

24/12



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**SELECCION DEL INTERVALO EN LA  
TERMINACION DE UN POZO.**

**TESIS PROFESIONAL**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
FRANCISCO ALBA GONZALEZ

MEXICO, D. F.

1988



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

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

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

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

# INDICE

I.	INTRODUCCION	I
II.	ESTADO MECANICO DEL POZO	2
II.1	ESTADO ACTUAL DEL POZO	2
II.2	GEOLOGIA DE CAMPO	5
II.3	COLUMNA GEOLOGICA	8
II.4	FORMACIONES PRODUCTORAS	14
II.5	PLANO ESTRUCTURAL Y SECCIONES TRANSVERSALES	15
III.	APAREJO DE PRODUCCION	17
IV.	INFORMACION QUE SE REQUIERE PARA LA SELECCION DEL INTERVALO DE PRODUCCION	19
IV.1	REGISTROS GEOFISICOS EN AGUJERO DESCUBIERTO	19
IV.1.1	DESCRIPCION DE LOS REGISTROS GEOFISICOS TOMADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA MEXICANA, PARA LA DETERMINACION DEL INTERVALO A EXPLOTAR	20
IV.1.1.1.	HERRAMIENTAS PARA IDENTIFICAR LITOLOGIA	20
IV.1.1.2.	HERRAMIENTAS PARA IDENTIFICAR RESISTIVIDAD	23
IV.1.1.3.	HERRAMIENTAS PARA IDENTIFICAR POROSIDAD	29
IV.1.1.4.	HERRAMIENTAS VARIAS	33
IV.1.2	EMPLEO DE LOS REGISTROS GEOFISICOS EN LA DETERMINACION DEL INTERVALO PRODUCTOR	35
IV.2	PRUEBAS DE FORMACION Y/O PRODUCCION DEL POZO	60
IV.2.1.	PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE FORMACION	66
IV.2.2.	USO QUE SE LES DA A LAS PRUEBAS DE FORMACION	67
IV.3	PRESIONES DE FONDO	68
IV.3.1.	ANALISIS DE PRESIONES DE FONDO DEL POZO JUJO NO. 27	73

<b>V.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>85</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>88</b>

## I. INTRODUCCION

El presente trabajo es un estudio sobre la selección de los intervalos productores en un pozo petrolero, para desarrollarlo se tomó como ejemplo el pozo Jujo 27.

Dada la importancia que tiene la selección de los intervalos por probar en un pozo petrolero, se debe poner mayor interés en la determinación de estos; por los altos costos y riesgos que se corren al probar un intervalo, debemos tratar de incrementar el porcentaje de éxitos.

Para lograr lo anterior se cuenta, actualmente, con las herramientas necesarias para ello, tales como; Registros geofísicos continuos de hidrocarburos, información obtenida diariamente en el transcurso de la perforación, análisis de los núcleos cortados por correlaciones o por manifestación de hidrocarburos, - análisis de pruebas de formación, análisis tanto cualitativa como cuantitativamente de: los Registros geofísicos tomados en un agujero descubierto, pruebas de producción y pruebas de presiones de fondo.

Mediante el uso responsable de las herramientas anteriormente mencionadas es posible seleccionar los intervalos a probar, con mayor éxito, reduciendo así el costo de la terminación del pozo y sobre todo tener mayores posibilidades de que los intervalos - almacenadores de hidrocarburos sean identificados apropiadamente.

## II. ESTADO MECANICO DEL POZO

### II.1 ESTADO ACTUAL DEL POZO

La perforación del pozo Jujo 27 se inició el día 6 de Agosto de 1983, con el equipo de perforación No. 311, de sistema rotatorio y se terminó de perforar el día 19 de Junio de 1984.<sup>3-4</sup>

Las tuberías de revestimiento que se utilizaron son las siguientes (Fig. II.1):

La tubería de mayor diámetro ( 24 pg. ), fue la conductora con una profundidad de 50 mts., cementándose en toda su longitud.

Objetivo: Aislar acuíferos superficiales y tener un medio para la circulación del fluido de perforación.

La siguiente tubería de revestimiento que se introdujo en el pozo fue la superficial, con un diámetro de 16 pg. de la superficie a una profundidad de 872 mts., cementándose totalmente.

Objetivo: Proteger el agujero de derrumbes y servir de base a las instalaciones superficiales de control.

Otra de las tuberías de revestimiento que se introdujo, fue una intermedia con un diámetro de 10 3/4 pg., y una profundidad de 3220 mts. a la superficie, ésta tubería está cementada en dos etapas, la primera a 3220 mts, y la segunda, a través del cople " G " de cementación múltiple, a 1252 mts.

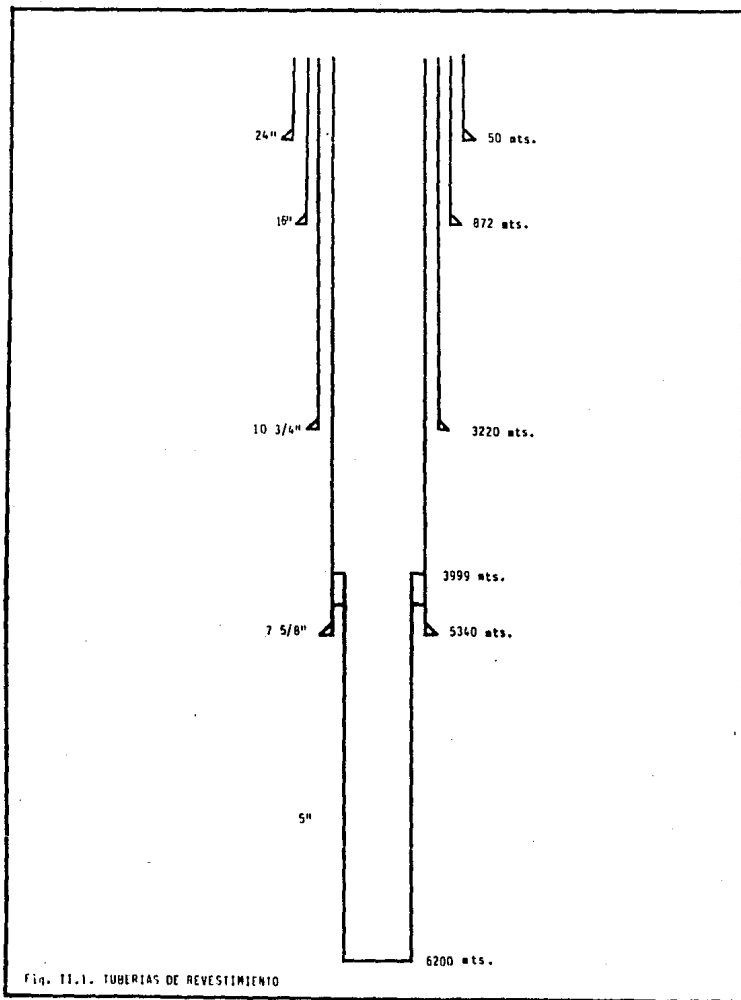
Objetivo: Proteger el agujero de derrumbes, aislar zonas de arenas y lutitas de presión moderada de la zona de alta presión y así permitir elevar la densidad del lodo.

Se utilizó una última T.R. intermedia, que se metió al pozo con un diámetro de 7 5/8 pg. y una profundidad de 5340 mts. a la superficie.

Objetivo: Aislar la zona de presiones anormales para poder bajar la densidad del lodo y perforar el yacimiento.

El "liner" o tubería corta de revestimiento, tiene un diámetro de 5 pg. y una longitud de 2201 mts. y está cementada en toda su longitud desde los 3999 mts. hasta el fondo 6200 mts.

Objetivo: Aislar las zonas impregnadas de hidrocarburos para permitir la explotación del pozo adecuadamente.





## II.2 GEOLOGIA DE CAMPO

La ubicación del pozo Jujo 27 está al NE de la estructura del campo Jujo, aproximadamente a 85 Km. de Villahermosa Tab. o al SW de la ciudad de Cardenas Tab. a una distancia aproximada de 35 km.<sup>7</sup>.

Geográficamente se localiza entre los meridianos 93° 18' 33" y 98° 38' 17" de latitud Norte y los paralelos 17° 43' 37" y 17° 59' 53" de longitud Oeste.

Geológicamente está en la provincia de las cuencas terciarias del Sureste y forma parte del área petrolera mesozoica de Chiapas Tabasco, cuyos límites son: al Norte la plataforma continental del Golfo de México, al Sur con la sierra de Chiapas, al Este limita con la cuenca de Macuspana y al Oeste con la cuenca Salina del Istmo.

El campo está limitado al Norte, por el campo Tecominoacan y por el Sur con un domo de sal. Al Oeste por una falla normal que busa al Oeste y al Este por una falla inversa que busa al Oeste de ambas a nivel mesozoico, Fig. II.2.1.

El campo Jujo forma parte de la estructura de los campos Jujo-Tecominoacan, con su eje principal orientado del Noroeste al Sureste.

A continuación se observa en la Fig. II.2.2, la secuencia estratigráfica del campo Jujo.



ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION
MESOZOICO	CUATERNARIO	RECIENTE	-	-
		PLEISTOCENO	-	-
		PLIOCENO	ASTIANO	PARAJE SOLO
			PLAISANCIANO	FILISOLA
			SAHELIANO	CONCEP. SUPERIOR
		CONCEP. INFERIOR		
		ENCANTO		
		MIOCENO	BURDIGALIANO	DEPOSITO
			AQUITANIANO	
			CHATTIANO	
		OLIGOCENO	RUPELIANO	OLIGOCENO MEDIO
			TONGRIANO	OLIGOCENO INFERIOR
			EOCENO	LUPIANO
		BARTONIANO		
	AUVERSIANO	EOCENO MEDIO		
	LUTECIANO			
	PALEOCENO	CUISIANO	EOCENO INFERIOR	
		YPRESIANO		
		THANETIANO	PALEOCENO	
		MONTIANO		
DANIANO				
MESOZOICO	CRETACICO	SUPERIOR	MAESTRICHIANO	MENDEZ
			CAMPANIANO	
			SANTONIANO	SAN FELIPE
			CONIACIANO	
		MEDIO	TURONIANO	AGUA NUEVA
			CENOMANIANO	
		INFERIOR	ALBIANO	DOLONIA CALJZAS ARCILLOSAS
			APTIANO	
	BARREMIANO			
	HAUTERIVIANO			
	JURASICO	SUPERIOR	VALANGINIANO	TITHONIANO
			BERRIASIANO	
			TITHONIANO	
		MEDIO	KIMMERIDGIANO	KIMMERIDGIANO
OXFORDIANO				
CALLOVIANO				
	BATONIANO			
	BAJOCIANO			

Fig. II.2.2 SECUENCIA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO JUJO

### II.3 COLUMNA GEOLOGICA

La columna geológica atravezada al perforar el pozo Jujo No. 27 es la que a continuación se enlista.

FORMACION	PROFUNDIDAD ( m.b.m.r. )
Paraje Solo	Aflora
Concepción Superior	1300
Encanto	1525
Depósito	2175
Oligoceno	3385
Eoceno	3810
Paleoceno	4720
Cretácico Superior ( Méndez )	5070
Cretácico Superior ( San Felipe )	5320
Cretácico Superior ( Agua Nueva )	5385
Cretácico Inferior	5435
Jurásico Superior Tithoniano	5525
Jurásico Superior Kimmerdgiano	5973
Profundidad Total	6200

Las características de las diferentes épocas y formaciones que integran la columna estratigráfica del campo, se definieron con base en el análisis litológico de las muestras de canal, núcleos y en determinaciones paleontológicas, y así se establecieron

marcas eléctricas que sirvieron para efectuar correlaciones geológicas entre los pozos perforados vecinos<sup>7</sup>.

Las rocas almacenadoras consisten esencialmente de dolomías de edad Cretácico Inferior y Jurásico, el ambiente de depósito - varía desde plataforma a mar abierto.

Estas rocas reúnen las características físicas necesarias como son; la porosidad y la permeabilidad que les permite almacenar a los hidrocarburos.

Mencionaremos brevemente la litología general de las formaciones que se atraviesan en el pozo;<sup>3, 7</sup>

Paraje Solo. Se compone de arena gris claro a gris pardusco, de grano medio a grano grueso y de lutita gris claro a gris verdoso, laminar y de horizontes de arenisca gris de grano fino, bien cementado con presencia de material carbonoso y fragmentos de moluscos, hacia la parte inferior de esta formación la arcillosidad aumenta. El espesor en ésta formación es de 1300 mts.

Concepción Superior. Formado principalmente de lutita gris verdosa a café grisáceo, suave con intercalaciones de arena gris claro de grano fino y areniscas grises de grano fino, bien cementada y encontrándose también delgados horizontes de lignita. En este caso el espesor de la formación es de 225 mts.

