litológicamente, se observa que en el tramo de 2514 a 2544m, el contenido de arenisca fue del 70 % disminuyendo a 40 % en el tramo de 2544 a 2595m, para de nuevo incrementar hasta un 80% en el tramo de 2597 a 2600M, la gasificación provino de este último tramo, que esta ubicado dentro de la formación del mioceno superior.

Del análisis de los registros se observó la entrada a una zona de presión anormalmente alta a los 2585m, y el inicio de los problemas a los 2605m, coincidiendo también con el contenido de arenisca que va de un 60 a un 80 %, la problemática se agravó al continuar perforando a los 2623m, con flujos de gas y agua salada, con pérdida de circulación.

Del análisis de los datos litológicos se desprende también una posible inestabilidad de la formación del tipo mecánico, esto se infiere debido que toda la descripción de la arenisca, es de grano fino a medio, en matriz arcillo calcárea, deleznable, esta última parte es la preocupante en términos de estabilidad mecánica.

Durante la perforación, en esta zona del pozo, se recuperaron recortes grandes y abundantes, por derrumbe del pozo, que se observaron en superficie, provocando numerosos problemas, como taponamientos de las líneas superficiales de control, obturación de la succión de las bombas, etc.

Es muy posible que la fragilidad de la formación sea producto del tipo de sedimentación en esta parte de la cuenca, como fue a un ritmo demasiado rápido, del tipo relleno, las formaciones no alcanzaron a obtener una debida cementación en la matriz, y esto la hace que sean muy inestables mecánicamente.

### IV.3 ANÁLISIS DE PRESIONES DE PORO Y FRACTURA DE POZOS PROBLEMA.

Debido a la complejidad geológica consistente en la alternancia de lutitas y areniscas con una longitud considerable, la evaluación cuantitativa de los gradientes de presión y fractura con los modelos disponibles no ha dado resultados satisfactorios que debieran ser, ello nos ha obligado al uso de densidades altas que han generado pérdidas de circulación inducidas.

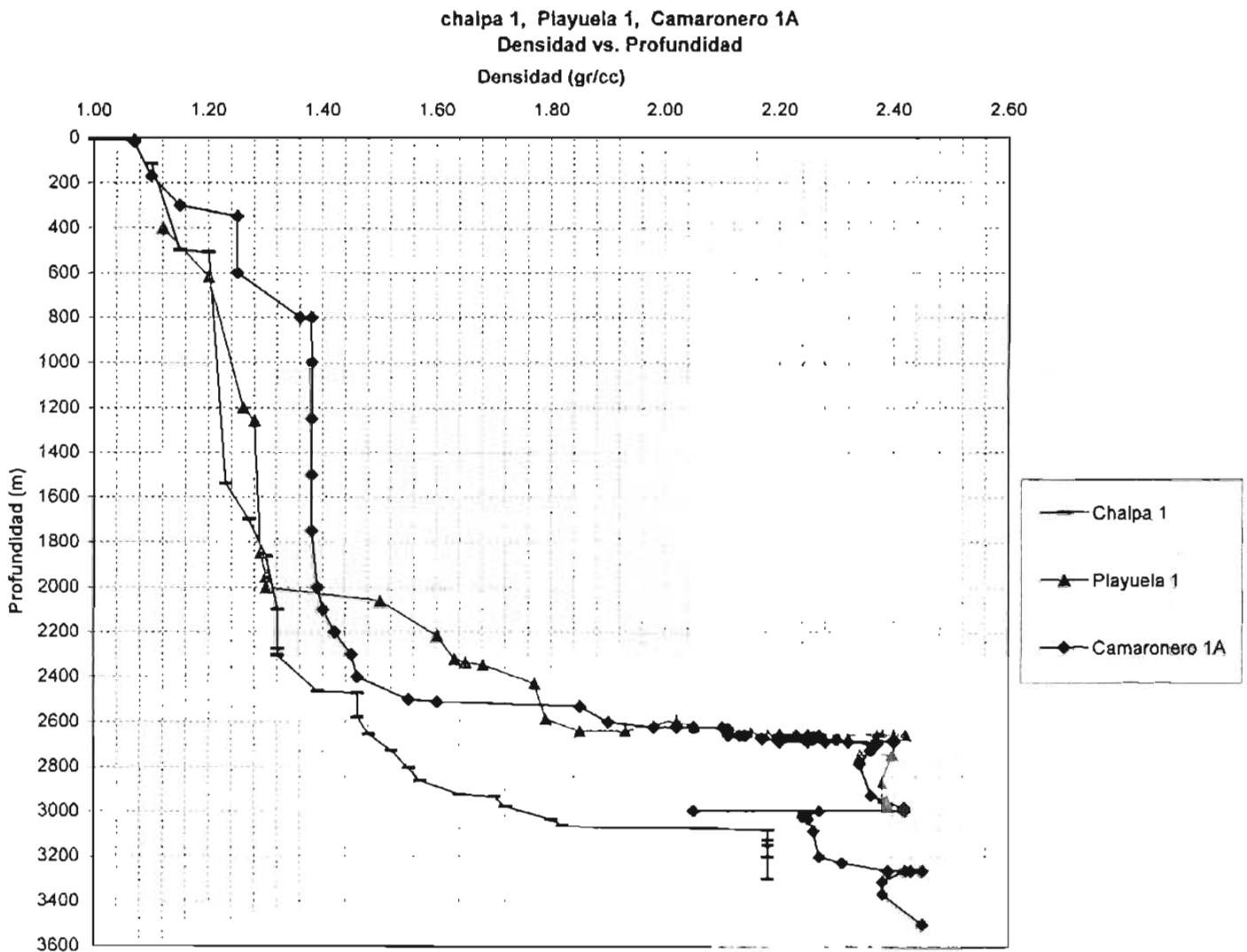
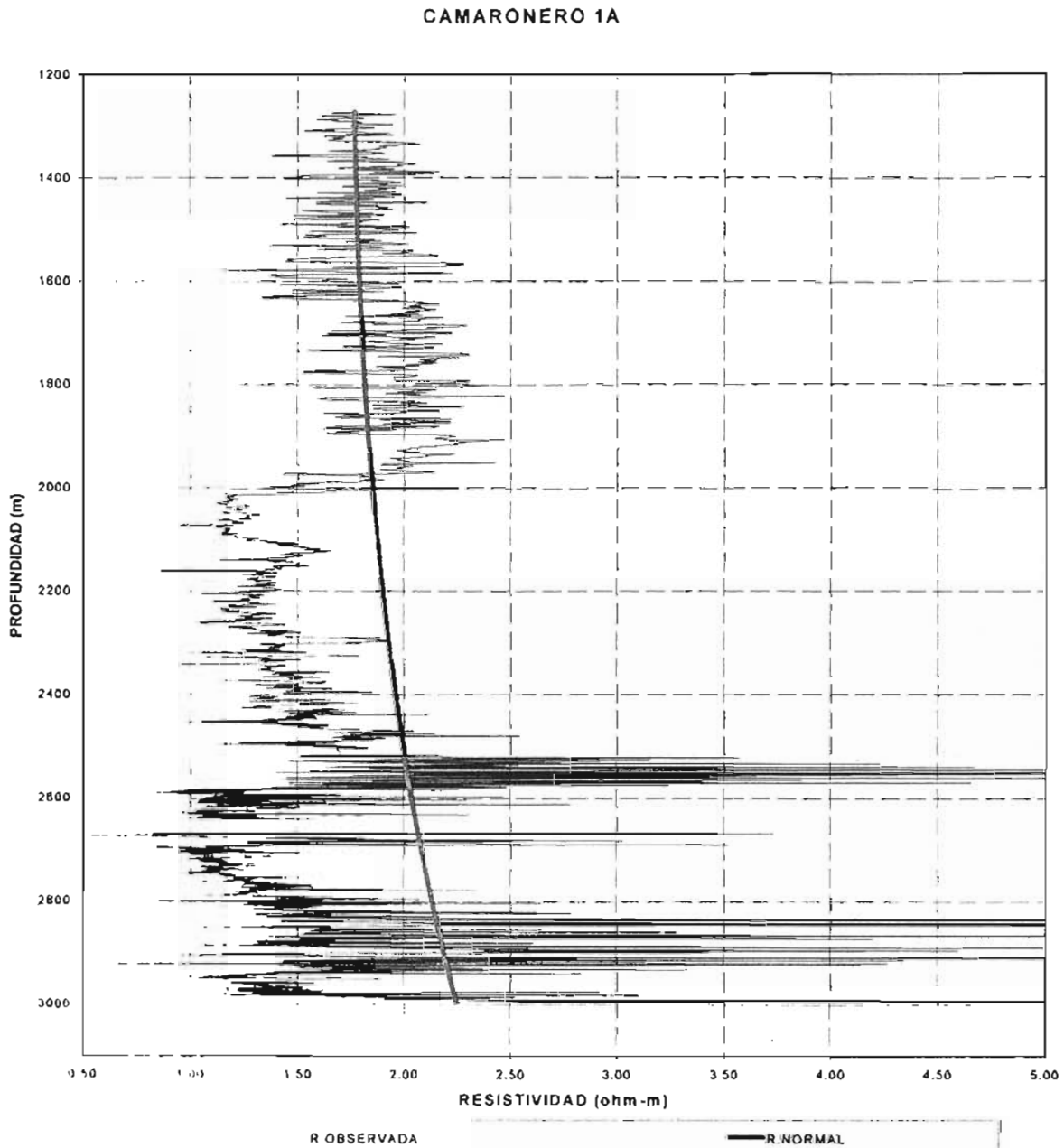


