

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

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

PROYECTO TERMINAL

**"REINCORPORACION DE POZOS A LA VIDA
PRODUCTIVA, MEDIANTE LA PERFORACIÓN
DIRECCIONAL A TRAVÉS DE REENTRADAS"**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

ESPECIALISTA EN INGENIERÍA PETROLERA,
PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS

PRESENTA:

JAVIER USCANGA GONZÁLEZ

DIRECTOR
ING. CESAR MORALES GAMBOA



OCTUBRE DE 2005

M: 350209



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.

INDICE

	Pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I : ANTECEDENTES DEL CAMPO RODADOR	2
CAPITULO II : CONCEPTOS BASICOS Y APLICACION DE LA PERFORACION DIRECCIONAL	12
CAPITULO III : PROYECTO DIRECCIONAL DEL POZO RODADOR - 298	24
CAPITULO IV : FLUIDO DE PERFORACIÓN	37
CAPITULO V : ANÁLISIS ECONÓMICO	48
CONCLUSIONES	56
RECOMENDACIONES	57
BIBLIOGRAFÍA	58
ÍNDICE DE FIGURAS	59
ÍNDICE DE TABLAS	60
ANEXOS	61

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Juan Miguel

Mares Santovál

FECHA: 17 de octubre de 2005

FIRMA: P. A. 

RESUMEN

En el presente trabajo, se propone el diseño y los procedimientos operativos para el control de la Perforación Direccional, como una alternativa de explotación de campos maduros (Ej.- Campo Rodador del Municipio de Cárdenas, Tab.), con la necesidad de la reubicación de objetivos. La parte estratégica inicia desde el aprovechamiento de la infraestructura ya existente (Pozo: Rodador-298 Vertical), evitándose así pérdidas de tiempo en trámites gubernamentales, así como el ahorro considerable al tenerse perforadas algunas etapas y de esta manera contribuir al incremento de hidrocarburos en la Región Sur.

Cabe señalar que para asegurar el éxito de esta aplicación, es necesario disponer de la información geológica y la caracterización del yacimiento, por lo que se requiere el apoyo de los diferentes grupos interdisciplinarios (Especialistas), para alcanzar los objetivos en forma segura.

Hacemos énfasis en la selección del fluido de perforación del presente estudio, en el cual proponemos un fluido base agua inhibido, cuyas características principales son: "inhibir" la hidratación de las lutitas que se encuentran intercaladas con las arenas(Litología), y contribuir para abatir en gran parte el problema ambiental, al dejar de utilizar fluidos base aceite que dañan nuestra Ecología..

Finalmente, el estudio económico nos proporciona o demuestra un ahorro aproximado del 30 %, comparado con el costo tradicional de hacer un pozo nuevo, por lo que la factibilidad de este proyecto es del 100 %.

INTRODUCCIÓN

En el desarrollo del presente trabajo se propone el diseño y los procedimientos operativos para el control de la perforación direccional como una alternativa de explotación de campos maduros con la necesidad de la reubicación de objetivos y de esta manera contribuir al incremento de hidrocarburos de la División Sur.

Se propone esta aplicación estratégica mediante el aprovechamiento de la infraestructura existente en el campo Rodador y así evitar pérdidas de tiempo en tramites gubernamentales como son los permisos para perforar, permisos de quema de hidrocarburos, manifiestos de impacto ambiental, aprovechamiento de aguas y descargas o recuperación de aguas residuales.

La planeación y desarrollo de proyectos para perforar yacimientos con pozos direccionales requieren de la integración de grupos multidisciplinarios formados por Ingenieros petroleros, geólogos, petrofísicos y expertos de las compañías de servicios. Se deben contemplar todos los planteamientos necesarios, no solo en el diseño de la perforación y terminación, sino también los requerimientos de la etapa direccional.

El presente trabajo tiene como objetivo proponer la perforación direccional del pozo Rodador-298 en el campo del mismo nombre, perteneciente al Activo de producción Cinco Presidentes, en la Región Sur.

CAPITULO I : ANTECEDENTES

El campo Rodador se localiza en el ejido "Leyes de Reforma", municipio de Cárdenas, Tabasco, a 30 Km. del activo 5 Presidentes (Figura I.1). La explotación del campo se inicio en 1971, tiene una superficie de 4843 km², el yacimiento pertenece a la formación Encanto, periodo terciario, de la época del mioceno inferior-medio, presentando 21 arenas que contienen hidrocarburos.



Figura I.1.- Plano de localización del campo Rodador

El campo Rodador cuenta actualmente con 47 pozos perforados de los cuales 12 son productores con una producción promedio de 390 barriles por día y una reserva remanente de aceite de **31 MMBLS**. Actualmente tiene una producción acumulada de aceite de **22 MMBLS** y de gas de **30 MMMPC**. Presenta una producción promedio diaria de aceite y gas de **4, 289 BPD** y **4.285 MMMPCD**, respectivamente.

En marzo de 1999 se realizó el estudio geológico del campo Rodador - área sur y como resultado de este trabajo se configuraron 12 yacimientos. Posteriormente en diciembre/1999 se efectuó el cálculo de volúmenes originales por yacimiento del área sur del campo y de las arenas no correlacionables.

Las configuraciones de los yacimientos, volúmenes originales y los factores de recuperación actualizados permitió visualizar y jerarquizar áreas y yacimientos con potencial para su explotación.

En enero del año 2000 se llevo a efecto la actualización y certificación de reservas por la subgerencia de reservas de la región sur con la cual se logro un incremento considerable en la reserva original de aceite del orden de 75 % en el campo Rodador, siendo de 28.8 a 50.5 mmbls.

Como resultado de la certificación, la reserva remanente del campo es de 31.5 mmbls a la fecha, ocupando el cuarto lugar en importancia en el activo por lo cual se propone en este trabajo la perforación direccional del pozo rodador-298 con el propósito de incrementar la producción y acelerar la explotación de hidrocarburos disminuyendo de esta manera los costos de operación y mantenimiento del campo. (Ver tabla I.3):

TABLA I.1. VOLUMENES ORIGINALES ; RESERVAS ; FACTORES DE RECUPERACIÓN DEL CAMPO RODADOR

ARENA	N	G	RO-ACEITE	RO-GAS	Np	Gp	RR-ACEITE	RR-GAS	FRE-ACEITE	FRA-ACEITE	FRE-GAS	FRA-GAS
	(MMBLS)	(MMMPC)	(MMBLS)	(MMMPC)	(MMBLS)	(MMMPC)	(MMBLS)	(MMMPC)	(%)	(%)	(%)	(%)
17	8.6550	8.99	2.5965	2.70	0.1015	0.042	2.4950	2.655	30.00	1.17	30.00	0.46
17-A	9.7502	10.13	2.9250	3.04	1.2498	2.180	1.6752	0.858	30.00	12.82	29.99	21.52
18	20.9139	18.79	7.7382	6.95	4.1213	3.175	3.6169	3.775	37.00	19.71	36.99	16.90
20	3.7007	2.81	1.0362	0.79	0.1496	0.166	0.8866	0.619	28.00	4.04	27.94	5.91
21	23.1751	17.70	8.1112	6.19	0.9275	0.680	7.1837	5.510	35.00	4.00	34.97	3.84
22	21.6041	16.74	7.5614	5.86	1.9446	1.800	5.6168	4.060	35.00	9.00	35.01	10.75
25	4.4212	4.12	1.1053	1.03	0.3794	0.240	0.7259	0.790	25.00	8.58	25.00	5.83
26	9.4413	6.84	2.6436	1.91	0.9303	1.320	1.7133	0.590	28.00	9.85	27.92	19.30
27	1.7867	2.45	0.8040	1.10	0.7802	0.833	0.0238	0.267	45.00	43.67	44.90	34.00
28	8.3745	6.72	2.7636	2.22	2.1526	1.820	0.6110	0.400	33.00	25.70	33.04	27.08
29	8.3612	14.10	1.6722	2.82	0.1510	1.410	1.5212	1.410	20.00	1.81	20.00	10.00
Z.N.	23.4685	46.12	4.6937	9.22	3.6371	8.190	1.0566	1.030	20.00	15.50	19.99	17.76
A.N.C.	19.4122	27.25	6.7943	9.54	3.9500	5.200	2.8443	4.340	35.00	20.35	35.01	19.08
TOTAL	163.0646	182.7599	50.4452	53.3599	20.4751	27.0555	29.9701	26.3044	30.94	12.56	29.20	14.80

LEYENDA

Z.N. = ZONA NORTE
A.N.C. = ARENAS NO CORRELACIONABLES
N= VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE
G= VOLUMEN ORIGINAL DE GAS
RO-ACEITE= RESERVA ORIGINAL DE ACEITE
RO-GAS= RESERVA ORIGINAL DE GAS
Np= PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

Gp= PRODUCCION ACUMULADA DE GAS
RR-ACEITE= RESERVA REMANENTE DE ACEITE
RR-GAS= RESERVA REMANENTE DE GAS
FRE-ACEITE= FACTOR DE RECUPERACION ESPERADO DE ACEITE
FRA-ACEITE= FACTOR DE RECUPERACION ACTUAL DE ACEITE
FRE-GAS= FACTOR DE RECUPERACION ESPERADO DE GAS
FRA-GAS= FACTOR DE RECUPERACION ACTUAL DE GAS

DESCUBRIMIENTO

Como productor de hidrocarburos el campo fue descubierto por el pozo exploratorio Rodador No. 1 perforado de Enero a Junio de 1971 a la profundidad de 3647 m; el cual resultó productor doble de aceite y gas en los intervalos 3220-3228 y 3458-3470 m, correspondiendo a cuerpos arenosos de la formación Encanto del Mioceno Medio-Plioceno Inferior con los resultados siguientes:

ZONA		ZONA	
Intervalo	3220-3228 m	Intervalo	3458-3470 m
	320 bls/d		50 bls/d
Gas	4850 m ³ /d	Gas	1900 m ³ /d
R. G. A.	95 m ³ /m ³	R. G. A.	237 m ³ /m ³
Estrangulador	3/8"	Estrangulador	3/8"
PTP	14 Kg /cm ²	PTP	14 Kg /cm ²

DESARROLLO

El desarrollo del campo se efectuó principalmente hacia el sur y sureste del pozo exploratorio Rodador No. 1. De 1971 a 1983 se perforaron un total de 46 pozos de los cuales 36 resultaron productores y 10 improductivos con una distancia entre pozos de aproximadamente 400 m. De Marzo a Junio de 1997 se perforó el pozo Rodador 195-D el cual resultó productor.

G E O L O G I A

DESCRIPCIÓN DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA :

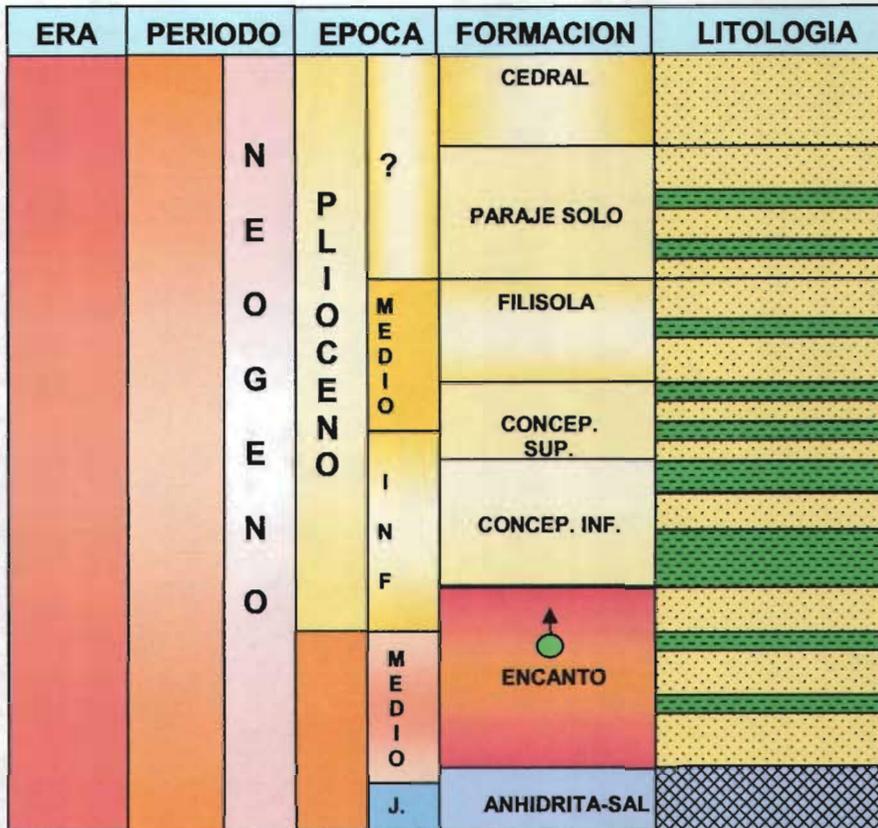
La Formación Encanto está constituida por una alternancia de cuerpos de arenas y lutitas, ambos cuerpos son de espesor variable distribuidos desde la cima hasta la base. La arena es de color gris claro y gris oscuro de grano grueso a fino y la lutita se presenta de color gris verdoso y gris oscuro, suave a dura. Por correlación eléctrica con los registros la cima de ésta formación en el área sur del campo se caracteriza por el inicio de las alternancias de cuerpos de arenas y lutitas bien definidos, los cuales se encuentran a una profundidad promedio de 2240 metros.

En el sentido de la perforación la base de la Formación Encanto se reconoce en los registros de pozos por un cambio de una columna geológica más arenosa a una columna más arcillosa.

La principal zona productora y con posibilidades de explotación se localiza en un rango de profundidad de 2500 a 3350 metros. Es importante mencionar que esos 850 metros de espesor de la zona productora no equivalen a un espesor neto impregnado, sino que corresponden a un espesor bruto, constituido por intercalaciones de arenas y lutitas.

Estos intervalos productores y potenciales pertenecen a la Formación Encanto del Mioceno Medio-Plioceno Inferior. La Formación Encanto es considerada como la más atractiva económicamente por encontrarse aquí la producción de hidrocarburos del campo.(Ver figura I.3) :

Figura I.3.- Columna Estratigráfica



SIMBOLOGIA



ARENA



LUTITA



ANHIDRITA-SAL



FORMACION PRODUCTORA

FORMACION	CIMA (m.b.M.R)	ESPESOR (m)
Cidral	afora	650
Paraje Solo	650	750
Filisola	1400	500
Concepción Superior	1900	230
Concepción Inferior	2140	280
Encanto	2410	1140
Anhidrita Sal	3608	10

GEOLOGÍA ECONÓMICA

Rocas Almacenadoras :

Las rocas donde se encuentran los principales yacimientos de hidrocarburos, corresponden a diversos desarrollos arenosos constituidos por arenas y areniscas arcillosas de color gris claro a gris oscuro de grano fino a medio, en ocasiones de grano grueso de la Formación Encanto. En el área dichos yacimientos varían en espesor desde 3 hasta 33 metros, con una porosidad promedio de 22% (Fig. 1.4).

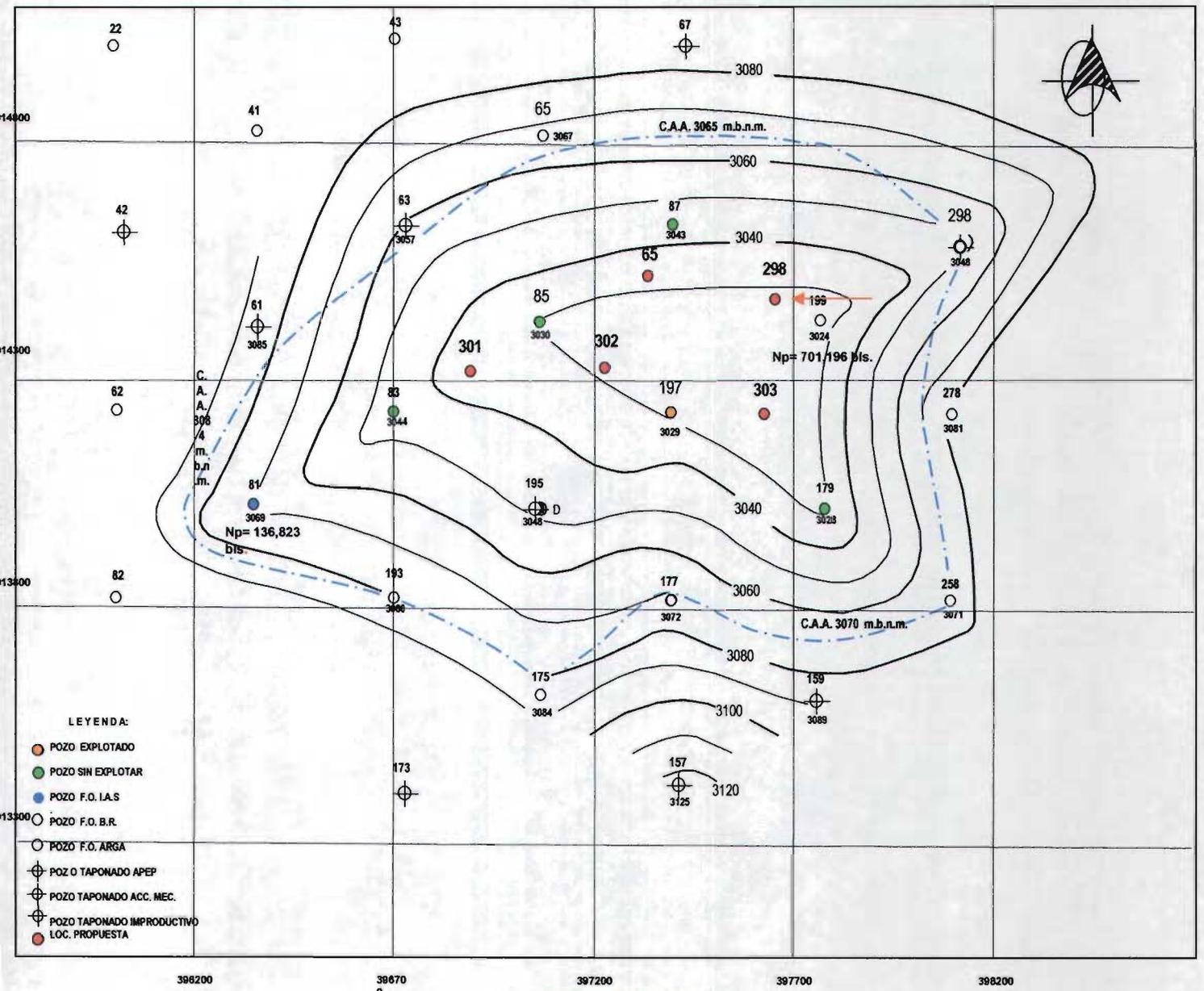
Rocas Sello :

En el campo Rodador las rocas sello la constituyen los espesores variables de lutita, intercaladas con las rocas almacenadoras de hidrocarburos que corresponden a la Formación Encanto del Mioceno Medio-Plioceno Inferior. Como sellos laterales se tienen en algunos casos fallas, cambios de facies y acuñamientos. Es importante mencionar que en áreas vecinas (campos Cinco Presidentes y San Ramón), la presencia de sal de forma irregular y de espesor variable funciona también como excelente sello en el entrapamiento de hidrocarburos.