Encanto. Está compuesta de lutita gris verdosa, plástica y suave, en partes arenosas y bentoníticas, se encuentra alternado

con areniscas de grano fino, mal cementadas en una matriz arcillosa, su cima se determinó por micropaleontología y por correlación eléctrica. El espesor de ésta formación es de 650 mts.

Depósito. Consiste de lutita gris claro a pardusco, suave a semidura, calcárea, laminar y lutita gris oscuro, semidura a dura, ligeramente calcárea, con intercalaciones de areniscas grises claras de grano fino bien cementada, así como horizontes pequeños de bentonita verde claro. Tiene un espesor de - 1210 mts.

Oligoceno. Está representado por lutita gris claro a pardusco, suave a semidura, en partes arenosas, calcárea y lutita gris oscuro, semidura a dura, con intercalaciones de arenisca gris claro a oscuro, de grano fino, ligeramente calcárea, así como delgados horizontes de bentonita gris claro. Su espesor es de 425 mts.

Eoceno. Constituida esencialmente en la parte superior por lutita de color gris claro a gris verdoso, suave a semidura, plástica, ligeramente calcárea y en partes fósilífera, hacia su base se va volviendo ligeramente arenosa, encontramos intercalaciones de brechas calcáreas y bentoníticas. Su espesor es de 910 mts. A éstas rocas se les determinó su cima por estudios paleontológicos, ya que eléctricamente no hay diferencia con el Oligoceno.

Paleoceno. Litológicamente está formada por un potente cuerpo de lutita gris verdoso y gris oscuro, semidura a dura, arenosa, calcárea, con delgadas intercalaciones de arena gris claro y gris oscuro de grano que va de fino a muy fino, en partes bien cementadas por material calcáreo. Su espesor es de 350 mts.

Cretácico Superior (Méndez). Está constituido por una margas de color café claro a café rojizo, semidura a dura, con intercalaciones de bentonita gris a gris verdoso y verde claro con lutita calcárea de color verde grisáceo a café suave con pequeños cuerpos de brechas formadas por fragmentos de packstone de biclastos y mudstone crema arcillosos y compacto. Su espesor es de 250 mts.

Cretácico Superior (San Felipe). Está representado por mudstone gris verdoso, bentonítico, compacto, con fracturas selladas por calcita, con intercalaciones de mudstone-wackstone de foraminíferos plantónicos, crema café claro arcilloso. Hacia la parte inferior, los cuerpos de bentonita son frecuentes, los que significa una clave que puede localizarse en toda el área. Su espesor es de 65 mts.

Cretácico Superior (Agua Nueva). Está constituida por dos tipos de rocas; la parte superior consiste de un mudstone a wackstone crema a café claro, con fracturas selladas por cal -

cita, en partes manifiesta arcillosidad, presenta pedernal negro ahumado y algunos horizontes finos de bentonita. Por lo que respecta a la parte inferior, figura un espesor de sedimentos dolomitizados, representados por dolomía gris a oscuro, microcristalina, de aspecto sacaroide, con fracturas selladas por calcita, dolomita. Su espesor es de 50 mts.

Cretácico Inferior. En la parte superior los sedimentos están constituidos por mudstone verde claro y gris verdoso arcilloso, bentonítico y ligeramente dolomitizado, siendo éste el horizonte que se forma para marcar el contacto litológico entre las rocas del Cretácico Superior e Inferior. La parte media y la basal se caracteriza por estar formado por dolomías y calizas dolomíticas, café claro y verde grisáceo, arcillosas criptocristalinas y microcristalinas, con escasas fracturas selladas de calcita con impregnación de aceite ligero. Su espesor es de 90 mts.

Jurásico Superior (Tithoniano). Estas rocas están constituidas por dolomías microcristalinas, arcillosas de color café obscuro y gris obscuro, con fracturas selladas por calcita y con intercalaciones de mudstone a wackstone fracturado. El espesor de ésta formación es de 448 mts.

Jurásico Superior (Kimmeridgiano). Constituido por dolomías mesocristalinas y microcristalina, de color gris obscuro



y café claro por impregnación de aceite, ligeramente arcillosa con microcavidades de disolución, encontrándose también microfracturas selladas por dolomía blanca. Frecuentemente alterna con packstone y grainstone de oolitas y bioclastos e intercalaciones de anhidrita. Su espesor no se ha determinado ya que a 6 200 mts. no se ha alcanzado su base, sin embargo se espera - sea el Jurásico Superior Oxfordiano, tal como se presenta en - la columna estratigráfica del área mesozoica de Chiapas-Tabasco.

La estructura que almacena los hidrocarburos del campo Jujo es de tipo anticlinal alargada y de forma dómica, con orientación NW-SE y paralela al anticlinorio de la sierra de Chiapas de la cual constituye su buzamiento al NW, presenta además algunos plegamientos que están delimitados por buzamiento normal de sus capas y otros afectados por fallas inversas o del tipo normal.<sup>8</sup>

La sección Geológica y Estructural del pozo así como sus - secciones transversales y las profundidades, en las diferentes épocas y formaciones que la integran, estas se definieron en - base al análisis litológico de las muestras de canal, núcleos y en determinaciones paleontológicas, con esto se establecieron puntos que sirvieron para efectuar correlaciones geológicas en tre los pozos perforados vecinos.

## II.4 FORMACIONES PRODUCTORAS

Como hemos observado, la secuencia estratigráfica que se presenta en el campo Jujo, va del Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta la formación Paraje solo.

Las formaciones productoras son: el Cretácico Inferior y el Jurásico Superior Kimmeridgiano y las rocas generadoras de hidrocarburos son: las calizas arcillosas del Jurásico Superior Tithoniano y los cuerpos arcillosos y vituminosos dolomitizados del Cretácico Inferior. La porosidad que se presenta en el área es de dos tipos: 7, 8

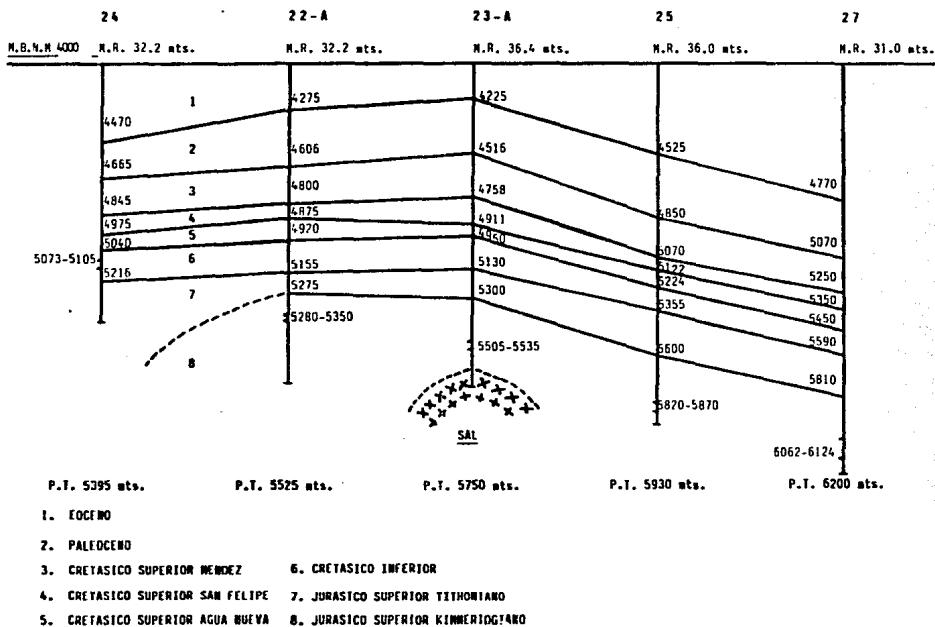
1. Porosidad intercrystalina que representa en la dolomía y se debe principalmente, a que el carbonato doble de calcio y magnesio reemplaza al carbonato de calcio.
2. Porosidad por disolución es del tipo de cavernas e intrafosilar y porosidad secundaria por fracturas.

Las rocas que constituyen el sello del yacimiento del campo Jujo son las correspondientes a las formaciones Méndez y San Felipe, debido a que tienen un alto grado de material arcilloso calcáreo.

## II.5 PLANO ESTRUCTURAL Y SECCIONES TRANSVERSALES

A continuación se observa la Fig. II.5.1, donde se muestra la sección Geológica estructural diagramática del pozo Jujo 27 y los pozos 24, 22-A, 23-A y 25, donde se aprecian las profundidades de los mismos, sus intervalos abiertos a producción y los puntos donde se localiza cada contacto Geológico, observándose que es el pozo que produce a mayor profundidad en el campo en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano y que también existen posibilidades de producción en el Cretásico Inferior, pues allí produce el Jujo 24.<sup>7</sup>

Fig. 11.5-1. SECCION GEOLOGICA ESTRUCTURAL DEL POZO JUJO No.27 CON LOS POZOS



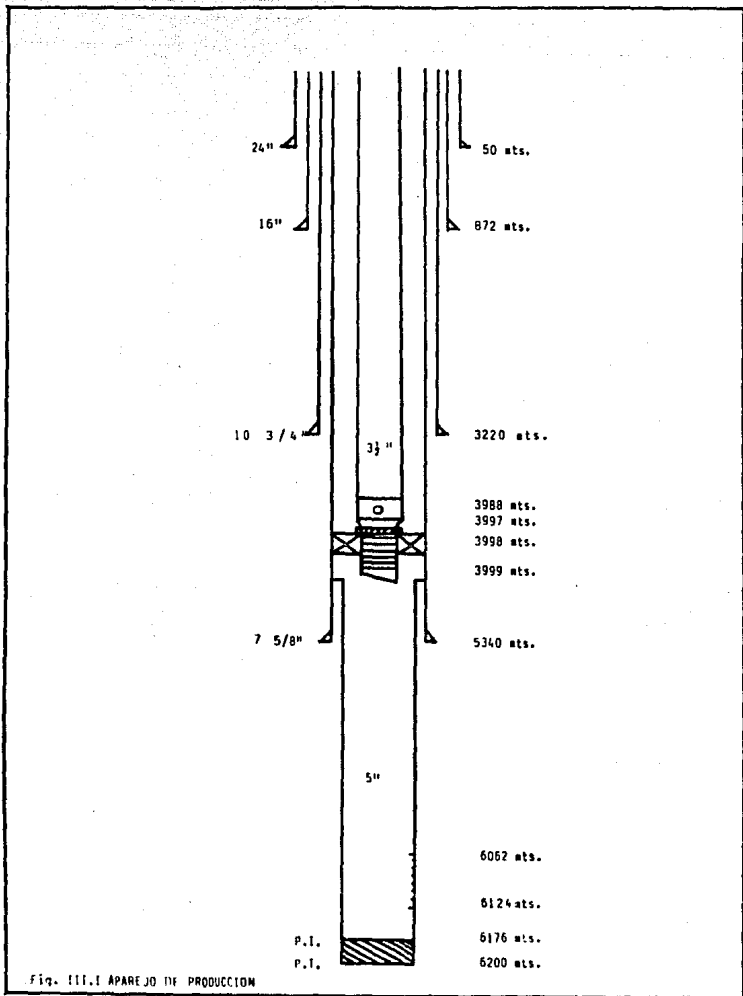
## 111. APAREJO DE PRODUCCION.

El aparejo de producción está constituido por un multi "V" 80-32 con 10 unidades selladoras, conectado a un empacador permanente de 7 5/8 pg. éste se encuentra anclado a una profundidad de 3 998 mts. arriba de la boca de la tubería de revestimiento corta, con una camisa de circulación de 3 1/2 pg. a una profundidad de 3 988.89 mts. tuberías de producción de 3 1/2 pg. hasta la superficie, teniendo un total de 4 003.74 mts.<sup>3,7,10</sup>

El intervalo disparado fue a la profundidad de 6 062 a 6 124 mts., para esto se utilizaron pistolas scallop de 2 pg. - con 13 cargas por metro.

El pozo quedó productor oficialmente de aceite volátil y gas a partir del 14 de Enero de 1985<sup>3,7</sup>, con una producción de aceite, de 407 m<sup>3</sup>/día y una relación gas aceite (RGA) de 210 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, fluyendo por un estrangulador de 1/2 pg. de diámetro con una presión superficial fluyendo de 152 kg/cm<sup>2</sup>.