Fig. 4.3.1 grafica de profundidad vs. Densidad Pozos Playuela1, Chalpa1 y Camaronero 1A

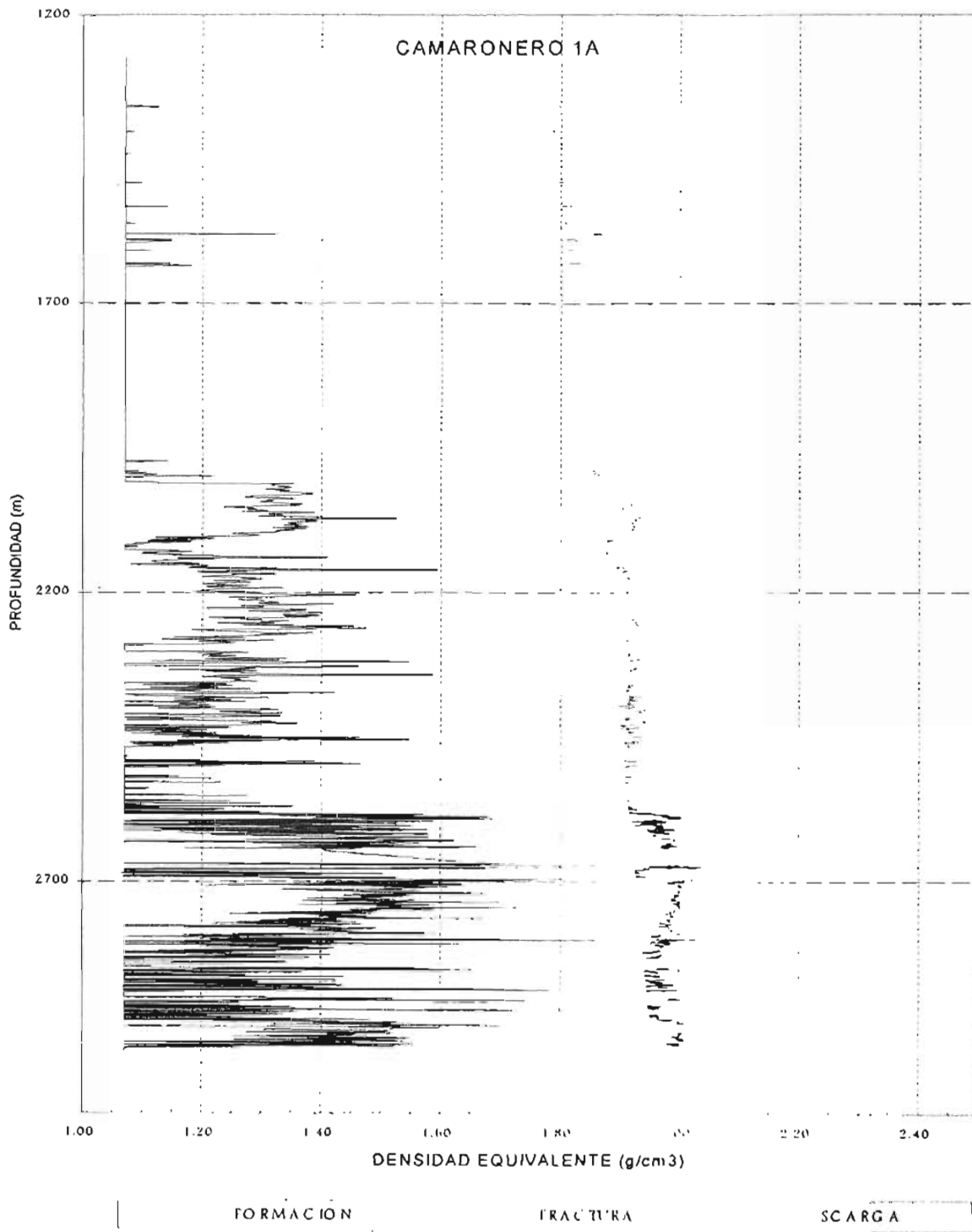
## Capítulo cuatro

El comportamiento de la densidad en los Pozos Playuela 1 y Camaronero 1-A fueron muy similares, en el Chalpa 1 los incrementos fueron más suaves, este fue el comportamiento real de las densidades, mas alto que el previsto en la determinación de geopresiones, con los registros obtenidos del Camaronero 1-A se efectuó una nueva corrida resultando lo siguiente.



**FIGURA 4.3.2 Tendencia de la resistividad Pozo Camaronero 1-A**

## Capítulo cuatro



**FIGURA 4.3.3** Gradientes de formación, fractura y sobrecarga pozo Camaronero 1-A

## Capítulo cuatro

Para efectos de este trabajo se va a trabajar solamente con los gradientes de formación, fractura y sobre carga del pozo Camaronero 1-A, debido a que en el pozo Playuela 1 no fue posible tomar los registros geofísicos, y en el pozo Chalpa 1, los problemas no fueron tan severos.