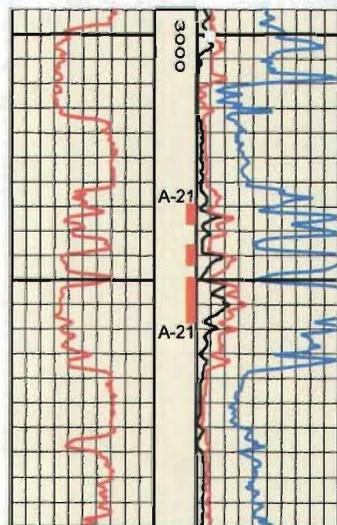
Trampas :

Son principalmente de tipo estratigráficas por acuñamientos y cambios de facies, pasando de una facie arenosa a una facie arcillosa, aunque también se presentan estructurales y combinadas.

Figura I.4.- CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL CAMPO RODADOR



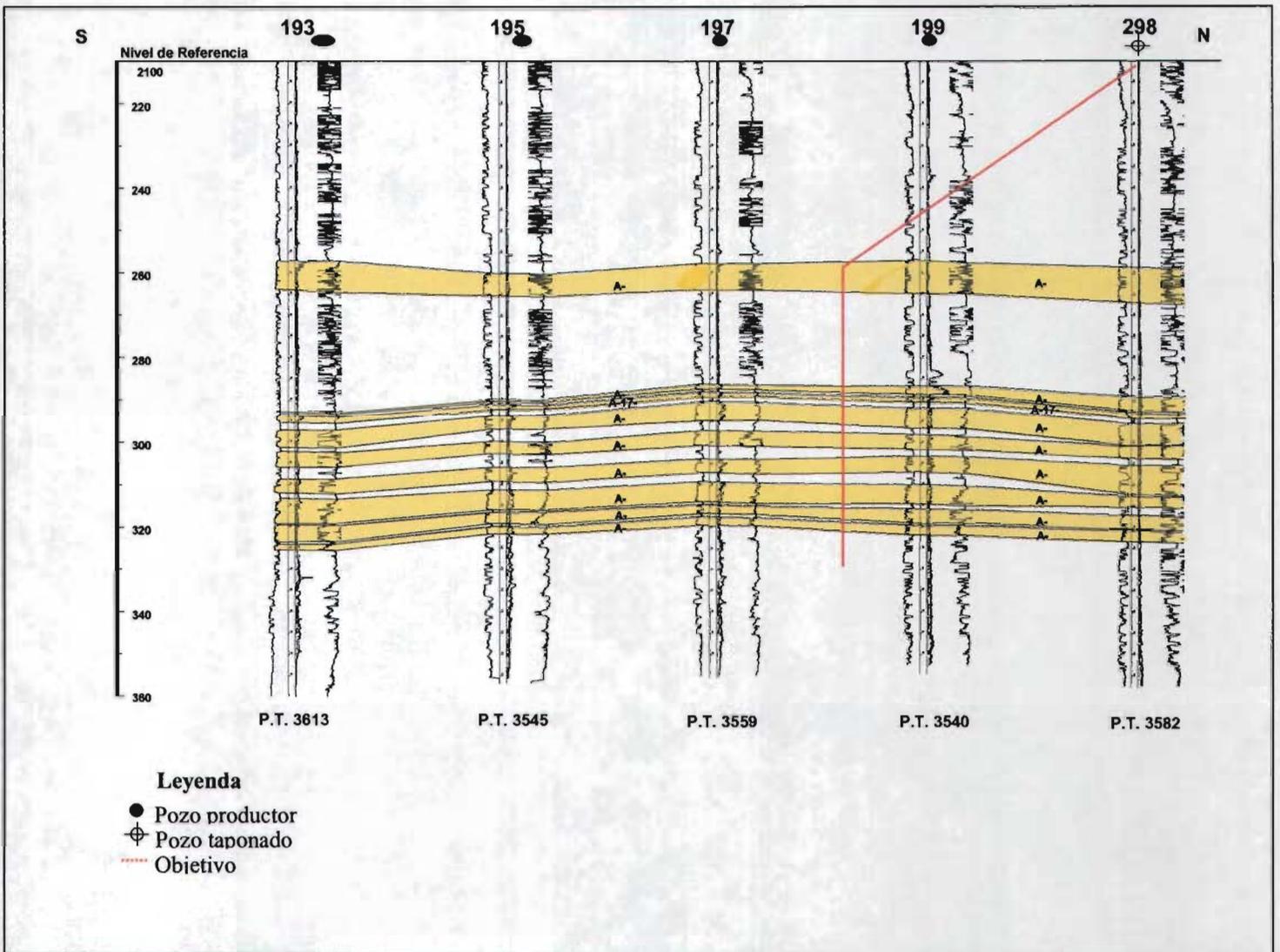
RODADOR 199



POZO RODADOR 199 MOSTRANDO DETALLE DE LA ARENA 21

Figura I.5.- SECCION AUXILIAR VERTICAL

CAMPO RODADOR



CAPITULO II

CONCEPTOS BASICOS Y APLICACION DE LA PERFORACION DIRECCIONAL:

Perforación Direccional es el proceso de dirigir un pozo en una trayectoria predeterminada para interceptar un Objetivo localizado a determinada distancia de la localización superficial del equipo de perforación. Evidentemente esta técnica surgió como una operación de remedio y se fue desarrollando de tal manera que hoy en día es considerada como una de las alternativas para la optimización de yacimientos.

El control de la desviación es otro concepto que se relaciona con frecuencia con la Perforación Direccional, el cual se puede definir como el proceso de mantener al pozo dentro de algunos límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación o al desplazamiento horizontal con respecto a la vertical o a ambos.

A principios de los años 20's se comenzó a saber de la Perforación Direccional, para esa época esto se veía como un ARTE, ya que se pensaba imposible desplazar un pozo en cierta dirección del equipo de perforación. En nuestros días la Perforación Direccional se puede ver como una ciencia, aunque no siempre una ciencia exacta. Con el uso de las técnicas de Perforación Direccional podemos hacer mas económica la producción de un pozo, además de proteger el medio ambiente sin nuevas localizaciones ni caminos de acceso por enunciar algunas de los beneficios de esta rama de la Perforación.

En sus inicios la perforación de pozos direccionales fue evidentemente motivada por los aspectos económicos. Los campos costa afuera de California fue una de las áreas de oportunidad para su crecimiento. Descubrimientos posteriores de aceite y gas en el Golfo de México y otros lugares promovió su expansión. Evidentemente esta técnica

surgió como una operación de remedio y se fue desarrollando de tal manera que hoy en día es considerada como una de las alternativas para la optimización de yacimientos. Esta técnica comprende aspectos tales como: Tecnología de pozos horizontales, de alcance extendido y multilaterales.

El control de la desviación es otro concepto que se relaciona con frecuencia con la Perforación Direccional, el cual se puede definir como el proceso de mantener al pozo dentro de algunos límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o al desplazamiento horizontal con respecto a la vertical, o a ambos.

Aplicaciones Típicas de la Perforación Controlada

La Perforación Direccional de un pozo petrolero, ya sea debido a problemas de perforación o a consideraciones económicas, tiene muchas aplicaciones, esta a ayudado a desarrollar proyectos muy importantes, tanto económicos como de yacimiento, lo que a permitido un desarrollo muy importante en esta técnica y su practica mas común es en:

- Pozos Múltiples desde una estructura (Plataforma)
- Pozos de Alivio
- Controlando pozos Verticales
- Sidetrack (Desviación)
- Localizaciones inaccesibles
- Perforando Fallas
- Perforando Domos Salinos
- Reentradas.
- Perforación Horizontal
- Perforación Multilateral

En la Región Sur, importantes aspectos ambientales y económicos han incrementado el uso de la Perforación Direccional. En algunos campos simplemente ya no es conveniente hacer localizaciones y caminos de acceso para cada pozo. En lugar de esto se han construido islas y macro peras desde las cuales se están perforando varios pozos. Esto no solo a incrementado la actividad de Perforación Direccional, sino que también los programas de trayectorias se están volviendo mas complicados, aplicándose en situaciones y áreas donde no era común hacerlo.

En la actualidad la perforación direccional a tomado mayor importancia, ya que para el mejor desarrollo de un yacimiento es conveniente un análisis técnico-económico.

A continuación se describe un breve procedimiento tanto de selección del tipo de trayectoria mas conveniente para alcanzar el objetivo programado, como los trabajos previos y secuencia operativa de cada una de las trayectorias existentes.

II.1.- PLANEACIÓN DEL PROYECTO DIRECCIONAL

El primer paso en la planeación de cualquier proyecto direccional es diseñar la trayectoria del pozo para alcanzar el objetivo propuesto. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente. El segundo o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria del pozo, por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica.
- Espaciamiento entre pozos
- Profundidad vertical

➤ Desplazamiento al objetivo

Configuraciones Básicas :

Un programa de perforación direccional bien concebido se basa en información geológica confiable, localización del objetivo, etc. Esta información se utiliza para determinar la configuración mas adecuada para alcanzar el objetivo solicitado. La practica nos indica que casi todos los pozos desviados caen en las tres categorías siguientes:

Tipo No. 1.- El pozo de configuración tipo “slant” se planea de modo que la desviación inicial se obtenga a una profundidad somera o intermedia dependiendo de la longitud del desplazamiento total al objetivo, el ángulo de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo.

Tipo No. 2.- El pozo de configuración en “S” o “S Modificada” se utiliza cuando se requiere atravesar de manera vertical los intervalos productores de un yacimiento ya que se construye esta configuración en tres intervalos:

Al inicio se incrementa el ángulo de 0° al deseado. Se mantiene el ángulo y rumbo.

Decrementa el ángulo 0° (en el tipo “S”) y Decrementa y mantiene un ángulo menor al que se construyo hasta alcanzar el objetivo (“S Modificada”).

Tipo No. 3.- El inicio de desviación se comienza lo mas abajo posible de la superficie, alcanzando el ángulo máximo en la cima del objetivo, esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como: Atravesar fallas o domos salinos.

Consideraciones para la selección del Tipo de Trayectoria :

Los parámetros necesarios para la planeación de pozos direccionales dependen de la zona en que se realizara la perforación. De esta zona se debe conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores. Realizando un análisis de esta información, se deben considerar los siguientes factores:

Localización del equipo. La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar. Se deberá aprovechar en la medida de lo posible la tendencia que presentan determinadas formaciones de desviar el curso de la barrena o de mantener su rumbo durante la perforación.

Profundidad Vertical del Objetivo. Este dato no es posible modificarlo, ya que es función de la profundidad a la cual se encuentra la estructura productora

Desplazamiento horizontal del objetivo. Este valor es función de la localización superficial que tenga el equipo de perforación. Se supone que dicha localización fue determinada considerando la distribución estructural de las formaciones a perforar por lo tanto se considera como un dato fijo.

Profundidad de inicio de desviación (KOP). Este dato debe obtenerse considerando las características de las formaciones a perforar, se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves a medias suaves. Puede considerarse que la profundidad de KOP y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

Velocidad de incremento de ángulo. Este valor nos determinara la longitud a perforar para alcanzar el ángulo requerido para el proyecto ; la velocidad de construcción dependerá del programa de Tuberías de Revestimiento así como del desplazamiento y Profundidad Vertical del Objetivo.

Angulo Máximo. En el diseño direccional el ángulo máximo es un factor importante para estimar el tiempo de intervención y contemplar un programa de contingencia que nos permita optimizar las operaciones.

En la Región Sur existe un comportamiento especial dependiendo del ángulo máximo que se alcance por ejemplo:

Perforar direccionalmente con ángulos menores de 17° , presenta variación constante de la dirección del pozo, lo que repercute en estar corrigiendo casi toda la trayectoria del pozo a perforar con ángulos entre 18° a 33° , su comportamiento es muy estable, son fáciles de mantener sin variación severa. Perforar direccionalmente con ángulos mayores de 33° a medida que el ángulo aumenta, presentan problemas de arrastres y de una limpieza deficiente que pueden ocasionar problemas mecánicos.

Asentamiento de TR. El diseño de un pozo direccional debe considerar como mínimo que las tuberías de revestimiento se encuentren 25 metros arriba del inicio de desviación y de 20 a 50 metros debajo de haber alcanzado el ángulo máximo, esta consideración nos evita posibles problemas de desprendimientos de zapatas.

Cilindro de control. Es el radio de control que se lleva durante la perforación de un pozo, normalmente esta influenciado por las profundidades a perforar así como por la capacidad del yacimiento, Normalmente en la Región Sur se manejan radios de 25 metros. Al cilindro imaginario se le conoce como cilindro de control.

Consideraciones Anticolisión. La colisión con pozos vecinos puede ser un problema cuando se perforan varios pozos a partir de una misma localización superficial, lo cual hoy día no es condición única de plataformas marina, ya que en la Región Sur, se tienen proyectos de localizaciones donde no solo se hacen varios pozos desde una misma localización sino que inclusive con dos equipos perforando simultáneamente en la misma localización (macroperas) donde se tienen ya pozos perforados y produciendo. La planeación anticolidión comienza con la toma de registros de desviación exactos del pozo en cuestión y con la recolección de todos los pozos vecinos, así como de un juego completo de los programas de pozos a perforar en el futuro en la misma localización (macropera) o plataforma. Los registros y los programas se utilizan para “mapear” el pozo propuesto con respecto a todos los existentes y a los propuestos. Estos mapas comúnmente llamados “arañas” muestran las proyecciones horizontales de cada pozo (conductor). Estas arañas generalmente están construidas a una escala pequeña para proporcionar una vista general del campo, aunque también pueden construirse a una escala mayor para permitir realizar análisis detallados de una parte específica del campo. La araña puede ser utilizada para trazar una trayectoria programada y analizar visualmente el riesgo de colisionar con otros pozos.

II.2.- INICIO DE DESVIACION.

En el caso de una Reentrada o que se tenga que llevar a cabo un Redireccionamiento de un pozo partiendo de un Tubería de Revestimiento, se tendrá que desbastar o cortar

una sección de la misma. En la Región Sur se han utilizado con bastante éxito dos tipos de técnicas :

a) APERTURA DE VENTANA CON CORTA-TUBO HIDRAULICO.

b) APERTURA DE VENTANA CON EMPACADOR PERMANENTE

(Ver anexo A)

II.3.- MÉTODOS DE CÁLCULO

Se han desarrollado varios procedimientos para estimar la trayectoria del agujero del pozo conforme éste es perforado.

Los tres métodos más ampliamente utilizados son el método tangencial, el método de ángulos promedio y el método de radio de curvatura.

A).- Método Tangencial.

El método tangencial utiliza únicamente los ángulos de inclinación y dirección medidos en el extremo inferior de la longitud de curso. El patrón del agujero del pozo se considera como tangencial a dichos ángulos a lo largo de toda la longitud de esa sección.

Aunque éste método es probablemente el que más se ha utilizado, es también el más inexacto de los métodos disponibles.

Las ecuaciones utilizadas en este método son:

$$\Delta\text{Norte} = \Delta\text{MD} \times \text{sen}(I_2) \times \text{cos}(A_2)$$

$$\Delta\text{Este} = \Delta\text{MD} \times \text{sen}(I_2) \times \text{sen}(A_2)$$

$$\Delta\text{Vertical} = \Delta\text{MD} \times \text{cos}(I_2)$$

Donde :

ΔMD = Longitud de curso (longitud perforada de una estación a otra).

$\Delta Este$ = Desplazamiento del agujero en dirección Este (Longitud que el agujero se desplazó hacia el este de una estación a otra).

$\Delta Norte$ = Desplazamiento del agujero en dirección Norte (Longitud que el agujero se desplazó hacia el norte de una estación a otra).

$\Delta Vertical$ = Desplazamiento del agujero verticalmente (profundidad vertical del agujero de una estación a otra)

I_1 = Ángulo de inclinación en la estación 1.

I_2 = ángulo de inclinación en la estación 2.

A_1 = Azimuth en la estación 1.

A_2 = Azimuth en la estación 2.

(Ver parámetros en figura No. II.1)

B).- Método de Ángulos promedio.

El método de ángulos promedio es simplemente el promedio de los ángulos tomados en las estaciones 1 y 2 (superior e inferior de la longitud de curso) y la longitud de curso se calcula tangencialmente utilizando el promedio de estos dos ángulos. Este método es simple y preciso.

Las ecuaciones utilizadas en este método son:

$$\Delta Norte = \Delta MD \times \text{sen} (I_1 + I_2 / 2) \times \text{cos} (A_1 + A_2 / 2)$$

$$\Delta Este = \Delta MD \times \text{sen} (I_1 + I_2 / 2) \times \text{sen} (A_1 + A_2 / 2)$$

$$\Delta Vertical = \Delta MD \times \text{cos} (I_1 + I_2 / 2)$$

Donde las variables de las ecuaciones son las mismas descritas anteriormente.

C).- Método de Radio de Curvatura.

El método de radio de curvatura utiliza juegos de los ángulos medidos en los extremos de la longitud de curso para generar una curva en tres dimensiones que represente el curso del agujero del pozo, tiene la forma de un arco esférico que pasa por los ángulos medidos en ambos extremos de la longitud de curso. Aunque éste método es probablemente el más preciso de los métodos para el cálculo de mediciones, es difícil de calcularse en forma manual y es más adecuado para utilizarlo en la computadora.

Las ecuaciones utilizadas en este método son:

$$\Delta\text{Norte} = \frac{(360)^2 \Delta\text{MD} \cdot [(\cos I_1 - \cos I_2)(\text{sen } A_2 - \text{sen } A_1)]}{4\pi^2 (I_2 - I_1) (A_2 - A_1)}$$

$$\Delta\text{Este} = \frac{(360)^2 \Delta\text{MD} \cdot [(\cos I_1 - \cos I_2)(\cos A_1 - \text{sen } A_2)]}{4\pi^2 (I_2 - I_1) (A_2 - A_1)}$$

$$\Delta\text{Vertical} = 360 \Delta\text{MD} (\text{sen } I_2 - \text{sen } I_1) / 2\pi(I_2 - I_1)$$

Donde las variables de las ecuaciones son las mismas descritas anteriormente.

Severidad de Pata de perro

Los cambios de ángulos grandes que ocurran en una longitud de curso corta pueden generar grandes esfuerzos de flexión en la tubería de perforación y consecuentemente ojos de llave.

La mayoría de los operadores limitan este cambio de ángulo a un máximo permisible de entre 4° y 6° por cada 100 pies. Existen numerosos métodos disponibles para calcular la severidad de los pata de perro, en algunos casos se utilizan tablas y gráficas disponibles para tal propósito.