A continuación se observa la forma en que se encuentra el aparejo de producción, con sus tuberías de revestimiento correspondientes. El dibujo no se encuentra a escala real. Fig. 111.1



#### IV. INFORMACION QUE SE REQUIERE PARA LA SELECCION DEL INTERVALO DE PRODUCCION.

##### IV.1 REGISTROS GEOFISICOS EN AGUJERO DESCUBIERTO.

Los registros geofísicos se vienen empleando desde el año de 1925 y han tenido un avance tecnológico impresionante en todo el mundo, ya que nos proporcionan una amplia gama de información útil para todas las ramas en las ciencias de la tierra.<sup>2,9</sup>

Dicha información debe ser interpretada por profesionales en el área que a su vez reúnan una amplia experiencia en la materia, ya que con facilidad los datos que nos proporcionan los registros pueden no ser interpretados debidamente y podrían desviarnos de nuestro objetivo.

A continuación se nombran los registros que comúnmente se toman en la Industria Petrolera Mexicana. No son los únicos que existen, por su versatilidad pueden proporcionar información suficiente de la formación como para poder predecir el intervalo que se abrirá a explotación.

1. Registro Rayos Gamma
2. Registro de Potencial Natural
3. Registro Doble Laterolog
4. Registro Microesférico Enfocado
5. Microregistro Eléctrico
6. Registro Microlaterolog

7. Registro de Densidad
8. Registro de Inducción
9. Registro Neutrón Compensado
10. Registro Sónico de Porosidad
11. Registro de Medición de Echados

#### IV.1.1. DESCRIPCIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS TOMADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA MEXICANA, PARA LA DETERMINACIÓN DEL INTERVALO A EXPLOTAR

##### IV.1.1.1. HERRAMIENTAS PARA IDENTIFICAR LITOLOGIA 2,5,6,9

###### i. Registro Rayos Gamma ( GR )

Principio y funcionamiento del registro. Los registros Rayos Gamma miden la radiactividad natural de las rocas atravesadas por el pozo. Son ondas electromagnéticas o partículas llamadas fotones que penetran la formación fácilmente debido a su alta energía, esto hace posible que puedan correrse tanto en agujero descubierta como en adorado. Por su composición las arcillas son rocas con alto contenido de radiactividad, y con este registro éstas pueden ser cuantificadas mediante la siguiente expresión:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_s}{GR_{sh} - GR} \quad \dots \text{Ec. IV.1}$$

donde:

$V_{sh}$  = Volúmen de lutita



GR = Radiactividad medida en la zona de interés  
GRs= Radiactividad medida en la zona de arenas  
GRsh=Radiactividad medida en la zona de lutitas

Usos. Se utiliza generalmente para localizar intervalos de formaciones carentes de lutitas o arcillas limpias. Estos intervalos son analizados con una serie de registros, que nos prueban si el intervalo contiene acumulación de hidrocarburos. Comúnmente se usa en vez del registro de Potencial Espontáneo ( SP ) cuando este no es satisfactorio, en rocas carbonatadas principalmente.

Limitaciones. Para obtener una lectura apropiada de las zonas de interés, es necesario que estos registros sean corridos de acuerdo con las especificaciones del fabricante, de lo contrario se obtienen resultados inciertos o alejados de la realidad. El promedio de radio de investigación en formaciones sedimentarias es de 30 a 40 cm.

La desviación del perfil no es únicamente función de la radiactividad y densidad de las formaciones, sino que también se ve afectado por las condiciones del pozo, tales como: el diámetro del pozo, peso del lodo y tubería de revestimiento.

## 11. Registro de Potencial Natural (SP)

Principio y funcionamiento del registro. Es la diferencia de potencial eléctrico, entre un electrodo colocado en la superficie y un electrodo móvil. En la gráfica que se obtiene de este registro, cuando el perfil se deflexiona hacia la izquierda de la línea base de lutitas, indica que nos encontramos ante una zona porosa y permeable, cuando se deflexiona hacia la derecha implica que el fluido de perforación es más salado que el de formación.

Para calcular la resistividad del agua ( $R_w$ ) a partir de este registro haremos uso de la siguiente expresión:

$$SP = -K \log \left( \frac{R_{mf}}{R_w} \right) \quad \dots \text{Ec. IV.2}$$

donde:

$SP$  = Potencial Eléctrico ( mv )

$K$  = Constante de temperatura de la formación ( °F )

$R_{mf}$  = Resistividad del filtrado del lodo ( ohm-m )

$R_w$  = Resistividad del agua de formación ( ohm-m )

Usos. Su uso es para seleccionar zonas permeables, obtener indirectamente la resistividad del agua intersticial de la formación, estimar el grado de arcillosidad que contiene el estrato de interés, correlación de límites de capas, correlación de capas y

detectar zonas porosas.

Limitaciones. El agujero debe estar lleno de lodo conductivo, de lo contrario no se formará una conexión eléctrica entre el electrodo de SP y la formación, no debe correrse en lodos con base de aceite, en agujeros que no contengan ningún fluido. También si la resistividad del filtrado del lodo y el agua de la formación son iguales, las desviaciones del SP son pequeñas y la curva es achatada, esto hace que no haya variaciones apreciables.

#### IV.1.1.2 HERRAMIENTAS PARA IDENTIFICAR RESISTIVIDAD.<sup>2,4,5,9</sup>

##### i. Registro de Inducción.

Principio y funcionamiento del registro. Contiene arreglos de bobinas que inducen corrientes a la formación, tienen combinaciones de cinco, seis y ocho bobinas para eliminar señales no deseadas y para enfocar la media del volumen del material deseado, por este último medio, se eliminan los efectos de agujero y de la zona invadida por el filtrado del lodo.

Por medio de la siguiente ecuación podemos determinar la resistividad:

$$C = \frac{100}{R} \quad \dots \text{Ec. IV.3}$$

donde:

C = Conductividad en milimhos/m.

R = Resistividad en ohms/m.

Usos. Este registro fue diseñado para medir la conductividad de la formación, en los lodos base aceite, pero dan buenos resultados en lodos base agua, para la investigación profunda y para disminuir la influencia de la zona invadida, así como para determinar zonas permeables que contengan hidrocarburos, una de sus principales funciones es determinar la resistividad de la formación, verdadera.

Limitaciones. Opera con ventajas cuando el fluido del pozo no es muy conductor, aún en aire o gas, también lo hace en lodo conductor siempre que éste no esté muy salado, que el diámetro del pozo no sea muy grande y que la formación no sea demasiado resistiva.

#### ii. Registro Doble Laterolog ( DLL )

Principio y funcionamiento del registro. Fue desarrollado para corregir muchos de los defectos de los registros laterolog simples, ya que abarca un radio de investigación más amplio que los convencionales y su radio de emisión de corriente es de 24 pg, está compuesto por un Laterolog profundo (LLd) y un superficial (LLs) ambos se corren simultáneamente y utilizan nueve electrodos.

Usos. Se usan para medir la resistividad total ( $R_t$ ), se utilizan cuando el rango de precisión de los registros de Inducción no

son suficientes, para determinar zonas permeables que contengan hidrocarburos y para determinar zonas fracturadas.

Limitaciones. Las lecturas del Laterolog profundo ( LLD ) y superficial ( LLs ) se ven afectados por el lodo del agujero, la zona invadida y las capas adyacentes, por lo tanto, hay que hacer correcciones por efecto de agujero, de capas adyacentes y de invasión.

### iii. Registro Microesférico Enfocado.

Principio y funcionamiento del registro. Este dispositivo contiene electrodos de enfoque esférico montados en una almohadilla. Mediante el enfoque esférico se da una forma casi esférica a las superficiales equipotenciales producidas por un dispositivo de resistividad. Este enfoque se consigue mediante electrodos auxiliares, se hace que la corriente circule por el lodo, así como por la formación.

Usos. Da información muy precisa de estratos permeables en cualquier tipo de formación, por lo tanto determinará la resistividad de la zona lavada ( Rxo ) y la porosidad, en condiciones favorables se le puede combinar con otros aparatos de medición.

Limitaciones. Funciona muy aceptablemente en lodos salados,

el grosor del enjarre no afecta para dar lecturas satisfactorias.

#### iv. Microregistro Eléctrico.

Principio y funcionamiento del registro. Al igual que el anterior, también éste va montado sobre una almohadilla aislada, pegada a la pared del pozo. Al presionar la almohadilla, contra el enjarre del pozo se disminuye el corto circuito del lodo sobre las corrientes provenientes del sistema de electrodos de espaciamiento corto, montado en las mismas, que contienen electrodos por los cuales se emite corriente y se mide la caída de potencial.

Estos electrodos sirven también para hacer dos lecturas de resistividad a diferente radio de profundidad.

La micronormal 2 pg. es una curva de mayor penetración que la microinversa 1 por 1 pg. Con estas lecturas se mide la resistividad de la zona lavada (  $R_{xo}$  ) y del enjarre.

Usos. Comunmente se utiliza para determinar capas permeables mediante, la detección del enjarre del lodo y medición de la resistividad en la zona lavada. Su principio es fundamental para la deliniación de capas permeables y el computo de arenas.

Limitaciones. Su funcionamiento es muy aceptable en lodos dulces, tiene un radio de investigación muy reducido, las lecturas de este registro se pueden ver afectadas en mayor o menor grado.

do por el enjarre, dependiendo esto de su resistividad (  $R_{mc}$  ) y su espesor (  $h_{mc}$  ). Se debe bajar la herramienta con los brazos cerrados.

#### v. Registro Microlaterolog

Principio y funcionamiento del registro. Se diseñó para trabajar en lodos dulces donde el enjarre es grueso. Este aparato se compone de un electrodo A y tres electrodos circulares concéntricos, que están montados en una almohadilla de goma que va pegada contra la pared del pozo. Por el electrodo A, se emite una corriente constante, a través del tercer electrodo concéntrico se envía una corriente que se ajusta automáticamente, de manera de mantener la diferencia de potencial entre los dos electrodos monitores esencialmente, igual a cero. La corriente del tercer electrodo concéntrico que fluye más allá del primer electrodo no puede alcanzar el segundo y es forzada a fluir en forma de un haz hacia dentro de las formaciones. La lectura del Microlaterolog está influenciada mayormente por la formación abarcada dentro de este delgado haz. Ver Fig. IV.1.

Usos. El principal es determinar la resistividad en la zona lavada (  $R_{xo}$  ) con precisión para altos valores de la relación de la resistividad en la zona lavada, entre la resistividad en la zona de enjarre (  $R_{xo}/R_{mc}$  ) siempre que el grosor del enjarre no exceda de  $3/8$  de pg.

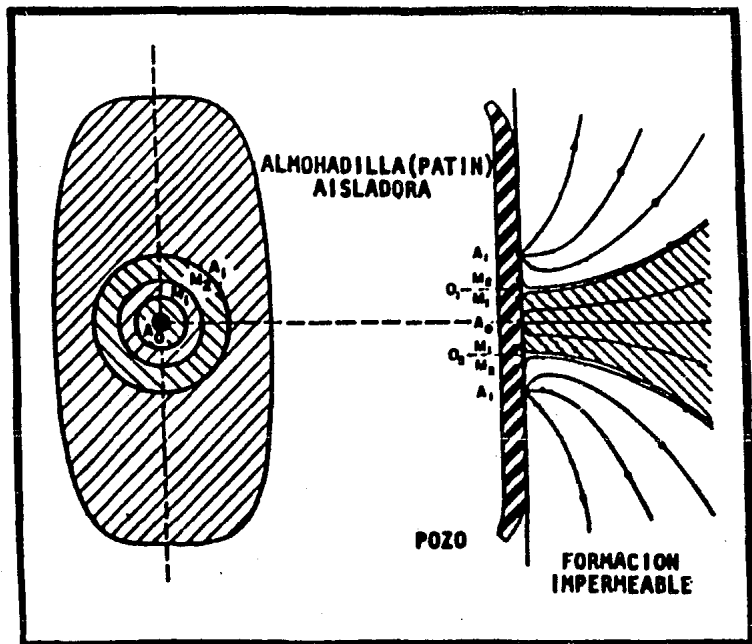


Fig. IV.1 MICROLATEROPERFIL CON SUS ELECTRODOS (IZQUIERDA) Y ESQUEMA DE CORRIENTE (DERECHA)



Limitaciones. Para valores de la resistividad en la zona lavada entre la resistividad en la zona de enjarre (  $R_{xo}/R_{mc}$  ).

Las curvas para valores constantes de  $R_{xo}/R_{mc}$ , se encuentran muy apretadas. En consecuencia la exactitud en la determinación  $R_{xo}$  a partir del Microlaterolog es pobre en esta región. Si la invasión no es profunda estará influido por la resistividad total (  $R_t$  ) o la resistividad superficial (  $R_i$  ) y no obtendrá valores exactos de resistividad en la zona lavada (  $R_{xo}$  ).