Para el cálculo del gradiente de sobrecarga se integraron los datos del registro de densidad, y para el gradiente de formación y fractura se utilizó el método de Eaton, utilizando macros de excell, el comportamiento fue muy similar al obtenido con el "Geopresw" y con el "Predict".

En la figura 5.3.2 se observa un cambio en la tendencia de la resistividad a partir de los 2000m, manteniendo ese comportamiento hasta los 2500m, a partir de aquí se ve claramente otro cambio aún mas fuerte en la tendencia.

En la figura 5.3.3 lo determinado coincide con lo real hasta los 2500m, empleando una densidad de 1.55 gr/cm<sup>3</sup> a los 2500m, y siendo la densidad con la que se terminó la etapa hasta 2500m, también se observa la entrada a una zona anormalmente alta aproximadamente a los 2585m, en donde la presión de poro alcanza valores de 2.05 gr/cm<sup>3</sup>, y las curvas de presión de poro y fractura prácticamente se juntan, a esta profundidad perforó con una densidad de 1.90 gr/cm<sup>3</sup> al perforar el metro 2605 se tuvo una fuerte gasificación, con presencia de agua salada en el fluido de perforación, se incrementó la densidad gradualmente hasta 2.10 gr/cm<sup>3</sup>, con esta densidad se perdió el lodo parcialmente, pero no pudo controlar el pozo, el pozo se controló con una densidad de 2.25 gr/cm<sup>3</sup> persistiendo la pérdida de circulación parcial, no es posible asegurar si requería más densidad, debido a la problemática de tener flujos de gas y agua salada y al mismo tiempo pérdida de circulación, por la complicación de tener mezcla de varias fases de fluidos, y una columna hidrostática con valores muy dispares en todo el espacio anular.

## CAPITULO V

### **ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA PERFORAR POZOS DE ALTA PRESIÓN EN LA CUENCA Terciaria de Veracruz**

#### **V.1 VELOCIDAD CONTROLADA DE PERFORACIÓN**

Perforar a altos ritmos de penetración en la zona problemática, resulta perjudicial esto puede explicarse por la gran alternancia litológica de lutitas y areniscas que existe en la cuenca de Veracruz.

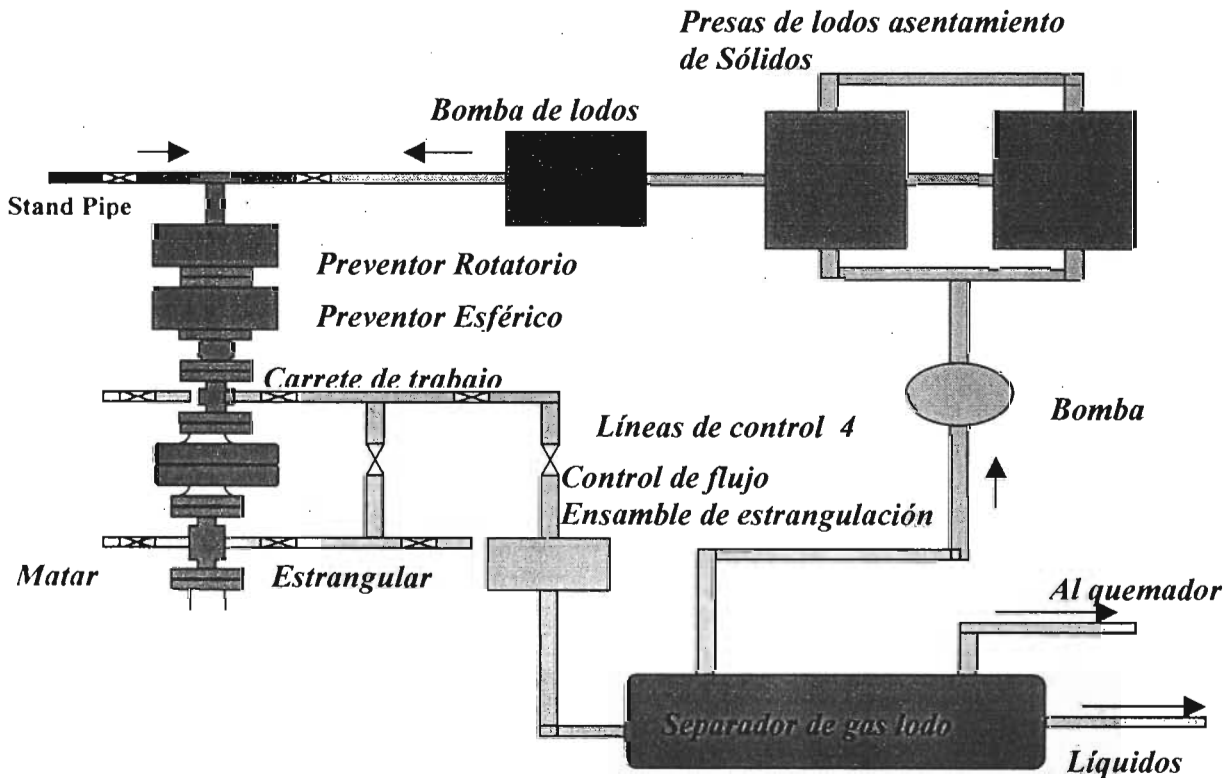
Las zonas de lutitas requieren una alta densidad del fluido de perforación, no así las areniscas, que requieren menos. Como no es posible manejar densidades del lodo distintas en este tipo de alternancias litológicas, una práctica operativa que ha ayudado a manejar ésta dificultad es perforar con velocidad controlada de perforación.

El controlar la velocidad de perforación, trae beneficios tales como: un mejor control sobre la recuperación de las muestras para efectuar análisis litológico, en caso de gasificación nos ayuda a tener mas oportunidad para desgasificar la columna de lodo, un mejor control sobre las propiedades del lodo y una de la más importante es que permite una óptima limpieza del agujero, reduciendo con esto la carga hidrostática que ejercen los recortes.

Esto se vuelve critico cuando se perforan zonas de posibles pérdidas de circulación, el mantener el espacio anular libre de recortes, permite un mejor control sobre la densidad equivalente de circulación, minimizando el atrapamiento de tubería.

**VI.2 PERFORACIÓN CON DENSIDAD EQUIVALENTE  
( EQUIPO BAJO BALANCE )**

El manejar altas densidades del lodo nos provoca problemas, siendo uno de los más importantes el manejo de altas presiones de bombeo que se reflejan en una alta densidad equivalente de circulación, que al suspender el bombeo se pueden tener diferencias en densidad de hasta 0.15 gr/cc, y si se está perforando con densidad de equilibrio, esto permite que entren los fluidos de la formación al pozo. En este trabajo se propone perforar con una instalación bajo balance, y efectuar los viajes con columnas pesadas, para poder mantener la presión en el fondo del pozo constante, esto parece contradictorio, usar un equipo bajo balance para poder perforar sobre balance, pero es una tecnología ya probada, que nos puede ayudar a reducir los tiempos de control de pozos, de acondicionamiento de fluidos y por lo tanto de costos.