La siguiente ecuación calcula la severidad del pata de perro basado en el método tangencial dando el resultado en grados por cada 100 pies.

$$SP = 100 / \Delta MD [(\sin I_1 \cdot \sin I_2) (\sin A_1 \cdot \sin A_2 \div \cos A_1 \cdot \cos A_2) \div (\cos I_1 \cdot \cos I_2)]$$

Donde las variables de la ecuación son las mismas descritas anteriormente y donde:

$$SP = \text{Severidad del pata de perro en } ^\circ/100 \text{ pies.}$$

Análisis de Error.

En años recientes mucho personal de la industria se ha dado cuenta que la exactitud en el análisis de mediciones no esta relacionado únicamente con el método de cálculo elegido, sino también tiene relación con la calidad de los datos medidos utilizados en el cálculo.

Si se utilizan datos medidos inexactos, los resultados de cualquier método son cuestionables.

Este aspecto en el análisis de mediciones puede convertirse en crítico al tratar de perforar un pozo de alivio y en otras aplicaciones.

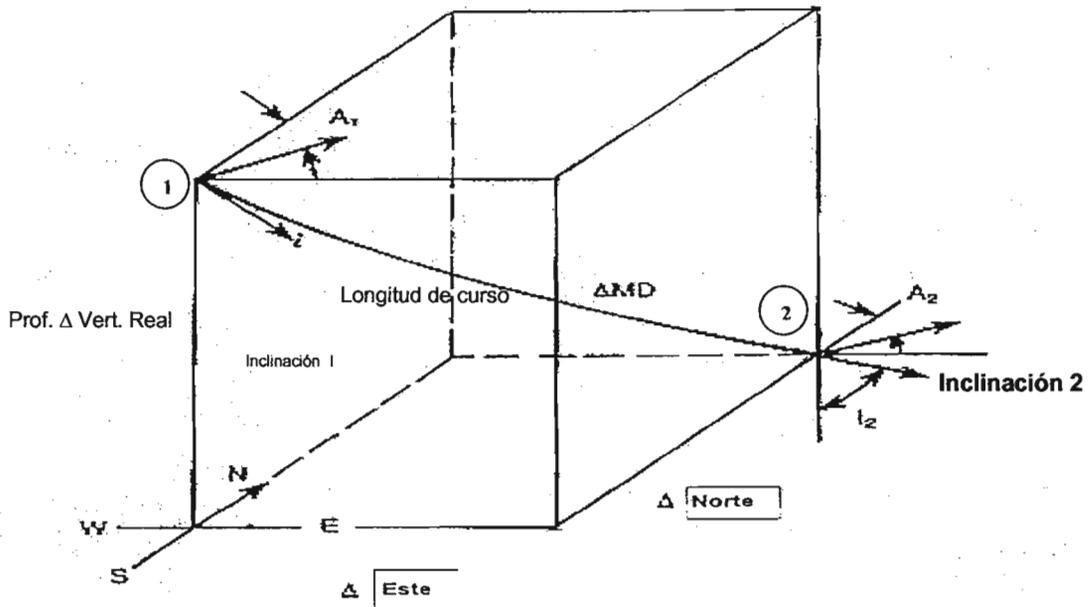


Figura No. II.1.-Parámetros para Método de Cálculo

CAPITULO III

PROYECTO DIRECCIONAL DEL POZO RODADOR 298

Coordenadas Conductor (UTM) :

$$X = 398,112.16 \quad Y = 2,014,581.13$$

OBJETIVO.- Obtener producción comercial de hidrocarburos mediante la perforación direccional a partir de 1615 m con rumbo S 70.71° W con un desplazamiento de 647 m, alcanzando a 2850 m las siguientes coordenadas (X = 397,500 ; Y = 2,014,370) a una profundidad vertical real de 3200 metros.

Para la obtención de los datos para la construcción de la trayectoria direccional, se utilizó el software "COMPASS". Los resultados se presentan en la tabla III.1:

Fig.III.1.-Proyección Direccional

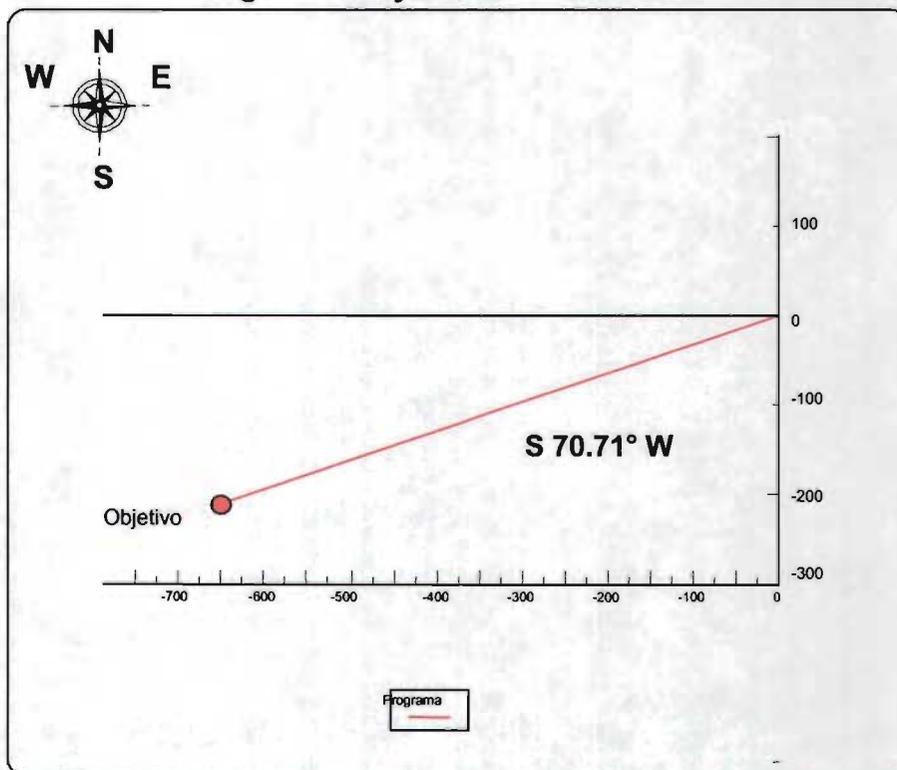


TABLA III.1.- DATOS PARA TRAYECTORIA DIRECCIONAL

POZO: RODADOR 298 DIRECCIONAL TIPO "S" POZO DE DESARROLLO

Observaciones	Prof. Medida (m)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	Prof. Vertical (m)	Desplazamiento (m)	NS (m)	EW (m)	Severidad (deg/30 m)	Y (m)	X (m)
	0.00	0.00	250.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2014581.13	398112.16
TR 9 5/8"	1600.00	0.00	250.67	1600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2014581.13	398112.16
KOP #1	1615.00	0.00	250.67	1615.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2014581.13	398112.16
	1620.00	0.50	250.67	1620.00	0.02	-0.01	-0.02	3.00	2014581.12	398112.14
	1650.00	3.50	250.67	1649.98	1.07	-0.35	-1.01	3.00	2014580.78	398111.15
	1680.00	6.50	250.67	1679.86	3.68	-1.22	-3.48	3.00	2014579.93	398108.68
	1710.00	9.50	250.67	1709.57	7.86	-2.60	-7.41	3.00	2014578.57	398104.73
	1740.00	12.50	250.67	1739.01	13.58	-4.50	-12.82	3.00	2014576.70	398099.32
	1770.00	15.50	250.67	1768.12	20.84	-6.90	-19.66	3.00	2014574.34	398092.47
	1800.00	18.50	250.67	1796.80	29.61	-9.80	-27.94	3.00	2014571.48	398084.18
	1830.00	21.50	250.67	1824.99	39.87	-13.20	-37.62	3.00	2014568.13	398074.48
	1860.00	24.50	250.67	1852.60	51.59	-17.08	-48.68	3.00	2014564.31	398063.40
	1890.00	27.50	250.67	1879.56	64.74	-21.43	-61.09	3.00	2014560.03	398050.98
	1920.00	30.50	250.67	1905.80	79.28	-26.24	-74.81	3.00	2014555.29	398037.23
	1950.00	33.50	250.67	1931.24	95.18	-31.50	-89.81	3.00	2014550.11	398022.21
	1980.00	36.50	250.67	1955.81	112.38	-37.20	-106.05	3.00	2014544.50	398005.95
EOC #1	2010.00	39.50	250.67	1979.45	130.85	-43.31	-123.47	3.00	2014538.48	397988.49
KOP #2	2013.47	39.85	250.67	1982.12	133.07	-44.05	-125.57	3.00	2014537.76	397986.40
	2567.47	39.85	250.67	2407.46	488.04	-161.55	-460.53	0.00	2014422.05	397650.91
	2580.00	38.80	250.67	2417.14	495.98	-164.18	-468.02	2.50	2014419.46	397643.41
	2610.00	36.30	250.67	2440.93	514.26	-170.23	-485.27	2.50	2014413.50	397626.13
	2640.00	33.80	250.67	2465.48	531.49	-175.93	-501.53	2.50	2014407.89	397609.85
	2670.00	31.30	250.67	2490.77	547.63	-181.27	-516.76	2.50	2014402.62	397594.59
	2700.00	28.80	250.67	2516.73	562.66	-186.25	-530.94	2.50	2014397.73	397580.40
	2730.00	26.30	250.67	2543.33	576.53	-190.84	-544.03	2.50	2014393.20	397567.28
	2760.00	23.80	250.67	2570.50	589.23	-195.04	-556.02	2.50	2014389.06	397555.28
	2790.00	21.30	250.67	2598.21	600.74	-198.85	-566.87	2.50	2014385.31	397544.40
	2791.92	21.14	250.67	2600.00	601.44	-199.08	-567.53	2.50	2014385.09	397543.74
	2820.00	18.80	250.67	2626.38	611.03	-202.26	-576.58	2.50	2014381.96	397534.68

POZO: RODADOR 298

DIRECCIONAL TIPO "S"

POZO DE DESARROLLO

Observaciones	Prof. Medida (m)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	Prof. Vertical (m)	Desplazamiento (m)	NS (m)	EW (m)	Severidad (deg/30 m)	Y (m)	X (m)
	2850.00	16.30	250.67	2654.99	620.07	-205.25	-585.12	2.50	2014379.01	397526.13
	2880.00	13.80	250.67	2683.95	627.86	-207.83	-592.47	2.50	2014376.47	397518.77
	2910.00	11.30	250.67	2713.23	634.38	-209.99	-598.62	2.50	2014374.35	397512.60
	2940.00	8.80	250.67	2742.77	639.62	-211.72	-603.56	2.50	2014372.64	397507.66
	2970.00	6.30	250.67	2772.51	643.56	-213.03	-607.28	2.50	2014371.36	397503.93
	3000.00	3.80	250.67	2802.39	646.21	-213.90	-609.78	2.50	2014370.49	397501.43
	3030.00	1.30	250.67	2832.36	647.54	-214.35	-611.04	2.50	2014370.06	397500.17
EOC #2	3045.64	0.00	250.71	2848.00	647.72	-214.40	-611.21	2.50	2014370.00	397500.00
Objetivo	3047.64	0.00	250.71	2850.00	647.72	-214.40	-611.21	0.00	2014370.00	397500.00
KOP	3397.64	0.00	250.71	3200.00	647.72	-214.40	-611.21	0.00	2014370.00	397500.00

Figura III.2.-Proyección vertical

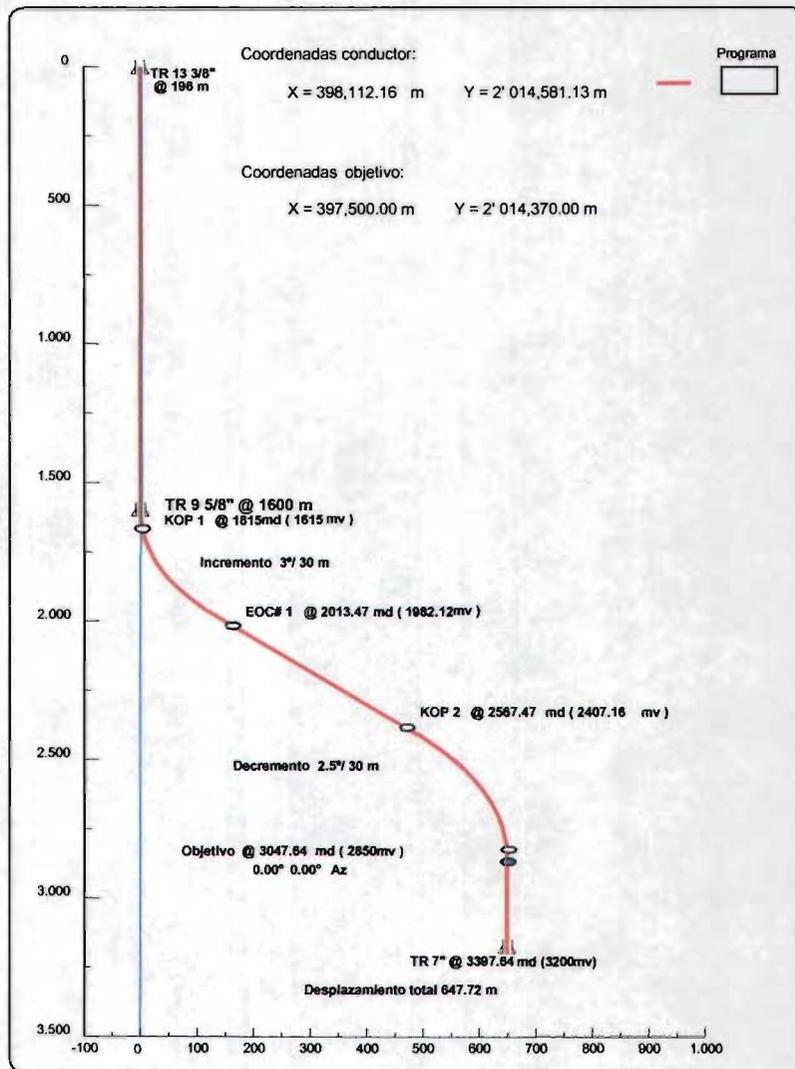


TABLA III.2.- DATOS DEL PROYECTO REAL

Inicio de desv. (KOP 1)	1615 m
Incremento curva	3.00°/30 m
Inicio decrem.(KOP 2)	2567.47 md
Decremento curva	2.50°/30 m
Prof. vert. Objetivo	2850 m
Prof.des. objetivo	3047.64 md
Desplazamiento Obj.	647.72 m
Angulo máximo	39.85°
Rumbo	S 70.71 W
Prof. vert. total	3200 m
Prof. des. total	3397.64 m
Desp. total	647.72 m

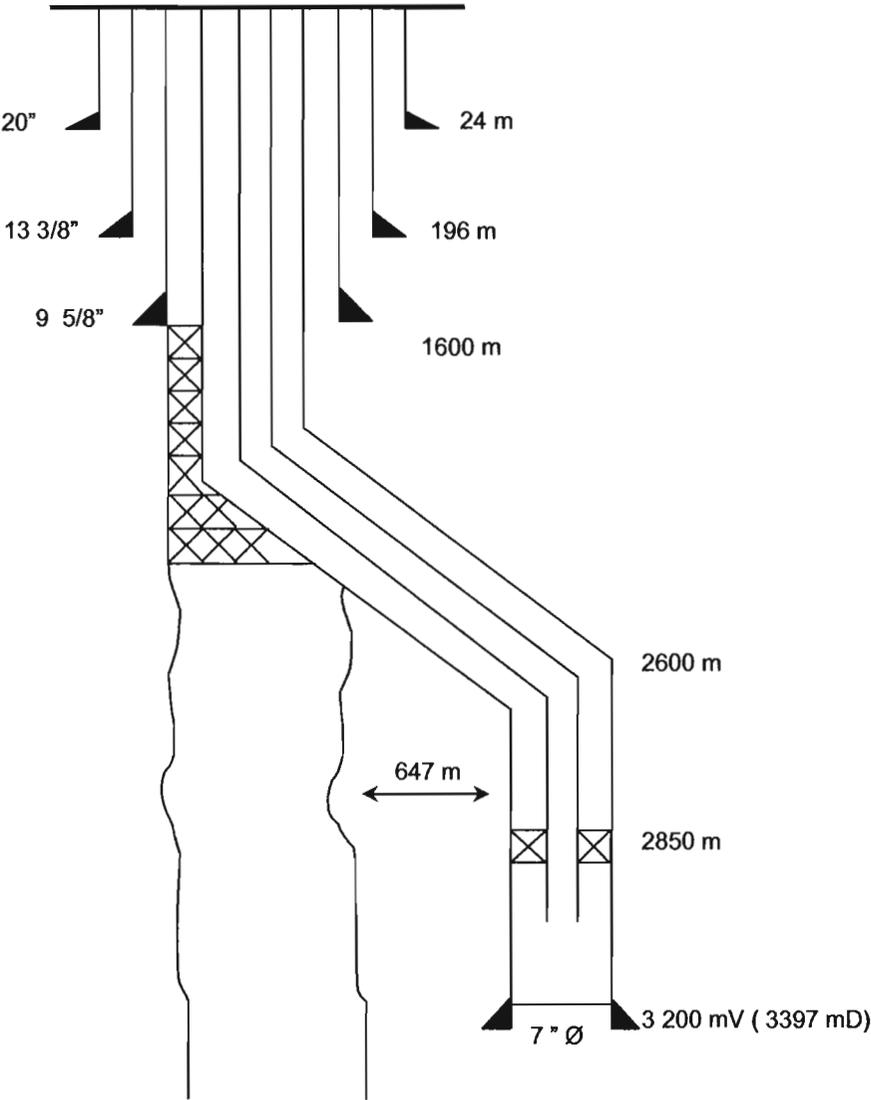
TR's reales

Diámetro	MV	MD
20"	24	24
13 3/8"	196	196
9 5/8"	1600	1600

TR's Programadas

7"	3200	3397.64
----	------	---------

Figura III .3.- ESTADO MECANICO PROPUESTO:



PROGRAMA OPERATIVO PARA POZO DIRECCIONAL RODADOR-298

PUNTO	DIAS	OPERACION
1	2.0	Con equipo instalado 100%, eliminar monumento de abandono, cortar tubo conductor de 20", TR de 13 3/8" y biselar TR de 9 5/8", soldar cabezal de 11" (5M) para tubería de 9 5/8", probar el mismo, instalar conjunto de preventores de 11" 5M y líneas superficiales de control, probar con 350 Kg/cm ² .
2	2.5	Meter barrena de 8 1/2" tricónica con 3 DC de 6 1/2", HW de 5" y TP de 5" tramo por tramo a +- 1569 m (cima de tapón de cemento de abandono) rompiendo circulación por etapas, desplazar fluido por lodo base agua inhibido de 1.31 gr/cm ³ , probar TR de 9 5/8" con 40 Kg/cm ² .
3	1.0	Rebajar cemento hasta la profundidad de 1615 m, verificando los últimos 50 m su dureza y velocidad de penetración para definir si está en condiciones para el side-track.(Si no está en condiciones el tapón seguir con el punto 4, Si está en condiciones el tapón pasa al punto 7).
4	0.5	Meter barrena acondicionando y limpiando agujero hasta 1615 m, sacar a superficie.
5	1.0	Meter tubo difusor y T.P 3 1/2" I.F. a 1615 m (con 200 m de TP. 3 1/2" multivam en el extremo) circular homogeneizando columnas y colocar tapón de cemento con 5 m ³ de lechada de cemento densidad 1.97 gr/cm ³ dejando cima a 1550 m, sacar tubo difusor a superficie.
6	1.0	Meter barrena de 8 1/2" para reconocer cima de cemento a 1550 m, probar con 5 toneladas de peso y circulación, Rebajar cemento hasta 1615 m verificando consistencia de 5 min/m y 3 ton de peso sobre barrena, sacar a superficie.
7	7.0	Meter barrena de 8 1/2" armando sarta navegable tramo por tramo y tp de 5" por lingadas a 1615 m(KOP 1), orientar con giroscópico. Efectuar side-track con un incremento de ángulo de 1.07 grados/30 m hasta alcanzar 3 grados de inclinación en dirección S-W, a la profundidad de 2013 md. Perforar manteniendo la inclinación y dirección de programa hasta la profundidad de 2580 md, donde se comenzará a decrementar pozo con una caída angular de 2.5 grado/30 m hasta los 3000 md. Posteriormente se perforará verticalmente hasta la profundidad de 3397 md.. Circular y sacar barrena.
8	5.0	Con unidad de tubería flexible tomar registros eléctricos: Doble Inducción/RG, Neutrón Compensado/RG, Sonico de Porosidad/C.I., Microesferico Enfocado/RG, Litodensidad, Echados, TDT-RG y V.S.P. de 3322 (3040 mv) a 1650 m.
9	1.0	Con barrena de 8 1/2" reconocer fondo y acondicionar agujero para T.R. de 7".
10	5.0	Meter T.R. corrida de 7", N-80 32 lb/pie (Di=6.094) VAMFJL, equipada con zapata guía, cople diferencial y centradores sólidos de 7" x 8 3/8" (según registro de geometría del pozo) a 3397 md (3200 mv) y cementar misma con 21 m ³ de lechada de cemento con densidad 1.87 gr/cm ³ , con previos baches de lavador y espaciador, esperar fraguado, sentar T.R. en cuñas, instalar cabezal de producción 11"x7 1/16" 5M, conjunto de preventores y líneas superficiales de control, probar mismas con 350 Kg/cm ² . Desconectar T.P. 5" XH tramo por tramo.
11	2.0	Meter barrena de 5 7/8" y T.P. 3 1/2" IF armando tramo por tramo a 3370 md (cople diferencial) y efectuar prueba de hermeticidad de la T.R. con 140 kg/cm ² , circular con lodo de 1.31 gr/cm ² , sacar barrena a superficie.
12	1.5	Con molino de 4 1/8", T.P. combinada 2 7/8 y 3 1/2" I.F. y escariador para TR de 7", reconocer P.I. a +- 3370 md ,desplazar fluido de control por agua filtrada.
13	1.5	Meter aparejo de producción con empacador integral de 7" (De=5.827, Di=2.434), camisa deslizable de 2 7/8" tipo "CMD" cerrada y tubería 2 7/8" N-80 6.5 lbs/pie MVAM (calibrando con 2 1/4") válvulas de B.N. según diseño de producción),efectuar ajuste y anclar empacador, instalar válvula "H" eliminar preventores e instalar árbol de válvulas 7 1/16x2 9/16" 5M y conexiones superficiales de control, recuperar válvula "H" y probar con 350 kg/cm ² .
14	0.5	Con unidad de tubería flexible desplazar fluido de control por N ₂ ..
15	0.5	Efectuar disparos múltiples de acuerdo con programa de producción.
16	1.5	Observar y definir pozo de acuerdo con el personal de producción, entregar pozo al personal del Activo.
TOTAL	40	DIAS DE INTERVENCIÓN

Después de haber calculado la trayectoria direccional del pozo Rodador 298, a continuación se menciona información general de los pozos que servirán de correlación para el asentamiento de las tuberías de revestimiento así como los fluidos de perforación ya que se atraviesan las mismas formaciones que el pozo a perforar direccionalmente:

RESUMEN DE PERFORACIÓN DEL POZO DE CORRELACIÓN RODADOR-199

PERÍODO DE PERFORACIÓN: del 1 de Septiembre al 21 de Octubre de 1979 (total 51 días)

Con barrena de 24" perforó a 24 m. Metió tubo conductor de 20" a 24 m y cementó mismo con 5 ton de cemento.

Con barrena 17 1/2" perforó a 205 m normal. Metió TR de 13 3/8" a 204 m y cementó misma con 25 ton de cemento .

Con barrena 12 1/4" Perforó a 1605 m normal. Tomó registros de Inducción de 1602 a 203 m. Metió TR de 9 5/8" combinada a 1604 m, cementó con 30 ton de cemento .

Con barrena 8 1/2" perforó a 3540 m. con fluido CLSE=1.30, tomó registros de Inducción de 3540 a 1604 m, y registro de proximidad, radio activo de 3525.5 a 2250 m y sónico de porosidad de 3494 a 2250 m. Metió TR combinada de 6 5/8" a 3186 m, y cementó primera etapa con 13 ton de cemento, se efectuó cementación segunda etapa con 7 ton de. Instaló árbol de válvulas Cameron S-1500 T.S. (Desmanteló equipo).

Ver Fig. III.4 , III.5 y III.6.

RESUMEN DE PERFORACIÓN DEL POZO RODADOR-298 (VERTICAL)

PERÍODO DE PERFORACIÓN: 08 - JUNIO – 1980 al 27 - JULIO - 1980 (total 50 días)

Con barrena de 24" perforó a 24 m. Metió tubo conductor de 20" a 24 m y cementó mismo con 5 ton de cemento .

Con barrena 17 1/2" perforó a 206 m normal. Tomó registros, metió TR de 13 3/8" a 196 m y cementó con 25 ton de cemento.

Con bna 12 1/4" Perforó a 1605 m normal. Tomó registros, y metió TR de 9 5/8" combinada a 1600 m, cementó con 35 ton de cemento

Con bna 8 1/2" Perforó normal a 2860 m. tomó registros, cortó Núcleo No. 1 de 2860 a 2869 m, recuperó 8 m, 88%. Perforó normal a 3582 m, Tomó registro de Inducción de 3576 a 3440 m (no se encontró arena de interés por parte de yacimientos), metió TP franca a 1600 m (zapata), colocó tapón por circulación de abandono con 5 toneladas de cemento. Recuperó cabezales de 9 5/8", y 13 3/8". Colocó monumento de abandono y Desmanteló equipo.

(Ver Fig. III.4 , III.5 y III.6)

Figura III.4.- DATOS GENERALES POZO DE CORRELACION-199

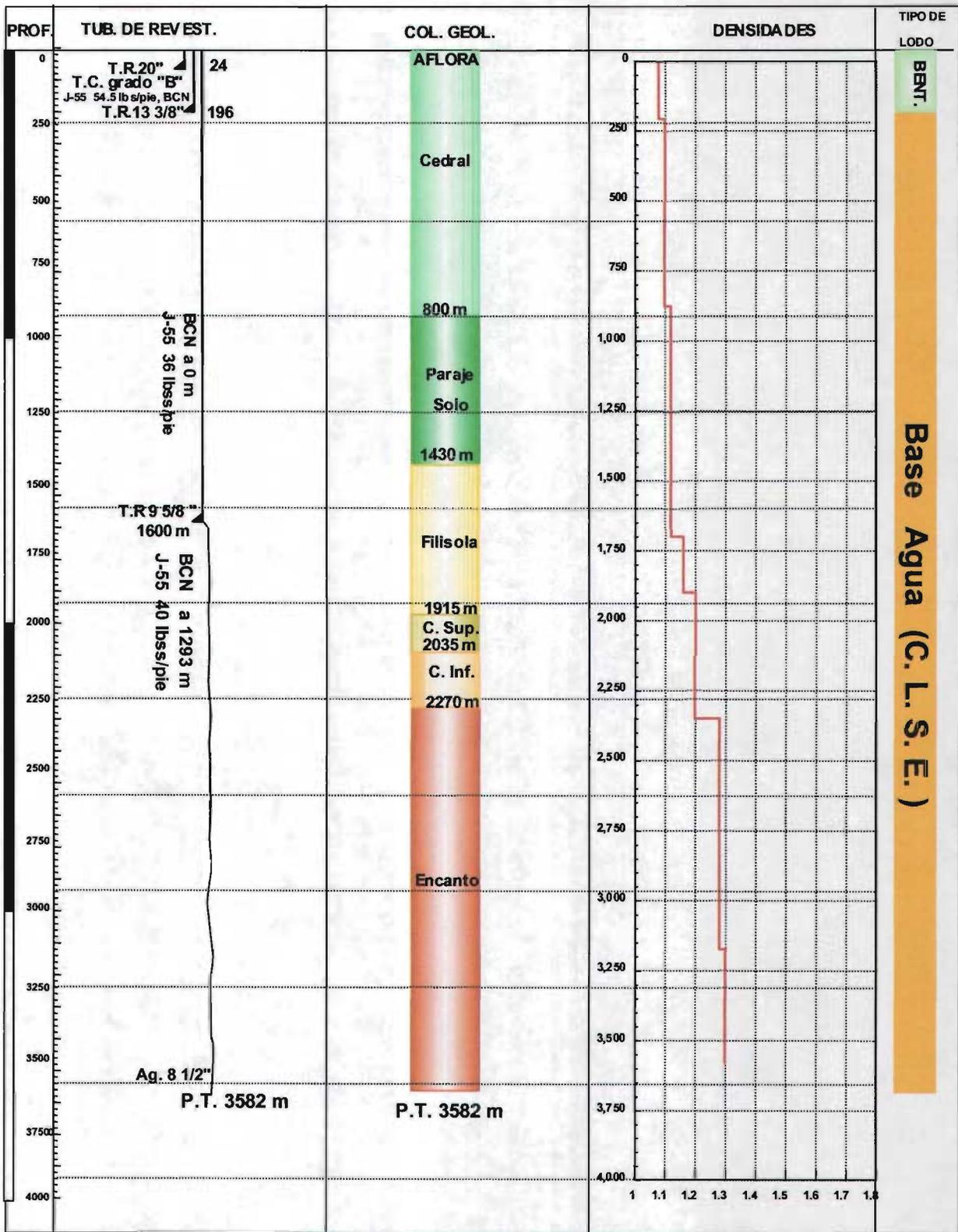
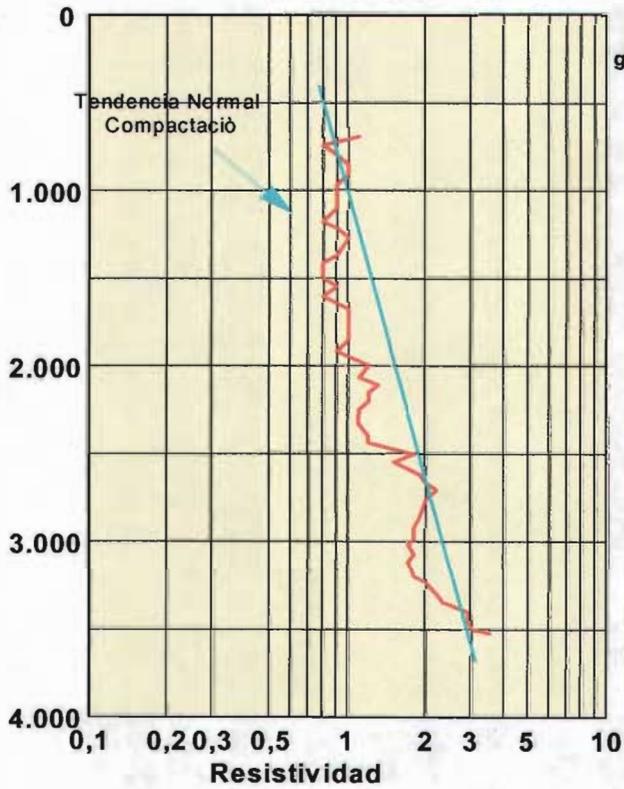


Figura III.5.-DATOS GENERALES POZO CORRELACION RODADOR-85

Perfil de Resistividades



Perfil de Gradientes de formación, fractura y densidades a utilizar.

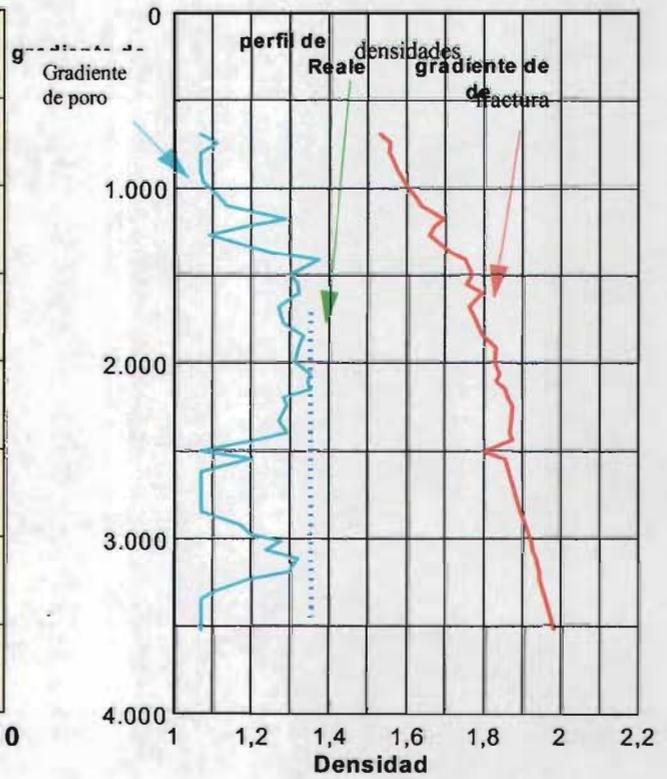


Figura III.6.- DATOS GENERALES DEL POZO RODADOR-298 (VERTICAL)

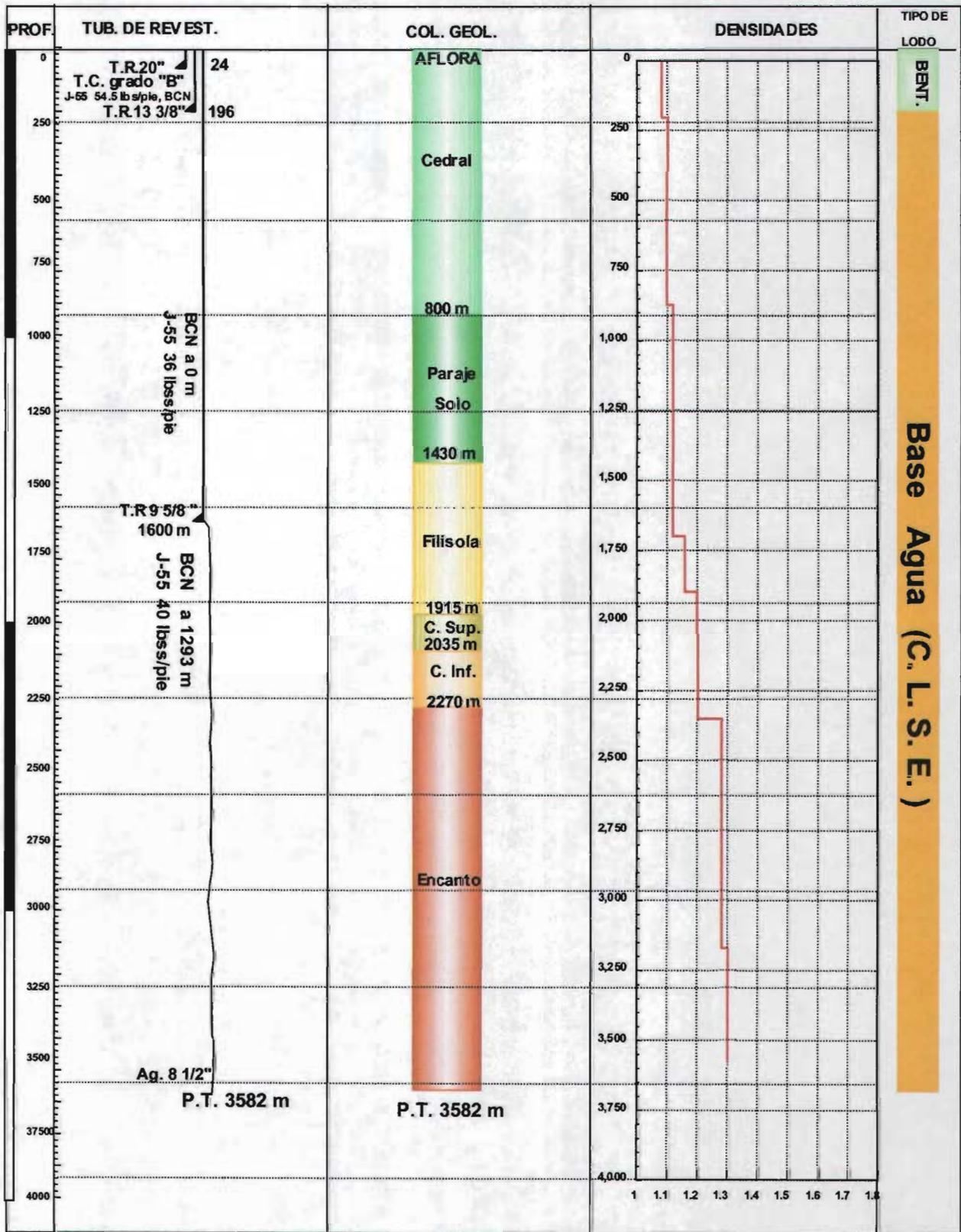


TABLA III.3.- INFORMACION TÉCNICA PARA POZO RODADOR-298 DIRECCIONAL

TUBERIA INTERMEDIA-EXPLOTACION DE 7"

1.- INTERVALO PROGRAMADO

AGUJERO DE 8 1/2"

PROFUNDIDAD: 1615-3397 md

2.- BARRENA

Nº	TIPO	TOBERAS (32)	A.T.F.	T.E.B. * (hrs)	P.S.B. (ton)	R.P.M.	GASTO (gpm)	HP BNA	PROMEDIO ('/m)
1	115	16-16-16	0.589	90	3-7	140-200	425	2.45	11.5
2	115	16-16-16	0.589	70	3-7	140-200	415	2.25	10.2
3	PDC	13-14-14-14	0.581	190	3-5	140-200	440	2.79	14.4

* tiempo esperado de la barrena (Hrs.)