#### IV.1.1.3 HERRAMIENTAS PARA DETERMINAR POROSIDAD.<sup>2,5,6,9</sup>

##### i. Registro de Densidad.

Principio y funcionamiento del registro. Es una herramienta que va pegada a la pared del pozo, contiene una fuente de rayos Gamma, éstos se reciben en los detectores, está en función de la densidad electrónica de la roca. Mide la densidad volumétrica de la formación a partir de la detección de los rayos Gamma producidos por efecto Compton ( cuando las partículas de los rayos Gamma chocan a alta velocidad contra los electrones de la formación, ceden algo de su energía cinética, pero no toda, el electrón continúa su trayectoria con menor energía ).

Para poder determinar la porosidad nos valdremos de la siguiente expresión.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \dots \text{ Ec. IV.4}$$

donde:

$\rho_b$  = Densidad obtenida del registro ( gr/cc )

$\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz ( donde la formación no tiene porosidad ) ( gr/cc )

$\rho_f$  = Densidad del fluido ( 1.0 gr/cc cuando el agua del lodo es dulce, 1.1 gr/cc cuando el agua del lodo es salada)

Usos. Con este registro podemos obtener el contenido de lutita, fluido saturante, espesor de enjarre y densidad volumétrica. Se puede calcular la porosidad con la ecuación IV.4.

Nos proporciona un valor muy acertado de porosidad efectiva en areniscas arcillosas. Tiene aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos.

Limitaciones. Uno de los principales problemas de captura de información es cuando la almohadilla se mete en la entrada o en la salida de una caverna. La profundidad de investigación con la cual cuenta éste registro es de 4 pg.

Si el diámetro del pozo aumenta de 6 a 9 pg. se debe agregar una corrección de 0.005 gr/cc. por cada pulgada. Los resultados -

de mejor calidad los obtenemos en rocas homogéneas con rangos de 10 a 35%, ya que en porosidades vulgares de fractura nos proporciona porosidades pesimistas.

#### ii. Registro Neutrón Compensado.

Principio y funcionamiento del registro. Este dispositivo consta de una fuente de neutrones rápidos ( se localiza en la parte inferior de la herramienta ) y dos detectores de neutrones termales ( que están colocados a uno y dos pies arriba de esta ).

La relación de los pulsos entre los detectores se mide y se relaciona con la porosidad.

Usos. Por medio de éste registro conocemos la porosidad de la formación, además de que las herramientas de neutrones detectan neutrones rápidos, epitermales ( con energía arriba del nivel termal ) neutrones termales, rayos gamma de captura o combinaciones de estos.

Limitaciones. La influencia en agujeros es reducida, puesto que puede correrse en agujeros con o sin tubería de revestimiento y puede correrse también con otras sondas al mismo tiempo

#### iii. Registro Sónico de Porosidad.

Principio y funcionamiento del registro. Esta sonda fue diseñada para medir el tiempo que requiere una onda compresional, para recorrer verticalmente un pie de longitud a través de una roca adyacente a la pared del pozo. Este registro consiste de dos arreglos de transmisores y dos arreglos de receptores, con este sistema se eliminan lecturas incorrectas, debidas a la desviación del agujero. Su unidad de medida es el tiempo de tránsito ( microseg/pie ) y puede relacionarse con la porosidad, cuando se conoce la litología, no mide directamente la porosidad, ésta la podemos obtener a partir de la siguiente expresión.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \dots \text{Ec. IV.5}$$

donde:

- $\phi$  = Porosidad ( fracción )
- $\Delta t$  = Tiempo de tránsito del registro ( microseg/pie )
- $\Delta t_{ma}$  = Tiempo de tránsito de la matriz ( microseg/pie )
- $\Delta t_f$  = Tiempo de tránsito del fluido ( microseg/pie )

Usos. Con ésta herramienta conocemos el tiempo de tránsito en una formación, la cual a su vez nos sirve de dato para conocer la porosidad de una formación, ésta la podemos obtener con la ecuación IV.5, anteriormente vista.

Limitaciones. Este registro no nos proporciona directamente

la porosidad, para conocerla, como mencionamos anteriormente, hay que valerse de la ecuación IV.5, que fue desarrollada por Wyllie. Las herramientas estandar solo mide el tiempo de viaje de la onda compresional. Se ve afectado este registro por el diámetro del agujero.

#### IV.1.1.4. HERRAMIENTAS VARIAS<sup>2</sup>:

##### 1. Registro de Medición de Hechados.

Principio y funcionamiento del registro. Esta herramienta consta de dos partes; la sección de patines y la sección de orientación. Mencionaremos respectivamente en que consiste cada una de ellas.

Con la herramienta de cuatro brazos se obtiene cuatro puntos para asegurar la posición de las capas, la separación de los puntos, está determinada por los trazos de resistividad, tiene dos calibradores de agujero que miden la distancia entre los brazos opuestos, localizan la separación horizontal de los puntos. La localización de los cuatro puntos en el plano, ayuda a determinar el echado de la formación o de una capa respecto al eje del agujero.

Para determinar la dirección del echado, el instrumento consta de una brújula, la herramienta mide la diferencia en grados del Norte magnético al patín del número uno ( que se toma como re

ferencia ). A partir de esto la dirección del echado se puede calcular.

Usos. Se utiliza en el estudio de la Geología Estructural, para determinar donde se perforará el siguiente pozo. Proyectar los bordes del yacimiento y obtener información estratigráfica. La localización de fallas, discordancias, echados estructurales. Su información es base para el procesamiento del registro D.C.A. ( Detector de Anomalías Conductivas ) que se emplea en la determinación de zonas fracturadas.

Limitaciones. Para poder manejar la información que aporta éste registro es necesario conocer el ángulo de desviación y la dirección del agujero. Es indispensable para la determinación de éste, conocer la información geológica del área.

#### IV.1.2. EMPLEO DE LOS REGISTROS GEOFISICOS EN LA DETERMINACION DEL- INTERVALO PRODUCTOR.

En los párrafos anteriores se expuso brevemente algunos de los registros geofísicos, estos son de los que más se usan en la Industria Petrolera en la zona Sureste de nuestro país. Ahora enfocaremos nuestra atención al empleo de cada uno de ellos, en la selección de los intervalos de interés, así como los métodos por los cuales se pueden llegar a determinar estos.

Los factores que debemos tomar en cuenta para la determinación del intervalo de interés, desde el punto de vista de almacenamiento de hidrocarburos, son: La información obtenida en el transcurso de la perforación, la información cualitativa de los registros tomados en el agujero descubierto y la información -- cuantitativa de los mismos, así como los resultados de análisis de núcleos y pruebas de formación y/o producción.

La información obtenida en el transcurso de la perforación - del pozo es útil para determinar el intervalo de interés, desde el punto de vista de almacenamiento de hidrocarburos. Esta información es la variación de la densidad del lodo, variación de la velocidad de penetración, manifestación de hidrocarburos, pérdidas del fluido de perforación, análisis de núcleos cortados -- pruebas de formación y/o producción y análisis de presiones de fondo<sup>1</sup>.

Ahora considerando estas características veremos la información que se tomó en el transcurso de la perforación del pozo Jujo

27, en la siguiente tabla (IV.2.1)



**Datos tomados del diario de perforación, tabla IV.2.1.**

Columna 1. Se inició el registro a partir de 5410 mts. de profundidad en adelante, por considerarse que ésta profundidad se inicia la presencia de rocas carbonatadas, que son las de interés petrolero en éste campo.

Columna 2. En ésta se encuentra la información correspondiente a la densidad del lodo, observándose que su variación es de poca importancia, dado que no hay cambios notorios, pues ésta varía de 1.26 a 1.28 gr/cc, de acuerdo con ésto, no se observa ningún intervalo de interés.

Columna 3. En ésta columna está consignada la información correspondiente a la velocidad de penetración en minutos por metro observando los siguientes intervalos de interés: 5997 a 6200 mts. en éste la velocidad disminuyó de un promedio de 50 min/mts. a 41.8 min/mts., en el intervalo 5451 a 5635 mts. se incrementó de 48 min/mts. a 55 min/mts. ( teniendo en ésta zona presencia de hidrocarburos ) y en el intervalo de 5813 a 6033 mts. de su velocidad de penetración tenemos que ésta va de 45 min/mts. a 38 min/mts., apresiándose con ésto que al disminuir la velocidad de perforación nos podemos encontrar en un intervalo de rocas porosas.

Columna 4. Esta corresponde a las manifestaciones de hidrocarburos detectados en el transcurso de la perforación, observando los siguientes intervalos de interés: 5549 a 5613 mts., de 6033 a 6077 mts. y de 6122 a 6200 mts. observandose manifestaciones de aceite en los intervalos anteriores.

Otros indicadores de intervalos de interés son las pérdidas de circulación y los núcleos cortados por manifestaciones de hidrocarburos, pero en éste caso no se presentó reporte de este tipo.

Columna 5. Fracturas naturales, de la observación al microscopio de los detritos cortados por la barrena se observa, la existencia de pequeñas fracturas selladas con bentonita y dolomía.

En la tabla IV.2.2., se presenta un resumen de la tabla IV.2.1., tomando en cuenta sólo los intervalos de interés.

DATOS TOMADOS DEL DIARIO DE PERFORACION, TABLA IV.2.1.

1	2	3	4	5
PROFUNDIDAD ( mts. )	DENSIDAD DEL LODO ( gr/cc )	VELOCIDAD PRON. DE PENETRACION ( min/mts )	PRESENCIA DE HCS	FRACTURAS NATURALES
5410	1.26	60		
5426	1.26	63		
5451	1.26	48		
5471	1.26	45		
5528	1.28	54		
5549	1.28	58	ACEITE	
5554	1.28	57	ACEITE	
5588	1.28	60	ACEITE	
5613	1.28	57	ACEITE	
5635	1.28	55		
5640	1.28	82		fracturas selladas con bentonita
5662	1.28	84		fracturas selladas con dolomita
5684	1.28	63		
5698	1.28	64		
5712	1.28	69		
5732	1.28	67		
5752	1.28	68	ACEITE	
5754	1.28	88		fracturas selladas con dolomita
5757	1.28	60		fracturas selladas con dolomita
5813	1.28	45	ACEITE	
5828	1.26	55		
5858	1.26	46		fracturas selladas con dolomita

CONTINUACION DE LA TABLA IV.2.1.

1	2	3	4	5
PROFUNDIDAD	DENSIDAD	VELOCIDAD	PRESENCIA	FRACTURAS
(mts.)	DEL	PRON. DE	DE HCS	NATURALES
	LODO	PENTRACION		
	(gr/cc)	(min/mts)		
6883	1.26	48		fracturas selladas con dolomita
5897	1.26	65		fracturas selladas con dolomita
5919	1.26	53		
5948	1.26	51		fracturas selladas con dolomita
5955	1.27	52		
5958	1.27	55		
5997	1.27	36		
6033	1.26	38	ACEITE	
6055	1.26	46	ACEITE	
6077	1.26	45	ACEITE	
6091	1.26	36		intervalo propuesto
6122	1.26	38	ACEITE	intervalo propuesto
6142	1.26	42	ACEITE	intervalo propuesto
6145	1.26	53	ACEITE	intervalo propuesto
6180	1.26	38	ACEITE	intervalo propuesto
6200	1.26	37	ACEITE	intervalo propuesto

TABLA IV. 2.2.

1	2	3	4	5
INTERVALO DE INTERES ( mts. )	DENSIDAD DEL LODO ( gr/cc )	VELOCIDAD DE PENET. ( min/mts )	PRESENCIA DE HCS.	FRACTURAS NATURALES
5549-5588	1.28	58	ACEITE	
5613-5662	1.28	67	ACEITE	fracturas se lladas c/ ben tonita y dol.
5752-5757	1.28	75	ACEITE	fracturas se lladas c/dol.
5813-5948	1.26	85	ACEITE	fracturas se lladas c/dol.
6033-6200	1.26	112	ACEITE	

Nota. Debemos tomar en cuenta que, en este resumen la velocidad de penetración es en función de las velocidades de penetración promediadas.

Ahora veremos el análisis cualitativo de los registros tomados en agujero descubierto, para determinar la existencia de intervalos de interés, desde el punto de vista de almacenamiento de hidrocarburos. La información que obtenemos de éste análisis es la siguiente: la existencia de rocas limpias, resistivas (con separación positiva), y de baja porosidad.

La información correspondiente al pozo en cuestión, aparece en la tabla IV.2.3.

**Análisis cualitativo tomado de los Registros Geofísicos en agujero descubierto, Tabla IV.2.3.**

Columna 1. Se observan los intervalos analizados cualitativamente.

Columna 2. Se analiza la curva del registro de Rayos Gamma, observando que los intervalos anotados son limpios, esto es, que no contienen arcilla, o que ésta se presenta en cantidades imperceptibles.