**FIGURA 5.2.1 Instalación de equipo bajo balance**



### VI.3 EMPACADORES INFLABLES EN TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Debido a la problemática de la perforación con flujos de agua salada, flujos de gas y pérdidas de circulación, las cementaciones de las tuberías de revestimiento no han logrado ser tan exitosas, existen comunicaciones entre zonas, admisiones en las zapatas. Debido a esto se propone también, el uso de empacadores inflables para el auxilio de sellos en el espacio anular, a continuación se describen los componentes y el uso de los mismos.

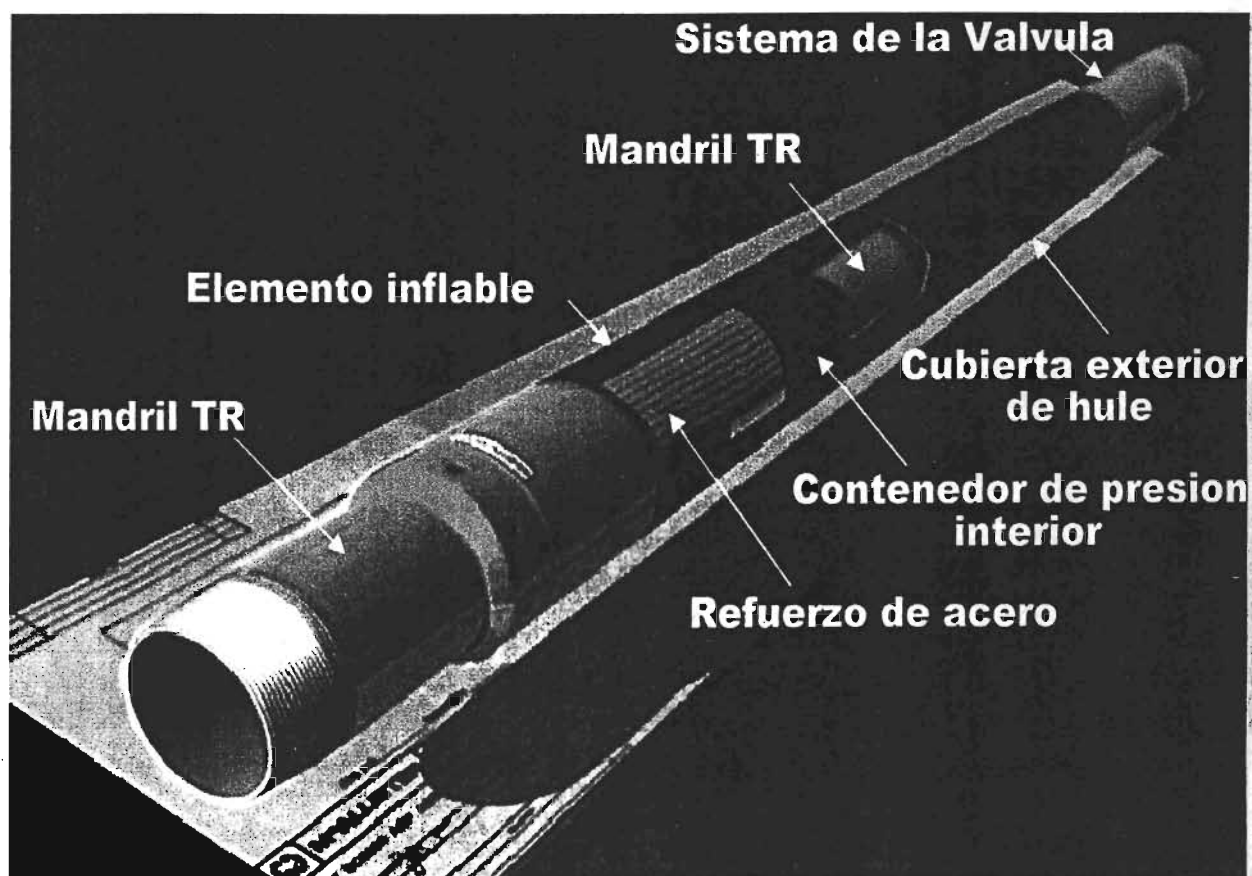


FIGURA 5.3.1 Empacador inflable para agujero descubierto

La ayuda que nos puede dar el empacador inflable para agujero descubierto es que nos auxilia a crear un sello entre el espacio anular de la tubería de revestimiento y el agujero descubierto, para aislar zonas críticas, como son zonas productoras, zonas de presión anormal, prevenir la migración de gas, aislar las entradas de agua, prevenir la contaminación de cemento, eliminar cementaciones forzadas, puede ser inflado con cemento, fluidos de perforación, y con agua.