HIDRAULICA

Nº	DENS (G/CC)	V.P.	P.C.	P.B. (psi)	ΔP-TOB	ΔP-SIST	GPM/Pg	V.A. (pies/min)
1	1.31	18	12	1889.00	560	1329	50.00	138
2	1.31	18	12	2154.62	515	1639.62	48.82	135
3	1.31	18	12	2332.68	617	1715.68	51.76	229.92

BOMBA No 1 y 2 MARCA CONTINENTAL EMSCO MODELO F-1000 DE 1000 HP

DIAM. CAMISA PG	VOLUMEN DESPLAZADO EN GALONES / MIN						PRESION MAXIMA	
	60 EPM	80 EPM	110 EPM	120 EPM	130 EPM	140 EPM		
	429 HP	571 HP	786 HP	857 HP	929 HP	1000 HP		
6 3/4"	276	368	506	552	598	644	2370	167
6 1/2"	258	345	474	517	560	603	2558	180
6 1/4"	240	320	440	480	520	560	2770	195
6"	220	293	404	440	477	514	3010	212
5 1/2"	186	248	341	372	403	434	3575	252
5"	153	204	280	306	331	357	4330	304

3.- FLUIDOS DE PERFORACION

INTERVALO	DENS (G/CC)	TIPO DE LODO	% DE SOLIDOS	V.P.	Y.P.	FILTRADO	GEL	TEMP °C
1615-3397	1.31	Base agua inhibido	8-10	18	12	6	6/8	50

4. - GRADIENTES DE PRESION ESTIMADOS

De fractura en la zapata	1.925gr/cm ³
De poro máxima	1.23 gr/cm ³

5.- DISEÑO DE LA SARTA

SECCION	DIAM (PG)	LONG. (M)	GRADO	CLASE	ROSCA	P. AJUST. (KG/M)	RESISTENCIA A LA TENSION (KG)	APRIETE (LB/P)
L-1	5"	484	X-135	Premium	XH	31.94	161,061	22,349
HW	5"	207			NC-50	74.50	691,185	29,400
L-2	5"	2706	S-105	Premium	XH	33.67	228,926	28,735

Ff = 0.8217 PESO TOTAL DE LA SARTA FLOTADA = 101,163 kg.

MARGEN PARA TENSIONAR = 144,210 kg

LONGITUD TOTAL DE LA SARTA = 3,397 m.

6.- APAREJO DE FONDO:

ACCESORIOS	LONGITUD (m)	OD (in)	ID (in)	MAX OD (in)
Barrena 8 1/2 "	0.30	8.50	2.25	8.50
PowerDrive 675	3.80	6.75	5.00	8.38
Estabilizador	1.60	6.75	2.81	8.38
Flex Collar	3.00	5.00	3.00	6.50
PPI-Sub de comunicacion	1.00	6.50	2.81	6.50
PowerPulse	7.50	6.75	5.11	6.75
Saver Sub	0.70	6.75	2.81	6.75
LWD-CDR	6.86	6.75	4.87	6.75
5" 19.50 DPX (52 joints)	484.00	5.00	4.28	6.63
5" HWDP (9 joints)	81.00	5.00	3.00	6.50
Martillo	10.77	6.50	2.25	6.50
5" HWDP (14 joints)	126.00	5.00	3.00	6.50
5" 19.50 DPS (313 joints)	2706.00	5.00	4.28	6.63

CAPÍTULO IV

FLUIDOS DE PERFORACIÓN E HIDRAULICA

Cuando se diseña un pozo direccional, el principal objetivo es perforar un pozo productor con un agujero que pueda ser terminado tal como se planeó, produciendo el menor daño posible a la formación y que esté libre de recortes.

En este capítulo se describirán las consideraciones hidráulicas que deben tomarse en cuenta para el diseño óptimo de los fluidos de perforación. En este se incluyen los diseños de:

- Los fluidos de perforación.
- Las presiones.
- El flujo de fluidos.
- El diámetro hidráulico.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN: El éxito en la perforación y producción de pozos direccionales dependen en gran medida de los fluidos utilizados durante la perforación y terminación. Los requerimientos usuales para los fluidos y su equipo de control para pozos verticales no varían mucho con respecto a los que se emplean en un pozo direccional-horizontal, solo que hay algunos requerimientos que adquieren mayor importancia en los pozos direccionales-horizontales. Las funciones más importantes que realizan estos fluidos son:

- Balancear la presión de formación.
- Estabilizar las formaciones sensitivas.
- Reducir el daño a la formación.
- Operar los sistemas de motores de fondo y MWD.
- Proporcionar suficiente lubricación.
- Limpiar el agujero.
- Suspender los sólidos.

La limpieza del agujero y transporte de recortes es más difícil en agujeros desviados, así que las dos últimas funciones toman especial importancia para los pozos con altos ángulos y pozos horizontales.

La limpieza del agujero es lo más importante en las operaciones de perforación para pozos altamente desviados u horizontales, en donde los recortes deben ser transportados a través de varias secciones inclinadas que van desde 90° a 0°. En esta situación los parámetros óptimos para una eficiente limpieza pueden variar notablemente de la profundidad total a la superficie como se menciona más adelante.

Los factores más relevantes que afecta la capacidad de acarreo de los fluidos de perforación son:

- (1) La velocidad anular del fluido
- (2) La inclinación del agujero
- (3) Las propiedades de los fluidos
- (4) Los ritmos de penetración
- (5) La excentricidad de la tubería con el agujero
- (6) La geometría del agujero
- (7) El perfil de las velocidades anulares
- (8) Las características de la partícula como son la densidad, la velocidad de asentamiento, su tamaño y su geometría
- (9) La velocidad de rotación de la tubería y
- (10) La relación de los diámetros entre la tubería y el agujero.

Una gran cantidad de pruebas y estudios se han realizado en pozo direccionales cuyos ángulos varían de 0 a 90° y con diferentes fluidos de perforación, así como regímenes de flujo para obtener los datos que faciliten el óptimo diseño de los fluidos, ya que la perforación de pozos direccionales trae consigo muchos problemas que generalmente no se presentan en pozos verticales y los cuales se describen a continuación:

En pozos con ángulos de 10°, el movimiento y concentración de recortes es ligeramente mayor que en los verticales, sin que se tengan problemas de limpieza respecto a los verticales.

En pruebas para bajos ángulos de inclinación ($10^\circ < \theta < 30^\circ$) el comportamiento de los recortes cambia gradualmente con la inclinación, ya que la velocidad de deslizamiento radial fuerza a mayor cantidad de partículas a concentrarse en la parte baja del anular. Esto eventualmente causa la formación de camas de recortes, especialmente a bajos gastos y se pueden caracterizar en dos formas:

A bajas velocidades (< 2 ft/seg o < 0.61 m/seg) se forma una cama de recortes, siendo menor de $1/8$ pg. e inestable, especialmente en un flujo turbulento y con la rotación de la tubería.

En general, después de que los recortes caen en un flujo lineal viajan hacia la parte baja y eventualmente re-entran en la zona de alta velocidad localizada en la parte media del anular, repitiéndose este proceso en fluidos a baja velocidad.

A altas velocidades (> 2 ft/seg), las partículas son incapaces de formar una cama estable; pero la mayoría de las veces son transportadas en la parte baja del anular en grupos que ocasionalmente llenan por entero el anular.

Estudios realizados en ángulos de $30^\circ < \theta \leq 60^\circ$ demuestran drásticos cambios en el comportamiento de las partículas ya que la mayor cantidad de ellas son forzadas a ir hacia la parte baja del anular. Generalmente, la formación de la cama de recortes ocurre a velocidades < 2.5 ft/seg (< 0.76 m/seg) a 40° y < 3 ft/seg (< 0.91 m/seg) a 50° . La cama usualmente se desliza hacia abajo en contra del flujo, resultando en una alta concentración de recortes.

En flujo laminar, muy pocas partículas son transportadas, hasta que una cama se forma reduciendo el área anular e incrementando la velocidad del fluido lo suficiente para transportar los recortes que no se han depositado.

Con flujo turbulento y con rotación de la tubería, se desestabiliza a los recortes, pero posteriormente se depositan en la parte baja del anular formando una cama, y muy pocas partículas pueden viajar en la parte superior del anular antes de que la cama se forme.

A velocidades mayores de 3 ft/seg. no se forman acumulaciones especialmente en flujo turbulento y los recortes viajan generalmente en agrupaciones. En ocasiones se forman camas inestables y las partículas se incorporan fácilmente al flujo. Los ángulos de 40° y 50° se consideran críticos, no por la acumulación de recortes, sino porque las fuerzas de gravedad los deslizan hacia abajo y cuando la circulación se suspende los recortes caen y bloquean la parte baja del anular, a menos de que se eliminen.

La mejor forma de limpiar esta sección crítica es asegurar la suficiente velocidad del lodo (>3 pies/seg) asociada con una alta relación de P_o/V_p (mayor de 1). Si la mínima velocidad no es posible por capacidad del equipo, la inestabilidad del agujero o limitaciones impuestas por el motor de fondo, la relación P_o/V_p y el tiempo de circulación debe incrementarse.

En grandes ángulos de inclinación ($60^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$), la cama se forma casi instantáneamente y no se desliza sino hasta que se para la circulación. La rotación de la tubería ocasiona que los recortes se desplacen lateralmente, creando acumulaciones de estos en un lado del anular, además, continuamente mueven los recortes eliminándolos de la cama e introduciéndolos en el flujo arriba de la cama. Su desplazamiento se puede separar en dos zonas: la primera, constituida por capas estrechas de partículas agrupadas, moviéndose axialmente justo arriba de la cama.

La segunda, se encuentra arriba de la capa, consistente de partículas separadas, viajando suavemente en pocas agrupaciones. En términos generales, existe un equilibrio entre la cama y las partículas libres después de que suficientes partículas han sido depositadas para reducir el área de flujo lo suficiente para que la transportación ocurra, y en determinados ángulos no se formen camas.

En esta sección se recomienda circular en flujo turbulento si no se ocasionan problemas de erosión y de no ser posible el tiempo de circulación debe incrementarse.

La suspensión de recortes es crítica y mucho más difícil en pozos altamente inclinados donde el fluido está estático. Esto se debe a un fenómeno conocido como "efecto de boicoteo" o diferencia de velocidades de movimiento, el cual puede resultar por la falta de continuidad en la densidad, debido a la variación de la densidad

observada cuando la circulación se reanuda después de un paro. Esto puede traer fuertes problemas de atrapamiento y de fracturamiento de la formación. Este efecto se reduce aumentando las propiedades de suspensión de los fluidos de perforación.

Respecto a la excentricidad sobre el transporte de recortes, se ha demostrado que produce ciertos efectos en el espesor y en la concentración de la cama. La acumulación es menor y el acarreo es mayor cuando la tubería es concéntrica. El efecto en ángulos entre 0 y 35° es muy pequeña, siendo el peor de los casos cuando la excentricidad es negativa, en agujeros concéntricos es mejor, pero no por mucho margen, especialmente con altos gastos. Entre 35 y 55°, no hay efectos consistentes de la excentricidad, ϵ , y con ángulos $>50^\circ$, con $\epsilon = \pm 50\%$ dan el peor funcionamiento especialmente a bajos gastos.

El efecto de la viscosidad en el comportamiento de los recortes depende del régimen de flujo. En flujo laminar, la acumulación es menor con fluidos de alta viscosidad, en el cual eventualmente se forman camas. En flujo turbulento, se forman pequeñas camas para ambos casos. Esto se relaciona con la velocidad de deslizamiento de la partícula que es mayor en el flujo turbulento e independiente de la viscosidad.

Es importante recordar que la concentración de recortes es un buen indicador de la eficiencia del transporte del fluido de perforación siendo mejor cuando es menor. Teniendo esto en cuenta, es claro que los fluidos funcionan mejor en todos los regímenes en bajos ángulos de inclinación (figura IV.1). En dos fluidos con igual régimen de flujo, el de mayor viscosidad funciona mejor (figuras IV.2 y IV.3). En cambio, en un pozo altamente desviado un lodo de baja viscosidad en flujo turbulento puede funcionar como uno de alta viscosidad en flujo turbulento puede funcionar como uno de alta viscosidad en flujo laminar (figura IV.4). También se ha demostrado que las altas velocidades de flujo son más efectivas para limpiar el pozo en todos los ángulos, viscosidades y regímenes (figuras IV.5, IV.6, IV.7 y IV.8).

VARIACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE RECORTES CON LA INCLINACIÓN :

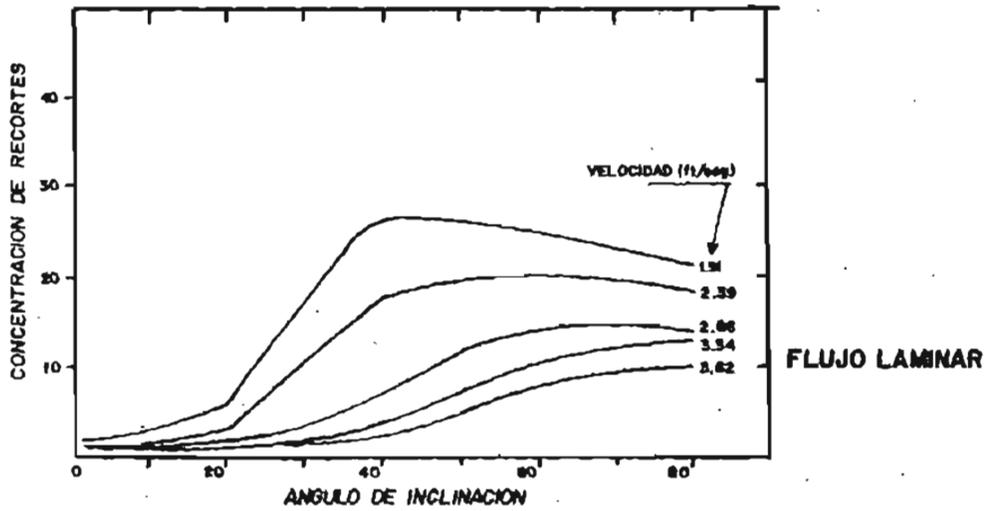


FIGURA IV.1

EFFECTO DE LA VISCOSIDAD E INCLINACIÓN EN LA CONCENTRACIÓN DE RECORTES :

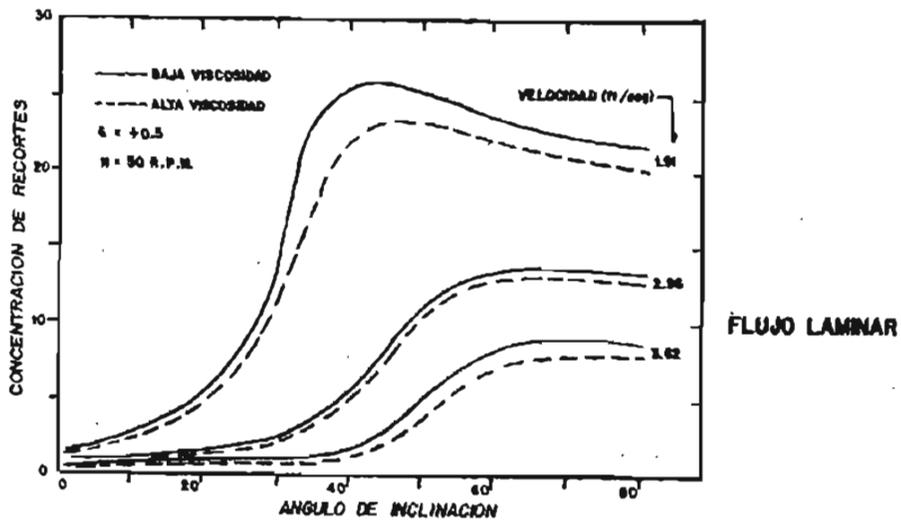


FIGURA IV.2

EFFECTO DE LA VISCOSIDAD E INCLINACIÓN EN LA CONCENTRACIÓN DE RECORTES

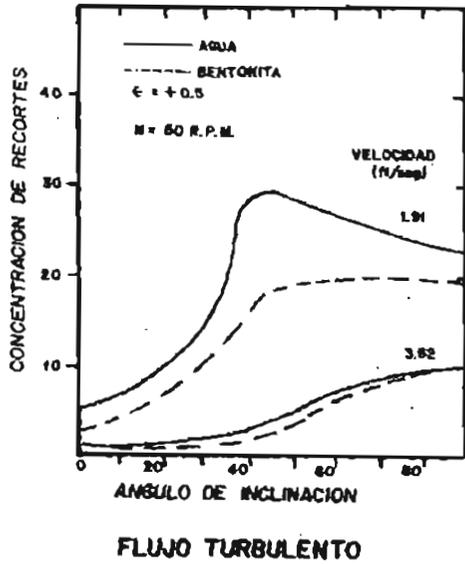


FIGURA IV.3

EFFECTO COMBINADO DE LA VISCOSIDAD Y EL REGIMEN DE FLUJO EN LA CONCENTRACIÓN DE RECORTES.