Columna 3. Aquí se aprecia el registro Doble Laterolog - ( Laterolog profundo LLd y Laterolog somero LLs ), se observa que las resistividades son altas, ( del orden de 2000 ohm-m ) y en relación a los intervalos anotados, se observa una separación positiva, indicándonos con esto, la existencia de permeabilidad, por lo que desde éste punto de vista, se considera interesante los intervalos tabulados en la columna 1, de la misma tabla.

Columna 4. Se observa la Porosidad Neutrónica, el análisis cualitativo de ésta curva nos muestra una roca compacta con porosidades del orden de 1.5% en promedio, la cual es sumamente baja.

Columna 5. En ésta tenemos la Densidad de la formación, el análisis de ésta curva nos demuestra, que se trata de una caliza dolomitizada, pues sus densidades varían de 2.71 a - 2.87 gr/cc.

ANALISIS CUALITATIVO TOMADO DE LOS REGISTROS GEOFISICOS EN AGUJERO DESCUBIERTO  
 TABLA IV.2.3

1	2	3	4	5
INTERVALO ( ets. )	GR	DLL	ϕn %	LITOLOGIA ( curva b )
5445-5627	limpio	sep. posit.	baja	caliza-dolomia
5814-5859	"	"	"	caliza
5997-6020	"	"	"	caliza-dolomia
6025-6031	"	"	"	caliza
6044-6083	"	"	"	caliza-dolomia
6086-6179	"	"	"	dolomia-caliza



Han sido vistos los análisis cualitativos de los registros tomados en el transcurso de la perforación del pozo, para determinar los intervalos que pueden ser capaces de almacenar comercialmente hidrocarburos, se usará esa información para que junto con el análisis cuantitativo de los registros geofísicos que den, finalmente, determinados los intervalos de interés, a los cuales se les efectuará pruebas de producción. El análisis cuantitativo de los registros se hizo en aquellos intervalos, que en el transcurso de la perforación y en el análisis cualitativo de los registros geofísicos, mostraban la presencia de hidrocarburos. Para el análisis cuantitativo de los registros se empleó la expresión de Archie<sup>2</sup>, con la cual, se obtuvo el valor de saturación de agua (  $S_w$  ) obteniéndose los valores que se encuentran enlistados en la columna 8 de la tabla IV.2.4.

En esta tabla se enlistan, los valores de las profundidades analizadas para las diferentes variables que conforman la ecuación de Archie.

En este caso los valores que arroja la ecuación son confusos; esto se debe, a la baja porosidad que hay en el yacimiento, que varía de 0.1 a  $\beta$ .5%.

#### Cálculo de la saturación de agua, tabla IV.2.4.

Columna 1. Se obtienen las profundidades de acuerdo a la limpieza de la formación, tomadas del registro Rayos Gamma, la separación positiva entre el Laterolog superficial y el profundo, así como el Microesférico enfocado.

Columna 2. A través de ésta, se observa que el valor del registro de Rayos Gamma, varía de 12 a 23 ( API ), éste es, en los intervalos señalados con posibilidad de almacenamiento de hidrocarburos.

Columnas 3 y 4. Los valores del registro Doble laterolog son positivos, esto es que, el Laterolog profundo es mayor que el Laterolog superficial, lo cual nos mueve a pensar en una acumulación de hidrocarburos.

Columna 5. Aquí se observa, que el valor de la resistividad en la zona lavada (  $R_{xo}$  ), nunca es mayor que la resistividad tomada por el Laterolog superficial.

Columna 6. La resistividad verdadera (  $R_t$  ) se calcula teniendo los valores de: la resistividad del Laterolog superficial y profundo, así como la resistividad de la zona lavada (  $R_{xo}$  ).

Para obtener el valor de la resistividad verdadera (  $R_t$  ) se divide la resistividad tomada del Laterolog profundo entre la del somero, y la resistividad del Laterolog profundo entre la de la zona lavada, con estos resultados entramos en el nomograma de la Fig. IV.2 y obtenemos el valor de " A ". Ahora con este valor y la siguiente expresión obtenemos el resultado de la resistividad verdadera (  $R_t$  ).<sup>2</sup>

$$A = \frac{R_t}{LLd}$$

despejando  $R_t$ , tenemos:

$$R_t = A ( LLd )$$

Columna 7. Para el cálculo de la saturación del agua (  $S_w$  ) necesitamos emplear los registros de Porosidad neutrónica (  $\varnothing_n$  ) y el registro de Densidad compensado (  $\varnothing_d$  ) para obtener con esto la porosidad corregida por litología con la Fig. IV.3.

Columna 8. Tenemos los resultados de la ecuación de Archie, los cuales a simple vista resultan inciertos, esto se desprende porque las porosidades son muy bajas y la formación se encuentra compactada y la saturación de agua (  $S_w$  ) no es confiable.

TABLA IV. 2.4. CALCULO DE LA SATURACION DE AGUA

1	2	3	4	5	6	7	8
PROFUNDIDAD	RG	LLs	LLd	Rxo	Rt	$\beta_c$	$S_w$
mts.	ohm-m	ohm-m	ohm-m	ohm-m	ohm-m	$\alpha$	(Fracción)
5510	20	300	300	100	700	0.3	0.0084
5647	21	500	500	140	650	1.5	0.0031
5701	22	1700	2000	100	2420	0.9	0.0027
5713	20	1000	1500	44	1800	0.8	0.0036
5769	19	2200	2900	150	3480	0.0	0.0000
5767	19	900	1700	90	2125	0.8	0.0033
6029	23	2900	4900	280	6125	0.4	0.0033
6072	21	2800	4000	180	4840	0.3	0.0058
6076	21	2900	4900	210	5978	0.1	0.0158
6081	19	2900	4100	800	5166	0.1	0.0170
6087	21	1800	5700	200	7410	0.9	0.0015
6090	22	2900	12000	320	15900	0.0	0.0000
6118	21	4000	6000	550	7200	0.0	0.0000
6141	18	3500	6000	100	7080	0.4	0.0035
6159	18	2900	7400	270	9546	0.2	0.0062
6167	12	5000	12000	500	15360	0.0	0.0000
6173	16	5000	7900	100	9243	0.2	0.0053
6176	16	5000	10000	310	12500	0.1	0.0010
6179	15	9800	11000	500	12100	0.3	0.0037

# Dual Laterolog— $R_{XO}$

LLD-LLS- $R_{10}$

Thick Beds, 8-in. (203-mm) Hole,  
No Annulus, No Transition Zone,  
Use Data Corrected for Borehole Effect

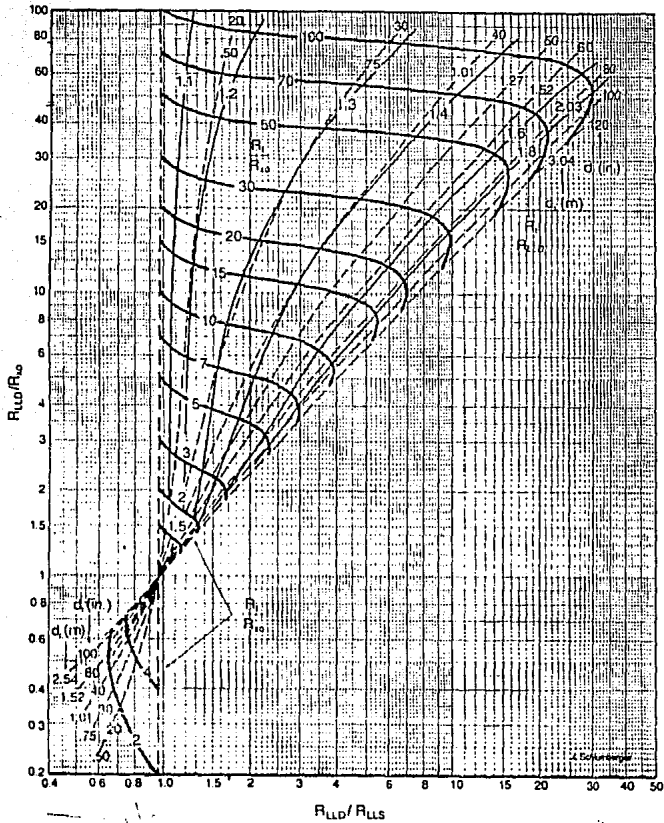


FIG. IV.2

# Porosity and Lithology Determination from Formation Density Log and CNL\* Compensated Neutron Log

Salt Water, Liquid-Filled Holes  $\rho_f = 1.1$

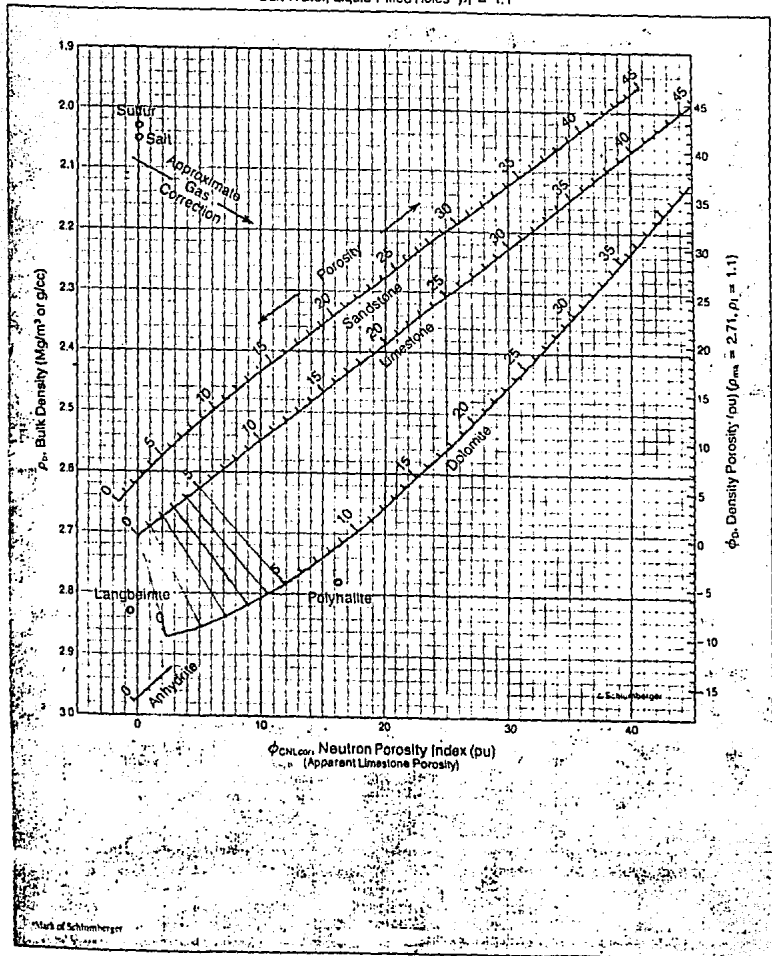


FIG. 1V.3

Ahora bién, una vez que se ha visto que por el método de Archie se tuvieron resultados infructuosos, probaremos otros métodos, ésto debido a que aunque la formación es compacta, por los resultados obtenidos del registro Doble Laterolog, podemos pensar que se trata de una formación compacta, pero fracturada, por lo tanto tomaremos el método aplicado en los apuntes de Schlumberger de 1983<sup>11</sup>, donde dice que si el resultado de la división del Laterolog profundo ( LLD ) sobre el superficial ( LLS ) cae en el rango de 2 a 2.5, y la resistividad de la zona lavada ( Rxo ) es menor que la resistividad tomada por el Laterolog superficial, entonces el intervalo se en -contrará fracturado, con ésta información se procede a trabajar con la tabla IV.2.5, para determinar el intervalo de interés.

**Determinación de zonas fracturadas a partir de los registros doble Laterolog y Microesférico enfocado, tabla IV.2.5.**

Columna 1. Se volvió a tomar el criterio del registro de rayos gamma, así como el doble Laterolog, para identificar las profundidades de interés.

Columna 2. De estas profundidades obtuvimos los valores del registro Laterolog superficial ( LLs ), dándonos rangos de 170- a 9000 ohm-m.

Columna 3. Así también se tomaron los resultados del registro Laterolog profundo ( LLd ), variando estos en un intervalo de 260 a 18000 ohm-m.

Columna 4. Se realizaron las operaciones, para tomar uno de los criterios importantes para saber si la formación es fracturada o no, esto es, si el resultado de la división del Laterolog profundo, sobre el superficial, va de 2 a 2.5, nos dará fracturamiento. Ahora vemos que tenemos datos de fracturamiento a diferentes profundidades, lo cual indica, que aunque la formación sea compacta hay fracturamientos en la misma, por donde se puede establecer la producción.