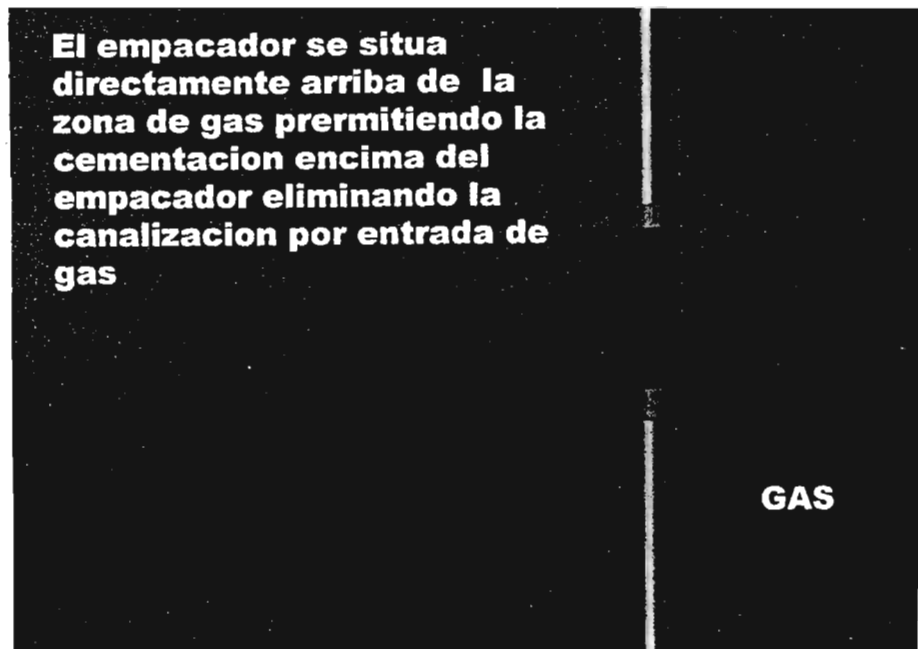


FIGURA 5.3.2 Empacador inflable previene la migración de gas

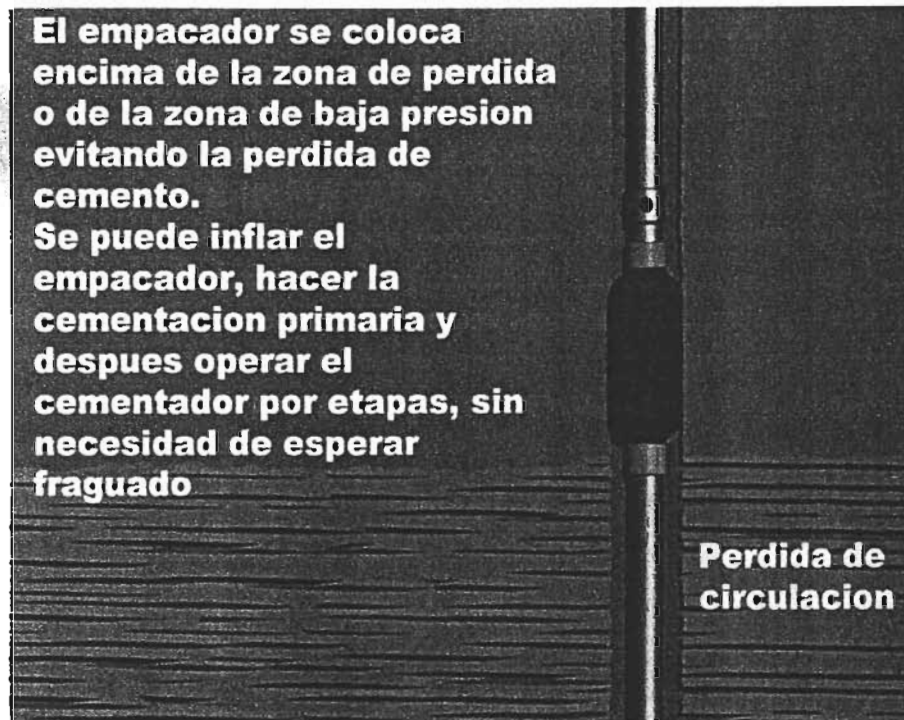


FIGURA 5.3.3 Empacador inflable auxilia a aislar zonas de pérdidas de circulación

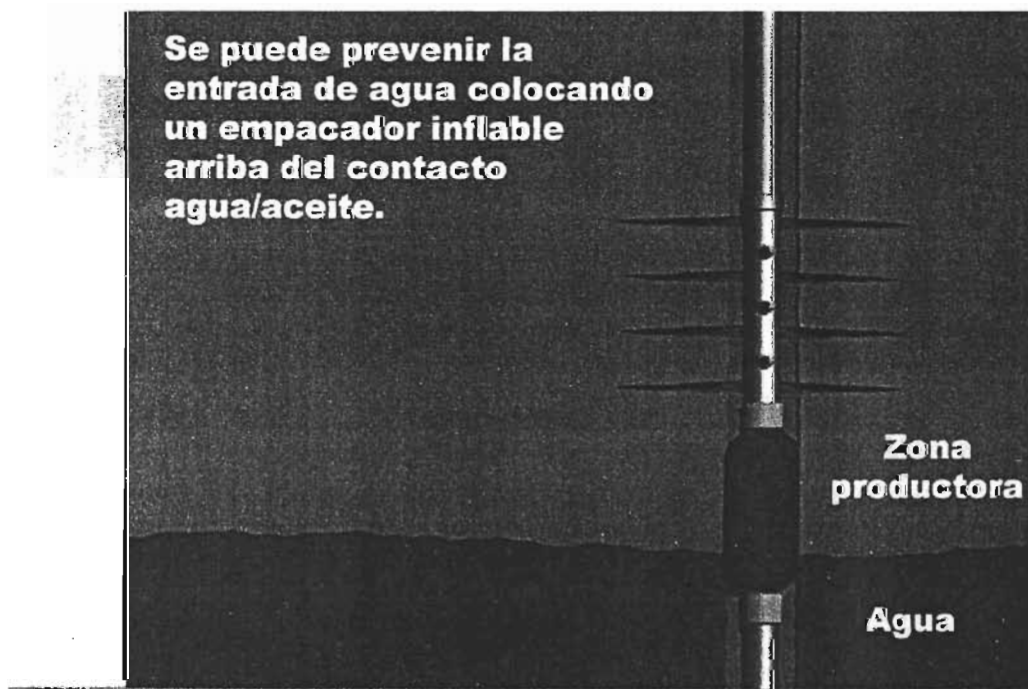


FIGURA 5.3.4 Empacador inflable aísla entrada de agua

#### V.4 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EXPANDIBLE

Como se ha mencionado anteriormente, al perforar en la Cuenca Terciaria de Veracruz, se encuentra una alternancia de lutitas y areniscas de longitud considerable.

Para perforar en zonas de lutitas, la densidad del lodo debe de ser mas alta, y para perforar zonas predominantes de areniscas la densidad debe de ser mas baja, como no es posible realizar esto, nos encontramos con la complicación de encontrar dos zonas de muy diferente presión de poro y de fractura, para solucionar esto, se propone la utilización de tubería de revestimiento de contingencia expandible.

La aplicación de este tipo de tuberías se recomienda en zonas problema tales como, agujeros inestables, lutitas muy reactivas e inchables, zonas de pérdida, zonas de alta presión, en zonas en donde la presión diferencial sea un inconveniente.

Se deben considerar los beneficios, el usar una tubería de revestimiento de contingencia sin sacrificar diámetro, él poder aislar la zona del problema y no toda la sección de agujero descubierto, reduce el telescopiado y maximiza el diámetro final del agujero.



FIGURA 5.4.1 Componentes de la tubería expandible

## expansion

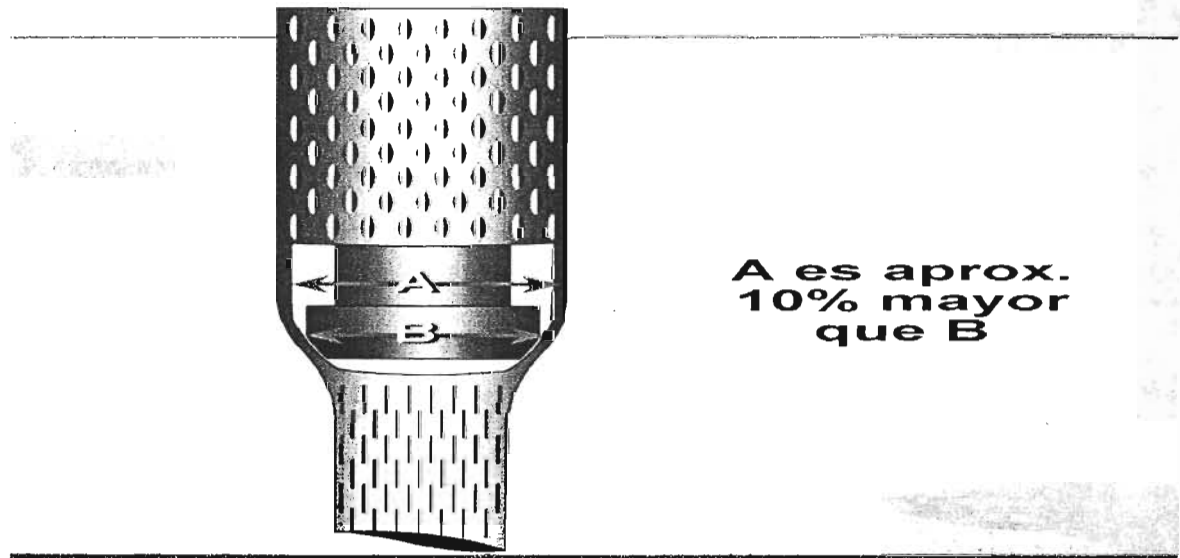


FIGURA 5.4.2 Expansión de la tubería

Ampliar la zona problema o perforar con una barrena bicéntrica

Bajar la Tubería Expandible a fondo

Colocar el tapon de cemento

Expandir la Tubería hasta el fondo

Levantar la herramienta soldadora hasta el tope de la tubería exp. Circular el exceso de cemento