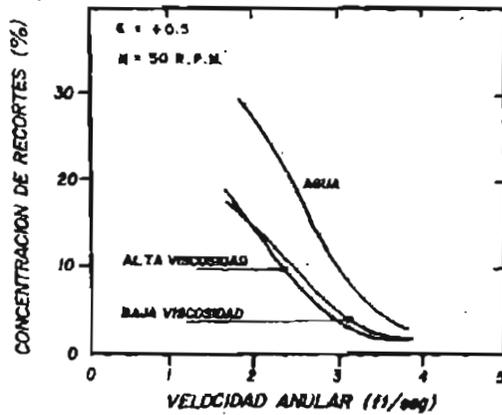
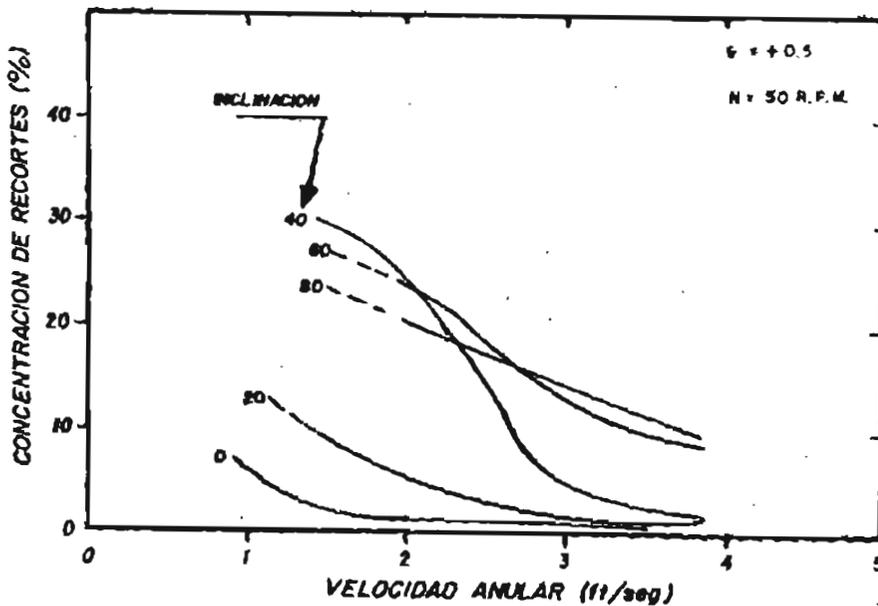


FIGURA IV.4

VARIACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE RECORTES CON LA VELOCIDAD DE FLUJO :



FLUJO LAMINAR

FIGURA IV.5

**EFFECTO DE LA VISCOSIDAD Y LA VELOCIDAD
EN LA CONCENTRACIÓN DE RECORTES :**

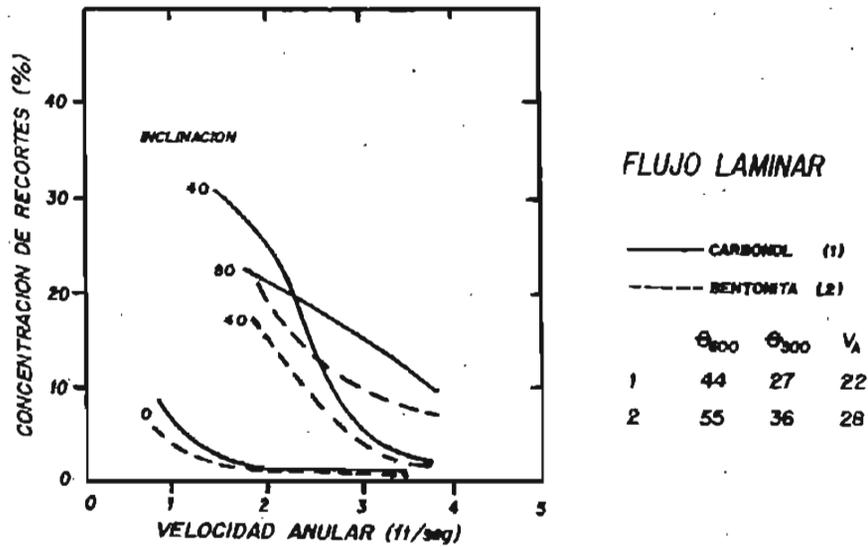


FIGURA IV.6

**VARIACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN
DE RECORTES CON LA VISCOSIDAD.**

**EFFECTO DE LA VISCOSIDAD Y LA
VELOCIDAD EN LA
CONCENTRACIÓN DE RECORTES.**

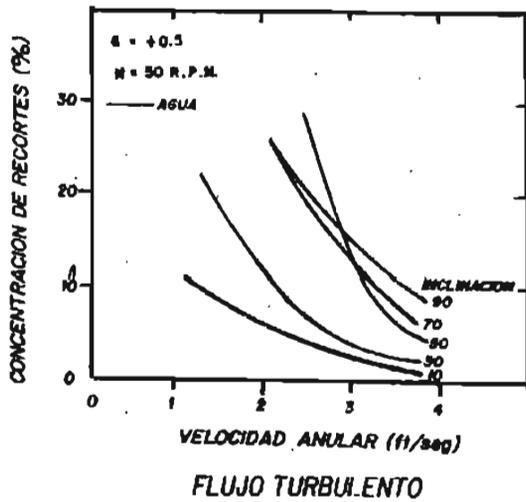


FIGURA IV.7

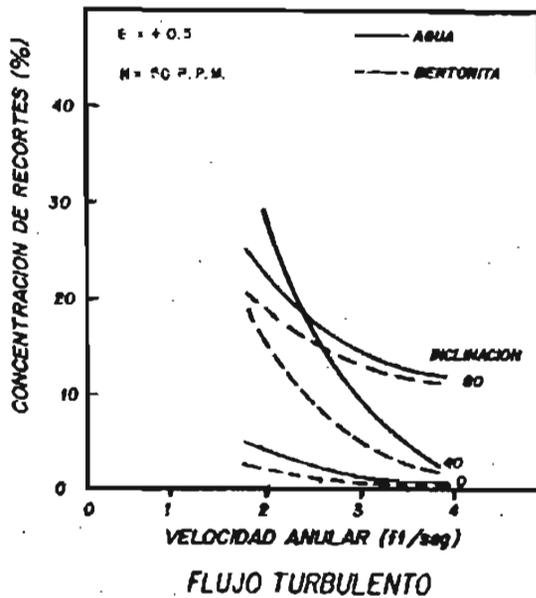


FIGURA IV.8

Diseño del flujo de fluidos.- Una vez que las consideraciones de presión son conocidas, el diseño del flujo debe realizarse. El principal criterio es obtener un modelo de flujo que permita la limpieza del agujero, preferentemente en flujo turbulento. Este puede ser alcanzada en una o dos formas o la combinación de ambas:

Reduciendo la viscosidad y consecuentemente el numero de reynolds del fluido. Esto da como resultado que el modelo cambie de flujo laminar a turbulento a bajas velocidades. Generalmente es aceptable en agujeros horizontales, porque se ha demostrado que la limpieza y transporte de recortes en altos ángulos incluyendo la sección horizontal, es mejor en flujo turbulento. Reduciendo el volumen anular mientras se mantiene el mismo gasto da como resultado altas velocidades. El diseño del aparejo de fondo es importante en este punto, porque los requerimientos de flujo o restricciones de gasto y presión de los componentes tales como los de la herramienta de medición mientras se perfora (MWD) o del motor de fondo pueden no permitir el flujo turbulento.

PROPUESTA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Durante el proceso de perforación rotatoria se presentan distintos fenómenos provocados por el contacto del fluido de perforación y la pared del pozo. La principal consecuencia de esta interacción es el hinchamiento de una arcilla denominada Montmorillonita que está presente en cantidades variables en los diferentes estratos perforados.

Las lutitas están compuestas principalmente de 4 tipos de arcillas: La caolinita, la montmorillonita, la illita y la clorita.

Este fenómeno (hinchamiento) desencadena una serie de eventos que finalmente tienden a restar la estabilidad del pozo originando problemas tales como: derrumbe, pegaduras por empacamiento de sarta, pegaduras diferenciales, etc. causando grandes pérdidas económicas.

Para evitar el problema de hidratación de las lutitas, se han desarrollado diferentes aditivos que inhiben la hidratación (Ej.- Los glicoles). Por lo que se recomienda en el presente trabajo utilizar un fluido base agua inhibido para controlar la expansión de las formaciones reactivas expuestas en dicho pozo.

El alto costo ecológico generado al utilizar lodos base aceite, ha provocado la búsqueda de alternativas mas viables, el resultado, la formulación de lodos base agua, los cuales han abatido en gran parte el problema ambiental.

A continuación se presentan los costos de 2 sistemas de fluidos base agua:

A).- Sistema de fluido base agua inhibido libre a bordo en pozo, para utilizarse en diámetros desde 8½ ~ hasta 8³/₈”:

<u>UNIDAD</u>	<u>P.U. (\$ USD)</u>	<u>P.U. (\$ M.N.)</u>
m	53.39	131.40

B).- Sistema de fluido polimérico para alta temperatura libre a bordo en pozo, para utilizarse en diámetros desde 8½ hasta 8³/₈”:

<u>UNIDAD</u>	<u>P.U. (\$ USD)</u>	<u>P.U. (\$ M.N.)</u>
m	85.18	201.05

TABLA IV.1. FORMULACION RECOMENDADA DE UN SISTEMA BASE AGUA INHIBIDO PARA LA PERFORACION DEL POZO:RODADOR-298:

	Kg/m3	Lbs/bbl
Aquagel	30.00	10.49
Sosa Caustica	4.00	1.40
Cal	14.00	4.90
Envirotorq	2.00	0.70
Carbonox	18.00	6.29
Dextrid	2.00	0.70
Pac R/L	4.00	1.40
Lignox	18.00	6.29
Barotrol	8.00	2.80
Barita	668.00	233.57

TABLA IV.2. PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS RECOMENDADAS:

Densidad	1.05 – 1.55	gr/cc
Viscosidad	45 - 55	seg
Visc.Plastica	27 - 34	cps
P.de Cedencia	15 - 22	lbs/100 ft2
Geles	3/18 – 5/26	lbs/100 ft2
Filtrado API	8 - 4	cc
PH	10.5 – 12.0	
Pm	10 - 14	cc H2SO4
Pf	.8 - 2.5	1cc H2SO4
Exceso Cal	6 – 10	Kg/m3
Calcio	250 – 350	ppm
MBT	< 80	Kg/m3
Solidos	20 – 23	%

CAPITULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

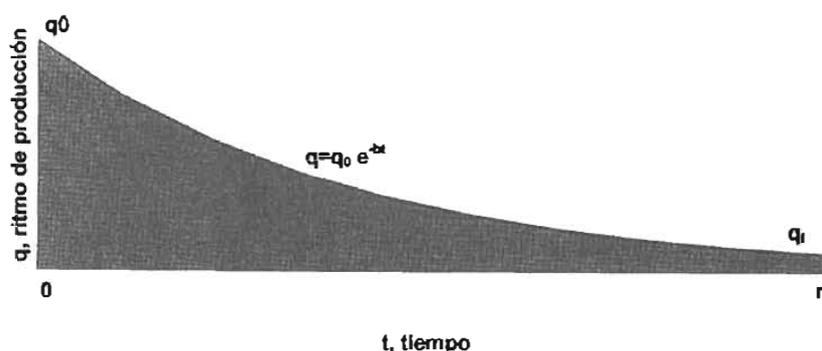
La actividad de perforación de pozos suele consumir una parte significativa de los cuantiosos recursos financieros que se destinan al negocio de la exploración y producción del petróleo; los pozos son el único conducto para que los hidrocarburos viajen desde el subsuelo, donde han estado almacenados por millones de años, hasta la superficie.

En los agujeros que se perforan, que son de unas cuantas pulgadas de diámetro y varios kilómetros de longitud, se instalan complejos sistemas de tuberías verticales para el control de los fluidos; dadas las profundidades a que por lo general se encuentran los yacimientos petroleros, la perforación de los pozos requiere de tecnologías muy especializadas y avanzadas. Tal es el caso del presente trabajo con la aplicación de la Perforación Direccional del pozo Rodador-298.

Cuando el objetivo es el de maximizar la ganancia o valor presente neto del proyecto; además de las características físicas de los yacimientos y de los fluidos, en el análisis se toman en cuenta los precios de los hidrocarburos y los costos de perforación y extracción. La inclusión de estas variables económicas, cuyos valores fluctúan con el tiempo, pone de manifiesto que las soluciones dadas por buenas un día pueden no serlas en otra ocasión.

Para que este tema sea desarrollado fácilmente desde el punto de vista matemático nos apoyaremos en una idealización del comportamiento de la producción de los pozos, que es la declinación exponencial (Fig. V.1). Con ello no se deteriora la generalidad conceptual del procedimiento, ya que solo en el menor de los casos el comportamiento real puede ser totalmente arbitrario y para la tendencia exponencial es lo común en la mayoría de los yacimientos en el mundo; por otra parte, esta forma típica de declinación nos brinda la oportunidad de acercarnos al concepto de capitalización o composición continua de interés.

Fig. V.1.- Declinación exponencial :



Realizando el análisis económico de un pozo de desarrollo cuyo ritmo de producción declina exponencialmente. El análisis consistirá en calcular y comparar el valor actual de los ingresos netos con el costo de la perforación y así sabremos si conviene o no perforarlo. Cabe señalar que el único producto generador de ingresos que consideraremos en el presente estudio es el crudo.

Variables que intervienen en el análisis del comportamiento de la producción de pozos (Declinación exponencial) :

q= ritmo de producción (barriles/día)

q₀= ritmo de producción inicial

q₁= límite económico de producción

t= tiempo (años, meses, días, ...)

n= vida económica del pozo

C= costo al tiempo 0 de la perforación del pozo (pesos, dólares, ...)

i= costo de capital o tasa a la que se pagan intereses por el uso del dinero

o= precio de venta del crudo (dólares/barril)

c= costo unitario de operación y mantenimiento (dólares/barril)

u = o - c= precio neto del crudo (dólares/barril)

b= declinación continua

It = Ingresos netos totales

G= ganancia

Rb/c= Razón: Beneficio / Costo

Como se muestra en la figura V.1, la ecuación de la curva es $q=q_0e^{-bt}$, por lo que conocidos el ritmo de producción inicial q_0 y la declinación continua b se puede determinar el ritmo de producción q correspondiente a cualquier tiempo t . (Fig. V.2)

Así pues el valor actual del ingreso neto del periodo dt^1 es:

$$\frac{uqdt}{e^{it}}$$

Donde se establece que:

$$q = q_0 e^{-bt} \text{ ----- (V.1)}$$

De esta manera el valor actual de los ingresos totales, que llamaremos I_t , es la suma de los valores actuales elementales que van desde el tiempo 0 hasta el tiempo n :

$$I_t = \frac{uq_0}{b+i} [1 - e^{-(b+i)n}] \text{ ----- (V.2)}$$

Donde u y q_0 son constantes.

¹ Administración de Empresas Petroleras
Luzbel Napoleón Solórzano

LAS VARIABLES DE NUESTRO CASO SON: POZO RODADOR – 298 DIRECCIONAL

C= 3,733,240.00 dólares

i= 10 % anual,

o= 20.0 dólares por barril,

c = 3.5 dólares por barril,

u= 20.0 – 3.5 = 16.5 dólares por barril,

q₀ = 900 barriles diarios,

b=18.0 % anual

q₁= 178.6 barriles diarios. Determinar el ingreso neto total, I_t.

Así como los valores del pronóstico de producción establecidos en la tabla V.1. y gráfica V.2. al final del capítulo para aplicar la expresión V.2., sólo nos faltaría **n** para calcular el ingreso neto total I_t, la cual se obtiene de la expresión V.1 para cuando el ritmo de producción **q** es igual a q_i:

$$n = - 1/b \ln (q_1/q_0)$$

$$n = - 1 / 0.180 \ln (178.6/900) = 9 \text{ Años.}$$

De esta manera los ingresos netos totales serán:

$$I_t = \frac{(16.5) (365 \times 900)}{(0.180) + (0.100)} \left[1 - e^{-(0.180+0.100)9} \right]$$

$$I_t = 17,800,496 \text{ dolares}$$

Obsérvese que el ritmo de producción se multiplicó por 365 para convertirlo a barriles por año y así manejar las mismas unidades de tiempo en que están expresados los elementos del denominador: la declinación anual y la tasa de interés anual.

Podemos hacer algunos comentarios sobre el resultado que acabamos de obtener. De perforarse este pozo se invertirían **3,733,240** dólares y se obtendrían **17,800,496** dólares de ingresos netos en valor actual, lo que significa una ganancia (**G**) de **14,067,256** dólares.

$$G = I_t - C \quad (V.3)$$

$$G = 17,800,496 - 3,733,240 = 14,067,256 \text{ dólares}$$

Finalmente si dividimos el total de ingresos netos entre la inversión inicial obtenemos la razón **beneficio/costo Rb/c**:

$$R b/c = \frac{I_t}{C} = \frac{G+C}{C} \quad \text{-----} \quad (V.4)$$

$$\frac{17,800,496}{3,733,240} = 4.77$$

Lo que significa que recuperamos **4.77** dólares por cada dólar invertido.

RITMO DE PRODUCCIÓN

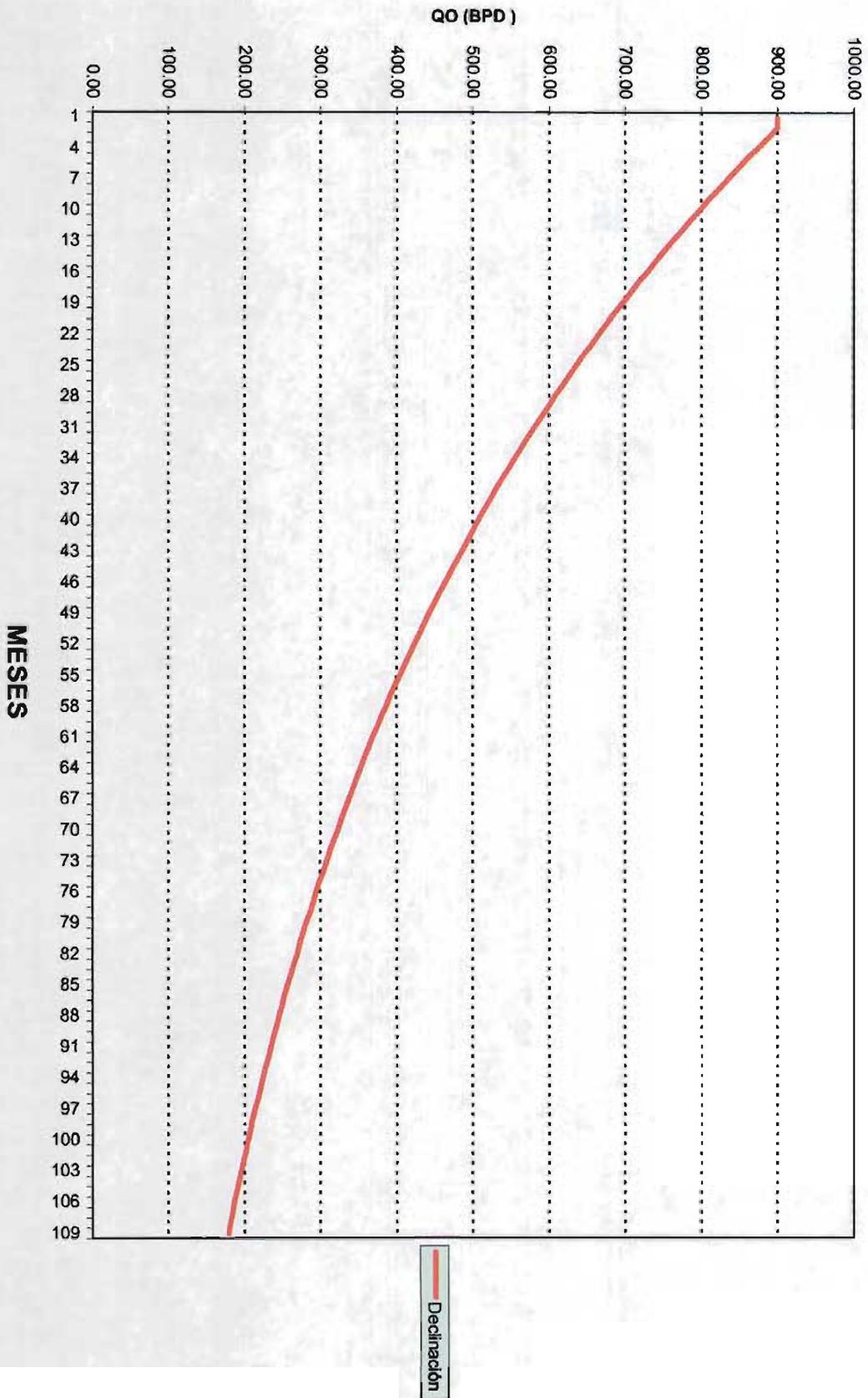


FIG.V.2.- PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN POZO RODADOR-298 DIRECCIONAL

TABLA V.1. PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN RODADOR-298 DIRECCIONAL