Columna 5. Del análisis del registro Microesférico enfocado, vemos que en los intervalos de interés, la resistividad de la zona lavada ( Rxo ) en todo momento es mucho menor que la resistividad tomada por el Laterolog superficial( LLs ).

Podemos ahora tomar profundidades. Ya que hemos observado que existe fracturamiento en la formación, podemos ampliar los espacios de investigación y esto nos lleva a identificar con más precisión los intervalos que se deben probar con la satisfacción de que tendremos hidrocarburos.

Las siguientes tablas IV.2.6 y IV.2.7. constan de: La identificación de fracturas en la formación y el tipo de litología que esta tiene respectivamente, esto nos lleva a relacionar las zonas fracturadas como el tipo de litología en que se encuentran estas.

**TABLA IV.2.5. DETERMINACION DE ZONAS FRACTURADAS A PARTIR DE LOS REGISTROS DOBLE  
LATEROLOG Y MICROESFERICO ENFOCADO.**

1	2	3	4	5	6
PROFUNDIDAD ( mts. )	LLs ohm-m	LLd ohm-m	LLd/LLs	Rxo ohm-m	OBSERVACIONES
5812.5	170	260	1.5	66	
5819	180	300	1.6	85	
5845	380	540	1.4	34	
5868.5	690	900	1.3	4.4	
5882.5	800	1300	1.6	7	
5888	660	1100	1.6	3.5	
5913	200	390	1.9	90	
6008	1900	3800	2.0	200	FRACTURADO *
6021	1950	3100	1.5	220	
6027	2400	3600	1.5	490	
6042	1200	2000	1.6	70	
6055.5	650	1700	2.6	320	*
6061	1100	1900	1.7	460	
6065	2000	3300	1.6	580	
6088	1200	2900	2.4	750	FRACTURADO *
6093	2100	4000	1.9	25	
6098	2800	7000	2.5	200	*
6115	2200	4500	2.0	800	*
6143	5000	15000	3.0	300	*
6157.5	3800	8000	2.1	500	FRACTURADO *
6179	9000	18000	2.0	570	FRACTURADO *

\* profundidad recomendada para prueba.

## Identificación de fractura en la formación, tabla IV.2.6.

Columna 1. Podemos apreciar la profundidad de la formación puesta en observación, dichos puntos fueron tomados de acuerdo a los anteriores en que encontramos un fracturamiento.

Columnas 2 y 3. De los puntos ya fijados tomamos el valor de la resistividad superficial y la profunda con el registro Doble laterolog

Columna 4. Hacemos la división del Laterolog profundo entre el superficial para localizar los puntos de interés ( de 2 a 2.5 ).

Columna 5. Verificamos con el valor de la resistividad en la zona lavada ( Rxo ) que éste no sea mayor a la resistividad superficial de la formación.

Columna 6. Obtenemos los puntos de interés, para seguir investigando si estos son almacenadores de hidrocarburos, por los métodos que en los siguientes capítulos serán analizados- ( Pruebas de formación, Pruebas de presión, etc. ).

En esta tabla observamos que los intervalos marcados con "FRACTURADO" ofrecen posibilidades, de almacenamiento de hidrocarburos.

TABLA IV.2.6. IDENTIFICACION DE FRACTURAS EN LA FORMACION

1	2	3	4	5	6
PROFUNDIDAD ( mts. )	LLs oha-m	LLd oha-m	LLd/LLs	.Rxo oha-m	OBSERVACIONES
6088	1200	2900	2.4	750	FRACTURADO
6090	2900	10100	3.4	400	
6092.5	2500	4500	1.8	230	
6095	3500	7000	2.0	130	FRACTURADO
6097.5	2500	6400	2.5	190	FRACTURADO
6100	2000	6500	3.2	210	
6102.5	1800	4400	2.4	620	FRACTURADO
6105	2060	2400	1.2	300	
6107.5	2100	3100	1.4	190	
6110	2200	5600	2.5	190	FRACTURADO
6112.5	4200	8000	1.9	370	
6115	2200	4500	2.0	800	FRACTURADO
6150	2400	3600	1.5	400	
6152	2900	4800	1.6	60	
6155	1900	1950	1.0	250	
6157.5	3900	8000	2.0	250	FRACTURADO
6160	5500	8400	1.5	490	
6162.5	5400	9900	1.8	510	
6165	5900	18000	3.0	170	
6167.5	5000	11000	2.2	600	FRACTURADO

CONTINUACION DE LA TABLA IV.2.6.

1	2	3	4	5	6
PROFUNDIDAD ( mts. )	LLs ohm-m	LLd ohm-m	LLd/LLs	Rxo ohm-m	OBSERVACIONES
6170	4300	5200	1.2	540	
6172.5	5900	9500	1.6	55	
6175	4300	5200	1.2	190	
6177.5	3700	9000	2.4	340	FRACTURADO
6180	7000	12000	1.7	500	
6182	7500	15000	2.0	230	FRACTURADO

## Identificación de litología en la formación, tabla IV.2.7.

Columna 1. Tenemos aquí las profundidades a analizar.

Columna 2. Se observa la porosidad obtenida por medio - del registro Neutrón compensado, tomado de los perfiles de re registros tomados al pozo.

Columna 3. Se observa la densidad de la formación obteni da por el registro de Densidad, tomado también de los perfiles de registros tomados al pozo.

Columna 4. Obtenemos la porosidad corregida, la cual se obtiene con los valores tomados de los registros Neutrón com pensado y de Densidad, utilizando la figura IV.3.

Columna 5. Con los valores depositados en la figura IV.3, obtenemos también el tipo de litología que se encuentra en la formación, para este caso particular la C, corresponde a la ca liza existente en la formación, y la D, será la dolomita que - existe en la misma.

Se observa en esta tabla, lo compacto de la formación y, - la caliza y dolomía como formación principal.

TABLA IV.2.7. IDENTIFICACION DE LITOLOGIA EN LA FORMACION

1	2	3	4	5
PROFUNDIDAD ( mts. )	¶n	¶d	¶c	LITOLOGIA
6088	1.0	2.32	0.0	dolomia
6090	1.0	2.78	0.0	caliza-dolomia
6092.5	0.9	2.82	0.0	dolomia
6095	0.8	2.81	0.0	dolomia
6097.5	0.7	2.83	0.0	dolomia
6100	1.3	2.78	0.2	caliza-dolomia
6102.5	1.2	2.81	0.0	dolomia
6105	1.3	2.78	0.2	caliza-dolomia
6107.5	1.0	2.82	0.0	dolomia
6110	1.0	2.80	0.0	dolomia
6112.5	1.0	2.78	0.0	caliza-dolomia
6115	1.0	2.78	0.0	caliza-dolomia
6150	1.0	2.83	0.0	dolomia
6152.5	1.2	2.79	0.0	dolomia
6155	0.9	2.82	0.0	dolomia
6157.5	0.9	2.82	0.0	dolomia
6160	0.9	2.77	0.0	caliza
6162.5	1.2	2.83	0.0	dolomia
6165	1.3	2.78	0.2	dolomia-caliza
6167.5	1.2	2.89	0.0	dolomia
6170	1.3	2.72	0.0	caliza
6172.5	1.3	2.80	0.0	caliza-dolomia
6175	1.3	2.78	0.2	caliza-dolomia
6177.5	1.5	2.77	0.4	caliza
6180	1.3	2.76	0.2	caliza
6182	1.3	2.78	0.2	caliza-dolomia

## IV.2. PRUEBAS DE FORMACION Y/O PRODUCCION EN EL POZO

Este tipo de pruebas junto con los registros geofísicos y -- muestras de núcleo del pozo, son una herramienta indispensable -- para la determinación del intervalo apropiado a producir.

Las pruebas de formación nos proporcionan los datos siguientes<sup>1</sup>: tipo de fluidos presentes en la formación, permeabilidad, -- factor de daño, porosidad, fronteras del yacimiento y/o barreras, gasto de producción del pozo, índice de productividad, información que complementa a la obtenida de los registros geofísicos y que -- es fundamental en la determinación de la capacidad productora del pozo.

Dicha prueba consiste en una operación de terminación temporal del intervalo a probar y puede ser en agujero descubierto -- ( prueba de formación ) o ademado ( prueba de producción ) para -- esto se utiliza la tubería de perforación o producción, aparejo -- de prueba, con lo cual se baja la herramienta probadora.<sup>11</sup>

A continuación veremos la descripción del probador, Fig. IV.2.1. El aparejo de la prueba consta de los siguientes elementos:

Tubería ( de producción o perforación )

Empacador

Elemento sellante



Válvula de prueba  
Válvula igualadora ( de desviación )  
Ancla  
Registrador de presión  
Junta de seguridad  
Reloj de accionamiento  
Cabezal de prueba  
Estrangulador

Elemento sellante, éste al operar, empacandose contra las pa  
redes del pozo, aísla a la formación del lodo de perforación.

Válvula de prueba, para el control del fluido dentro de la -  
tubería cuando se está introduciendo la herramienta en el pozo y  
permitir el acceso del fluido de formación durante la prueba, una  
vez que es abierta.

Ancla, su función es soportar el peso aplicado para asentar-  
el empacador, se usa en prueba de producción, cuando el pozo está  
ademado.

Registrador de presión,<sup>1</sup> su función es proporcionar un regis-  
tro completo de todo el evento, Fig. IV.2.2, el cual ocurre duran  
te la prueba. Es recomendable bajar dos instrumentos de registros  
de presión uno de ellos debe ir abajo del empacador en la posición

de vacío, éste registra la presión directamente del espacio anular debido a que no hay flujo de fluido por éste durante la prueba, el segundo debe estar en la corriente del flujo arriba del empacador, pero debajo del estrangulador de fondo. Con esto obtenemos un mejor registro de datos.

Junta deseguridad, su función es proporcionar un punto confiable de desconexión de la sarta de perforación o producción, en un punto conveniente, para recuperar la mayor parte del aparejo de prueba, en caso que éste se pegue, posteriormente bajar y pescar el empacador.

Mencionaremos otros elementos de que consta la herramienta, - estos serán secundarios pues proporcionan información adicional.

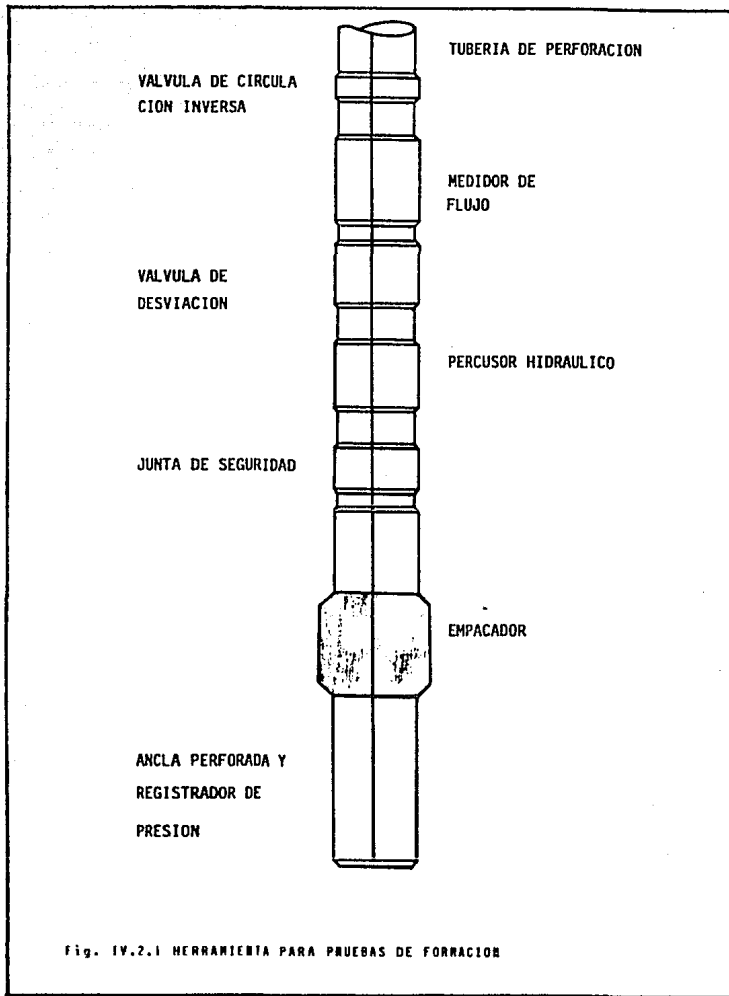
Reloj de accionamiento, su función consiste en accionar el registrador de presión durante un determinado tiempo programado y se encuentra integrado al probador.

Cabezal de prueba, su función es tener un medio de control del pozo en la superficie en el momento de la prueba de producción y -- consta de: un manifold y válvulas con porta estrangulador.