Esperar fraguado. Moler cemento y continuar perforando

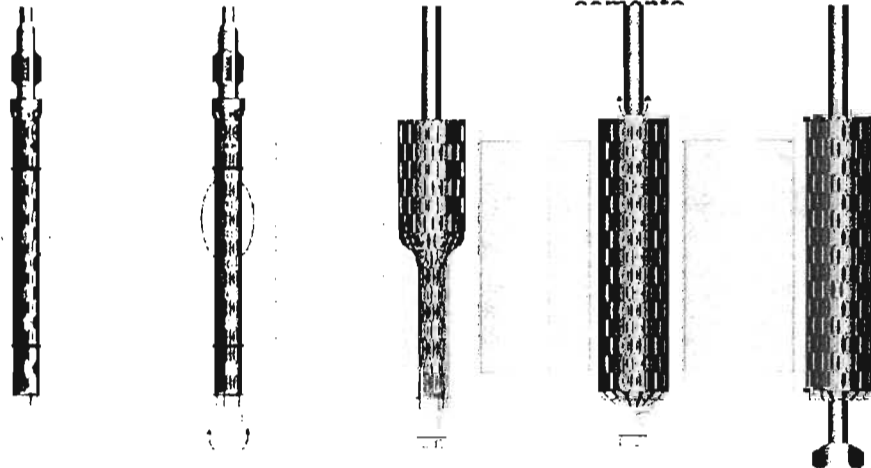


FIGURA 5.4.3 Procedimiento de introducción de la tubería expandible

## **V.5 COLGADORES Y ZAPATAS ROTATORIAS PARA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO CORTAS.**

Posterior a perforar a través de la zona problema hay que aislarla mediante la introducción de una tubería corta de revestimiento, en ocasiones debido a la inestabilidad del agujero se encuentran resistencias francas que no es posible vencerlas, siendo necesario cementarlas en el lugar en donde se encuentre la resistencia.

Lo anterior puede ser un problema serio, porque puede ser que no se aisle totalmente la zona problemática, perdiendo el objetivo al introducir y cementar una tubería de revestimiento. En el presente trabajo se propone el uso de colgadores y zapatas rotatorias para auxiliarnos a alcanzar la profundidad perforada con el Liner, y conseguir el objetivo de aislar la zona que queremos dejar entubada.

Al observar la resistencia con la TR, con estos accesorios se puede rotar la sarta y cargarle peso, la zapata rotatoria esta revestida para rimar la parte de la resistencia, y en conjunto con el colgador que también rota, nos pueden auxiliar a vencer la resistencia y alcanzar la profundidad perforada, por lo regular las condiciones en la que operan estos accesorios son de 4 toneladas de peso y 60 revoluciones por minuto.



FIGURA 5.5.1 Zapata rotatoria revestida

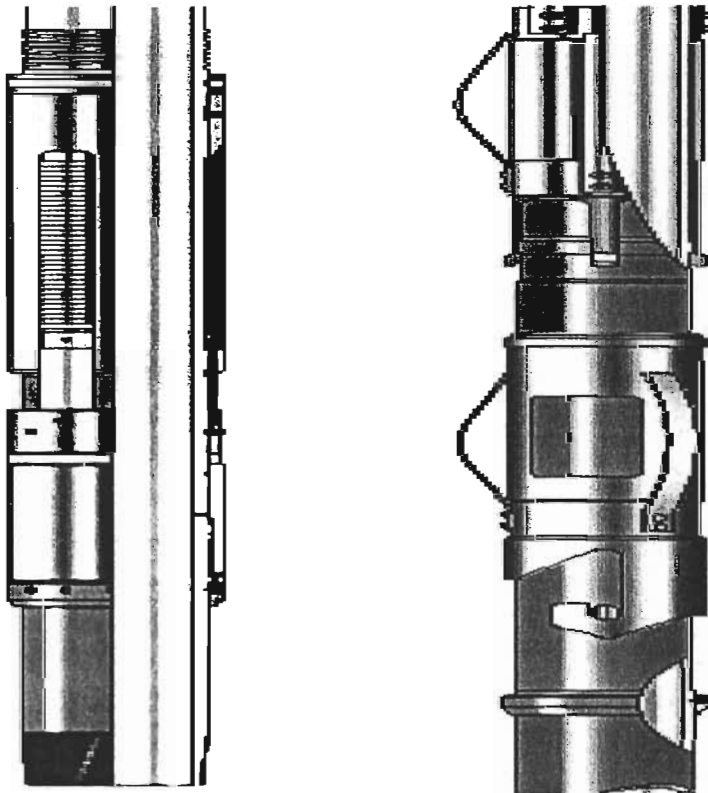


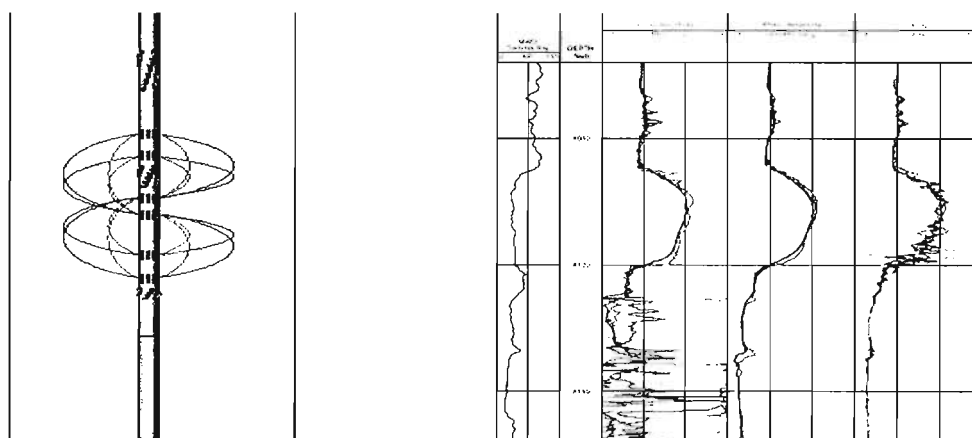
FIGURA 5.5.2 Colgador y soldador rotatorio

## V.6 MEDICIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN ( EQUIPO LWD, PWD )

El contar con información en tiempo real en los pozos con los problemas descritos, es muy importante, con esta información disponible se pueden hacer correlaciones directamente en el pozo, también es posible estar efectuando cálculos de presiones de poro y fractura en tiempo real.

Con los datos obtenidos de resistividad y de los parámetros de la perforación en el fondo del agujero, se ajustan las condiciones de operación, sin tener que esperar tiempo, esto es lo que hace valiosas estas herramientas.

Para que estas herramientas nos den los beneficios adecuados es necesario tener a un ingeniero en el pozo que se encargue de darle la correcta interpretación a los datos obtenidos, hasta la fecha actual hemos usado la toma de registro de resistividad mientras se perfora y la medición de la densidad equivalente de circulación durante la perforación, con los datos de resistividad se correlaciona con los pozos cercanos y se van ajustando las predicciones de presiones de poro y fractura, el dato de la presión de fondo, nos indica en realidad que presión estamos ejerciendo en el fondo del pozo mientras estamos perforando, dato muy valioso para el control de pozo y control de pérdidas de circulación.