Mes	Qo bis/día	Qo bis/mes	Np mbls	Qg mmpc/día	Qg mmpc/mes	Gp mmpc
1	900.00	27360.00	27.36	0.707	21.50	21.50
2	900.00	27360.00	54.72	0.707	21.50	43.01
3	886.50	26949.60	81.67	0.697	21.18	64.19
4	873.20	26545.36	108.21	0.686	20.86	85.05
5	860.10	26147.18	134.36	0.676	20.55	105.60
6	847.20	25754.97	160.12	0.666	20.24	125.85
7	834.49	25368.64	185.49	0.656	19.94	145.78
8	821.98	24988.11	210.47	0.646	19.64	165.42
9	809.65	24613.29	235.09	0.636	19.35	184.77
10	797.50	24244.09	259.33	0.627	19.05	203.82
11	785.54	23880.43	283.21	0.617	18.77	222.59
12	773.76	23522.22	306.73	0.608	18.49	241.08
13	762.15	23169.39	329.90	0.599	18.21	259.29
14	750.72	22821.85	352.73	0.590	17.94	277.23
15	739.46	22479.52	375.20	0.581	17.67	294.90
16	728.37	22142.33	397.35	0.572	17.40	312.30
17	717.44	21810.20	419.16	0.564	17.14	329.44
18	706.68	21483.04	440.64	0.555	16.88	346.33
19	696.08	21160.80	461.80	0.547	16.63	362.96
20	685.64	20843.38	482.64	0.539	16.38	379.34
21	675.35	20530.73	503.18	0.531	16.14	395.48
22	665.22	20222.77	523.40	0.523	15.89	411.37
23	655.24	19919.43	543.32	0.515	15.66	427.03
24	645.42	19620.64	562.94	0.507	15.42	442.45
25	635.73	19326.33	582.26	0.500	15.19	457.64
26	626.20	19036.44	601.30	0.492	14.96	472.60
27	616.81	18750.89	620.05	0.485	14.74	487.34
28	607.55	18469.63	638.52	0.478	14.52	501.85
29	598.44	18192.58	656.71	0.470	14.30	516.15
30	589.46	17919.69	674.63	0.463	14.08	530.23
31	580.62	17650.90	692.28	0.456	13.87	544.11
32	571.91	17386.13	709.67	0.450	13.66	557.77
33	563.33	17125.34	726.80	0.443	13.46	571.23
34	554.88	16868.46	743.66	0.436	13.26	584.49
35	546.56	16615.43	760.28	0.430	13.06	597.55
36	538.36	16366.20	776.65	0.423	12.86	610.41
37	530.29	16120.71	792.77	0.417	12.67	623.08
38	522.33	15878.90	808.65	0.411	12.48	635.56
39	514.50	15640.72	824.29	0.404	12.29	647.86
40	506.78	15406.10	839.69	0.398	12.11	659.96
41	499.18	15175.01	854.87	0.392	11.93	671.89
42	491.69	14947.39	869.81	0.386	11.75	683.64
43	484.32	14723.18	884.54	0.381	11.57	695.21
44	477.05	14502.33	899.04	0.375	11.40	706.61
45	469.89	14284.79	913.33	0.369	11.23	717.84
46	462.85	14070.52	927.40	0.364	11.06	728.90
47	455.90	13859.46	941.26	0.358	10.89	739.79
48	449.06	13651.57	954.91	0.353	10.73	750.52
49	442.33	13446.80	968.35	0.348	10.57	761.09
50	435.69	13245.10	981.60	0.342	10.41	771.50
51	429.16	13046.42	994.65	0.337	10.25	781.75
52	422.72	12850.72	1007.50	0.332	10.10	791.85
53	416.38	12657.96	1020.15	0.327	9.95	801.80
54	410.13	12468.09	1032.62	0.322	9.80	811.60
55	403.98	12281.07	1044.90	0.318	9.65	821.25
56	397.92	12096.86	1057.00	0.313	9.51	830.76

Mes	Qo bls/dia	Qo bls/mes	Np mbls	Qg mmpc/dia	Qg mmpc/mes	Gp mmpc
57	391.95	11915.40	1068.92	0.308	9.37	840.12
58	386.07	11736.67	1080.65	0.303	9.22	849.35
59	380.28	11560.62	1092.21	0.299	9.09	858.44
60	374.58	11387.21	1103.60	0.294	8.95	867.39
61	368.96	11216.41	1114.82	0.290	8.82	876.20
62	363.43	11048.16	1125.88	0.286	8.68	884.88
63	357.97	10882.44	1136.75	0.281	8.55	893.44
64	352.61	10719.20	1147.47	0.277	8.42	901.86
65	347.32	10558.41	1158.02	0.273	8.30	910.16
66	342.11	10400.04	1168.42	0.269	8.17	918.33
67	336.97	10244.04	1178.67	0.265	8.05	926.39
68	331.92	10090.37	1188.76	0.261	7.93	934.32
69	326.94	9939.02	1198.70	0.257	7.81	942.13
70	322.04	9789.93	1208.49	0.253	7.69	949.82
71	317.21	9643.09	1218.13	0.249	7.58	957.40
72	312.45	9498.44	1227.63	0.246	7.47	964.87
73	307.76	9355.96	1236.99	0.242	7.35	972.22
74	303.15	9215.62	1246.20	0.238	7.24	979.46
75	298.60	9077.39	1255.28	0.235	7.13	986.60
76	294.12	8941.23	1264.22	0.231	7.03	993.63
77	289.71	8807.11	1273.03	0.228	6.92	1000.55
78	285.36	8675.00	1281.70	0.224	6.82	1007.37
79	281.08	8544.88	1290.25	0.221	6.72	1014.08
80	276.87	8416.70	1298.68	0.218	6.62	1020.70
81	272.71	8290.45	1306.95	0.214	6.52	1027.21
82	268.62	8166.10	1315.12	0.211	6.42	1033.63
83	264.59	8043.61	1323.16	0.208	6.32	1039.95
84	260.62	7922.95	1331.09	0.205	6.23	1046.18
85	256.71	7804.11	1338.89	0.202	6.13	1052.31
86	252.86	7687.05	1346.58	0.199	6.04	1058.36
87	249.07	7571.74	1354.15	0.196	5.95	1064.31
88	245.33	7458.16	1361.61	0.193	5.86	1070.17
89	241.65	7346.29	1368.95	0.190	5.77	1075.94
90	238.03	7236.10	1376.19	0.187	5.69	1081.63
91	234.46	7127.56	1383.32	0.184	5.60	1087.23
92	230.94	7020.64	1390.34	0.182	5.52	1092.75
93	227.48	6915.33	1397.25	0.179	5.44	1098.19
94	224.07	6811.60	1404.06	0.176	5.35	1103.54
95	220.70	6709.43	1410.77	0.173	5.27	1108.81
96	217.39	6608.79	1417.38	0.171	5.19	1114.01
97	214.13	6509.66	1423.89	0.168	5.12	1119.12
98	210.92	6412.01	1430.30	0.166	5.04	1124.16
99	207.76	6315.83	1436.62	0.163	4.96	1129.13
100	204.64	6221.09	1442.84	0.161	4.89	1134.02
101	201.57	6127.78	1448.97	0.158	4.82	1138.83
102	198.55	6035.86	1455.01	0.156	4.74	1143.58
103	195.57	5945.32	1460.95	0.154	4.67	1148.25
104	192.64	5856.14	1466.81	0.151	4.60	1152.85
105	189.75	5768.30	1472.57	0.149	4.53	1157.39
106	186.90	5681.78	1478.26	0.147	4.47	1161.85
107	184.10	5596.55	1483.85	0.145	4.40	1166.25
108	181.34	5512.60	1489.37	0.143	4.33	1170.58
109	178.62	5429.91	1494.80	0.140	4.27	1174.85

CONCLUSIONES

- La reincorporación de pozos a la vida productiva a través de reentradas genera mayor rentabilidad en la explotación de reservas ya que los costos de perforación se reducen considerablemente al partir de una infraestructura ya existente.
- Es necesario disponer de información confiable y una buena caracterización del yacimiento para alcanzar los objetivos en forma segura.
- La planeación de la trayectoria direccional debe realizarse considerando las características geológicas del campo.
- El sistema de fluidos para la intervención del pozo representa un papel importante y asegurar una buena inhibición ya que para alcanzar el objetivo en el Campo Rodador se debe atravesar una secuencia de arenas con arcillas de regular actividad.
- El costo de intervención para el pozo Rodador 298 direccional representa un ahorro aproximado del 30% comparado con los costos tradicionales de un pozo nuevo.
- La factibilidad de aplicación de proyecto Rodador es del 100%.

RECOMENDACIONES

- Se requiere trabajar a través de grupos interdisciplinarios con especialistas de perforación, geología y yacimientos para asegurar el éxito del proyecto.
- Es importante contar con software técnico para monitorear las actividades de perforación y auxiliien en las tomas de decisiones para reducir los riesgos que se presentan durante la perforación.
- Se recomienda extender la aplicación de las reentradas hacia yacimientos de baja rentabilidad, para hacerlos mas atractivos y factibles de intervenir.

BIBLIOGRAFÍA

1. Perforación direccional y horizontal
Un siglo de la perforación en México
Tomo VIII; Diseño de la perforación de pozos
2. Apuntes de perforación direccional / horizontal
M.I. Emilio de la Torre Ramos
Sept. del 2002
3. Applied Drilling Engineering
SPE Textbook Series, Vol. 2
Bourgoyne Jr. Adam T.
Texas 1991
4. Eastman Christensen
Directional Drilling: An engineered approach
Houston, 1990
5. Curso de Introducción a la perforación direccional
Schlemberger (field service manager)
Ing. Gerardo Villamil León
6. Procedimientos operativos para el control de la perforación direccional
SIASPA.- elemento 11: Tecnología del proceso
7. Experimental Study of Cuttings Transporting Directional Wells
SPE (febrero 1986) p. 43-56
8. Economía del Proyecto en Ingeniería
H. G. Thuesen; W. J. Fabrycky; G. J. Thuesen
Prentice Hall 1986
9. Criterios de Rentabilidad Económica para la administración de empresas
petroleras de exploración y producción
Luzbel Napoleón Solórzano
Primera Edición 1996

ÍNDICE DE FIGURAS

- Fig. I.1.- Plano de Localización del Campo Rodador
- Fig. I.2.- Plano de Pozos del Campo Rodador
- Fig. I.3.- Columna Estratigráfica
- Fig. I.4.- Configuración Estructural
- Fig. I.5.- Sección Auxiliar Vertical (Campo Rodador)
- Fig. II.1.- Parámetros para Métodos de Cálculo
- Fig. III.1.- Proyección Direccional (Rodador-298 Direccional)
- Fig. III.2.- Proyección Vertical Rodador-298 Direccional
- Fig. III.3.- Estado Mecánico Propuesto Rodador-298 Direccional
- Fig. III.4.- Datos de Pozo de correlación Rodador-199
- Fig. III.5.- Datos generales Pozo de correlación Rodador- 85
- Fig. III.6.- Datos generales pozo Rodador-298 (Vertical)
- Fig. IV.1.- Variación de la Concentración de Recortes con la Inclinación
- Fig. IV.2.- Efecto de la Viscosidad e Inclinación en la Concentración de Recortes (F. Laminar)
- Fig. IV.3.- Efecto de la Viscosidad e Inclinación en la Concentración de Recortes (F. Turbulento)
- Fig. IV.4.- Efecto Combinado de la Viscosidad y el Régimen de Flujo en la Concentración de Recortes
- Fig. IV.5.- Variación de la Concentración de Recortes con la Velocidad de Flujo
- Fig. IV.6.- Efecto de la Viscosidad y la Velocidad en la Concentración de Recortes (F. Laminar)
- Fig. IV.7.- Variación de la Concentración de Recortes con la Viscosidad
- Fig. IV.8.- Efecto de la Viscosidad y la Velocidad en la Concentración de Recortes (F. Turbulento)
- Fig. V.1.- Declinación Exponencial
- Fig. V.2.- Pronóstico de Producción (Pozo Rodador 298 Direccional)

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I.1.- Volúmenes Originarles, Reservas, Factores de Recuperación del Campo
Rodador

Tabla III.1.- Datos para Trayectoria Direccional

Tabla III.2.- Datos del Proyecto Real

Tabla III.3.- Información Técnica para Pozo Rodador 298 Direccional

Tabla IV.1.- Formulación Recomendada de un Sistema Base Agua Inhibido

Tabla IV.2.- Propiedades Físicoquímicas Recomendadas

Tabla V.1.- Pronóstico de Producción del Pozo Rodador 298 Direccional

Tabla B.1.- Costos de Perforación Pozo Rodador 298 (Pozo Nuevo)

Tabla B.2.- Costo de Perforación Rodador 298 (Direccional)

Tabla B.3.- Costo Programado de Terminación

ANEXO A :

METODOS PARA LA APERTURA DE VENTANAS

A) APERTURA DE VENTANA CON CORTA-TUBO HIDRAULICO.

Secuencia operativa para la apertura de la ventana

Armar corta-tubo hidráulico con cortadores y probarla en superficie, tanto hidráulica como mecánicamente.

Bajar con corta-tubo hidráulico seguida de la herramienta necesaria para cargar el peso adecuado para el corte, se recomienda incluir un amortiguador de vibraciones, reconocer por lo menos 10 metros debajo mas de la profundidad en la que se tiene programada terminar la ventana, con el objeto de checar si se encuentra libre el intervalo.

Levantar corta-tubo hidráulico a la profundidad de inicio de la ventana (uno o dos metros arriba del cople según registros), verificando los pesos de la sarta hacia arriba y abajo, como también el amperaje en el aire, estos parámetros nos servirán de referencia.

Lanzar canica de acero y esperar el viaje de la misma, rotar aparejo hasta alcanzar 100 rpm, verificando el amperaje (sin bomba), meter la bomba hasta alcanzar la presión y gasto programado para el corte y efectuar la operación, tiempo promedio para el corte 90 minutos.

Una vez efectuado el corte, moler de 1 a 2 metros de TR, circular el tiempo de atraso y cuantificar la recuperación de rebaba, para determinar la velocidad optima de corte.

Moler resto de la TR, circulando por lo menos de 15 a 20 minutos / metro para espaciar la rebaba y no sufrir atrapamientos de la sarta.

Al termino del corte, se reconocerá, repasando el intervalo cortado, hasta verificar el paso libre de la sarta.

Al termino se recomienda efectuar un viaje de limpieza con tubo difusor hasta el fondo para recuperar la rebaba que se haya quedado en el fondo, evitando así contaminar el cemento con rebaba.

NOTA: En el caso que se presenten atrapamientos de la sarta por rebaba, suspender el corte y efectuar viaje de limpieza con molino. Cuantificar el fierro recuperado en superficie y comparar con el peso de la sección cortada. Una recuperación del 85% o mayor es un buen indicador de limpieza y acarreo.

B) APERTURA DE VENTANA CON EMPACADOR PERMANENTE

Trabajos previos recomendados.

.Escarear TR, por lo menos hasta 30 metros debajo de donde se este programado el inicio de la ventana.

.Se sugiere acondicionar el fluido de perforación en condiciones para el acarreo de rebaba fina del corte del molino.

.Tomar registro de adherencia y coples para determinar el inicio de la ventana. (en caso de no contar con el).

.Checar las condiciones de equipo: Bombas, Unión giratoria, Indicador de peso y Torquimetro para el éxito de la operación.

.Colocar por lo menos 2 magnéticos cerca de los vibradores para recuperar la rebaba fina.

Secuencia operativa para la apertura de la ventana

Armar y meter empacador con soltador hidráulico y conjunto adaptador, anclándolo 2 metros arriba del cople, para que la ventana sea abierta en el cuerpo de la TR.

En el caso que requiera orientar la cuchara, tomar un registro giroscópico toma sencilla para verificar la orientación de la cuña del empacador. Al hacer esta operación tenga en cuenta que la prioridad es abrir la ventana, por lo que la orientación de la cuchara debe hacerse media la dirección más sencilla posible.

Armar ancla y cuchara en la rampa protegiendo los sellos del ancla y orientar de acuerdo al rumbo programado.

Verificar que el candado del ancla este en posición y apretar los opresores asegurándose que tengan pegamento bakerlok.

Colgar un tubo de TP al elevador.

Subir ensamble con precaución, colocando collarín a unos 30 cm, abajo del tacón de la cuchara.

Colocar el Starting Mill a la TP con el apriete recomendado.

Colocar cuchara en el agujero auxiliar o directo en el pozo cerrando los arietes ciegos.

Amar cuchara al Starting Mill con perno de corte.

Bajar a una velocidad de 3-4 minutos por lingada, evitando movimientos bruscos. (Si la operación de armado se hizo en el pozo, verificar que los arietes de los BOP están en posición abierto).

Bajar rompiendo circulación, se recomienda cada 500 metros para verificar que estén libres los orificios de circulación.

Una vez en la profundidad, antes de llegar al empacador, verifique pesos de la sarta hacia arriba y hacia abajo, sin bomba.

Bajar y cargar 2 toneladas, de peso sobre el empacador, tensionar 4 tons, para verificar agarre del ancla con el empacador, cargue 4 tons., y tensionando de 5-10 tons, hasta romper perno de corte.

Levantar 2 metros, baje a tocar el extremo superior de la cuchara con el molino Starting Mill y marque la flecha.

Levante la sarta un metro, inicie circulación y rotación entre 100 y 120 RPM, bajar lentamente e iniciar a rebajar el tacón y hacer huella en la TR, avance +/- 0.30 m, opere máximo con 1/2 tonelada de peso y 120 RPM.

Levante sarta con el Starting Mill a superficie.

Armar molinos Window Mill, Watermelon y String Mill mas herramienta y martillo y meter.

Localice la parte superior de la cuchara, marque la flecha y levante la sarta 2 metros checando los pesos.

Inicie la apertura de la ventana registrando el avance y evaluando la recuperación de recorte en las temblorinas.

Continúe abriendo y conformando la ventana hasta que se haya cortado una longitud de 6 a 7 metros, para asegurar que ha salido formación 100 %.

Levante la sarta y repase la ventana las veces que sea necesario, hasta observar que esta totalmente libre con y sin rotación.

Circule el tiempo suficiente para limpiar la ventana y levante sarta a superficie.

Revise y calibre los molinos, evalúe el desgaste.

De ser necesario y de acuerdo al desgaste de los molinos, se puede hacer un viaje para conformar la ventana con el siguiente arreglo de molinos.

Molino Taper Mill

Molino Water Melon

Molino String Mill

Herramienta y TP

NOTA: Cuantificar el fierro recuperado en superficie y comparar con el peso de la sección cortada. Una recuperación del 85% o mayor es un buen indicador de limpieza y acarreo.