Las pruebas que se hacen quedan registradas en gráficas de presión contra tiempo. Del análisis de éstas gráficas podemos determinar varios parametros del yacimiento tal como: permeabilidad (  $K$  ), porosidad (  $\phi$  ) y factor de daño total (  $s$  ).

Una gráfica confiable debe tener las siguientes características:<sup>1</sup>

1. La presión base debe ser una línea recta y clara.
2. El registro de las presiones hidrostáticas del lodo inicial y final debe ser el mismo.
3. El flujo y el incremento de presión deben ser registrados como curvas suaves.



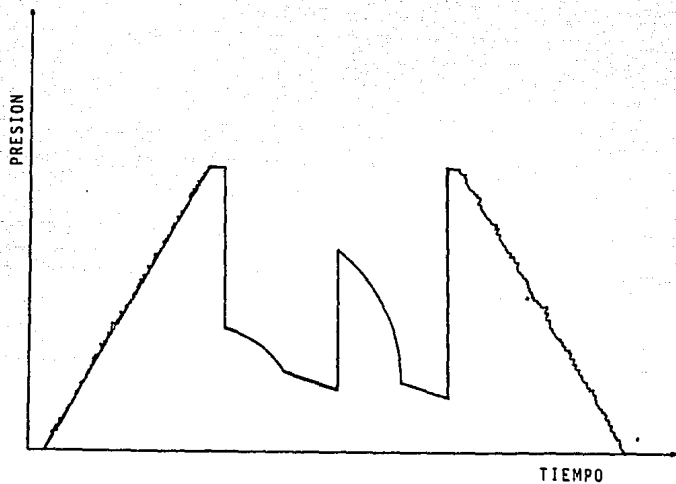


Fig. IV.2.2 Respuesta de presión del registrador para una prueba de formación.

#### IV.2.1. PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE FORMACION

La herramienta es bajada al fondo del pozo con el aparejo de prueba, con el empacador contraído y válvula de prueba cerrada, - una vez que se ha llegado a la profundidad programada se acciona - el empacador. Para que éste se empaque aislando con esto la forma ción de la columna del lodo y se abre la válvula de prueba, para permitir el flujo de los fluidos de la formación al interior de - la tubería de perforación o producción, la carga hidrostática del fluido de la tubería, debe ser menor que la presión de formación - que se está probando, para que por diferencia de presión éste flu ya a la superficie.<sup>1</sup>

#### IV.2.2. USO QUE SE LES DA A LAS PRUEBAS DE FORMACION.

En general estas pruebas nos aportan características de producción de un intervalo en particular.

La pruebas de formación nos pueden ser más útiles que los mismos registros geofísicos, aunque claro, cuando se cuenta con los dos elementos, esto nos ayuda a encontrar el intervalo apropiado, con un porcentaje más alto de seguridad.

En el transcurso de las pruebas de formación, podemos obtener una estimación exacta del gasto de producción.

Al momento de sacar la herramienta del pozo, y tomando de ella la muestra que se recolectó de la formación, podemos hacerla analizar, teniendo en cuenta que ésta será una muestra representativa de los fluidos de perforación.

En el estudio y análisis de los datos de presión y producción nos dará una estimación de la potencialidad del yacimiento o la presión estática del mismo, efectos de daño, radio de daño, índice de productividad y radio de drenaje o radio de investigación. Si se cuenta con condiciones ideales se puede detectar fallas geológicas estructurales.

Con las pruebas de formación podemos llegar a detectar yacimientos con poco volumen de hidrocarburos almacenados.

### IV.3 PRESIONES DE FONDO

El registro de las presiones de fondo es una herramienta indispensable para el ingeniero petrolero, puesto que con esta puede analizar el comportamiento de flujo de fluidos a través de la formación productora y poder decidir actividades a desarrollar para aprovechar eficientemente la energía del yacimiento.

Las pruebas de presión consisten básicamente en registrar variaciones de presión en los pozos, ya sea al abrirlos o al cerrarlos.

Existen diferentes tipos de pruebas de presión como: de decrecimiento, incremento, inyectabilidad, decrecimiento en pozos inyectores y de interferencia. En el presente trabajo nos avocaremos a estudiar las pruebas de incremento de presión y definiremos algunos términos que son indispensables, para su comprensión y obtención.

Permeabilidad<sup>2,13</sup>. La permeabilidad de una formación es una medida de la capacidad del medio de transmitir fluidos. La permeabilidad de una roca está afectada por el tamaño, número y distribución de los poros por los que se transporta el fluido. Esta se obtiene a partir de la expresión determinada por Darcy, en donde despejando la permeabilidad y en unidades básicas de campo se tiene la siguiente expresión:



$$k = \frac{162.6 q B u}{m h} \quad \dots \text{Ec. IV.3.1}$$

donde:

k= Permeabilidad ( md )

B= Factor del volumen del fluido ( m<sup>3</sup>o a c.y./m<sup>3</sup>o a c.s. )

q= Gasto del fluido ( bls./día )

u= Viscosidad del fluido ( cp )

m= Pendiente unitaria ( adimencional )

h= Espesor del yacimiento ( pies )

Porosidad,<sup>2,13</sup> En una formación es una medida de la cantidad de espacio interno que es capaz de almacenar fluidos y la definimos como: la relación existente entre el volumen de espacios de una roca y el volumen total de la misma, su valor es obtenido por lo regular de los registros: Sónico de Porosidad, Densidad Compensada y el de Neutrones.

Su expresión es la siguiente:

$$\emptyset = \frac{\text{Vol. de espacios vacíos}}{\text{Vol. total de la roca}} \quad \dots \text{Ec. IV.3.2}$$

Presión media.<sup>4</sup> Esta presión es determinada en el área drenada de la formación asociada al pozo. Para obtenerla tomaremos en cuenta el método de Matthews-Brons-Hazebroek ( MBH ) donde se utilizan curvas, para pozos en varias posiciones en áreas de drene de distintas formas, éstas fueron calculadas -

usando la técnica de imágenes y el principio de superposición,  
donde están graficadas de  $P_{DMBH}$  contra  $\log t_{DA}$ .

$$t_{DA} = \frac{0.0002637 k t_p}{\phi u c_t A} \quad \dots \text{Ec. IV.3.3}$$

donde:

$t_{DA}$

$k$  = Permeabilidad ( md )

$t_p$  = Tiempo de producción ( hr. )

$\phi$  = Porosidad ( fracción )

$u$  = Viscosidad ( cp )

$c_t$  = Compresibilidad de la formación (  $\text{pg}^2/\text{lb}$  )

$A$  = Area de drene (  $\text{pg}$  )

$$\bar{p} = p^* - \frac{m}{2.303} P_{DMBH} \quad \dots \text{Ec. IV.3.4}$$

donde:

$\bar{p}$  = Presión media

$p^*$  = Presión asterisco o estrella

$m$  = Pendiente unitaria ( adimensional )

$P_{DMBH}$  = Presión adimensional de MBH.

1.4

Daño. Se define como un factor que causa en o alrededor del pozo una caída de presión adicional, a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. Provoca un cambio en la permeabilidad alrededor del pozo. Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad o si el pozo penetra parcialmente a la formación, o si existe flujo de alta velocidad ( pozos de gas ) entonces se tiene un daño. Si el pozo ha sido estimulado ( fracturamiento o acidificación ) resulta un daño negativo, lo cual indica el mejoramiento de su permeabilidad; su ecuación es la siguiente.

$$s = 1.151 \left[ \frac{P_i - P_{lhr.}}{m} - \log \frac{k}{\phi u c_t r_w^2} + 3.2275 \right]$$

donde:

...E.C.IV.3.5

- s = Daño ( adimensional )
- P<sub>i</sub> = Presión inicial del yacimiento ( psia )
- P<sub>lhr</sub> = Presión a una hora ( psia )
- m = Pendiente unitaria ( adimensional )
- k = Permeabilidad ( md )
- φ = Porosidad ( fracción )
- u = Viscosidad ( cp )
- c<sub>t</sub> = Compresibilidad total del sistema ( psi<sup>-1</sup> )
- r<sub>w</sub><sup>2</sup> = Radio efectivo del pozo ( pies )

Almacenamiento.<sup>4</sup> Cuando el pozo está cerrado, en la superficie el flujo de fluidos no se detiene inmediatamente, sino que hasta que la presión ejercida por los fluidos almacenados sea suficientemente grande para detener efectivamente el flujo de la formación, la expresión es la siguiente:

$$C = \frac{q B \Delta t}{24 \Delta P} \quad \dots \text{IV.3.6}$$

donde:

C = Almacenamiento ( bl/psi )

q = Gasto de fluido ( bl/día )

B = Factor de volumen del fluido ( m<sup>3</sup>o a c.y./m<sup>3</sup>o ac.s. )

Δt = Incremento del tiempo ( hrs. )

Δp = Incremento de la presión ( psia )

#### IV.3.1. ANALISIS DE PRESIONES DE FONDO DEL POZO JUJO No. 27

A continuación veremos el cálculo de pruebas de presión por el método de Horner, tenemos que se investigó la siguiente información que es complementaria a los cálculos<sup>1,4,10</sup>

Tipo de pozo	Productor
Fluido	Aceite
Estado del pozo antes de la medición	Cerrado
Objetivos de la medición	Incremento
Datos medidos	Presión y temperatura
Profundidad de medición	5400 ( mts. )
Intervalo disparado	Desde 6062 hasta 6124 ( mts. )
Observaciones	Se tomó la presión de pozo cerrado hasta la profundidad de 5800 - ( mts. ).
Fecha	19 de Julio de 1984
Duración	Aproximadamente 2 ( hrs. )

Como vimos anteriormente la toma de datos se llevó aproximadamente 2 hrs., este tiempo se consideró suficiente para que alcanzara el periodo de flujo radial.

Debido a que la herramienta efectúa mediciones poco confiables a temperaturas superiores a los 150 °C, ésta se colocó a una profundidad de 5400 ( m.b.m.r. ).<sup>10</sup>

Además de los datos de la prueba de presión se requiere del conocimiento previo de otras características del sistema - roca-fluidos, tales como:<sup>10</sup>

Nivel medio de disparos	6093 ( mts. )
Temperatura del yacimiento	154 ( °C )
Densidad del aceite a 20 °C	0.855 ( gr/cc )
Relación gas-aceite	210 ( $m^3/m^3_o$ )
Gradiente de presión del pozo	0.063 ( Kg/cm <sup>2</sup> /m )
Presión de saturación	262 ( Kg/cm <sup>2</sup> )
Saturación de agua congénita	16 ( fracción )
Tiempo de producción	50 ( hrs. )
Gasto estabilizado	4048 ( bl/día )
Viscosidad del aceite	0.248 ( cp )
Factor de volumen del aceite	1.824 ( $m^3_o$ a c.y./ $m^3_a$ c.s. )
Espesor neto	374 ( mts. )
Presión de fondo fluyendo	585 ( Kg/cm <sup>2</sup> )
Porosidad	0.01 ( fracción )
Radio del pozo	2.5. ( pg )
Comprensión total de la formación	60.0 X 10 <sup>-6</sup> ( psi <sup>-1</sup> )
Area del radio de drene	8.45 X 10 <sup>6</sup> ( pies <sup>2</sup> )

Este yacimiento se encuentra en la etapa de bajo saturación (  $P_y > P_b$  ).

En la siguiente tabla ( IV.3.1. ) apreciamos los datos obtenidos de la prueba de presión que son: tiempo acumulado de la prueba y presión de fondo media, columnas 1 y 2 respectivamente, en la tercer columna podemos advertir los datos obtenidos haciendo intervenir el tiempo de cierre de dicha prueba.

Con estos datos podemos proceder a realizar los cálculos del método de prueba de presión ( incremento ) postulado por Horner<sup>4</sup> ( se utiliza por ser este el más exacto y práctico ). El cual se basa en la graficación en papel semi-logaritmico, de la presión de fondo cerrado (  $P_{ws}$  ), contra (  $t_p + t$  ) /  $t$ , obtenemos en primer lugar la pendiente unitaria de la recta (  $m$  ) extrapolando la línea recta de ciclo a ciclo; los puntos en que dicha recta tocan los ejes verticales de los ciclos se proyectan horizontalmente hacia la izquierda, marcando estos puntos en el eje de la (  $P_{ws}$  ) se saca la diferencia de estos dos y será el valor que se le asigne a (  $m$  )<sup>1</sup>, tal como se muestra en la fig. IV.3.3.