**FIGURA 5.6.1 Registrando durante la perforación**





## V.7 ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

La correcta selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento es una de las más importantes tareas en el proceso de planeación y diseño de los pozos petroleros, una errónea selección de la profundidad de asentamiento trae desde el punto de ingeniería y económico retrasos considerables, incluso fracasos, al no alcanzar el objetivo.

En la cuenca de Veracruz esta tarea es particularmente difícil de conseguir, al no ajustar correctamente los modelos de predicción de geopresiones, y tener una considerable longitud de alternancia de lutitas y areniscas, por lo tanto el disponer de la máxima cantidad de información se hace indispensable.

En este trabajo se propone desde el diseño del pozo, contar dentro de la planeación con un tiempo para la toma de información para perforación, es decir programar la toma de registros parciales para su interpretación y correcta correlación, el contar con estos registros parciales nos va a permitir recalcular la tendencia hacia la presión anormal, el verificar la litología que se ha cortado y a la edad a la que pertenecen, y estar en las mejores condiciones para poder optimizar el asentamiento de las tuberías de revestimiento.

En el pozo Chalpa 1 esto no fue tan problemático, a pesar de que se programó originalmente llegar con la TR de 7 pg a los 3000m, y se encontró la zona de presión anormal a los 2920m, y se continuó la perforación hasta los 3067m, se logro cementar la tubería de revestimiento a los 2906m, en los pozos de esta zona el problema se soluciona al cementar una tubería de revestimiento antes de entrar a la zona de presión anormal localizada en la transición de la parte inferior del mioceno superior y la cima del mioceno medio.

Del análisis de registros y de los datos litológicos, en conjunto con la determinación de las geopresiones podemos modificar de manera cualitativa las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento para pozos en la zona de Camaronero y Playuela, esto con la reserva de que puedan realizarse

## Capítulo cinco

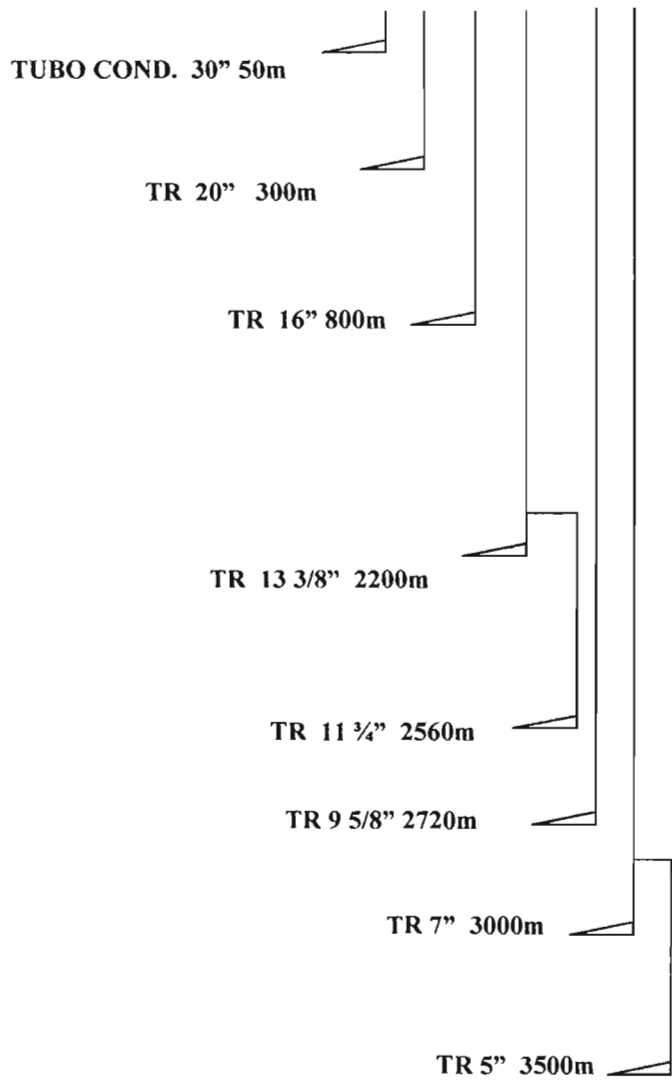
cambios durante la perforación al ajustarse con la toma de información durante la perforación de los próximos pozos.

**TABLA 5.7.1 Propuesta de asentamiento de Tuberías de revestimiento en la zona del pozo Camaronero 1A**

PROFUNDIDAD (m)	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (pg)	DENSIDAD DEL FLUIDO (g/cc).	FORMACIÓN EN LA ZAPATA (Correlación)
50	30	1.10	
300	20	1.15	100 % Lutita
800	16	1.18	100 % Lutita
2200	13 3/8	1.45	90 % Lutita 10% Arenisca
2100 – 2560	11 3/4	1.88	70 % Lutita 30 % Arenisca
2720	9 5/8	2.15	100 % Lutita
3000	7	2.20	90 % Lutita 10 % Arenisca
2900 - 3500	5	2.23	100 % Lutita

La TR de 30 pg se cementará a 50m para que sirva de base al equipo de control superficial derivador de flujo, la TR de 20 pg se cementará a 300m, para aislar el freático de la zona, la de 16 pg a 800m para aislar la zona de 500 a 70m, y nos permita aumentar la densidad para llegar con 1.45 g/cc a los 2200m, en donde se cementará la TR de 13 3/8 pg, aislando parte de la zona de transición, la próxima TR, de 11 3/4 pg corta, se programa a los 2560m para aislar totalmente la zona de transición y nos permita elevar la densidad del fluido a 2.15 g/cc para llegar a los 2720m y cementar TR a superficie de 9 5/8", con esto se aísla la primera zona de presión anormal, podemos continuar aumentando la densidad a los 2.20 y cementar TR de 7 pg a los 3000m, por último se introducirá TR corta de 5 pg al fondo. 3500m.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA



**FIGURA 5.7.1 Asentamiento de tuberías de revestimiento propuesto para la zona del pozo Camaronero 1A**

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

- 1) Del análisis de la distribución de tiempos se determinó que los conceptos que tuvieron mayor incidencia fue por control de pozo, control de pérdida de circulación, fluidos de perforación, etc. Causados por presencia de gas y agua salada y por el uso de densidades altas para controlar estos flujos, todo esto en una zona de alta presión de formación, que originó el retraso de la perforación del pozo.
- 2) El uso de tecnología existente en el mercado como es la medición durante la perforación, equipo bajo balance, empacadores inflables para agujero descubierto, zapatas y colgadores rotatorios así como la mejora en las practicas operativas, es una valiosa ayuda para que la perforación de nuestros pozos sea más eficaz y se reduzcan los tiempos de operación.
- 3) Del análisis de los registros, de los datos litológicos y de la determinación de geopresiones, del pozo Camaronero 1-A, se desprende que existe un grave problema de presión anormalmente alta e inestabilidad mecánica.
- 4) Los modelos de determinación de gradientes de sobre carga, formación y fractura no concuerdan con lo observado en la realidad, las densidades que se usaron rebasan por mucho a los gradientes calculados inclusive al de sobre carga por lo que se hace necesario ajustar un modelo regional que nos permita evaluar con mas exactitud las presiones de sobre carga, poro y fractura.