ANEXO B :

COSTOS

TABLA B.1.- COSTOS DE PERFORACIÓN RODADOR 298 (POZO NUEVO)

POZO: RODADOR 298									
		T.E.I.		CONDUCTOR	1a. ETAPA	2a. ETAPA	3a. ETAPA	4a. ETAPA	
BARRENA T.R.				26	17 1/2	12 1/4	8 1/2	5 7/8	
				20	13 3/8	9 5/8	7	5	
PROFUNDIDAD DESARROLLADA	0	0		50	200	1600	3306	3708	
DÍAS PROGRAMADOS DE EJECUCIÓN	15	0		2	5	13	38	11	84
1.0 OPERACIÓN EQUIPO									
1.2 TOTAL DE OPERACIÓN DE EQUIPO	0	0		0	0	0	0	0	0
								SUBTOTAL:	0
2.0 MATERIALES 302									
2.1 REFACCIONAMIENTO Y MAT. DE USO COMÚN	0	0		14,000	35,000	91,000	266,000	77,000	483,000
2.2 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	0	0		144,041	171,100	1,172,606	2,411,427	254,650	4,153,833
2.3 MATERIALES Y REFACC. EQ. SERAP	0	0		5,908	14,770	38,402	112,252	32,494	203,826
2.4 CEMENTO	0	0		5,908	14,770	38,402	112,252	32,494	203,826
2.5 COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES	0	0		46,924	117,310	305,006	891,556	258,082	1,618,878
SUBTOTAL	0	0		216,781	352,960	1,645,416	3,793,487	654,720	6,663,363
								SUBTOTAL	6,663,363
2.6 ADQUISICIÓN DE UNIDADES COMPLETAS R-318									
2.6.1 CABEZALES, ACCES, Y 1/2 ARBOL DE PROD'N	0	0			0	0	500,000	0	500,000
								SUBTOTAL	500,000
3.0 SERVICIOS RENGLON 308									
3.1 INV. Y DESARROLLO REALIZADO POR EL IMP	0	0		0	0	0	0	0	0
								SUBTOTAL	0
4.0 SERVICIOS A MANTTO. A EQ. PERFN. 30 - 19 RENGLON 314									
4.1 MANTT. PREVENTIVO	0	0		67,666	169,165	439,828	1,285,651	372,162	2,334,471
4.2 MANTTO. CORRECTIVO	0	0		0	0	0	0	0	0
4.3 MANTTO. MAYOR	0	0		0	0	0	0	0	0
4.4 MANTTO. EQUIPO POZO ESCUELA	0	0		0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL	0	0		67,666	169,165	439,828	1,285,651	372,162	2,334,471
								SUBTOTAL	2,334,471
5.0 SERVICIOS DE APOYO A PERFORACIÓN RENGLON 314									
5.1 SERV. INT. DE PERF'N. BARRENAS Y ESTAB.	0	0		27,850	90,375	435,848	531,112	242,205	1,327,390
5.2 SERV. INT. PERFORACIÓN DIRECCIONAL	0	0		0	0	0	340,213	164,977	505,190
5.3 SERVICIO INT. DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	0	0		31,795	209,877	902,511	1,872,897	1,424,406	4,441,486
5.4 SERV. DE CORTE Y RECUP. DE NUCLEOS	0	0		0	0	0	270,577	8,002	278,579
5.5 SERV. DE CORTE, SOLD. Y PBA. DE CABEZALES	0	0		0	63,896	0	0	0	63,896

5.6 RENTAS DE MARTILLOS Y JUNTAS DE SEG.	0	0	0	0	0	164,202	48,186	212,389
5.7 SERV. LIMP. INT. Y EXT. DE TP	0	0	3,966	9,916	25,781	75,359	21,814	136,836
5.8 EQ. DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE	0	0	0	0	0	0	0	0
5.9 MANT. ELIM. DE SOLIDOS CONVENCIONAL	0	0	2,000	5,000	13,000	38,000	11,000	69,000
5.10 CONTROL DE SÓLIDOS DERRICK	0	0	37,158	92,895	241,527	706,003	204,369	1,281,953
5.11 RETROEXCAVADORA P/MANEJO DE RECORTES	0	0	12,966	32,416	84,281	246,359	71,314	447,336
5.12 RENTA DE TRAILERS HABITACIÓN	0	0	1,300	3,250	8,450	24,700	7,150	44,850
5.13 RENTA DE HTA. PESCA	0	0	0	0	76,788	78,992	35,563	191,343
5.14 RENTA DE HTA. DE MOLIENDA	0	0	0	0	0	81,008	50,931	131,939
5.15 RENTA DE HTA. TOP DRIVE	0	0	0	0	0	0	0	0
5.16 REGISTRO LWD	0	0	0	0	0	4,134,551	967,192	5,101,743
5.17 INSPECCIÓN Y REHABILITACIÓN DE HTAS. TUB.	0	0	6,814	17,035	44,292	129,469	37,478	235,089
5.18 VOCEO Y TRANSMISIÓN DE DATOS	0	0	4,600	11,500	29,900	87,400	25,300	158,700
5.19 ACCESORIOS PARA TR'S	0	0	31,513	48,343	70,715	40,479	86,697	277,745
5.20 SERVICIOS DE SEGURIDAD	0	0	9,860	24,651	64,093	187,348	54,232	340,185
5.21 SERVICIO DE ECOLGÍA	0	0	63,155	157,888	410,508	1,119,947	347,353	2,178,851
5.22 SERV. SANEAMIENTO DE RECORTES	0	0	74,349	114,580	610,799	601,773	88,498	1,489,979
5.23 REG. GIROSCÓPICO Y DESV. SENCILLA	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL	0	0	307,327	881,601	3,018,492	10,810,388	3,896,668	18,914,476
							SUBTOTAL	18,914,476
6.0 SERVICIOS SERAP RENGLON 314								
6.1 SERVICIOS DE REGISTROS	0	0	0	0	0	996,047	928,516	1,924,563
6.2 SERVICIOS DE CEMENTACIÓN	0	0	43,100	73,429	425,720	280,729	0	822,978
6.3 SERVICIOS DE APRIETE COMP. P/TR'S	0	0	5,963	4,696	37,571	77,631	4,334	130,196
6.4 PRUEBAS HIDRAULICAS	0	0	16,900	19,833	27,836	52,689	25,847	143,155
6.5 CONJUNTO COLGADOR	0	0	0	0	0	0	116,497	116,497
6.6 SUPERV. INST. DE CABEZALES Y C.S.C.	0	0	0	58,333	14,877	14,677	14,677	102,364
6.7 UNIDAD DE ALTA PRESIÓN BOMBEOS	0	0	30,000	45,000	124,400	192,391	0	391,831
6.8 RENTA DE HTAS. ESPECIALES	0	0	0	0	101,380	68,130	27,755	197,265
6.9 SERVICIOS DE TUBERIA FLEXIBLE	0	0	0	0	0	0	0	0
6.10 PLANTA DE LODOS CARDENAS	0	0	0	0	0	0	0	0
6.11 PRUEBAS D.S.T.	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL	0	0	95,963	201,341	731,624	1,682,294	1,117,626	3,828,849
							SUBTOTAL	3,828,849
7.0 TRANSPORTES RENGLON 316 (LOGÍSTICA)								
7.1 TRANSPORTE, INST. Y NIVELACIÓN DE EQUIPO	6,000,000	0	0	0	0	0	0	6,000,000
7.2 TRANSPORTE DE FLUIDOS	0	0	560	1,400	3,640	10,640	3,080	19,320
7.3 TRANSPORTE DE MATERIAL QUÍMICO	0	0	0	0	0	0	0	0

7.4 TRANSPORTE DE HTAS. Y MATERIALES	0	0	3,005	7,512	19,531	57,091	16,526	103,666
7.5 TRANSPORTE DE DIESEL Y AGUA TRATADA	0	0	749	1,872	4,868	14,228	4,119	25,836
7.6 TRANSPORTE DE PERSONAL	0	0	2,374	5,935	15,431	45,106	13,057	81,903
7.7 APOYO LACUSTRE	0	0	0	0	0	0	0	0
7.8 TRANSPORTE DE BASURA Y CHATARRA	0	0	6,306	15,765	40,989	119,814	34,683	217,557
7.9 GRÚAS DE APOYO A LA OPERACIÓN	0	0	5,166	12,915	33,579	98,154	28,413	178,227
SUBTOTAL	6,000,000	0	18,160	45,399	118,038	345,033	99,878	6,626,508
							SUBTOTAL	6,626,508
8.0 OTROS EGRESOS DE INV. RENGLON 325								
8.1 SERVICIO DE AGUA Y HIELO	0	0	810	2,025	5,265	15,390	4,455	27,945
							SUBTOTAL	27,945
9.0 PROGRAMA DE AHORRO Y ENERGÍA								
9.1 COSTO CONSIDERADO EN MATERIALES Y SERVICIOS	0	0	0	0	0	0	0	0
							SUBTOTAL	0
10.0 PROGRAMA DESARROLLO TECNOLÓGICO								
COSTO CONSIDERADO EN MATERIALES Y SERVICIOS	0	0	0	0	0	0	0	0
							SUBTOTAL	0
SUBTOTAL RENGLONES								
	6,000,000	0	706,706	1,652,490	5,958,490	18,432,244	6,145,510	38,895,613
							SUBTOTAL	38,895,613
11.0 SANEAMIENTO DE LOCALIZACIÓN								2,500,000
12.0 INDIRECTOS Y ADMINISTRATIVOS*								\$38,895,613
INCLUYE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN								
							GRAN TOTAL USO	\$4,049,275.00
13.0 COSTO DE LOCALIZACIÓN (PERA)								\$8,000,000
							GRAN TOTAL (INCLUYENDO TERMINACIÓN)	\$50,646,271.00

TABLA B.2.- COSTO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL (RODADOR 298)

BARRENA T. R.	T. e. l.				CONDUCTOR		8 ½	3397	0	55
					FALSO	FALSO				
PROFUNDIDAD DESARROLLADA	0	0	0	0	0	0				
DIAS PROGRAMADOS DE EJERCICIO	15	0	0	0	0	0		40	0	
1.0. OPERACIÓN EQUIPO										
1.2. TOTAL OPERACIÓN DE EQUIPO	0	0	0	0	0	0	4.981.321	0		4.981.321
								SUB.		4.981.321
2.0. MATERIALES 302										
2.1. REFACCIONAMIENTO Y MAT. DE USO COMUN	0	0	0	0	0	0	280.000	0		280.000
2.2. TUBERIA DE REVESTIMIENTO	0	0	0	0	0	0	2.348.242	0		2.348.242
2.3. MATERIALES Y REFACC. EQ. SERAP.	0	0	0	0	0	0	118.180	0		118.180
2.4. CEMENTO	0	0	0	0	0	0	118.180	0		118.180
2.5. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	0	0	0	0	0	0	319.054	0		319.054
SUBTOTAL	0	0	0	0	0	0	3.181.616	0		3.181.616
								SUB.		3.181.616
2.6. ADQUISIÓN DE UNIDADES COMPLETAS R-318										
2.6.1. CABEZALES, ACCES Y ½ ARBOL DE PROD'N.	0	0	0	0	0	0	500.000	0		500.000
								SUB.		500.000
5.0. SERVICIOS DE APOYO A PERFORACION RENGLON 314										
5.1. SERV. INT. DE PERFN BARRENAS Y STAS	0	0	0	0	0	0	742.304	0		742.304
5.2. SERV. INT. PERFORACION DIRECCIONAL	0	0	0	0	0	0	2.499.616	0		2.499.616
5.3. SERV. INT. DE FLUIDOS DE PERFORACION	0	0	0	0	0	0	2.500.000	0		2.500.000
5.4. SERV. DE CORTE Y RECUP. DE NUCLEOS	0	0	0	0	0	0	557.002	0		557.002
5.5. SERV. DE CORTE SOLD. Y PBA. DE CABEZALES	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.6. RENTA DE MARTILLO Y JUNTA DE SEG.	0	0	0	0	0	0	185.096	0		185.096
5.7. SERV. LIMP. INT. Y EXT. DE TIP.	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.8. EQ. PERFORACION BAJO BALANCE	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.9. MANT. ELIM. DE SÓLIDOS CONVENCIONAL	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.10. CONTROL DE SÓLIDOS CONVENCIONAL	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.11. RETROEXCAVADORA P/MANEJO DE RECORTES	0	0	0	0	0	0	263.500	0		263.500
5.12. RENTA DE TRAILERS HABITACION	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.13. RENTA HTA. DE PESCA	0	0	0	0	0	0	82.936	0		82.936
5.14. RENTA HTA. DE MOLIENDA	0	0	0	0	0	0	54.936	0		54.936
5.15. RENTA HTA TOP DRIVE	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.16. REGISTRO LWD	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.17. INSPECCION Y REHABILITACION DE HTAS TUB.	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.18. VOCEO Y TRANSMISIÓN DE DATOS	0	0	0	0	0	0	92.000	0		92.000
5.19. ACCESORIOS PARA TR S	0	0	0	0	0	0	0	0		0
5.20. SERVICIOS DE SEGURIDAD	0	0	0	0	0	0	205.252	0		205.252
5.21. SERVICIOS DE ECOLOGIA	0	0	0	0	0	0	1.291.774	0		1.291.774
5.22. SERV. SANEAMIENTO DE RECORTES	0	0	0	0	0	0	971.246	0		971.246
5.23. REG. GIROSCOPIO Y DESV. SENCILLA	0	0	0	0	0	0	130.000	0		130.000
SUBTOTAL	0	0	0	0	0	0	9.505.662	0		9.505.662
								SUB.		9.605.662
6.0. SERVICIOS SERAP RENGLON 314										
6.1. SERVICIOS DE REGISTROS	0	0	0	0	0	0	3.238.628	0		3.238.628
6.2. SERVICIOS DE CEMENTACION	0	0	0	0	0	0	600.000	0		600.000
6.3. SERVICIOS DE APRIETE COMP. P/R'S	0	0	0	0	0	0	83.250	0		83.250
6.4. PRUEBAS HIDRAULICAS	0	0	0	0	0	0	54.677	0		54.677
6.5. CONJUNTO COLGADOR	0	0	0	0	0	0	0	0		0
6.6. SUPERV. INST. DE CABEZALES Y C.S.C.	0	0	0	0	0	0	0	0		0
6.7. UNIDAD DE ALTA PRESION BOMBEO	0	0	0	0	0	0	192.391	0		192.391
6.8. RENTA DE HTAS. ESPECIALES	0	0	0	0	0	0	70.255	0		70.255
6.9. SERVICIOS DE TUBERIA FLEXIBLE	0	0	0	0	0	0	0	0		0
6.10. PLANTA DE LODOS CARDENAS	0	0	0	0	0	0	0	0		0
6.11. PRUEBA DST	0	0	0	0	0	0	0	0		0
SUBTOTAL	0	0	0	0	0	0	4.239.201	0		4.239.201
								SUB.		1.239.201
7.0. TRANSPORTES RENGLON 318 (LOGISTICA)										
7.1. TRANSPORTE INST. Y NIVELACION DE EQUIPO	6.500.000	0	0	0	0	0	0	0		6.500.000
7.2. TRANSPORTE DE FLUIDOS	0	0	0	0	0	0	11.200	0		11.200
7.3. TRANSPORTE DE MATERIAL QUIMICO	0	0	0	0	0	0	0	0		0
7.4. TRANSPORTE DE HTAS Y MATERIALES	0	0	0	0	0	0	60.098	0		60.098
7.5. TRANSPORTE DIESEL Y AGUA TRATADA	0	0	0	0	0	0	14.877	0		14.877
7.6. TRANSPORTE DE PERSONAL	0	0	0	0	0	0	0	0		0
7.7. APOYO LACUSTRE	0	0	0	0	0	0	0	0		0
7.8. TRANSPORTE DE BASURA Y CHATARRA	0	0	0	0	0	0	126.120	0		126.120
7.9. GRUAS DE APOYO A LA OPERACIÓN	0	0	0	0	0	0	103.320	0		103.320
SUBTOTAL	6.500.000	0	0	0	0	0	315.713	0		6.815.713
								SUB.		6.815.713
SUBTOTAL RENGLONES										
	8.500.000						22.823.513	0		29.323.513
								SUB.		29.323.513
							GRAN TOTAL PERFORACION		\$ 29,323,513.00	

TABLA B.3.- COSTOS PROGRAMADOS DE TERMINACION (RODADOR 298)

		20
1.0. OPERACIÓN EQUIPO		
1.2. TOTAL OPERACIÓN DE EQUIPO		2.490.661
	SUBTOTAL	2.490.661
2.0. MATERIALES RENGLON 302		
2.1. REFACCIONAMIENTO Y MAT DE USO COMUN		140.000
2.2. TUBERIA DE PRODUCCION Y COMBINACIONES		806.606
2.3. MATERIALES Y REFACCIONAMIENTO EQ. SERAP.		0
2.4. FLUIDOS DE CONTROL Y PRODUCT. QUIMICOS		0
2.5. BOLA COLGADORA		0
2.6. NIPLE COLGADOR (CONJUNTO INTEGRAL VER. PTO. ANT)		0
2.7. UNIDADES SELLADORAS (MULTI-V)		0
2.8. CEMENTO Y ADITIVOS		0
2.8.1. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES		33.585
	SUBTOTAL	980.190
5.0. SERVICIOS RENGLON 314		
5.1. MOLINOS, ZAPATA LAVADROA MILLING TOOL		41.766
5.2. HTA DE PERCUSION Y PESCA		0
5.3. SERV. DE UNIDAD DE ALTA		124.441
5.4. SERVICIO DE FLUIDOS DE TERMINACIÓN		345.041
5.5. SERV. PRUEBAS HIDRAULICAS		34.795
5.6. SERV. CEMENTACIONES		0
5.7. SERV. ESTIMULACIONES		0
5.8. RETENEDORES Y EMPACADORES		559.578
5.9. MEDICION DE POZO		0
5.10. ANCLAJE DE EMPACADORES		43.039
5.11. LIMPIEZA DE APAREJO		0
5.12. LAVADO DE POZO		561.258
5.13. REGISTROS (RG/CCL) (CNL/RG/CCL) (CBT/VDL) (RST)		0
5.14. DISPAROS		540.000
5.15. NITROGENO		531.728
5.16. SERV. TUBERIA FLEXIBLE		694.386
5.17. SERV. APRIETE COMPUTARIZADO		66.405
5.18. SERV. ACCESORIOS 8CAMISAS, NIPLES)		20.000
5.19. UNIDAD DE LINEA DE ACERO		56.580
5.20. RENTA DE SOLDADOR DE RETENEDOR		0
5.21. PRUEBA DE ADMISION		50.000
5.22. RENTA DE TRAILERS HABITACION Y SANITARIOS		13.600
5.23. SERVICIOS DE ECOLOGIA		645.887
5.24. SERVICIOS DE SEGURIDAD		102.626
	SUBTOTAL	4.431.129
6.0. TRANSPORTES RENGLON 316		
6.1. APOYO LACUSTRE		0
6.2. TRANSPORTE DE FLUIDOS		3.733
6.3. TRANSPORTE DE HTAS. Y MATERIALES		30.048
6.4. GRUAS DE APOYO A LA OPERACIÓN		51.660
6.5. TRANSPORTE DE PERSONAL		0
6.6. TRANSPORTE DE AMTERIAL QUIMICO		21.463
	SUBTOTAL	106.904
SUB-TOTAL RENGLONES		
	SUBTOTAL	8.008.884
TOTAL TERMINACION	\$	8,008,884.00