1 $\Delta t$ ( hrs. )	2 Pws ( lb/pg <sup>2</sup> )	3 $\frac{tp \Delta t}{\Delta t}$ ( hrs. )
0.0000	8300.97	
0.0003	8301.05	166668
0.0006	8305.32	83334
0.0008	8302.01	62501
0.0011	8303.51	43456
0.0014	8307.51	35715
0.0017	8309.41	29413
0.0044	8350.45	11365
0.0056	8369.00	8930
0.0092	8385.00	5436
0.0136	8390.00	3677
0.0544	8397.00	920
0.1044	8398.19	480
0.4378	8399.78	115
0.9378	8400.47	54
1.4378	8401.20	36
1.9378	8401.70	27

Tabla. IV.3.1. DATOS OBTENIDOS DE LA PRUEBA DE PRESION.



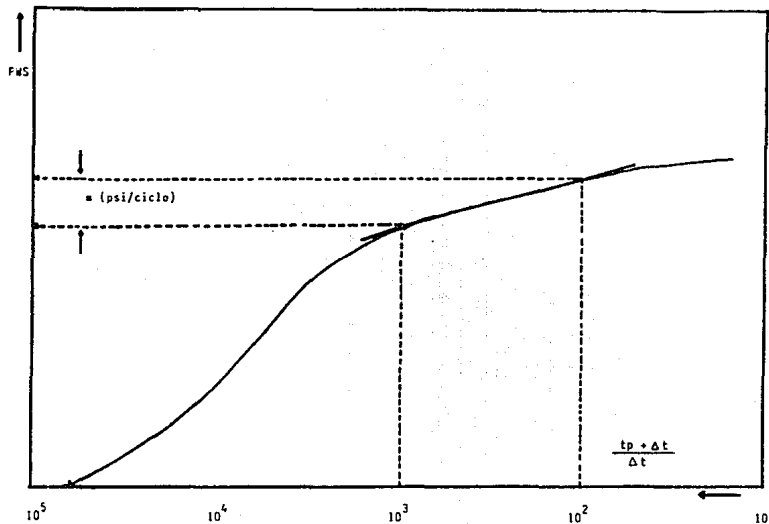


Fig. IV.3.3. FORMA DE OBTENER EL VALOR DE  $\mu$

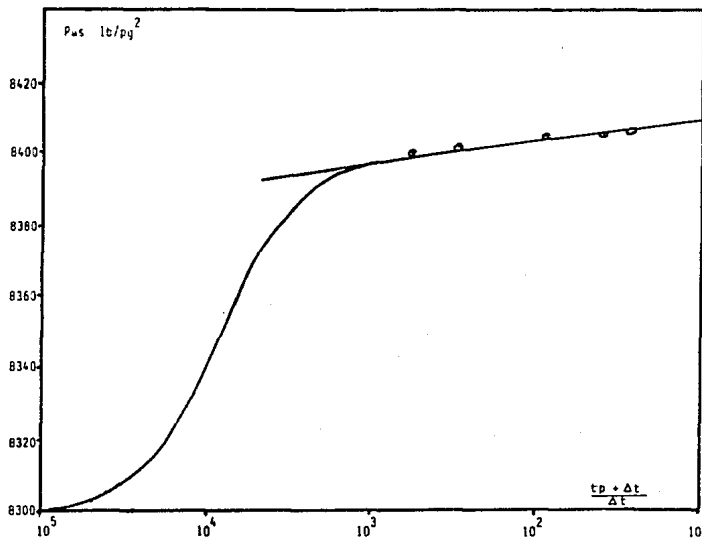


Fig. IV. 3.2 CURVA DE INCREMENTO DE PRESION

Al conocer el valor de la pendiente ( m ) procedemos a calcular la permeabilidad con la ecuación IV.3.1.

$$k = \frac{162.6 q B u}{m h} \quad \dots \text{Ec. IV.3.1.}$$

Sustituyendo valores;

$$k = \frac{162.6 ( 4047.95 ) 1.824 ( 0.248 )}{4 ( 374 )}$$

el valor de la permeabilidad queda de la siguiente forma;

$$k = 60.7 \text{ md.}$$

Con el valor de la permeabilidad procedemos a calcular el factor de daño de la formación ( s ) con la ecuación IV.3.5, que está en los siguientes términos.

$$s = 1.151 \left[ \frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \frac{k}{\phi u c_t r_w^2} + 3.2275 \right] \dots \text{Ec. IV.3.5}$$

Para esto debemos tomar en cuenta, que si la presión a una hora ( P<sub>1hr</sub> ) no se obtiene directamente de las columnas 1 y 2 de la tabla IV.3.1, se calcula de la siguiente forma. Dando el valor de una hora al incremento de tiempo Δt y sustituyendo el valor en t<sub>p</sub> + Δt/ Δt, obtenemos un valor que localizaremos en la

gráfica de Horner, extrapolando éste valor en sentido vertical, hasta localizar la curva de incremento de presión una vez localizado el punto, lo transportamos por medio de una horizontal hacia el eje de la Presión de fondo cerrado ( Pws ) ; leemos su valor.

Una vez sustituidos los valores de las variables de dicha ecuación tenemos que el valor del factor de daño es;

$$s = 20.9$$

Ahora nos enfocaremos a calcular la caída de presión con respecto al daño, ésto lo haremos con la siguiente expresión.

$$\Delta P_s = \frac{141.2 q B u}{k h} s \quad \dots \text{Ec. IV.3.7}$$

donde:

$\Delta P_s$  = Caída de presión con respecto al daño ( lb/pg<sup>2</sup> )

q = Gasto del pozo ( bls/día )

B = Factor de volumen del fluido ( m<sup>3</sup>o a c.y./m<sup>3</sup>o a c.s. )

u = Viscosidad del fluido ( cp )

k = Permeabilidad ( md )

h = Espesor del yacimiento ( pies )

s = Factor de daño de la formación ( adimensional )

sustituyendo los valores en dicha ecuación tenemos que:

$$\Delta P_s = 72.16 \text{ lb/pg}^2$$

Cálculo de la presión media, para éste cálculo se utiliza el método aportado por los investigadores, Matthews-Brons-Hezebroeck (MBH)<sup>1,4</sup> estos científicos aportan las expresiones, IV.3.3 y IV.3.4.

Este método utiliza curvas para pozos en varias posiciones en el área de drene de distintas formas calculadas, usando la técnica de imágenes y el principio de superposición. Estas curvas son gráficas de  $P_{DMBH}$  contra  $\log$  de  $t_{DA}$ <sup>4</sup>.

Ahora suponiendo que en nuestro estudio nos encontramos con un área de drene circular<sup>7</sup> obtenemos los siguientes datos de la Fig. IV.3.3.

$$t_{DA} = 0.6$$

y

$$P_{DMBH} = 2.95$$

Ahora despejando la Presión media ( $\bar{P}$ ) de la ecuación IV.3.4 queda de la siguiente forma;

$$\bar{P} = P^* - \frac{m}{2.303} P_{DMBH} \quad \dots \text{Ec. IV.3.8.}$$

sustituyendo los valores en la ecuación anterior tenemos;

$$\bar{P} = 8402.4 \text{ lb/pg}^2 = 590.9 \text{ Kg/cm}^2 \quad (\text{a } 5400 \text{ mts.})$$

llevando esta presión al nivel medio de los disparos tenemos.

( profundidad del nivel medio de disparos - profundidad del registro ) ( gradiente de presión )

$$( 6093 - 5400 ) ( 0.063 ) = 43.6 \text{ Kg/cm}^2$$

por lo tanto:

$$\bar{P} \text{ n.m.d.} = 590.9 + 43.6$$

y

$$\bar{P} \text{ n.m.d.} = 634.5 \text{ Kg/cm}^2$$

Ahora calcularemos los índices de productividad y la eficiencia de flujo.

Índice de productividad real

$$J_R = \frac{q_0}{p_i - p_{wf}} \quad \dots \text{Ec. IV.3.9.}$$

sustituyendo valores;

$$J_R = \frac{4047.95}{8407.5 - 8300.97}$$

por lo tanto;

$$J_R = 37.99 \text{ bl/día/lb/pg}^2$$

obtendremos ahora el Índice de productividad ideal;

$$J_I = \frac{q_0}{(P^* - P_{wf}) - \Delta p_s} \quad \dots \text{Ec. IV. 3.10.}$$

sustituyendo valores tenemos;

$$J_I = \frac{4047.95}{(8407.5 - 8300.97) - 72.6}$$

por lo tanto;

$$J_I = 119.30 \text{ bl/día/lb/pg}^2$$

Teniendo estos valores procedemos a calcular la Eficiencia mediante;

$$E.F. = \frac{J_R}{J_I} \quad \dots \text{Ec. IV. 3.11}$$

sustituyendo valores en la ecuación tenemos;

$$E.F. = \frac{37.99}{119.30}$$

y así;

$$E.F. = 0.318$$

por lo tanto;

$$E.F. = 31.8 \%$$

El pozo está dañado ( $s = 20.9$ ), para eliminar éste necesitamos discretizarlo, y así determinar si se redispara, estimulada, etc.

Podemos observar que la baja eficiencia del flujo se debe al daño que el pozo presenta.



## V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del presente trabajo se concluye lo siguiente:

1. El pozo en estudio es productor de hidrocarburos, en el intervalo 6062 a 6124 mts. de profundidad.

2. Los intervalos que manifiestan presencia de hidrocarburos, mediante el diario de perforación son las siguientes; 5549-5613, - 5752, 5813, 6033-6077, 6122-6200 mts.

Así mismo se localizan por este medio los intervalos con fracturamiento en la formación y, son los que a continuación describimos; 5640-5662, 5754-5757, 5858-5897, 5948 mts.

3. Del análisis cualitativo y cuantitativo de los Registros - Geofísicos, tomados en agujero descubierto, se identifican los siguientes intervalos: 5510, 5647, 5701, 5713, 5769, 5767, 6029, 6072 6076, 6081, 6087, 6090, 6118, 6141 6159, 6167, 6173, 6176, 6179 mts.

La formación que se presenta en el pozo es compacta y, al calcular la saturación del agua ( Sw ) por la ecuación de Archie, proporciona resultados que no son lógicos por lo tanto, se utiliza el método mencionado en los apuntes de la compañía Schlumberger de -- 1983, para la localización de zonas fracturadas, las cuales se enlistan a continuación; 6008, 6088, 6095-6097.5, 6110, 6115, 6157.5 6167.5, 6102.5, 6177y 6182 mts.

4. El intervalo puesto a explotación, se encuentra dentro de los intervalos propuestos, que son los siguientes; 5549-5613, --- 5754-5757, 5858-5897, 6033-6077, 6088-6179.

5. La perforación del pozo no llega a atravesar la frontera inferior del yacimiento.

6. Durante la perforación no se presenta, ningún contacto -- agua-aceite, ni pérdidas del lodo.

7. Se observa de las pruebas de presión de fondo que el pozo se encuentra dañado.

Del presente trabajo se recomienda lo siguiente:

1. En próximas perforaciones, localizar la frontera inferior del yacimiento.

2. Hacer pruebas de formación en los intervalos señalados con el fin, de ver si estos pueden ser explotados, o si el yacimiento está comunicado verticalmente.

3. Cortar núcleos por correlación en los intervalos que se proponen para prueba, en pozo de desarrollo con el objeto de obtener información.

4. Eliminar el daño en la formación, para aumentar la eficiencia de producción del pozo.

## BIBLIOGRAFIA

1. Valderrabano, Antonio., Rayón, Rufino., Osorno, Jorge., Rodriguez, Rafael., ( 1984 ) " Apuntes de evaluación de la formación ". Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
2. Arroyo, Francisco. ( 1985 ) " Apuntes de registros geofísicos " Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
3. Reporte diario de perforación del pozo Jujo 27, Departamento de Perforación. PEMEX. Zona Sureste.
4. León, Raul. ( 1984 ) " Análisis de pruebas de variación de Presión ". I.M.P.
5. Schulmberger ( 1985 ) " Log interpretation charts ).
6. Schulmberger ( 1972 ) " Interpretación de perfiles/Fundamentos- Vol. I
7. Roman, Eduardo. ( 1986 ) " Historia del pozo Jujo No. 27 " Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
8. Cobos, Moises., Mendoza, Gustavo., Saavedra, Jesus., Castrejón, Fernando, Basso, Salvador., ( 1985 ) " Estudio de evaluación de las formaciones productoras del área Huimanguillo Tab. " I.M.P.

9. Gómez, R.O. ( 1975 ) " Registros de pozos " México, D. F.
10. Reporte FLOPETROL ( 1984 ) " Mediciones de temperatura y presión a alta presión " No. 83439.
11. Schlumberger ( 1983 ).
12. Cárdenas, Alonso " Apuntes de terminación de pozos petroleros " Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
13. L. Don Leet, Sheldon Judson ( 1979 ) " Fundamentos de Geología Física ". México, Edit. LIMUSA