## RECOMENDACIONES

- 1) Para definir cual es el mecanismo dominante de la problemática en esta zona se recomienda un programa de adquisición de información, que consista en análisis de esfuerzos a los núcleos recuperados, la toma de registros sísmicos de alta calidad, toma de registros parciales para correlación, pruebas de goteo o micro fracturas, toma de núcleos adicionales en la zona problema y el uso continuo de herramientas de medición durante la perforación.
- 2) Se recomienda efectuar pruebas de goteo inmediatamente debajo de la zapata de la ultima tubería de revestimiento, y repetirlas al encontrar formaciones con alto porcentaje de arena, esto determinará la presión de fractura para cada zona en que se efectúen estas pruebas, y se ajustará la ventana operacional de densidad de trabajo, y en su caso tomar la decisión de aislar ese intervalo.
- 3) Se debe considerar la información sísmica, como tiempo de doble reflexión, y la velocidad de onda sísmica para auxiliarnos en la determinación de los gradientes de sobre carga, poro y fractura antes de la perforación..
- 4) Se recomienda la supervisión continua y aplicada en el fluido de perforación, para detectar cualquier cambio en sus propiedades que nos indiquen la entrada a la zona problema, así como la determinación de la densidad de la formación por métodos de laboratorio, recuperando muestras de canal para ello.
- 5) Para aprovechar mejor la información tomada con herramientas de medición durante la perforación nos dé el resultado que se espera, es necesario que permanezca en el pozo un ingeniero para que interprete adecuadamente dicha información.
- 6) Se debe de estrechar la colaboración con el departamento de exploración para poder determinar con mas exactitud la estructura de las formaciones.

## Capítulo seis

Para que la información tomada con herramientas de medición durante la perforación nos dé el resultado que se espera, es necesario que en el pozo se encuentre un ingeniero que le dé la interpretación adecuada.

Se debe estrechar la colaboración con el departamento de exploración para poder determinar con más exactitud la estructura de las formaciones.

En el diseño de los pozos exploratorios de esta zona se debe considerar el riesgo que implica perforarlos, programando un tiempo razonable para su intervención.

El perforar pozos en la cuenca terciaria de Veracruz con su complejidad geológica consistente en grandes intervalos con secuencias de lutitas y areniscas, de gran inestabilidad, en zonas de alta presión, no es una perforación convencional, por lo tanto el enfoque que hay que tener para atacar la problemática no debe ser convencional, por lo que se recomienda como un principio para reducir los problemas, el de manejar la inestabilidad de nuestros pozos, en tanto no estemos en condiciones de eliminarla, para esto se propone que se tome como punto de partida lo expuesto en este trabajo.

## BIBLIOGRAFÍA

1. The effect on Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well logs.  
Ben A. Eaton SPE – AIME. Universal Drilling and Engineering. Aug. 1972
2. Applied Drilling Engineering . Adam T. Burgoine Jr. , Keith K. Milheim ,  
Martín F. Chenevert , F. Su Young Jr. SPE textbook series vol 2.
3. Managing wellbore instability in the Cuisana Field.  
Schlumberger Oil Field Review
4. Integrated reservoir Geomechanics Techniques in the Burgos Basin México;  
An improved Gas Reservoirs management. Sergio Berumen, Pemex E&p,  
Fernando Rodriguez Pemex E&P, Craig Cipolla Pínchale Technologies,  
Thomas Finkbeiner Geomechanical international, Steve Wolhart Gas  
research Institute. SPE paper 59418
5. Infill Drilling and Reserve Growth Determination in Lenticular Tigh Gas sand.  
Cipolla C.L. and Mayerhofer M. SPE paper 36735
6. The ecuación for Geopressure prediction from Well log.  
Ben A. Eaton SPE paper 5544
7. Expediente de exploración de los pozos Camaronero 1-A y Chalpá 1



## Bibliografía

8. Expedientes de perforación de los pozos Camaronero 1-A, Chalpa 1 y Playuela 1
9. Determinación y análisis del perfil de compactación de sedimentos terrigenos  
tesis de maestría por Oscar g. Valdez Lopez
9. Software interno de perforación para el cálculo de geopresiones
10. Software Geopresw 2.0

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA	Pag.	
1.1	Ubicación de la cuenca de Veracruz	2
1.2	Litológia y ambiente depositacionales	3
2.2.1	Estado de esfuerzos in situ.	13
2.2.2	Criterio de rotura por compresión	14
3.1.1.1	Distribución de tiempos pozo Playuela 1	18
3.1.1.2	Tiempos de espero pozo Playuela 1	19
3.1.1.3	Tiempos de problemas pozo Playuela 1	19
3.1.2.1	Distribución de tiempos pozo Chalpa 1	21
3.1.2.2	Tiempos de espera pozo Chalpa 1	22
3.1.2.3	Tiempos de problemas pozo Chalpa 1	22
3.1.3.1	Distribución de tiempos pozo Camaronero 1-A	26
3.1.3.2	Tiempos de espera pozo Camaronero 1-A	26
3.1.3.3	Tiempos de problema pozo Camaronero 1-A	27
4.1.1	Estado mecánico pozo Chalpa 1	28
4.1.2	Registros pozo Chalpa 2650 – 3000m	29
4.1.3	Registros pozo Chalpa 3000-3300m	30
4.1.4	Estado mecánico pozo Camaronero 1-A	33
4.1.5	Registros pozo Camaronero 1-A 2475 –2650m	34
4.1.6	Registros pozo Camaronero 1-A 2675 – 2800m	35
4.1.7	Registros pozo Camaronero 1-A 2825 – 3000m	36
4.3.1	Grafica de profundidad Vs, densidad pozos Playuela 1 Camaronero 1-A y Chalpa 1	45

## Índice de figuras

4.3.2	Tendencia de la resistividad pozo Camaronero 1-A	46
4.3.3	Gradientes de sobre carga, formación y fractura del pozo Camaronero 1-A	47
5.2.1	Instalación de equipo bajo balance	50
5.3.1	Empacador inflable para agujero descubierto	51
5.3.2	Empacador inflable previene la migración de gas	52
5.3.3	Empacador inflable auxilia a aislar zonas de pérdida de circulación	53
5.3.4	empacador inflable aísla entrada de agua	53
5.4.1	Componentes de la tubería expandible	54
5.4.2	Expansión de la tubería	55
5.4.3	Procedimiento de introducción de la tubería expandible	55
5.5.1	Zapata rotatoria revestida	57
5.5.2	Colgador y soltador rotatorio	58
5.6.1	Registrando durante la perforación	59
5.6.3	Gráfica del PWD del pozo Camaronero 1-A	59
5.7.1	Asentamiento de tubería propuesto para la zona del pozo Camaronero 1-A	62

## INDICE DE TABLAS

<b>TABLA</b>	<b>Pag.</b>
1.1 Columna geológica y profundidad promedio de la Cuenca de Veracruz	3
4.2.1 Columna geológica pozo Chalpa 1	38
4.2.2 Columna geológica pozo Camaronero 1-A	41
5.7.1 Propuesta de asentamiento de tuberías de revestimiento En la zona del pozo Camaronero 1-A	61